

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA  
DO RIO DE JANEIRO



**Hugo Machado Gonçalves**

**Gás Natural *offshore*: Panorama, análise e alternativas para otimização da produção na costa brasileira**

**Projeto de Graduação**

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia  
Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Sérgio Leal Braga

Rio de Janeiro  
Dezembro de 2019

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente agradeço aos meus pais por me proporcionarem o privilégio de estudar na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e por todo apoio durante toda minha vida.

À minha noiva, Paula, por estar ao meu lado em todos os momentos, desde o início dessa jornada.

À minha família, em especial meu Tio Márcio e aos amigos pela motivação, companheirismo, apoio e carinho.

Por último, mas não menos importante, à PUC-Rio, por me proporcionar excelentes professores, em especial meu orientador Prof. Sérgio Braga, grandes amizades e oportunidades de aprendizado muito além das disciplinas de Engenharia.

## **RESUMO**

### **Gás Natural offshore: Panorama, análise e alternativas para otimização da produção na costa brasileira**

O gás natural tem grande importância na matriz energética mundial, por ser um combustível fóssil menos poluente e com aplicação em diversas indústrias, principalmente para a geração de energia elétrica. A descoberta de reservatórios de óleo e gás na camada de pré-sal, na costa brasileira nos últimos 15 anos têm trazido novas possibilidades para o mercado de gás natural nacional. Estas descobertas também trouxeram grandes desafios relacionados à sua composição, produção e transporte. Neste trabalho foram analisados o cenário e o mercado de gás natural atual do Brasil, o escoamento da produção, além de alternativas como construção de novos gasodutos, navios de liquefação de gás natural (FLNG), navios de gás comprimido, gas to wire (GTW), gas to liquids (GTL), além da reinjeção. Foi possível realizar uma comparação entre as tecnologias existentes e aquelas que ainda carecem de desenvolvimento para o transporte efetivo e adequado da produção nacional que está crescendo cada vez mais, tornando o Brasil um país autossuficiente e exportador deste energético.

Palavras chaves: Gás Natural. Pré-Sal. Gasodutos Submarinos. FLNG. Transporte de Gás. Energia.

## **ABSTRACT**

### **Offshore Natural Gas: Panorama, analysis and alternatives for production optimization off the Brazilian coast**

Natural Gas has major importance in the world energy matrix, as it is a less polluting fossil fuel and has applications in several industries, mainly for electric power generation. The discovery of pre-salt oil and gas reservoirs off the Brazilian coast in the last 15 years, presents new possibilities for the national natural gas market. Those findings also pose major challenges related to their composition, production and transportation to the coast. In this project, the scenario, the current natural gas market in Brazil, the current production flow to the coast, as well as alternatives such as the construction of new pipelines, natural gas liquefaction vessels (FLNG), compressed gas vessels, gas to wire (GTW), gas to liquids (GTL) and reinjection. It was possible to make a comparison between the existing technologies and those ones that still need development for effective and adequate transportation for the growing national production, transforming Brazil in a self-sufficient country and exporter of this fossil fuel.

Key-words: Natural Gas. Pre-Salt. Subsea Pipelines. FLNG. Gas Flow. Energy.

## Sumário

1 . Introdução	9
2. Motivação	11
2.1. Contexto	11
2.3. Produção, importação e consumo.	12
2.2. O gás natural e a geração de energia	14
3. Pré-Sal e o Gás Natural	16
3.1. O pré-sal	16
3.2. O Gás Natural do pré-sal	17
3.3. Produção e processamento do gás natural	20
3.4. Exportação da produção <i>offshore</i>	22
3.4.1. Rota 1 - Gasoduto de Mexilhão	24
3.4.2. Rota 2 – Gasoduto de Cabiúnas	24
3.4.3. Rota 3 – COMPERJ	25
3.5. Importação de Gás Natural	25
3.5.1. Gasoduto Brasil-Bolívia	26
3.5.2 – Importação de GNL	27
3.6. Dificuldades para produção e escoamento	28
4. Alternativas para exportação da produção <i>offshore</i>	30
4.1. Construção de novos gasodutos	31
4.2. Navios de Liquefação de Gás Natural (FLNG)	32
4.3. Reinjeção de gás natural nos reservatórios	33
4.4. Outros Métodos de Utilização do Gás Natural	35
4.4.1. Gas Natural Comprimido (GNC)	35
4.4.2. Gas to Wire (GTW)	35
4.4.3. Gas to Liquids (GTL)	36
4.5. Comparação Econômica	36
5. Conclusão	39
6. Referências Bibliográficas	42

## Lista de figuras

Figura 2.1: Perspectivas de produção de gás natural no Brasil	12
Figura 2.2: Balanço de gás natural no Brasil, nos anos de 2016, 2017 e 2018	14
Figura 2.3: Gráfico de Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte	15
Figura 3.1: Polígono do pré-sal	17
Figura 3.2: Gráfico histórico de produção de Gás Natural	19
Figura 3.3: Fluxograma de processamento de fluidos de FPSO utilizada no pré-sal	22
Figura 3.4: Mapa esquemático sem escala, Rotas 1, 2 e 3	23
Figura 4.1: Gráfico comparativo entre meios de transporte de gás natural	30
Figura 4.2: Gasodutos estudados nas Bacias de Santos e Campos	31
Figura 4.3: Unidade de FLNG Prelude	33
Figura 4.4: Gráfico de Reinjeção de Gás	34

## Lista de tabelas

Tabela 1.1: Reservas Provadas de Gás Natural, segundo regiões geográficas, países e blocos econômicos 2009-2018	10
Tabela 2.1: Produção nacional por tipo e localização	11
Tabela 2.2: Balanço de gás natural – Brasil 2019	13
Tabela 2.3: Relação entre os poluentes emitidos e os principais combustíveis utilizados na geração de energia (IEMA, 2016).	15
Tabela 3.1: Coordenadas geográficas do polígono do pré-sal, conforme Lei no 12.351 de 2010	16
Tabela 3.2: Composição típica do gás natural	18
Tabela: 3.3: Composição típica do gás natural em algumas bacias e no pré-sal do Brasil	18
Tabela 4.1: CAPEX e OPEX dos principais meios de exportação da produção de GN	37
Tabela 4.2: Custo de Produção do gás natural por tecnologia	38

## Lista de Acrônimos

Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Combustíveis	ANP
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>
Dióxido de Enxofre	SO <sub>2</sub>
Empresa de Pesquisa Energética	EPE
Exploração e Produção	E&P
Floating Production Storage and Offloading	FPSO
Gás Natural	GN
Gás Natural Associado	GASA
Gás Natural Comprimido	GNC
Gás Natural Liquefeito	GNL
Gás Natural Não Associado	GASN
Gas to Liquid	GTL
Gas to Wire	GTW
Gasoduto Brasil-Bolívia	GASBOL
Material Particulado	MP
Milhões	MM
Navio de Gás Natural Liquefeito ( <i>Floating Liquefied Natural Gas</i> )	FLNG
Offshore Technology Conference	OTC
Óxidos de Nitrogênio	NO <sub>x</sub>
Razão Gás - Óleo	RGO
Sulfeto de Hidrogênio	H <sub>2</sub> S
Unidade de Processamento de Gás Natural	UPGN



## 1. Introdução

A descoberta do pré-sal, na costa de Santa Catarina, São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo, abrangendo as Bacias de Campos e Santos, nos últimos 15 anos, alavancou as reservas de petróleo e gás provadas no país. No mercado competitivo mundial do setor de Óleo e Gás, o Brasil se posiciona cada vez mais como uma das grandes nações produtoras de petróleo e gás natural no mundo, enfrentando desafios únicos em sua produção devido às condições de operação e localização das reservas *offshore*.

Segundo o anuário estatístico de 2019 da Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Combustíveis, ANP, em 2018 as reservas mundiais provadas de gás natural somaram 196,9 trilhões de m<sup>3</sup>. Neste cenário, o Brasil ocupa a 32<sup>a</sup> posição no ranking de reservas provadas de Gás Natural, com 38.000 bilhões de metros cúbicos de reservas provadas, conforme exposto na Tabela 1.1.

Apesar da capacidade exploratória das reservas de petróleo e gás natural na costa brasileira, ainda existem diversos campos sem poços explorados. Neste sentido, é muito importante que o país transforme estas reservas em riquezas enquanto seus valores são altos, uma vez que há a perspectiva futura de produção cada vez maior de energia limpa e renovável, o que fará diminuir os investimentos no setor e conseqüentemente à redução da produção e investimentos (IBP, 2018).

Aliado a isto, temos visto cada vez mais a necessidade de alternativas para a geração de energia elétrica, uma vez que a principal fonte de energia elétrica brasileira, as usinas hidroelétricas, têm passado por períodos instáveis devido a imprevisibilidade de chuvas e conseqüentemente a redução nos níveis dos reservatórios que as alimentam. Nesta situação, as usinas termelétricas movidas a gás natural têm papel importante, uma vez que elas ocupam a segunda posição na geração de energia elétrica do país (EPE, 2019a).

REGIÕES GEOGRÁFICAS, PAÍSES E BLOCOS ECONÔMICOS	RESERVAS PROVADAS DE GÁS NATURAL (TRILHÕES M³)										18/17 %
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
<b>TOTAL</b>	<b>171,04</b>	<b>178,51</b>	<b>188,61</b>	<b>187,68</b>	<b>189,24</b>	<b>190,40</b>	<b>188,56</b>	<b>190,69</b>	<b>195,12</b>	<b>196,85</b>	<b>0,37</b>
<b>América do Norte</b>	<b>9,37</b>	<b>10,49</b>	<b>11,24</b>	<b>10,61</b>	<b>11,45</b>	<b>12,21</b>	<b>10,65</b>	<b>10,93</b>	<b>14,06</b>	<b>13,92</b>	<b>-0,95</b>
Canadá	1,65	1,88	1,83	1,90	1,93	1,89	2,07	2,00	1,98	1,85	-6,70
Estados Unidos	7,39	8,26	9,06	8,35	9,17	10,00	8,34	8,74	11,89	11,89	-
México	0,34	0,35	0,36	0,36	0,34	0,32	0,24	0,20	0,18	0,18	-
<b>Américas Central e do Sul</b>	<b>7,56</b>	<b>8,11</b>	<b>8,12</b>	<b>8,25</b>	<b>8,23</b>	<b>8,22</b>	<b>8,26</b>	<b>8,28</b>	<b>8,18</b>	<b>8,18</b>	<b>-0,01</b>
Argentina	0,37	0,35	0,32	0,31	0,32	0,32	0,34	0,33	0,35	0,35	-
Bolívia	0,27	0,27	0,27	0,31	0,29	0,27	0,27	0,29	0,29	0,29	-
Brasil	0,38	0,44	0,47	0,47	0,47	0,49	0,44	0,39	0,38	0,38	-0,14
Colômbia	0,13	0,15	0,15	0,16	0,15	0,13	0,12	0,11	0,11	0,11	-
Peru	0,33	0,34	0,35	0,42	0,41	0,40	0,38	0,44	0,35	0,35	-
Trinidad e Tobago	0,40	0,37	0,37	0,36	0,34	0,32	0,32	0,29	0,31	0,31	-
Venezuela	5,62	6,13	6,14	6,17	6,19	6,24	6,33	6,37	6,34	6,34	-
Outros	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	-
<b>Europa e Eurásia</b>	<b>51,12</b>	<b>54,20</b>	<b>62,24</b>	<b>62,10</b>	<b>62,43</b>	<b>62,60</b>	<b>62,37</b>	<b>61,94</b>	<b>65,91</b>	<b>66,67</b>	<b>1,15</b>
Alemanha	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	-18,33
Azerbaijão	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,34	1,32	1,32	1,32	2,13	61,56
Cazaquistão	1,28	1,29	1,35	0,93	1,06	1,06	1,09	1,02	0,99	0,99	-
Dinamarca	0,07	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,02	0,01	0,03	0,03	-0,16
Holanda	1,23	1,15	1,09	0,84	0,79	0,71	0,73	0,65	0,59	0,59	-
Itália	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,05	8,49
Noruega	2,03	2,03	2,05	2,07	2,03	1,91	1,84	1,75	1,72	1,61	-6,23
Polônia	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	-
Reino Unido	0,25	0,25	0,24	0,24	0,24	0,20	0,21	0,18	0,19	0,19	-
Romênia	0,56	0,55	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	-
Rússia	34,05	34,12	34,46	34,64	34,94	35,05	34,96	34,83	38,94	38,94	-
Turcomenistão	8,18	11,33	19,49	19,49	19,49	19,49	19,49	19,49	19,49	19,49	-
Ucrânia	0,75	0,73	0,73	1,17	1,14	1,14	1,07	1,05	1,03	1,09	5,77
Uzbequistão	1,27	1,25	1,25	1,25	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	-
Outros	0,20	0,20	0,21	0,21	0,20	0,19	0,19	0,18	0,18	0,18	-0,70
<b>Oriente Médio</b>	<b>73,62</b>	<b>76,81</b>	<b>77,79</b>	<b>77,39</b>	<b>77,65</b>	<b>77,61</b>	<b>76,97</b>	<b>77,61</b>	<b>75,31</b>	<b>75,51</b>	<b>0,26</b>
Arábia Saudita	7,40	7,51	7,60	7,66	7,76	7,91	8,01	8,04	5,65	5,89	4,28
Bahrein	0,22	0,21	0,21	0,19	0,18	0,17	0,16	0,17	0,18	0,18	-
Catar	26,21	25,92	25,92	25,76	25,54	25,39	25,15	24,92	24,70	24,70	-
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	-
Ímen	0,32	0,32	0,30	0,29	0,28	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	-
Irã	27,97	31,25	31,75	31,91	32,13	32,13	31,64	31,85	31,93	31,93	-
Iraque	3,01	3,01	3,41	3,00	3,00	3,00	3,00	3,63	3,56	3,56	-
Israel	0,09	0,19	0,19	0,19	0,19	0,18	0,17	0,17	0,46	0,41	-9,51
Omã	0,50	0,49	0,49	0,48	0,66	0,65	0,66	0,66	0,66	0,66	-
Síria	0,27	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	-
<b>África</b>	<b>14,12</b>	<b>13,98</b>	<b>14,03</b>	<b>13,82</b>	<b>13,54</b>	<b>14,04</b>	<b>13,86</b>	<b>14,30</b>	<b>14,43</b>	<b>14,43</b>	<b>0,03</b>
Argélia	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	4,34	-
Egito	2,11	2,13	2,11	1,96	1,78	2,10	2,01	2,14	2,14	2,14	-
Líbia	1,47	1,42	1,47	1,47	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	-
Nigéria	5,03	4,92	4,92	4,86	4,85	5,06	5,02	5,20	5,35	5,35	-
Outros	1,18	1,18	1,20	1,19	1,14	1,11	1,07	1,20	1,18	1,18	0,36
<b>Ásia-Pacífico</b>	<b>15,24</b>	<b>14,92</b>	<b>15,18</b>	<b>15,41</b>	<b>15,94</b>	<b>15,73</b>	<b>16,45</b>	<b>17,64</b>	<b>18,23</b>	<b>18,13</b>	<b>-0,55</b>
Austrália	2,75	2,86	2,81	2,82	2,82	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	-
Bangladesh	0,35	0,34	0,34	0,27	0,24	0,22	0,20	0,18	0,16	0,16	-
Brunel	0,30	0,29	0,28	0,28	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	-
China	2,87	2,75	2,93	3,14	3,37	3,58	4,68	5,48	6,07	6,07	-
Índia	1,07	1,11	1,23	1,28	1,30	1,37	1,20	1,18	1,24	1,29	3,87
Indonésia	3,12	3,01	3,01	2,97	2,92	2,88	2,82	2,91	2,88	2,76	-4,29
Malásia	2,40	2,41	2,45	2,51	2,68	2,74	2,74	2,39	2,39	2,39	-
Mianmar	0,33	0,22	0,22	0,28	0,52	0,52	0,52	1,17	1,17	1,17	-
Paquistão	0,58	0,55	0,55	0,54	0,49	0,45	0,38	0,36	0,38	0,37	-3,69
Papua Nova Guiné	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,14	0,20	0,19	0,18	-5,12
Tailândia	0,32	0,31	0,29	0,26	0,25	0,23	0,21	0,20	0,19	0,19	-
Vietnã	0,71	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	-
Outros	0,29	0,28	0,28	0,26	0,29	0,28	0,26	0,26	0,25	0,25	-0,18
<b>TOTAL OPEP</b>	<b>88,68</b>	<b>92,14</b>	<b>93,18</b>	<b>92,80</b>	<b>92,88</b>	<b>93,12</b>	<b>92,54</b>	<b>93,40</b>	<b>90,92</b>	<b>91,16</b>	<b>0,27</b>
<b>TOTAL NÃO OPEP</b>	<b>82,36</b>	<b>86,37</b>	<b>95,43</b>	<b>94,88</b>	<b>96,36</b>	<b>97,28</b>	<b>96,02</b>	<b>97,29</b>	<b>105,21</b>	<b>105,69</b>	<b>0,46</b>

