

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DA MALHA DE TRANSPORTE DUTOVIÁRIO – PEMAT 2013-2022



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia





Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro de Estado
Edison Lobão

Secretário Executivo
Márcio Pereira Zimmermann

Chefe de Gabinete do Ministro
José Antonio Corrêa Coimbra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Altino Ventura Filho

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Marco Antônio Martins Almeida

Secretário de Energia Elétrica
Ildo Wilson Grütner

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Carlos Nogueira da Costa Júnior

Diretora do Departamento de Gás Natural
Symone Christine de Santana Araújo

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios
Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 3319 5299
Fax : (55 61) 3319 5067
www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente
Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Elson Ronaldo Nunes

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Escritório Central
Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 3512 3100
Fax : (55 21) 3512 3198
www.epe.gov.br

Data: 5 de março de 2013 – Versão original
Data: 10 de janeiro de 2014 – Revisão 1

Participantes - EPE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva

Estudos econômico-energéticos e ambientais: Amílcar Gonçalves Guerreiro

Estudos de petróleo, gás e biocombustíveis: Elson Ronaldo Nunes

Organização, Consolidação e Sistematização

Giovani Vitória Machado

Estudos de Demanda

Coordenação: Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica: Arnaldo dos Santos Junior, Bianca Nunes de Oliveira, Carolina Mattoso de Almeida, Emílio Hiroshi Matsumura, Gláucio Vinícius Ramalho Faria, Gustavo Naciff de Andrade, Jeferson Borghetti Soares, Marcelo Henrique Cayres Loureiro, Renata Azevedo Moreira da Silva, Sergio Henrique Ferreira da Cunha

Estudos Socioambientais

Coordenação: Edna Elias Xavier

Equipe Técnica: André Souza Pelech, Carlos Frederico Silveira Menezes, Daniel Dias Loureiro, Marcos Vinicius F. Amaral, Robson de Oliveira Matos, Silvana Andreoli Espig, Valentine Jahnel

Estudos de Produção, Oferta e Infraestrutura

Coordenação: Giovani Vitória Machado

Equipe Técnica Produção: Adriana Queiroz Ramos, Kátia Souza D'Almeida, Marcos Frederico Farias de Souza, Péricles de Abreu Brumati, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Roberta de Albuquerque Cardoso, Ronan Magalhães Ávila, Sergio Martins de Souza, Victor Hugo Trocate da Silva

Equipe Técnica Oferta e Infraestrutura: Aline Maria dos Santos, Antonio Marco Siciliano, Bernardo Cirne de Azevêdo Geraldo, Carlos Augusto Góes Pacheco, Carolina Oliveira de Castro, Gabriel de Figueiredo da Costa, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel, João Felipe Gonçalves de Oliveira, Luiz Paulo Barbosa da Silva, Lucas José Falarz, Marcelo Ferreira Alfradique, Ricardo Moreira dos Santos

Participantes - MME

Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Coordenação Geral

Marco Antônio Martins Almeida

Departamento de Gás Natural

Coordenação Executiva

Symone Christine de Santana Araújo

Coordenação: Aldo Barroso Cores Júnior

Equipe Técnica: Matheus Batista Bodnar, Breno Peixoto Cortez, Fernando Massaharu Matsumoto, Juliano Vilela Borges dos Santos, André Barros Martins, Rodrigo Willians de Carvalho, Jaqueline Meneghel Rodrigues.

SUMÁRIO

Capítulo 1	INTRODUÇÃO	11
Capítulo 2	METODOLOGIA	17
2.1.	Demanda Potencial de Gás Natural	17
2.1.1.	Conceitos e Definições utilizados neste estudo	17
2.1.1.1.	Considerações Iniciais	17
2.1.1.2.	Demanda Potencial	18
2.1.1.3.	Classes de Consumo	19
2.1.2.	Metodologia de Projeção da Demanda do PEMAT	20
2.1.3.	Projeção de Demanda de Usinas Termelétricas a Gás Natural	23
2.1.3.1.	Diferenças entre o PEMAT e o PDE	25
2.1.3.1.1.	Demanda Total versus Demanda Local da Concessionária	25
2.1.3.1.2.	Critérios de Inclusão e de Localização de Usinas Termelétricas a Gás Natural	26
2.1.3.2.	O processo de consolidação do mercado de Gás Natural no PEMAT	27
2.1.3.2.1.	O Tratamento da Competitividade do Gás Natural	27
2.1.3.2.2.	Informações Coletadas	28
2.1.3.2.3.	O Tratamento da Infraestrutura de Transporte	28
2.1.3.2.4.	Tratamento das informações coletadas	30
2.2.	Oferta Potencial Disponível de Gás Natural (Seco)	34
2.2.1.	Produção Líquida Potencial de Gás Natural (Úmido)	35
2.2.2.	Absorção em UPGN	41
2.2.3.	Importação	44
2.3.	Balanco de Demanda e Oferta e Simulação Termo-fluido-hidráulica	46
2.3.1.	Balanco de Demanda e Oferta	47
2.3.2.	Simulação Termo-fluido-hidráulica	49
2.4.	Critérios para Avaliação de Alternativas para o PEMAT	57
2.5.	Metodologia da Análise Socioambiental	63
2.5.1.	Novos Gasodutos	64
2.5.2.	Duplicação de Gasodutos	67
2.6.	Aspectos de Viabilidade Técnico-econômica	68
2.6.1.	Premissas básicas para cálculo do EVTE	69
2.6.1.1.	Premissas para cálculo do preço de realização do gás natural especificado	72
2.6.1.2.	Premissas para cálculo do preço máximo do gás natural no citygate	75
2.6.1.3.	Tarifa de transporte	76
2.6.2.	Premissas de custos de investimentos em gasodutos de transporte	80
2.6.2.1.	Premissas para o Método Simplificado	81
2.6.2.1.1.	Estimativa de Custo Médio para gasodutos no Brasil (em US\$/m.pol)	82
2.6.2.2.	Premissas para o Método Detalhado	86
2.7.	Metodologia para avaliação de Requerimento de Provação de Terceiros	88
Capítulo 3	BALANÇO DE DEMANDA E OFERTA POTENCIAIS DE GÁS NATURAL E SIMULAÇÕES TERMO-FLUIDO-HIDRÁULICAS DA INFRAESTRUTURA PARA O PEMAT 2013-2022	92
3.1	Identificação da Demanda Potencial de Gás Natural	92
3.1.1.	Resultados Gerais da Demanda Potencial de Gás Natural	92

3.2.	Identificação da Oferta Potencial Disponível de Gás Natural (Seco).....	98
3.3.	Avaliação de Balanço de Demanda e Oferta de Gás Natural e Identificação de Alternativas	105
3.3.1.	Avaliação de Balanço de Demanda e Oferta de Gás Natural do PDE 2013 - 2022	105
3.3.2.	Identificação de Opções de Interligação de gasodutos de Transporte nos estudos do PEMAT 2013 – 2022	107
3.4.	Simulação Termo-fluido-hidráulica dos Sistemas Integrado e Isolados	112
3.4.1.	Avaliação dos resultados da simulação termo-fluido-hidráulica	114
3.5.	Avaliação de alternativas de gasodutos de transporte nos estudos do PEMAT 2013 – 2022	116
Capítulo 4 ALTERNATIVAS ELEGÍVEIS À PROPOSIÇÃO PARA O PEMAT 2013-2022 PELO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA.....		119
4.1	Provocação de Terceiros: COMPERJ, Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ.....	120
4.1.1.	Fundamentação dos Estudos Apresentados	121
4.1.1.1.	Caracterização Geral do Projeto de Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II	121
4.1.1.2.	Demanda Potencial de Gás Natural	123
4.1.1.3.	Disponibilidade de Oferta de Gás Natural.....	126
4.1.1.4.	Considerações da EPE sobre a Fundamentação dos Estudos.....	129
4.1.2.	Caracterização e análise socioambiental do empreendimento	133
4.1.2.1.	Caracterização Socioambiental pelo Agente Provocador	133
4.1.2.2.	Custos socioambientais e licenciamento ambiental (Agente Provocador)	135
4.1.2.3.	Esclarecimentos adicionais prestados pelo Agente Provocador	136
4.1.2.4.	Considerações da EPE sobre a caracterização e a análise socioambiental	137
4.1.2.4.1.	Localização dos corredores estudados	137
4.1.2.4.2.	Aspectos Socioambientais.....	140
a)	Meio Físico	140
b)	Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade	143
4.1.2.4.3.	Definição de corredor e traçado	145
4.1.2.4.4.	Análise e recomendações socioambientais	145
4.1.3.	Viabilidade Técnica e Econômica do Empreendimento	146
4.1.3.1.	Detalhamento técnico do empreendimento pelo Agente Provocador.....	146
4.1.3.2.	Detalhamento orçamentário do empreendimento pelo Agente Provocador.....	149
4.1.3.3.	Considerações da EPE sobre a viabilidade técnica e econômica do empreendimento	151
4.1.4.	Análise da viabilidade técnica e econômica do gasoduto.....	158
4.1.5.	Cronograma Físico Financeiro do Projeto	160
4.1.6.	Impacto do Gasoduto na Malha de Transporte Dutoviário	163
4.1.6.1.	Dimensionamento hidráulico do projeto pelo Agente Provocador	165
4.1.6.2.	Dimensionamento realizado pela EPE.....	166
4.1.6.3.	Impacto da entrada do duto em relação à malha	167
4.1.7.	Conveniência da Construção Proposta	168
Capítulo 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....		170
Capítulo 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		175
ANEXO I – DESCRIÇÃO DAS METODOLOGIAS DE COST PLUS E NETBACK		182
1.1.	Cálculo dos preços de gás natural especificado pela metodologia de Cost Plus Markup.....	182
1.2.	Cálculo do preço máximo do gás natural no citygate pela metodologia Netback Value.....	193
1.2.1.	Preço dos combustíveis substitutos	194
a)	Óleo combustível	194
b)	Gás Natural Liquefeito (GNL)	196
1.2.2.	Preço final do gás natural para a indústria	197

I.2.3. Tributos	198
a) PIS/COFINS	198
b) Imposto Sobre Circulação de Mercadoria e Prestação de Serviços	198
I.2.4. Margem das distribuidoras	199
I.2.5. Resultados	201
ANEXO II - ALTERNATIVAS DE GASODUTOS NÃO ELEGÍVEIS PARA O PEMAT 2013-2022	202
II.1. Bacia do São Francisco, João Pinheiro/MG – Betim/MG	203
II.1.1. Balanço de Demanda e Oferta Potencial	203
II.1.2. Propostas e avaliação socioambiental do traçado preliminar	205
II.1.2.1. Localização dos Corredores Estudados	205
II.1.2.2. Aspectos Socioambientais	212
a) Unidades de Conservação, Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade	212
b) Bioma, Vegetação e Uso do Solo	216
c) Terras Indígenas, Territórios de Quilombos, Assentamentos do INCRA e Áreas Urbanas	219
d) Aspectos do Meio Físico (Hidrografia, Cavernas, Relevo e Hipsometria)	221
II.1.2.3. Conclusões e Recomendações	227
II.1.3. Proposta e avaliação da infraestrutura	228
II.2. Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA	233
II.2.1. Balanço de Demanda e Oferta Potencial	233
II.2.2.1. Localização Dos Corredores Estudados	234
II.2.3.1. Alternativa de Corredor 1	236
II.2.3.2. Alternativa de Corredor 2	252
II.2.3.3. Conclusões e recomendações	268
II.3. Ampliação do GASBEL	274
II.4. Macaé/RJ ou Piúma/ES – Ipatinga/MG	276
II.5. Região Sul (Trecho Sul do GASBOL ou Chimarrão)	278

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.1- Evolução da malha de gasodutos de transporte no Brasil.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 1.2- Infraestrutura de gasodutos de transporte em países selecionados</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2.1 - Demanda parcialmente atendida pela capacidade de infraestrutura (IE) de transporte existente</i>	<i>19</i>
<i>Figura 2.2 – Representação esquemática dos estudos econômicos e energéticos</i>	<i>21</i>
<i>Figura 2.3– Metodologia geral: projeção de demanda total de energia</i>	<i>22</i>
<i>Figura 2.4 – Representação esquemática do processo de estimativa de demanda de gás natural para geração de eletricidade.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2.5 – Desagregação espacial dos principais segmentos consumidores atendidos pela concessionária</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2.6 – Configuração da infraestrutura existente</i>	<i>29</i>
<i>Figura 2.7 – Configuração da infraestrutura com expansões e ampliações</i>	<i>30</i>
<i>Figura 2.8– Tratamento das informações coletadas.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 2.9– Exemplo estilizado de demanda potencial por município em 2022</i>	<i>33</i>
<i>Figura 2.10 - Esquema da Definição da Oferta Potencial Disponível de Gás Natural (Seco).....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 2.11- Esquema da Definição da Produção Líquida Potencial de Gás Natural (Úmido)</i>	<i>35</i>
<i>Figura 2.12 - Esquema Simplificado da Definição da Produção Bruta Potencial de Petróleo e Gás Natural (Úmido).....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 2.13 - Esquema Simplificado da Absorção em UPGNs.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 2.14- UPGNs instaladas e anunciadas no Brasil.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 2.15- Infraestrutura de importação de gás natural no Brasil</i>	<i>45</i>
<i>Figura 2.16 – Esquema do processo de elaboração do balanço de demanda e oferta potenciais de gás natural</i>	<i>47</i>
<i>Figura 2.17- Infraestrutura existente de gasodutos de transporte no Brasil em 2012.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 2.18 – Sistema de gasodutos de transporte da Região Nordeste</i>	<i>51</i>
<i>Figura 2.19– Sistema de gasodutos de transporte da Região Sul/Sudeste/Centro-Oeste</i>	<i>52</i>
<i>Figura 2.20– Representação do Pipeline Studio de um duto e seus principais constituintes</i>	<i>52</i>
<i>Figura 2.21 – Representação dos pontos de entrega em relação ao tipo de demanda.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 2.22 - Representação das etapas para simulação da malha de gasodutos pelo Pipeline Studio</i>	<i>54</i>
<i>Figura 2.23- Processos de definição das alternativas de gasodutos de transporte nos estudos do PEMAT</i>	<i>59</i>
<i>Figura 2.24 – Mapa de Unidades de Conservação no Brasil.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 2.25 – Mapa de Terras Indígenas no Brasil.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 2.26 – Composição do preço final de gás natural ao mercado.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 2.27 – Metodologia de avaliação econômica dos estudos do PEMAT.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 2.28 – Custo Médio de Gasoduto no Brasil</i>	<i>84</i>
<i>Figura 2.29 – Custo Médio de gasodutos nos EUA em 2011-2012</i>	<i>85</i>
<i>Figura 2.30 – Resumo do fluxo de informações envolvidas no processo de avaliação de gasodutos ...</i>	<i>86</i>
<i>Figura 2.31 – Processo de Avaliação pela EPE de Requerimento de Provação de Terceiros</i>	<i>91</i>
<i>Figura 3.1 – Participação no consumo potencial de gás natural por classe</i>	<i>96</i>
<i>Figura 3.2 – Participação no consumo potencial de gás natural por região geográfica.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 3.3 – Demanda potencial não termelétrica na região Sudeste em 2022</i>	<i>98</i>
<i>Figura 3.4 – Previsão de produção nacional de petróleo</i>	<i>99</i>
<i>Figura 3.5– Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural.....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 3.6 – Previsão de produção líquida potencial nacional de gás natural</i>	<i>101</i>
<i>Figura 3.7– Composição da oferta potencial de gás natural no sistema interligado</i>	<i>104</i>
<i>Figura 3.8 – Alternativas estudadas de interligação de origem-destino</i>	<i>109</i>
<i>Figura 4.1 – Localização do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II.....</i>	<i>122</i>
<i>Figura 4.2 – Planejamento de escoamento do gás natural oriundo do Pré-Sal Bacia de Santos.....</i>	<i>128</i>
<i>Figura 4.3 – Área onde estão inseridas as alternativas estudadas</i>	<i>139</i>
<i>Figura 4.4 – Mapa hipsométrico - Modelo digital de elevação.....</i>	<i>141</i>
<i>Figura 4.5 – Processos Minerários - Ortofotos.....</i>	<i>142</i>
<i>Figura 4.6 – Áreas Protegidas</i>	<i>144</i>
<i>Figura 4.7 – Traçado preliminar proposto para a alternativa COMPERJ-Guapimirim/RJ.....</i>	<i>152</i>

<i>Figura 4.8 - Cronograma físico-financeiro estimado pela EPE</i>	161
<i>Figura 4.9 – Curva de desembolso estimada pela EPE</i>	162
<i>Figura I.1 - Grupos de custos considerados para estimativa dos preços de gás natural</i>	183
<i>Figura I.2 - Preços e margens do gás natural (US\$/MMBtu);</i>	200
<i>Figura II.1 – Localização do Município de João Pinheiro/MG e de blocos exploratórios na Bacia do São Francisco</i>	204
<i>Figura II.2 – Mapa Base com a localização dos corredores propostos para o gasoduto João Pinheiro – Betim, MG</i>	207
<i>Figura II.3 – Infraestrutura de transportes na área dos corredores propostos para João Pinheiro-Betim (MG)</i>	209
<i>Figura II.4 – Hidrelétricas existentes e planejadas na área de estudo</i>	211
<i>Figura II.5 – Unidades de Conservação nos corredores propostos para o gasoduto de João Pinheiro/MG – Betim/MG</i>	213
<i>Figura II.6 – Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCB) nos corredores propostos</i>	215
<i>Figura II.7 – Biomas na área dos corredores propostos para o gasoduto João Pinheiro-Betim</i>	217
<i>Figura II.8 – Vegetação e Uso do Solo na área de estudo para o gasoduto João Pinheiro-Betim</i>	218
<i>Figura II.9 – Terra Indígena, assentamentos do INCRA e áreas urbanas na área de estudo</i>	220
<i>Figura II.10 - Hidrografia na região de estudo, entre João Pinheiro e Betim (MG)</i>	222
<i>Figura II.11 – Descrição do relevo e localização das cavidades naturais registrados na região dos corredores propostos para o gasoduto de João Pinheiro-Betim</i>	225
<i>Figura II.12 – Hipsometria na área dos corredores propostos para o gasoduto João Pinheiro-Betim</i>	226
<i>Figura II.13 – Traçado preliminar proposto para a alternativa João Pinheiro/MG-Betim/MG</i>	229
<i>Figura II.14 - Mapa de localização das alternativas de corredor</i>	235
<i>Figura II.15 - Localização dos setores para descrição do Corredor 1</i>	237
<i>Figura II.16 – Hidrografia da área do Corredor 1</i>	239
<i>Figura II.17 – Compartimentos geomorfológicos na área do Corredor 1</i>	241
<i>Figura II.18 – Hipsometria na área do Corredor 1</i>	242
<i>Figura II.19 – Processos minerários na área do Corredor 1</i>	244
<i>Figura II.20 – Terras indígenas próximas ao Corredor 1</i>	245
<i>Figura II.21 – Projetos de Assentamento Rural e Território de Quilombos na área do Corredor 1</i>	247
<i>Figura II.22 – Uso e cobertura do solo na área do Corredor 1</i>	249
<i>Figura II.23 – Unidades de conservação na área do Corredor 1</i>	250
<i>Figura II.24 – APCBs na área do Corredor 1</i>	251
<i>Figura II.25 - Localização dos setores para descrição do Corredor 2</i>	253
<i>Figura II.26 – Hidrografia da área do Corredor 2</i>	255
<i>Figura II.27 – Compartimentos geomorfológicos na área do Corredor 2</i>	257
<i>Figura II.28 – Hipsometria na área do Corredor 2</i>	258
<i>Figura II.29 – Processos minerários na área do Corredor 2</i>	260
<i>Figura II.30 – Terras indígenas próximas ao Corredor 2</i>	262
<i>Figura II.31 – Projetos de Assentamento Rural e Terras Quilombolas na área do Corredor 2</i>	263
<i>Figura II.32 – Uso e cobertura do solo na área do Corredor 2</i>	265
<i>Figura II.33 – Unidades de conservação na área do Corredor 2</i>	266
<i>Figura II.34 – APCBs na área do Corredor 2</i>	267
<i>Figura II.35 - Traçado preliminar proposto para a alternativa de gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA</i>	269
<i>Figura II.36 – Ampliação do GASBEL para fornecimento a Minas Gerais</i>	274
<i>Figura II.37 - Gasoduto Manhuaçu-Ipatinga</i>	277
<i>Figura II.38 - Alternativas do GASBOL 1 a 3</i>	281
<i>Figura II.39 - Alternativa 4 do GASBOL</i>	282

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 2.1 - UPGNs existentes e seus respectivos índices de rendimento.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabela 2.2 - Capacidade de importação por gasoduto e por GNL no horizonte do estudo.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 2.3- Operação de gasodutos de transporte por transportadora no Brasil.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 2.4 - Estimativa de preços de realização do gás natural especificado no País, em US\$/MMBtu</i>	<i>74</i>
<i>Tabela 2.5 - Estimativa de preços de realização do gás natural especificado importado, em US\$/MMBtu</i>	<i>74</i>
<i>Tabela 2.6 - Preço máximo do gás natural no citygate para cada distribuidora, considerando 100% de competitividade com o óleo combustível</i>	<i>76</i>
<i>Tabela 2.7 - Custo de capital próprio (% ao ano)</i>	<i>80</i>
<i>Tabela 3.1 – Projetos informados até o ano de 2022</i>	<i>93</i>
<i>Tabela 3.2 – Projetos informados até o ano de 2022 por região geográfica</i>	<i>93</i>
<i>Tabela 3.3 – Demanda potencial não termelétrica de gás natural por região geográfica e classe de consumo (mil m³/dia).....</i>	<i>95</i>
<i>Tabela 3.4 – Demanda potencial não termelétrica de gás natural por região geográfica (mil m³/dia). 96</i>	
<i>Tabela 3.5 – Previsão de produção líquida potencial nacional de gás natural, classificada por tipo de gás natural e categoria de recursos (milhões m³/d)</i>	<i>102</i>
<i>Tabela 3.6 – Previsão de oferta potencial disponível de gás natural (milhão m³/d)</i>	<i>103</i>
<i>Tabela 3.7 – Balanço de Demanda e Oferta Potenciais de Gás Natural no sistema integrado, conforme PDE 2013-2022 (milhão m³/d).....</i>	<i>106</i>
<i>Tabela 3.8– Caracterização básica das alternativas identificadas nos estudos do PEMAT 2013-2022</i>	<i>111</i>
<i>Tabela 3.9 - Estimativas de custos de investimento e tarifas de transporte das alternativas identificadas nos estudos do PEMAT 2013-2022 – EVTE simplificado</i>	<i>111</i>
<i>Tabela 3.10 – Avaliação das alternativas identificadas para aprofundamento nos estudos do PEMAT 2013-2022 pelos critérios de balanço de demanda e oferta e tarifa de transporte – EVTE simplificado</i>	<i>117</i>
<i>Tabela 4.1 - Demanda por Gás Natural na Malha Integrada do Brasil</i>	<i>124</i>
<i>Tabela 4.2 - Balanço de Oferta e Demanda no Sistema Petrobras Integrado (milhões m³/dia).....</i>	<i>125</i>
<i>Tabela 4.3 - Oferta por Gás Natural na Malha Integrada do Brasil (em milhões m³/d)</i>	<i>127</i>
<i>Tabela 4.4 - Balanço de Oferta e Demanda no Sistema Petrobras</i>	<i>130</i>
<i>Tabela 4.5 - Balanço de Demanda e Oferta Potenciais de Gás Natural no sistema integrado (milhão m³/d).....</i>	<i>131</i>
<i>Tabela 4.6 - Custos de licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão</i>	<i>135</i>
<i>Tabela 4.7 - Custos de licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão</i>	<i>137</i>
<i>Tabela 4.8 - Coordenadas dos pontos de interligação em estudo</i>	<i>138</i>
<i>Tabela 4.9 - Valores de processo para o gasoduto</i>	<i>146</i>
<i>Tabela 4.10 - Espessura da parede.....</i>	<i>147</i>
<i>Tabela 4.11 - Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de reais).....</i>	<i>149</i>
<i>Tabela 4.12 - Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de R\$).....</i>	<i>151</i>
<i>Tabela 4.13 - Valores de processo para o gasoduto</i>	<i>152</i>
<i>Tabela 4.14 - Espessura dos tubos</i>	<i>153</i>
<i>Tabela 4.15 - Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de reais).....</i>	<i>157</i>
<i>Tabela 4.16 - Comparação entre as estimativas de preço para o GNL atualmente importado no TRBG e para o gás do Pré-Sal ao aportarem na malha</i>	<i>160</i>
<i>Tabela 4.17 - Queda de pressão em função dos diâmetros estudados</i>	<i>166</i>
<i>Tabela 5.1 – Resumo da alternativa elegível para o PEMAT 2013-2022.....</i>	<i>172</i>
<i>Tabela 5.2 – Balanço de Demanda e Oferta Potenciais de Gás Natural no sistema integrado, a partir do resultado do PEMAT 2013-2022 (milhão m³/d)</i>	<i>173</i>
<i>Tabela I.1 – Características dos projetos típicos considerados para a estimativa de preços de gás natural</i>	<i>185</i>
<i>Tabela I.2 – Custos de capital e outros custos considerados para a estimativa de preços de gás natural</i>	<i>186</i>
<i>Tabela I.3 – Parâmetros utilizados no Fluxo de Caixa.....</i>	<i>192</i>
<i>Tabela I.4 - Estimativa de preços de realização do gás natural especificado nacional, em US\$/MMBtu</i>	<i>193</i>

<i>Tabela I.5 - Preço médio do óleo combustível A1 ao consumidor, em R\$/kg, segundo municípios selecionados 2009-2011</i>	<i>194</i>
<i>Tabela I.6 - Preço médio do óleo combustível A1 do produtor e ao consumidor</i>	<i>195</i>
<i>Tabela I.7 - Preços ao consumidor em 2013.....</i>	<i>196</i>
<i>Tabela I.8 - Preços de GNL nos terminais de regaseificação brasileiros.....</i>	<i>197</i>
<i>Tabela I.9 – ICMS incidente sobre o gás natural por estado</i>	<i>199</i>
<i>Tabela I.10 - Preço do gás no citygate (US\$/MMBtu).</i>	<i>199</i>
<i>Tabela I.11 - Preço do gás natural importado – GASBOL.....</i>	<i>200</i>
<i>Tabela I.12 - Preços máximos do gás natural no citygate para cada distribuidora (US\$/MMBtu) para competitividade de 100% com o óleo combustível.</i>	<i>201</i>
<i>Tabela II.1 – Extensão do traçado preliminar (eixo central), em km, e número de municípios interceptados pelos corredores estudados.....</i>	<i>208</i>
<i>Tabela II.2 – Quantificação das Usinas Hidrelétricas</i>	<i>210</i>
<i>Tabela II.3 – Unidades de Conservação intersectadas pelos corredores propostos para o gasoduto João Pinheiro - Betim</i>	<i>214</i>
<i>Tabela II.4 – Informações sobre as Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade.....</i>	<i>216</i>
<i>Tabela II.5 – Vegetação e uso do solo dentro dos corredores propostos.....</i>	<i>219</i>
<i>Tabela II.6 – Terra Indígena, Assentamentos do INCRA, Territórios de Quilombos e Áreas Edificadas ou Urbanizadas na área de estudo para o gasoduto João Pinheiro-Betim.....</i>	<i>221</i>
<i>Tabela II.7 – Rios interceptados pelos corredores propostos</i>	<i>223</i>
<i>Tabela II.8 - Custo por grupo e total da alternativa João Pinheiro/MG-Betim/MG (milhões de reais)</i>	<i>232</i>
<i>Tabela II.9 – Travessias dos principais corpos hídricos do Corredor 1.....</i>	<i>240</i>
<i>Tabela II.10 - Cobertura Vegetal e Uso do Solo do Corredor 1.....</i>	<i>248</i>
<i>Tabela II.11 – Principais corpos hídricos do Corredor 2.....</i>	<i>256</i>
<i>Tabela II.12 - Cobertura Vegetal e Uso do Solo do Corredor 2.....</i>	<i>264</i>
<i>Tabela II.13 - Características do projeto em estudo.</i>	<i>270</i>
<i>Tabela II.14 - Dimensionamento do duto.</i>	<i>271</i>
<i>Tabela II.15 - Custo por grupo e total da alternativa Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA (milhões de reais)</i>	<i>273</i>
<i>Tabela II.16 – Ampliação do GASBEL.....</i>	<i>275</i>
<i>Tabela II.17 - Gasoduto Manhauçu-Ipatinga</i>	<i>276</i>
<i>Tabela II.18 - Alternativas do GASBOL.....</i>	<i>280</i>

Capítulo 1 INTRODUÇÃO

A indústria de gás natural se caracteriza fortemente como uma indústria de rede, na qual ofertas e demandas devem ser conectadas por uma rede física – no caso, a malha de gasodutos¹. O estabelecimento desta infraestrutura de rede implica investimentos elevados em ativos fixos e específicos, tornando os custos unitários do gás natural extremamente sensíveis ao volume movimentado e ao número de usuários (há substanciais economias de escala e escopo).

Ademais, o gás natural não tem mercado cativo, podendo substituir e ser substituído por várias fontes energéticas. Por isto, a despeito de suas qualidades intrínsecas (por exemplo, combustão mais limpa, homogênea e eficiente), precisa ter preço competitivo para motivar o consumidor final a usá-lo ao invés de a seu substituto.

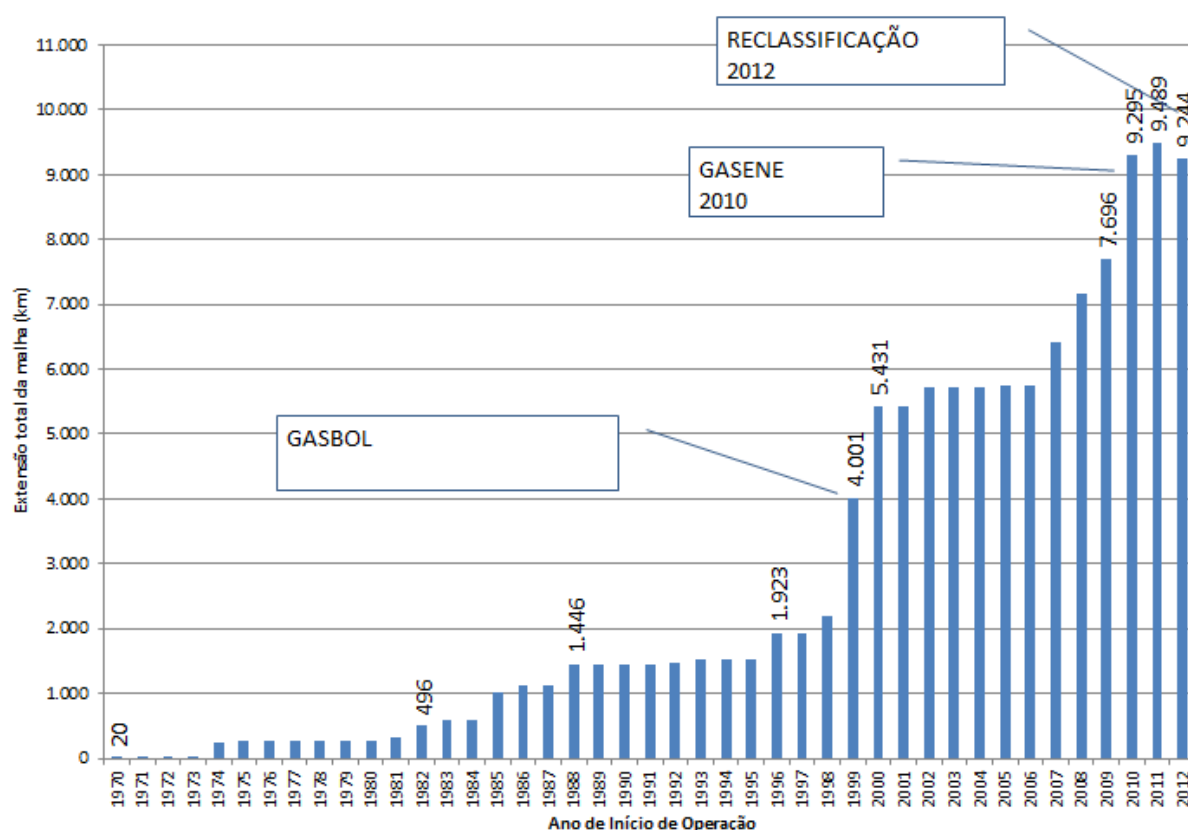
Devido a estas características, a indústria do gás natural apresentou em todo o mundo um desenvolvimento bem mais lento do que a indústria do petróleo, apesar de boa parte da produção de gás natural ter sua origem associada à produção de petróleo. Por isto, mesmo em países com disponibilidade relevante de gás natural, a primeira fase de aproveitamento econômico do recurso ocorreu localmente, sendo que apenas, posteriormente, as malhas regionais passaram a se integrar inter-regionalmente e, finalmente, nacionalmente. Nos EUA, por exemplo, só com a construção de um gasoduto de transporte conectando o mercado de Chicago com os campos de Panhandle (Texas) em 1931 é que a indústria de gás natural começou a assumir uma característica nacional (Castaneda, 1993)². Apesar de outros gasodutos de longa distância (em torno de 1.500 quilômetros) terem sido construídos nesta época, o processo de desenvolvimento de uma malha de gasodutos de abrangência nacional só consolida no Pós-Guerra, tendo como momento simbólico as conversões para gás natural dos dutos, *Big Inch* e *Little Big Inch* – respectivamente, dutos originais de petróleo e derivados –, que interligaram os mercados das regiões Sudoeste e Nordeste dos EUA (Viscusi *et al.*, 1992; Castaneda, 1993).

No Brasil, apesar de a construção de gasodutos de transporte ter seu início nos anos 70 (vide Figura 1.1), o marco zero do desenvolvimento de uma malha de gasodutos de transporte de abrangência nacional foi a conclusão do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em 1999/2000 e sua interligação em

¹ As exceções são o atendimento por gás comprimido e por gás liquefeito; alternativas que, em geral, só apresentam competitividade em relação às fontes substitutas para o atendimento do consumidor final em condições bem específicas. Por conta disto, a maior parte da movimentação do gás natural é realizada por meio de gasodutos.

² Ressalte-se que o campo descoberto pelo Coronel Drake próximo à Titusville (Pennsylvania) em 1859, considerado o marco da indústria moderna do petróleo, também produzia gás natural associado, assim como muitos outros campos nos EUA (Castaneda, 1993). Todavia, o gasoduto de Panhandle (Texas) a Chicago, com 24 polegadas de diâmetro e cerca de 1.000 milhas (aproximadamente 1.609 quilômetros), foi o primeiro gasoduto de transporte de longa distância deste porte nos EUA, perpassando vários Estados. Na época (anos 20 e 30), os gasodutos de longa distância nos EUA tinham extensão na faixa de 200-400 milhas (321-644 km). Um dos principais motivos para as dificuldades iniciais de construção de gasodutos de longa distância eram as dificuldades técnicas, que só foram vencidas nos anos 20 e 30, com o avanço dos materiais utilizados (em particular, o aço) e das técnicas de soldagem (Castaneda, 1993).

Guararema/SP com a malha Sudeste do Sistema Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) de gasodutos³. Posteriormente, a conclusão do Gasoduto de Interligação Sudeste-Nordeste (GASENE) em 2010 permitiu a interligação desta malha integrada (GASBOL e malha Sudeste do Sistema Petrobras) com a malha Nordeste do Sistema Petrobras de gasodutos⁴.



