

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
FACULDADE DE FILOSOFIA, LETRAS E CIÊNCIAS HUMANAS
DEPARTAMENTO DE GEOGRAFIA**

YURI FREITAS MARCONDES DA SILVA

Os usos do Gás Natural no Estado de São Paulo

**São Paulo
Abril/2022**

YURI FREITAS MARCONDES DA SILVA

Os usos do Gás Natural no Estado de São Paulo

v.1

Trabalho de graduação individual apresentado ao
Departamento de Geografia da Universidade de
São Paulo para obtenção do título de Geógrafo.

Área de concentração: Geografia dos recursos
naturais e energéticos

Orientador: Prof. Dr. Luis Antonio Bittar Venturi

São Paulo

2022

PRO BRASILIA FIANTE EXIMIA

Nome: SILVA, Yuri Freitas Marcondes da

Título: Os usos do Gás Natural no Estado de São Paulo

Trabalho de graduação individual apresentado ao Departamento de Geografia da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Geógrafo.

Área de concentração: Geografia dos recursos naturais e energéticos

Orientador: Prof. Dr. Luis Antonio Bittar Venturi

Banca examinadora

Prof. Dr. André Roberto Martin

Instituição: Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas (FFLCH/USP)

Julgamento:

Profa. Dra. Drielli Peyerl

Instituição: Instituto de Energia e Ambiente (IEE/USP)

Julgamento:

Prof. Dr. Luis Antonio Bittar Venturi

Instituição: Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas (FFLCH/USP)

Julgamento:

*Este trabalho é dedicado à memória
dos meus avós*

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, o Prof. Dr. Luis Antonio Bittar Venturi, pelas esclarecedoras diretrizes, paciência e permanente apoio na construção desta pesquisa.

Aos docentes do departamento de geografia, em especial a profa. Amélia Damiani, o prof. André Martin e a profa. Sueli Furlan, pelo trabalho e dedicação aos alunos da graduação, e na construção da mais completa e democrática escola geográfica do Brasil. Agradeço também aos funcionários dos laboratórios do departamento, pelo acolhimento e apoio as atividades acadêmicas, indispensáveis ao desenvolvimento de qualquer linha de pesquisa, em especial as técnicas acadêmicas Clenes Louzeiro do GeoPo, Marisa Fierz do LabGeomorfo e Ana Elisa do Laboplan.

Aos pesquisadores do Instituto de Energia e Ambiente, ao qual não posso deixar de citar a profa. Drielli Peyerl e os estudantes Anna Luísa, Lauron Arend e Mariana Barbosa, por todo acolhimento, paciência e amizade, além dos extraordinários momentos de reflexão sobre o papel central do gás natural na construção do Brasil do século XXI.

A todos os meus amigos dos grupos de estudos Thiers Fleming e Marx e os Situacionistas, pelas indispensáveis reflexões sobre a geopolítica e a política contemporânea, demonstrando as potencialidades das ciências geográficas. E aos amigos da vida, que conheci nas rampas do departamento de geografia, em especial aos meus caros amigos Gilson Miranda, Flávio Pires, Erica Arakaki, Daniel Büttner, Rafael Paione, Guilherme Cardim, Jorge Barbaro, Pedro Candell, Devanir José, Matheus Marquezin, Yasmin Pereira e Léa Bozzini, ao qual tive a oportunidade de compartilhar muito das alegrias e sofrimentos próprios da vida acadêmica.

E por fim, agradeço também as valorosas instituições de pesquisa e sistematização de dados do Estado, ao qual o presente trabalho não poderia ser realizado, destaco a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Secretaria da Infraestrutura e Meio Ambiente do Estado de São Paulo (SIMA) e a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB).

RESUMO

SILVA, Y. F. M. da. **Os usos do Gás Natural no Estado de São Paulo.** Trabalho de Graduação Individual (Bacharelado em Geografia) Orientador: Luis Antonio Bittar Venturi. Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2022

O Gás Natural é um hidrocarboneto que se converteu globalmente em um combustível de transformação das matrizes energéticas, gradualmente substituindo o petróleo e o carvão mineral na qualidade de combustível fóssil de maior crescimento e inserção no cenário energético mundial. Sua adoção transcorre por distintos motivos, resultando em variações quanto aos seus usos finais nos mercados ao qual se insere, sendo essas distinções um importante elemento de análise da evolução da introdução do gás natural e das potencialidades e maleabilidade do gás natural. Todavia, através dos dados fornecidos pelas agências governamentais como a Empresa de Pesquisa Energéticas - EPE e Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente - SIMA, torna-se possível através dos dados de uso final do gás natural, descrever os distintos mercados, sendo eles: os três principais mercados globais de gás natural: Ásia-Pacífico, América do Norte e Europa, mercados que vem se desenvolvendo desde os anos 1940 e possuem usos finais do gás natural semelhantes, com uma forte participação da geração elétrica e dos usos urbanos. O mercado de gás natural do Brasil, que após um longo período de tentativas de massificação do consumo do gás natural, a inserção de fato iniciou-se em 1999, com a inauguração do gasoduto Bolívia-Brasil, e o desenvolvimento do mercado gasífero nacional transcorreu atrelado a programas governamentais, ao exemplo, do Programa Prioritário de Termelétricas - PPT, resultando em um uso final do gás natural com predominância na geração de eletricidade; e atualmente o mercado de gás natural brasileiro, vem experimentando uma rápida expansão propiciada pelo Gás Natural Liquefeito e pelo gás natural do pré-sal. E o mercado de gás natural do Estado de São Paulo, o maior do Brasil, consumido 1/3 do gás natural do país e que apresenta uma concentração de 73% do seu uso final do gás natural no setor industrial, distinguindo-se dos 29% do Brasil e 16% da média mundial. Assim, o objetivo deste trabalho, é o de avaliar o uso final do Gás Natural demandado no Estado de São Paulo; buscando analisar os fenômenos que tornaram os usos finais do gás natural no Estado, distintos dos usos finais do gás no mercado mundial e brasileiro. Sendo necessário, portanto, compreender a evolução do mercado global, brasileiro e do Estado de São Paulo, explorando e descrevendo-se os dados disponibilizados e buscando explicações dos fenômenos que caracterizam esses mercados gasíferos. Nesse sentido, teremos como resultado, que o uso final do Gás Natural no Estado de São Paulo encontra-se concentrando no Setor Industrial como resultado direto da política estadual de incentivo a substituição de derivados de petróleo e do carvão mineral pelo Gás Natural, respondendo a agenda ambiental do governo estadual de mitigação de gases poluentes e descarbonização da economia; além da substituição justificada por fatores econômicos, no que tange a economia advinda pela adoção do gás natural em substituição de combustíveis mais caros. Essas políticas públicas afetaram importantes segmentos da Indústria, levando a substituição completa do uso do carvão mineral e a quase eliminação do óleo combustível e diesel.

Palavras-chaves: Gás Natural; Estado de São Paulo; Usos Finais do Gás Natural; Conversão Industrial.

ABSTRACT

SILVA, Y. F. M. da. **The uses of Natural Gas in the State of São Paulo.** Individual Graduation Paper (Bachelor in Geography) Academic Advisor: Luis Antonio Bittar Venturi. Faculty of Philosophy, Languages and Human Sciences of the University of São Paulo. São Paulo, 2022

Natural Gas is a hydrocarbonate that converted itself into an energy matrix transformation fuel, gradually substituting Oil and Coal in being the top growth fossil fuel in a global energy insertion scenario. Its adoption occurs due to distinct reasons, resulting in variations regarding to its final usages into its markets. These distinctions are an important element to the analysis of the evolution of Natural Gas introduction and the potential and malleability of it. However, through data provided by governmental agencies such as Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE and Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente – SIMA, it has become possible through end-use data to describe its distinct three main global markets: Asia-Pacific, North America and Europe. These markets have been developing since the 1940's and they hold similar Natural Gas end-usage, with a strong participation in the electric energy generation and urban usage. The Brazilian Natural Gas market, that after long periods of attempts of massification of consumption, had its insertion truly beginning in 1999 with the inauguration of the Bolivia-Brazil gas pipeline, and the development of a national Gas market occurred in connection to governmental programs, such as the Programa Prioritário de Termoelétricas – PPT. The result was a gas end-use scenario of predominance of electricity generation; and nowadays the Brazilian gas market has been experiencing some rapid growth fostered by Liquefied Natura Gas and pre-salt natural gas. And the São Paulo natural gas market, Brazil largest, consuming 1/3 of the country's consumption, presents 73% of its end-use in the industrial sector – distinguishing from Brazil's 29% or the global average 16%. Thus, this paper objective is to evaluate the State of São Paulo natural gas end-use demand; trying to analyze the phenomena that led to the state current end-use consumption, distinct from the global and Brazilian market. Being, therefore, necessary the comprehension of the global, Brazilian and State level markets, exploring and describing the data available and finding explanations of the phenomena that characterize these Gas markets. In that sense, we have as a result that the São Paulo State natural gas end usage is heavily concentrated in the Industrial Sector as a direct result of the state policy of Oil and Coal derivates substitution, answering the environmental agenda call to mitigation of pollutant gas emissions and the decarbonization of the economy, in addition to the substitution justified by economic factors, about the savings resulting from the adoption of natural gas in substitution of more expensive fuels. Leading to a full Coal substitution and near-full diesel and fuel oil substitution.

Keywords: Natural Gas; State of São Paulo; Natural Gas End-Use; Industrial Conversion.

ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|---------|
| Figura 01 - Representação esquemática dos fluxos de energia primária, secundária, final e útil com a indicação das perdas nos centros de transformação e no uso final |20 |
| Figura 02 - Emissões de CO ₂ na queima de diferentes hidrocarbonetos (CO ₂ /TJ) | 22 |
| Figura 03 - Usos finais do GN no mundo (%)..... | 25 |
| Figura 04 - Usos finais do GN na Ásia-Pacífico (%)..... | 27 |
| Figura 05 - Usos finais do GN na Europa (%) | 28 |
| Figura 06 - Usos finais do GN na América do Norte (%) | 30 |
| Figura 07 - Comparação dos Usos finais do GN nos principais mercados internacionais e a média mundial | 31 |
| Figura 08 - Planta gasífera da Light na Rua do Gasômetro, São Paulo anos 1950 .. | 32 |
| Figura 09 - O Gasoduto Bolívia-Brasil..... | 41 |
| Figura 10 - Faixa de servidão do GASBOL, no assentamento Milton Santos, na cidade de Americana (SP) | 41 |
| Figura 11 - Histórico de relações entre Bolívia e Brasil no contexto do Gás Natural | 44 |
| Figura 12 - Precificação do GN Boliviano em comparação aos seus concorrentes de mercado | 46 |
| Figura 13 - Crescimento do IDH e exportação de GN da Bolívia (GASBOL e Gasoduto Lateral Cuiabá) no período de 1999 a 2019..... | 47 |
| Figura 14 - Fluxograma simplificado das etapas e órgãos envolvidos na autorização de operação de um Terminal de Regaseificação no Brasil. | 51 |
| Figura 15 - Terminais de Regaseificação em operação e em projeto no Brasil, com alguns dos projetos âncoras em destaque..... | 52 |
| Figura 16 - Reservas provadas de GN e Petróleo nas bacias sedimentares do Brasil em 2000 | 56 |
| Figura 17 - Rota 01, 02 e 03 (em construção) de escoamento de GN do pré-sal | 58 |
| Figura 18 - Uso final do GN no Brasil (%) | 60 |
| Figura 19 - Expansão da rede nacional de gasodutos de transporte e de distribuição (1999-2020)..... | 61 |
| Figura 20 - Usos finais do GN no Brasil em comparação com os principais mercados internacionais e a média mundial | 67 |

| | |
|---|----|
| Figura 21 - Estrutura do mercado regulatório de Gás Natural no Brasil..... | 68 |
| Figura 22 - Composição da oferta bruta de gás natural no Estado de São Paulo em relação à produção interna e à importação estadual em 10^6 metros cúbicos (2011-2020) | 70 |
| Figura 23 - Evolução do consumo final energético no Estado de São Paulo | 72 |
| Figura 24 - Uso final do GN no Estado de São Paulo | 75 |
| Figura 25 - Usos finais do GN no Estado de São Paulo em comparação com a média mundial, dos três principais mercados e com a demanda brasileira | 76 |
| Figura 26 - Mapa das UTEs a GN existentes e previstas no Estado de São Paulo .. | 77 |
| Figura 27 - Expansão do uso de GN na Indústria de Cerâmica do Estado de São Paulo | 81 |
| Figura 28 - Olaria em Barra Bonita (SP) | 82 |
| Figura 29 - Expansão do uso de GN na Indústria Química do Estado de São Paulo | 83 |
| Figura 30 - Expansão do uso de GN na Indústria de Ferro Gusa e Aço do Estado de São Paulo..... | 84 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 01 - Metodologia de pesquisa | 18 |
| Tabela 02 - Contratos de riscos que foram firmados e assumidos pelos Companhias e Consórcios, entre 1975 e 1980 | 36 |
| Tabela 03 - Usinas Termelétricas a GN construídas através do PPT | 64 |
| Tabela 04 - UTEs a GN construídas (ou em implementação) fora do PPT | 65 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ABEGÁS** - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
- ABRACE** - Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
- ALESP** - Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo
- ANNEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica
- ANP** - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- APGA** - American Public Gas Association
- ARSESP** - Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo
- BNDES** - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- BP** - British Petroleum
- CADE** - Conselho Administrativo de Defesa Econômica
- CEE** - Center for Energy Economics
- CEG** - Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro
- CELBA** - Centrais Elétricas Barcarena S.A.
- CENAP** - Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo
- CESP** - Companhia Energética de São Paulo
- CETESB** - Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
- CFCs** - Clorofluorcarbonetos
- CH₄** - Metano
- CNI** - Confederação Nacional da Indústria
- CNP** - Conselho Nacional do Petróleo
- CNPE** - Conselho Nacional de Política Energética
- CO** - Monóxido de Carbono
- CO₂** - Dióxido de Carbono
- CO₂/TJ** - Emissões de Dióxido de Carbono por Terajoule de energia produzida
- COMGÁS** - Companhia de Gás de São Paulo
- COP21** - 21^a Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças do Clima (2015)
- COP26** - 26^a Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças do Clima (2021)
- COPEL** - Companhia Paranaense de Energia
- COSEMA** - Conselho Estadual do Meio Ambiente (SP)

EIA - Energy Information Administration

ENI - Ente Nazionale Idrocarburi

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FGV - Fundação Getúlio Vargas

FIRJAN - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

GASAN - Gasoduto Santos

GASBOL - Gasoduto Bolívia-Brasil

GASCAR - Gasoduto Campinas - Rio de Janeiro

GASCAV - Gasoduto Cabiúnas-Vitória

GASENE - Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste

GASFOR - Gasoduto Guamaré-Pecém

GASPAL - Gasoduto Rio de Janeiro-São Paulo

GASTAU - Gasoduto Taubaté

GERAMAR - Consórcio Gera Maranhão

GLP - Gás Liquefeito de Petróleo

GN - Gás Natural

GNA - Gás Natural Açu (Empresa)

GNL - Gás Natural Liquefeito

GNV - Gás Natural Veicular

GW - Gigawatt

HFCs - Hidrofluorcarbonetos

IBGE - Instituto Brasileiro de Estatística e Geografia

IDH - Índice de Desenvolvimento Humano

IEA - International Energy Agency

II PND - Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento

IPCC - Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas ou *Intergovernmental Panel on Climate Change*

IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas

KW - Kilowatts

m² - Metros Quadrados

m³ - Metros Cúbicos

m³/d - Metros Cúbicos por dia

MME - Ministério De Minas e Energia

MW - Megawatt

N₂O - Óxido Nitroso

Nm³ - Metros Cúbicos Normal

OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

PDE - Plano Decenal de Energia

PED - Programa Estadual de Desestatização (SP)

PEMC - Política Estadual de Mudanças Climáticas do Estado de São Paulo

PFCs - Perfluorados

PIB - Produto Interno Bruto

PIPE - Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural

PLANGÁS - Plano Nacional do Gás

PPE - Plano Paulista de Energia

PPT - Programa Prioritário de Termeletricidade

PROCLIMA - Programa Estadual de Mudanças Climáticas

RPBC-COMGÁS - Refinaria Presidente Bernardes em Cubatão da Companhia de Gás de São Paulo

SEADE - Sistema Estadual de Análise de Dados (SP)

SEDETEC - Secretaria de Estado do Desenvolvimento Econômico e da Ciência e Tecnologia (SE)

SF₆ - Hexafluoreto de enxofre

SGMB - Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil

SIMA - Secretaria da Infraestrutura e Meio Ambiente (SP)

TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil

TCC - Termo de Cessação de Conduta

TJ - Terajoule

TWh - Terawatt-hora

UHE - Usina Hidrelétrica

UPGN - Unidade de Processamento de Gás Natural

USD - United States Dollar

UTE - Usina Termelétrica

UTGCA - Unidade de Tratamento de Gás Natural de Caraguatatuba

YFPB - Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

SUMÁRIO

| | |
|---|-----------|
| 1. Introdução..... | 16 |
| 1.1 Objetivo..... | 18 |
| 1.2 Hipótese..... | 18 |
| 1.3 Metodologia | 18 |
| 1.4 Variáveis Operacionais | 18 |
| 1.5 Conceito de Uso Final Energético..... | 19 |
| 2. O Gás Natural: do produto a sua demanda global | 21 |
| 2.1 O Gás Natural na matriz energética global | 23 |
| 2.2.1 Mercado de Gás Natural da Ásia-Pacífico | 25 |
| 2.2.2 Mercado de Gás Natural da Europa | 27 |
| 2.2.3 Mercado de Gás Natural da América do Norte | 29 |
| 2.3 Considerações parciais..... | 30 |
| 3. O Gás Natural no Cenário Brasileiro | 31 |
| 3.1 A inserção do GN na matriz brasileira (1851-1999) | 31 |
| 3.2 O Gasoduto Bolívia-Brasil - GASBOL | 38 |
| 3.2.1 Os impactos estruturais e socioeconômicos do GASBOL | 45 |
| 3.3 Gás Natural Nacional e o GNL - Rumo à massificação | 47 |
| 3.3.1 A inserção do GNL no mercado brasileiro | 48 |
| 3.3.2 As Fontes Nacionais de Gás Natural | 55 |
| 3.4 Os usos finais do Gás Natural no Brasil..... | 59 |
| 3.4.1 A relevância do Uso Termelétrico do Gás Natural no Brasil | 61 |
| 3.5 Considerações parciais | 66 |
| 4. O Gás Natural no Estado de São Paulo..... | 67 |
| 4.1 Usos finais do GN no Estado de São Paulo e suas distinções em relação aos mercados globais e brasileiro | 75 |
| 4.1.1 Produção Elétrica..... | 76 |
| 4.1.2 Transporte | 78 |
| 4.1.3 Uso Urbano..... | 79 |
| 4.2 Os impactos do GN no setor Industrial Paulista..... | 80 |
| 5. Conclusão e considerações finais..... | 85 |
| Referências Bibliográficas | 88 |

1. Introdução

O emprego do gás como fonte de energia, inicia-se na segunda metade do século XVIII na Inglaterra, com o desenvolvimento do processo de destilação do carvão mineral para a produção do Gás de Hulha, tendo com uso final a iluminação urbana de Londres, substituindo principalmente, o óleo de baleia. No decorrer do século XIX, o gás de hulha se espalha pelo mundo, chegando ao Brasil, em 1851, pelas mãos do Barão de Mauá, e na cidade de São Paulo, em 1872. No entanto, o gás como elemento energético, só se nivela em porte aos outros combustíveis fosseis, a partir da segunda metade do século XX, com o advento das tecnologias de extração e transporte, que permitiram ao Gás Natural (GN) se expandir nos mais diversos setores das sociedades industriais.

Nessa direção, o GN, converteu-se globalmente nos últimos 60 anos e nos últimos 20 anos no Brasil, como o eixo das transformações das matrizes energéticas, gradualmente tornando-se uma alternativa ao petróleo e ao carvão, os substituindo na qualidade de combustível fóssil de maior inserção energética. Essas transformações alinham-se a diversas questões, como a existência de infraestruturas já constituída em diversos países, o baixo valor do GN nos mercados mundiais, o baixo custo de adaptação de instalações industriais que utilizam outros hidrocarbonetos para o uso do GN, as políticas ambientais de mitigação de emissão de diferentes gases, como os causadores do efeito estufa e de chuvas ácidas, e por fim, as medidas de ordem econômica, onde busca-se, tanto nas esferas governamentais quanto do setor privado, a promoção de um hidrocarboneto de maior performance e maleabilidade de uso, ampliando ganhos econômicos e energéticos. Em 2019, o GN já correspondia a 24% da demanda energética mundial, tendo como uso final, principalmente a produção elétrica, o consumo industrial e o uso urbano (EPE, 2019).

No Brasil, o GN vem sendo paulatinamente introduzido desde meados dos anos 1940, e sua valorização como elemento energético também não é nenhuma novidade, já que Petrobras ao longo de décadas, “lutou” para desenvolver a cadeia logística do gás, promovendo o desenvolvimento das indústrias e dos mercados voltados a produção, processamento e consumo do GN. Contudo, o GN só se torna relevante na matriz energética nacional, após a inauguração do Gasoduto Bolívia-Brasil, também conhecido como GASBOL, no ano de 1999.

A partir do GASBOL, diversas iniciativas governamentais, como o Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT) em 2002, a viabilização da importação de Gás

Natural Liquefeito (GNL) através da implantação de terminais de regaseificação de GNL na costa brasileira em 2006 e as descobertas das imensas jazidas de GN no pré-sal entre 2006 e 2010. Todos esses avanços vêm constituindo no Brasil, um cenário de massificação do GN, não apenas regionalmente como abrangendo todo o território nacional. No Plano decenal de expansão de energia (2020-2030), estima-se que em 2022, o consumo de GN no Brasil ultrapassará os 125 milhões de m³/d, em vista que no ano de 1999, da introdução do GASBOL, o consumo nacional de GN, rodava os 10 milhões m³/d de GN (ANP, 2019; EPE, 2020).

Já na escala de um dos entes federativos do Brasil, a participação do GN na matriz energética do Estado de São Paulo, foco dessa pesquisa, cresceu de maneira exponencial nos últimos 20 anos, fato que é resultado direto da introdução do Gasoduto Bolívia-Brasil em 1999. Desde a inauguração do gasoduto, o GN se apresenta como uma importante alternativa energética principalmente para as indústrias do estado, que representam 73% do uso final do hidrocarboneto, o que distingue o estado da média brasileira e mundial, onde o setor industrial representa 29% e 16% do uso final do GN respectivamente (EPE, 2020; SIMA, 2020).

Outra característica do Estado de São Paulo, é sua proximidade com as reservas petrolíferas e gasíferas do pós-sal e do pré-sal, em grande medida o GN dessas reservas são reinjetados no ato de produção, no entanto, nos próximos anos, diversos projetos preveem a ampliação da sua distribuição no país, a maioria focando no mercado consumidor do Estado de São Paulo, o que contribui para cenário onde o Estado atualmente representa cerca de 1/3 do GN consumido no Brasil (EPE, 2020).

Nesse sentido, a compreensão dos processos que levaram as distinções do uso final do Gás Natural no Estado de São Paulo, em comparação com o mercado brasileiro e mundial, é de fundamental relevância, não apenas pelo fato do Estado ser o principal centro de consumo e inovação do mercado gasífero, como também essas distinções revelam toda uma política pública de manejo espacial e econômico, ressaltando as potencialidades do GN, principalmente como um combustível de transição energética.

Assim sendo, o presente trabalho se segmenta: (I) na compreensão do que é gás natural e seus principais usos nos principais mercados globais; (II) a introdução do gás natural no Brasil, suas principais fontes e usos finais; e (III) o mercado de gás natural no Estado de São Paulo, seus usos finais e distinções.

1.1 Objetivo

O objetivo da presente pesquisa é o de avaliar o uso final do Gás Natural demandado no Estado de São Paulo. Buscando analisar os motivos que tornaram os usos finais do Gás Natural no mercado paulista, distinto dos usos finais nos principais mercados mundiais e do Brasil.

1.2 Hipótese

A pesquisa orienta-se pela hipótese que o uso final do Gás Natural no Estado de São Paulo, tem sido influenciada mais pelas conversões industriais do que pela criação de novos mercados.

1.3 Metodologia

A presente pesquisa atém-se a uma metodologia exploratória, descritiva e explicativa, com o intuito de ampliar o conhecimento sobre o tema pesquisado, auxiliando na comprovação da hipótese levantada e avaliações sobre os problemática exposta.

Tabela 01 - Metodologia de pesquisa

| Tipo de Pesquisa | Delineamento da pesquisa | Natureza da pesquisa | Técnica de coletas de dados | Variáveis | Técnica de análise de dados |
|--|---|------------------------------------|---|------------------|------------------------------------|
| Exploratória; Descritiva; Explicativa. | Levantamento documental; Levantamento de dados; Estudo de caso. | Qualitativa; Quantitativa. . | Levantamento Bibliográfico; Literatura cinzenta. | Independentes | Qualitativa; Quantitativa. |

Elaborado pelo autor com base em SANTOS JUNIOR (2020).

1.4 Variáveis Operacionais

A pesquisa tem como variável teórica principal, o conceito de **Energia Final**. E em relação as variáveis operacionais, foram selecionados os indicadores de uso final energético do Gás Natural, ou seja, os setores demandantes de GN na economia global, nacional e paulista, segundo a EPE (2020) e a SIMA (2020). Nesse direção, para uniformização dos setores consumidores de GN, foram selecionados 05 setores para análise, sendo eles os de: **(I) Produção elétrica** (geração termelétrica e

cogeração); **(II) Setor industrial** (indústria química, petroquímica, metalurgia, siderurgia, refinarias e indústrias de metais e minerais não-ferrosos); **(III) Uso urbano** (consumo residencial, comercial e público), **(IV) Transporte**; **(V) Consumo próprio do setor energético**; e **(VI) Usos Difusos** (diversos segmentos da economia que somam menos de 1% do consumo de GN). As variáveis operacionais, são, portanto, independentes. No tocante, que a avaliação do uso final do GN em cada matriz energética é dado por valores que conotam o uso total (100%) do GN em determinado espaço territorial, não permitindo uma avaliação de codependência, porém possibilitando a avaliação das semelhanças e diferenças entre as matrizes apresentadas.

1.5 Conceito de Uso Final Energético

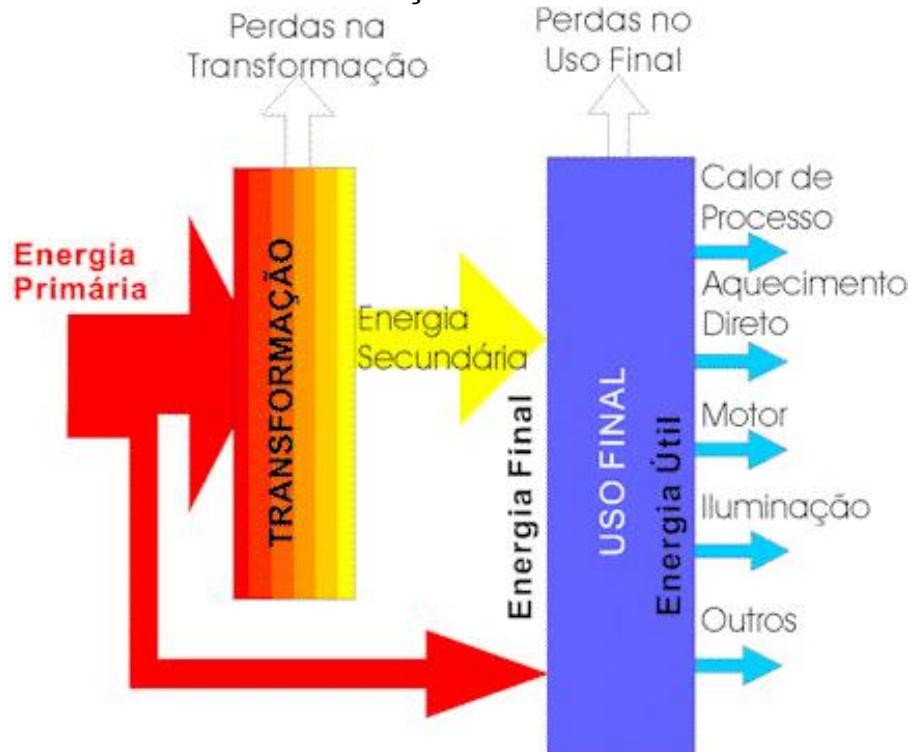
O conceito central da presente pesquisa, é o de **Energia Final**. Segundo Alvim *et al.* (2000), os balanços energéticos nacionais e regionais utilizam os índices Energia Final, já que através dele é possível classificar os usos finais energia tal como ela é recebida pelos usuários nos diferentes setores, seja na forma primária ou em sua forma secundária. A energia utilizada pelas atividades humanas, pode ter como origem uma fonte primária (natural) ou secundária (transformada) (figura 01). Essas fontes diferem-se, ao passo que a energia secundária, antes do seu uso final, passa por um processo de transformação, por exemplo, através da combustão. Nessa transformação, parte da energia é perdida, no caso da combustão do Gás Natural para a produção elétrica, uma parte da energia presente no gás é perdida na forma de gases como CO₂ e vapor de água ou em energia térmica não utilizada (ALVIM *et al.*, 2000).

A Energia Final só pode ser classificada como final do ponto de vista do setor energético, já que ela representa, em grosso modo, a forma ao qual a energia é comercializada em cada unidade produtiva, industrial ou agrícola, ou em outro setor de consumo, como o residencial, comercial ou público, a energia tem diferentes usos como motriz (movimento), iluminação, aquecimento etc. Para converter o uso final de determinada fonte energética em energia útil, passa-se ainda por um processo que implica no débito das perdas do uso final, sendo necessário considerar a eficiência energética dos diferentes setores (ALVIM *et al.*, 2000).

Todavia, segundo Venturi (2021), nem toda a potência dispendida por uma máquina, realiza o trabalho para o qual ela foi concebida, sendo uma parte dissipada,

ou seja, quanto mais potência útil e menos potência dissipada maior é a eficiência energética, ao qual pode variar muito dentro dos mesmos setores ou com equipamentos semelhantes que utilizam combustíveis ou insumos distintos. Nesse sentido, a Energia Final distingue-se da Energia Útil ao passo que não considera a eficiência energética do consumidor final, porém a eficiência energética pode afetar os índices de uso final energético, ao passo que setores mais eficientes, dispendem de menos combustível ou insumos para o seu funcionamento.

Figura 01 - Representação esquemática dos fluxos de energia primária, secundária, final e útil com a indicação das perdas nos centros de transformação e no uso final



Fonte: Alvim *et al.* (2000)

2. O Gás Natural: do produto a sua demanda global

O GN é um combustível fóssil gerado pelo acúmulo e decomposição de matéria orgânica de origem animal e vegetal, presentes em estruturas sedimentares conhecidas como “rochas geradoras”. Este gás, nas condições adequadas migra para as chamadas “rochas reservatórios”, ficando armazenado em poros pré-existentes nessa rocha e impedido de migrar para a superfície por uma outra formação superior de rochas, denominadas “selantes” (BARBOSA, 2021). Na natureza, o GN é constituído de uma combinação de variados gases de hidrocarbonetos leves, sendo o principal deles o gás metano ou CH₄ (em média 80%), bem como traços de etano, propano, butano, pentano e hexano, podendo possuir também gases que não são hidrocarbonetos, ao exemplo, do dióxido de carbono, dos óxidos nitrogênio e o sulfeto de hidrogênio (BARBOSA & PEYERL, 2021).