Tabela 1.1: Reservas Provadas de Gás Natural, segundo regiões geográficas, países e blocos econômicos 2009-2018 (ANP, 2019a).

## 2. Motivação

### 2.1. Contexto

O descobrimento de grandes reservas de gás natural nas últimas décadas na costa brasileira, bem como o aumento da produção de petróleo e gás natural no país, fez com que os investimentos na busca por novas tecnologias e alternativas para escoamento da produção fosse aumentado. Apesar do petróleo ser o grande atrativo das companhias exploradoras, há de se investir também em alternativas que busquem o escoamento e consequente monetização do gás natural, uma vez que este combustível tem valor associado, assim como importância energética na produção de energia elétrica e fabricação de produtos derivados.

No cenário do gás natural, o Brasil ainda apresenta grande dificuldade no escoamento da produção *offshore*, que responde por aproximadamente 80% da produção total nacional, de acordo com a Tabela 2.1. Atualmente o escoamento da produção de gás natural depende dos gasodutos Rota 1 e Rota 2, em operação desde 2011 e 2016 respectivamente e com capacidade de escoamento de 10 e 16MM m<sup>3</sup>/d da produção da camada de pré-sal. Assim, grande parte do gás que poderia ser utilizado para a geração de energia, bem como para a transformação em outros tipos de combustíveis e produtos, é reinjetado nos poços exploratórios para manutenção de pressão dos reservatórios ou queimado nas torres de *flare* das plataformas de produção (SANTINI; ORTIZ, 2014).

PROD. NACIONAL (em milhões m <sup>3</sup> /dia)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Terra	22,98	23,84	21,46	21,95	20,32	19,82	19,64	19,08	19,10	21,34	24,42	25,22					21,12
Mar	73,25	79,97	88,41	89,98	92,88	90,33	91,85	93,85	98,84	89,81	99,74	108,10					95,67
Gás Associado	70,19	78,19	84,83	88,69	92,26	89,59	92,58	94,03	98,51	92,04	100,70	107,60					95,92
Gás Não Associado	26,05	25,62	25,08	23,25	20,93	20,57	18,91	18,89	19,43	19,11	23,45	25,72					20,88
<b>TOTAL</b>	<b>96,24</b>	<b>103,80</b>	<b>109,87</b>	<b>111,94</b>	<b>113,20</b>	<b>110,15</b>	<b>111,49</b>	<b>112,93</b>	<b>117,94</b>	<b>111,15</b>	<b>124,16</b>	<b>133,32</b>					<b>116,79</b>

Tabela 2.1: Produção nacional por tipo e localização (MME, 2019)

Desta forma, tem-se buscado alternativas viáveis para a otimização da utilização e transporte do gás natural de forma a incrementar a oferta deste

combustível no mercado, uma vez que ainda dependemos de importação para complementar a demanda do gás utilizado no Brasil

Conforme dados da EPE (2019b), mostrados no gráfico da Figura 2.1, há previsão de aumento médio de 6,6% a.a. até 2030 na produção e oferta de gás natural no Brasil. Tal aumento traz consigo a necessidade de melhora na infraestrutura do escoamento da produção *offshore*. Neste sentido, já estão sendo estudadas alternativas para o escoamento da produção nacional tais como novos gasodutos submarinos, navios de liquefação de gás natural (FLNG), navios gás natural comprimido (GNC), entre outros.

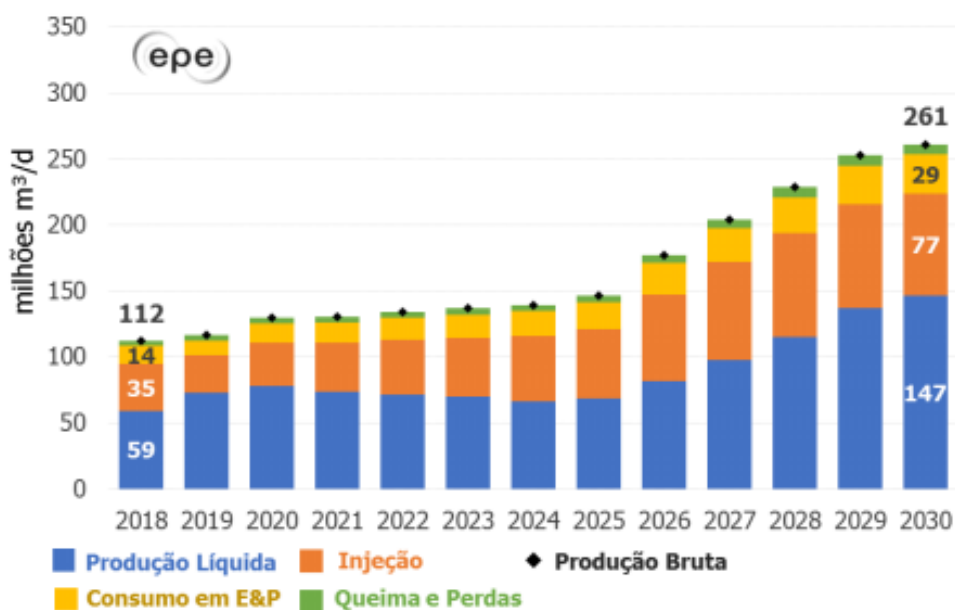


Figura 2.1: Perspectivas de produção de gás natural no Brasil (EPE, 2019b)

### 2.3. Produção, importação e consumo.

De acordo com os dados apresentados na Tabela 2.2, a produção média de gás natural no ano de 2019<sup>1</sup> foi de 116,79MM m<sup>3</sup>/d, destes 34,3% foram utilizados para reinjeção e 4,1% foram queimados ou perdidos. São consideradas duas fontes de perdas de gás, as perdas físicas como a fuga do gás natural para a atmosfera nas instalações e canalizações e as perdas não físicas, associadas a imprecisão dos instrumentos de medição do gás, fraudes e furtos (ARESC, 2017). Após considerar

<sup>1</sup> Foi considerada a produção de gás natural entre os meses de janeiro e agosto de 2019.

os volumes reinjetados, perdidos, o consumo nas unidades de exploração e produção (E&P) e absorção nas (Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), foi ofertado no mercado nacional 54,16MM m<sup>3</sup>/d de gás natural.

A oferta de gás importado foi de 24,52MM m<sup>3</sup>/d, onde 62,5% foram importados da Bolívia através do Gasoduto Bolívia - Brasil e o restante foi importado na forma de GNL de países como Nigéria, Trinidad e Tobago, Noruega, Estados Unidos, entre outros (MME, 2019).

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2015	Média 2016	Média 2017	Média 2018	2019												Média 2019
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	96,24	103,80	109,86	111,94	113,20	110,15	111,49	112,93	117,94	111,15	124,16	133,32					116,79
Reinjeção	24,29	30,24	27,61	35,10	33,61	36,21	35,84	38,66	41,44	39,24	45,19	50,07					40,03
Queima e perda	3,83	4,05	3,77	3,72	5,64	5,11	5,88	6,04	4,91	4,05	3,47	3,32					4,80
Consumo nas unidades de E&P	12,20	12,89	13,44	13,74	13,96	12,90	13,27	13,48	13,89	13,66	14,34	14,80					13,79
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,77	4,21	4,58	4,29	4,01	3,47	3,68	3,83	4,16	4,04	4,31	4,53					4,00
<b>OFERTA NACIONAL</b>	<b>52,15</b>	<b>52,40</b>	<b>60,46</b>	<b>55,09</b>	<b>55,97</b>	<b>52,46</b>	<b>52,82</b>	<b>50,93</b>	<b>53,54</b>	<b>50,16</b>	<b>56,85</b>	<b>60,60</b>					<b>54,16</b>
Importação - Bolívia	32,03	28,33	24,33	22,11	17,23	25,22	13,11	12,43	12,56	12,89	13,39	15,79					15,33
Importação - Argentina	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00					0,00
Regaseificação de GNL	17,94	3,81	5,05	6,92	0,41	10,77	10,64	9,83	5,74	9,12	12,41	14,60					9,19
<b>OFERTA IMPORTADA</b>	<b>50,43</b>	<b>32,13</b>	<b>29,37</b>	<b>29,03</b>	<b>17,64</b>	<b>36,00</b>	<b>23,75</b>	<b>22,26</b>	<b>18,31</b>	<b>22,02</b>	<b>25,80</b>	<b>30,39</b>					<b>24,52</b>
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>102,58</b>	<b>84,54</b>	<b>89,83</b>	<b>84,12</b>	<b>73,61</b>	<b>88,45</b>	<b>76,56</b>	<b>73,19</b>	<b>71,86</b>	<b>72,18</b>	<b>82,65</b>	<b>90,98</b>					<b>78,69</b>
Consumo - GASBOL	1,19	1,09	0,79	0,63	0,69	0,85	0,23	0,23	0,21	0,24	0,28	0,27					0,37
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,75	3,18	3,48	4,64	5,18	6,16	6,32	7,63	4,62	4,76	4,40	3,83					5,36
Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	3,94	4,28	4,27	5,27	5,87	7,01	6,55	7,86	4,84	5,00	4,67	4,10					5,74
Industrial	43,61	40,82	40,77	39,75	38,14	38,47	36,36	36,07	38,63	37,82	36,55	36,82					37,36
Automotivo	4,82	4,96	5,40	6,06	6,16	6,39	6,14	6,13	6,08	5,98	5,91	5,98					6,10
Residencial	0,97	1,11	1,18	1,26	0,83	0,91	1,18	1,21	1,18	1,48	1,48	1,55					1,23
Comercial	0,79	0,83	0,78	0,84	0,82	0,88	0,92	0,88	0,89	0,91	1,01	0,89					0,90
Geração Elétrica	45,90	29,59	34,25	27,69	19,00	31,64	21,53	17,76	17,09	17,96	29,89	37,01					23,99
Cogeração	2,50	2,37	2,65	2,84	2,46	2,81	3,48	2,87	2,61	2,57	2,53	2,54					2,74
Outros (inclui GNC)	0,04	0,58	0,53	0,40	0,33	0,35	0,40	0,41	0,53	0,46	0,60	2,10					0,65
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>98,63</b>	<b>80,26</b>	<b>85,56</b>	<b>78,85</b>	<b>67,74</b>	<b>81,44</b>	<b>70,02</b>	<b>65,33</b>	<b>67,02</b>	<b>67,18</b>	<b>77,97</b>	<b>86,89</b>					<b>72,95</b>

Fontes: ANP, Akegas, Petrolbras e TSB.

Tabela 2.2: Balanço de gás natural – Brasil 2019 (MME, 2019).