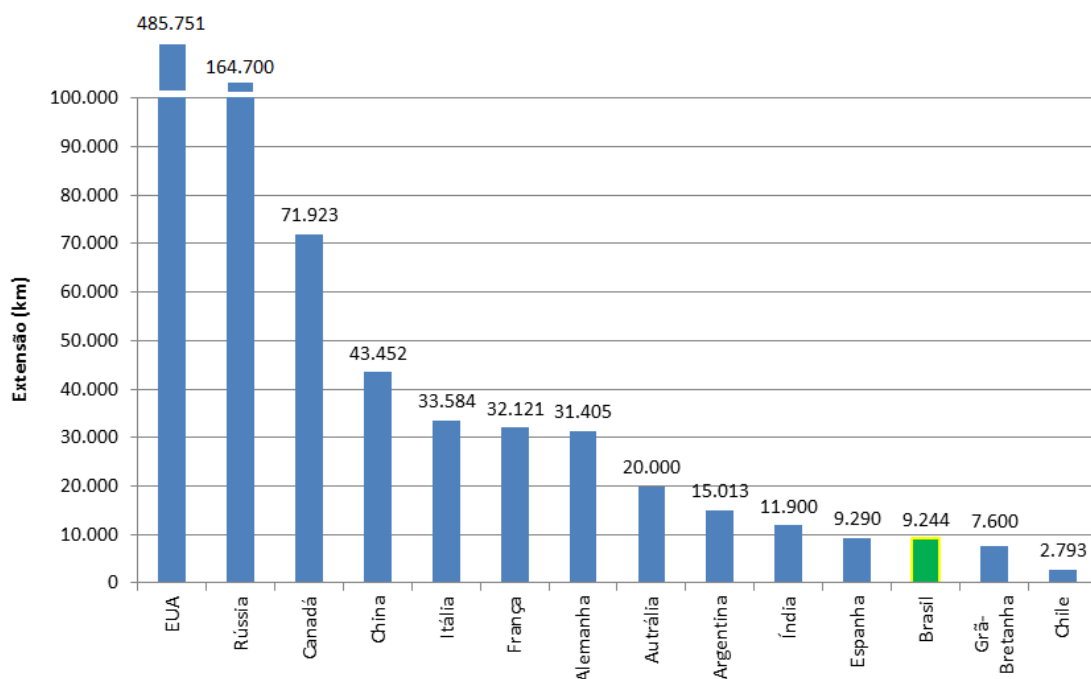
Fonte: MME (2012).

Figura 1.1- Evolução da malha de gasodutos de transporte no Brasil

Atualmente, a extensão total de gasodutos de transporte no Brasil é de 9.244 km, sendo 8.582,8 km de malha integrada. Apesar de esta extensão representar uma expansão de 310% em relação à malha existente em junho de 1999 (2.317 km), a infraestrutura de gasodutos de transporte do Brasil ainda é modesta quando comparada a de outros países, conforme mostra a Figura 1.2.

³ O GASBOL tem 30 milhões m³/d de capacidade de transporte de gás natural e 3.150 km de extensão, sendo 557 km na Bolívia e 2.593 km no Brasil. No Brasil, o Trecho Norte do GASBOL (Corumbá/MT-Paulínia/SP e Paulínia/SP-Guararema/SP) teve seu início de operação em julho/1999, enquanto seu trecho Sul (Campinas/SP-Canoas/RS) começou a operar em março de 2000. A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) detém os direitos de propriedade e de operação do GASBOL no lado brasileiro, sendo sua composição acionária: 51% - Petrobras Gás S.A. – Gaspetro; 29% - BBPP Holdings Ltda; 12% - YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda; e 8% - GTB-TBG Holdings S.A.R.L (TBG, 2013).

⁴ O GASENE tem capacidade de projeto para transportar 20 milhões de m³/dia de gás natural (iniciou operação com 10 milhões de m³/d) e 1.387 km de extensão.



Fontes: BTS (2012), para EUA (referência 2009); Gazprom (2012), para Rússia (referência 2011); CEPA (2012), para Canadá (referência 2011); EIA (2012a), para China (referência 2011); GRTgaz (2012), para França (referência 2011); AER (2012), para Austrália (referência 2012); ENARGAS (2012), para Argentina (referência 2010); GAIL (2012), para Índia (referência 2012); MME (2012), para Brasil (referência 2012); ENAGAS (2012), para Espanha (referência 2012); National Grid (2012), para Inglaterra (referência 2012); Energy Delta Institute (2012a; 2012b; 2012c), para demais países (referência 2011).

Figura 1.2- Infraestrutura de gasodutos de transporte em países selecionados

Notas: Dado de extensão de gasodutos de transporte da Rússia agrega toda a infraestrutura de transporte da Gazprom (inclusive gasodutos de transporte para exportação); Colunas dos EUA e da Rússia estão fora de escala (apenas indicativos).

A fim de alterar este quadro, o Governo Brasileiro propôs um novo marco regulatório para a indústria de gás natural, visando, sobretudo, a expansão da malha de gasodutos e uma estrutura mais competitiva nesta indústria⁵.

Sancionada em 4 de março de 2009, a Lei nº 11.909 (Lei do Gás), regulamentada pelo Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010⁶, contém as bases para a expansão do mercado brasileiro de gás natural. O referido marco legal resultou de amplo debate entre diversos agentes do setor, além dos Poderes Executivo e Legislativo e trata as especificidades da indústria do gás natural. Ademais, reforçou o papel do Ministério de Minas e Energia como poder concedente, formulador das políticas públicas para o setor do gás natural, atribuindo-lhe a responsabilidade pela elaboração do Plano

⁵ A perspectiva de crescimento relevante da produção de gás natural, devido às descobertas do pré-sal e às expectativas de descobertas de gás em bacias terrestres, coloca a possibilidade de ampliação de uma malha de gasodutos com maior abrangência nacional. Mais que isto, coloca a possibilidade de consolidação de uma indústria nacional de gás natural no longo prazo.

⁶ A Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, e sua regulamentação através do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, dispõem sobre as atividades relativas ao transporte dutoviário de gás natural, as atividades de tratamento, de processamento, de estocagem, de liquefação, de regaseificação e de comercialização de gás natural.

Decenal de Expansão da Malha Dutoviária de Transporte de Gás Natural - PEMAT. O referido Plano, a ser elaborado preferencialmente com periodicidade anual, terá como base estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE⁷. Tais estudos deverão conter, conforme o Decreto nº 7.382/2010 (art. 6º, §2º), entre outros elementos, propostas de traçados, de sistemas de compressão a serem instalados e de localização de pontos de entrega, bem como as estimativas de investimentos dos gasodutos.

Dentro desse contexto, o MME demandou à EPE que realizasse estudos sobre as necessidades de construção de gasodutos novos ou de ampliação da infraestrutura existente de transporte de gás natural do Brasil. O objetivo da elaboração desses estudos é identificar as alternativas elegíveis para a expansão ou ampliação da malha de gasodutos nacional no ciclo do PEMAT 2013 - 2022, considerando aspectos técnicos, econômicos e socioambientais. Deve-se ressaltar que, conforme disposto na Lei nº 11.909/2009 (Artigo 1º, §2º), a exploração das atividades relativas ao transporte de gás natural (bem como de outras atividades desta indústria) decorrentes das autorizações e concessões correrá por conta e risco do empreendedor, não se constituindo, em qualquer hipótese, prestação de serviço público. Neste sentido, não se trata de propor nos estudos do PEMAT as alternativas que permitiriam a consolidação de uma malha “ideal” de gasodutos de transporte para o país já em seu primeiro ciclo, mas sim de propor aquelas alternativas que se revelem aderentes aos princípios da Lei nº 11.909/2009.

Com fins de minorar a assimetria e as incertezas relacionadas ao PEMAT, caberá, então, à EPE apresentar anualmente estudos referentes à expansão e à ampliação da malha de transporte, no horizonte de dez anos, tomando como base estudos concernentes a planejamentos regionais, estudos de mercado e consultas aos agentes da indústria de gás natural. Não é demais destacar que foi publicada a Portaria MME nº 130, de 24 de abril de 2013, que estabeleceu as regras e procedimentos para a solicitação e o recebimento, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, de dados dos agentes da indústria do gás natural e demais interessados para fins de elaboração dos Estudos de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário que subsidiaram o PEMAT.

Como produto das análises realizadas pela EPE, o MME elaborará o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário, que contemplará a(s) oportunidade(s) sob análise, e apresentará, de maneira preliminar, as características técnicas do gasoduto, que viabilize o atendimento aos mercados demandantes de gás natural.

Em consonância com a Lei nº 11.909/2009 (Art. 4º, Inciso I), este relatório dos estudos do PEMAT 2013-2022 contempla as avaliações das alternativas de gasodutos de transporte que embasam:

- I. a proposição por iniciativa própria do MME;

⁷ A Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 já definia entre as competências da EPE: promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de gás natural e elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil.

II. a proposição por provocação de terceiros pelo MME.

Ressalte-se que as abordagens de estudo, os níveis de detalhamento e incerteza destas avaliações são diferentes. No primeiro caso, nos estudos visando à proposição por iniciativa própria, a abordagem pode avançar até uma avaliação conceitual, restando, para uma etapa posterior, empreender aprofundamentos de campo e de detalhamento do projeto de infraestrutura para definir o gasoduto de referência. No segundo caso, nos estudos visando à proposição por provocação de terceiros, a abordagem já parte de um nível de detalhamento do projeto de infraestrutura compatível com o de gasoduto de referência, conforme estabelecido na Portaria MME nº 94, de 04 de março de 2012, que contém os procedimentos de provocação por terceiros para a construção ou a ampliação de gasodutos de transporte. Desta forma, a EPE realiza os estudos e emite relatório sobre a provocação de terceiros a partir de um requerimento de projeto para construção ou ampliação de gasoduto de transporte com nível de detalhamento maior e com grau de incerteza menor do que o dos estudos para a proposição por iniciativa própria.

Neste contexto, o presente documento foi elaborado com o objetivo de apresentar alternativas para o ciclo 2013-2022 que, com as informações disponíveis e os condicionantes atuais de oferta e demanda, se mostrariam potencialmente atrativas aos empreendedores e factíveis de serem propostas pelo MME para o detalhamento (estabelecimento do gasoduto de referência), visando o encaminhamento à Chamada Pública.

No que se refere à estruturação do presente estudo, além desta introdução e dos anexos, o documento é dividido em três capítulos principais. O Capítulo 2 discorre sobre a metodologia que embasou o estudo, descrevendo os aspectos relacionados à demanda potencial, à oferta potencial, ao balanço de oferta e demanda, aos critérios para a avaliação de alternativas, aos aspectos ambientais (que influenciam o traçado) e às premissas de análise de viabilidade técnica e econômica, bem como a metodologia para avaliação de Requerimento de Provocação de Terceiros. No Capítulo 3, apresenta-se o balanço de oferta e demanda de gás natural considerado para o PEMAT, revelando-se as estimativas de demanda potencial e de oferta potencial, bem como os resultados das simulações termo-fluido-hidráulica da malha integrada e de sistemas isolados. No Capítulo 4, analisa-se a provocação de terceiros, conforme os procedimentos apresentados. Finalmente, no Capítulo 5, traçam-se considerações finais acerca deste primeiro ciclo de estudos do PEMAT.

Por fim, destaque-se que o Ministério de Minas e Energia instituirá um Comitê de Validação, sob sua coordenação, para corroborar, dentre as alternativas identificadas nos estudos da EPE, aquelas que devem ser propostas pelo MME em função de considerações traçadas pelos agentes da indústria de gás natural sobre as opções de uso deste recurso (por exemplo, consumo local ou disponibilização ao mercado) e seu preço de realização.

Em outras palavras, o objetivo desse Comitê é verificar se há interesse por parte dos ofertantes de gás natural pelas alternativas de gasoduto identificadas nos estudos da EPE, ou se há a intenção de dar outra destinação ao gás natural.

Capítulo 2 METODOLOGIA

O objetivo deste capítulo é apresentar os procedimentos metodológicos que fundamentaram os estudos do PEMAT 2013-2022, descrevendo os aspectos relacionados à demanda potencial, à oferta potencial, ao balanço de oferta e demanda, aos critérios para a avaliação de alternativas, ao meio ambiente (que influenciam o corredor e o traçado preliminar propostos para a avaliação da alternativa) e às premissas de análise de viabilidade técnica e econômica.

2.1. Demanda Potencial de Gás Natural

2.1.1. Conceitos e Definições utilizados neste estudo

2.1.1.1. Considerações Iniciais

A consistência é o princípio fundamental para o planejamento de longo prazo. No caso do planejamento energético, em particular, tal consistência deve ser assegurada nas suas duas principais dimensões: a econômica e a energética.

A consistência econômica garante que as trajetórias de longo prazo das principais variáveis econômicas sejam coerentes entre si, e de tal modo a atender os contornos quantitativos do cenário para esta evolução econômica no horizonte de interesse.

Já a consistência energética assegura que as evoluções da oferta e da demanda das diferentes fontes de energia sejam compatíveis entre si e com a trajetória econômica de interesse. O atendimento energético deve levar em conta os agentes relevantes do mercado de energia (produtores, consumidores, governos, associações de classe e instituições multilaterais) e suas interações.

Para garantir a consecução do objetivo da consistência, o planejamento energético, por sua vez, deve estar assentado em dois pilares:

- Metodologia consistente de projeção; e
- Conjunto de informações adequadamente detalhado para realização das análises pertinentes.

Vale destacar que os dois pilares são complementares e devem ser tomados em conjunto: não é possível desenvolver uma metodologia adequada de projeção sem conhecer os dados e,

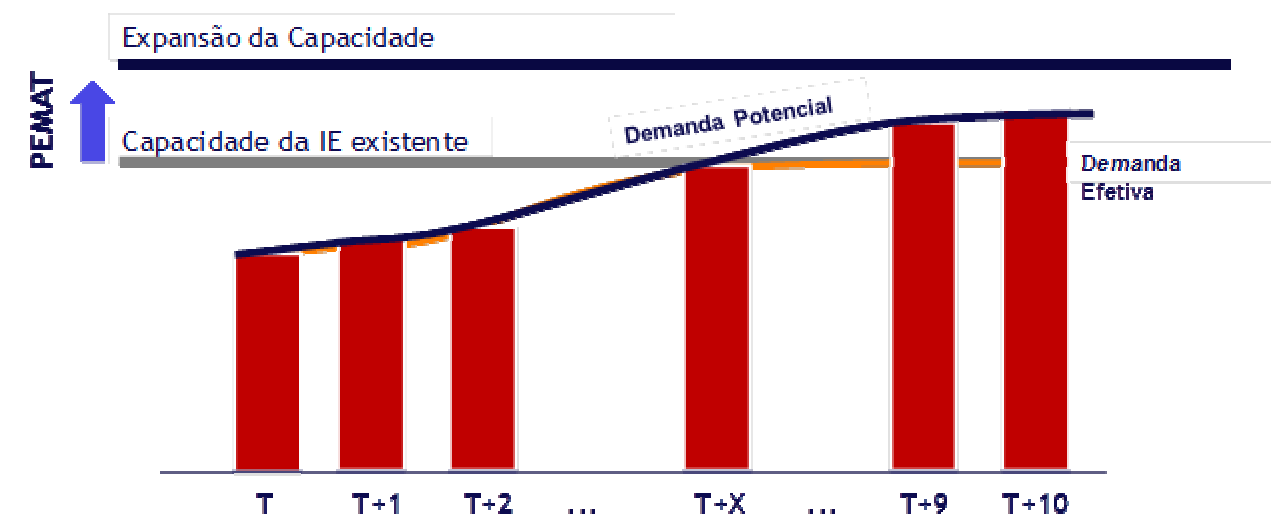
principalmente, suas limitações, assim como o conjunto de informações está fadado a gerar uma análise aquém da esperada se não for tratado em uma abordagem metodologicamente consistente.

No caso específico dos estudos do mercado para o PEMAT, vale mencionar sua inserção nos demais estudos de demanda energética produzidos pela EPE. Para melhor entendimento da metodologia dos estudos de mercado do presente relatório, faz-se necessário antes uma apresentação de conceitos básicos utilizados, tais como: demanda potencial, unidade regional básica de estudo e as classes de consumo consideradas.

2.1.1.2. Demanda Potencial

Um dos conceitos mais relevantes para os estudos que subsidiam o PEMAT é o de demanda potencial de gás natural. Definiu-se esta demanda potencial como aquela que, no horizonte do estudo, não se restringe à infraestrutura de transporte existente. Desse modo, estará associada a uma adição de capacidade de transporte a se realizar. Em contraposição, denominou-se de demanda efetiva aquela que pode ser totalmente atendida, dentro do horizonte do estudo, com a capacidade de transporte existente.

Quando a demanda é parcialmente atendida pela infraestrutura de transporte existente, como mostra a Figura 2.1, os conceitos de demanda efetiva e potencial são equivalentes até o ano T+X, dentro do horizonte de análise. Após este período, contudo, a capacidade da infraestrutura de transporte torna-se uma restrição à evolução esperada da demanda, o que traz a necessidade de uma eventual adição de capacidade para que a demanda potencial de gás natural estimada seja realizada.



■ Demanda de GN (m³/dia) da Concessionária "Y" atual e para os 10 anos seguintes

Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.1 - Demanda parcialmente atendida pela capacidade de infraestrutura (IE) de transporte existente

2.1.1.3. Classes de Consumo

Os estudos da demanda abrangem o consumo final energético por segmento com base na classificação setorial empregada no Balanço Energético Nacional (BEN). Foram denominadas classes de consumo os seguintes setores considerados nos estudos para o PEMAT:

- Industrial - engloba os segmentos de cimento; cerâmica; ferro-gusa e aço; ferro-ligas; mineração e pelletização; não ferrosos e outros metais; papel e celulose; química; alimentos e bebidas; têxtil; cerâmica e outras indústrias;
- Transportes - segmento rodoviário (GNV) de carga e passageiros;
- Residencial - engloba domicílios particulares ou coletivos. Um domicílio é um "local de moradia estruturalmente separado e independente, constituído por um ou mais cômodos" (IBGE, 2009);
- Comercial - engloba exercidas atividades comerciais ou de prestação de serviços, como por exemplo, lojas; "shopping centers"; hotéis e supermercados;
- Público – setor público, como por exemplo, em hospitais;
- Agropecuário – agricultura e pecuária;

- Matéria-prima - insumo para a indústria de fertilizantes, produção de hidrogênio em refinarias, entre outros;
- Setor energético – consumo próprio para movimentação em dutos; consumo em refinarias e demais centros de transformação.

2.1.2. Metodologia de Projeção da Demanda do PEMAT

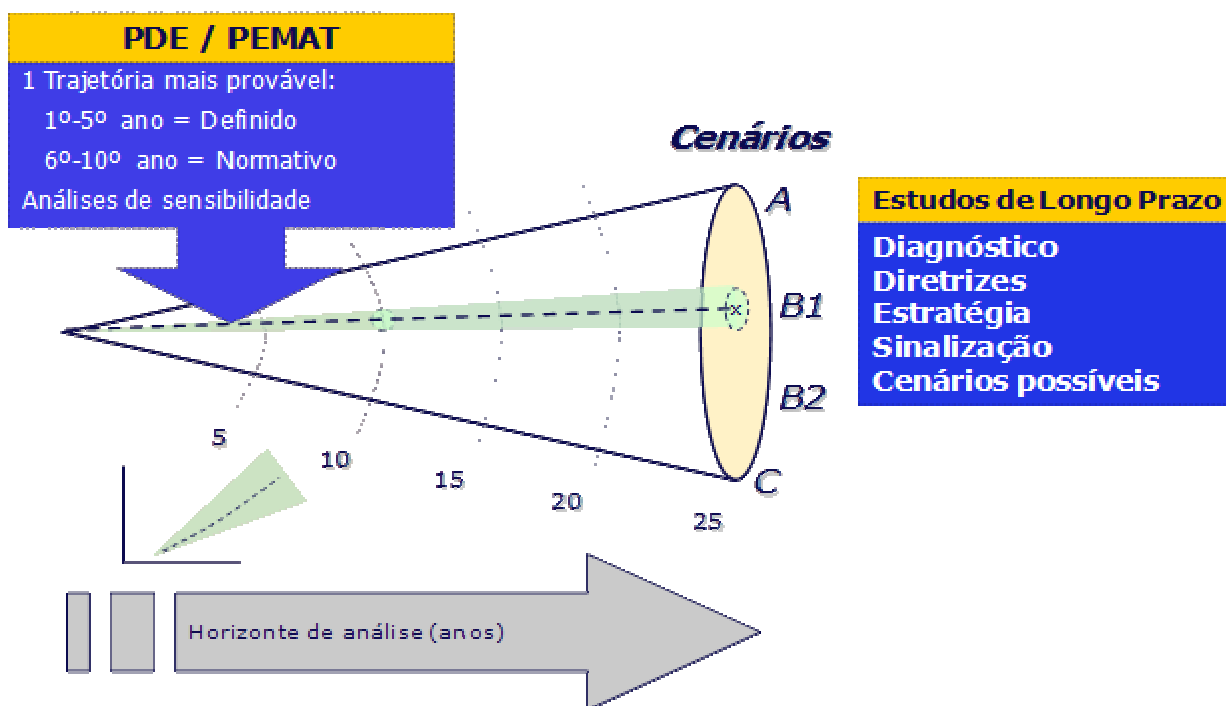
A projeção da demanda não termelétrica de gás natural envolve um processo que se inicia a partir dos dados obtidos de pesquisas realizadas pela EPE sobre as perspectivas de demanda para os próximos dez anos junto à Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGAS) e companhias distribuidoras, bem como aos grandes consumidores industriais de gás natural.

Com base nessas perspectivas, este processo avalia as condições gerais de competitividade do gás natural na indústria no horizonte decenal, a situação atual e a expansão prevista da malha de gasodutos, bem como as respectivas restrições de transporte do gás natural. Adicionalmente, este processo analisa a compatibilidade entre as projeções de demanda de gás natural com as dos demais energéticos concorrentes, de modo a manter a consistência com a demanda total de energia térmica necessária no cenário.

A projeção da demanda de gás natural está inserida em uma visão integrada da demanda de energia, onde a evolução da demanda por energia é estabelecida a partir do estudo de cenários de longo prazo no qual são delineadas as principais condições de contorno, especialmente as do contexto econômico.

A partir dessa visão de longo prazo, recortes temporais de horizontes menores podem ser determinados, obtendo-se, dessa maneira, trajetórias consistentes ao longo do tempo para as variáveis de interesse. Além dos determinantes de longo prazo, os estudos incorporam elementos conjunturais, bem como definições e estratégias de médio prazo, que podem influenciar parâmetros relevantes no horizonte decenal, em especial, as taxas de expansão da economia.

Assim, os estudos do PEMAT podem ser inseridos como um recorte de menor horizonte do cenário de interesse dos estudos de longo prazo que a EPE elabora, conforme Figura 2.2, buscando-se a consistência dentro do cenário energético como um todo.



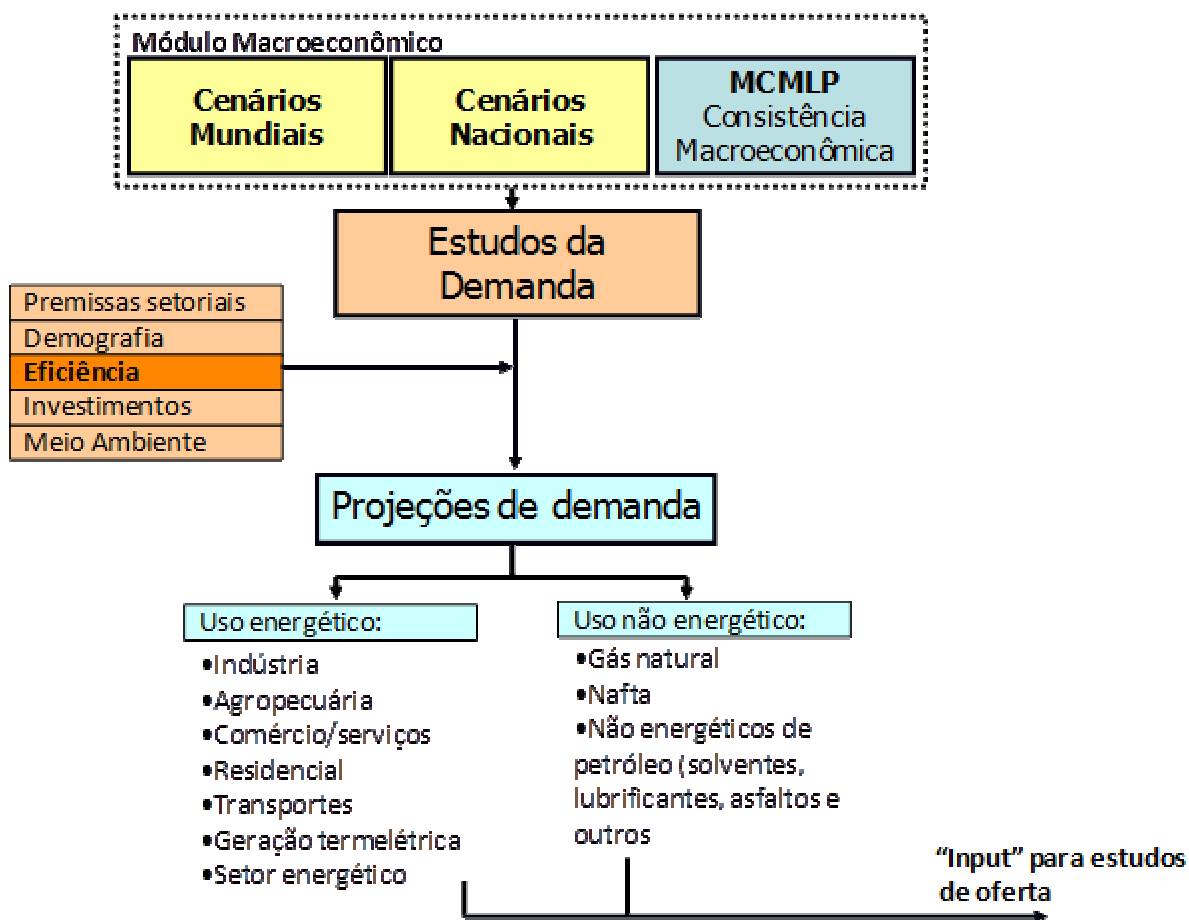
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.2 – Representação esquemática dos estudos econômicos e energéticos

Portanto, avalia-se a compatibilização das projeções por concessionárias com os modelos setoriais de energia da EPE. Sob a hipótese de trabalho de que o gás natural apresenta grau de competitividade frente aos principais energéticos substitutos na indústria, a análise de consistência tem como objetivo compatibilizar a soma das projeções das concessionárias no horizonte decenal com a visão energética da EPE nos próximos anos. Isso permite que a soma dos mercados individuais de cada energético esteja coerente com o total de demanda térmica estimada pelo cenário, evitando superposição de mercados análogos. Assim, parcelas de mercado não compatíveis com essa restrição são descartadas da projeção potencial de demanda de gás natural.

Além dos elementos conjunturais, as projeções de demanda de energia para o PEMAT apoiam-se também na revisão das perspectivas de expansão de atividade nos diversos setores de consumo de energia, bem como na maneira como a energia deverá ser usada neste horizonte.

A Figura 2.3 exhibe a relação entre as etapas do processo de projeção de demanda de energia no horizonte decenal.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.3– Metodologia geral: projeção de demanda total de energia

Como resultado, a projeção potencial da demanda de gás natural não termelétrica é resultado da soma das projeções das demandas de gás natural de cada concessionária, restringidas das parcelas que não são compatíveis com o cenário energético quantificado pelo conjunto de modelos setoriais da EPE.

Por fim, a demanda termelétrica é considerada à parte, no contexto do planejamento da expansão da geração elétrica, como descrito a seguir.

2.1.3. Projeção de Demanda de Usinas Termelétricas a Gás Natural

Tendo como base a projeção da expansão da demanda de energia elétrica por subsistema⁸, a expansão da oferta de energia elétrica é planejada de acordo com as normas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de modo a ocorrer de forma socioambientalmente sustentável, atendendo aos critérios de minimização dos custos de expansão esperados e segurança de suprimento.

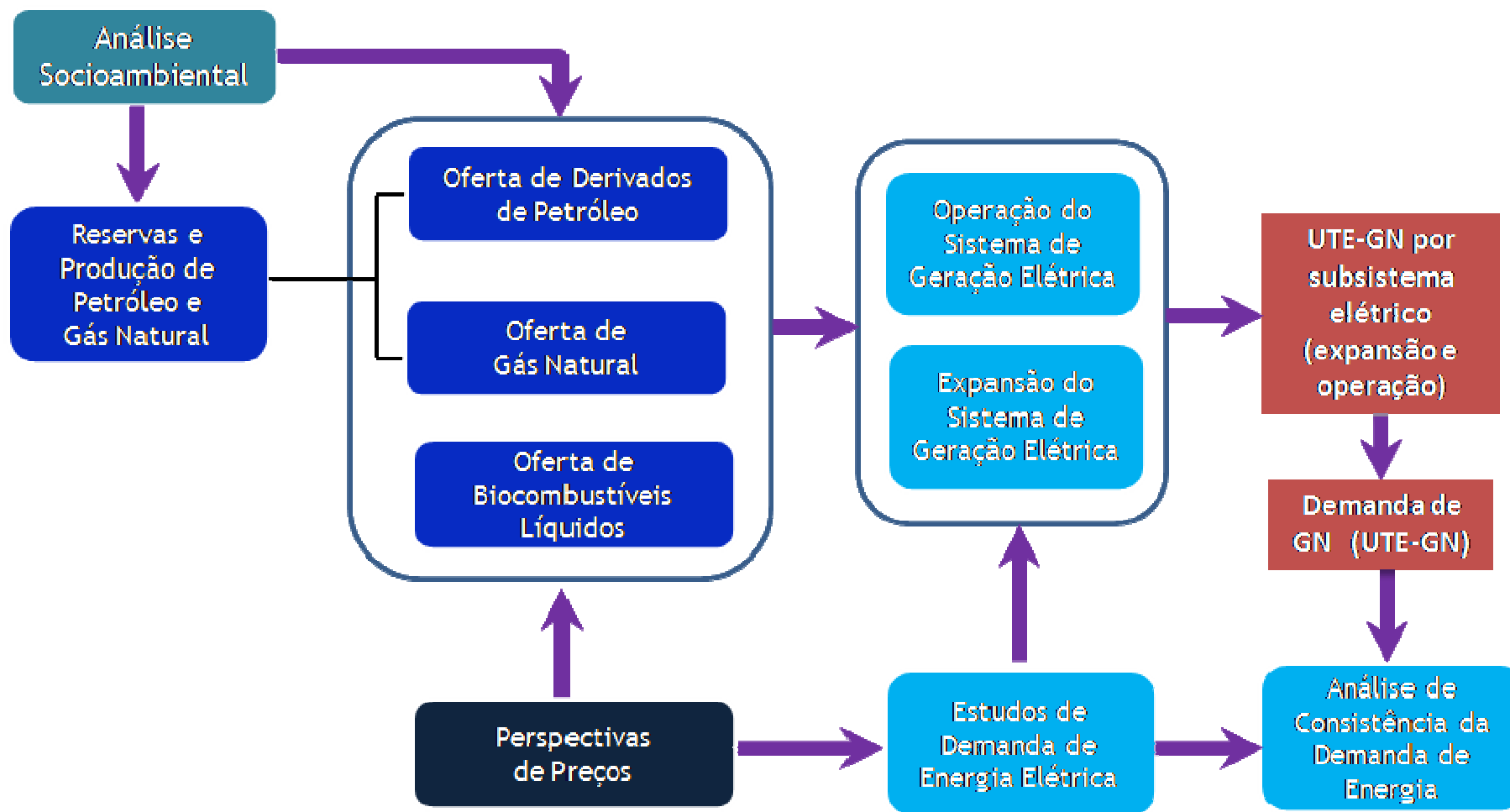
Por meio destas, são determinados como critério econômico a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME) e como critério de segurança o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, ou risco de déficit, em 5% dos cenários hidrológicos, em cada subsistema do SIN⁹.

A expansão da geração no horizonte decenal incorpora os resultados dos últimos leilões de compra de energia elétrica. Como consequência, o planejamento da expansão da capacidade de geração se incumbe em encontrar, dentro do portfólio de projetos indicativos, a configuração de expansão que atenda os critérios de expansão mencionados anteriormente (EPE, 2012a).

Nesse contexto, a projeção de demanda das usinas termelétricas a gás natural está relacionada à expectativa de despacho médio das usinas existentes e das novas adições de capacidades ao parque gerador projetadas no horizonte do PDE, ou seja, considerando a geração elétrica a partir de outras fontes de geração que não somente o gás natural. A Figura 2.4 mostra esquematicamente o modelo de expansão da geração, em particular, a adição de novos projetos de termelétricas a gás natural, desagregados ainda por subsistema elétrico.

⁸ É importante destacar que a projeção de demanda de energia elétrica já contempla cenários de ganhos de eficiência energética e de participação da autoprodução.

⁹ O critério de garantia de suprimento significa que, ao simular a operação futura do referido parque gerador para uma determinada trajetória de mercado, a probabilidade de ocorrência de déficit de energia, de qualquer magnitude, em cada ano de planejamento e em cada subsistema eletroenergético do SIN não pode ser superior a 5%, considerando-se todos os cenários hidrológicos simulados.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.4 – Representação esquemática do processo de estimativa de demanda de gás natural para geração de eletricidade

2.1.3.1. Diferenças entre o PEMAT e o PDE

Os estudos para o PEMAT se propõem a identificar as regiões com potencial suficiente de demanda de gás natural capaz de justificar o interesse dos agentes econômicos na expansão ou ampliação de gasodutos de transporte.

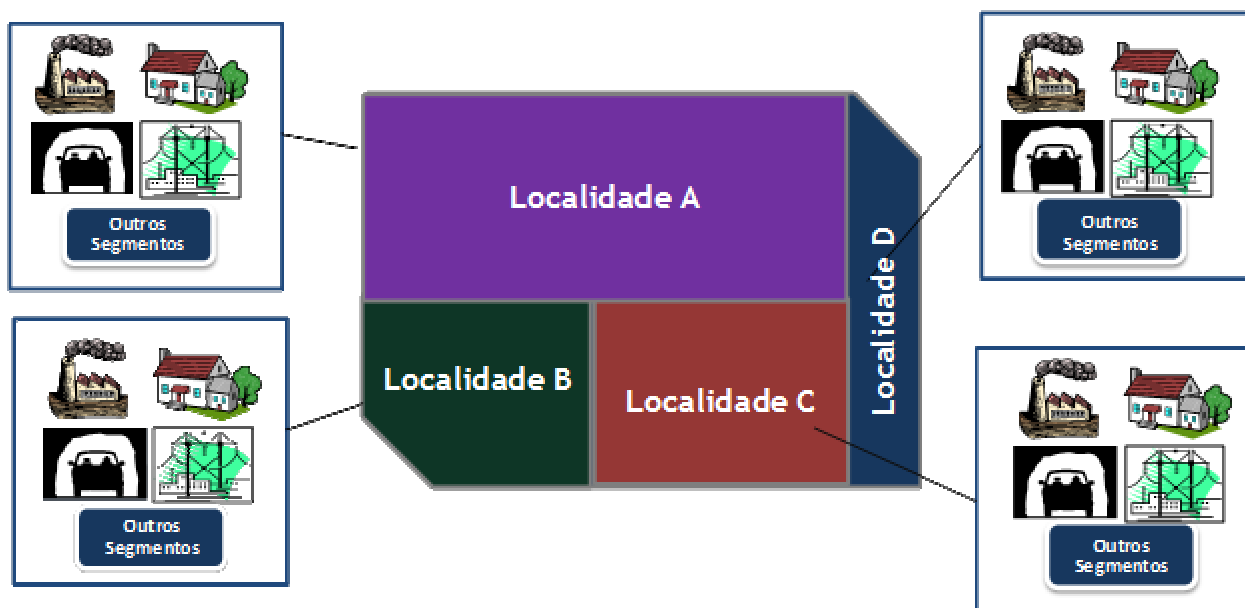
Diferentemente da abordagem da estimativa da demanda do gás natural do Plano Decenal de Energia (PDE), tal identificação requer um nível maior de informação por parte dos agentes do setor, além de uma metodologia de projeção mais desagregada e mais complexa.