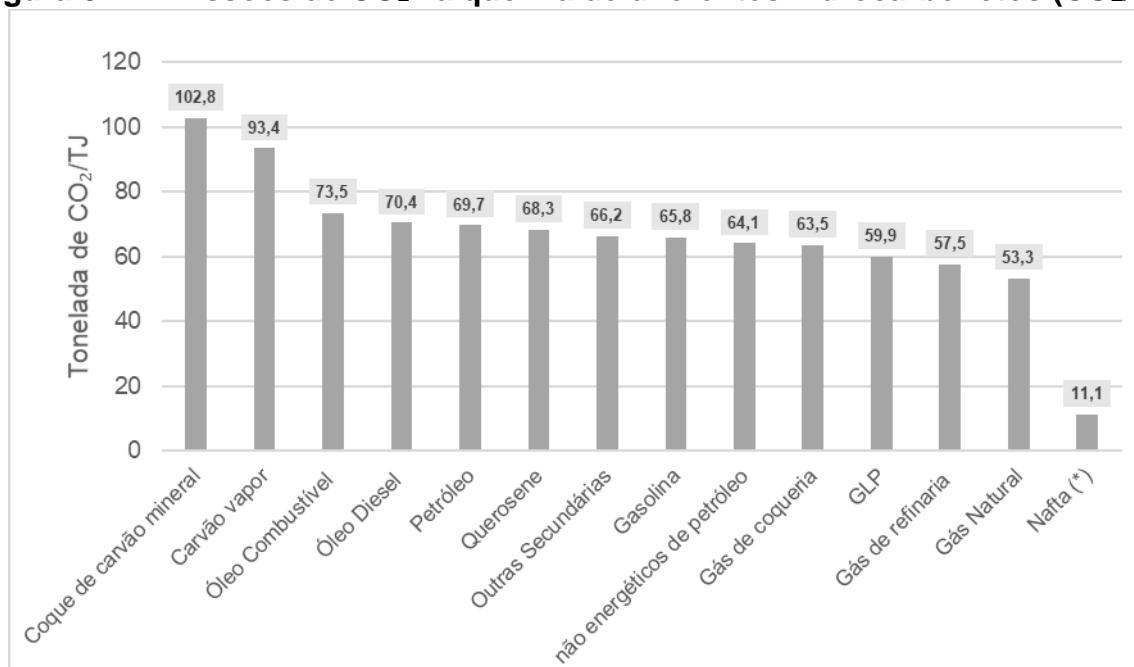
Existem dois tipos convencionais de depósitos onde podemos encontrar e explorar o GN: as formações de gás associado ao petróleo e as de gás não associado, que perfazem juntas cerca de 80% das reservas de GN do mundo. Essas jazidas podem ser *offshore* (no oceano) ou *onshore* (no continente). Os outros reservatórios onde o GN é encontrado, são denominados de reservas de GN não-convencional, que perfazem cerca de 20% das jazidas globais do energético; são depósitos encontrados nos extratos de carvão mineral, nas reservas de xistos de baixa permeabilidade (*shale gas*) e gás em solução presentes em aquíferos e zonas de geopressão ou falha geológica (BRENT-ROUZAUT & FAVENNEC, 2011).

A maioria dos reservatórios de GN é de gás associado ao petróleo, essa associação é de tal forma comum, que na legislação brasileira expressa na Lei do Petróleo de 1997, o GN é classificado como a porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições originais de reservatório, e que permanece no estado gasoso em condições normais de temperatura e pressão, no Brasil cerca de 80% das reservas de GN são de gás associado (VENTURI, 2021). Todavia, vale ressaltar que a exploração de gás associado ao petróleo, encarece e gera dificuldades na produção e comercialização do GN, devido a condição indispensável de separação dos dois hidrocarbonetos. Desse modo, a produção de GN torna-se cativa do mercado de petróleo, caracterizando-se a necessidade de que o GN seja produzido e utilizado de forma regular e em mesmas proporções no decorrer na produção do petróleo, caso isso não ocorra o GN é reinjetado ou queimado. Soma-

se a isso os custos de separação e transporte do gás e do petróleo, que devem ser totalmente segregados (ARENDE *et al.*, 2022).

O GN possui diversos benefícios associadas ao seu consumo, em função de ser um elemento de atenuado impacto ambiental, tendo em vista a sua emissão quase nula de materiais particulados (aerossóis), gases tóxicos causadores de chuva ácida (monóxido de carbono e os dióxidos de enxofre e nitrogênio) e possuindo entre os hidrocarbonetos, como, por exemplo, o petróleo e seus derivados, a menor emissão por terajoule (TJ) de CO₂, o principal gás do efeito estufa, como apresentado no Figura 02 (SIMA, 2020).

Figura 02 - Emissões de CO₂ na queima de diferentes hidrocarbonetos (CO₂/TJ)



Fonte: Elaborado pelo autor com base em SIMA¹ (2020)

Por seguiante, a condição de baixo emissor de dióxido de carbono vem consolidando o GN como um elemento de transição energética, entre os combustíveis fosseis mais poluidores e as fontes de energia limpa (eólica e solar), isso alinhou o energético nas medidas em que diversos países passaram a adotar para o enfrentamento das mudanças climáticas, dentre os quais, muitas foram cristalizados nas metas da COP21, um tratado de abrangência mundial com exigências de redução

¹ Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Estado de São Paulo

* A nafta é utilizada principalmente na indústria petroquímica para a fabricação de gás sintético, utilizado na produção de diversos bens e produtos da indústria química, reduzindo drasticamente suas emissões de CO₂.

de emissão de gases de efeito estufa e descarbonização de diversos setores, dentre eles o de produção elétrica, ao qual o GN figura como um combustível de baixa emissão com plenas condições de substituir o carvão e os derivados de petróleo na geração termelétrica (EPE, 2020).

O GN atualmente é tratado como uma *commodity* de comercialização global. No passado, o gás costumava ser consumido apenas na região onde era produzido, devido ao fato, de a exportação e importação de GN estar condicionada ao modal de transporte ser quase que exclusivamente via gasodutos, ao qual possuem limitações de caráter geográfico para sua instalação, levando os países produtores a ter parceiros comerciais em países a regiões circunvizinhas (SANTOS JUNIOR, 2019). No entanto, o desenvolvimento do mercado de Gás Natural Liquefeito (GNL), proporcionou um modal de transporte interoceânico de GN, possibilitando o comércio a longa distância e contribuindo para a liquidez global e integração dos mercados de GN em continentes distintos (ZHANG, 2017).

2.1 O Gás Natural na matriz energética global

Segundo a Empresa de Pesquisa Energéticas (EPE), a demanda de GN apresentou globalmente entre os anos de 2009 e 2019, um crescimento médio de 3% ao ano, alta sustentada pelo aumento da produção e consumo de gás no Oriente Médio e ampliação da procura de GN pelos mercados asiáticos (EPE, 2020). Neste contexto, no ano de 2019, 46% do GN produzido no mundo foi destinado aos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico, a OCDE², outros 17% foram destinados para as nações Eurasiáticas³, 16% para o Oriente médio e 13% para Ásia-Pacífico (IEA, 2020). Constata-se também que no ano de 2019, o consumo global de GN concentrava-se nos Estados Unidos (22%), Rússia (11%), China (8%), Irã (6%), Canadá (3%), Japão (3%) e Arábia Saudita (3%), que somados correspondem a 53% da demanda global pelo energético. Em relação a exportação de GN em 2019, os maiores exportadores via gasodutos foram a Rússia e a Noruega, e via GNL a Austrália, o Catar, os EUA, a Rússia e a Malásia (BP, 2020).

² Organização fundada em 1961 para estimular o comércio mundial: Atualmente formada por Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, Colômbia, Coreia do Sul, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estados Unidos, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Islândia, Israel, Itália, Japão, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, México, Nova Zelândia, Noruega, Países Baixos, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Tcheca, Suécia, Suíça e Turquia.

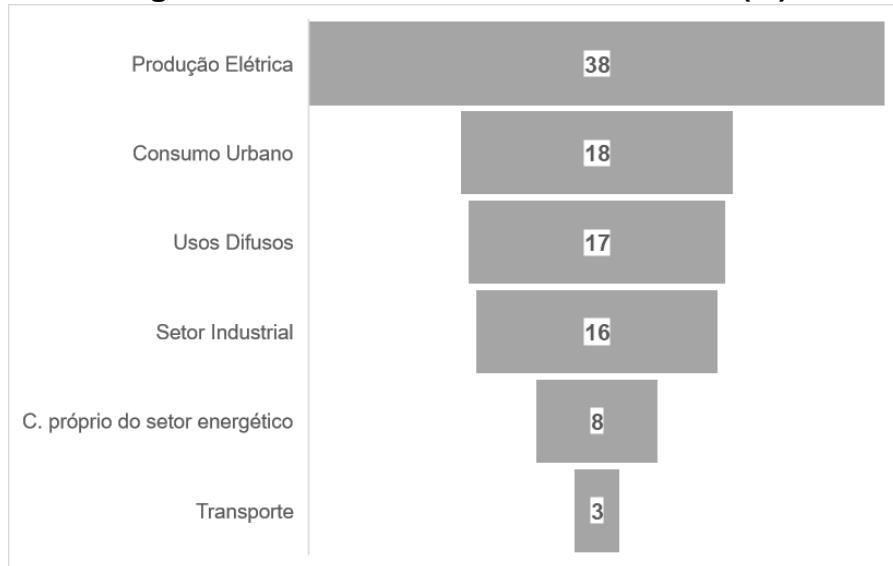
³ Ex-União Soviética.

Em nível energético, o GN possui uma ampla maleabilidade de uso, como no uso domiciliar, comercial, industrial, no setor de transportes e na geração ou cogeração de energia elétrica (EPE, 2020). No campo das indústrias o GN pode ser utilizado como combustível de geração de calor, força motriz, energia elétrica, aquecimento diversos e climatização de ambientes, sendo esse uso comum, nas indústrias produtoras de aço, ferro, papel, química, têxtil, alimentos e bebidas. Na indústria petroquímica, o GN é a matéria prima para a sintetização da amônia, metanol e ureia, sendo usado também na reinjeção em reservatórios visando aumentar a vida útil de campos petrolíferos. Nas indústrias de cerâmica, cimento e vidro, a combustão “limpa” do GN é uma aliada, já que os produtos dessas manufaturas são expostos diretamente a queima do combustível (TEIXEIRA, 2015).

Em seu uso domiciliar e comercial, segundo Teixeira (2015), o GN é um concorrente natural da energia elétrica, ao ser utilizado na cocção de alimentos, aquecimento de água e climatização. Nos estabelecimentos comerciais o GN encontra aplicações em fornos e caldeiras de restaurantes, hotéis, hospitais, panificadoras, pizzarias e lavanderias. No campo do transporte o GN pode ser utilizado como combustível para os veículos, neste setor o GN é conhecido como GNV - Gás Natural Veicular (LIAW *et al.*, 2021). Por fim, na geração e cogeração de energia elétrica, o GN é utilizado como combustível das usinas termelétricas (UTEs), produzindo a energia térmica necessária para a produção de vapor que movimenta as turbinas geradoras de eletricidade. No caso da cogeração, o potencial térmico residual da combustão do GN é utilizado em outras atividades, potencializando os ganhos da UTE (CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA, 2001).

Em dados na EPE (2020), cerca de 90% da demanda mundial por GN está localizada na América do Norte, na Europa e na Ásia-Pacífico, em sua primazia em países desenvolvidos e de alta renda, sendo que o uso final desse GN é fortemente influenciado pelas características climáticas, estruturais, econômica e o próprio perfil do mercado, por vezes, concorrente de outras fontes energéticas nos países de maior consumo. Em vista disso, a demanda mundial pelo GN tem como foco a produção elétrica (Geração Termelétrica e Cogeração), o setor industrial (petroquímica, química, metalurgia e siderurgia) e residencial. Na Figura 03 é apresentado a estrutura de demanda energética por GN na estimativa mundial de 2019 (EPE, 2020).

Figura 03 - Usos finais do GN no mundo (%)



Fonte: Elaboração própria com base na EPE (2020)

Contudo, o uso do GN, como já foi caracterizado, varia dentre os mercados consumidores; a compreensão dessas distinções é de vital importância para compreendermos a maleabilidade e potencialidade do GN, enquanto um energético de plena capacidade de adaptação às mais variadas condições, revelando com isso não apenas a relevância dos desenvolvimentos dos mercados de gás como a excelente competitividade do GN em vista dos outros hidrocarbonetos. Nessa acepção, destacaremos nos próximos itens, a estrutura da demanda energética da Ásia-Pacífico, América do Norte e Europa, os três principais mercados globais,

2.2.1 Mercado de Gás Natural da Ásia-Pacífico

O mercado gasífero da Ásia-Pacífico⁴ está estreitamente vinculado ao GNL, isso é resultado do início de seu desenvolvimento no final dos anos 1960 no Japão. A promoção desse mercado decorreu principalmente da escassez de recursos energéticos nas ilhas japonesas e das grandes reservas de GN, encontradas na Malásia, Brunei e Indonésia, que por questões logísticas não eram comercializadas. Todavia, com o progresso das tecnologias de transporte de GNL, abriu-se a possibilidade de importação em grande escala do GN do sudeste asiático. Somando-se a isso, as crises petrolíferas no decorrer dos anos 1970, ao qual levaram a uma rápida escalada na importação japonesa de GNL, principalmente em substituição a

⁴ Região que compreende a Ásia Meridional, o Extremo Oriente, o Sudeste Asiático e a Oceania.

dependência petrolífera do Oriente Médio, levando o Japão a se tornar o maior mercado consumidor dessa modalidade de GN no mundo, respondendo em 1984 com 72% da demanda mundial de GNL (CEE, 2003). O sucesso desse mercado, levou a Coréia do Sul (1986) e Taiwan (1990) a se juntarem ao Japão como os principais países importadores de GNL, figurando também na Ásia-Pacífico, dois dos principais países exportadores de GNL do mundo, a Malásia que iniciou seu mercado exportador em 1983, e a Austrália que entrou no *hub* exportador em 1989, ambos os países com exportações visando o abastecimento exclusivo do mercado regional Ásia-Pacífico (ENERGY CHARTER SECRETARIAT, 2007).

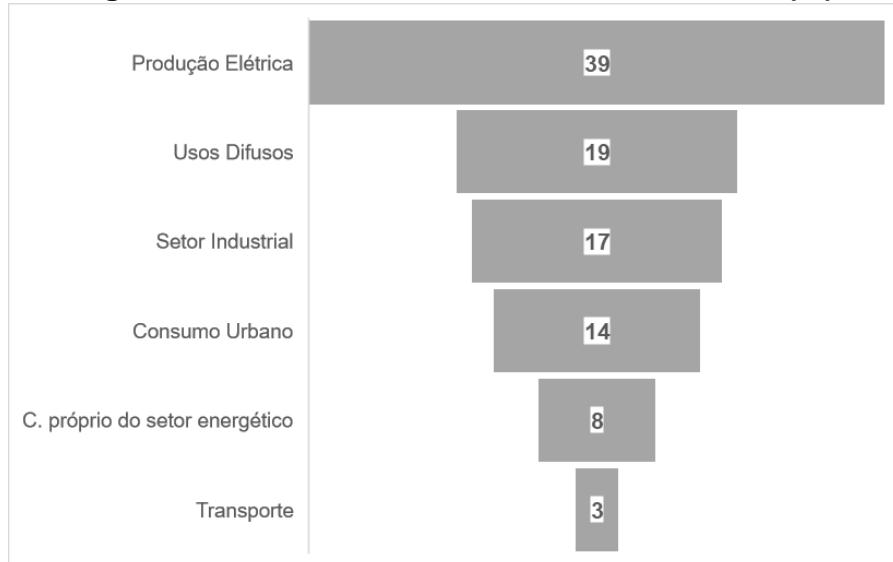
Entre os anos de 1978 e 2008, o principal mercado consumidor de GN na Ásia foi o japonês, até o mesmo ser ultrapassado pela meteórica ascensão da China, que desde 2009 lidera o mercado regional de GN (BP, 2019). A China entrou no mercado de GNL apenas em 2006 e, em 2017, já figurava como o segundo maior consumidor da Ásia dessa modalidade de gás, atrás apenas do Japão. Isso ocorre, devido ao fato, que diferentemente do Japão e da Coréia do Sul, a China conta com sua própria produção doméstica e acesso a importações via gasodutos do Turcomenistão, Uzbequistão e Cazaquistão, de modo que o GNL respondeu apenas a 22% do fornecimento de GN de 2017 (IEA, 2019).

Em relação à estrutura da demanda energética do GN na Ásia-Pacífico, a região firma-se como o maior mercado global de GN, com um consumo de 3,7 bilhões de m³/d de GN em dados de 2017, com um uso concentra-se no setor de geração elétrica (termelétrica e cogeração), que correspondeu em 2019 a 39% do consumo de gás na região. Destaca-se ainda, o consumo de GN nas zonas urbanas (14%) e na indústria (17%) (EPE, 2020).

No caso japonês, desde 2011 observa-se uma embevecida expansão no uso das UTEs a GN, um resultado direto do desastre nuclear de Fukushima e a desativação do parque termonuclear do país logo após o acidente, algo que desde 2014 vem paulatinamente voltando aos índices pré-2011, com a reativação de algumas das usinas nucleares (MARTINS, 2016). No caso chinês, o consumo de GN na produção elétrica, também vem se expandindo, em substituição gradual as UTEs movidas a carvão, em uma política de alinhamento com os recentes acordos internacionais sobre as Mudanças Climáticas, dentre eles, o de Paris em 2015, ao qual a China é signatária, e que prevê a mitigação da emissão de gases de efeito estufa e descarbonização de diversos setores, dentre eles, o de produção elétrica. Por

conseguinte, para o atendimento da crescente demanda, a China vem importando 260 milhões de m³/d de GN via gasodutos e GNL (EPE, 2020). Na figura 04, é apresentada os usos finais do GN na Ásia-Pacífico, pormenorizada.

Figura 04 - Usos finais do GN na Ásia-Pacífico (%)



Fonte: Elaboração própria com base na EPE (2020)

2.2.2 Mercado de Gás Natural da Europa

No tocante ao mercado europeu ocidental, o GN iniciou sua massificação nas décadas de 1960 e 1970, quando o suprimento de GN na Europa Ocidental era predominantemente originário de fontes locais, ao exemplo, das reservas *offshore* do Mar do Norte (Reino Unido e Noruega) e dos recém-descobertos campos *onshore* de Groningen nos Países Baixos (THOMAS, 2006). No caso dos Países Baixos, temos um dos principais exemplos de transição energética rápida e massificação do uso do GN no mundo, no ano da descoberta das reservas de gasíferas de Groningen, em 1959, o carvão e o petróleo forneciam cerca de 98% da oferta holandesa de energia primária, e o GN fornecia menos de 2%. Em 1965, um ano após a normalização do fornecimento desde os campos de gás de Groningen, o GN já fornecia mais de 5% da energia primária dos Países Baixos, número que se elevou para 50% em 1971 (SOVACOOL, 2015).

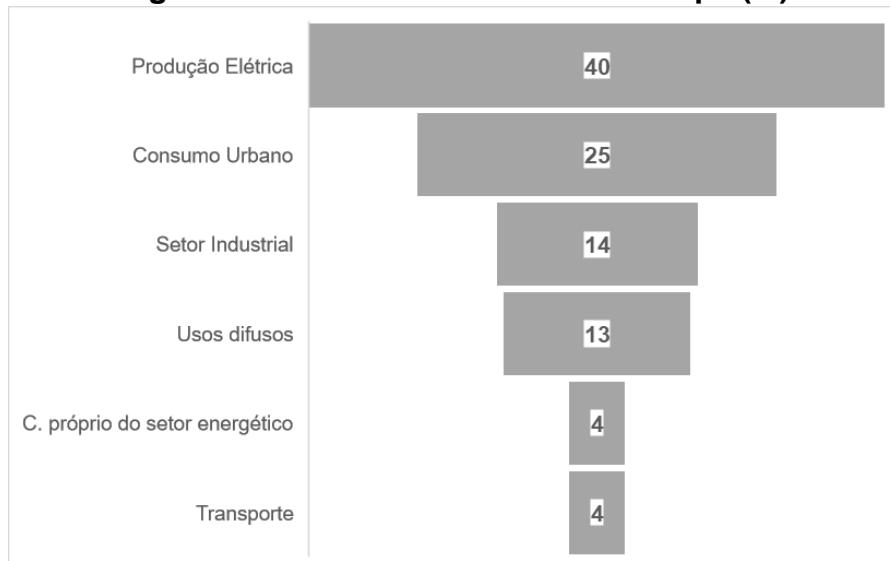
A partir dos anos 1970 e 1980, integrou-se ao mix europeu, o GN proveniente de outras regiões, fato acelerado pelas crises decorrentes do fechamento do Canal de Suez no Egito entre 1967 e 1975, e dos dois Choques do petróleo (1974 e 1979). Nesse sentido, o mercado europeu começou a ser abastecido pelo GN exportado do

norte da África (Argélia e Líbia) via GNL e via gasoduto Transmediterrâneo (Argélia-Itália). Porém, o fato mais importante daquele período foi a entrada do GN da União Soviética, oriundo da rede de gasodutos que foram implementados nos anos 1970, ligando a rede da Europa oriental com a ocidental. O GN da União Soviética começou a ser exportado para a Alemanha Ocidental em 1973, para a Itália e para Finlândia em 1974 e para a França em 1976 (CRONSHAW, 2008).

Em relação aos mercados gasíferos da Europa oriental, a integração energética do lado oriental foi precoce, iniciando-se na década de 1950, a partir da construção pelos soviéticos do sistema *Druzhba* (Amizade) de oleodutos e dos gasodutos conhecidos como *Bratstvo* (irmadade), esses dutos eram expansões dos sistemas de oleodutos e gasodutos que foram construídos na URSS, na segunda metade da década de 1940 (MOUTINHO DOS SANTOS *et al.*, 2015).

Atualmente o mercado gasífero da Europa é o segundo maior do planeta, consumindo 2.7 bilhões de m³/d de GN, suas principais fontes são as importações da Federação Russa (maior produtor e consumidor de GN da Europa), na ordem de 500 milhões de m³/d, e o GNL empregado principalmente nos meses de inverno. Por conseguinte, os usos finais do GN no continente, se dividem principalmente entre o setor industrial (14%), consumo urbano (25%) e a produção elétrica (40%). Na Figura 05, é apresentada os Usos final do GN na Europa (EPE, 2020).

Figura 05 - Usos finais do GN na Europa (%)



Fonte: Elaboração própria com base na EPE (2020)

2.2.3 Mercado de Gás Natural da América do Norte

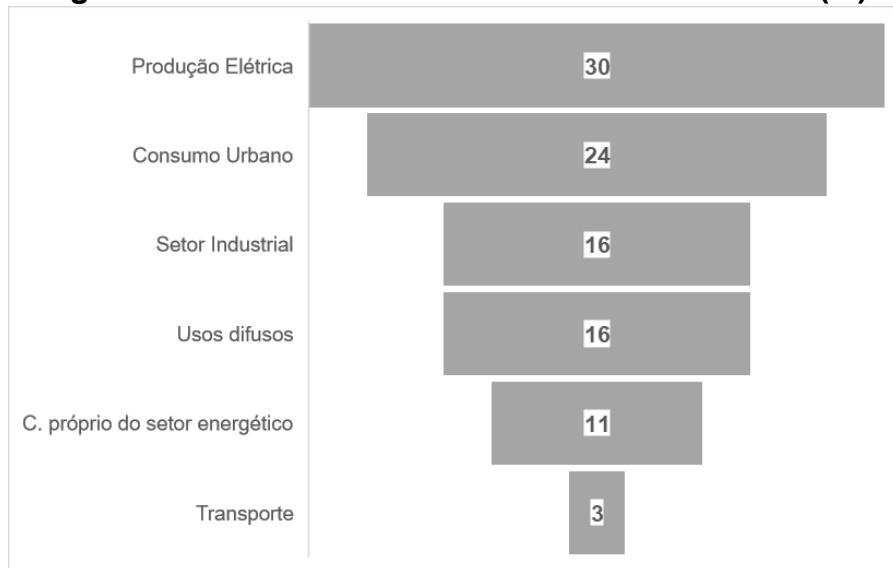
A indústria gasífera tem o seu berço na América do Norte, onde surgiu nos Estados Unidos com a perfuração do primeiro campo de GN comercializável do mundo, na cidade de Fredonia (Nova Iorque) no ano de 1825. No entanto, durante a maior parte do século XIX e início do XX, o GN foi usado quase exclusivamente como fonte de iluminação pública, e seu desenvolvimento foi um subproduto da indústria petrolífera, situação que perdurou até meados dos anos 1940, quando se inicia a sua massificação, fortemente vinculado ao consumo do setor de calefação residencial, industrial e na geração elétrica, em substituição da biomassa e carvão (APGA, 2020).

Entre os anos de 1900 e 1970, a produção de GN dos Estados Unidos cresceu cerca de 50 vezes, obtendo seu pico em 1973 com 614,5 bilhões m³ de gás produzido. No entanto, a partir da segunda metade da década de 1970, a produção de GN apresentou um forte declínio, levando os EUA a importar gás via GNL e via gasodutos do Canadá. Esse cenário muda radicalmente do início dos anos 2000, quando a tecnologia de fraturamento hidráulico (*re-fracking*) e de perfuração horizontal, tornou viável comercialmente os depósitos de gás não-convencional conhecidos como Gás de xisto ou *shale gas*. Os EUA, que durante muito tempo foi importador de GN, passou em 2017 a ser o maior exportador líquido do hidrocarboneto, principalmente via GNL (EIA, 2020; EPE, 2021).

Em relação aos outros países do subcontinente norte-americano, o Canadá e o México, ambos figuram como “satélite” do mercado de GN dos Estados Unidos. No caso mexicano, cerca de 50% do GN consumido nacionalmente tem origem nos EUA, número que tende a se ampliar com a decadência dos campos gasíferos do país. No caso canadense a situação é distinta, porém com a mesma dependência dos EUA, já que o mercado estadunidense ainda figura como o único destino das volumosas importações de GN do país (EPE, 2021). Atualmente, a espinha dorsal dos mercados gasíferos da América do Norte, está na rede de gasodutos dos Estados Unidos, a maior do planeta tanto em quilometragem, com mais de 03 milhões de quilômetros de dutos (o Brasil conta com 45 mil quilômetros), quanto em circulação de GN, no ano de 2019 os gasodutos estadunidenses escoaram 800 bilhões m³ de gás (EIA, 2020).

Em relação aos usos finais o GN na América do Norte, a região tem o terceiro maior mercado de gás do mundo, consumido 2,3 bilhões m³/d de GN, sendo os principais setores são os de Produção Elétrica (30%), o setor industrial (15%) e o consumo urbano (24%), como apresentado na Figura 06 (EPE, 2020).

Figura 06 - Usos finais do GN na América do Norte (%)

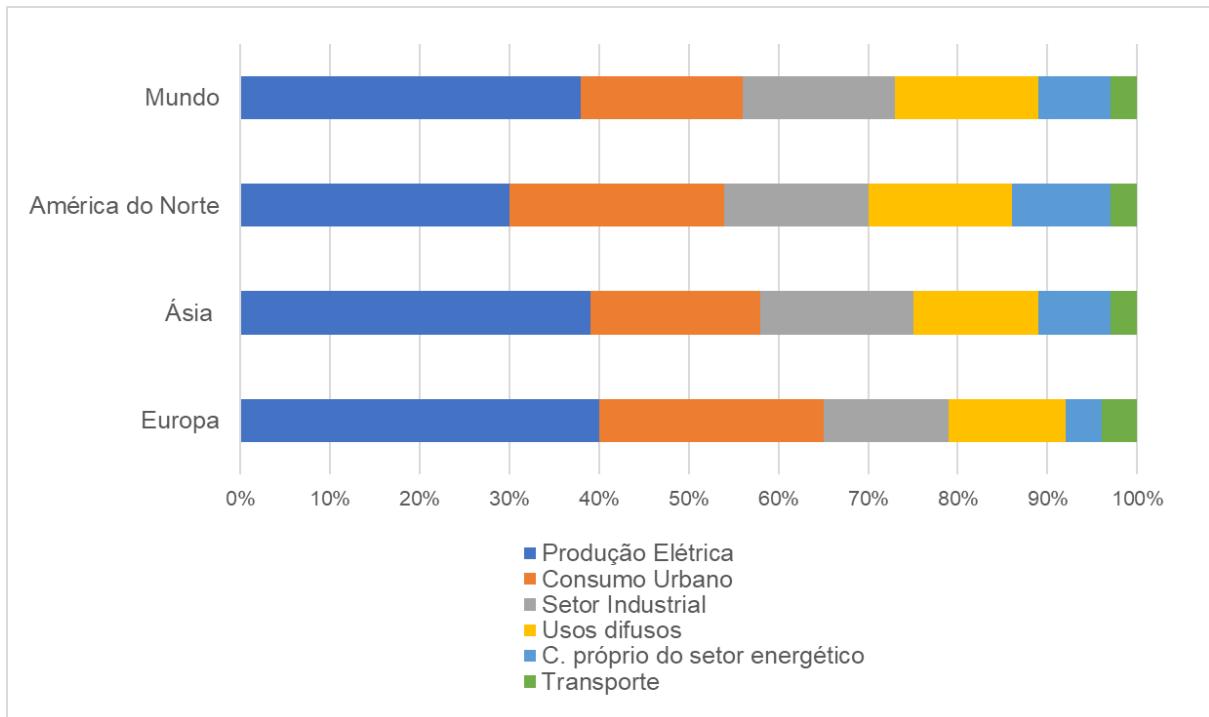


Fonte: Elaboração própria com base na EPE (2020)

2.3 Considerações parciais

O uso final do GN, nos principais mercados globais, apresenta similitudes no que tange ao consumo do hidrocarboneto, é importante frisar que os três mercados, além de serem os de maior relevância, no sentido do consumo, são também os mais maduros, começando o seu desenvolvimento anteriormente aos choques petrolíferos da década de 1970. Sendo o uso final mais relevante para os três mercados é o de Produção elétrica, seguido de perto pelo Consumo Urbano, e a exceção da América do Norte, a geração elétrica dos outros dois mercados segue alinhada com a média global. O uso final urbano do GN, pode ser considerado um índice a ser levado em conta quando analisamos um mercado desenvolvido, no sentido em que, a introdução do gás nas matrizes energéticas se inicia normalmente por grandes consumidores fixos, que garantem uma demanda estável nos primórdios do desenvolvimento do mercado gasífero em determinada região, esses consumidores a priori são os de produção elétrica e os usos industriais. Com o desenvolvimento inicial proporcionado pelos grandes consumidores fixos, os consumidores médios e pequenos são introduzidos, se beneficiando da infraestrutura pré-estabelecida, ao exemplo, do setor de Transporte que necessita de uma infraestrutura desenvolvida e de grande capilaridade para a sua plena implementação. Esse fenômeno ocorreu em todos os três principais mercados analisados, ao qual apresentam médias de consumo semelhantes entre si e com a média global, como apresentado na figura 07.

Figura 07 - Comparação dos Usos finais do GN nos principais mercados internacionais e a média mundial



Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2020)

3. O Gás Natural no Cenário Brasileiro

3.1 A inserção do GN na matriz brasileira (1851-1999)

No curso da história do Estado brasileiro, o GN pode ser considerado uma “energia nova”, afinal desde o século XIX, o governo brasileiro deu prioridade para as hidrelétricas para abastecer a demanda energética do setor industrial, e para os outros setores optou-se por derivados do petróleo, o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e o querosene (iluminação) para o consumo residencial e a gasolina e o óleo diesel para o setor de transporte (NEGREIROS, 2013). Nesse sentido, o GN foi relegado a projetos pontuais e sem quase nenhuma inserção de fato na matriz energética e elétrica do país, até o final da década de 1990, com a inauguração do Gasoduto Bolívia-Brasil, o GASBOL.

