



UNIFACS

UNIVERSIDADE SALVADOR

LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES®

MESTRADO EM ENERGIA

JÁDISON BRANDÃO OLIVEIRA

**ANÁLISE DO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL E AS PERSPECTIVAS PARA
A GERAÇÃO TERMELÉTRICA**

Salvador - BA

2020

JÁDISON BRANDÃO OLIVEIRA

**ANÁLISE DO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL E AS PERSPECTIVAS PARA
A GERAÇÃO TERMELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da UNIFACS – Universidade Salvador, Laureate International Universities, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Victor M. Vieira.

Salvador - BA
2020

Ficha Catalográfica elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da UNIFACS
Universidade Salvador, Laureate Internacional Universities.

Oliveira, Jádison Brandão

Análise do novo mercado de gás natural e as perspectivas
para a geração termelétrica/ Jádison Brandão Oliveira.- Salvador,
2020.

107 f.: il.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em
Energia da UNIFACS Universidade Salvador, como requisito
parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Victor M. Vieira.

1. Energia elétrica. 2. Gás natural. 3. I. Vieira, Victor M., orient. II.
Título.

CDD: 621

JÁDISON BRANDÃO OLIVEIRA

ANÁLISE DO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL E AS PERSPECTIVAS PARA
A GERAÇÃO TERMELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da UNIFACS – Universidade Salvador, Laureate International Universities, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Energia à seguinte banca examinadora: .

Victor Menezes Vieira – Orientador _____
Doutor em Geologia pela Universidade Federal da Bahia - UFBA
Universidade Salvador – UNIFACS, Laureate International Universities

Rafael Gonçalves Bezerra de Araújo
Mestre em Regulação da Indústria da Energia pela Universidade Salvador – UNIFACS,
Laureate International Universities
Universidade Salvador – UNIFACS, Laureate International Universities

George Augusto Batista Câmara
Doutor em Engenharia Industrial pela Universidade Federal da Bahia - UFBA
Universidade Federal da Bahia – UFBA

Salvador ,

de 2020.

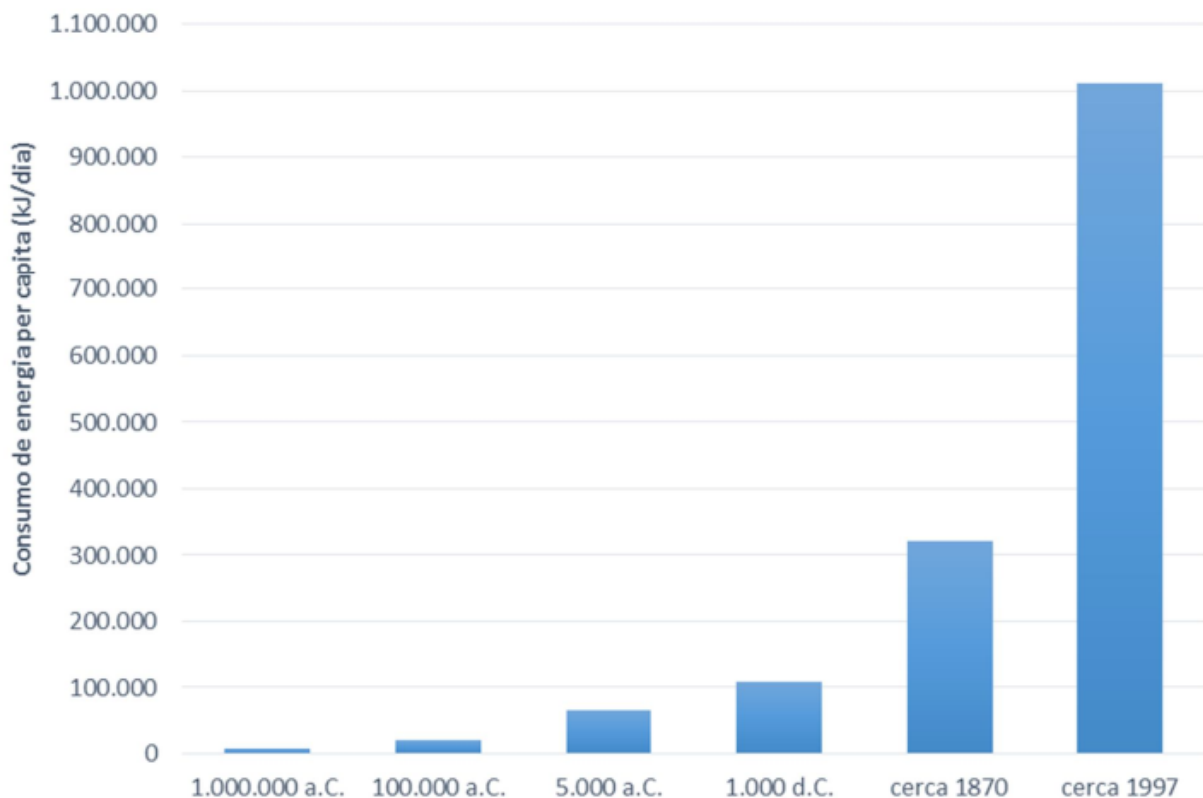
SUMÁRIO

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 4 |
| 2 | JUSTIFICATIVA | 10 |
| 3 | OBJETIVOS | 12 |
| 3.1 | GERAL..... | 12 |
| 3.2 | ESPECÍFICOS..... | 12 |
| 4 | METODOLOGIA | 13 |
| 5 | GÁS NATURAL | 15 |
| 5.1 | HISTÓRICO E DEFINIÇÃO..... | 15 |
| 5.2 | CADEIA PRODUTIVA | 21 |
| 5.3 | MERCADO E A GERAÇÃO TERMELÉTRICA | 23 |
| 5.4 | ASPECTOS AMBIENTAIS | 28 |
| 6 | APLICAÇÕES DO GÁS NATURAL | 35 |
| 6.1 | ENERGÉTICA..... | 35 |
| 6.2 | NÃO ENERGÉTICA | 38 |
| 6.3 | NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA | 39 |
| 7 | MERCADO DE ENERGIA PRIMÁRIA | 45 |
| 7.1 | PANORAMA GERAL..... | 45 |
| 7.2 | PANORAMA DO GÁS NATURAL..... | 52 |
| 7.3 | TRANSPORTE DO GÁS NATURAL..... | 58 |
| 7.4 | CENÁRIO BRASILEIRO | 63 |
| 8 | O NOVO MERCADO DE GÁS | 72 |
| 8.1 | FINALMENTE UM MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL..... | 72 |
| 8.2 | PROJETO PARA O SETOR DE GÁS NATURAL | 73 |
| 8.3 | PREOCUPAÇÕES PARA REFORMA DO SETOR DE GÁS NATURAL | 75 |
| 8.4 | PILARES DO NOVO MERCADO DE GÁS | 77 |
| 8.5 | PRÉ-SAL BRASILEIRO | 78 |
| 9 | ANÁLISE SWOT | 80 |
| 9.1 | CENÁRIOS PARA ANÁLISE SWOT | 82 |
| 9.2 | COMBINAÇÃO DE FORÇAS COM OPORTUNIDADES ANÁLISE A ... | 83 |
| 9.3 | COMBINAÇÃO DE FORÇAS COM OPORTUNIDADES ANÁLISE B ... | 86 |
| 9.4 | COMBINAÇÃO DE FORÇAS COM OPORTUNIDADES ANÁLISE C ... | 88 |
| 9.5 | COMBINAÇÃO DE FORÇAS COM OPORTUNIDADES ANÁLISE D ... | 90 |
| 9.6 | CONVERSÃO FRAQUEZAS EM FORÇAS..... | 92 |
| 9.7 | CONVERSÃO AMEAÇAS EM OPORTUNIDADES..... | 93 |
| 9.8 | PRINCIPAIS RESULTADOS OBTIDOS NA ANÁLISE SWOT..... | 95 |
| 10 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 97 |
| | REFERÊNCIAS | 99 |

1 INTRODUÇÃO

A trajetória do ser humano na Terra é acompanhada por um consumo crescente de energia. Cook e cols. (1971) reportaram que a evolução do consumo de energia por pessoa desde milhares de anos atrás, nas sociedades primitivas, quando a necessidade energética era da ordem de 8.000 kJ/dia (o equivalente a 0,2 litros de petróleo), até chegar próximo a 1.000.000 k J/dia (equivalente a 25 litros de petróleo), no fim do século XX (Figura 1).

Figura 1 – Evolução do Consumo de Energia ao Longo dos Anos



Fonte: Cook e cols. (1971, p.137).

Os seres humanos primitivos (cerca de 1.000.000 a.C.) dependiam quase que exclusivamente da força muscular utilizada como fonte de combustível, tinha como fonte para fornecimento de energia os alimentos. Ao longo dos anos as fontes de energia utilizadas pelas sociedades primitivas foram diversificadas (100.000 a.C.) utilizando também a madeira para o aquecimento e para preparo de alimentos. Nas sociedades agrícolas (5.000 a.C.) foram adicionadas a força muscular dos animais às suas fontes de energia, ampliando assim o consumo de energia. Por volta do ano 1.000 d.C. deu-se início a utilização de outras fontes de energia com o uso da

água, do vento, do carvão e do gás natural como fontes primárias de energia. Com a revolução industrial ocorrida na segunda metade do século XIX o consumo de energia aumentou significativamente. Através da utilização da água, do vento, do carvão, do gás natural e do petróleo, como fontes de energia, conseqüentemente aumentou de maneira relevante o uso de máquinas a vapor e o da eletricidade cresceu rapidamente. Nas atuais sociedades industrializadas a economia corrente depende diretamente do petróleo, dos respectivos derivados e da eletricidade. Grande parte do consumo concentra-se na indústria e nos transportes (COOK cols., 1971).

Diversos organismos nacionais e internacionais elaboram cálculos estatísticos sobre a projeção em torno da utilização de combustíveis e apresentam algumas previsões para os próximos anos do mercado energético.

Destacam-se como referências setoriais as publicações da *British Petroleum* – BP (2013), e da Empresa de Pesquisa Energética – (EPE, 2018). A BP elabora anualmente o *BP Statistical Review of World Energy* que apresenta cenários estatísticos sobre a projeção do consumo de combustíveis em todo o mundo. A EPE, órgão ligado ao Ministério de Minas e Energia, publica anualmente o Balanço Energético Nacional – BEN. Estes órgãos indicam o aumento significativo da participação do gás natural na matriz energética, apresentando crescimento superior ao observado no petróleo e no carvão mineral, que são, atualmente, as duas principais fontes de energia primária.

O Balanço Energético Nacional (EPE, 2018) divulgou que no ano base de 2017 o gás natural representava 12,9 % da matriz energética, sendo que a produção média diária, em 2017, foi da ordem de 109,9 milhões de m³/dia, enquanto que, em média, 29,4 milhões de m³/dia foram importados diariamente. A média diária de produção do ano foi de 109,9 milhões de m³ diários, sendo o volume de gás natural importado foi de 29,4 milhões m³/dia.

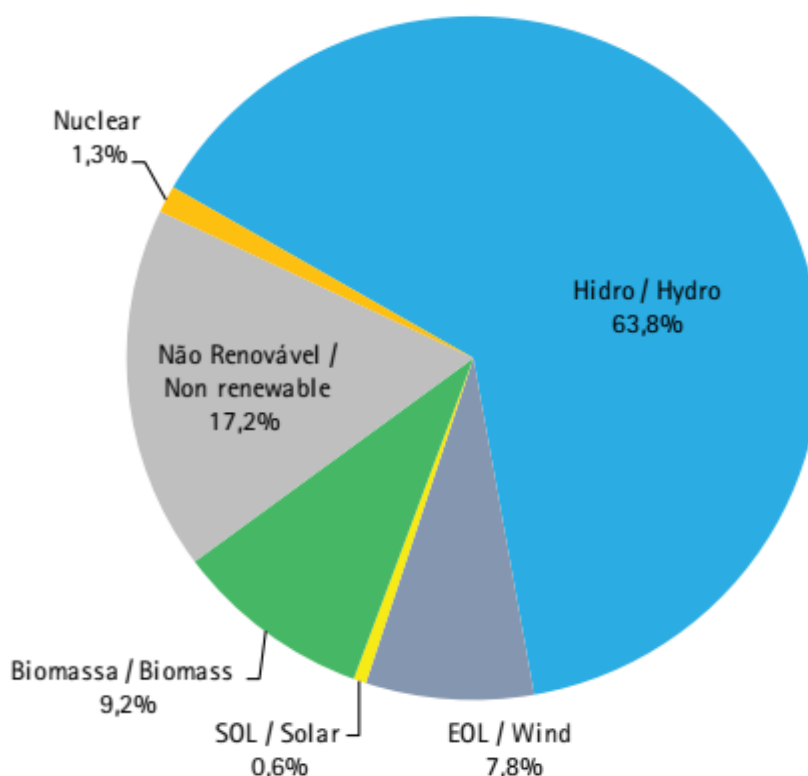
Com isto a participação do gás natural na matriz energética atingiu o patamar de 15,3% e 65,6TWh. Dados publicados no relatório da EPE (2018), ano base 2017, mostram um acréscimo de 1,4 % em relação ao ano de 2016, devido principalmente ao crescimento da atividade siderúrgica.

Em 2017 o gás natural destinado à geração de energia elétrica alcançou na média 40,1 milhões m³/dia, representando uma expansão de 15,3% ante 2016.

Em 2017 a participação do gás para geração de energia elétrica subiu de 34,5% para 37,6%, refletindo um maior despacho das termoeletricas que utilizam esta fonte que, em conjunto junto com outras fontes energéticas, assegurando o suprimento da demanda de energia elétrica nacional, em um ano caracterizado pelo recuo geração hídrica (EPE, 2018).

Como pode ser visto na Figura 2, a expansão da capacidade instalada, as centrais hidráulicas contribuíram com 3.350 MW ou seja 63,8% do total adicionado, enquanto as eólicas responderam por outros 2.159 MW equivalente à 7,8% da capacidade adicionada. Destaque para a evolução potência instalada do solar fotovoltaico que atingiu com 935 MW em 2017 contra 24 MW em 2016.

Figura 2 – Participação das Fontes na Capacidade Instalada

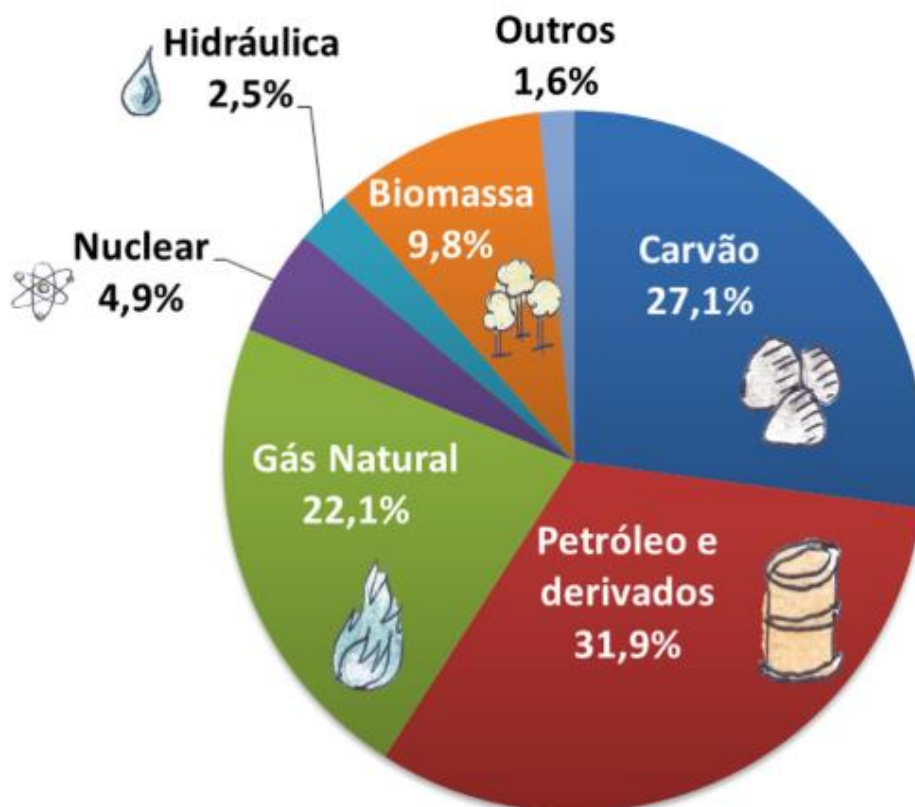


Fonte: EPE (2018, p.19).

Segundo relatório da BP (2018) o consumo mundial de energia, para o período de 2011-2030, caracteriza que o consumo do gás natural será o que apresentará maior crescimento dentre os combustíveis fósseis. Enquanto a demanda mundial por gás natural crescerá na ordem de 2% ao ano. A Figura 3 apresenta a evolução da participação dos combustíveis na matriz energética

mundial. O gás natural, juntamente com as energias renováveis, deverá apresentar incremento na participação, ao passo que o petróleo e o carvão deverão sofrer grandes reduções.

Figura 3 – Participação dos Combustíveis na Matriz Energética Mundial



Fonte: IEA (2018, p.5).

O Brasil apresenta expectativas de crescimento do consumo de gás natural, segundo a BP (2013) o crescimento na produção de todos os tipos de energia, até 2030, deverá ser superior a 80%. Sendo que a produção de gás natural deverá crescer mais de 140 %, superior ao crescimento da produção de petróleo, previsto em 87%. A demanda pelo gás natural deverá ter um incremento superior a 130%, sendo a maior alta dentre os combustíveis fósseis. A expansão da infraestrutura de transporte e distribuição de gás será o principal gargalo para que o país possa concretizar as previsões.

A legislação brasileira, desde a década de 1990, apresenta que haverá um incremento da participação do gás natural na matriz energética nacional. A Lei nº 9478, de 06 de agosto de 1997, que dispõe sobre a Política Energética Nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de

Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, prevê logo no Art. 1º que as políticas nacionais de utilização de energia deverão incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural (BRASIL, 1997). O Conselho Nacional de Política Energética, criado através do Decreto nº 3520, de 21 de junho de 2000, também prevê em seu Art. 1º que a Política Energética Brasileira deverá, dentre outros princípios, incrementar a utilização do gás natural (BRASIL, 2000).

Segundo Alexandre (2014) crescimento da oferta e da demanda do gás natural no Brasil deverá passar, necessariamente, pelo incremento da infraestrutura de transporte e distribuição deste combustível. Na Figura 4 constata-se os gasodutos de transporte em operação, em implantação e em estudo no Brasil e nos países vizinhos.

Figura 4 – Gasodutos Brasileiros e dos Países Vizinhos



Fonte: Gasnet (2018, p. 12).

Uma grande concentração dos gasodutos de transporte é observada atualmente em operação, na zona litorânea brasileira, em contrapartida boa parte do interior do Brasil, com grandes polos econômicos e industriais, não possui

infraestrutura de transporte, e conseqüentemente de distribuição, deste combustível (ALEXANDRE, 2014).

Dentre os vários aspectos positivos da utilização do gás natural destaca-se que entre os combustíveis fósseis ele é o que apresenta menor potencial de poluição. Reduzindo a quantidade de CO₂, materiais particulados e compostos de enxofre emitidos para a atmosfera (ALEXANDRE, 2014).

2 JUSTIFICATIVA

À medida que a participação de fontes intermitentes como as de origem eólica, solar e hidrelétrica a fio d'água no parque gerador brasileiro aumenta, tornar-se-á cada vez maior a utilidade de geradores que possam ser instalados próximos às áreas em que a carga mais cresce e que possam produzir energia nos momentos em que é mais necessária (IAB, 2016).

As termelétricas a gás natural atendem a esses quesitos e despontam como uma das opções mais promissoras dada a perspectiva de ampliação da oferta de gás natural nos próximos anos. No entanto, a competitividade dessa opção depende crucialmente da evolução do mercado de gás natural no país (IAB, 2016).

Conforme apresentado pelo Instituto Acende Brasil IAB (2016) o desenvolvimento de um mercado de gás pujante pode não apenas resultar em preços menores decorrentes da pressão da concorrência, mas pode também oferecer maior flexibilidade no aproveitamento do gás natural.

Reconhecidas essas vantagens, segundo o IAB (2016) o desenvolvimento do mercado de gás depende dos pontos, conforme apresentados na sequência:

- a) Ampliação da oferta por meio de um programa contínuo e previsível de licitações de blocos de exploração;
- b) Eliminação das barreiras à exploração não convencional;
- c) Facilitação do transporte de gás natural das áreas de exploração marítimas por meio do compartilhamento de gasodutos de escoamento com tarifas reguladas;
- d) Promoção da concorrência por meio de políticas voltadas à inclusão de novos agentes no setor;
- e) Viabilização do livre acesso à malha de gasodutos, por meio da regulamentação que proporcione maior transparência quanto à capacidade disponível e à capacidade ociosa, incluindo a introdução do mecanismo de permuta das malhas;

- f) Desverticalização entre os fornecedores atacadistas e os distribuidores varejistas;
- g) Regulamentação estadual da distribuição e comercialização;
- h) Flexibilidade de oferta advinda da comercialização de Gás Natural Liquefeito GNL;
- i) Oferta de serviços de armazenamento;
- j) Desindexação dos preços de gás natural ao preço do petróleo.

Adicionalmente, a viabilização da inserção otimizada de termelétricas a gás natural na matriz elétrica requer melhorar o aprimoramento da sistemática de leilões de forma a levar em conta a localização das usinas e valorar a sua capacidade de ofertar energia quando necessária e a alteração da forma de comprovação de reservas para habilitação nos leilões de energia.

Essas medidas contribuíram para o melhor aproveitamento do potencial energético do país aumentando a competitividade empresarial e geração de renda e riqueza para as populações.

3 OBJETIVOS

3.1 GERAL

Analisar os diversos cenários de utilização do gás natural para geração de energia elétrica através de usinas termelétricas a partir da abertura do mercado de gás natural.

3.2 ESPECÍFICOS

O presente trabalho tem ainda como objetivo específicos:

- a) Descrever as principais características do gás natural sua cadeia produtiva, aplicações e participação na matriz energética.
- b) Apresentar a infraestrutura de gasodutos existentes no Brasil, e a projeção de expansão do consumo nos próximos anos.
- c) Relacionar as vantagens operacionais e ambientais da utilização do gás natural para geração de energia.
- d) Realizar uma análise SWOT para os cenários propostos visando apresentar as vantagens sobre a abertura do mercado de gás natural.

4 METODOLOGIA

Sedo este trabalho uma pesquisa sobre o gás natural, suas aplicações, o antigo mercado de gás e o novo modelo vigente, buscou-se a compreensão teóricas dos fatores envolvidos, pautada a revisão bibliográfica existente sobre os temas que compõem o escopo da pesquisa.

Contudo, devido as opções envolvidas no planejamento da expansão da geração de energia e o foco desta dissertação, serão apresentados conceitos de formação e exploração e da cadeia de valor do gás natural aqui discutidos e será dada atenção especial a utilização deste combustível para geração de energia elétrica em usinas termelétricas de cogeração de energia.

Para tanto, se faz necessário a compreensão de todo o contexto para as tecnologias de geração de energia através de usinas termelétricas assim como a exploração, transporte e entraves do insumo combustível necessário para operação das mesmas. Os detalhes, dificuldades forças e gargalos de cada ponto da cadeia contribuem para beneficiar esta opção de geração.

O trabalho de pesquisa foi realizado essencialmente por análise documental em fontes de literatura sendo as informações obtidas condensadas e estruturadas na forma em que se encontra este trabalho.

Etapas seguidas no trabalho:

- a) Revisão das Literaturas;
- b) Análise do Mercado de Gás Natural;
- c) Análise do Mercado de Geração Termelétrica;
- d) Estudo das Tecnologias para Geração de Energia;
- e) Estudo do Mercado de Gás;
- f) Estudo do Novo Mercado de Gás;
- g) Entendimento da Análise *SWOT*;
- h) Análise *SWOT*;
- i) Desenvolvimento do Texto Final.

A revisão bibliográfica foi constante durante todo o período da elaboração do texto, onde foram pesquisados os temas referenciados abaixo:

- a) Gás Natural;
- b) Aplicações do Gás natural;

- c) Mercado de Energia Primária;
- d) O Novo Mercado de Gás

A análise da matriz *SWOT* e a compreensão de seus comentários são embasadas pelas informações resultantes das revisões das literaturas expostas nos capítulos desta dissertação.

Durante o período de realização dos estudos buscou-se a interação com outros orientadores como maneira de ampliar os detalhamentos e enriquecimento do trabalho. Essa participação trouxe várias revisões e melhor compreensão do que fazer para tornar o trabalho mais rico de informações.

A proposta dessa dissertação é fazer uma análise do mercado de gás natural e suas atuais propostas conhecida como O Novo Mercado de Gás e a aplicação no mercado de geração de energia a partir de geração termelétrica. Para tanto foram utilizadas as propostas dos Planos Decenal de Energia e as informações sobre a abertura do mercado de gás natural.

Por fim foi adotada a utilização da análise *SWOT* para obtenção de cenários com a abertura do mercado de gás natural e seu respectivo uso na geração de energia. Com essa ferramenta qualitativa é possível analisar as condições e verificar oportunidades na proposta do novo mercado

5 GÁS NATURAL

5.1 HISTÓRICO E DEFINIÇÃO

Apesar da existência do gás natural na natureza há milhões de anos, o homem só começou a utilizar o gás natural cerca de mil anos antes de Cristo. Sendo o primeiro registro de uso se deu na China, onde o gás era distribuído através de um sistema de bambus e utilizado principalmente na iluminação (GASMIG, 2018).

No Ocidente, a descoberta aconteceu graças ao cientista italiano Alessandro Volta. Caminhando pelas margens do Lago Maior, no norte da Itália, ele descobriu por acaso que, agitando as águas de um pântano com uma vareta, bolhas que exalavam um gás inflamável eram produzidas. O Ocidente descobria assim o gás natural. No século XVIII, foram definidas pela Ciência as características dos gases inflamáveis onde Alessandro Volta juntamente com outros cientistas identificaram o metano, principal elemento da constituição do gás natural (GASNET, 2018).

A exploração comercial foi iniciada em 1820, devido a descoberta de uma jazida na Pensilvânia (EUA). Em 1930, foram descobertas outras jazidas, incentivando pesquisas de melhores equipamentos de exploração e melhores tubos para transporte do gás. Outro fator para o grande avanço ocorreu com o resultado de grandes jazidas descobertas no Mar do Norte em 1965 (GASMIG, 2018).

Segundo Monteiro e Silva (2010) a história do gás canalizado iniciou-se no Brasil no século XIX desenvolvendo-se em ritmo satisfatório até a primeira metade do século XX.

Porém, entre as décadas de 1950 e 1990, o setor entrou em estagnação, sendo que em muitos locais houve regressão. Apesar de, na primeira metade do século passado, existirem redes de distribuição de gás canalizado nas cidades de Porto Alegre, Salvador, Taubaté, Santos, Belém e Recife, as únicas companhias distribuidoras realmente atuantes localizavam-se nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo, (MONTEIRO; SILVA, 2010).

Ainda segundo os referidos autores a distribuição de gás canalizado no Rio de Janeiro ocorreu por intermédio do Barão de Mauá, que em 1851 assinou contrato para iluminação a gás na cidade. Já em São Paulo a distribuição de gás iniciou-se em 1872 quando a *San Paulo Gas Company* recebeu autorização do Império para a prestação de serviços de distribuição de gás canalizado. Ao longo dos anos diversos

tipos de gases foram distribuídos pelas companhias do Rio de Janeiro e de São Paulo, sendo que o gás de carvão foi distribuído até 1972. De 1972 a 1989 o gás manufaturado de nafta era distribuído, sendo que a distribuição do gás natural se iniciou no início dos anos 1990.

Em 1996, a Petrobras assinou contrato de compra e venda de gás com a Bolívia. O volume inicial de importação foi de 4,1 milhões de m³ por dia, sendo que o volume importado atualmente é de 30 milhões de m³ por dia (MONTEIRO; SILVA, 2010).

A definição formal do gás natural no Brasil é dada pela lei 9.478/97, conhecida como lei do petróleo, em seu Capítulo III, seção I, artigo 6º, item II:

Gás natural é todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros. (BRASIL, 1997).

Segundo Garcia (2012) o gás natural é um combustível fóssil, formado basicamente por metano, em uma proporção de 80 a 90%, etano (de 5 a 10%) e outros gases em menores proporções (propano, butano, pentanos, hexanos, gás carbônico, nitrogênio e gases raros).

Ainda, segundo Garcia (2012) o gás natural pode ser encontrado no subsolo ou no fundo do mar, em depósitos naturais de rochas sedimentares, associado ou não ao petróleo. Sua origem é a decomposição de plantas e animais, resultado de um processo de milhões de anos.

De acordo com a Gasnet (2018), a composição típica deste combustível distribuído nos respectivos países e em alguns estados são apresentadas na Tabela 1.

A qualidade do gás natural comercializado no Brasil, seja de origem nacional ou de origem importada, é regulamentada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, através da resolução ANP n° 16, de 17 de junho de 2008. Os limites impostos pela resolução da ANP estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 1 - Composição Típica do Gás Natural

| ORIGEM País / Campo | COMPOSIÇÃO EM % VOLUME | | | | | | Densidade | Poder Calorífico Superior (MJ / Nm ³) |
|------------------------|------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------|-----------------|----------------|-----------|---|
| | Metano CH ₄ | Etano C ₂ H ₆ | Propano C ₃ H ₈ | CH ₄ e Maiores | CO ₂ | N ₂ | | |
| USA/ Panh | 81,8 | 5,6 | 3,4 | 2,2 | 0,1 | 6,9 | - | 42,7 |
| USA/ Ashlaw | 0,8 | 24,0 | - | - | - | 1,0 | - | 46,7 |
| Canadá | 88,5 | 4,3 | 1,8 | 1,8 | 0,6 | 2,6 | - | 43,4 |
| Rússia | 97,8 | 0,5 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 1,3 | - | 39,6 |
| Austrália | 76,0 | 4,0 | 1,0 | 1,0 | 16,0 | 2,0 | - | 35,0 |
| França | 69,2 | 3,3 | 1,0 | 1,1 | 9,6 | 0,6 | - | 36,8 |
| Alemanha | 74,0 | 0,6 | - | - | 17,8 | 7,5 | - | 29,9 |
| Holanda | 81,2 | 2,9 | 0,4 | 0,2 | 0,9 | 14,4 | 0,640 | 31,4 |
| Pérsia | 66,0 | 14,0 | 10,5 | 7,0 | 1,5 | 1,0 | 0,870 | 52,3 |
| Mar do Norte | 94,7 | 3,0 | 0,5 | 0,4 | 0,1 | 1,3 | 0,590 | 38,6 |
| Argélia | 76,0 | 8,0 | 3,3 | 4,4 | 1,9 | 6,4 | - | 46,2 |
| Venezuela | 78,1 | 9,9 | 5,5 | 4,9 | 0,4 | 1,2 | 0,702 | 47,7 |
| Argentina | 95,0 | 4,0 | - | - | - | 1,0 | 0,578 | 40,7 |
| Bolívia | 90,8 | 6,1 | 1,2 | 0,0 | 0,5 | 1,5 | 0,607 | 38,8 |
| Chile | 90,0 | 6,6 | 2,1 | 0,8 | - | - | 0,640 | 45,2 |
| Brasil | | | | | | | | |
| Rio de Janeiro | 89,44 | 6,7 | 2,26 | 0,46 | 0,34 | 0,80 | 0,623 | 40,2 |
| Bahia | 88,56 | 9,2 | 0,42 | - | 0,65 | 1,20 | 0,615 | 39,3 |
| Alagoas | 76,90 | 10,1 | 5,80 | 1,67 | 1,15 | 2,02 | - | 47,7 |
| Rio Grande do Norte | 83,48 | 11,0 | 0,41 | - | 1,95 | 3,16 | 0,644 | 38,5 |
| Espírito Santo | 84,80 | 8,9 | 3,00 | 0,90 | 0,30 | 1,58 | 0,644 | 45,4 |
| Ceará | 76,05 | 8,0 | 7,00 | 4,30 | 1,08 | 1,53 | - | 52,4 |

Fonte: GASNET (2018, p.1).

Tabela 2 - Resolução ANP 16 - 17/06/2008

| CARACTERÍSTICA | UNIDADE | LIMITE | | |
|---|-------------------|-----------------|----------|-----------------------------|
| | | NORTE | NORDESTE | CENTRO-OESTE, SUDESTE E SUL |
| Poder calorífico superior | kJ/m ³ | 34,000 a 38,400 | | 35,000 a 43,000 |
| Índice de Wobbe | kJ/m ³ | 40,500 a 45,00 | | 46,500 a 53,500 |
| Número de matano min. | | anotar | | 65 |
| Metano, min. | % mol. | 68 | | 85 |
| Etano, máx. | % mol. | 12 | | 12 |
| Propoano, máx. | % mol. | 3 | | 6 |
| Butanos e mais pesados, máx. | % mol. | 1,5 | | 3 |
| Oxigênio, máx. | % mol. | 0,8 | | 0,5 |
| Inertes (N ₂ +CO ₂). Máx. | % mol. | 18 | 8 | 6 |
| CO ₂ , máx. | % mol. | | 3 | |
| Enxofre Total, máx. | mg/m ³ | | 70 | |
| Gás Sulfídrico (H ₂ S). Máx. | mg/m ³ | 10 | 13 | 10 |
| Ponto de orvalho de água a 1 atm, max. | °C | -39 | -39 | -45 |
| Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 Mpa, max. | °C | 15 | 15 | 0 |
| Mercurio, max. | µg/m ³ | anotar | | |

Fonte: ANP (2008, p.3).