Reitera-se, portanto, que as principais diferenças entre os estudos de mercado para o PDE e para o PEMAT estão relacionadas às seguintes questões: o nível de desagregação espacial da demanda na área da concessionária e os critérios de inclusão e localização de usinas termelétricas. Cada uma destas questões é analisada a seguir.

2.1.3.1.1. Demanda Total versus Demanda Local da Concessionária

A projeção de demanda de gás natural é obtida a partir de um processo que considera as estimativas do mercado total de cada distribuidora para o horizonte decenal, não havendo detalhamento geográfico adicional.

Porém, mesmo que o mercado seja bem estimado para a área da concessionária no horizonte de interesse, essas estimativas serão insuficientes para os estudos do PEMAT. Ou seja, a desagregação das estimativas de cada concessionária deve descer ao nível de dados localizados, já que, para fins de planejamento de expansão da malha de transporte, é necessário indicar ao menos um ponto de entrada do gás natural (oferta) e ao menos um ponto de entrega (mercado). Portanto, o mercado potencial da concessionária deve ser o resultado da agregação dos seus mercados potenciais locais, como mostra a Figura 2.5.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.5 – Desagregação espacial dos principais segmentos consumidores atendidos pela concessionária

2.1.3.1.2. Critérios de Inclusão e de Localização de Usinas Termelétricas a Gás Natural

Os estudos direcionados ao PEMAT necessitam que as usinas termelétricas possuam localização definida, ou seja, enquanto no PDE a distinção da localização por subsistema elétrico pode ser suficiente, nos estudos do PEMAT é necessário estabelecer a localização mais precisa para as usinas, no mínimo por município.

Na presente versão dos estudos do PEMAT, foram consideradas apenas as usinas a gás natural em operação ou vencedoras de algum Leilão de Energia Nova (LEN). Assim, para efeito deste estudo de demanda no PEMAT, não foram considerados os empreendimentos potenciais ainda não leiloados.

2.1.3.2. O processo de consolidação do mercado de Gás Natural no PEMAT

2.1.3.2.1. O Tratamento da Competitividade do Gás Natural

Um aspecto fundamental na avaliação e na projeção da penetração do gás natural na indústria consiste na competição direta deste com seus energéticos concorrentes, como por exemplo, óleo combustível, GLP e biomassa. Na análise conduzida no âmbito dos estudos do PEMAT, a competitividade é analisada comparativamente ao óleo combustível. Há ainda outros elementos a serem levados em consideração, como, por exemplo, a preferência pelo gás natural em processos industriais que exigem elevado grau de pureza do produto final, que é o caso da fabricação de vidro e de determinados tipos de cerâmica, assim como no segmento de fertilizantes, no qual esta fonte é utilizada tanto com fim energético quanto como matéria-prima.

Para os atuais estudos de elaboração do PEMAT são estabelecidos dois cenários de preços do gás natural em relação aos preços do óleo combustível, denominados **Cenário 1** e **Cenário 2**.

O Cenário 1 tem como premissa principal a manutenção de preços relativos de gás natural na respectiva área de concessão da distribuidora no patamar corrente.

Já no Cenário 2, considera-se o aumento da competitividade do gás natural no setor industrial e manutenção da competitividade do gás natural no setor residencial e do GNV, em relação aos energéticos substitutos. Portanto, neste cenário o preço relativo do gás natural para a indústria é menor que o preço relativo corrente. A empresa distribuidora indica a relação de preços que confere mais competitividade ao gás natural em relação aos patamares atuais de competitividade. O preço do gás natural residencial em relação ao GLP e o preço do GNV em relação à gasolina são considerados iguais aos preços relativos vigentes.

Portanto, a demanda potencial do Cenário 2 (**que é o considerado nas análises**) será sempre maior que a do Cenário 1, pois aquele é um cenário onde estima-se a variação na resposta da demanda potencial do segmento industrial decorrente de um preço relativo mais favorável.

2.1.3.2.2. Informações Coletadas

Conforme explicado anteriormente, as informações para o período dos próximos 10 anos referem-se a dois cenários que se diferenciam, essencialmente, na hipótese adotada de competitividade do gás natural em relação aos energéticos substitutos (óleo combustível, GLP e gasolina), na mesma base energética e em preço CIF-cliente.

No âmbito de cada cenário descrito no item 2.1.3.2.1, são coletadas informações de projeção englobando o seguinte conjunto de informações:

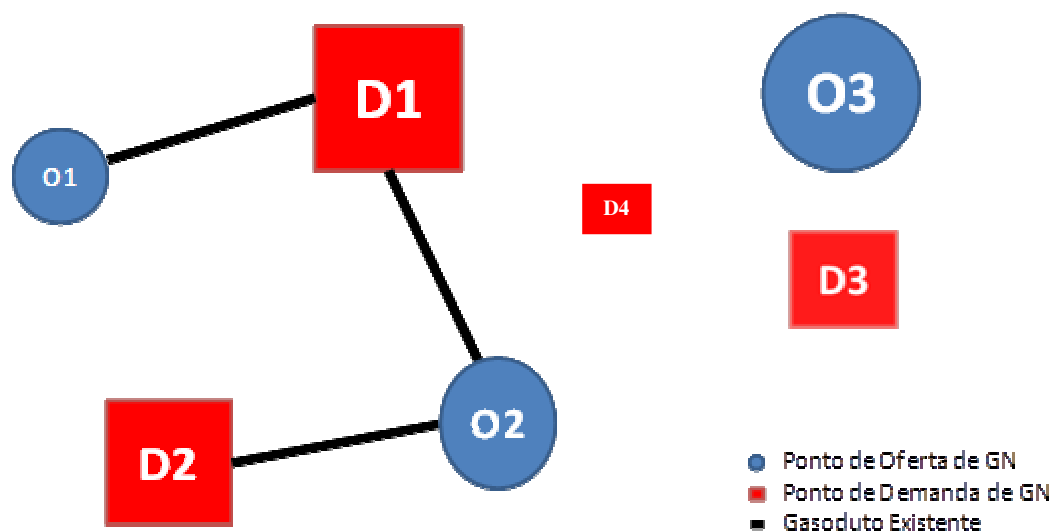
- Expansão da base de clientes por setor de consumo;
- Extensão de dutos de distribuição incorporados à malha existente;
- Investimento por quilômetro de duto de distribuição;
- Demanda de gás natural por setor de consumo;
- Aquisição de gás natural por *citygate*;
- Demanda de gás natural para consumidores industriais identificados por município e por tipologia de projeto (projetos de expansão de consumo, projetos de substituição do combustível atual por gás natural e projetos "greenfield").

A Portaria MME nº 130, de 24 de abril de 2013, estabelece regras e procedimentos para a solicitação e o recebimento, pela EPE, de dados dos agentes da indústria do gás natural e demais interessados para fins de elaboração dos estudos para o PEMAT. A referida Portaria estabelece ainda que o recebimento de tais dados dar-se-á através de endereço eletrônico de sítio seguro.

2.1.3.2.3. O Tratamento da Infraestrutura de Transporte

A Figura 2.6 ilustra esquematicamente uma configuração hipotética de infraestrutura de transporte. Os tamanhos das figuras denotam a importância respectiva dos pontos. Pode-se ver que a configuração da infraestrutura existente liga os pontos de oferta O1 e O2 ao ponto de

demanda D1 e o ponto de oferta O2 ao ponto de demanda D2. O ponto de oferta O3 e o ponto de demanda D3 não estão ligados à malha da infraestrutura atualmente existente.

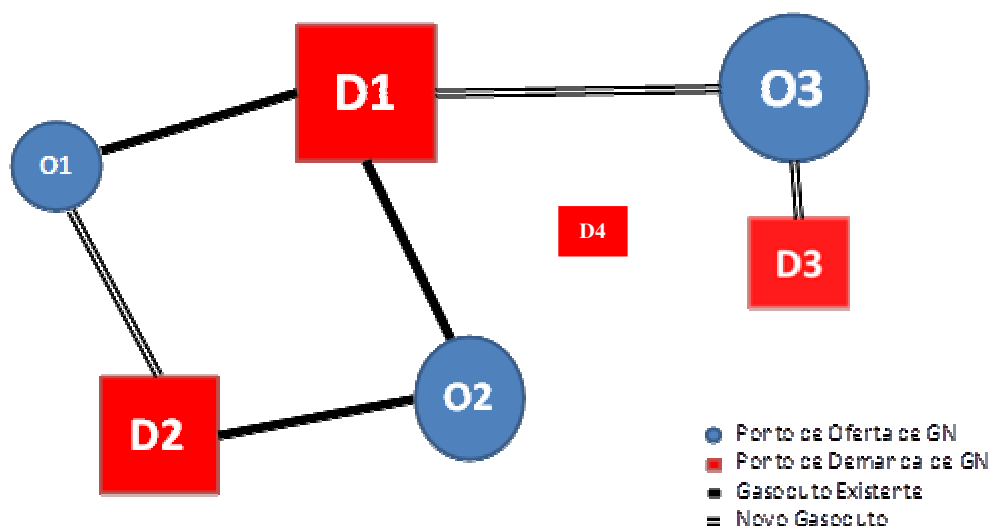


Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.6 – Configuração da infraestrutura existente

Com base na mesma região geográfica esquematizada na figura anterior, a Figura 2.7 mostra que a configuração da infraestrutura existente é modificada com a entrada de novos gasodutos que conectam tanto novos pontos de oferta (O3) com pontos de demanda novos (D3) ou existentes (D1) quanto pontos de oferta existentes (O1) com pontos de demanda existentes (D2).

Eventualmente uma demanda potencial suficientemente pequena (como o ponto de demanda D4) que não viabiliza um gasoduto é considerada nos estudos de demanda potencial, mas sem seu respectivo encaminhamento para detalhamento nos estudos de ampliação ou expansão da malha.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.7 – Configuração da infraestrutura com expansões e ampliações

2.1.3.2.4. Tratamento das informações coletadas

O tratamento das informações recebidas das distribuidoras tem como objetivo estimar a demanda de gás natural georreferenciada por município em cada unidade da federação. Assim, podem-se identificar visualmente potenciais consumidores que não são atendidos pela infraestrutura existente para que, em uma etapa posterior, seja feita a análise da viabilidade de atendimento.

A maior parcela da demanda (aproximadamente 65% em 2022) foi informada apenas por setor de consumo e não detalhada por município. Assim, a demanda não localizada foi considerada dentro da área de atendimento da distribuidora de gás natural e correlacionada aos *citygates* atualmente existentes, de acordo com as informações de projeção de aquisição da própria distribuidora em cada *citygate* ou, na falta destas, considerando o histórico de movimentação da empresa transportadora de gás natural correspondente.

Com relação aos projetos identificados do setor industrial, foi solicitado às empresas distribuidoras que os classificassem como novos (*“greenfield”*), substituição de combustível ou existente, incluindo expansão prevista.

A informação coletada que se refere a projetos de expansão e de substituição de combustível por gás natural é classificada conforme a competitividade em relação ao preço atual do gás natural, ou seja, as distribuidoras informaram se determinado projeto é viável dada uma faixa de desconto em relação ao atual preço relativo do gás natural em relação ao energético

concorrente. As faixas de desconto deste preço relativo foram as seguintes: (i) até 10%; (ii) entre 10% e 20%; (iii) entre 20% e 30%; (iv) maior do que 30% ¹⁰.

Já os projetos "greenfield" foram classificados pelas distribuidoras quanto à probabilidade de ocorrência, adotando-se faixas de probabilidade de implantação do projeto. Neste caso específico, assume-se que a planta a ser construída é competitiva e a probabilidade de instalação informada pela distribuidora é o fator determinante para a análise.

Com estas informações, os projetos foram agregados por município e analisados adotando-se os seguintes critérios de corte para estimativa da demanda a ser considerada nos estudos do PEMAT:

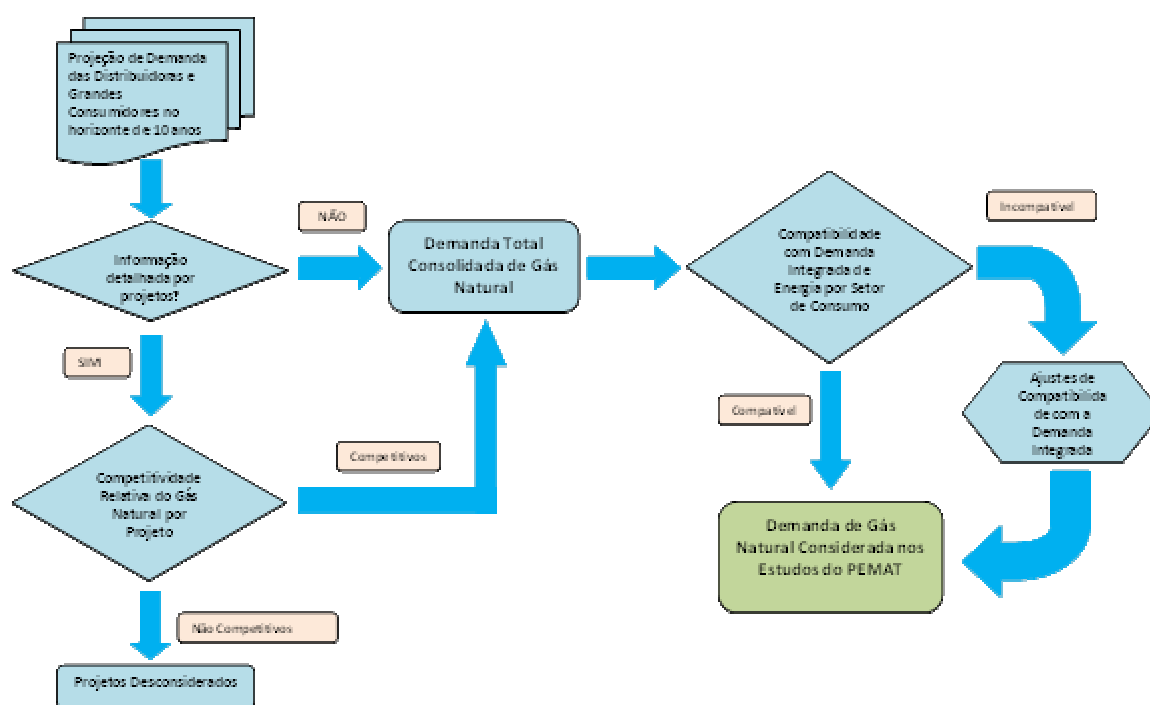
- Projetos de usinas termelétricas não leiloadas não foram considerados, por não garantirem lastro de demanda para eventuais gasodutos;
- Os projetos industriais de substituição de combustível por gás natural e de expansão de consumo em plantas existentes foram descartados nos casos em que o desconto no preço do gás natural superava 30% em relação ao preço corrente;
- Os projetos industriais novos ("greenfield") com probabilidade baixa de realização informada também foram descartados da composição da demanda potencial do PEMAT;
- Para os projetos industriais descartados, com consumo potencial superior a 100 mil m³/dia, foram realizadas consultas a outras fontes de informação, por exemplo, a própria empresa empreendedora, além de análises econômicas setoriais que ratificassem ou revertessem a decisão de descartar projetos com consumo mais relevante;
- Finalmente, foram realizadas análises de consistência com cenários setoriais de médio e longo prazo da indústria e com a projeção de demanda de energia como um todo.

A Figura 2.8 mostra o fluxograma dos critérios empregados no tratamento dado às informações recebidas.

¹⁰ Por exemplo: Se no Cenário 1 o preço relativo entre gás natural e óleo combustível para este segmento econômico for igual a 0,75, na mesma base energética e em preço CIF-cliente:

Ao escolher a opção de desconto "até 10%", significa que no Cenário 2, o preço relativo adotado situa-se entre 0,75 e $0,75*(1-0,1)=0,675$;

Se a opção escolhida for "entre 10% e 20%", então o preço relativo situa-se entre: $0,75*(1-0,1)=0,675$ e $0,75*(1-0,2)=0,60$. E assim, sucessivamente.

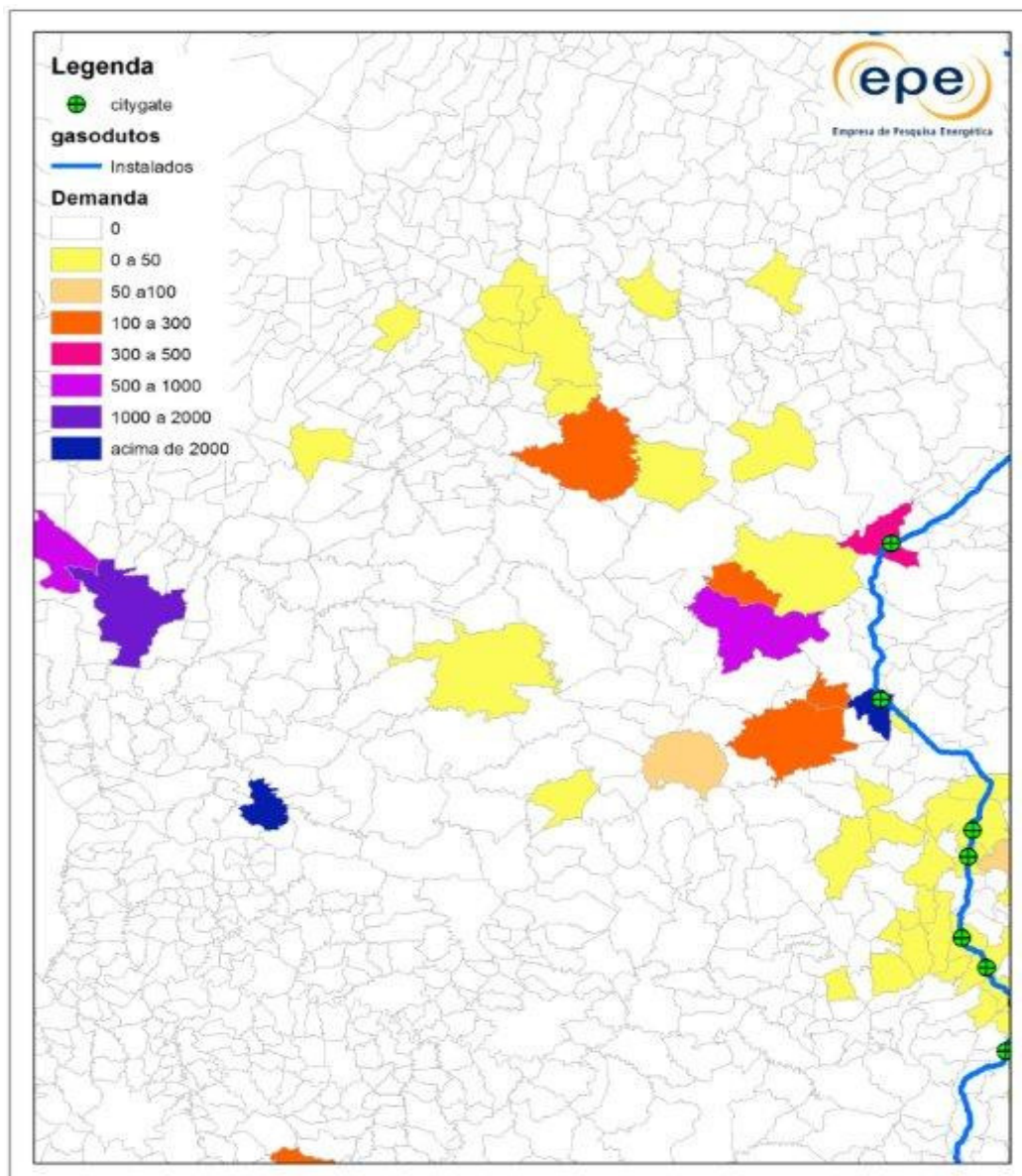


Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.8– Tratamento das informações coletadas

Após a classificação das informações disponíveis, foram elaborados mapas por Unidade da Federação indicando os municípios com demandas potenciais que, em posterior análise, poderiam ser atendidas por novos gasodutos de transporte. A demanda informada pelas distribuidoras, mas não detalhada por municípios, foi distribuída nos municípios onde se situam *citygates* existentes, de acordo com as informações de projeção de aquisição da própria distribuidora.

A Figura 2.9 apresenta um mapa estilizado, ilustrado como um exemplo dos *layouts* elaborados para análise da demanda potencial em 2022, onde se visualiza municípios que podem ser atendidos futuramente por gás natural.



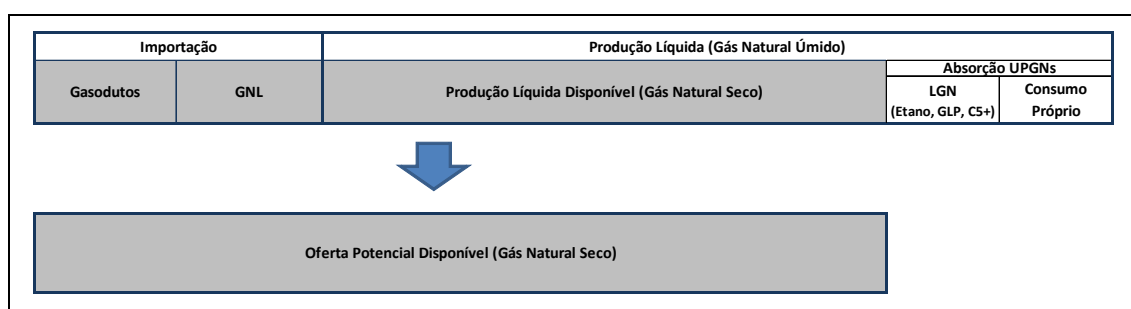
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.9– Exemplo estilizado de demanda potencial por município em 2022

2.2. Oferta Potencial Disponível de Gás Natural (Seco)

Este item versa sobre os aspectos metodológicos da projeção da oferta potencial disponível de gás natural seco. Trata-se, em particular, de revelar as abordagens utilizadas pelo estudo para se projetar os elementos que definem a oferta potencial disponível de gás natural (seco), a saber (vide Figura 2.10):

- a produção líquida potencial de gás natural (Gás Natural Úmido);
- a absorção em Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGNs;
- a importação (por gasoduto e via gás natural liquefeito).



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.10 - Esquema da Definição da Oferta Potencial Disponível de Gás Natural (Seco)

Assim, para se obter a oferta potencial disponível de gás natural, deduz-se a absorção em UPGNs (LGN e consumo próprio da planta) do volume de produção potencial líquida potencial de gás natural úmido e somam-se a este resultado (produção líquida potencial disponível de gás natural seco¹¹) as importações.

Cabe destacar que em seus aspectos gerais não há diferença em relação às abordagens utilizadas pela EPE para projetar a oferta potencial de gás natural no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). As distinções restringem-se ao maior foco regional, que não é apresentado nos PDEs.

A seguir, discorre-se sobre as abordagens utilizadas nas projeções de produção líquida potencial de gás natural, de absorção em UPGNs e de importações.

¹¹ A produção líquida potencial disponível é a produção líquida após seu processamento nas UPGNs, i.e., deduzidos o consumo próprio das plantas e os LGNs (líquidos de gás natural como o etano, o propano, o butano e a gasolina natural). Trata-se, portanto, da parcela da produção líquida de gás natural que poderia ser disponibilizada ao mercado.

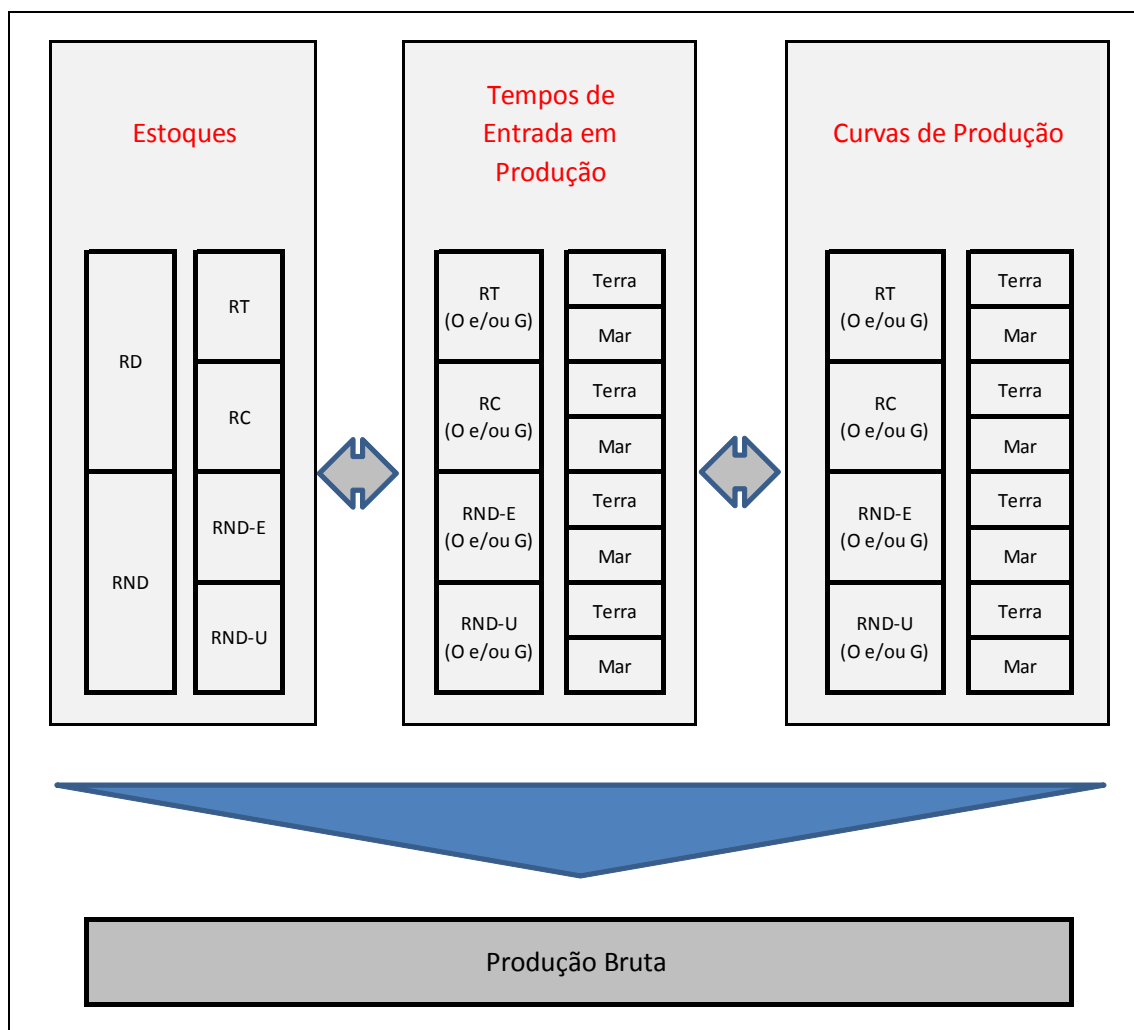
quanto em parte das áreas da União ainda não contratadas com empresas de E&P. As áreas da União são definidas com base em critérios exploratórios e ambientais¹².

Para organização espacial das unidades produtivas com reserva declarada, utilizaram-se dados georreferenciados de campos disponíveis na página eletrônica do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP (2012a). Para as unidades produtivas contingentes e recursos não descobertos, consultaram-se dados georreferenciados de blocos exploratórios do BDEP (ANP, 2012b), mapas e informações do Estudo Zoneamento das Áreas de Interesse de Petróleo e Gás Natural (EPE, 2012a), além do Projeto APEP (EPE, 2008) e as Notas Técnicas relativas às rodadas 6 a 11 de licitações disponibilizadas pelo MME.

Para as previsões de produção dos recursos descobertos com comercialidade comprovada, foram utilizadas as reservas totais (RT: soma das provadas, prováveis e possíveis) de cada campo de petróleo ou gás no País, conforme registros da ANP referentes a 31 de dezembro de 2011. Quanto aos dados volumétricos dos recursos descobertos na categoria contingente, foram consideradas, na sua maioria, informações contidas nos planos originais de avaliação de descobertas em blocos exploratórios. As estimativas dos recursos não descobertos (potencial petrolífero) nos blocos contratados até 30 de março de 2012 foram elaboradas considerando-se a diversidade de chances de descobertas comerciais nas bacias brasileiras. Como são observados os níveis de confidencialidade dos dados fornecidos pelas diversas fontes, os resultados só são disponibilizados agregados em níveis permitidos.

Basicamente, para cada tipo de recurso de petróleo e gás natural são estimados os estoques sobre os quais se aplicam métodos de projetos para desenvolvimento da produção destes hidrocarbonetos (tempo de entrada em produção e curvas de produção por ambiente e tipo de fluido) a fim de projetar a produção bruta de petróleo e gás natural (vide Figura 2.12).

¹² Os principais critérios utilizados para definição de uma unidade produtiva na área da União (UPU) ainda não contratada foram: ambiente de E&P (se terra interior, terra costeira, margem costeira, água rasa, água profunda ou água ultraprofunda); mapas das áreas das bacias efetivas (áreas com interesse exploratório) do Estudo Zoneamento (EPE, 2012b); setores das bacias sedimentares brasileiras delineados pela ANP a partir da Quinta Rodada de Licitações, em 2003; e, uma classificação ambiental das áreas de cada bacia sedimentar, quanto ao tipo de restrição para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, em apta, moratória ou não apta (registra-se que foi durante a edição deste capítulo do PDE aprovada a Portaria Interministerial nº 198, em 05 de abril de 2012, que instituiu a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS - no processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural).



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.12 - Esquema Simplificado da Definição da Produção Bruta Potencial de Petróleo e Gás Natural (Úmido)

Notas: RD: Recursos Descobertos; RND: Recursos Não Descobertos; RT: Reservas Totais; RC: Recursos Contingentes; RND-E: Recursos Não Descobertos – Empresas (áreas sob concessão); RND-U: RND-E: Recursos Não Descobertos – União (áreas da União não contratadas; O: Óleo Bruto; G: Gás Natural. Ressalte-se que, embora não esteja explícito na figura, há diferenciação no tratamento de ambientes terrestres e marinhos distintos (sensibilidade ambiental, lâminas d'água distintas etc.).

Os cálculos dos estoques individuais das UPs dependem do tipo de recurso em questão. Os recursos podem ser classificados em: Recursos Descobertos (RD), que engloba as Reservas Totais (RT)¹³ e os Recursos Contingentes (RC)¹⁴; e os Recursos Não Descobertos (RND)¹⁵, que se subdividem em recursos das áreas sob concessão (RND-E) e em áreas da União não contratadas (RND-U).

¹³ Recursos com comercialidade declarada.

¹⁴ Recursos sob avaliação exploratória.

¹⁵ Recursos estimados com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, tanto em áreas já contratadas com empresas quanto em parte das áreas da União (não contratadas).

Os estoques dos Recursos Descobertos (RD) são calculados da seguinte forma:

- No caso das Reservas Totais (RT), utilizam-se os volumes disponibilizados no Boletim Anual de Reserva (BAR) da ANP;
- No caso dos Recursos Contingentes (RC), em geral, utilizam-se os volumes descritos nos Planos de Avaliação de Descoberta (PADs) elaborados pelas concessionárias para a ANP. Para os contingentes que não possuem PAD, calculados com método idêntico ao utilizado na estimativa do estoque de Recursos Não Descobertos Empresa (RND-E), descrito a seguir.

Já os estoques dos Recursos Não Descobertos Empresa (RND-E), assim como para os RC sem PAD, são estimados a partir de regressão linear com a área do *ring-fence* de cada unidade produtiva¹⁶. Para estimativa do volume recuperável final (VRF) de HC com risco, aplica-se ao volume o índice de sucesso para as bacias produtoras e a probabilidade de sucesso condicional do prospecto às não produtoras¹⁷.

Finalmente, a estimativa dos estoques dos Recursos Não Descobertos da área da União (RND-U) considera como valores de referência os volumes (hipóteses alta e baixa) das UPs sob concessão, a depender do *status* exploratório de cada bacia, e uma redução de volume por analogia.

No que concerne ao tempo de entrada em produção, visando uma melhor estimativa do tempo para entrada em produção das unidades produtivas (UPs) pertencentes ao RC, elaborou-se no âmbito do PDE 2013-2022 um estudo estatístico com base no tempo decorrido entre a declaração de comercialidade e o início da produção dos campos. Os tempos estimados permitem maior consistência com a realidade, bem como adicionam um período mínimo esperado para que uma determinada UP tenha declaração de comercialidade e inicie efetivamente a produção.

As curvas de produção típicas, que são aplicadas aos estoques, também são definidas por tipo de recurso, ambiente exploratório e fluido.

O modelo básico de curva de produção utilizado para as previsões de produção de cada unidade produtiva em área já contratada envolve a caracterização de três fases: crescimento, produção estabilizada ("patamar") e produção em declínio para cada módulo de produção. No caso dos recursos descobertos na categoria de reservas, são considerados como balizadores

¹⁶ A área do *ring fence* de cada UP, por sua vez, é obtida a partir da área dos prospectos do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás e por modelo geométrico.

¹⁷ A metodologia para as áreas não produtoras foi aprimorada no PDE 2013-2022, considerando as produtoras como análogas e aplicando um redutor de acordo com a adequabilidade da analogia definida.

para os primeiros anos das projeções os Planos Anuais de Produção (PAP), submetidos pelas empresas concessionárias à ANP para o período 2012-2016. Para os recursos não descobertos, o modelo também envolve a previsão do ano da descoberta e do início da produção.

As previsões de produção dos recursos contingentes não devem ser consideradas como se fossem previsões a partir das reservas atuais. De fato, embora sejam de recursos descobertos, as previsões dos contingentes envolvem incertezas adicionais quanto à economicidade, prazo para início de produção, perfil de produção e total de volume que poderia ser produzido.

O modelo utilizado para as projeções de produção em áreas ainda não contratadas, a partir das unidades produtivas da União (UPU), envolve uma simulação de produção agregada de possíveis novos campos e uma otimização dos tempos para contratação, considerando-se as previsões de produção para as áreas já contratadas e uma previsão de demanda de petróleo e gás no longo prazo (cerca de 20 anos).

As previsões de produção nacional de petróleo e de gás natural, resultantes da aplicação dos modelos acima referidos, encontram-se estratificadas segundo o grau de incerteza e são apresentadas neste estudo na forma de tabelas e gráficos:

- Produção prevista das reservas totais (RT) referidas a 31 de dezembro de 2011, nos campos já em desenvolvimento ou produção;
- Contribuição prevista dos recursos contingentes (RC), nas descobertas em estágio de avaliação exploratória em blocos sob contrato de concessão (até a Rodada 10) ou de cessão onerosa com a Petrobras;
- Contribuição prevista dos recursos não descobertos (RND-E), em blocos exploratórios sob concessão até a Rodada 10 ou cessão onerosa com a Petrobras, ou em campos sob concessão na área do Pré-Sal Legal;
- Contribuição prevista dos recursos não descobertos e descobertos na área da União.

Realizadas as projeções de produção bruta potencial de petróleo e gás natural, parte-se para a estimativa da produção líquida potencial de petróleo e gás natural.

Conforme já mencionado, a produção líquida potencial de petróleo e gás natural é calculada com base na redução da produção bruta dos seguintes fatores: queima, consumo e reinjeção (armazenamento ou recuperação secundária), cujas estimativas foram realizadas a partir do histórico da movimentação de gás natural do Boletim Mensal de Produção – BMP (ANP, 2012b) e das previsões do Plano Anual de Produção – PAP (ANP, 2012c).