Historicamente, mesmo com um uso tardio na matriz nacional, a busca e o uso do GN em território brasileiro são quase tão longos quanto as do próprio petróleo. A primeira inserção do gás no Brasil, ocorreu em 1851 na cidade do Rio Janeiro, então capital imperial, quando Irineu Evangelista de Souza, o Barão de Mauá (1813-1889), adquire uma concessão para iluminação pública da cidade, ao qual levaria a construção da canalização de escoamento e da primeira planta de produção de gás a

partir do carvão (também conhecido como Gás de Cidade ou Gás de Hulha) (MOUTINHO DOS SANTOS et al, 2021). Em 1854, surge na cidade do Rio de Janeiro, a primeira empresa de distribuição de gás do Brasil, denominada de Companhia de Iluminação e Gás que, no ano seguinte, é vendida para uma empresa inglesa que a rebatiza de *Rio de Janeiro Gas Company Ltda*. No ano de 1876, a empresa foi adquirida por um grupo Belga que, em 1910, a vende para o grupo inglês *The Rio de Janeiro Traway Light and Power Company*, mais conhecida como *Light*, que tem um papel fundamental, ao trocar o gás de hulha, inicialmente por gás de subprodutos da nafta e mais adiante por GLP. A *Light* é estatizada em 1974, e no decorrer da unificação do Estado da Guanabara com o Estado do Rio de Janeiro é rebatizada de Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro, a CEG (BARBOSA, 2021).

Na cidade de São Paulo, a primeira empresa de distribuição de gás, foi a inglesa *The San Paulo Gas Company Ltda*, fundada em 1872, com sua planta de gás situada na Rua do Gasômetro (Figura 08), no bairro paulistano do Brás, fornecendo originalmente Gás de Hulha. Em 1912, a empresa foi adquirida pela *Light*, ao qual passa pelo mesmo processo de modernização que foi vista na capital carioca. A empresa *The San Paulo Gas Company Ltda* foi nacionalizada em 1959, e em 1974 passa a se chamar Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS), que finalmente em 1999 é privatizada, no entanto, preservando o seu nome (BARBOSA, 2021; COMGÁS, 2022).

Figura 08 - Planta gasífera da Light na Rua do Gasômetro, São Paulo anos 1950



Fonte: História Contemporânea (2010)

Por seguinte, no que tange as atividades de prospecção de Petróleo e GN, o seu início no Brasil ocorre ao final do século XIX e início do XX, com as primeiras perfurações ocorrendo na cidade de Bofete (SP) em 1892. Porém foi apenas em 1922, que a primeira perfuração, realizada pelo Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), encontrou hidrocarbonetos em volumes substanciais para época, no caso uma reserva de GN na cidade de Marechal Mallet (PR), nota-se que a descoberta ocorreu antes do petróleo no Brasil. Porém, a falta de tecnologia, pessoal qualificado e a dificuldade de inserção do GN na matriz energética de então, levou a ausência de investimentos na jazida recém-descoberta (PEYERL, 2019).

Com a Revolução de 1930, o Brasil passou por profundas modificações no campo econômico, político e social, dentre eles a tomada das rédeas do desenvolvimento pelo Estado, modificando o ritmo das pesquisas petrolíferas no país, surgindo naquela década o Código de Mineração (1934) e o Conselho Nacional do Petróleo, o CNP (1938). Isso precipita na descoberta do primeiro campo de petróleo no distrito de Lobato no Recôncavo Baiano, no ano de 1939 (PEYERL, 2019). A região da descoberta rapidamente se torna um polo petroquímico, o primeiro do Brasil, localizado na cidade de Camaçari (BA). Foi a partir desse polo que o uso do GN começou a ser introduzido no país, a priori na região das reservas gasíferas (BARBOSA, 2021).

Um outro marco fundamental na compreensão da inserção do GN na matriz energética brasileira, foi a fundação da Petróleo Brasileiro, a Petrobras, através da lei 2.004 de 1953. A Petrobras é fruto direto das disputas políticas ao fim da Ditadura do Estado Novo (1938-1945), quando grupos nacionalistas, defensores do monopólio estatal do petróleo, enfrentaram os grupos entreguistas, que defendiam a abertura da exploração ao capital externo. Essas disputas culminaram em 1947, na campanha intitulada “O Petróleo é nosso”. Uma das grandes questões enfrentadas naquele momento, e que frustrava as campanhas nacionalizantes, era a carência por parte do CNP, de mão de obra qualificada para o setor petrolífero, faltavam desde geólogos a operadores de pás, de mecânicos a operadores de sismógrafos, sendo os profissionais que havia no país eram em grande medida estrangeiros. Para contornar essa situação, o CNP, investe no desenvolvimento do seu próprio *know-how*, com a abertura em 1952 do primeiro curso universitário de refino de petróleo na Universidade do Brasil (atual UFRJ). Ademais, com a fundação da Petrobras e o estabelecimento do seu monopólio na produção e refino de petróleo e GN, a empresa herda a tarefa

de desenvolvimento da mão de obra qualificada, criando em 1955 o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa de Petróleo, o CENAP. Esse centro tinha como objetivo a promoção da formação dos quadros que ajudariam não apenas a gerir a Petrobras, como promover a pesquisa e prospecção da empresa (MOUTINHO DOS SANTOS *et al.*, 2015; PEYERL, 2019).

No entanto, mesmo com a fundação da Petrobras, a produção petrolífera e gasífera nacional persistiu irrisória frente ao mercado consumidor, Palma (1991) aponta que entre os anos de 1953 e 1978, a produção nacional correspondeu de 05% a 16% do consumo interno, para o autor a estatal relegou as atividades de prospecção ao segundo plano, concentrando os seus esforços nesse período na manutenção de uma larga margem de lucro⁵, ao investir na criação de subsidiárias de diversas áreas, como, por exemplo, nos setores de petroquímica, comercialização de derivados, produção de fertilizantes, comércio exterior, entre outros, sendo que o petróleo dessas atividades era quase em sua totalidade importado. Isso tornou o Brasil extremamente vulnerável a variações do mercado internacional, o que finalmente ocorreu em 1973 em decorrência do primeiro choque do petróleo, com os preços de importação passando de 3,00 para 14,00 dólares o barril (PALMA, 1991).

O primeiro choque do petróleo, afetou o início do governo do Presidente Ernesto Geisel (1974-1979), que havia sido ex-presidente da Petrobras no mandato do seu antecessor. A primeira medida de Geisel, foi formalizar no segundo Plano Nacional de Desenvolvimento, o II PND (1975-1979), medidas de redução da dependência de insumos energéticos externos (SILVA, 2018).

Nessa perspectiva, o II PND previa como diretriz número 01, a “Redução da dependência em relação as fontes externas de energia”, através de três linhas de ação: (i) aumentar a oferta interna de petróleo (nesse caso deve ser subentendido que o GN não era tratado como produto primário da indústria petrolífera, mas como subproduto da mesma); (ii) a substituição do petróleo por outras fontes, ao exemplo, do álcool, do carvão e do GN; e (iii) medidas de orientações para a redução do consumo de petróleo no país (II PND, 1974). Para o cumprimento das medidas, foram estabelecidas metas como, investimentos nas indústrias do carvão e do GN, na ordem de 2,4% ao ano no período de 1975 a 1979, além de garantir ao setor do petróleo, GN

⁵ Em 1969 cerca de 60% do faturamento bruto da estatal provinha da refinação (SILVA, 2018).

e carvão CR\$ 57 bilhões em investimentos diretos do governo federal (BATISTA, 1987).

Um dos desdobramentos da primeira meta do II PND, foi o lançamento em 1975 da modalidade de “Contratos de Risco”, uma modalidade contratual originária de países exportadores de petróleo e gás, como o Irã e o Iraque. Nesses contratos é estabelecido que as companhias petrolíferas ou consórcios nacionais ou internacionais, deveriam realizar trabalhos de prospecção de petróleo e GN, arcando com todos os ônus financeiros, em áreas pré-definidas pela Petrobrás e concedidas mediante licitação internacional (SILVA, 2018).

Em caso de não descoberta de reservas de petróleo ou GN no prazo de 05 anos (duração dos contratos), os prejuízos decorrentes dos investimentos de prospecção e pesquisa, seriam de total responsabilidade da empresa ou do consórcio. Caso houvesse descobertas de jazidas comercializáveis, as empresas entregariam as reservas para a Petrobrás. Ao qual seria incumbida de produzir, refinar e comercializar o petróleo e o GN, preservando assim a lei de monopólio. Em contrapartida, as companhias ou consórcios receberiam um reembolso em dólares ou produção por seus investimentos, além de um bônus conforme o contrato (PALMA, 1991). E apesar das inúmeras críticas oriundas de setores nacionalistas, que viam nesses contratos, um risco a soberania nacional, a própria Petrobrás em um dos seus informativos a imprensa defendeu a sua adoção, avaliando que os contratos de risco, possibilitariam a transferência a terceiros de parte dos riscos de investimento nas pesquisas de prospecção, possibilitando ao país o investimento em outros setores, ao mesmo tempo que aumenta a exploração petrolífera em suas bacias sedimentares (PALMA, 1991).

Ao longo da vigência dos contratos de risco (1975-1988), foram firmados 243 contratos em um total de investimentos na casa dos 2,2 bilhões de dólares, em prospecção, pesquisa e construção de infraestrutura. Ademais, cerca de 50 companhias e consórcios fizeram propostas em uma das 05 licitações abertas entre 1975 e 1980, apesar do grande interesse internacional, apenas 23 propostas conseguiram firmar contratos com a Petrobras, e apenas 20 fizeram atividades de prospecção nas áreas adquiridas (SILVA, 2018), como destacado na Tabela 02.

Tabela 02 - Contratos de riscos que foram firmados e assumidos pelos Companhias e Consórcios, entre 1975 e 1980

| Companhia/Consórcio | Nº de contratos | Localização | Área de exploração |
|--------------------------------|-----------------|--------------------------|---|
| CESP/IPT - Paulipetro | 20 | Onshore | Bacia do Paraná |
| Esso | 12 | 11 Offshore - 01 Onshore | Foz do Amazonas, Amazonas, Santos e Bahia |
| BP/Citco | 06 | Offshore | Santos |
| Pecten/Shell | 05 | 01 Offshore - 04 Onshore | Foz do Amazonas e Amazonas |
| Citco/Pecten/Crevron/Union Oil | 04 | Offshore | Maranhão |
| Elf | 04 | 03 Offshore - 01 Onshore | Santos, Foz do Amazonas, Ceará e Médio-Amazonas |
| Hispanoil Hudbay/Deminex | 02 | Offshore | Maranhão |
| Pecten/Crevron/Union Oil | 02 | Offshore | Bahia |
| Pennzoil | 02 | Offshore | Santos |
| Shell/Pecten/Enserch | 02 | Onshore | Bacia do Paraná |
| Citco/Union Oil | 01 | Offshore | Foz do Amazonas |
| Hispanoil | 01 | Offshore | Foz do Amazonas |
| Hispanoil Hudbay | 01 | Offshore | Espírito Santo |
| Husky Oil | 01 | Offshore | Ceará |
| Marathon | 01 | Offshore | Foz do Amazonas |
| Marathon | 01 | Offshore | Santos |
| Pecten/Chevron/Marathon | 01 | Offshore | Santos |
| Pecten/Marathon | 01 | Offshore | Santos |
| Pecten/Shell/Marathon | 01 | Offshore | Santos |
| Union Oil/Brapex | 01 | Offshore | Alagoas |

Fonte: Elaborado pelo autor com base em MIKESELL (1984)

Entre os grupos que assumiram seus contratos de risco, destaca-se a única iniciativa brasileira, a do Consórcio CESP/IPT - Paulipetro (Paulista Petróleo). A iniciativa de fundação da Paulipetro, ocorreu em 1979, pelo governo paulista de Paulo Maluf (1979-1982), que lança naquele ano o Programa de Desenvolvimento de Recursos Minerais (Pró-minério), com a acepção central de estimular a pesquisa, exploração e industrialização mineral no estado, ao qual incumbiu a Paulipetro formada entre o Instituto de Pesquisas Tecnológicas – IPT e a Companhia Energética de São Paulo – CESP a prospecção gasífera e petrolífera (ALESP, 1979).

A Paulipetro celebrou 20 contratos de risco com a Petrobras, todos de modalidade *onshore* e localizados na bacia do rio Paraná. Entre os principais marcos de sua atuação ocorreram em 1981, com a bem-sucedida prospecção em 02 poços de GN na cidade de Cuiabá Paulista, com vazões estimadas na época na ordem de 51 mil m³ e 18,5 mil m³/d de GN, e em 1982 com a descoberta de GN na cidade de

Cândido de Abreu no Estado do Paraná, com dois poços de vazão estimada de 17 mil m³/d de GN. O consórcio foi extinto em 1983, envolto em inúmeras denúncias de custeamentos exorbitantes, desvios de recursos e incipiente das descobertas realizadas. Durante operação da empresa, foram gastos entre 300 e 400 milhões de dólares nas atividades de pesquisa e prospecção (MIKESELL, 1984; PALMA, 1991).

Em relação às outras iniciativas exploratórias, as descobertas foram irrigadoras, e muito aquém das próprias pesquisas e descobertas da Petrobrás, que entre 1975 e 1985, perfurou 1635 poços em terra e no mar, já as empresas dos contratos de risco perfuraram juntas 179 poços em terra e no mar. A Petrobrás no mesmo período, realizou descobertas gasíferas e petrolíferas de grande envergadura em águas profundas nas bacias de Campos e do Espírito Santo (Albacora e Cação) e na Amazonia descobriu o campo gasífero do Urucu. Das empresas estrangeiras, apenas os consórcios Pecten/Shell/Marathon e Pecten/Marathon chegaram a descobrir GN no Campo de Merluza, na Bacia de Santos, em volumes comercializáveis. No entanto, os escândalos de corrupção e as pequenas descobertas, fizeram com que na Constituição de 1988, a modalidade exploratória de Contratos de Risco, fosse banida no Brasil (SILVA, 2018).

Por seguiante, as descobertas das jazidas gasíferas *offshore* nas bacias de Campos e Espírito Santo e *onshore* em Urucu, fizeram com que as reservas brasileiras de GN, saltassem de 16 bilhões de m³ na década de 1960, para 52 bilhões de m³ ao final da década de 1980 (ANP, 2019). Isso deu origem a um marco na história da indústria brasileira de GN, que foi a concepção de um plano no qual o GN foi apresentado como um energético primário a ser desenvolvido e massificado nos mercados consumidores, independentemente de outros hidrocarbonetos. Dessa forma, em 1987 o Governo Federal lança o Plano Nacional do Gás, o PLANGÁS.

Esse plano tinha como objetivo principal a utilização do GN como substituto do diesel no transporte coletivo de passageiros e no transporte de carga, obtendo ao final do plano alguns êxitos (MOUTINHO DOS SANTOS *et al.*, 2021). Moutinho dos Santos *et al.* (2015) contextualiza que os objetivos do PLANGÁS foram prejudicados pela crise econômica nacional que afetou o Brasil no final da década de 1980 e se estendendo até o Plano Real, em 1994, nesse período os debates em relação ao GN só voltariam ao cenário político em 1996, com os acordos de construção do Gasoduto Bolívia-Brasil, o GASBOL, o que será analisado no próximo item.

3.2 O Gasoduto Bolívia-Brasil - GASBOL

O GN só ganha envergadura na matriz energética brasileira após a inauguração do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em 1999. Nestes mais de 20 anos de parceria, o GN importado da Bolívia teve um grande impacto nos mais diversos setores da economia do Brasil, principalmente na primeira década do século XXI, quando entre os anos de 1999 e 2010, o gás transportado por meio desse gasoduto foi responsável por cerca 50% do consumo nacional de GN. Em 2019, essa média caiu para menos de 20% (MME, 2019). A redução foi ocasionada, entre outras coisas pela exploração de GN das reservas do pré-sal e de outras bacias gasíferas brasileiras e pela introdução da importação de Gás Natural Liquefeito (GNL), fatos que vêm paulatinamente reduzindo a importância da importação do GN Boliviano (RIBEIRO, 2017), o que será analisado mais adiante.

Do ponto de vista histórico, o interesse do governo brasileiro no uso do GN boliviano, se inicia em 1938 no governo de Getúlio Vargas, com o Tratado sobre Saídas e Aproveitamento do Petróleo Boliviano, celebrados entre o Brasil e a vizinha Bolívia, que pretendia entre outras coisas um intercambio energético, quando o governo brasileiro assumiria o desenvolvimento de um mercado nacional para o consumo do petróleo e do GN boliviano, permitindo também o livre trânsito para exportação através do território nacional do petróleo boliviano destinado a exportação, em troca o governo boliviano garantiria a presença de empresas privadas brasileiras na exploração dos campos petrolíferos do país (MARCOVITCH, 2001).

Em 1958, após 20 anos de paralisação nas tratativas binacionais, no governo de Juscelino Kubitschek o tratado passa por sua primeira revisão, conhecida como Acordos de Roboré, que geraram fortes consternações políticas quanto seu ao modelo de investimentos, permitindo petroleiras estrangeiras, algo que desagradava os setores nacionalistas brasileiros que recentemente havia logrado a nacionalização do petróleo, além disso, sob a ótica de setores nacionalista da Bolívia, ainda se fazia presente os ressentimentos e temeridades quanto a possíveis ações políticas imperialistas brasileiras sobre os recursos naturais do país (HAGE, 2011).

O interesse pelo GN boliviano volta a ao cenário político no começo nas décadas de 1960 e 1970, no entanto, ainda pesava sobre a Bolívia a desconfiança dos setores nacionalistas das forças armadas brasileiras, que governava o país em altura, e enxergavam no país vizinho as temeridades de rupturas internas violentas, que já haviam ocorrido em anos anteriores. Porém a crise energética da década de

1970, serviu de catalisador nas relações Brasil e Bolívia, somando-se a isso no lado um golpe de Estado leva o coronel Hugo Bánzer Suárez (1971-1978/1997-2001) ao poder, com uma agenda socioeconômica com diversos pontos em comum com os militares brasileiros, nesse sentido, a Bolívia inicia aproximações diplomáticas com o Brasil. Essas aproximações resultam no Tratado de Cochabamba, assinado por Geisel e Bánzer, em 1974, onde se previa a construção de um Gasoduto. Porém, as exigências do governo boliviano, levaram a um congelamento nas relações energéticas entre Brasil e Bolívia, que perduraria até a década de 1980 (HAGE, 2011; TASCA, 2017).

No início dos anos 1980, em meio a um segundo choque do petróleo (1979), o governo brasileiro volta a estudar alternativas de abastecimento em larga escala de GN por meio da importação de países vizinhos, em razão da indisponibilidade logística de exploração do GN dos campos *offshore* da Bacia de Campos (LAUREANO, 2002). Na década de 1980, a possibilidade de importação de GN boliviano, argentino e peruano foi aventada com maior intensidade. Segundo análise da Petrobras à época, o GN boliviano era o que melhor atendia aos requisitos econômicos, apresentando vantagens competitivas na importação via gasoduto quando comparado à importação de GNL (EPE, 2017). Para a Bolívia, a exportação de GN para o Brasil seria uma solução para atenuar as dificuldades enfrentadas pelo mercado de gás boliviano, que se limitava majoritariamente a abastecer a demanda doméstica, pouco industrializada e rural (FGV, 2014).

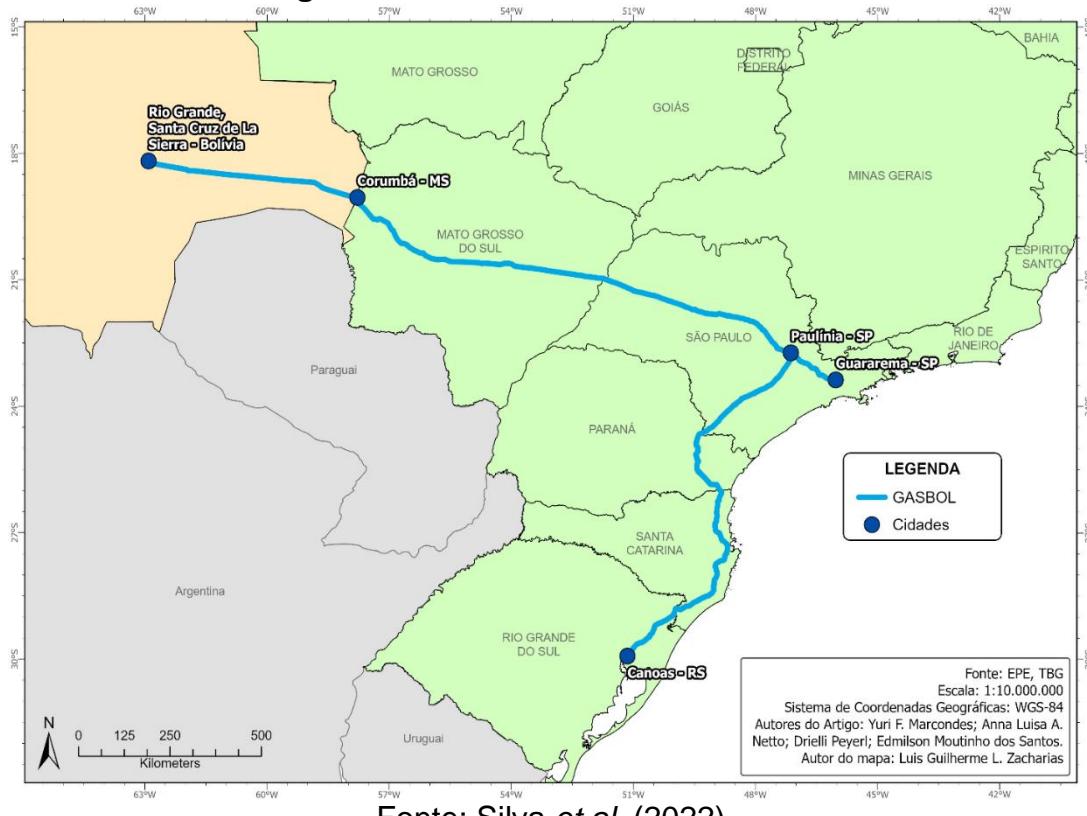
Nos anos 1990, Santos Junior *et al.* (2021) conota que a necessidade brasileira de diversificar a matriz energética, levou o governo federal a considerar uma participação maior do GN, principalmente na geração elétrica, devido ao esgotamento do potencial hidroelétrico na Bacia do Paraná, local onde foi construído as principais hidrelétricas brasileiras entre os anos 1930 e 1990. Somando-se a isso as vantagens das UTEs a GN, aos quais possuem um reduzido período de construção em comparação as usinas hidrelétricas, a possibilidade de as usinas serem comissionadas nos grandes centros consumidores, reduzindo os custos das linhas de transmissão elétrica, além da utilização de um hidrocarboneto mais limpo que os derivados de petróleo e do carvão, esses foram todos motivadores adicionais para o início da implantação do GASBOL e posteriormente seu acoplamento a um amplo programa de termelétricas a GN no Brasil (SANTOS JUNIOR *et al.*, 2021).

O lado brasileiro enxergava no GN boliviano como a única fonte para abastecer as termelétricas nacionais e combater o déficit interno de energia elétrica, naquele momento diversos combustíveis foram aventados no lugar do GN, desde carvão vegetal, urânio e até mesmo derivados da cana-de-açúcar, todas se mostraram inadequados para o cenário brasileiro. Do lado boliviano, havia um imenso interesse em consolidar a venda de GN para o Brasil, diante do declínio do seu único comprador na época, que era a Argentina, que perdeu o interesse pelas remessas bolivianas a partir da descoberta e exploração de reservas gasíferas próprias, na década de 1980 (FUSER, 2011).

Diante deste cenário, em agosto de 1992, Brasil e Bolívia firmaram o Tratado de Compra do GN Boliviano, no qual estabeleciam as bases para a importação do GN pelo Brasil, prevendo o fornecimento primeiramente de 08 milhões m³/d e, em seguida, 16 milhões de m³/d de GN por um gasoduto, a ser construído pelos dois países. Em 1996, em um novo acordo, o Tratado de La Paz, fixou o volume de 30 milhões de m³/d a ser adquirido pelo Brasil, dando também, carta branca para a construção do gasoduto. A construção do GASBOL ficou a cargo da empresa brasileira Petrobras, então executora exclusiva do monopólio estatal sobre a exploração, produção, exportação, importação e transporte de petróleo e GN. Por sua vez, a empresa boliviana *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB) ficou responsável pela administração e exportação do gás boliviano. A construção do gasoduto iniciou-se em 1996, o trecho brasileiro, ligando Corumbá (MS) a Paulínia (SP), inaugurado em julho de 1999, e o segundo trecho ligando Paulínia a Canoas (RS) foi inaugurado em março de 2000, e o gasoduto lateral inaugurado em 2001 (GOSMANN, 2011; TBG, 2014; EPE, 2017).

O GASBOL (Figura 09) interliga a região de Santa Cruz de La Sierra, na Bolívia, percorrendo, no Brasil cerca de 136 Municípios e mais de 5 mil propriedades (Figura 10), até chegar em Canoas-RS. O GASBOL é o mais extenso gasoduto da América do Sul, possuindo a dimensão de 3150 km, dos quais 2593 km estão no território brasileiro (TBG, 2014). Apesar de o menor trecho do gasoduto estar em terras bolivianas, este setor se constitui como o mais delicado para a segurança, em vista que é nele no qual estão ligadas às válvulas de produção e escoamento do GN, podendo deixar o Brasil em posição de vulnerabilidade em virtude de crises institucionais e rupturas políticas violentas no país vizinho.

Figura 09 - O Gasoduto Bolívia-Brasil



Fonte: Silva et al. (2022)

Figura 10 - Faixa de servidão do GASBOL, no assentamento Milton Santos, na cidade de Americana (SP)



Fonte: Registro do autor 22/06/2019

O gasoduto foi orçado, à época, em mais de 2,5 bilhões de dólares, sendo 20% correspondente a investimentos no lado boliviano e o restante foram gastos no trecho brasileiro. No tocante a origem dos recursos, 82% foram obtidos pela Petrobras, através de empréstimos de longo prazo junto a diversas agências de crédito e através de uma participação Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, o BNDES. Em relação aos contratos de importação de GN, na modalidade *take or pay*, foi estabelecido que a Bolívia forneceria gás para o Brasil por um período de 20 anos (1999-2019), com uma importação média de 30 milhões de m³/d de GN (SANTOS JUNIOR *et al.*, 2021).

A empresa responsável pela administração do empreendimento do GASBOL é a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. ou TBG, que possui como acionistas a Petrobras (51%); BBPP Holdings (29%); YPFB Transporte do Brasil (12%) e a GTB-TBG Holdings (8%). Vale dizer também que existe um segundo gasoduto ligando Brasil e a Bolívia: Gasoduto Lateral, que foi construído visando abastecer a UTE Cuiabá (MS) e possuindo um contrato separado de fornecimento (TBG, 2018; 2018b).

Entre 1999 e 2006, o GN boliviano foi gradativamente ganhando envergadura na matriz energética brasileira, principalmente no setor de produção elétrica, que após o blecaute de 2000, a construção de novas UTEs foi acelerado com Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) de 2000. No entanto, em 2003 a estabilidade política boliviana, voltou a ser abalada quando o país virou palco de greves generalizadas, onde a população se insurgiu contra a política de privatização de setores estratégicos para a sociedade, principalmente no tocante ao GN. A repressão as manifestações perpetradas pelo então presidente Carlos Mesa (2003-2005), levou a uma intensa convulsão social leva a sua renúncia em 2005. No ano seguinte assume a presidência o socialista Evo Morales (2006-2019), que decretou a nacionalização dos hidrocarbonetos do país e das empresas estrangeiras que possuíam operações de exploração e processamentos destes combustíveis fósseis, dentre elas a Petrobras, o que leva o governo brasileiro a negociar com a Bolívia, para que o fornecimento de GN não fosse interrompido em meio à crise desencadeada após o decreto (HAGE, 2011).

As incertezas quanto ao fornecimento do GN boliviano, impuseram ao país a necessidade de adoção de alternativas de suprimento, a fim de se assegurar o fornecimento continuado do GN aos diferentes complexos consumidores, não apenas

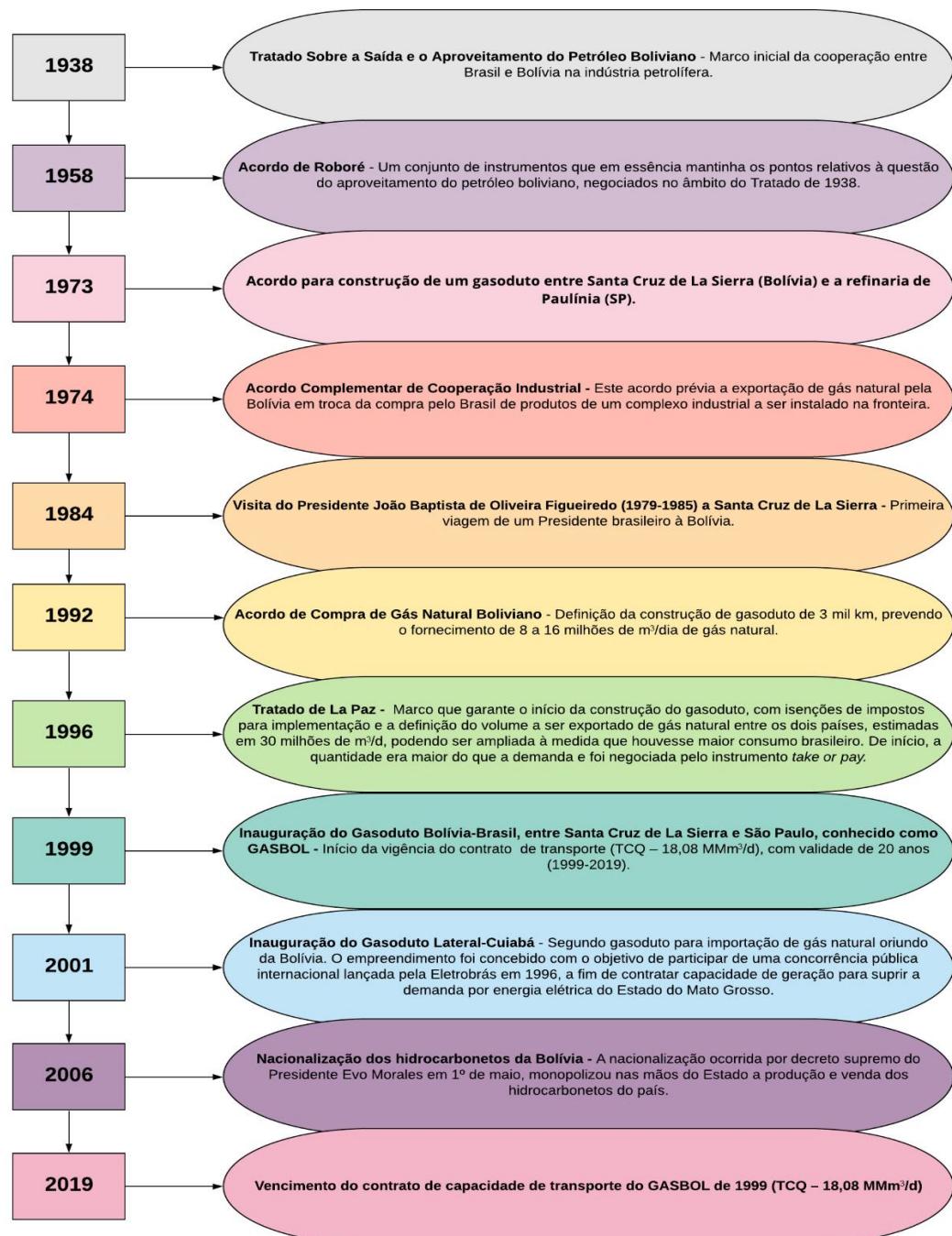
em caso de turbulência política no país vizinho, como também em caso de ruptura do GASBOL (HAGE, 2011). Logo, a diversificação das fontes de GN tornou-se de suma importância para mitigação dos riscos de um possível desabastecimento, e desta forma, apareceu como uma das melhores alternativas ao Brasil, a adoção do GNL, de importação via *offshore* com entrada através de Portos/Terminais de Regaseificação, normalmente construído ao longo do litoral. Segundo a ANP (2010), o GNL apresenta algumas particularidades que torna sua adoção vantajosa em relação ao transporte por gasoduto, principalmente nos seguintes cenários: (i) Quando existem incertezas quanto à entrega de GN no volume negociado com o país exportador; (ii) quando a malha gasodutos é incipiente ou inexistente; (iii) quando os dutos já estão operando no máximo de sua capacidade; e (iv) quando a demanda total de GN de um país é atendida por mais de uma fonte exportadora, por vezes com a utilização de diferentes modais de transporte (ANP, 2010).