Podemos observar na Figura 2.2, que quando comparados aos anos anteriores, está ocorrendo aumento de produção e redução da importação de gás natural no Brasil, porém quando consideramos apenas a produção versus a oferta nacional, vemos que aproximadamente metade do volume produzido não é

direcionado para o mercado, tornando o país dependente de importação para suprir a demanda.

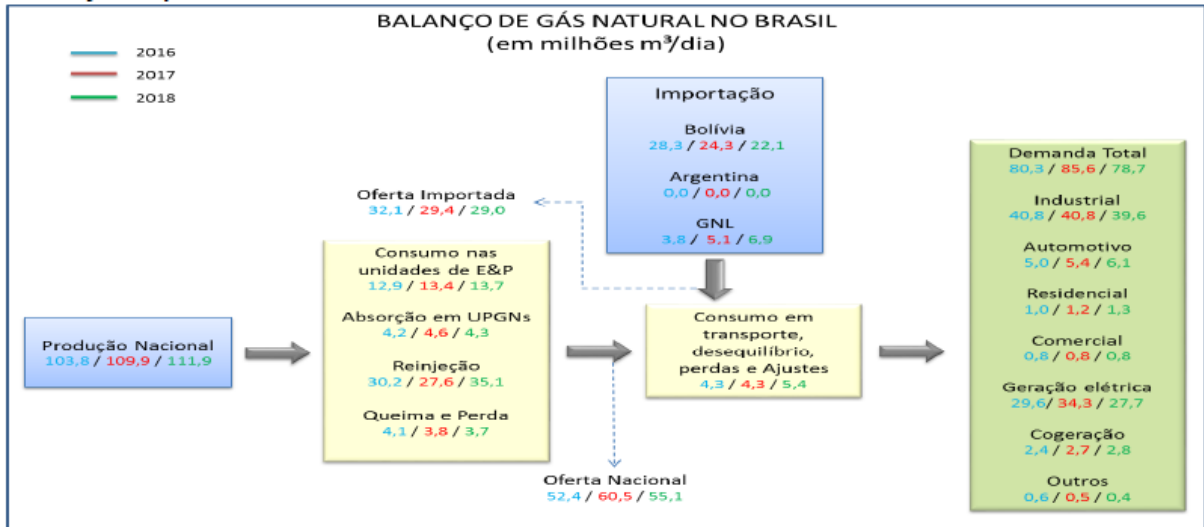


Figura 2.2: Balanço de gás natural no Brasil, nos anos de 2016, 2017 e 2018 (MME, 2019)

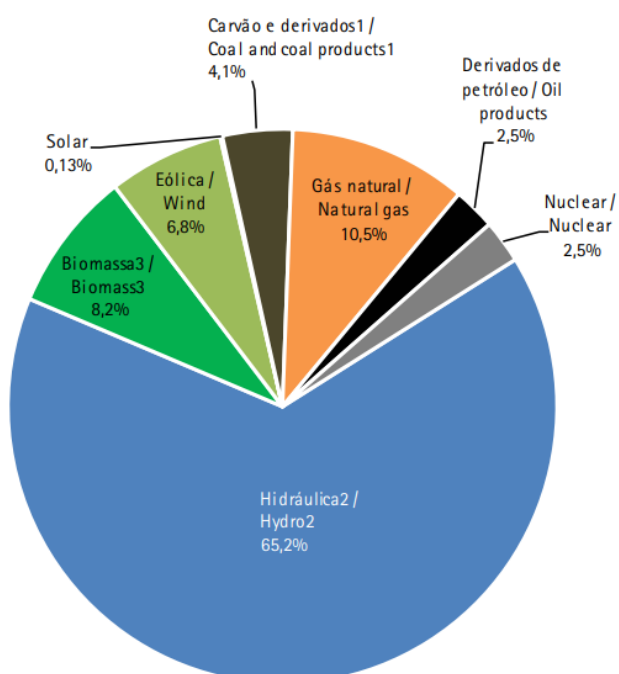
## 2.2. O gás natural e a geração de energia

A diversificação da matriz energética brasileira, com alternativas renováveis e não renováveis é necessária para a estabilidade do sistema elétrico do país, e neste sentido, a utilização de gás natural para ativação de usinas termelétricas é fundamental. De acordo com a Union of Concerned Scientists (2014), o gás natural emite de 50 a 60% menos Dióxido Carbônico (CO<sub>2</sub>) numa usina térmica quando comparado à utilização de carvão e também apresenta uma redução de 15 a 20% na emissão de gases poluentes quando comparado à gasolina queimada num automóvel de passeio. Ao analisar os principais combustíveis fósseis utilizados na geração de energia, podemos observar na Tabela 2.3 que o gás natural apresenta menor emissão de poluentes, quando comparados ao carvão mineral e óleo diesel e combustível.

	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MP	CO <sub>2</sub>
<b>Carvão mineral</b>	alto	alto	alto	alto
<b>Óleo Diesel e Óleo Combustível</b>	médio	médio	médio	médio
<b>Gás natural</b>	baixo	alto	baixo	médio

Tabela 2.3: Relação entre os poluentes emitidos e os principais combustíveis utilizados na geração de energia (IEMA, 2016).

Deve-se mencionar também o aumento na geração de energia através de fontes eólicas e solar, que já respondem por 6,9% da produção total de eletricidade do país, conforme Figura 2.3. Contudo, assim como a energia hidrelétrica, sua geração é intermitente e imprevisível, depende de condições climáticas favoráveis para a produção. Por esta razão, torna o produto mais caro ao consumidor toda vez que há escassez destes recursos, devendo ativar as usinas térmicas movidas à gás natural, que respondem por 10% da produção nacional (EPE, 2018).



Notas / Notes:

1. Inclui gás de coqueria / Includes coke oven gas

2. Inclui importação de eletricidade / Includes electricity imports

3. Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações / Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Figura 2.3: Gráfico de Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte (EPE, 2018)

### 3. Pré-Sal e o Gás Natural

#### 3.1. O pré-sal

Em 2006, a descoberta do campo de Tupi (hoje, campo de Lula), revolucionou a indústria do petróleo no Brasil. Foram localizados importantes reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da camada de sal, com profundidades de 5 a 7 mil metros e lâmina d'água de 2 mil, numa área costeira compreendida entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo. Com 800 km de extensão e 200 km de largura, o polígono do pré-sal como é conhecido, apresenta grandes reservas de petróleo leve, com alto valor comercial (ALMEIDA et al., 2017). Os campos produtores do pré-sal estão localizados na área definida no inciso IV do caput do art. 2o da Lei no 12.351, de 2010, com suas coordenadas expostas na Tabela 3.1 e ilustrada na Figura 3.1.

<b>POLÍGONO PRÉ-SAL</b>		
<b>COORDENADAS POLICÔNICA/SAD69/MC54</b>		
<b>Longitude (W)</b>	<b>Latitude (S)</b>	<b>Vértices</b>
5828309,85	7131717,65	1
5929556,5	7221864,57	2
6051237,54	7283090,25	3
6267090,28	7318567,19	4
6435210,56	7528148,23	5
6424907,47	7588826,11	6
6474447,16	7641777,76	7
6549160,52	7502144,27	8
6502632,19	7429577,67	9
6152150,71	7019438,85	10
5836128,16	6995039,24	11
5828309,85	7131717,65	1

Tabela 3.1: Coordenadas geográficas do polígono do pré-sal, conforme Lei no 12.351 de 2010 (BRASIL, 2010)



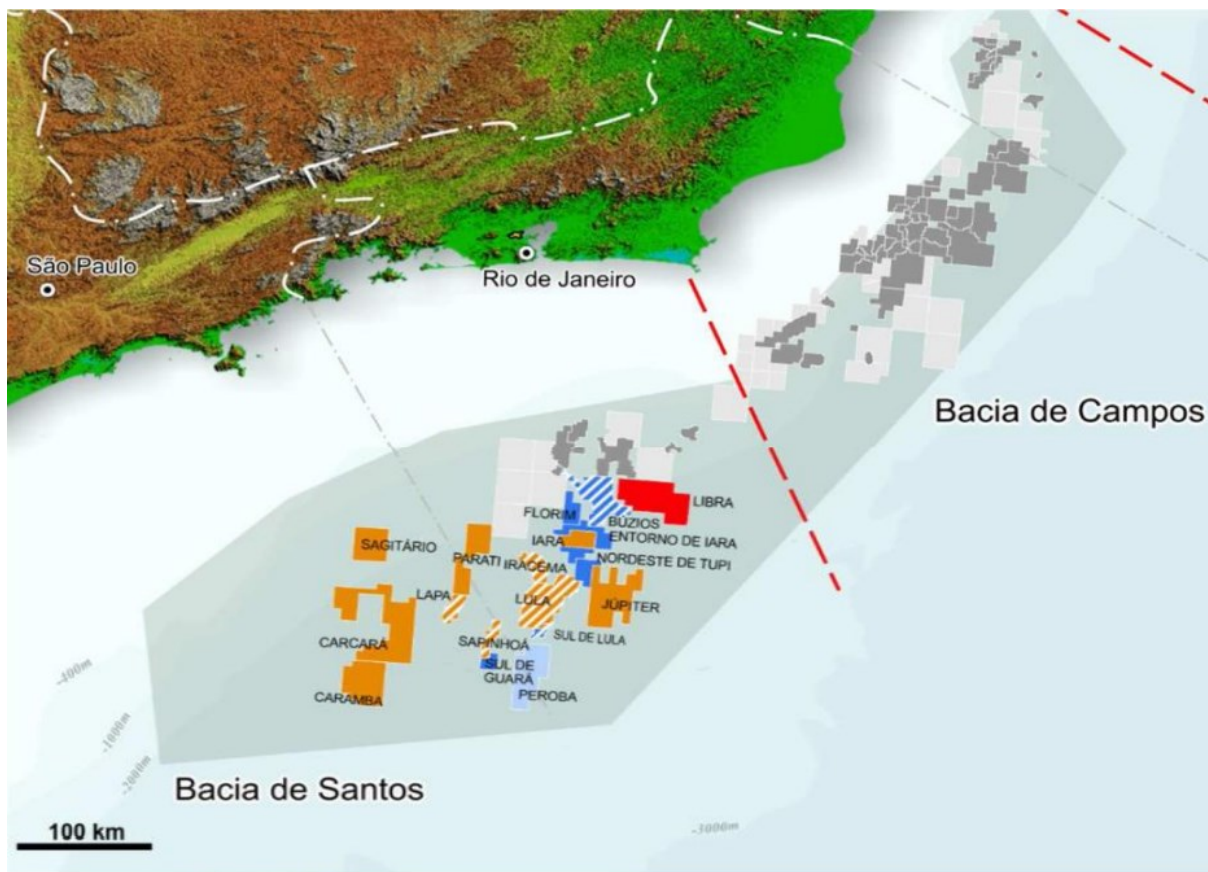


Figura 3.1: Polígono do pré-sal (PPSA, 2016)

### 3.2. O Gás Natural do pré-sal

De acordo com Vaz (2008), o gás natural é a porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições de reservatório, e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura. Sua composição é constituída de hidrocarbonetos, compostos orgânicos de átomos de hidrogênio e carbono, e não hidrocarbonetos, tais como nitrogênio e dióxido de carbono.

**Composição Típica do Gás Natural**

Nome	Fórmula	Volume (%)
Metano	CH <sub>4</sub>	>85
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3-8
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1-2
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<1
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	<1
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	1-2
Ácido Sulfídrico	H <sub>2</sub> S	<1
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	1-5
Hélio	He	<0,5

Tabela 3.2: Composição típica do gás natural (MOKHATAB; POE; SPEIGHT, 2006)

Ao contrário da composição típica do gás natural exposta na Tabela 3.2, o gás natural produzido no pré-sal contém alto teor de Dióxido de Carbono, conforme mostrado na Tabela 3.3, demandando processos autônomos de separação e compressão (ORTIZ, 2015). Os gases com alta concentração de CO<sub>2</sub> trazem importante desafio tecnológico para sua separação e armazenamento. Antes de enviar o gás para a terra ou utilizá-lo, é necessário o tratamento do gás, pois as elevadas concentrações de CO<sub>2</sub> são altamente corrosivas. A separação do CO<sub>2</sub> atualmente é feita por plantas de separação por membranas instaladas nas plataformas. Seus equipamentos apresentam custo elevado, alta demanda de energia elétrica e dimensões elevadas, ocupando áreas importantes no *layout* das plataformas. A reinjeção de gás nos poços também apresenta importante desafio tecnológico pois exigem equipamentos resistentes à corrosão (ALMEIDA et al., 2017).

Nome	Fórmula	Volume (%)			
		Rio de Janeiro	São Paulo	Espirito Santo	Pré-Sal
Metano	CH <sub>4</sub>	79,69	87,99	88,16	73,14
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	9,89	6,27	4,8	5,21
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	5,9	2,86	2,7	2,38
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,13	1,16	1,55	0,96
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,77	0,27	0,44	0,22
Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,44	0,07	0,44	0,06
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	0,8	1,16	1,62	0,96
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	0,5	0,23	0,24	17,1

Tabela: 3.3: Composição típica do gás natural em algumas bacias e no pré-sal do Brasil (GRANADA, 2017).

O Gás natural pode ser dividido em dois grupos, o Gás Natural Associado (GASA) e o Gás Natural Não Associado (GASN). O gás natural não associado é aquele encontrado livres de óleo ou água, encontrado predominantemente na camada rochosa, diminuindo os processos para sua comercialização uma vez que não há necessidade de separá-lo. Já o gás natural associado é aquele encontrado dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás, devendo ser processado e separado antes de sua utilização. O gás natural não-associado é o mais encontrado nos campos brasileiros, representando aproximadamente 80% do gás produzido no país, conforme Figura 3.2.