Além disso, utilizaram-se premissas baseadas nas tendências de consumo próprio, prevendo a entrada de equipamentos, sinalizados pelo mercado, com base em novas tecnologias para produção de petróleo e gás natural, bem como a execução de políticas públicas visando à redução de emissões, onde se destacam:

- Redução gradativa da queima de gás na produção *offshore*;
- Substituição de energético dos equipamentos dos sistemas de coleta e escoamento da produção; e
- Viabilização de escoamento em determinadas áreas (ex.: Bacia do Solimões), possibilitando redução na injeção para armazenamento.

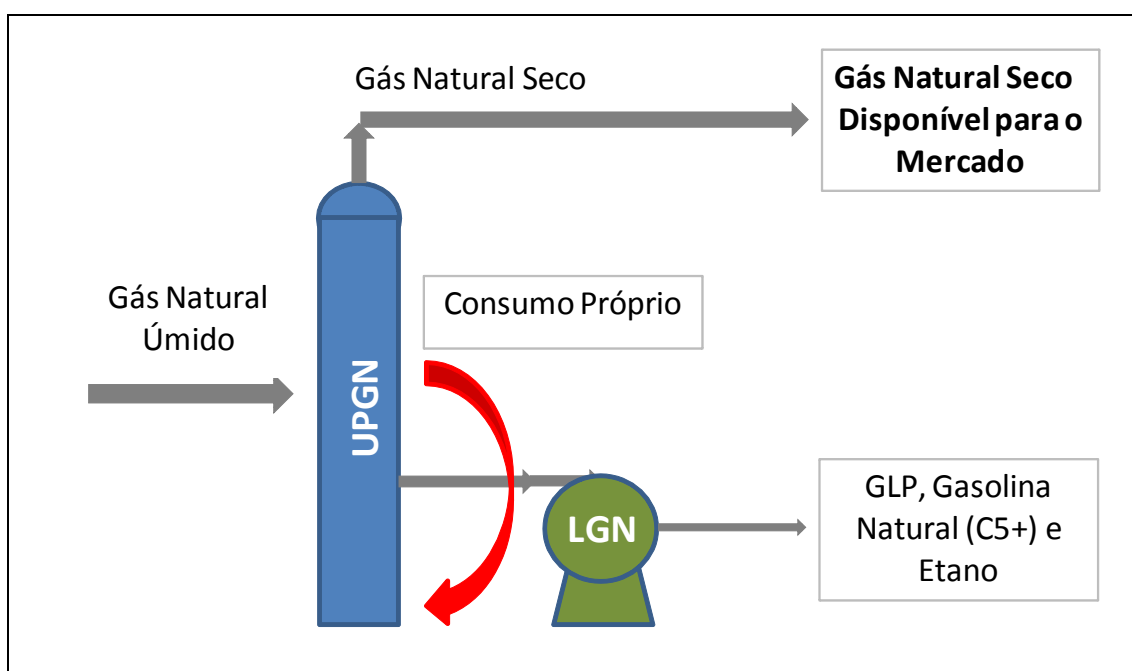
Assim, gerados os perfis de redução para o cálculo da produção líquida potencial de gás natural (úmido), aplicam-se os respectivos perfis de redução para cada UP, tendo como critério: a bacia, o ano da produção, a fase da produção, o tipo de gás natural (gás natural associado e gás natural não associado) e os ambientes exploratórios (Terra, Águas Rasas, Águas Profundas e Águas Ultra-profundas) e o tipo do fator de redução (queima, consumo ou injeção/armazenamento).

Cabe ressaltar que as previsões de produção do PDE e dos estudos do PEMAT representam produções potenciais de petróleo e gás natural dentro do território nacional. No caso do gás natural, foco do presente estudo, o comportamento do mercado consumidor de gás natural não é considerado explicitamente nessa previsão, ao longo do período estudado. Assim, a produção potencial projetada poderá superar a demanda efetiva estimada, que reflete o comportamento do mercado. Prevê-se a produção potencial considerando a realização de todas as etapas (técnicas) da cadeia produtiva do petróleo e do gás natural, levando-se em conta estimativas de volumes mínimos econômicos e de tempos médios previstos para cada etapa até as unidades de processamento. Ela se refere à produção condicionada à hipótese plausível de existência de mercado consumidor e/ou de infraestrutura. As previsões de produção também consideram o evento da inviabilidade (ou impossibilidade) de oferta de equipamentos bem como a questão do cumprimento das exigências contratuais de Conteúdo Local.

Por fim, deve-se registrar que o processo de elaboração das projeções de produção de petróleo e gás natural do citado PDE 2013-2022 foi iniciado no segundo trimestre de 2012 e encerrado no final do terceiro trimestre de 2012, com o fornecimento de insumos necessários ao desenvolvimento dos processos de outros segmentos, incluindo o presente estudo do PEMAT 2013-2022.

2.2.2. Absorção em UPGN

O gás natural produzido necessita de tratamento para retirada de contaminantes e das frações mais pesadas de hidrocarbonetos. Para isso, é processado nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), onde se consegue um gás natural seco com poder calorífico ajustado para ser disponibilizado para o consumo (vide Figura 2.13).



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.13 - Esquema Simplificado da Absorção em UPGNs

Notas: LGN: Líquidos de Gás Natural; o gás natural seco consiste basicamente de metano (C1), embora possa ter pequenas frações de etano (C2). O GLP é formado por propano (C3) e butano (C4). O gás natural importado é processado na origem, de tal forma que este não é processado em UPGNs no Brasil.

A partir da produção líquida potencial de gás natural (úmido) advinda das UPs, calculam-se os volumes dos produtos gerados em cada UPGN: gás natural seco, etano, gás liquefeito de petróleo (GLP) e gasolina natural (C5+). Cabe destacar que a absorção em UPGNs é relativa apenas ao gás natural úmido nacional, pois o gás natural importado é processado na origem e, por conseguinte, já chega seco ao país.

Para o cálculo desses produtos são utilizados índices de rendimento das UPGNs brasileiras. Estes índices são obtidos a partir dos dados de processamento de gás natural do último anuário estatístico publicado pela ANP. Os dados de consumo próprio não são explicitados, embora

sejam considerados na definição dos índices. Para as novas UPGNs são adotados índices de rendimento médios baseados no conjunto de UPGNs existentes no Brasil. A Tabela 2.1 apresenta o conjunto de UPGNs existentes e seus respectivos índices de rendimento.

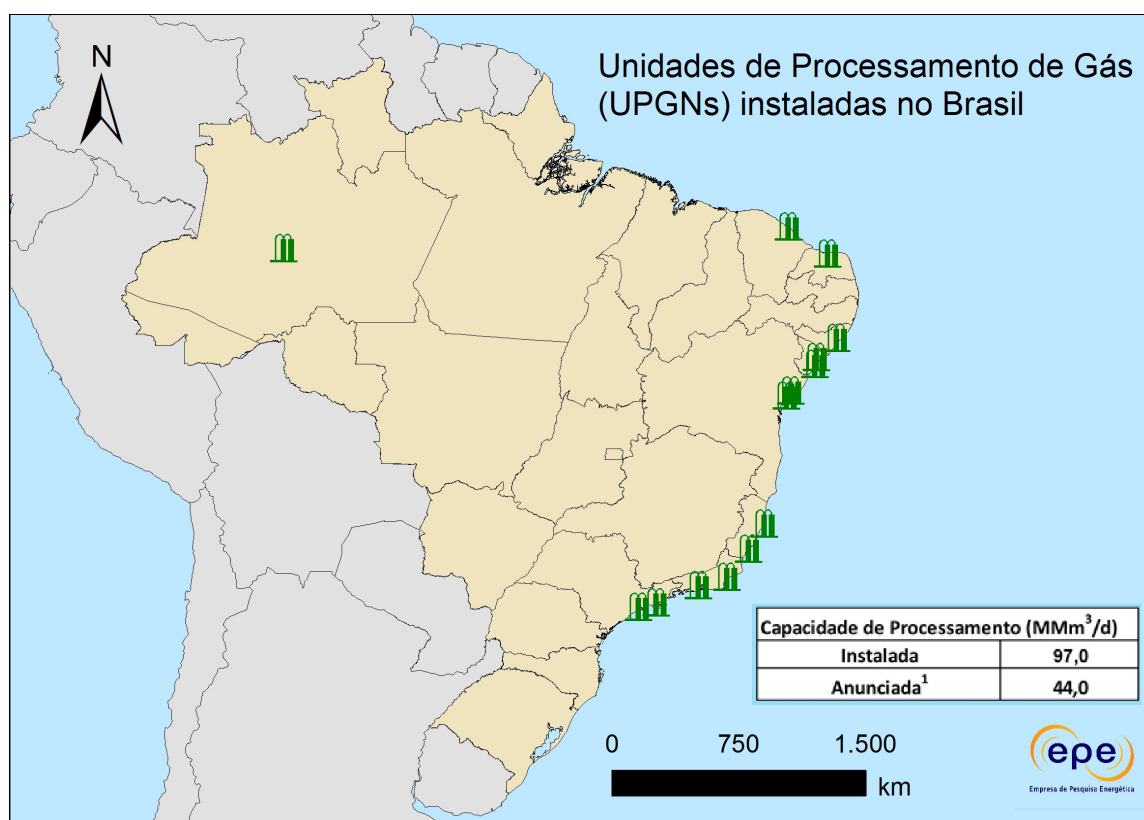
Tabela 2.1 - UPGNs existentes e seus respectivos índices de rendimento

UPGN	Município	Capacidade (MM m ³ /d)	Sítio	Índice Gás Seco
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	2,30	RPBC	0,975
U2500	Duque de Caxias (RJ)	2,50	REDUC	0,872
U2600	Duque de Caxias (RJ)	2,50		
URGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	2,58	Cabiúnas	0,855
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	0,58		
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)	4,50		
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)	4,50		
URL Cabiúnas III	Macaé (RJ)	4,86		
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	0,45	Lagoa Parda	0,998
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	1,50		
UPGN Cacimbas	Linhares (ES)	3,50	DPP Cacimbas	0,975
DPP Cacimbas	Linhares (ES)	5,50		
UPGN Cacimbas II	Linhares (ES)	3,50		
UPGN Cacimbas III	Linhares (ES)	3,50		
UAPO Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2,50	DPP SUL CAPIXABA	0,991
UAPO Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	3,00	UTGCA	0,990
UAPO Caraguatatuba I	Caraguatatuba (SP)	7,50		
UAPO Caraguatatuba II	Caraguatatuba (SP)	7,50		
UPGN Candeias	Candeias (BA)	2,90	Bahia	0,936
UPGN Catu	Pojuca (BA)	1,90		
URGN-3 BAHIA	Pojuca (BA)	2,50		
UPGN Pilar	Pilar (AL)	1,80	Pilar	0,956
UPGN Atalaia	Aracaju (SE)	2,90	Atalaia	0,946
UPGN Carmópolis	Carmópolis (SE)	0,35	Carmópolis	0,940
UPGN Guamaré I	Guamaré (RN)	2,30	Guamaré	0,913
UPGN Guamaré II	Guamaré (RN)	2,00		
UPGN Guamaré III	Guamaré (RN)	1,50		
UPGN Lubnor	Fortaleza (CE)	0,35	LUBNOR	0,899
São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	6,00	São Francisco	-
UPGN Urucu I	Coari (AM)	0,71	Urucu	0,932
UPGN Urucu II	Coari (AM)	6,00		
UPGN Urucu III	Coari (AM)	3,00		

Fonte: ANP (2012e).

Para o planejamento da oferta de gás natural considera-se que, nos primeiros cinco anos, a oferta de gás natural é limitada pela capacidade das UPGNs, tanto as existentes quanto as planejadas. A partir do sexto ano, considera-se que não haverá limitação de capacidade no conjunto de UPGNs, definindo-se UPGNs indicativas¹⁸.

O Brasil dispõe atualmente de uma capacidade de processamento total de 96,7 milhões m³/d (MME, 2012) (vide Figura 2.14).



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.14- UPGNs instaladas e anunciadas no Brasil

Notas: Expansões anunciadas da capacidade de processamento de gás natural: Cabiúnas (13 MMm³/d), UTGCA (10 MMm³/d) e COMPERJ (21 MMm³/d)

As expansões anunciadas de capacidade de processamento de gás natural envolvem tanto ampliações das UPGNs de Cabiúnas (adição de 13 MMm³/d) e UTGCA (adição de 10 MMm³/d) quanto a construção de uma nova UPGN no sítio do COMPERJ (21 MMm³/d). A UPGN do

¹⁸ Para o planejamento da oferta de gás natural considera-se que, nos primeiros cinco anos, a oferta de gás natural é limitada pela capacidade das UPGNs, tanto as existentes quanto as planejadas. A partir do sexto ano, considera-se ser possível a ampliação de capacidade no conjunto de UPGNs existente, de modo que a capacidade de processamento deixa de ser limitante para o cálculo da oferta planejada de gás natural. As UPGNs indicativas representam a capacidade adicional de processamento necessária. Essa capacidade pode potencialmente resultar tanto da ampliação de UPGNs existentes quanto da criação de novas UPGNs localizadas na área de influência da ocorrência dos hidrocarbonetos.

COMPERJ foi definida após a decisão de escoamento do gás natural do pré-sal da Bacia de Santos a partir do Gasoduto de Escoamento da Produção – “Rota 3”.

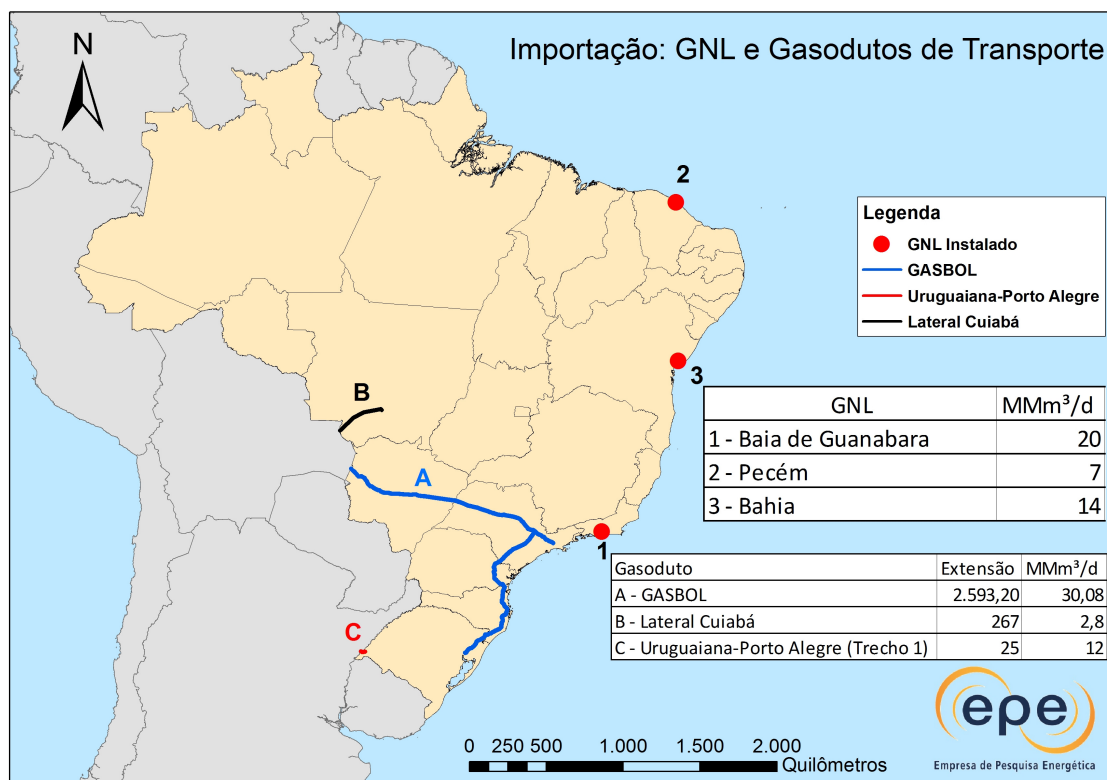
2.2.3. Importação

Após se estimar a produção nacional líquida potencial disponível de gás natural (seco), é necessário adicionar as importações de gás natural, por gasodutos e via GNL, para se calcular a oferta potencial disponível de gás natural (seco) do país.

As importações de gás natural no Brasil foram iniciadas com a entrada em operação do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em julho de 1999. Atualmente, além das importações por gasoduto, o mercado brasileiro de gás natural possui terminais de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL). O início das importações de GNL, ainda que em pequenos volumes, se deu com a inauguração do terminal de regaseificação de Pecém, no Ceará, em agosto de 2008. Esse terminal, cuja proprietária é a Petrobras, possui capacidade para regaseificar até 7 milhões de metros cúbicos diários de gás. Em março do ano seguinte, inaugurou-se o terminal da Baía da Guanabara, este maior, com capacidade de 14 milhões de m³/dia. Em dezembro de 2012, com a ampliação deste terminal, sua capacidade aumentou para 20 milhões de m³/dia.

Em ambos os terminais, o processo de regaseificação se dá em navios, que também possuem função de armazenamento do gás liquefeito. Os navios foram contratados por dez anos, da empresa *Golar LNG* (Noruega).

A infraestrutura de importação por gasodutos entra no território nacional basicamente pela Região Centro-Oeste, enquanto os terminais de regaseificação de GNL se localizam ao longo do litoral (vide Figura 2.15).



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.15- Infraestrutura de importação de gás natural no Brasil

A introdução do GNL no mercado nacional, e, por consequência, na matriz energética, vem ao encontro, sobretudo, da necessidade de garantia de fornecimento de combustível às usinas termelétricas movidas a gás natural. Esta relação tão próxima com o setor elétrico ocorre em função de o Brasil ser provido majoritariamente por energia de origem hidrelétrica, que apresenta relevante sazonalidade. Assim, o regime de chuvas em um determinado período é determinante para o acionamento ou parada das usinas termelétricas.

Um dos motivos fundamentais para a implantação de terminais de GNL para esse tipo de abastecimento é seu menor prazo de construção e instalação. Outra vantagem verificada na importação de GNL é a possibilidade de efetuar sua compra por modalidades diferentes de contratos, que podem ser de curto ou longo prazo. Dessa forma, mantém-se a garantia de abastecimento, além de ganhar-se em flexibilidade, que é uma condição propícia para o atendimento da demanda termelétrica, a que se destina este produto em primeira análise. Há, assim, uma facilidade em comprar o GNL no mercado *spot* e destiná-lo às usinas termelétricas conforme sua necessidade de despacho.

É prevista ainda a instalação de dois novos terminais de regaseificação no Brasil. O *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*, do Ministério de Minas e Energia, de agosto de 2012, aponta que um desses terminais se localizará na Bahia e já se encontra em construção. A entrada em operação está prevista para 2014, com capacidade de regaseificar até 14 milhões de m³ de gás por dia. Um próximo terminal está sendo avaliado pela Petrobras, como publicou em seu *Plano de Negócios 2012-2016*, com possibilidade de implantação no Espírito Santo e capacidade de regaseificar até 14 milhões de m³ de gás natural por dia.

Para este estudo foram considerados apenas os terminais de Pecém, Baía da Guanabara e Bahia com suas capacidades de regaseificação máximas. Não foi considerado o terminal de Barra do Riacho/ES, pois este projeto ainda se encontra no estágio de avaliação. Considera-se também a importação pelo Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) com sua capacidade de 30 milhões de m³ de gás natural por dia em todo o período do estudo. Apesar do contrato do GASBOL terminar em 2019, admitiu-se que este será renovado e manterá a sua capacidade atual (vide Tabela 2.2).

Tabela 2.2 - Capacidade de importação por gasoduto e por GNL no horizonte do estudo

Milhões m³/dia

Origem	Período									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
GASBOL	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
GNL - NE	7,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
GNL - SE	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Total Brasil	57,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1

Fonte: Elaboração EPE.

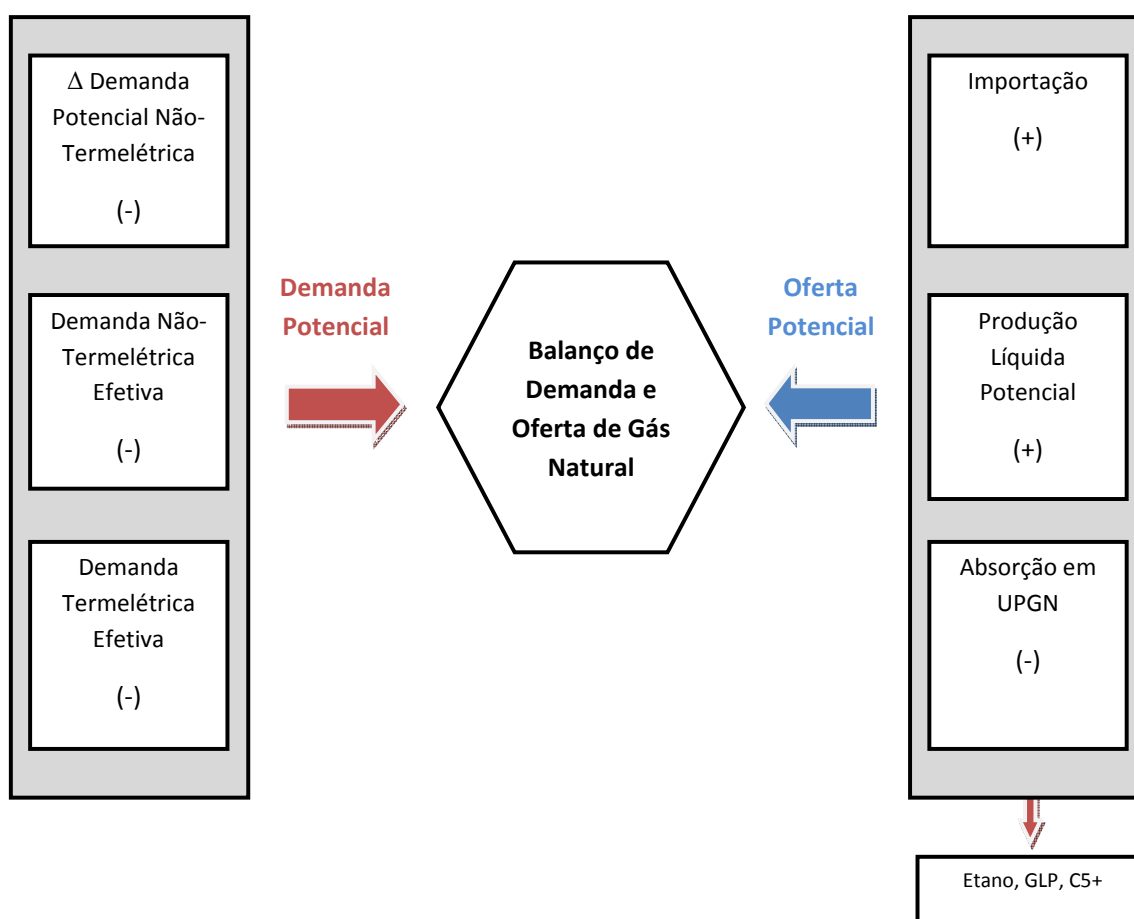
2.3. Balanço de Demanda e Oferta e Simulação Termo-fluido-hidráulica

Este item versa sobre os aspectos metodológicos do balanço de demanda e oferta e da simulação termo-fluido-hidráulica da infraestrutura de gasodutos de transporte.

2.3.1. Balanço de Demanda e Oferta

O principal objetivo do balanço de gás natural é avaliar o equilíbrio de mercado e as eventuais restrições de oferta no horizonte de análise, admitindo-se que as importações de gás se mantêm estáveis. Além disso, caso se identifique algum desequilíbrio entre demanda e oferta de gás natural, cabe localizar quais seriam as magnitudes das eventuais restrições e as regiões atingidas.

A Figura 2.16 mostra um esquema dos componentes que compõem o balanço de demanda e oferta potenciais de gás natural.



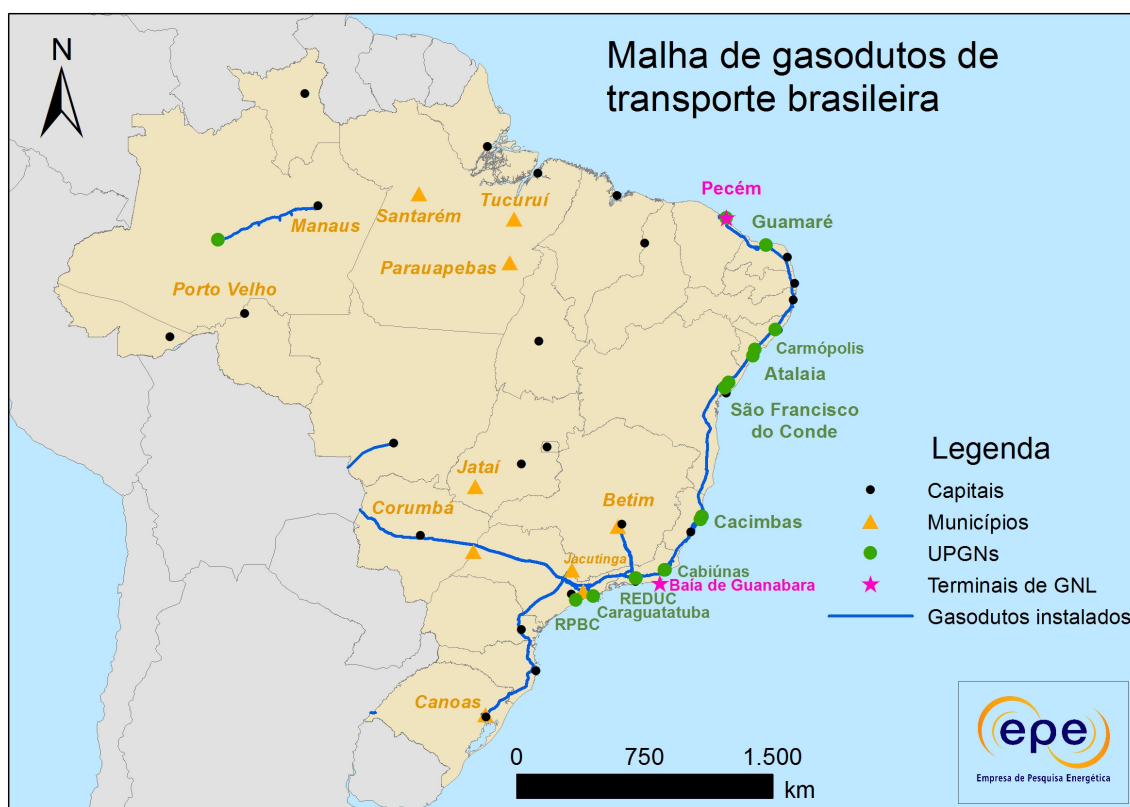
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.16 – Esquema do processo de elaboração do balanço de demanda e oferta potenciais de gás natural

Notas: Os componentes da oferta e da demanda são identificados com seus respectivos impactos sobre o balanço de demanda e oferta de gás natural. Por definição, os componentes da demanda reduzem a disponibilidade de gás natural para o sistema, por isto seus componentes são identificados com o sinal de subtração (-). No caso dos componentes da oferta, por definição, a importação e a produção líquida potencial aportam gás natural no sistema, por isto são identificados com o sinal de adição (+), enquanto a absorção em UPGNs, que reduz a disponibilidade ao sistema, é identificada com o sinal de subtração (-).

A demanda potencial de gás natural, já detalhada, é composta das parcelas termelétricas e não-termelétricas (demanda *downstream* e das Companhias Distribuidoras Locais). Observe-se que, para os estudos do PEMAT, não só as parcelas efetivas da demanda por gás natural são consideradas, mas também os volumes potenciais adicionais (“deltas”) que foram identificados no processo de levantamento e avaliação da demanda potencial. Já a oferta potencial é composta pelo gás natural nacional seco (após a produção líquida potencial passar pelo processamento nas UPGNs) e pelas importações advindas do GASBOL e de GNL. A partir do contraste destas grandezas (demanda e oferta potenciais), calcula-se o balanço de demanda e oferta potenciais de gás natural a serem considerados nos estudos do PEMAT¹⁹.

Com base na configuração da infraestrutura de gasodutos existentes no país (vide Figura 2.17) e das alternativas de sua expansão identificadas no presente estudo (se interconectadas à malha integrada ou não), são calculados os balanços de demanda e oferta potenciais de gás natural para a malha integrada e para os sistemas isolados.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.17- Infraestrutura existente de gasodutos de transporte no Brasil em 2012

¹⁹ A diferença entre os balanços do PEMAT e do PDE é que para este último não se consideram os volumes potenciais adicionais de demanda por gás natural identificados no âmbito do PEMAT.

2.3.2. Simulação Termo-fluido-hidráulica

Como comentado anteriormente, a malha da rede nacional de gasodutos conta atualmente com um total de 9.244 km distribuídos por todas as regiões brasileiras. Embora a maior parte desta extensão encontre-se integrada (8.583 km), há 661 km de gasodutos em sistemas isolados (Urucu-Coari-Manaus, Lateral Cuiabá e Uruguaiana-Porto Alegre Trecho 1).

Existem quatro transportadoras atuando na operação de gasodutos de transporte atualmente no país (MME, 2012 - vide Tabela 2.3):

- A Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB), que opera no Rio Grande do Sul o gasoduto Uruguaiana/RS-Porto Alegre/RS, cujos trechos em operação atualmente compreendem o trecho que vem da divisa com a Argentina até a cidade de Uruguaiana (Trecho 1) e o gasoduto que vai de Porto Alegre ao polo petroquímico de Triunfo (Trecho 3).
- A Transportadora Gas Ocidente do Mato Grosso Ltda. (GasOcidente), que é operadora do gasoduto Lateral Cuiabá, com extensão de 267 km no território brasileiro²⁰. Esse gasoduto foi construído com o objetivo de alimentar a termelétrica Governador Mário Covas em Cuiabá.
- A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) opera no Brasil o Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). Tal gasoduto é dividido, conforme já apontado, entre o Trecho Norte, que no território nacional interconecta Corumbá/MT à Paulínia/SP e Paulínia/SP à Guararema/SP (onde se integra à malha Sudeste da Petrobras), e o Trecho Sul, que liga Campinas/SP a Canoas/RS.
- A Transpetro, subsidiária da Petrobras, opera o restante da malha de gasodutos brasileira, que envolve as malhas integradas do Sistema Sudeste e Nordeste da Petrobras, o Gasoduto de Interligação Sudeste-Nordeste – GASENE (que interconecta as malhas Sudeste e Nordeste) e o gasoduto Urucu-Coari-Manaus (sistema isolado).

²⁰ O Gasoduto Lateral Cuiabá consiste no trecho do Gasoduto Bolívia-Mato Grosso no Brasil. A extensão total do Gasoduto Bolívia-Mato Grosso é de 620 km.

Tabela 2.3- Operação de gasodutos de transporte por transportadora no Brasil

Transportadora	Extensão (km)
Transpetro	6.334
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil (TBG)	2.593
Transportadora GasOcidente	267
Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB)	50
Total	9.244

Fonte: MME (2012).

A simulação termo-fluido-hidráulica é realizada tanto para a malha integrada quanto para os sistemas isolados (às exceções dos gasodutos Lateral Cuiabá e Uruguaiiana-Porto Alegre Trecho 1)²¹, considerando as eventuais modificações na infraestrutura existente identificadas e em avaliação nos estudos do PEMAT 2013-2022.

A fim de facilitar a convergência na simulação termo-fluido-hidráulica, a operação da malha integrada é representada de forma subdividida regionalmente (Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste) com possibilidade de trocas, respeitando-se as características da infraestrutura e o sentido dos fluxos.

A Figura 2.18 e a Figura 2.19, a seguir, apresentam, em maiores detalhes, as malhas de gasodutos das Regiões Nordeste e Sudeste, respectivamente.

A malha de gasodutos da Região Nordeste totaliza a extensão de 2.134 km com diâmetros que variam entre 8 a 26 polegadas. Esta Região possui 11 unidades de processamento de gás natural que apresentam a capacidade total de processamento de 24,5 milhões de m³/dia, distribuída entre os Estados do Ceará (0,35 milhões de m³/dia), Rio Grande do Norte (5,8 milhões de m³/dia), Alagoas (1,8 milhões de m³/dia), Sergipe (3,25 milhões de m³/dia) e Bahia (13,3 milhões de m³/dia). Considerou-se, para o período englobado por este PEMAT, a instalação do chamado trecho I do GASFOR II (Gasoduto Serra do Mel – Pecém), que vai de Horizonte a Caucaia e está previsto para entrar em produção a partir de 2014.

A malha de gasodutos da Região Sudeste foi ampliada em 194 km no ano de 2011 com a entrada em operação dos dutos GASTAU (Caraguatatuba-Taubaté), GASAN II (Cubatão - Capuava) e GASPAL II (Guararema - Mauá), todos no Estado de São Paulo. Atualmente, a malha de gasodutos da Região totaliza a extensão de 3.692 km e diâmetros variáveis de 8 a 38 polegadas. A capacidade total das unidades de processamento de gás natural localizadas na Região Sudeste é de 44,49 milhões de m³/dia, distribuída entre os Estados do Rio de Janeiro (21,74 milhões de m³/dia), Espírito Santo (20,45 milhões de m³/dia) e São Paulo (2,3 milhões

²¹ Não se faz a simulação termo-fluido-hidráulica dos sistemas isolados Lateral Cuiabá e Uruguaiiana-Porto Alegre Trecho 1 pelo fato destes atenderem, quando em operação, apenas um empreendimento cada (respectivamente, as UTEs de Governador Mario Covas e AES Uruguaiiana), bem como não terem perspectiva, pelas informações disponíveis, de alterar este quadro no horizonte do estudo.

de m³/dia). Para efeito de simulação, foi considerado a partir de 2015 um novo gasoduto, ligando São Carlos/SP à Uberaba/MG, para atendimento da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados UFN V, localizada no Estado de Minas Gerais, de acordo com o planejamento para o Programa de Aceleração do Crescimento - PAC 2.

A malha de gasodutos da Região Sul totaliza a extensão de 1.379,2 km, com diâmetros que variam entre 16 e 24 polegadas, sendo composta pelo trecho sul do GASBOL e pelo gasoduto Uruguaiana/RS – Porto Alegre/RS.

A malha de gasodutos da Região Centro-Oeste totaliza extensão de 1.531 km. Divide-se entre o trecho norte do GASBOL, com diâmetro de 32 polegadas, e o gasoduto Lateral Cuiabá, com diâmetro de 18 polegadas.

As Regiões Sul e Centro-Oeste não possuem nenhuma unidade de processamento de gás natural instalada, por movimentarem gás proveniente da Bolívia, já especificado para o transporte.



Fonte: Elaboração EPE.

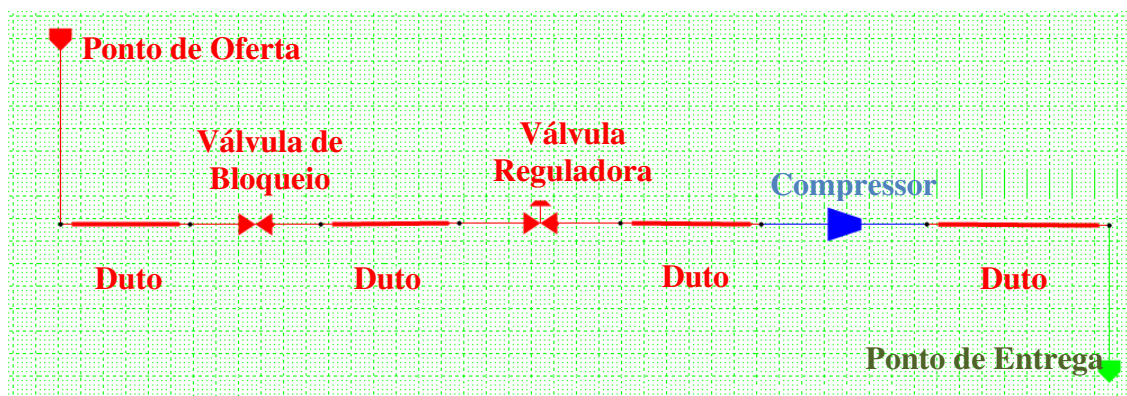
Figura 2.18 – Sistema de gasodutos de transporte da Região Nordeste



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.19– Sistema de gasodutos de transporte da Região Sul/Sudeste/Centro-Oeste

Para simulação da malha de transporte de gasodutos foi utilizado o programa *Pipeline Studio* no módulo TGNET. O *Pipeline Studio* é o *software* desenvolvido pela *Energy Solutions* empregado pela EPE para realização das simulações da malha de gasodutos. Este *software* representa a malha de dutos de forma esquemática conforme pode ser observado na Figura 2.20.