De acordo com a Gasnet (2018) o gás natural possui características importantes, as quais são reproduzidas abaixo:

- a) Densidade Relativa ao Ar Atmosférico Inferior à 1, isto significa que o gás natural é mais leve que o ar. Assim, sempre que alguma quantidade de gás natural for colocada livre no meio ambiente esta subirá e ocupará as camadas superiores da atmosfera. Em ambientes internos o gás natural não provoca acúmulos nas regiões inferiores, sendo suficiente para garantir sua dissipação a existência de orifícios superiores de ventilação e evacuação;
- Ainda por sua densidade, o gás natural não provoca asfixia. A asfixia ocorre quando um gás qualquer ocupa o espaço do ar atmosférico ao nível do ser humano, impedindo que este respire. A asfixia é a privação de oxigênio e independe da toxicidade do gás em questão. Como o gás natural não se acumula nas camadas inferiores e se dissipa rapidamente, não oferece risco de asfixia (GASNET, 2018).
- b) Não Toxicidade, O gás natural não é quimicamente tóxico. Sua ingestão ou inalação acidental não provoca danos à saúde. Substâncias como o monóxido de carbono (CO), presente nos gases manufacturados e escapamentos de automóveis, e o cloro (Cl), utilizado largamente na indústria, possuem a propriedade de se combinar com a hemoglobina do sangue animal e ocupar o lugar do oxigênio. É a hemoglobina que transporta o oxigênio do pulmão para o resto do corpo. Se esta é ocupada por outras substâncias, o oxigênio não alcança o corpo e provoca falência dos sistemas. As substâncias componentes do gás natural são inertes no corpo humano, não causando intoxicação (GASNET, 2018).
- c) Limite de Inflamabilidade Inferior é Alto, isto significa que para atingir as condições de auto sustentação da combustão se faz necessária uma quantidade significativa de gás natural em relação à quantidade total de ar em um ambiente. Assim, na ocorrência de um escapamento de gás natural em um ambiente interior, as probabilidades de manutenção da combustão após a iniciação por uma fonte externa (interruptor de luz, brasa de cigarro) são muito reduzidas. Isto porque o gás é leve e se dissipa, dificultando o atingimento do limite de inflamabilidade inferior, e como também o limite inferior é elevado, afastam-se ainda mais as chances de ser atingido (GASNET, 2018).

- d) Faixa entre os Limites de Inflamabilidade Inferior e Superior é Estreita, significa dizer que, embora seja difícil alcançar o limite inferior de inflamabilidade em um escapamento de gás natural em ambiente interior, caso isso ocorra, a condição de diluição da mistura ar-gás natural que permite a auto sustentação da combustão após uma incitação inicial é rapidamente perdida, pois logo se atinge o limite superior de inflamabilidade e o gás natural torna-se diluente do ar.

Assim, verifica-se que a promoção de uma mistura ar-gás natural nas condições adequadas à combustão autossustentada é difícil de ocorrer aleatoriamente e depende da intervenção humana para se realizar (GASNET, 2018).

- e) Não Explosividade, a diferenciação técnica entre combustão e explosão não é bastante clara, porém, pode-se admitir que a diferença entre os dois processos está na velocidade com que a mistura combustível é queimada, conseqüentemente no tempo que dura, e na intensidade com que a energia é liberada. A explosão é um processo de combustão de intensidade tal que a pressão gerada pela expansão dos gases é superior à resistência da estrutura que o comporta. Assim, considerando que o gás natural não se acumula em ambientes internos, que as condições de inflamabilidade não são facilmente atingidas e que nestas condições a velocidade de propagação da combustão do gás natural é a menor entre os gases combustíveis, a ocorrência de explosões por escapamento de gás é praticamente nula. Não se pode desconsiderar os processos de detonação, que ocorrem em ambientes fechados, a altas pressões e a partir de uma onda de choque provocada. Estes processos podem ocorrer em vasos de armazenagem ou tubulações de transporte. Como se trata de uma combustão, apenas em condições especiais, só pode ocorrer se a quantidade adequada de comburente estiver presente (motores de combustão interna alternativos a gás). Porém, tratando-se de gás natural que é sempre transportado e armazenado puro, sem contato com o ar, a ocorrência de processos explosivos só é possível nas manobras de partida e parada dos sistemas quando ar está presente nas tubulações e vasos. A aplicação de um gás inerte, como o nitrogênio, para realizar a purga do ar é suficiente para eliminar os riscos (GASNET, 2018).

De acordo com a Gasmig (2018) as principais características físicas e químicas do gás natural estão reproduzidas abaixo:

a) Poder calorífico superior (PCS): quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar à pressão constante.

Os produtos de combustão são considerados na mesma temperatura dos reagentes. O valor típico do PCS, para o gás natural, é de 9.400 kcal/m³ (GASMIG, 2018);

b) Limite de inflamabilidade: proporção entre combustível e ar na qual a combustão é possível. No caso do gás natural o limite de inflamabilidade varia entre 5 – 15 % em volume (GASMIG, 2018);

c) Temperatura de ignição espontânea: 622°C (GASMIG, 2018);

d) Velocidade de chama: é definida como a velocidade, em relação ao gás não queimado, na qual uma chama adiabática normal propaga-se através de uma mistura homogênea de gases. A velocidade de chama do gás natural varia entre 35 a 50 cm/s (GASMIG, 2018);

e) Temperatura de chama: é a temperatura da zona onde ocorre a reação entre o combustível e o oxidante, geralmente o ar. A temperatura da chama do gás natural é de 1.945°C quando a reação ocorre com ar e 2.810°C quando ocorre com oxigênio (GASMIG, 2018);

f) Ponto de ebulição: -162°C (GASMIG, 2018);

g) Ponto de Fulgor: é definido como a menor temperatura na qual o combustível libera vapor em quantidade suficiente para formar uma mistura inflamável por uma fonte externa de calor. Esta temperatura para o gás natural é de – 189 °C (GASMIG, 2018);

h) Massa específica: 0,766 kg/m³ considerando temperatura de 20 °C e pressão de 1 atm (GASMIG, 2018).

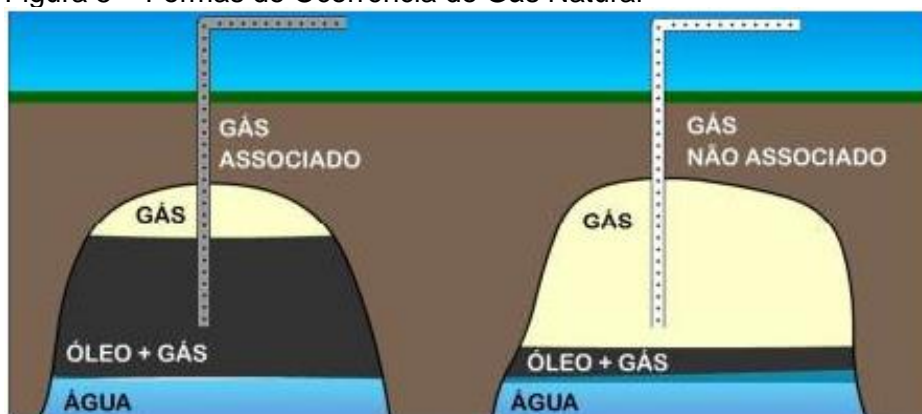
5.2 CADEIA PRODUTIVA

Para Vaz e cols. (2008) a cadeia produtiva do gás natural pode ser tratada como uma rede de inter-relacionamentos entre os vários atores participantes do processo de produção e beneficiamento do gás.

A cadeia de produção do gás natural inicia-se na etapa de exploração, que se divide em duas fases. A primeira fase consiste em testes sísmicos que verificam a ocorrência de rochas reservatórios em bacias sedimentares, formações necessárias para a ocorrência do gás natural. Caso as análises sísmicas indiquem a presença de tais formações, inicia-se a segunda etapa da exploração, que consiste na perfuração de um poço pioneiro e de poços que delimitam o tamanho da reserva (MONTEIRO e SILVA, 2010).

Os reservatórios de gás natural são compostos por rochas porosas que aprisionam gás e petróleo. Dependendo da relação existente entre o gás e o petróleo no poço, classifica-se o gás quanto ao seu estado: gás associado ou gás não-associado, conforme apresentado na Figura 5 (TAVARES e MENDONÇA, 2013).

Figura 5 – Formas de Ocorrência do Gás Natural



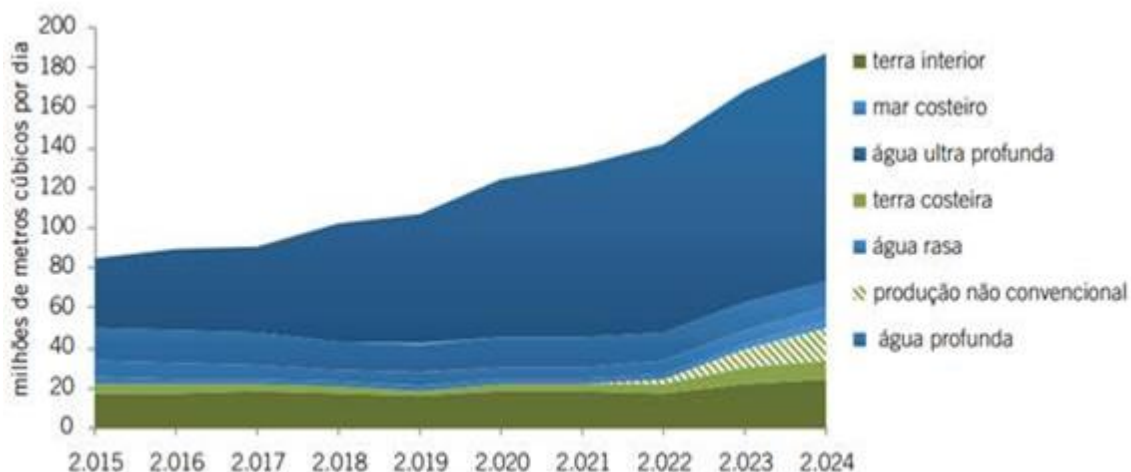
Fonte: Tavares e Mendonça (2013, p. 27).

Ainda conforme Monteiro e Silva (2010) o gás associado é aquele que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sobre o óleo na forma de uma capa de gás. Nesse caso, a produção do gás é vinculada a produção de petróleo, sendo o gás utilizado para ampliação da produção de petróleo ou consumida na geração de energia na unidade de produção. Por outro lado, o gás não associado está, no reservatório, livre ou em presença de quantidades muito pequenas de petróleo.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (EPE, 2015), nos próximos dez anos a produção bruta de gás natural deverá dobrar de 84,9 em 2015

para 171,7 milhões de metros cúbicos diários (Mm³/d) em 2024 conforme mostrado na Figura 6.

Figura 6 – Produção Bruta Potencial Nacional de Gás Natural



Fonte: EPE (2015, p. 250).

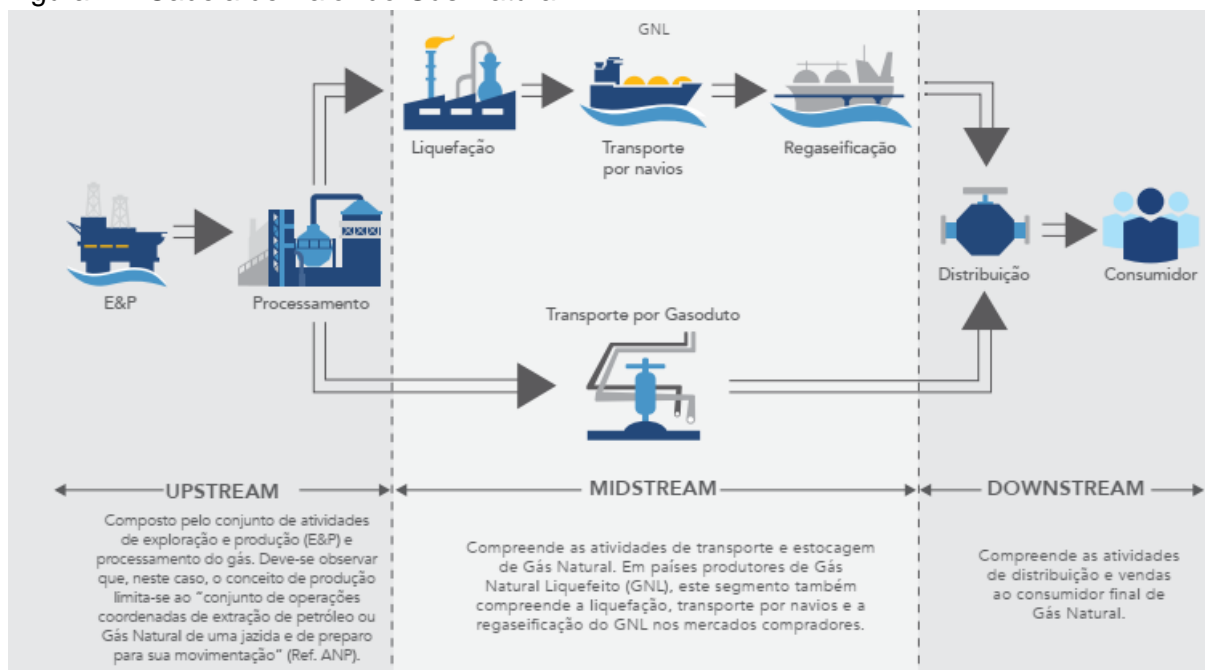
A maior parte da oferta adicional, segundo os prognósticos oficiais, advirá de reservas em “águas ultra profundas”, nas quais o leito do mar está a mais de 1.500 metros abaixo da superfície. A produção advinda dessas áreas deverá crescer em 231%, passando a responder por dois terços da produção bruta de gás natural, enquanto a produção nas demais áreas marítimas deverão diminuir. A produção em terra também deverá crescer substancialmente: o crescimento previsto é de 116% em “terras costeiras” e de 43% em “terras do interior” (IAB, 2016, p.6).

Além disso, nos últimos três anos do horizonte de planejamento do PDE 2024 prevê-se o início da produção não convencional, contribuindo com 16,0 Mm³/d adicionais até 2024. Essa produção é esperada principalmente pela exploração em áreas de formações fechadas e de folhelho betuminoso (*shale gas*) nas Bacias de São Francisco, Parnaíba e Recôncavo (EPE, 2015).

A maior parte da produção adicional será de gás associado à produção de petróleo, o que significa que sua produção será pautada primordialmente pelo mercado dos derivados do petróleo. A previsão contida no PDE 2024 é de que a participação da produção de gás não associado deva cair de 30% para cerca de 13% da produção nacional (IAB, 2016, p.6).

Conceitualmente, a cadeia de valor do Gás Natural segue uma estrutura semelhante à da cadeia do petróleo, e é igualmente dividida em três segmentos: *upstream*, *midstream* e *downstream* (Figura 7) (FGV, 2014).

Figura 7 – Cadeia de Valor do Gás Natural



Fonte: FGV (2014, p.15).

5.3 MERCADO E A GERAÇÃO TERMELÉTRICA

Conforme apresentado pelo IAB (2016) as usinas termelétricas a gás natural vêm desempenhando um papel de grande relevância no setor elétrico com o fornecimento de energia elétrica nos momentos, quantidades e locais de que o sistema mais precisa com alta confiabilidade.

A aplicação do gás natural para a geração de energia elétrica pode ser dividida em duas modalidades: geração termelétrica e cogeração.

A principal modalidade é a utilização do gás natural para geração exclusiva de eletricidade. Neste processo, o gás, em geral, serve como combustível para turbinas a gás. As turbinas a gás são máquinas complexas que comprimem o ar, misturando-o com o combustível com o objetivo de obter-se a combustão (ANEEL, 2008).

Os gases gerados no processo de combustão possuem elevada temperatura e junto com o ar a alta pressão, provocam o movimento de turbinas conectadas a geradores elétricos. Desta forma a energia térmica presente no combustível

transforma-se em energia mecânica que logo a seguir é convertida em energia elétrica (ANEEL, 2008).

A entrada das usinas termelétricas a gás natural no setor elétrico depende, no entanto, da disponibilidade do combustível (IAB, 2016, p.1).

Conforme apresentado pelo IAB (2016) mesmo com a ampliação da oferta de gás natural no Brasil crescendo de forma promissora, o mercado de gás natural ainda é muito incipiente e há uma série de obstáculos que precisam ser superados para permitir um melhor aproveitamento tanto para geração elétrica quanto para outros fins.

Desde o século XIX o gás natural é utilizado em diferentes países, porém apenas recentemente essa fonte de energia passou a desempenhar um papel de destaque na matriz energética mundial (IAB, 2016).

O aumento da demanda, deu-se através do desenvolvimento de tecnologias desenvolvidas nas últimas décadas. Sendo no setor elétrico, com investimentos no desenvolvimento das turbinas de combustão a gás para geração termelétrica e das termelétricas a ciclo combinado (IAB, 2016).

A grande elevação da demanda pela necessidade do gás natural é impulsionada pelo uso substituto de outros combustíveis fósseis com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e os efeitos climáticos (IAB, 2016).

Segundo Almeida (2010) anteriormente a constituição de 1988, somente os estados do Rio de Janeiro e São Paulo possuíam companhias distribuidoras de gás canalizado, sendo que 45 nos demais estados a Petrobras fornecia o gás diretamente a alguns poucos consumidores industriais. A partir dos anos 1990 diversos estados criaram companhias de distribuição de gás canalizado. Na Figura 8 é apresentado as companhias distribuidoras estaduais de gás canalizado.

Figura 8 – Companhias de Distribuição de Gás Natural Canalizado



Fonte: Abegás (2018, p.1).

Apesar da importância histórica para estruturação do setor, o domínio da Petrobras no setor de gás natural é hoje um fator prejudicial para a evolução do segmento no mercado de gás natural, agindo como limitante para a entrada de concorrentes no setor e conseqüentemente com a elevação dos custos do gás natural. Ações com medidas regulatórias precisam ser estabelecidas e aplicadas para promover uma alteração na estrutura do mercado a fim promover maior viabilidade na evolução (FERRARO; HALLACK, 2012).

O atual marco regulatório estabelecido em 1997, por meio da promulgação da Lei 9.478, conhecida como “Lei do Petróleo”, encerrou o monopólio legal detido pela Petrobras sobre a exploração dos hidrocarbonetos e estabeleceu a agência reguladora do setor, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que desde então tem promovido a prospecção e exploração de petróleo e gás por meio de Rodadas de Licitação de blocos de exploração (IAB, 2016).

Recentes iniciativas da Petrobras com a venda de seus terminais de regaseificação, gasodutos e termelétricas a gás natural proporcionam uma oportunidade para abrir o setor a novos agentes, favorecendo assim uma estrutura mais propícia para o desenvolvimento de um mercado concorrencial (IAB, 2016).

A Petrobras ainda mantém a predominância na exploração e produção de petróleo no país, mas têm contado com participação relevante de outros agentes,

tendência que tem reduzido a dominância da estatal no *upstream* do setor de petróleo e gás (IAB, 2016).

Conforme apresentado pelo MME (2018) a demanda total de gás natural passou de 88,1 para 76,9 milhões de m³/d, devido a diminuição do consumo do segmento termelétrico, com oferta nacional caindo de 65,1 para 60,8 milhões de m³/dia, reflexo da maior reinjeção de gás natural.

A oferta de gás importado foi impactada pela menor demanda por gás natural, a oferta de gás importado foi reduzida de 27,0 para 21,7 milhões de m³/d. destacando-se que a importação boliviana caiu de 24,8 para 19,5 milhões de m³/dia (MME, 2018).

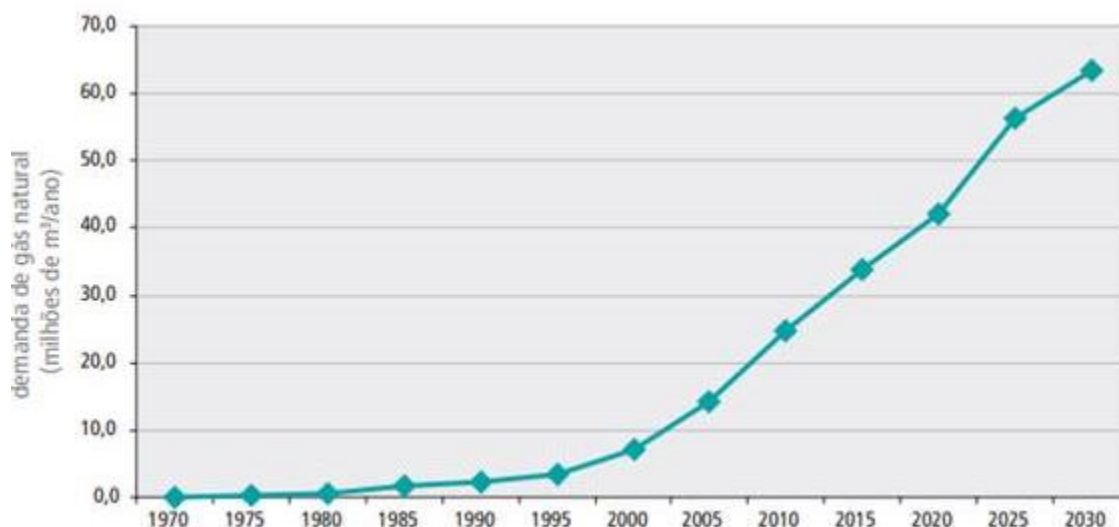
Ainda, conforme MME (2018) ocorreu o aumento do preço do GNL utilizado no Japão (+ 7,8%), gás russo na fronteira da Alemanha (+15,2%) e Henry Hub (+ 28,3%). O mesmo aumento ocorreu no Brasil onde o preço médio do gás natural também subiu, sendo que o Nova Política Modalidade Firme passou de 7,71 para 7,96 US\$/MMbtu (+ 3,2%) e o gás importado boliviano passou de 5,91 para 6,29 US\$/MMbtu (+ 6,4%).

Conforme a ANEEL (2018) em relação ao consumo de gás natural, pode-se afirmar que este era muito reduzido ao longo da década de 70. O gás natural brasileiro ocorre principalmente associado ao petróleo. A pequena produção nacional deste energético contribuía para a baixa disponibilidade de gás e não havia importação do mesmo.

Além disso, em função de não existir uma demanda própria que viabilizasse a comercialização, parte do gás existente era reinjetado nos poços ou queimado nas plataformas. Aumentos significativos do consumo ocorreram apenas a partir do início da década de 80, em função da descoberta e início de operação de algumas jazidas localizadas na Bacia de Campos, e no final dos anos 90, com o início da primeira etapa da operação do gasoduto Bolívia-Brasil (EPE, 2007).

Assume-se que haverá um aumento significativo da participação do gás natural na demanda de energia no país, deslocando o consumo do óleo combustível e da lenha, do consumo final de gás natural, o consumo energético representa mais de 70%, sendo que as projeções até 2030 resultam na participação da demanda de gás natural para consumo energético da ordem de 97%, em média. Na Figura 9, é apresentada a evolução da demanda energética de gás natural (EPE, 2007).

Figura 9 – Evolução da Demanda Energética de Gás Natural

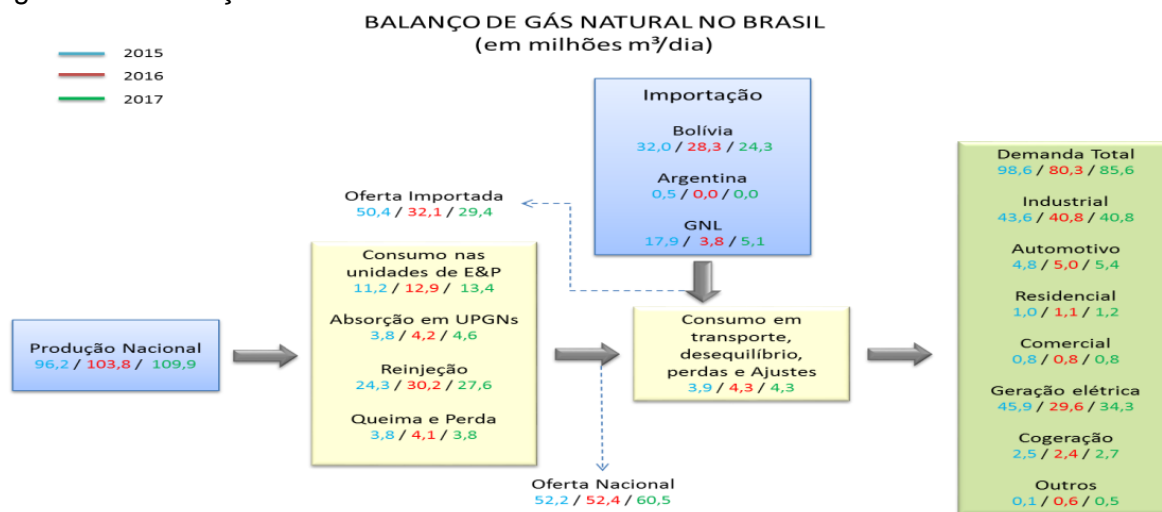


Fonte: EPE (2007, p.350).

O aumento de consumo do gás natural exige também elevado grau de investimento em ativos específicos quando no estado gasoso não permite a estocagem de grandes volumes a custos competitivos. Logo, a produção e o consumo devem ocorrer simultaneamente, exigindo uma rede de gasodutos que interliguem as fontes de produção aos mercados consumidores. Desta forma, o transporte e a distribuição do gás natural podem ser definidos como componentes de uma “indústria de rede”. Neste tipo de negócio os custos de implantação dos sistemas são elevados, porém os custos de operação e manutenção são baixos e há uma grande economia de escala. Estas características favorecem a formação de monopólios, denominados naturais, já que após a implantação de um gasoduto não é economicamente viável a um concorrente instalar outro na mesma região. A parcela dos custos de transporte e distribuição do gás natural pode superar os 50 % do preço final do combustível (ALMEIDA; FERRARO, 2013).

A Figura 10 apresenta o balanço do gás natural no Brasil, onde possível observar que nos últimos anos as importações de gás aumentaram, assim como a produção nacional. A Petrobras tem reduzido a queima de gás na produção, com o intuito de ampliar a oferta de gás natural para o mercado, além do grande crescimento observado no consumo em usinas térmicas (EPE, 2015).

Figura 10 – Balanço do Gás Natural no Brasil



Fonte: MME (2018, p.2).

5.4 ASPECTOS AMBIENTAIS

Segundo Tolmasquim (2016) desde a revolução industrial, a competitividade econômica dos países e a qualidade de vida de seus cidadãos são intensamente influenciadas pela energia. Um mercado globalizado e em face as crescentes preocupações com o meio ambiente, essa influência se mostra cada vez mais forte e presente. As economias que melhor se posicionam quanto ao acesso a recursos energéticos de baixo custo e de baixo impacto ambiental obtêm importantes vantagens competitivas. Nas próximas décadas, essa questão se apresenta para o Brasil a um só tempo como um desafio e um vasto lastro de oportunidade.

De acordo com a ANEEL (2018), o gás natural apresenta uma vantagem ambiental significativa em relação a outros combustíveis fósseis, em função da menor emissão de gases poluentes que contribuem para o efeito estufa.

Quantitativa e qualitativamente, o maior ou menor impacto ambiental da atividade está relacionado à composição do gás natural, ao processo utilizado na geração de energia elétrica, pós-combustão e às condições de dispersão dos poluentes, como altura da chaminé, relevo e meteorologia. No entanto um dos entraves ambientais a essas usinas é a necessidade de captação de água para o resfriamento do vapor (ANEEL, 2018).

O estudo sobre gás natural EPE (2007) registrou que o volume de CO₂ lançado na atmosfera pode ser entre 20% e 23% inferior ao produzido pela geração a partir do óleo combustível e entre 40% e 50% inferior aos casos de geração a

partir de combustíveis sólidos, como o carvão. Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelas usinas termelétricas a gás natural são dióxido de carbono (CO_2), óxidos de nitrogênio (NOX) e, em menor escala, monóxido de carbono e alguns hidrocarbonetos de baixo peso molecular, inclusive metano.

Segundo Ventura Filho (2015) as emissões de CO_2 do setor energético brasileiro, por unidade de energia ofertada, foram de 1,552 t CO_2 /tep (inferior em 38% ao mundial de 2,502) em 1980 e de 1.555 t CO_2 /tep (inferior em 34% ao mundial de 2.373) em 2013, tendo este índice se mantido constante no Brasil neste período. Quanto aos valores absolutos, as emissões do setor energético nacional atingiram 178 milhões de toneladas de CO_2 em 1980 e de 461 milhões de toneladas de CO_2 em 2013, com uma taxa de crescimento anual média de 2,9%, idêntica à da oferta de energia.

Na cadeia produtiva do gás natural, entre os impactos socioambientais positivos, há a geração de royalties para os municípios em que as usinas estão localizadas, incremento das atividades de comércio e serviços, principalmente na fase de exploração e produção do gás natural e da construção da usina, e geração local de empregos. Além disso, as termelétricas, por se tratarem de unidades de pequeno porte, não exigem a escolha de um terreno específico e podem ser construídas nas proximidades de centros de consumo. Isto elimina a necessidade de grandes linhas de transmissão para transporte da energia produzida às instalações de distribuição (ANEEL, 2008).

De acordo com Lora (2012) o maior impacto ambiental decorrente da ampliação do consumo de energia no mundo é o efeito estufa, atualmente conhecido como aquecimento global, que pode ser definido como o aumento constante da temperatura média da Terra em consequência do aumento da concentração atmosférica de alguns gases, dentre os quais destacam-se: gás carbônico ou dióxido de carbono (CO_2), clorofluorcarbonos (CFC), metano (CH_4) e o óxido nitroso (N_2O). Alguns dos gases de efeito estufa são naturalmente produzidos, em processos biológicos, caso do CO_2 e do CH_4 , porém a ação do homem também tem aumentado, de forma considerável, a concentração destes produtos na atmosfera (BAIRD e CANN, 2011). Estes gases têm a capacidade de capturar parte da radiação infravermelha que a Terra devolve para o espaço, provocando o aumento da temperatura atmosférica que pode resultar em mudanças climáticas. A Tabela 3

apresenta a contribuição percentual dos principais gases causadores do efeito estufa.

Os compostos ou partículas que alimentam a atmosfera são produzidos por fontes diversas. Essas fontes podem ser naturais, como por exemplo, vulcões e a superfície do mar, ou antrópicas, que são as fontes criadas pelo homem, por exemplo, uma chaminé. Rocha e cols. (2009) subdividiram, ainda, as fontes entre pontual e difusa. Uma chaminé, por exemplo, é uma fonte pontual, enquanto a superfície do mar, pela sua grande extensão, é uma fonte difusa. Por fim, a fonte pode ser estacionária ou móvel. Tratando-se de uma chaminé de navio a fonte é considerada móvel, já a chaminé de uma fábrica será uma fonte estacionária.

Tabela 3 - Principais Gases do Efeito Estufa

| GÁS | PRINCIPAIS FONTES ANTRÓPICAS | ESTIMATIVA DE CONTRIBUIÇÃO |
|------------------|--|----------------------------|
| CO ₂ | Combustão de combustível fóssil, queima de biomassa | 55% |
| CH ₄ | Campos de arroz, gado, produção de petróleo | 15% |
| N ₂ O | Fertilizantes, queima de biomassa, produção de ácido nítrico e adípico | 6% |
| CFC-12 | Gás para refrigeração | 10% |

Fonte: Rocha e cols. (2009).

Durante os choques do petróleo, na década de 1970, os temores eram sobre questões militares nos estados industrializados, porém nos anos 1980 e 1990 a visão de segurança militar relacionada à segurança energética começou a tomar um rumo diferente, levando a preocupações com impactos do uso das fontes energéticas para o meio ambiente. Sendo nesta fase que o petróleo, carvão e gás natural foram reconhecidos como recursos não renováveis. A energia deixa de ser discutida em termos de sustentabilidade, impactos ambientais e aquecimento global (DALGAARD; GLOOCK, 2009).

A solução para a segurança energética e ambiental seguirem juntas é a diversificação do abastecimento energético, principalmente para fontes renováveis, juntamente com o aumento da eficiência energética para contribuir com a diminuição da demanda por combustíveis que tem alto teor de emissão dos gases do efeito estufa. Estas alternativas, como biocombustíveis, eólica, geotérmica e solar, na maioria das vezes enfrentam obstáculos principalmente os financeiros devido aos custos necessários para o investimento e implantação dessas alternativas sendo maior se comparado com fontes como o carvão (DALGAARD; GLOOCK, 2009).