Para a implementação das atividades ligadas ao GNL, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) decretou a Resolução Nº4 de 24/11/2006, no qual fixava diretrizes para a implementação dos projetos de importação do GNL, de modo a garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de GN. Com base na resolução e no Plano de Negócios 2007/2011, a estatal Petrobras apresentou dois projetos de terminais de regaseificação de GNL, um em Pecém (CE) com capacidade de regaseificar 07 milhões de m³/d e outro na Baía de Guanabara (RJ) com capacidade de 14 milhões de m³/d, esses dois terminais permitiriam o Brasil importar GN de qualquer parte do mundo, em volumes semelhantes as compras de GN da Bolívia (ANP, 2010; HAGE, 2011).

No final de 2019 teve fim a vigência do principal contrato de transporte de GN do GASBOL, o TCQ – 18,08 milhões de m³/d de GN, firmado em 1999, entre a TBG e a Petrobras. Por seguinte, as tratativas de recontratação foram suspensas pelo Golpe de Estado que derrubou o Presidente Evo Morales, levando Petrobras a fechar um contrato emergencial de fornecimento de 18 milhões de m³/d de GN para 2020 e 08 milhões de m³/d para 2021 (EPBR, 2020). O novo contrato de abastecimento de GN, foi firmado entre a Petrobras e TBG, apenas no final de 2021, com começo de vigência a partir de janeiro de 2022. Foi acordado um fornecimento de 04 anos (2022 a 2026), em um volume de até 20 milhões de m³/d de GN, com a possibilidade de empresas privadas contratarem os 10 milhões de m³/d de GN restantes da capacidade de importação do gasoduto (EPBR, 2021).

A Figura 11 apresenta, de forma sintética, o processo bilateral de negociações e outros fatos marcantes para o acordo de fornecimento de GN. O fluxograma cobre alguns fatos, desde o primeiro acordo da indústria petrolífera entre os dois países, o Tratado de Robore, de 1938, passando pela inauguração do GASBOL em 1999, até o vencimento do primeiro e principal contrato de compra de GN em 2019 (SILVA et al., 2022).

Figura 11 - Histórico de relações entre Bolívia e Brasil no contexto do Gás Natural



Fonte: Silva et al. (2022)

Ainda em 2019, o Governo Federal lança um programa denominado “Novo mercado do Gás”, no qual se estipulava medidas de promoção da entrada do setor privado no mercado de GN e a quebra do “monopólio” da Petrobras, com a finalidade de reduzir o preço do GN (MME, 2019). Assim, no âmbito desta nova política governamental, a Petrobras assinou, em julho de 2019, um acordo com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), denominado Termo de Cessação de Conduta (TCC), cujo objetivo é o de reduzir a participação da estatal do mercado de GN, prevendo entre outras coisas, a venda das ações controladas pela Petrobras (51%), da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A (TBG), a operadora do GASBOL (CADE, 2019).

Por fim, em relação ao GN boliviano, após 20 anos de sua implementação muitas empresas, além da Petrobras, mantêm interesse em sua aquisição, mesmo se considerarmos o sempre presente risco político, de golpes de Estado ou rupturas sociais internas graves existentes na Bolívia, o que pode acarretar problemas no suprimento do GN. No entanto, como GN tem uma alta representatividade no PIB do país, faz com que o risco seja mitigado. Há também preocupação quanto à capacidade das reservas de GN bolivianas. De qualquer forma, se considerarmos o volume máximo de importação de 20 milhões de m³/d a partir de 2022 até 2026, tem-se ainda um volume considerável.

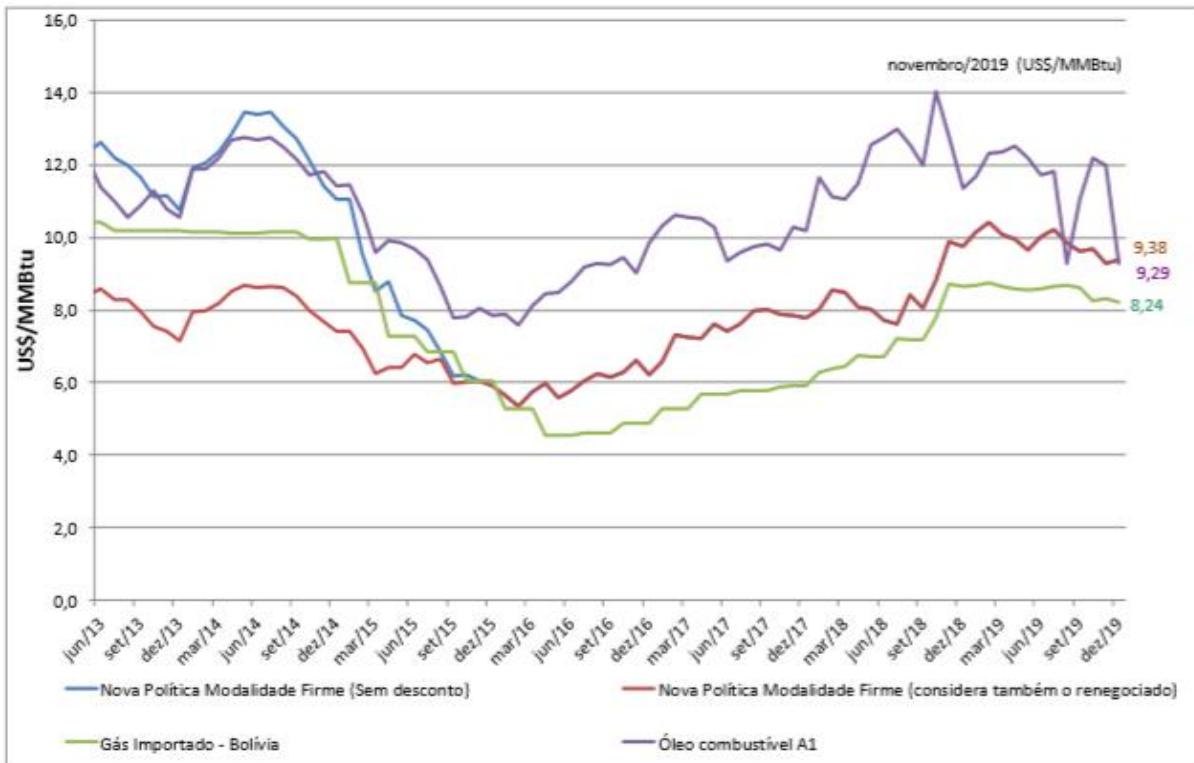
3.2.1 Os impactos estruturais e socioeconômicos do GASBOL

No caso brasileiro, apesar da paulatina redução da importância do GASBOL, o gasoduto ainda é responsável por 1/5 do consumo nacional de GN, consumo majoritariamente ligado a produção elétrica. Em 2015, o GN já respondia por cerca de 15% da geração elétrica do país, nesse ano, segundo a EPE, foram produzidos 81 TWh de eletricidade em UTEs movidas a GN, o que representava um crescimento de vinte vezes em relação ao ano 2000 (EPE, 2021).

Outro ponto relevante sobre os impactos do GASBOL, refere-se à precificação do GN, na Figura 12, é exposto os valores do óleo combustível em contraste com o GN Boliviano e de duas modalidades de venda de GN da Petrobras, a Nova Política de Modalidade Firme (sem o desconto provisório concedido pela Petrobras) e a Nova Política de Modalidade Firme (considerando também os contratos renegociados) (MME, 2019). Em vista disso, podemos observar, que o GN exportado da Bolívia para o Brasil, possui um perfil de valor mais baixo que os seus concorrentes de mercado,

podemos assim concluir que apesar da entrada do GN nacional estar em franco crescimento, o GASBOL permite ainda a compra de GN a preços mais baixos do que os praticados internamente, isto pode significar a sobrevida deste empreendimento que foi de fundamental importância para a segurança energética do Brasil.

Figura 12 - Precificação do GN Boliviano em comparação aos seus concorrentes de mercado



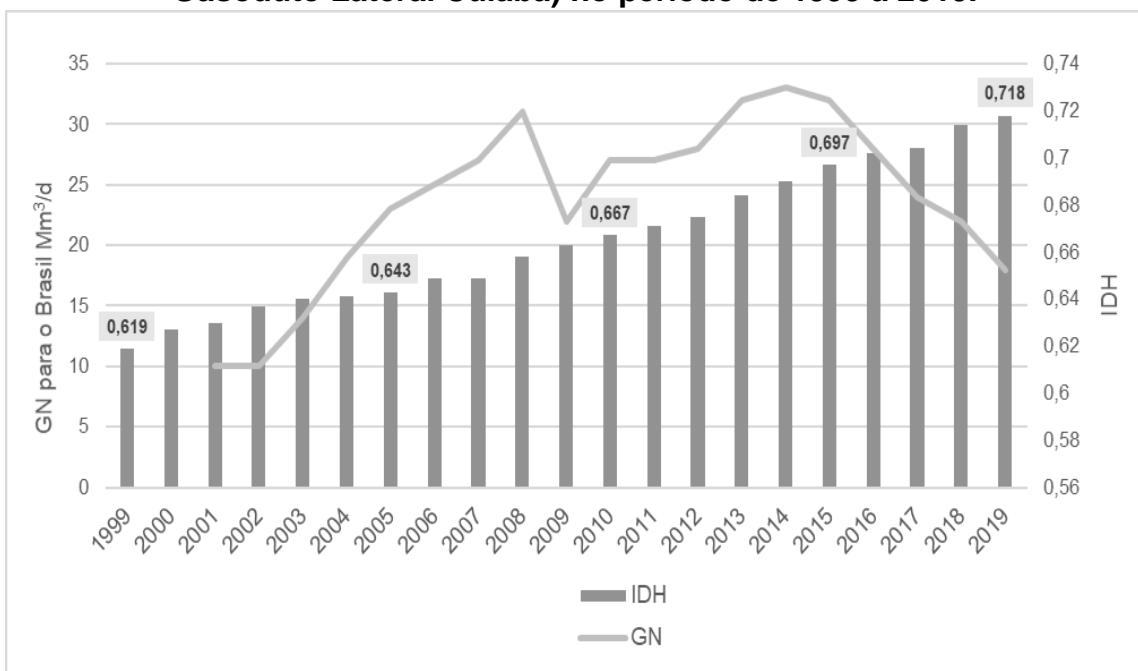
Fonte: MME (2019)

Em seu sentido de integração regional, Piquet e Miranda (2009) contextualizam que a construção do gasoduto alterou substancialmente o fluxo comercial entre o Brasil e Bolívia, apresentando como exemplo, o ano de 1997, onde valor total das trocas entre as duas nações, resumiam-se a valores de 70 milhões de dólares. Já no ano de 2000, com o gasoduto em operação, as trocas já somavam a cifra de 1 bilhão de dólares. No ano de inauguração do GASBOL em 1999, as exportações de GN respondiam por apenas 01% das exportações bolivianas e, em 2005, já ultrapassava a marca de 37% (PIQUET & MIRANDA, 2009).

Por seguiante, a importância do GASBOL para os bolivianos, se centraliza no fato que o gasoduto possibilitou a entrada estável de recursos financeiros no país, indispensáveis para ampliação dos programas sociais e de investimentos na

infraestrutura produtiva, levando nos últimos 20 anos à uma paulatina redução das desigualdades em uma das nações mais pobres do continente americano. Nesse contexto, o IDH boliviano entre os anos de 1999 e 2019, apresentou um crescimento de 16%, passando da faixa de médio para alto desenvolvimento humano (Figura 13). Os índices de pobreza também obtiveram quedas consideráveis, passando de 42% da população vivendo com menos de USD 3,20 por dia em 2000, para 12,5% em 2015. (FGV, 2014; COUNTRY ECONOMY, 2019; STATISTA, 2015).

Figura 13 - Crescimento do IDH e exportação de GN da Bolívia (GASBOL e Gasoduto Lateral Cuiabá) no período de 1999 a 2019.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Country Economy (2019) e MME (2009; 2014; 2019)

3.3 Gás Natural Nacional e o GNL - Rumo à massificação

O GN no Brasil foi responsável em 2019 por 6,9% da demanda energética nacional, podendo chegar em 2029 a 9,2% (EPE, 2021). Atualmente, a origem do GN utilizado na matriz energética brasileira, é formada pela produção doméstica dos pós-sal e do pré-sal, pelas importações de GNL advindos de vários países, como Nigéria, Trindade e Tobago e os Estados Unidos, sendo suas portas de entrada os terminais de regaseificação no litoral brasileiro, e pelas importações de GN via gasodutos internacionais, atualmente realizada por três gasodutos, dois provenientes da Bolívia e um gasoduto proveniente da Argentina, no qual alimenta um único consumidor, a

UTE Uruguaiana no Estado do Rio Grande do Sul (EPE, 2021). Segundo a CNI e ABRACE (2018), o consumo brasileiro de GN cresceu em média 12,4% no período de 2011 a 2015. No entanto, a produção nacional de GN não conseguiu abarcar a totalidade da demanda pelo hidrocarboneto, resultando em um crescimento médio nas importações de GN entre 2011 e 2015 na casa dos 15,8%, gerando no ano de 2015, uma dependência externa de GN na ordem de 50% do consumo nacional. (CNI; ABRACE, 2018).

Quanto a infraestrutura relacionada ao GN, até dezembro de 2018, a malha nacional de gasodutos de transporte possuía uma extensão total de pouco mais de 9.400 km, movimentando o GN produzido nacionalmente ou importado por meio de gasodutos internacionais de transporte ou na forma de GNL por meio de terminais de regaseificação. Além disso, o Brasil possui uma infraestrutura composta de 29 UPGNs (Unidade de Processamento de GN) (EPE, 2020).

Ademais, após alguns anos de forte dependência nas importações de GN da Bolívia, o cenário vem se modificando com a diversificação do portfólio de fontes de gás consumido pelos mercados brasileiros. Nessa direção, desde 2006 houve a gradual inserção das importações via GNL e a ampliação do consumo do GN das reservas nacionais. A diversificação da matriz é incentivada por diversos autores que se embasam nas melhores experiências internacionais, como mencionado por Moutinho dos Santos (2004) o qual aponta a necessidade de flexibilizar a oferta de GN de acordo com as particularidades do consumo gasífero brasileiro. E com isso agregar novas vantagens ao transporte interno dentro do país, utilizando-se da flexibilidade operacional da cadeia de GNL para atender principalmente a demanda de GN nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, e as reservas de GN da plataforma continental do Sudeste, como o principal eixo das modificações a longo prazo do cenário gasífero do Sudeste e do Sul do país. (MOUTINHO DOS SANTOS, 2004).

3.3.1 A inserção do GNL no mercado brasileiro

O mercado de GNL no Brasil, vem se desenvolvendo paulatinamente desde 2006, tendo como principal força a redução da dependência das importações de GN da Bolívia por meio do GASBOL, sobre o qual pesa diversas questões, desde a constante instabilidade política na Bolívia as incertezas quanto ao volume restante das reservas gasíferas bolivianas, o que leva o governo brasileiro a buscar no GNL como fonte de segurança energética, dado a flexibilidade de seu fornecimento

(ARENDS *et al.*, 2022). Destaca-se que, o tema da segurança energética é fundamental para compreender a importância do desenvolvimento do GNL no Brasil, em face da super dependência do fornecimento do GN boliviano, na qual pode gerar inúmeras vulnerabilidades aos consumidores nacionais. O GASBOL, por exemplo, em condições normais pode estocar 15 milhões de Nm³ de GN, para um consumo médio diário do Brasil em 2015 de 30 milhões de m³/d, ou seja, em caso de uma descontinuação abrupta do fornecimento de GN boliviano, os consumidores brasileiros, de termelétricas a centros urbanos, só contariam com 12 horas de abastecimento de (MOUTINHO DOS SANTOS *et al.*, 2015).

Nesse sentido, no Brasil as importações de GNL ocorrem por meio dos terminais de regaseificação, que recebem o GNL importando principalmente dos Estados Unidos, Trinidad e Tobago, Países Baixos e Nigéria. Atualmente há cinco terminais em operação no país, estes terminais estão localizados em Pecém/CE, na Baía de Todos os Santos/BA, na Baía da Guanabara/RJ, no Porto do Sergipe/SE e o mais recente terminal a entrar em operação, foi o do Porto do Açu/RJ, ao qual solicitou início da produção de energia no mês de setembro de 2021 (EPE, 2021). Segundo ANP (2010), no Brasil os Terminais de Regaseificação de GNL podem seguir quatro caminhos principais de abastecimento: (i) o abastecimento de Usinas Termelétricas (UTE), (ii) o abastecimento do mercado doméstico e industriais, (iii) o abastecimento de redes de gasodutos e o de (iv) abastecimentos dos múltiplos setores já descritos. Os cinco terminais atualmente em operação, em ordem de comissionamento, são:

- **Terminal de Regaseificação de Pecém (CE):** pertencente à Petrobras, foi o primeiro a ser inaugurado no Brasil (2008), possuindo a capacidade de regaseificar e transferir até 07 milhões de m³/dia de GN para o Gasoduto Guamaré-Pecém (GASFOR). Atende principalmente as UTEs TermoCeará, TermoFortaleza e Pecém III (PETROBRAS, 2020).
- **Terminal de Regaseificação Baía de Guanabara (RJ):** pertencente à Petrobras, foi o primeiro terminal de GNL a ser inaugurado no Sudeste, possuindo originalmente a capacidade de regaseificar e transferir originalmente 14 milhões de m³/d de GN, atualmente após ampla atualização, passou para 20 milhões de m³/d de GN, escoando principalmente para a malha de gasodutos do Sudeste (PETROBRAS, 2020).

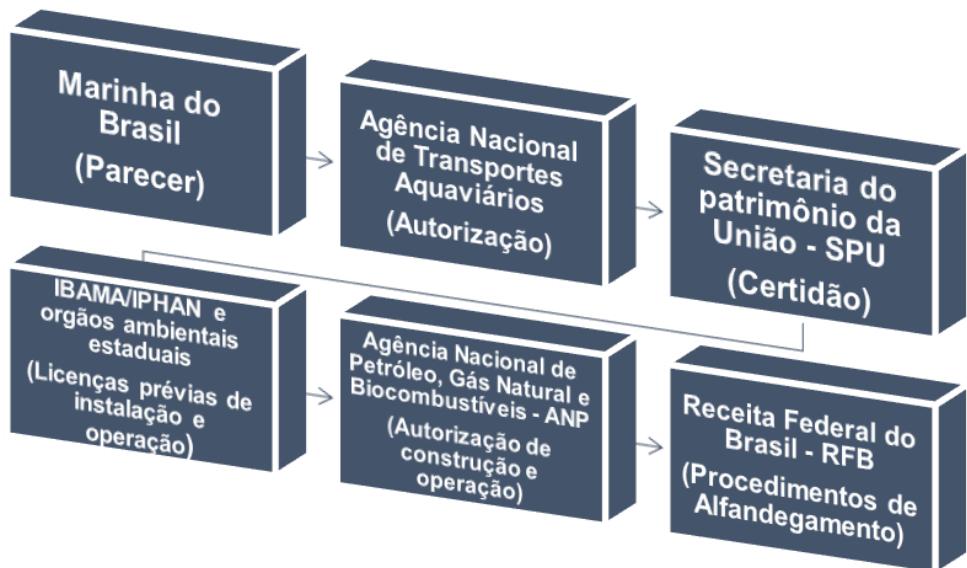
- **Terminal de Regaseificação da Bahia (BA):** pertencente à Petrobras e arrendado em 2021 para Excelerate Energy, possui a capacidade de regaseificar e transferir 14 milhões de m³/d de GN, escoando principalmente para o Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste, o GASENE (TRASPETRO, 2020).
- **Terminal de Regaseificação das Centrais Elétricas de Sergipe (SE):** pertencente à empresa privada Celse S.A., possui a capacidade de regaseificar e transferir até 21 milhões de m³/d de GN, tendo como principal destino a UTE Porto do Sergipe I, a segunda maior termelétrica em operação na América Latina, respondendo por 15% da oferta de eletricidade do Nordeste brasileiro (SEDETEC, 2020).
- **Terminal de Regaseificação Porto do Açu (RJ):** Inaugurado em 2021, e localizado em São João da Barra (RJ), pertence ao consórcio privado GNA S.A., o terminal de regaseificação possui a capacidade de regaseificar e transferir 14 milhões de m³/d de GN, visando abastecer os complexos Industriais do Porto do Açu e de São João da Barra, além de abastecer o maior complexo termoelétrico da América Latina, ainda em fase de implementação, formada pelas UTEs GNA I a IV, com potência total estimada em 6.400MW (EPE, 2019; GNA, 2021).

Os três primeiros terminais de regaseificação do Brasil, Pecém, Guanabara e Bahia possuem uma taxa de ociosidade média de até 71% ano, sendo a menor taxa de ociosidade registrada no ano de 2014 com um valor de 49%, ou seja, no ano de 2014 por cerca de 180 dias, os terminais não estavam operantes. Isso é explicado parcialmente pelo pacato desenvolvimento dos mercados de GN no país, porém sobretudo pela inexistência nesses projetos, a exceção de Pecém, de um consumidor ativo ancorado aos empreendimentos, podendo ser uma Usina Termelétrica ou um complexo industrial, a falta das “ancoras” tornam os terminais muitos suscetíveis a variações sazonais de consumo de GN. Fato que os novos projetos de terminais privados de regaseificação já trazem no desenho inicial, consumidores fixos e sazonais para a viabilização de seus empreendimentos (ANP, 2017; EPE, 2021).

No que se refere aos projetos de Terminais em construção ou planejamento, atualmente existem 18 no Brasil, e segundo a EPE (2019) esse tipo de infraestrutura pode ficar alguns anos passando por uma intricada rede de órgãos do Estado (Figura 14) para conseguir a autorização plena de operação. Se o terminal for construído em um porto público já existente, o tempo máximo com renovação do arredamento é de

70 anos, porém com a vantagem de o licenciamento ambiental e do patrimônio histórico já existir ou ser mais simples de se realizar, graças a infraestrutura já existente. Caso a empresa optar por construir uma locação portuária privada, não existe tempo de arredamento, licitação para a construção ou limite para futuras expansões, porém todo custo logístico, riscos em relação ao licenciamento ambiental e historiográfico e outros custos que possam surgir, ficam totalmente a cargo do futuro operador do terminal de regaseificação (EPE, 2019).

Figura 14 - Fluxograma simplificado das etapas e órgãos envolvidos na autorização de operação de um Terminal de Regaseificação no Brasil.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2019).

Em uma análise regionalista, o GNL terá nos próximos anos, o importante papel de massificar o consumo de GN por todo o Brasil, cerca de 60% da malha de gasodutos do país, concentra-se na região Sudeste (FGV, 2014). Novos projetos de gasodutos de integração regional, demoram anos para se viabilizarem, e sempre pairam sobre a possibilidade de mercados consumidores irrigários. Com os terminais de regaseificação de GNL estatais ou privados, busca-se desenvolver um mercado consumidor local que justifique os investimentos, observando entre outras coisas, peculiaridades regionais, em vista disso, apresentaremos esse panorama regional.

A Figura 15 apresenta a configuração atual, além da infraestrutura de processamento e transporte de GN e os terminais de regaseificação de GNL em operação e os em previsão para entrar em operação à curto prazo.

Figura 15 - Terminais de Regaseificação em operação e em projeto no Brasil, com alguns dos projetos âncoras em destaque.



Fonte: Elaborado Zacharias (2021) com base em EPE (2017, 2018, 2019a e 2019b).

Na Região Nordeste, o perfil mais comum de terminais são aqueles conectados ao abastecimento de gasodutos ou termelétricas, sendo os novos projetos não distantes desta realidade. Vale ressaltar que esta região possui a menor capacidade de produção hidroelétrica do Brasil. A única bacia que vale o destaque, é a do Rio São Francisco, com 13.386 MW de potência outorgada (contra 91.469MW da bacia do Paraná) (IBGE, 2015). Dos quatro terminais hoje em operação, três estão

no Nordeste e já foram descritos, existindo outros três terminais em planejamento que são:

- **Terminal de Regaseificação de São Marcos (MA):** projeto da empresa privada Golar Power em São Luís, com a previsão de implantação de um terminal com capacidade regaseificar e transferir 21 milhões de m³/d de GN. Ancorados a duas termelétricas em projeto, as UTEs São Marcos I e II com 4.200 MW de potência. Segundo a EPE, a Golar Power já deu início ao processo de licenciamento junto ao IBAMA (EPE, 2019).
- Os outros dois projetos estão em fase inicial de elaboração, não possuindo nem localização exata, são eles a do Terminais de Regaseificação de Suape em Pernambuco e o da GERAMAR no Maranhão. O terminal maranhense abastecerá uma UTE de 1.700 MW (EPE, 2019).

A Região Norte possui dois projetos de terminais de regaseificação em licenciamento, o de Itacoatiara no Amazonas e Barcarena no Pará. O que pode ser considerando uma discrepância, já que a região é virtualmente autossuficiente em GN. O Estado do Amazonas tem a segunda maior reserva brasileira de GN, na Bacia de Urucu, com uma produção média de 14 milhões de m³ por dia de gás. Em dados de 2016, 60,3% desse GN foi reinjetado nos poços devido à sobra de gás no mercado regional, isso ocorre principalmente pela falta de gasodutos e outros modais de transporte de GN, torna consumo regional de gás irrigário se comparados a outras regiões (ANP, 2017). Contudo, existem dois projetos de terminais de regaseificação na região:

- **Terminal de Regaseificação de Barcarena (PA):** projeto idealizado pelo consórcio CELBA S.A, visa através do terminal com capacidade para regaseificar e transferir 15 milhões de m³/d de GN, abastecer uma futura UTE de 1.600 MW de potência. (EPE, 2019; CELBA, 2020)
- **Terminais de Regaseificação de Itacoatiara (AM):** projeto da empresa Amazônica Energy, busca licenciar um projeto que conta com dois terminais para recepção e estoque de GNL, que viabilizaria a implantação de um sistema de movimentação de GNL na região amazônica, utilizando os mais de 23 mil km de redes hidroviárias do Pará, Amazonas e Rondônia, visando abastecer diversas

cidades e aldeias isoladas, substituindo o uso de diesel na geração elétrica e o uso da lenha na cocção doméstica (EPE, 2019; ABEGAS, 2019).

O Sudeste é atualmente a região com os maiores campos *offshore* de petróleo e GN do Brasil, o que futuramente poderá impactar positivamente as infraestruturas de GNL instaladas em seu litoral (EPE, 2020). Os Terminais de Regaseificação no Sudeste, tiveram um começo tímido, após a crise da nacionalização dos hidrocarbonetos na Bolívia, cotando atualmente com 01 terminal em funcionamento, 01 terminal em construção e outros 07 em planejamento, sendo os mais relevantes:

- **Terminal de Regaseificação Porto Central (ES):** projeto das empresas Porto de Roterdã e a TPK Logística S.A. e localizado sul do Espírito Santo, terá uma capacidade prevista para regaseificação de 20 milhões de m³/d de GN. O projeto visa abastecer as futuras UTEs Sudeste (3.900 MW) e Presidente Kennedy (920 MW), além de centros urbanos através de uma conexão com Gasoduto GASCAV (EPE, 2019; PORTO CENTRAL, 2020).
- **Terminal de Regaseificação da COSAN (SP):** idealizado pela COSAN, dona da distribuidora COMGÁS, localiza-se na cidade de Santos (SP) com uma capacidade planejada de regaseificação de 14 milhões de m³/d de GN, tendo como destino à malha de gasodutos de distribuição da COMGÁS no município de Cubatão (SP) conectado com a Região Metropolitana de São Paulo. Segundo a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo, a CETESB (2018), este terminal poderia complementar ou substituir parte dos contratos de fornecimento e transporte de GN do GASBOL, além de ser uma alternativa para garantir a segurança de suprimento de GN em São Paulo (CETESB, 2018; COSEMA, 2019).
- **Terminal de Regaseificação IMETAME (ES).** Projeto da empresa IMETAME na cidade de Barra do Riacho, o empreendimento busca desenvolver um novo porto na região com um terminal com capacidade de regaseificar 02 milhões de m³/d de GN, visando abastecer uma UTE de 1.500MW de potência (IMETAME, 2019).

Por fim, os projetos da Região Sul, os 03 estados do sul são abastecidos desde o ano 2000 pelo GASBOL e o Rio Grande do Sul por um gasoduto oriundo da Argentina. Segundo a EPE (2019), a região atualmente não conta com nenhum

terminal de regaseificação operante ou em construção, possuindo 06 projetos em fase de licenciamento, sendo os mais relevantes por estado:

- **Terminal de Regaseificação Gás Sul (SC):** Projeto da empresa Golar Power em São Francisco do Sul, o terminal em planejamento contará com a capacidade prevista de regaseificação e transferência de até 15 milhões de m³/d de GN, tendo dois destinos de abastecimento, o GASBOL e uma futura UTE (GOLAR POWER, 2019).
- **Terminal de Regaseificação Rio Grande (RS):** Projeto do grupo Bolognesi Energia na cidade de Rio Grande, prevê a construção de um terminal com capacidade para regaseificar e transferir 14 milhões de m³/d de GN, que teria como destino uma térmica também com potência prevista de 1.200MW, além de suprir outras demandas ao longo do gasoduto proposto entre Rio Grande e a cidade de Triunfo a 300km do terminal (EPE, 2018).
- **Terminal de Regaseificação da COPEL (PR):** Projeto da COPEL, prevê a construção de um terminal ou na cidade de Paranaguá ou Pontal do Paraná, com capacidade para regaseificar e transferir 14 milhões de m³/d de GN, tendo como objetivo central o abastecimento da Região Metropolitana de Curitiba (COPEL, 2020).

Nesse contexto, ao se somar os portos inaugurados ou em projeto, o Brasil teria a capacidade de regaseificar e distribuir mais de 185 milhões de m³/d de GN, ou seja, uma capacidade de introduzir na matriz energética brasileira, um volume máximo de 06 gasodutos Bolívia-Brasil por dia. Sendo este, um marco na história gasífera brasileira.