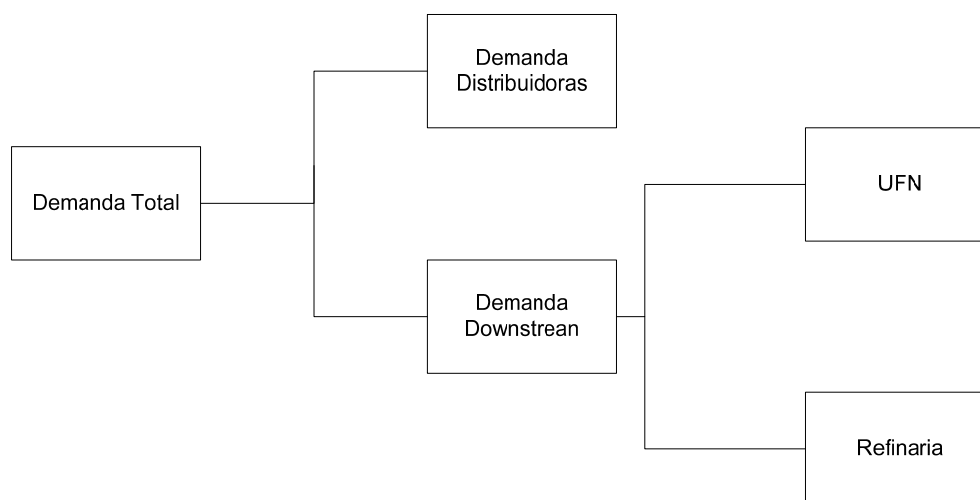
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.20– Representação do Pipeline Studio de um duto e seus principais constituintes

Os seguintes conceitos foram usados para a simulação:

Pontos de Oferta: representam pontos de entrada de gás na malha de dutos (UPGNs, terminais de GNL, pontos de entrada de gás importado; ex. GASBOL na fronteira entre Brasil e Bolívia).

Pontos de Entrega: representam pontos de retirada de gás da malha de dutos para atendimento de demandas. São apresentados da seguinte forma (Figura 2.21):



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.21 – Representação dos pontos de entrega em relação ao tipo de demanda

Nota: *Downstream* – consumo de gás natural em refinarias e fábricas de fertilizantes.

Compressores: representam os sistemas de compressão, tanto ECOMPs (estações de compressão - próprio e definitivo) quanto SCOMPs (serviços de compressão – alugado e temporário).

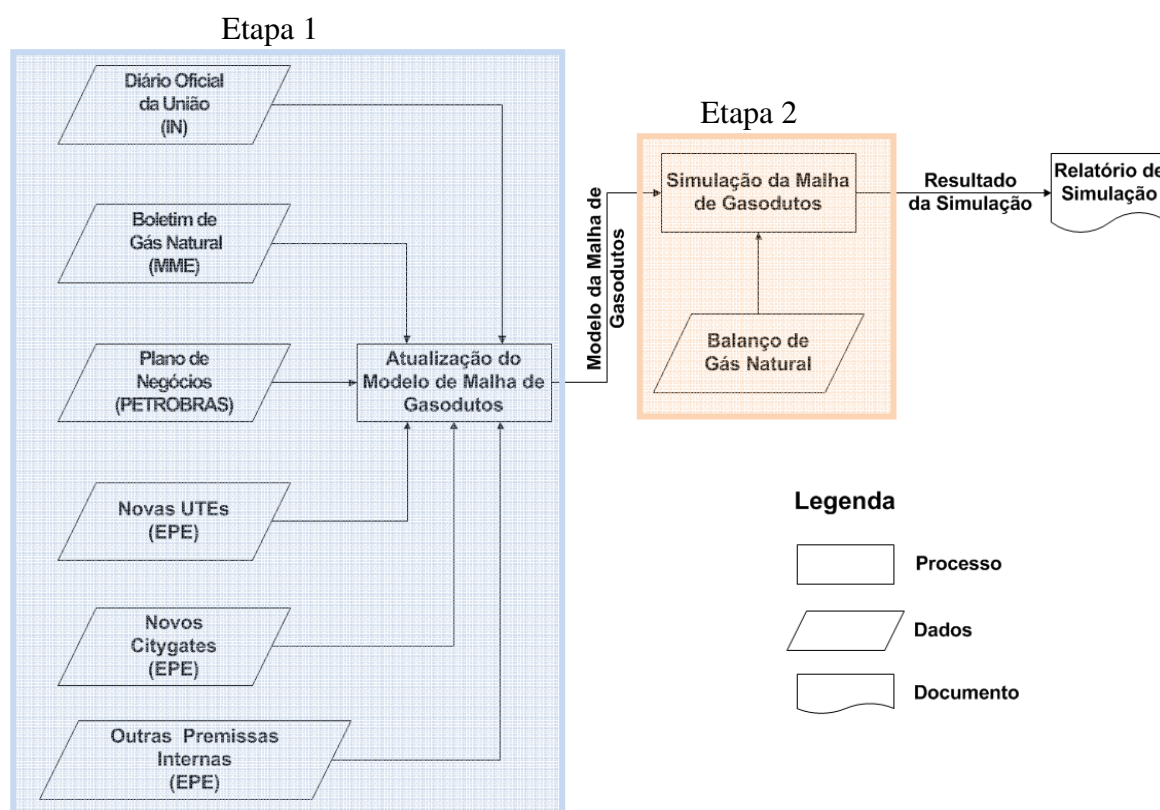
Dutos: consideram-se os aspectos característicos dos dutos que transportam o gás ao longo da malha, tais como rugosidade, fator de atrito, etc.

Válvulas: representam as válvulas presentes na malha podendo ser do tipo válvula de bloqueio ou reguladora.

- Válvula de Bloqueio: permite limitação de volume escoado através da redução de seu percentual de abertura;

- Válvula Reguladora: permite regular, na entrada e/ou saída da válvula, o valor de pressão, volume ou de diferença de pressão.

A representação da malha de dutos é composta pelos diversos componentes apresentados, conectados, entre si, através de nós. Para a realização das simulações da malha de gasodutos, uma série de passos se faz necessária, sendo apresentada no diagrama a seguir (Figura 2.22).



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.22 - Representação das etapas para simulação da malha de gasodutos pelo *Pipeline Studio*

A simulação da malha de gasoduto pode, então, ser dividida em duas etapas distintas, sendo a primeira a atualização dos modelos utilizando dados e fontes diversas, e a segunda a simulação propriamente dita, da qual se obtêm os resultados.

Etapa 1 – Atualização do Modelo de Malha de Gasodutos

A atualização das malhas se faz necessária para que sejam consideradas, no horizonte do estudo, as expansões já anunciadas de dutos, compressores, UPGNs, terminais de GNL, pontos de entrega (*citygates*), UTEs, refinarias, UFNs, etc. Para a realização desta tarefa, são empregados dados de diversas fontes, as quais fornecem informações sobre alterações da infraestrutura de transporte e o calendário estimado para entrada destas alterações. Para alguns estudos, podem-se ainda utilizar premissas desenvolvidas internamente, de modo a testar uma hipótese e sugerir uma solução para um problema de infraestrutura. A seguir as principais fontes de dados utilizadas:

- Planos de Negócios (Petrobras):
 - Terminais de regaseificação de GNL: expansão de capacidade e novos terminais;
 - Gasodutos: implantação e ampliações de dutos e compressores;
 - Parque de processamento: novas UPGNs, expansões de capacidade;
 - Demanda *downstream*: novas unidades e expansão de consumo.

- Boletim de Gás Natural – Ministério de Minas e Energia (MME):
 - Terminais de regaseificação de GNL: expansão de capacidade e novos terminais;
 - Gasodutos: implantação e ampliações de dutos e compressores;
 - Parque de processamento: novas UPGNs, expansões de capacidade;
 - Demanda *downstream*: novas unidades e expansão de consumo;
 - *Citygates*: novos pontos de entrega e expansão de existentes.

- Boletim de Gás Natural – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP):
 - Terminais de regaseificação de GNL: expansão de capacidade e novos terminais;
 - Gasodutos: implantação e ampliações de dutos e compressores;

- Parque de processamento: novas UPGNs, expansões de capacidade;
- Demanda *downstream*: novas unidades e expansão de consumo;
- *Citygates*: novos pontos de entrega e expansão de existentes.

Para realização da atualização do modelo da malha de gasodutos, deve-se levantar, dentre as bases apresentadas, as informações de alterações a serem realizadas, determinando novos pontos de entrega, de oferta, compressores, dutos ou, na situação oposta, a desmobilização de tais itens, os quais devem ser incluídos (utilizando representação correspondente, conforme apresentada na Figura 2.20) no cenário temporal considerado no estudo, levando-se em conta, também, sua localização e demais características (comprimentos de dutos, capacidades de compressores, etc.).

Etapa 2 – Simulação da malha de gasodutos

A simulação da malha de gasodutos é a etapa na qual se obtém um diagnóstico da capacidade de transporte de gás através do uso da malha atualizada obtida na Etapa 1 e do balanço de gás natural. Para tanto, um cenário constituído pelas informações utilizadas para a atualização da malha e pelas oriundas do balanço de oferta e demanda de gás é desenvolvido.

Após a atualização da infraestrutura (inclusão/exclusão de novos itens), devem ser inseridos os valores de volume demandados pelos *citygates*, os volumes máximos que podem ser fornecidos pelos pontos de oferta e demais restrições ao escoamento como pressão mínima ou máxima nos dutos, *citygates*, etc. de modo a compor o cenário a ser analisado pela simulação. Após a conclusão desta etapa, a análise pode ser iniciada, a fim de avaliar as eventuais restrições de capacidade de transporte da malha de gasodutos.

Ressalte-se que, nos próximos ciclos do PEMAT, poderá ser necessário incluir nos estudos as restrições relacionadas aos períodos de exclusividade dos gasodutos²² e as possibilidades de *swap* (ainda não regulamentado pela ANP). No entanto, os resultados do presente ciclo não foram afetados por estas simplificações.

²² O horizonte mais longo do período de exclusividade na relação dos gasodutos de transporte autorizados (autorização de operação) publicada pela ANP é o ano de 2021.

2.4. Critérios para Avaliação de Alternativas para o PEMAT

Uma das principais barreiras para o desenvolvimento de uma indústria de rede é o problema de coordenação das decisões dos agentes envolvidos na cadeia produtiva: é preciso haver demanda e oferta para haver investimento em infraestrutura, mas é preciso haver investimento em infraestrutura para haver demanda e oferta²³.

No caso da indústria do gás natural, além das características típicas de uma indústria de rede (conexão por uma rede física que implica em investimentos elevados em ativos fixos e específicos), esta barreira é ampliada pelo fato de o gás natural não ter mercado cativo. Ou seja, mesmo com oferta disponível em um determinado mercado regional, o gás natural precisa ser competitivo em relação a seu substituto.

O PEMAT é uma ação governamental no sentido de solucionar o problema de coordenação de decisões dos agentes envolvidos na cadeia produtiva do gás natural no Brasil, contribuindo para ancorar as expectativas e motivar as decisões dos agentes econômicos. Assim, os estudos do PEMAT, elaborados pela EPE, buscam identificar e avaliar alternativas de construção ou ampliação de gasodutos de transporte que possam ser propostas pelo MME visando sua concessão ou autorização. Cabe reafirmar que não se trata de propor nos estudos do PEMAT as alternativas que permitiriam a consolidação de uma malha “ideal” de gasodutos de transporte para o país, mas sim de propor aquelas alternativas que se revelem aderentes aos princípios da Lei nº 11.909/2009²⁴, de tal forma que a alternativa tem que se mostrar potencialmente atrativa aos empreendedores e factível de ser encaminhada pelo MME para o detalhamento (estabelecimento do gasoduto de referência), visando à Chamada Pública.

Objetivamente, o estudo de uma alternativa de gasoduto de transporte precisa identificar e avaliar:

- a demanda potencial por gás natural (em condições de competitividade com seu substituto);
- a oferta potencial de gás natural;
- as características técnicas da infraestrutura de rede;

²³ O problema de coordenação de decisões de agentes de uma cadeia produtiva é frequentemente chamado de “paradoxo do ovo e da galinha”, sobretudo, na literatura especializada em inglês (*chicken and egg dilemma*). Vide, por exemplo, Pritchard (2006) e Reynolds e Kolodziej (2009) para o uso deste conceito aplicado à indústria do gás natural.

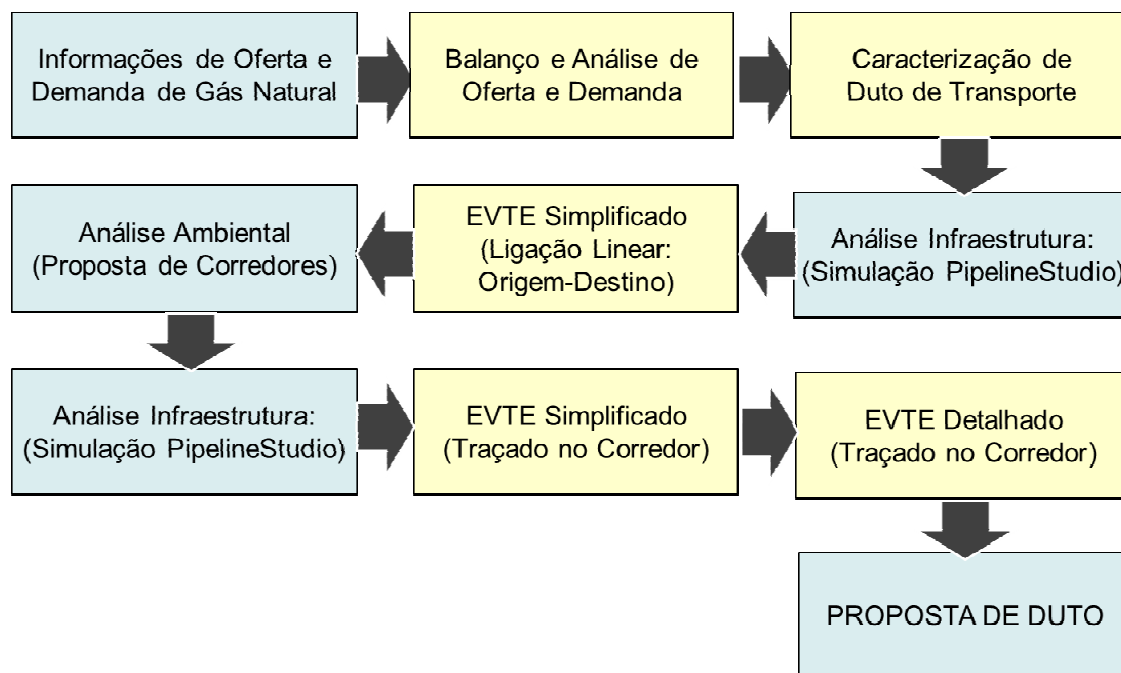
²⁴ Em particular, que “a exploração das atividades decorrentes das autorizações e concessões de que trata esta Lei correrá por conta e risco do empreendedor, não se constituindo, em qualquer hipótese, prestação de serviço público” (§2º, art. 1º da Lei nº 11.909/2009).

- as influências do meio ambiente (acidentes geográficos, ocupação, sensibilidades ambientais, etc.) sobre corredor e eventuais traçados considerados para ligar oferta e demanda;
- e, consolidando as dimensões anteriores, as estimativas de investimentos requeridos e a análise de sua viabilidade técnico-econômica.

A complexidade do tema, as assimetrias de informação, as incertezas envolvidas e o tempo requerido para o detalhamento de alternativas tornam necessário o estabelecimento de critérios de avaliação de alternativas para o PEMAT, com diversas etapas ou “nós” (pontos) de decisão ao longo dos estudos²⁵. Do contrário, o número de alternativas a serem detalhadas desnecessariamente (por não terem as pré-condições básicas) poderia inviabilizar a elaboração dos estudos do PEMAT em tempo hábil ou levar a seleções arbitrárias de alternativas para o detalhamento.

Estabeleceu-se, então, um processo de definição das alternativas para os estudos do PEMAT. O processo se inicia com os mapeamentos das demandas e das ofertas potenciais de gás natural no País no ciclo do PEMAT 2013-2022, de acordo com a Figura 2.23. Tal mapeamento segue as metodologias descritas anteriormente, relativas à demanda e à oferta potenciais.

²⁵ Como o PEMAT será preferencialmente revisto anualmente (§ 1º, III, Art. 6º, Decreto nº 7.382/2010), o descarte em um ciclo não implica em seu descarte no ciclo seguinte. Assim, caso os condicionantes, que levaram ao descarte da alternativa em um determinado ciclo do PEMAT, se alterem, a alternativa poderá ser reavaliada em outro ciclo do PEMAT.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.23- Processos de definição das alternativas de gasodutos de transporte nos estudos do PEMAT

Nota: Retângulos amarelos são pontos de decisão para avaliação da alternativa nos estudos do PEMAT. Na etapa “Caracterização de Duto de Transporte”, busca-se verificar se a opção de interligação origem-destino analisada é caracterizada como gasoduto de transporte, conforme definição da Lei nº 11.909/2009 (art. 2º). Caso não se enquadre no conceito de gasoduto de transporte, a opção de interligação não é considerada para a sequência dos estudos do PEMAT (por se tratar de outro tipo de gasoduto: escoamento, transferência ou distribuição).

As demandas e ofertas potenciais projetadas são georreferenciadas com o objetivo de identificar eventuais pontos de origem (oferta potencial) e destino (demanda potencial) que permitam definir uma possível opção de ligação a ser avaliada. O georreferenciamento da demanda potencial é detalhado ao nível do Município ou da microrregião, de acordo com as condições de sigilo de informações (não permitir identificar informações dos agentes). O georreferenciamento da oferta potencial parte da unidade produtiva, mas é agregado por ponto de entrada na malha devido às condições de sigilo de informações (impedir a identificação dos agentes).

O critério base de avaliação que orienta a proposição de uma alternativa nos estudos do PEMAT é a existência de demanda potencial em determinada área de influência regional e, em seguida, a identificação da disponibilidade de oferta potencial para o seu atendimento. Opções de ligação origem-destino onde não há identificação de demanda potencial pelos estudos da EPE (seção 2.1) não se colocam como alternativas. Similarmente, caso não haja identificação de oferta potencial disponível de gás natural para o período estudado, a opção de ligação origem-destino não se configura como alternativa.

Nesta etapa, também se avalia o balanço preliminar de demanda e oferta potenciais de gás natural no sistema pertinente (malha integrada ou sistema isolado), a fim de atestar que o atendimento das opções de ligação origem-destino seja consistente com a disponibilidade total de gás natural prevista.

Confirmada a disponibilidade de oferta potencial para o atendimento da demanda potencial, define-se uma alternativa para avaliação. Do contrário, conforme mencionado, não se considera a opção de ligação origem-destino como uma alternativa a ser estudada no presente ciclo do PEMAT²⁶. Ressalve-se que, em um novo ciclo dos estudos do PEMAT, havendo modificações na oferta potencial que viabilize o atendimento de uma demanda potencial anteriormente desconsiderada, a opção de ligação origem-destino relacionada poderá ser avaliada como uma alternativa nos estudos do PEMAT.

Vale ressaltar que, inicialmente, a alternativa é definida pela ligação em linha reta (menor distância) dos pontos de origem (oferta potencial) e de destino (demanda potencial).

Em seguida, verifica-se se a alternativa avaliada pode ser caracterizada como gasoduto de transporte (ou se são casos de gasodutos de transferência, escoamento ou de distribuição). Caso não se adeque ao conceito de gasoduto de transporte, a alternativa é desconsiderada. O conceito utilizado nesta verificação é aquele estabelecido na Lei nº 11.909/2009 (Inciso XVIII, art. 2º):

"Gasoduto de Transporte: gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de tratamento ou processamento, de estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os casos previstos nos incisos XIX e XXI, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e pontos de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição".

Confirmada a classificação da alternativa como um gasoduto de transporte, testa-se a principal premissa de um sistema de transporte de gás natural que é o atendimento à demanda máxima de fornecimento contratada pelos clientes do serviço.

Novos pontos de demanda são considerados, assim como a ampliação de demanda em pontos existentes. Nesse momento, é feita a primeira simulação termo-fluido-hidráulica da infraestrutura de gás natural. Caso seja identificada na malha a necessidade de ampliação da

²⁶ Ao não se confirmar demanda potencial nos estudos da EPE, vários projetos de gasodutos de transporte já autorizados pela ANP foram desconsiderados como alternativas para o ciclo dos estudos do PEMAT 2013-2022. Cabe destacar que, por já terem sido autorizados pela ANP antes de 05/03/2009, conforme prevê o Decreto nº 7.382/2010, que regulamenta Lei nº 11.909/2009, estes gasodutos de transporte podem ser construídos pelo empreendedor que dispõe da autorização a despeito de terem sido desconsiderados como alternativas para o ciclo dos estudos do PEMAT 2013-2022. Outros projetos de gasodutos de transporte já autorizados pela ANP foram avaliados como alternativa pelo fato de os estudos da EPE identificarem demanda potencial em regiões semelhantes. Nestes casos, como não houve início da construção dos projetos autorizados, decidiu-se avaliá-los como alternativas aos estudos do PEMAT 2013-2023.

infraestrutura, seja por instalação de novos sistemas de compressão, seja por novos dutos, a malha volta a ser simulada observando as novas condições.

O objetivo da primeira simulação termo-fluido-hidráulica é obter a infraestrutura viável de modo a minimizar a distância entre os pontos de oferta e as demandas. As informações obtidas nessa etapa são basicamente o dimensionamento dos gasodutos de transporte (inclusive suas eventuais estações de compressão) a serem construídos ou ampliados. Apenas as alternativas consideradas viáveis na simulação avançam para as etapas posteriores de avaliação.

A posse das informações a respeito das condições mecânicas de escoamento de uma alternativa permite sua análise por meio do critério de viabilidade econômica.

O atendimento de determinada demanda potencial pode ocorrer por meio de mais de uma configuração de infraestrutura, que pode incluir mais de uma solução de engenharia (seja a inclusão de *loops*²⁷, de estações de compressão ou a criação de um novo gasoduto de transporte). Para cada solução identificada na simulação termo-fluido-hidráulica, estimam-se os investimentos baseados no custo médio de construção (método metropol) e avalia-se a viabilidade técnico-econômica simplificada (EVTE simplificado) do empreendimento em função de um custo médio por metropol, e de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA), obtendo-se uma tarifa postal de transporte²⁸ - estas referências de avaliação são justificadas a seguir.

A tarifa postal de transporte estimada é então utilizada para avaliar a viabilidade econômica do duto, considerando-se a competitividade entre o gás natural transportado pelo mesmo e o combustível alternativo no mercado de destino. A configuração de infraestrutura da alternativa em avaliação que se mostrar mais viável no EVTE simplificado, avança para a análise ambiental. O detalhamento da metodologia de viabilidade técnico-econômica adotada também se encontra a seguir.

Na etapa de análise ambiental, são realizados estudos cartográficos e de sensibilidade ambiental para definição do corredor e de um traçado preliminar para a alternativa em estudo. Enfatize-se que até então, a alternativa considerava uma ligação em linha reta. O detalhamento da metodologia da análise ambiental será abordado a seguir.

O caminhamento da alternativa de gasoduto de transporte pode sofrer modificações significativas após a análise ambiental. Em razão disso, as alternativas em avaliação passam por nova etapa de estudo de viabilidade técnico-econômica e de confirmação dada configuração de

²⁷ *Loops* são novos dutos, instalados paralelamente ao gasoduto existente, para dotar o sistema de maior capacidade de transporte.

²⁸ De maneira geral, existem três metodologias básicas para definição da tarifa de transporte de gás natural: a tarifa por distância (ponto a ponto – cujo fator determinante é a distância percorrida pelo gás; contudo, pode vir a incorporar outras variáveis, como pressão e carga); a tarifa por “entrada-saída” (separada em taxas de entrada e saída do sistema) e a tarifa postal. No caso da tarifa postal, o transporte de cada unidade de gás possui a mesma tarifa, independentemente da distância percorrida (SILVA, 2004).

infraestrutura da alternativa. Caso a alternativa permaneça viável nesta nova configuração, dar-se-á prosseguimento à avaliação.

Após a consolidação das alternativas consideradas viáveis (já com traçado preliminar), elaborase uma avaliação mais detalhada de seus investimentos a partir de uma estimativa de custos realizada em nível detalhado. Nesta etapa, modela-se o gasoduto a partir de uma base de dados de custo mais robusta, com o propósito de verificar os estudos preliminares de viabilidade técnico-econômica simplificada (EVTE simplificado). Além do resultado sobre a viabilidade técnico-econômica, os estudos de viabilidade técnico-econômica detalhada (EVTE detalhado) também fornecem a estimativa da tarifa de transporte calculada com base no investimento (CAPEX) e nos custos operacionais do gasoduto (OPEX), para uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) fixada.

Ao fim desse processo, é realizada a avaliação consolidada das alternativas de gasodutos consideradas pela EPE elegíveis a serem incluídas no PEMAT 2013-2022 pelo MME.

2.5. Metodologia da Análise Socioambiental

Este capítulo tem como objetivo definir critérios para auxiliar na seleção da alternativa de traçado preliminar do duto, definido pelo eixo central de um corredor de passagem preferencial, considerando os aspectos socioambientais da área. A utilização de ferramentas de SIG (Sistema de Informação Geográfica) para sobreposição e análise das informações permite a identificação das áreas mais favoráveis à implantação dos gasodutos, bem como daquelas áreas de maior complexidade (unidades de conservação, terras indígenas, núcleos urbanos, florestas e outros ecossistemas importantes), tanto sob o ponto de vista socioambiental quanto econômico-construtivo, configurando-se em áreas que devem ser evitadas. Tais áreas condicionam a identificação das alternativas de localização dos traçados preliminares.

Assim, são estudadas alternativas de traçados preliminares, que definem diferentes corredores de passagem, considerando, inicialmente, uma largura de 20 km. Em função do comprimento do gasoduto, entre outros aspectos, a largura dos corredores propostos pode ser modificada, sendo indicado o motivo para a alteração. Estudos posteriores definirão a melhor localização do traçado do gasoduto dentro deste corredor preferencial.

A partir do traçado preliminar são identificados elementos da paisagem que possam interferir na implantação do gasoduto como, por exemplo, travessias de recursos hídricos, rodovias, linhas de transmissão, dentre outros com intuito de fornecer informações necessárias para a composição de custos de cada alternativa de modo a possibilitar a comparação entre elas.

Para a caracterização socioambiental, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes fontes:

- Áreas dos Processos Minerários (DNPM, 2012);
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital (IBGE, 2009a);
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA-Probio, 2007a);
- Mapa de Biomas do Brasil (IBGE, 2004);
- Mapa de ocorrência de cavernas (ICMBio/Cecav, 2012);
- Mapa de Projetos de Assentamento (INCRA, 2011);
- Mapa de Terras Indígenas (FUNAI, 2012);

- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (ICMBio, 2012; Eletrobrás, 2011);
- Mapeamento da Cobertura Vegetal dos Biomas Brasileiros (MMA-Probio/2007b);
- SRTM (Embrapa, Monitoramento por Satélite, 2005).

Ao final das análises são apresentadas recomendações e considerações socioambientais relevantes sobre os traçados preliminares e de seus corredores, a fim de subsidiar a seleção do traçado preliminar e das próximas etapas do estudo.

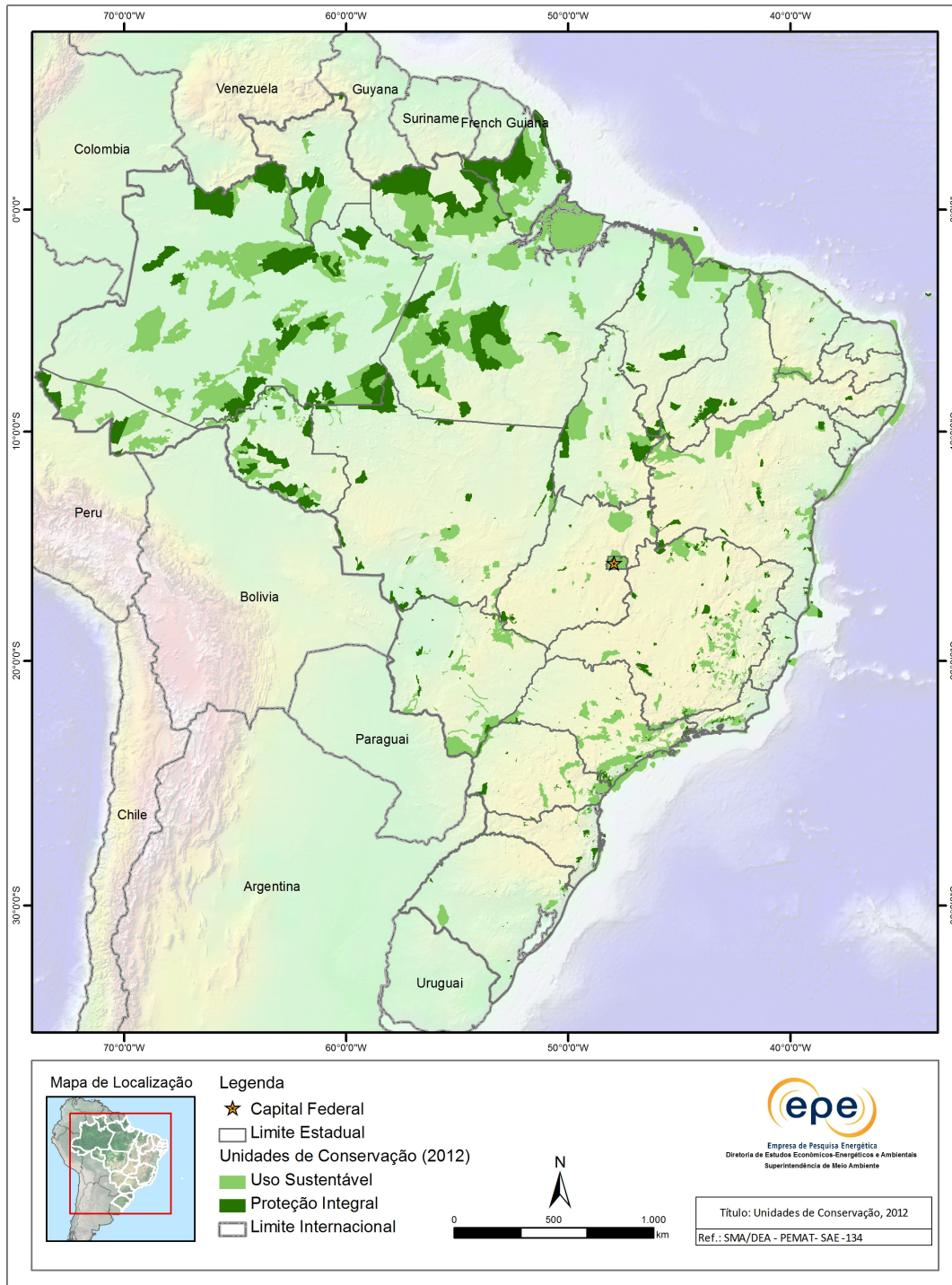
As quantificações das interferências socioambientais apresentadas nesta fase são preliminares. Os futuros estudos para o traçado definitivo do gasoduto serão realizados em escala mais apropriada e apresentarão quantificações com maior grau de precisão.

Para definição do traçado dos gasodutos constantes do PEMAT, foi realizada uma classificação em dois grandes grupos, a saber: Novos Gasodutos e Duplicação de Gasodutos.

2.5.1. Novos Gasodutos

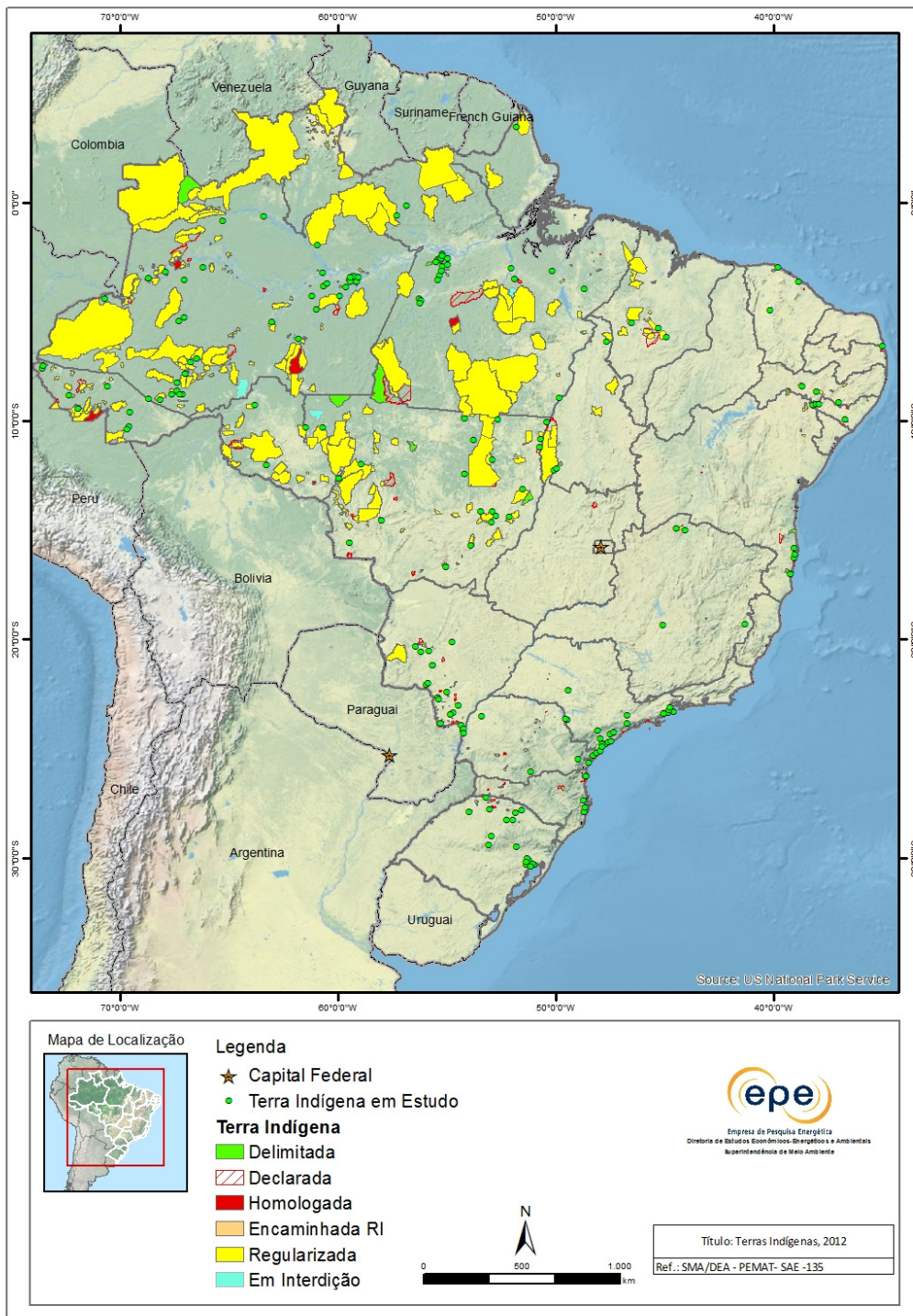
Nos trechos de novos gasodutos a definição dos traçados preliminares deverá atender, especialmente, a premissa de evitar a interferência direta em unidades de conservação (UC) de Proteção Integral ou em terras indígenas (TI).

