

Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023

**DIAGNÓSTICO CONCORRENCIAL DA INDÚSTRIA DO  
GÁS NATURAL BRASILEIRA VISANDO PROPOSTA DE  
PROGRAMA DE REDUÇÃO DE CONCENTRAÇÃO**

**(Versão Pública)**



**anp**  
Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM  
Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC

Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023

**DIAGNÓSTICO CONCORRENCIAL DA INDÚSTRIA  
DO GÁS NATURAL BRASILEIRA VISANDO A  
PROPOSTA DE PROGRAMA DE REDUÇÃO DE  
CONCENTRAÇÃO**



Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM  
Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC



**anp**  
Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis



## **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

### **Diretor-Geral**

Rodolfo Henrique de Saboia

### **Diretores**

Symone Araújo

Daniel Maia Vieira

Fernando Moura

Claudio Jorge Martins de Souza

### **Nota Técnica elaborada por servidores da SIM e da SDC:**

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM (Coordenação)

Guilherme de Biasi Cordeiro

Juliano Bernacchi

Karine Alves de Siqueira

Rodrigo Ayres Padilha

Tatiana Paranhos Cerqueira De Macau

Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC

Abel Abdala Torres

Luis Cláudio da Silva Carvalho

Luis Eduardo Esteves<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Servidor atualmente lotado na Superintendência de Produção de Combustíveis – SPC.

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>7</b>
<b>2. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL.....</b>	<b>8</b>
<b>3. CARACTERIZAÇÃO DA IGN COMO UMA INDÚSTRIA DE REDE .....</b>	<b>12</b>
<b>4. EVOLUÇÃO DA IGN NO BRASIL .....</b>	<b>15</b>
<b>5. EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DE MERCADO NOS DIVERSOS ELOS DA IGN .....</b>	<b>27</b>
<b>6. TRANSPORTE .....</b>	<b>47</b>
<b>7. COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS Natural.....</b>	<b>50</b>
<b>8. OFERTA E DEMANDA ATUAL NA MALHA INTEGRADA .....</b>	<b>67</b>
<b>9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>75</b>
<b>10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>78</b>
<b>11. ANEXO I – ROTEIRO E PROPOSTA DE MEDIDAS TRANSITÓRIAS PARA INCENTIVO À CONCORRÊNCIA (SEAE) .....</b>	<b>79</b>

## LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 – Gradual evolução de alguns elementos que formam o quadro regulatório da IGN.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 2 - Evolução na participação da Petrobras na produção nacional das bacias que escoam sua produção ao sistema integrado com base nas informações fornecidas pelos operadores dos campos .</i>	<i>29</i>
<i>Tabela 3 - Concentração na disponibilização de gás natural ao sistema integrado conforme o agente proprietário em 2021.....</i>	<i>31</i>
<i>Tabela 4 – Participação atual na produção e disponibilização na Bacia de Santos.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabela 5 – Evolução da participação da Petrobras prevista para a produção de gás natural na Bacia de Santos (excluída a produção do campo de Mero).....</i>	<i>36</i>
<i>Tabela 6 – Participação na disponibilização de gás natural dos campos produtores da Bacia de Campos em 2021 .....</i>	<i>39</i>
<i>Tabela 7 – Evolução da participação da Petrobras prevista para a produção de gás natural na Bacia de Campos.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabela 8 – Participação na disponibilização de gás natural dos campos produtores da Bacia do Recôncavo em 2021.....</i>	<i>40</i>
<i>Tabela 9 – Evolução da participação da Petrobras prevista para a produção de gás natural na Bacia do Recôncavo.....</i>	<i>40</i>
<i>Tabela 10 - Participação da Petrobras na importação de GNL de 2019 a 2022.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 11 - Participação da Petrobras na importação de Gás Natural, por meio dutoviário, de 2019 a 2022 .....</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 12 – Transportadoras de Gás Natural em operação no Brasil .....</i>	<i>49</i>

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 – Fluxos físicos da Indústria do Gás Natural.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2 – Comercialização de gás natural atual.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 3 – Principais instalações da IGN (2020) .....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 4 – Demanda total de gás natural do sistema interligado.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 5 – Oferta de gás natural de fontes nacionais da malha integradas .....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 6 – Regaseificação de GNL entre 2016 e 2021 .....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 7 - Participação na produção de gás natural considerando somente as bacias conectadas ao sistema integrado - 2021 .....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 8 - Participação na disponibilização de gás natural considerando somente as bacias conectadas ao sistema integrado - 2021.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 9 – Escoamento do gás natural da bacia de Santos .....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 10 – Escoamento do gás natural da Bacia de Campos .....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 11 – Escoamento do gás natural da Bacia de Campos utilizando a infraestrutura do estado do Espírito Santo .....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 12 – Gasodutos de Transporte de Gás Natural no Brasil.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 13 – Produção, disponibilidade e comercialização de gás .....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 14 – Comercialização de Gás Natural por Bacia Sedimentar .....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 15 – Comercialização de Gás Natural rico por cliente .....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 16 – Quantidade Diária Contratada de Gás Natural Rico .....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 17 – Vendas de Gás Natural Processado – Swap de venda da Petrobras .....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 18 – Vendas de Gás Natural Processado aos clientes Malha Integrada de Transporte – Mercado Não Termelétrico .....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 19 – Vendas de Gás Natural especificado – Participação nas vendas na Malha Integrada de Transporte – Mercado não termelétrico.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 20 – Vendas de Gás Natural processado aos clientes Malha Integrada de Transporte – Por região agregada – Mercado não termelétrico.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 21 – Quantidade Diária Contratada – Companhias de Distribuição de Gás Natural e Consumidores Livres – Mercado não termelétrico .....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 22 – Quantidade Diária Contratada – Companhias de Distribuição de Gás Natural e Consumidores Livres – Mercado não termelétrico .....</i>	<i>62</i>

<i>Figura 23 – Modalidade de Fornecimento do Gás Natural – Companhias de Distribuição de Gás Natural e Consumidores Livres – Mercado não termelétrico.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 24 – Preço Médio do Gás – Companhias de Distribuição de Gás Natural e Consumidores Livres – Mercado não termelétrico .....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 25 – Vendas de Gás Natural Processado às Termelétricas na Malha Integrada de Transporte</i>	<i>65</i>
<i>Figura 26 – Quantidade Diária Contratada – Companhias de Distribuição de Gás Natural e Consumidores Livres – Mercado Não Termelétrico .....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 27 – Oferta na Malha Integrada de Transporte – Por origem do Gás Natural .....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 28 – Movimentação por Ponto de Entrega de Gás Natural na Malha Integrada de Transporte</i>	<i>68</i>
<i>Figura 29 – Movimentação e Comercialização de Gás Natural na Malha Integrada de Transporte ....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 30 – Projeção da Oferta Doméstica de Gás Natural no Brasil.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 31 – Quantidade Diária Contratada de Gás Rico – Petrobras.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 32 – Quantidade Diária Contratada por CDLs e Consumidores Livres – Mercado Não Térmico</i>	<i>72</i>
<i>Figura 33 – Projeção de Consumo Diário Máximo e Consumo Médio de Gás Natural das UTEs.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 34 – Quantidade Diária Contratada – Companhias de Distribuição de Gás Natural e Consumidores Livres – Mercado Não Termelétrico .....</i>	<i>74</i>

## 1. INTRODUÇÃO

A Indústria de Gás Natural (IGN) no Brasil vem passando por transformações importantes. Dando continuidade ao conjunto de ações para a efetiva consolidação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu, em sua Resolução nº 3, de 7 de abril de 2022, as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural. Aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência e fundamentos que devam ser considerados no período de transição deste mercado também foram incluídos no referido dispositivo.

Com o propósito maior de estimular a competição no setor de gás natural, a Resolução nº 3/2022 do CNPE se dedicou ao reforço de mecanismos para o acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, bem como aos Terminais de GNL. Tema este em estudo pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) por meio de Grupo de Trabalho instituído para tratar especificamente desta matéria.

A elaboração de programa de venda obrigatória de gás natural por parte de agentes dominantes no mercado, prática regulatória observada em experiência internacional, com vistas à promoção da concorrência, também mereceu destaque no normativo do CNPE.

De acordo com recomendação contida no artigo 12 da Resolução CNPE nº 3/2022, a ANP, em articulação com Ministério de Minas e Energia (MME), com o então Ministério da Economia (ME) e com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), tinha o prazo de até 180 dias para elaboração de diagnóstico sobre as condições concorrenciais do mercado de gás natural, bem como de proposta de programa para a liberação progressiva de gás natural por parte do agente da indústria, com participação relevante, a fim de evitar a concentração de mercado. Por meio do Ofício nº 18/2022/DIR III/ANP-RJ-e (SEI 2491970), foi solicitado prazo adicional de 90 dias para a conclusão do trabalho.

Do alinhamento entre a ANP, representada pela Superintendência de Defesa da Concorrência (SDC) e pela Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM), o Ministério de Minas e Energia (MME), o então Ministério da Economia (ME), representado pela Secretaria de Acompanhamento Econômico (Seae) e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), resultou a delimitação das atividades a serem executadas por cada entidade, de modo a promover os encaminhamentos necessários à realização do diagnóstico concorrencial e da proposição de programa de redução da concentração na oferta de gás natural (*gas release*), conforme registro em ata de reunião de 02/06/2022 (SEI nº 2227273).

Assim, coube à ANP realizar o diagnóstico concorrencial da indústria de GN e; à Seae, propor a estrutura de programa de redução de concentração (Anexo I), adequado à realidade do mercado brasileiro. O Cade, por sua vez, contribuiu com os debates técnicos promovidos ao longo das reuniões realizadas por representantes das mencionadas instituições, optando, no entanto, por não formalizar sua participação no trabalho.

Esta Nota Técnica Conjunta, elaborada por representantes da SDC e da SIM, demonstra, com base em dados, que mesmo após a efetiva abertura do mercado de gás natural, realizada pela flexibilização do monopólio em 1997, não houve a desconcentração esperada nos elos potencialmente competitivos da IGN. Tal fato motiva a adoção de outros mecanismos para promover a desconcentração do mercado, visando tanto estimular a eficiência quanto a competitividade nos diversos elos dessa indústria.

O amparo legal para a adoção de tais medidas adicionais, pela ANP, está materializado na Nova Lei do Gás, Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, especificamente em seu art. 33.

Assim, o objetivo do estudo apresentado nesta Nota Técnica Conjunta é oferecer um diagnóstico concorrencial, considerando a atual estrutura da IGN nacional, bem com analisar o comportamento do mercado nos diversos elos integrantes dessa indústria. Espera-se, a partir deste diagnóstico, prover justificativa teórica e baseada na análise factual da IGN para a elaboração e adoção de programas que visem a desconcentração da oferta de gás natural e a promoção da concorrência.

Para tanto, primeiramente, são apresentadas as fundamentações legais que conferem à ANP a competência para a adoção de medidas que visam à promoção da concorrência (Seção 2). Em seguida, é feita a caracterização da IGN como indústria de rede (Seção 3), sucedida pela evolução da IGN no Brasil (Seção 4) e uma visão da evolução da participação de mercado nos diversos elos da IGN (Seção 5). Na Seção 6, há uma breve abordagem do segmento do transporte de gás natural que conecta os diversos elos da IGN. A importação e a comercialização do gás natural são tratadas na Seção 7, na qual o estudo busca oferecer um panorama atual da concentração no mercado de gás natural brasileiro, bem como das perspectivas futuras. Na Seção 8, se propõe uma breve análise do balanço da oferta e demanda de gás na malha integrada. Por fim, as considerações finais, na forma de conclusões e proposições, são apresentadas na Seção 9.

Importante registrar que, além das seções acima indicadas, integra esta Nota Técnica Conjunta proposição acerca do programa de *gas release*, conforme Anexo I. Tal estudo representou a contribuição da Seae, tendo sido encaminhado à ANP em 23 de dezembro de 2022, por meio mensagem eletrônica (SEI nº 2826535). Registra-se, ainda, que, apesar do conteúdo do Anexo I não ter sido submetido à revisão das demais instituições participantes, sua incorporação ao presente documento mostrou-se conveniente e oportuna por estar aderente ao escopo estabelecido no artigo 12 da Resolução CNPE nº 3/2022.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

Esta seção cumpre o objetivo de examinar a fundamentação legal que confere à ANP a competência para a adoção de medidas que visam à promoção da concorrência, tomando como referência as alterações produzidas pela Lei nº 14.134/2021 e suas regulamentações infralegais.

A Nova Lei do Gás determinou à ANP o acompanhamento do mercado de gás natural e a eventual adoção de mecanismos para ampliar a concorrência na IGN nacional. Ela alterou, por meio de seu art. 46, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo), incorporando novo inciso ao art. 8º que trata da finalidade da ANP. Essa incorporação visa explicitar que, a partir de 2021, a ANP poderá promover medidas para ampliar a concorrência no mercado de gás natural. Assim, o art. 8º da Lei do Petróleo passou a contemplar o inciso XXIX:

*Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:*

*(...)*

*XXIX - promover medidas para ampliar a concorrência no mercado de gás natural;*

Além de conferir nova atribuição à ANP, o art. 28 da Nova Lei do Gás garantiu o acesso em bases negociais aos dutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos Terminais de GNL. Em outras palavras, assegurou, na normativa, o acesso de terceiros às instalações essenciais<sup>2</sup>, com o claro objetivo de promover a concorrência na comercialização de gás natural.

É neste contexto que a Nova Lei do Gás garante à ANP a possibilidade de adotar novos mecanismos para promover a concorrência. O art. 33 destaca que caberá à ANP acompanhar o mercado nacional de gás natural e, a seu exclusivo critério, desde que ouvido o órgão competente do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), adotar medidas para a promoção de efetiva concorrência nos diversos elos da IGN. Nos termos da normativa:

*Art. 33 Caberá à ANP acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica.*

*§ 1º Os mecanismos de que trata o caput deste artigo poderão incluir:*

*I - medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento;*

*II - programa de venda de gás natural por meio do qual comercializadores que detenham elevada participação no mercado sejam obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP; e*

*III - restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção, ressalvadas situações de ordem técnica ou operacional que possam comprometer a produção de petróleo.*

*§ 2º A ANP deverá ouvir o órgão competente do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) previamente à aplicação das medidas de que trata o § 1º deste artigo.*

Não obstante às três medidas estabelecidas pelos incisos I, II e III (cessão compulsória de capacidade, programa de venda de gás natural por meio de leilões e restrições à venda de gás natural entre produtores), do § 1º do art. 33, poderão ser incorporadas outras medidas nas diversas fases integrantes de eventual programa.

A condição imposta pelo art. 33, para que a ANP adote qualquer medida integrante de eventual programa, refere-se ao seu objetivo. Tal medida deve tanto estimular a eficiência e a competitividade quanto prevenir a formação ou continuidade de condições de mercado que favoreçam à prática de infrações contra a ordem econômica.

O Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamentou a Nova Lei do Gás, adicionou princípios e objetivos que futuras regulamentações referentes a esta lei devem observar. Nos termos do artigo 3º e dos incisos abaixo transcritos:

---

<sup>2</sup> Gasodutos de escoamento, instalações de processamento e terminais de GNL.

*Art. 3º Além dos princípios e objetivos da Política Energética Nacional estabelecidos no Capítulo I da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a aplicação do disposto na Lei nº 14.134, de 2021, e de normas dela decorrentes observará:*

*I - a promoção da concorrência e da liquidez do mercado de gás natural;*

*II - a promoção da livre iniciativa para exploração das atividades concorrenciais;*

*(...)*

*IV - a promoção da eficiência e do acesso não discriminatório às infraestruturas; e*

Já o art. 22 do Decreto trata de princípios e diretrizes que devem ser seguidos pela ANP para a implementação de mecanismos para promover a concorrência. Dentre os princípios, deve-se destacar a ampla publicidade que, uma vez adotada, aumentará a possibilidade de identificar potenciais problemas no desenho do mecanismo e, conseqüentemente, melhorar a qualidade do programa por meio da contribuição da sociedade e dos agentes interessados. Neste contexto, a adoção da ampla publicidade é elemento desejável, recomendável e obrigatório como medida adicional para robustecer tanto o programa quanto o processo decisório da ANP.

Além da ampla publicidade, o § 1º traz diretrizes a serem seguidas em eventual programa de venda de gás natural, já tratado pelo inciso II do § 1º do art. 33 da Nova Lei do Gás.

Os princípios referem-se à necessidade de “cessão da capacidade de transporte referente ao volume de gás liberado”, ausência de “restrição para que o gás vendido e a respectiva capacidade de transporte possam ser livremente negociáveis em mercado secundário” e, “oferecimento, com regularidade, de contratos diários, mensais, trimestrais ou anuais”.

O primeiro princípio visa evitar possível congestão contratual, garantindo o fluxo do gás até o mercado consumidor. Tal princípio introduz, em eventual programa brasileiro, o ensinamento obtido da literatura internacional sobre *gas release*, de que este deve ser acompanhado de um programa de *capacity release* compatível com o volume de gás natural liberado.

O segundo princípio potencializa o mercado secundário, eventualmente, provendo maior liquidez e endereçando a necessária flexibilidade ao sistema.

Já o terceiro princípio visa prover tanto maior liquidez quanto maior flexibilidade aos comercializadores, garantindo contratos em diferentes momentos, para satisfazer eventuais desbalanceamentos de oferta e demanda.

Por fim, enquanto o § 2º determina a obrigatoriedade de a ANP elaborar o atual estudo, o § 3º determina o constante monitoramento dos resultados dos diversos programas que podem ser implementados para promover a concorrência no mercado brasileiro.

*Art. 22. A ANP assegurará a ampla publicidade dos termos e condições dos mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de promoção da redução da concentração na oferta de gás natural de que trata o art. 33 da Lei nº 14.134, de 2021.*

*§ 1º A implementação do programa de venda de gás natural de que trata o inciso II do § 1º do art. 33 da Lei nº 14.134, de 2021, observará as seguintes diretrizes:*

*I - a cessão da capacidade de transporte referente ao volume de gás liberado por meio do programa nos pontos relevantes do sistema de transporte, de forma simultânea à venda do gás natural, quando couber;*

*II - a inexistência de restrição para que o gás vendido e a respectiva capacidade de transporte possam ser livremente negociáveis em mercado secundário; e*

*III - o oferecimento, com regularidade, de contratos diários, mensais, trimestrais ou anuais em relação ao gás vendido por meio do programa, a critério da ANP.*

*§ 2º A ANP deverá elaborar diagnóstico acerca das condições concorrenciais do mercado de gás natural e da concentração na oferta de gás natural no País e adotar as providências necessárias à criação de estímulos para ampliação da concorrência, observadas as disposições do art. 33 da Lei nº 14.134, de 2021.*

*§ 3º A ANP deverá monitorar os resultados das medidas adotadas e avaliar periodicamente a necessidade de adoção de novas medidas, nos termos de sua regulação.*

A despeito dessa previsão legal, não havia prazo estabelecido ou cronograma para a realização do diagnóstico e nem de proposta de programa visando à promoção da concorrência no mercado de gás natural por meio de um programa de liberação de gás natural do agente que detenha significativa participação de mercado (programa de *gas release*). É neste contexto que a Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022, em seu art. 12, recomendou à ANP, em articulação com o MME, o ME e o Cade, o início dos estudos relativos ao diagnóstico concorrencial do mercado brasileiro e à proposta do programa de liberação progressiva de gás natural. Nos termos do art. 12:

*Art. 12. Recomendar que a ANP, em articulação com o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Economia e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, elabore, no prazo de até cento e oitenta dias, diagnóstico acerca das condições concorrenciais do mercado de gás natural e proposta de programa de que trata o art. 5º, inciso VIII.<sup>3</sup>*

Sendo que o inciso VIII do art. 5º afirma:

*Art. 5º São diretrizes para a abertura do mercado de gás natural, durante o período de transição para um mercado concorrencial de gás natural:(...)*

*VIII - a implantação de programas para a liberação progressiva de gás natural por parte de agente da indústria que detiver participação relevante que possa resultar na dominação de mercado, bem como o incentivo aos demais produtores a comercializarem o gás natural no mercado; e (...)*

---

<sup>3</sup> Em função da complexidade do tema e da necessidade de coordenação entre diversas instituições, por meio do OFÍCIO Nº 18/2022/DIR III/ANP-RJ (SEI 2491970), foi solicitada a dilação do prazo por 90 dias adicionais.

### 3. CARACTERIZAÇÃO DA IGN COMO UMA INDÚSTRIA DE REDE

Habitualmente, as indústrias de rede são associadas a elevados investimentos iniciais em ativos físicos específicos e irreversíveis, sendo classificados como custos afundados (*sunk costs*)<sup>4</sup>. Os elevados investimentos iniciais para a construção dos ativos, além de demandarem longo prazo para o seu retorno, geram funções custos subaditivas<sup>5</sup>, constituindo elevados níveis de economias de escala e de densidade. Devido à sua função custo, a menor concorrência no mercado resulta operações com menores custos, tornando a operação por somente um agente a solução mais eficiente e eficaz, considerando a perspectiva econômica (Joskow, 2007).

Mercados em que a tecnologia empregada gera funções custos subaditivas, usualmente, são classificados como monopólios naturais. A associação entre essas diversas características produz exemplos clássicos de monopólios naturais que, no caso da IGN, também correspondem à classificação de indústria de rede.

A indústria de rede origina-se de sua característica singular de ser constituída por diversas interconexões (Economides, 1996). A indústria de rede tem como características adicionais a padronização do produto, a sua compatibilidade entre as diversas interconexões que permitem um fluxo ao longo da rede, conectando demandantes e ofertantes, e a complementariedade entre os produtos oferecidos pelo sistema (Shy, 2001; Economides, 1996).

Em especial, quanto a complementariedade, destaca-se que o consumo do gás natural é dependente de outros serviços, tal como o de transporte do produto. Portanto, a complementariedade significa que o consumo do gás natural só é possível em conjunto com a utilização do sistema e de seus diversos elos, incluindo, no caso brasileiro, os serviços de escoamento, processamento, transporte e distribuição.

Outra característica da indústria de rede é a necessidade de algum grau de equilíbrio entre oferta e demanda do produto em curto período. Tal fato exige que o sistema se mantenha razoavelmente balanceado<sup>6</sup> no que se refere à produção e o consumo do gás.

No caso da IGN, a tecnologia utilizada para o transporte e a distribuição é o elemento determinante para qualificar esses mercados como um monopólio natural. Mais especificamente, nestes setores, a tecnologia que apresenta os menores custos associados à movimentação de gás natural (mais eficiente) são os gasodutos.

Apesar de existirem outros modais disponíveis, a movimentação do gás natural por meio de dutos dedicados (gasodutos) apresenta os menores custos de transporte dentre as opções disponíveis<sup>7</sup>. Se considerarmos grandes volumes e distâncias, o emprego dessa tecnologia, para conectar ofertantes e demandantes de gás natural, a torna mais eficiente e eficaz sob a perspectiva econômica.

<sup>4</sup> “*Sunk costs are associated with investments made in long-lived physical or human assets whose value in alternative uses (i.e. to produce different products) or at different locations (when transportation costs are high) is lower than in its intended use.*” (Joskow, 2007, p. 1240).

<sup>5</sup> As funções custo subaditivas demonstram que a divisão das atividades relacionadas ao provimento do serviço ou produto por mais de uma firma ocorrerá com uma elevação de custos e, portanto, será ineficiente. Dito de outra forma, a operação de uma única firma resulta em um custo de provimento do produto/serviço inferior à soma dos custos de diversos agentes para o provimento do mesmo produto/serviço, resultando em funções custos que, quando associadas, resultam em valores inferiores à sua adição (função custo subaditivas).

<sup>6</sup> A necessidade de balanceamento da IGN pode ser flexibilizada, até certos limites operacionais, utilizando-se, por exemplo, do estoque de gás contido nos gasodutos. Para uma discussão mais aprofundada sobre a flexibilidade da IGN, ver Hallack (2013).

<sup>7</sup> Ao menos para os casos mais relevantes para o presente estudo, nos quais o gás é movimentado em grandes volumes por longas distâncias.

Destaca-se que a construção dos gasodutos de transporte e distribuição de gás natural mobiliza substancial capital em ativo específico e irreversível, sendo categorizada como um custo afundado (*sunk cost*).

Considerando a especificidade dos gasodutos, uma vez construídos, só poderão ser utilizados para o transporte de gás natural. Quanto à sua irreversibilidade, uma vez destinado o investimento à construção dessa infraestrutura, se obtém um ativo irreversivelmente imobilizado que conecta dois (ou mais) pontos. Além disso, o elevado investimento inicial para a instalação da infraestrutura também demandará longo prazo de maturação do investimento, tornando esses elos da IGN tradicionais exemplos de monopólios naturais, que, por definição, operam com significativas economias de escala, impedindo ampla concorrência no fornecimento do produto/serviço.

Adicionalmente, ao utilizar dutos pressurizados (uma característica da movimentação de gás natural por meio de gasodutos), é necessário o balanceamento entre a oferta e a demanda em determinado período. Um desbalanceamento entre a quantidade ofertada e demandada pode resultar no colapso do sistema, ilustrando a relevância do balanceamento para o funcionamento de forma segura da IGN. Conseqüentemente, tanto agentes ofertantes quanto demandantes de gás estão associados por suas conexões físicas, sendo dependentes do balanceamento da rede para garantir tanto a segurança do sistema quanto o efetivo fornecimento do energético.

Não obstante a classificação das atividades de transporte e de distribuição como monopólios naturais, os demais elos da IGN são potencialmente concorrenciais. Assim, enquanto os elos de transporte e de distribuição devem permanecer sob regulação, a fim de mitigar o exercício do poder de mercado do proprietário desses ativos, os elos de produção e de comercialização do gás natural apresentam espaços para ganhos de eficiência através da introdução de forças competitivas.

Ao analisar a questão da regulação das indústrias com características de monopólio natural, Kim e Horn (1999, p. 6) ressaltam que o exercício do poder de mercado do proprietário de ativos é potencializado, em indústrias de rede, devido às significativas barreiras à entrada existentes nos elos que não comportam competição.

Assim, a associação entre as diversas características derivadas do emprego de determinadas tecnologias em alguns elos da IGN, notadamente, os custos afundados, os efeitos sobre as funções custo, a especificidade do ativo e sua irreversibilidade estruturam significativas barreiras à entrada nos elos potencialmente competitivos da IGN.

Essas características justificam a supervisão nos elos que, devido à tecnologia empregada, são classificados como monopólios naturais ou, eventualmente, instalações essenciais, visando à garantia de acesso aos terceiros interessados em aumentar o grau de concorrência nos demais elos da IGN que são potencialmente concorrenciais.

A regulação torna-se ainda mais necessária na presença de integração vertical, situação na qual um agente que detém/opera um segmento naturalmente monopólico contará com incentivos para exercer seu poder de mercado para limitar a concorrência na indústria, principalmente, em segmentos potencialmente competitivos como o de produção e o de comercialização. Nessa circunstância, o operador da infraestrutura de transporte e/ou distribuição tem incentivos para dificultar a utilização de suas instalações por seus potenciais concorrentes nos segmentos abertos à competição.

### 3.1. Aspectos positivos: economias e externalidades positivas da rede

As indústrias de rede são caracterizadas por externalidades positivas, também conhecidas como benefícios da rede, que serão partilhadas entre todos os membros conectados à rede, caso todos os seus elos operem de forma eficiente e eficaz.

Enquanto a externalidade de rede está associada à expansão das conexões à rede e à padronização do produto e do serviço, as economias de rede originam-se tanto na função custo de seus elos não competitivos (resultando em economias de escala e de densidade) quanto na economia derivada de maior coordenação entre os membros conectados, reduzindo-se custos de coordenação e de transação.

A externalidade de rede é baseada na interdependência entre ofertantes e demandantes, elevando o benefício do consumo do bem de acordo com a expansão da rede. Em outros termos, quanto maior for o número de usuários, maior é o valor de estar associado e se consumir o bem/serviço fornecido pela rede (Economides, 1996)<sup>8</sup>.

Aspecto interessante das externalidades positivas associadas à rede é que, garantindo que a operação reflita os custos médios decrescentes da atividade, as externalidades positivas podem ser partilhadas pelos diversos membros integrantes da rede. Sinteticamente, a geração de valor na operação das indústrias de rede é compartilhada por todos os membros e não por membros individuais, expondo que as externalidades positivas estão relacionadas ao tamanho da rede e não ao tamanho da operação de determinado agente.

Já as economias de rede são obtidas pela possibilidade de se reduzir continuamente o custo médio dos elos do transporte e de distribuição partilhado entre todos os integrantes da IGN, correspondendo às: economias de escala<sup>9</sup>, economias de densidade<sup>10</sup> e economias de coordenação<sup>11</sup>. Enquanto as duas primeiras são resultantes da tecnologia empregada na movimentação do gás natural, a última origina-se nos elevados custos de coordenação e transação existentes nessa indústria e, conseqüentemente, aos ganhos que são obtidos a partir da padronização dos contratos de fornecimento do produto/serviço.

---

<sup>8</sup> *A positive consumption externality (or network externality) signifies the fact that the value of a unit of the good increases with the number of units sold.* (Economides, 1996).

<sup>9</sup> As economias de escala são definidas pela expansão da produção com a redução do custo médio do produto (Joskow, 2007, p. 1233). Assim, as economias de escala são delimitadas por ganhos de eficiência (seja redução de custos, seja aumento da produtividade) proporcionais ao tamanho da operação de cada agente. No caso da IGN, a expansão da rede de transporte e distribuição proporcionará uma redução dos custos fixos associados à movimentação do gás natural.

<sup>10</sup> Já as economias de densidade correspondem à expansão de somente um dos fatores produtivos com elevação mais que proporcional do produto ou serviço. No caso da IGN, a expansão da rede de transporte ou de distribuição visa atender a maior quantidade de ofertantes e demandantes para intensificar a sua operação. Considerando o alto custo associado à expansão da rede, há substancial redução do custo médio de operação com o acréscimo de demandantes e ofertantes. Por este motivo, a expansão da rede é viabilizada em regiões de alta densidade, garantindo substancial redução dos custos médios devido às economias de densidade. Por fim, destaca-se que existe uma relação entre as economias de escala e de densidade que tendem a se auto reforçarem. Assim, quanto maior for a economia de densidade em determinada região, maior será o nível resultante das economias de escala, aumentando o incentivo para a instalação da infraestrutura naquela região (Shy, 2001).