A geração de energia elétrica a partir do gás natural no Brasil entra como complemento àquela produzida a partir de recursos renováveis, especialmente a hidroeletricidade, sendo utilizada como garantia às possíveis oscilações os níveis dos reservatórios (CAVADOS, 2015).

Mesmo com esforços para manter a matriz elétrica predominantemente baseada em fontes de baixa emissão de gases de efeito estufa e assim minimizar as consequências das mudanças climáticas, as características técnicas das novas hidrelétricas e das fontes renováveis intermitentes como a eólica e a solar não permitem que o planejamento setorial renuncie às opções termelétricas de fontes não renováveis. Desta forma o gás adquiriu crescente relevância dentre os combustíveis fósseis como fonte energética mais limpa, por ter menor emissão relativa de carbono e de gases poluentes (CAVADOS, 2015).

Segundo Tolmasquim (2016) sabe-se que não existe geração de energia sem impactos socioambientais, sendo assim se faz necessário a escolha da melhor configuração da matriz de geração de energia elétrica o que inclui a avaliação dos custos, benefícios e impactos socioambientais, sendo que cada empreendimento é submetido ao licenciamento ambiental, no qual são avaliados se os impactos socioambientais gerados estão em níveis aceitáveis conforme a legislação vigente.

Usinas termelétricas a gás natural são largamente empregadas pois apresentam algumas características técnicas, como flexibilidade operacional e independência de variações climáticas, representando ganhos de confiabilidade e aumento da segurança energética do país (TOLMASQUIM, 2016).

Os benefícios econômicos e sociais decorrentes das atividades de exploração e produção de gás natural, bem como da geração e transmissão de energia através de termelétricas, estão associados à geração de empregos diretos e indiretos, ao aumento da demanda por bens e serviços e ao aumento da arrecadação tributária, contribuindo para o dinamismo econômico da região, onde os benefícios econômicos e sociais advindos da contratação de mão-de-obra podem ser maiores se forem priorizadas contratações locais ou regionais. Importante ressaltar que na etapa de produção de gás natural soma-se uma grande contribuição que é o aporte de recursos advindos da distribuição dos “*royalties*” e participações especiais (TOLMASQUIM, 2016).

Conforme apresentado pela CNI (2018) no Mapa Estratégico da Indústria 2013 – 2022, os reais efeitos de eventuais ganhos de competitividade no preço do

gás natural à economia foram calculados pela FIPE - Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas, sendo utilizada uma base de dados inédita no país, na qual há informações sobre o nível de produção, o consumo de energia e as importações de 35 setores de atividade econômica de 40 países entre 1995 e 2009. Com esse recurso, foi possível analisar de forma integrada os efeitos sobre custos e investimento de diferentes patamares de preço da energia.

Ainda conforme a no Mapa Estratégico da Indústria 2013 – 2022 quatro premissas foram levadas em consideração para analisar os impactos sobre a economia brasileira do preço do gás natural (TCU, 2014, p.58):

- a) Tendências gerais do gás natural no Brasil e no mundo, a composição de oferta e demanda do energético e sua interação com a produção industrial (TCU, 2014, p.58);
- b) Sensibilidade do consumo de gás natural ao preço relativo da energia (gás natural, energia elétrica e óleo combustível) e sua influência nos custos de produção (TCU, 2014, p.58);
- c) Níveis críticos do preço do gás natural que interferem nas decisões de investimento por parte das empresas grandes consumidoras de energia (TCU, 2014, p.58.);
- d) Os efeitos sobre renda, emprego, impostos e balança comercial de diferentes níveis de preços do gás natural (TCU, 2014, p.58).

Os ganhos encontrados são inequívocos, e vêm de dois canais distintos. Primeiro, com base na experiência internacional, percebeu-se que (TCU, 2014 p.58):

- a) A queda no preço do gás natural também reduz os custos com a energia, uma vez que caem as despesas diretamente ligadas à aquisição do energético e a substituição de fontes energéticas mais caras é viabilizada (TCU, 2014 p.58);
- b) O repasse, mesmo que parcial, desses ganhos de custo aos consumidores estimula o crescimento da demanda agregada, (TCU, 2014 p.59);

- c) Influenciando a produção e o emprego, com reflexo sobre a taxa de inflação e o crescimento econômico (TCU, 2014, p.59);
- d) O acesso a uma fonte de energia mais barata (o gás natural) incentiva empresas energointensivas a investir, impactando positivamente a formação bruta de capital fixo do país, estimulando seu crescimento econômico (TCU, 2014, p.59).

O segundo canal de benefícios com a redução do preço do gás natural permitiria:

- a) Queda de 0,44 ponto percentual no índice de preços do consumidor no ano de redução do custo com a energia (TCU, 2014, p.59);
- b) Gerar impulso de 0,46 ponto percentual na taxa de crescimento de emprego (TCU, 2014, p.59).

Na Tabela 4 consta os impactos da redução do custo do gás natural sobre as principais variáveis macroeconômicas.

Tabela 4 - Impactos Macroeconômicos, 2015-2025, Variações Anuais

| INDICADORES | IMPACTO | U\$\$ 14/MMBTU | U\$\$ 7/MMBTU |
|-----------------------|---------|----------------|---------------|
| Crescimento Econômico | 0,50% | 4,60% | 5,10% |
| Emprego | 0,46% | 2,55% | 3,01% |
| Energia | 0,32% | 3,18% | 3,50% |
| Câmbio | - | 2,35 | 2,35 |
| IPC* | -0,44% | 4,50% | 4,06% |
| IGP* | -0,67% | 5,20% | 4,53% |
| TJLP* | -0,30% | 5,10% | 4,80% |
| Exportações | 0,15% | 2,64% | 2,79% |
| Importações | 1,39% | 6,08% | 7,47% |

Fonte: TCU (2014, p.59).

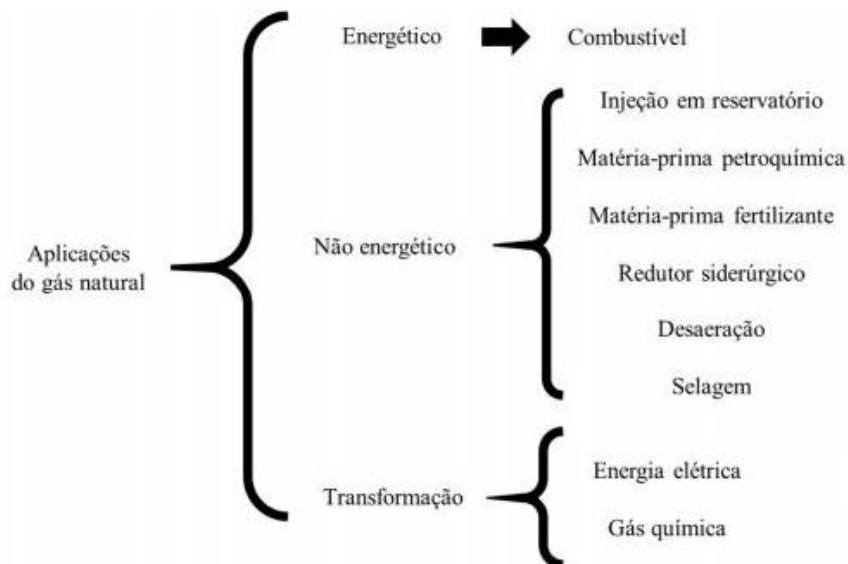
A partir das estimativas apresentadas pelo TCU (2014 p.60), que se o gás natural estiver disponível em grandes volumes e se for vendido a preço competitivo, os impactos sobre a economia serão visíveis. Esse movimento incentivará o

consumo de gás natural no país, trazendo economias de custo para toda a sociedade, cumprindo um papel fundamental no desenvolvimento econômico do país.

6 APLICAÇÕES DO GÁS NATURAL

Segundo Esteves e Matz (2013) o gás natural possui uma ampla gama de aplicações podendo ser utilizado para diversos fins tais como energéticos, combustível, ou não energético, sendo utilizado em indústrias químicas ou na geração de energia elétrica. Para Shreve e Brink (1997) o gás natural, além de ser o gás combustível predominante mundialmente, também é utilizado como matéria-prima para diversas sínteses. O gás de síntese obtido da reforma do gás natural pode ser utilizado para a obtenção de metanol, hidrogênio e outros compostos líquidos, que por sua vez produzem ácidos, combustíveis e amônia. A Figura 11 apresenta as principais utilizações do gás natural.

Figura 11 – Aplicações do Gás Natural

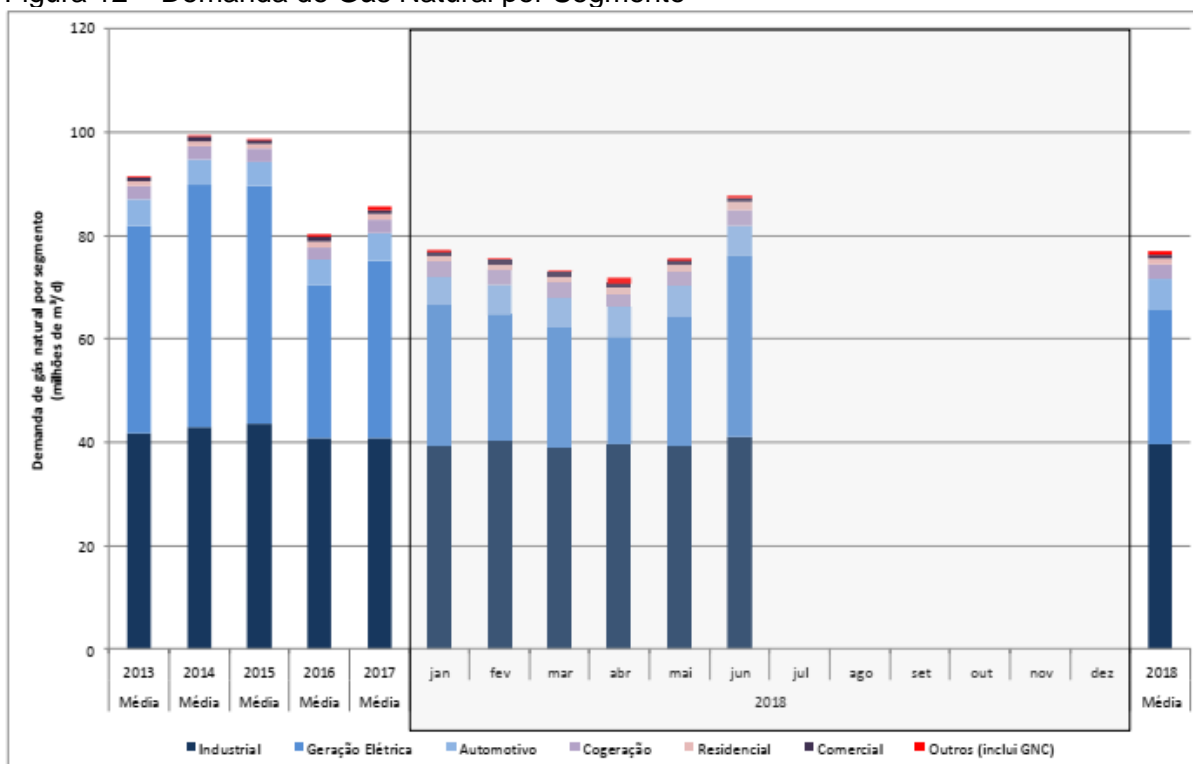


Fonte: Esteves e Matz (2013, p. 17).

6.1 ENERGÉTICA

Como fonte de energia térmica, ou como combustível, o gás natural é utilizado nos setores energético, industrial, comercial, institucional (repartições públicas), residencial e automotivo (ESTEVESES; MATZ, 2013). A Figura 12 apresenta o consumo do gás natural como combustível em diversos segmentos econômicos.

Figura 12 – Demanda de Gás Natural por Segmento



Fonte: MME (2018, p.16).

No setor energético, o gás natural é utilizado em motores e turbinas, para geração de energia elétrica. Em processos de geração distribuída ou cogeração, o gás natural é fonte energética para a produção de energia elétrica e vapor (ESTEVEZ; MATZ, 2013). Nos dados da Figura 13 está contabilizado o volume de gás fornecido para usinas termelétricas. O Balanço Energético Nacional (EPE, 2017) apresenta o gás natural como a segunda principal fonte de combustível para o setor energético, ficando atrás o bagaço de cana.

Nos setores comercial e público o gás natural é aplicado em fornos e aquecedores, podendo ser utilizado no preparo de alimentos, aquecimento de água e no aquecimento de ambientes (ESTEVEZ; MATZ, 2013). Na Figura 13 observa-se que nestes segmentos a energia elétrica é a fonte principal com aproximadamente 91,3 % do mercado (EPE, 2017).

Figura 13 – Demanda das Fontes de Energia Setor Comercial e Público

| FONTES | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | SOURCES |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------------|
| GÁS NATURAL | 4,6 | 2,8 | 3,0 | 3,0 | 2,6 | 2,5 | 2,2 | 2,1 | 1,3 | 1,6 | NATURAL GAS |
| LENHA | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 1,2 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | FIREWOOD |
| ÓLEO COMBUSTÍVEL | 2,0 | 2,0 | 1,9 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | FUEL OIL |
| GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO | 5,1 | 5,0 | 2,1 | 4,4 | 4,9 | 5,7 | 5,2 | 5,1 | 4,6 | 4,7 | LIQUEFIED PETROLEUM GAS |
| ELETRICIDADE | 84,8 | 86,8 | 89,6 | 89,1 | 89,4 | 89,0 | 90,0 | 90,3 | 91,6 | 91,3 | ELECTRICITY |
| OUTRAS | 2,2 | 2,2 | 2,1 | 1,8 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | OTHERS |
| TOTAL | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | TOTAL |

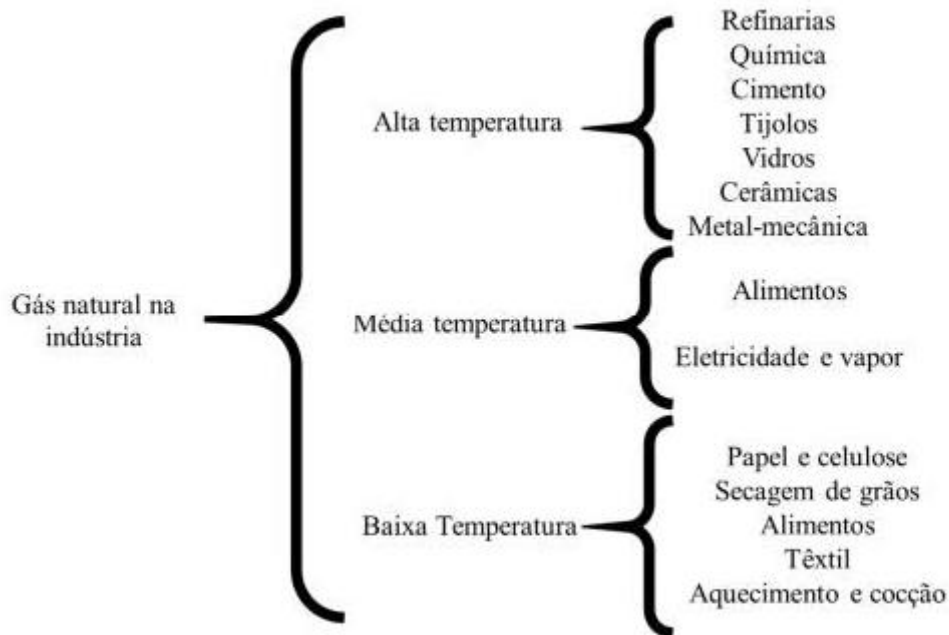
Fonte: EPE (2017, p.78).

O gás natural é utilizado no ambiente residencial para o preparo de alimentos e aquecimento de água. Neste setor o gás ainda representa muito pouco, sendo que a energia elétrica domina o setor seguido pelo gás liquefeito de petróleo e lenha (EPE, 2017).

No setor de transportes, o gás natural é utilizado apenas no segmento rodoviário, em veículos de pequeno porte. No Brasil, nos últimos anos tem-se utilizado o Gás Natural Veicular – GNV em veículos. Sendo este segmento ainda dominado pelo Diesel, que representa quase 45,4% do consumo do setor (EPE, 2017).

Na indústria o gás natural possui muitas aplicações, podendo ser utilizado em motores, turbinas e caldeiras para geração de eletricidade e vapor; em fornos ou em aquecedores de fluídos térmicos (ESTEVEZ; MATZ, 2013). A utilização do gás natural na indústria pode ser dividida através das temperaturas de trabalho que representa sua maior utilização, conforme apresentado na Figura 14.

Figura 14 – Aplicação do Gás Natural na Indústria



Fonte: Esteves e Matz (2013, p. 19).

6.2 NÃO ENERGÉTICA

Além da aplicação energética, como combustível, o gás natural também é utilizado para fins não energéticos. Dentre as principais utilizações não energéticas do gás natural pode-se destacar: injeção em reservatório, matéria-prima para indústrias petroquímicas e matéria-prima para fertilizantes. De acordo com o Balanço Energético Nacional (EPE, 2017) o consumo final de gás natural com fins não energéticos, no ano base de 2016, atingiu 677 mil toneladas equivalente de petróleo.

Segundo Thomas (2001), parte do gás processado nas Unidades de Processamento de Gás Natural UPGNs é consumido internamente nas próprias unidades produtoras, onde uma parte deste gás é utilizada para a elevação artificial do petróleo, denominado *gas-lift*, e outra parcela do gás é injetada nos poços produtores com o objetivo de promover a recuperação secundária do petróleo. As duas estratégias têm como objetivo ampliar a capacidade de recuperação de petróleo. De acordo o Boletim Mensal de Acompanhamento da indústria do Gás Natural MME (2018), em 2017 foram reinjetados, em média, 27,61 milhões de m³/dia. Este volume representa quase 26,7 % do volume de gás natural produzido

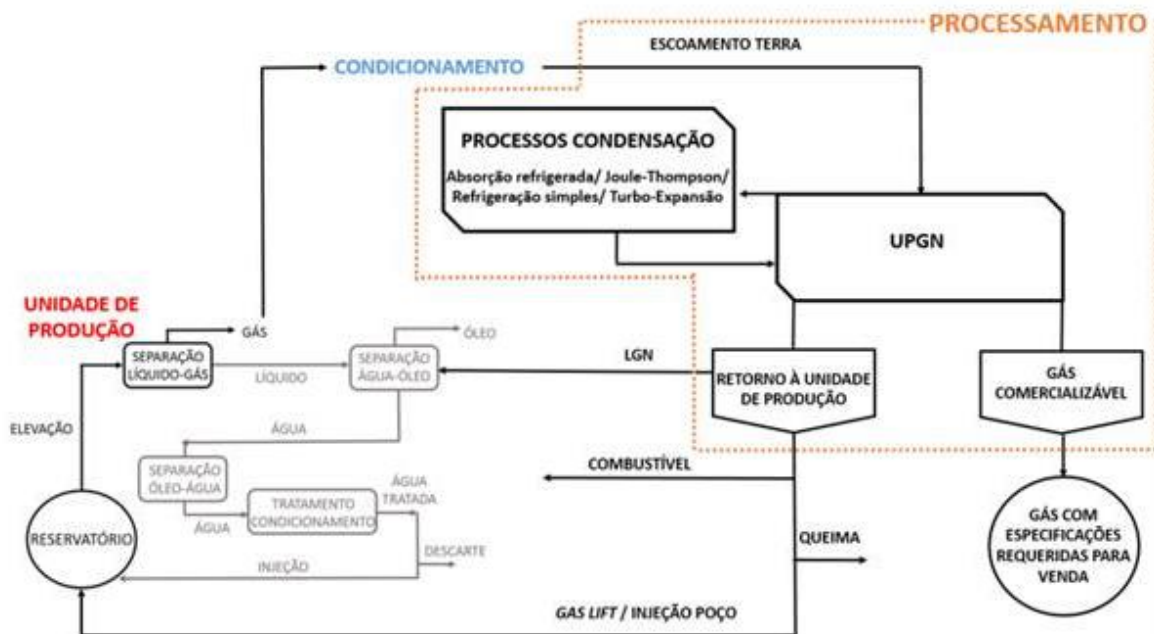
no Brasil, porém, a Petrobras tem trabalhado na redução deste percentual, disponibilizando o maior volume possível ao mercado.

A unidade de processamento poder ser projetada para operar *offshore* ou *onshore*. No Brasil, as UPGNs situam-se em terra, pois o custo de instalação e operação dessas unidades são menores para os cenários avaliados no país (SOUZA, 2017).

Segundo Arikawa (2018) a etapa de processamento de gás é baseada a partir da diminuição da temperatura e/ou no aumento da pressão para promover a condensação dos compostos mais pesados, o qual pode ocorrer através dos processos de absorção refrigerada, Joule-Thompson, refrigeração simples e a turbo-expansão.

A Figura 15 apresenta, de maneira simplificada, a etapa de processamento do gás natural nas UPGNs.

Figura 15 – Diagrama da Etapa de Processamento de Gás Natural na UPGN



Fonte: Arikawa (2018, p. 60).

6.3 NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural (MME, 2018) observa-se uma tendência de aumento no consumo de gás natural para geração termelétrica. A média diária observada em 2018 foi de 26,06

milhões de m³. Até o mês de junho de 2018 a média diária cresceu para 34,92 milhões de m³. A escassez de chuvas registrada nos últimos meses de 2018 reduziu o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, o que exigiu uma maior operação das usinas termelétricas.

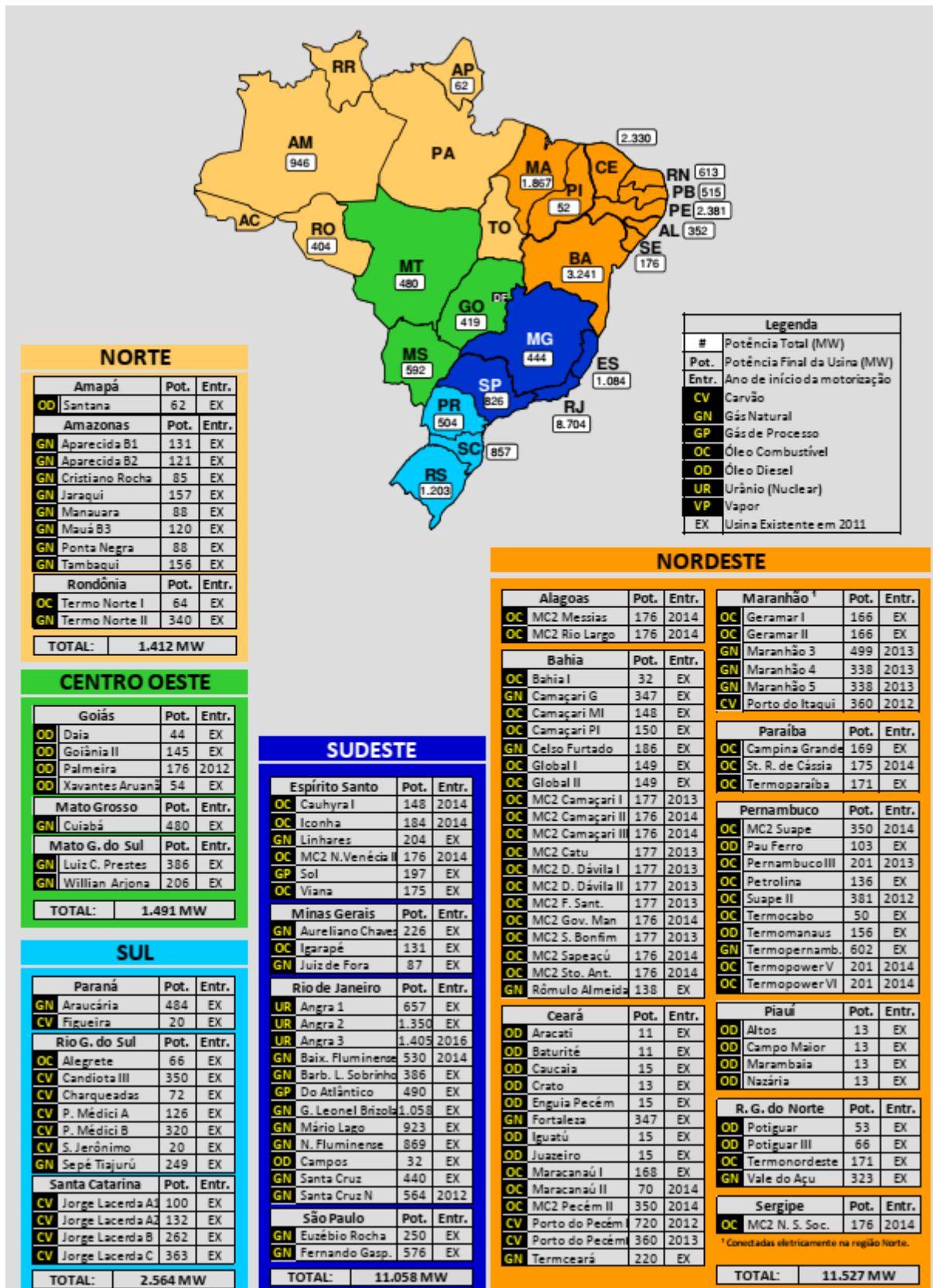
A aplicação do gás natural para a geração de energia elétrica pode ser dividida em duas modalidades: geração termelétrica e cogeração.

A principal utilização do gás natural para geração exclusiva de eletricidade onde o gás serve como combustível para turbinas a gás. As turbinas a gás são máquinas complexas que comprimem o ar, misturando-o com o combustível com o objetivo de obter-se a combustão. Os gases gerados no processo de combustão possuem alta temperatura, provocando o movimento de turbinas conectadas a geradores elétricos. Desta forma, a energia térmica presente no combustível transforma-se em energia mecânica que logo a seguir é convertida em energia elétrica (ANEEL, 2008).

Ainda segundo a ANEEL (2008) o desenvolvimento das turbinas a gás é relativamente recente, após a segunda guerra mundial. O uso mais intenso destes equipamentos tem ocorrido somente nos últimos 20 a 30 anos, devido à maior oferta de gás natural e a melhoria dos rendimentos termodinâmicos das máquinas (ANEEL, 2008).

Na Figura 16 abaixo consta os empreendimentos de usinas termelétricas em operação no Brasil até 2021 e as respectivas capacidades de geração por região.

Figura 16 – Empreendimentos Termelétricos no Brasil por Região



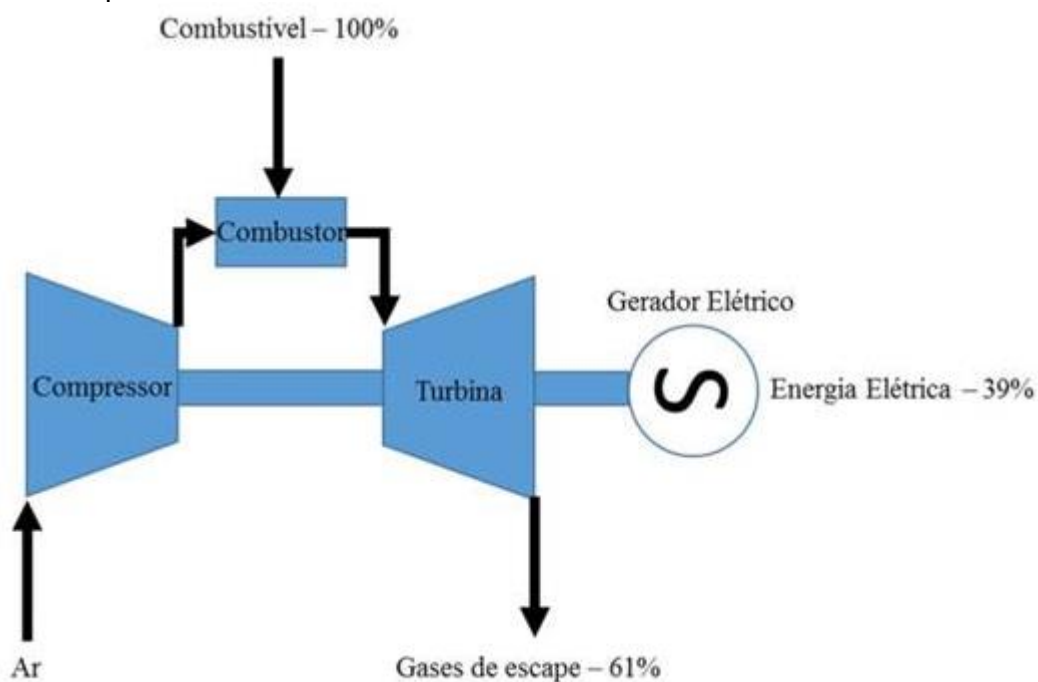
Fonte: EPE (2012, p.115).

A geração de energia elétrica a partir do gás natural, em usinas termelétricas pode ocorrer de duas formas. A forma mais simples e de implementação mais barata denomina-se ciclo aberto. Neste sistema os gases que saem da turbina são resfriados e liberados para a atmosfera por meio de uma chaminé (ANEEL, 2018). De acordo com Gasnet (2018), no ciclo simples, a eficiência termodinâmica do processo é de 36 %, ou seja, de cada 100 unidades de combustível que entram na câmara de combustão aproximadamente 36 se transformam em energia elétrica, sendo o restante perdido nos gases de exaustão.

De acordo com a Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, MME (2014) a produção média das usinas termelétricas movidas a gás natural em operação no Brasil é superior a 12.008 MW.

A Figura 17 ilustra o diagrama de uma central termelétrica de ciclo aberto, com os seus principais componentes.

Figura 17 – Esquemático de Turbina a Gás Ciclo Aberto

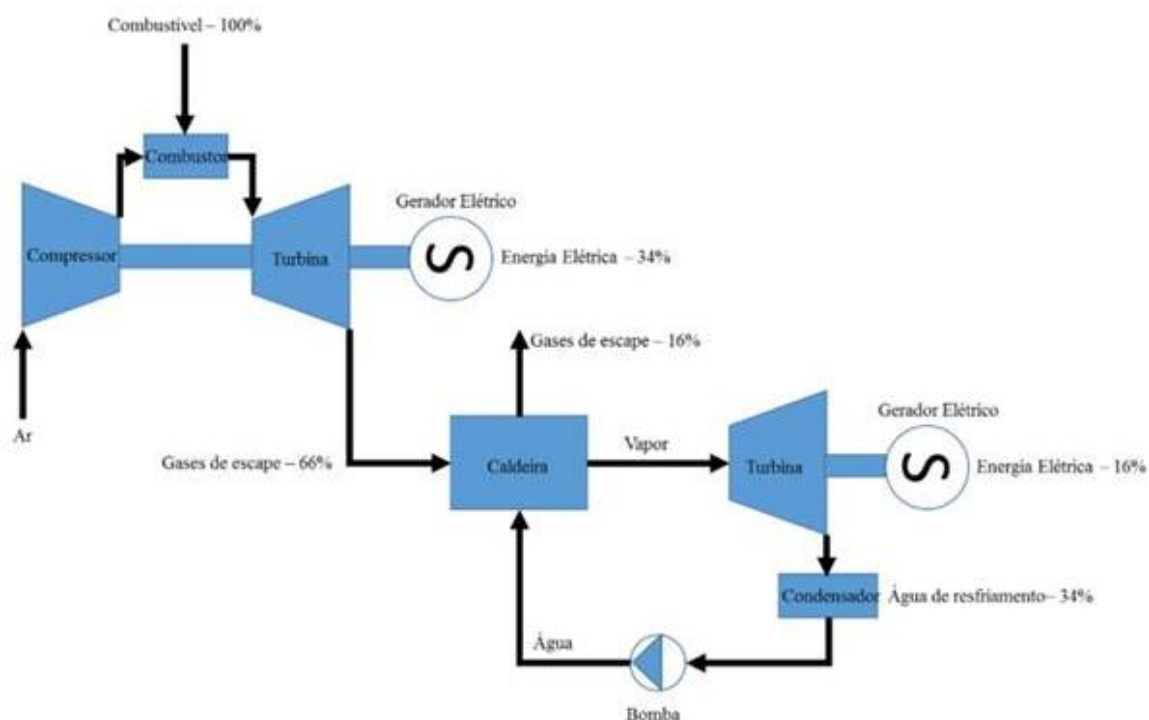


Fonte: Esteves e Matz (2013, p. 39).

No ciclo combinado mostrado na Figura 18, os gases que saem da turbina a gás que estão em alta temperatura, são encaminhados para caldeiras onde produzem vapor em alta pressão. Este vapor é então direcionado para turbinas a vapor onde é expandido, gerando o movimento. Assim, a característica básica de termelétricas a ciclo combinado é a operação conjunta de turbinas movidas a gás e

a vapor. Esta tecnologia é recente, sendo aplicada principalmente a partir da década de 1980, e passa por processo de expansão em todo o mundo, inclusive no Brasil. Este sistema requer maiores investimentos, porém a eficiência do processo de geração é maior, chegando à casa dos 56 % (GASNET, 2018).