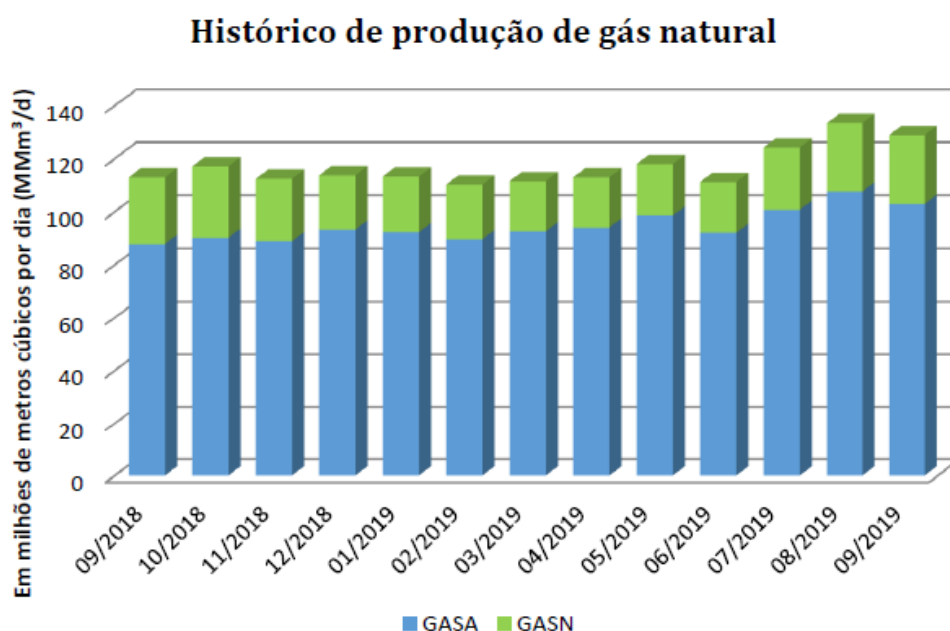


Figura 3.2: Gráfico histórico de produção de Gás Natural (MME, 2019)

Além dos altos índices de Dióxido de Carbono, os campos do pré-sal apresentam alta razão gás - óleo (RGO<sup>2</sup>), na ordem de 250 a 300, podendo chegar a mais de 500 no campo de Libra. Com a tecnologia convencional disponível, a viabilidade de separação do gás nas condições únicas encontradas no pré-sal, tornam-se difíceis. O espaço ocupado pela tecnologia convencional é grande, sendo

<sup>2</sup> A RGO mede o volume de gás em relação ao volume de óleo nas condições de superfície (ALMEIDA et al., 2017)

difícil replicar estes equipamentos para atender às condições de operação nos limitados espaços disponíveis nas embarcações.

As condições únicas de operação do pré-sal fizeram com que a PETROBRAS investisse em pesquisas e novas tecnologias para enfrentar os desafios que a operação em águas ultra profundas oferece. É importante citar que em 2015, a PETROBRAS foi premiada pela *Offshore Technology Conference* (OTC) pelo conjunto de tecnologias desenvolvidas para a produção da camada de pré-sal.

Dentre as tecnologias desenvolvidas, devemos mencionar a “Primeira separação de dióxido de carbono associado ao gás natural em águas ultra profundas (2.220 m) com injeção de CO<sub>2</sub> em reservatórios de produção”. Neste processo o CO<sub>2</sub> é separado do petróleo, água e demais fluidos por permeação seletiva<sup>3</sup>, através de um sistema de membranas. Após a separação, o dióxido de carbono é reinjetado no poço, aumentando a pressão e a produtividade, além de reduzir a emissão de gases do efeito estufa. Em 2015 a companhia atingiu a marca de três milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> separados e reinjetados no pré-sal da Bacia de Santos (PETROBRAS, 2015a).

### **3.3. Produção e processamento do gás natural**

No Brasil, os campos marítimos de gás natural associado ao petróleo são predominantes, representando mais de 80% da produção total nacional, desta forma, nesta seção trataremos apenas deste caso. O gás natural produzido tem como principais opções a exportação, autoconsumo, reinjeção e queima, porém antes que possa ser utilizado, o gás deve passar por tratamento.

A cadeia de produção do gás natural inicia-se no campo de produção de petróleo e gás associado. A mistura consiste em hidrocarbonetos em estado líquido (petróleo) e gasoso (gás natural), água e impurezas sólidas em suspensão (pó, areia do reservatório, produtos de corrosão da coluna). Poços de produção são instalados para possibilitar a movimentação do fluido contido no reservatório. O fluido passa pelas linhas de produção, conhecida também como *flowline* (porção do duto apoiada

---

<sup>3</sup> Passagem das moléculas de gás H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, entre outros, pela camada plástica de vedação.

no leito marinho) e se conecta ao *riser* de produção (porção do duto em suspensão, conectando ao *flowline* até a plataforma.

Após chegar na plataforma, o fluido é direcionado para o sistema de separação primária, onde ocorre a separação das fases líquida e gasosa. Os sistemas de separação podem ser bifásicos (óleo e gás), trifásicos (óleo, gás e água) ou até mesmo quaternária (óleo, gás, água e areia). O tipo de separação a ser utilizada dependerá dos fluidos produzidos pelo campo e da viabilidade técnico-econômica do campo.

Na separação gravitacional, o fluido choca-se com anteparos imediatamente após entrar no vaso separador, facilitando a separação do gás, pois a diferença de densidade faz o líquido descer e o gás permanece na parte mais alta. O separador trabalha sob pressão na ordem de 900kPa, suficiente para garantir a separação dos fluidos. A água e óleo que ficam no vaso são direcionados para tratamento que garantam sua especificação.

Ao sair do separador, o gás é comprimido e enviado ao vaso depurador para remover as partículas líquidas do gás, em especial gotículas de hidrocarbonetos. O próximo passo é o adoçamento do gás natural. Neste processo o gás ácido que saiu do separador tem os componentes ácidos, H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>, removidos para garantir a segurança operacional, a especificação do gás para transferência e a redução da corrosividade do sistema.

Após o adoçamento, o gás está com a quantidade máxima de água no estado vapor. Para que essa água seja removida, e desta forma evitar a formação de hidratos que podem obstruir dutos e interromper a produção e ou transporte do gás, utiliza-se o método de desidratação por absorção com tetraetilenoglicol (TEG), o mais indicado para unidades de produção marítima. O gás doce é comprimido e em baixas temperaturas é enviado à torre absorvedora e recebe em contracorrente a solução de glicol. Esta solução absorve a umidade, acumulando-se no fundo da torre e o gás é encaminhado para a recuperação de líquidos.

A unidade de separação de líquidos separa o gás natural de hidrocarbonetos pesados, restando somente o gás leve, que pode ser utilizado para autoconsumo da plataforma nas turbinas a gás de geradores e compressores, motores a combustão, pressurização de sistemas, exportado através de gasodutos, comprimido para transporte em navios GNC, liquefeito para transporte em navios de GNL ou injetado

nos poços (VAZ, 2008). Na Figura 3.3 podemos observar o fluxograma simplificado da operação de processamento do gás natural numa FPSO.

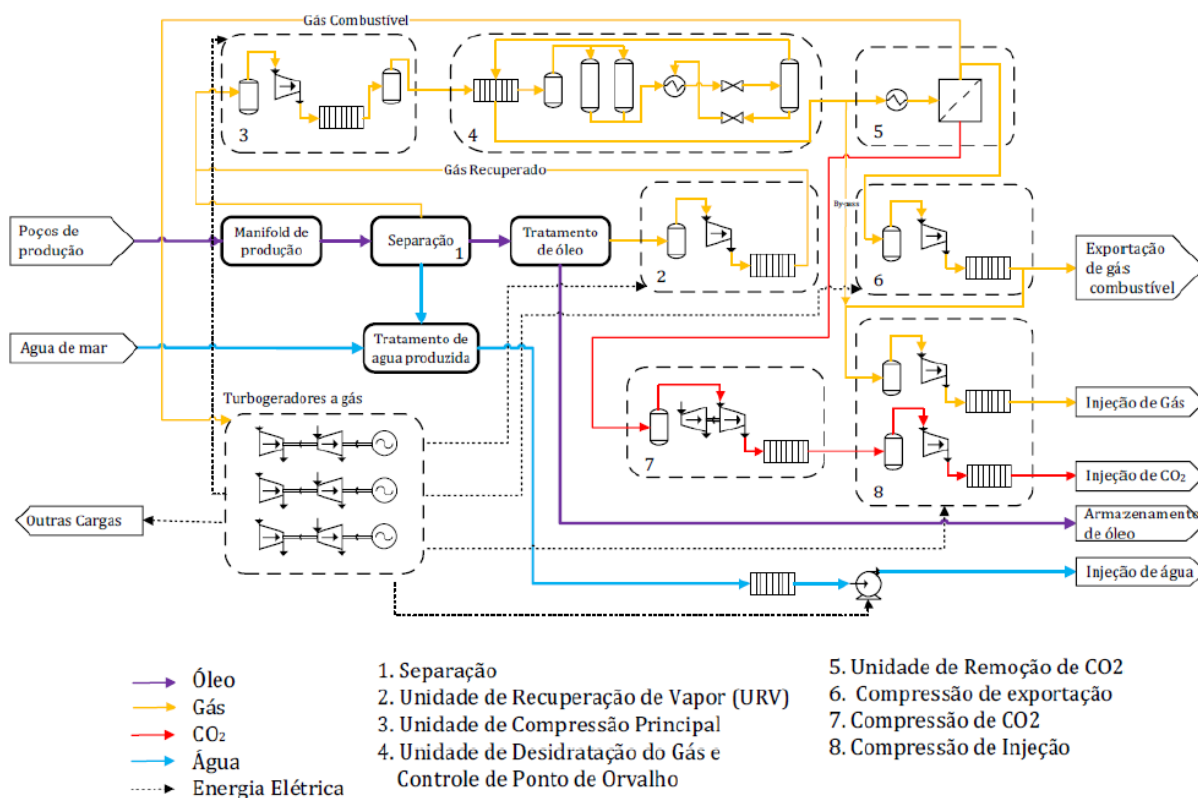


Figura 3.3: Fluxograma simplificado de facilidades de processamento de gás natural em FPSO (ORTIZ, 2015).

### 3.4. Exportação da produção *offshore*

No cenário atual, a exportação da produção nacional *offshore* ocorre apenas através de gasodutos submarinos ligados às unidades de processamento, conforme Figura 3.4. Estes gasodutos são conhecidos como Rota 1 e Rota 2 e estão em operação desde 2011 e 2016 respectivamente. Há ainda a Rota 3, em fase de construção, que ligará os campos do pré-sal até o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ).

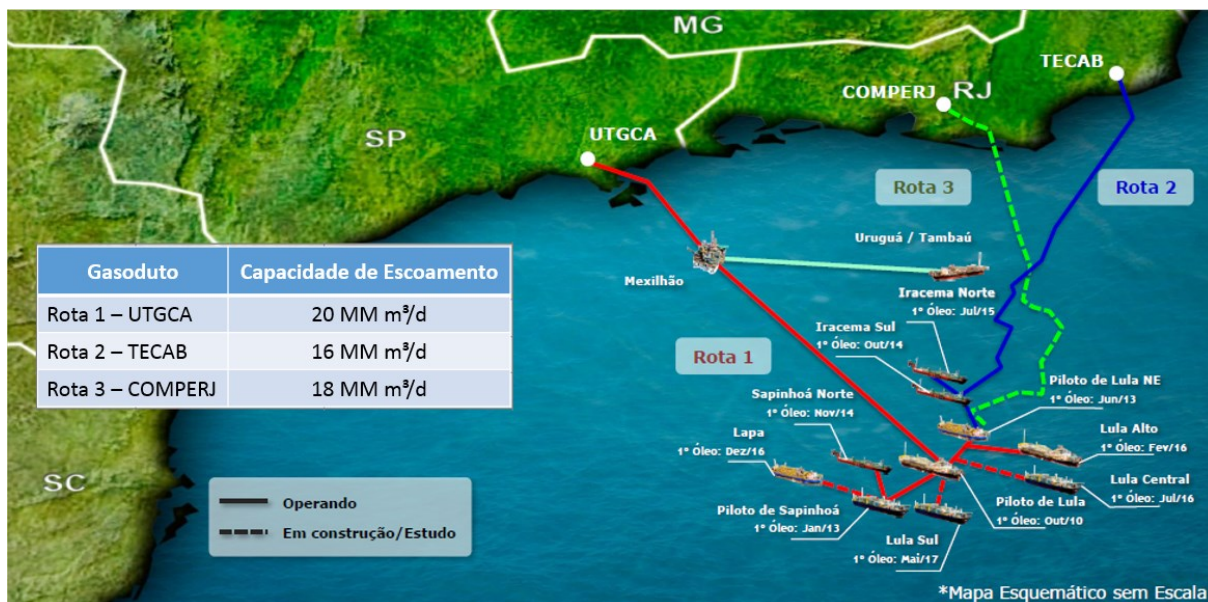


Figura 3.4: Mapa esquemático sem escala, Rotas 1, 2 e 3 (adaptado PETROBRAS, 2016).

Conforme divulgado pela PETROBRAS (2015b), os gasodutos, incluindo a Rota 3 quando estiver em operação, terão capacidade de escoamento de até 54MM m<sup>3</sup>/d e ligarão 25 unidades de Exploração e Produção. Outro ponto de importante destaque é que todos os gasodutos possuem conexões entre si, para que o escoamento da produção seja otimizado e possa atender todas as unidades de processamento de gás conectadas, independentemente do local de produção do gás natural.

Parte dos gasodutos estão instalados no leito marinho em lâmina d'água de mais de 2000 mil metros de profundidade, o que representa elevadas pressões nos dutos de escoamento. Estas condições representam um grande desafio para a produção dos equipamentos, uma vez que são necessários dutos de paredes grossas para que não sofram compressão.