<sup>11</sup> As economias de coordenação advêm dos custos de transação associados as diversas negociações para o estabelecimento dos contratos entre ofertantes e demandantes, além da coordenação de todo o sistema para a entrega do gás natural e seus diversos serviços associados. Ao sistematizar a forma de contratação e entrega do produto dentro da rede, é possível obter economias de coordenação entre os diferentes agentes, tanto pela padronização dos contratos quanto pelo substancial facilitação da coordenação entre os diferentes agentes que atuam nos diversos elos da IGN.

## 4. EVOLUÇÃO DA IGN NO BRASIL

Atualmente, a indústria de gás natural no Brasil está em uma fase de transição estrutural. Embora até muito recentemente baseada em um mercado verticalizado e monopolizado, a IGN brasileira apresenta sinais de alterações estruturais e comportamentais. Estas mudanças estão atreladas ao seu amadurecimento por meio de maior grau de abertura do mercado e de introdução da concorrência.

Apesar dos desafios impostos por essa transição, sua gradual implementação permitiu substanciais progressos. As regulamentações infralegais (resoluções ANP) e o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), celebrado entre o Cade e a Petrobras, em 2019, deram início ao movimento.

Grande parte desse avanço foi formalizado pela Nova Lei do Gás, que incorporou ao sistema legal brasileiro a maioria das discussões em curso desde a iniciativa Gás para Crescer. Esta seção visa a demonstrar a gradual construção da atual estrutura de mercado do gás natural brasileiro refletindo tanto elementos de seu passado quanto objetivos já estabelecidos pela Nova Lei do Gás e que devem ser alcançados no futuro próximo<sup>12</sup>.

O mercado nacional ainda reflete a estrutura anterior se considerados dois elementos principais: trocas físicas e elevada concentração de mercado.

Apesar das mudanças introduzidas no desenho institucional-regulatório nacional, a partir da publicação da Lei do Petróleo, já prevendo a promoção da concorrência e do livre acesso na IGN, apenas recentemente começou-se a observar um processo de desconcentração no mercado. Este era até então caracterizado pela verticalização da Petrobras que exercia um monopólio de fato desde sua criação em 1950.

Porém, já é possível observar um maior grau de concorrência e amadurecimento, devido aos diversos avanços formalizados pela Nova Lei do Gás.

Enquanto o mercado físico verticalizado é caracterizado por contratos bilaterais de longo prazo e, praticamente, nenhum acesso de terceiros ao sistema de transporte ou às instalações essenciais, o novo mercado conta com diversificação de agentes e desvinculação dos fluxos físicos e contratuais. Além disso, o novo mercado tem como características a independência e a autonomia dos transportadores e a garantia de acesso não discriminatório às instalações essenciais.

A Tabela 1 sintetiza a gradual evolução dos elementos relevantes para a IGN e sua consolidação no sistema legal brasileiro.

---

<sup>12</sup> Para uma discussão sobre os desafios associados à transição que o mercado de gás natural vive, veja: ANP (2020). Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da união – comercialização, carregamento e balanceamento. Setembro/2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/agenda-eventos/wmcmg/cp1-2020-modelo-conceitual.pdf>. Acesso em 28/03/2022.

**Tabela 1 – Gradual evolução de alguns elementos que formam o quadro regulatório da IGN**

Parâmetro comparativo	Lei do Petróleo (1997)	Lei do Gás (2009)	Nova Lei do Gás (2021)
Desverticalização da atividade de transporte	Determina a constituição de subsidiária para exercer as atividades de transporte realizadas pela Petrobras.	Obrigatoriedade da separação jurídica das atividades de transporte para todas as empresas.	Para novos dutos, é necessária a separação societária. Mantida a obrigatoriedade de separação e independência para os gasodutos existentes.
Regime de acesso aos gasodutos de transporte	Características do regime negociado (tarifa negociada entre as partes)	Regime regulado (tarifa aprovada na autorização e estabelecida na concessão)	Regime regulado com tarifa aprovada.
Reserva de capacidade dos gasodutos de transporte	Predominância dos regimes de ponto-a-ponto e postal.	Predominância dos regimes de ponto-a-ponto e postal.	Regime de entrada e saída com permissão para contratação independentemente uma da outra.
Acesso às instalações essenciais (gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de GNL)	Não obrigatório para gasodutos de escoamento e UPGNs, dependendo de negociação com o proprietário. Obrigatório para terminais marítimos, dentre os quais se enquadravam os terminais aquaviários de GNL.	Não obrigatório, depende de negociação com o proprietário. Foi mantido o acesso obrigatório aos terminais marítimos, mas foram excetuados os terminais de GNL	Acesso não discriminatório e negociado de terceiros

Fonte: ANP

A transição entre os dois mercados - de verticalizado e concentrado/monopolizado para um sem participações cruzadas entre segmentos concorrenciais e monopólicos e com competição pulverizada – é repleta de desafios na busca pela implementação de um conjunto de ações para organizar a abertura do mercado nacional de gás natural.

## 4.1. Breve histórico da IGN no Brasil

Após um breve panorama na seção anterior, os próximos tópicos apresentarão detalhes da evolução da IGN no país.

### 4.1.1. Abertura promovida pela flexibilização do monopólio

A criação da Petrobras, pela Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, representou uma forte presença estatal no setor de gás natural cujos efeitos ainda têm reflexo no presente. A existência de custos de transação elevados e a utilização de tecnologias com funções custos subaditivas levaram a uma legislação que apontava para o desenvolvimento da IGN brasileira gerenciada e conduzida pela estatal monopolista.

A decisão pelo desenvolvimento induzido pela Petrobras colocou o país como um dos maiores produtores de óleo e gás natural do mundo. No entanto, também transformou a estatal no agente monopolista verticalizado, responsável por toda a coordenação entre os diversos segmentos da IGN brasileira, inibindo a entrada de outras empresas no setor em quase todas as suas áreas de atuação, mesmo após as mudanças legais a seguir apresentadas.

A partir da Emenda Constitucional nº 9/1995, foi flexibilizado o exercício do monopólio da União pela Petrobras, permitindo a introdução da concorrência na exploração e produção de petróleo e de gás natural no mercado brasileiro, implementada, posteriormente, por meio de leilões promovidos pela ANP.

Neste caso, foi cristalizada a participação majoritária da Petrobras. As demais empresas interessadas em ingressar no mercado deveriam competir com a estatal por novas áreas exploratórias ou, eventualmente, por campos nos quais a Petrobras ou não se interessou por seu desenvolvimento ou preferiu a exploração da jazida por meio de parceria com terceiros.

Dito de outra maneira, a Petrobras manteve a sua participação consolidada desde o período do monopólio até muito recentemente. Durante esse longo período, havia pouco espaço para as demais empresas concorrerem pelas franjas do mercado, reduzindo gradualmente a participação de mercado da monopolista por meio de adições de mercado ou conquistas de participações. Sendo assim, além de regulamentar o setor e criar a ANP, a Lei nº 9.478/1997 também dispôs sobre a regulação do gás natural.

#### 4.1.2. Os avanços da Lei do Gás Natural

Apesar dos avanços decorrentes da Lei do Petróleo, somente após a promulgação da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, denominada “Lei do Gás”, houve progressos no mercado de gás natural que permitiram maior grau de concorrência e, subsequentemente, o desejável amadurecimento do mercado nacional.

Essa normativa introduziu novas categorias de agentes da indústria<sup>13</sup>, além dos que já haviam sido definidos na Lei do Petróleo.

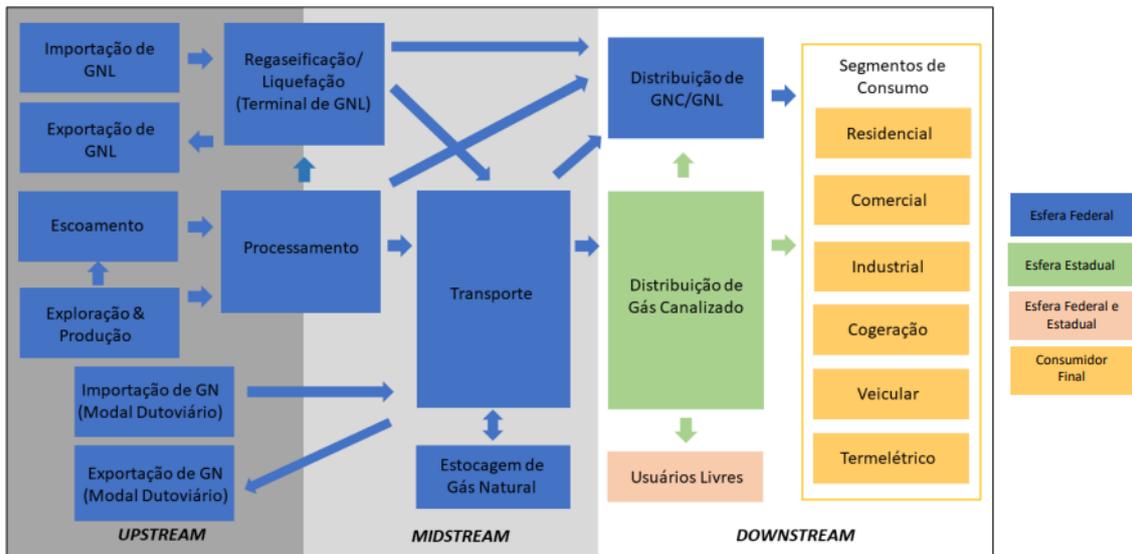
A descrição do relacionamento destes agentes, quer seja por meio de relacionamentos físicos (o fluxo do gás natural) é o objeto de análise da Figura 1, que apresenta as atividades da IGN. Para cada retângulo representando uma atividade, a cor de fundo indica se a atividade se encontra sob regulação federal (azul), estadual (verde) ou por ambos os entes governamentais (rosa).

As setas obedecem ao mesmo código de cores e sua direção corresponde ao sentido do fluxo físico, e indicam se este é unidirecional ou bidirecional, como é o caso da “Estocagem de Gás Natural”.

---

<sup>13</sup> Por exemplo, a liquefação, a regaseificação e a estocagem de gás natural fazem parte do rol de novas atividades que foram introduzidas na Lei nº 11.909/2009.

Figura 1 – Fluxos físicos da Indústria do Gás Natural



Fonte: Reprodução ANP, 2020.

Dentre as atividades da IGN merecem destaque o transporte dutoviário e a distribuição de gás natural canalizado<sup>14</sup>. O transporte e a distribuição são exercidos, cada um deles, por um agente monopolista na atividade, mas as atividades a montante e a jusante desses segmentos estão sujeitas à competição.

Dado que as atividades de transporte e distribuição são caracterizadas como monopólios naturais, é necessária a supervisão desses elos da IGN. Essa supervisão é realizada, no Brasil, por meio da regulação destas atividades, principalmente quanto ao estabelecimento de tarifas relacionadas à movimentação do produto e ao acesso não discriminatório a tais instalações.

Enquanto o processo de verificação, cálculo e estabelecimento da tarifa visa limitar o poder de mercado do monopolista, a supervisão e a verificação das condições de acesso visam impedir que o monopolista restrinja o acesso à instalação para limitar a competição no elo a jusante de sua instalação.

Neste caso, o monopolista pode exercer seu poder para impedir ou dificultar a entrada de novos agentes nas atividades potencialmente concorrenciais da cadeia de valor a jusante de sua instalação na IGN, frustrando as expectativas da sociedade quanto ao grau de amadurecimento e de concorrência desejada nos elos concorrenciais da IGN.

A supervisão das condições de acesso às instalações é particularmente necessária para a atividade de transporte de gás natural, uma vez que tal instalação interliga fisicamente os agentes do *upstream* (produtores, importadores) aos agentes do *downstream* (consumidores, distribuidoras e usuários livres). E como já destacado, essa atuação regulatória ganha mais relevância na presença da integração vertical, uma vez que aumentam os incentivos para a imposição de barreiras à entrada.

<sup>14</sup> É importante notar os fatores locais para a determinação da abrangência do monopólio natural no caso da indústria do gás natural. Deste modo, é possível que vários transportadores atuem na atividade de transporte de gás natural no país, cada um atendendo a uma região geográfica distinta.

A Figura 1 indica que a IGN é estruturada para que, após o gás natural ser processado, regaseificado ou importado, ele seja destinado aos gasodutos de transporte. Os gasodutos de transporte são responsáveis por movimentar o gás natural até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte, distribuidores de gás natural comprimido (GNC) ou gás natural liquefeito (GNL) e pontos de entrega às distribuidoras estaduais de gás natural (*city-gates*).

Dadas as características físico-químicas do gás natural<sup>15</sup>, que tornam seu transporte por outros modais alternativos menos viáveis economicamente, o livre acesso aos gasodutos de transporte é fundamental para se garantir concorrência nos elos a jusante e a montante da IGN.

Adicionalmente, a concorrência via construção de gasodutos paralelos, com duplicação das infraestruturas, é economicamente ineficiente, conforme já descrito, uma vez que desconsidera as economias de escala da atividade representadas por suas funções custos subaditivas que, se segmentadas em duas firmas, apresentarão custos maiores para executar a mesma atividade.

A concorrência nos diversos segmentos da IGN vem sendo continuamente debatida e, progressivamente, incorporada à legislação nacional. O artigo 65 da Lei do Petróleo exigiu que a Petrobras constituísse uma subsidiária de transporte para construir e operar seus dutos de transporte (determinando a separação jurídica da atividade monopólica das demais atividades da IGN)<sup>16</sup>.

Já o livre acesso de qualquer interessado aos dutos de transporte e aos terminais marítimos existentes ou a serem construídos foi estabelecido pelo art. 58 da referida normativa. Na Lei nº 11.909/2009, a exigência de separação entre a atividade de transporte e as demais (exceto a estocagem de gás natural) ficou mais ampla (§ 3º do art. 3º), sendo estendida a todos os agentes de mercado e não apenas à Petrobras.

Entretanto, a Lei do Gás não incorporou a obrigatoriedade de acesso a gasodutos de escoamento, às unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e às plantas de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), de propriedade da Petrobras. Tal fato poderia resultar em sinalização negativa aos demais agentes que visavam estabelecer uma concorrência neste mercado. Além disso, poderia gerar uma situação desfavorável à promoção da concorrência, uma vez que novos entrantes privilegiam a cooperação com o agente monopolista (de fato) ao invés de promover a competição, perpetuando a situação de monopólio e a verticalização no mercado.

Em razão dessas características e da necessidade de separação da atividade de transporte de gás natural dos demais elos da cadeia de valor da IGN, foi criada a figura do carregador: o agente que contrata serviços de transporte com o intuito de movimentar gás natural de sua propriedade ou em sua posse.

Tem-se, portanto, as condições para a criação de um mercado de capacidade de transporte, em que o transportador oferece a capacidade de seus dutos (mercado primário), e

---

<sup>15</sup> Em razão da sua baixa concentração energética o aproveitamento do gás natural demanda a utilização de algum método para concentrar sua energia em volumes que permitam seu transporte. Duas tecnologias têm apresentado viabilidade técnica-econômica. A primeira refere-se à compressão para subsequente transporte por meio de dutos que mantém o gás natural sob pressão. A segunda refere-se à sua liquefação por meio de processo criogênico. Devido aos elevados custos de liquefação (que demandam muita energia para a conversão do gás natural ao estado líquido), o transporte de gás natural por meio dutoviário é considerado o de maior economicidade, sendo a solução mais recomendada, inclusive para percorrer grandes distâncias. Não obstante, o transporte do gás natural após a sua liquefação permite maior flexibilidade na destinação da molécula e menor especificidade do ativo, além de mostrar mais viável para o transporte oceânicos.

<sup>16</sup> O artigo 65 da Lei do Petróleo exigiu que a Petrobras constituísse subsidiária para construir e operar seus dutos, terminais e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural.

pode ocorrer cessão da capacidade contratada entre carregadores (espécie de mercado secundário de capacidade).

Porém, em razão da predominância, até 2018, da reserva de capacidade pelos regimes postal <sup>17</sup> e ponto-a-ponto <sup>18</sup>, por meio de contratos de longo prazo, o carregador se responsabilizava por providenciar a injeção e a retirada do gás natural dos dutos de transporte, sempre de forma coordenada. Até esse ano, os contratos de serviço de transporte contemplavam tanto pontos de recebimento (entrada) quanto pontos de entrega (saída) de acordo com a demanda informada pelo carregador.

Apenas com a publicação do Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018, que alterou o Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, tornou-se obrigatória a oferta de serviços de transporte de gás natural por meio do regime de contratação de capacidade por entrada e saída<sup>19</sup>, com a possibilidade de independência entre a contratação da entrada e da saída (§ 1º do art. 52-A do Decreto nº 7.382/2010).

A Figura 2 apresenta a atual estrutura da atividade de comercialização do gás natural<sup>20</sup>, por meio de negociações bilaterais entre os agentes no mercado físico. É importante notar que as transações ainda ocorrem nas bordas do transporte. A Figura 2 traz os fluxos comerciais de gás natural que ocorrem dentro da esfera de competência da União, assim como o fornecimento de gás natural aos consumidores finais pelas distribuidoras locais de gás canalizado.

---

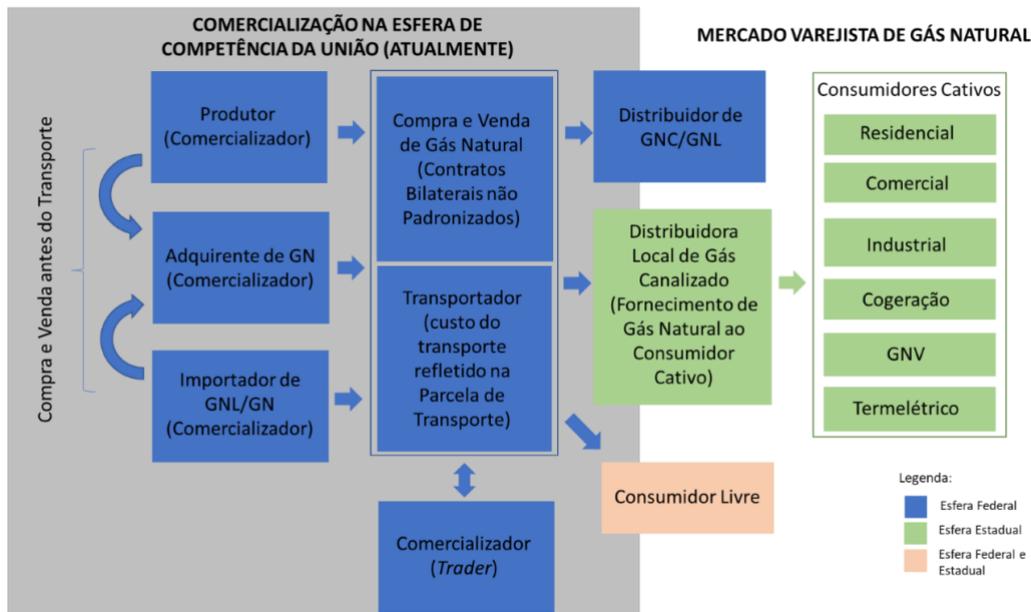
<sup>17</sup> O regime postal concede aos agentes o direito carregar o gás natural a partir de qualquer ponto de recebimento e de retirá-lo a partir de qualquer ponto de entrega da rede de transporte. Com este regime, os agentes podem mudar o ponto de início do carregamento (entrada) ou de retirada do gás natural (saída) sem necessidade de assinatura de novos contratos de transporte.

<sup>18</sup> O regime ponto a ponto concede aos agentes o direito de carregar o gás natural a partir de um ponto de recebimento determinado e de retirá-lo em um ponto de entrega determinado. Se o agente deseja mudar o caminho a ser percorrido pelo gás natural, então, ele deverá abandonar o primeiro contrato (sujeitando-se aos custos vinculados ao abandono), para assinar outro contrato especificando o novo ponto de entrega e recebimento.

<sup>19</sup> O regime de entrada e saída concede aos carregadores o direito de reservar capacidade de transporte de forma independente dos pontos de entrada e saída da rede de transporte. Dessa forma, os carregadores podem utilizar livremente qualquer ponto de entrada e saída da rede, não sendo mais obrigados a contratar percursos específicos.

<sup>20</sup> Estrutura desenhada antes do novo marco legal do gás natural e que se manteve com a edição da Nova Lei do gás e seu Decreto Regulamentador.

Figura 2 – Comercialização de gás natural atual



Fonte: Reprodução ANP, 2020.

Atualmente, a maior parte do volume comercializado no Brasil decorre de contratos de compra e venda de gás natural celebrados entre a Petrobras (agente vendedor) e as distribuidoras de gás canalizado (compradores), os quais normalmente indicam o *city-gate* onde o gás será entregue como o “ponto de transferência de propriedade” do gás natural. Nestes contratos, a Petrobras atua como carregadora do gás natural comercializado (ou seja, contrata a capacidade de transporte e solicita a programação do transporte do gás perante o transportador), de modo que este seja entregue no *city-gate*<sup>21</sup>.

O *upstream* da cadeia da IGN é localizado em ambientes *offshore* (marítimo) e *onshore*, (terrestre) que contam com práticas distintas. Ressalta-se que, no Brasil, a maior parte do gás natural extraído dos reservatórios está localizado em ambientes *offshore*.

Atualmente, no ambiente *offshore* brasileiro, a forma mais comum de comercialização é a venda do gás natural pelos produtores à Petrobras, usualmente chamada de vendas na “boca do poço” ou na entrada das UPGNs. Na seção 7, são apresentados mais detalhes desta comercialização e as mudanças recentes neste elo do mercado.

No primeiro caso, a Petrobras se encarrega de escoar o gás natural até as UPGNs de sua propriedade para tratá-lo, processá-lo e especificá-lo. Assim, a Petrobras compra o gás natural de seus parceiros ou de seus concorrentes no *upstream*, escoando o produto até as UPGNs de sua propriedade. Já no segundo caso, a Petrobras adquire o gás natural na entrada destas instalações. Nelas, o gás natural será tratado (retirada de eventuais contaminantes), processado e especificado. Enquanto o processamento visa recuperar as frações mais pesadas do gás, usualmente denominadas como derivados de gás natural (etano – C2, GLP – C3 e C4, e gasolina

<sup>21</sup> Como consequência da concentração de todas estas etapas em um único agente verticalizado, havia baixa flexibilidade, assim como liquidez praticamente inexistente com relação a oferta de gás natural por outros agentes. O grau de coordenação das atividades da indústria, quando estas estão reunidas sob um só agente verticalmente integrado, é muito difícil de reproduzir em mercados concorrenciais que contam com grande quantidade de agentes.

natural – C5+), que são comercializados no mercado nacional pela Petrobras, a especificação visa enquadrar o gás natural nas normativas da ANP para o seu transporte e comercialização como energético.

Recentemente, foi concedido acesso a algumas UPGNs de propriedade da Petrobras (Guamaré em 2021 e Cabiúnas em 2022), tornando a empresa uma prestadora do serviço de tratamento e processamento do gás natural. Neste caso, agentes privados contratam o serviço de processamento, recuperando tanto gás natural especificado para comercialização quanto derivados de gás natural.

Apesar da prática do *offshore* ser frequentemente reproduzida para o ambiente *onshore*, neste último já ocorrem vendas diretas para termelétricas ou companhias de distribuição de gás canalizado.

Além disso, também existem operadores privados com UPGNs de sua propriedade que conseguem especificar e comercializar gás natural às distribuidoras locais. Adicionalmente, outras fontes de oferta de gás natural são as importações por meio de gasodutos da Bolívia (GASBOL) e da Argentina (Trecho 1 da TSB) e as cargas de GNL via modal aquaviário. Esses pontos serão tratados em maior detalhamento nas próximas seções.

#### 4.1.3. A Nova Lei do Gás como resposta às dificuldades de mudanças estruturais no mercado

Em que pese a Lei do Gás (Lei nº 11.909/09) ter implementado mudanças substanciais na legislação aplicável ao setor visando a promoção da concorrência, este normativo foi insuficiente para alterar a estrutura do mercado de gás natural brasileiro tal como inicialmente previsto.

No entanto, a partir da decisão empresarial da Petrobras de vender seu controle em empresas transportadoras (de início na NTS e posteriormente na TAG), evidenciou-se a necessidade de reanalisar o funcionamento da IGN no novo contexto de desverticalização.

Em resposta ao movimento da Petrobras, foi lançado, pelo Governo Federal, em 2016, a iniciativa “Gás pra Crescer”. Tal iniciativa culminou em propostas de reforma do setor para adaptá-lo à nova realidade do mercado cuja coordenação deveria evoluir de mecanismos internos da Petrobras para ser realizada via contratos e mecanismos de preços.

Dentre as mudanças regulatórias no período, pode-se destacar o Decreto nº 9.616/2018, que introduziu o modelo de entrada e saída no transporte de gás natural, além de prever a elaboração de códigos comuns de acesso às instalações essenciais. Neste mesmo ano, foi aprovado o Ajuste no Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais (Ajuste SINIEF) nº 03/2018 pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), que permitiu a cobrança tributária de acordo com o fluxo contratual do gás. O Ajuste SINIEF foi um passo essencial para o funcionamento do modelo de entrada e saída.

Em abril de 2019, a Resolução do CNPE nº 4/2019 criou o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, consolidando os trabalhos por meio da Resolução CNPE nº 16/2019. Esta última resolução estabeleceu tanto medidas adicionais para a promoção da livre concorrência no mercado de gás natural quanto regras que direcionam a transição do mercado verticalmente integrado (monopolizado) para um mercado concorrencial. Neste contexto, a resolução instituiu medidas estruturais e comportamentais para serem

observadas e cumpridas pelo agente que ocupava a posição dominante no setor de gás natural – a Petrobras.

Em julho de 2019, foi lançado, pelo Governo Federal, o programa “Novo Mercado do Gás”, e foi criado o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN) com “a finalidade de monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural e propor ao Conselho Nacional de Política Energética eventuais medidas complementares”.

Em 8 de julho de 2019, a Petrobras e o Cade firmaram o TCC com o objetivo de preservar e proteger as condições concorrenciais no mercado brasileiro de gás natural, visando a abertura do mercado e incentivando a entrada de novos agentes econômicos.

No dia 8 de abril de 2021, foi promulgada a Lei nº 14.134, a “Nova Lei do Gás”, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

A nova lei ratificou as mudanças necessárias para a abertura do mercado de gás natural, tais como a independência do transportador em relação aos demais agentes da cadeia, vedações para a influência comercial de outros agentes na distribuição de gás natural e o acesso não discriminatório e negociado de terceiros às instalações essenciais.

Ressalte-se, ainda, que a nova lei manteve a competência federal sobre a atividade de comercialização. Seu decreto regulamentador trouxe maior clareza ao tema ao criar o conceito de fornecimento de gás natural, definido em como sendo o “*serviço explorado nos termos da regulação estadual ou distrital, que consiste na venda de gás canalizado a consumidores cativos*” (inciso V do art. 2º) e especificar que a “*atividade de fornecimento de gás canalizado não está sujeita à Autorização da ANP*” (§1º, art. 21).

## 4.2. Sistema Integrado de Gás Natural e sua dinâmica recente

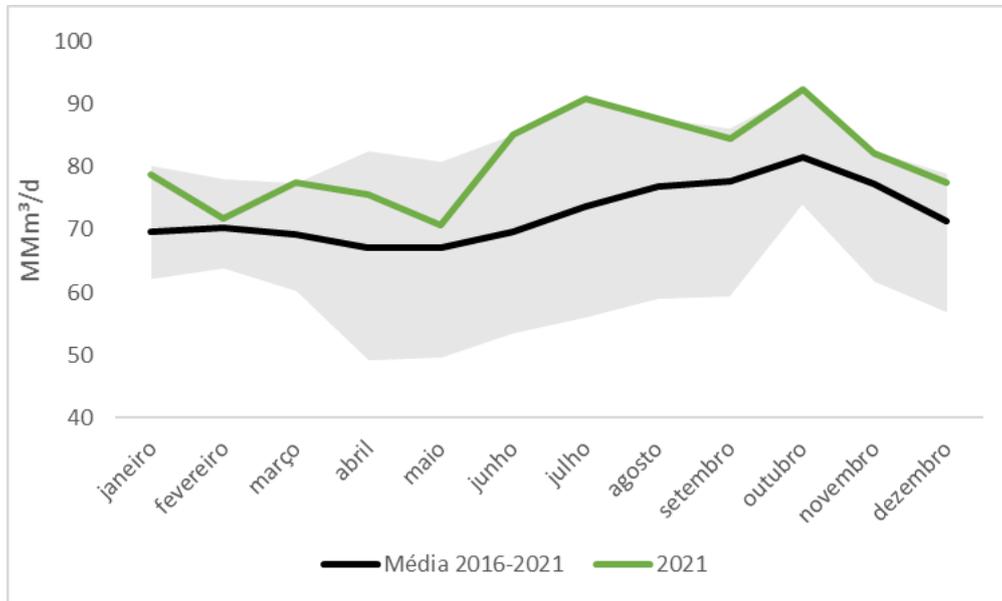
A infraestrutura da IGN permite movimentar a produção visando a sua disponibilização aos diferentes consumidores, interconectando os diversos elos da IGN. Assim, compreende os gasodutos de escoamento e transporte, bem como as UPGNs, os terminais de regaseificação de GNL e toda a estrutura de entrega e distribuição ao usuário final.

Em 2020, o país detinha 112 dutos de transporte e transferência em operação, que se estendiam por uma malha de 11,6 mil km, para realizar a movimentação do gás. Em termos de processamento, as 15 UPGNs existentes no país somam aproximadamente 100 MMm<sup>3</sup>/d de capacidade. A Figura 3 representa as principais instalações da IGN existentes em território nacional (focando nos gasodutos de transporte, UPGNs e terminais de regaseificação de GNL), além de apresentar os fluxos físicos do gás natural.



dado no período, a linha preta representa a sua média simples e os valores de 2021 são representados pela linha verde.