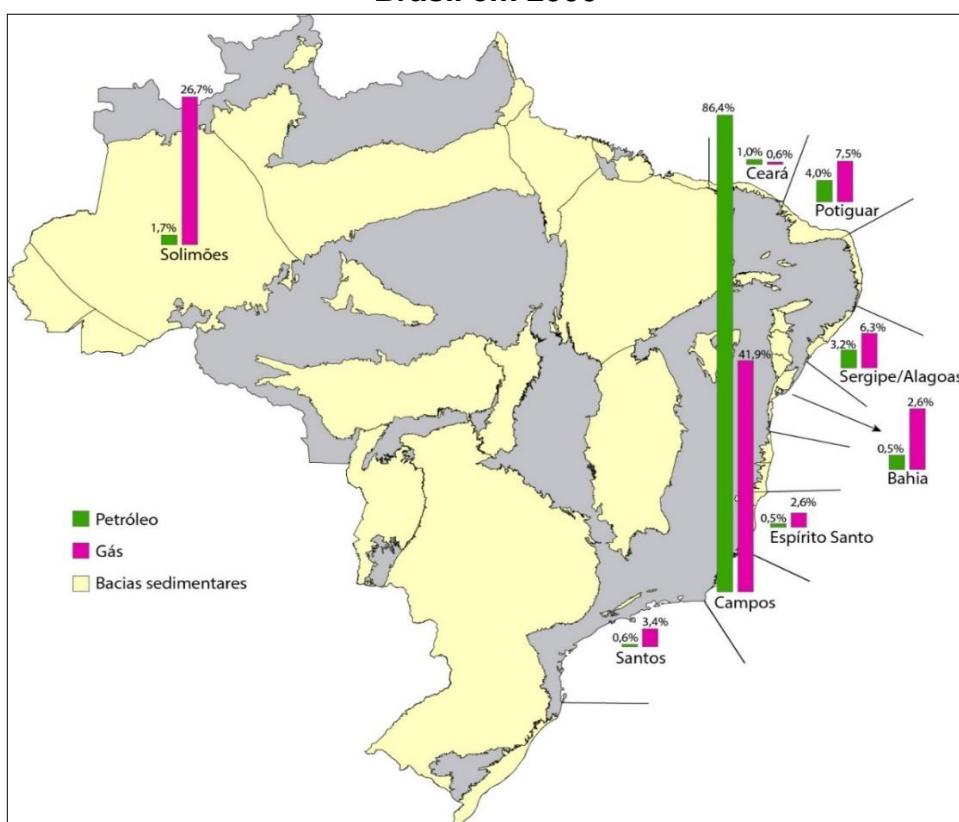
3.3.2 As Fontes Nacionais de Gás Natural

As reservas nacionais de GN, como já foi descrito, possuem uma longa trajetória desde o século XIX. No entanto, até a década de 1980, o seu desenvolvimento estava condicionado ao da indústria petrolífera, ao qual por muitos anos não logrou descobertas extraordinárias. Essa situação começou a se modificar com as expressivas descobertas de reservas petrogásíferas (pós-sal) na Bacia de Campos, em 1987 ao PLANGÁS, o primeiro plano de nacional de inserção de GN em larga escala no Brasil (FGV, 2014). Em linhas gerais o PLANGÁS planeava a elevação da participação do GN na matriz energética brasileira a patamares de até 10% no ano

2000, o que de fato não ocorreu, devido à forte crise econômica da década de 1990. Todavia a privatização do setor elétrico no Brasil, e a crise elétrica por ela deflagrada, impulsionou o governo brasileiro a incrementar a expansão da potência instalada através de usinas termelétricas alimentadas por GN, reavivando as políticas de introdução do GN na matriz nacional, tanto com GN boliviano, como os das reservas nacionais do pós-sal (FIORENZE *et al.*, 2013; FGV, 2014).

Porém segundo Fiorenze (2013) no decorrer dos anos 1990, o mercado brasileiro de GN concentrava-se no Estado do Rio de Janeiro, São Paulo, Bahia e no Amazonas, e as reservas, além de não representativas, eram pouco exploradas e offshore, geralmente com o acúmulo de gás associado ao petróleo, sendo somente a partir dos anos 2000, começou a ser observado um crescimento significativo da produção do GN nacional (FIORENZE *et al.*, 2013). Antes das descobertas das reservas do pré-sal, as reservas provadas de GN do Brasil, concentravam-se a priori em duas províncias petrogásiferas, a Bacia de Campos com 41,9% das reservas provadas e a Bacia de Solimões (*onshore*) com 26,7% das reservas (TEIXEIRA *et al.*, 2000), como destacado na figura 16.

Figura 16 - Reservas provadas de GN e Petróleo nas bacias sedimentares do Brasil em 2000



Fonte: Teixeira *et al.* (2000)

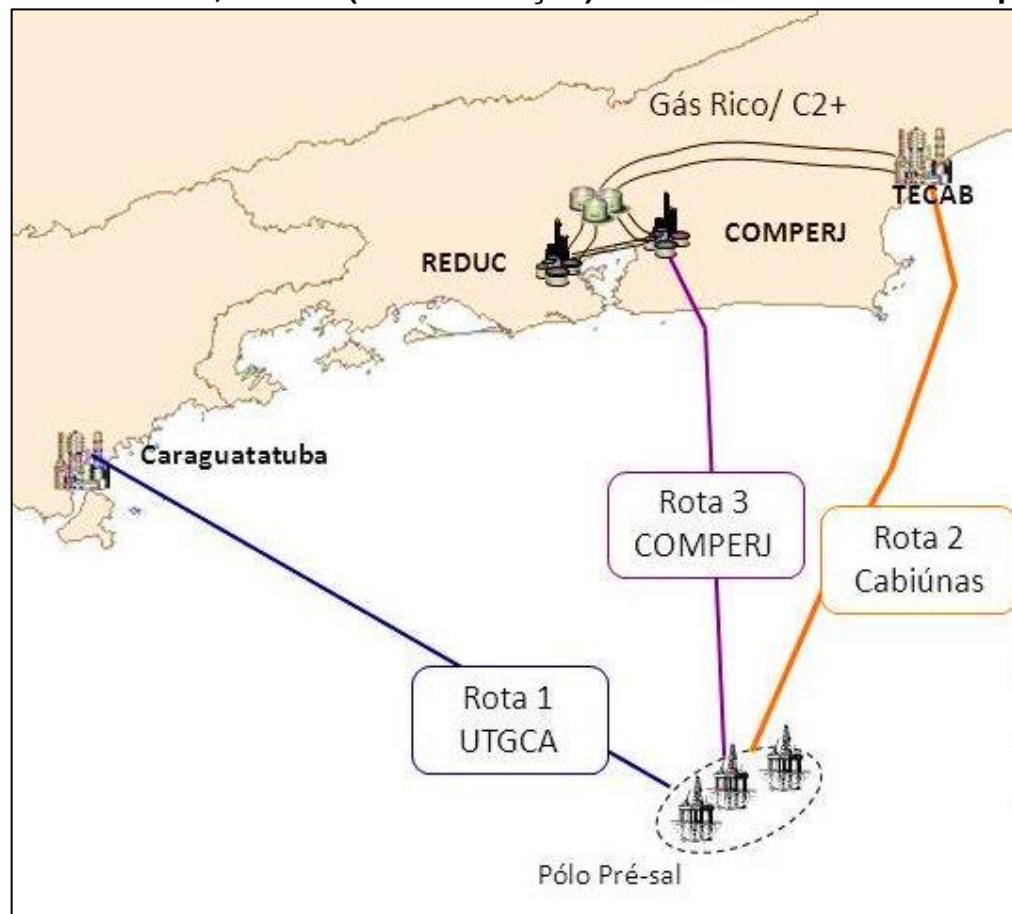
No seguimento das grandes descobertas que a Petrobras estava realizando desde a década de 1970, em 2007 a Petrobras anunciou a descoberta da primeira reserva de petróleo e GN do que viria a ser conhecido como o pré-sal, o que oficialmente anunciada como a maior descoberta de petrogásiferas do mundo nos últimos 30 anos (VENTURI, 2021). Situado numa área que se estende do litoral do Espírito Santo ao de Santa Catarina, tem aproximadamente 800 km de comprimento e, em algumas áreas, 200 km de largura; segundo estudos a maior parte dos reservatórios deve estar em lâminas de água superiores 02 km de profundidade e de 05-07 km abaixo do assoalho oceânico (CÂMARA FEDERAL, 2009).

Nessa acepção, o Pré-sal é apontada como uma das principais descobertas de potencial econômico e estratégico do Brasil. A relevância do pré-sal, pode ser demonstrada com os dados da Petrobras, que apontam que volume recuperável esperado apenas nos campos de Lula e Sapinhoa, mais os volumes contratados na cessão onerosa, ao qual englobam os campos de Tupi Sul, Florim, Tupi Nordeste, Peroba, Guará, Franco e Iara, equivalem a todo o volume de petróleo e GN já produzido pela Petrobras, desde sua fundação em 1953 até 2011 (COSTA, 2014). Para Burghetti (2010), o Brasil caminha para um cenário potencial na produção de GN, devido às descobertas da fronteira do Pré-Sal, podendo inclusive se deparar com um mercado insuficiente para absorver todo o gás produzido, podendo o Brasil despontar no futuro próximo, como um importante importador líquido de GN.

Outra questão fundamental sobre o GN do pré-sal é o seu escoamento, atualmente existe dois gasodutos que realizam o transporte do hidrocarboneto das suas reservas *offshore* para o continente, a Rota 01 que conecta a Bacia de Santos a Caraguatatuba (SP), possuindo a capacidade de 10 milhões de m³/d e a Rota 02, que realiza o escoamento Bacia de Santos a Cabiúnas (RJ), com capacidade de 16 milhões de m³/d e com uma ampliação prevista de sua capacidade para até 20 milhões de m³/d (EPE, 2019). Segundo o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural, o PIPE de 2019, está previsto para a década de 2020, o gasoduto da Rota 03 com capacidade prevista de 14 milhões de m³/d, e que já se encontra em construção e ligará a Bacia de Santos a Itaboraí (RJ); os três gasodutos (Figura 17) escoarão juntos 44 milhões de m³/d de GN. Segundo o PIPE, existem outros três projetos em fase de elaboração, o da Rota 04 que poderá ligar o pré-sal a região metropolitana de São Paulo, o da Rota 05 que planeja ligar o polo petroquímico de

Macaé (RJ) ao pré-sal e o da Rota 06 que traça uma ligação das reservas gasíferas do pré-sal ao município de Barra da Boa Vista (ES) (EPE, 2019).

Figura 17 - Rota 01, 02 e 03 (em construção) de escoamento de GN do pré-sal



Fonte: Petronotícias (2016)

No entanto, segundo Arend *et al.* (2022) o GN das reservas nacionais ao se concentrarem especialmente no pré-sal, constituem uma força ao GNL e ao GASBOL, devido à sua alta razão Gás-Óleo (RGO). Atualmente, cerca de 80% da produção de GN no Brasil é de gás associado ao petróleo, levando esses hidrocarbonetos a uma produção simultânea, caracterizando-se a necessidade de que o GN seja produzido e utilizado de forma regular no decorrer na produção do petróleo, caso isso não ocorra o GN é reinjetado ou queimado. Ao GN nacional soma-se outra desvantagem, o considerável teor de contaminantes presentes no gás *offshore*, em particular de dióxido de carbono (CO₂), quando o processo de separação desses gases do GN encarece os custos de produção. Os altos teores de CO₂ são também uma considerável barreira técnica para o transporte de GN via gasodutos, tendo em vista

seus efeitos corrosivos quando na presença de água, gerando custos associados à proteção e à manutenção dos gasodutos (ANP, 2020; EPE, 2020; AREND *et al.*, 2022).

Atualmente, estima-se que o Brasil tenha cerca de 370 bilhões de m³ de reservas provadas de GN, das quais 82% são *offshore* (KERDAN *et al.*, 2019). Na produção doméstica, dados de 2018, aponta que a Petrobras se manteve como a concessionária que mais produziu GN, com 73,5% de produção nacional. Como operadora, a produção da Petrobras representou 94,7% do total da produção GN. Neste mesmo ano, o Brasil estava na 31^a posição no ranking mundial de produtores de GN. Tendo sido produzido como gás associado ao petróleo 32,4 Bilhões de m³, sendo o Estado do Rio de Janeiro o maior produtor com 19,9 bilhões de m³, representando 61,4% da produção nacional. No que toca a produção de GN não associado, o volume produzido foi de 8,5 bilhões de m³ no ano de 2018 (ANP, 2020).

3.4 Os usos finais do Gás Natural no Brasil

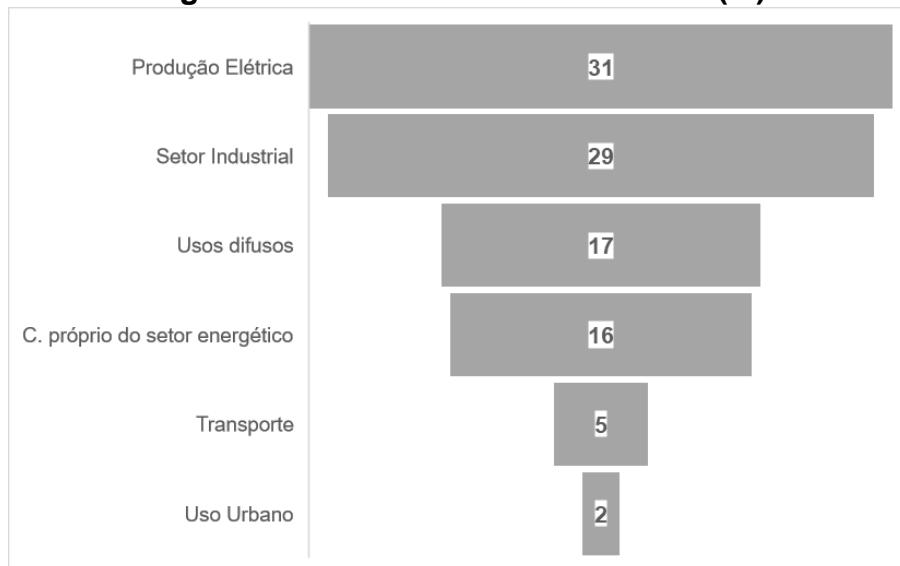
Os usos finais do GN do Brasil como destacado na Figura 18, está fortemente atrelado a grandes consumidores fixos, as usinas termelétricas e a indústria, isso é reflexo do processo de evolução do GN em território nacional, sendo este como já descrito, um fenômeno energético recente, que necessitou do auxílio do Estado para a sua massificação. Em vista disso, 60% do uso final de GN no Brasil, concentra-se nas UTEs e na indústria, sendo que ambas respondem por 31 e 29% respectivamente do seu uso (EPE, 2020).

Ressaltando-se o uso industrial, os principais segmentos consumidores são a indústria química, cerâmica, metalúrgica, siderúrgica, papel e celulose. Nesse contexto, O GN é utilizado tanto como matéria-prima quanto como insumo energético na indústria. Segundo a EPE (2020), na siderurgia o GN é utilizado como matéria-prima sendo o redutor siderúrgico na fabricação de aço; já na indústria química, o GN é utilizado na produção de intermediários para produção de fertilizantes nitrogenados (ureia, sulfato de amônio e nitrato de amônio), além do uso de fração de líquidos de GN na produção de diversos petroquímicos. Outro setor industrial importante que corresponde a 08% do consumo nacional de GN são as refinarias, que utilizam gás como insumo energético e na produção de hidrogênio (EPE, 2020). Dessa forma, tanto o consumo da indústria química e das refinarias, possuem uma forte ligação com

o agronegócio brasileiro, produzindo insumos bases para esse setor em franco crescimento no país.

Outro setor de elevado consumo de GN, é o da indústria cerâmica. De acordo com Alves *et al.* (2008) o GN é a principal fonte de geração de energia térmica utilizada pelas indústrias de revestimentos cerâmicos no mundo; ainda segundo o autor, o GN é utilizado em três etapas do processamento do material cerâmico que são: atomização (via úmida), secagem e queima. No Brasil, o Estado de São Paulo é o maior produtor de revestimentos cerâmicos, concentrando mais de 60% das indústrias do setor, no estado localiza-se o maior polo cerâmico das Américas, localizado na cidade de Santa Gertrudes e arredores, que produz anualmente 240 milhões m² de cerâmicas em mais de 40 plantas industriais, o GASBOL passa ao largo do polo, sendo o seu principal fornecedor de GN (MOTTA *et al.*, 2004; ALVES *et al.*, 2008).

Figura 18 - Uso final do GN no Brasil (%)

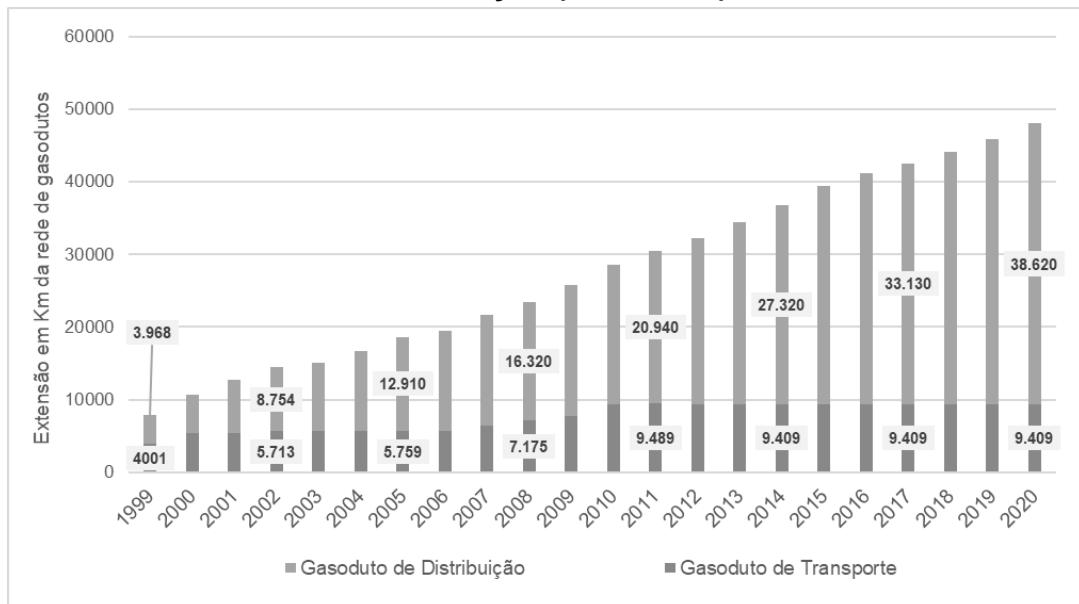


Fonte: Elaboração própria com base na EPE (2020)

O uso do GN na demanda automotiva, embora apresente um constante aumento em termos de volume ano a ano, ainda representa uma pequena parcela de cerca de 05% do uso final GN no país. Um dos grandes entraves ao desenvolvimento desse mercado, é a infraestrutura logística, principalmente de gasodutos de distribuição, ainda limitada, e que se concentra nas grandes cidades, principalmente naquelas em que possuem algum incentivo para utilização de carros movidos a GNV (EPE, 2020). Destaca-se também, o baixo uso urbano do GN, na casa dos 02%, isso pode ser respondido em parte pela cultura do consumidor brasileiro, de utilizar o gás

apenas na cocção de alimentos, relegando os outros serviços, como calefação e aquecimento de água a aparelhos de indução elétrica (aquecedores e chuveiros elétricos), além evidentemente do perfil climático nacional, com temperaturas muito mais elevadas do que aquelas encontradas nos maiores mercados consumidores de GN (EPE, 2020). No caso do uso urbano, pesa também, a ainda incipiente rede de gasodutos de distribuição, dificultando a expansão do uso urbano do GN, todavia, a rede de gasodutos de distribuição, vem passando por um paulatino crescimento desde 1999, como destacado na figura 19, o que permitirá que os índices de consumo urbano cresçam nas próximas décadas (MME, 2009; 2014; 2019).

Figura 19 - Expansão da rede nacional de gasodutos de transporte e de distribuição (1999-2020)



Fonte: Elaborado pelo ator com base em MME (2009; 2014; 2019)⁶

3.4.1 A relevância do Uso Termelétrico do Gás Natural no Brasil

A demanda termelétrica no Brasil, corresponde a 31% do uso final do GN no país, sendo este o maior demandante do hidrocarboneto, nessa demanda inclui-se tanto a geração elétrica tradicional, que no Brasil está na casa dos 29%, quanto a cogeração 02% do uso final do GN (EPE, 2020). A cogeração se caracteriza pela produção simultânea de duas ou mais utilidades (calor de processo e potência mecânica ou elétrica), isso possibilita um melhor aproveitamento do combustível e um menor consumo de fontes de energia, elevando o rendimento da unidade geradora

⁶ Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural

como um todo, sendo este como já caracterizado nessa pesquisa, um uso muito comum no mercado europeu (CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA, 2001).

Em seu contexto histórico, a primeira UTE brasileira foi construída no ano de 1883 em Campos dos Goytacazes no Estado do Rio de Janeiro, com uma capacidade total de produção de 52 KW, no qual utilizava-se de biomassa como combustível, sua inauguração se deu no mesmo ano da primeira usina hidrelétrica (UHE) brasileira, construída na cidade de Diamantina (STUCHI *et al.*, 2015).

No entanto, o cenário brasileiro para as UTEs no final do século XIX até meados dos anos 1950, não foi favorável, já que os hidrocarbonetos como o GN e o petróleo, ainda não haviam sido descobertos em quantidades significativas. No tocante ao carvão mineral da região sul, o mineral apresentava características negativas de baixo rendimento calórico e quantidade de cinza elevada, o que relegou naquele momento a extração para o uso quase que exclusivo do setor do transporte ferroviário (ANNEEL, 2020). Segundo França (2018), o panorama nacional em relação as UTEs começa a se modificar nas décadas de 1950 e 1960, quando o país entra em sua primeira crise energética, no qual culmina em um racionamento prolongado. Na época os motivos para tal crise foram quatro eventos sucessivos, a seca de 1951 a 1956, o crescimento industrial, a rápida urbanização e a insuficiência de investimentos estatais e privados no setor elétrico.

Em virtude disso, nos Planos de Metas do presidente Juscelino Kubitscheck (1956-61), é determinado a expansão via Estado da capacidade de produção elétrica (FRANÇA, 2018). Levando expansão da primeira grande termoelétrica brasileira, a UTE Piratininga na cidade de São Paulo movida a óleo bruto, inaugurada em 1954 com capacidade de 200 MW, passando em 1960 para 472 MW (FRANÇA, 2018). E é no fim dos anos cinquenta que se inicia na região sul, as experiências de uso do carvão mineral em termoelétricas, culminado em 1965 com a inauguração da UTE Jorge Lacerda, em Capivari de Baixo, hoje o maior complexo de termoelétricas a carvão do país (ANEEL, 2020).

Nessa perspectiva, podemos considerar as experiências brasileiras com as UTEs no século XX, como incipientes se comparadas a envergadura do programa hidroelétrico. Isso ressalta o fato que a energia termelétrica toma contornos no Brasil de uma fonte a ser usada de maneira estratégica, especificamente, as UTEs suplementam a matriz energética das UHEs, entrando em ação quando existe a necessidade, principalmente em períodos de estiagem (LIMA & SOUZA, 2014). Essa

perspectiva de estruturação do sistema elétrico permanece intocado até meados da década de 1990, quando o modelo estatizante de construção de hidrelétricas começa a ser afetado, primeiramente pela grave crise financeira experimentada naquele período, somando-se a isto, o processo reestruturação econômica e fim do monopólio do Estado (SROUR, 2005). O panorama é acrescido, com o início da aplicação de licenciamentos ambientais mais rígidos, dificultando a construção de grandes reservatórios hidrelétricos, além dos acordos de compra do GN boliviano, estabelecendo as bases da construção do GASBOL, fato que ampliaria decisivamente a oferta de GN no país, sem uma demanda ainda constituída (SOUSA, 2005).

Todos estes fatores levam o governo federal no fim da década de 1990, a desenvolver planos para o aumento do fornecimento de eletricidade, para tanto foi elaborado uma meta para o setor elétrico, que estabelecia as bases para a implantação de um parque gerador termelétrico, com o objetivo de atingir até o ano de 2009 um perfil hidrotérmico na proporção de 82% e 18%, respectivamente, para que a meta fosse alcançada, se instituiu através do Decreto nº3.371, de 24 de fevereiro de 2000, o Programa Prioritário de Termeletricidade - PPT, no qual focou principalmente na construção de termelétricas a GN (SROUR, 2005). Todavia, o PPT foi implementando tardiamente para esboçar uma recuperação da situação crítica ao qual sistema elétrico brasileiro passava ao final da década de 1990, o que ocasionará em 2001 e 2002, em dois blecautes nacionais e o subsequentes racionamento de energia, gerando prejuízos superiores a 45,2 bilhões de reais aos cofres da união (CORREIO BRAZILIENSE, 2009).

O PPT estipulava o comissionamento de 53 usinas termelétricas com uma potência total de 19.363 MW, das quais 47 seriam movidas a GN, perfazendo um total de 17.577 MW (SOUSA, 2005). Virtualmente uma “Itaipu termelétrica”, em comparação a maior hidrelétrica brasileira com capacidade de geracional de 14.000 MW (CNI, 2018). O PPT, estabelecia três condições para tornar as termelétricas a GN atrativas para investimentos privado: (i) Preço especial do gás natural para as térmicas do programa reajustado anualmente (fixados inicialmente por US\$ 2,58/MMBTU), (ii) garantia de compra da eletricidade pelas distribuidoras e (iii) linha especial de crédito pelo BNDES. No entanto mesmo com as condições do programa, houve a necessidade de uma grande participação da Estatal Petrobras e o afrouxamento de certas regras para que houvesse continuidade nos investimentos. Das 47 UTEs a GN planejadas, apenas 22 foram construídas (CNI, 2018), como exposto na tabela 03:

Tabela 03 - Usinas Termelétricas a GN construídas através do PPT

| Usina | Entrada em Operação | Potência (MW) | Proprietário | Estado |
|---------------------------------|---------------------|---------------|--|--------|
| Willian Arjona ⁷ | 1999 | 206 | Tractebel | MS |
| Uruguaiana | 2000 | 640 | AES | RS |
| Barbosa Lima Sobrinho | 2001 | 386 | Petrobras | RJ |
| Canoas | 2001 | 249 | Petrobras | RS |
| Mário Lago | 2001 | 923 | Petrobras | RJ |
| Termo Norte II | 2001 | 427 | 50% CS, 50% Termogas | RO |
| Araucária | 2002 | 484 | 80% Copel; 20% Petrobras | PR |
| Aureliano Chaves | 2002 | 226 | Petrobras | MG |
| Juiz de Fora | 2002 | 87 | Petrobras | MG |
| TermoCeará | 2002 | 220 | Petrobras | CE |
| Camaçari II | 2003 | 360 | CHESF (Eletrobras) | BA |
| Celpav IV | 2003 | 139 | Fibria Celulose | SP |
| EnergyWorks Mogi | 2003 | 31 | Energyworks | SP |
| TermoFortaleza | 2003 | 347 | Endesa | CE |
| Luiz Carlos Prestes | 2003 | 386 | Petrobras | MS |
| Rômulo Almeida | 2003 | 138 | Petrobras | BA |
| Celso Furtado | 2004 | 186 | Petrobras | BA |
| Fernando Gasparian ⁸ | 2004 | 576 | Petrobras | SP |
| Gov. Leonel Brizola | 2004 | 1.058 | Petrobras | RJ |
| Norte Fluminense | 2004 | 827 | EDF | RJ |
| Santa Cruz ⁹ | 2004 | 500 | Furnas (Eletrobras) | RJ |
| Termopernambuco | 2004 | 533 | Neoenergia (49% Previ, 39% Iberdrola, 12% Banco do Brasil) | PE |
| Total: 9.429 MW | | | | |

Fonte: Elaborado pelo autor com base CNI (2018).

A expansão do Parque termelétrico Nacional, prosseguiu após a finalização do PPT, desde o fim do programa, 25 novas UTEs foram inauguradas, com outras 07 usinas em fase de planejamento ou construção, como destacado na tabela 04. De acordo com a EPE (2020), o programa “Novo Mercado do Gás” do Governo Federal, lançado em 2019, oportunizará condições favoráveis do mercado levar a um acréscimo tanto na oferta como na demanda. Dentre as UTEs vale destacar as 04 que

⁷ Em 1999, a Willian Arjona entrou em operação comercial com 2 unidades geradoras movidas a óleo diesel. Em 24 de fevereiro de 2000, com a publicação pelo Ministério de Minas e Energia do Decreto que instituiu o Programa Prioritário de Termeletricidade e com a perspectiva de fornecimento de GN e nas garantias de fornecimento do gás previstas neste programa, a Tractebel converteu as 2 unidades existentes e ampliou a capacidade instalando mais 3 unidades geradoras movidas a GN (CNI, 2018).

⁸ O primeiro bloco foi inaugurado em 2001 com uma potência instalada de 190 MW e com a denominação de UTE Piratininga, no mesmo sítio da primeira grande UTE brasileira, ainda em operação e movida a óleo combustível. Em 2004 foi inaugurado um novo bloco de geradores com uma potência instalada de 380 MW. Em 2007 o complexo passou a ser chamado Fernando Gasparian, todavia em alguns documentos a UTE aparece com as duas denominações ainda, UTE Piratininga (190 MW) e UTE Fernando Gasparian (386 MW), todavia trata-se da mesma usina termelétrica segundo a Petrobras.

⁹ UTE Santa Cruz possui no mesmo parque, quatro unidades geradoras a vapor movidas a óleo combustível, sendo duas de 82 MW e duas de 218 MW, perfazendo cerca de 1000 MW com as turbinas a GN (FURNAS, 2005).

são alimentadas por GNL, sendo elas a UTEs Santa Cruz (RJ), Luiz Oscar Rodrigues de Melo (ES), Porto do Sergipe I (SE) e Pecém III (CE). A UTE Porto do Sergipe I, foi o primeiro projeto implantado no Brasil, no qual um grande consumidor adquire o GN diretamente de um supridor que não é a Petrobras e consome diretamente na sua unidade sem a necessidade de interação com outro agente, tanto de transporte como de distribuição (ARENDS *et al.*, 2022).

Tabela 04 - UTEs a GN construídas (ou em implementação) fora do PPT

| Usina | Entrada Operação | Potência (MW) | Proprietário | Estado |
|--|------------------|---------------|------------------------------------|--------|
| Camaçari | 1996 | 131 | Braskem (47% Petrobras) | BA |
| Campos | 1998 | 30 | Furnas (Eletrobras) | RJ |
| Cuiabá | 2001 | 529 | Petrobras | MT |
| Termocabo | 2002 | 50 | Energia | PE |
| Cristiano Rocha | 2006 | 85 | RAESA | AM |
| Ponta Negra | 2006 | 85 | GERA AMAZONAS | AM |
| Jesus Soares Pereira | 2008 | 323 | Petrobras | RN |
| Euzébio Rocha | 2009 | 250 | Petrobras | SP |
| Termoceará | 2009 | 220 | Petrobras | CE |
| Jaraqui | 2010 | 75 | Breitener (94% Petrobras) | AM |
| Luiz Oscar Rodrigues de Melo | 2010 | 205 | Linhares Geração | ES |
| Manauara | 2010 | 85 | Cia En. Manauara | AM |
| Tambaqui | 2010 | 75 | Breitener (94% Petrobras) | AM |
| Aparecida | 2012 | 166 | GERA AMAZONAS | AM |
| Maranhão IV | 2013 | 338 | 70% ENEVA, 30% Petra | MA |
| Maranhão V | 2013 | 338 | 70% ENEVA, 30% Petra | MA |
| MC2 Nova Venécia 2 | 2013 | 175 | 35% ENEVA (EoN), 35% JV, 30% Petra | MA |
| Parnaíba IV | 2013 | 56 | 35% ENEVA (EoN), 35% JV, 30% Petra | MA |
| Baixada Fluminense | 2014 | 530 | Petrobras | RJ |
| Maranhão III | 2016 | 520 | 70% ENEVA, 30% Petra | MA |
| Mauá III | 2016 | 570 | Eletronorte (Eletrobras) | AM |
| Prosperidade I | 2017 | 37 | IMETAME | BA |
| Porto do Sergipe I | 2020 | 1550 | CELSE | SE |
| GNA I | 2021 | 1338 | GNA - Porto do Açu | RJ |
| Pecém III | 2022 | 1600 | Save On Energy | CE |
| Marlim Azul | 2023 | 565 | Arke Energia | RJ |
| GNA II | 2024 | 1672 | GNA - Porto do Açu | RJ |
| GNA III | 2024 | 1672 | GNA - Porto do Açu | RJ |
| GNA IV | 2024 | 1672 | GNA - Porto do Açu | RJ |
| Parnaíba 5A/5B | 2024 | 363 | ENEVA | MA |
| Barcarena | 2025 | 605 | CELBA | PA |
| Prosperidade II | 2025 | 37 | IMETAME | BA |
| Total: 9.361 MW (6.586 MW em fase de implementação) | | | | |

Fonte: Elaborado pelo autor com base em CELBA (2018), CNI (2018), EPE (2019), IMETAME (2019), GNA (2021) e BASTOS (2022)

O Plano Decenal de Expansão de Energia, o PND 2021-2031 (EPE, 2021), indica um total de 60 GW de expansão na geração de eletricidade nessa década, com 28 GW reservado a fontes fósseis, dos quais 07 GW reservados a UTEs movidas a carvão e 21 GW de UTEs a GN, principalmente dos projetos de GNL na costa brasileira, o que representaria um consumo diário de GN de aproximadamente 210 milhões de m³/d, muito além da capacidade atual brasileira (EPE, 2021). Assim, verifica-se segundo Arend *et al.* (2022), que a expansão do uso de GN no Brasil tem como âncora as usinas termelétricas, mas estas podem criar a oportunidade para um mercado secundário ao seu redor. Estando assim, conectado à rede de GN da distribuidora local, atendendo aos clientes tanto residenciais como indústrias da região. Mesmo que no caso de projetos distantes das redes de dutos existentes, estas podem gerar uma nova rede exclusiva ao seu entorno e, assim, desenvolver a região com oportunidades industriais e comerciais previamente inviáveis.