Outro ponto relevante no escoamento de gás natural através de gasodutos em altas profundidades é a formação de hidratos. O hidrato é uma solução sólida, visualmente similar ao gelo. São cristais formados pelos componentes do gás natural em presença de água. Gases com elevadas concentrações de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>, aliado a baixas temperaturas e pressões elevadas favorecem a formação de hidratos. Estas condições são encontradas nos gasodutos submarinos de

exportação do gás natural e nas linhas de *gas-lift*. Desta forma é de grande importância o correto processamento do GN para que a produção e exportação não sejam interrompidas por estas formações.

#### **3.4.1. Rota 1 - Gasoduto de Mexilhão**

O Gasoduto de Mexilhão foi instalado em 2009, ligando a Plataforma de Mexilhão (PMXL-001), plataforma fixa em uma lâmina d'água de 172 metros e 145km de distância da costa de Caraguatatuba, à Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), localizada no litoral do Estado de São Paulo. Em 2011 iniciou sua operação e foram conectados os gasodutos de Tambaú/Uruguá e Lula-Mexilhão, com 174km e 216km respectivamente. O gasoduto Lula-Mexilhão tem conexões com os Campos de Sapinhoá e Lula-Nordeste, em lâminas d'água de mais de 2 mil metros e estes já contêm pontos de espera para interligação de futuros projetos a serem desenvolvidos no pré-sal. Atualmente sua capacidade de escoamento de gás são de 20MM m<sup>3</sup>/d, sendo metade dela produzida no pré-sal.

Após o processamento do gás natural na UTGCA, o gás é entregue ao mercado através do gasoduto Caraguatatuba-Taubaté (Gastau), que se interliga à malha de distribuição de gás do Sudeste, operado pela NTS e presente nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais (PETROBRAS, 2015b).

#### **3.4.2. Rota 2 – Gasoduto de Cabiúnas**

O gasoduto Rota Cabiúnas, também conhecido como Rota 2, entrou em operação em 2016 e tem aproximadamente 380km de extensão e lâmina d'água que pode alcançar 2250 metros. Seu trajeto liga o Campo de Lula, área de Iracema até o Terminal Cabiúnas (TECAB ou UTGCAB), localizado em Macaé/RJ. Além do gasoduto principal, a Rota 2 também conta com um gasoduto entre os Campos de Lula-Nordeste e Cernambi, com 19km de extensão. Este gasoduto auxiliar faz a conexão entre as Rotas 1 e 2. A Rota 2 também possui diversas conexões submarinas para que o gasoduto seja utilizado em projetos de exploração futuros e



também para que se conecte a Rota 3 em dois pontos quando esta estiver em operação (PETROBRAS, 2015b).

Visando aumentar o escoamento da produção de GN, a ANP concedeu em julho de 2019, autorização para o Consórcio Cabiúnas 1, dono do Gasoduto Rota 2, aumentar o volume escoado de 16 para 20MM m<sup>3</sup>/d. Desta forma será possível incrementar a oferta de gás natural na malha de distribuição do Sudeste (OLIVEIRA, 2019).

### **3.4.3. Rota 3 – COMPERJ**

O gasoduto Rota 3, ainda em fase de construção e fará a ligação do Campo de Lula-Norte até o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), localizado na cidade de Itaboraí. Com aproximadamente 355km de extensão, sendo 307km em trecho marítimo e já concluído e trechos em lâmina d'água superiores a 2300 metros, terá capacidade de escoamento de até 18MM m<sup>3</sup>/d. A Rota 3, irá atender também ao Campo de Búzios, Iara, Entorno de Iara, Sépia e possui pontos de conexão em espera para se conectar ao Campos de Libra e Júpiter. (PETROBRAS, 2015b).

A conclusão do gasoduto e da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) estão previstas para 2021, aumentando a capacidade de escoamento e processamento do gás nacional e conseqüentemente diminuindo a necessidade de importação de gás natural estrangeiro (ORDOÑEZ, 2019). O gasoduto Itaboraí-Guapimirim irá fazer a conexão entre a UPNG e a malha de distribuição do Sudeste.

## **3.5. Importação de Gás Natural**

Apesar da produção de GN apresentar média superior a 115MM m<sup>3</sup>/d no ano de 2019, o volume disponível para consumo do mercado interno é de 46,4% da produção, obrigando a importação do produto. Conforme dados da Tabela 2.2, para que o Brasil possa suprir a demanda de gás natural, é necessário a importação através do Gasoduto Brasil-Bolívia e a partir de navios de GNL.

### 3.5.1. Gasoduto Brasil-Bolívia

Em 1996 os governos de Brasil e Bolívia assinaram um acordo para a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e em 1999 iniciou-se a operação de importação do gás natural. O gasoduto atende aos estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. No ano 2014 o Brasil atingiu o pico de importação, com média diária de 32,83MM m<sup>3</sup>, o que representou um terço de toda a oferta nacional de gás natural (EPE, 2017). Conforme boletim do Ministério de Minas e Energia (2019), no ano de 2019 a importação do gás natural boliviano teve média de 15,79MM m<sup>3</sup>/d, aproximadamente metade da capacidade, demonstrando a busca do governo brasileiro pela autonomia na produção e oferta de gás natural no mercado interno, bem como evitar as variações de preço e taxas cambiais do produto importado. Além do aumento da oferta de gás nacional, a baixa de preços do GNL, conforme será mostrado no item 3.5.2, também contribuíram para a redução do volume de gás importado da Bolívia.

O GASBOL tem grande relevância para a economia boliviana, representando mais de 50% das exportações deste país, assim como para a indústria brasileira, uma vez que o gasoduto é um dos responsáveis pelo abastecimento de gás natural para importantes polos industriais no estado de São Paulo. Por outro lado, a dependência do abastecimento do gás boliviano no mercado brasileiro torna o país suscetível a instabilidades políticas que podem afetar a oferta.

No ano de 2006, o então presidente boliviano, Evo Morales, decretou a nacionalização dos hidrocarbonetos do país. Tropas militares bolivianas ocuparam campos de E&P de empresas estrangeiras e caso as companhias não atendessem às condições impostas pelo governo, elas deveriam deixar o país em até 180 dias. Tal determinação atingiu campos da PETROBRAS, Repsol (Espanha), Total (França), entre outras. Os desentendimentos gerados a partir da decisão do então presidente boliviano, expuseram a dependência da matriz energética brasileira. (CAVALCANTE, 2014). Após a crise gerada pela nacionalização dos hidrocarbonetos bolivianos e como forma de mostrar autonomia na geração de energia, a PETROBRAS em parceria com a General Electric, implantou na Usina Termelétrica de Juiz de Fora – MG, a operação de duas turbinas aeroderivadas LM6000 biocombustível, movidas a gás natural e etanol. Esta foi a primeira usina

termelétrica do mundo a gerar energia elétrica a partir do etanol, com capacidade total de geração de 87 megawatts (EXAME, 2010).

Em 10 de novembro de 2019, Evo Morales renunciou ao cargo de presidente da Bolívia, fato que levou novamente a incertezas no abastecimento de gás natural, principalmente após relatos de invasões a campos de produção e estações de bombeamento de GN. A Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), estatal petroleira boliviana, enviou comunicado a PETROBRAS acerca da situação no país e que o abastecimento poderia sofrer flutuações ou interrupções. A PETROBRAS já conta com plano de ação para o caso de interferências no abastecimento de gás natural boliviano, reduzindo o consumo em suas plataformas e realizando a importação de GNL (ORDOÑEZ; CAVALCANTI, 2019).

### 3.5.2 – Importação de GNL

Para complementar a demanda de gás natural no mercado interno, o Brasil também realiza a importação e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL). No ano de 2019, a média mensal de importação de GNL foi de 9,19 MM m<sup>3</sup>/d. Em comparação aos últimos anos, podemos observar um aumento da importação de GNL frente ao GN boliviano, justificado principalmente pela baixa de preços, que chegou no patamar de 4,10 USD/MMBtu<sup>4</sup> (valor FOB<sup>5</sup>) em agosto de 2019, metade do valor comercializado pela Bolívia no mesmo período. Apesar disso, as compras de GNL no país são realizadas sem contratos de volume mínimo (compras *spot*), o que poderia reduzir ainda mais os preços, caso houvesse planejamento de compra e importação.

No Brasil, atualmente há três pontos de regaseificação de GNL, porém somente dois estão em operação, visto que a demanda pelo gás natural importado está diminuindo nos últimos anos. No Rio de Janeiro, o Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara tem capacidade de transferência de até 14MM m<sup>3</sup>/d para a malha de gasodutos do Sudeste. Este terminal está desativado visto que os

---

<sup>4</sup> 1 MMBtu = 26,8 m<sup>3</sup> (CEGAS,2019)

<sup>5</sup> *Incoterm* (Termo Internacional de Comércio) *Free on board* – Os custos do transporte são do exportador até que as mercadorias, devidamente desembaraçadas para exportação, tenham sido embarcadas no navio indicado pelo importador. A partir deste ponto, a responsabilidade pela carga é exclusivamente do importador.

gasodutos submarinos do pré-sal desembocam na região Sudeste, não havendo a necessidade de importação nesta região atualmente. O Terminal de Regaseificação de Pecém, no Ceará, tem capacidade de transferir até 7MM m<sup>3</sup>/d para o gasoduto Guamaré-Pecém e atende principalmente as usinas termelétricas do estado. Por último, há o Terminal de Regaseificação da Bahia, em Salvador, com capacidade para transformar 14MM m<sup>3</sup>/d e atende as usinas termelétricas da região (PETROBRAS, 2019)

### **3.6. Dificuldades para produção e escoamento**

O mercado do gás natural no Brasil está crescendo aos poucos e a dificuldade para escoamento da produção é o principal ponto de desenvolvimento. Na última década foram descobertas diversas reservas de gás natural e o que as companhias de E&P tem encontrado são limitações na exportação da produção. Um grande exemplo são os Campos de Pão de Açúcar e Carcará no pré-sal, operado pela companhia norueguesa Equinor, que demonstraram capacidade de produção de até 20MM e 15MM m<sup>3</sup>/d respectivamente, porém com a rede de gasodutos atual, a produção não seria eficiente pela falta de meios de exportação. Desta forma, além de pensar nos investimentos de construção de novas FPSO's, a companhia estuda métodos para escoamento da produção, enquanto acompanha o mercado de gás natural, uma vez que a oferta e demanda estão diretamente ligadas entre si, não sendo eficiente a produção e exportação do produto caso não exista mercado consumidor suficiente (REUTERS, 2019).

Podemos citar também como exemplo da dificuldade de escoamento, a produção de gás natural em Urucu/AM. De acordo com dados do MME (2019), apesar de representar 73% de toda a produção *onshore* do país, mais da metade do total produzido foi reinjetado para manutenção da pressão nos reservatórios e por falta de rede de escoamento do gás natural. Conforme podemos verificar no Anexo I, a rede de gasodutos do estado do Amazonas conecta apenas pequena parte do estado, ligando as unidades de produção no Polo Arara, em Urucu, até a capital Manaus. Com capacidade de transporte de 5,5MM m<sup>3</sup>/d, o gasoduto liga diversas

usinas termelétricas, com capacidade de geração de até 760MW de energia elétrica (PETROBRAS, 2019).

Apesar das enormes reservas provadas de gás natural e da capacidade de produção nos campos de exploração, ainda há um longo caminho a ser percorrido na busca pela otimização da exportação do gás natural e neste sentido, diversas alternativas vêm sendo estudadas, como a implantação de novos gasodutos submarinos, navios de liquefação e compressão de gás natural, envio de energia elétrica para o continente, entre outros.

## 4. Alternativas para exportação da produção *offshore*

Com a expectativa de aumento da produção *offshore* nos próximos anos, alternativas vem sendo estudadas para a exportação do gás natural produzido na costa brasileira. Opções como a construção de novos gasodutos e navios de liquefação de gás natural estão entre as principais alternativas. Além disso, outro fator importante que está ocorrendo é uma caminhada rumo ao fim do monopólio do mercado pela Petrobras, permitindo assim, um ambiente competitivo e aberto para que novas companhias possam investir.

Podemos observar na Figura 4.1 um gráfico comparativo entre meios de transporte do gás natural que serão discutidos a seguir, relacionando o volume produzido e a distância até os pontos de consumo.