**Figura 4 – Demanda total de gás natural do sistema interligado**

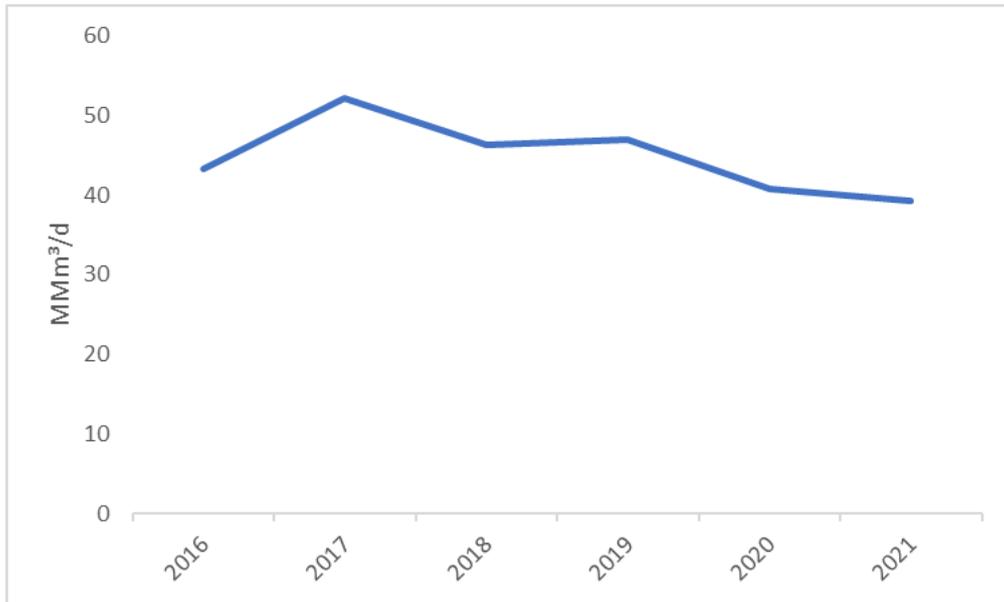


Fonte: Elaborado a partir de dados de MME (2021).

Em 2021, a demanda média na malha integrada foi de 81,2 MMm³/d, representando recorde na série temporal.

A oferta de gás natural das fontes nacionais apresentou tendência de queda ao longo dos últimos anos, conforme demonstra a Figura 5. Esse elemento associado à demanda por gás natural da malha integrada em níveis superiores ao histórico observado, elevou substancialmente o nível das importações de GNL.

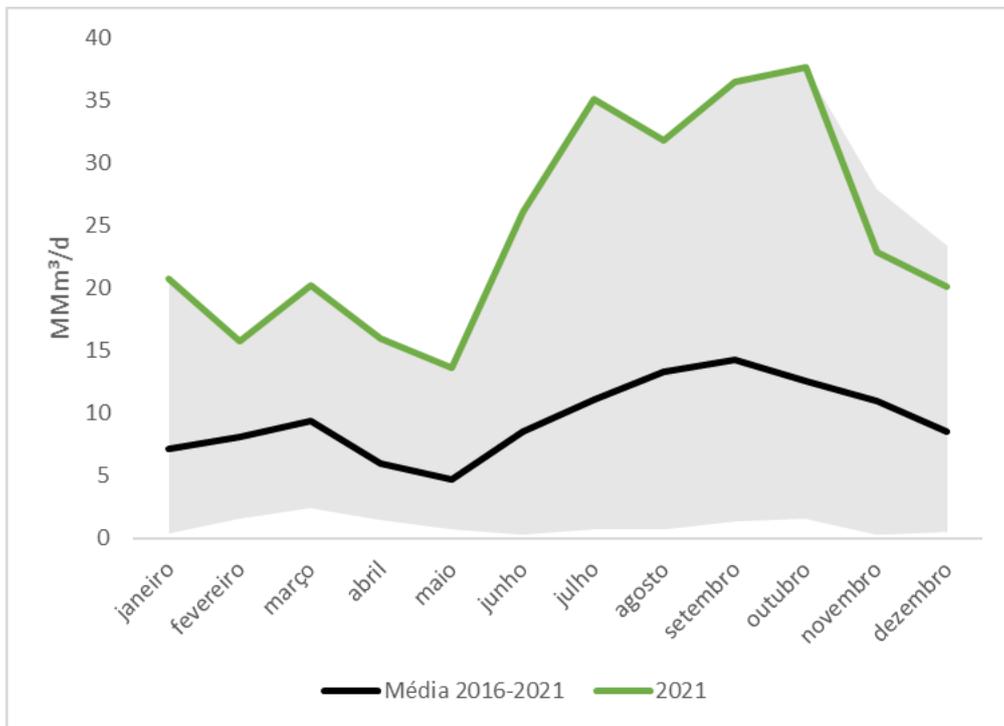
**Figura 5 - Oferta de gás natural de fontes nacionais da malha integradas**



Fonte: Elaborado a partir de dados de MME (2021).

A Figura 6 expõe a regaseificação de GNL entre 2016 e 2021, apresentando os valores mínimos e máximos desse período pela área cinza, a sua média simples pela linha preta e os valores de 2021 pela linha verde.

**Figura 6 - Regaseificação de GNL entre 2016 e 2021**



Fonte: Elaborado a partir de dados de MME (2021).

As médias mensais entre 2016-2020 (representadas pela linha preta) e a curva de dados de 2021, indicam que a regaseificação vêm apresentando comportamento cíclico acompanhando a demanda de gás natural para a geração termelétrica.

Enquanto a média anual de regaseificação nunca ultrapassou o valor de 10 MMm<sup>3</sup>/d até 2020, em 2021 a média anual atingiu 25 MMm<sup>3</sup>/d, fato que demonstra a severidade da crise hídrica de 2020-2021.

## 5. EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DE MERCADO NOS DIVERSOS ELOS DA IGN

Ainda que em 2021 a Nova Lei do Gás tenha formalizado diversos avanços nas normativas nacionais, as discussões iniciaram-se em 2019, tendo como marco relevante o TCC firmado entre Cade e Petrobras. A atual estrutura da IGN reflete o período de transição do mercado nacional de gás natural e permanece retratando diversos elementos de seu passado, porém com pequenos avanços competitivos.

Assim, esta seção comparará o atual quadro com o período de transição iniciado em 2019, expondo as dificuldades relacionadas à promoção da concorrência em uma estrutura com prevalência de significativa posição dominante pela Petrobras ao longo de várias décadas.

### 5.1. Exploração e Produção (E&P)

Apesar da abertura do setor de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural ser promovida pela Emenda Constitucional nº 9/1995, a redução da participação da Petrobras na produção de hidrocarbonetos tem sido marginal.

Tal fato está associado: (i) aos altos custos da atividade exploratória nas regiões marítimas (que representa a maior parte da produção nacional de gás natural); (ii) à manutenção de todos os campos de produção operacionais e de uma extensa quantidade de blocos exploratórios (mesmo com a flexibilização no exercício do monopólio das atividades de E&P); (iii) às vantagens competitivas adquiridas frente aos potenciais concorrentes ao longo do período do monopólio; (iv) à cessão onerosa de volumes em determinadas áreas promovida pela Lei nº 12.276/2010; e (v) ao acesso privilegiado às instalações essenciais<sup>22</sup> que garantem o escoamento e disponibilização ao mercado nacional do gás natural produzido no ambiente *offshore*.

A despeito dos diversos avanços obtidos na garantia de acesso negocial às instalações essenciais, a queda da participação da Petrobras na produção de gás natural ainda parece ser insuficiente para garantir ampla concorrência no mercado nacional dessa fonte de energia.

Dentre outros elementos, tanto a estratégia quanto o gerenciamento das atividades podem produzir vantagens competitivas inerentes a uma empresa pioneira e formar barreira à entrada duradoura, restringindo a atuação de novos entrantes.

Para o caso das atividades relacionadas à E&P, a aquisição de conhecimento geológico, sua interpretação e a organização logística necessária para as operações *offshore* podem gerar

<sup>22</sup> Tanto gasodutos de escoamento quanto UPGNs.

ganhos de escala, que proveem vantagens competitivas adquiridas por empresas pioneiras. Esses ganhos sustentam-se ao longo do tempo, que no caso do segmento de E&P brasileiro parecem reduzir substancialmente a velocidade da queda de participação de mercado da Petrobras (monopolista até 1995) e, conseqüentemente, do aumento da competição nesse elo da IGN<sup>23</sup>.

Destaca-se que as normativas nacionais direcionavam a uma governança de cooperação com o antigo monopolista e não à sua contestação, a qual poderia estimular a concorrência nesse mercado. Nesse contexto, as descobertas realizadas no pré-sal e, conseqüentemente, a viabilidade de atividades exploratórias em uma zona ainda a ser plenamente desenvolvida é uma grande oportunidade de inserir competição nesse elo específico. Porém, dado o arcabouço regulatório-jurídico instituído, ao invés de uma competição por *market-share*, a atual configuração no segmento de E&P é de cooperação.

Após as primeiras descobertas de extensas jazidas no pré-sal (entre 2006 e 2008), mas antes de seus desenvolvimentos, foi promulgada a Lei do Gás, em 2009, sem instituir a obrigatoriedade da negociação para o acesso aos gasodutos de escoamento, às UPGNs e às plantas de regaseificação de GNL. A garantia ao acesso a estas instalações essenciais é necessária para que os produtores possam inserir o gás natural na malha de transporte e entregá-lo ao consumidor.

Importante destacar que, enquanto o petróleo pode ser exportado, por enquanto, o único mercado a ser suprido pelo gás natural produzido no *offshore* brasileiro é o nacional, o que resultaria em concorrência direta com a consorciada Petrobras.

Adicionalmente, a lucratividade com a venda do petróleo é historicamente maior do que com a venda do gás natural. Este elemento pode levar os consorciados à Petrobras, que detém direitos sobre parcela significativa da produção de gás natural associado nos reservatórios do pré-sal, a priorizarem a produção de petróleo em detrimento à concorrência no mercado nacional de gás natural.

Assim, da perspectiva empresarial e com base na Lei do Gás de 2009, sem obrigatoriedade na negociação para o acesso às instalações essenciais, favoreceu-se um modelo de governança que buscava a manutenção das relações com a Petrobras para a garantia da lucratividade nas operações com o petróleo, em detrimento de uma competição pela venda da molécula de gás natural no mercado doméstico.

Neste caso, os potenciais concorrentes (que são consorciados à Petrobras na exploração do pré-sal) que adotassem postura competitiva de contestação, ao efetivo monopólio da Petrobras no mercado de gás natural, poderiam ser retaliados ou preteridos, uma vez que a Petrobras controlava as demais etapas do processo necessárias à comercialização do gás natural. Conseqüentemente, observou-se uma proliferação de vendas de gás natural na “boca do poço”, isto é, antes da etapa de processamento, a preços, em geral, muito inferiores aos observados no mercado nacional.

Vale ressaltar que desde a assinatura do TCC, em 08 de julho de 2019, em que pese a política de desinvestimentos da empresa, pouca coisa mudou em termos de concentração no *upstream*, analisando-se exclusivamente em termos do total de produção do país.

---

<sup>23</sup> Quanto às vantagens competitivas adquiridas por meio de estratégias empresariais e gerenciamento de suas atividades, veja: MAKADOK (1998). *Can first-mover and early-mover advantages be sustained in an industry with low barriers to entry/imitation? Strategic Management Journal*, Vol. 19, 683–696.

Segundo dados da ANP, entre os meses de janeiro e novembro de 2022, a Petrobras foi responsável, como operadora, por 92,7% de toda a produção nacional de gás natural. Considerando-se a parcela de sua propriedade no mesmo período, a Petrobras detém 70% da produção total brasileira. Associado à parcela de mercado substancial ainda detida pela Petrobras na produção nacional, a queda de sua participação está aquém da necessária para se introduzir efetiva pressão concorrencial nesse segmento da IGN.

A título de exemplificação no setor do *upstream*, em dezembro de 2010, a Petrobras foi a operadora responsável por 97,4% da totalidade da produção nacional, sendo a proprietária de 90,4% da produção total. Ao compararmos a queda da participação da Petrobras, considerando toda a produção nacional desde 2010, a sua parcela como operadora reduziu-se somente 4,7%, já sua parcela como proprietária caiu 20,4% em 12 anos.

Considerando somente a produção de propriedade da Petrobras nas bacias que escoam sua produção ao sistema integrado (i.e., excluídas as produções referentes às bacias do Amazonas, Solimões, Barreirinhas e Parnaíba), a partir da previsão de produção enviada pelos operadores à ANP, espera-se a continuidade na queda na participação da estatal. A Tabela 2 detalha a evolução prevista na participação da Petrobras, com base no envio das informações pelos operadores, considerando a participação da empresa e de outros proprietários.

**Tabela 2 – Previsão da evolução na participação da Petrobras na produção nacional das bacias que escoam sua produção ao sistema integrado com base nas informações fornecidas pelos operadores dos campos**

Proprietário	2023	2024	2025	2026
Petrobras	65,6%	63,8%	62,0%	62,7%
Outros	34,4%	36,2%	38,0%	37,3%

Fonte: ANP

Em que pese o percentual de gás de propriedade da Petrobras representar 68,3% daqueles campos que escoaram para o sistema de transporte em 2022, cabe pontuar que a empresa adquire gás dos demais concessionários na “boca do poço” e é responsável pela maioria das importações de gás natural, seja pelo modal dutoviário ou GNL, conforme será visto nas seções 5.4 e 7.1.1 desta Nota Técnica.

Desta forma, a participação da empresa nas vendas de gás natural é bem superior à sua participação na propriedade do gás nacional, atingindo, em novembro de 2022, a média anual de 83% do gás vendido na malha integrada de transporte.

## 5.2. Principais sistemas de escoamento da produção considerando o gás natural disponibilizado ao sistema integrado

A infraestrutura de escoamento da produção pode ser considerada como um dos elos relevantes a serem analisados por medidas que visem desconcentrar a oferta de gás natural.

A utilização da infraestrutura está diretamente associada à diferença entre os conceitos de produção e disponibilização de gás natural. Enquanto a produção de gás natural refere-se ao volume total extraído dos reservatórios naquele período, a disponibilização é a quantidade de gás natural que é enviada ao mercado consumidor.

Assim, enquanto a produção depende de aspectos de cada reservatório e do desenvolvimento implantado, a disponibilização da produção ao mercado consumidor depende tanto da existência de infraestrutura de escoamento quanto de características inerentes à composição do gás natural, sobretudo seu volume e seus contaminantes<sup>24</sup>. Dado que a existência da infraestrutura é essencial para movimentar a produção dos campos até o mercado consumidor, a análise sobre a utilização dessa infraestrutura de escoamento pode ser realizada de acordo com as regiões produtoras que, no caso brasileiro, delimitamos serem as bacias produtoras as unidades básicas de análise.

Esta seção tem dois objetivos principais. Em primeiro lugar, apresentar a concentração na oferta de gás natural ao mercado (disponibilização). Em segundo lugar, a partir da base de dados da ANP, apresentar a dinâmica esperada para os próximos cinco anos. Para tanto, o assunto foi segmentado em cinco seções adicionais que visam identificar e examinar a concentração na oferta de gás natural, considerando a propriedade do gás natural durante o ano de 2021, e a previsão de produção dos diversos agentes do mercado, considerando as particularidades do sistema de escoamento das principais bacias brasileiras.

A seção demonstra que atualmente a Petrobras é o agente dominante, com a propriedade de 67,4% de todo o gás disponibilizado pelos campos produtores nacionais do sistema integrado. Adicionalmente, se mantida a atual dinâmica e participação nos campos produtores, espera-se, para os próximos cinco anos, a manutenção da concentração da disponibilização de gás natural ao sistema integrado pela Petrobras.

### 5.2.1. Produção e disponibilização de gás natural em 2021

A oferta de gás natural ao mercado depende da existência de infraestrutura para escoar a produção, exigindo tanto gasodutos conectando as Unidades Estacionárias de Produção (UEP) ao continente quanto às UPGNs. Enquanto os gasodutos movimentam a produção dos campos produtores até as UPGNs, estas unidades tratam e processam o gás natural, retirando seus contaminantes e fracionando o gás natural, obtendo, tanto derivados de gás natural (etano – C2, GLP – C3 e C4, e gasolina natural -- C5+), quanto gás natural especificado (majoritariamente C1)<sup>25</sup> que é disponibilizado ao mercado consumidor.

Ao considerarmos a concentração, conforme a parcela da propriedade de cada empresa nos campos que disponibilizaram gás natural ao sistema integrado ao longo de 2021, há predomínio da Petrobras. A Tabela 3 apresenta as empresas que detiveram propriedade superior a 1% do total nacional, a média de volume obtida por cada empresa e o percentual considerando o total disponibilizado dos campos nacionais ao sistema integrado.

---

<sup>24</sup> Neste caso, notadamente a presença de contaminantes, como é o caso do CO<sub>2</sub> presente na corrente extraída dos campos da bacia de Santos. A presença de contaminantes pode limitar ou até inviabilizar a destinação do gás natural produzido ao mercado consumidor.

<sup>25</sup> Segundo a RANP nº 16 de 2008, para ser disponibilizado ao mercado consumidor no sistema integrado, o gás natural deve conter, no mínimo 85% de metano (C1) e no máximo: 12% de etano (C2); 3% de propano (C3); e, 6% de butano (C4).

**Tabela 3 - Concentração na disponibilização de gás natural ao sistema integrado conforme o agente proprietário em 2021**

Empresa	MM m <sup>3</sup> /d	% do total
Petrobras	28,9	67,4%
Shell	5,7	13,4%
Petrogal	1,7	4,0%
Enauta	1,4	3,3%
Repsol	1,2	2,8%
Equinor	0,6	1,5%
Origem	0,5	1,2%
Outros	2,7	6,4%
<b>TOTAL</b>	<b>42,9</b>	<b>100%</b>

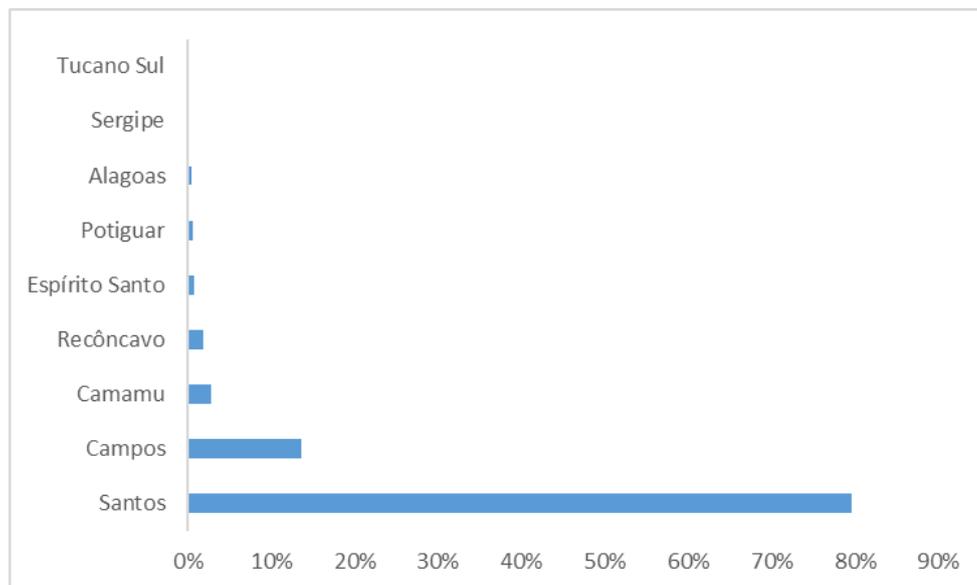
Fonte: ANP

Considerando o total disponibilizado pelos campos nacionais ao sistema integrado no ano de 2021, uma média de 42,9 MMm<sup>3</sup>/d, as empresas com mais de 1% representaram 93,6% do volume disponibilizado nacionalmente. Desse total, a Petrobras representou 67,4% (28,9 MMm<sup>3</sup>/d), seguida da Shell com 13,4% (5,7 MMm<sup>3</sup>/d) e da Petrogal com 4% (1,7 MMm<sup>3</sup>/d).

Conforme será apresentado nas seções a seguir, a concentração na oferta de gás natural de fontes nacionais na Petrobras também é refletida por sua concentração na produção e disponibilização nas principais bacias produtoras nacionais.

### 5.2.2. Participação das bacias conectadas ao sistema integrado

Iniciando o exame a partir da produção nacional, a Figura 7 apresenta a participação percentual de cada bacia conectada ao sistema integrado, ao longo de 2021.

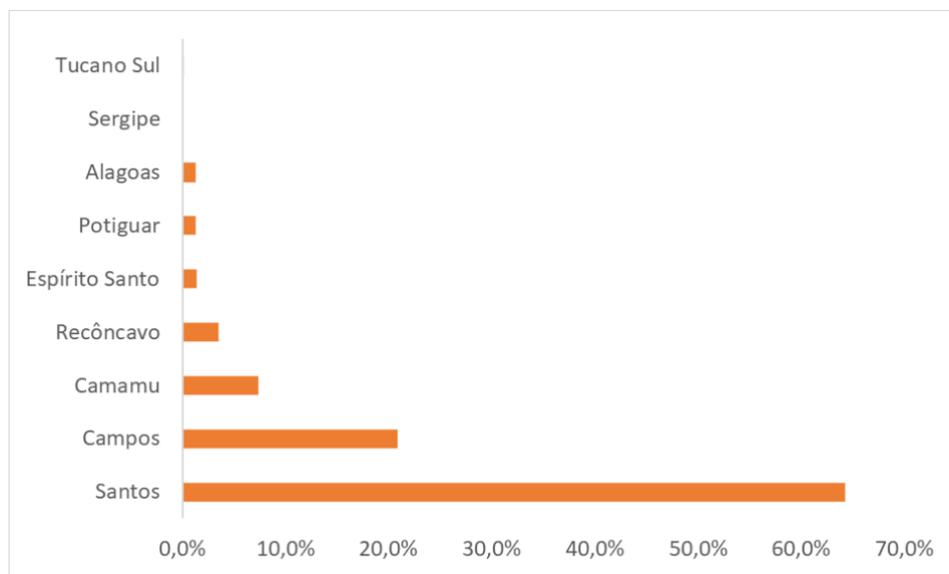
**Figura 7 - Participação na produção de gás natural considerando somente as bacias conectadas ao sistema integrado - 2021**

Fonte: Boletim Mensal da Produção, ANP/SDP.

A Figura 7 revela uma participação predominante da bacia de Santos, com 80%, seguida da bacia de Campos, com 14%. A bacia de Camamu conta com participação de 3%, sendo seguida pela bacia do Recôncavo, com 2%. A bacia do Espírito Santo tem participação de 0,8%, sendo seguida pela bacia Potiguar com 0,6% e Alagoas com 0,5%. As bacias de Sergipe e Tucano Sul representam, em conjunto, 0,1%.

A Figura 8 apresenta a participação discriminada por bacias na disponibilização de gás natural, considerando somente as bacias que destinam a sua produção ao sistema integrado, ao longo do ano de 2021.

**Figura 8 - Participação na disponibilização de gás natural considerando somente as bacias conectadas ao sistema integrado - 2021**



Fonte: Boletim Mensal da Produção, ANP/SDP.

A Figura 8 demonstra que, em termos de disponibilização de gás natural ao mercado consumidor, a bacia de Santos reduz o seu domínio no sistema integrado. A bacia de Santos foi responsável por 64,2% do total disponibilizado em 2021, seguida da bacia de Campos com 20,8%, Camamu com 7,3%, Recôncavo com 3,5%, Espírito Santo com 1,4%, Potiguar com 1,3%, Alagoas com 1,2% e Sergipe e Tucano Sul que, juntas, representaram menos que 0,2%.

Portanto, considerando o potencial produtivo e o atual nível de disponibilização de gás natural no sistema integrado, qualquer análise quanto à evolução do grau de concentração na oferta ao sistema integrado deve examinar a dinâmica esperada para as principais bacias, majoritariamente a bacia de Santos.

Destaca-se que, a partir da entrada em operação do gasoduto de escoamento Rota 3 e de sua UPGN, a bacia tende a aumentar a disponibilidade de gás natural ao sistema integrado, que em 2021 atingiu somente 30% de sua produção total. Como resultado, além de incrementar o seu fator de disponibilização, aumentará sua relevância na composição da oferta de gás natural no sistema integrado.

Porém, não se pode desprezar as contribuições das bacias de Campos e do Recôncavo<sup>26</sup>. Assim, as próximas seções apresentam o sistema de escoamento de cada bacia, a participação na produção de cada concessionário e a dinâmica futura esperada com base na previsão de produção enviada pelo operador de cada concessão.

### 5.2.3. Atual configuração e perspectivas para o gás natural produzido na Bacia de Santos

O atual sistema de escoamento da bacia de Santos, que conta com os campos mais produtivos do pré-sal brasileiro, é composto de 3 gasodutos troncais, denominados de Rotas, que escoam o gás natural produzido até 3 UPGNs diferentes, uma situada no estado de São Paulo e outras duas no estado do Rio de Janeiro.

#### 5.2.3.1. O sistema de escoamento da Bacia de Santos

Cada gasoduto de escoamento recebeu sua numeração de acordo com a sua entrada em operação. Assim, o Rota 1 representa o primeiro gasoduto de escoamento da produção desses campos, seguido do Rota 2 e do Rota 3 (que ainda não está operacional).

A Figura 9 apresenta essas rotas e as UPGNs de destino do gás natural bruto de forma simplificada.

**Figura 9 – Escoamento do gás natural da bacia de Santos**



Fonte: Reprodução de Petrobras (Petrobras, 2022)

<sup>26</sup> Cabe destacar que o único campo produtor na bacia de Camamu, o campo de Manati, tem tendência de declínio na produção e não há, atualmente, perspectiva para a entrada em operação de novos campos produtores nesta bacia. Portanto, desconsideraremos esse sistema para fins da análise relacionada à infraestrutura de escoamento.

O Rota 1 é composto de dois trechos, sendo seu primeiro trecho construído para escoar a produção dos campos produtores do pós-sal de Mexilhão, Uruguá e Tambaú. Em função das descobertas do pré-sal, foi construído o segundo trecho, estendendo o gasoduto até o campo de Tupi, visando aproveitar a infraestrutura existente para escoar a produção do pré-sal até a UPGN de Caraguatatuba (UTGCA), no estado de São Paulo. Enquanto o primeiro trecho liga Mexilhão à Caraguatatuba tendo diâmetro de 34", comprimento de 143 km e capacidade nominal para até 20 MMm<sup>3</sup>/d, o segundo trecho conecta o campo de Tupi ao de Mexilhão, tendo diâmetro de 18", 216 km de comprimento e capacidade nominal de 10 MMm<sup>3</sup>/d<sup>27</sup>. A UPGN de Caraguatatuba tem capacidade de tratamento e processamento de 20 MMm<sup>3</sup>/d<sup>28</sup>.

O Rota 2 inicia-se no campo de Cernambi, escoando a produção até a UPGN de Cabiúnas (UTGCAB), no estado do Rio de Janeiro. O gasoduto tem um comprimento total de 377 km, diâmetro variando entre 20" e 24" e capacidade autorizada de 20 MM m<sup>3</sup>/d. A UPGN de Cabiúnas tem capacidade de processamento de 25,1 MMm<sup>3</sup>/d.

Já o Rota 3 inicia-se no campo de Tupi, escoando para a UPGN de Itaboraí (UTGITA), também conhecida como UPGN do Polo do Gas-Lub (antigo Comperj), no estado do Rio de Janeiro. O gasoduto tem uma extensão de 355 km, diâmetro variando entre 20" e 24" e capacidade nominal de 17,8 MM m<sup>3</sup>/d. A UPGN de Itaboraí, atualmente em construção, terá capacidade nominal de processamento de 21 MM m<sup>3</sup>/dia.

Dado que a UTGITA ainda está em construção e que há incerteza quanto ao prazo para a finalização das obras<sup>29</sup>, o gasoduto de escoamento Rota 3, atualmente, está inoperante, no que se refere à chegada em terra, sem previsão firme de quando esse quadro será revertido. No entanto, já se encontra em operação um trecho do duto que se conecta a montante e jusante com o Rota 2, permitindo a operação em "loop", com escoamento de gás processado pelas UEPs que interligam a este trecho, mas sem aumento na capacidade de disponibilização total de gás natural.

Em junho de 2021, a Petrobras interligou fisicamente os gasodutos de escoamento da produção Rota 1 e Rota 2, ao concluir o lançamento do trecho marítimo do gasoduto Rota 3. Assim, qualquer campo que destine a sua produção ao escoamento por estes dutos movimentará o gás natural por meio de qualquer Rota. A operação unificada do escoamento da produção dessa região é o princípio do Sistema Integrado de Escoamento (SIE) proposto pela Petrobras.

<sup>27</sup> Dada a crescente produção do pré-sal e contínuo declínio da produção do pós-sal representada pelo polo produtivo de Mexilhão, Uruguá e Tambaú, a capacidade do gasoduto no trecho Tupi-Mexilhão poderá ser revista (tanto de capacidade do duto quanto de recebimento da plataforma PMXL-1), com o objetivo de se maximizar a utilização da atual infraestrutura.

<sup>28</sup> Mesmo com uma capacidade de processamento de 20 MMm<sup>3</sup>/d há subutilização da unidade devido à tecnologia adotada para o processamento na instalação. A UPGN de Caraguatatuba foi projetada para o processamento do polo de produção do pós-sal (campos de Mexilhão, Uruguá e Tambaú), notadamente um gás natural com maior teor de metano (C1) e menos rico em seus componentes mais pesados (C2+). Assim, o desenho da unidade não contou com uma unidade que permitisse o resfriamento do gás natural a temperaturas suficientes para a separação de grandes parcelas da corrente de gás natural. Com o início da produção do gás natural do polo do pré-sal, uma corrente com maior teor de C2+ (portanto, mais rica), a mistura entre as duas correntes (pós-sal + pré-sal), permitia a utilização da UPGN para a especificação do gás natural resultante. No entanto, o contínuo declínio da produção do polo do pós-sal começou a limitar o escoamento e disponibilização de gás natural do pré-sal por esta rota. Foi neste contexto que os produtores demandaram e a ANP concedeu a Autorização Especial ANP 836/2020 para a continuidade da disponibilização de gás natural por meio do Rota 1. Essa autorização flexibilizou a especificação do gás natural considerando o teor mínimo de metano, de 85% para 80%, mantendo todas as demais limitações de contaminantes e mais pesados instituídos pela RANP 16/2008.