A Figura 2.24 e a Figura 2.25, a seguir, apresentam as bases de dados de UC e TI utilizadas para definição dos traçados.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.24 – Mapa de Unidades de Conservação no Brasil



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.25 – Mapa de Terras Indígenas no Brasil

Em seguida, são definidas alternativas de traçados preliminares utilizando-se dos critérios seguintes para minimizar os impactos socioambientais da construção e operação dos gasodutos:

- Preferência pelo acompanhamento de estradas existentes visando facilitar o acesso e diminuir a necessidade de abertura de novas estradas que possam acarretar no aumento da fragmentação de ecossistemas e a intensificação de vetores de desmatamento;
- Preferência por áreas com relevo de menor gradiente e áreas com menor suscetibilidade à erosão e movimentos de massa;
- Avaliação do número de corpos hídricos atravessados pelo traçado preliminar, bem como da distância entre suas margens;
- Priorização da alternativa com menor área de vegetação nativa, com intuito de minimizar a supressão de vegetação;
- Identificação da interferência do traçado preliminar em outros empreendimentos lineares, como linhas de transmissão, rodovias e ferrovias, dados os impactos sociais e econômicos, reais e potenciais, associados à construção e operação de gasodutos.

Além dos critérios supracitados também são considerados outros fatores como: o uso e ocupação do solo, adensamento populacional, ocorrência de áreas alagadas, imóveis rurais, assentamentos, feições cársticas, processos minerários, afloramentos rochosos, ocorrências minerais e presença de aeródromos.

2.5.2. Duplicação de Gasodutos

Para os gasodutos onde se identifica a necessidade de duplicação, com intuito de minimizar os impactos ao meio ambiente, tais como supressão de vegetação e fragmentação de habitats, busca-se acompanhar a faixa de servidão de dutos existentes. Para tanto, avalia-se o traçado dos gasodutos utilizando imagens de satélite e base cartográfica disponíveis. Nos trechos dos gasodutos onde a duplicação não pode seguir o traçado existente, a definição deste novo trecho deve seguir a metodologia utilizada na definição de novos gasodutos.

2.6. Aspectos de Viabilidade Técnico-econômica

Esta seção visa apresentar a base metodológica para avaliação da viabilidade técnica e econômica das opções de traçados de gasodutos de transporte a serem considerados no âmbito do PEMAT 2013-2022. Trata-se, em particular, de descrever e justificar as premissas utilizadas tanto no EVTE Simplificado quanto no EVTE Detalhado.

Em ambos os casos (EVTEs Simplificado e Detalhado), a análise dos projetos levará em consideração fatores econômicos e financeiros, como a rentabilidade do projeto e a disponibilidade de recursos. Para tal, serão utilizados os conceitos básicos dos estudos de viabilidade técnica e econômica, conforme descritos nos tópicos seguintes.

A diferença entre os casos advém da adoção de estimativas de algumas variáveis-chave (como, por exemplo, os custos associados aos investimentos) e do nível de detalhamento do cálculo do fluxo de caixa (por exemplo, explicitação dos tributos e de componentes dos custos).

Usualmente, para realizar uma avaliação de investimentos utiliza-se a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado, a qual permite a análise da geração dos montantes recebidos e gastos, em um especificado período de tempo, de forma a avaliar determinada opção de investimento. A partir do Fluxo de Caixa é possível avaliar o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), principais métodos empregados na análise prévia de investimentos. Do mesmo modo, deve ser considerada a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), uma taxa de desconto ou retorno que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando realiza um investimento em um projeto específico.

O VPL de um projeto equivale à diferença entre o valor atual (ou descontado) das entradas de caixa e o valor atual (ou descontado) das saídas decorrentes da realização do projeto de investimento para cada período, isto é, o valor presente do fluxo de caixa. Dessa forma, o VPL calculado para um projeto resultará no somatório do Valor Presente (VP) das parcelas periódicas de lucro ou de prejuízo gerado ao longo da vida útil do empreendimento, sendo esse resultado determinado pela diferença entre as receitas e as despesas.

Assim, como apoio às decisões de investimento de um projeto, os critérios para tomada de decisão devem considerar as seguintes possibilidades para o VPL:

- a) VPL menor que zero: o investimento não é economicamente atrativo. A taxa de retorno do projeto é inferior à TMA;

- b) VPL maior que zero: o investimento é economicamente atrativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros previstos para o projeto é maior que o investimento inicial necessário para implementá-lo. A taxa de retorno do projeto é maior que a TMA;
- c) VPL igual à zero: o investimento é economicamente indiferente. A taxa de retorno do projeto é exatamente igual à TMA. Essa taxa (TIR) é a taxa de desconto que iguala os fluxos de entrada (recebimentos) e saída (pagamentos) de recurso, trazidos todos esses fluxos a valor presente, independentemente da taxa de juros vigente no mercado de capitais.

Para o caso de haver várias alternativas de projetos para um mesmo empreendimento de investimento, a melhor alternativa será a que apresentar o maior VPL, considerando que todas as alternativas serão analisadas a partir de uma mesma taxa mínima de atratividade.

Já a TIR é uma medida de rentabilidade do investimento que está relacionada ao VPL. A TIR expressa a rentabilidade (da aplicação) ou custo (de financiamento ou empréstimo) do fluxo de caixa.

A partir de um determinado fluxo de caixa é estabelecida uma taxa de desconto (ou retorno), que pode se igualar à TMA. Neste sentido, o critério de tomada de decisão para a seleção de projetos com base na TIR (confrontada com a TMA) deverá satisfazer as seguintes situações:

- a) TIR menor do que a TMA: o investimento não é economicamente atrativo. O retorno é superado por um investimento financeiro mais seguro;
- b) TIR maior do que a TMA: o investimento é economicamente atrativo, devendo-se, portanto, aceitar o projeto. No caso da seleção entre vários projetos para um mesmo empreendimento de investimento, o mais atrativo será aquele que apresentar maior valor para a TIR;
- c) TIR igual à TMA: indica que os valores referentes às entradas são iguais aos valores referentes às saídas.

2.6.1. Premissas básicas para cálculo do EVTE

De uma maneira geral o preço do gás natural ao consumidor final pode ser decomposto em quatro grandes componentes que remuneram partes distintas da cadeia produtiva da indústria do gás natural. A Figura 2.26 apresenta a composição típica do preço final ao mercado.

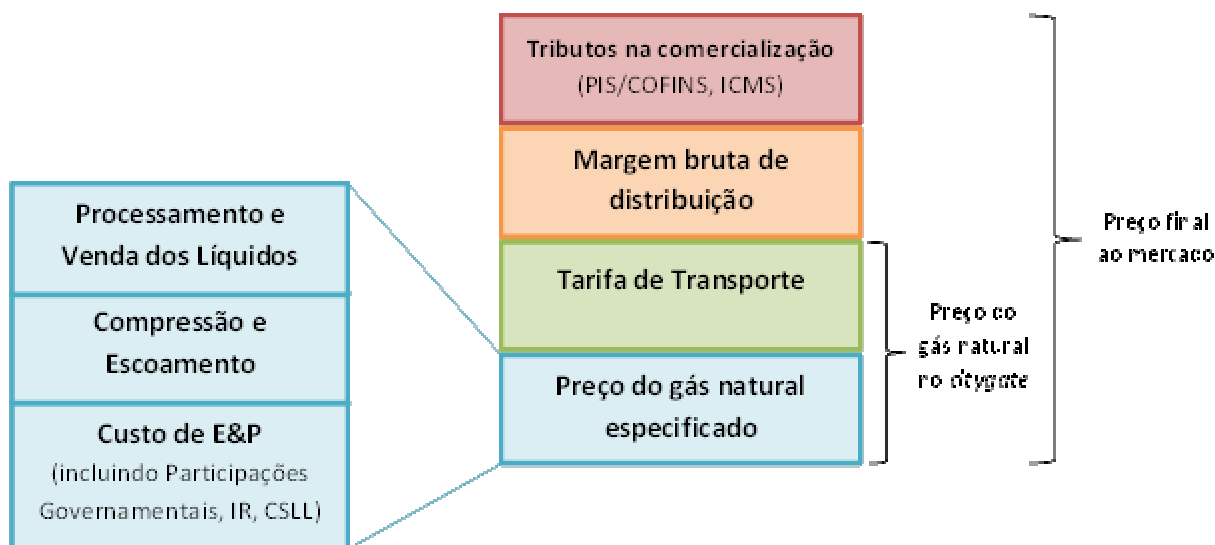


Figura 2.26 – Composição do preço final de gás natural ao mercado

- **Preço do gás natural especificado:** parcela que diz respeito aos custos e remuneração de investimentos associados aos processos de: (i) Exploração e Produção (E&P), incluindo Participações Governamentais, Imposto de Renda (IR) e Contribuição sobre o Lucro Líquido (CSLL); (ii) compressão, escoamento e processamento do gás natural; e (iii) venda dos líquidos de gás natural;
- **Tarifa de Transporte:** parcela responsável por arcar com os custos e remunerar os investimentos associados ao transporte do gás natural até o ponto de entrega às distribuidoras, inclusive os tributos incidentes (IR e CSLL da etapa de transporte)²⁹;
- **Margem bruta de distribuição:** parcela do preço que remunera a atividade de distribuição, com os tributos incidentes (IR e CSLL da atividade de distribuição);
- **Tributos na comercialização:** parcela do preço relativa aos tributos que incidem sobre a comercialização ao usuário final do gás natural especificado: PIS e COFINS (esfera federal) e ICMS (esfera estadual).

O critério adotado na análise da viabilidade técnico-econômica das alternativas estudadas para o PEMAT consistiu na comparação entre o preço de realização do gás natural especificado e o preço máximo que o consumidor está disposto a pagar pelo gás natural na saída da UPGN, sabendo-se que este deve ser competitivo frente ao combustível alternativo no local de destino (doravante chamado **preço máximo competitivo**).

²⁹ Devido à premissa adotada no estudo de incorporação do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura (REIDI), não foram considerados o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) da atividade de transporte.

Para os estudos do PEMAT 2013-2022, adotou-se como premissa que o preço de realização é igual ao preço mínimo que motiva o ofertante a disponibilizar o gás natural para o mercado, o qual é denominado, na Teoria Econômica, de preço de oferta ou de *break-even*. Ressalte-se que, obviamente, o preço de realização praticado no mercado pode ser maior que o preço de oferta, caso as condições de mercado permitam. Todavia, a adoção da premissa de que o preço de realização é igual ao preço de *break-even* é importante para que não sejam desconsideradas, nos estudos do PEMAT, alternativas de gasodutos que sejam economicamente viáveis, mas que não sejam compatíveis com os preços praticados nas condições de mercado vigentes. Nesse sentido, os estudos do PEMAT identificam as alternativas de gasoduto consideradas elegíveis à proposição pelo MME, as quais ainda serão submetidas à verificação pelo Comitê de Validação, para confirmar o interesse acerca da alternativa junto aos agentes econômicos, antes da proposição propriamente dita, como já mencionado anteriormente.

Ademais, nos estudos do PEMAT 2013-2022, considerou-se que, ao final da cadeia do gás natural, o consumidor estaria disposto a pagar pelo energético um preço máximo igual ao preço do combustível substituto, para cada par "oferta-demanda". Em outras palavras, se o gás natural chegar ao consumidor por um preço igual ou menor que o preço do combustível substituto, a demanda será suprida por gás natural, tornando atrativa a alternativa do gasoduto de transporte analisada.

O objetivo deste procedimento consiste em avaliar as alternativas que apresentem preços de realização do gás natural especificado inferiores ao preço máximo competitivo deste gás. Caso o preço de realização do gás natural ex-UPGN (i.e., na "porta" de saída da UPGN) seja maior que seu preço máximo competitivo, a alternativa não avança no ciclo de estudos do PEMAT 2013-2022. Sendo a estimativa de preço de realização ex-UPGN para cada par "oferta-demanda" menor do que o preço máximo competitivo do gás natural frente ao seu substituto, a alternativa avança para etapas mais detalhadas ou se torna elegível a ser inserida no PEMAT 2013-2022, caso se esteja no último nível de análise (EVTE detalhado). De forma resumida:

Se (Preço máximo competitivo) < (Preço de realização) → alternativa não avança
Se (Preço máximo competitivo) ≥ (Preço de realização) → alternativa avança

Isto posto, para que um gasoduto seja considerado elegível pelo critério de comparação proposto, o preço máximo competitivo do gás natural deve ser maior ou igual ao preço de realização ex-UPGN do mesmo, tanto no EVTE simplificado quanto no EVTE detalhado (a depender da etapa de análise: simplificada ou detalhada).

O preço médio de realização do gás natural especificado foi calculado por meio da metodologia de *Cost Plus Markup*. Para a obtenção dos preços do gás no Brasil, foi desenvolvida, pelo Ministério de Minas e Energia, metodologia baseada em análises econômicas de projetos típicos de produção de gás natural associado e não associado, onshore e offshore. Por sua vez, o preço máximo a ser pago pelo energético na saída da UPGN, considerando a competitividade no final da cadeia (preço máximo competitivo), foi estimado da seguinte forma: (i) calculou-se o preço máximo competitivo do gás natural no citygate através da metodologia de *Netback Value* e (ii) subtraiu-se deste preço a tarifa de transporte de gás natural estimada pela EPE para cada alternativa de gasoduto identificada.

A Figura 2.27 resume as metodologias de *Cost Plus Markup* e *Netback Value* utilizadas neste estudo, bem como explicita as etapas da cadeia produtiva do gás natural.

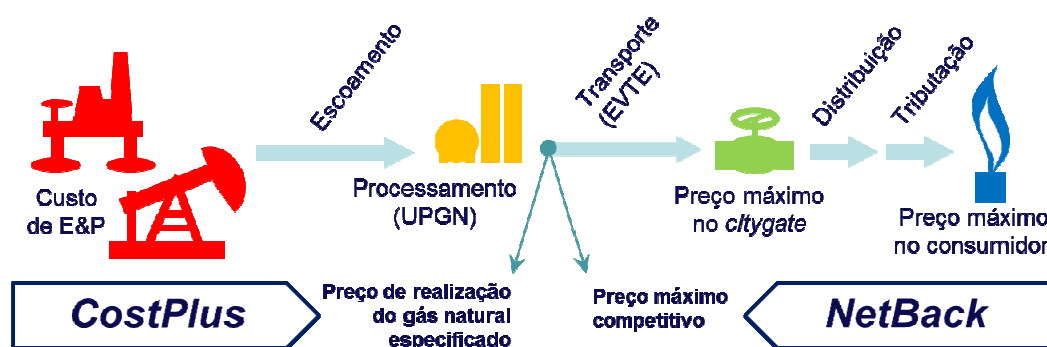


Figura 2.27 – Metodologia de avaliação econômica dos estudos do PEMAT

Fonte: Elaboração própria EPE.

2.6.1.1. Premissas para cálculo do preço de realização do gás natural especificado

Para os estudos do PEMAT 2013-2022, adotou-se como premissa que o preço de realização é igual ao preço mínimo que motiva o ofertante a disponibilizar o gás natural para o mercado, o qual é denominado, na Teoria Econômica, de preço de oferta ou de *break-even*. Ressalte-se que, obviamente, o preço de realização efetivamente praticado no mercado pode ser maior que o preço de oferta, caso as condições de mercado permitam. Todavia, a adoção da premissa de que o preço de realização é igual ao preço de *break-even* é importante para que não sejam desconsideradas, nos estudos do PEMAT, alternativas de gasodutos que sejam economicamente

viáveis, mas que não sejam compatíveis com os preços praticados nas condições de mercado vigentes. Nesse sentido, os estudos do PEMAT identificam as alternativas de gasoduto consideradas elegíveis à proposição pelo MME, as quais ainda serão submetidas à verificação pelo Comitê de Validação, para confirmar o interesse acerca da alternativa junto aos agentes econômicos, antes da proposição propriamente dita, como já mencionado anteriormente.

O preço do gás natural especificado nacional para cada par “oferta-demanda” foi calculado por meio de análises econômicas de projetos típicos de produção de gás natural associado e não associado, *onshore* e *offshore*. As análises levam em consideração, entre outros: (i) as características dos reservatórios; (ii) a composição do gás natural; (iii) os custos relativos às atividades de E&P do gás natural; (iv) a incidência de Participações Governamentais; (v) os custos de compressão, escoamento e processamento do gás natural; (vi) a venda dos líquidos de gás natural; e (vii) uma taxa de retorno mínima para o projeto. O detalhamento desta metodologia é apresentado no ANEXO I.

Releva destacar que, nos projetos típicos de gás natural associado, foram considerados apenas os custos marginais relacionados ao aproveitamento do gás natural, visto que o foco desses projetos é a produção de óleo.

No caso do gás natural importado, consideram-se as cotações típicas para os volumes importados via GASBOL e via os terminais de regaseificação da Baía de Guanabara/RJ e de Pecém (Fortaleza/CE).

Na Tabela 2.4 e Tabela 2.5, a seguir, são apresentados os preços do gás natural especificado utilizados pela EPE nos estudos do PEMAT 2013-2022.

Tabela 2.4 - Estimativa de preços de realização do gás natural especificado no País, em US\$/MMBtu

Preço do gás natural especificado nacional [US\$/MMBtu] – projetos típicos	
Gás Não Associado - Campos em Terra	1,13
Gás Não Associado - Campos no Mar (Pós-Sal)	4,73
Gás Associado - Campos em Terra	0,56
Gás Associado - Campos no Mar (Pós-Sal)	4,95
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) – 1 módulo de produção	7,70
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) – 2 módulos de produção	5,59
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) – 3 módulos de produção	5,04
Gás Não Convencional – Campos em Terra ¹	6,00

Fonte: Elaboração MME.

Notas: ¹ A metodologia para estimativa dos preços do gás natural especificado é detalhada no ANEXO I.

² Preço do gás natural não convencional – estimados com base em MIT (2011) e BNDES (2013).

Os valores contidos na Tabela 2.4 refletem avaliações preliminares, feitas pelo Ministério de Minas e Energia, cuja única finalidade é determinar se uma alternativa qualquer de expansão da malha avança para as etapas mais detalhadas, nos estudos de viabilidade podendo, inclusive, se tornar elegível à proposição no âmbito dos estudos.

Ademais, releva destacar que tais informações aqui produzidas estão limitadas aos objetivos desse estudo, não podendo em nenhuma hipótese serem consideradas ou utilizadas como referência para o preço de gás natural especificado no Brasil.

Tabela 2.5 - Estimativa de preços de realização do gás natural especificado importado, em US\$/MMBtu

Preço do gás natural especificado importado [US\$/MMBtu] – cotações típicas	
Importado via GASBOL	9,58
Importado via Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara/RJ	15,70
Importado via Terminal de Regaseificação de Pecém/CE	16,65

Fonte: Elaboração EPE com base em NERA (2012) e MME (2013).

2.6.1.2. Premissas para cálculo do preço máximo do gás natural no *citygate*

Pela metodologia de *Netback Value*, o preço do gás natural ao longo da cadeia foi calculado a partir do preço que o gás deve ser disponibilizado para o usuário final, sendo esse preço estabelecido pela comparação com o combustível substituto. A partir deste preço final, o preço máximo do gás natural no ponto de entrega³⁰ (*citygate*) foi calculado subtraindo-se: (i) os impostos e (ii) os custos relativos às margens das distribuidoras. A descrição detalhada da metodologia de *Netback Value* é encontrada no ANEXO I.2.

A Tabela 2.6 apresenta o preço máximo do gás natural no *citygate* para cada distribuidora, considerando 100% de competitividade com o óleo combustível.

³⁰ De acordo com o inciso XII, §3º da Lei nº 11.909/2009, o Ponto de Entrega é definido como ponto nos gasodutos de transporte no qual o gás é entregue pelo transportador ao carregador ou a quem este venha indicar.

Tabela 2.6 - Preço máximo do gás natural no *citygate* para cada distribuidora, considerando 100% de competitividade com o óleo combustível

Empresa	Unidade da Federação	Preço máximo do gás natural no <i>citygate</i> (US\$/MMBtu)
CEGÁS	CE	12,82
POTIGÁS	RN	12,01
PBGÁS	PB	10,85
COPERGÁS	PE	10,01
ALGÁS	AL	7,55
SERGAS	SE	10,93
BAHIAGAS	BA	9,04
GASMIG	MG	11,89
PETRO ES	ES	11,08
CEG	RJ	10,75
CEG RIO	RJ	10,98
COMGÁS	SP	8,60
Gas Natural Fenosa	SP	8,59
COMPAGAS	PR	7,98
SC GÁS	SC	9,11
SULGAS	RS	10,44
MSGÁS	MS	11,37
GASPARÁ	PA	10,76
GASMAR	MA	12,53
CIGAS	AM	12,86

Fonte: Elaboração própria EPE.

2.6.1.3. Tarifa de transporte

Dentre os critérios utilizados em análises de investimentos e as técnicas empregadas na avaliação das opções de traçados de gasodutos de transporte no âmbito dos estudos do PEMAT, considerou-se, para tomada de decisão na elaboração do EVTE, a situação em que a TIR se iguala à TMA adotada.

A partir deste critério, foi estimada uma tarifa de transporte de gás natural para cada alternativa de gasoduto proposta, com base no modelo de Fluxo de Caixa Descontado. Para o cálculo da tarifa supracitada, foram adotadas algumas premissas, destacando-se:

- Vida útil do projeto: 30 anos. Este prazo está aderente ao período proposto de concessão para novos gasodutos conforme o Decreto nº. 7.382/2010 que regulamenta a Lei nº 11.909/2009;
- Foi considerado que 100% do gás natural é vendido durante o período contratual de 30 anos;
- Compensação ambiental: 0,5% do custo de capital (CAPEX).
- Foi adotado um período de 3 anos para os investimentos na construção do gasoduto. No modelo simplificado, o percentual de desembolso seguiu a seguinte distribuição: 30% no primeiro ano, 40% no segundo e 30% no terceiro ano. Para o modelo detalhado, o percentual de desembolso variou de acordo com o projeto. O início de operação do gasoduto a partir do 4º ano;
- Os custos operacionais (OPEX) adotados foram da ordem de 4% a.a. fixos sobre o investimento total;
- Tarifa onde o preço por unidade de gás (1 m³ ou 1 Btu) é uniforme e independente da distância percorrida;
- Depreciação (linear): adotou-se um período médio de depreciação igual a 25 anos civis e equipamentos, resultando uma taxa média equivalente a 4,0% a.a.;
- Taxa Mínima de Atratividade (TMA) = 7,5% ao ano;
- Custo do capital próprio = 9,64% ao ano;
- Taxa de juros = 7,89% ao ano em termos reais, considerando 100% do financiamento proveniente do BNDES para itens financiáveis de origem nacional, admitindo os repasses do BNDES na proporção 50% (direto)/50% (indireto);
- Percentual financiado: o percentual utilizado nos cálculos foi de 52,77% do investimento total;
- Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ: 10% do Lucro antes do Imposto de Renda – LAIR anual. Considerou-se que houve 100% de desconto na parcela XX do IRPJ;
- Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL: 9,0 % do LAIR anual;
- No que se refere ao IRPJ e CSLL, considerou-se o regime de tributação denominado Lucro Real;
- Os prejuízos (fiscais) apurados em cada período foram contemplados, para efeito de compensação, considerando o limite legal de 30% (trinta por cento), previsto no art. 510, do Regulamento do Imposto de Renda – RIR/99. Adicionalmente, os resultados fiscais foram projetados com o efeito da remuneração dos juros sobre o capital próprio, calculados com base na variação das taxas de juros de longo prazo sobre o patrimônio líquido projetado.

O cálculo da Tarifa Máxima de Transporte considerou os benefícios do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura (REIDI)³¹.

a) Premissas da Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Dentre os parâmetros necessários para calcular a tarifa máxima está a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), isto é, a taxa de desconto empregada na análise econômico-financeira dos empreendimentos a serem habilitados. A EPE estimou em 7,3%, resultado obtido pela aplicação das metodologias CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), *Benchmarking* financeiro e Custo Médio Ponderado de Capital (WACC). No entanto, observa-se através de uma análise de sensibilidade que, a depender dos parâmetros adotados, este valor pode variar entre 7,0% e 7,5%. Assim, optou-se pela utilização do limite superior do intervalo para os estudos do PEMAT, estabelecendo-se assim uma **taxa de desconto de 7,5%**, assumida como TMA. A seguir resumem-se os principais pontos abordados pela Teoria de Custos de Capital (ANP, 2006; BNDES, 2012; DAMODARAN, 2003; ROSS *et al.*, 2002) aplicados no estudo em questão.

Para definição do custo do capital próprio utilizou-se o método do CAPM para o projeto localizado no Brasil. À metodologia original incorporou-se prêmio de risco adicional, associados às especificidades do mercado local e não-diversificáveis. Desse modo, ao CAPM padrão, adicionam-se o prêmio de "risco Brasil" (r_B). O próprio valor de beta (β) deve ser adaptado à estrutura de capital e à carga tributária vigentes no Brasil. A expressão do custo de capital próprio torna-se então:

$$r_P = r_f + \beta(r_M - r_f) + r_B \quad \text{[Equação 2.1]}$$

Sendo:

- r_B o Custo do Capital Próprio;
- r_f a Taxa Livre de Risco;
- β o Beta Alavancado;

³¹ Este sistema especial de tributação foi instituído pela Lei n.º 11.488/07 e regulamentado pelo Decreto n.º 6.144/2007 para reduzir os custos dos projetos de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação. O regime permite a redução nas alíquotas de PIS/PASEP, COFINS, PIS/PASEP-Importação e COFINS-Importação na aquisição de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, e de novos materiais de construção para a utilização ou incorporação em obras de infraestrutura destinadas ao ativo imobilizado do beneficiário. Com Projeto de Lei n.º 2.641/07, especificaram-se os setores de transporte e energia que poderão se beneficiar do REIDI, possibilitando a participação de setores como a construção e ampliação de gasodutos.

- $(r_m - r_f)$ o Prêmio de Risco de Mercado; e
- r_B o Prêmio de "Risco Brasil"

Para estimar o custo de capital de terceiros aplicou-se um benchmarking das condições de financiamento ofertadas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para o segmento de transporte de gás natural no Brasil. A abordagem adotada foi a prospectiva (*forward*), que pondera em pesos iguais o histórico e estimativas do comportamento futuro da TJLP e do IPCA, que são estimados em valores médios de 6,62% 5,52% respectivamente para o período analisado.

De acordo com informações extraídas do sítio do BNDES, fixaram-se ainda as seguintes condições de financiamento: *spread* básico médio de 1,3%; *spread* de risco de crédito de 4,18% (valor máximo), além de taxa de intermediação financeira de 0,5%, considerando-se a proporção de repasse direto de 50% e indireto de 50%.

Algebricamente o cálculo da taxa de juros para definição do custo de capital de terceiros dá-se pela seguinte fórmula:

$$r_D = \left[\frac{1 + (TJLP + 1\% + s_1)}{1 + IFCA} - 1 \right] \quad \text{[Equação 2.2]}$$

Sendo:

- r_D o custo de capital de terceiros, em termos reais;
- TJLP a Taxa de Juros de Longo Prazo; e
- s_1 os *spreads* fixos.

A partir dos resultados apresentados anteriormente, pode-se enfim calcular a taxa de retorno adequada (ou TMA) para os serviços de transporte de gás natural no Brasil através do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), dado por:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P+D} \cdot r_P + \frac{D}{P+D} \cdot r_D \cdot (1 - T) \quad \text{[Equação 2.3]}$$

Aplicando à equação acima a alíquota de imposto (T) igual a 34%, obtém-se o custo de capital para a estrutura de capital sugerida (D/V=52,77%). Deflacionando-se o custo nominal pela taxa

de inflação média anual dos EUA no período de 1995-2010 de 2,45%, obtém-se enfim o WACC em termos reais, cujos resultados detalhados são mostrados na Tabela 2.7.

Tabela 2.7 - Custo de capital próprio (% ao ano)

Custo de capital próprio real $r_p = r_f + [\beta(r_m - r_f)] + r_B$	9,64%
Imposto (T)	34,00%
Estrutura de capital de terceiros [D/(P+D)]	52,77%
Taxa livre de risco (r_f)	4,66%
Beta empresas de transporte de gás natural realavancado (β)	1,018
<i>Spread</i> de risco de mercado ($r_m - r_f$)	5,34%
Prêmio de risco de negócio e financeiro [$\beta(r_m - r_f)$]	5,43%
Prêmio de risco de investimento no Brasil ($r_B = r_N + r_S - r_I$)	2,24%
Prêmio de risco regulatório (r_I)	0,00%
Inflação Americana (CPI)	2,45%
Custo de capital próprio nominal $r_p = r_f + [\beta(r_m - r_f)] + r_B + r_I$	12,33%
Financiamento BNDES	7,89%
Participação da modalidade direta	50,00%
TJLP (média)	6,62 %
IPCA (média)	5,52%
Remuneração Básica BNDES	1,30%
Intermediação Financeira BNDES	0,50%
Taxa de Risco de Crédito	4,18%
Intermediação Instituição Financeira Credenciada	1,00%
Custo médio ponderado real (WACC)	7,30%

Fonte: Elaboração própria EPE.

2.6.2. Premissas de custos de investimentos em gasodutos de transporte

Há basicamente duas etapas de análise de custos de empreendimento que servirão de base para os estudos de viabilidade. Essas etapas dividem-se em função do método que é adotado para a avaliação de custos, que são o método simplificado e o método conceitual.

2.6.2.1. Premissas para o Método Simplificado

O método simplificado parte do levantamento de custos agregados de gasodutos anteriores. Esse método tem como principal vantagem a agilidade na obtenção dos custos. Quanto maior a base de custos agregados, maior será a aproximação dos valores obtidos com os valores reais.

Esse método é adequado para análises preliminares e, sobretudo, comparativas. É, portanto, bastante adequado na avaliação entre dois traçados diferentes para um mesmo gasoduto.

A desvantagem desse método é que não permite a atualização de custos de forma desagregada e não oferece a possibilidade de calcular a interferência de determinado componente no custo total.

Outra desvantagem é que esse cálculo não é adequado para dutos que têm maior dificuldade construtiva, uma vez que o método simplificado se baseia em valores médios.

Nesse método calcula-se um valor médio de custo para uma unidade genérica de duto identificada para cada unidade de comprimento e diâmetro de duto construído. Em razão de essas unidades serem comumente identificadas em metros e polegadas, respectivamente, chama-se esse valor de "*custo em metropol*", que corresponde o valor em dólares americanos correspondente à construção de um metro de duto de uma polegada. Para converter esse valor para o valor real do empreendimento, basta multiplicá-lo para a distância em metros e pelo diâmetro em polegadas do duto que se quer construir.

Na metodologia simplificada foi elaborado um EVTE preliminar para cada uma das opções de infraestrutura identificadas, considerando o CAPEX e OPEX ao longo da vida do empreendimento.

As tarifas de transporte de gás serão obtidas com base em cálculos de fluxo de caixa descontado, considerando dentre outras premissas, o tempo de depreciação, taxa de atratividade, impostos, taxas, poder calorífico do gás e a distribuição dos investimentos durante a construção e montagem do gasoduto.

Abaixo são descritas algumas das definições e atividades envolvidas nesta etapa:

- Estimativa dos CAPEX e OPEX, ao longo da vida do empreendimento, para cada uma das opções de infraestrutura identificadas;

- Análise preliminar de aspectos ligados ao planejamento financeiro, subsídios, tributos, exigências de órgãos reguladores, aspectos de Saúde, Meio Ambiente e Segurança - SMS;
- Avaliação da competitividade/atratividade das opções estudadas;
- Elaboração de EVTE preliminar para as cada uma das opções estudadas;
- Comparação das tarifas de transporte das opções;
- Comparação econômica e ambiental das opções;
- Consolidação das oportunidades/opções competitivas.

2.6.2.1.1. Estimativa de Custo Médio para gasodutos no Brasil (em US\$/m.pol)

Conforme descrito no item *Crerios para Avaliao de Alternativas para o PEMAT* (item 2.4), a definio das alternativas a serem propostas para o PEMAT ocorrem, progressivamente, nos diversos pontos de deciso. Apes serem identificadas a demanda e a oferta potenciais das alternativas, bem como simulados seus aspectos termo-fluido-hidraulicos na infraestrutura, realiza-se, ento, uma primeira avaliao, simplificada, de viabilidade tecnica-economica das alternativas de gasodutos. Tal estudo de viabilidade tecnica-economica simplificada, doravante denominado EVTE simplificado, e realizado a partir de uma estimativa preliminar de custos de investimento fundamentada no indicador de custo medio de gasodutos normalizado pelo produto da extensao pelo diametro (metodo do metropol), ou seja, US\$/m.pol³².

Cabe ressaltar, contudo, que o custo medio de um duto por metropol, para um determinado diametro estipulado, pode variar em funcao de diversos fatores, tais como localizacao geografica, tipo de terreno, densidade populacional, entre outros. E por isto que na etapa seguinte do estudo os custos sao estimados de modo mais detalhado (incorporando-se as complexidades da alternativa em avaliao - metodo detalhado de estimativa de custos de investimento de gasodutos). Na obstante, o metodo do metropol e adequado para esta fase do estudo, isto e, a realizacao do EVTE simplificado.

³² Em funcao das significativas distincoes de extensao e diametro entre diferentes gasodutos, na estimativa do custo medio de gasodutos e usual normalizar os diferentes gasodutos caracterizando-os, respectivamente, pelo produto de seu comprimento de tubulacao (expresso em metros lineares) pelo seu diametro nominal (expresso em polegadas). Assim, o custo de investimento de cada gasoduto (frequentemente, em dolares norte-americanos) e dividido por seu, respectivo, metropol (m.pol), permitindo-se calcular uma media mais robusta.

O valor do custo médio de dutos para transporte de gás natural³³, para o mercado brasileiro, foi assumido pela EPE para esta primeira fase dos estudos (EVTE simplificado) como sendo de US\$ 80/m.pol.

Este valor (US\$ 80/m.pol), como se mostrará a seguir, encontra-se na ordem de grandeza dos custos médios de investimentos de gasodutos construídos no Brasil, quando expurgados da média os custos muito discrepantes de alguns projetos (*outliers*), e dos atuais custos médios de investimento (US\$/m.pol) em gasodutos vigentes internacionalmente.

Para a definição desta premissa de custo de investimento de gasodutos de US\$ 80/m.pol foram realizadas algumas estimativas.

Em primeiro lugar, informações de custo dos gasodutos no Brasil obtidas junto à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) foram deflacionadas através da aplicação do Índice Geral de Preços – Oferta Global³⁴ (IGP-OG) e, em seguida, convertidos pela taxa de câmbio do ano-base (estabelecido como 2011), fornecida pelo Banco Central do Brasil (BACEN, 2013).

Foram consideradas, inicialmente, para efeito de cálculo do custo médio do metropol, as informações de dezoito gasodutos em operação no território brasileiro (não havia informações de custos para três gasodutos deste conjunto original de dados). A média simples do custo deste conjunto de dezoito gasodutos no Brasil foi de US\$ 123,34/m.pol³⁵.