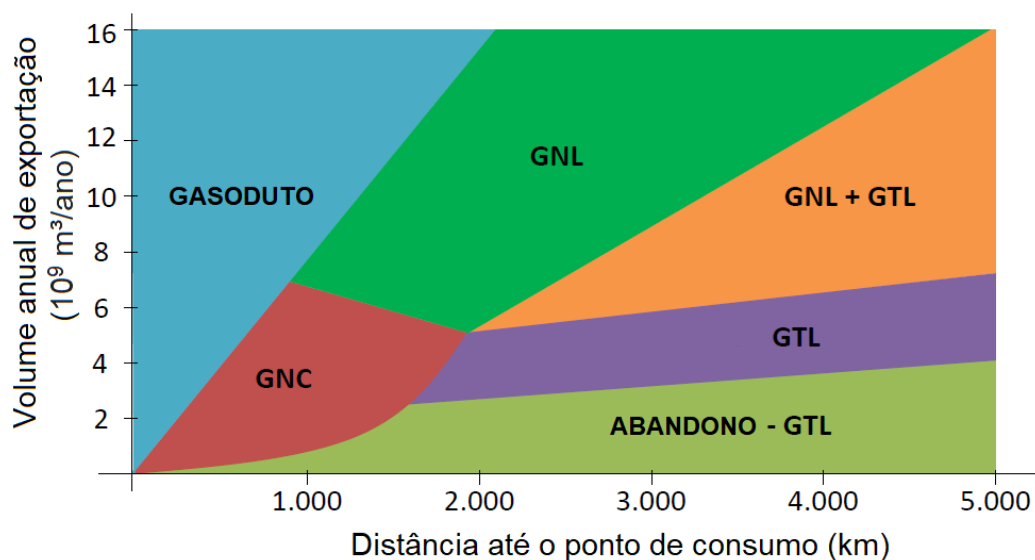


Figura 4.1: Gráfico comparativo entre meios de transporte de gás natural (SOUZA, 2017)

#### 4.1. Construção de novos gasodutos

Visando o aumento da produção e escoamento de gás natural, a PETROBRAS já estuda a construção de novos gasodutos para exportação da produção do pré-sal, expostos na Figura 4.2. O gasoduto Rota 4 conectaria o Campo de Carcará até o Município de Praia Grande, no litoral de São Paulo com 285km, e custo de investimento (CAPEX) na ordem de R\$ 4,5 4bi e já está em processo de licença ambiental. O gasoduto Rota 5, com 190km de extensão e CAPEX de R\$ 2,9 bi, conectaria o Campo de Pão de açúcar até o Porto do Açú/RJ, onde está sendo construído um *hub* de gás natural, com usinas térmicas e terminal de GNL, visando a expansão do mercado de gás natural. Por último, o Rota 6 conectaria o Campo de Itaipu à cidade de Presidente Kennedy/ES, com extensão de 120km e CAPEX de R\$ 1,9 bi. Todos os gasodutos estudados teriam capacidade de escoamento entre 10 e 20MM m<sup>3</sup>/d (COELHO, 2019 e EPBR, 2019).

Os gasodutos apresentam vantagem por já existir em operação no país, desta forma não seria necessário o desenvolvimento de um projeto totalmente novo, podendo utilizar toda a *expertise* obtida com a construção, instalação e operação da rede já existente.

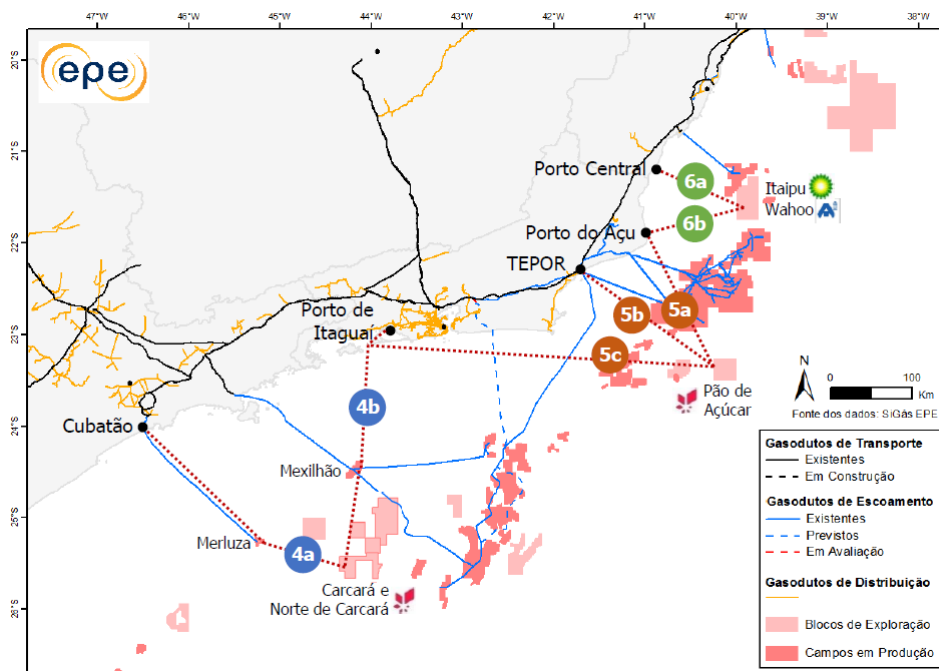


Figura 4.2: Gasodutos estudados nas Bacias de Santos e Campos (pré-sal) (COELHO, 2019)

## 4.2. Navios de Liquefação de Gás Natural (FLNG)

Os projetos de liquefação de gás *offshore* voltaram a ser considerados pela PETROBRAS em 2019. Os projetos a serem adotados devem ser definidos até 2022, prazo limite para que a infraestrutura esteja pronta até 2025, visando atender o aumento da oferta prevista no país e a saturação da rede de gasodutos já existente (SERODIO, 2019).

FLNG's são navios utilizados para processamento e liquefação do gás quando o transporte do gás até o continente não é viável. Nestes navios, o gás natural é liquefeito em torno de  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$  à pressão atmosférica, reduzindo o volume em 600 vezes aproximadamente.

O maior navio do mundo em operação atualmente é o FLNG Prelude, operado pela Shell e exposto na Figura 4.2, com 488m de comprimento e 74m de largura, equivalente ao tamanho de 4 campos de futebol. O navio está ancorado a 200km da costa australiana, tem capacidade de produzir 3,6 milhões de toneladas de GNL<sup>6</sup> por ano e conta com seis tanques de armazenamento com capacidade de 38 mil m<sup>3</sup> de GNL cada. Para que o *topside* do navio fosse otimizado, a companhia desenvolveu um método de resfriamento do gás a partir da utilização de 50 milhões de litros de água do mar por hora. A embarcação permanecerá no campo de Prelude por 25 anos para desenvolver os campos de gás natural e atender principalmente o mercado asiático (SHELL, 2019). O custo de construção desta embarcação foi estimado entre 10 e 15 bilhões de dólares, sendo este, o primeiro navio de liquefação de gás natural do mundo (BLUM, 2019).

---

<sup>6</sup> 1 tonelada de GNL ~ 1350m<sup>3</sup> de gás natural (PORTAL NAVAL, 2019)



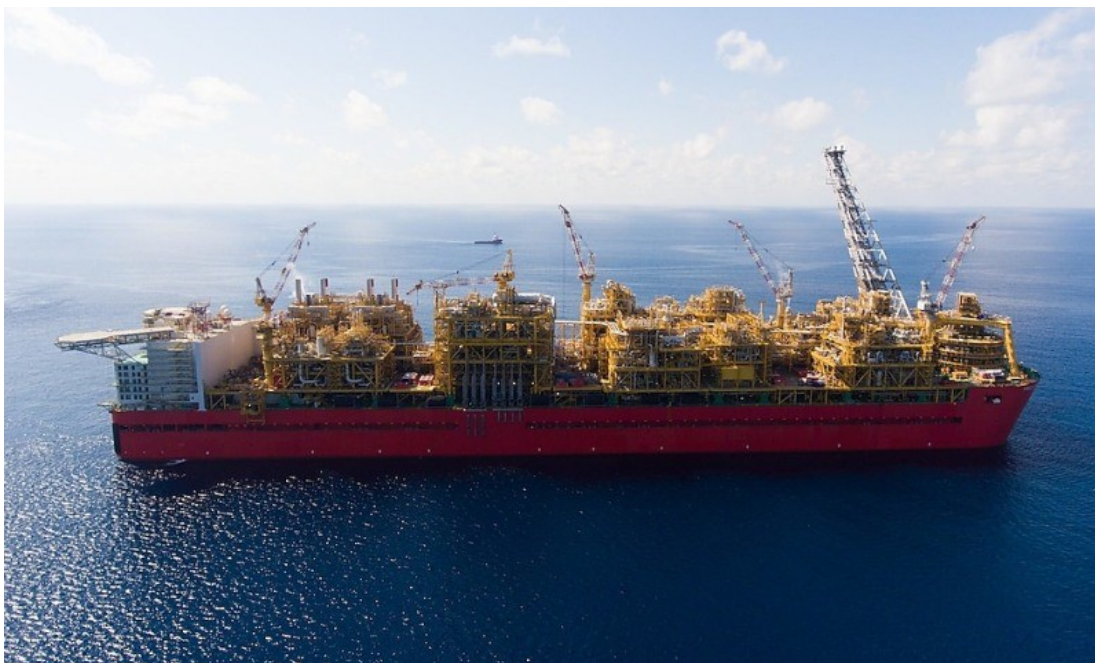


Figura 4.3: Unidade de FLNG Prelude (SHELL, 2019)

Próximo ao Brasil, há o navio Tango FLNG, operado pela EXMAR para realizar a liquefação de gás no campo de Vaca Muerta, Argentina. O navio tem capacidade anual de produção de 500 mil toneladas de GNL e permanecerá no local por pelo menos 10 anos (EXMAR, 2019).

É importante lembrar que, além dos FLNG's também são necessários navios destinados ao escoamento da produção, os navios metaneiros. Os tanques criogênicos destes navios são isolados termicamente, porém isto não impede que ocorra o *boil off*, perdas por vaporização do gás nos tanques de GNL. Nos terminais, o gás evaporado é reaproveitado. Segundo Vaz (2008), a perda por vaporização é da ordem de 0,20% da carga armazenada por dia.

### 4.3. Reinjeção de gás natural nos reservatórios

A injeção do gás natural nos reservatórios ocorre principalmente por duas razões. O gás natural é injetado na coluna de produção do poço para que a massa específica do fluido seja reduzida, diminuindo a pressão de fluxo e ocorrendo por consequência o aumento da vazão do óleo. A segunda razão é a inviabilidade técnica e/ou econômica para exportação da produção. O gás excedente produzido

não pode ser liberado na atmosfera e nem queimado para que atenda a regulamentações ambientais, desta forma o gás é reinjetado no reservatório como forma de descarte (VAZ, 2008).

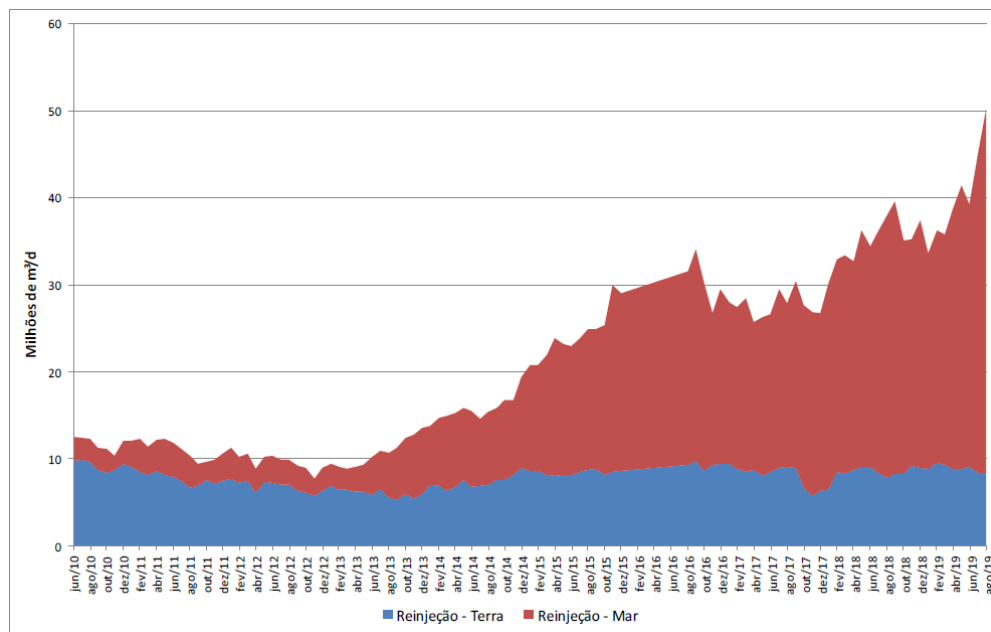


Figura 4.4: Gráfico de Reinjeção de Gás (MME, 2019)

A demanda e a logística de escoamento do gás natural no Brasil não seguiram o ritmo do aumento da produção nos últimos anos, e como consequência ocorreu um aumento exponencial na reinjeção de gás natural nos reservatórios, como pode ser observado na Figura 4.4. Apesar de estimular os poços, os níveis de reinjeção ainda apresentam incertezas, uma vez que com as condições únicas dos campos do pré-sal e as etapas de desenvolvimento atuais, não há estudos e simulações que determinem com precisão quais os níveis ideais de reinjeção (ALMEIDA et al., 2017).

A injeção do gás natural nas colunas de produção tem grande importância na estimulação do escoamento do óleo, produto com maior valor agregado e malha de distribuição bem definida com a utilização de navios aliviadores. Já a reinjeção ou queima de gás natural ocorrida pela inviabilidade técnica e/ou econômica de sua exportação, representa um desperdício energético de um combustível fóssil menos poluente e de grande importância na matriz energética mundial.

#### **4.4. Outros Métodos de Utilização do Gás Natural**

Além das alternativas mencionadas anteriormente, há também outras formas de utilização e transporte do gás natural, tais como, *gas to wire* (GTW), *gas to liquids* (GTL), gás natural comprimido (GNC) e hidratos de gás natural (HGN). Tais alternativas estão presentes em menor escala e ainda necessitam de mais investimentos e desenvolvimento.

##### **4.4.1. Gas Natural Comprimido (GNC)**

A compressão do gás natural se apresenta como uma alternativa para o transporte do fluido produzido. Submetido a altas pressões (24 MPa) e resfriado, seu volume é reduzido até 200 vezes, otimizando seu acondicionamento. A tecnologia utilizada para a compressão é mais simples e menos onerosa que aquela utilizada para o GNL. A capacidade de gás transportado como GNC não é grande, o que dificulta sua aplicação em campos com volumes elevados de gás natural (GRANADA, 2017). A inviabilidade técnica desta tecnologia está associada a necessidade de paredes grossas para suportar a pressão do gás transportado. Desta forma, o peso dos navios é muito grande, o que o torna economicamente inviável quando comparado ao GNL, visto que utilizando um navio com as mesmas dimensões é possível o transporte de um volume até 5 vezes maior. Esta tecnologia ainda não apresenta utilização no escoamento da produção *offshore*, dificultando seu estudo.