Figura 18 – Esquemático de Turbina a Gás Ciclo Combinado



Fonte: Esteves e Matz (2013, p. 40).

Por fim, ainda de acordo com a Gasnet (2018), existe o processo de geração de energia elétrica, a partir do gás natural, simultaneamente com a geração de vapor e de energia térmica.

Desta forma, podemos definir cogeração como sendo a produção conjunta de trabalho mecânico e calor utilizável a partir da queima do mesmo combustível. O trabalho mecânico é em geral usado para acionar um gerador elétrico, mas poderá ter outras finalidades como o acionamento de compressores ou a propulsão de navios. O calor é quase sempre utilizado para geração de vapor para processo, ou água quente para aquecimento (GASNET, 2018).

Segundo Alexandre (2014) três fatores tornam o processo da cogeração bastante interessante para as aplicações industriais. O primeiro é a possibilidade de utilização da energia que naturalmente se perde no processo de geração da eletricidade. O segundo fator é a possibilidade de independência em relação ao

suprimento fornecido pelas distribuidoras ou comercializadoras de energia elétrica. Finalmente, um terceiro é a redução do volume de gases lançados na atmosfera, o que pode ser um fator de competitividade no momento atual, em que os consumidores estão cada vez mais exigentes com relação ao impacto ambiental provocado pelos produtos que adquirem.

Segundo Carlos (2009) uma instalação de cogeração pode ter eficiência térmica de até 85%, Figura 19. Além de dar melhor uso à energia do combustível, reduz também o impacto ambiental, especialmente quanto às emissões gasosas. Ao lado destas vantagens econômicas e ecológicas, existem alguns pontos negativos na cogeração. Como o vapor e a água quente não podem ser levados a longas distâncias, deverão existir localmente demandas para suas produções, caso contrário poderão ocorrer perdas na eficiência térmica global do processo. Além disto, estas utilidades deverão ser geradas às temperaturas requeridas localmente. Por estes motivos, a energia elétrica tem geralmente um peso maior que o calor, e as avaliações econômicas de uma instalação têm que levar estes fatos em consideração (GASNET, 2018).

Figura 19 – Balanço Energético de um Sistema de Cogeração



Fonte: ENGEMA (2017, p. 6).

7 MERCADO DE ENERGIA PRIMÁRIA

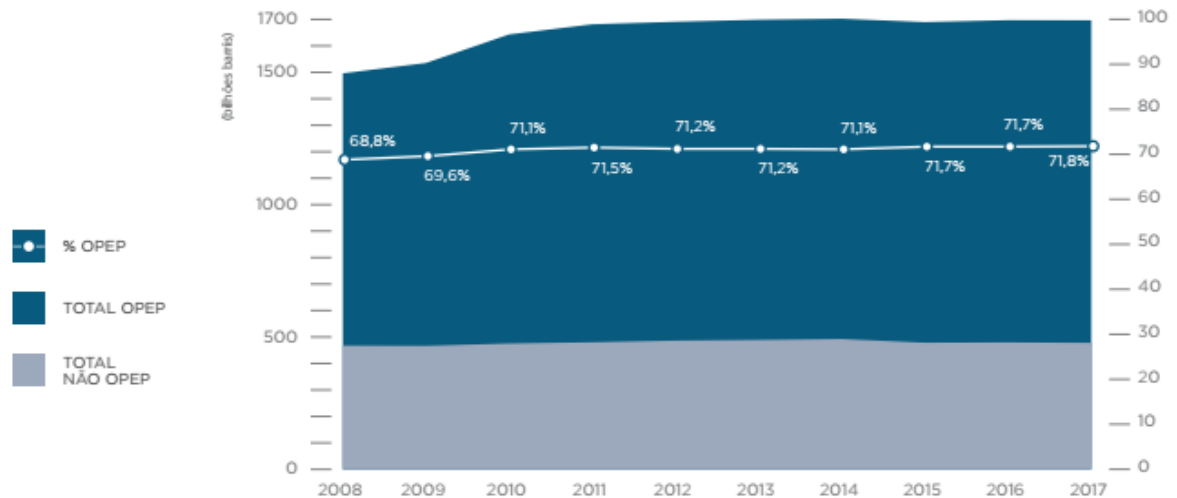
7.1 PANORAMA GERAL

Segundo a FGV (2014) energia primária é a energia fornecida diretamente pela natureza, como hidráulica, petróleo, gás natural, carvão mineral, urânio, lenha, resíduos vegetais e animais, solar e eólica. Por outro lado, a energia secundária corresponde à energia obtida por processos de conversão, resultantes de diferentes centros de transformação com o objetivo de facilitar o transporte, o armazenamento e a adequação para que o combustível possa ser utilizado da maneira mais eficiente. São exemplos de energia secundária: óleo diesel, óleo combustível, gasolina, gás liquefeito de petróleo, nafta, querosene, gás de coqueria, coque de carvão mineral, eletricidade, carvão vegetal, álcool etílico, e outras fontes secundárias (MARQUES e cols. 2006).

Segundo Dariano (2007) durante o século XIX e início do século XX o carvão era o combustível mais utilizado, sendo que após a Segunda Guerra Mundial foi substituído gradualmente pelo petróleo. Nas últimas três décadas, a participação do gás natural tem aumentado de forma lenta, mas progressivamente na matriz energética. Estes três combustíveis, de origem fóssil, representam mais de 57,9 % da energia primária do Brasil (EPE, 2017). Outras fontes de energia (nuclear, hidrelétrica e energias renováveis) desempenham um papel menor no abastecimento de energia representando 41,5% (EPE, 2017). Porém, as reservas dos combustíveis fósseis são limitadas e estão distribuídas de maneira desigual no mundo (MARQUES e cols. 2006).

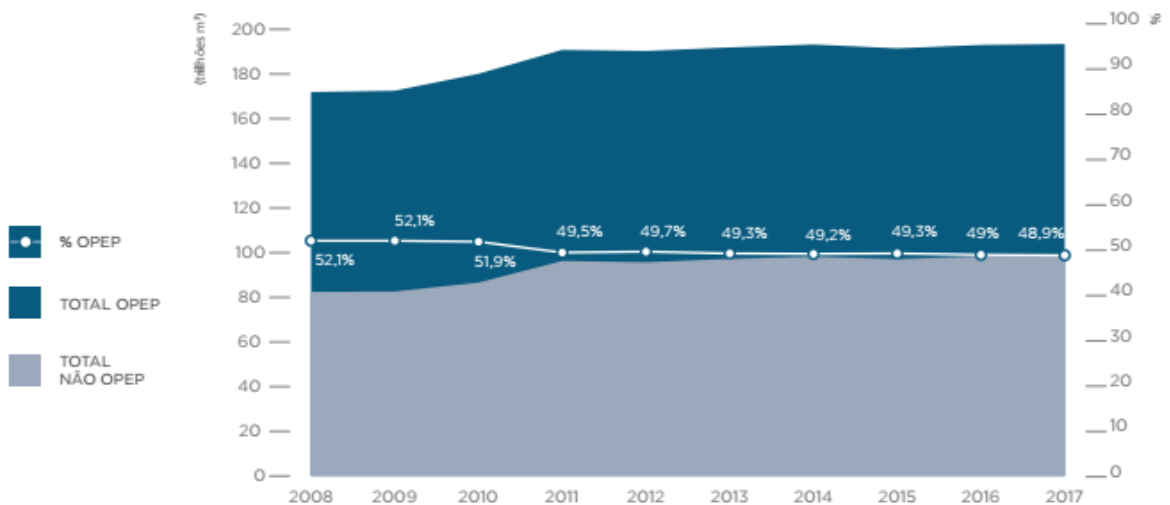
As Figuras 20 e 21 apresentam as reservas provadas de combustíveis fósseis existentes no Brasil. Observa-se um pequeno crescimento nos valores, referente ao petróleo e quase nenhuma mudança com relação ao gás natural. De acordo com a ANP (2018) as reservas das Américas Central e do Sul tiveram acréscimo de 0,4%, somando 330,1 bilhões de barris (19,5% do total mundial), sendo que as reservas de petróleo brasileiras apresentaram uma redução de 1,27% onde em 2017 foi de 12,8 bilhões de barris apresentando um valor um pouco maior com relação a 2016 que foi de 12,6 bilhões de barris. Em 2018 o Brasil ocupou a 15ª posição no ranking mundial de países com as maiores reservas provadas de petróleo

Figura 20 – Evolução das Reservas Provasdas de Petróleo 2008-2017



Fonte: ANP (2018, p. 30).

Figura 21 – Evolução das Reservas Provasdas de Gás Natural 2008-2017

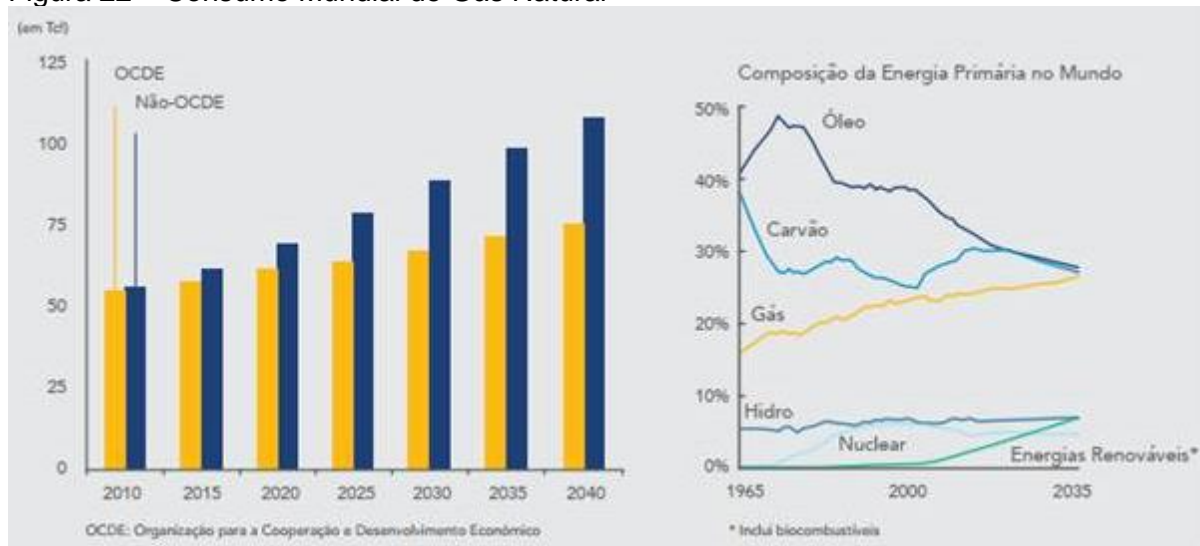


Fonte: ANP (2018, p. 43).

Estima-se que nas próximas décadas FGV (2014), que as projeções para o mercado mundial de Gás Natural são bastante positivas, sendo que até o horizonte de 2040, o consumo de gás deve aumentar modestamente nos países membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico OECD, e de forma ainda mais acelerada em países não membros da OECD, particularmente na China e no Oriente Médio. O consumo da China deve crescer de 297 MMm³/dia, em 2010, para 1350 MMm³/dia, em 2040, com grande parte desse crescimento ocorrendo entre 2010-2020. Nesse mesmo horizonte, a participação do gás na matriz

energética mundial apresenta trajetória ascendente, contrária à tendência de outras fontes fósseis, como óleo e carvão, Figura 22.

Figura 22 – Consumo Mundial de Gás Natural



Fonte: FGV (2014, p.22).

De acordo com dados da BP (2018) o consumo mundial de energia primária atingiu uma média de 2,2% em 2017, acima de 1,2% em relação ao último ano, sendo o crescimento mais rápido desde 2013. Isso se compara a média de 10 anos de 1,7% de crescimento ao ano. Sendo o gás natural ainda o responsável pelo maior incremento em relação ao consumo de energia, seguido de renováveis e depois petróleo.

Ainda conforme BP (2018) as emissões de carbono aumentaram em 1,6% devido ao uso de combustíveis fósseis para fins de geração de energia, sendo que o consumo de gás natural subiu 96 bilhões de metros cúbicos (bcm), ou 3%, sendo o crescimento mais rápido desde 2010.

O crescimento do consumo do gás natural foi impulsionado pela China (31 bcm), o Oriente Leste (28 bcm) e Europa (26 bcm), sendo acompanhado da queda de consumo nos EUA de 1,2% para 11 bcm (BP, 2018).

A produção global de gás natural aumentou em 131 bcm, ou 4%, quase dobrar a taxa de crescimento média de 10 anos. O crescimento russo foi o maior em 46 bcm, seguido pelo Irã de 21 bcm (BP, 2018).

Observa-se, portanto, que os combustíveis fósseis continuam sendo a maior fonte de suprimento de energia primária, porém, pelos dados apresentados no BP (2018), o aumento das reservas tem ocorrido em ritmo mais lento do que o

incremento de produção. Desta forma, a relação entre as reservas provadas e a produção tem diminuído ao longo dos anos. A Tabela 5 apresenta as relações reservas provadas por produção e a energia gerada através dos principais combustíveis fósseis.

Tabela 5 - Relação Reservas Provadas e Produção de Combustíveis Fósseis

| COMBUSTÍVEL | RELAÇÃO RESERVA/PRODUÇÃO - ANOS | ENERGIA GERADA/COMBUSTÍVEL - TW/h |
|----------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| PETRÓLEO | 50,2 | 883 |
| GÁS NATURAL | 52,6 | 5915,3 |
| CARVÃO MINERAL | 134 | 9723,4 |

Fonte: BP (2018, p.12).

A BP (2018) define reservas provadas como os volumes obtidos pelas análises geológicas e de engenharia que podem ser recuperados no futuro de reservatórios conhecidos, sob condições econômicas e operacionais existentes.

A relação entre Reserva e Produção - R/P para os combustíveis fósseis no Brasil apresenta números mais baixos do que a média mundial, sendo que a R/P do petróleo brasileiro é de 12,8 anos, para o gás natural a R/P é de 13,8 anos. Para o carvão a relação R/P brasileira é superior a 500 anos, porém este número está ligado diretamente a baixa qualidade do carvão nacional que é pouco utilizado. A maior parte do consumo de carvão no Brasil é suprida por importações (BP, 2018).

Conforme relatório de consumo mundial de energia da BP (2018), dentre os combustíveis fósseis, o carvão mineral é o que possui a maior relação R/P. Contudo, entre os anos de 2012 e 2017 o crescimento do consumo do carvão foi o menor dentre os combustíveis fósseis, com avanço de 3,2 %. A utilização do carvão mineral tem sido limitada pelas leis ambientais mais restritivas, tendo em visto o alto potencial poluidor desse combustível.

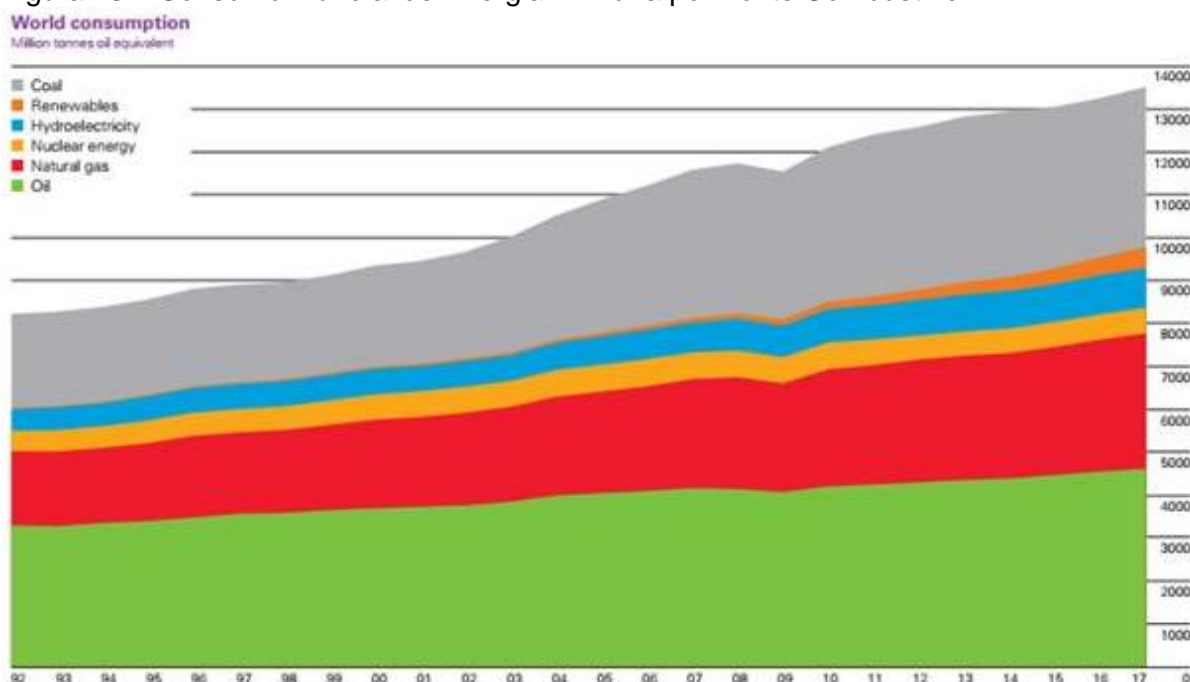
Para o gás natural 2017 foi um ano excelente apresentando um consumo de (3,0%, 96 bcm) e produção (4,0%, 131 bcm), ambos crescendo mesmo com algumas crises financeiras, sendo o consumo liderado pela Ásia e um crescimento particularmente forte na China (15,1%, 31bcm), e acompanhado por aumentos de consumo no Oriente Médio e Europa (BP, 2018).

O consumo de energia primária cresceu 2,2% em 2017, acima dos 1,2% em 2016 sendo o mais alto desde 2013. Ainda assim o crescimento foi abaixo da média na Ásia, Oriente Médio, América do Sul e Central, mas acima da média em outras regiões. Todos os combustíveis apresentam crescimento com taxas acima da média

com exceção do carvão e hidroeletricidade, sendo o gás natural o fornecedor de maior incremento no consumo de energia em 83 milhões de toneladas de óleo equivalente (mtep), acompanhado pela energia renovável (69 mtep) e petróleo (65 mtep) (BP, 2018).

A Figura 23 apresenta o histórico do consumo mundial de energia primária nos últimos 25 anos.

Figura 23 – Consumo Mundial de Energia Primária por Fonte Combustível

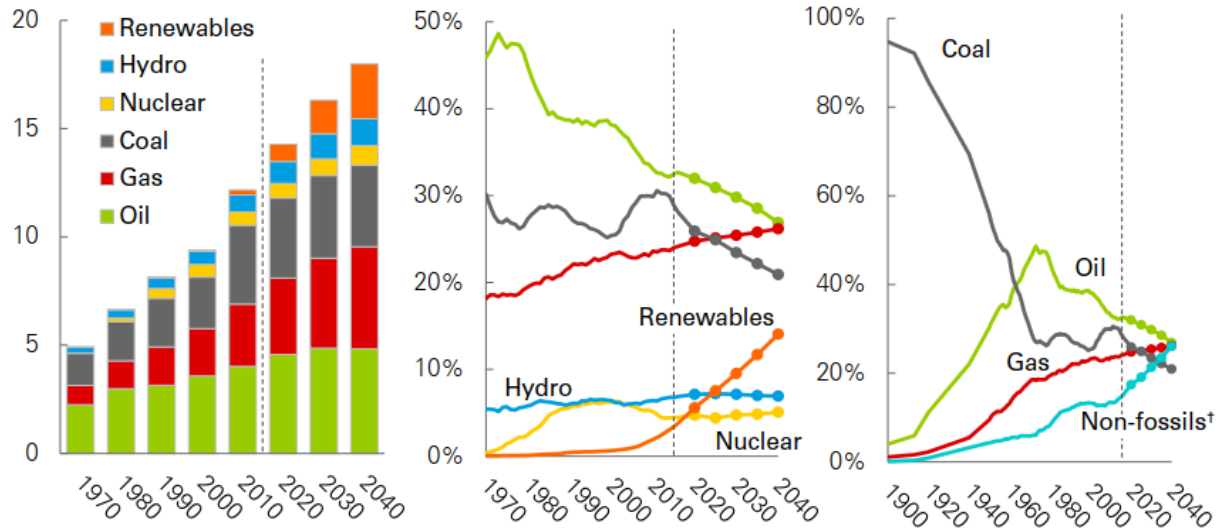


Fonte: BP (2018, p.10).

A Figura 24 apresenta a matriz energética mundial entre os anos de 1970 a 2040. Observa-se que, no período, as variações foram muito pequenas. A energia nuclear perdeu espaço, especialmente devido a redução da produção japonesa (BP, 2018).

Figura 24 – Matriz Energética Mundial por Fonte Combustível

Billion toe



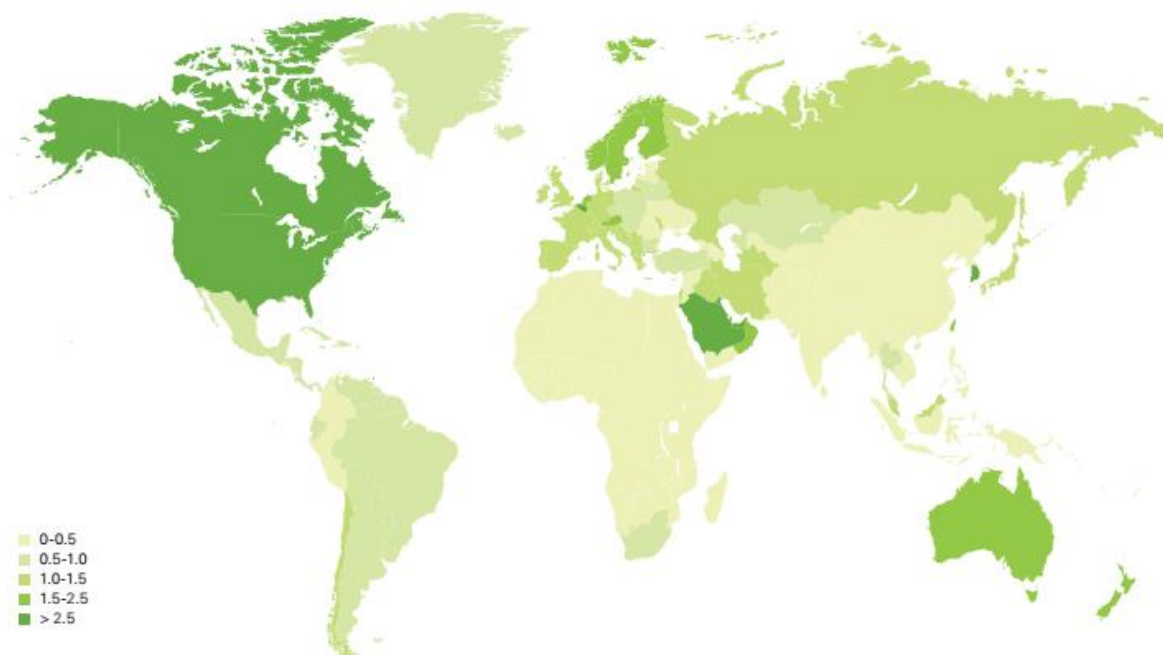
Fonte: BP (2018, p.68).

Dados publicados no Boletim Energético Nacional EPE (2017), mostram que o consumo final de energia primária no Brasil, em 2016, foi de 255,432 milhões de toneladas equivalentes de petróleo – mtep, frente ao valor de 261,203 mtep registrado em 2015 representando uma variação de + 2,25%, sendo estimado que em 2040 chegue a 477 mtep (BP, 2018). Este consumo de energia primária posiciona o Brasil como o 9º maior consumidor mundial entre 71 países como apresentado na Tabela 6 (BP, 2018).

Tabela 6 - Consumo de Energia Primária

| Million tonnes oil equivalent | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | Growth rate per annum | | | Share 2016 |
|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------------|--------------|--------------|--------------|
| | | | | | | | | | | | 2016 | 2016 | 2005-15 | |
| US | 2331.6 | 2370.2 | 2318.8 | 2205.1 | 2284.1 | 2264.5 | 2209.3 | 2270.6 | 2296.5 | 2275.9 | 2272.7 | -0.4% | -0.3% | 17.1% |
| Canada | 319.5 | 325.4 | 326.0 | 310.5 | 315.5 | 327.6 | 326.5 | 336.1 | 334.3 | 327.7 | 329.7 | 0.3% | 0.2% | 2.5% |
| Mexico | 172.9 | 170.8 | 174.3 | 174.1 | 178.3 | 186.5 | 188.5 | 189.1 | 190.4 | 188.8 | 186.5 | -1.5% | 1.2% | 1.4% |
| Total North America | 2824.1 | 2866.5 | 2819.2 | 2689.7 | 2777.8 | 2778.6 | 2724.3 | 2795.9 | 2821.2 | 2792.4 | 2788.9 | -0.4% | -0.2% | 21.0% |
| Argentina | 72.5 | 75.6 | 76.8 | 74.8 | 79.7 | 81.4 | 83.4 | 86.5 | 86.7 | 88.7 | 88.9 | -0.1% | 2.5% | 0.7% |
| Brazil | 216.8 | 231.8 | 243.9 | 243.0 | 267.6 | 279.7 | 284.8 | 296.8 | 304.9 | 302.6 | 297.8 | -1.8% | 3.7% | 2.2% |
| Chile | 30.6 | 31.5 | 31.2 | 30.9 | 30.4 | 33.7 | 34.1 | 34.4 | 35.4 | 35.9 | 36.8 | 2.0% | 2.4% | 0.3% |
| Colombia | 30.7 | 30.8 | 34.0 | 32.0 | 34.2 | 35.7 | 38.4 | 38.2 | 40.3 | 41.0 | 41.1 | * | 4.2% | 0.3% |
| Ecuador | 10.3 | 11.0 | 11.7 | 11.5 | 12.7 | 13.5 | 14.3 | 14.7 | 15.5 | 15.5 | 15.3 | -1.3% | 4.7% | 0.1% |
| Peru | 13.8 | 15.1 | 16.4 | 16.7 | 18.5 | 20.3 | 21.2 | 21.7 | 22.4 | 23.7 | 25.3 | 6.3% | 5.7% | 0.2% |
| Trinidad & Tobago | 20.9 | 21.8 | 21.4 | 22.1 | 23.1 | 23.1 | 22.0 | 22.4 | 21.9 | 21.6 | 19.4 | -10.7% | 2.8% | 0.1% |
| Venezuela | 78.5 | 81.2 | 84.4 | 82.9 | 80.7 | 80.3 | 84.1 | 83.3 | 78.1 | 78.8 | 74.6 | -5.5% | 1.1% | 0.6% |
| Other S. & Cent. America | 93.8 | 95.1 | 93.4 | 92.2 | 94.8 | 97.8 | 98.7 | 98.7 | 98.9 | 102.6 | 106.2 | 3.3% | 1.2% | 0.8% |
| Total S. & Cent. America | 567.8 | 593.9 | 613.2 | 606.0 | 641.7 | 665.4 | 680.9 | 696.7 | 704.1 | 710.4 | 705.3 | -1.0% | 2.8% | 5.3% |
| Austria | 35.8 | 35.0 | 35.7 | 34.6 | 35.9 | 33.8 | 35.4 | 35.1 | 33.8 | 33.9 | 35.1 | 3.3% | -0.6% | 0.3% |
| Azerbaijan | 13.6 | 12.3 | 12.3 | 10.9 | 10.7 | 11.9 | 12.3 | 12.6 | 13.2 | 14.5 | 14.5 | -0.4% | 0.5% | 0.1% |
| Belarus | 26.3 | 25.7 | 25.9 | 24.4 | 25.9 | 25.9 | 27.9 | 24.7 | 25.5 | 22.4 | 23.7 | 5.4% | -1.0% | 0.2% |
| Belgium | 65.0 | 65.6 | 66.6 | 61.7 | 65.8 | 61.0 | 58.7 | 60.0 | 55.8 | 56.9 | 61.7 | 8.1% | -1.3% | 0.5% |
| Bulgaria | 20.1 | 19.6 | 19.5 | 17.1 | 17.8 | 19.1 | 18.1 | 16.7 | 17.9 | 19.0 | 18.1 | -5.2% | -0.3% | 0.1% |
| Czech Republic | 45.1 | 44.9 | 43.6 | 41.2 | 43.2 | 42.4 | 41.9 | 41.8 | 40.2 | 40.2 | 39.9 | -1.0% | -0.9% | 0.3% |
| Denmark | 21.6 | 20.5 | 19.8 | 18.5 | 19.5 | 18.4 | 17.1 | 17.9 | 17.4 | 16.9 | 17.1 | 1.1% | -1.5% | 0.1% |
| Finland | 32.2 | 32.2 | 31.1 | 28.9 | 31.6 | 29.1 | 28.1 | 27.7 | 26.7 | 26.7 | 27.1 | 1.4% | -1.2% | 0.2% |
| France | 261.2 | 257.5 | 259.1 | 245.4 | 253.4 | 244.7 | 244.8 | 247.2 | 237.6 | 239.4 | 235.9 | -1.7% | -0.9% | 1.8% |
| Germany | 341.3 | 327.2 | 330.7 | 310.2 | 323.6 | 312.1 | 316.4 | 325.5 | 312.1 | 317.8 | 322.5 | 1.2% | -0.4% | 2.4% |
| Greece | 34.3 | 34.6 | 33.5 | 32.7 | 31.5 | 30.7 | 29.3 | 27.9 | 26.3 | 26.4 | 25.9 | -2.2% | -2.2% | 0.2% |
| Hungary | 25.7 | 25.3 | 25.0 | 22.9 | 23.5 | 22.6 | 21.1 | 20.1 | 20.0 | 21.2 | 21.9 | 3.2% | -2.0% | 0.2% |
| Ireland | 16.2 | 16.7 | 16.6 | 15.2 | 15.2 | 14.1 | 14.0 | 13.7 | 13.7 | 14.5 | 15.2 | 4.1% | -0.9% | 0.1% |
| Italy | 184.9 | 181.0 | 179.2 | 167.1 | 172.2 | 168.5 | 162.2 | 155.7 | 146.9 | 149.9 | 151.3 | 0.7% | -2.1% | 1.1% |
| Kazakhstan | 47.4 | 52.7 | 55.0 | 49.2 | 53.1 | 58.6 | 59.4 | 60.2 | 66.4 | 62.7 | 63.0 | 0.3% | 3.5% | 0.5% |
| Lithuania | 7.6 | 8.3 | 8.2 | 7.6 | 5.6 | 5.8 | 5.8 | 5.4 | 5.2 | 5.4 | 5.5 | 0.9% | -3.7% | * |
| Netherlands | 95.3 | 95.0 | 92.9 | 91.8 | 96.1 | 91.5 | 88.1 | 85.9 | 80.9 | 82.1 | 84.5 | 2.6% | -1.6% | 0.6% |
| Norway | 42.3 | 45.7 | 46.7 | 43.6 | 41.9 | 43.0 | 47.8 | 45.0 | 46.4 | 47.2 | 48.6 | 2.7% | 0.3% | 0.4% |
| Poland | 94.1 | 93.7 | 95.4 | 92.0 | 98.2 | 98.7 | 95.7 | 96.0 | 92.4 | 93.4 | 96.7 | 3.2% | 0.3% | 0.7% |
| Portugal | 25.1 | 25.2 | 24.2 | 24.4 | 25.6 | 24.5 | 22.4 | 24.5 | 24.6 | 24.6 | 26.0 | 5.5% | -0.3% | 0.2% |
| Romania | 39.6 | 38.6 | 39.0 | 33.5 | 33.8 | 34.7 | 34.0 | 31.5 | 32.5 | 32.6 | 33.1 | 1.2% | -1.8% | 0.2% |
| Russian Federation | 676.1 | 680.5 | 683.5 | 648.0 | 673.3 | 694.9 | 695.2 | 686.8 | 689.2 | 681.7 | 673.9 | -1.4% | 0.5% | 5.1% |
| Slovakia | 18.4 | 17.3 | 17.9 | 16.3 | 17.4 | 16.8 | 16.2 | 16.8 | 15.5 | 15.7 | 15.9 | 1.4% | -1.9% | 0.1% |
| Spain | 154.1 | 158.0 | 153.7 | 142.8 | 146.2 | 143.1 | 142.4 | 134.2 | 132.2 | 134.4 | 135.0 | 0.2% | -1.2% | 1.0% |
| Sweden | 52.0 | 53.1 | 52.8 | 48.1 | 51.8 | 51.3 | 54.5 | 51.3 | 51.4 | 52.9 | 52.2 | -1.7% | -0.5% | 0.4% |
| Switzerland | 28.7 | 28.4 | 29.4 | 29.4 | 28.7 | 27.2 | 28.8 | 29.7 | 28.5 | 27.9 | 26.4 | -5.5% | 0.2% | 0.2% |
| Turkey | 95.8 | 102.8 | 103.3 | 104.3 | 111.0 | 114.9 | 120.1 | 118.5 | 122.6 | 131.9 | 137.9 | 4.2% | 4.4% | 1.0% |
| Turkmenistan | 21.4 | 24.2 | 24.5 | 22.7 | 25.9 | 27.0 | 29.7 | 26.8 | 29.5 | 33.1 | 33.2 | 0.2% | 5.4% | 0.3% |
| Ukraine | 137.7 | 134.4 | 132.9 | 112.9 | 121.0 | 125.7 | 122.6 | 114.7 | 101.2 | 83.9 | 87.0 | 3.4% | -4.7% | 0.7% |
| United Kingdom | 226.3 | 219.7 | 216.4 | 205.2 | 210.5 | 198.8 | 202.1 | 200.9 | 188.6 | 190.9 | 188.1 | -1.7% | -1.8% | 1.4% |
| Uzbekistan | 45.7 | 48.4 | 52.0 | 43.3 | 43.8 | 49.7 | 49.2 | 48.7 | 50.5 | 51.7 | 52.7 | 1.5% | 1.1% | 0.4% |
| Other Europe & Eurasia | 92.8 | 93.8 | 95.6 | 93.7 | 99.0 | 97.3 | 95.0 | 97.0 | 93.6 | 94.8 | 97.6 | 2.6% | 0.6% | 0.7% |
| Total Europe & Eurasia | 3023.5 | 3017.7 | 3022.2 | 2839.8 | 2952.6 | 2937.9 | 2936.3 | 2900.6 | 2838.3 | 2846.6 | 2867.1 | 0.4% | -0.4% | 21.6% |
| Iran | 194.2 | 208.2 | 215.9 | 223.5 | 224.6 | 234.6 | 235.2 | 246.0 | 261.9 | 262.8 | 270.7 | 2.7% | 4.0% | 2.0% |
| Israel | 21.7 | 22.8 | 23.3 | 22.3 | 23.8 | 24.3 | 25.2 | 25.2 | 24.5 | 26.0 | 26.4 | 1.5% | 1.9% | 0.2% |
| Kuwait | 28.9 | 28.8 | 30.5 | 31.6 | 34.0 | 35.4 | 41.0 | 39.5 | 37.6 | 41.5 | 41.7 | 0.3% | 3.1% | 0.3% |
| Qatar | 21.9 | 26.4 | 23.6 | 24.8 | 33.3 | 25.7 | 29.3 | 43.4 | 42.5 | 50.2 | 49.2 | -2.3% | 9.5% | 0.4% |
| Saudi Arabia | 164.5 | 171.4 | 186.9 | 196.5 | 216.1 | 222.2 | 235.7 | 237.4 | 252.1 | 260.8 | 266.5 | 1.9% | 5.1% | 2.0% |
| United Arab Emirates | 66.2 | 73.1 | 84.0 | 82.6 | 86.2 | 91.5 | 95.8 | 97.2 | 99.5 | 108.6 | 113.8 | 4.5% | 5.6% | 0.9% |
| Other Middle East | 94.8 | 94.8 | 103.5 | 109.0 | 116.2 | 116.6 | 118.7 | 123.6 | 121.9 | 124.7 | 126.8 | 1.4% | 2.9% | 1.0% |
| Total Middle East | 592.2 | 625.6 | 667.6 | 690.3 | 734.2 | 750.3 | 780.8 | 812.4 | 840.0 | 874.6 | 895.1 | 2.1% | 4.5% | 6.7% |
| Algeria | 33.8 | 35.6 | 37.7 | 39.9 | 38.9 | 41.3 | 45.1 | 47.8 | 51.6 | 55.1 | 55.1 | -0.3% | 5.4% | 0.4% |
| Egypt | 65.4 | 69.6 | 73.6 | 76.5 | 80.7 | 82.1 | 86.5 | 85.7 | 85.4 | 86.7 | 91.0 | 4.7% | 3.4% | 0.7% |
| South Africa | 113.2 | 115.4 | 124.4 | 124.3 | 125.3 | 123.6 | 121.9 | 123.6 | 125.2 | 120.1 | 122.3 | 1.5% | 0.8% | 0.9% |
| Other Africa | 122.3 | 127.4 | 133.8 | 132.7 | 144.1 | 141.1 | 149.3 | 158.3 | 165.6 | 171.7 | 171.8 | -0.2% | 3.5% | 1.3% |
| Total Africa | 334.8 | 347.9 | 369.5 | 373.4 | 388.9 | 388.0 | 402.9 | 415.4 | 427.9 | 433.5 | 440.1 | 1.2% | 2.8% | 3.3% |
| Australia | 123.4 | 125.1 | 127.4 | 127.4 | 126.1 | 131.7 | 130.3 | 131.2 | 132.6 | 138.5 | 138.0 | -0.6% | 1.8% | 1.0% |
| Bangladesh | 18.0 | 18.8 | 19.9 | 21.9 | 22.9 | 24.3 | 26.5 | 27.0 | 28.2 | 31.3 | 32.4 | 3.2% | 6.3% | 0.2% |
| China | 1974.7 | 2147.8 | 2229.0 | 2328.1 | 2491.1 | 2690.3 | 2797.4 | 2905.3 | 2970.6 | 3005.9 | 3053.0 | 1.3% | 5.3% | 23.0% |
| China Hong Kong SAR | 24.7 | 26.3 | 24.6 | 26.8 | 27.5 | 28.1 | 27.0 | 27.8 | 27.1 | 27.9 | 28.6 | 2.3% | 1.8% | 0.2% |
| India | 414.0 | 450.2 | 475.7 | 513.2 | 537.1 | 568.7 | 611.6 | 621.5 | 663.6 | 685.1 | 723.9 | 5.4% | 5.7% | 5.5% |
| Indonesia | 123.9 | 132.9 | 131.3 | 136.0 | 149.3 | 162.8 | 170.5 | 174.2 | 162.9 | 164.8 | 175.0 | 5.9% | 3.0% | 1.3% |
| Japan | 520.4 | 516.0 | 509.3 | 467.2 | 496.0 | 470.4 | 467.7 | 464.0 | 452.3 | 445.8 | 445.3 | -0.4% | -1.6% | 3.4% |
| Malaysia | 69.4 | 72.9 | 76.3 | 73.6 | 72.4 | 79.8 | 83.2 | 89.2 | 91.5 | 93.8 | 99.5 | 5.7% | 3.3% | 0.7% |
| New Zealand | 19.0 | 19.0 | 19.2 | 19.1 | 19.7 | 19.6 | 19.7 | 19.9 | 20.9 | 21.0 | 21.4 | 1.8% | 1.1% | 0.2% |
| Pakistan | 64.9 | 68.7 | 69.2 | 70.1 | 70.5 | 70.6 | 71.4 | 71.7 | 73.5 | 77.1 | 83.2 | 7.6% | 2.3% | 0.6% |
| Philippines | 25.6 | 26.7 | 27.6 | 28.0 | 28.8 | 29.5 | 30.5 | 32.5 | 34.4 | 37.7 | 42.1 | 11.3% | 3.6% | 0.3% |
| Singapore | 52.3 | 56.1 | 59.8 | 64.3 | 69.0 | 71.7 | 72.0 | 74.1 | 76.2 | 81.0 | 84.1 | 3.5% | 5.5% | 0.6% |
| South Korea | 222.9 | 231.9 | 236.4 | 237.3 | 255.0 | 268.9 | 271.8 | 272.2 | 274.9 | 280.2 | 286.2 | 1.9% | 2.4% | 2.2% |
| Taiwan | 105.6 | 110.3 | | | | | | | | | | | | |