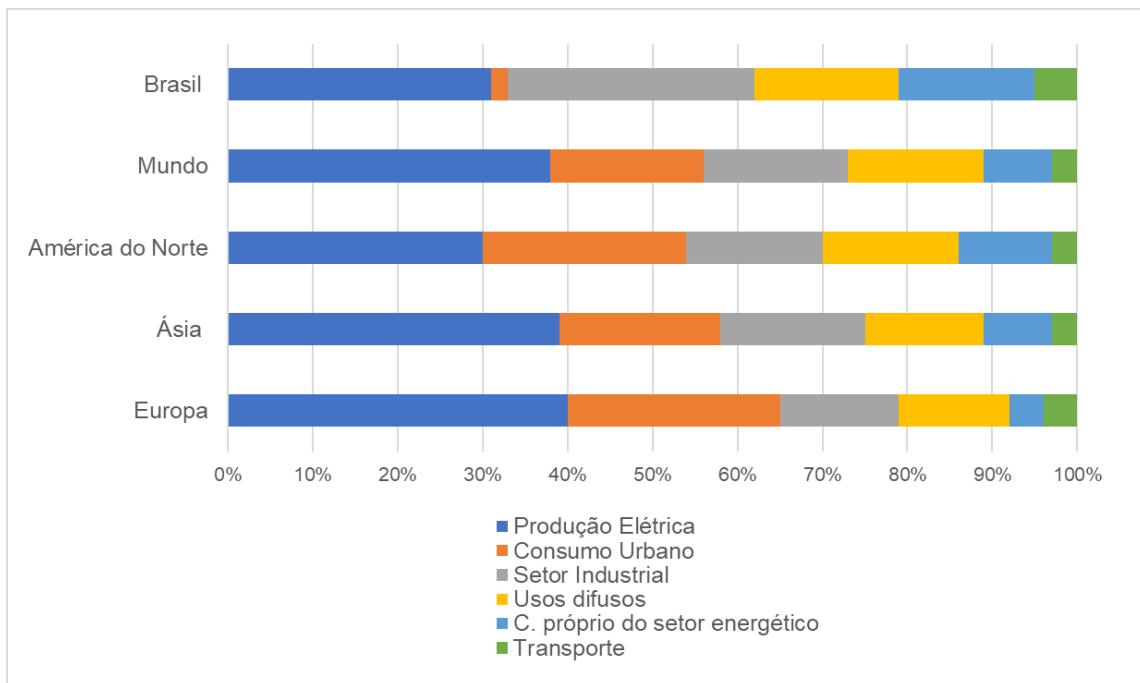
3.5 Considerações parciais

Os usos finais do GN no Brasil em comparação aos principais mercados globais e a média mundial, como destacado na Figura 20, possui distinções e similitudes. As distinções são evidenciadas pela média do Uso Urbano e o consumo do Setor Industrial e do Setor Energético. Em suas semelhanças, destacam-se a Produção Elétrica, os Usos Difusos e o setor de Transporte, que possuem médias próximas das encontradas na Europa, América do Norte e na Ásia-Pacífico. O que conota o rápido desenvolvimento desses setores demandantes no Brasil, fruto de diversos programas, já exemplificado, que permitiram ao GN em duas décadas, saltar de menos de 05% da matriz energética em 1999 para 15% em 2015 (EPE, 2020).

No que diz respeito ao Uso urbano no Brasil, sua média fica abaixo dos principais mercados internacionais, devido sobretudo o ainda incipiente desenvolvimento dos gasodutos de distribuição, além do fato de a climatização não ser algo tão relevante no Brasil como é nos países da Europa e da América do Norte, portanto, o consumo urbano representa 02% do uso final do GN no país. No que se refere ao consumo do Setor Industrial e do Setor Energético, a média é superior aos outros mercados, isso pode ser explicado em parte pelo desenvolvimento relativamente recente do mercado gasífero nacional, objetivamente construído por políticas de Estado, que resulta em uma demanda final de GN fortemente atrelada a grandes consumidores fixos, ao exemplo, da indústria cerâmica e petroquímica, além

das refinarias de fertilizantes e usinas termelétricas (consumo próprio do setor energético).

Figura 20 - Usos finais do GN no Brasil em comparação com os principais mercados internacionais e a média mundial



Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE, 2020

4. O Gás Natural no Estado de São Paulo

O Estado de São Paulo é um dos 26 entes federativos do Brasil, e está localizado na região Sudeste. Possui territorialmente um pouco menos de 250 mil km², representando 2,9% do território nacional, todavia apresenta, em dados de 2020, a maior população do Brasil, com mais de 44,5 milhões de habitantes, distribuídos em 645 municípios, o Estado conta também com maior Produto Interno Bruto (PIB) da federação, concentrando 32,8% do PIB brasileiro (BARBOSA, 2021).

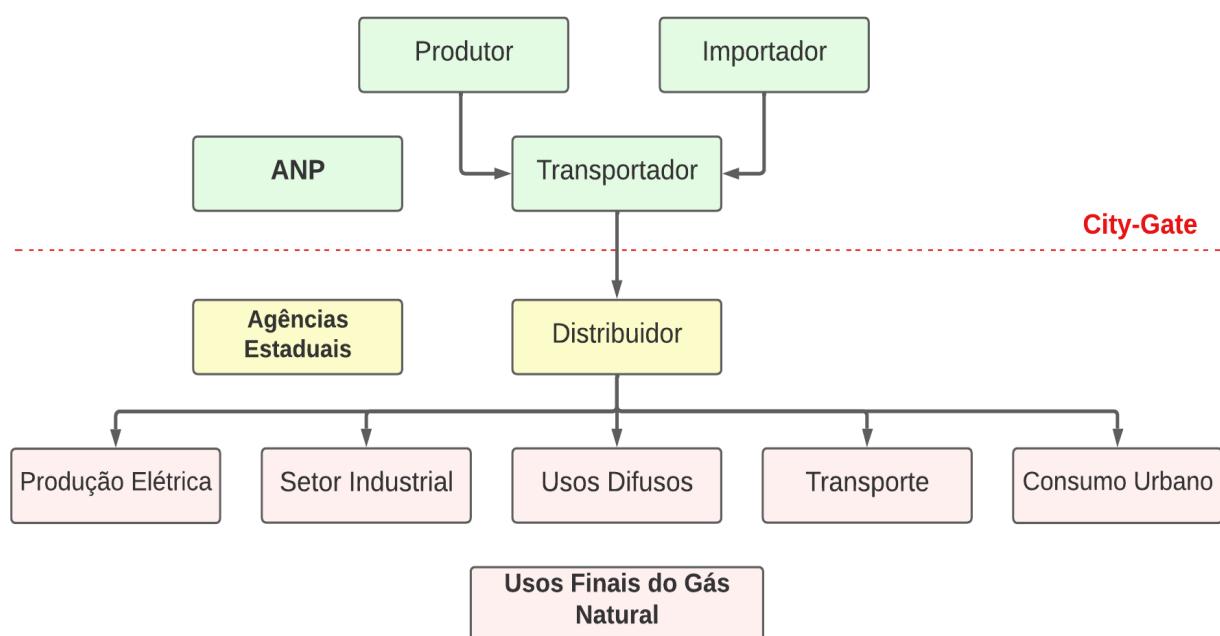
No tocante à situação do GN no Estado de São Paulo, suas atribuições são definidas pela Constituição Federal de 1988, que atribuiu às divisões federativas o papel de monopólio na distribuição e comercialização do GN. Segundo Burghetti (2010), é da competência dos governos estaduais, o poder de atuar no incentivo da competitividade, da eficiência, atuar na definição da modicidade tarifária para o segmento de distribuição, corrigindo imperfeições de mercado e assegurando o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Desse modo, a Constituição Federal de 1988, cristalizou a figura do monopólio estadual, assegurando aos governos

estaduais o pleno direito de criar órgãos de regulação com jurisdição sobre a distribuição e comercialização do GN (BURGHETTI, 2010).

A partir disso, foi estabelecida a política em relação ao GN no Estado de São Paulo, expressa no Artigo 122, parágrafo único, da Constituição do Estado de São Paulo (CSPE), com redação alterada pela Emenda Constitucional nº 6 de 18 de dezembro de 1998, que determina a competência direta do Estado na exploração, mediante a concessão, dos serviços de gás canalizado, ao qual abrange fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte, de maneira a atender as necessidades dos setores industrial, domiciliar, comercial, automotivo entre outros. (ALESP, 2022).

Nesse sentido, as empresas de transporte de GN no Brasil, não podem desempenhar o papel de fornecimento direto aos consumidores finais, sendo a “fronteira” das atribuições da transportadora para a concessionária de gás estadual, denominada de *City-Gate* (Figura 21). No que diz respeito às agências reguladoras, no campo da União figura a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, que tem o papel de regulamentar e gerenciar o mercado nacional de combustíveis, da sua produção/importação ao seu transporte para as distribuidoras. Já no âmbito do governo estadual de São Paulo, essas atribuições ficam a cargo da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP (ANP, 2009; ARSESP, 2022).

Figura 21 - Estrutura do mercado regulatório de Gás Natural no Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor com base em ANP (2009) e EPE (2020)

No Estado de São Paulo até ano de 1999, os serviços de distribuição de GN eram atribuições da Companhia de Gás de São Paulo, a COMGÁS, controlada pela CESP. No ano de 1999, a companhia foi privatizada, com base no Programa Estadual de Desestatização, o PED¹⁰, estabelecido no governo de Mário Covas (1995-2001). O PED previa, entre outras coisas, a divisão da concessão de distribuição de gás do Estado de São Paulo em 03 macrorregiões, privilegiando um desenvolvimento compatível com as peculiaridades e necessidades de cada região, além disso, o PED vetou a participação, em qualquer uma das concessões, de empresas federais, em um claro intuito de afastar a Petrobras da restruturação do mercado de GN no Estado (COSTA, 2006). Portanto, o Estado foi dividido nessas três concessões:

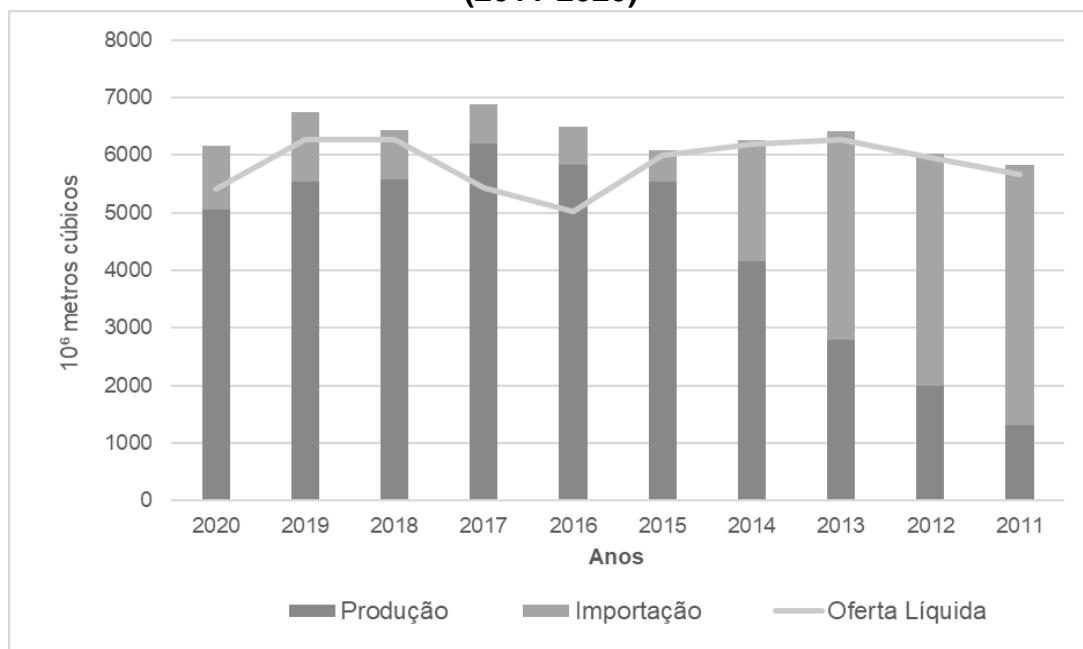
- **COMGÁS** - formada pelo consórcio Integral Holdings das empresas *British Gas* e *Shell*, obtiveram em 1999 a concessão da área que compreende as regiões administrativas da Região Metropolitana de São Paulo, Campinas, Santos e São José dos Campos. A região servida pela COMGÁS possui uma população de cerca de 30 milhões de habitantes (72,5% da população estadual) em 177 municípios. A empresa é responsável por distribuir GN na região que representa 30% do PIB do Brasil, e atualmente fornece gás canalizado para 1,7 milhões de consumidores finais em 94 municípios, em uma rede de gasodutos de distribuição de 19 mil km, podendo chegar a 22 mil km de extensão em 2024 (COSTA, 2006; BARBOSA, 2021).
- **Naturgy (Antiga Gas Natural Fenosa)** - empresa pertencente ao grupo espanhol Naturgy Energy Group S.A, é responsável pela distribuição de GN nas regiões administrativas de Sorocaba e Registro, abrangendo 94 municípios e um pouco mais de 03 milhões de habitantes (7,5% da população estadual), e conta com uma rede de gasodutos de distribuição de cerca de 1800 km de extensão (COSTA, 2006; BARBOSA, 2021).
- **GasBrasiliiano** - originalmente controlado pela empresa italiana Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), passou para o controle da Petrobras em 2011. A empresa é responsável pela distribuição de GN nas regiões administrativas de Araçatuba, Bauru, Barretos, Central, Franca, Marília, Presidente Prudente, Ribeirão Preto e São José do Rio Preto. Tal área congrega 375 Municípios (58,1% do total de

¹⁰ Lei Estadual nº 9.361, de 05 de julho de 1996 (COSTA, 2006).

municípios do Estado de São Paulo) e atinge uma população de cerca de 09 milhões habitantes (20% da população estadual). Atualmente a rede de gasodutos de distribuição da empresa conta com 1160 km de extensão (BARBOSA, 2021; GASBRASILIANO, 2022).

Em relação produção do GN, segundo a SIMA (2020), até o ano de 2006, o Estado de São Paulo ocupava a penúltima posição no ranking dos maiores Estados produtores de petróleo e GN. Todavia, com as descobertas de expressivas reservas localizadas no pré-sal da Bacia de Santos em 2007, o Estado passou à posição de 7º maior produtor e desde 2017 se consolidou como segundo maior produtor nacional de petróleo e GN, atrás apenas do Rio de Janeiro e a frente do Espírito Santo, histórico produtor dos hidrocarbonetos, sendo o Estado autossuficiente desde 2014, como destacado na figura 22 (SIMA, 2020). Com relação as reservas estaduais provadas de GN, sem incluir as do pré-sal, aumentaram mais de 616% entre 2005 e 2018. E a partir de 2015, com o aumento das descobertas no pós-sal e pré-sal, resultaram na quadruplicação em 2018 das reservas de GN provadas desde 2010 (SIMA, 2020).

Figura 22 - Composição da oferta bruta de gás natural no Estado de São Paulo em relação à produção interna e à importação estadual em 10⁶ metros cúbicos (2011-2020)



Fonte: Elaborado pelo autor com base em SIMA (2020)

Todavia, é importante frisar, que sempre partirá do governo estadual de São Paulo e de outros estados, a busca pela autossuficiência e mitigação da necessidade de importar recursos externos a sua unidade federativa, isso se deve principalmente a participação da produção interna de qualquer produto, insumo ou serviço, seja ele energético ou não, na arrecadação de impostos, ao exemplo, do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, o ICMS. Além dos impactos econômicos, existem os impactos socioeconômicos na geração de emprego e renda, ao qual a fabricação, geração ou circulação desses insumos e serviços propiciam as unidades federativas.

Ademais, segundo Barbosa (2021), a principal fonte de GN do Estado desde 2014 é a produção *offshore* brasileira, principalmente as oriundas dos campos gasíferos da Bacia de Santos, Lapa e Sapinhoá do pré-sal e Mexilhões do pós-sal, ambos os campos estão na plataforma continental paulista, sendo considerado pela SIMA, como produção estadual. Outra fonte que continua sendo relevante ao Estado, é a oriunda das importações através do GASBOL, que liga em seu trecho principal a Bolívia a cidade de Guararema, e em um trecho secundário a cidade de Paulínia no interior de São Paulo ao Rio Grande do Sul (TBG, 2018).

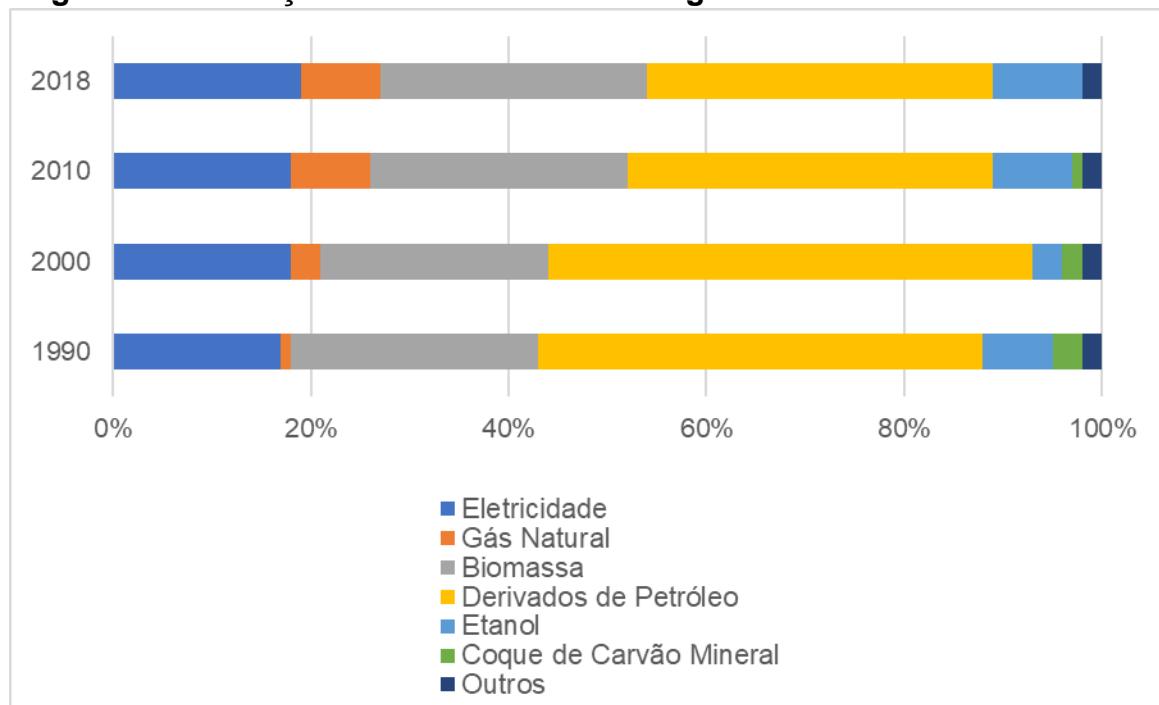
Além do GASBOL, outros quatro gasodutos realizam a integração do Estado de São Paulo com outros estados do país, sendo eles, os de interligação com o Estado do Rio de Janeiro: (i) GASPAL I e II (Pirai-RJ à Mauá-SP) e o (ii) GASCAR (Paulínia-SP à Japeri-RJ). E o de interligação com o Estado de Minas Gerais: (iii) Gasoduto Paulínia-Jacutinga. Havendo também, um projeto de construção de um gasoduto ligando a cidade de São Carlos-SP ao Distrito Federal (EPE, 2019). Dentre os gasodutos de interligação estadual, destaca-se os gasodutos GASPAL I e II, oriundos do Rio de Janeiro, e que interligam o Estado de São Paulo, a Bacia de Campos (pré-sal e pós-sal) e ao Porto de Regaseificação de GNL da Baía da Guanabara (SIMA, 2020).

E internamente, outros quatro gasodutos integram cidades do Estado de São Paulo, sendo eles: (i) GASAN I (Cubatão à São Bernardo do Campo); (ii) GASAN II (cidade de São Paulo à São Bernardo do Campo); (iii) RPBC-COMGÁS (Cubatão à cidade de São Paulo); e (iv) GASTAU (Caraguatatuba à Taubaté) (EPE, 2019; SIMA, 2020). Destacando-se, dentre os gasodutos de integração estadual, o GASTAU, que interliga a cidade de Taubaté a Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba - UTGCA, sendo que a UTGCA processa o GN oriundo da Rota 01 (*vide* Figura 16), ao

qual escoa o GN da Bacia de Santos (pré-sal), o gasoduto possui a capacidade de escoamento de 15 milhões de m³/d de gás (GRANGEIA, 2008).

Ademais, no que tange ao consumo energético estadual, o GN ainda figura como penúltimo insumo mais utilizado, representando 08% da matriz energética, atrás do etanol (10%), da eletricidade (20%), da biomassa (28%) e de derivados de petróleo (32%), porém o GN também figura como o energético de maior expansão na matriz energética estadual, passando de 01% na década de 1990 para os 08% em 2018, como destacado na figura 23 (SIMA, 2019). Todavia, mesmo com uma participação reduzida, o Estado de São Paulo figura como o maior consumidor nacional do hidrocarboneto, com um pouco menos de 30% do consumo nacional (SIMA, 2020).

Figura 23 - Evolução do consumo final energético no Estado de São Paulo



Fonte: Elaborado pelo autor com base em SIMA (2019)

No campo regulatório, figuram no Estado de São Paulo uma miríade de políticas de incentivo ao uso do GN, assim como no restante do Brasil, o GN pode ser considerado uma fonte de uso recente, com o início de sua massificação a partir dos anos 1990, em substituição sobretudo do coque de carvão mineral e dos derivados de petróleo, portanto, a ampliação do uso do hidrocarboneto no país, ainda é muito dependente de políticas de Estado, em suas mais diferentes esferas. Nesse sentido, o GN pode ser inserido de duas formas distintas nas políticas estaduais: de maneira

indireta, através de políticas de mitigação da emissão de gases de efeito estufa e de ampliação da eficiência energética; ou de maneira direta, com leis e decretos de incentivo ao consumo do GN.

No campo das políticas públicas de incentivo direto ao consumo de GN, destaca-se o decreto de criação do Programa Operativo de Controle da Poluição do Sistema de Transportes do Estado de São Paulo em 1996¹¹, o programa estabelecia diversas medidas estruturais para da a revisão da matriz energética do transporte urbano, estabelecendo soluções, ao exemplo, do uso de sistemas eletrificados (metrô e trem) bem como a substituição dos combustíveis convencionais por novas fontes de energia, como gás natural, o biogás e o álcool (ALESP, 1996). Outro importante decreto, instituiu em 2010¹² o Programa Paulista de Petróleo e Gás Natural e o Conselho Estadual de Petróleo e Gás Natural do Estado de São Paulo, ambos com o objetivo de desenvolver um *know-how* para a indústria petrogásífera paulista, e no que concerne ao GN, fomentar a sua utilização em diversos setores com destaque para os processos de cogeração de energia, climatização, implantação de usinas termelétricas de baixo impacto e incentivo ao transporte coletivo por ônibus movidos a gás, estimulando também o desenvolvimento energético do Estado de São Paulo, com maior utilização do GN na economia paulista (ALESP, 2010).

Por seguiante, uma lei de 2008¹³ e dois decretos de 2012¹⁴ e 2018¹⁵, estabeleceram condições de incentivo fiscal, através da redução de IPVA, no caso da lei de 2008, aos veículos movidos a GN, na redução do ICMS no decreto de 2012, ao qual trata da produção de GN e petróleo em campos localizados no Estado e a isenção de ICMS, no caso do decreto de 2018, a equipamentos destinado a indústria do gás e do petróleo no Estado de São Paulo (ALESP, 2008; 2012; e 2018).

No que se refere as políticas de mitigação das emissões de poluentes, em 1995 foi lançado o primeiro deles, denominado Programa Estadual de Mudanças Climáticas, o PROCLIMA, gerenciado pela CETESB, com intuito de desenvolver fóruns de discussão e organizar o primeiro inventário de gases de efeito estufa do Estado, auxiliando desse forma, o desenvolvimento de medidas de mitigação das emissões de gases classificados pelo Painel Intergovernamental de Mudanças

¹¹ Decreto nº 40.700, de 06 de março de 1996 (ALESP, 1996).

¹² Decreto nº 56.074, de 09 de agosto de 2010 (ALESP, 2010).

¹³ Lei nº 13.296, de 23 de dezembro de 2008 (ALESP, 2008)

¹⁴ Decreto nº 58.388, de 14 de setembro de 2012 (ALESP, 2012)

¹⁵ Decreto nº 63.208, de 08 de fevereiro de 2018 (ALESP, 2018)

Climáticas (IPCC) como poluentes, sendo eles: monóxido e o dióxido de carbono (CO e CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hexafluoreto de enxofre (SF₆), perfluorados (PFCs), hidrofluorcarbonetos (HFCs), clorofluorcarbonetos (CFCs) entre outros compostos. Esses gases são responsáveis pelas mudanças climáticas, chuvas ácidas e destruição da camada de ozônio (BARBOSA, 2021; CETESB, 2022).

Outra importante medida que se seguiu ao PROCLIMA, foi a Política Estadual de Mudanças Climáticas do Estado de São Paulo (PEMC), instituída em 2010, com o objetivo de promover no setor energético a mitigação das emissões poluentes, principalmente através de substituições de combustíveis poluidores por aqueles com melhores índices de eficiência energética e emissões reduzidas, estipulando uma meta de redução das emissões de 20% até o ano de 2020, quando comparado ao ano de 2005 (BARBOSA, 2021). Destaca-se também, o Plano Paulista de Energia - PPE/2020, sendo este um desdobramento do PEMC, o PPE/2020 estabeleceu um conjunto de diretrizes e propostas de políticas públicas para o setor energético, a ser estabelecido no decênio 2011-2020, afins de se induzir a oferta de energia, através da substituição de energéticos, aliando eficiência com mitigação das emissões de poluentes, buscando assim contribuir para o cumprimento das metas estabelecidas na PEMC (SIMA, 2012), e dentre os combustíveis de substituição, o PPE/2020 pontua o papel do GN:

(...) dentre as ações e diretrizes para o desenvolvimento energético estadual (...), encontra-se a ampliação do uso do gás natural prioritariamente em substituição a outros energéticos de origem fóssil na indústria e demais setores produtivos, e nas utilizações finais em que sua penetração apresente potencial de promover a eficiência energética. Observa-se também o aumento de competitividade econômica e/ou melhoria ambiental, tais como na autoprodução e cogeração de energia e na geração termoelétrica, esta última em função dos altos volumes consumidos e capacidade de ancorar o desenvolvimento das redes de gasodutos de distribuição. (SIMA, 2012. p.121).

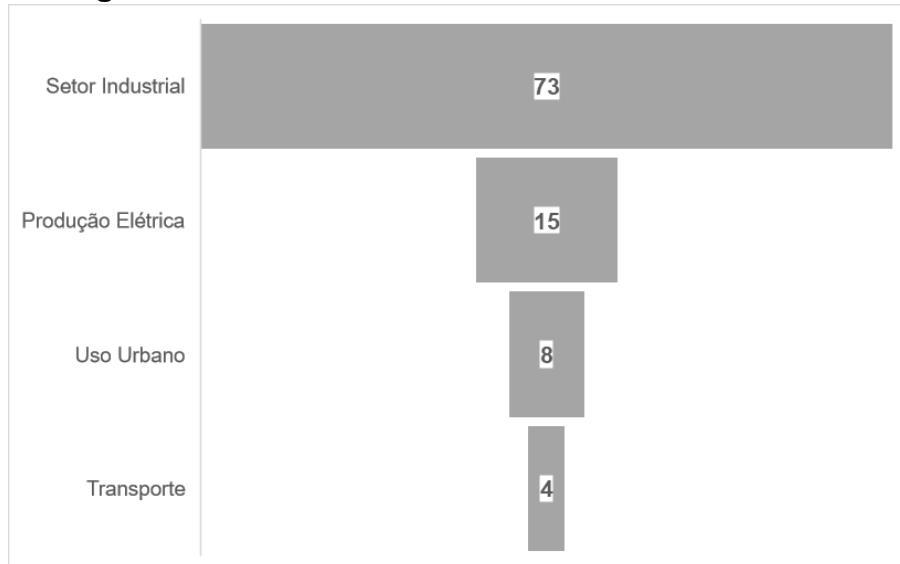
Em síntese, a continua expansão das reservas paulistas de GN, na Bacia de Santos, somadas ao aperfeiçoamento do ambiente regulatório, através de políticas de incentivo ao consumo e subsídios a indústria petrogásífera, torna o Estado de São Paulo o mercado ideal para a massificação do consumo do GN, alinhado com o que ocorre no restante do país. No âmbito do desenvolvimento econômico, segundo a SIMA (2020), a intensificação do uso do GN no Estado, deverá ocorrer nos setores

demandantes que apresentam o maior potencial de crescimento e competitividade econômica, além dos setores que buscam melhores índices do ponto de vista ambiental, e que enxergam no GN um elemento de transição energética para uma economia de baixo carbono, com o gás entrando como elemento de substituição de outros energéticos mais poluentes e de menor eficiência energética (SIMA, 2020).

4.1 Usos finais do GN no Estado de São Paulo e suas distinções em relação aos mercados globais e brasileiro

Os usos finais do GN no Estado de São Paulo, encontram-se fortemente atrelado ao Setor Industrial com 73% da demanda pelo hidrocarboneto, com a Produção elétrica, o Uso Urbano e o Transporte, somando 27% do GN demandado, como destacado na Figura 24 (SIMA, 2020).