##### **4.4.2. Gas to Wire (GTW)**

Esta alternativa utiliza o gás natural produzido como fonte de combustível para geração de energia elétrica. Sua dificuldade de implantação está associada ao custo dos cabos e distância da costa. Na costa da Noruega já existem plataformas que são alimentadas por cabos de alta voltagem em corrente contínua (HVDC), com energia elétrica gerada no continente, no entanto ainda não existem plataformas que enviam o excedente de energia produzida para a rede elétrica terrestre (LEONARDO, 2018).

#### **4.4.3. Gas to Liquids (GTL)**

A tecnologia de transformação de gás para líquidos, consiste na conversão do gás natural em produtos como gasolina, óleo e insumos para fabricação de outros produtos, tais como plástico e cosméticos. Para aplicação *offshore* este processo ainda é inviável devido ao tamanho das instalações necessárias, sendo utilizado apenas para aplicação *onshore*.

#### **4.5. Comparação Econômica**

Os gasodutos apresentam, em geral, a alternativa mais econômica para o transporte de gás natural, tendo como grande restrição as distâncias entre os pontos de envio e recebimento do GN. Os gasodutos apresentam um custo de investimento (CAPEX) alto e um custo operacional (OPEX) baixo. O GNL se mostra competitivo quando há grandes volumes de gás natural a serem transportados a longas distâncias, com CAPEX elevado para a construção do FLNG e OPEX baixos. Já o GNC se mostra como alternativa viável para volumes transportados menores e a curtas distâncias.

O CAPEX é um investimento realizado na aquisição de bens, durante a construção do gasoduto ou embarcação. Já o OPEX são custos recorrentes da produção, tais como manutenções periódicas e reparos. Outro ponto importante é a capacidade de produção e o tempo de vida do reservatório, pois quanto mais tempo explorando um campo de produção em boas condições, mais diluído serão seus custos totais.

A partir de dados estimativos, encontrados na literatura, foram listadas as principais modalidades de transporte do gás natural. Para esta avaliação serão considerados gasodutos, navios de liquefação e compressão. Tais meios são os mais estudados como alternativas para exportação da produção *offshore*. Nesta comparação serão consideradas CAPEX, OPEX, custos de transporte e custos de processamento, quando aplicados.

Para realizar um estudo comparativo, será utilizado como exemplo uma produção média estimada de 10MM m<sup>3</sup>/d, distância de 200km entre o campo de produção até a unidade de processamento do gás e 30 anos de tempo de recuperação do reservatório. Estas condições podem ser encontradas em áreas do pré-sal na costa brasileira.

<b>Gasodutos</b>		
CAPEX	2,25 MM	USD/km
OPEX	0,05	USD/m <sup>3</sup>

<b>FLNG</b>		
CAPEX*	6,3 bi	USD
OPEX	0,027	USD/m <sup>3</sup>
Navio de Transporte (até 29MM m <sup>3</sup> )		
CAPEX	5	USD/m <sup>3</sup>
OPEX	0,33	USD/dia

<b>GNC</b>		
Processamento	0,052	USD/m <sup>3</sup>
Navio de Transporte (até 29MM m <sup>3</sup> )		
CAPEX	12	USD/m <sup>3</sup>
OPEX	0,29 MM	USD/dia

Tabela 4.1: CAPEX e OPEX dos principais meios de exportação da produção de GN (GRANADA, 2017), (BONELLI, 2019)\*.

Para o gasoduto foram considerados os custos de investimento e operação. Para o navio de liquefação, além do CAPEX e OPEX do FLNG, foram considerados também o custo de investimento e operação de um navio metaneiro com capacidade de 29MM m<sup>3</sup> de gás natural. Já para o GNC, não seria necessário a construção de um navio independente para a compressão do gás, desta forma foi considerado o custo de processamento e compressão do gás natural numa FPSO já existente e o CAPEX e OPEX de um navio de transporte com capacidade de até 29MM m<sup>3</sup>.

Para o cálculo do custo de produção, os dados constantes na Tabela 4.1 foram inseridos no Microsoft Excel, junto aos dados de distância, capacidade de produção

e tempo de recuperação do reservatório. O CAPEX foi considerado um custo único para o tempo total do projeto, enquanto os demais custos foram considerados para o período de 30 anos.

$$\text{Custo anual de produção}_{\text{gasodutos}} = \frac{(\text{CAPEX} * \text{dist}) + (\text{OPEX} * \text{Prod.} * t)}{t.a}$$

$$\begin{aligned} &\text{Custo anual de produção}_{\text{FLNG}} \\ &= \frac{\text{CAPEX}_{\text{FLNG}} + (\text{OPEX}_{\text{FLNG}} * \text{Prod} * t) + (\text{CAPEX}_{\text{NM}} * \text{Prod}) + (\text{OPEX}_{\text{NM}} * t)}{t.a} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &\text{Custo anual de produção}_{\text{GNC}} \\ &= \frac{(\text{CAPEX}_{\text{GNC}} * \text{Prod}) + (\text{OPEX}_{\text{GNC}} * t) + (\text{Proc}_{\text{GNC}} * \text{Prod} * t)}{t.a} \end{aligned}$$

Onde:

dist = distância reservatório até o ponto de consumo

Prod = Produção diária

t = tempo total em dias

t.a = tempo total em anos

#### **Custo de Produção do Gás Natural**

Gasodutos	\$	1,45	USD/MMBtu
FLNG	\$	2,28	USD/MMBtu
GNC	\$	2,20	USD/MMBtu

Tabela 4.2: Custo de Produção do gás natural por tecnologia

A partir da análise dos dados, podemos observar na Tabela 4.2 que o gasoduto apresenta o meio de transporte mais eficiente, seguido pelo GNC e GNL. Tal análise se mostra coerente com a Figura 4.1, onde o meio de transporte mais eficiente para uma produção média de 4,0 bi m<sup>3</sup>/ano e a uma distância de 200 km do ponto de consumo é o gasoduto.

## 5. Conclusão

O gás natural tem se mostrado uma alternativa importante para a matriz energética mundial, por ser um combustível fóssil com baixas emissões poluentes e por sua capacidade de geração de energia elétrica a partir de usinas térmicas. As descobertas de grandes reservas na costa brasileira nos últimos 15 anos, na camada de pré-sal, têm atraído investimentos para o setor, bem como impulsionado a produção de óleo e gás. Apesar disso, o custo de exploração do gás natural no Brasil ainda é elevado quando comparados a outros mercados produtores. Associado a isto, a maior parte das reservas brasileiras são de gás associado ao petróleo, produto com maior valor agregado, fazendo com que o GN tenha menos importância na produção, dificultando assim, investimentos para seu processamento.

O consumo de gás tem crescido nos últimos anos, impulsionado pela ativação de usinas térmicas, visto que as usinas hidrelétricas têm passado por níveis críticos de abastecimento de seus reservatórios. Além da geração de energia, a indústria também representa importante parcela no consumo do GN. Neste sentido, tem sido estudado novos meios de escoamento da produção, pois atualmente há apenas gasodutos que já operam próximos ao limite.

Neste trabalho foram considerados a construção de novos gasodutos, a implantação de navios de liquefação de gás natural, (FLNG), navios de gás comprimido (GNC) e como última alternativa a reinjeção. Outras alternativas estudadas foram GTW e GTL. Como podemos observar, cada alternativa para o escoamento da produção tem suas vantagens e desvantagens que devemos considerar para a aplicação em cada campo de exploração. É importante citar também que as tecnologias estão sendo desenvolvidas em tempos curtos. Podemos usar como exemplo o FLNG, que há dez anos atrás ainda tinha dificuldades de implantação devido a custos e tecnologia necessárias e em 2019 já há navios operando ao redor do mundo.

O GNC apesar de se apresentar como uma boa alternativa ainda não tem navios de transporte que atendam a produção, o que dificulta a avaliação econômica

de tal projeto. A reinjeção do gás natural tem custos operacionais, além de representar desperdício energético, quando realizada apenas para descarte do combustível excedente que não foi utilizado. Para reservatórios com baixa pressão ou óleo de alta densidade, se faz necessário seu uso, mas a reinjeção como forma de descarte do gás pode ser prejudicial ao reservatório além das perdas financeiras pela não comercialização do GN. Os navios de liquefação de gás natural *offshore* se apresentam como uma boa alternativa, apesar do seu custo de investimento, por já existirem embarcações deste tipo operando e também por permitir o escoamento da produção diretamente do campo de produção para os locais de processamento, independentemente de sua localização ao redor do planeta, excluindo a necessidade de atracagem em portos, o que pode reduzir custos operacionais e conseqüentemente a obtenção de melhores preços.

Já os gasodutos se mostraram como uma alternativa sólida, conhecida e desenvolvida para o escoamento da produção de GN. Ao considerar o volume de gás produzido, a distância do campo à costa e a capacidade de exportação para outros mercados, o Brasil deverá investir na construção de novos gasodutos e também acompanhar o desenvolvimento da tecnologia de FLNG's para que essa opção seja considerada no futuro, uma vez que o Brasil tem perspectivas de exportação de gás natural.

Para futuros trabalhos é sugerido variar a capacidade de escoamento e as distâncias atendidas por cada tecnologia para verificar como se comporta o custo de produção. É importante frisar que os valores de OPEX, CAPEX e demais custos de projetos são de difícil acesso e precisão, o que pode impactar na análise. Estes números muitas vezes são considerados confidenciais por se tratar de um mercado competitivo e que movimentam grandes volumes financeiros.

Outro ponto importante a ser citado é o monopólio ainda existente da PETROBRAS na cadeia produtiva do setor de óleo e gás. Este fato torna os preços menos competitivos e afasta investimentos estrangeiros no mercado. O Governo Federal implantou o projeto Novo Mercado de Gás, visando a abertura do mercado para outras empresas, o que estimulará a competitividade e conseqüente redução de preços ao consumidor final. Além disso ampliará os investimentos em exploração, produção, infraestrutura de escoamento, transporte, distribuição do gás e indústrias.



A descoberta de grandes reservas, aliado ao programa de desinvestimento e consequente fim do monopólio da PETROBRAS no mercado de gás e ações do governo brasileiro para estimular a exploração e produção, levarão o Brasil a deixar de ser importador para se tornar exportador de gás natural. Conjuntamente virão investimentos em infraestrutura e postos de trabalho. Com ações planejadas, o país e sua população serão beneficiados, com geração de empregos, redução de tarifas no consumo de gás e estabilidade do sistema elétrico nacional.

## 6. Referências Bibliográficas

ALMEIDA, Edmar de et al. **Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas**: Texto Para Discussão, Cooperação e Pesquisa IBP - UFRJ. 2017. Disponível em: <[https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017\\_TD\\_Gas\\_do\\_Pre\\_Sal\\_Oportunidades\\_Desafios\\_e\\_Perspectivas-1.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas-1.pdf)>. Acesso em: 12 nov. 2019.

ANP (Rio de Janeiro). Ministério de Minas e Energia. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás e biocombustíveis**. Rio de Janeiro: ANP, 2019. 264 p. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/central-conteudos/anuario-estatistico/2019/2019-anuario-versao-impressao.pdf>>. Acesso em: 01 nov. 2019.

ANP (Rio de Janeiro). Ministério de Minas e Energia. **Produção de gás natural (metros cúbicos) 2019**. Rio de Janeiro: ANP, 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/dadosabertos/dgn/producao-gas-natural-m3-2019.csv>>. Acesso em: 02 nov. 2019.

ANP. **Gasodutos de Transporte**. 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/gasodutos-de-transporte>>. Acesso em: 20 nov. 2019.

ARESC. Estado de Santa Catarina. **PROPOSTA DE METODOLOGIA DE DETERMINAÇÃO DAS PERDAS**. 2017. Disponível em: <<http://www.aresc.sc.gov.br/index.php/documentos/consultas-publicas/consultas-publicas-gas/consultas-publicas-encerradas-1/1314-aresc-minuta-da-nota-tecnica-aresc-0xx-2017-metodologia-rtp-scgas-anexo-vii-perdas/file>>. Acesso em: 15 nov. 2019.

BLUM, Jordan. **Shell starts up \$15B Prelude FLNG project in Australia.** 2019. Disponível em: <<https://www.houstonchronicle.com/business/energy/article/Shell-starts-up-15B-Prelude-FLNG-project-in-13967736.php>>. Acesso em: 10 nov. 2019.

BONELLI, Claudia Maria Chagas. **FLNG AS AN OPTION TO MONETIZING THE NATURAL GAS FROM PRE-SALT IN BRAZIL.** 2019. Disponível em: <<http://epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ESTANDE%20-%20FLNG%20as%20option%20to%20monetizing%20natural%20gas%20from%20pre-salt%20in%20Brazil.pdf>>. Acesso em: 29 nov. 2019.

BRASIL. Lei nº 12.531, de 22 de dezembro de 2010. Brasília, DF, 22 dez. 2010. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm)>. Acesso em: 15 nov. 2019.

CAVALCANTE, Maria Lucia. **CONSEQUÊNCIAS DA CRISE BRASIL-BOLÍVIA PARA O MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL.** 2014. 91 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia, Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2014. Disponível em: <<https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/12556/1/DISSERTA%c3%87%c3%83O%20Maria%20L%c3%bacia%20Cavalcante.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2019.

CEGAS (Ceará). **Equivalência Energética.** 2019. Disponível em: <<http://www.cegas.com.br/gas-natural/equivalencia-energetica/>>. Acesso em: 16 nov. 2019.