Figura 25 – Consumo per Capita de Energia (tep/ano)



Fonte: BP (2018, p.18).

Previsões para as próximas décadas apontam que a intensidade energética da economia brasileira permanece relativamente constante no período abordado, com o consumo de energia crescendo 2,0% ao ano comparado com um aumento de PIB de 1,8% no período. Isso contrasta com a situação do resto do mundo, onde a intensidade energética cai em um terço (BP, 2018).

As expectativas de evolução da matriz de consumo apresentam uma taxa de crescimento nestes setores menor do que nos 25 anos anteriores (exceto pelo uso de não carburantes), majoritariamente devido à desaceleração do crescimento econômico anual: 1,8% versus uma média histórica de 2,7%. Entretanto, no setor de não-carburantes, a demanda por energia aumenta 2,0% ao ano comparados com 1,2% de média histórica (BP, 2018).

7.2 PANORAMA DO GÁS NATURAL

Segundo Monteiro e Silva (2010) o mercado mundial de energia atravessa momentos agitados, sobretudo pela crescente competitividade e a tendência de aumento da participação do gás natural, juntamente com outras fontes renováveis, na matriz energética, com uma forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia em função do descobrimento de

reservas abundantes com suas qualidades ambientais melhores do que os derivados de petróleo e carvão.

A FGV (2014) apresentou que o panorama do horizonte geopolítico do gás sofreu importantes transformações nos últimos anos e ainda está se desenhando com a revolução do gás não-convencional nos EUA, a expectativa é de aumento contínuo em sua produção, com previsão de exportação de GNL.

O crescimento da utilização do gás natural tem ocorrido em todo o mundo, desde as nações desenvolvidas até as economias emergentes, como no caso do Brasil. Este cenário permite dizer que o mundo vive hoje a era do gás natural. A expectativa é que o gás natural mantenha a sua importância nos próximos anos, uma vez que os volumes de suas reservas são grandes e as projeções indicam que o gás estará disponível por um tempo maior do que o petróleo (MONTEIRO; SILVA, 2010).

Segundo a ANP (2018) os dados sobre as reservas provadas de gás natural ao redor do mundo estão em constante atualização. As reservas provadas mundiais de gás natural totalizaram o valor de 193,5 trilhões de m³ representando um crescimento de 0,2% em comparação com o ano anterior.

Os países-membros da Opep possuem reservas que concentraram 48,9% do total, se mantendo estáveis, totalizando 94,6 trilhões de m³. Já as reservas dos outros países somaram 98,8 trilhões de m³, após crescimento de 0,4% em relação a 2016 (ANP, 2018).

A Tabela 7 apresenta as regiões geográficas, países e blocos econômicos com as respectivas reservas provadas em trilhões de m³ entre o período de 2008 a 2017.

Tabela 7 - Reservas Provadas de Gás Natural, Segundo Regiões Geográficas, Países e Blocos Econômicos – 2008 – 2017

| REGIÕES GEOGRÁFICAS, PAÍSES E BLOCOS ECONÔMICOS | RESERVAS PROVADAS DE GÁS NATURAL (TRILHÕES M ³) | | | | | | | | | | 17/16 % |
|---|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|
| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | |
| TOTAL | 171,92 | 172,49 | 180,09 | 190,81 | 190,28 | 191,89 | 193,23 | 191,47 | 193,09 | 193,45 | 0,19 |
| América do Norte | 8,66 | 9,37 | 10,49 | 11,24 | 10,61 | 11,45 | 12,21 | 10,65 | 10,93 | 10,82 | -1,03 |
| Canadá | 1,67 | 1,65 | 1,88 | 1,83 | 1,90 | 1,93 | 1,89 | 2,07 | 2,00 | 1,88 | -5,65 |
| Estados Unidos | 6,63 | 7,39 | 8,26 | 9,06 | 8,35 | 9,17 | 10,00 | 8,34 | 8,74 | 8,74 | - |
| México | 0,36 | 0,34 | 0,35 | 0,36 | 0,36 | 0,34 | 0,32 | 0,24 | 0,20 | 0,20 | - |
| Américas Central e do Sul | 7,91 | 7,56 | 8,11 | 8,12 | 8,25 | 8,23 | 8,22 | 8,26 | 8,26 | 8,22 | -0,47 |
| Argentina | 0,39 | 0,37 | 0,35 | 0,32 | 0,31 | 0,32 | 0,32 | 0,34 | 0,33 | 0,33 | - |
| Bolívia | 0,69 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,31 | 0,29 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | - |
| Brasil | 0,38 | 0,38 | 0,44 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,49 | 0,44 | 0,39 | 0,38 | -2,11 |
| Colômbia | 0,12 | 0,13 | 0,15 | 0,15 | 0,16 | 0,15 | 0,13 | 0,12 | 0,11 | 0,11 | - |
| Peru | 0,33 | 0,33 | 0,34 | 0,35 | 0,42 | 0,41 | 0,40 | 0,38 | 0,44 | 0,44 | - |
| Trinidad e Tobago | 0,42 | 0,40 | 0,37 | 0,37 | 0,36 | 0,34 | 0,32 | 0,32 | 0,29 | 0,26 | -10,77 |
| Venezuela | 5,53 | 5,62 | 6,13 | 6,14 | 6,17 | 6,19 | 6,24 | 6,33 | 6,37 | 6,37 | - |
| Outros | 0,07 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,79 |
| Europa e Eurásia | 51,60 | 51,37 | 54,43 | 62,27 | 62,21 | 62,45 | 62,61 | 62,39 | 62,02 | 62,17 | 0,25 |
| Alemanha | 0,11 | 0,09 | 0,08 | 0,07 | 0,06 | 0,05 | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,03 | -12,41 |
| Azerbaijão | 1,06 | 1,02 | 1,02 | 1,02 | 1,02 | 1,01 | 1,34 | 1,32 | 1,32 | 1,32 | - |
| Cazaquistão | 1,52 | 1,52 | 1,51 | 1,37 | 0,95 | 1,08 | 1,08 | 1,11 | 1,09 | 1,14 | 4,64 |
| Dinamarca | 0,06 | 0,07 | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,06 |
| Holanda | 1,19 | 1,23 | 1,15 | 1,09 | 0,84 | 0,79 | 0,71 | 0,73 | 0,65 | 0,65 | - |
| Itália | 0,07 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 17,24 |
| Noruega | 2,20 | 2,03 | 2,03 | 2,05 | 2,07 | 2,03 | 1,91 | 1,84 | 1,75 | 1,72 | -1,94 |
| Polónia | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,08 | 0,08 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 2,27 |
| Reino Unido | 0,29 | 0,25 | 0,25 | 0,24 | 0,24 | 0,24 | 0,20 | 0,21 | 0,18 | 0,18 | - |
| Romênia | 0,57 | 0,56 | 0,55 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | - |
| Rússia | 33,98 | 34,05 | 34,12 | 34,46 | 34,64 | 34,94 | 35,05 | 34,96 | 34,83 | 34,97 | 0,39 |
| Turcomenistão | 8,18 | 8,18 | 11,33 | 19,49 | 19,49 | 19,49 | 19,49 | 19,49 | 19,49 | 19,49 | - |
| Ucrânia | 0,76 | 0,75 | 0,73 | 0,73 | 1,17 | 1,14 | 1,14 | 1,07 | 1,05 | 1,05 | - |
| Uzbequistão | 1,32 | 1,27 | 1,25 | 1,25 | 1,25 | 1,21 | 1,21 | 1,21 | 1,21 | 1,21 | - |
| Outros | 0,21 | 0,20 | 0,20 | 0,21 | 0,21 | 0,20 | 0,19 | 0,19 | 0,18 | 0,18 | -0,21 |
| Oriente Médio | 74,74 | 74,82 | 78,15 | 79,15 | 79,16 | 79,44 | 79,49 | 78,84 | 78,83 | 79,12 | 0,37 |
| Arábia Saudita | 7,07 | 7,40 | 7,51 | 7,60 | 7,66 | 7,76 | 7,91 | 8,01 | 8,04 | 8,04 | - |
| Bahrein | 0,09 | 0,22 | 0,21 | 0,21 | 0,19 | 0,18 | 0,17 | 0,16 | 0,15 | 0,15 | - |
| Catar | 26,25 | 26,21 | 25,92 | 25,92 | 25,76 | 25,54 | 25,39 | 25,15 | 24,92 | 24,92 | - |
| Coveite | 1,69 | 1,69 | 1,69 | 1,69 | 1,69 | 1,69 | 1,69 | 1,69 | 1,69 | 1,69 | - |
| Emirados Árabes Unidos | 5,94 | 5,94 | 5,94 | 5,94 | 5,94 | 5,94 | 5,94 | 5,94 | 5,94 | 5,94 | - |
| Iêmen | 0,32 | 0,32 | 0,32 | 0,30 | 0,29 | 0,28 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | - |
| Irã | 29,17 | 29,17 | 32,59 | 33,12 | 33,27 | 33,51 | 33,51 | 33,00 | 33,22 | 33,22 | - |
| Iraque | 3,01 | 3,01 | 3,01 | 3,41 | 3,41 | 3,41 | 3,51 | 3,51 | 3,51 | 3,51 | - |
| Israel | 0,04 | 0,09 | 0,19 | 0,19 | 0,19 | 0,19 | 0,18 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 174,60 |
| Omã | 0,90 | 0,50 | 0,49 | 0,49 | 0,48 | 0,66 | 0,65 | 0,66 | 0,66 | 0,66 | - |
| Síria | 0,25 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | - |
| Outros | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | - |
| África | 14,02 | 14,12 | 13,98 | 14,03 | 13,82 | 13,57 | 13,71 | 13,62 | 13,82 | 13,81 | -0,02 |
| Argélia | 4,34 | 4,34 | 4,34 | 4,34 | 4,34 | 4,34 | 4,34 | 4,34 | 4,34 | 4,34 | - |
| Egito | 2,07 | 2,11 | 2,13 | 2,11 | 1,96 | 1,78 | 1,78 | 1,78 | 1,78 | 1,78 | - |
| Líbia | 1,46 | 1,47 | 1,42 | 1,47 | 1,47 | 1,43 | 1,43 | 1,43 | 1,43 | 1,43 | - |
| Nigéria | 5,03 | 5,03 | 4,92 | 4,92 | 4,86 | 4,85 | 5,06 | 5,02 | 5,20 | 5,20 | - |
| Outros | 1,13 | 1,18 | 1,18 | 1,20 | 1,19 | 1,18 | 1,11 | 1,06 | 1,07 | 1,07 | -0,24 |
| Ásia-Pacífico | 14,99 | 15,24 | 14,92 | 16,00 | 16,22 | 16,76 | 16,97 | 17,70 | 19,24 | 19,31 | 0,36 |
| Austrália | 2,74 | 2,75 | 2,86 | 3,63 | 3,63 | 3,63 | 3,63 | 3,63 | 3,63 | 3,63 | - |
| Bangladesh | 0,33 | 0,35 | 0,34 | 0,34 | 0,27 | 0,24 | 0,22 | 0,20 | 0,18 | 0,18 | - |
| Brunei | 0,31 | 0,30 | 0,29 | 0,28 | 0,28 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | - |
| China | 2,71 | 2,87 | 2,75 | 2,93 | 3,14 | 3,37 | 3,58 | 4,68 | 5,48 | 5,48 | - |
| Índia | 1,05 | 1,07 | 1,11 | 1,23 | 1,28 | 1,30 | 1,37 | 1,20 | 1,18 | 1,24 | 5,08 |
| Indonésia | 3,23 | 3,12 | 3,01 | 3,01 | 2,97 | 2,92 | 2,88 | 2,82 | 2,91 | 2,91 | 0,18 |
| Malásia | 2,40 | 2,40 | 2,41 | 2,45 | 2,51 | 2,68 | 2,74 | 2,74 | 2,74 | 2,74 | - |
| Mianmar | 0,34 | 0,33 | 0,22 | 0,22 | 0,28 | 0,52 | 0,52 | 0,52 | 1,17 | 1,17 | - |
| Paquistão | 0,61 | 0,58 | 0,55 | 0,55 | 0,54 | 0,49 | 0,45 | 0,38 | 0,36 | 0,38 | 4,08 |
| Papua Nova Guiné | 0,00 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,15 | 0,14 | 0,20 | 0,19 | -5,14 |
| Tailândia | 0,35 | 0,32 | 0,31 | 0,29 | 0,26 | 0,25 | 0,23 | 0,21 | 0,20 | 0,20 | - |
| Vietnã | 0,58 | 0,71 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | - |
| Outros | 0,32 | 0,29 | 0,28 | 0,28 | 0,26 | 0,29 | 0,28 | 0,27 | 0,27 | 0,27 | -0,36 |
| TOTAL OPEP | 89,49 | 89,88 | 93,48 | 94,54 | 94,58 | 94,66 | 95,01 | 94,41 | 94,65 | 94,65 | 0,00 |
| TOTAL NÃO OPEP | 82,43 | 82,61 | 86,61 | 96,27 | 95,71 | 97,23 | 98,22 | 97,06 | 98,45 | 98,81 | 0,37 |

Fonte: BP (2018, p.42).

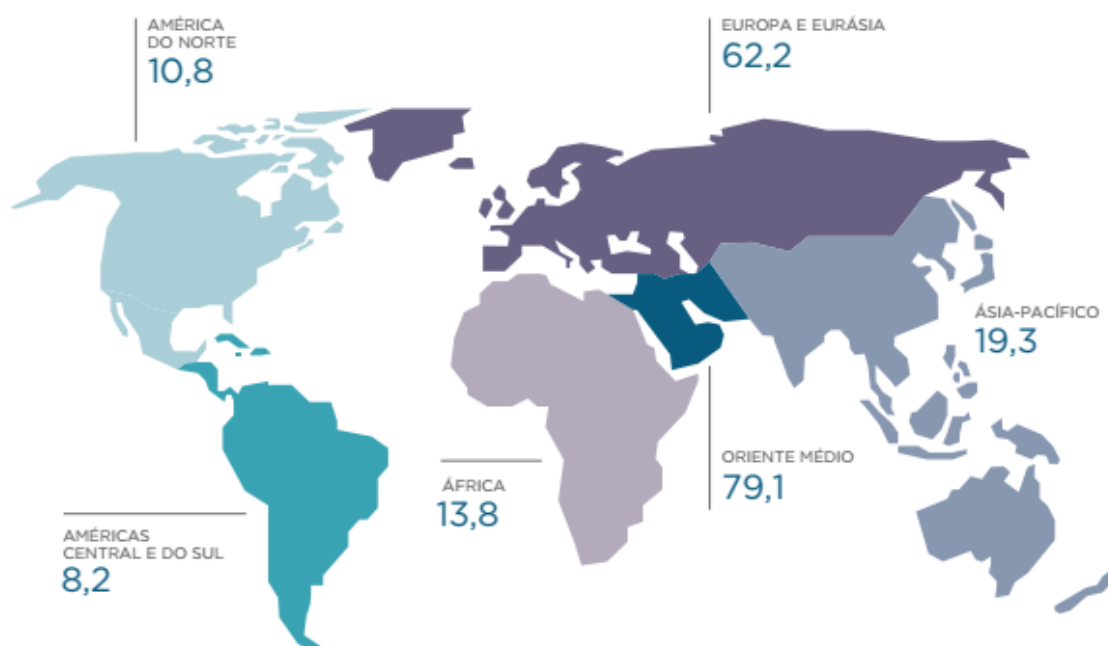
Conforme apresentado na Tabela 7 a Rússia ocupa o 1º lugar com maiores reservas provadas de gás natural com 35 trilhões de m³ que representa 18,1% da

totalização mundial segundo ANP (2018) seguida pelo Irã com 33,2 trilhões de m³ com 17,2% da totalização e Catar com 24,9 trilhões de m³ com 12,9% onde juntos estes países responderam por 48,1% das reservas globais de gás natural.

Ainda segue liderando entre todas as regiões de reservas provadas o Oriente Médio totalizando 79,1 trilhões de m³ representando 40,9% do total seguido pela Europa e Eurásia com 62,2 trilhões de m³ com 32,1 % do total (ANP, 2018).

A Figura 26 apresenta as reservas provadas segundo dados da ANP (2018) a nível mundial com 19,3 trilhões de m³ da Ásia-Pacífico ficando com 10% do total e as Américas do Norte registrando queda de 1% com 10,8 trilhões de m³ com 5,6% do total, na África as reservas permaneceram estáveis em torno de 13,8 trilhões de m³ com 7,1% do total.

Figura 26 – Reservas Provadas de Gás Natural por Regiões (Trilhões de m³)



Fonte: BP (2018, p.43).

As Américas Central e do Sul registraram queda de 0,5% no volume de suas reservas, que totalizaram 8,2 trilhões de m³ (4,2% do total). O Brasil ocupou a 37ª colocação do *ranking* das maiores reservas provadas de gás natural do mundo (ANP, 2018).

Segundo Pereira (2016) para que haja um crescimento econômico e social sustentável, o Brasil necessita fortalecer a sua matriz energética, sendo nesse contexto, o gás natural umas das alternativas que podem compor esse

fortalecimento, gerando mais desenvolvimento e crescimento em um melhor alicerce, Tolmasquim (2012) afirma que “a sustentabilidade econômica de um país é a sua capacidade de prover logística e energia para o desenvolvimento de sua produção, com segurança e em condições competitivas e ambientalmente sustentáveis”.

É apresentado por Pereira (2016) que a cadeia brasileira do gás natural, é um setor ainda pequeno e não maduro, principalmente se comparado com outros países, como os Estados Unidos. O sistema de gasoduto é concentrado no litoral e o mercado é concentrado na região sudeste, sendo os desafios do setor no Brasil de interiorizar o uso do gás natural, buscando os melhores modais logísticos para poder aproveitar da melhor forma a grande promessa do pré-sal e fortalecer o crescimento da oferta e da demanda sendo necessário um sistema regulatório claro e proativo com a sociedade, de forma a sustentar o crescimento nacional.

O gás natural vem desempenhando um papel significativo no mix de energia global. O combustível já responde por 24% da energia primária mundial, sendo a segunda fonte mais utilizada para geração de energia elétrica, com participação de 22% (BP, 2017). Possui também o gás natural o potencial de desempenhar papel significativo na transição de uma energia mais limpa para o futuro energético, em função de um menor nível de emissões de CO₂, em relação ao carvão e ao petróleo. Segundo mostra o estudo *World Energy Outlook*, da Agência Internacional de Energia, o gás natural é o único combustível fóssil que manterá participação no mix energético das próximas décadas, apoiado por políticas de redução de emissões (IEA, 2017).

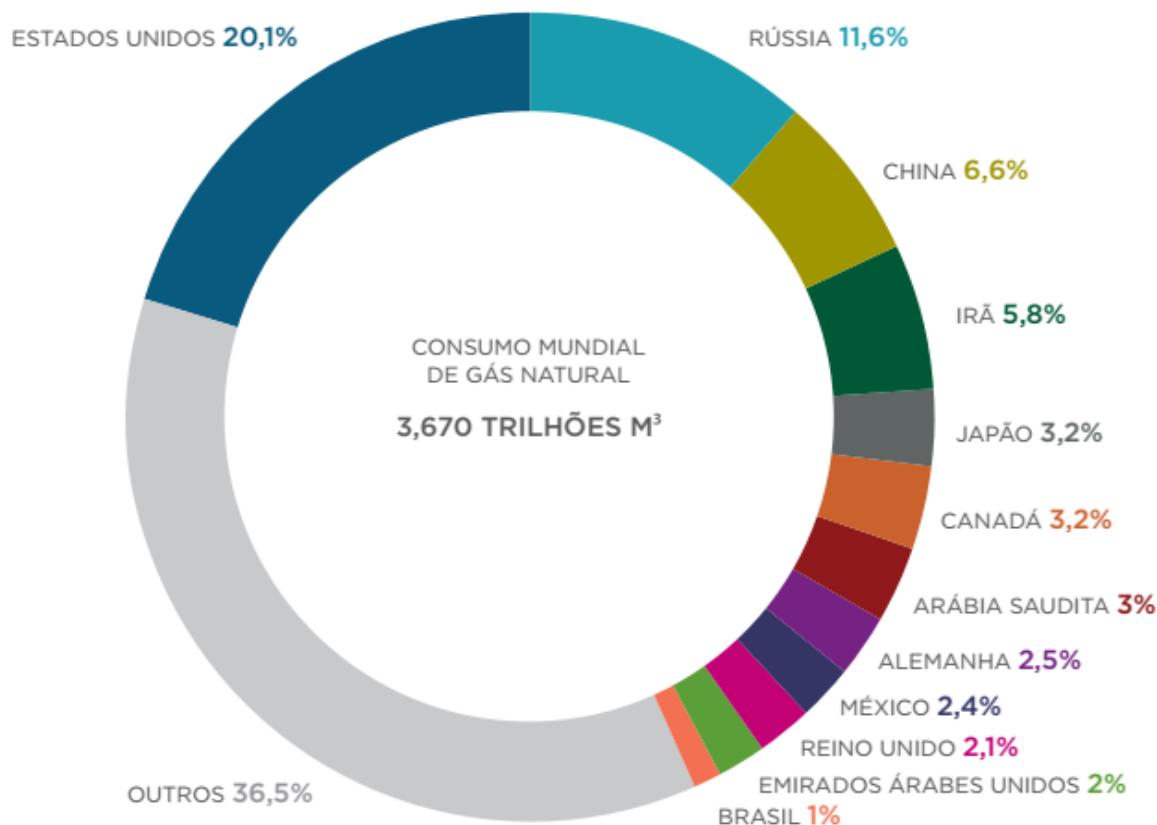
Em 2017, o consumo global de gás natural apresentou aumento de 2,7%, superior à média de crescimento dos últimos 10 anos (1%), alcançando 3,7 trilhões de m³ (ANP, 2018).

Conforme recente levantamento da ANP (2018) o Brasil se situou na 30ª posição no *ranking* mundial de produtores de gás natural, com produção de 27,5 bilhões de m³ (0,7% do total mundial), após alta de 12,1%.

O consumo nas Américas Central e do Sul, apresentou uma queda de 1%, atingindo 173,4 bilhões de m³ representando (4,7% do total mundial), porém o Brasil registrou crescimento de 1,7%, totalizando 38,3 bilhões de m³ (1% do total mundial), ocupando a 26ª posição no ranking de maiores consumidores de gás natural (ANP,

2018), A Figura 27 apresenta a participação dos países selecionados no consumo mundial de gás natural 2017.

Figura 27 – Participação de Países Selecionados no Consumo Mundial de Gás Natural 2017



Fonte: ANP (2018, p.49).

A produção de gás natural vem mantendo constante crescimento pelo oitavo ano consecutivo, com aumento de 5,9%, totalizando 40,1 bilhões de m³ em 2017. Na década 2008-2017, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 7,2% ao ano e acumulado de 85,8% (ANP,2018).

No Brasil, setor de gás natural atualmente, conta com a Petrobras como protagonista em todas as etapas da cadeia de valor do gás natural, desde a E&P até o consumo, na distribuição sendo a acionista da maioria das distribuidoras, assim como na geração de energia elétrica em que já se tornou a 8^a geradora do país em termos de potência instalada. Do ponto de vista financeiro essa atuação não é necessariamente vantajosa, visto que acaba assumindo diversos compromissos para executar projetos de interesse público. Do ponto de vista da sociedade, sua posição vertical e dominante inibe a entrada de novos agentes, representando

importante barreira à concorrência no setor, com todos os efeitos negativos que advêm de tal situação, amplamente conhecidos da teoria econômica (FGV, 2014).

A posição dominante que a Petrobras assume hoje no setor de gás decorre da sua participação nos investimentos estruturantes para o setor, em projetos definidos como de interesse, seja da empresa, seja do governo, onde não parecia haver interesse de agentes privados. Desse modo, existe ainda hoje questionamento sobre a capacidade ou interesse dos demais agentes em atender às necessidades dos mercados consumidores, garantindo expansão da infraestrutura de movimentação de gás e promovendo a expansão das fronteiras exploratórias do Gás Natural, em caso de desinvestimento progressivo da Petrobras (FGV, 2014).

Ainda conforme estudo da FGV (2014) caso os planos da Petrobras se concretizem, já em 2020 o Brasil passará a produzir de 3,7 a 4,2 milhões de barris de petróleo por dia, e poderá vir a disponibilizar uma oferta de gás nacional ao mercado da ordem de 140 MMm³/dia.

Segundo as projeções da EPE (2017), a demanda de Gás Natural firme deverá atingir 127 MMm³/dia, acrescida de uma demanda total flexível de 45 MMm³/dia, a qual deverá ser parcialmente atendida por importações de GNL, à falta de outros suprimentos flexíveis de origem nacional. Até que o Brasil desenvolva recursos massivos de gás natural em terra e em águas rasas, o custo de produção e, em consequência, os preços de gás natural, deverão permanecer elevados na próxima década (FGV, 2014).

7.3 TRANSPORTE DO GÁS NATURAL

Após as etapas de produção e de condicionamento do gás natural, estando este em condições de ser fornecido para o mercado consumidor, é necessário que o produto chegue aos consumidores em condições competitivas com os seus concorrentes. Sendo assim, o transporte do gás natural é considerado, por muitos autores como uma das etapas mais importantes da cadeia do produto (VAZ e cols. 2008).