<sup>29</sup> Conforme comunicado ao mercado disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/bb6e0ad1-1ed5-553a-1329-4e9acc13494b?origin=1> (acesso em 18/12/2022).

### 5.2.3.2. Participação atual na produção e disponibilização na Bacia de Santos

Durante o ano de 2021, 28 campos apresentaram produção de gás natural na bacia de Santos. A despeito desse elevado número, 80% da produção total dessa bacia, no ano de 2021, foi proveniente de apenas 3 campos (Tupi – 45,7%, Búzios – 23,7% e Sapinhoá – 10,4%), demonstrando alto grau de concentração. Ao considerarmos somente a disponibilização de gás natural por campo produtor na bacia de Santos, três campos (Tupi – 61,7%, Sapinhoá – 16,5% e Mexilhão – 16,3%) foram responsáveis por 94,5% de toda a disponibilização ao mercado.

Considerando a concentração na propriedade da produção disponibilizada ao mercado ao longo de 2021, mais uma vez observa-se que há predominância da Petrobras. A Tabela 4 detalha a participação das empresas conforme a sua propriedade nos campos produtores da bacia de Santos no ano de 2021.

**Tabela 4 – Participação na produção e disponibilização na Bacia de Santos (ano de 2021)**

Empresa	MM m <sup>3</sup> /d	% do total
Petrobras	18,9	68,8%
Shell	5,7	20,6%
Petrogal	1,7	6,7%
Repsol	1,2	4,3%
CNODC	0,01	0,05%
CNOOC	0,01	0,05%
<b>TOTAL</b>	<b>27,5</b>	<b>100%</b>

Fonte: ANP

A Tabela 4 demonstra que, no ano de 2021, a Petrobras foi a empresa com maior participação no gás natural disponibilizado pela bacia de Santos ao mercado nacional. A sua parcela representou 18,9 MMm<sup>3</sup>/d, garantindo uma participação na disponibilização total de quase 69%. A empresa é seguida pela Shell com participação de 20,6%, Petrogal com 6,2% e Repsol com 4,2%.

### 5.2.3.3. Evolução da participação por empresa na produção da Bacia de Santos nos próximos anos

A ANP recebe anualmente a previsão de produção dos campos que estão na fase de desenvolvimento e produção para os próximos cinco anos. Esta previsão é obrigatória, constando na Portaria ANP nº 100/2000 e nos contratos de E&P.

Com base nessa previsão, a ANP realiza estudos associados à dinâmica futura da produção de petróleo e gás natural do país. Apesar de ser uma fonte de dados produzida pelos operadores e baseadas nas curvas de produção esperada para cada campo, destacamos dois pontos negativos da utilização desses dados para essa análise.

Em primeiro lugar, esta previsão de produção desconsidera as atuais áreas em exploração que, a depender de futuras avaliações, poderão tornar-se campos petrolíferos e contribuir para a produção nacional. Em segundo lugar, neste documento não há o envio da

previsão de disponibilização de gás natural ao mercado consumidor, limitando a análise dessa previsão à produção.

Superadas as limitações relacionadas à utilização dessa previsão de produção, destaca-se que dois elementos poderão impactar a análise. Em primeiro lugar, as sucessivas postergações na operação do gasoduto de escoamento da produção, o Rota 3, que visa aumentar a disponibilização da produção dessa bacia. Uma vez operacional, esse gasoduto pode adicionar até 18 MMm<sup>3</sup>/d de disponibilização ao sistema integrado, aumentando o atual índice de disponibilização de 30% para cerca de 50%. Tal fato elevaria a participação da bacia de Santos na composição da oferta de gás natural do sistema integrado proveniente dos campos nacionais dos atuais 64,2% para 75%.

Outra forma de dimensionar a magnitude do Rota 3 é considerar que, ao longo de 2021, as demais bacias produtoras disponibilizaram 15,3 MMm<sup>3</sup>/d, conseqüentemente, uma vez iniciada a operação desta rota, a sua contribuição para o escoamento será superior a todas as demais bacias produtoras do sistema integrado somadas.

Em segundo lugar, foi retirada toda a previsão de produção proveniente do campo de Mero, devido ao seu desenvolvimento sem previsão de disponibilização de gás natural. Dado o elevado teor de contaminantes existente na corrente de gás natural produzida nos reservatórios desse campo, a atual tecnologia não permite o tratamento e disponibilização em volumes suficientes para a sua viabilização econômica.

Portanto, apesar de se tornar um dos principais campos produtores da bacia nos próximos anos, o campo de Mero representa o maior desafio da exploração e viabilização econômica da corrente de gás natural na bacia de Santos. Não obstante, alteração na tecnologia que viabilize o tratamento do gás natural e a retirada de seus contaminantes alterará consideravelmente as atuais perspectivas para o campo e para toda a bacia.

Importante mencionar que a redação desta seção se deu em período no qual ainda não haviam sido consolidados os resultados do ano 2022, tampouco a atualização das projeções para o quinquênio 2023 – 2027 e, desta forma, as projeções futuras indicadas contemplam o horizonte 2023 – 2026.

Considerando a propriedade do gás natural produzido, prevê-se que ao longo dos próximos quatro anos ocorrerá uma queda da participação de propriedade da Petrobras, podendo cair para 68,4% em 2026.

A Tabela 5 apresenta os resultados para a evolução esperada a partir da consideração de que a Petrobras é a empresa que detém participação dominante na produção da bacia de Santos.

**Tabela 5 – Evolução da participação da Petrobras prevista para a produção de gás natural na Bacia de Santos (excluída a produção do campo de Mero)**

Ano	Petrobras	Outros
2023	70,1%	29,9%
2024	68,4%	31,6%
2025	66,7%	33,3%
2026	68,4%	31,6%

Fonte: ANP

A Tabela 5 demonstra que, se mantidas as participações nos campos atualmente na fase de desenvolvimento e produção, a parcela da produção de gás natural pertencente a outros concessionários (parcela não Petrobras) passará de 29,9% em 2023 para 31,6% em 2026.

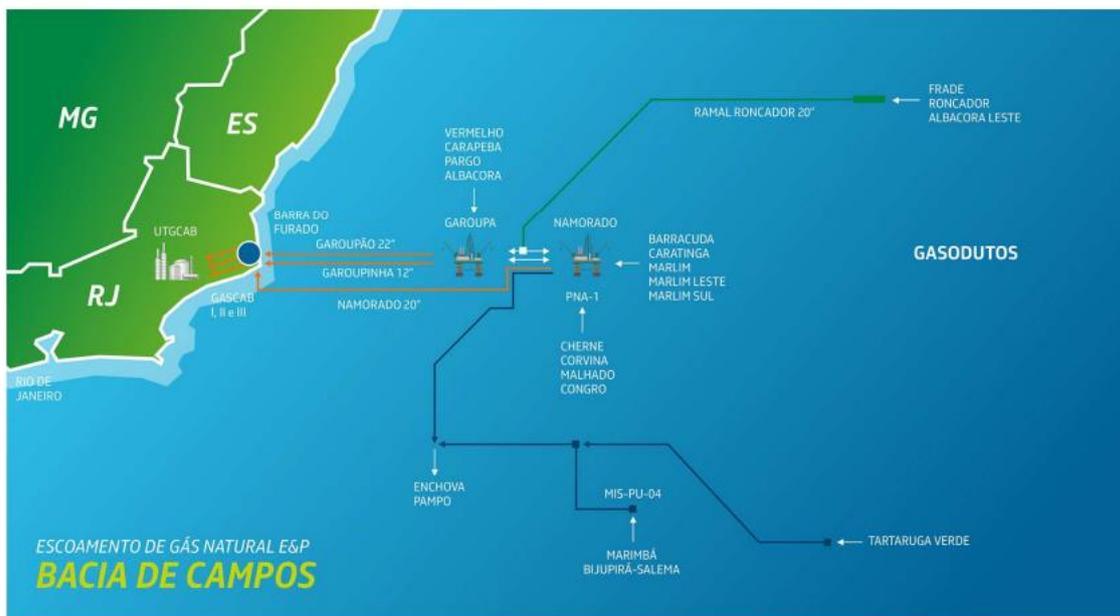
Portanto, ainda que outros produtores consigam aumentar a sua participação na disponibilização de gás natural de sua produção na bacia de Santos nos próximos 4 anos, a disponibilização de gás natural produzido nessa região continuará concentrada na Petrobras.

#### 5.2.4. Atual configuração e perspectivas para o gás natural produzido na Bacia de Campos

Existem duas rotas para o escoamento do gás natural produzido nos campos da bacia de Campos. A parte central da bacia realiza o seu escoamento por meio de quatro gasodutos destinados à produção, ao tratamento e ao processamento na UPGN de Cabiúnas (UTGCAB), no estado do Rio de Janeiro. Neste caso, o escoamento da produção destes campos ocorre, em seu trecho final, por meio de dois campos produtores, Garoupa ou Namorado.

A Figura 10 apresenta o escoamento do gás natural produzido na parte central da bacia de Campos com destino à UTGCAB de forma simplificada<sup>30</sup>.

**Figura 10 – Escoamento do gás natural da Bacia de Campos**



Fonte: Reprodução de Petrobras (Petrobras, 2022)

Na Figura 10 vemos que toda a produção de gás natural da bacia de Campos (com exceção dos campos mais ao norte da bacia) é destinada a estas rotas que levam a produção ao continente. A extensão dos dutos dos campos de Garoupa/Namorado é de 254 km, com diâmetro entre 12" e 22" e capacidade nominal de 19 MMm<sup>3</sup>/d. Esses gasodutos de escoamento também

<sup>30</sup> A Figura 10 demonstra os três dutos operados pela Petrobras, sendo o quarto atualmente operado pela Trident após a aquisição dos campos que compõem os polos dos campos de Pampe e Enchova, escoando majoritariamente a produção de gás natural do campo de Tartaruga Verde.

contam com um trecho terrestre (dutos *onshore* denominados de GASCAB I, II e III) cuja extensão é de 202 km com diâmetro entre 18” e 22” e capacidade nominal de 20,1 MMm<sup>3</sup>/d conectando o trecho marítimo à UTGCAB cuja capacidade nominal é de 25,1 MMm<sup>3</sup>/d.

A segunda rota é utilizada pelos campos que compõem o chamado Parque das Baleias, situado na Bacia de Campos, contando com gasodutos de escoamento para duas UPGNs instaladas no Espírito Santo.

Um dos dutos componentes dessa rota é o Gasoduto Sul Capixaba, um duto de 82 km de extensão, 12” de diâmetro e capacidade nominal de 4,5 MMm<sup>3</sup>/d. Neste caso, o gás natural é destinado ao tratamento e processamento na UPGN do Sul Capixaba (UTGSUL), no estado do Espírito Santo com capacidade nominal de 2,5 MMm<sup>3</sup>/d.

Outro duto componente deste sistema é o Gasoduto Sul Norte Capixaba, um duto com extensão de 256 km e vários trechos com diferentes diâmetros variando entre 12” e 24”, com uma capacidade entre 6 e 26 MMm<sup>3</sup>/d. Neste caso o gás natural é destinado ao tratamento e processamento na UPGN de Cacimbas (UTGC), no estado do Espírito Santo cuja capacidade de processamento nominal é de 18MMm<sup>3</sup>/d.

A Figura 11 apresenta o escoamento dos campos produtores da bacia de Campos por meio da infraestrutura construída no estado do Espírito Santo, utilizada pelos campos do Parque das Baleias.

**Figura 11 – Escoamento do gás natural da Bacia de Campos utilizando a infraestrutura do estado do Espírito Santo**



Fonte: Reprodução de Petrobras (Petrobras, 2022)

#### 5.2.4.1. Participação atual na produção e disponibilização na Bacia de Campos

Em dezembro de 2021, a Bacia de Campos contava com 51 campos produtores de gás natural. Dentre estes, os 4 maiores campos (Roncador, Jubarte, Marlim Leste e Marlim Sul)

foram responsáveis por 64,2% do total de gás natural produzido e 82% do total disponibilizado pela bacia em 2021. Consequentemente, tal como observado para a Bacia de Santos, há uma concentração dos volumes produzidos e disponibilizados pela bacia em poucos campos.

Considerando a participação de cada empresa conforme o total de gás natural disponibilizado, a Tabela 6 apresenta os valores médios obtidos ao longo de 2021.

**Tabela 6 – Participação na disponibilização de gás natural dos campos produtores da Bacia de Campos em 2021**

Empresa	MM m <sup>3</sup> /d	% do total
Petrobras	7,8	87,4%
Equinor	0,6	7,1%
Petronas	0,3	3,6%
Shell	0,1	0,6%
Outros	0,11	1,26%
<b>TOTAL</b>	<b>8,9</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: ANP

A Tabela 6 demonstra que a Petrobras foi a responsável por mais de 87% de toda a oferta dessa bacia, seguida pela Equinor com 7% e Petronas com 3,6%. As demais empresas não atingiram 2% do total de gás natural disponibilizado ao longo de 2021.

#### 5.2.4.2. Evolução da participação por empresa na produção da Bacia de Campos nos próximos anos

Considerando as dificuldades inerentes à previsão enviada pelos operadores de cada campo, principalmente a ausência do dado relativo à disponibilização, a Tabela 7 consolida a evolução esperada para a participação da Petrobras na produção de gás natural dessa bacia nos próximos quatro anos.

**Tabela 7 – Evolução da participação da Petrobras prevista para a produção de gás natural na Bacia de Campos**

Ano	Petrobras	Outros
2023	81,1%	18,9%
2024	83,2%	16,8%
2025	85,0%	15,0%
2026	84,8%	15,2%

Fonte: ANP

A Tabela 7 demonstra que a previsão para os próximos 4 anos é de contínuo crescimento da parcela da produção de propriedade da Petrobras na Bacia de Campos. Enquanto em 2023 é prevista que esta empresa seja proprietária de 81,1% de toda a produção da região, em 2026 a sua participação irá aumentar para 84,8%.

### 5.2.5. Perspectivas para o gás natural produzido na Bacia do Recôncavo

Diferentemente das demais bacias que disponibilizam o gás natural produzido ao sistema integrado, na bacia do Recôncavo a Petrobras apresenta menor participação na produção e na disponibilização de gás natural. A Tabela 8 apresenta a participação na disponibilização de gás natural considerando a propriedade de cada empresa para a bacia do Recôncavo em 2021.

**Tabela 8 – Participação na disponibilização de gás natural dos campos produtores da Bacia do Recôncavo em 2021**

Empresa	MM m <sup>3</sup> /d	% do total
SPE Miranga	0,35	23,3%
Petrobras	0,35	23,3%
Alvopetro	0,30	19,8%
Imetame	0,19	13,0%
Outros	0,31	20,60%
<b>TOTAL</b>	<b>1,50</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: ANP

Apesar de a Tabela 8 demonstrar que a Petrobras ainda figura como maior produtora desta Bacia, ao lado da empresa SPE Miranga, há maior grau de desconcentração na oferta. Neste caso, a participação da Petrobras é de apenas 23,3% do total disponibilizado pela bacia em 2021. Além disso, Alvopetro e Imetame apresentam participações significativas na bacia, de 19,8% e 13%, respectivamente.

Na Tabela 9 é apresentada a evolução da participação da Petrobras prevista para os próximos quatro anos na bacia do Recôncavo.

**Tabela 9 – Evolução da participação da Petrobras prevista para a produção de gás natural na Bacia do Recôncavo**

Ano	Petrobras	Outros
2023	22,7%	77,3%
2024	28,9%	71,1%
2025	26,1%	73,9%
2026	24,9%	75,1%

Fonte: ANP

A Tabela 9 demonstra que a participação da Petrobras aumentará entre 2023 e 2024, reduzindo-se a partir de 2025 para atingir 24,9% do total da bacia em 2026.

## 5.3. Processamento

Apesar de constatados notórios avanços após o TCC, principalmente no que diz respeito ao início das negociações para o provimento de acesso às instalações essenciais, a Petrobras ainda é a detentora de grande parte da infraestrutura existente. Além disso, o processo de

alienação dos ativos em andamento não reduzirá substancialmente a sua participação no mercado de tratamento e processamento, uma vez que a venda da totalidade desses ativos (UPGNs de Alagoas, Carmópolis/SE e Catu/BA), que ainda permanecem em negociação, reduzirá a sua participação dos atuais 99% da capacidade total nacional para 95%.

Com a assinatura do TCC, a Petrobras assumiu o compromisso, nas cláusulas 2.3 e 2.4, de negociar o acesso aos seus gasodutos de escoamento e UPGNs. Em ambos os casos, o acesso às infraestruturas deverá ser negociado de acordo com os princípios da boa-fé e não discriminação.

A Nova Lei do Gás ratificou a obrigatoriedade da negociação por meio de seu artigo 28, assegurando “o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL”, ainda que seu proprietário tenha direito de preferência ao seu uso na forma da regulação da ANP, nos termos do § 1º do mesmo dispositivo.

A referida lei definiu os gasodutos de escoamento da produção como “instalações para movimentação de gás natural produzido, após o sistema de medição, com a finalidade de alcançar as instalações onde será tratado, processado, liquefeito, acondicionado ou estocado”. E o tratamento ou processamento de gás natural, como o “conjunto de operações destinadas a tratar ou processar o gás natural a fim de permitir o seu transporte, distribuição e utilização”.

Em regra, os gasodutos de escoamento são ativos de propriedade do consórcio detentor da concessão de cada campo produtor, muitos dos quais têm a participação majoritária da Petrobras. Entretanto, por questões logísticas, tais gasodutos de escoamento se conectam a alguma infraestrutura de propriedade integral da Petrobras, como, por exemplo, um gasoduto de escoamento de outro campo ou a uma unidade de processamento.

Assim, tanto os gasodutos de escoamento quanto as UPGNs representam potencial barreira à entrada no mercado a jusante da IGN, usualmente obtendo a classificação de instalações essenciais da IGN, i.e., às quais o acesso é necessário para que novos produtores possam vender o gás natural extraído ao mercado<sup>31</sup>.

Com a assinatura do TCC, foi estabelecido que o acesso aos gasodutos de escoamento e UPGNs deveria ocorrer de maneira negocial. Assim, foi estabelecido que minutas dos contratos de processamento fossem disponibilizadas aos agentes para discussão das questões relativas ao acesso nestas instalações até 31/12/2019.

O primeiro processo de negociação de acesso a terceiros aos gasodutos de escoamento e UPGNs, após a determinação do TCC, ocorre exatamente na área do pré-sal. Nesse caso, a discussão inicia-se a partir das infraestruturas de escoamento da produção de gás natural, principalmente para as demais empresas atuantes na área que, apesar de deterem parcela da propriedade das infraestruturas<sup>32</sup>, nunca escoaram o gás natural de sua propriedade.

Concomitantemente, inicia-se a negociação do acesso para o tratamento e processamento do gás natural desses terceiros nas UPGNs que recebem o gás natural rico

---

<sup>31</sup> Sobre as instalações essenciais veja a seção IV.6 de ANP (2017). CONSIDERAÇÕES SOBRE ALGUNS ASPECTOS DO DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL: Contribuições para o aprimoramento do Marco Regulatório da Indústria do Gás Natural. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM. Maio de 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2017/nota-tecnica-04-2017-scm.pdf>. Acesso em 19/07/2022.

<sup>32</sup> Por exemplo, a Rota 2, que escoo o gás natural até o Terminal de Cabiúnas, gasoduto de propriedade da Petrobras, Shell, Repsol-Sinopec e Petrogal.

extraído do pré-sal (especificamente às UPGNs de Cabiúnas, Caraguatatuba e a do Polo GasLub – atualmente em construção).

Em 30 de setembro de 2020, foram assinados pela Petrobras, Shell, Petrogal e Repsol-Sinopec os acordos dos Sistemas Integrados de Escoamento (SIE) e Processamento (SIP).

O SIE compreende os gasodutos que compõem as Rotas 1, 2 e 3 e o SIP as UPGNs de Caraguatatuba, Cabiúnas e Itaboraí.

O SIE entrou em vigor em junho de 2021, quando os parceiros começaram a escoar o gás natural até as UPGNs. Somente após mais de um ano de assinatura desses acordos, é que ocorreu a primeira assinatura de instrumento jurídico do serviço de processamento ofertado nas UPGNs, pela Petrogal Brasil, em 01/08/2022. Mais recentemente, em 27/12/2022, a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. assinou contrato de escoamento e processamento do gás oriundo do Campo de Búzios.

Como mecanismo anterior ao acordo para prover o serviço de processamento, a Petrobras adotou solução transitória por meio de um *swap* de gás rico por produtos<sup>33</sup>. O contrato de *swap* permite a compra de gás rico na ‘boca do poço’, ou na entrada da UPGN, associado à venda de gás especificado e seus derivados na saída da UPGN, de forma a mimetizar o serviço de processamento para terceiros, porém envolvendo duas operações comerciais subsequentes. Se de um lado este acordo de *swap* garante a propriedade ao gás natural especificado e seus derivados aos produtores, por outro, não estabelece contrato de prestação do serviço de tratamento e processamento do gás natural e, portanto, não é provido o acesso tal como determinado pela Nova Lei do Gás. Por este motivo, é solução transitória e não deve ser perpetuada.

Além do acesso ao sistema de escoamento dos reservatórios do pré-sal e às UPGNs para o tratamento da corrente de gás natural rica desses reservatórios que, atualmente, correspondem à maior parcela da produção brasileira, a Petrobras vem continuamente alienando diversos ativos de E&P que podem demandar acesso às instalações essenciais. Dentre estes, destacamos quatro negociações que se iniciaram em 2021:

- i) Acesso aos gasodutos de escoamento da produção e à UPGN de Guimarães/RN, às empresas: Potiguar E&P e 3R Petróleo. Acesso iniciado em 01/01/2022;
- ii) Acesso aos gasodutos de escoamento da produção e à UPGN de Catu/BA, por meio do mecanismo de *swap*, às empresas: Origem, 3R Petróleo e Petroreconcavo. A solução transitória foi iniciada em 01/01/2022;

A adoção de solução transitória, dada a impossibilidade da assinatura no prazo requerido do contrato de prestação de serviço de escoamento, tratamento e processamento de gás natural, permite aos proprietários do gás natural venderem tanto o gás natural especificado quanto os derivados (notadamente GLP e gasolina natural) no mercado nacional.

Assim, a solução transitória permite a entrada de novos fornecedores desses produtos no mercado, além da Petrobras. Ainda que seja desejável prover o acesso por meio de contratos, especificando o serviço de escoamento, tratamento e processamento de gás natural, a solução provisória antecipa a concorrência no mercado à jusante, com repercussões positivas sobre o nível de concorrência na comercialização de gás natural, como será apresentado na Seção 7.

<sup>33</sup> Embora nesta data a Petrogal Brasil já tenha passado a contratar o serviço de processamento, outras parceiras da Petrobras continuaram a se utilizar do serviço de *swap*.

Além das negociações para o acesso, destaca-se que a Petrobras vem em tratativas para a venda tanto de ativos de produção quanto UPGNs, destacando-se:

- i) Em 04 de fevereiro de 2022, a Petrobras anunciou a venda do Polo de Alagoas para a empresa Petromais Global Exploração e Produção S.A. (Petro+). O polo inclui a UPGN de Alagoas, com capacidade de processamento de 2 MMm<sup>3</sup>/dia<sup>34</sup>;
- ii) Em 23 outubro de 2020, a Petrobras propôs a venda do Polo de Carmópolis, em Sergipe, incluindo a UPGN da Atalaia com capacidade de processamento de 3 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O processo entrou em fase vinculante em fevereiro de 2021 e está em fase de negociação final<sup>35</sup>;
- iii) Em 4 de novembro de 2020, a Petrobras anunciou a proposta de venda do Polo de Bahia Terra que inclui a UPGN de Catu com capacidade de 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Em 14 de outubro de 2021 a empresa anunciou que a venda entrou em fase vinculante com o consórcio formado pela Aguila Energia e Participações Ltda e pela Infra Construtora e Serviços Ltda<sup>36</sup>.

A capacidade de tratamento e processamento dessas UPGNs corresponde a, aproximadamente, 5% da capacidade total brasileira. Destaca-se que a Petrobras colocou à venda o polo Urucu em conjunto com a sua UPGN, porém não houve avanços nas negociações<sup>37</sup>.

As iniciativas de escoamento e processamento independentes da Petrobras são escassas no Brasil. Recentemente, há o caso do escoamento e posterior processamento na UPGN de Caburé. A empresa Alvo Petro recebeu autorização da ANP para operar a unidade, em 15 de abril de 2020, para tratamento de gás rico produzido nas jazidas do Recôncavo, no estado da Bahia.

Na mesma ocasião, a empresa recebeu autorização temporária para operar o gasoduto de escoamento até a planta de processamento. A UPGN iniciou operações em maio de 2020, possuindo capacidade de processamento nominal de 500 mil m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

O processamento de gás natural de terceiros, no entendimento de alguns agentes do mercado, enfrentaria barreiras regulatórias e fiscais até recentemente. Entretanto, a ANP já se posicionou contrariamente a este entendimento baseado em dois elementos principais.

Em primeiro lugar, no âmbito regulatório, não há qualquer barreira identificada. Destaca-se que, em 24 de setembro de 2021, foi publicada no D.O.U. a Resolução ANP nº 852/2021, ampliando as possibilidades de contratação de outros agentes econômicos para o processamento de gás natural.

<sup>34</sup> Conforme: Petrobras conclui venda de ativos de E&P em Alagoas. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/7548c9d8-a948-a7a3-531d-21d9b0772d73?origin=2>. Acesso em: 11/07/2022.

<sup>35</sup> Conforme: Petrobras inicia fase vinculante do Polo Carmópolis. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/fdb73121-2eb6-1ec2-29cd-3ea7f307b578?origin=2>. Acesso em: 11/07/2022.

<sup>36</sup> Conforme: Petrobras sobre desinvestimento do Polo Bahia Terra. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/1321a563-b85a-b55c-bfb6-1abf39ceef37?origin=2>. Acesso em: 11/07/2022.

<sup>37</sup> Se inserida a capacidade do polo Urucu de tratamento e processamento, seriam aproximadamente 25% da capacidade total brasileira. Entretanto, mesmo que o desinvestimento deste ativo fosse concluído, não teria efeitos no objeto deste estudo, que tem como foco avaliar a concorrência no sistema integrado de transporte.

No artigo 21 da resolução, são detalhados os novos agentes autorizados, inclusive a figura do comercializador de gás natural, em consonância com o papel previsto na Nova Lei do Gás.

Em segundo lugar, no âmbito fiscal, todas as questões levantadas por agentes do mercado já foram solucionadas. Neste quesito, destaca-se que, em 12 de abril de 2021, foi publicado no D.O.U. o Ajuste SINIEF nº 01/2021, especificando tratamento diferenciado para cumprimento de obrigações tributárias relacionadas ao processamento de gás natural.

Assim, tanto o escoamento quanto o processamento de gás natural, elos integrantes da IGN, são atividades em que a Petrobras possui amplo domínio. Enquanto em 2019 não havia outros ofertantes do serviço, a partir de 2020 iniciou-se queda de sua participação, ainda que muito gradual, chegando ao final de 2021 com 99,3% de participação no mercado de processamento. Se o processo de alienação ocorrer conforme anunciado, prevê-se que a capacidade da Petrobras será reduzida para valores próximos à 95%.

Destaca-se que o processo de alienação dos ativos da empresa contribuirá para que o quadro atual seja marginalmente alterado. Mais relevante do que a alienação em curso, a garantia do acesso na modalidade negocial consolidada pela Nova Lei do Gás visa promover a competição entre os agentes produtores, garantindo o direito ao acesso não discriminatório a estas infraestruturas essenciais, delimitando eventual atuação regulatória para a solução de controvérsia. Esta mudança possibilita a gestação de nova governança nas empresas produtoras ao criar efetivo incentivo para a concorrência cujo objetivo é iniciar a alteração do atual quadro de monopólio da Petrobras.

## 5.4. Importação de gás natural

A importação (e exportação) de gás natural são tratadas na Nova Lei do Gás, em seu artigo 19, que prevê que a atividade seja exercida por empresa ou consórcio constituídos sob as leis brasileiras, que tenham sede no país e que sejam autorizados pela ANP.

O parágrafo único de tal dispositivo afirma que a atividade deve observar diretrizes estabelecidas pelo CNPE.

Atualmente, há três formas de se importar gás natural no Brasil: GNL através de transporte marítimo, GNL através de transporte rodoviário ou gás natural na forma gasosa através de gasodutos.

O Brasil possui três pontos de importação do gás natural por meio de gasodutos. O maior refere-se à sua conexão com a Bolívia, conhecido como Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil (TBG) e contando com uma capacidade de importação de 30,08 MMm<sup>3</sup>/d.

Há ainda outra conexão com a Bolívia que entrega gás natural diretamente a Cuiabá, o gasoduto Lateral Cuiabá (também chamado de Gasoduto Bolívia-Mato Grosso) no estado do Mato Grosso, operado pela GasOcidente do Mato Grosso (GOM), com capacidade nominal de 2,8 MMm<sup>3</sup>/d e capacidade máxima conforme o relatório termo-hidráulico de 5,7 MMm<sup>3</sup>/d<sup>38</sup>. Por fim, a última conexão via dutos conecta a cidade de Uruguaiana, no estado do Rio Grande do Sul

---

<sup>38</sup> Conforme o relatório SEI nº 0539155.

à Argentina através do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (Trecho I) o gasoduto é operado pela Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB) e conta com capacidade de 7,68 MMm<sup>3</sup>/d<sup>39</sup>.

A importação de gás natural por meio de gasodutos vem apresentando variação dos volumes importados, principalmente em função da reduzida disponibilidade de gás boliviano durante os meses do inverno. A introdução desta sazonalidade na oferta de gás natural boliviano é especialmente relevante pois coincide com o período seco no Brasil, quando há menor hidrologia e, em geral, maior despacho de termelétricas a gás.

Já a importação de GNL depende da construção de terminais que o internalizem, possibilitando tanto a sua regaseificação quanto a sua venda diretamente na forma liquefeita. No Brasil, atualmente, os terminais de GNL regaseificam a carga para o consumo de gás natural por térmicas ou envio ao sistema de transporte dutoviário, tendo como destino outros gasodutos de transporte ou distribuidoras estaduais.