COELHO, José Mauro. **Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural - PIPE:** Fórum 5: Infraestrutura para exportação de gás natural offshore. In: RIO PIPELINE CONFERENCE & EXHIBITION, 11., 2019, Rio de Janeiro. Apresentação. Rio de Janeiro: EPE, 2019. p. 16 - 17. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/1138769/170019001/20190904\\_EPE\\_RIO+PIPELINE+2019\\_GASODUTOS+DE+ESCOAMENTO\\_JOS%C3%89+MAURO.pdf/9d147e76-b623-479a-b001-efc6d1c5c1d7](http://www.mme.gov.br/documents/1138769/170019001/20190904_EPE_RIO+PIPELINE+2019_GASODUTOS+DE+ESCOAMENTO_JOS%C3%89+MAURO.pdf/9d147e76-b623-479a-b001-efc6d1c5c1d7)>. Acesso em: 20 nov. 2019.

EPBR. **Três novas rotas para o gás da Bacia de Santos**. 2019. Disponível em: <<https://epbr.com.br/tres-novas-rotas-para-o-gas-da-bacia-de-santos/>>. Acesso em: 10 nov. 2019.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia**. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-307/EPE%202017%20-%20Panorama%20da%20Ind%C3%BAstria%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Bol%C3%ADvia%2022jun17.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2019.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. **Balço Energético Nacional 2018: Ano base 2017**. 2018. Disponível em: <[http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018\\_\\_Int.pdf](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf)>. Acesso em: 09 nov. 2019.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Ministério de Minas e Energia. **Matriz Energética e Elétrica**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 02 nov. 2019.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Ministério de Minas e Energia. **Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural**. Rio de Janeiro: EPE, 2019b. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe>>. Acesso em: 18 nov. 2019.

EXAME. **Termelétrica com etanol é pioneira no mundo**. 2010. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/mundo/termeletrica-etanol-pioneira-mundo-528030/>>. Acesso em: 20 out. 2019.

EXMAR. **FLNG to be deployed in Argentina for 10 years**. Disponível em: <<http://www.exmar.be/en/company/about-exmar/history/flng-be-deployed-argentina-10-years>>. Acesso em: 20 nov. 2019.

GRANADA, Laura Jessenia Silva. **Logística de transporte do gás natural no pré-sal brasileiro: Modelo de otimização**. 2017. 97 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017. Disponível em: <[http://repositorio.unicamp.br/jspui/bitstream/REPOSIP/322711/1/Granada\\_LauraJesseniaSilva\\_M.pdf](http://repositorio.unicamp.br/jspui/bitstream/REPOSIP/322711/1/Granada_LauraJesseniaSilva_M.pdf)>. Acesso em: 07 nov. 2019.

IBP - INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEIO (Brasil). **Brasil tem potencial único de petróleo e gás natural**. 2018. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/economia/brasil-tem-potencial-unico-de-petroleo-gas-natural-23045228>>. Acesso em: 10 nov. 2019.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE, 2016, São Paulo. **Geração termoelétrica e emissões atmosféricas: poluentes e sistemas de controle**. São Paulo: IEMA, 2016. 38 p. Disponível em: <<https://iema-site-staging.s3.amazonaws.com/IEMA-EMISSOES.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2019.

LEONARDO, Bruno Pinheiro. **Geração e Transmissão de Energia para Sistemas Offshore Através de Tecnologia VSC-HVDC**. 2018. 86 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

MME - Ministério de Minas e Energia. Governo Federal. **BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**: Destaques de Agosto de 2019. 150. ed. Brasília: MME, 2019. 38 p. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim\\_Gas\\_Natural\\_nr\\_150\\_AGO\\_19\\_Rev\\_1+-+08.11.2019.pdf/79a4e787-923a-4646-9326-d2de158c1999](http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim_Gas_Natural_nr_150_AGO_19_Rev_1+-+08.11.2019.pdf/79a4e787-923a-4646-9326-d2de158c1999)>. Acesso em: 07 nov. 2019.

MOKHATAB, Saeid; POE, William A.; SPEIGHT, James G.. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing**. 3. ed. Amsterdam: Elsevier, 2006.

NTS. **Sistema de Transporte**. 2019. Disponível em: <<https://www.ntsbrasil.com/sistemas/>>. Acesso em: 16 nov. 2019.

OLIVEIRA, Renato. **Consórcio Cabiúnas amplia capacidade do duto de gás Rota 2 em Macaé.** 2019. Disponível em: <<https://clickpetroleoegas.com.br/consorcio-cabiunas-amplia-capacidade-do-duto-de-gas-rota-2-em-macaee/>>. Acesso em: 17 nov. 2019.

ORDOÑEZ, Ramona. **Projeto para transportar gás natural do pré-sal vai gerar 7,5 mil empregos até 2020:** Obras da unidade de processamento e do gasoduto vão gerar mais 2,5 mil empregos , além dos atuais 5 mil operários. 2019. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/economia/projeto-para-transportar-gas-natural-do-pre-sal-vai-gerar-75-mil-empregos-ate-2020-23917240>>. Acesso em: 17 nov. 2019.

ORDOÑEZ, Ramona; CAVALCANTI, Glauce. **Gás boliviano pode ser substituído por GNL em plano de contingência:** Estatal YPFB avisa Brasil e Argentina sobre risco de que invasões atrapalhem cumprimento de contrato para fornecer produto. 2019. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/economia/gas-boliviano-pode-ser-substituido-por-gnl-em-plano-de-contingencia-24079929>>. Acesso em: 15 nov. 2019.

ORTIZ CUCHIVAGUE, Hamilton Yair. **Análise exergética de um sistema de injeção de CO2 para uma plataforma FPSO e sua integração com Ciclo Combinado e Captura de Carbono.** 2015. 160 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Unicamp, Campinas, 2015. Disponível em: <[http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/321436/1/OrtizCuchivague\\_HamiltonYair\\_M.pdf](http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/321436/1/OrtizCuchivague_HamiltonYair_M.pdf)>. Acesso em: 15 nov. 2019.

PETROBRAS. **Tecnologias Pioneiras do pré-sal.** 2015a. Disponível em: <https://presal.hotsitesPETROBRAS.com.br/tecnologias-pioneiras/#0>. Acesso em: 02 nov. 2019

PETROBRAS. **Malha de Gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Rotas 1, 2 e 3.** 2015. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=hVH5EuWexlk>>. Acesso em: 02 nov. 2019.

PETROBRAS. **O Caminho do Gás Natural.** 2015b. Disponível em: <[https://www.youtube.com/watch?v=Y\\_CuYA\\_Pj8g](https://www.youtube.com/watch?v=Y_CuYA_Pj8g)>. Acesso em: 02 out. 2019.

PETROBRAS. **Perspectivas sobre o Gás Natural do pré-sal brasileiro**. 2016. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908A8A6032B80D0160361188EB1225>>. Acesso em: 10 nov. 2019.

PETROBRAS. **Urucu-Coari-Manaus**. 2019. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/gasodutos/urucu-coari-manaus.htm>>. Acesso em: 20 nov. 2019.

PORTAL NAVAL. **Tabelas de Conversão de Petróleo e Gás**. Disponível em: <[https://portalnaval.com.br/media/tabela/conversao\\_petroleo\\_gas\\_1.pdf](https://portalnaval.com.br/media/tabela/conversao_petroleo_gas_1.pdf)>. Acesso em: 20 nov. 2019.

PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. – PPSA. 2016. **O polígono do pré-sal: o reservatório, as potencialidades e a atuação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)**. Apresentação Ger. Executivo Hercules da Silva, Salvador. Disponível em: <[https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/2016%2009%2026\\_FIEB\\_O\\_Pol%C3%ADgono\\_do\\_pr%C3%A9-sal\\_Hercules.pdf](https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/2016%2009%2026_FIEB_O_Pol%C3%ADgono_do_pr%C3%A9-sal_Hercules.pdf)>. Acesso em 14 nov. 2019.

REUTERS. **Petrobras estuda com Equinor meios para escoar o gás de Pão de Açúcar**. 2019. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/negocios/petrobras-estuda-com-equinor-meios-para-escoar-o-gas-de-pao-de-acucar/>>. Acesso em: 20 nov. 2019.

SANTINI, Daniel; ORTIZ, Fabíola. **“Flaring”, prática das petroleiras que polui e desperdiça**. 2014. Disponível em: <<https://www.oeco.org.br/reportagens/28005-flaring-pratica-das-petroleiras-que-polui-e-desperdica/>>. Acesso em: 03 nov. 2019.

SERODIO, Guilherme. **Petrobras volta a considerar plataforma de liquefação de gás para o pré-sal**. 2019. Disponível em: <<https://epbr.com.br/petrobras-volta-a-considerar-plataforma-de-liquefacao-de-gas-para-o-pre-sal/>>. Acesso em: 20 nov. 2019.

SHELL. **PRELUDE FLNG IN NUMBERS**. 2019. Disponível em: <<https://www.shell.com/about-us/major-projects/prelude-flng/prelude-flng-in-numbers.html>>. Acesso em: 29 set. 2019.

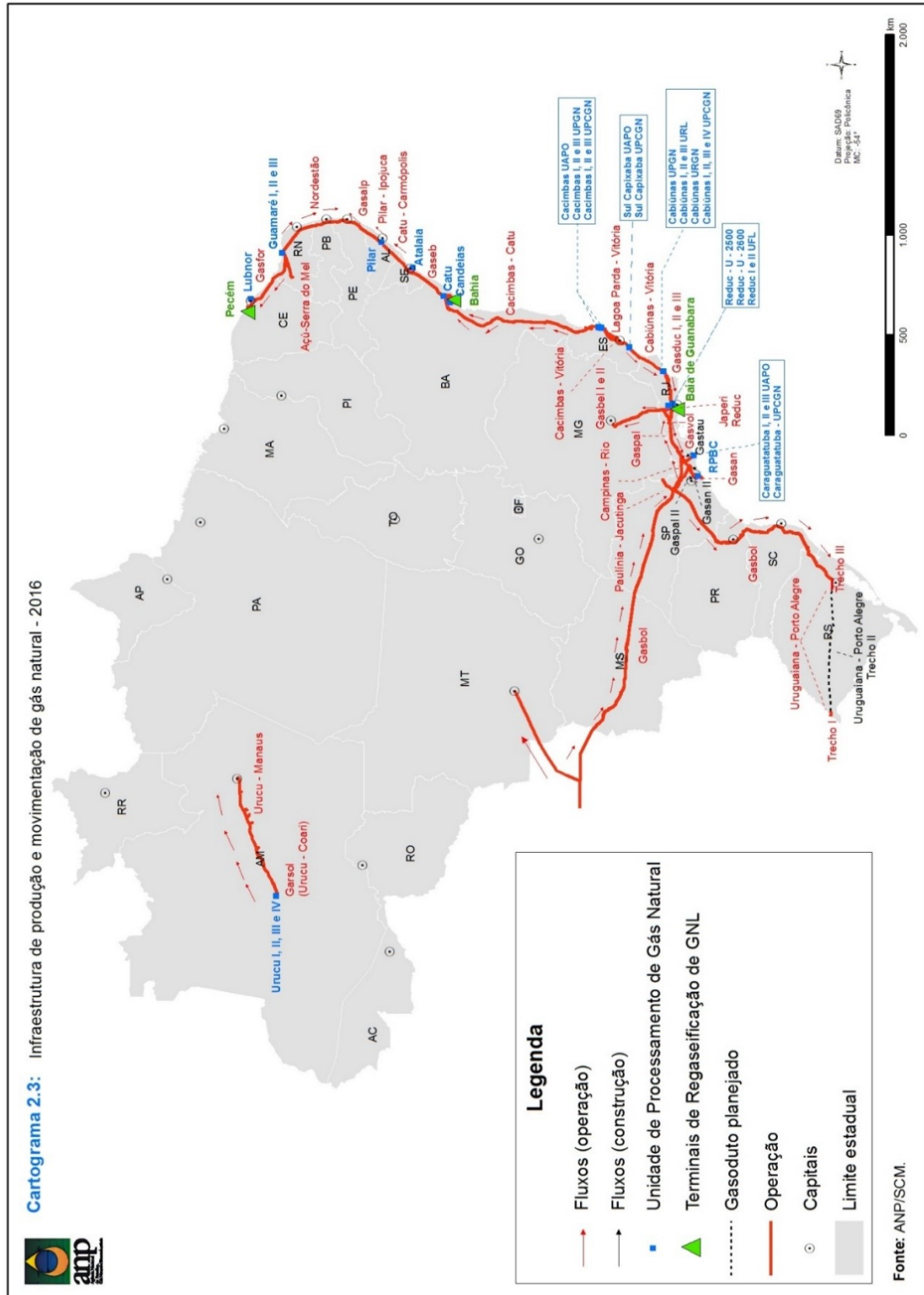
SOUZA, Marina Maciel Dias de. **ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE PROCESSAR O GÁS NATURAL PARA VENDA EM PLATAFORMAS DE CAMPOS DE GÁS RETRÓGRADO OFFSHORE**. 2017. 111 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Química, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017. Disponível em: <[https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS-AVBNFE/1/dissertacao\\_marina\\_analise\\_da\\_viabilidade\\_tecnica\\_e\\_economica\\_de\\_processar\\_\\_\\_o\\_gas.pdf](https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS-AVBNFE/1/dissertacao_marina_analise_da_viabilidade_tecnica_e_economica_de_processar___o_gas.pdf)>. Acesso em: 10 nov. 2019.

UCS - UNION OF CONCERNED SCIENTISTS (Estados Unidos). **Environmental Impacts of Natural Gas**. 2014. Disponível em: <<https://www.ucsusa.org/resources/environmental-impacts-natural-gas>>. Acesso em: 10 nov. 2019.

VAZ, Célio Eduardo Martins; MAIA, João Luiz Ponce; SANTOS, Waldir Gomes dos. **Tecnologia da Indústria do Gás Natural**. São Paulo: Blucher, 2008. 416 p.



# ANEXO I – Sistema de gasodutos brasileiro - 2016



Fonte: Infraestrutura de produção e movimentação de gás natural – 2016 (ANP, 2019c)