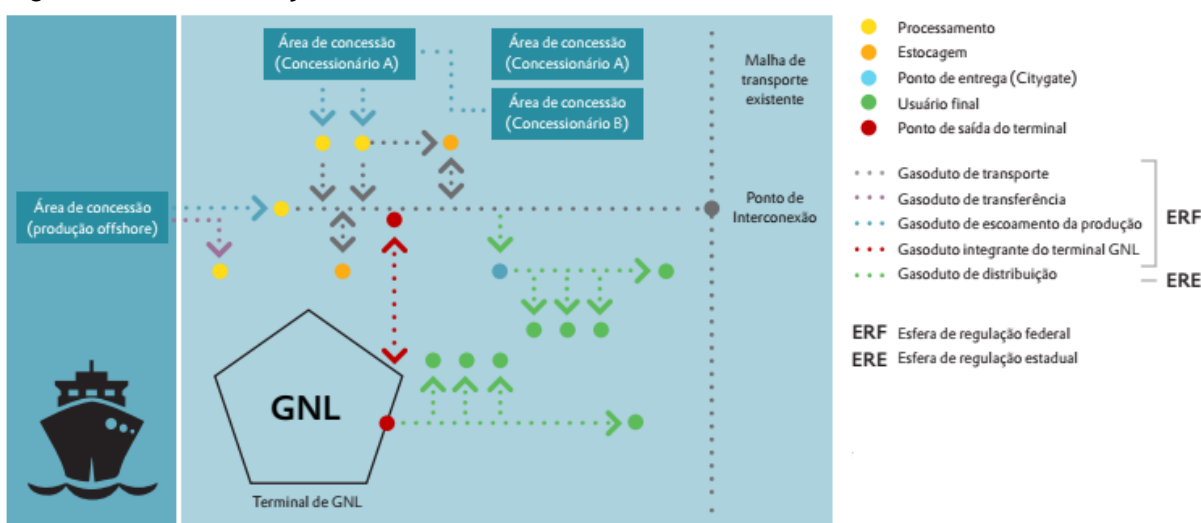
Conforme EPE (2015) o transporte através de gasodutos é o modal mais difundido de escoamento de gás natural, sendo normalmente a alternativa mais econômica para o transporte de grandes volumes de gás em regime de fornecimento contínuo, ocorrendo a altas pressões. As redes de distribuição de gás natural

permitem atender ao mercado consumidor final, sendo caracterizadas por uma rede mais capilarizada de tubulações. Como a pressão de utilização do gás natural nestas redes de distribuição é menor do que a utilizada nos gasodutos de transporte, ocorrem reduções sucessivas de pressão desde o “city gate” estações de redução de pressão e medição de gás, em gasodutos, passando por estações intermediárias de redução de pressão, sendo a magnitude desta redução dependente do tipo de uso e de usuário atendido. A competitividade dessas instalações é fortemente dependente do grau de dispersão espacial dos consumidores de gás natural.

A FGV (2016) afirma que segmento de transporte é uma etapa estratégica da indústria, cujo acesso pode diversificar o número de agentes com acesso ao mercado (ofertantes e demandantes) e o conhecimento de sua regulação tem um papel relevante no sentido de proporcionar aos agentes melhores bases para tomada de decisão.

Os gasodutos são classificados em cinco categorias, estando quatro delas sujeitas à regulação federal e uma à regulação estadual. São elas: i) gasodutos de transferência; ii) gasodutos de escoamento da produção; iii) gasodutos integrantes de terminais de GNL; iv) gasodutos de transporte; e v) gasodutos de distribuição. Apenas os gasodutos de distribuição são objeto da regulação estadual, os demais estão sujeitos à competência federal a Figura 28 apresenta a topologia da classificação dos gasodutos (FGV, 2016).

Figura 28 – Classificação dos Gasodutos



Fonte: FGV (2016, p.10).

Os gasodutos de escoamento da produção são aqueles que conectam as instalações de produção às estações de tratamento e processamento do gás ou a unidades de liquefação (FGV, 2016). Os gasodutos de transferência podem desempenhar a mesma função. No entanto, eles se diferenciam dos primeiros por ser uma infraestrutura de uso exclusivo de seu proprietário, conectando suas próprias instalações (produção, coleta, transferência, estocagem e processamento) entre si. Os gasodutos de transporte, por sua vez, movimentam o gás desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até as instalações de estocagem ou pontos de entrega a concessionários de distribuição (ANP, 2018). Em outros termos, movimentam o gás processado. Os gasodutos integrantes dos terminais de GNL, que conectam estes terminais à malha de gasodutos, são assim considerados caso sejam dedicados e utilizados exclusivamente pelo terminal de GNL. Caso contrário, eles são considerados gasodutos de transporte. Os gasodutos de distribuição conectam os *city gates* ligados à malha de transporte ao consumidor final do gás natural ou outras fontes de fornecimento de gás direto ao consumidor final (FGV, 2016).

A implantação do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), no final da década de 1990, que ampliou a rede de gasodutos existente até então em cerca de 50%, além de novas descobertas na Bacia de Campos, elevaram o patamar de oferta interna de gás natural. Com isso, expandiu-se o consumo de gás natural na matriz energética do país, principalmente nos setores industrial e energético (EPE, 2017).

No Brasil a malha de gasodutos é pequena em torno de 19.000 km de extensão e voltada principalmente para o escoamento da produção de petróleo, sendo uma pequena parte para o mercado consumidor, em comparação com os EUA que é torno de 490.000 km, porém encontra-se com um potencial de crescimento baseado no aumento da oferta de gás natural oriundo do pré-sal, ampliação da matriz energética devido a saturação do parque hidrelétrico, a Figura 29 mostra o mapa de gasodutos (BROOKFIELD, 2017; ANP, 2018).

dutos, com quase 2 mil km, destinavam-se à movimentação de petróleo. E os 77 km restantes, compostos por 41 dutos, eram reservados à movimentação dos demais produtos, tais como etanol e solventes, a Tabela 8 apresenta a quantidade e extensão de dutos em operação, por função segundo produtos movimentados (ANP, 2018).

Tabela 8 - Quantidade e Extensão de Dutos por Função

| PRODUTOS MOVIMENTADOS | DUTOS EM OPERAÇÃO | | |
|-----------------------|-------------------|------------|---------------|
| | FUNÇÃO | QUANTIDADE | EXTENSÃO (KM) |
| TOTAL | | 618 | 19.768 |
| Derivados | Transferência | 337 | 1.180 |
| | Transporte | 98 | 4.794 |
| Gás natural | Transferência | 62 | 2.246 |
| | Transporte | 48 | 9.486 |
| Petróleo | Transferência | 32 | 1.985 |
| Outros ¹ | Transferência | 36 | 37 |
| | Transporte | 5 | 40 |

Fonte: ANP (2018, p.117).

No Brasil a malha de gasodutos está localizada majoritariamente no litoral, próxima aos grandes centros de consumo, como pode ser visualizado na Figura 29. Comparado a outros países, como EUA, Espanha e Argentina, o Brasil encontra-se muito atrás em termos de densidade de malha de gasodutos. No país vizinho, a densidade da malha chega a ser cinco vezes maior que a verificada por aqui. Esse número chega a 18 vezes se comparado aos espanhóis e a 52 em relação à malha americana (CNI, 2014).

Segundo o estudo realizado pela CNI (2014) a localização física dos gasodutos torna-se uma barreira à viabilidade econômica de campos de exploração de novos investidores que, por não terem acesso à infraestrutura de transporte, ficam isolados do mercado consumidor. Nos EUA, o fato de haver uma ampla malha de gasodutos já consolidada, foi essencial para que a nova oferta advinda dos campos de *shale gas* refletindo em benefícios para toda a economia americana.

A expansão da rede de transporte de forma a atender às regiões atualmente desassistidas por essa infraestrutura é um desafio para viabilizar descobertas de novas reservas de gás no Brasil, sendo nesse contexto essencial que o agente planejador brasileiro, oriente os agentes de mercado sobre os potenciais daquelas novas fronteiras de produção, indicando de forma clara quais as expectativas e os níveis de incerteza (CNI, 2014).

No Brasil mesmo com a abertura do E&P de petróleo e gás natural com a Lei 9.478/97 (BRASIL, 1997), chamada “Lei do Petróleo”, bem como com o advento da Lei 11.909/2009 (BRASIL, 2009), conhecida como “Lei do Gás”, a Petrobras continuou monopolista de facto na oferta de gás natural para o mercado brasileiro através do controle de praticamente toda a infraestrutura de escoamento, tratamento, transporte e importação; além de ter participação acionária na maioria das distribuidoras estaduais sendo a Gaspetro, empresa subsidiária da Petrobras possui participação acionária em 19 das 27 distribuidoras de gás natural existentes no Brasil (IPB, 2017).

Até a aprovação da Lei do Gás, em 2009, o Brasil dispunha de apenas um regime jurídico para a construção de gasodutos de transporte. O empreendedor deveria buscar junto à ANP uma autorização para realizar o investimento, sem que houvesse disputa pela construção e operação do gasoduto. Toda a malha nacional de transporte em uso atualmente foi estruturada sob esta regra (CNI, 2014).

Segundo CNI (2014) com o novo marco legal, o regime de concessão passou a valer para novos gasodutos, tendo o regulador papel mais ativo no processo. A partir desse momento, as tarifas são definidas segundo metodologia pré-definida pela ANP e o operador do gasoduto será escolhido em processo público de licitação. Apenas exceções, como gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais, podem ainda ser realizados sob o regime de autorização.

7.4 CENÁRIO BRASILEIRO

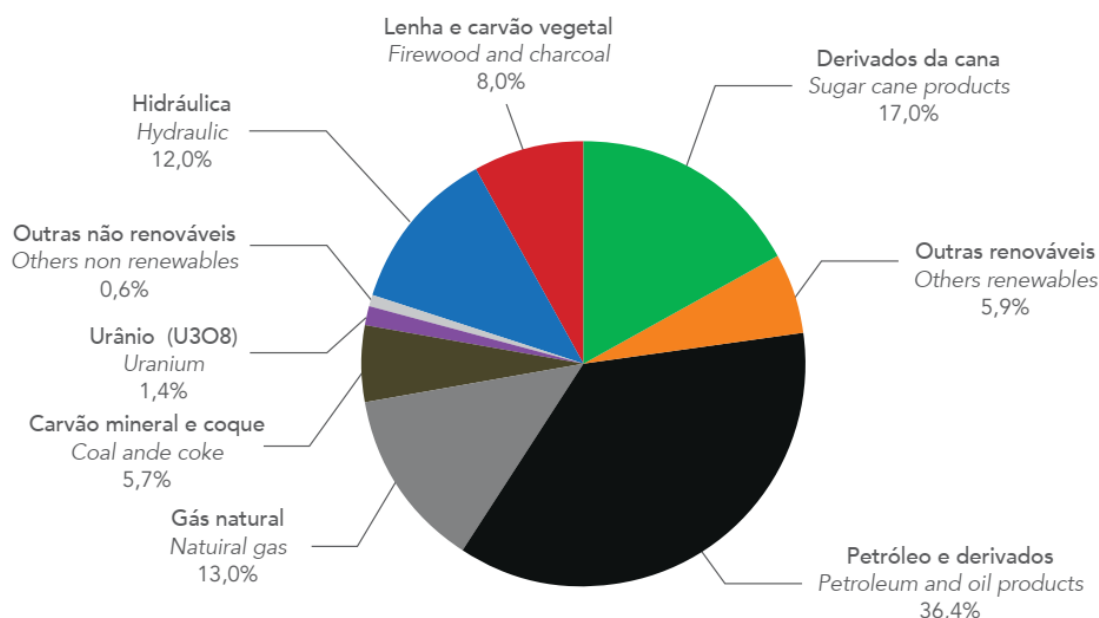
Segundo a FGV (2014) a indústria do gás no Brasil data do século XIX e, já no início do século XX, cerca de 10 cidades brasileiras possuíam redes de gás canalizado. No entanto, com o advento da eletricidade, a distribuição de gás canalizado deixou de se desenvolver e ficou restrita ao Rio e a São Paulo até o início das atividades petrolíferas no Nordeste, no final dos anos 50.

A produção de Gás Natural no Brasil desenvolveu-se a reboque do setor de petróleo, inicialmente a partir de gás associado no Nordeste. Com as descobertas de petróleo na bacia de Campos, principalmente na década de 80, o setor beneficiou-se do crescimento das atividades petroleiras offshore. Atualmente, grande parte do gás produzido no país é gás associado ao petróleo produzido offshore. Ademais, as novas perspectivas do pré-sal geram grande expectativa com relação ao

crescimento da produção de gás associado no país. Hoje, as reservas provadas de gás no Brasil são de 458.093 MMm³ (16,2 Tcf)¹⁷, localizadas principalmente nas bacias de Campos e Santos (FGV, 2018).

O papel do gás natural na matriz energética vem se destacando no decorrer dos anos. No Brasil, o gás natural também tem ganhado espaço e hoje está presente em residências, indústrias e até nos veículos. Na oferta interna da matriz energética brasileira, há uma grande participação de petróleo e derivados, cana de açúcar e o gás natural, que é responsável por 13% da matriz, como pode ser mostrado na Figura 30 (FGV, 2018).

Figura 30 – Oferta Interna de Energia 2017

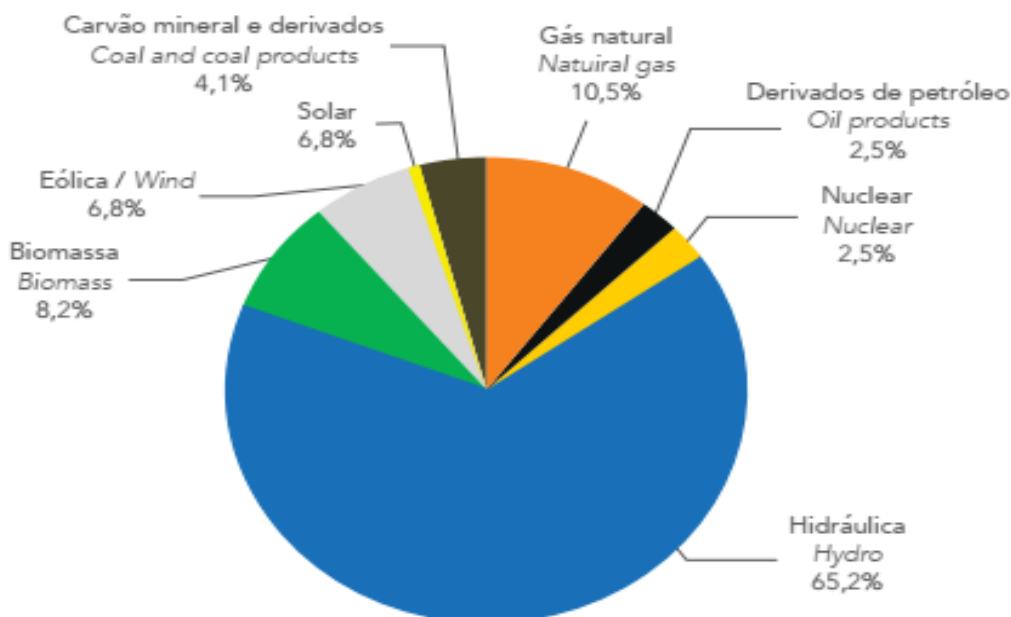


Fonte: FGV (2018, p.26).

O gás natural apresenta grande relevância como combustível para a geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas. O papel destas usinas é essencial para lidar com picos de demanda de energia elétrica, resposta dinâmica para o sistema e suprir as intermitências das fontes eólica e solar, principalmente por conta das hidrelétricas sem capacidade de regularização (EPE, 2018).

Vale destacar que, em relação a oferta interna de energia elétrica, a fonte hidráulica é a maior fornecedora no país, com 65,2% da matriz. O gás natural tem participação de 10,5%, como mostrado na Figura 31 (FGV, 2018).

Figura 31 – Oferta Interna de Energia 2017



Fonte: EPE (2018, p.16).

As usinas termelétricas são acionadas para evitar deplecionamento excessivo dos reservatórios das hidroelétricas em condições hidrológicas desfavoráveis, para mitigar riscos de racionamento. Em situação hidrológica normal, substituição de térmica por hidrelétricas reduz custo operativo.

De acordo com a FGV (2018) o sistema interligado nacional, em 2017, tinha 47.783 reservatórios hidrelétricos e a fio d'água, o que corresponde a 69,94% da parte hidráulica da matriz de energia elétrica. A segunda maior são as termelétricas com 12.983 unidades, correspondendo a 19,83% da matriz, os outros 10,23% são correspondentes a energias renováveis. As termoelétricas também assumem papel importante na resposta dinâmica do sistema, em caso de grandes perturbações, principalmente em sistemas com baixa inércia.

Ainda conforme estudo da FGV (2018) se faz necessário também, discutir a geração a ciclo combinado com uma geração com custo variável unitário (CVU) extremamente baixa, pois agrega energia e potência. Para exemplificar a importância da frequência estável pode-se citar a instabilidade ocorrida no Nordeste em 2018, que por oito segundos de falta de reserva de potência, levou o sistema à blackout, porque estava com uma baixa inércia. É necessário inserir nos modelos de utilização os requisitos de estabilidade dinâmica. Em contrapartida, a demanda de gás natural mais que quadruplicou desde o ano 2000.

Em 2000 o consumo era de 21MMm³/dia e em 2018 o consumo chegou a 89 MMm³/dia. O aumento do consumo interno reforça ainda mais a necessidade de importação de gás natural, e no caso brasileiro, o gás importado da Bolívia e o gás natural liquefeito (GNL), (EPE, 2018).

Importante mencionar que o governo boliviano está em fase de renegociação do contrato com o Brasil. O acordo firmado com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) prevê que a estatal brasileira possa importar até 30 milhões de metros cúbicos por dia. Especialistas avaliam que, a médio longo prazos, o gás da Bolívia terá papel de complemento da demanda. Isso porque a produção nacional brasileira deve crescer fortemente a partir de 2022, quando começa a ser produzido e entregue ao mercado o gás dos campos do pré-sal. Hoje, a Petrobras gasta US\$ 1,3 bilhão por ano com a compra do montante mínimo de gás da Bolívia. Atualmente o gás boliviano tem o preço mais competitivo da região e ainda mais barato que o gás produzido no pré sal brasileiro (FGV, 2018).

De acordo com EPE (2018), a produção de petróleo no Brasil irá aumentar de 2,7 milhões de barris em 2017 para 5,1 milhões de barris em 2027. Este crescimento é proveniente do pré-sal, que terá um aumento de 12% ao ano. Conseqüentemente, nos próximos anos, há uma tendência de crescimento da produção de gás natural associado.

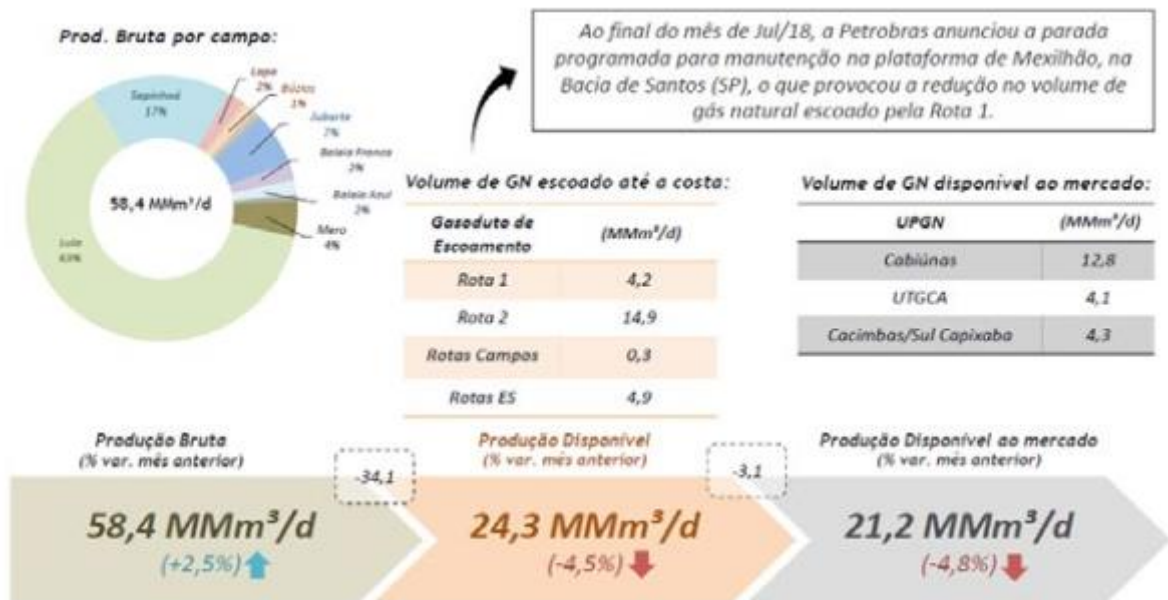
Para o escoamento desse gás associado do pré-sal serão utilizadas 3 rotas de dutos. A Rota 1 liga os campos de Lula e Sapinhoá ao gasoduto entre o campo de Mexilhão e a UPGN de Caraguatatuba em São Paulo. Esse gasoduto tem capacidade de escoamento 10 MMm³/dia. Além disso, o gasoduto Mexilhão UTGCA, com capacidade e 20 MMm³/dia de escoamento, se destina a movimentar 10 MMm³/dia do pré-sal e 10 MMm³/dia do pós-sal (EPE, 2018).

A Petrobras atualmente está aumentando a sua capacidade de escoamento de gás da rota 1 no sistema. A rota 2 tem capacidade para escoar, diariamente, 13 MMm³/dia da região de Santos até o Terminal de Tratamento de Gás de Cabiúnas, em Macaé (RJ). Com 401 quilômetros de extensão, o Rota 2 é o gasoduto submarino de maior extensão em operação no Brasil. Além dos dois gasodutos já em operação, a Petrobras prevê a construção de um terceiro gasoduto (rota 3) que irá ligar o campo de Búzios e outros campos da cessão onerosa à UPGN do COMPERJ, em Itaboraí (RJ). A Rota 3 tem cronograma de implantação o ano de

2019 podendo ainda ser postergado e terá capacidade de escoar 21 MMm³/d (ALMEIDA ; FERRARO, 2013).

A infraestrutura de gasodutos existentes no Brasil ainda é muito pequena com 14,3 mil quilômetros de malhas de gasodutos de transporte, 187 pontos de entrega (*citygates*), 33 estações de compressão, 14 polos de processamento (95,6 milhões de m³/dia) e 3 terminais de GNL (EPE, 2018). Quase toda essa infraestrutura se concentra no litoral do país, não dando assistência às demais áreas do interior, sendo necessário ainda maior desenvolvimento deste mercado.

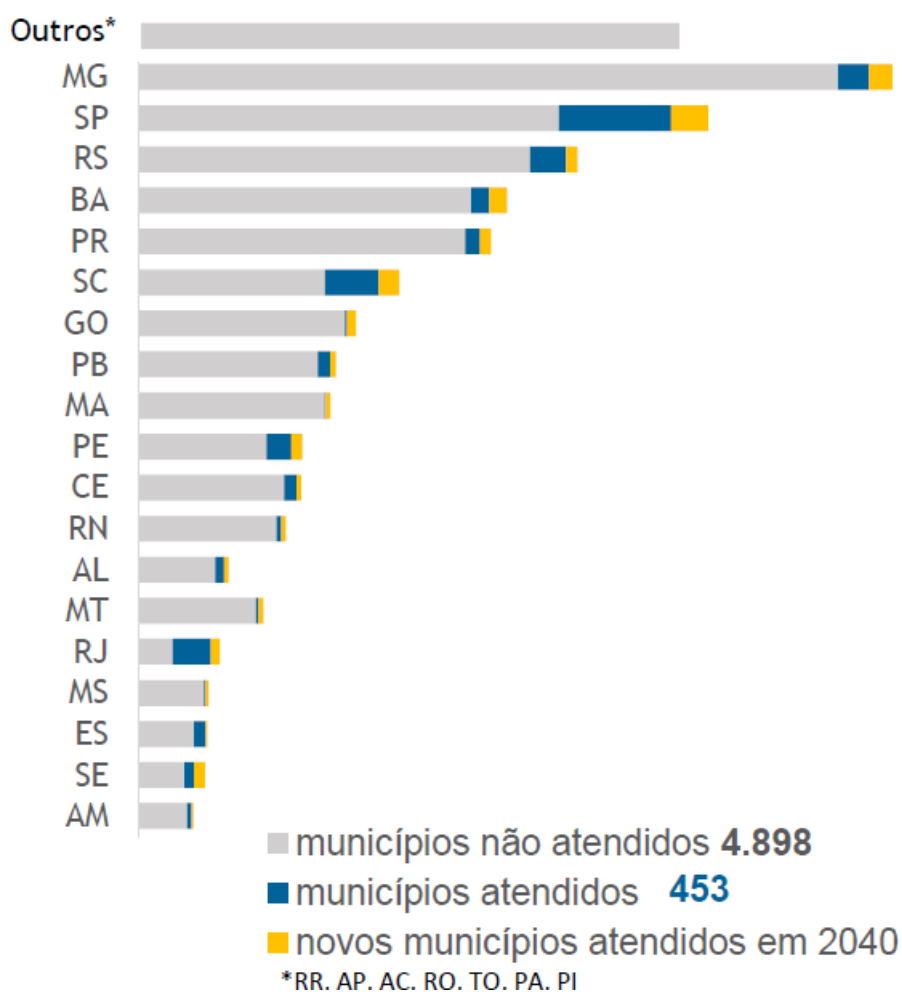
Figura 32 – Produção do Gás Natural do Pré-Sal 2018



Fonte: Gas Energy (2018, p.16).

De acordo com os dados da Petrobras (2018), apenas 8% dos municípios brasileiros são atendidos com gás natural pode-se analisar melhor esses dados na Figura 33.

Figura 33 – Cidades Atendidas com Gás Natural

NÚMERO DE CIDADES ATENDIDAS COM GÁS NATURAL

Fonte: Petrobras (2018, p.6).

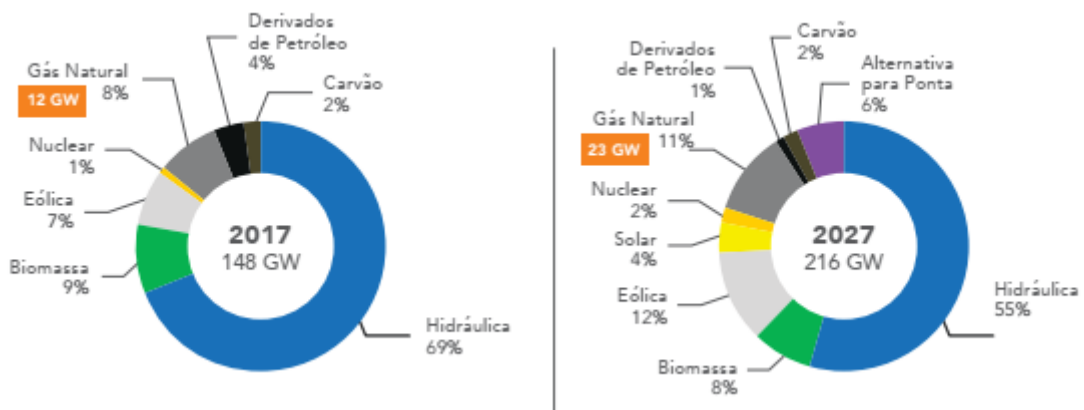
Apesar da Lei 11.909/2009, conhecida como Lei do Gás, regulamentada em 2010, o setor ainda enfrenta dificuldades para atrair investimentos, o que diminui a oferta para os consumidores. O principal entrave é a falta de competitividade. Isso porque a Petrobras detém 92% da produção de gás natural no Brasil, além de administrar campos de gás, gasodutos, termelétricas, transportadoras, distribuidoras e revendedoras do combustível. A Parnaíba Gás Natural, empresa que atua no Maranhão e é a segunda maior operadora do país, tem uma fatia de apenas 7% do mercado (ANP, 2016).

Para quebrar o monopólio da estatal, houve a iniciativa do projeto de lei 6407/2013, também conhecido como Nova Lei do Gás. A proposta tem como base o Gás para Crescer, programa de governo lançado em 2016, que objetiva estudar e elaborar propostas para manter o adequado funcionamento do setor de gás, diante

de um cenário de redução da participação da Petrobras. Essa lei ainda não foi aprovada, (FGV, 2018).

Segundo a EPE (2018), a perspectiva para os próximos anos é a de que a oferta interna predominante de energia elétrica ainda seja por fonte hidráulica. Em 2017, a capacidade instalada de gás natural era de 8% e espera-se que em 2027 esse valor aumente para 11%, gerando 216 GW, como mostrado na Figura 34.

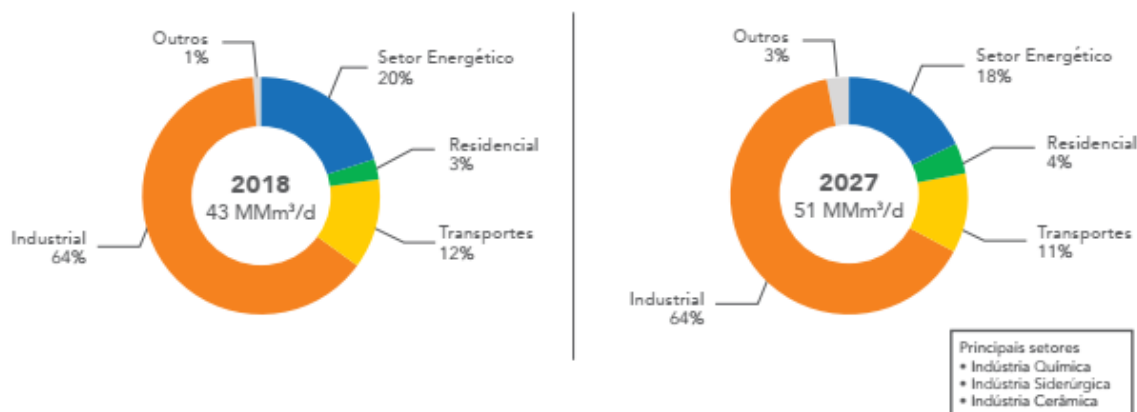
Figura 34 – Capacidade Instalada em 2017 e Perspectiva para 2027



Fonte: EPE (2018, p.16).

Ainda em relação ao gás natural, o setor industrial é o maior consumidor do energético, 64%, e de acordo com a EPE (2018) este valor se manterá até 2027. O setor energético terá uma regressão de 2% em 2027, sendo responsável por 18% do consumo. O residencial passará de 3% para 4% e o de transporte de 12% para 11%, como mostrado na Figura 35.

Figura 35 – Perspectiva para o Consumo Energético 2018 - 2027



Fonte: EPE (2018, p.16).

Conforme EPE (2018), vale a menção de que o parque gerador brasileiro está passando por um processo de transformação e transição. A hidrelétrica continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação no total da potência instalada do Sistema Interligado Nacional SIN será reduzida de 67,9% a partir de 2017 para 66,2% em 2022, como mostrado na Tabela 9. Segundo FGV (2018) as novas hidrelétricas serão majoritariamente do tipo a fio d'água e, conseqüentemente, a capacidade de regularização do SIN diminuirá gradativamente, tornando o sistema cada vez mais dependente de geração complementar à hídrica, sobretudo durante a estação seca. O gás terá um crescimento considerável de 25,8% na matriz elétrica (EPE, 2018).

Tabela 9 – Expansão da Matriz Elétrica 2017 – 2022

| Tipo | 2017 | | 2022 | | Crescimento 2017-2022 | |
|-----------------------|---------|-------|---------|-------|--------------------------|--------|
| | MW | % | MW | % | MW | % |
| Hidráulica | 105.222 | 67,9% | 114.342 | 66,2% | 9.120 | 8,7% |
| Nuclear | 1.990 | 1,3% | 1.990 | 1,2% | 0 | 0,0% |
| Gás/GNL | 12.597 | 8,1% | 15.847 | 9,2% | 3.250 | 25,8% |
| Carvão | 3.138 | 2,0% | 3.483 | 2,0% | 345 | 11,0% |
| Óleo/Diesel | 4.732 | 3,1% | 4.732 | 2,7% | 0 | 0,0% |
| Biomassa | 13.193 | 8,5% | 13.300 | 7,7% | 107 | 0,8% |
| Outras ⁽¹⁾ | 809 | 0,5% | 980 | 0,6% | 171 | 21,1% |
| Eólica | 12.299 | 8,0% | 15.216 | 8,8% | 2.917 | 23,7% |
| Solar | 952 | 0,6% | 2.841 | 1,6% | 1.889 | 198,4% |
| Total | 154.932 | 100% | 172.731 | 100% | 17.799 | 11,5% |

Fonte: ONS (2018, p.17).

8 O NOVO MERCADO DE GÁS

Conforme FGV (2019) o debate acerca da criação de um arcabouço regulatório e da promoção de maior abertura do mercado de gás natural no Brasil já vem sendo estendido por alguns anos. Apesar de o programa Gás para Crescer, lançado em 2016, não ter alcançado os resultados desejados, o setor passou por um período de ampla e transparente discussão entre governo e agentes do mercado.

O esforço em se desenhar um novo modelo de negócio para mercado de gás ganhou recentemente novos contornos com o programa Novo Mercado de Gás, publicado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) no dia 24 de junho de 2019, sendo lançado publicamente em 23 de julho (FGV, 2019).

A Resolução nº 16 de 2019 estabelece as diretrizes e os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. De acordo com o Ministério de Minas e Energia MME (2019), as medidas propostas no âmbito do CNPE objetivam intensificar a desverticalização em toda a cadeia de gás natural e, sobretudo, criar as condições para o acesso não só aos gasodutos de transporte, mas a todas as infraestruturas essenciais do setor, como os dutos de escoamento, as unidades de processamento e os terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL), proporcionando a abertura do mercado e a promoção da concorrência.