Em seguida, refez-se a média, retirando-se do conjunto de gasodutos considerados aqueles com custos superiores a US\$ 200/m.pol, a saber: Japeri-REDUC; Coari-Manaus e

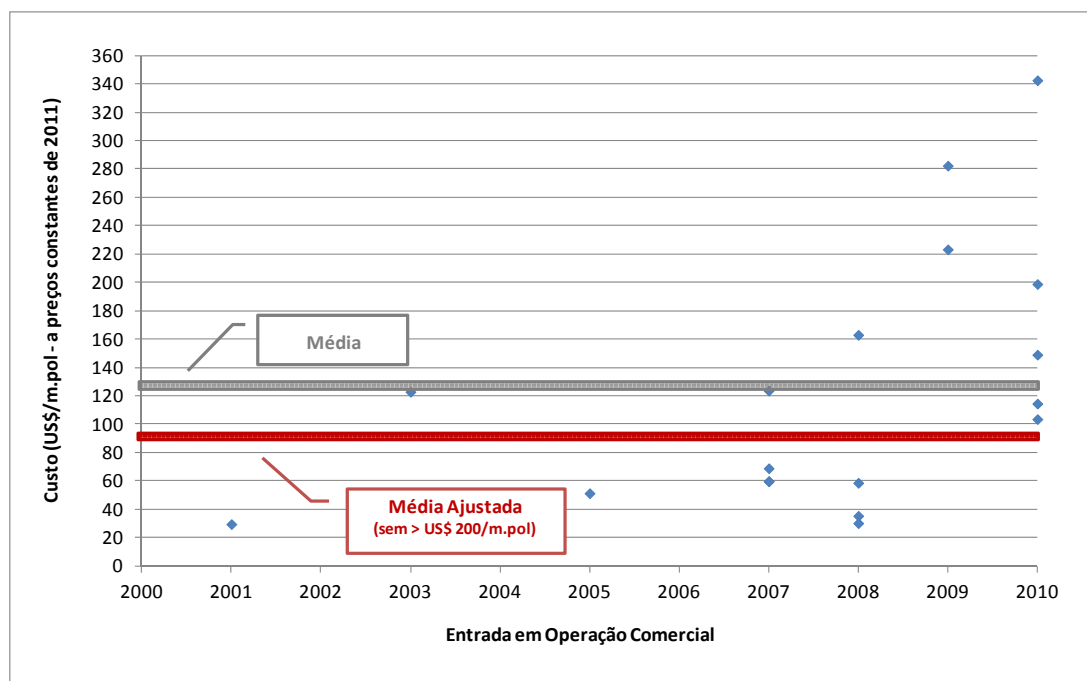
³³ Como regra geral, para uma determinada quantidade de gás natural a ser transportada em uma distância previamente estipulada, maior será o custo (CAPEX e OPEX) quanto maior for o diâmetro do duto. Além disso, para uma determinada quantidade a ser transportada, quanto maior a distância, maior será o custo por unidade transportada, variando proporcionalmente com a distância. Todavia, como já afirmado, as características específicas dos projetos (acidentes geográficos, sensibilidade socioambiental das regiões do traçado etc.) podem alterar bastante, na prática, esta regra geral.

³⁴ Calculado pelo Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas (IBRE-FGV), o IGP é composto pelo Índice de Preço por Atacado (IPA), que participa com 60%, pelo Índice de Preço ao Consumidor (IPC), com participação de 30%, e com o Índice Nacional de Construção Civil (INCC), com 10%. O período tomado como base é um triênio para evitar distorções dos índices causados por anos anormais. As pesquisas são realizadas no município de São Paulo e Rio de Janeiro. O IPA, índice de maior participação no IGP, é calculado sob o conceito de Oferta Global (OG) e o de Disponibilidade Interna (DI). Na OG são consideradas a produção interna e as importações, enquanto que na DI são excluídas as exportações da OG, referindo-se apenas aos bens e serviços disponíveis para consumo interno. O IGP pode ser representado como Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI) ou como Índice Geral de Preços - Oferta Global (IGP-OG), de acordo com o IPA utilizado para sua composição. Assim, o IGP-OG diferencia-se do conceito Disponibilidade Interna pela ponderação atribuída a produtos de exportação. No presente estudo, optou-se por utilizar o IGP-OG (FGV, 2013).

³⁵ Foi testada outra metodologia, considerada menos robusta, para estimativa de custo de duto de transporte de gás natural, a partir da mesma base de informações. Neste caso, ao invés de se deflacionar os valores para 2011 e converter apenas pela taxa de câmbio do ano-base (2011), converteram-se os valores nominais em reais pelas respectivas taxas de câmbio de cada ano de entrada em operação do gasoduto. Por esta metodologia alternativa, a média estimada foi de US\$ 93,03/m.pol.

Caraguatatuba-Taubaté. A média ajustada (retirados os *outliers*) para os quinze gasodutos restantes alcançou o valor de US\$ 91,23/m.pol³⁶.

A Figura 2.28, a seguir, apresenta os custos de gasoduto no Brasil, em US\$/m.pol, de acordo com o ano de entrada em operação comercial, bem como os valores médios estimados a partir das duas hipóteses anteriormente descritas (média de US\$ 123,34/m.pol e média ajustada de US\$ 91,23/m.pol).



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados da ANP (2012).

Figura 2.28 – Custo Médio de Gasoduto no Brasil

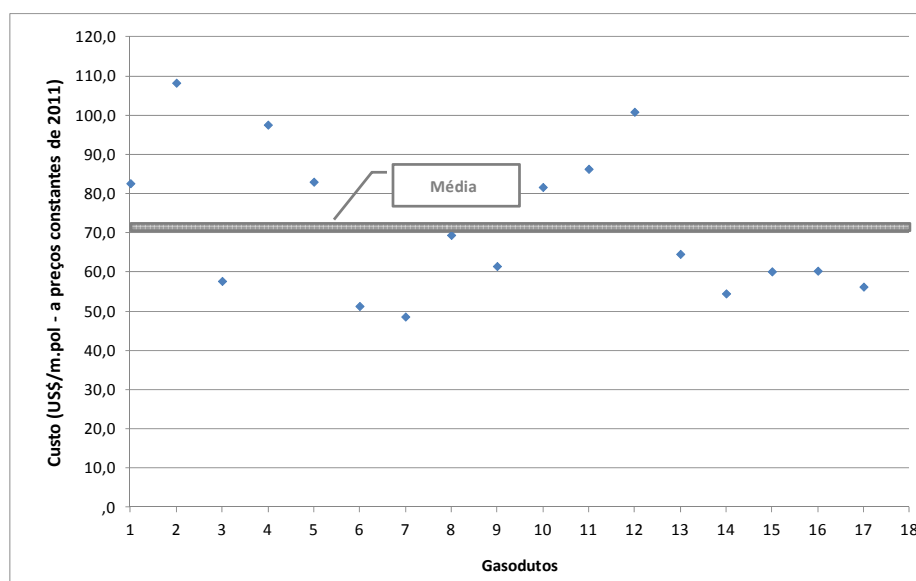
Nota: A *Média* diz respeito à média simples dos custos dos dezoito gasodutos considerados na análise (US\$ 123,34/m.pol). Já a *Média Ajustada* (US\$ 91,23/m.pol) consiste na média dos custos dos quinze gasodutos com custos inferiores a US\$ 200/m.pol.

Destaque-se que, com a entrada em vigor do novo marco regulatório da indústria do gás natural, espera-se uma queda dos valores de construção de gasodutos no Brasil, aproximando os custos médios do metropol no Brasil de valores típicos internacionais. Isto porque a Lei nº 11.909/2009 estabelece um processo licitatório para a construção ou ampliação de gasodutos, cujo critério para a seleção da proposta vencedora será o de menor receita anual, o que deve reforçar a disciplina de custos na definição dos projetos. Assim, é razoável supor que a referência de custos de construção de gasodutos no Brasil passe a ser menor do o valor da média ajustada de US\$ 91,23/m.pol (estimada com base em gasodutos existentes). A título de

³⁶ Fez-se também um exercício retirando-se da média ajustada também o gasoduto GASDUC III, cujo custo do metropol se encontrava ligeiramente abaixo do limite estabelecido de US\$ 200/m.pol. Neste caso, a média ajustada, considerando os catorze gasodutos restantes, atingiria o valor de US\$ 83,54/m.pol. Valor relativamente próximo ao custo médio de US\$ 80/m.pol utilizado pela EPE em suas simulações para os estudos de viabilidade técnica e econômica.

ilustração, observa-se que, se a licitação para a construção ou ampliação de gasodutos levar a uma redução em torno de 14% da média ajustada do custo de investimento de gasodutos, o valor médio do custo do metropol no Brasil passaria a ser de US\$ 80/m.pol.

A comparação com os atuais custos médios de investimento (US\$/m.pol) em gasodutos vigentes internacionalmente reforça a opção de se utilizar US\$ 80/m.pol como premissa de custos de gasodutos para o Brasil nesta fase do estudo. Para efeito desta comparação, utilizou-se a mesma metodologia para calcular uma estimativa de custo médio de gasoduto nos EUA, a partir de informações de gasodutos obtida pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC, *apud* SMITH, 2012). A partir do levantamento de dezessete gasodutos em território norte-americano, com entrada da operação entre 2011 e 2012, obteve-se uma média de custos no valor de US\$ 72,04/m.pol. A Figura 2.29, a seguir, ilustra o custo médio de gasodutos nos EUA, entre 2011 e 2012.



Fonte: Elaboração EPE, a partir de dados da EIA (2013).

Figura 2.29 – Custo Médio de gasodutos nos EUA em 2011-2012

Deve-se enfatizar que houve uma alta significativa nos custos de construção de gasodutos nos EUA (e no mundo) nos últimos anos e, por conseguinte, que o valor típico internacional de US\$ 40-50/m.pol, utilizado até recentemente, não é mais representativo.

Ou seja, a ordem de grandeza do custo médio de construção de gasodutos nos EUA em 2011-2012 (US\$ 70/m.pol) se aproxima do custo médio ajustado encontrado para gasodutos no

Brasil (US\$ 90/m.pol) e, particularmente, do custo de investimento de US\$ 80/m.pol, adotado como premissa nesta etapa do estudo. Parece razoável supor que, apesar da queda esperada, os custos de investimento de gasodutos no Brasil permaneçam um pouco superiores aos custos nos EUA, em função das diferenças de escala, competição e tributos de suas respectivas indústrias.

Diante do exposto, a premissa de custo de investimento de US\$ 80/m.pol para gasodutos de transporte no Brasil, adotada nesta etapa do estudo (EVTE simplificado), mostra-se bastante adequada.

2.6.2.2. Premissas para o Método Detalhado

Após a análise preliminar utilizando a metodologia simplificada de análise de gasodutos, faz-se necessária uma análise mais detalhada do projeto avaliado viável na etapa preliminar de modo a reduzir os níveis de incerteza relacionados aos custos e fornecer subsídios a uma melhor decisão de investimento. Para tal análise mais aprofundada, foi utilizado o sistema de avaliação de gasodutos de transporte da EPE, denominado SAGAS³⁷. O fluxo de informações envolvidas no processo de avaliação de gasodutos de transporte é esquematizado na Figura 2.30.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.30 – Resumo do fluxo de informações envolvidas no processo de avaliação de gasodutos

³⁷ Originalmente, o sistema foi desenvolvido para a EPE pela consultoria SHAFT, ao longo de 2011-2012 (vide EPE, 2012c).

O sistema de avaliação de dutos desagrega a estrutura de custos do investimento de gasodutos em subgrupos, considerando as principais etapas e os principais constituintes que envolvem o empreendimento. Os principais subgrupos considerados são os seguintes:

- **Duto.** Inclui dos custos com: (i) tubulação e válvulas de bloqueio, (ii) sistema lançador/recebedor de "pigs", (iii) sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle de corrosão e (iv) sistemas de supervisão e controle, comunicação e detecção de vazamentos;
- **Instalações Complementares.** Inclui a construção das estações de medição: (i) serviços de terraplenagem e urbanização, (ii) construção das edificações e (iii) aquisição dos módulos de medição;
- **Construção e Montagem.** Inclui os custos com: (i) preparação da faixa de gasodutos, (ii) construção e montagem do duto, (iii) comissionamento e condicionamento e (iv) travessias e cruzamentos;
- **Licenciamento Ambiental e Liberação da Faixa de Servidão.** Inclui obtenção do licenciamento ambiental frente aos órgãos competentes, assim como desapropriação, indenização por benfeitorias e aquisição da faixa de servidão;
- **Administração da obra.** Inclui os custos de mobilização e desmobilização e implantação do canteiro de obras e com os gastos locais do construtor no canteiro de obras;
- **Projeto de Engenharia.** Inclui: (i) os estudos de viabilidade, (ii) o projeto básico, (iii) o projeto executivo e (iv) o "as built" ("como construído").

Adicionalmente, incertezas e intempéries também são consideradas na estimativa do valor do empreendimento. As incertezas e intempéries são contabilizadas na taxa de Benefícios e Despesas Indiretas (BDI), item da planilha orçamentária que engloba o lucro da construtora (empreiteira) com a realização da obra, assim como todos os custos e despesas não incluídos no custo direto e os impostos relacionados ao investimento fixo.

A realização dessa metodologia baseia-se no cálculo dos custos de determinada proposta de projeto (desenvolvimento interno ou de provocação de terceiros) utilizando informações de bases de dados históricas, catálogos de equipamentos, de contato com fornecedores e de publicações técnicas.

O cálculo do custo do projeto em análise utiliza informações sobre valores de aquisição de materiais e equipamentos, serviços de construção e montagem, terras, direitos de servidão e indenizações, compensações ambientais, etc. Estas informações se encontram em diversos graus de agregação e podem ser obtidas a partir de séries históricas ou de consulta a publicações específicas ou fornecedores.

O método detalhado atualiza as informações históricas por meio dos Índices Setoriais³⁸ da FGV de modo a transferir os preços para a data base considerada na avaliação de custos. Esses índices são utilizados de acordo com a data da informação e o setor em que determinada atividade se encontra inserida.

A avaliação técnica do local de caminhamento do duto é essencial para a análise de custos, embora nessa fase sejam consideradas apenas as condições mais evidentes em uma faixa de 20 km. Além das características físicas de escoamento, entre as principais condições referentes à instalação do duto estão a topografia do terreno, o uso do solo, a densidade demográfica no entorno da faixa, a ocorrência de água (rios, lagos, lençóis freáticos, etc.), a cobertura do solo (pastagens, mata, área pavimentada, etc.), a geologia do solo (areia, argila, cascalho, etc.), a existência de dutos na faixa considerada e o índice pluviométrico da região.

2.7. Metodologia para avaliação de Requerimento de Provocação de Terceiros

A provocação de terceiros de que trata art. 4º, inciso I, da Lei nº 11.909/2009, instrumento estabelecido para que os agentes proponham ao MME gasodutos de transporte, teve seus procedimentos estabelecidos pela Portaria MME nº 94/2012. Tal instrumento consiste na apresentação ao MME por agente interessado de requerimento de construção ou ampliação de gasodutos de transporte, o qual poderá ser protocolizado junto ao MME entre 1º de janeiro e 31 de março de cada ano ou a qualquer tempo, desde que comprovada a urgência.

O requerimento de construção ou ampliação de gasodutos de transporte, nos termos do Art. 2º da Portaria MME nº 94/2012, deve ser preenchido conforme modelo disponível no Anexo I da referida Portaria e conter as informações e os documentos definidos a seguir:

³⁸ Índices específicos desenvolvidos pela Fundação Getúlio Vargas para medir a evolução nos preços de itens relativos a qualquer cesta de bens e serviços, permitindo visualizar a evolução dos preços dentro do contexto econômico-financeiro no qual sua atividade está situada. Cada índice refere-se a determinado setor produtivo, como mão de obra, materiais, equipamentos, materiais não metálicos, etc.

I - o formulário de identificação do agente interessado e de dados básicos do empreendimento, constante no Anexo II desta Portaria, devidamente preenchido;

II - os estudos que demonstrem a existência de demanda potencial de gás natural nas regiões influenciadas pelo empreendimento pretendido;

III - os estudos que demonstrem a disponibilidade de oferta de gás natural para atendimento da demanda descrita no inciso II;

IV - dados e informações referentes às características e aos custos de investimentos do gasoduto, aos custos administrativos e de operação e manutenção, mediante o preenchimento dos formulários apresentados nos Anexos III e IV desta Portaria;

V - o cronograma físico-financeiro estimado da etapa de construção ou ampliação do gasoduto de transporte deverá prever prazo máximo para o término da etapa considerada;

VI - o cronograma físico-financeiro de expansão planejada de capacidade do gasoduto, identificando os períodos em que os principais componentes de custo serão incorporados ao empreendimento;

VII - o estudo contendo caracterização e análise socioambiental da área abrangida pelo empreendimento;

VIII - a documentação comprobatória que fundamente a urgência do projeto, para efeito do disposto no art. 1º, § 2º, inciso II.

O objetivo desta seção é apresentar brevemente os procedimentos metodológicos estabelecidos pela EPE para a avaliação de Requerimento de Provocação de Terceiros no âmbito da Portaria MME nº 94/2012³⁹.

O §1º do art. 3º da Portaria MME nº 94/2012 estabelece que o relatório a ser emitido pela EPE sobre o Requerimento de Provocação de Terceiros deverá considerar no mínimo:

- a fundamentação dos estudos apresentados;
- a caracterização e análise socioambiental do empreendimento;
- a viabilidade técnica e econômica do empreendimento;
- o impacto do gasoduto na malha de transporte dutoviário;

³⁹ Tais procedimentos gerais balizaram a avaliação do Requerimento de Provocação de Terceiros (Capítulo 4.1), protocolizado no MME pela Petrobras para o Projeto de Gasoduto Itaboraí-Guapimirim (originalmente denominado pelo agente provocador Guapimirim-COMPERJ II).

- a conveniência da construção ou ampliação proposta.

Tendo em vista a realização dos estudos e a emissão do relatório, a EPE definiu um processo de avaliação do Requerimento de Provocação de Terceiros que envolve cinco etapas.

Na **Etapa 1**, analisa-se a documentação do Requerimento protocolizada no MME visando à realização de estudos e à emissão de relatório pela EPE. Particularmente, observa-se a fundamentação do projeto, conforme art. 2º da Portaria MME nº 94/2012, em termos de: i) identificação do agente provocador e dados básicos do empreendimento; ii) demonstração de demanda potencial; iii) demonstração de disponibilidade de oferta de gás natural para o atendimento da demanda potencial identificada; iv) dados e informações referentes às características e aos custos de investimentos do gasoduto, bem como de seus custos administrativos e de operação e manutenção; v) cronograma físico-financeiro estimado da etapa de construção ou ampliação do gasoduto; vi) cronograma físico-financeiro de expansão planejada de capacidade do gasoduto (inclusive desembolso dos principais componentes de custo); vii) caracterização e análise socioambiental da área abrangida pelo empreendimento; viii) comprovação de urgência do projeto, quando o Requerimento for protocolizado no MME fora do período compreendido entre 1º de janeiro e 31 de março de cada ano (definido no inciso I, §2º, art. 1º).

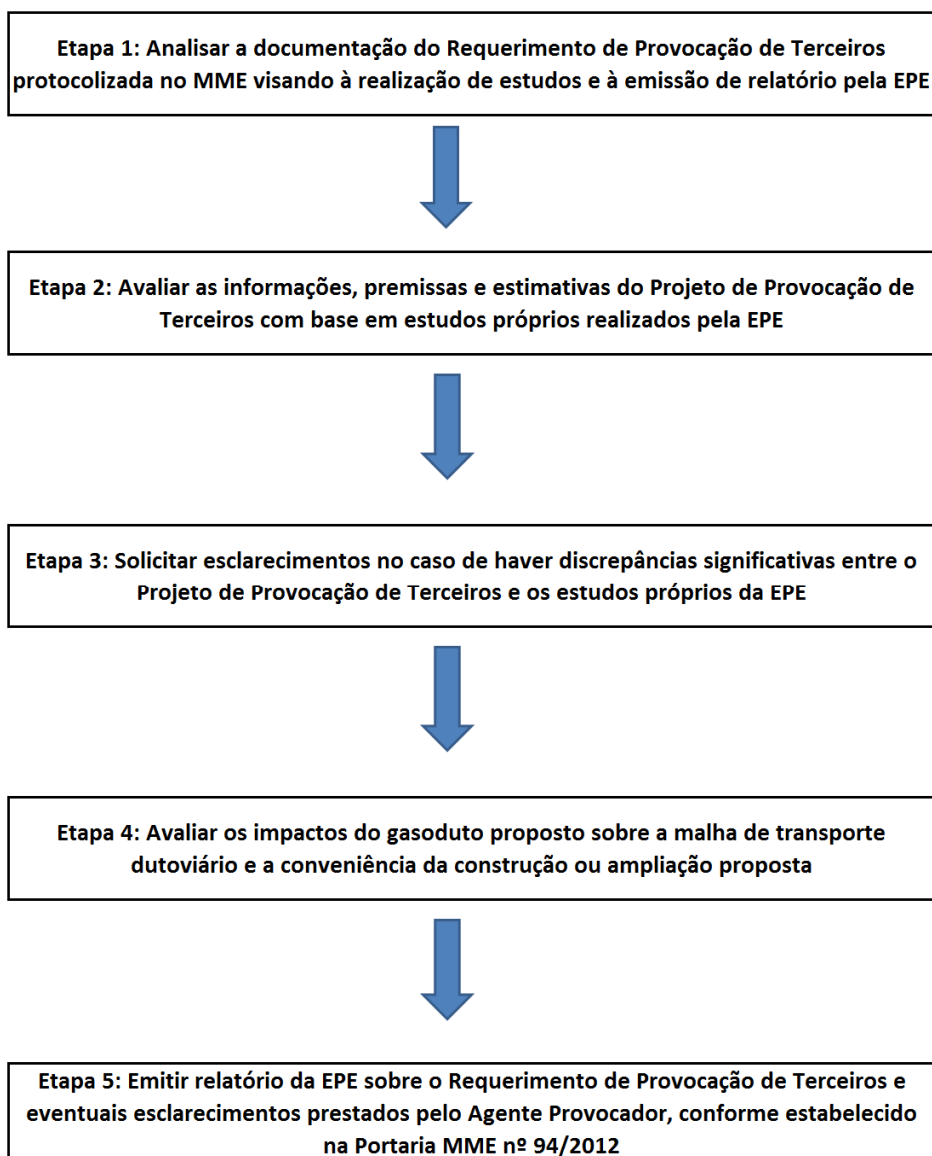
Na **Etapa 2**, contrasta-se a fundamentação do projeto do Agente Provocador com estudos próprios realizados pela EPE, buscando-se identificar divergências de caracterização técnica, econômica e socioambiental. Em especial, avaliam-se informações, premissas e estimativas detalhadas do Projeto de Provocação de Terceiros com a base de informações da EPE, bem como de suas estimativas de custos de investimentos realizadas a partir do denominado Sistema de Avaliação de Gasodutos de Transporte, o SAGAS, e de seus estudos de viabilidade técnica e econômica (EVTE).

Na **Etapa 3**, solicitam-se esclarecimentos no caso de haver discrepâncias significativas entre o Projeto de Provocação de Terceiros e os estudos próprios da EPE.

Na **Etapa 4**, avaliam-se os impactos do gasoduto proposto sobre a malha de transporte dutoviário e a conveniência da construção ou ampliação proposta.

Na **Etapa 5**, emite-se propriamente o relatório da EPE sobre o Requerimento de Provocação de Terceiros, considerando-se os eventuais esclarecimentos prestados pelo Agente Provocador.

A Figura 2.31, a seguir, resume as etapas do processo de avaliação pela EPE de Requerimento de Provocação de Terceiros.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 2.31 – Processo de Avaliação pela EPE de Requerimento de Provocação de Terceiros

Capítulo 3 BALANÇO DE DEMANDA E OFERTA POTENCIAIS DE GÁS NATURAL E SIMULAÇÕES TERMO-FLUIDO-HIDRÁULICAS DA INFRAESTRUTURA PARA O PEMAT 2013-2022

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados da demanda e da oferta potenciais identificadas pela EPE nos estudos do PEMAT 2013-2022, bem como os respectivos balanços de demanda e oferta que os fundamentam. Os resultados são fornecidos de maneira agregada, identificando os sistemas integrados e isolados. Tais balanços de demanda e oferta são essenciais para se identificarem as eventuais restrições de oferta potencial para o atendimento da demanda potencial, sendo, portanto, um passo de verificação da consistência do estudo (independentemente, da viabilidade econômica das alternativas em avaliação). Ressalte-se ainda que as simulações termo-fluido-hidráulicas, também discutidas neste capítulo, foram realizadas a partir destas informações.

3.1 Identificação da Demanda Potencial de Gás Natural

3.1.1. Resultados Gerais da Demanda Potencial de Gás Natural

Nesta seção são apresentados os principais resultados da projeção da demanda potencial de gás natural no horizonte de 2013 a 2022, desagregados por região geográfica e por classe de consumo. Deve-se ressaltar que a demanda total é constituída através da análise das informações recebidas das distribuidoras e, portanto, não há estimativa de demanda potencial para distribuidoras que não participaram do processo.

As informações originalmente recebidas pelas distribuidoras incluem carteira de projetos individuais de terceiros (indústrias, instituições comerciais etc.), além de projetos em estudo de viabilidade. Ainda que, neste universo de informações recebidas, alguns projetos específicos sejam de conhecimento público (através de jornais, revistas especializadas, "home page" de empresas etc.), estes correspondem a um universo limitado dentro do conjunto total de informações disponibilizadas. Nesse sentido, cabe destacar que todas as informações referentes a projetos individualizados recebidos de agentes tem tratamento confidencial e, assim, para fins de divulgação destes resultados de demanda potencial de gás natural, todas as informações são apresentadas de forma agregada.

A Tabela 3.1 mostra o total de projetos não termelétricos informados até o ano de 2022, além dos desconsiderados segundo a metodologia empregada – probabilidade de ocorrência inferior

a 50% ($P < 50\%$) ou que exija descontos superiores a 30% no preço do gás ($D > 30\%$). Por fim, totalizam-se os projetos considerados nos estudos de georreferenciamento por município.

Tabela 3.1 – Projetos informados até o ano de 2022

Projetos	Informados		P < 50%		D > 30%		Considerados	
	Quantidade	Volume (mil m ³ /d)	Quantidade	Volume (mil m ³ /d)	Quantidade	Volume (mil m ³ /d)	Quantidade	Volume (mil m ³ /d)
Novos	241	19.227	108	4.526	n.a	n.a	133	14.701
Substituição	222	15.859	n.a	n.a	49	4.898	173	10.961
Expansão	59	1.870	n.a	n.a	4	163	55	1.707
Total	522	36.956	108	4.526	53	5.061	361	27.369

Fonte: Elaboração EPE

A Tabela 3.2 apresenta os projetos não termelétricos informados segregados por região geográfica.

Tabela 3.2 – Projetos informados até o ano de 2022 por região geográfica

Projetos	Região	Informados		P < 50%		D > 30%		Considerados	
		Quantidade	Volume (mil m ³ /d)	Quantidade	Volume (mil m ³ /d)	Quantidade	Volume (mil m ³ /d)	Quantidade	Volume (mil m ³ /d)
Novos	SE	15	7.804	0	0	n.a	n.a	15	7.804
	S	6	1.093	1	600	n.a	n.a	5	493
	CO	84	2.134	80	1.605	n.a	n.a	4	529
	NE	136	8.196	27	2.321	n.a	n.a	109	5.875
	N	0	0	0	0	n.a	n.a	0	0
Substituição	SE	160	5.518	n.a	n.a	42	4.099	118	1.419
	S	26	2.363	n.a	n.a	3	306	23	2.057
	CO	0	0	n.a	n.a	0	0	0	0
	NE	33	1.578	n.a	n.a	4	493	29	1.085
	N	3	6.400	n.a	n.a	0	0	3	6.400
Expansão	SE	5	474	n.a	n.a	0	0	5	474
	S	1	260	n.a	n.a	0	0	1	260
	CO	11	357	n.a	n.a	0	0	11	357
	NE	42	779	n.a	n.a	4	163	38	616
	N	0	0	n.a	n.a	0	0	0	0
Total		522	36.956	108	4.526	53	5.061	361	27.369

Fonte: Elaboração EPE.

Contudo, cabe destacar que a demanda de gás natural associada aos projetos considerados na Tabela 3.1 e na Tabela 3.2 representa apenas a parcela de demanda potencial total informada pelas distribuidoras. Isso porque a maior parcela da demanda informada pelas distribuidoras não foi identificada por municípios, mas somente por classe de consumo. Assim, na Tabela 3.4 é apresentada a demanda potencial total de gás natural para os próximos 10 anos desagregada por região geográfica e classe de consumo. Assim, como se pode observar, de um total estimado de demanda de 89,7 milhões de m³/dia em 2022, cerca de 27,4 milhões de m³/dia correspondem a projetos identificados individualmente pelas distribuidoras de gás canalizado.

Tabela 3.3 – Demanda potencial não termelétrica de gás natural por região geográfica e classe de consumo (mil m³/dia)

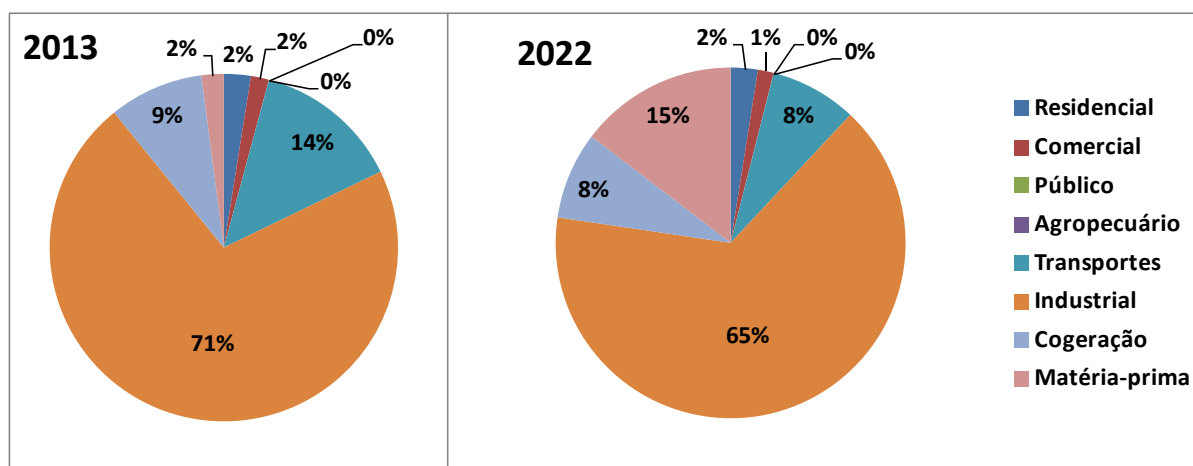
Região	Setor	2013	2017	2022
Sudeste	Residencial	958	1.331	1.861
	Transportes	3.761	3.952	4.312
	Industrial	20.835	26.063	31.879
	Cogeração	1.357	1.461	1.551
	Matéria-prima	40	4.671	4.671
	Outros*	553	722	887
	Total	27.503	38.200	45.160
Sul	Residencial	28	72	148
	Transportes	716	863	1.075
	Industrial	3.094	6.077	7.721
	Cogeração	522	1.531	2.819
	Matéria-prima	173	3.532	3.596
	Outros*	70	116	192
	Total	4.602	12.190	15.550
Nordeste	Residencial	28	80	131
	Transportes	1.030	1.201	1.487
	Industrial	4.703	8.575	11.514
	Cogeração	1.682	2.193	2.856
	Matéria-prima	628	1.660	2.520
	Outros*	53	107	198
	Total	8.123	13.817	18.706
Centro-oeste	Residencial	1	16	91
	Transportes	36	94	291
	Industrial	371	575	1.152
	Cogeração	6	9	13
	Matéria-prima	-	2.300	2.300
	Outros*	6	10	42
	Total	420	3.004	3.889
Norte	Residencial	-	-	-
	Transportes	-	-	-
	Industrial	-	5.200	6.400
	Cogeração	-	-	-
	Matéria-prima	-	-	-
	Outros*	-	-	-
	Total	-	5.200	6.400
Total	40.648	72.411	89.705	

* Inclui os setores: comercial, público e agropecuário.

Nota: Potencial considerado apenas para as distribuidoras que participaram do processo de coleta de dados.

Fonte: Elaboração EPE

A Figura 3.1 apresenta a evolução da participação das classes de consumo de gás natural. Devido a potenciais novas unidades de fertilizantes, destaca-se o aumento de participação do gás como matéria-prima, passando de 2% para 15%. Também merece destaque a redução no setor de transportes (GNV) de 14% para 8%.



Fonte: Elaboração EPE

Figura 3.1 – Participação no consumo potencial de gás natural por classe

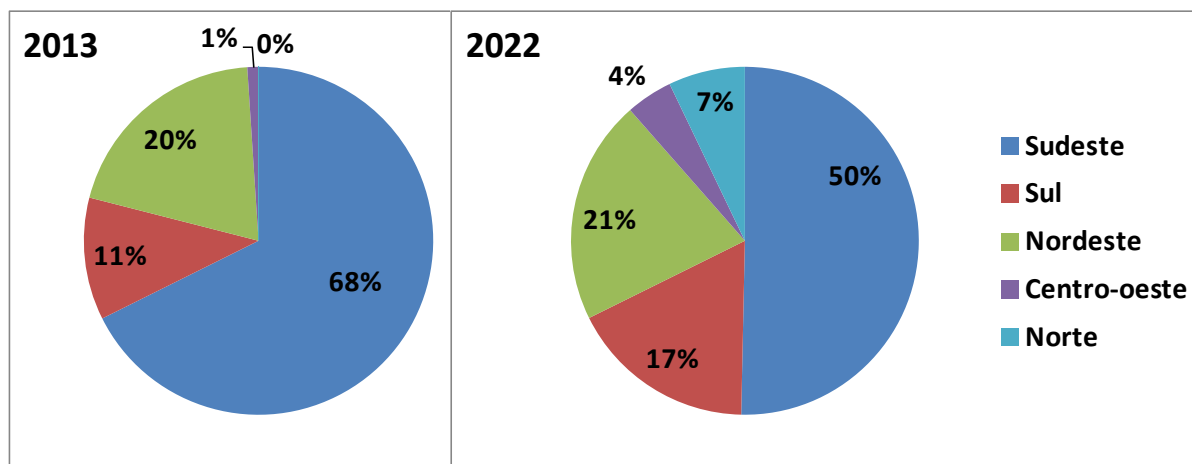
A Tabela 3.4 mostra a demanda potencial desagregada por região geográfica e a Figura 3.2 a evolução da participação projetada para o decênio. Destaca-se o forte potencial da expansão da Região Norte devido à indicação de projetos industriais de alumina no Pará, além da Região Centro-Oeste principalmente devido à instalação de uma unidade de fertilizantes no Mato Grosso do Sul.

Tabela 3.4 – Demanda potencial não termelétrica de gás natural por região geográfica (mil m³/dia)

Região	2013	2017	2022
Sudeste	27.503	38.200	45.160
Sul	4.602	12.190	15.550
Nordeste	8.123	13.817	18.706
Centro-oeste	420	3.004	3.889
Norte	-	5.200	6.400
Total	40.648	72.411	89.705

Nota: Potencial considerado apenas para as distribuidoras que participaram do processo de coleta de dados.