Figura 24 - Uso final do GN no Estado de São Paulo



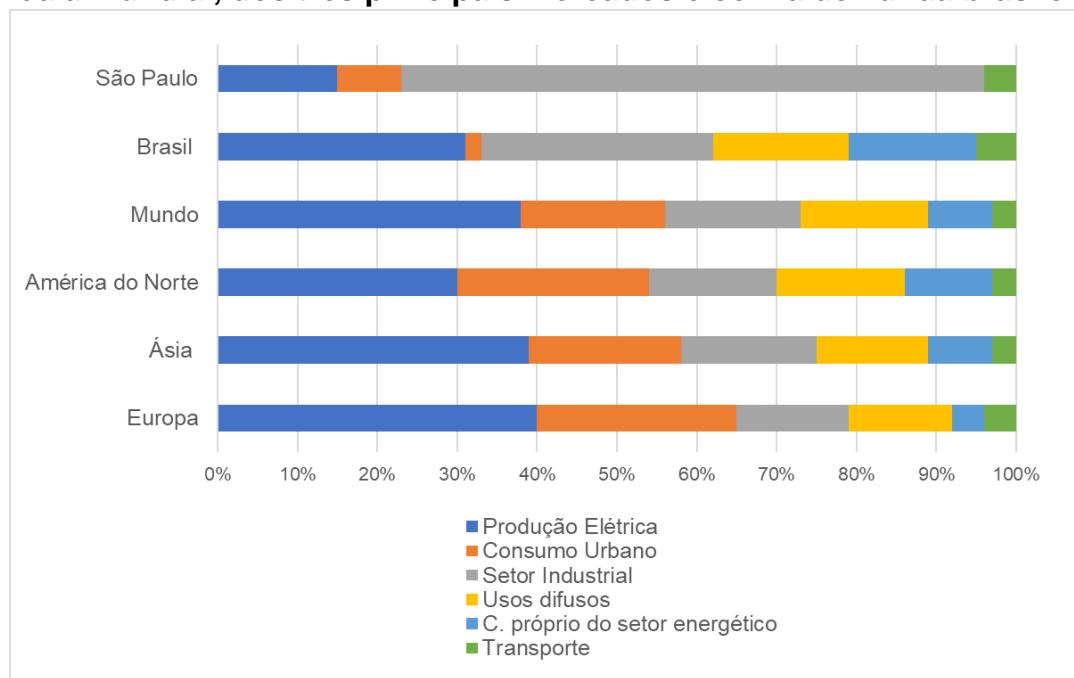
Fonte: Elaborado pelo autor com base em SIMA (2020)¹⁶

Todavia, a alta demanda industrial, distingue o mercado de GN paulista dos principais mercados globais e brasileiro, ao qual essa demanda apresenta-se como terceiro ou segundo em consumo, não alcançando em nenhum dos casos 1/3 do GN demandado, como destacado na Figura 25. Em relação aos outros usos finais, a

¹⁶ As classificações de Uso final utilizadas na pesquisa, tem como fonte uma agência nacional, a EPE, e uma secretaria de Estado, a SIMA. Em sua metodologia de classificação, a SIMA não utiliza o conceito de “Consumo Próprio do Setor Energético” ou “Outros” (aqui classificado como Usos Difusos). Para tanto, a decisão de se manter a distinção classificatória, foi realizada para a não distorção dos dados apresentados pela a EPE (2020) e SIMA (2020), o que poderia levar a interpretações equivocadas sobre os usos finais do GN, nos recortes espaciais destacados.

demanda do setor de transporte não se distingue das médias dos outros recortes espaciais, contudo, no setor de Produção Elétrica e Uso Urbano, o Estado de São Paulo, apresenta uma demanda abaixo da média mundial e dos principais mercados internacionais do gás, e dentre os índices brasileiro, o uso urbano é quatro vezes maior (02% contra 08% de São Paulo) e na geração elétrica 50% menor (31% contra 15% de São Paulo) (EPE; SIMA, 2020).

Figura 25 - Usos finais do GN no Estado de São Paulo em comparação com a média mundial, dos três principais mercados e com a demanda brasileira



Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2020) e SIMA (2020)

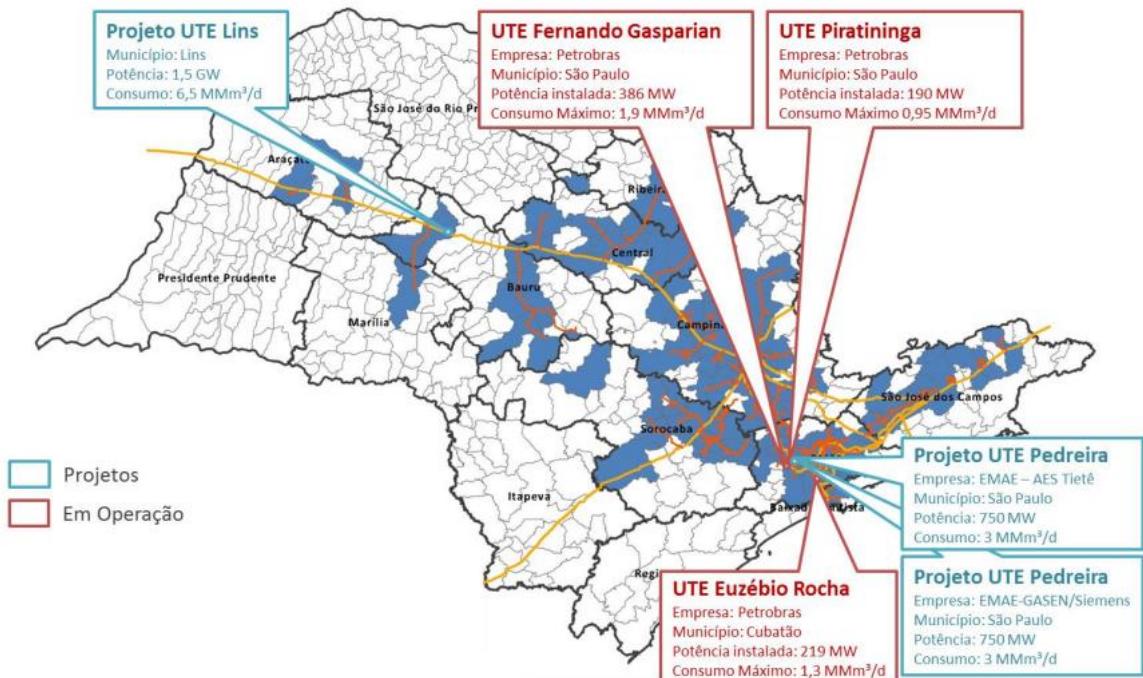
4.1.1 Produção Elétrica

No que tange ao segmento de Produção Elétrica, no Estado de São Paulo localizam-se 03 UTEs: Fernando Gasparian, Piratininga¹⁷ e Euzébio Rocha, todas pertencentes à Petrobras. As três usinas somadas possuem 795 MW de potência e um consumo fixo de 4,2 milhões de m³/d de GN (SIMA, 2020). No Estado figuram ainda outros 3 projetos de UTEs, que buscam somar mais 15 milhões de m³/d de GN ao consumo estadual, sendo estes projetos, os das UTEs Pedreira I da EMAE/AES Tietê com uma potência de 750 MW, Pedreira II da EMAE-GASEN/Siemens com uma

¹⁷ Na classificação da Secretaria da Infraestrutura e Meio Ambiente, as UTEs Fernando Gasparian e Piratininga, são consideradas usinas distintas, no entanto, a Petrobrás proprietária das usinas, adota o nome de UTE Fernando Gasparian para todo o complexo térmico (vide Tabela 02).

potência de 750 MW e o projeto da UTE Lins da Lins S.A. com uma potência de 2.050 MW¹⁸, sendo que esses projetos não possuem data para o começo de sua implementação (CETESB, 2018; SIMA, 2020). As UTEs existentes e previstas, são destacadas na Figura 26.

Figura 26 - Mapa das UTEs a GN existentes e previstas no Estado de São Paulo



Fonte: SIMA (2020)

Ademais, soma-se ao parque térmico a GN do Estado, a cogeração elétrica através de usinas híbridas de bagaço de cana de açúcar e GN; das 221 usinas de biomassa no Estado, 54 delas já se utilizam da cogeração elétrica, com diversos projetos de novas usinas, principalmente na região de concessão da GasBrasiliense, sendo que em nível nacional o Estado de São Paulo já responde com uma cogeração de 4.300 MW, ou 45,7% do total do Brasil (SIMA, 2020). E segundo a SIMA (2020), a combinação do bagaço de cana de açúcar com o GN amplia a eficiência energética entre 29% e 34% da planta geradora de eletricidade, nesse sentido, o GN se insere como um combustível complementar às fontes renováveis.

O Estado de São Paulo ainda possui um forte potencial de conversão para a cogeração elétrica em cerca de 1600 instalações, sendo 25% no setor industrial e 75%

¹⁸ A potência da UTE no mapa da SIMA (2020) consta como 1.500MW, no entanto, no Relatório de Impactos ambientais da CETESB, consta 2.050 MW (CETESB, 2018).

no comércio (uso urbano), com esse potencial de crescimento correspondendo a uma capacidade de 3.471 MW, ao qual demandaria 19 milhões de m³/d de GN, sendo 87,6% em uso final industrial e 14,4% em uso final urbano (SIMA, 2012; 2020). Por conseguinte, o setor de cogeração, apresenta-se como um grande mercado a ser desenvolvido no Estado de São Paulo, tendo a capacidade de ancorar economicamente o desenvolvimento dos gasodutos de distribuição, além de promover a descentralização elétrica resultando em uma ampliação da eficiência e segurança energética, e soma-se a isso, uma característica importante: o carro-chefe continua sendo a conversão de segmentos da indústria e do comércio ao uso do GN, algo que demarca o desenvolvimento do mercado gasífero do Estado de São Paulo.

Todavia, a produção elétrica a GN do Estado de São Paulo apresenta índices tímidos, com um parque térmico que passou por pequenas expansões desde 2009. Vale ressaltar nesse caso, o ainda relevante impacto das políticas federais e estaduais, na construção das demandas por gás. Nesse sentido, se compararmos os índices paulistas com os do Estado do Rio de Janeiro, observaremos que no caso fluminense, a produção elétrica representa 63% do uso final do GN, ou seja, acima da média nacional e mundial (FIRJAN, 2018).

4.1.2 Transporte

Por conseguinte, no segmento do Transporte, o GNV representa o terceiro maior mercado de GN do Brasil e o quarto no Estado de São Paulo, essa modalidade de uso final do gás, tem sua origem no PLANGÁS de 1987, ao qual possuía como acepção central a utilização do GN na substituição do diesel no transporte coletivo de passageiros e no transporte de carga (SIMA, 2020; EPE, 2020; PEYERL *et al.*, 2021). Porém, a ampliação do mercado de GNV encontra importantes entraves no Brasil, principalmente pelo fato de concorrer com o bem-sucedido mercado de biocombustíveis, munido de uma grande frota de veículos que se desenvolve desde os anos 1970, com o advento do Proálcool; além da incipiente rede de gasodutos de distribuição no território nacional, dificultando a popularização dos automóveis a GNV (SIMA, 2012).

No âmbito do Estado de São Paulo, a questão da produção dos biocombustíveis é ainda mais notável, o estado concentra 52% das lavouras de cana de açúcar do Brasil, liderando também a produção de Etanol, com uma produção em 2021 de 14,7 milhões de m³, correspondendo a 45% da produção nacional, e como já

destacado, o estado só se torna autossuficiente em GN no ano de 2014, portanto, em nível de políticas públicas, o Etanol por sua importância de longo prazo e impacto socioeconômico, sempre obteve a primazia das políticas energéticas estaduais (SEADE, 2021).

Neste ínterim, a ampliação do mercado de GNV, tanto no Estado de São Paulo quanto no Brasil, necessita, segundo a SIMA (2020), de uma série de evoluções de caráter técnico-econômico, tecnológico e político-institucionais, além da implementação e fomento de bases institucionais e economicamente viáveis. Podemos citar, o caso fluminense, onde as políticas voltadas ao GNV sempre foram amplas, em 2017 o consumo de gás no segmento dos transportes, somou cerca de 17% do uso final de GN no Estado (FIRJAN, 2017).

4.1.3 Uso Urbano

O uso urbano do GN detém índices acima da média nacional no Estado de São Paulo, porém muito aquém dos encontrados nos principais mercados internacionais de gás. Ademais, para a classificação nessa pesquisa, o Uso Urbano foi caracterizado pela soma dos usos residenciais, comerciais e públicos. No tocante ao uso público do GN, desde 2015, o Balanço Energético do Estado organizado pela SIMA, registra consumo nulo de gás, sendo este fato não esclarecido pelo documento.

No que concerne ao consumo residencial, este vem sendo o principal foco de investimento das três concessionárias de GN do Estado, sendo o segmento muito dependente da expansão da malha de gasodutos de distribuição (SIMA, 2020). O setor tem como finalidade central o aquecimento e a cocção, dois usos finais predominantemente dominados, no caso do aquecimento pela eletricidade e no caso da cocção pelo GLP, no entanto, entre os anos de 2011 e 2018, houve um crescimento médio anual de 6,6%, cenário que deve se repetir na próxima década no estado (SIMA, 2020; BARBOSA, 2021).

Por seguinte, no consumo comercial, ao qual abrange uma miríade de segmentos e diferentes usos finais, ao exemplo, da cocção, do aquecimento, da iluminação, da climatização e dentre outros, sendo este um setor predominantemente consumidor de eletricidade; todavia, o GN vem paulatinamente se inserido, principalmente através das estratégias de mercado das concessionárias de gás, ao buscam substituir o uso da Lenha e do Diesel, ainda presente em muitos

estabelecimentos comerciais, gerando um crescimento do consumo estadual de 5,1% ao ano no período de 2009 e 2018 (SIMA, 2020; BARBOSA, 2021).

4.2 Os impactos do GN no setor Industrial Paulista

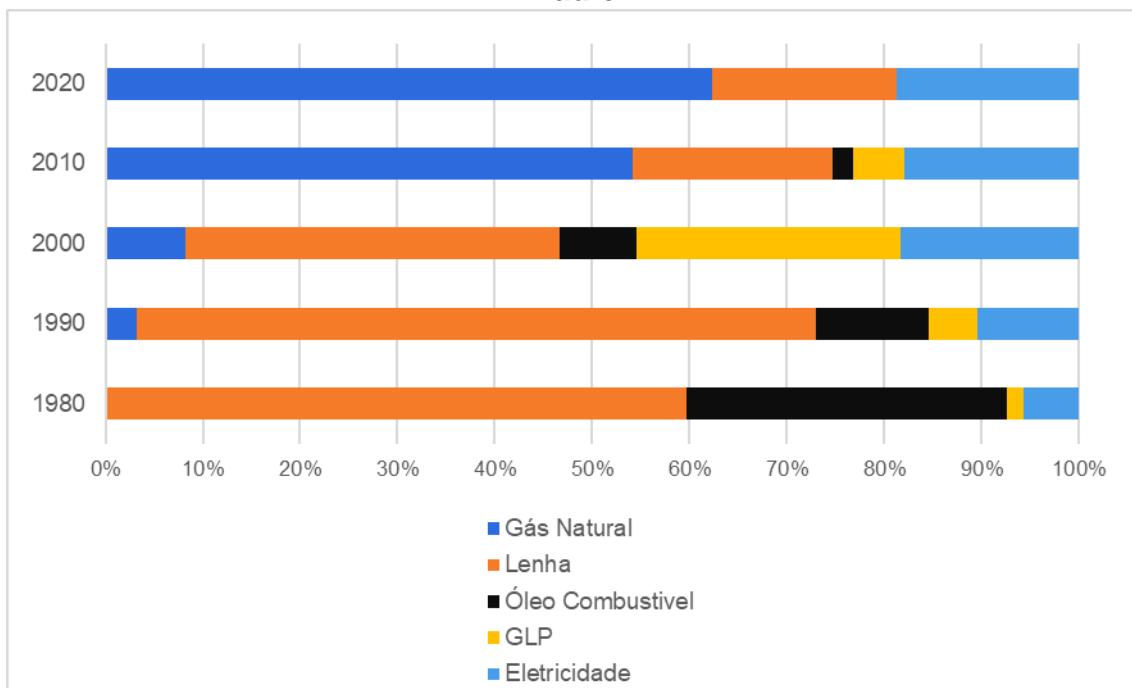
O setor industrial corresponde a 73% do uso final do GN no Estado de São Paulo, em um evidente contraste com média mundial e nacional, como já apontado, e em uma comparação com a segunda unidade federativa em consumo de GN no Brasil, o Estado do Rio de Janeiro, essa média fica ainda mais distinta, o consumo da indústria fluminense representa um pouco menos de 17% do uso final do GN no Estado (FIRJAN, 2017). O setor secundário paulista, é caracterizado pela presença dos mais diversos segmentos industriais, desde os de baixo uso de tecnologia, com 32,8% de participação, aos de alta tecnologia, com 12,5% de participação (BARBOSA, 2021). Nesse ínterim, existe uma demanda pelos mais diversos energéticos, sendo os principais: o bagaço de cana (50,7%), a eletricidade (17,7%), o GN (15%), a lenha (5%), o óleo diesel (2,7%) entre outros (SIMA, 2021). E dentre os combustíveis fósseis, o GN foi o único a ampliar a sua participação no setor industrial estadual, passando de 55% em 2009 para 70,8% em 2018 (BARBOSA, 2021).

Em relação a inserção do GN na indústria paulista, seu iniciou se deu ao final da década de 1990, com a inauguração do GASBOL. No caso do Estado de São Paulo, o foco principal após a inauguração do gasoduto, não foi a constituição de novos demandantes fixos de GN, ao exemplo, de programas do governo federal como o PLANGÁS e o PPT, que buscou através da construção de termelétricas ou inserção do GNV ancorar o consumo de GN da Bacia de Campos e do GASBOL; no caso de São Paulo, os impactos do PPT foram limitados, com a inauguração de apenas 02 UTEs. Nesse sentido, o foco de inserção do GN, se deu pela conversão industrial, ou seja, na substituição de combustíveis, principalmente o gás de coqueria, do carvão mineral, do óleo combustível, lenha e o carvão vegetal, principalmente nas indústrias de baixa tecnologia, como por exemplo, nos segmentos de papel e celulose, cerâmica, vidro, ferro gusa entre outras (TELLES, 1997; SIMA, 2020).

Todavia, a conversão industrial em São Paulo responde a dois contextos após a inauguração do GASBOL: (i) a busca pela eficiência energética e combustíveis mais baratos e a (ii) mitigação de gases poluentes com base em políticas públicas; sendo que ambas podem ser usadas como elemento de justificativa para a conversão da manufatura ao uso do GN.

No que tange, ao primeiro ponto, a SIMA (2021) realça que ao potencial para a conversão da indústria ao consumo do GN, não é muito elevado, devido a disponibilidade de biomassa (bagaço de cana) e o uso ainda muito elevado de eletricidade, tornando a conversão viável economicamente no caso da utilização de energéticos com valores superiores ao do gás, ao exemplo, do óleo combustível, do GLP e do diesel ou de energéticos de baixo rendimento energético, ao exemplo, da lenha e do carvão vegetal. Destaca-se nesse caso, a indústria de cerâmica do Estado de São Paulo, responsável pela produção de tijolos a porcelanatos, sendo um setor de baixa tecnologia, que até os anos 1990 possuía um elevado consumo de biomassa e óleo combustível, e após a inauguração do GASBOL e nos 20 anos que se seguiram, houve uma paulatina redução do consumo da lenha, passando dos mais de 70% na década de 1990 para cerca de 20% em 2020 e a substituição completa do consumo de óleo combustível, como apontado na Figura 27 (SIMA, 2020).

Figura 27 - Expansão do uso de GN na Indústria de Cerâmica do Estado de São Paulo



Fonte: Elaborado pelo autor com base em SIMA (2021)

Telles (1997), salienta que a conversão do setor para o GN, gera economias na limpeza, manutenção, operação e no aumento da vida útil dos revestimentos de tijolos refratários das fornalhas. Outra vantagem é apontada por Barbosa (2021), que

destaca que GN não possui oscilações de fornecimento, algo que ocorre no caso das Biomassas, devido aos períodos de safra.

Ademais, o peso da indústria de cerâmica se evidencia no Estado de São Paulo, através dos dados de consumo da cidade de Santa Gertrudes, sede do maior polo cerâmico do hemisfério sul, reunindo 28 indústrias do segmento, e que dentre os 645 municípios do estado, possui o terceiro maior consumo de GN, sendo o mesmo totalmente voltado a indústria (SIMA, 2020).

Na figura 28 é apresentado o interior de uma pequena olaria na cidade de Barra Bonita (SP), ao qual ainda se utiliza da lenha no processo final de fabricação de tijolos. O consumo da lenha, ainda representa 1/5 do consumo energético do setor, todavia lentamente com a expansão das redes de distribuição, e as vantagens econômicas e energéticas do GN, a conversão industrial poderá em alguns anos englobar todo o segmento.

Figura 28 - Olaria em Barra Bonita (SP)

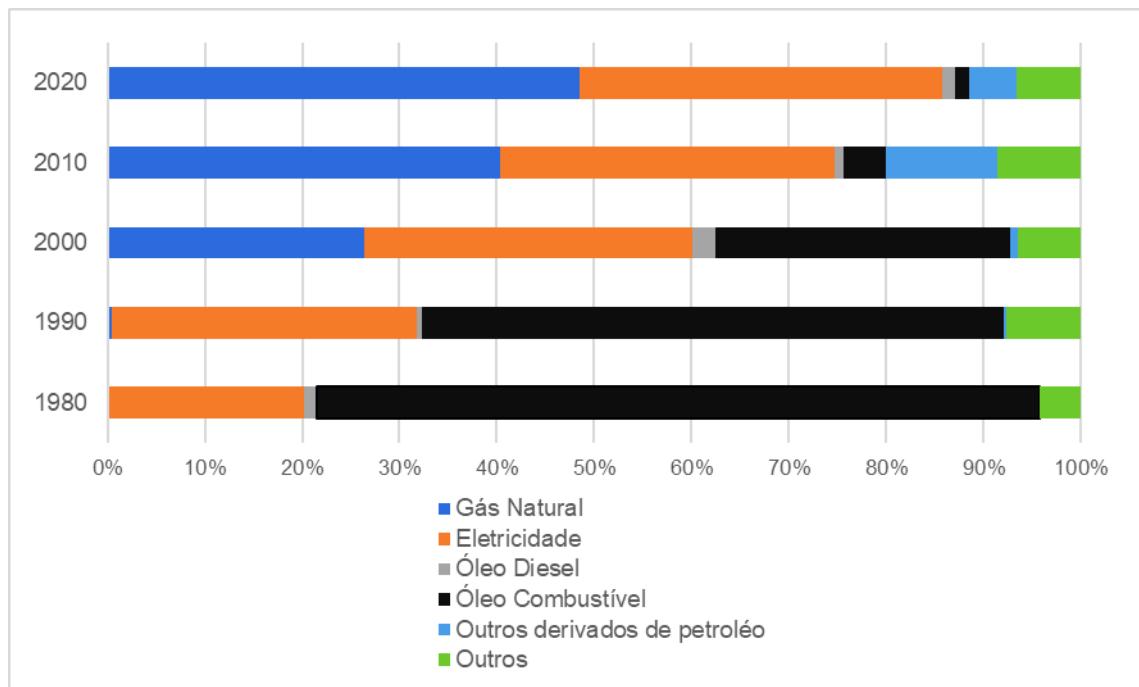


Fonte: Registro do autor 25/04/2022

No que tange às políticas ambientais, a conversão industrial tornou-se fundamental para o cumprimento de medidas de mitigação de poluentes, tanto em políticas estaduais, federais ou internacionais. Telles (1997), destaca que a conversão industrial para o GN, tem o potencial de reduzir as emissões dos óxidos de enxofre em 94%, dos óxidos de nitrogênio em 13,7%, do dióxido de carbono¹⁹ em 13,4% e de outros gases e materiais particulados em 25%. Nesse sentido, como já destacado, o Estado de São Paulo implementou desde 1998, diversas políticas públicas de mitigação de poluentes e descarbonização. Na indústria, além da substituição de fins econômicos, muitos segmentos buscam se alinhar às políticas ambientais das mais distintas esferas, no estado diversos setores industriais experimentaram nas últimas duas décadas, profundas reformulações energéticas, destacam-se na figura 29 e 30 a indústria Química e de Ferro Gusa e Aço.

A conversão da indústria química ocorreu com a substituição do GN pelo óleo combustível, ao qual na década de 1980 correspondia a cerca de 75% do consumo total do setor; atualmente o óleo combustível representa menos de 5% do consumo energético do setor, com o GN se aproximado dos 50% (SIMA, 2020).

Figura 29 - Expansão do uso de GN na Indústria Química do Estado de São Paulo

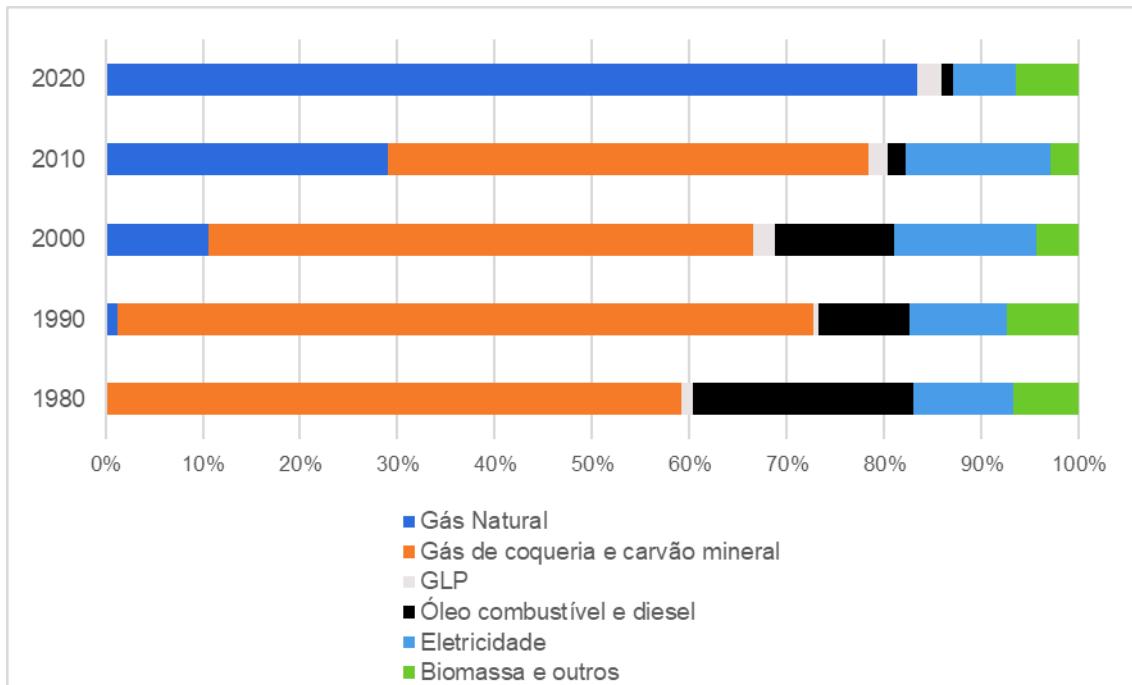


Fonte: Elaborado pelo autor com base em SIMA (2021)

¹⁹ Quimicamente o CO₂ não pode ser classificado como poluente, por ser um gás inerte que não interage com o meio. No entanto, por seu papel central nas mudanças climáticas, o mesmo é classificado como poluente pelos mais distintos órgãos ambientais nacionais e internacionais.

No caso da indústria de Ferro Gusa e Aço, a conversão industrial foi ainda mais profunda, levando a substituição do uso do carvão mineral e do gás de coqueria (derivado do carvão) de forma completa. Na década de 1990, mais de 80% do consumo energético do setor era constituído pelo carvão, gás de coqueria e óleo combustível, e a partir de 1999, com o GASBOL, o setor rapidamente iniciou o abandono dos combustíveis fósseis mais poluidores e os substituindo por GN (SIMA, 2021). No entanto, ressalta-se o fim abrupto do carvão e do gás de coqueria entre os anos de 2010 e 2020, e o mesmo vem ao encontro com adoção por parte do Estado de São Paulo das medidas defendidas no PEMC, de redução das emissões de gases de efeito estufa e outros poluentes, acordo inclusive alinhado com a COP26, que estipulou a abolição do uso do carvão nas próximas décadas (SIMA, 2012; 2020; BARBOSA, 2021).

Figura 30 - Expansão do uso de GN na Indústria de Ferro Gusa e Aço do Estado de São Paulo



Fonte: Elaborado pelo autor com base em SIMA (2020)

Por fim, a conversão industrial no Estado de São Paulo, foi o carro-chefe da introdução do GN na matriz energética estadual, e continuará até 2030, como um fator importante nas reduções de emissões de poluentes e ampliação da eficiência energética de diferentes segmentos. Segundo a SIMA (2020) no PPE/2030, se

somente 70% do óleo combustível, 50% do GLP e 50% do óleo diesel utilizados atualmente na indústria de São Paulo for substituído por GN, isso adicionaria em 2020 cerca de 3,3 milhões m³/d de GN ao consumo estadual, já com a substituição completa dos derivados de petróleo por gás, teoricamente até 2030 e com um crescimento anual de 01% ao ano, isso adicionaria 7,4 milhões m³/d de GN ao consumo estadual. Portanto, a conversão indústria continuará relevante para o estabelecimento do mercado de GN do Estado de São Paulo.

5. Conclusão e considerações finais

O mercado mundial vem passando por uma revolução, através da adoção do GN, como substitutos de combustíveis fósseis de menor eficiência energética e poluidores. Adiciona-se a isso, o rápido desenvolvimento do mercado global de GN, através do GNL, que transformou o gás em um combustível acessivo aos mais diversos países, quebrando a lógica que perdurou por década de um mercado regional. Diversos países tornaram-se exportadores e importadores de GN e GNL, enxergando no hidrocarboneto uma forma de cumprir as metas ambientais de descarbonização e ampliação da eficiência energética dos setores demandantes de recursos energéticos.

No tocante a isso, temos como resultado dos usos finais do GN nos principais mercados mundiais, uma concentração na produção elétrica e no uso urbano, ou seja, o segmento gasífero já foi desenvolvido do grande ao pequeno consumidor de GN. Havendo também uma infraestrutura já amadurecida, com milhares de quilômetros de gasodutos de distribuição e de transporte. Todavia, cabe ainda ao GN a função de combustível de substituição e de transição energética, esse papel foi reforçado na COP21 e na COP26, onde o GN figura como o principal combustível no processo de eliminação do uso do carvão mineral.

No Brasil, após quase uma década de dependência das importações de GN da Bolívia, o país constituiu mais três fontes de GN, de origem nacional e importada. Essas fontes são fruto do embevecido desenvolvimento do mercado não apenas de produção do GN, no caso do pré-sal e pós-sal, como também o de importação de GNL. Sendo que o atual objetivo do governo é o massificar nas mais distintas regiões do país o consumo do GN. Nesse ínterim, o GN tem como uso final principal no Brasil a geração de eletricidade, fato que não deve se modificar na próxima década, com diversos projetos de portos de regaseificação de GNL ancorados a grandes parques

termelétricos, ao exemplo, do parque termelétrico do Porto do Açu (RJ), com autorização de expansão para até 6,4 GW, com o mesmo caminho a ser trilhado nos estados do Amazonas, Sergipe, Maranhão, Pará e entre outros.

Todavia, evidencia-se que Estado de São Paulo, o principal estado consumidor de GN do Brasil, trilhou um caminho distinto do restante do país, ao buscar utilizar o GN em suas políticas públicas, como, por exemplo, o PEMC e o PROCLIMA, direcionado o hidrocarboneto para usos finais que resultassem na mitigação das emissões de poluentes e descarbonização de segmentos da economia. Esse fato coloca o Estado na vanguarda das políticas ambientais, ao se alinhar as medidas que atualmente são adotadas nas esferas internacionais, encaminhando um importante setor da economia estadual, a indústria, a uma transição energética justa, permitindo um ajuste em um determinado prazo, sem que o mesmo gere prejuízos ou desindustrialização, garantindo a manutenção de empregos e da renda. Portanto, comprovando-se a hipótese levantada para a presente pesquisa, a distinção dos usos finais do GN no Estado de São Paulo, é decorrente da conversão industrial e não da constituição de um novo mercado fixo demandante, como ocorreu em outros estados da federação, que estabeleceram seu mercado fixo na construção de usinas termelétricas, ao qual ancoraria posteriormente o desenvolvimento de outros segmentos do mercado gasífero.

No tocante ao consumo industrial paulista, alinhado as políticas ambientais, podemos utilizá-lo como exemplo, ao demonstrar um dos potenciais que o GN tem no Brasil, principalmente na substituição dos combustíveis de maior valor, demonstrando um caminho a ser estabelecido por outros entes federativos com o potencial para esse tipo de conversão, levando a uma paulatina transição energética “justa” no parque industrial brasileiro.

Por seguiante, a entrada do GN na matriz energética do Estado de São Paulo, no ano de 1999, de fato reduziu nos 20 anos seguintes, a dependência de diversos setores industriais dos derivados de petróleo e permitiu ao estado eliminar o uso do carvão mineral. Soma-se a isso, a crescente produção gasífera *offshore* na plataforma continental paulista, que tornou em 2014 o Estado autossuficiente, sendo um caminho “natural” o governo estadual incentivar a massificação do consumo do gás, já que através dele, diversos impostos são impactados positivamente, além do recebimento dos royalties da produção.