8.1 FINALMENTE UM MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

De acordo com a FGV (2019) desde que a Petrobras foi criada, em 1953, a prioridade sempre foi a busca por petróleo, primeiro em bacias terrestres, depois em águas rasas e profundas do Nordeste e da Bacia de Campos. A autossuficiência na produção de petróleo era apontada como prioridade para o país e o gás era relegado a um segundo plano.

Agora a prioridade é o petróleo do pré-sal. A produção cresceu. A autossuficiência foi alcançada com o Brasil caminhado para ser um dos cinco maiores produtores e um exportador relevante de petróleo, muito relevante. Mas, ainda assim, embora o pré-sal possua elevados volumes de gás natural, o país ainda continua importando o insumo justamente quando o papel do gás natural vem mudando no mundo (FGV, 2019).

Desde o final dos anos noventa, quando o gasoduto Bolívia-Brasil começou a operar, o gás começou a ganhar relevância na matriz energética brasileira, sendo que agora com a transição para uma economia de mais baixo carbono ganha velocidade a cada dia, aumentando importância do gás natural deixando de ser um estorvo ou um coadjuvante. Se tornou um combustível protagonista, que chegou para ficar, no entanto, por mais que a sociedade já tenha escolhido o caminho da transição energética, o protagonismo do gás não irá se realizar sem ações de política energética e de regulação (MME, 2019).

A ANP não ficou parada diante das transformações que o século XXI está impondo ao setor. Embora a Constituição Federal e o arcabouço legal do país indiquem que vivemos em um regime capitalista, em que não devem prevalecer monopólios, mas a livre competição, vinte anos depois do fim do monopólio estatal do petróleo ainda temos um setor de gás concentrado. Em função disso, em outubro de 2018, a ANP enviou ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) uma nota técnica relatando a situação e sugerindo uma série de medidas para incentivar a concorrência no setor. O CADE apensou esse documento a um processo que já estava em andamento. Ao mesmo tempo, a ANP abriu uma série de Tomadas Públicas de Contribuição, retomando a discussão sobre a regulação aplicável ao segmento de gás natural. Em complemento, o governo publicou, em dezembro de 2018, um decreto sobre o tema. Este ano, em junho, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução Nº 16/2019, que estabelece diretrizes para o aperfeiçoamento das políticas energéticas vigentes, estimulando a promoção da livre concorrência e a modernização do mercado brasileiro de gás (MME, 2019).

8.2 PROJETO PARA O SETOR DE GÁS NATURAL

O projeto do governo conforme apresentado pelo MME (2019) para a abertura do mercado de gás natural chamado de Novo Mercado de Gás, consiste em uma série de ações que tem o objetivo a quebra dos monopólios da Petrobras na produção e comercialização do combustível, e na distribuição do gás canalizado dentro dos estados e com isso reduzir os preços do gás natural para o consumidor final.

Principais ações previstas:

- Celebração de um TCC (Termo de Cessação de Conduta) entre Petrobras e CADE, em que a estatal se comprometerá a:
 - ✓ Vender as suas participações nas companhias de distribuição e transporte de gás natural;
 - ✓ Ceder capacidade não utilizada em gasodutos de transporte que a estatal tem sob contrato;
 - ✓ Dar acesso às unidades de processamento de gás, gasodutos marítimos de escoamento de gás e terminais de regaseificação, de propriedade da companhia. Em troca, o CADE vai encerrar o processo de conduta anticoncorrencial contra a estatal.

- Elaboração, por parte da ANP, do arcabouço regulatório para permitir a operação do setor com múltiplos agentes nos diversos elos da cadeia de valor do gás natural. Em linhas gerais, a ANP vai detalhar uma regulação baseada nas diretrizes elaboradas por um grupo de trabalho que contou com a participação da própria ANP, MME, ME, CADE e EPE, e aprovada pelo CNPE. Os principais pontos dessas diretrizes são:
 - ✓ Separação nos elos da cadeia de valor (produção, transporte, distribuição), estabelecendo a total independência dos agentes transportadores;
 - ✓ Acesso não discriminatório de terceiros nas infraestruturas essenciais (escoamento, processamento e regaseificação de gás natural);
 - ✓ Criação de três zonas de mercado, uma por transportadora, com o estabelecimento das empresas transportadoras como as responsáveis pela coordenação operacional da malha, a partir dos códigos de rede que serão por elas elaborados e aprovados pela ANP;
 - ✓ Definição da Petrobras como supridor de última instância, responsável por garantir o balanceamento das zonas de mercado e interconexões entre as transportadoras;
 - ✓ Possibilidade de realização de leilões de venda de gás para redução de concentração de mercado.

- Adoção por parte dos estados de medidas regulatórias relacionadas à criação de agências reguladoras independentes, privatização das companhias

distribuidoras de gás, criação dos consumidores livres, autoprodutores e auto importadores. Nesse ponto, a intenção do governo é estimular os estados a aderirem a essas medidas para terem acesso à ajuda financeira do governo federal, por meio do chamado “Plano Mansueto” e mesmo do Fundo do Pré-Sal (FGV, 2019).

- Celebração de acordo entre os estados para a realização de ajuste SINIEF (Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico – Fiscais), visando alterar a regra de tributação do ICMS do gás de fluxo físico para o comercial (FGV, 2019).

8.3 PREOCUPAÇÕES PARA REFORMA DO SETOR DE GÁS NATURAL

De acordo com a FGV, 2019 algumas escolhas que estão sendo tomadas nesse momento, relacionadas às diretrizes que vão nortear a revisão do arcabouço regulatório, podem levar a uma reforma incompleta, ou até mesmo disfuncional, que não se sustente a médio prazo.

Portanto, se faz necessário uma reflexão dos seguintes alguns pontos nas diretrizes que irão nortear o novo arcabouço regulatório tais como:

- Organização do sistema em 3 (três) zonas de mercado - uma por transportadora, como principal razão facilitar a implantação de um modelo que evitará enfrentar a questão de como uma transportadora pode repassar receita para outra. Porém, isso ocasionará como grande efeito colateral distorção entre as tarifas de transporte nas diferentes regiões. Sendo assim, por se tratar de investimentos elevados e ainda não amortizados, os clientes atendidos pela malha da TAG (Transportadora Associada de Gás), especialmente no Nordeste do país, contarão com tarifas de transporte mais altas do que nos estados da região Sul e Sudeste. Isso levará a uma menor competitividade para o desenvolvimento do mercado de gás nessa região, acentuando ainda mais as diferenças de competitividade entre as regiões. Do ponto de vista técnico só faria sentido ter as 3 (três) zonas de mercado se houvesse restrição técnica/física do gás de fluir de uma zona para outra, o que não acontece no caso brasileiro. Dentro do prazo necessário para se

estabelecer os códigos de rede para coordenação do sistema, seria mais do que suficiente se estabelecer os mecanismos de transferência de recursos entre transportadoras, e evitar a discrepância que haverá entre as tarifas de transporte nas diferentes regiões (FGV, 2019).

- Alteração da regra tributária do fluxo físico para o comercial é condição fundamental e básica para a reforma. Porém, realizar essa alteração por meio de ajuste SINIEF e não pela promulgação de Lei Complementar traz muita insegurança jurídica para o mercado, atrapalhando a atração de novos investimentos. A governança existente permite que qualquer estado saia, a qualquer tempo, do ajuste o que inviabilizaria a continuidade da operação do sistema. Com o problema descrito no item acima, a tendência é que os estados da região Nordeste (atendidos pela malha da TAG) não venham a aderir ao ajuste SINIEF, inviabilizando a efetiva abertura do mercado (FGV, 2019).
- Coordenação do transporte por conta das transportadoras, na maior parte dos países europeus a coordenação do sistema de transporte de gás é feita pelas transportadoras. Em quase todos os países o processo de abertura foi organizado de forma a ter somente uma transportadora por sistema, sendo essa transportadora totalmente independente dos demais elos da cadeia. No Brasil, com a necessidade de acelerar a venda de ativos por conta da crise financeira da Petrobras, a malha de transporte foi dividida em três diferentes empresas. Essas empresas passaram a ser detentoras dos ativos, apesar de a estatal operar a malha de forma integrada por ser a única detentora dos “*transport rights*”. As transportadoras, além de não terem a capacitação de coordenação integrada, necessária para não se perder eficiência no sistema, hoje são de agentes que tem ou podem ter interesses econômicos em outros elos da cadeia de valor da indústria de gás natural existindo assim grande risco de haver captura por parte das transportadoras, defendendo interesses específicos em detrimento do melhor interesse da eficiência do sistema (FGV, 2019).
- As distribuidoras são monopolistas bem diferentes da Petrobras, porque se trata de um monopólio natural e de uma indústria de rede, por isso são

reguladas por contrato de concessão. Os contratos de concessão das concessionárias estaduais estão em vigor, portanto, qualquer tentativa de alterar esses contratos visando a redução das tarifas traz instabilidade regulatória e insegurança jurídica, impedindo novos investimentos. Ainda mais se esse objetivo for alcançado por uma intervenção do governo federal usando o artifício de resolver os problemas fiscais dos estados (“Plano Mansueto”). A existência do consumidor livre é importante para o desenvolvimento do mercado de gás. Além do mais, a existência deles tira das distribuidoras a obrigação dos contratos de *take or pay* e de *ship or pay*. O que não pode haver é o *bypass* físico ou tarifas que desequilibrem os contratos de concessão. No Brasil, a infraestrutura de gás é muito pequena. O desafio principal é a construção de mais dutos de escoamento da produção, mais UPGNs e mais dutos de distribuição. Para isso, é preciso dar sinais econômicos e o principal são tarifas que representam o risco do negócio, permitindo novos investimentos e não medidas populistas que vão reduzir o preço para poucos (térmicas e grandes consumidores), em detrimento da grande maioria dos consumidores que não terão acesso ao gás e acabarão pagando tarifas mais caras (residências, comércio, hospitais, pequenas e médias indústrias) (FGV, 2019).

8.4 PILARES DO NOVO MERCADO DE GÁS

De acordo com a FGV, 2019, os elementos considerados como pilares do Novo Mercado do Gás, tendo como base legal atual a Resolução CNPE 16/2019.

- Abertura de capacidade nos dutos de transporte por meio da liberação de capacidade ociosa (*capacity surrender*);
- Venda de ativos de transporte e distribuição para a iniciativa privada, combinada com restrições na compra de gás natural produzido nacionalmente e/ou venda em leilão (*gas release*);
- Criação de regime de regras para o acesso negociado e não discriminatório (TPA) a dutos de escoamento, UPGNs e terminais de GNL;

- Regras de desverticalização (*umbundling*) para maior independência dos agentes, com foco nos transportadores e na relação comercializador-distribuidor;
- Atuação da Petrobras como agente de transição, executando atividades que permitam o funcionamento do sistema durante o processo de transferência e/ou abertura de ativos para a iniciativa privada;
- Incentivos para os Estados tomarem medidas visando o fortalecimento institucional (criação/melhorias de agências reguladoras e respectivo marco legal) e a facilitação de acesso aos dutos de distribuição em modalidades fora do regime de distribuição (consumidor livre, autoimportador e autoprodutor);
- Criação de meios para integração dos sistemas e liquidez nas transações (códigos de rede, áreas de mercado);
- Integração com o setor elétrico, de modo que a geração térmica seja uma das principais formas de criação de riqueza a partir do gás natural;
- Regras de transparência na formação de preço, com o objetivo de evitar diferenças acentuadas em diferentes regiões do país.

8.5 PRÉ-SAL BRASILEIRO

De acordo com a FGV, 2019 o pré-sal brasileiro tem reservas potenciais de 0,306 tcm, e projeção de produção para 2020 de 110 milhões de m³/dia de gás natural, sendo bastante superior à demanda brasileira e 2018, que foi de 77,85 milhões de m³ de gás natural por dia.

No país, 31% de todo o gás natural produzido é reinjetado (aumentando, assim, a pressão do reservatório e melhorando o fator de recuperação) e 3% é queimado ou perdido (MME, 2019). Porém, nos campos de produção offshore, este gás é reinjetado ou queimado não apenas em decorrência de medidas estratégicas, mas também por falta de infraestrutura suficiente para escoamento, dificultando assim ser utilizado de outras maneiras.

Foi lançado este ano pela ANP, EPE e o MME uma iniciativa chamada de Novo Mercado de Gás, em que estipula medidas que poderão triplicar o mercado de gás natural no país até 2030, podendo atrair investimentos de até R\$ 50 bilhões (MME, 2019). Entre essas medidas está a redução da participação da Petrobras no

setor de transporte e distribuição de gás natural, abrindo portas para outros investidores, possibilitando incrementos em todo o mercado de gás no Brasil. Encontram-se em construção mais dois terminais de regaseificação de GNL e a conclusão da Rota 3, que irá escoar 18 milhões de m³/dia de gás natural do pré-sal, aumentando assim a oferta de gás para o país (FGV,2019).

Outras soluções para o aproveitamento do gás do pré-sal além do escoamento até a costa via gasoduto seria também pode ser transformado em energia elétrica no alto-mar, no modelo *Gas-to-Wire*, construindo unidades termelétricas adjacentes às unidades de produção, escoando energia para a costa. Uma terceira possibilidade seria a de construir uma estação de liquefação e trazer o gás líquido até a costa, por meio de um FLNG (*Floating Liquefied Natural Gas*) (EPE, 2018).

9 ANÁLISE SWOT

A análise *SWOT* (*Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats*) é uma ferramenta de gestão estratégica competitiva criada por professores da *Harvard Business School* em 1960. A sigla corresponde, em português a Forças, Fraquezas, Oportunidades, Ameaças, respectivamente. Aplicada principalmente em empresas durante o processo de gestão da inovação, a ferramenta consiste num modelo de avaliação organizacional, em geral qualitativa, capaz de refletir as fraquezas, oportunidades, forças e ameaças em relação à posição competitiva no mercado (SAVOIA, 2009).

Nessa análise, para cada alternativa disponível ou mesmo em contexto geral, as forças e fraquezas em relação a outros atores que atuam na mesma função são fatores internos à organização, devendo ser identificadas, listadas e analisadas. Já as oportunidades e ameaças são fatores externos à organização ligados às perspectivas de evolução do mercado de energia em questão, e devem também ser identificadas, listadas e analisadas. Dessa forma, as forças e oportunidades constituem fatores positivos para alcançar os objetivos propostos enquanto as fraquezas e ameaças constituem obstáculos aos objetivos propostos. Após a identificação dos quatro fatores, o diagnóstico é realizado confrontando-se o panorama encontrado conforme a Figura 36.

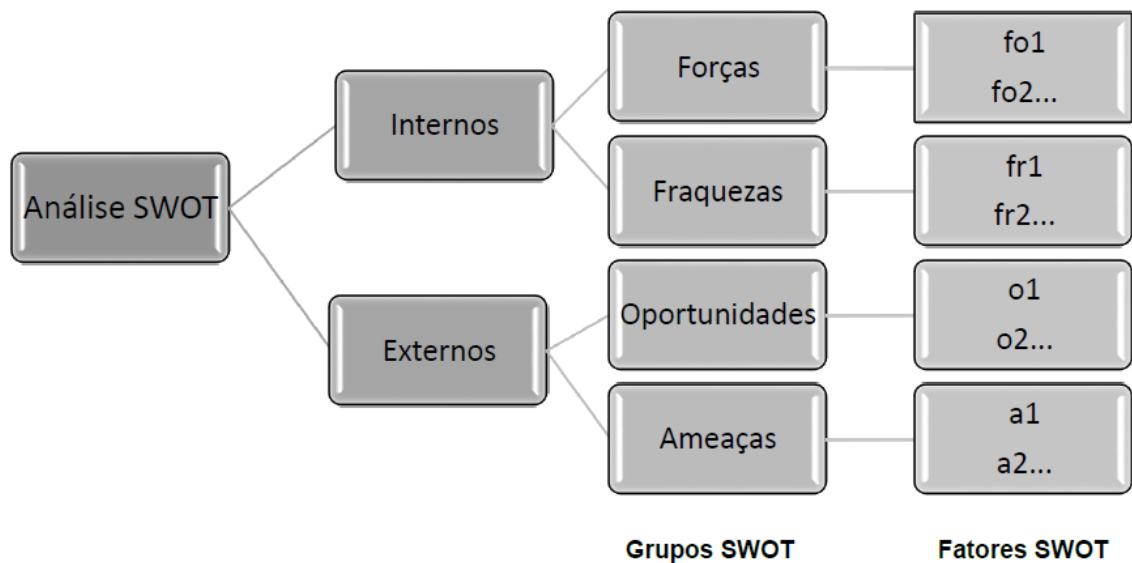
Figura 36 – Análise SWOT



Fonte: Savoia (2009, p.119).

Também pode se compreender a metodologia como uma estrutura de identificação de parâmetros onde para estes podem ser associados valores e assim fazer uma matriz de decisão comparativa conforme apresenta a Figura 37.

Figura 37 – Diagrama Estrutural da Análise SWOT



Fonte: Zare, Tekmeh e Karimi (2015).

Devido a subjetividade nos julgamentos, a técnica *SWOT* possui algumas limitações, mas consagrou-se pela simplicidade e facilidade de entendimento.

É importante ressaltar que alguns dos parâmetros adotados para a análise podem sofrer mudança com o passar do tempo devido ao desenvolvimento tecnológico e mudanças políticas e ambientais.

Daychaum (2007, p. 15) explica que o cruzamento entre os quadrantes da análise prevê um modelo de onde a organização pode desenvolver melhor as vantagens competitivas conforme correlação abaixo:

- Oportunidade X Ponto Forte = Alavanca (quando uma oportunidade encontra um conjunto de pontos fortes);
- Oportunidade X Ponto Fraco = Restrição (quando a oportunidade não pode ser aproveitada pela organização devido a seus pontos fracos);
- Ameaça X Ponto Forte = Defesa (quando existe uma ameaça, mas a empresa possui pontos fortes para amenizá-la);
- Ameaça X Ponto Fraco = Problema (quando a ameaça do ambiente torna a organização mais vulnerável devido a seus pontos fracos).

9.1 CENÁRIOS PARA ANÁLISE SWOT

Análise A – Utilização de Usinas Termelétricas a Gás Natural

Quadro 1 – Matriz SWOT Análise A

| <i>Strengths</i> | <i>Weaknesses</i> | <i>Opportunities</i> | <i>Threats</i> |
|---|---------------------------------|---|--|
| Forças | Fraquezas | Oportunidades | Ameaças |
| Relevância no setor elétrico com o fornecimento de energia elétrica nos momentos, quantidades e locais de que o sistema mais precisa com alta confiabilidade. | Disponibilidade do combustível. | Elevação da demanda pela necessidade do gás natural, impulsionada pelo uso substituto de outros combustíveis fósseis com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e os efeitos climáticos. | Garantia de fornecimento do insumo, alto custo do combustível. |
| Por se tratar de unidades de pequeno porte, podem ser construídas nas proximidades de centros de consumo. Isto elimina a necessidade de grandes linhas de transmissão. | Disponibilidade do combustível. | Forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia em função do descobrimento de reservas com melhor qualidade ambiental. | Alto custo do combustível. |
| Termelétricas a gás natural são largamente empregadas pois apresentam algumas características técnicas, como flexibilidade operacional e independência de variações climáticas, representando ganhos de confiabilidade e aumento da segurança energética do país. | Disponibilidade do combustível. | Forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia. | Garantia de fornecimento do insumo, alto custo do combustível. |
| Essencial para lidar com picos de demanda de energia elétrica, resposta dinâmica para o sistema e suprir as intermitências das fontes eólica e solar, principalmente por conta das hidrelétricas sem capacidade de regularização. | Disponibilidade do combustível. | Forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia. | Alto custo do combustível. |
| Acionadas para evitar deplecionamento excessivo dos reservatórios das hidroelétricas em condições hidrológicas desfavoráveis, | Aumento do custo operativo. | Forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia. | Alto custo do combustível. |

| | | | |
|---|-----------------------------|--|----------------------------|
| para mitigar riscos de racionamento. | | | |
| As termoeletricas também assumem papel importante na resposta dinâmica do sistema, em caso de grandes perturbações, principalmente em sistemas com baixa inércia. | Aumento do custo operativo. | Forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia. | Alto custo do combustível. |

Fonte: Elaboração Própria (2020).

O cenário na análise A Quadro 1 apresenta a relevância da utilização de usinas termelétricas a gás natural e conseqüentemente a sua importância para a utilização do gás natural e seu excedente confirmando a necessidade dos novos projetos para a viabilidade de geração de energia com alta confiabilidade e pronta entrega quando demandado.

Para tal a combinação das forças com as oportunidades apresenta as potencialidades dos empreendimentos em detrimento das oportunidades gerados para o mercado conforme apresentado na Quadro 2.

9.2 COMBINAÇÃO DE FORÇAS COM OPORTUNIDADES ANÁLISE A

Quadro 2 – Matriz SWOT Combinação de Forças com Oportunidades

| <i>Strengths</i> | <i>Opportunities</i> |
|---|---|
| Forças | Oportunidades |
| Relevância no setor elétrico com o fornecimento de energia elétrica nos momentos, quantidades e locais de que o sistema mais precisa com alta confiabilidade. | Elevação da demanda pela necessidade do gás natural, impulsionada pelo uso substituto de outros combustíveis fósseis com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e os efeitos climáticos. |
| Por se tratar de unidades de pequeno porte, podem ser construídas nas proximidades de centros de consumo. Isto elimina a necessidade de grandes linhas de transmissão. | Forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia em função do descobrimento de reservas com melhor qualidade ambiental. |
| Termelétricas a gás natural são largamente empregadas pois apresentam algumas características técnicas, como flexibilidade operacional e independência de variações climáticas, representando ganhos de confiabilidade e aumento da segurança energética do país. | Forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia. |
| Essencial para lidar com picos de | Forte tendência de crescimento |

| | |
|---|--|
| demanda de energia elétrica, resposta dinâmica para o sistema e suprir as intermitências das fontes eólica e solar, principalmente por conta das hidrelétricas sem capacidade de regularização. | na participação do gás natural no mercado mundial de energia. |
| Acionadas para evitar deplecionamento excessivo dos reservatórios das hidroelétricas em condições hidrológicas desfavoráveis, para mitigar riscos de racionamento. | Forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia. |
| As termoelétricas também assumem papel importante na resposta dinâmica do sistema, em caso de grandes perturbações, principalmente em sistemas com baixa inércia. | Forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia. |

Fonte: Elaboração Própria (2020).

Relevância no setor elétrico com o fornecimento de energia elétrica nos momentos, quantidades e locais de que o sistema mais precisa com alta confiabilidade apresenta-se como um ponto forte em virtude da oportunidade da elevada demanda pela necessidade do gás natural e sua utilização impulsionada pelo uso substituto de outros combustíveis fósseis com o principal objetivo de redução das emissões de gases de efeito estufa e os efeitos climáticos.

Outro fator importante com a oportunidade da forte tendência de crescimento na participação da utilização do gás natural no mercado mundial de energia traz a apresentação de vários pontos fortes que favorecem a aplicação, como o fato de como as usinas termelétricas serem unidades de pequeno porte, podem ser construídas nas proximidades de centros de consumo eliminando a necessidade de grandes linhas de transmissão, características técnicas, como flexibilidade operacional e independência de variações climáticas, representando ganhos de confiabilidade e aumento da segurança energética do país sendo essencial para lidar com picos de demanda de energia elétrica com resposta dinâmica para o sistema suprimindo as intermitências das fontes eólica e solar, principalmente por conta das hidrelétricas sem capacidade de regularização, sendo acionadas para evitar deplecionamento excessivo dos reservatórios das hidroelétricas em condições hidrológicas desfavoráveis mitigando riscos de racionamento.

Análise B – Utilização do Gás Natural na Geração de Energia Elétrica

Quadro 3 – Matriz SWOT Análise B

| <i>Strengths</i> | <i>Weaknesses</i> | <i>Opportunities</i> | <i>Threats</i> |
|---|---|---|--|
| Forças | Fraquezas | Oportunidades | Ameaças |
| Apresenta uma vantagem ambiental significativa em relação a outros combustíveis fósseis, em função da menor emissão de gases poluentes que contribuem para o efeito estufa. | O aumento de consumo do gás natural exige também elevado grau de investimento em ativos específicos quando no estado gasoso não permite a estocagem de grandes volumes a custos competitivos. | Assume-se que haverá um aumento significativo da participação do gás natural na demanda de energia no país, deslocando o consumo do óleo combustível e da lenha, do consumo final de gás natural, o consumo energético representa mais de 70%, sendo que as projeções até 2030. | Necessidade de uma rede de gasodutos que interliguem as fontes de produção aos mercados consumidores. |
| Na cadeia produtiva do gás natural, entre os impactos socioambientais positivos, há a geração de royalties para os municípios em que as usinas estão localizadas, incremento das atividades de comércio e serviços, principalmente na fase de exploração e produção do gás natural e da construção da usina, e geração local de empregos. | Níveis críticos do preço do gás natural que interferem nas decisões de investimento por parte das empresas grandes consumidoras de energia. | Elevação da demanda pela necessidade do gás natural, impulsionada pelo uso substituído de outros combustíveis fósseis com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e os efeitos climáticos. | Sensibilidade do consumo de gás natural ao preço relativo da energia (gás natural, energia elétrica e óleo combustível) e sua influência nos custos de produção. |
| Tendências gerais do gás natural no Brasil e no mundo, a composição de oferta e demanda do energético e sua interação com a produção industrial. | Disponibilidade do combustível. | Interação entre o meio energético e a produção industrial. | Necessidade de o gás natural estar em grandes volumes e ser vendido a preço competitivo, para que haja impactos sobre a economia. |
| Crescente competitividade e a tendência de aumento da participação do gás natural, juntamente com outras fontes renováveis. | Disponibilidade do combustível. | Forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia em função do descobrimento de reservas abundantes com suas qualidades ambientais melhores do que os derivados de petróleo e carvão. | Necessidade de uma rede de gasodutos que interliguem as fontes de produção aos mercados consumidores. |

Fonte: Elaboração Própria (2020).

O cenário na análise B Quadro 3 apresenta a relevância da utilização de do gás natural e suas vantagens ambientais em relação a outros combustíveis fósseis na geração de energia elétrica e conseqüentemente os impactos socioambientais positivos, como a geração de royalties para os municípios em que as usinas estão localizadas, incremento das atividades de comércio e serviços, principalmente na fase de exploração e produção do gás natural e da construção da usina, e geração local de empregos, com uma tendência geral do gás natural no Brasil e no mundo, da composição de oferta e demanda do energético aplicando também a sua interação com a produção industrial.

Para tal a combinação das forças com as oportunidades apresenta as potencialidades dos empreendimentos em detrimento das oportunidades gerados para o mercado conforme apresentado na Quadro 4.

9.3 COMBINAÇÃO DE FORÇAS COM OPORTUNIDADES ANÁLISE B

Quadro 4 – Matriz SWOT Combinação de Forças com Oportunidades

| <i>Strengths</i> | <i>Opportunities</i> |
|--|---|
| Forças | Oportunidades |
| Apresenta uma vantagem ambiental significativa em relação a outros combustíveis fósseis, em função da menor emissão de gases poluentes que contribuem para o efeito estufa. | Assume-se que haverá um aumento significativo da participação do gás natural na demanda de energia no país, deslocando o consumo do óleo combustível e da lenha, do consumo final de gás natural, o consumo energético representa mais de 70%, sendo que as projeções até 2030. |
| Na cadeia produtiva do gás natural, entre os impactos socioambientais positivos, há a geração de royalties para os municípios em que as usinas estão localizadas, incremento das atividades de comércio e serviços, principalmente na fase de exploração e produção do gás natural e da construção | Elevação da demanda pela necessidade do gás natural, impulsionada pelo uso substituto de outros combustíveis fósseis com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e os efeitos climáticos. |

| | |
|--|---|
| da usina, e geração local de empregos. | |
| Tendências gerais do gás natural no Brasil e no mundo, a composição de oferta e demanda do energético e sua interação com a produção industrial. | Interação entre o meio energético e a produção industrial. |
| Crescente competitividade e a tendência de aumento da participação do gás natural, juntamente com outras fontes renováveis. | Forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia em função do descobrimento de reservas abundantes com suas qualidades ambientais melhores do que os derivados de petróleo e carvão. |

Fonte: Elaboração Própria (2020).

Apresentando grande vantagem ambiental em relação a outros combustíveis fósseis, em função da menor emissão de gases poluentes que contribuem para o efeito estufa, Assume-se um aumento significativo da participação do gás natural na demanda de energia no país, deslocando o consumo do óleo combustível e da lenha, do consumo final de gás natural, o consumo energético representa mais de 70%, sendo que as projeções até 2030.

O gás natural também apresenta em sua cadeia produtiva, entre os impactos socioambientais positivos, a geração de royalties para os municípios em que as usinas estão localizadas, incrementando as atividades de comércio e serviços, principalmente na fase de exploração e produção do gás natural e da construção da usina com a geração local de empregos, em virtude da elevação da demanda pela necessidade do gás natural, impulsionada pelo uso substituto de outros combustíveis fósseis, sendo uma forte tendências de que o gás natural no Brasil e no mundo apresente a composição de oferta e demanda do energético e sua interação entre o meio energético e a produção industrial devido também ao crescimento da participação do gás natural no mercado mundial de energia em função do descobrimento de reservas abundantes com suas qualidades ambientais melhores do que os derivados de petróleo e carvão.

Apresenta também uma crescente competitividade com forte tendência de aumento da participação do gás natural, juntamente com outras fontes renováveis.

Análise C – O Velho Mercado do Gás

Quadro 5 – Matriz SWOT Análise C

| <i>Strengths</i> | <i>Weaknesses</i> | <i>Opportunities</i> | <i>Threats</i> |
|--|---|---|---|
| Forças | Fraquezas | Oportunidades | Ameaças |
| Petrobras detém 92% da produção de gás natural. | Falta de competitividade. | Administração de campos de gás, termelétricas, transportadoras, distribuidoras e revendedoras do combustível. | Diminuição da oferta para os consumidores. |
| Monopólio estatal da Petrobras. | Dificuldade para atrair investimentos. | Administração de campos de gás, termelétricas, transportadoras, distribuidoras e revendedoras do combustível. | Diminuição da oferta para os consumidores. |
| Setor industrial ainda sendo o maior consumidor. | Dificuldade para atrair investimentos para ampliação. | Aumento da tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado | Monopólio estatal dificultando a captação de parceiros para investimento. |

Fonte: Elaboração Própria (2020).

O cenário na análise C Quadro 5 apresenta a participação majoritária da Petrobras na produção, distribuição e transporte do gás natural devido ao monopólio estatal e tendo como maior consumidor o setor industrial.

Para tal a combinação das forças com as oportunidades apresenta as potencialidades do monopólio em detrimento das oportunidades gerados para o mercado conforme apresentado na Quadro 6.

9.4 COMBINAÇÃO DE FORÇAS COM OPORTUNIDADES ANÁLISE C

Quadro 6 - Matriz SWOT Combinação de Forças com Oportunidades

| <i>Strengths</i> | <i>Opportunities</i> |
|---|---|
| Forças | Oportunidades |
| Petrobras detém 92% da produção de gás natural. | Administração de campos de gás, termelétricas, transportadoras, distribuidoras e revendedoras do combustível. |

| | |
|--|---|
| Monopólio estatal da Petrobras. | Administração de campos de gás, termelétricas, transportadoras, distribuidoras e revendedoras do combustível. |
| Setor industrial ainda sendo o maior consumidor. | Aumento da tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado |

Fonte: Elaboração Própria (2020).

Como maior representatividade apresenta o monopólio estatal do gás natural sendo a Petrobras detentora de maior grau da produção devido a administração de campos de gás, termelétricas, transportadoras, distribuidoras e revendedoras do combustível, tendo ainda o setor industrial o maior consumidor com forte aumento de tendência do crescimento da participação do gás natural porém sem concorrência e conseqüentemente a aplicação de um valor sem maiores preocupações com o mercado.