No passado recente, os terminais de GNL sofreram com a capacidade ociosa relevante e, ainda assim, até antes do TCC, a Petrobras não apresentou alternativas de acesso a terceiros.

Diferentemente dos demais elos da cadeia de valor do gás natural, a importação de GNL concentra o maior número de novos agentes.

Entretanto, dado que a construção dos novos terminais tem como principal objetivo o abastecimento dedicado à uma ou mais usinas termelétricas, prescindindo, até o momento, de conexão aos gasodutos de transporte ou, nos casos em que a conexão é prevista, sem garantia de contratação de capacidade de transporte, ao menos a curto prazo, não é esperada elevação da oferta do produto nos gasodutos de transporte.

Atualmente, o Brasil possui cinco terminais de GNL operacionais. Destes, apenas os 3 construídos pela Petrobras – Baía de Guanabara, Pecém e Baía de Todos os Santos – já nasceram conectados ao sistema integrado de transporte.

Os dois terminais privados em operação - Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (CELSE), em Barra dos Coqueiros/SE, e Gás Natural Açu S.A. (GNA), no Porto do Açu/RJ - ainda não se encontram conectados ao sistema integrado de transporte. No entanto, é importante ressaltar que ambos preveem conexão à gasodutos de transporte<sup>40</sup>, fato que indica que, ao longo de sua operação comercial, passaram a valorizar os potenciais benefícios desta conexão, no que se refere, por exemplo, tanto às oportunidades comerciais quanto à segurança do suprimento.

Está previsto o início das operações de mais dois terminais em 2023: Barcarena/PA, localizado em área desprovida de gasodutos de transporte, e São Francisco do Sul/SC cujas obras de interconexão com o sistema da TBG já estão em fase final<sup>41</sup>.

Em função do compromisso firmado no item 2.6 do TCC, a Petrobras anunciou a oferta de arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia, em 9 de dezembro de 2019, com a abertura de uma fase de pré-qualificação dos candidatos.

O contrato foi finalmente assinado, em 28 de setembro de 2021, com a Empresa Excelerate Energy Comercializadora de Gás Natural Ltda. A referida empresa obteve a

---

<sup>39</sup> Os gasodutos Lateral-Cuiabá e o Trecho 1 do Uruguaiana-Porto Alegre, por serem sistema isolados, não influenciam a dinâmica concorrencial no sistema integrado de transporte.

<sup>40</sup> <https://www.gna.com.br/Portals/0/press-release/nts-mou-gasinf-release-1312.pdf> e <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2022/08/03/engie-investimento-na-integracao-da-malha-da-tag-a-celse-vai-trazer-retorno-diz-ceo.ghtml> (Acesso em 30/01/2023)

<sup>41</sup> Ambos anunciados pela mesma empresa, a New Fortress Energy – NFE, e contando com 15 MMm<sup>3</sup>/d de capacidade de regaseificação.

autorização para comercialização de gás natural junto à ANP em 25 de outubro de 2021. Até o momento a Excelerate possui contratos com a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e Petrobras, sendo que, com a TAG o contrato é dedicado ao balanceamento/descongestionamento.

A abertura do mercado de gás brasileiro vem atraindo novos agentes interessados na atividade de importação de gás natural. Em 2019, eram 8 autorizações vigentes, sendo adicionadas 24 no ano de 2020, 33 em 2021 e 10 em 2022. Assim, ao longo de 2022, o mercado nacional contou com 47 agentes importadores autorizados a operar no mercado nacional<sup>42</sup>.

Conforme visto acima, o mercado de gás vem observando um aumento significativo de investimentos em terminais de GNL e de operadores diversos. A operação diversifica as potenciais fontes de gás natural importado, porém, os efeitos práticos sobre a concorrência nos mercados, ora em análise, ainda depende da interconexão dos terminais privados com o sistema integrado de transporte.

A Tabela 10 apresenta os dados percentuais da importação de GNL nos terminais conectados à malha de transporte. Embora todos os terminais conectados à malha tenham sido construídos pela Petrobras, é importante destacar que em 2022, o terminal da Bahia já estava arrendado à Excelerate.

**Tabela 10 - Participação da Petrobras na importação de GNL de 2019 a 2022**

Agente Importador	2019	2020	2021	2022
Petrobras	100%	100%	97,76%	42,96%
Demais	0%	0%	2,24%	57,04%

Fonte: ANP

Embora o arrendamento do TRBA pela Excelerate tenha reduzido a participação da Petrobras nas importações de GNL, a partir da observação dos dados públicos de movimentação de gás natural, pode-se concluir que tal fato não aumentou a concorrência no segmento de comercialização de gás no sistema integrado de transporte, uma vez que a Petrobras segue constando como único agente a injetar gás nos pontos de entrada que movimentam gás oriundo do TRBA.

Com relação ao gás natural importado por meio dutoviário, as importações por intermédio do GASBOL, a partir de 2022 passaram a contar com mais duas empresas além da Petrobras, a Delta Geração de Energia e Participações Ltda. e a Tradener Ltda<sup>43</sup>.

<sup>42</sup> A diferença entre o quantitativo de agentes autorizados e as adições ao longo dos anos ocorre por dois motivos: as autorizações têm vencimento e, o mesmo agente pode solicitar duas autorizações com objetos diferentes.

<sup>43</sup> Nos demais gasodutos de importação, nomeadamente o Gasoduto Bolívia – Mato Grosso (Lateral-Cuiabá) e o Trecho 1 do Uruguaiana-Porto Alegre, há participação de mais empresas, como Âmbar Energia, Âmbar Uruguaiana e MTGás. No entanto, por não estarem conectados ao sistema integrado de transporte, as importações destes agentes não afetam diretamente a concorrência nos mercados ora em análise.

**Tabela 11 - Participação da Petrobras na importação de Gás Natural, por gasoduto na malha integrada, de 2019 a 2022**

Agente Importador	2019	2020	2021	2022
Petrobras	100%	100%	100%	99,7%
Demais	0%	0%	0%	0,3%

Fonte: ANP

Os registros anuais mostram que a participação majoritária da Petrobras nas importações dutoviárias não sofreu significativas modificações desde a assinatura do TCC com o Cade.

Consequentemente, mesmo observando modificações na estrutura relativa às importações de gás natural, principalmente pela construção e operação de novos terminais por outros agentes além da Petrobras, ainda há grande concentração de poder de mercado pela estatal nesse elo da IGN.

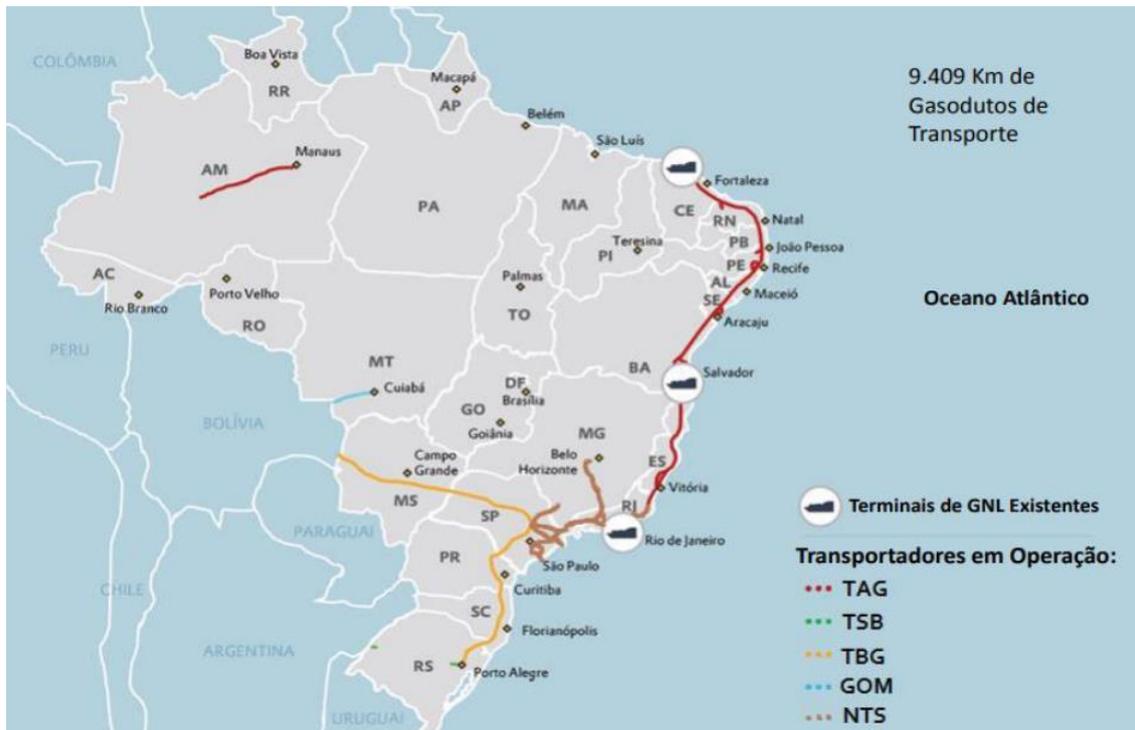
Espera-se que a expansão do mercado consumidor térmico, associado às importações de GNL, a garantia de acesso negociado à tais instalações e a consecução dos planos de conexão dos terminais de GNL aos dutos de transporte possam alterar mais profundamente a estrutura atual desse elo da IGN.

## 6. TRANSPORTE

O efetivo aproveitamento econômico do gás natural depende essencialmente dos meios de movimentação<sup>44</sup> utilizados entre a produção e o consumo final. O uso de gasodutos se mostra uma das principais formas de transporte do insumo energético em grandes volumes e distâncias de forma eficiente e eficaz entre as regiões produtoras e os centros consumidores de gás natural (SANTOS et al., 2002)

A Figura 12 ilustra a infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil e a localização dos gasodutos de transporte operados pelas transportadoras.

<sup>44</sup> O transporte de gás natural pode se dar de três formas distintas: (i) através de dutos, na forma de gás encanado; (ii) GNC, comprimido e; (iii) em forma líquida, tipo GNL a partir de transformações físicas.

**Figura 12 – Transportadoras de Gás Natural por gasodutos de transporte no Brasil<sup>45</sup>**

Fonte: Nota Técnica nº 14/2018-SIM, ANP.

O desenvolvimento da infraestrutura de transporte é de fundamental importância para ampliação do mercado de gás natural e envolve duas questões essenciais: o acesso de terceiros às redes e a atração de novos investimentos para a expansão da malha.

Quando existe uma única empresa verticalmente integrada atuando na indústria em um ambiente de concorrência a montante ou a jusante da cadeia, existem incentivos para que a empresa com o monopólio na atividade de transporte discrimine o acesso de terceiros às redes.

Embora a Lei nº 9.478/1997 abordasse a abertura do mercado de gás natural, ela não conseguiu introduzir a competição no segmento de comercialização de gás natural, em função, principalmente, da estrutura societária das transportadoras de gás natural.

Para a competição ocorrer efetivamente no segmento, seria necessário que o transportador fosse, de fato, independente, e que o livre acesso permitisse a competição no *upstream* da indústria de gás e, ao mesmo tempo, estimulasse novos investimentos na rede.

Até 2016, praticamente toda a malha de transporte era controlada pela Petrobras. Dos 9.410 km da rede de transporte de gás natural existentes, 69% eram operados por subsidiária integral da estatal, enquanto aproximadamente 26% eram operados pela TBG cujo controle também é detido pela incumbente. Desta forma, a Petrobras controlava quase a totalidade do sistema integrado de transporte no Brasil por meio do controle societário das transportadoras.

<sup>45</sup> Os terminais de GNL indicados no mapa são aqueles atualmente conectados ao sistema de transporte dutoviário de gás natural, que se constituem ativos de propriedade da Petrobras, sendo o TRBA arrendado a Excelerate desde 2022.

No contexto do TCC, firmado em 2019 com o Cade, a Petrobras assumiu o compromisso de alienar suas participações societárias remanescentes na Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), na TAG e na TBG. A Tabela 12 resume a composição acionária das transportadoras de gás natural em operação no Brasil. A partir dos dados apresentados vê-se que as únicas transportadoras que ainda possuem participação da Petrobras são a TBG e a TSB.

**Tabela 12 – Transportadoras de Gás Natural em operação no Brasil**

Transportadora	Composição Acionária
Transportadora Associada de Gás (TAG)	Engie (65%) e CDPQ (35%)
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil (TBG)	Petrobras (51%), BBPP Holding (29%), YPFB Transporte do Brasil Holding (19,88%) e Corumbá Holdings (0,12%)
Nova Transportadora do Sudeste (NTS)	Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia (91,50%), e Itaúsa (8,50%)
Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB)	Gaspetro (25%), Ipiranga (25%), Repsol Exploração Brasil (25%) e Total Gas and Power Brazil (25%)
GasOcidente do Mato Grosso (GOM)	Zetta Lightining S.A. (99%) e J&S (1%)

Fonte: ANP

Também a partir de 2019, por ocasião de Chamada Pública para contratação de capacidade de transporte do gasoduto GASBOL da TBG, o modelo de reserva de capacidade por entrada e saída foi adotado, permitindo a contratação independente dos pontos de entrada (recebimento do gás natural na rede de transporte) e dos pontos de saída (entrega do gás natural).

Neste modelo, o atendimento ao mercado, exige que restrições, limites operacionais, balanceamento e gargalos sejam identificados e respeitados ou removidos através de investimentos.

Ao considerar uma nomeação livre dentro de uma rede de transporte, esta será sempre limitada pelas restrições existentes na rede de transporte. Em uma rede na qual existem múltiplas restrições, deve se avaliar, para qualquer rota (caminho entre o ponto de entrada e a zona de saída), qual a capacidade que pode ser ofertada considerando tais restrições. Essa será a quantidade total de capacidade de nomeação livre da malha.

Um programa de *Gas Release* eficaz deve levar em conta os gargalos do sistema em seu desenho, bem como a avaliação das áreas de livre nomeação.

Cumpra esclarecer que, sendo o transporte elemento conector dos elos da IGN e tendo em vista recentes desdobramentos do TCC com Cade e da Nova Lei do Gás, com efeito no incremento do número de agentes carregadores do sistema de transporte de gás natural, este estudo não se aprofundou nos impactos do segmento de transporte nas possibilidades de concorrência no mercado, para embasar um programa de redução da concentração. A consideração dos gargalos do sistema de transporte no diagnóstico concorrencial deve ser realizada oportunamente, com um maior detalhamento dos aspectos relacionados ao acesso ao sistema de transporte.

## 7. COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

O objetivo desta seção é apresentar um panorama atual da concentração no mercado de gás natural brasileiro, bem como das perspectivas futuras, sob a ótica dos compromissos assumidos mediante a assinatura de contratos de compra e venda ora vigentes.

Na ausência ainda de um mercado brasileiro estabelecido de gás natural, isto é, com preço e liquidez públicos, a análise da comercialização se concentra nas transações realizadas na malha integrada de gasodutos de transporte, onde é esperado que o mercado se desenvolva, com a adoção do modelo de entrada e saída, instituído pela nova regulamentação do setor no Brasil.

A avaliação da concentração de mercado e seus possíveis efeitos sobre a competitividade é um primeiro passo para determinar a conveniência da adoção de um programa de *gas release*. Ressalta-se que, além desse exame inicial, é necessário avaliar outros três fatores na análise sobre a dinâmica concorrencial futura do mercado:

- i) a evolução esperada deste mercado considerando as projeções de oferta disponível de gás natural;
- ii) a demanda contratada deste gás futuro cujo volume pode ser avaliado parcialmente pelos contratos ora vigentes, com previsão de entrega de gás futura;
- iii) a tendência histórica de elevação do consumo do energético

### 7.1. Situação atual do mercado de gás natural<sup>46</sup>

A comercialização de gás natural iniciou uma nova fase no Brasil em 2022. A entrada de novos ofertantes na malha de transporte da TAG no início daquele ano <sup>47</sup> permitiu às distribuidoras de gás natural e aos consumidores livres buscarem alternativas de fornecimento de gás previamente inacessíveis. Anteriormente, a comercialização na malha de transporte era restrita à Petrobras, único carregador ativo, com raras e pouco relevantes exceções ao longo da história.

A existência de outros agentes vendedores era circunscrita aos clientes próximos aos campos de produção terrestre de gás natural, com limitada possibilidade de competição nos maiores mercados, amplamente dominado pelo incumbente.

Muito embora a presença de novos ofertantes seja bem-vinda, a comercialização por outros agentes ainda é limitada em função das restrições vigentes no acesso às infraestruturas essenciais. No escoamento, o acesso foi iniciado apenas com a entrada em operação do SIE na área de produção do pré-sal em junho de 2021. O acesso ao escoamento é condição necessária, porém não suficiente, para que o gás de outros produtores chegue ao mercado, sendo necessário o acesso subsequente às plantas de processamento e ao transporte do gás natural.

Os contratos de processamento, por sua vez, só se tornaram efetivos em janeiro de 2022, após o acesso à UPGN de Guamaré, no Rio Grande do Norte. A disponibilidade de gás processado, dos demais agentes vendedores, continua sendo provisoriamente atendida por contratos *swap*. Como visto, nestes contratos, a Petrobras compra o gás não processado do produtor/agente

<sup>46</sup> A data de corte da análise são os dados de comercialização referentes a novembro de 2022 e os contratos de compra e venda de gás natural recebidos pela ANP até 31/12/2022.

<sup>47</sup> Tal movimento deriva do TCC e seus efeitos sobre o gerenciamento contratual dos contratos legados.

vendedor e, posteriormente, vende o gás especificado para comercialização e seus derivados na saída da UPGN cujo contrato encontra-se em vigor.

Em agosto de 2022, a Petrogal começou a processar a gás de sua propriedade na UPGN de Cabiúnas, inaugurando o acesso efetivo dos participantes do SIE às plantas do SIP e suspendendo o mecanismo de *swap*.

Em 28 de dezembro de 2022, a Petrobras anunciou a assinatura do acordo com a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. para o processamento do gás do Campo de Búzios no SIP<sup>48</sup> a partir de 01/01/2023.

O acesso ao transporte já é uma realidade conforme citado, porém apenas a TAG possui participação relevante de terceiros no presente momento, com o acesso de terceiros ainda em volume limitado nas malhas da NTS e TBG.

Na próxima seção é apresentado um panorama da concentração atual da comercialização no mercado de gás natural brasileiro, com destaque para as transações realizadas com gás que será disponibilizado na malha integrada de transporte, conforme pontuado acima.

Cabe destacar aqui que o volume de gás comercializado no Brasil não deve ser utilizado como uma aproximação relevante do gás natural processado disponível para utilização pelos agentes econômicos. Isso ocorre devido ao fato de que boa parte do gás consumido é fruto de autoprodução ou autoimportação (ou seja, esse gás não é transacionado no mercado, mas consumido pelo próprio agente que o produziu ou o importou).

No entanto, o desenvolvimento de um mercado integrado faz com que as atividades de autoprodução/autoimportação de gás natural sejam cada vez mais afetadas pelas transações do mercado. Espera-se que as transações realizadas no mercado doméstico explicitem o custo de oportunidade decorrente do uso do insumo pelos agentes proprietários e consumidores do gás.

Sendo assim, as seções seguintes discutem os volumes envolvidos nestas atividades e sua relação com a comercialização.

### 7.1.1. Comercialização no *Upstream*

As vendas de gás natural rico ou não-processado<sup>49</sup> são restritas a transações entre produtores na “boca do poço” ou na entrada das infraestruturas de escoamento, portanto, antes de seu processamento nas UPGNs. Este primeiro elo da comercialização do gás natural é relevante, pois determina parte importante da oferta subsequente a ser comercializada na malha de transporte. A concentração remanescente nesta parte da cadeia deve refletir as dificuldades que os produtores de gás natural, em especial aqueles com produção marítima longe dos potenciais clientes finais, ainda têm para acessar o mercado final.

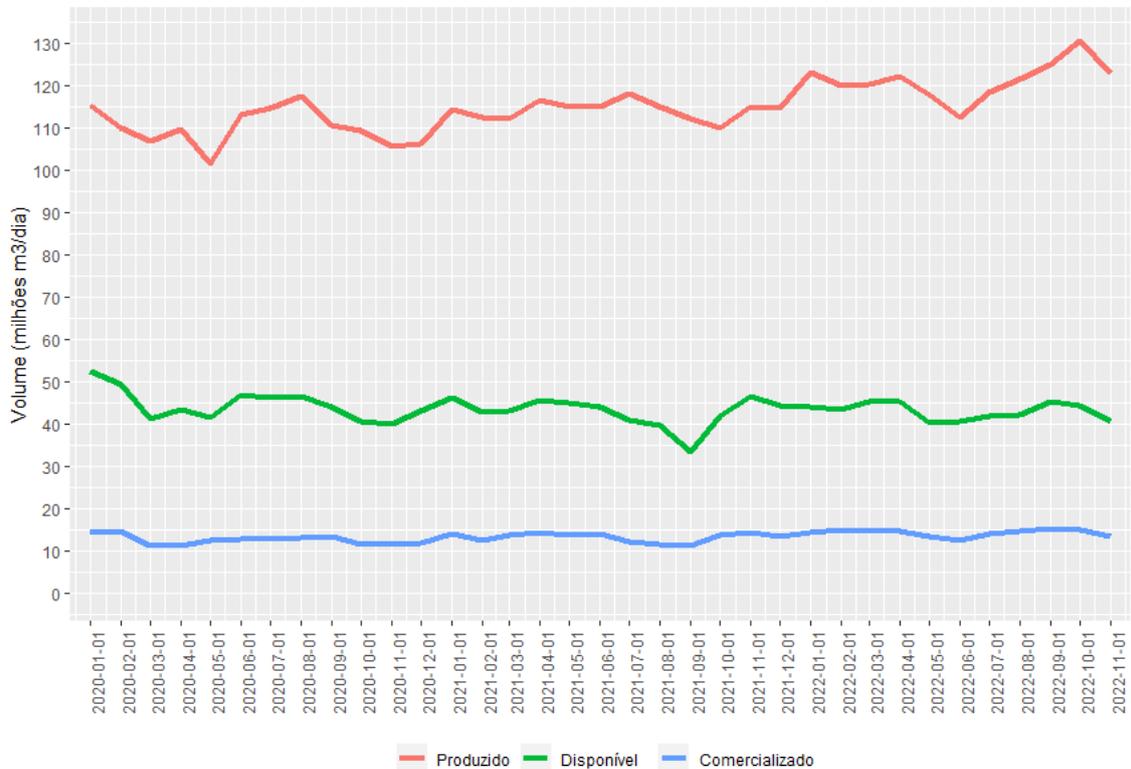
A evolução do volume total comercializado de gás entre os produtores demonstra que não houve crescimento das transações neste elo da cadeia no período recente. O principal motivo, além das dificuldades de acesso aludidas, é a própria estabilidade na produção total de gás natural no país, que só veio crescer recentemente, conforme apresentada na Figura 13.

<sup>48</sup> [88ba2787-9fde-5e8e-4dce-b575087882d1 \(mziq.com\)](https://88ba2787-9fde-5e8e-4dce-b575087882d1@mziq.com)

<sup>49</sup> Não se inclui nesta categoria o gás extraído já especificado ou que requer apenas um processamento primário, via de regra, oriundo de campos de gás natural não associado.

Como pode ser observado na Figura 13, há substancial diferença entre os volumes produzidos nas bacias que disponibilizam gás natural à malha integrada e os volumes comercializados.

**Figura 13 – Produção, disponibilidade e comercialização de gás<sup>50</sup>**



Fonte: SIM/ANP.

Os volumes comercializados respondem por aproximadamente 15% do gás produzido e 30% do gás disponível. Enquanto a principal diferença entre o volume disponibilizado ao mercado e a produção refere-se aos volumes reinjetados nos reservatórios (seja para aumentar o fator de recuperação, seja devido às limitações de escoamento), como vimos anteriormente, a principal justificativa para a diferença entre os volumes disponibilizados na malha integrada e os volumes comercializados neste mercado refere-se ao autoconsumo, que não apresenta comercialização do gás natural no mercado.

No período de janeiro de 2020 a novembro de 2022, foram comercializados em média 13,6 milhões contra a 43,6 milhões m<sup>3</sup>/dia de gás disponível, em função da concentração da produção de propriedade da Petrobras que (em que pese ter se reduzido no período) ainda respondeu por 68,3% do total nas bacias que disponibilizaram gás à malha integrada de transporte no mesmo período.

A principal mudança recente neste elo do mercado de gás natural foi a determinação expressa no TCC do Cade, em 2019, por meio de seu artigo 2.5 e subitens, que limitou a aquisição por parte da Petrobras dos volumes de gás rico provenientes de terceiros.

<sup>50</sup> Novamente não inclui os dados das bacias que não disponibilizam gás à malha integrada de transporte.

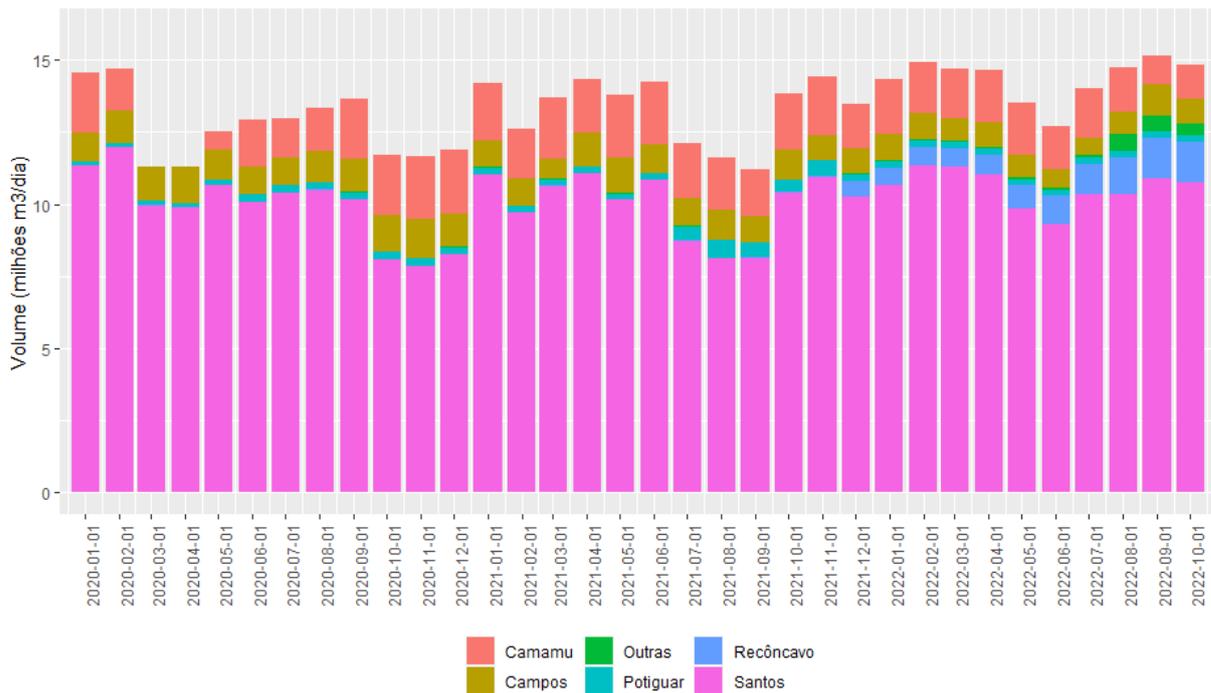
A despeito da Petrobras iniciar o processo de desinvestimento dos campos produtores de gás natural, em especial na região nordeste, as limitações resultantes do TCC foram importantes para possibilitar que o gás fosse comercializado no mercado. A ausência das restrições impostas pelo TCC permitia que os produtores proprietários da molécula comercializassem com a Petrobras na “boca do poço”. Assim, o TCC consentiu que o desinvestimento se traduzisse na almejada desconcentração do mercado de gás natural.

As bacias produtoras do Brasil conectadas ao sistema integrado de transporte<sup>51</sup>, que atualmente comercializam gás não-processado entre produtores são: Santos, Campos, Camamu, Recôncavo, Potiguar, Espírito Santo e Tucano Sul.

A bacia de Alagoas, embora disponibilize gás à malha integrada, não possui comercialização com outros produtores de gás. Após a aquisição do Polo Alagoas pela Origem Energia S.A. o gás processado em sua UPGN é vendido diretamente ao mercado consumidor<sup>52</sup>.

Na Figura 14 pode-se ver a discriminação dos volumes de gás rico comercializados entre produtores pelas principais bacias sedimentares produtoras de gás natural **cuja infraestrutura de escoamento alcança uma unidade de processamento conectada à malha integrada de transporte**<sup>53</sup>:

**Figura 14 – Comercialização de Gás Natural por Bacia Sedimentar**



Fonte: SIM/ANP.

<sup>51</sup> Conforme visto na Figura 7.