Contudo, o Estado ainda possui uma forte dependência do etanol e da biomassa, sobretudo, do bagaço de cana de açúcar, e que apesar de não possuírem a eficiência energética do GN, sua ampla disponibilidade e preços reduzidos, os tornam atraentes. Nesse sentido, o incentivo a cogeração elétrica através de usinas híbridas, aparenta ser o caminho a ser trilhado nessa década (2020-2030) para a ampliação do consumo do GN, principalmente no interior do estado de São Paulo, ou seja, a conversão industrial e termelétrica, continuará sendo o motor do desenvolvimento do mercado gasífero paulista.

Por fim, ainda existe um longo caminho a ser trilhado pelas concessionárias de GN do Estado, principalmente no desenvolvimento dos médios e pequenos consumidores de gás, dependentes de uma ampla rede de gasodutos de distribuição, ao exemplo, do setor do transporte e o uso urbano, que em países de mercados gasíferos maduros, já representam mais de 20% do uso final do GN. Todavia, o Estado de São Paulo, se encaminha para a massificação do uso do GN, de fato adentrado na Era do Gás Natural, que marcará a primeira metade do século XXI no mundo.

Referências Bibliográficas

ABEGÁS - Amazonica Energy e Mitsubishi estudam projeto de gás no Norte. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/arquivos/70349>> Acesso em: 07 de setembro de 2020

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Carvão Mineral 8.4 Geração Termelétrica a Carvão no Brasil. 2020 Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/carvao_mineral/8_4.htm> Acesso em: 20 de maio de 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. O Gás Natural Liquefeito no Brasil: Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL. Rio de Janeiro – 2010. Séries temáticas ANP – Nº 4

Dados Estatísticos de 2017. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>. Acesso em 08 de setembro de 2020

Cronograma atualizado de chamada pública para contratação da capacidade de transporte no GASBOL. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5014-anp-divulga-cronograma-atualizado-de-chamada-publica-para-contratacao-da-capacidade-de-transporte-no-gasbol>> Acesso em 29 de agosto de 2020

Anuário Estatístico Brasileiro Do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2020. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/central-conteudos/anuario-estatistico/2019/2019-anuario-versao-impressao.pdf>>. Acesso em: 15 de nov. 2021

Compromissos existentes ao longo da cadeia de Gás Natural: Contratos e Transportes. 2009. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/gasnatural>> Acesso em: 10 de janeiro de 2022

AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO – ARSESP. Institucional. 2022. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/Institucional.aspx>> Acesso em: 15 de abril de 2022

ALVES, H. J.; MELCHÍADES, F. G.; BOSCHI, A. O. Consumo de gás natural na indústria de revestimentos cerâmicos brasileira. Revista Cerâmica N^a 54, 2008 p. 326-331

ALVIM, C. F.; FERREIRA, O. C.; EIDELMAN, F.; GOLDEMBERG, J. Energia Final e Equivalente - Procedimento Simplificado de Conversão. Disponível em: <<https://ecen.com/eee18/enerequi.htm>> Acesso em: 12 de março de 2022

AMERICAN PUBLIC GAS ASSOCIATION - APGA (2022). **A Brief History of Natural Gas.** Disponível em: <<https://www.apga.org/apgaminsite/aboutus/facts/history-of-natural-gas>> Acesso em 05 de fevereiro de 2022

ARENDE, L.; SILVA, Y. F. M da; PEREIRA, C. A. A; MOUTINHO DOS SANTOS, E; PEYERL, D. **Prospects and challenges of the liquefied natural gas market in Brazil.** Research, Society and Development, [S. I.], v. 11, n. 2, p. e11811225527, 2022.

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO DE SÃO PAULO - ALESP. **Decreto N. 14.321, de 27 de novembro de 1979 - Institui o Programa de Desenvolvimento de Recursos Minerais - Pró-Minério e dá providências correlatas.** Disponível em: <<https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/decreto/1979/decreto-14321-27.11.1979.html>> Acesso em: 20 de setembro de 2021

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO DE SÃO PAULO - ALESP. **Decreto nº 40.700, de 06 de março de 1996 - Cria o Programa Operativo de Controle da Poluição do Sistema de Transportes do Estado de São Paulo e dá providências correlatas.** Disponível em: <<https://governo-sp.jusbrasil.com.br/legislacao/173010/decreto-40700-96>> Acesso em: 20 de março de 2022

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO DE SÃO PAULO - ALESP. **Lei nº 13.296, de 23 de dezembro de 2008 - Estabelece o tratamento tributário do Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores - IPVA.** Disponível em: <<https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/lei/2008/lei-13296-23.12.2008.html>> Acesso em: 20 de março de 2022

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO DE SÃO PAULO - ALESP. **Decreto nº 56.074, de 09 de agosto de 2010 - Institui o Programa Paulista de Petróleo e Gás Natural, cria o Conselho Estadual de Petróleo e Gás Natural do Estado de São Paulo e dá providências correlatas.** Disponível em: <<https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/decreto/2010/decreto-56074-09.08.2010.html>> Acesso em: 20 de março de 2022

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO DE SÃO PAULO - ALESP. **Decreto nº 58.388, de 14 de setembro de 2012 - Disciplina o Programa de Incentivo à Indústria de Produção e de Exploração de Petróleo e de Gás Natural no Estado de São Paulo.** Disponível em: <<https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/decreto/2012/decreto-58388-14.09.2012.html>> Acesso em: 20 de março de 2022

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO DE SÃO PAULO - ALESP. **Decreto nº 63.208, de 08 de fevereiro de 2018 - Dispõe sobre a isenção e redução de base de cálculo do ICMS em operação com bens ou mercadorias destinadas às atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.** Disponível em: <<https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/decreto/2018/decreto-63208-08.02.2018.html>> Acesso em: 20 de março de 2022

ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DO ESTADO DE SÃO PAULO - ALESP. **Constituição do Estado de São Paulo** - **CSPE.** Disponível em:

<<https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/constitucional/1989/compilacao-constitucional-0-05.10.1989.html>> Acesso em: 15 de abril de 2022

BARBOSA, M. O. **O Estado de São Paulo rumo ao processo de descarbonização: principais drivers e a participação do gás natural.** 2021. Dissertação (Mestrado em Análise e Planejamento Energético) Orientadora: Drielli Peyerl - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2021.

_____ ; PEYERL, D. **Natural Gas Associated with the Energy Transition and The Decentralization of Energy Generation in Brazil.** In Opportunities and Challenges of Natural Gas and Liquefied Natural Gas in Brazil, eds. MOUTINHO DOS SANTOS, E.; PEYERL, D.; NETTO, A. L. A. Rio de Janeiro: Letra Capital, 2021

BASTOS, G. **Usina Termelétrica Prosperidade I entra em operação.** 2022. Disponível em: <<https://badevalor.com.br/usina-termelétrica-prosperidade-i-entra-em-operacao/>> Acesso em: 12 de dezembro de 2021

BATISTA, J. C. **A estratégia de ajustamento externo do Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento.** Revista de Economia Política. v.7, nº12, abril-junho de 1987

BRITISH PETROLEUM - BP. **BP Statistical Review of World Energy - 2020.** Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>> Acesso em: 20 de março de 2022

_____ . **BP Statistical Review of World Energy - 2019.** Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>> Acesso em: 20 de março de 2022

BRENT-ROUZAUT N.; FAVENNEC J-P. **Petróleo & Gás Natural: Como Produzir e a que Custo.** Editado por Center for Economics and Management (IFP School). Coordenação da edição brasileira: MOUTINHO DOS SANTOS. 2ºed. rev. e ampl. Rio de Janeiro. Ed. Synergia, 2011.

BURGHETTI, B. S. **Perspectivas estratégicas para grandes consumidores industriais frente às mudanças regulatórias com a inclusão do livre acesso às redes de distribuição de gás natural canalizado no Estado de São Paulo.** 2010. Dissertação de mestrado (Mestrado em Energia) Orientador: Edmilson Moutinho dos Santos - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

CÂMARA FEDERAL. **Os desafios do pré-sal.** Edições Câmara, Brasília, 2009.

CEE – CENTER FOR ENERGY ECONOMICS. **Introduction to LNG: An Overview on Liquefied Natural Gas (LNG), its Properties, the LNG Industry, Safety Considerations.** Sugar Land, Texas: CEE, 2003.

CENTRAIS ELÉTRICAS BARCARENA - CELBA. **UTE Novo Tempo Barcarena - Apresentação.** Junho, 2018. Reunião nas dependências da EPE.

COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO - CETESB. **PROCLIMA: o programa.** Disponível em: <<https://cetesb.sp.gov.br/proclima/>> Acesso em: 25 de março de 2022

Licenciamento Ambiental - Processo IMPACTO 334/2018 (e-ambiente CETESB 072485/2018.54). Dezembro, 2018. Disponível em: <<https://cetesb.sp.gov.br/licenciamentoambiental/eia-rima/#1522871491345>> Acesso em 10 de janeiro de 2022

RIMA da Usina Termelétrica de Lins. Setembro de 2018. Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/eiarima/rima/RIMA_249_2018.pdf> Acesso: 15 de abril de 2022

COMGÁS - Companhia de Gás de São Paulo. **Histórico (2022).** Acesso em: <<https://ri.comgas.com.br/a-companhia/historico/>> Acesso em 10 de fevereiro de 2022

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI. **Térmicas na base: a escolha inevitável - Propostas da indústria eleições 2018.** v.29. Brasília, 2018

; ASSOCIAÇÃO DOS GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES - ABRACE. Gás Natural: Mercado e Competitividade. 2018. Disponível em: <<https://static.poder360.com.br/2018/06/28-GAS-NATURAL-ELEICOES-2018.pdf>> Acesso em: 15 de fevereiro de 2022

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **CADE e Petrobras celebram acordo para venda de ativos no mercado de gás natural. Conselho Administrativo de Defesa Econômica.** 2019. Disponível em: <<http://www.cade.gov.br/noticias/cade-e-petrobras-celebram-acordo-para-venda-de-ativos-no-mercado-de-gas-natural>> Acesso em: 30 de nov. de 2021

CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA. **Comitê Brasileiro - Dicionário de terminologia energética.** 3 ed. Rio de Janeiro: CBCME, 2001. (324 p)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL. **Termelétricas no Estado do Paraná.** Maio, de 2018. Reunião nas dependências da EPE.

CORREIO BRAZILIENSE. **Apagão elétrico custou R\$ 45,2 bilhões aos brasileiros - 15 de julho de 2009.** Disponível em: <https://www.correobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2009/07/15/internas_economia,126861/apagao-eletroico-custou-r-45-2-bilhoes-aos-brasileiros.shtml> Acesso em: 20 de setembro de 2020

CONSELHO ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE - COSEMA. **Terminal de GNL - Reforço Estrutural de Suprimento de Gás da Baixada Santista – EIA.** Abril, 2019.

COSTA, H. K.M. **A regulação de livre acesso no setor de distribuição de gás natural canalizado: o caso de São Paulo.** Dissertação de Mestrado (Mestrado de Energia). Orientador: Célio Bermann. Programa Interunidades (Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Eletrotécnica e Energia, Instituto de Física) de pós-graduação em Energia pela Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006

COSTA, S. M. **A Exploração do pré-sal e o Futuro Brasileiro.** 2014 Disponível em: <https://bdm.unb.br/bitstream/10483/12006/1/2014_SusianeMarquesCosta.pdf> Acesso em: 10 de dezembro de 2021

COUNTRY ECONOMY. **Bolívia - Índice de Desenvolvimento Humano.** 2019. Disponível em: <<https://pt.coutryeconomy.com/demografia/idh/bolivia>> Acesso em: 15 de fevereiro de 2022

CRONSHAW, I.; MARSTRAND, J; PIROVSKA, M.; SIMMONS, D.; WEMPE, J. **Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe: How to Achieve Workable Competition in European Gas Markets?** IEA Information Paper 2008.

D'ASSUNÇÃO, M.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Gás Natural no Cenário Brasileiro.** 2015. Disponível em: <<https://www.livrariasynergia.com.br/livros/000307/9788568483053/gas-natural-no-cenario-brasileiro.html>> Acesso em: 10 de janeiro de 2022

EIA – U.S. Energy Information Administration, 2020. Country Analysis Executive Summary: Japan. Disponível em: <https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/Japan/japan.pdf> Acesso em: 10 dezembro 2021

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (2020). **Demanda de Gás Natural nos Mercados Nacional e Internacional.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/EPE,%202020%20%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Demand%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20vFinal.pdf> Acesso em 15 de novembro de 2021

(2019). Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil. Panorama dos Principais Projetos. Brasília

(2018). Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil. Panorama dos Principais Projetos. Brasília

(2017). Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sitespt/publicacoesdadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao250/topico307/EPE%202017%20%20Panorama%20da%20Ind%C3%ADstria%20d%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Bol%C3%ADvia%20via%202022jun17.pdf>> Acesso em: 10 de nov. 2021.

(2018). **Considerações sobre a participação do gás natural na matriz energética no longo prazo 2018.** Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/consideracoes-sobre-a-participacao-do-gas-natural-na-matriz-energetica-no-longo-prazo.pdf>> Acesso em: 15 de nov. 2021

(2019). **Balanço Energético Nacional – BEN: Ano base 2018.** em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%20202019%20Completo%20WEB.pdf>> Acesso em 20 de maio de 2020.

(2019a). **Informe: Mercado Internacional de GNL - 2018/2019.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-318/2018-2027_rev1.pdf> Acesso em: 15 de nov. 2021

(2019b). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-422/PDE_2029.pdf> Acesso em: 15 de nov. 2021

(2019). **Plano Indicativo de processamento e escoamento de Gás Natural - PIPE.** Disponível em: <<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>> Acesso em: 10 de abril de 2022

. **Energia Termelétrica: Gás natural, biomassa, carvão, nuclear.** Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoesdadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao173/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf>> Acesso em: 20 de maio de 2020

. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030.** 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE_2030_RevisaoPosCP_rv2.pdf> Acesso em: 10 de abril de 2022

ENERGY CHARTER SECRETARIAT. **Gas Pricing.** In: Putting a Price on Energy: International Pricing Mechanisms for Oil and Gas. Bruxelas: Energy Charter Secretariat, 2007, cap. 4, p. 97-200. Disponível em: <https://www.energycharter.org/fileadmin/user_upload/document/Pricing_-_chapter_4.pdf> Acesso em: 20 de fevereiro de 2020

ENEVA. **Complexo Parnaíba.** Disponível em: <<https://eneva.com.br/nossos-negocios/geracao-de-energia/complexo-do-parnaiba/>> Acesso em: 10 de março de 2022

EPBR. **O cronograma da nova chamada pública do GASBOL.** 10 de março de 2020. Disponível em: <<https://epbr.com.br/nova-chamada-publica-do-gasbol-vai-ofertar-10-milhoes-de-m%C2%B3-dia-de-gas-natural-dispensados-pela-petrobras/>> Acesso: 02 novembro de 2021

Petrobras sozinha no GASBOL em 2022. 21 de dezembro de 2021. Disponível em: <<https://epbr.com.br/petrobras-sozinha-no-gasbol-em-2022/>> Acesso em: 10 de fevereiro de 2022

FIORENZE, M.; HEDLUND, K. F. S.; GRAEPIN, C.; SILVA, T. C. N.; AZEVEDO, F. C. G.; KEMERICH, P. D. C. **Gás Natural: Potencialidades de Utilização No Brasil.** Rev. Elet. em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental. v(10), nº 10, p. 2251-2265, JAN-ABR, 2013.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - FIRJAN. Perspectivas do Gás natural no Rio de Janeiro 2017–2018. Sistema FIRJAN. Rio de Janeiro, 2017

FRANÇA, M. G. de. **O histórico da gestão da energia elétrica no Brasil.** TCC (Especialização em Gestão Pública) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba – IFPB/ Coordenação de edificação. Orientador: Prof. Dr. Anilde Franco Alves - João Pessoa, 2016.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS - FGV. Cadernos da FGV Energia: Caderno G. Novembro 2014. São Paulo. Disponível em: <http://www.fgv.br/fgvenergia/caderno_gas_natural/files/assets/common/downloads/Caderno_G.pdf> Acesso em: 15 abril de 2020.

FURNAS - UTE de Santa Cruz: conclui modernização no próximo ano. 2005. Disponível em: <https://www.furnas.com.br/arqtrab/ddppg/revistaonline/linhadireta/rf322_entrev.pdf> Acesso em: 10 de março de 2020.

FUSER, I. Conflitos e Contratos - A Petrobras, o nacionalismo boliviano e a interdependência do gás natural (2002-2010). [s.1] Universidade de São Paulo, 2011

GASBRASILIANO. A empresa. 2022. Disponível em: <<https://www.gasbrasiliiano.com.br/a-empresa/>> Acesso em: 15 de abril de 2022

GNA - GÁS NATURAL AÇU. GNA recebe primeira carga de GNL no Porto do Açu. 2021. Disponível em: <<https://www.gna.com.br/Portals/0/press-release/gna-recebe-primeira-carga-de-gas.pdf>> Acesso em: 15 de outubro de 2021

GOLAR POWER. TGS – Terminal Gás Sul. In: Consulta e Audiência Públicas nº 8/2019 – ANP. Abril, 2019.

Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/cap/2019/cap8/golar.pdf>> Acesso em: 20 de outubro

GOSMANN, H. **Integração Gasífera na América do Sul: estudo dos casos dos gasodutos Bolívia-Brasil (GASBOL) e Lateral-Cuiabá no contexto das relações bilaterais Bolívia-Brasil.** Monografia, Instituto de Relações Internacionais. Brasília: Universidade de Brasília, 2011

GRANGEIA, C. A. G. **Gasoduto do Campo de Mexilhão No Litoral Norte de São Paulo - Caracterização e Avaliação de Impacto Ambiental.** TCC apresentado ao Instituto de Biociências da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” - Campus de Rio Claro, para obtenção do grau de Ecóloga - Instituto de Biociências, Curso de Ecologia, UNESP, Rio Claro, 2008

HAGE, J. A. A. **Bolívia, Brasil e o Gás natural: Um Breve Debate.** Revista de Estudos e Pesquisas sobre as Américas, v. 2, n.1, 2008.

HISTÓRIA CONTEMPORÂNEA. **Gasômetro, e a rua do mesmo nome.** 19 de julho de 2010. Disponível em: < <https://historiacontemporaneamlopomo.blogspot.com/2010/07/gasometro-e-rua-do-mesmo-nome.html>> Acesso em: 05 de fevereiro de 2010

IBGE. **Logística de energia: 2015.** Coordenação de Geografia. Rio de Janeiro, IBGE, 2016

IEA - International Energy Agency. **The Role of Gas in Today's Energy Transitions.** 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-gas-in-todays-energy-transitions>. Acesso em: 10 de dezembro de 2021.

IEA - International Energy Agency. **Natural Gas Information: Review.** 2020 Disponível em: <https://www.iea.org/reports/natural-gas-information-overview>. Acesso em: 10 de dezembro de 2021.

IMETAME. **IMETAME Logística Porto e Energia.** Abril, de 2019. Reunião nas dependências da EPE.

KERDAN, I. G., JALIL-VEGA, F., TOOLE, J., GULATI, S., GIAROLA, S., & HAWKES, A. **Modelling cost-effective pathways for natural gas infrastructure: A southern Brazil case study.** Applied Energy, 255, 113799. 2019

LAUREANO, F. H. G. C. **A Indústria de Gás natural no Brasil e a Viabilização de seu Desenvolvimento.** Monografia (Bacharelado em Economia), Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 2002.

LEAL, F. I.; REGO, E. E.; RIBEIRO, C. O. **Natural gas regulation and policy in Brazil: Prospects for the market expansion and energy integration in Mercosul.** Energy Policy, v.128, 2019. p. 817-829.

LIAW, C.; NETTO, A. L. A.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Natural Gas New Expansion Frontiers: The Small-Scale Supply Throughout Brazilian Railway.** In Opportunities and Challenges of Natural Gas and Liquefied Natural Gas in Brazil, eds. MOUTINHO DOS SANTOS, E.; PEYERL, D.; NETTO, A. L. A. Rio de Janeiro: Letra Capital, 2021, p. 117–42

LIMA, M. T. S. L; SOUZA, M. C. **Discorrendo Sobre o Uso das Termelétricas no Brasil.** Ciência e Natura, v. 37 Ed. Especial UFVJM, 2014, p. 17–23.

MARCOVITCH, J. **Integração Energética na América Latina.** Coleção Documentos. São Paulo, Instituto de Estudos Avançados - Universidade de São Paulo, n.12.

MARTINS, Júlio Pereira. **Panorama do Gás Natural e sua Logística.** Dissertação de Mestrado. Orientador: Fabricio Carlos Pinheiro Oliveira; coorientador Antônio Márcio Tavares Thomé – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2016, p. 127.

MIKESELL, R. F. **Petroleum Company Operations and Agreements in the Developing Countries, resources for the future.** Washington DC, 1984, p. 160.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural - Destaques do mês de dezembro de 2019.** n. 154, 2019.

_____. **Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural - Destaques do mês de dezembro de 2014.** n. 93, 2014.

_____. **Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural - Destaques do mês de dezembro de 2009.** n. 33, 2009.

_____. **Estado plurinacional da Bolívia.** Disponível em: <<http://www.itamaraty.gov.br/pt-BR/ficha-pais/4870-estado-plurinacional-da-bolivia>>. Acesso em: 07 de novembro de 2020.

_____. **Novo Mercado do Gás.** 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gasegt>>. Acesso em: 10 de novembro de 2020.

MOTTA, J. F. M.; CHRISTOFOLETTI, S. R.; GARCEZ, L. L.; FLORÊNCIO, R. V. S.; BOSCHI, A. O.; MORENO, M. M. T.; CUCHIERATO, G.; ZANARDO, A. **Características do Polo de Revestimentos Cerâmicos de Santa Gertrudes - SP, com Ênfase na Produção de Argilas.** Revista Cerâmica Industrial, n. 9 v.1, Janeiro/Fevereiro, 2004

MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Energia, Gás Natural & Sustentabilidade.** Tese de livre docência apresentada ao IEE - Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, 2004.

_____. COSTA, H. K. M.; POULALLION, P. L.; CROSO, T. **Gás Natural e o Cenário Brasileiro: Prioridades e Contingências no Suprimento.** In: D'ASSUNÇÃO (coord.). Gás Natural no Cenário Brasileiro. 2015. Disponível em:

<<https://www.livrariasynergia.com.br/livros/000307/9788568483053/gas-natural-no-cenario-brasileiro.html>> Acesso em: 10 de janeiro de 2022

_____.; PEYERL, D.; NETTO, A. L. A. **Oportunidades e desafios do Gás Natural e do Gás Natural Liquefeito no Brasil.** 1. Ed. Rio de Janeiro: Letra Capital, 2021

NEGREIROS, A. R. **Considerações sobre a indústria de Gás Natural no Brasil.** Dissertação de Mestrado (Mestrado em Engenharia de Produção) Orientador: José Ramón Arica Chavez - Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro. Centro de Ciência e Tecnologia. Laboratório de Engenharia de Produção. Campos dos Goytacazes, 2013.

ODOÑEZ, R. **Crise na Bolívia pode atrasar renegociação de acordo sobre gasoduto.** O Globo, 12 dez. 2019. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/economia/crise-na-bolivia-pode-atrasar-renegociacao-de-acordo-sobre-gasoduto-24075735>>. Acesso em: 30 de mai. de 2020.

PALMA, O. **Paulipetro - Sem Preconceitos.** Ed. Companhia Editora Nacional (Paineiras). São Paulo, 1991.

PETROBRAS. **Terminal de Regaseificação de Pecém (GNL).** Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/terminais-e-oleodutos/terminal-de-regaseificacao-de-pecem-gln.htm>> Acesso em: 10 de agosto de 2020

_____. **Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara (GNL).** Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/terminais-e-oleodutos/terminal-de-regaseificacao-da-baia-de-guanabara-gnl.htm>> Acesso em: 10 de agosto de 2020

PETRONOTÍCIAS - **Petrobrás recebe autorização da ANP para construir trecho marítimo da rota 3.** Disponível em: <<https://petronoticias.com.br/petrobras-recebe-autorizacao-da-anp-para-construir-trecho-maritimo-do-rota-3/>> Acesso em: 05 de março de 2022

PEYERL, D. **The Oil of Brazil: Exploration, Technical Capacity, and Geosciences Teaching (1864-1968).** Switzerland: Springer Nature, 2019

_____.; NETTO, A. L. A.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Reflexões introdutórias sobre as oportunidades e desafios do gás natural e gás natural liquefeito.** in MOUTINHO DOS SANTOS, E.; PEYERL, D.; NETTO, A. L. A. **Oportunidades e desafios do Gás Natural e do Gás Natural Liquefeito no Brasil.** 1. Ed. Rio de Janeiro: Letra Capital, 2021

PIQUET, R.; MIRANDA, E. **A indústria de gás no Brasil: incertezas, implicações territoriais e perspectivas.** Novos Cadernos NAEA. v. 12, n. 1, 2009. p. 51-66.

PORTO CENTRAL. **Seu Novo Hub de Energia.** Abril, 2018. Disponível em: <<https://portocentral.com.br/pb/negocio/oleo-gas/>> Acesso em: 20 de agosto de 2020

RIBEIRO, R. T. S. **Estratégias cooperativas para o mercado brasileiro de Gás Natural: uma aplicação do método de Shapley**. Dissertação de mestrado (Mestrado em Planejamento Energético). Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio - Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2017

SANTOS JUNIOR, D. S. dos. **Elementos para a discussão sobre a renovação do contrato de fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil no contexto do aumento da produção brasileira de gás**. Dissertação de mestrado (Mestrado em Energia). Orientador: Edmilson Moutinho dos Santos - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

SEADE. **São Paulo lidera produção de etanol no país**. Disponível em: <https://informa.seade.gov.br/analise_pdf/sao-paulo-lidera-producao-de-etanol-no-pais/#:~:text=Dados%20da%20ANP%20mostram%20que,anidro%2C%20para%20adi%C3%A7%C3%A3o%20%C3%A0%20gasolina.> Acesso em: 15 de abril de 2022

SECRETARIA DA INFRAESTRUTURA E MEIO AMBIENTE - SIMA (2012). **Plano Paulista de Energia - PPE 2020**. Disponível em: <<file:///C:/Users/Yuri/Downloads/Plano-Paulista-de-Energia-2021-491.pdf>> Acesso em: 10 de março de 2022

(2019). **Balanço Energético do Estado de São Paulo de 2019: Ano base 2018**. Disponível em: <https://smastr16.blob.core.windows.net/home/2019/09/corr_beesp2019ab2018bx.pdf> Acesso em: 15 de abril de 2022

(2019). **15 Maiores Municípios Consumidores de Gás Natural - Estado de São Paulo**. Disponível em: <<https://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalcev2/intranet/PetroGas/index.html>> Acesso em 20 de abril de 2022

(2020). **Política Energética do Estado de São Paulo - Plano Paulista de Energia: PDE 2030 - Para as áreas de petróleo e gás**. Governo do Estado de São Paulo - Secretaria da Infraestrutura e Meio Ambiente. São Paulo, 2020

(2020). **Balanço Energético do Estado de São Paulo de 2020: Ano base 2019**. Disponível em: <<https://smastr16.blob.core.windows.net/home/2020/09/balanco-energetico-do-estado-de-sp-20201-1.pdf>> Acesso em: 15 de março de 2022

SEDETEC - **Termelétrica de Sergipe já tem autorização da ANEEL para operação comercial na geração de energia**. Disponível em: <<https://sedetec.se.gov.br/termeletrica-de-sergipe-ja-tem-autorizacao-da-aneel-para-operacao-comercial-na-geracao-de-energia/>> Acesso em: 20 de agosto de 2020

SEGUNDO PLANO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO - **II PND (1974)**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1970-1979/anexo/ANL6151-74.PDF> Acesso em: 15 de setembro de 2021

SILVA, F. F. da. **Capital internacional e a Petrobrás na ditadura brasileira: um estudo a partir dos ‘contratos de risco’ (1964-1984)**. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Desenvolvimento Econômico) Orientador: Fábio Antonio De Campos. Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico do Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2018

SILVA, Y. F. M. da; NETTO, A. L. A.; PEYERL, D.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Impactos do Gasoduto Bolívia-Brasil: Uma Análise Bibliométrica e Qualitativa**. Revista Brasileira de Energia | Vol. 28, Nº 1, 1º Trimestre de 2022

SOUSA, Rafaela. **Regiões do Brasil**. Brasil Escola. Disponível em: <<https://brasilescola.uol.com.br/brasil/regioes-brasileiras.htm>> Acesso em: 20 de outubro de 2020.

SOUSA, F. J. R. **A geração termelétrica: a contribuição das térmicas a gás natural liquefeito**. Dissertação de Mestrado (Mestre de Planejamento em Sistema Energético) Orientador Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP. Campinas, 2005.

SOVACOLL, B. K. **How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions**. Energy Research & Social Science Nº13, 202–215. 2015.

SROUR, S. **A reforma do Estado e a crise do setor de energia elétrica: Uma visão crítica do caso brasileiro**. Dissertação de Mestrado (Mestre em Administração Pública) Orientador: Prof. Dr. Marco Aurélio Ruediger. Escola brasileira de administração pública e de empresas da Fundação Getúlio Vargas – FGV. Rio de Janeiro, 2005

STATISTA. **Share of population living on less than 3,20 U.S dollars per day in Bolivia from 2000 to 2015**. 2015 Disponível em: <<https://www.statista.com/statistics/788965/poverty-rate-bolivia/>> Acesso em 15 de fevereiro de 2022

STUCHI, G. A. D; TACONELLI, M; BERTOLLO, V. A. **Geração termelétrica: principais componentes e tipos de centrais termelétricas**. TCC (graduação em engenharia elétrica com ênfase em sistemas de energia e automação) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. Orientador: Prof. Dr. Rogerio Andrade Flauzino – São Carlos, 2015.

THOMAS, S. **Understanding European Policy on the Internal Market for Electricity and Gas. Evaluation of the Electricity Gas Directives**. PSIRU University of Greenwich, 2006

TASCA, T. **De Roboré aos anos 2000: A Bolívia como Vértice de (In)Segurança Energética Brasileira?** Conjuntura internacional, v. 14, n. 1, p. 12-24, 2017.

TEIXEIRA, W.; TOLEDO, M. C. M.; FAIRCHILD, T. R.; TAIOLI, F. **Decifrando a Terra.** Cia. Editora Nacional. 2º ed. São Paulo, 2000

TEIXEIRA, J. P. B. **Gás Natural: o energético mais competitivo.** BahiaGás Documenta. PoD Editora. Rio de Janeiro: 2015.

TELLES, L. H. E. **Impactos da conversão de indústrias ao Gás Natural na Região Metropolitana de São Paulo.** Dissertação de mestrado (Mestrado em Energia) Orientador: José Roberto Moreira - Instituto de Energia e Eletrotécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.

TRANSPETRO – **Terminal de Regaseificação da Bahia (GNL).** Disponível em: <<http://transpetro.com.br/transpetro-institucional/nossas-atividades/dutos-e-terminais/terminais-aquaviarios/trba-ba.htm>> Acesso em: 10 de setembro de 2021

TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL - TBG(a). **GASBOL Traçado.** 2018. Disponível em: <<https://www.tbg.com.br/tra%C3%A7ado-gasoduto>> Acesso em: 07 de novembro 2021.

(b). **Composição acionaria.** 2018. Disponível em: <<https://www.tbg.com.br/composicao-acionaria>> Acesso em: 07 de novembro de 2021

. **Informações técnicas do lado Brasileiro.** 2014. Disponível em: <file:///C:/Users/Yuri/Downloads/Portaria%201-2003%20-%20_l_%20-%20_f_%20-%20Caract.%20F_sicas%20e%20Cap.%20M_xima-v2.pdf> Acesso em: 07 de novembro 2021

VENTURI, L. A. B. **Debutantes Dubitantes - um guia prático e emergencial para aqueles que estão às voltas com projetos de pesquisas (ou com elas próprias).** 2015

. **Recursos Naturais no do Brasil.** Curitiba: Appris/FAPESP, 2021

ZHANG, Hai Ying; WEN WEN Xi; QIANG Ji; QI Zhang. 2018. **Exploring the Driving Factors of Global LNG Trade Flows Using Gravity Modelling.** Journal of Cleaner Production 172: 508–15.