Análise D – O Novo Mercado do Gás

Quadro 7 – Matriz SWOT Análise D

| <i>Strengths</i> | <i>Weaknesses</i> | <i>Opportunities</i> | <i>Threats</i> |
|--|--|---|--|
| Forças | Fraquezas | Oportunidades | Ameaças |
| Abertura do mercado de gás natural. | Discussão entre governo e agentes de mercado. | Promoção de maior abertura do mercado de gás. | Estabelecimento de diretrizes e os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. |
| Gás natural se tornou um combustível protagonista. | O protagonismo do gás não irá se realizar sem ações de política energética e de regulação. | Transição para uma economia de mais baixo carbono ganha velocidade a cada dia, aumentando importância do gás natural. | Preço do gás natural em relação aos concorrentes internacionais. |
| Reforma do setor de gás natural. | A revisão do arcabouço regulatório, podem levar a uma reforma incompleta. | Organização em três zonas de mercado. Alteração da regra tributária. Ampliação dos investimentos em infraestrutura de | Grande efeito colateral entre as tarifas de transportes em diferentes regiões. Insegurança jurídica para o mercado, atrapalhando a atração de novos investimentos |

| | | | |
|---|--|--|--|
| | | escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural. | |
| Promoção da concorrência. | Ações e medidas para a indução a concorrência. | Construção de mais dutos de escoamento da produção, mais UPGNs e mais dutos de distribuição. Competitividade da indústria em seus diversos segmentos. | Negociação entre CADE e Petrobras. |
| Integração do setor de gás com setores elétrico e industrial. | Organização e estruturação de um modelo de gestão para o novo negócio. | Leilões de energia com oferta de preços mais competitivos. | Competir com o mercado externo em termos de preço. |
| compartilhado das infraestruturas (Redes, Unidades de Processamento e Terminais de Regaseificação). | Remoção de barreiras tributárias. | Integração do setor de gás com setores elétrico e industrial. | Competir com o mercado externo em termos de preço. |
| Mercado de gás natural livre. | Remoção de barreiras tributárias. | Aumentar a competição na geração termelétrica a gás. | Leilões de energia com preços mais competitivos. |

Fonte: Elaboração Própria (2020).

O cenário apresentado na análise D Quadro 7 apresenta a abertura do mercado de gás e conseqüentemente a quebra do monopólio da Petrobras na produção, distribuição e transporte do gás natural, promovendo assim uma maior dimensão na abertura do mercado de gás tornando-o um combustível protagonista.

Para tal a combinação das forças com as oportunidades apresenta as potencialidades do monopólio em detrimento das oportunidades gerados para o mercado conforme apresentado no Quadro 8.

9.5 COMBINAÇÃO DE FORÇAS COM OPORTUNIDADES ANÁLISE D

Quadro 8 – Matriz SWOT Combinação de Forças com Oportunidades

| <i>Strengths</i> | <i>Opportunities</i> |
|--|---|
| Forças | Oportunidades |
| Abertura do mercado de gás natural. | Promoção de maior abertura do mercado de gás. |
| Gás natural se tornou um combustível protagonista. | Transição para uma economia de mais baixo carbono ganha velocidade a cada dia, aumentando importância do gás natural. |
| Reforma do setor de gás | Organização em três zonas |

| | |
|---|--|
| natural. | de mercado. Alteração da regra tributária. |
| Promoção da concorrência. | O desafio principal é a construção de mais dutos de escoamento da produção, mais UPGNs e mais dutos de distribuição. |
| Integração do setor de gás com setores elétrico e industrial. | Leilões de energia com oferta de preços mais competitivos. |
| Uso compartilhado das infraestruturas (Redes, Unidades de Processamento e Terminais de Regaseificação). | Integração do setor de gás com setores elétrico e industrial. Ampliação dos investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural. |
| Mercado de gás natural livre. | Aumento da competição na geração termelétrica a gás. Competitividade da indústria em seus diversos segmentos, como celulose, fertilizantes, petroquímica, siderurgia, vidro, cerâmica e outros. |

Fonte: Elaboração Própria (2020).

Com a abertura do mercado de gás natural ocorre a promoção de maiores possibilidades para aquisição e competitividade para escolha dos fornecedores, tornando o gás natural protagonista em conjunto a transição para uma economia de mais baixo carbono que ganha velocidade a cada dia, aumentando importância do gás natural.

Juntamente com a reforma do setor de gás natural surge a necessidade de organizar a estrutura de mercado e conseqüentemente a alteração das regras tributárias.

A promoção da livre concorrência traz como desafio principal necessidade a construção de mais dutos para escoamento da produção, mais UPGNs e dutos de distribuição, gerando maiores investimentos e conseqüentemente geração de empregos.

Com a integração do setor de gás com setores elétrico e industrial surge a necessidade de novos leilões de energia com oferta de preços mais competitivos e possibilidades de melhor administração do sistema de gestão do gás natural com o compartilhamento das infraestruturas (Redes, Unidades de Processamento e Terminais de Regaseificação).

O mercado de gás livre apresenta uma proposta de reajuste da gestão do gás natural levando ao aumento da competição na geração termelétrica a gás, competitividade da indústria em seus diversos segmentos, como celulose, fertilizantes, petroquímica, siderurgia, vidro, cerâmica e outros.

9.6 CONVERSÃO FRAQUEZAS EM FORÇAS

Analisando o cenário A Quadro 1, após verificação das fraquezas detectadas durante a análise da matriz *SWOT* foi observado que é possível fazer um direcionamento destes pontos para serem trabalhados a fim de sejam fatores positivos no mercado de gás e seus concorrentes.

Através do aumento da disponibilidade da oferta do gás natural como combustível torna-se evidente a relevância da utilização de usinas termelétricas no setor elétrico com o fornecimento de energia elétrica nos momentos, quantidades e locais de que o sistema mais precisa com alta confiabilidade.

Reduzindo-se também o custo do gás natural consequentemente será reduzido o custo operacional quando demandas para evitar deplecionamento excessivo dos reservatórios das hidroelétricas em condições hidrológicas desfavoráveis, para mitigar riscos de racionamento com uma resposta dinâmica do sistema, em caso de grandes perturbações, principalmente em sistemas com baixa inércia.

Para o cenário B Quadro 3, após verificação das fraquezas detectadas durante a análise da matriz *SWOT* foi observado que com investimento em ativos específicos quando no estado gasoso será possível a estocagem de grandes volumes a custos competitivos tornando-se uma vantagem a utilização do gás natural principalmente devido as vantagens ambientais em relação a outros combustíveis fósseis.

Aumentando a disponibilidade do combustível e reduzindo os preços do gás natural torna-se extremamente atraente a sua utilização contribuindo também para

geração de royalties para os municípios em que as usinas estão localizadas, incremento das atividades de comércio e serviços, principalmente na fase de exploração e produção do gás natural e construção da usina, incentivando a geração local de empregos.

A partir do cenário C Quadro 5, é possível observar que com a falta de competitividade do mercado de gás além de diminuir a oferta para os consumidores também torna evidente o favoritismo para a Petrobras possuindo 92% da produção de gás natural, conseqüentemente dificultando a atração de novos investimentos fazendo que o monopólio estatal possua o mercado nas mãos.

Com a dificuldade de se atrair investimentos no setor para ampliação da malha de gás natural existe uma natural limitação para escoamento do gás mantendo assim a indústria ainda como maior consumidor.

Finalmente a partir do cenário D Quadro 7, as discussões entre o governo e os agentes de mercado favorece a abertura do mercado de gás natural à medida que ocorra uma evolução no tramites na legislação e tributação.

Ainda assim a ausência de ações de política energética evidencia a necessidade da reestruturação do setor afim de tornar o gás natural protagonista fortalecendo ainda mais a reforma do setor.

Ações de medidas para indução a livre concorrência fortalece a promoção de competitividade no segmento e conseqüentemente a regulação dos preços e remoção das barreiras tributárias, levando a necessidade de organizar e estruturar um modelo de gestão para o novo negócio.

9.7 CONVERSÃO AMEAÇAS EM OPORTUNIDADES

Dentre as ameaças relacionadas no cenário A, Quadro 1, estão dificuldade em garantir o fornecimento do gás natural em virtude do elevado custo, porém com a elevação da demanda em torno da necessidade do gás natural como substituto de outros combustíveis fósseis devido as vantagens ambientais e a forte tendência da participação no mercado de energia favorece a possibilidade de negociar a relação do custo.

Nas ameaças detectadas no cenário B Quadro 3, a necessidade de uma rede de gasodutos que interliguem as fontes de produção aos mercados consumidores

traz consigo uma grande oportunidade para investimento no setor devido ao aumento participação do gás natural na demanda de energia no país.

A sensibilidade do consumo de gás natural ao preço relativo da energia (gás natural, energia elétrica e óleo combustível) e sua influência nos custos de produção em virtude da elevação da demanda pela necessidade do gás natural, impulsionada pelo uso substituto de outros combustíveis fósseis torna possível a análise de maiores investimentos.

Com a necessidade de o gás natural estar em grandes volumes e ser vendido a preço competitivo, surge a necessidade de alavancar a interação entre o meio energético e a produção industrial trazendo impactos positivos sobre a economia.

Por fim a ameaça presente em relação a uma rede de gasodutos que interliguem as fontes de produção aos mercados consumidores fomenta em paralelo a possibilidade de investimentos devido à forte tendência de crescimento na participação do gás natural no mercado mundial de energia em função do descobrimento de reservas abundantes com suas qualidades ambientais melhores do que os derivados de petróleo e carvão.

As ameaças apontadas na análise do cenário C Quadro 5, apresenta a diminuição da oferta do gás natural para os consumidores o traz a possibilidade de melhorias na administração de campos de gás, termelétricas, transportadoras, distribuidoras e revendedoras do combustível afim de levantar as ofertas, sendo ainda o monopólio estatal um dificultador para captação de recursos e parceiros.

Finalizado a análise da ameaças do cenário D Quadro 7, o estabelecimento de diretrizes e os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural traz a oportunidade de compor uma maior abertura do mercado de gás assim como a ameaça presente no preço em relação aos concorrentes internacionais favorece a competitividade por melhores preços principalmente devido a transição para uma economia de mais baixo carbono aumentando importância do gás natural.

A ameaça do grande efeito colateral entre as tarifas de transportes em diferentes regiões e insegurança jurídica para o mercado favorece a organização em três zonas de mercado a uma criação de uma política para alteração da regra tributária e conseqüentemente a ampliação dos investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural.

A ameaça nas negociações entre CADE e Petrobras após alinhavada favorece investimentos na construção de mais dutos de escoamento da produção, mais UPGNs e mais dutos de distribuição e conseqüentemente maior competitividade da indústria em seus diversos segmentos.

A ameaça em competir com o mercado externo em termos de preço, favorece a criação de leilões de energia com oferta de preços mais competitivos que por sua vez impulsionará integração do setor de gás com setores elétrico e industrial aumentando o interesse na geração termelétrica a gás.

9.8 PRINCIPAIS RESULTADOS OBTIDOS NA ANÁLISE SWOT

- ✓ Relevância da utilização de usinas termelétricas a gás natural e conseqüentemente a sua importância para o escoamento do gás natural e seu excedente confirmando a necessidade dos novos projetos para a viabilidade de geração de energia com alta confiabilidade e pronta entrega quando demandado.
- ✓ Relevância no setor elétrico com o fornecimento de energia elétrica nos momentos, quantidades e locais de que o sistema mais precisa com alta confiabilidade apresenta-se como um ponto forte em virtude da oportunidade da elevada demanda pela necessidade do gás natural e sua utilização impulsionada pelo uso substituto de outros combustíveis fósseis com o principal objetivo de redução das emissões de gases de efeito estufa e os efeitos climáticos.
- ✓ Relevância da utilização de do gás natural devido a suas vantagens ambientais em relação a outros combustíveis fósseis na geração de energia elétrica e conseqüentemente os impactos socioambientais positivos, como a geração de royalties para os municípios em que as usinas estão localizadas.
- ✓ Incremento das atividades de comércio e serviços, principalmente na fase de exploração e produção do gás natural e da construção da usina, e geração local de empregos, com uma tendência geral do gás natural no Brasil e no mundo, da composição de oferta e demanda do energético aplicando também a sua interação com a produção industrial.
- ✓ Vantagens ambientais em relação a outros combustíveis fósseis, em função da menor emissão de gases poluentes que contribuem para o efeito estufa.

- ✓ Aumento significativo da participação do gás natural na demanda de energia no país, deslocando o consumo do óleo combustível e da lenha, do consumo final de gás natural, o consumo energético representa mais de 70%, sendo que as projeções até 2030.
- ✓ Necessidade do gás natural, impulsionada pelo uso substituto de outros combustíveis fósseis, crescimento da participação do gás natural no mercado mundial de energia em função do descobrimento de reservas abundantes com suas qualidades ambientais melhores do que os derivados de petróleo e carvão. Apresenta também uma crescente competitividade com forte tendência de aumento da participação do gás natural, juntamente com outras fontes renováveis.
- ✓ Abertura do mercado de gás e conseqüentemente a quebra do monopólio da Petrobras na produção, distribuição e transporte do gás natural, promovendo assim uma maior dimensão na abertura do mercado de gás tornando-o um combustível protagonista.
- ✓ Promoção de maiores possibilidades para aquisição e competitividade para escolha dos fornecedores, tornando o gás natural protagonista em conjunto a transição para uma economia de mais baixo carbono que ganha velocidade a cada dia, aumentando importância do gás natural.
- ✓ Necessidade de organizar a estrutura de mercado e conseqüentemente a alteração das regras tributárias.
- ✓ Promoção da livre concorrência com o principal desafio a construção de mais dutos para escoamento da produção, mais UPGNs e dutos de distribuição, gerando maiores investimentos e conseqüentemente geração de empregos.
- ✓ Integração do setor de gás com setores elétrico e industrial surgindo a necessidade de novos leilões de energia com oferta de preços mais competitivos e possibilidades de melhor administração do sistema de gestão do gás natural com o compartilhamento das infraestruturas (Redes, Unidades de Processamento e Terminais de Regaseificação).
- ✓ O mercado de gás livre apresenta uma proposta de reajuste da gestão do gás natural levando ao aumento da competição na geração termelétrica a gás, competitividade da indústria em seus diversos segmentos.

10 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho apresentou uma matriz *SWOT* elaborada para fazer uma análise dos diversos cenários de utilização do gás natural para geração de energia elétrica através de usinas termelétricas a partir da abertura do mercado de gás natural. Através das análises realizadas seguindo a metodologia proposta, vários fatores que impactam no segmento de forma positiva e negativa foram possíveis de serem verificados.

As análises realizadas nos diversos cenários *SWOT* apresentados mostraram a relevância da utilização de usina termelétricas a gás natural e conseqüentemente a sua importância para a utilização do gás natural e seu excedente confirmando a necessidade dos novos projetos para a viabilidade de geração de energia com alta confiabilidade e pronta entrega quando demandado.

O gás natural apresentou relevância em sua utilização principalmente em função das vantagens ambientais em relação a outros combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica e conseqüentemente os impactos socioambientais positivos, como a geração de royalties para os municípios em que as usinas estão localizadas, incremento das atividades de comércio e serviços, principalmente na fase de exploração e produção do gás natural.

Foi possível verificar que o antigo mercado de gás natural particulariza a participação majoritária da Petrobras na produção, distribuição e transporte do gás natural devido ao antigo monopólio estatal, sendo esta empresa a detentora do maior volume da produção nacional. Além dos campos de gás a Petrobras administra, termelétricas, transportadoras, distribuidoras e revendedoras do combustível, tendo ainda o setor industrial como o maior consumidor, com forte tendência de crescimento da participação do gás natural, porém sem concorrência e conseqüentemente sem maiores preocupações com o mercado.

Finalmente a abertura do mercado de gás (o novo mercado de gás) e conseqüentemente a quebra efetiva do monopólio da Petrobras na produção, distribuição e transporte do gás natural, promove maior dimensão na abertura do mercado de gás tornando-o um combustível com potencial protagonismo.

Com essa abertura do mercado, ocorrerá a promoção de maiores possibilidades para aquisição e competitividade para escolha dos fornecedores, em

conjunto com a transição para uma economia de mais baixo carbono que ganha velocidade a cada dia, aumentando importância do gás natural.

Juntamente com a reforma do setor de gás natural surge a necessidade de se criar uma estrutura organizada de mercado e conseqüentemente a alteração das regras tributárias que facilitará a promoção da livre concorrência trazendo como desafio principal a necessidade da construção de mais dutos para escoamento da produção, mais UPGNs e dutos de distribuição, gerando maiores investimentos e conseqüentemente geração de empregos.

A integração do setor de gás com setores elétrico e industrial também aparece impulsionando a necessidade de novos leilões de energia com oferta de preços mais competitivos e possibilidades de melhor administração do sistema de gestão do gás natural promovendo o compartilhamento das infraestruturas (Redes, Unidades de Processamento e Terminais de Regaseificação).

Por fim foi verificado que o mercado de gás livre se apresenta como uma proposta ímpar onde será necessário o reajuste da gestão do gás natural e conseqüentemente ao aumento da competitividade na geração termelétrica a gás, indústria em seus diversos segmentos, como celulose, fertilizantes, petroquímica, siderurgia, vidro, cerâmica e outros.

REFERÊNCIAS

ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. **Distribuição de Gás Canalizado**. 2018. Disponível em <https://www.abegas.org.br/portal/concessionarias>. Acesso em: 15 maio 2018 às 20h00.

ALMEIDA, E. F. **Regulação da Distribuição de Gás no Brasil**. Rio de Janeiro: IE-UFRJ, 2010. 13 p.

ALMEIDA, E. F.; FERRARO, M. C. **Indústria do Gás Natural Fundamentos Técnicos e Econômicos**. Rio de Janeiro: 2013. Disponível em https://www.academia.edu/19783877/Ind%C3%BAstria_do_G%C3%A1s_Natural_-_Fundamentos_T%C3%A9cnicos_e_Econ%C3%B4micos. Acesso em: 10 maio 2018 às 11h00.

ALEXANDRE, L. R. **Análise da Participação do Gás Natural na Matriz Energética e a Aplicação desse Combustível no Processo de Pelotização de Minério de Ferro**. 2014. 149 p. Dissertação (Mestrado)- Instituto de Engenharia Mecânica. UNIFEI, Itajubá, 2014. Disponível em: <https://saturno.unifei.edu.br/bim/0046344.pdf>. Acesso em: 9 maio 2018 às 10h00.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Fontes Não Renováveis Gás Natural**. Brasília, 2008. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par3_cap6.pdf. Acesso em: 12 maio 2018 às 20h00.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília: 2018. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par3_cap6.pdf. Acesso em: 15 maio 2018 às 17h00.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP Nº 16, DE 17.6.2008. **DOU** 18.6.2008, 3 p. Disponível em <http://www.anp.gov.br/gas-natural>. Acesso em: 15 maio 2018 às 20h00.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico**. 2018, 28 p. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2018>. Acesso em: 17 out. 2018 às 20h00.

ARIKAWA, N. M. **Proposta de Separação de CO₂/CH₄ Através da Tecnologia de Centrifugação em Plantas de Separação Primária na Indústria Óleo e Gás**. 2018. 62 p. Monografia (Graduação em Engenharia Naval)-Instituto de Engenharia Naval. UFSC. Joinville, 2018. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/188100/_11.07_TCC%20NATALIA.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 17 out. 2018 às 22h00.

BAIRD, C.; CANN, M. **Química Ambiental**. Porto Alegre: Bookman, 2011.

BP - BRITISH PETROLEUM. **BP Energy Outlook 2030**. 2013. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2013.pdf>. Acesso em: 20 maio 2018 às 9h00.

BP - BRITISH PETROLEUM. **BP Statistical Review**. 2017. Disponível em: https://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_ch/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf. Acesso em: 2 nov. 2018 às 10h00.

BP - BRITISH PETROLEUM. **BP Energy Outlook Economics**. 2018. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.pdf>. Acesso em: 19 out. 2018 às 10h00.

BP - BRITISH PETROLEUM -. **BP Statistical Review of World Energy**. 2018. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>. Acesso em: 18 out. 2018 às 9h00.

BRASIL. **Lei no 9.478, de 06 ago. 1997. Dispõe Sobre a Política Energética Nacional, as Atividades Relativas ao Monopólio do Petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras Providências**. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm. Acesso em: 18 maio 2018 às 21h00.

BRASIL. **Decreto 3520, de 21 jun. 2000. Dispõe sobre a Estrutura e o Funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e dá outras Providências**. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3520.htm. Acesso em: 10 maio. 2018 às 20h00.

BRASIL. Lei nº 11.909 de 4 de março de 2009. Dispõe Sobre as Atividades Relativas ao Transporte de Gás Natural. **Diário Oficial da União**, Seção 1 – 5, p. 1, mar. 2009. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm. Acesso em: 5 nov. 2019 às 15h00.

BROOKFIELD, BROOKFIELD ASSET MANAGEMENT. **Atratividade do Setor de Gás Natural Perspectivas e Desafios na Visão do Investidor**. 2017. Disponível em: https://www.abdib.org.br/wp-content/uploads/2017/12/20171211_Abdib_Bruno-Piloto_Fernando-Ziziotti_Brookfield_NTS.pdf Acesso em: 5 nov. 2018 às 9h00.

CARLOS, J. C. **Cálculo de Eletricidade de Cogeração de Alta Eficiência**. 2009. 60 p. Dissertação (Mestrado)- Instituto de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. FEUP, Porto, 2009. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/60012/1/000137591.pdf> . Acesso em: 8 nov. 2018 às 14h00.

CAVADOS, G. de A. **Análise do Impacto da Introdução das Fontes Intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro**: Estudo de Caso da Região Nordeste. 2015. 71 p. Dissertação (Mestrado)- Programa de Planejamento Energético. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: http://ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Gabriel_de_Azevedo_Cavados.pdf . Acesso em: 06 novembro 2018 às 10h00.

CNI - CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Gás Natural uma Alternativa para uma Indústria mais Competitiva**. 2014. Disponível em: https://www.google.com.br/search?q=CNI+Confedera%C3%A7%C3%A3o+Nacional+da+Ind%C3%BAstria.+2014.+G%C3%A1s+Natural+uma+Alternativa+para+uma+Ind%C3%BAstria+mais+Competitiva&rlz=1C1GCEU_enBR821BR821&oq=CNI+Confedera%C3%A7%C3%A3o+Nacional+da+Ind%C3%BAstria.+2014.+G%C3%A1s+Natural+uma+Alternativa+para+uma+Ind%C3%BAstria+mais+Competitiva&aqs=chrome.69i57.796j0j8&sourceid=chrome&ie=UTF-8. Acesso em: 5 nov. 2018 às 11h00.

CNI - CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Mapa Estratégico da Indústria 2013 – 2022**. 2018. Disponível em: https://bucket-gw-cni-static-cms-si.s3.amazonaws.com/media/filer_public/ee/50/ee50ea49-2d62-42f6-a304-1972c32623d4/mapa_final_ajustado_leve_out_2018.pdf. Acesso em: 8 nov. 2018 às 15h00.

COOK, e cols. The Flow of Energy in Industrial Society. **Scientific American**, New York, v. 225. p. 134-144, 1971.

DALGAAR, K. G.; GLOCK, A. E. C. **The Dialectics of Energy Security Interdependence**. New York: International Studies Association Convention, 2009. Disponível em: http://citation.allacademic.com//meta/p_mla_apa_research_citation/3/1/3/5/2/pages313529/p313529-2.php. Acesso em: 12 nov. 2018 às 15h00.

DARIANO, J. G. **Carvão Mineral e as Energias Renováveis no Brasil**. 2007. Dissertação (Doutorado)– Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais, UFRGS. Porto Alegre, 2007. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/15450>. Acesso em: 12 nov. 2018 às 15h00.

DAYCHAUM, M. 40 **Ferramentas e Técnicas de Gerenciamento**. [S.l.]: Brasport, 2007.

ENGEMA – ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE GESTÃO EMPRESARIAL E MEIO AMBIENTE. **Cogeração de Energia a Partir do Bagaço de Cana de Açúcar**. 2017. Disponível em: <http://engemausp.submissao.com.br/17/anais/arquivos/271.pdf>. Acesso em: 8 out. 2018 às 11h00.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030 – Geração Termonuclear**. Brasília, 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE%202030%20-%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Termonuclear.pdf>. Acesso em: 25 maio 2018 às 22h00.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE%202030%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es.pdf>. Acesso em: 8 maio 2018 às 19h00.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. Brasília, 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-50/topico-87/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202021.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2018 às 20h00.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT 2022**. Brasília. 2014. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-166/Relat%C3%B3rio%20final%20PEMAT.pdf>. Acesso em: 2 nov. 2018 às 15h00.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília, 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2024>. Acesso em: 28 maio 2018 às 22h00.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional**. Brasília, 2017. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal>. Acesso em: 30 maio 2018 às 19h00.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional**. Brasília, 2018. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf. Acesso em: 2 abr. 2019 às 14h37.

ERNEST – ERNEST & YOUNG. **Desenvolvimento do Gás Natural no Brasil**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_Desenvolvimento_do_gas_natural_no_Brasil/\\$FILE/Estudo_Gas_Web.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_Desenvolvimento_do_gas_natural_no_Brasil/$FILE/Estudo_Gas_Web.pdf). Acesso em: 5 nov. 2018 às 11h00.

ESTEVES, M. C.; MATZ, M. **Fundamentos da Cadeia do Gás Natural**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2013.

FERRARO, M.; HALLACK, M. The Development of the Natural Gas Transportation Network in Brazil: Recent Changes to the Gas Law and its Role in Co-ordinating new Investments. **Energy Policy**, n. 50, p. 601–612, 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512006581>. Acesso em: 7 nov. 2018 às 10h00.

FGV – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **Cadernos FGV Energia Gás Natural**. Rio de Janeiro. 2014. 70 p. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_fgv_energia_-_gas_natural_ok_19_11_14_0.pdf. Acesso em: 9 jun. 2018 às 10h00.

FGV – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **Transporte de Gás Natural no Brasil**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://ceri.fgv.br/sites/ceri.fgv.br/files/arquivos/cartilha-transporte-de-gas-natural-no-brasil-aspectos-regulatorios-fgv-ceri-jun-2016.pdf>. Acesso em: 4 nov. 2018 às 14h00.

FGV – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **Seminário Sobre Matriz e Segurança Energética Brasileira**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/viii_seminario_matriz_de_seguranca_2018_final.pdf . Acesso em: 2 abr. 2019 às 11h00.

FGV – FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **O Novo Mercado de Gás Natural: Opiniões de Especialistas**. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_opiniao_-_agosto_-_web-versao_final.pdf. Acesso em: 9 set. 2019 às 13h00.

GARCIA, R. **Combustíveis e Combustão Industrial**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2012. Cap 6.

GASMIG. **Gás Natural em Minas Gerais**. Belo Horizonte, 2018. Disponível em: <http://www.gasmig.com.br/GasNatural/Paginas/default.aspx> . Acesso em: 7 jun. 2018 às 10h00.

GASNET. **Gás Natural – Gasodutos em Operação**. 2018. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/gasodutos/operacao.asp> . Acesso em: 11 jun. 2018 às 10h00.

GASNET. **Gás Natural – Termelétricas**. 2018. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/termelétricas/ciclo.asp>. Acesso em: 4 out. 2018 às 14h00.

IAB - INSTITUTO ACENDE BRASIL. O Mercado de Gás Natural e a Geração Termelétrica. **White Paper 16**, São Paulo, 2016. Disponível em: http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2016_WhitePaperAcendeBrasil_16_GasNatural_Rev_1.pdf. Acesso em: 20 maio 2018 às 10h00.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook - Special Report “Are We Entering a Golden Age of Gas?”** Paris: OECD/IEA, 2011. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf. Acesso em: 21 maio 2018 às 10h00.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2017**. 2017. Disponível em: <https://www.iea.org/weo2017>. Acesso em: 2 nov. 2018 às 17h00.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Balances 2018**. 2018. Disponível em: https://webstore.iea.org/download/direct/2263?fileName=World_Energy_Balances_2018_Overview.pdf. Acesso em: 1 dez. 2019 às 16h00.

IPB - INSTITUTO BRASILEIRO DO PETRÓLEO. **Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas**. 2017. Disponível em: https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas-1.pdf . Acesso em: 05 novembro 2018 às 15h00.

LORA, E. E. S. **Prevenção e Controle da Poluição nos Setores Energético, Industrial e Transporte**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2012. 480 p.

MARQUES, M. C. S. e cols. **Conservação de Energia: Eficiência Energética de Equipamentos e Instalações**. Itajubá: Fupai, 2006. 596p.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim de Gás Natural 2018**. 2018 Disponível em:
http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_131_JAN_18.rev.pdf/9ccf8f67-c7d3-4ea6-95bd-cca719c62e5b. Acesso em: 8 maio 2018 às 19h00.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural 2018**. 2018 Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2018> . Acesso em: 04 out. 2018 às 13h00.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **CNPE Promove Livre Concorrência no Mercado de Gás Natural do País 2019** Disponível em:
http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/cnpe-promove-livre-concorrenca-no-mercado-de-gas-natural-no-pais?redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fpagina-inicial%2Foutras-noticias%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_32hLrOzMKwWb%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D2 . Acesso em: 9 set. 2019 às 13h00.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **CNPE Resolução N° 16. 2019**. Disponível em:
http://www.mme.gov.br/documents/10584/126063519/Resolucao_CNPE_16_2019.pdf/9b541598-d378-42bb-88de-48d8ad2a9f2b . Acesso em: 9 set. 2019 às 14h26.

MOKHATAB, S. ; POE, W. e cols. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing**. United States of America: Elsevier, 2006. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/book/9780750677769/handbook-of-natural-gas-transmission-and-processing#book-info>. Acesso em: 5 nov. 2018 às 10h00,

MONTEIRO, J. V. de F.; SILVA, J. R. N. M. **Gás Natural Aplicado à Indústria e ao Grande Comércio**. 1.ed. São Paulo: Blucher, 2010. 182 p.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano de Operação Energética 2018 – 2022, PEN 2018**. 2018. Disponível em: http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/REDPL-REL-0236-2018_PEN2018-SumarioExecutivo.pdf#search=Expans%C3%A3o%20da%20Matriz%20EI%C3%A9trica%202017%20E2%80%93%202022 . Acesso em: 8 abr. 2019 às 11h22.

PEREIRA, J. M. **Panorama do Gás Natural e sua Logística**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção)- Departamento de Engenharia Industrial, PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/29507/29507.PD> . Acesso em: 2 nov. 2018 às 15h00.

PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO. *In*: SEMINÁRIO SOBRE MATRIZ E SEGURANÇA ENERGÉTICA BRASILEIRA, 8., 2018. **Anais eletrônicos** [...] Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/renata_nascimento_petrobras.pdf . Acesso em: 21 jan. 2020 às 15h15.

ROCHA, J. C. e cols. A. **Introdução à Química Ambiental**. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2009.

SAVOIA, R. **O Gerenciamento do Planejamento de Mercado nas Distribuidoras de Energia Elétrica: do Racionamento ao Ambiente Regulado e Livre de Contratação de Energia**. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-22092009-112713/publico/Ricardo_Savoia_Defesa_VFinal.pdf. Acesso em: 7 fev. 2020 às 10h00.

SHREVE, R. N.; BRINK JR., JOSEPH A. **Indústrias de Processos Químicos**. 4. ed. Rio de Janeiro: Guanabara, 1997. 717 p.

SOUZA, M. M. D. **Análise da Viabilidade Técnica e Econômica de Processar o Gás Natural para Venda em Plataformas de Campos de Gás Retrógrado Offshore**. 2017. 75 p. Dissertação (Mestrado)- Departamento de Engenharia Química. UFMG. Belo Horizonte, 2017. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.ufmg.br/dspace/bitstream/handle/1843/BUOS->

AVBNFE/dissertacao_marina_analise_da_viabilidade_tecnica_e_economica_de_pro
cessar____o_gas.pdf?sequence=1 . Acesso em: 10 maio 2018 às 10h00.

TAVARES, M.; MENDONÇA, M. **Mercado de Gás brasileiro e o desenvolvimento do não convencional em Minas Gerais**. Belo Horizonte: Gas Energy, 2013.

TCU – TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. **Gás Natural uma Alternativa para uma Indústria mais Competitiva**. 2014. Disponível em:
<https://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId> Acesso em: 7 maio 2018 às 19h00.

TOLMASQUIM, M. T. ; GUERREIRO A. **Matriz Energética Brasileira**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2016

TOLMASQUIM, M.T. The Energy Sector in Brazil: Policy and Perspectives. **Estudos Avançados**, Rio de Janeiro, 2012. Disponível em:
<http://www.scielo.br/pdf/ea/v26n74/a17v26n74.pdf> . Acesso em: 2 nov. 2018 às 20h00.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: **Interciência**, 2001. 271 p. Disponível em:
http://www.escolaelectra.com.br/alumni/biblioteca/Fundamentos_da_Engenharia_do_Petroleo.pdf. Acesso em: 2 nov. 2018 às 19h00.

VAZ, C. E. M. e cols. **Tecnologia da Indústria do Gás Natural**. São Paulo: Blucher, 2008. 416 p. Disponível em:
https://issuu.com/editorablucher/docs/issuu_gas_natural_isbn9788521204213 . Acesso em: 10 nov. 2018 às 16h00.

VENTURA FILHO, A. **A Política Energética do Brasil**, 2015. Disponível em
<http://www.kas.de/wf/doc/15617-1442-5-30.pdf>. Acesso em: 6 maio 2018 às 20h00.

ZARE, K; TEKMEH, J.M.; KARIMI, S. A SWOT Framework for Analyzing the Electricity Supply Chain using Integrated AHP Methodology Combined with Fuzzy – TOPSIS. **International Strategic Management. Review**, v. 3, p. 66-80, 2015. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2306774815000071> . Acesso em: 6 fev. 2020 às 16h00.