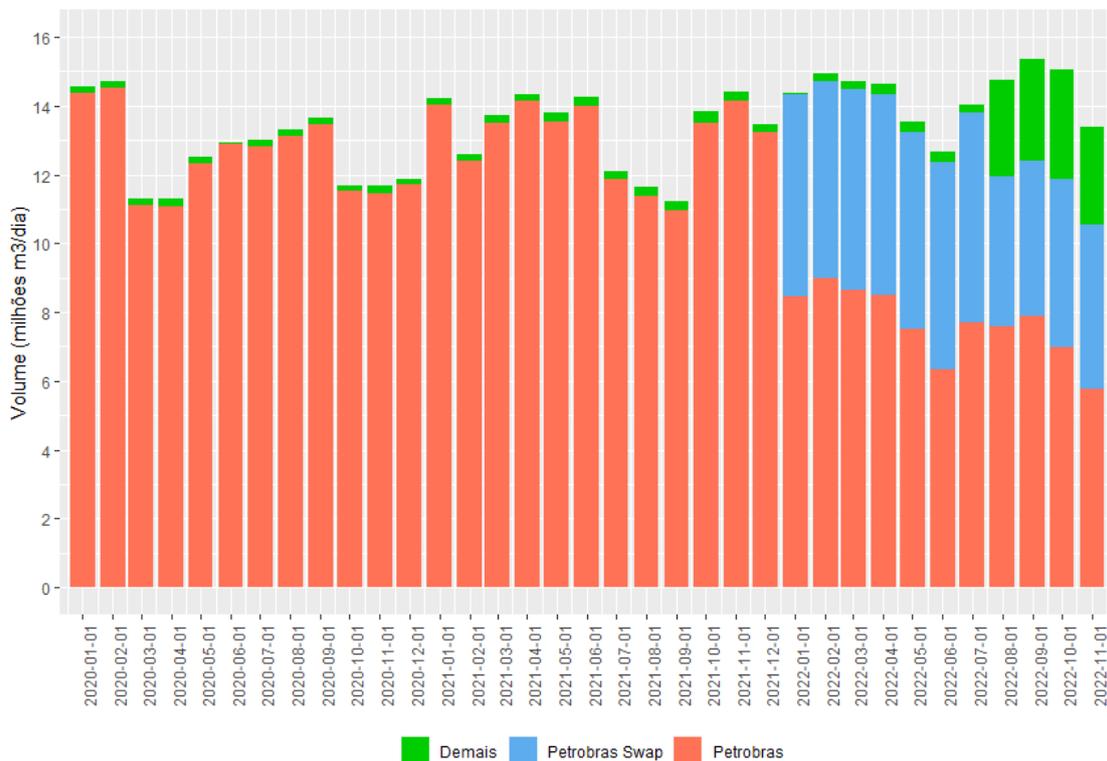
<sup>52</sup> Na bacia de Sergipe há venda com volumes irrisórios entre produtores.

<sup>53</sup> Portanto, excluem-se da análise, por exemplo, as Bacias do Amazonas, Solimões e Parnaíba, que possuem produção relevante de gás natural, porém sem perspectiva de conexão com o restante da malha integrada no médio prazo.

A Figura 14 mostra estabilidade na comercialização de gás no período, com um volume total de aproximadamente 15 milhões de metros cúbicos/dia. A bacia de Santos responde por 75% em média do total; os meses com participação inferior refletem, usualmente, as paradas programadas da produção para manutenção das instalações de produção e escoamento.

Na Figura 15, pode-se ver que, historicamente, a Petrobras adquiria quase a totalidade do gás rico de propriedade dos demais concessionários nas bacias que servem à malha integrada de transporte.

**Figura 15 – Comercialização de Gás Natural rico por cliente**



Fonte: SIM/ANP.

A Figura 15 mostra que a Petrobras segue sendo o principal adquirente de gás rico, com cerca de 80% de participação neste elo do mercado, considerando o período após o início do processamento por terceiros na UPGN em Cabiúnas<sup>54</sup>. No entanto, desde o início de 2022, após o acesso dos demais produtores à malha da TAG, 32% do gás rico adquirido é posteriormente revendido aos parceiros através do contrato de *swap*, liberando um relevante volume de gás ao mercado.

Sendo assim, a Petrobras continua a adquirir pouco menos de 50% do gás rico de terceiros, excluindo os volumes revendidos via mecanismo de *swap*. A evolução das tratativas do processamento do gás de outros produtores deve acelerar a queda da participação da Petrobras neste elo da comercialização nos próximos anos.

<sup>54</sup> Média pós-agosto de 2022.

Na Figura 16, vê-se a recente redução na quantidade diária contratada (QDC) dos contratos de gás rico adquirido de terceiros pela Petrobras:



### 7.1.2. Contratos de Swap Comercial

No final do ano de 2021, os produtores, que já negociavam com a Petrobras o processamento do gás natural, fecharam contratos de compra e venda de gás natural com as companhias de distribuição local de gás canalizado (CDLs).

O atraso na efetivação do acesso às infraestruturas de processamento da Petrobras cujos contratos originais foram assinados em 01/10/2020, levou à necessidade da adoção de uma solução temporária para que os produtores pudessem honrar os contratos assinados com as CDLs.

O instrumento adotado foi o *swap* comercial, no qual a Petrobras adquire o gás não-processado na entrada da UPGN e revende posteriormente o gás especificado para comercialização e os derivados resultantes ao produtor que forneceu o gás originalmente.

[Redacted text block]

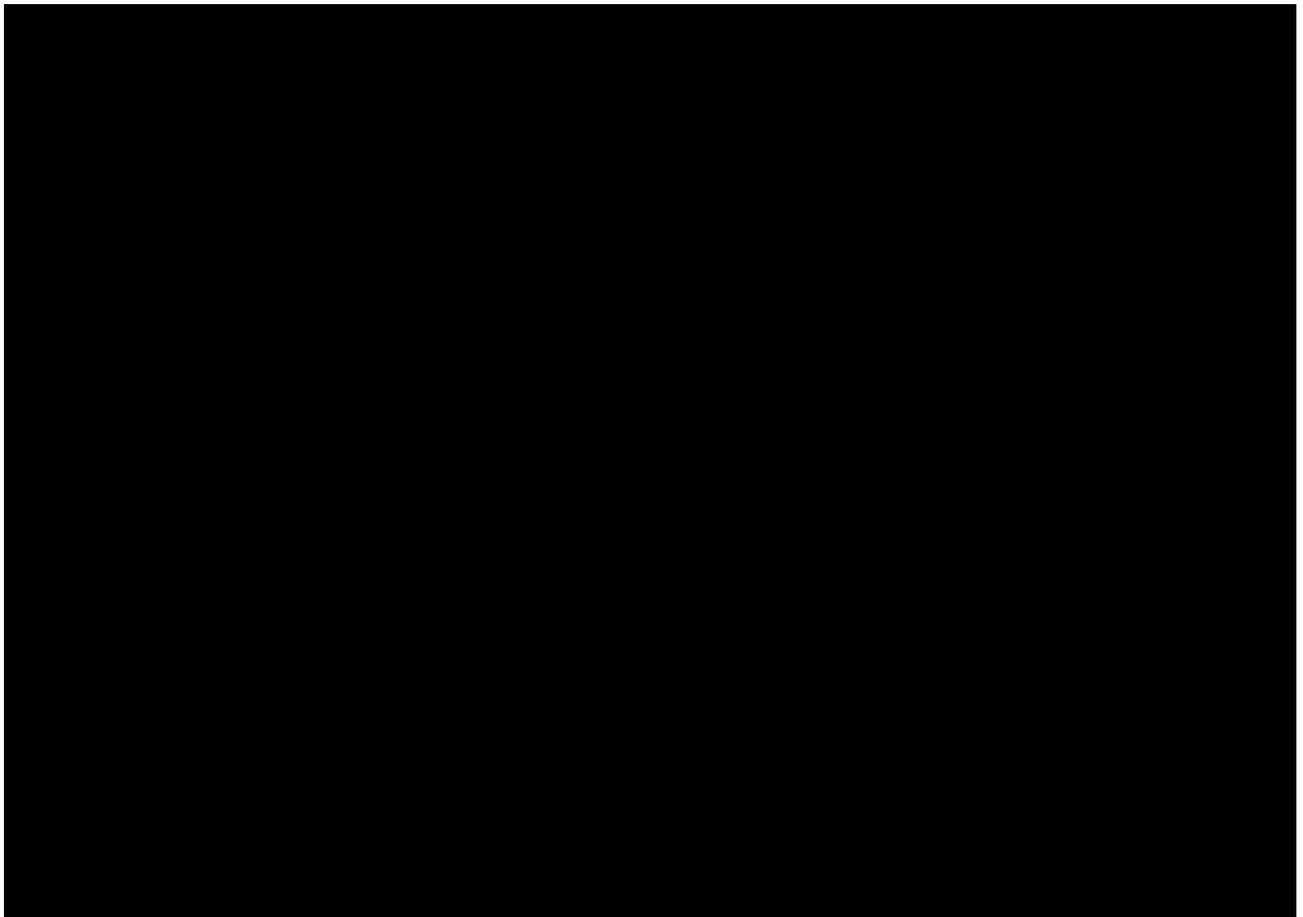
Os contratos de *swap* foram assinados em dezembro de 2021, com validade inicial até junho de 2022, ou quando iniciasse o processamento para terceiros (o que ocorresse primeiro).

No entanto, o prazo foi novamente dilatado pela Petrobras e foram assinados aditivos aos contratos prorrogando os prazos para 30/09/2022 ou, em alguns casos, 31/12/2022.

[REDACTED]

No dia 01/08/2022, foi anunciada pela Petrobras a assinatura do contrato de processamento de gás natural entre a empresa e a Petrogal Brasil S.A., com possibilidade de processamento nas UPGNs de Cabiúnas e de Caraguatatuba<sup>55</sup>. A assinatura do contrato de processamento é condição suspensiva para o contrato de *swap* com a empresa.

Na Figura 17 é apresentada a evolução dos volumes vendidos pela Petrobras aos produtores ou comercializadores nos contratos de *swap* em 2022:



Conforme demonstra a Figura 17, a partir de agosto de 2022, os volumes vendidos da Petrobras para a Petrogal se encerram com a entrada em vigor do contrato de processamento em Cabiúnas/Caraguatatuba.

Em dezembro de 2022, os contratos de *swap* remanescentes foram prorrogados para janeiro ou fevereiro de 2023, com entrega na UPGN de Catu/BA e junho ou julho de 2023 naqueles com entrega na UPGN de Cabiúnas ou UPGN da Caraguatatuba.

<sup>55</sup> Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/2d53b60a-6406-8f2c-b9a6-dc63de0db299>. Acesso em 19/01/2023.

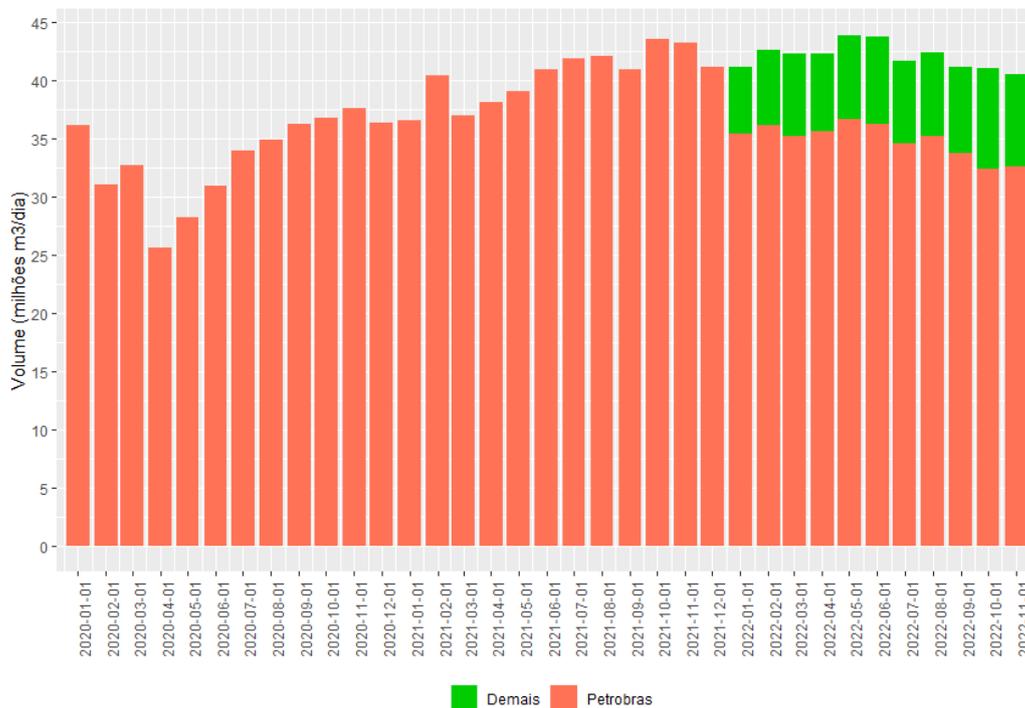
### 7.1.3. Comercialização com as distribuidoras de gás natural e consumidores livres conectados à malha integrada de transporte (Mercado Geral)<sup>56</sup>

O principal mercado de gás natural no Brasil é representado pela comercialização na malha integrada de transporte. Em 2022, as vendas aos clientes neste mercado corresponderam a 85% do total do gás natural especificado e comercializado no país. Os clientes neste elo da comercialização são as companhias de distribuição de gás natural e os consumidores livres.

Conforme notado anteriormente, as vendas de gás natural aos consumidores conectados à malha de transporte sofreram uma transformação recente, após a oferta de capacidade de transporte na TAG, antes contratada de forma integral pela Petrobras. As distribuidoras de gás natural e os consumidores livres puderam firmar contratos de compra e venda com fornecedores alternativos, que antes existiam em poucos casos, restritos àqueles clientes que recebiam o gás direto na rede de distribuição ou em outros pontos fora da malha dutoviária de transporte, geralmente atendidos por outros modais.

A Figura 18 traz os volumes adquiridos pelos clientes conectados na malha (excetuando-se os exclusivamente térmicos), discriminados pelo agente vendedor do gás natural.

**Figura 18 – Vendas de Gás Natural Processado aos clientes Malha Integrada de Transporte – Mercado Não Termelétrico (janeiro/2022 a novembro/2022)**



Fonte: SIM/ANP.

<sup>56</sup> Esta subseção trata do gás vendido aos consumidores conectados à malha integrada de transporte, cujo destino não seja exclusivamente termelétrico. Não são consideradas as vendas de gás natural aos transportadores.

Conforme visto na Figura 18, não havia compra de gás natural na malha integrada proveniente de outros fornecedores que não a Petrobras pelos clientes conectados.

Os exemplos de diversificação no suprimento se limitavam: (i) às distribuidoras locais, que recebiam gás diretamente em sua malha de distribuição; (ii) às distribuidoras de GNL ou GNC, que recebiam gás direto dos produtores; ou (iii) aos clientes que importavam o gás para consumo próprio.

Conforme já destacado, a Petrobras detinha monopólio no elo da comercialização na malha integrada, uma vez que a incumbente era a única detentora de capacidade de transporte firme nesta infraestrutura. Essa situação era agravada pela cristalização desse poder de mercado por meio de contratos de longo prazo, denominados “contratos legados”, que resultam em efetivo congestionamento contratual<sup>57</sup>.

Com a assinatura do Acordo de Redução de Flexibilidade (ARF)<sup>58</sup> entre Petrobras e TAG, a partir de janeiro de 2022, a situação muda. Em novembro de 2022, outros agentes vendedores respondem por 19,4% das vendas aos clientes nos pontos de entrega. Sendo assim, ainda que tenha havido uma desconcentração recente na venda de gás natural, a Petrobras ainda responde por 83% do volume total vendido aos clientes não termelétricos na malha integrada na média do ano de 2022 apurada até novembro.

O número de agentes vendedores também vem crescendo ao longo do tempo, ao longo de 2022 foram 12 fornecedores de gás natural na malha integrada, representando 10 grupos econômicos distintos<sup>59</sup>.

A Figura 19 apresenta as participações dos volumes vendidos pelos agentes que atuam na malha integrada de transporte, de acordo com a média, entre janeiro e novembro de 2022.

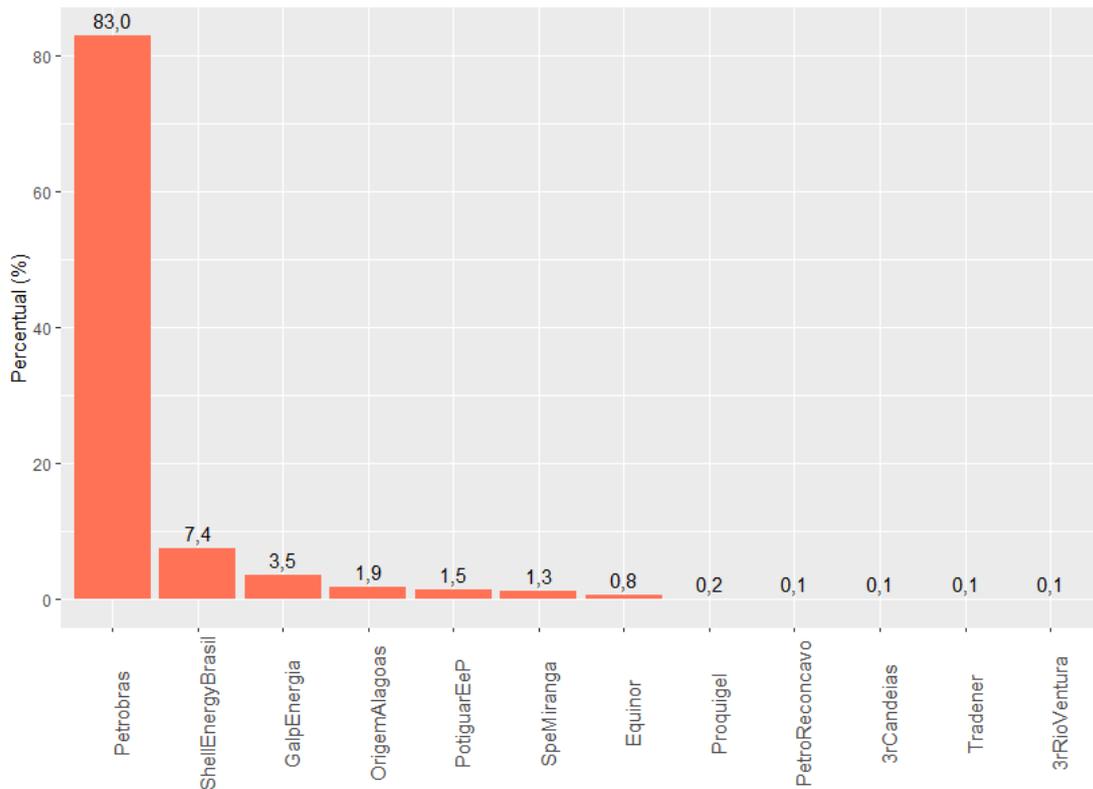
---

<sup>57</sup> Congestionamento contratual é definido no Inciso IV, Art. 2º do Decreto nº 10.712/2021 como sendo a “situação de impedimento contratual ao atendimento de demanda por capacidade de transporte, quando esta não se encontra plenamente utilizada”

<sup>58</sup> O ARF, assinado em dezembro de 2021, alterou dispositivos dos contratos legados, reduzindo a flexibilidade da Petrobras que impedia a oferta de capacidade firme de transporte aos demais agentes interessados em movimentar gás no sistema integrado de transporte.

<sup>59</sup> São de um mesmo grupo econômico as empresas Potiguar E&P e PetroRecôncavo, e outro grupo é formado pelas empresas SPE Miranga, 3R Candeias e 3R Rio Ventura.

**Figura 19 – Vendas de Gás Natural especificado – Participação nas vendas na Malha Integrada de Transporte – Mercado não termelétrico (janeiro/2022 a novembro/2022)**



Fonte: SIM/ANP.

Nota-se que, para além da concentração de mercado da Petrobras, a comercialização neste elo da cadeia ainda é restrita a poucos agentes. Utilizando a participação dos agentes entre janeiro e novembro de 2022, o índice de concentração (HHI)<sup>60</sup> da comercialização do gás natural na malha integrada é bastante elevado (6.963)<sup>61</sup>.

Conforme salientado anteriormente, a concentração de mercado não é homogênea, tendo em vista que o acesso à malha de transporte só é relevante na malha da TAG. Considerando apenas o mercado de gás do Nordeste, o índice HHI do volume de vendas foi de 2.393 no período de janeiro a novembro de 2022, o que coloca a região em patamar classificado pelo Departamento de Justiça dos EUA (DOJ), como moderadamente concentrado (HHI entre 1500 e 2500).

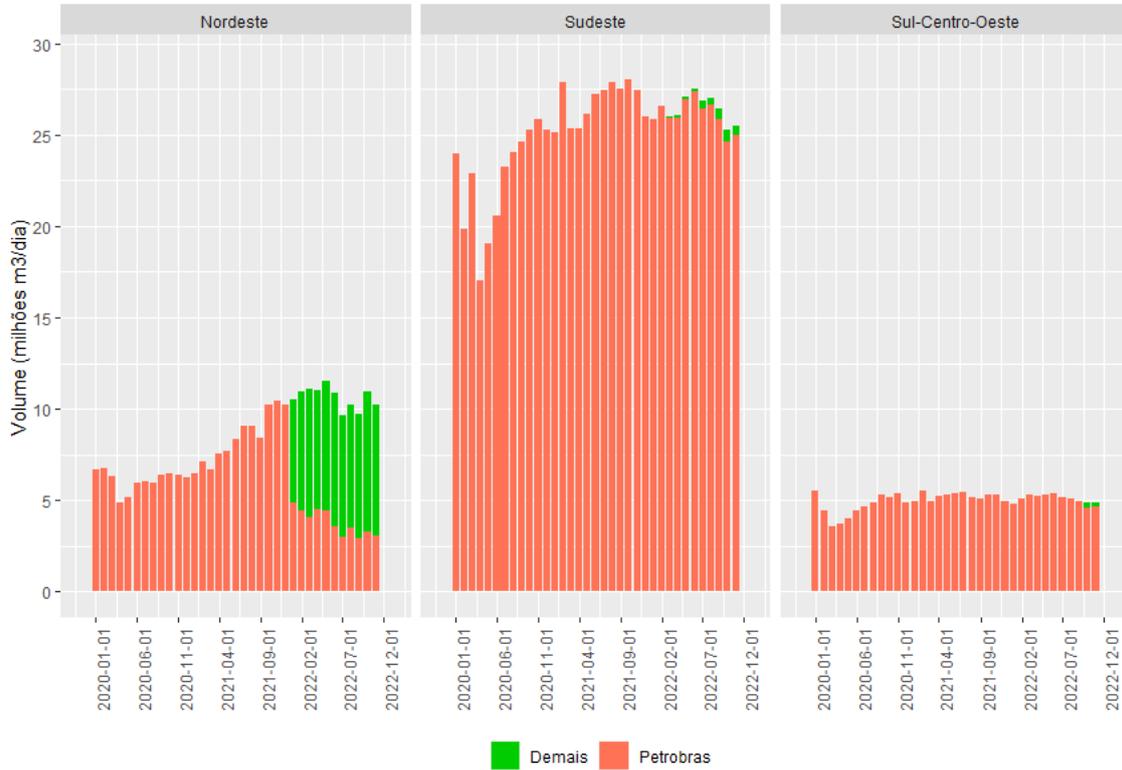
Nas regiões Sudeste e Sul-Centro-Oeste, os valores do HHI são, respectivamente, 9.795 e 9.806, o que representa quase a totalidade do suprimento por um único agente.

<sup>60</sup> O HHI (Herfindahl-Hirschman Index) é o principal índice de concentração de mercado utilizado na literatura econômica. O valor do índice é obtido pelo somatório do quadrado das participações dos agentes em determinado mercado; desta forma, o nível máximo do índice é atingido quando apenas uma agente opera no mercado, o que representa  $100 \times 100 = 10.000$ .

<sup>61</sup> O Departamento de Justiça dos EUA (DOJ) que julga os casos de concentração de mercado naquele país, considera valores superiores a 2.500 como mercados altamente concentrados. Ver (<https://www.justice.gov/atr/herfindahl-hirschman-index>).

A Figura 20 apresenta a evolução dos volumes comercializados pela Petrobras e demais agentes vendedores por região agregada.

**Figura 20 – Vendas de Gás Natural processado aos clientes Malha Integrada de Transporte – Por região agregada – Mercado não termelétrico (janeiro/2020 a novembro/2022)**

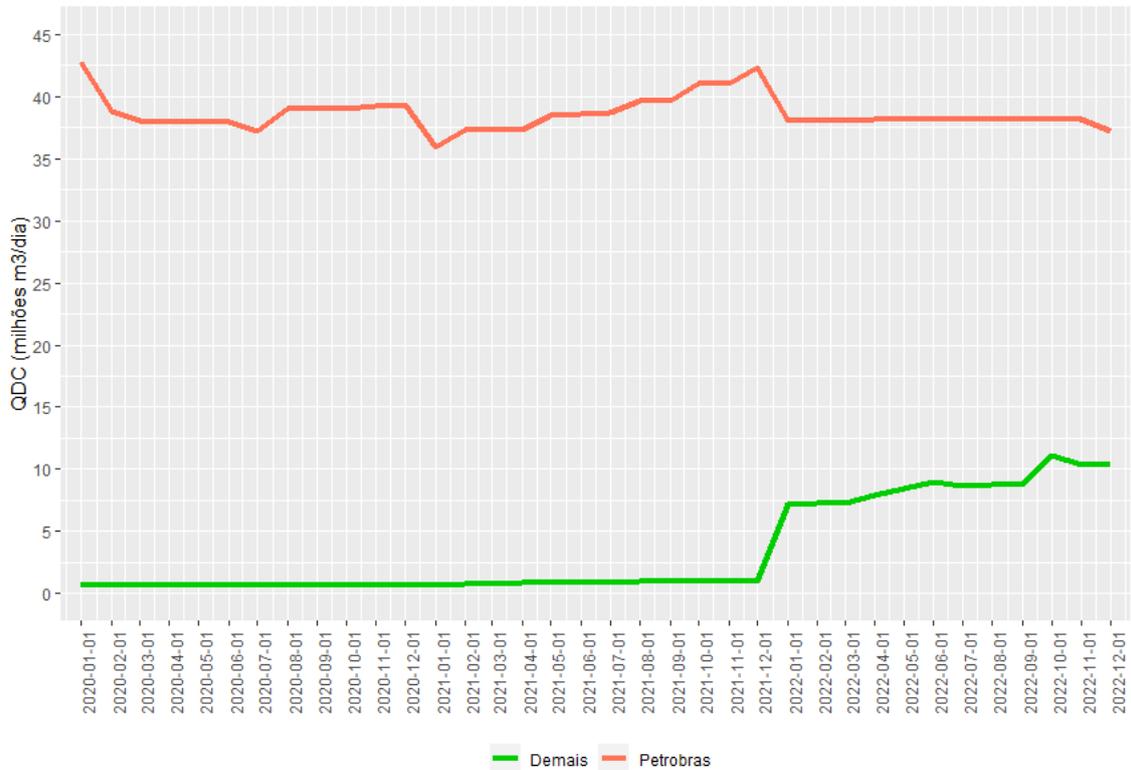


Fonte: SIM/ANP.

Nos termos pactuados em contratos vigentes<sup>62</sup>, a Figura 21 apresenta os valores contratados de gás natural para venda às CDLs entre 2020 e 2022. Nota-se que, até 2022, os volumes contratados com outros fornecedores eram inferiores à 1 milhão de metros cúbicos por dia, em contratos de entrega entregues diretamente na malha de distribuição.

<sup>62</sup> Contratos vigentes recebidos pela ANP até 31/12/22.

**Figura 21 – Quantidade Diária Contratada – Companhias de Distribuição de Gás Natural e Consumidores Livres – Mercado não termelétrico  
(janeiro/2020 a dezembro/2022)**

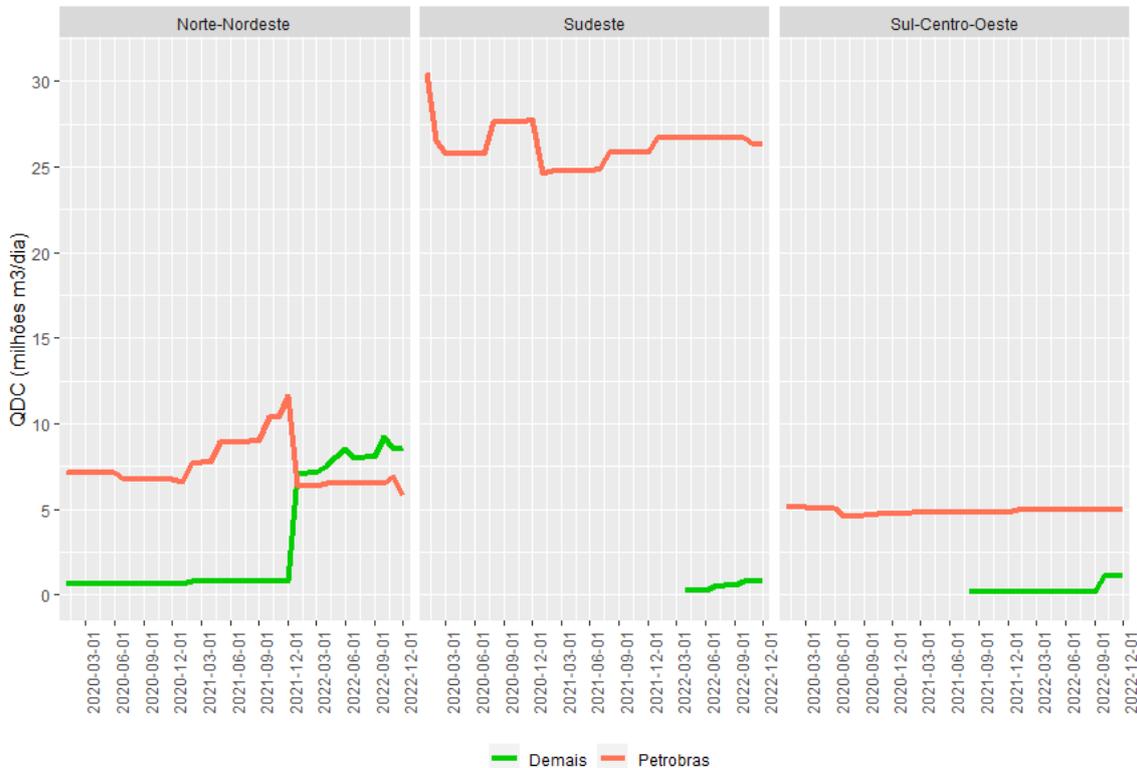


Fonte: SIM/ANP.

Já em dezembro de 2022, os volumes contratados com os demais supridores atingiam a marca de 10 milhões, que, proporcionalmente aos volumes entregues pela Petrobras, de 37,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia, representam, aproximadamente, 22% do volume contratado pelas CDLs e consumidores livres (não termelétricos).

A contratação por demais supridores é concentrada na região nordeste, conforme ilustrado na Figura 22. Os volumes contratados com demais supridores, referentes ao mês de dezembro de 2022, já atingem os valores médios contratados com a Petrobras nos anos de 2020 e 2021.

**Figura 22 – Quantidade Diária Contratada – Companhias de Distribuição de Gás Natural e Consumidores Livres – Mercado não termelétrico  
(janeiro/2020 a dezembro/2022)**



Fonte: SIM/ANP.

Na região sudeste, principal mercado de gás do Brasil, o domínio do incumbente ainda é substancial. Em que pese os supridores acessarem a malha de transporte através da conexão entre a UPGN de Cabiúnas e a malha da NTS, ainda não há contestação do mercado da região.

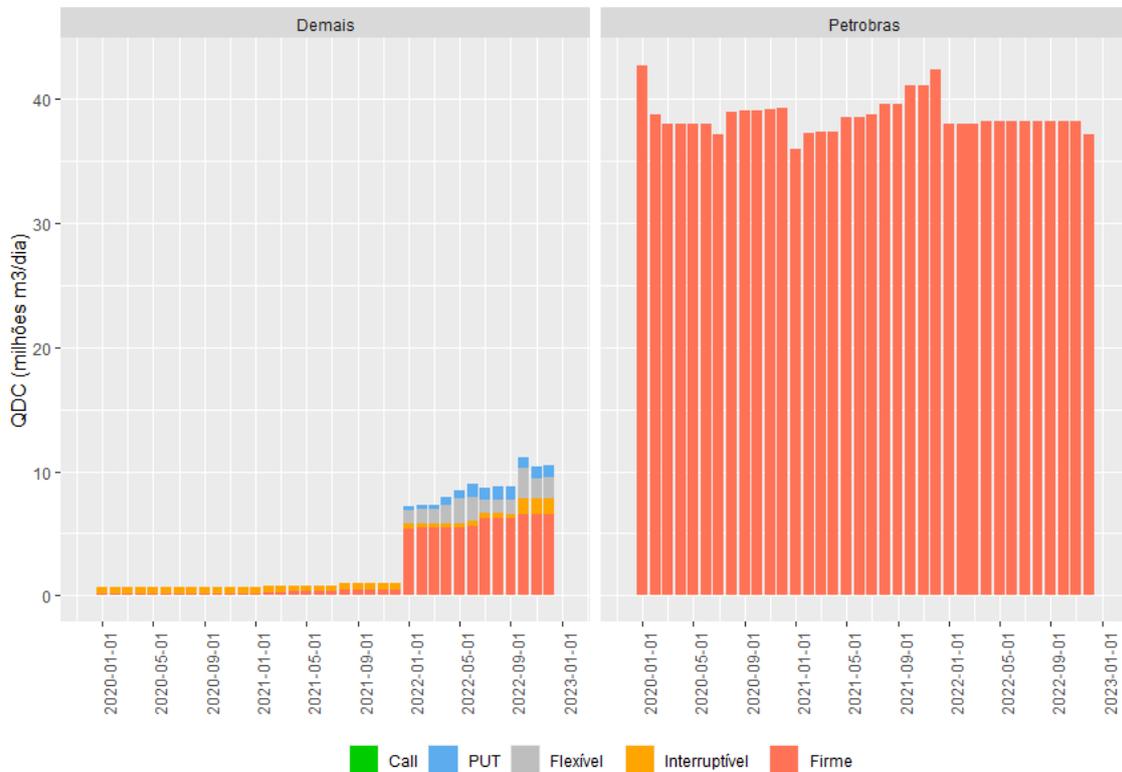
Também se nota a elevação das QDCs da Petrobras na região nordeste, ao longo do ano de 2021, previamente à abertura do mercado, em função da incerteza que havia sobre a possibilidade dos demais supridores acessarem o mercado em janeiro de 2022.

A entrada de novos supridores representou uma ampliação nas modalidades de contratação do gás natural<sup>63</sup>, provendo diversidade de condições de entrega e precificação do gás aos clientes e aos agentes vendedores<sup>64</sup>. Nos contratos com a Petrobras, a modalidade firme continua sendo a única contratada.

<sup>63</sup> As modalidades contratuais usuais são: Firme (quando há compromisso da vendedora em ofertar a QDC pactuada no contrato), Flexível (quando a quantidade pactuada contém um intervalo de valores mínimo e máximo, cuja programação torna os valores vinculantes), Interruptível (quando o suprimento do gás pode ser interrompido pelo vendedor sem penalidades) e PUT/CALL (quando o vendedor/comprador tem o direito unilateral de programar uma quantidade no contrato que se torna vinculante). Os contratos podem ter ainda QDCs diferentes para cada modalidade, sendo classificados como multimodalidade.

<sup>64</sup> Importa destacar que a diversidade de modalidades nos contratos de comercialização de gás natural é salutar para o desenvolvimento de um mercado líquido e competitivo, pois permite que os compradores busquem alternativas de suprimento que melhor se adequem às suas necessidades. Por outro lado, a oferta de novas

**Figura 23 – Modalidade de Fornecimento do Gás Natural – Companhias de Distribuição de Gás Natural e Consumidores Livres – Mercado não termelétrico (janeiro/2020 a dezembro/2022)**



Fonte: SIM/ANP.

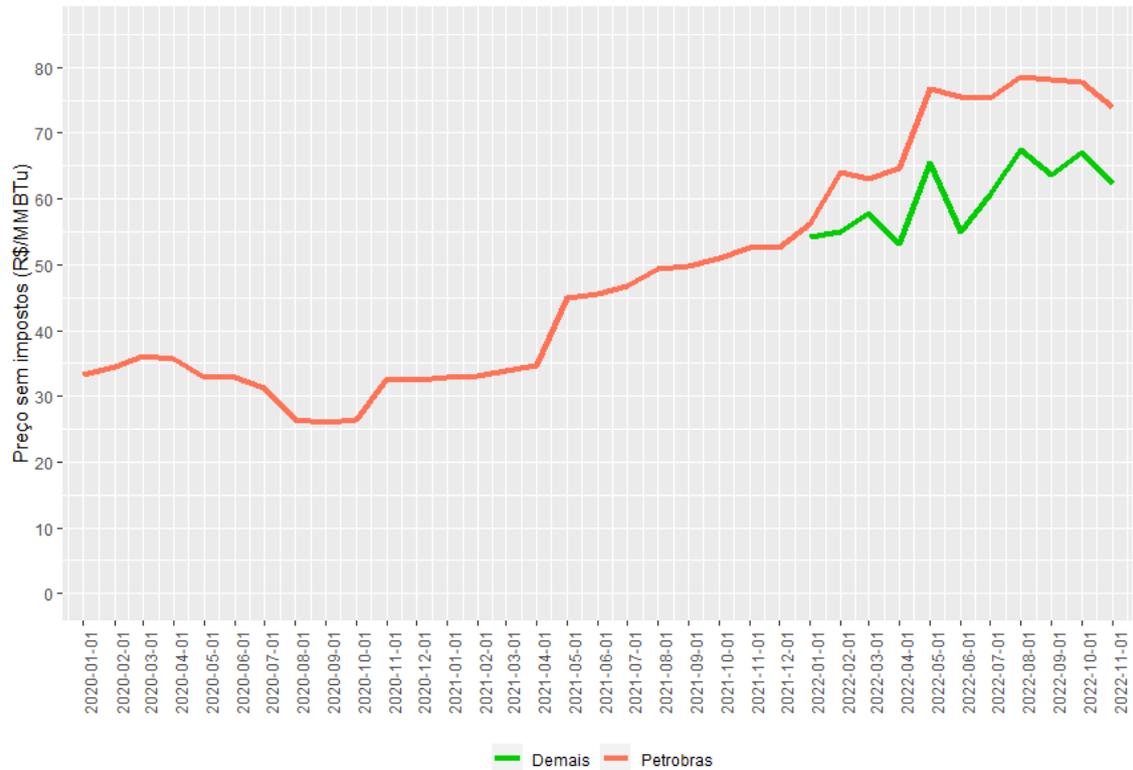
A multiplicação do número de agentes vendedores gerou concorrência nas aquisições de gás na malha integrada, possibilitando a redução relativa do preço médio<sup>65</sup> vis-à-vis aquele cobrado pelo incumbente. A competição no suprimento e a flexibilização dos contratos permitiram que os clientes pagassem um preço 15% menor que o realizado pela Petrobras, em média, ao longo de 2022<sup>66</sup>.

modalidades pelos agentes vendedores parece buscar formas criativas de lidar com questões que frequentemente são colocadas como barreiras à competição no mercado de gás natural brasileiro, tal como a predominância da produção de gás associado, que pode gerar, ao mesmo tempo, incerteza e inflexibilidade quanto aos volumes a serem produzidos.

<sup>65</sup> Preço médio sem impostos do gás natural, ponderado pelo volume comercializado.

<sup>66</sup> Dados até novembro de 2022.

**Figura 24 – Preço Médio do Gás<sup>67</sup> – Companhias de Distribuição de Gás Natural e Consumidores Livres – Mercado não termelétrico (janeiro/2020 a dezembro/2022)**



Fonte: SIM/ANP.

A redução do preço médio de aquisição do gás pelas CDLs e consumidores livres resultaria em uma economia de aproximadamente 440 milhões de reais, até novembro de 2022, caso estes tivessem contratados os mesmos volumes de gás natural com os preços médios praticados pela Petrobras.

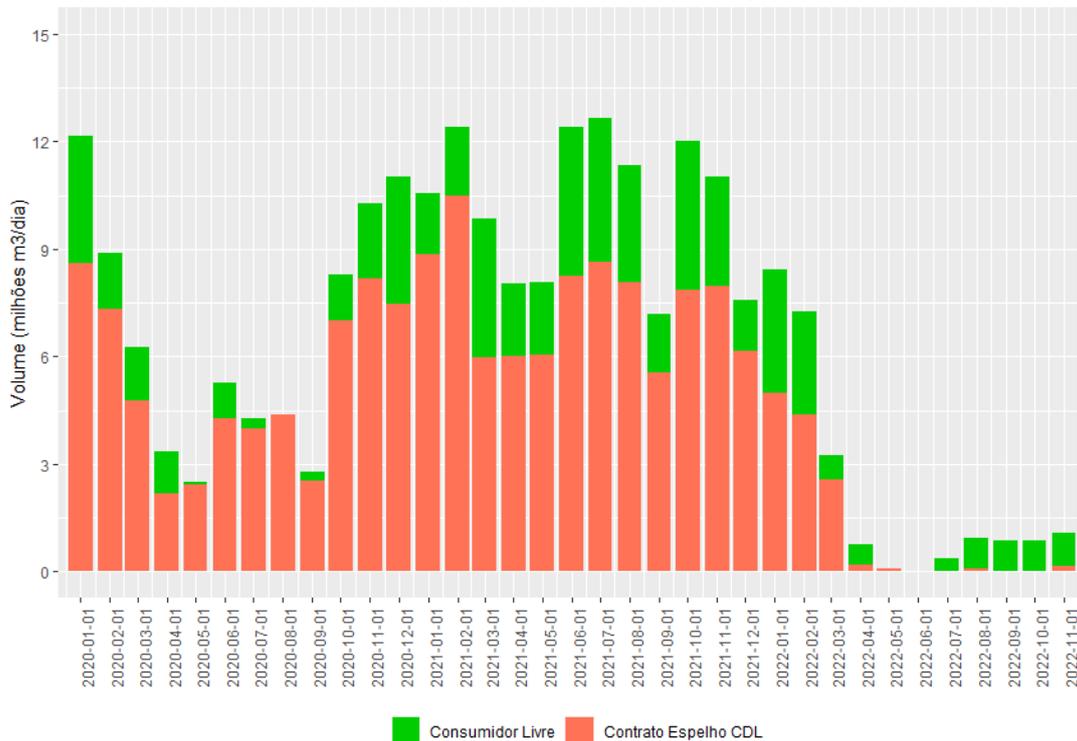
<sup>67</sup> Inclui apenas os volumes vendidos e entregue aos clientes no ponto de consumo. Os volumes vendidos aos clientes que contrataram a entrada ou saída do sistema de transporte não estão presentes no cálculo do preço médio.

### 7.1.4. Comercialização com as distribuidoras de gás natural e consumidores livres conectados à malha integrada de transporte (Mercado Termelétrico)

No mercado termelétrico conectado à malha de transporte<sup>68</sup>, os clientes que adquirem gás por meio de contratos de comercialização são atendidos, atualmente, quase que exclusivamente pela Petrobras <sup>69</sup>. Conforme pontuado anteriormente, a maioria dos suprimentos às termelétricas é realizada por meio da autoprodução/autoimportação (muitas vezes em sistemas isolados da malha de transporte) ou ainda são contratos de fornecimento com a CDL, situação na qual a concentração de mercado apresentada na subseção anterior pode ser utilizada.

Sendo assim, os volumes comercializados apresentados na Figura 25 refletem contratos antigos que envolviam um contrato-espelho entre a Petrobras e a CDL com destinação exclusiva para o mercado térmico ou a contratação dos consumidores livres, geralmente em contratos interruptíveis ou de opção de compra<sup>70</sup>.

**Figura 25 – Vendas de Gás Natural Processado às Termelétricas na Malha Integrada de Transporte (janeiro/2020 a novembro/2022)**



Fonte: SIM/ANP.

<sup>68</sup> Contratos termelétricos com consumidores livres conectados à malha integrada de transporte ou contratos com distribuidoras com destinação exclusiva ao mercado termelétrico, assinados concomitantemente com o fornecedor (denominados de contratos-espelho), anteriores à Resolução ANP 794/2019 que proibiu a assinatura de contratos de compra e venda com destinação exclusiva do uso do gás natural pelo comprador.

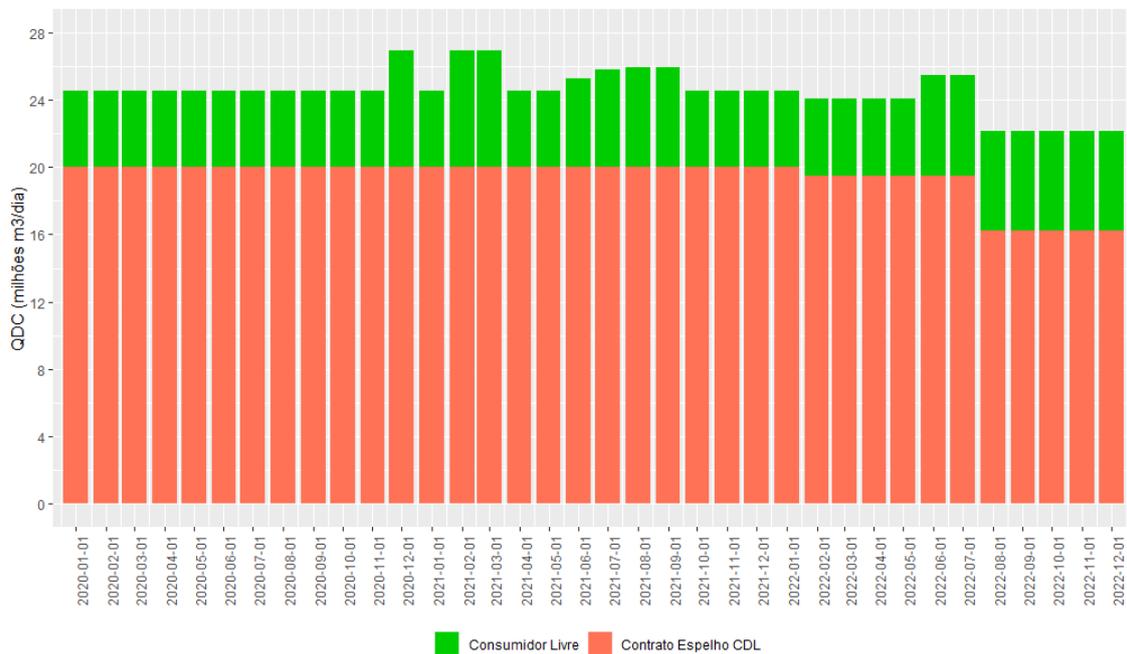
<sup>69</sup> [Redacted]

<sup>70</sup> Também denominada modalidade CALL.

A Figura 25 mostra que os volumes comercializados subiram no período da crise hídrica, entre o final de 2020 e ao longo de 2021, reduzindo-se expressamente a partir do início de 2022 quando a crise se encerrou.

Um resumo dos volumes contratados pelas térmicas supridas por contratos de compra e venda com a Petrobras pode ser visto na Figura 26.

**Figura 26 – Quantidade Diária Contratada – Companhias de Distribuição de Gás Natural e Consumidores Livres – Mercado Termelétrico  
(janeiro/2020 a dezembro/2022)**



Fonte: SIM/ANP.

Como pode-se observar a partir da comparação das Figuras 25 e 26, os volumes contratados são bem superiores aos volumes efetivamente comercializados e não refletem adequadamente a expectativa de demanda das termelétricas, mesmo em período de alto despacho termelétrico.

Os valores contratados ficaram estáveis no período analisado, com ligeiras flutuações devido à vigência de alguns contratos interruptíveis. O volume realizado, no entanto, foi inferior a 50% do volume máximo contratado pelas UTEs, mesmo no período auge da crise hídrica.

Essa constatação indica não ser adequado proceder com um diagnóstico da situação concorrencial desse segmento de mercado com base exclusivamente nos volumes contratados, sendo necessário considerar a evolução histórica dos volumes efetivamente consumidos, bem como as previsões de despacho das térmicas a gás natural com base nos dados de outros órgãos, como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

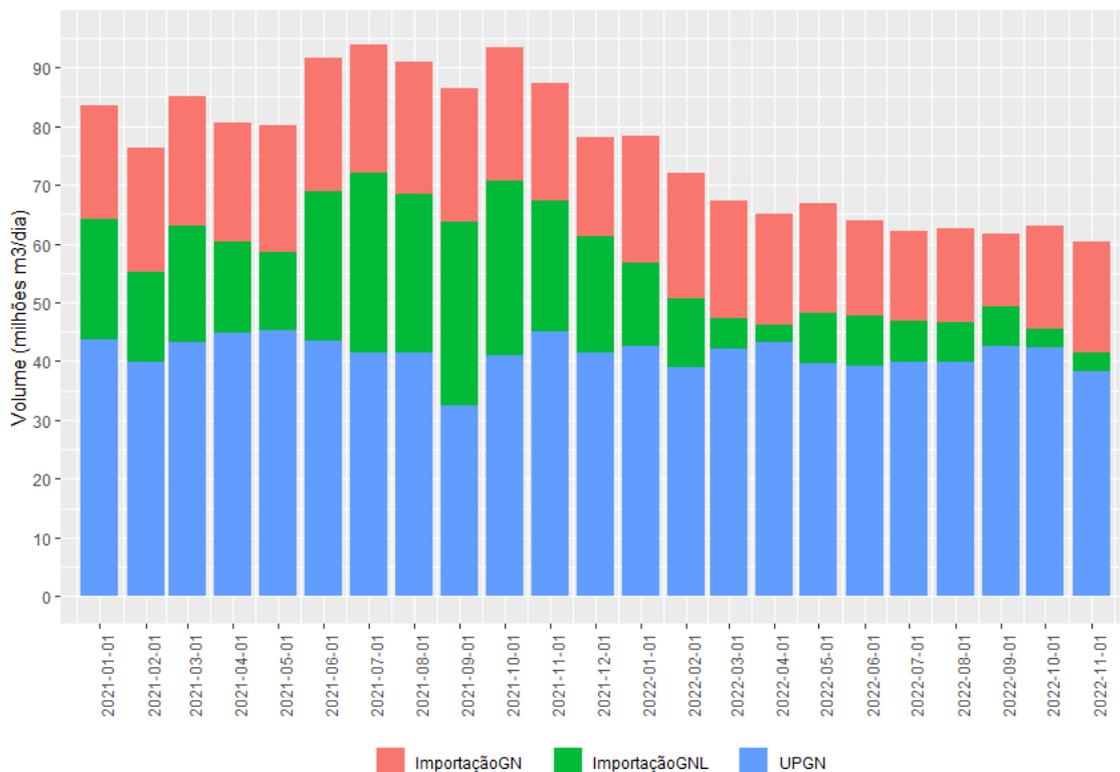
## 8. OFERTA E DEMANDA ATUAL NA MALHA INTEGRADA

As seções anteriores trataram das atividades de importação e comercialização de gás natural. Nesta seção será realizada breve análise do balanço da oferta e demanda de gás na malha integrada com base no discutido previamente.

A oferta de gás natural disponível na malha integrada de transporte, como já citado, provém de 3 fontes, a saber: (i) gás especificado em UPGNs, oriundo da produção nacional; (ii) importação de gás natural por gasoduto; e (iii) importação de GNL via terminal, caso no qual o energético é posteriormente regaseificado e injetado na malha de transporte<sup>71</sup>.

A Figura 27 apresenta os volumes recebidos na malha integrada por fonte do gás natural<sup>72</sup>:

**Figura 27 – Oferta na Malha Integrada de Transporte – Por origem do Gás Natural  
(janeiro/2021 a novembro/2022)**



Fonte: SIM/ANP.

Nota-se que as fontes de oferta provenientes de produção nacional se mantiveram relativamente estáveis no período, conforme discutido na subseção relativa à comercialização

<sup>71</sup> Há ainda a produção doméstica de biometano e a importação de GNL por intermédio de carretas. Porém, até o momento esses volumes têm sido injetados diretamente na rede de distribuição ou enviado ao consumidor final, sem disponibilização e comercialização na malha integrada de transporte.

<sup>72</sup> A categoria Importação GN trata-se dos volumes injetados no GASBOL, a Importação GNL do gás regaseificado injetado na malha a partir dos terminas de Pecém, TRBA e Baía de Guanabara. A categoria UPGN trata-se do gás injetado na malha a partir do processamento do gás rico de produção doméstica nas UPGNs conectadas à malha de transporte integrada.

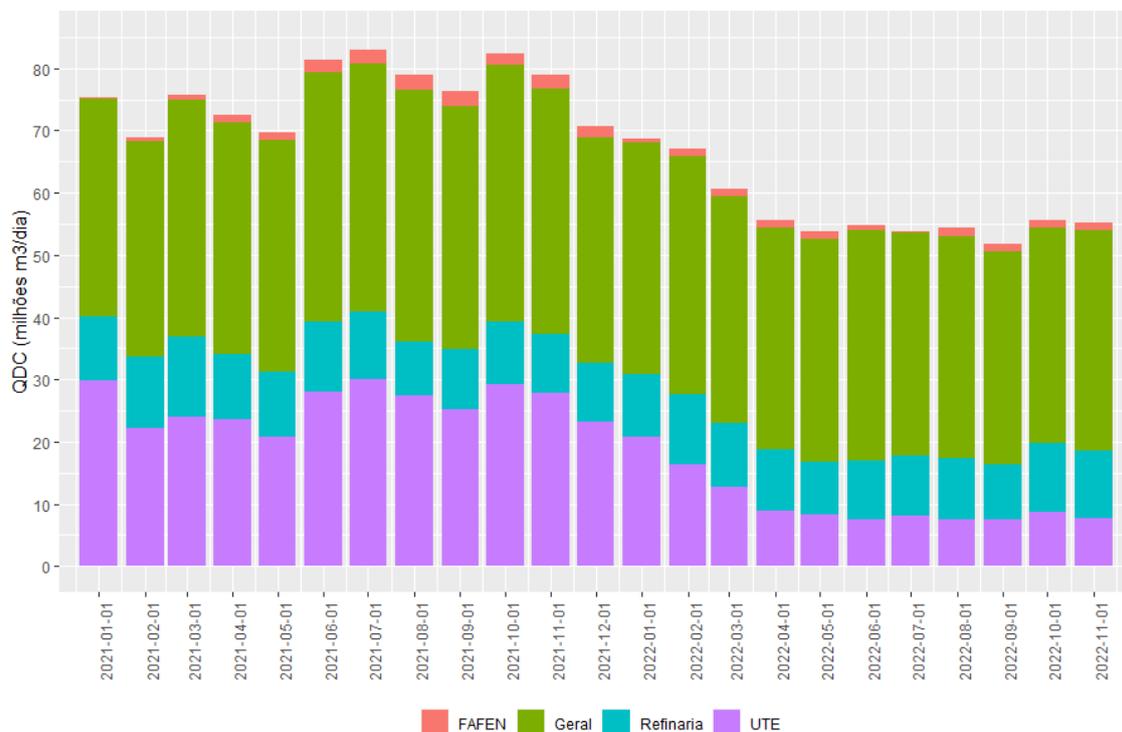
do *upstream*. Os volumes médios importados via gasoduto reduziram-se, variando de 21,2 milhões de metros cúbicos/dia, em 2021, para 17,9 milhões de metros cúbicos/dia, em 2022.

Os volumes de gás provenientes da importação de GNL via terminais de regaseificação conectados na malha integrada, por sua vez, caíram de 22,5 para 7,1 milhões de metros cúbicos/dia em 2021 e 2022, respectivamente.

No lado da demanda de gás natural, a Figura 28 apresenta os volumes entregues por tipo de ponto na malha integrada, os de destinação geral e aqueles dedicados às UTEs, refinarias e usinas de fertilizantes (FAFENs).

**Figura 28 – Movimentação por Ponto de Entrega de Gás Natural na Malha Integrada de Transporte**

**(janeiro/2021 a novembro/2022)**



Fonte: SIM/ANP.

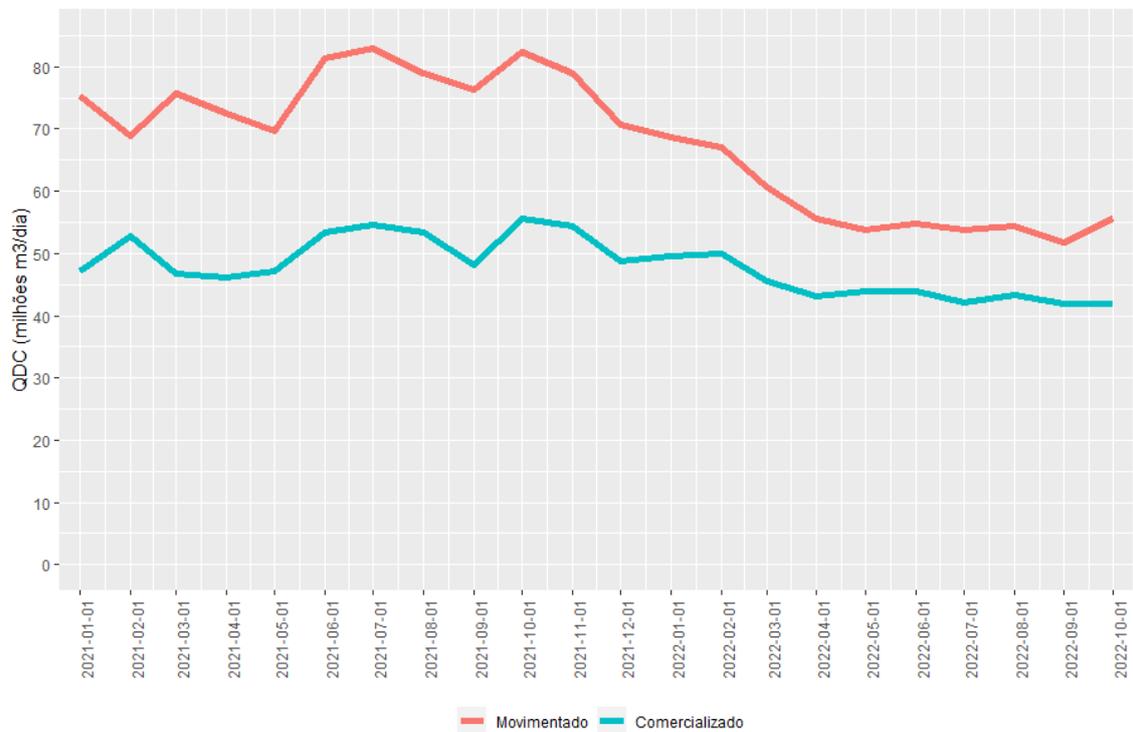
A Figura 28 mostra que os volumes de gás natural entregues na malha integrada de transporte reduziram-se de 70 a 80 milhões de metros cúbicos/dia, em 2021, para 55 milhões, em 2022, resultado do menor despacho termelétrico, findo o período da crise hídrica.

Os pontos dedicados às UTEs reduziram seu consumo de 25,9 para 10,3 milhões de metros cúbicos/dia.

Se forem comparados os volumes movimentados vis-à-vis os volumes comercializados obtêm-se a representação da Figura 29:

**Figura 29 – Movimentação e Comercialização de Gás Natural na Malha Integrada de Transporte**

**(janeiro/2020 a novembro/2022)**



Fonte: SIM/ANP.

A diferença entre os volumes movimentados e comercializados na malha integrada refletem as atividades de autoprodução/autoimportação da Petrobras, que atendem às suas próprias unidades industriais, tais como termelétricas, refinarias e usinas de fertilizantes. No auge da crise hídrica este consumo de gás representava mais de 1/3 do total movimentado, no período mais recente o valor representa cerca de 20% do total.

## 8.1. Oferta e demanda futura na malha integrada – Contratos de Compra e Venda

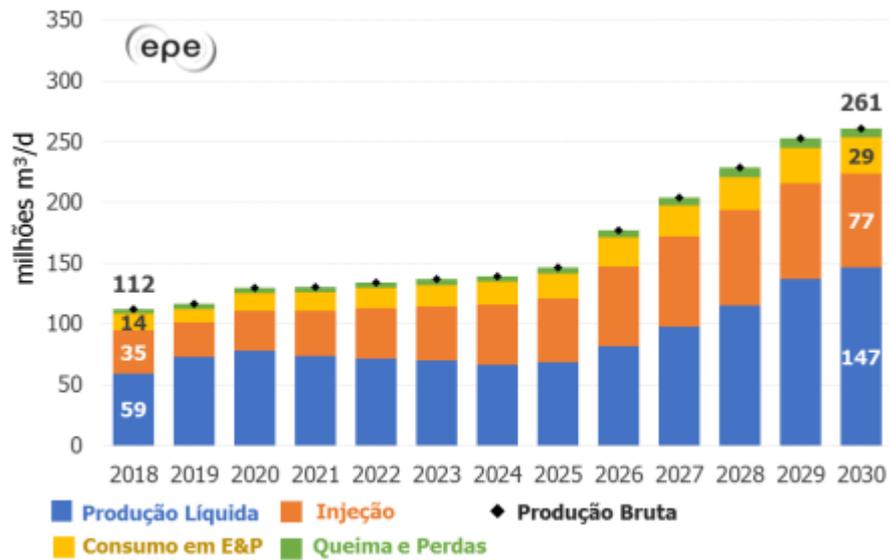
A oferta e demanda futura de gás natural dependem de diversos fatores, esta seção procura pontuar apenas a influência da contratação de gás natural e as perspectivas para a desconcentração de mercado.

### 8.1.1. Oferta futura na malha integrada

Na seção 5.1 foi visto que a divisão da produção nacional que serve à malha integrada deve reduzir ligeiramente a participação da Petrobras nos próximos anos. Segundo as projeções

da EPE, o volume de gás nacional disponível deve se manter estável nos próximos anos até 2026 quando passa a subir e dobra de volume até 2030<sup>73</sup>.

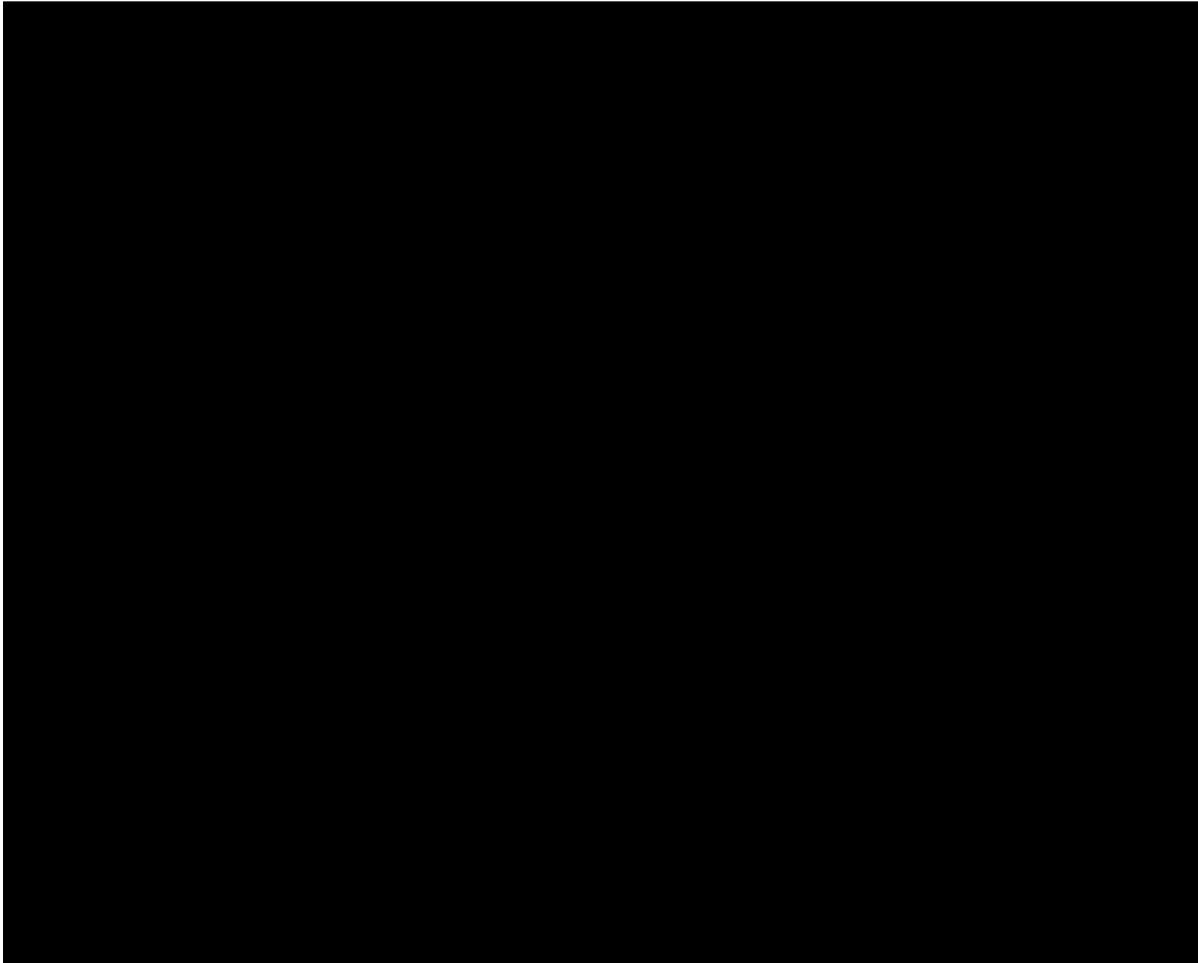
**Figura 30 – Projeção da Oferta Doméstica de Gás Natural no Brasil**



Fonte: EPE (2019)

Os contratos de compra e venda de gás natural atualmente vigentes no Brasil podem fornecer uma estimativa da demanda futura do mercado, em especial aquela já contratada com a Petrobras. Adicionalmente, pode apontar em que medida há espaço para uma continuidade da desconcentração de mercado nos próximos anos.

<sup>73</sup> Projeções do Plano Indicativo de Escoamento e Processamento de Gás Natural 2019. Ver <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-434/PIPE%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>



A Figura 31 mostra que a compra de gás rico pela Petrobras reduzirá significativamente nos próximos anos, liberando cerca de 7 a 8 milhões de metros cúbicos/dia, entre os anos 2023 e 2026. [REDACTED]

[REDACTED] O volume eventualmente poderá ser reduzido por opção dos agentes vendedores no médio prazo, conforme previsão contratual.

As fontes alternativas de oferta de gás natural são as suas importações, sejam pelo modal dutoviário ou GNL. Neste aspecto, a seção 5.4 já apresentou as considerações sobre a perspectiva da evolução da oferta de gás natural por terceiros nesta área, em especial no que se refere ao gás que servirá à malha integrada de transporte.

A importação de gás boliviano continua a ser majoritariamente da Petrobras, ainda que outros agentes tenham conseguido acessar contratos na modalidade interruptível, [REDACTED]

[REDACTED]

Nos contratos de importação de GNL com destinação à malha integrada, apesar de a Petrobras não ter ocupado posição dominante durante o ano de 2022, a empresa continua possuindo o controle de operação de 2 dos 3 terminais conectados à malha, com capacidade total de 37 milhões m<sup>3</sup>/dia de regaseificação, sendo que o contrato de arrendamento do Terminal da Bahia, junto à Excelerate, com capacidade de 20 milhões m<sup>3</sup>/dia de regaseificação vencerá em dezembro de 2023.

Assim, no futuro próximo, a Petrobras ainda continuará com uma posição dominante na oferta de gás natural, seja oriundo da produção nacional ou da importação dutoviária e de GNL.

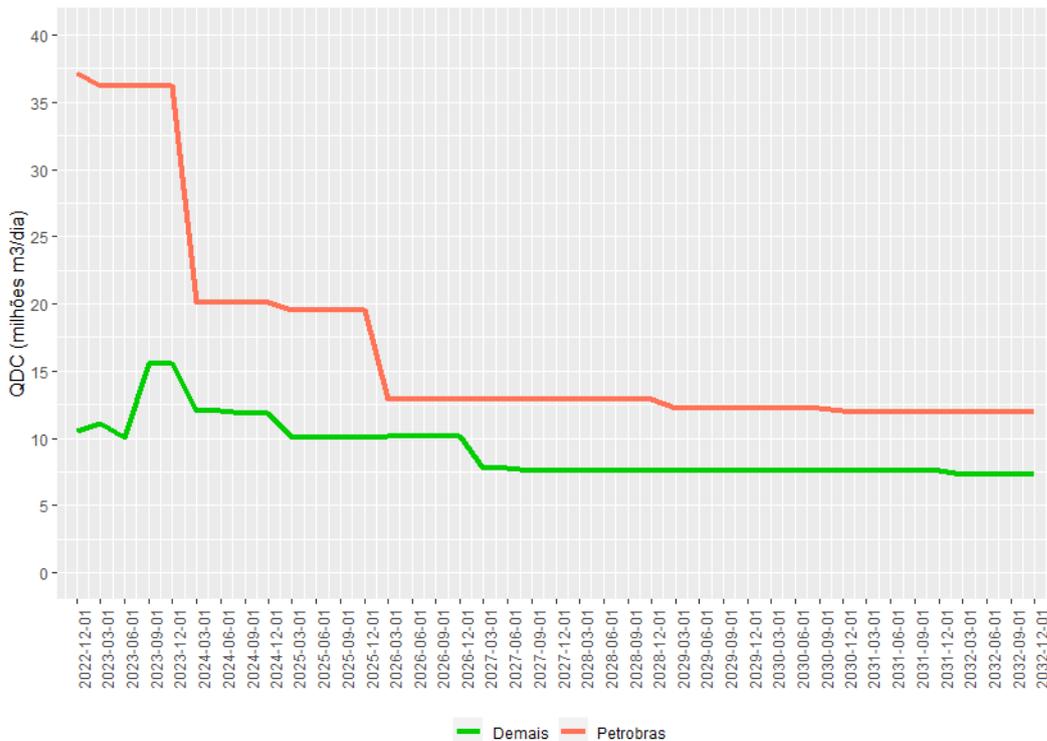
Há, no entanto, previsão do aumento da oferta de gás de terceiros na malha integrada para os próximos dois anos, por meio de regaseificação de GNL, caso se conectem o Terminal de Barra dos Coqueiros/SE, com capacidade de 14 milhões m<sup>3</sup>/dia e a conclusão e conexão do terminal de São Francisco do Sul/SC, totalizando mais 15 milhões m<sup>3</sup>/dia de gás regaseificado.

### 8.1.2. Demanda futura na malha integrada – Não termelétrica

A principal demanda firme de gás natural no Brasil é resultado das contratações das CDLs que possuem o monopólio de fornecimento do mercado cativo. Muito embora o mercado cativo previsto nas concessões seja apenas um percentual reduzido do total contratado do gás pelas CDLs, ainda há uma baixa migração dos consumidores que são elegíveis à figura de consumidor livre nos estados, fazendo com que a aquisição de gás pelas CDLs para o fornecimento aos seus clientes ainda seja a maior fonte de demanda de gás processado.

A Figura 32 mostra que a quantidade contratada com a Petrobras cai subitamente após janeiro de 2024, de cerca de 36 milhões para 20 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural. Em termos dos volumes contratados totais, a virada de 2023 para 2024 representa uma queda de 52 para 32 milhões de m<sup>3</sup>/dia, uma liberação de aproximadamente 38% da capacidade contratada, que poderia ser vendida pelos demais comercializadores.

**Figura 32 – Quantidade Diária já Contratada por CDLs e Consumidores Livres – Mercado Não Térmico (dezembro/2022 a dezembro/2030)**



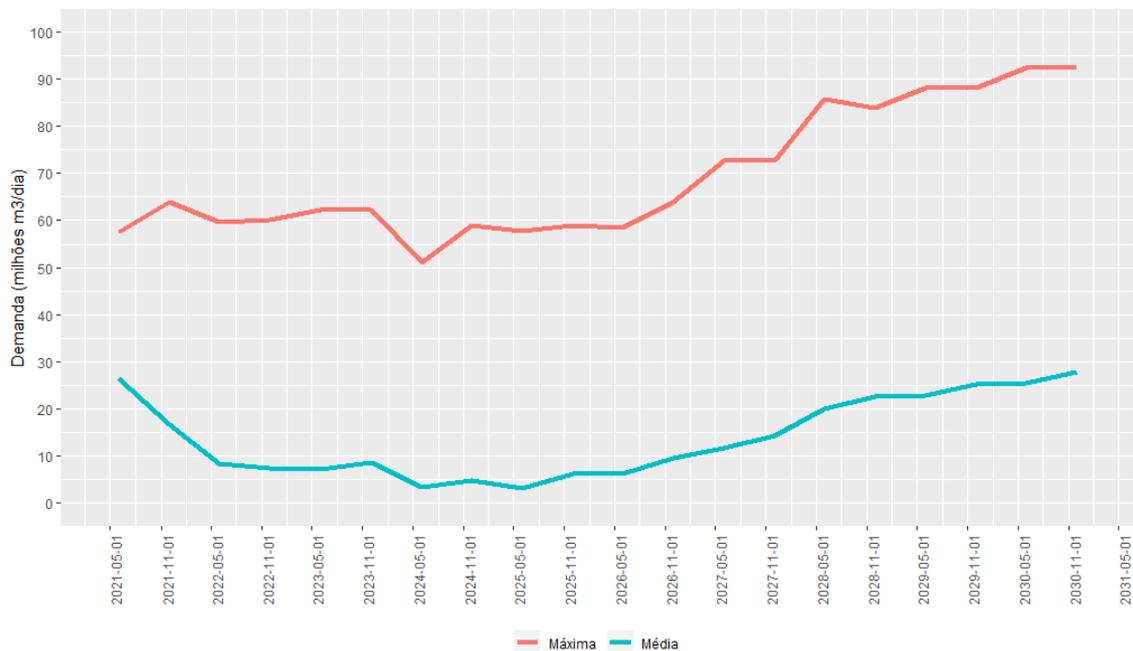
Fonte:

SIM/ANP.

### 8.1.3. Demanda futura na malha integrada - Termelétrica

A demanda de gás natural para geração de energia elétrica é sujeita a grandes variações, em função da necessidade de despacho das UTEs à gás natural ser dependente dos cenários hidrológicos cuja situação pode representar a ausência de necessidade de despacho ou, em certos casos, o despacho máximo das usinas.

**Figura 33 – Projeção de Consumo Diário Máximo e Consumo Médio de Gás Natural das UTEs (dezembro/2022 a dezembro/2030)**



Fonte: SIM/ANP, a partir de dados da EPE.

Como visto na Figura 33, há um hiato entre o consumo médio diário e o máximo esperado pela EPE para as UTEs, com valores divergindo em cerca de 50 milhões de metros cúbicos/dia. Desta forma, entende-se que o setor se constitui em um eventual limitador da oferta de gás disponível para os demais agentes<sup>74</sup> (na hipótese em que as UTEs sejam despachadas prioritariamente, para garantir a geração de energia elétrica).

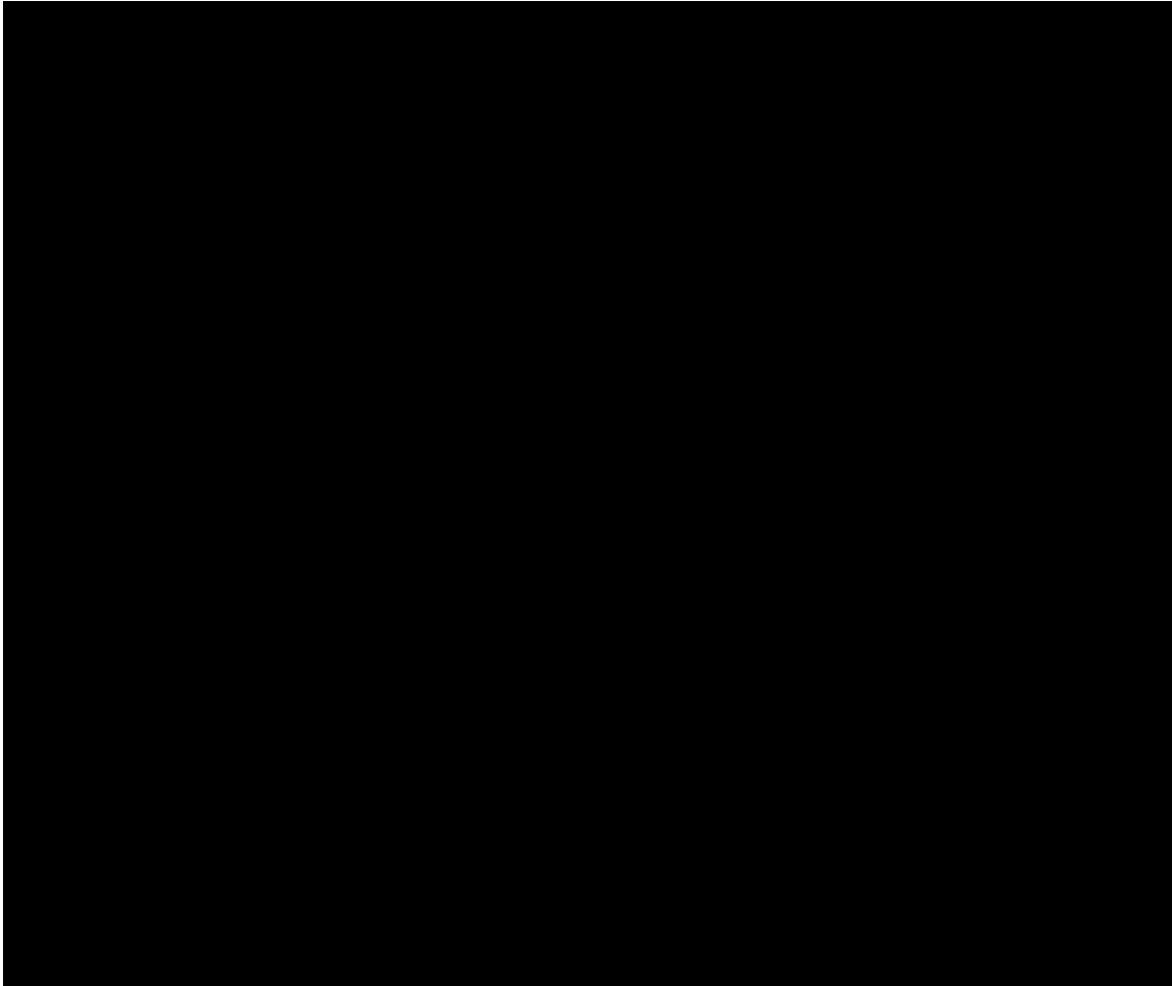
Entre os anos de 2023 e 2026, o consumo esperado das UTEs a gás natural deve ser semelhante aos níveis reduzidos observados no ano de 2022.

No que se refere aos contratos termelétricos vigentes de aquisição de gás natural<sup>75</sup>, a representatividade é muito reduzida para que provenham informação relevante sobre a

<sup>74</sup> Essa constatação, além de apontar para a necessidade de reavaliação das exigências contratuais das UTEs no que se refere aos seus contratos de compra de gás natural, reforça a importância do desenvolvimento do mercado de curto prazo de comercialização, de modo que a variabilidade da demanda elétrica possa ser gerida de forma mais eficiente do que é hoje.

<sup>75</sup> Excetuando-se aqui os contratos assinados diretamente com as CDLs, que não são registrados na ANP. Estes volumes contratados com as CDLs já estão considerados nos contratos gerais.

demanda futura do setor, conforme vimos anteriormente. A Figura 34 mostra que a quantidade diária contratada (QDC) dos contratos se reduz ao longo dos próximos anos e não há contratação de volumes posteriores a dezembro de 2026.



Ainda que os volumes contratuais existentes não sejam adequados para apontar o real consumo de gás para o mercado termelétrico, é esperado que a empresa continue a exercer papel predominante, nos próximos anos, no atendimento à demanda deste setor. Isto ocorre dada a participação da Petrobras como supridora única do mercado conectado à malha integrada de transporte e, ainda, detentora do capital da maior parte das UTEs também conectadas.

Sendo assim, a competição pelo gás para geração termelétrica seguirá no futuro próximo ainda de forma indireta, com as UTEs em malhas isoladas, bem como com aquelas conectadas aos terminais de GNL, ainda sem conexão com a malha de transporte.

#### 8.1.4. Considerações sobre a oferta e demanda futura e o programa de *gas release*

A análise da oferta e demanda do gás natural realizada sugere que o mercado brasileiro desse energético deverá apresentar alguma desconcentração nos próximos anos, em função dos

volumes acordados nos contratos de compra e venda ora assinados e da ampliação esperada do acesso de terceiros às UPGNs.

Do lado da oferta, a produção nacional não deverá enfrentar mudanças muito pronunciadas no futuro próximo, com queda marginal esperada para a participação da Petrobras.

Já na importação de gás natural, enquanto se mantenham os cenários hídricos favoráveis, espera-se que o despacho das termelétricas a gás siga baixo, fato que deve inibir o crescimento da importação de GNL no curto prazo, e limitar o potencial deste segmento como força competitiva, em especial se os preços elevados do energético no mercado internacional perdurarem. No modal dutoviário também não se espera grandes mudanças, no futuro próximo, na participação dos agentes.

Desta forma, sob a ótica dos contratos de compra e venda de gás natural e das projeções de oferta de gás nos próximos anos, fica claro que o período entre os anos de 2024 e 2026 apresentam uma oportunidade para a redução da concentração do mercado de gás natural.

Neste período, os volumes contratados reduzem-se para cerca da metade daqueles vigentes no período 2020 a 2022 e, sob perspectiva de redução pequena na oferta relativa de gás do incumbente, o aumento significativo da participação dos demais agentes vendedores de gás natural requereria um programa de liberação de gás.

Sendo assim, a eventual adoção de um programa de liberação de gás natural por parte do agente incumbente deveria considerar ao menos o período 2024 – 2026, como meta em seu cronograma de implementação, quando o mesmo poderia ocorrer sem necessidade de repactuação de contratos já assinados e ainda, em princípio, em horizonte mais benigno de demanda termelétrica.

Portanto, a formatação de um programa de *gas release* com vistas à desconcentração gradual da comercialização de gás natural no sistema integrado de transporte deve ter como ponto de partida o cenário apresentado neste documento.

## 9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O diagnóstico concorrencial do mercado de gás natural apresentado no presente estudo teve como objetivo avaliar tanto a situação atual do mercado nacional, considerando sua evolução recente, quanto as alterações previstas na dinâmica concorrencial decorrente do início do processo de abertura.

Destaca-se que o início da dinâmica concorrencial no mercado nacional pode estar associado ao exercício do desenho regulatório que culminou com a promulgação da Nova Lei do Gás e subsequente garantia de acesso às instalações essenciais. Dessa forma, o processo de abertura inicia-se efetivamente em janeiro de 2022, com o acesso às instalações de escoamento e processamento de gás natural, ganhando dinamismo a partir do acesso à malha integrada de transporte. Ainda que a doutrina das instalações essenciais demonstre a necessidade de acesso para se promover dinâmica concorrencial no elo da comercialização de gás natural, somente a partir do abrigo legal ao direito de terceiros acessarem estas instalações ficou perceptível que a promoção da concorrência no elo da comercialização é impactada pelo poder de mercado exercido pelo agente incumbente. A partir do abrigo legal da garantia de terceiros acessarem instalações essenciais de gás natural, associado a um processo tímido de desinvestimentos concentrado na região nordeste do país, há, de fato, o início da pulverização da oferta de gás

natural e certa dinâmica competitiva, visualizada principalmente na precificação da molécula de gás natural.

Para além dos efeitos de desconcentração de mercado que já possam transparecer neste processo salutar de abertura, torna-se necessário avaliar se a estrutura atual e a evolução esperada contam com dinâmica suficiente para resultar em um mercado maduro e concorrencial, objeto do adendo à Lei do Petróleo que se materializou no Inciso XXIX do Art. 8º. Neste sentido, a presente Nota Técnica Conjunta apresentou um quadro provável para a situação concorrencial, caso se mantenham os cenários esperados de produção, importação e demanda contratada de gás natural.

Os resultados do presente diagnóstico apontam para alguns avanços obtidos com a liberação de capacidade na malha de transporte e início do processamento do gás natural de terceiros nas UPGNs. No entanto, os ganhos obtidos a partir do início desse processo de abertura ainda representam uma redução pequena, se não marginal, da participação de mercado do agente incumbente.

Tal pequena redução, quando associada ao breve tempo do início do processo de abertura, não permite avaliar se a desconcentração de mercado será capaz de assegurar que os ganhos localizados, quer sejam de redução dos preços e ampliação das modalidades de contrato pactuadas, serão consolidados em pressão competitiva suficiente para garantir uma saudável dinâmica concorrencial. Ressalta-se que eventual dinâmica concorrencial estaria concentrada localmente na região nordeste, que não representa a dinâmica da malha integrada, principalmente sudeste e sul, que ainda não foram beneficiadas do processo de abertura.

É neste contexto que qualquer diagnóstico concorrencial sobre o mercado brasileiro de gás natural não pode apontar direção distinta da excessiva concentração da oferta de gás natural ao agente incumbente e da insuficiência da dinâmica concorrencial recente para o estabelecimento de um mercado competitivo. Enquanto a excessiva concentração da oferta do agente incumbente é um resultado de anos de monopólio e da efetividade obtida no fechamento do mercado ao longo de décadas, a dinâmica competitiva não apresentou características suficientes para permitir a sua difusão aos demais mercados da malha integrada.

O diagnóstico corrente aponta nesta direção, indicando que persistem entraves ao estabelecimento de mercado mais competitivo. O percentual elevado do gás de propriedade do incumbente na produção nacional, ainda que cessasse a aquisição de gás rico dos terceiros nos próximos anos, limita os impactos positivos decorrentes do acesso de terceiros ao processamento.

As dificuldades na efetivação do acesso às infraestruturas essenciais e a incapacidade de introduzir maior dinâmica concorrencial por meio de importações, seja por gasodutos ou GNL nos terminais integrados à malha de transporte, indicam que a atual posição dominante do incumbente não será alterada pelas forças de mercado nos próximos anos.

A Nova Lei do Gás, por meio do art. 33, incumbiu à ANP “acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica”.

A presente Nota Técnica Conjunta identifica que a atual concentração do mercado de gás natural no Brasil é um problema regulatório a ser delimitado e tratado, eventualmente, por meio das medidas citadas nos incisos II e III do primeiro parágrafo do art. 33 da Nova Lei do Gás, especificamente:

*“II - programa de venda de gás natural por meio do qual comercializadores que detenham elevada participação no mercado sejam obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP; e*

*III - restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção, ressalvadas situações de ordem técnica ou operacional que possam comprometer a produção de petróleo.”*

Se aceita a delimitação desse problema regulatório, o objetivo geral pode ser definido como: reduzir a concentração na oferta de gás natural para prevenir as atuais condições de mercado que favorecem a prática de infrações contra a ordem econômica.

Conforme notado na seção 7.1.3 do presente estudo, o índice HHI do mercado brasileiro atendido pela malha integrada de transporte (considerando apenas o mercado não-termelétrico entre janeiro e novembro de 2022), foi de 6.963; no mercado exclusivamente termelétrico conectado à malha de transporte integrada, a Petrobras segue virtualmente como a única supridora.

A elevada concentração exposta acima se deve especialmente às regiões centro-oeste, sudeste e sul do país, embora a região nordeste, beneficiada pela abertura de mercado, ainda não tenha atingido a maturidade competitiva. O valor nacional do HHI encontra-se muito acima do nível esperado reportado na literatura (i.e., com valores próximos à 1.500) para mercados maduros e competitivos.

O elevado valor do HHI representa o elevado grau de concentração da oferta do incumbente no mercado nacional. Tal fato sinaliza que existe um problema regulatório a ser delimitado e tratado para que eventuais alternativas indicadas, após análise de impacto regulatório, assegurem a competitividade por meio da promoção da concorrência neste mercado, como objetivado na Nova Lei do Gás.

Com base no diagnóstico apresentado, faz-se necessário que a ANP avalie as possíveis alternativas disponíveis ao cumprimento de seus objetivos elencados pela Lei do Petróleo.

Especificamente, deverá seguir a determinação legal de promover medidas para ampliar a concorrência no mercado de gás natural, tal como consta no inciso XXIX, art. 8º da Lei do Petróleo, analisando as alternativas que reduzam o atual grau de concentração na oferta de gás natural no mercado nacional, tal como preceituado pelo art. 33 da Nova Lei do Gás.

Para tanto, sugere-se a introdução do tema na Agenda Regulatória da ANP, possibilitando o início dos estudos relacionados à Análise de Impacto Regulatório (AIR), mecanismo que ampliará a discussão sobre todos os elementos da análise, garantindo maior legitimidade à atuação regulatória no cumprimento das determinações legais para a eventual aplicação de um programa de *gas release* no Brasil.

Propõe-se ainda que a AIR contemple alternativas de programa: (i) considerando o necessário gradualismo das medidas eventualmente a serem adotadas; (ii) permitindo contínuo acompanhamento na implementação; (iii) possibilitando a necessidade de eventuais correções durante a implementação das medidas. Assim, o gradualismo do programa possibilitará, ao mesmo tempo, reduzir a intervenção do regulador sobre o mercado e limitar eventuais incorreções na trajetória adotada.

## 10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANP, 2020. Modelo Conceitual do Mercado de Gás na Esfera de Competência da União – Comercialização, Carregamento e Balanceamento, setembro de 2020. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/agenda-eventos/wmcmg/cp1-2020-modelo-conceitual.pdf>, acesso em 31/01/2023.
- ANP, 2022. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2022/anuario-2022.pdf>. Acesso em: 02/02/2023.
- Economides, 1996. Nicholas Economides, “*The Economics of Networks*”, Int. J. Ind. Organ., 1996, 27.
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2019) Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural – PIPE 2019.
- Hallack, 2013 – Opening a Market for Gas Flexibility? Em Building Competitive Markets in the EU.
- Joskow, 2007. P. L. Joskow, “*REGULATION OF NATURAL MONOPOLY*”, em *Handbook of Law and Economics*, vol. 2 (Mitchell Polinsky and Steven Shavell, 2007), 1229–1340.
- Kim, S. R., & Horn, A., 1999. *Regulation Policies Concerning Natural Monopolies in Developing and Transition Economies. United Nations, Department of Economic and Social Affairs.*
- MME (2021). Boletim Mensal: Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Departamento de Gás Natural. Dezembro de 2021, nº 178. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>. Acesso em: 28/03/2022.
- Petrobras, 2022. Oferta de escoamento de Gás Natural. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-escoamento-de-gas-natural/#modelo>. Acesso em: 25/07/2022.
- SANTOS, E.M. dos; ZAMALLOA, G. C.; VILLANUEVA, L. D.; FAGÁ, M. T. W. Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil. São Paulo: Annablume, Fapesp, Petrobras, 2002.
- Shy, O., 2001., *The Economics of Network Industries.*

## **11. ANEXO I – ROTEIRO E PROPOSTA DE MEDIDAS TRANSITÓRIAS PARA INCENTIVO À CONCORRÊNCIA (SEAE)**

A íntegra do documento produzido no âmbito da Secretaria de Acompanhamento Econômico (Seae), do atual Ministério da Fazenda, destinado à proposição de estrutura de programa de redução de concentração está no anexo SEI nº 2826548.



**anp**

Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