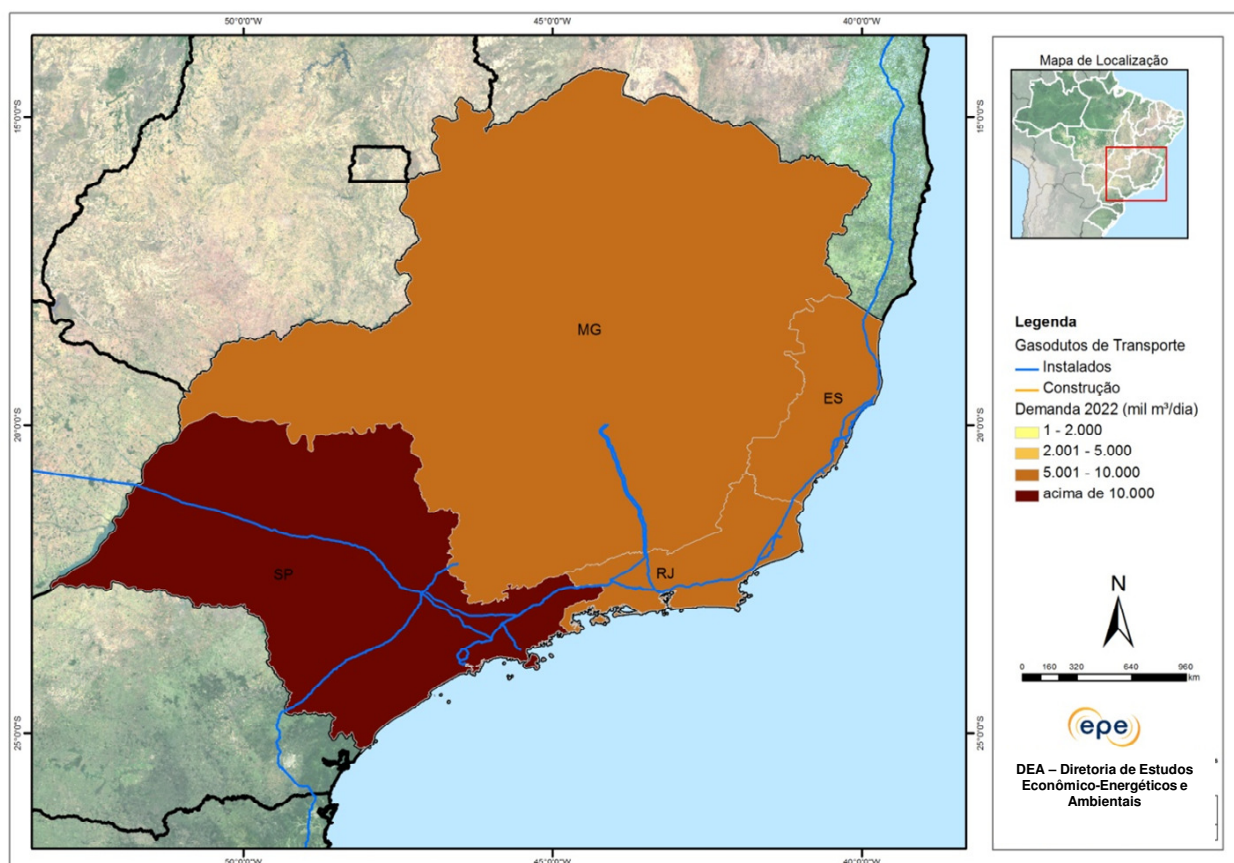
Fonte: Elaboração EPE.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3.2 – Participação no consumo potencial de gás natural por região geográfica

Apesar da diminuição na participação da Região Sudeste, anteriormente mostrada na Figura 3.2, projeta-se para a região um crescimento médio no consumo de gás de 5,5% ao ano até 2022. Da demanda potencial estimada para a Região Sudeste em 2022, o Estado de São Paulo responderá por cerca de 50%, seguido por Minas Gerais, para o qual se projeta um potencial de crescimento de 13% ao ano, passando este a ser o segundo Estado em consumo de gás na região, com cerca de 20% de participação. O Espírito Santo também apresenta um elevado potencial de crescimento da demanda nos próximos 10 anos – média de 9,5% ao ano – e, assim como o Rio de Janeiro, atinge participação de aproximadamente 15% na demanda potencial do Sudeste em 2022. A Figura 3.3 ilustra a demanda potencial não termelétrica nos Estados da Região Sudeste em 2022.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3.3 – Demanda potencial não termelétrica na região Sudeste em 2022

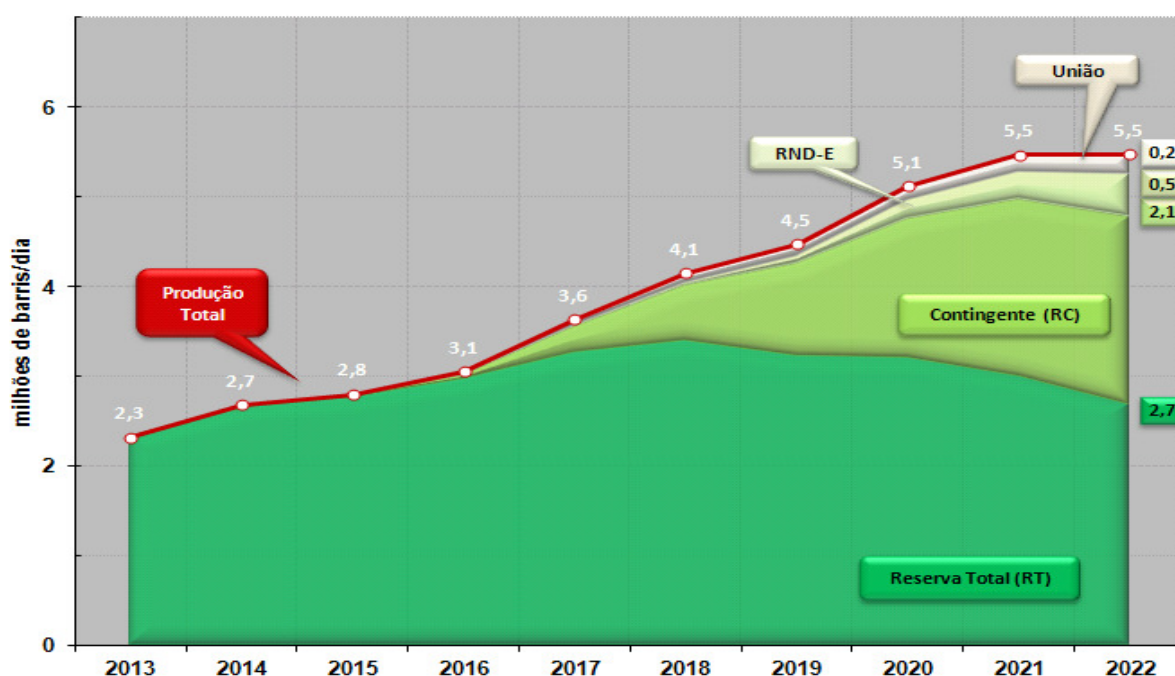
3.2. Identificação da Oferta Potencial Disponível de Gás Natural (Seco)

Conforme descrito na metodologia, a oferta potencial disponível de gás natural envolve os seguintes elementos:

- a produção líquida potencial de gás natural (Gás Natural Úmido);
- a absorção em Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGNs;
- a importação (por gasoduto e via gás natural liquefeito).

Apenas para referência e rastreamento da identificação da produção líquida potencial de gás natural (Gás Natural Úmido), apresentam-se a seguir as previsões de produção potencial diária de petróleo nacional e de produção bruta potencial de gás natural até 2022.

A Figura 3.4 apresenta a previsão de produção potencial diária de petróleo nacional no horizonte 2013-2022. A produção sustentada somente nas reservas totais (RT), referidas a 31 de dezembro de 2011, deverá atingir os maiores volumes entre 2017 e 2018, declinando em seguida. Os recursos contingentes (RC), sustentados principalmente pelas acumulações do Pré-Sal Geológico (PSG), mantêm sua tendência crescente em todo o período do PDE, chegando a contribuir com cerca de 38% da produção em 2022. A partir de 2015, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos contratados (RND-E), atingindo aproximadamente 4% da produção nacional em 2022. A contribuição dos recursos na área da União, dependente da realização de novas contratações projetadas para este PDE, por concessão ou partilha da produção, é prevista iniciar-se em 2017 e alcançar cerca de 9% da produção nacional em 2022. Em relação ao total, espera-se que a produção em 2022 seja 143% maior que em 2012⁴⁰.



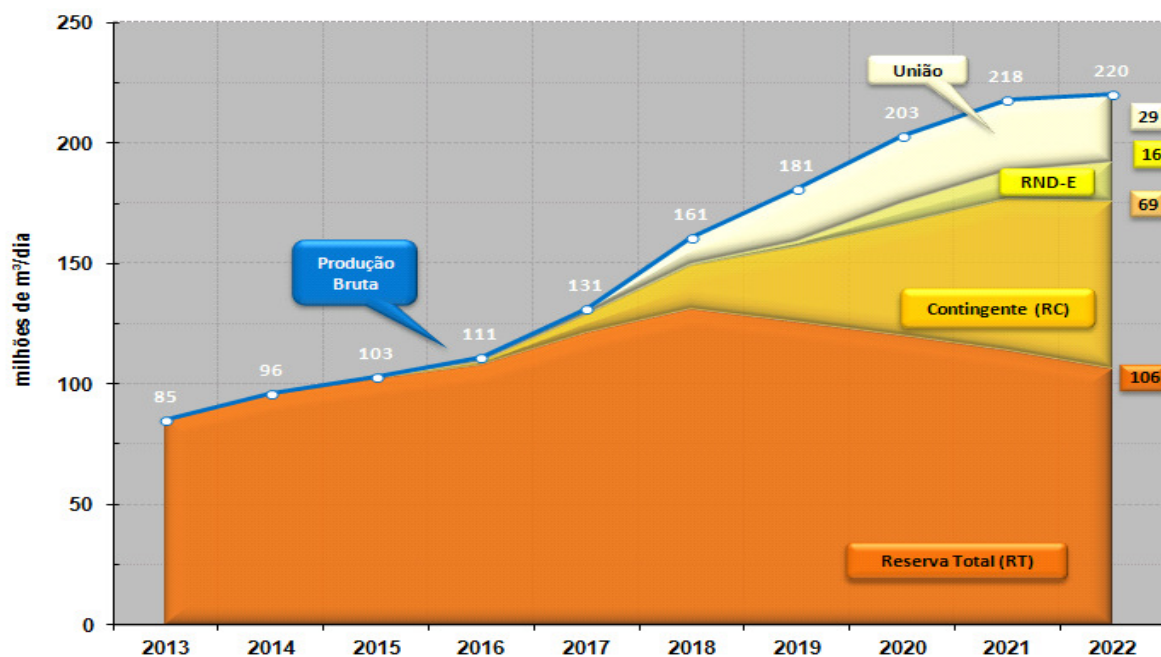
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3.4 – Previsão de produção nacional de petróleo

A Figura 3.5 revela a previsão de produção bruta potencial nacional diária de gás natural até 2022. Considerando-se que a maior proporção do gás a ser produzido no decênio em foco é de gás associado, a tendência de crescimento no citado gráfico é coerente com a descrita anteriormente para a produção de petróleo.

⁴⁰ A produção média de petróleo realizada de janeiro a outubro de 2012 foi de 2,105 MM bpd, conforme ANP (2012b).

Contando-se apenas com as reservas totais (RT) referidas a 31 de dezembro de 2011, prevê-se uma tendência crescente significativa até 2018, quando se atingirá um pico de produção de 130,801 milhões de metros cúbicos diários, seguido de um declínio suave que é compensado pela contribuição dos recursos contingentes (RC), dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E) e, mais ao final do período, pelos recursos na área da União. Em relação ao total, a produção bruta potencial em 2022 deverá ser 163% maior que a produção bruta efetiva realizada em 2012⁴¹.



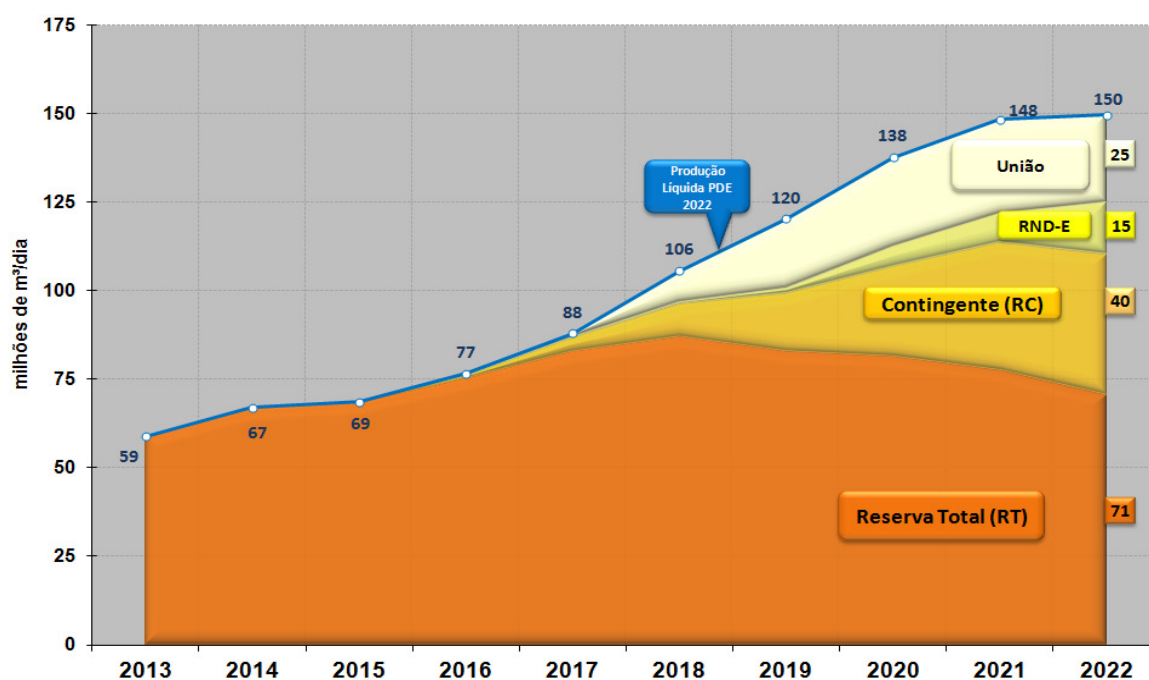
Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3.5– Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural

A Figura 3.6 apresenta a previsão de produção líquida potencial nacional diária de gás natural no horizonte decenal (2013-2022), considerada nos estudos do PEMAT. A produção líquida é calculada, conforme mencionado na metodologia, com base na redução da produção bruta dos seguintes fatores: queima, consumo e injeção (armazenamento ou recuperação secundária)⁴².

⁴¹ A produção média (bruta) de gás natural realizada em 2012 foi de 65,955 MM m³/d, conforme ANP (2012b).

⁴² Ressalte-se que gerados os perfis de redução para o cálculo da produção líquida potencial de gás natural, atribuiu-se um para cada Unidade Produtiva (UP), tendo como critério: a bacia, o ano da produção, a fase da produção, o tipo de gás natural (GA e GNA) e os ambientes exploratório (Terra, Águas Rasas, Águas Profundas e Águas Ultra-profundas) e o tipo do fator de redução (queima, consumo ou injeção).



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3.6 – Previsão de produção líquida potencial nacional de gás natural

A Tabela 3.5, a seguir, desagrega as contribuições do gás associado (GA) e do gás não associado (GNA) para as previsões de produção líquidas a partir dos recursos descobertos em áreas contratadas com empresas (RT, RC e RND-E) e áreas da União (RD e RND)⁴³.

⁴³ Apesar de, no período considerado para os estudos do PEMAT 2013-2022, a Produção Bruta de GA ser significativamente majoritária, nota-se que, em termos de Produção Líquida, esta tendência se inverte. Isto porque, por estar associado à produção de óleo, uma parte do GA é injetado nos poços para aumentar a recuperação de líquidos enquanto outra é consumida nas unidades produtivas e queimadas nas torres de *flare* em teores relativamente maiores do que ocorre em campos de GNA. Por isto, há uma redução significativa do volume de GA a ser disponibilizado no mercado.

Tabela 3.5 – Previsão de produção líquida potencial nacional de gás natural, classificada por tipo de gás natural e categoria de recursos (milhões m³/d)

RECURSO: GÁS	ANO									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
GA RC	0,000	0,227	0,134	0,734	3,804	9,186	15,478	23,440	29,146	29,349
GNA RC	0,000	0,000	0,000	0,013	0,031	0,031	0,823	1,908	6,884	10,291
GA RT	25,965	30,119	31,908	38,283	44,023	49,649	47,327	47,691	45,205	39,526
GNA RT	32,901	36,738	36,551	36,897	38,777	37,334	35,567	33,725	32,335	31,015
GA RND-E	0,000	0,000	0,067	0,762	1,147	1,666	1,903	2,541	3,012	3,373
GNA RND-E	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,256	17,781	22,704	23,606	21,465
GA (RD+RND) U	0,000	0,000	0,000	0,000	0,174	0,531	1,466	5,510	7,305	9,876
GNA (RD+RND) U	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,181	0,884	4,894
TOTAL	58,866	67,084	68,662	76,688	87,956	105,654	120,345	137,700	148,377	149,789

Fonte: Elaboração EPE.

Notas: GA = gás associado; GNA = gás não associado; RT: Reservas Totais; RC: Recursos Contingentes; RD = recursos descobertos (reservas totais mais contingentes); RND: Recursos Não Descobertos; RND-E: Recursos Não Descobertos – Empresas (áreas contratadas); RND-U: Recursos Não Descobertos – União (áreas da União não contratadas).

Vista a previsão de produção líquida potencial de gás natural, conforme descrito na metodologia, é necessário deduzir a absorção em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e adicionar a capacidade de importação de gás natural (por gasoduto e via gás natural liquefeito) a fim de se obter a oferta potencial de gás natural.

Ressalve-se que, no caso das importações por duto, foi considerado somente o gás natural importado através do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). Ademais, a oferta potencial teve seu volume de gás natural disponibilizado nos pontos de oferta corrigido⁴⁴.

Consideraram-se pontos de oferta as seguintes unidades ou grupos de unidades de processamento de gás natural: Urucu no Amazonas; Lubnor no Ceará; Guamaré no Rio Grande do Norte; Pilar em Alagoas; Carmópolis e Atalaia em Sergipe; Catu, Candeias, e São Francisco do Conde na Bahia; Lagoa Parda⁴⁵, Cacimbas e UTG Sul Capixaba no Espírito Santo; Cabiúnas, COMPERJ e REDUC no Rio de Janeiro, Merluza e Caraguatatuba em São Paulo.

Adicionalmente, foram considerados como pontos de oferta:

- Corumbá, Mato Grosso do Sul, para o gás natural importado pelo GASBOL;

⁴⁴ Correção devido à compensação de inertes (N₂ e CO₂) para adequação às especificações de poder calorífico (9.400 kcal/m³).

⁴⁵ Na ocasião da elaboração do presente documento, foram utilizados os dados referentes à oferta de gás natural oriundos do PDE 2013-2022. Neste período, a UPGN de Lagoa Parda ainda se encontrava em operação. Contudo, no mês de março de 2012, em função de um requerimento da própria Petrobras, a ANP cancelou a Autorização ANP nº 234, de 06 de maio de 2010 (ANP, 2012h), a qual autorizava a operação das unidades do Polo de Processamento de Gás Natural de Lagoa Parda. Todavia, apesar deste fato ser digno de nota, não invalida os resultados obtidos através das simulações realizadas com os pontos de ofertas originalmente utilizados.

- Os terminais de regaseificação de GNL de Pecém/CE, da Baía de Guanabara/RJ e o novo terminal localizado na Bahia;
- Parecis (futuro) em Mato Grosso, João Pinheiro (futuro) em Minas Gerais e REFAP (futuro) no Rio Grande do Sul;
- Santo Antônio dos Lopes, na bacia do Parnaíba no Maranhão.

O sistema integrado refere-se às malhas de gasoduto do Sistema Petrobras e da TBG que atendem os mercados interligados do Centro-Oeste, Sudeste, Sul e Nordeste (não inclui o Estado do Maranhão, cuja Bacia do Parnaíba é tratada como sistema isolado). Já os sistemas isolados referem-se ao gasoduto existente Urucu-Coari-Manaus e as alternativas avaliadas nos estudos do PEMAT 2013-2022 que não tenham interligação ao sistema integrado.

A Tabela 3.6 apresenta a previsão de oferta potencial de gás natural disponível para o mercado, conforme as premissas adotadas nos estudos do PEMAT 2013-2022, identificando os volumes de oferta potencial disponíveis para o sistema integrado e aquele disponível para os sistemas isolados.

Tabela 3.6 – Previsão de oferta potencial disponível de gás natural (milhão m³/d)

Descrição	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Produção Líquida Potencial	58,9	67,1	68,7	76,7	88,0	105,7	120,3	137,7	148,4	149,8
Não Disponível para UPGNs* (-)	4,4	6,0	7,0	7,2	9,5	10,0	10,1	10,1	10,0	9,3
Absorção** (-)	3,3	3,4	3,2	3,6	4,2	5,1	6,2	7,7	8,6	9,0
Importação (+)	57,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
Gasoduto	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
GNL	27,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
Oferta Potencial	108,2	128,7	129,5	136,9	145,3	161,6	175,0	190,9	200,8	202,5
Sistema integrado	102,3	122,0	123,0	126,5	133,6	147,7	154,8	163,5	171,9	172,1
Sistemas isolados***	5,9	6,7	6,5	10,4	11,7	13,9	20,2	27,4	28,9	30,4

Fonte: Elaboração EPE.

Notas: * Referem-se aos volumes de produção líquida potencial não disponibilizados para as UPGNs como, por exemplo, venda direta de gás não especificado (UTE "na boca do poço") e transferências operacionais para outras unidades produtivas.

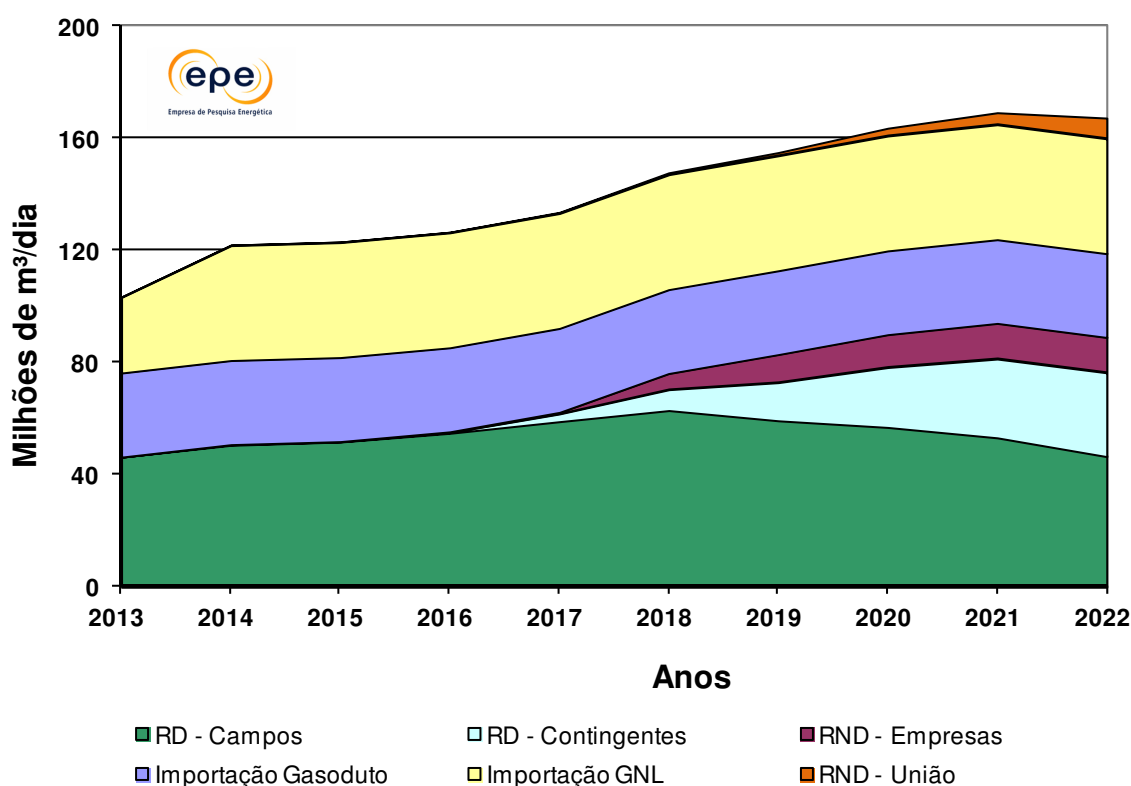
** Absorção considera premissa de processamento integral da produção líquida potencial disponível para UPGNs.

*** Sistemas Isolados: Bacias Parecis, Parnaíba e Solimões.

Cabe destacar que para efeito da simulação da infraestrutura da malha de gasodutos, considera-se que a produção líquida potencial é integralmente processada e, por conseguinte, a oferta disponível para o mercado é uma oferta potencial. Desta forma, os volumes absorvidos no processamento do gás natural são referentes aos volumes integrais da produção líquida potencial e não apenas ao que se espera que seja efetivamente processado (em função do

despacho médio das termelétricas)⁴⁶. Esta premissa é fundamental para avaliar o sistema sob condição de operação em estresse e identificar as eventuais restrições de infraestrutura de gás natural.

A Figura 3.7 destaca a composição da oferta potencial de gás natural no sistema interligado de gás natural no Brasil no horizonte do estudo. Percebe-se que uma parcela não desprezível da oferta potencial é relativa a recursos contingentes (RC) e ainda não descobertos (RND). Tais componentes da oferta potencial têm grau de incerteza maior do que os demais para a disponibilização ao mercado.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3.7– Composição da oferta potencial de gás natural no sistema interligado

Observa-se que se projeta uma ampliação da oferta de gás natural nacional na malha integrada, elevando-se de um patamar de 52 milhões de m³/dia em 2013 para 118 milhões de m³/dia em 2022. Deste volume em 2022, cerca de 30 milhões de m³/dia referem-se a recursos

⁴⁶ Na contabilidade dos volumes dos líquidos de gás natural (GLP, C5+, etc.) efetivos, considera-se a expectativa média de despacho de termelétrica a gás natural, o que implica em um volume de gás absorvido efetivamente menor do que os valores adotados ao se assumir o despacho máximo das termelétricas a gás natural.

contingentes e 19 milhões de m³/dia a novas descobertas. Esta oferta nacional, acrescida das importações de 30 milhões de m³/dia de gás boliviano e de 41 milhões de m³/dia de GNL, amplia a oferta potencial de aproximadamente 104 milhões de m³/dia em 2013 para 167 milhões de m³/dia em 2022.

3.3. Avaliação de Balanço de Demanda e Oferta de Gás Natural e Identificação de Alternativas

O objetivo desta seção é empreender a avaliação de balanço de demanda e oferta de gás natural nos sistemas integrado e isolados com base nas projeções realizadas pela EPE, bem como identificar as alternativas de gasodutos de transporte a serem aprofundadas nos estudos do PEMAT 2013-2022.

3.3.1. Avaliação de Balanço de Demanda e Oferta de Gás Natural do PDE 2013 - 2022

Projetadas a demanda e a oferta potenciais, pode-se proceder com a análise do balanço de demanda e oferta dos sistemas integrado e isolados para fins de simulação da malha integrada.

A Tabela 3.7 apresenta os resultados do balanço de demanda e oferta potenciais de gás natural no sistema integrado do Brasil

Tabela 3.7 – Balanço de Demanda e Oferta Potenciais de Gás Natural no sistema integrado, conforme PDE 2013-2022 (milhão m³/d)

Descrição	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda Potencial	102,2	111,6	125,5	135,2	144,3	159,7	163,8	170,0	175,0	180,4
Demanda Não-Termelétrica	60,8	68,0	81,9	91,6	98,2	113,6	116,9	121,4	124,5	127,9
Total Termelétricas	41,3	43,6	43,6	43,6	46,0	46,0	46,0	47,5	49,0	50,3
Térmicas Gás	32,7	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9	35,8	37,5	39,4	41,4
Térmicas Bicombustível	8,6	8,7	8,7	8,7	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Oferta Potencial	102,3	122,0	123,0	126,5	133,6	147,7	154,8	163,5	171,9	172,1
Recursos Descobertos	45,2	50,7	51,9	55,0	59,1	63,1	59,5	57,1	53,3	46,6
Recursos Contingentes	0,0	0,2	0,1	0,3	2,8	7,5	13,7	21,5	31,2	35,0
Recursos Não-Descobertos-Empresas	-	-	0,0	0,2	0,4	5,6	9,8	11,4	12,4	12,3
Recursos Não-Descobertos-União	-	-	-	-	0,2	0,4	0,8	2,4	3,9	7,0
Importação GNL	27,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
Importação gasoduto	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
Saldo	0,2	10,4	(2,5)	(8,6)	(10,7)	(12,0)	(8,1)	(5,4)	(1,6)	(6,2)
Saldo sem as UTEs Bicombustível	8,8	19,0	6,2	0,0	0,4	(0,9)	3,0	5,7	9,5	4,9

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: Consideram-se térmicas indicativas a gás natural totalizando 1,5 GW em 2022. Na linha "saldo" os números em parênteses representam o excedente de demanda de gás natural.

Observa-se, na Tabela 3.7, que no período 2015-2022 parte das demandas das termelétricas bicombustíveis poderá ter que operar com combustíveis substitutos, considerando-se o cenário de despacho máximo das usinas termelétricas. Este quadro pode se alterar, caso haja aumento da oferta potencial, devido à antecipação da entrada em operação das áreas em avaliação (recursos contingentes), ou pelo acréscimo no volume de GNL importado, por meio das unidades até então existentes, ou de uma nova unidade (já em avaliação)⁴⁷. A utilização e quantificação dessa oferta adicional dependerão de uma decisão quanto à oportunidade de atender, ou não, com gás natural, às demandas das termelétricas bicombustíveis. Obviamente, caso a previsão de demanda potencial não se realize, este quadro também poderá se alterar.

Ressalta-se também que, no ano 2018, mesmo sem o volume de gás natural destinado às térmicas bicombustível, uma pequena parte das térmicas a gás natural (equivalente a 900 mil m³/d) não poderá despachar se não houver uma carga adicional de gás natural (nacional ou importado). Isto se deve, principalmente, ao aumento da demanda não-termelétrica de 2017 para 2018, com a entrada prevista do segundo trem do COMPERJ. Um eventual deslocamento da data de entrada do projeto (ainda há incertezas sobre o cronograma) poderia solucionar este déficit no atendimento da demanda potencial em 2018.

Outro ponto a ser destacado são os sistemas isolados. Os balanços de gás natural dos sistemas isolados precisam ser localizados e, por questões de sigilo das informações (risco de

⁴⁷ Embora não considerada neste estudo, por ainda não estar definida, encontra-se em avaliação pela Petrobras o terminal de regaseificação de GNL de Barra do Riacho no Espírito Santo, o qual seria uma possível solução para este quadro.

identificação de agentes econômicos), apenas serão discutidos aqueles relativos às alternativas identificadas, e os demais não serão detalhados neste estudo. Cabe ressaltar que a oferta potencial destes sistemas isolados alcança cerca de 40 milhões de m³/d em 2022 (Tabela 3.7), sendo grande parte desta oferta referente à Bacia de Solimões. Aliás, o acesso a mercado ainda precisa ser equacionado em algumas regiões de oferta potencial de sistemas isolados (muitas vezes, regiões remotas).

A seção a seguir, descreve os resultados da simulação termo-fluido-hidráulica da infraestrutura de transporte de gás natural, considerando a localização das fontes produtoras e os pontos de entrega resultantes deste estudo.

3.3.2. Identificação de Opções de Interligação de Gasodutos de Transporte nos estudos do PEMAT 2013 – 2022

Em função da avaliação da demanda e da oferta para o PDE 2013-2022, foram identificadas preliminarmente as seguintes opções de interligação de origem-destino (em ordem alfabética), conforme a Figura 3.8, a seguir:

- Bacia do Parnaíba/MA-PI – Barcarena/PA (sistema isolado);
- Bacia do São Francisco/MG ou Malha Integrada Sudeste – MG (sistema integrado);
- COMPERJ, Itaboraí/RJ – Malha Integrada Sudeste – RJ (sistema integrado);
- GASBOL – Triângulo Mineiro/MG (sistema integrado);
- GASBOL ou Malha Integrada Sudeste – Região Sul (sistema integrado);
- Malha Integrada, ES ou RJ – Vale do Aço/MG (sistema integrado).

Na fase inicial dos estudos do PEMAT foi identificado um conjunto de opções de interligação, entre as quais se encontravam: a opção GASBOL-Triângulo Mineiro e a opção Itaboraí/RJ-GASDUC III. Com base nestas opções de interligação foram propostas alternativas de gasodutos de transporte para a sequência da avaliação.

Todavia, embora as alternativas de gasodutos Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e São Carlos/SP-Uberaba/MG⁴⁸ tenham sido avaliadas originalmente sob a metodologia elaborada pela EPE no âmbito dos estudos do PEMAT visando à proposição por iniciativa própria do MME, decidiu-se retirá-las dos estudos, visto que projetos similares se encontram em andamento por outros encaminhamentos e em estágios superiores de avaliação⁴⁹.

Após a conclusão dos estudos do PEMAT 2013-2022 pela EPE, a interligação Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ foi objeto de provocação de terceiros pela Petrobras (protocolizado no MME em 11 de janeiro de 2013), de tal forma que o novo estudo realizado pela EPE registra um nível de detalhamento de informações e aprofundamento de avaliação da alternativa superior ao realizado inicialmente. Assim, não faria sentido retroceder ao nível original de avaliação da alternativa realizada para os estudos do PEMAT. Ressalte-se que uma versão da avaliação da provocação de terceiros do gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ é apresentada neste documento.

No caso da alternativa São Carlos/SP-Uberaba/MG, há em andamento projeto cujo estágio de maturidade é superior ao dos estudos do PEMAT 2013-2022, a saber: o projeto Brasil Central da Transportadora de Gás Brasil Central S.A. – TGBC, cujo processo de outorga de autorização se encontra em fase de elaboração de edital para chamada pública junto à ANP⁵⁰ (vide TGBC, 2013). Não é demais destacar o denominado projeto GASUBE da Petrobras, contido no Atlas da integração no Setor de Gás Natural ao Sistema Elétrico Brasileiro (Petrobras, 2010).

Assim, neste documento, no que concerne às proposições por iniciativa própria do MME, apresentar-se-ão somente as avaliações realizadas no âmbito dos estudos do PEMAT 2013-2022, a saber:

- Bacia do Parnaíba/MA-PI – Barcarena/PA (sistema isolado);
- Bacia do São Francisco/MG ou Malha Integrada Sudeste – MG (sistema integrado);
- GASBOL ou Malha Integrada Sudeste – Região Sul (sistema integrado);
- Malha Integrada, ES ou RJ – Vale do Aço/MG (sistema integrado).

⁴⁸ Além da alternativa São Carlos/SP-Uberaba/MG, também se avaliou a variante Ribeirão Preto/SP-Uberaba/MG, com o trecho Boa Esperança do Sul/SP-Ribeirão Preto/SP aproveitando o gasoduto de distribuição existente.

⁴⁹ Vale lembrar que, pela via da iniciativa própria, após a EPE realizar os estudos, o MME publica o PEMAT e propõe os gasodutos que serão construídos e/ou ampliados, sendo necessário que a EPE detalhe os gasodutos de referência dos projetos propostos pelo Ministério. Ou seja, há uma etapa adicional para a elaboração de gasoduto de referência, antes do encaminhamento pelo MME à ANP visando à chamada pública. A etapa de detalhamento implica em prazos adicionais, que podem durar de 12 a 24 meses (IPLOCA, 2009).

⁵⁰ O projeto da TGBC já dispõe de Licença Prévia (emitida em 24/08/2010) e de Licença de Instalação junto ao IBAMA (Licença de Instalação – IBAMA nº 982/2013, emitida em 28 de novembro de 2013). Ademais, a TGBC já protocolizou na ANP a solicitação de Autorização de Construção, bem como já teve a Declaração de Utilidade Pública do traçado publicada pela ANP no Diário Oficial da União (D.O.U., nº 104, Seção 1, de 03/06/2013).

Ademais, apresentar-se-á também a proposição do projeto de gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ requerido por intermédio de provocação de terceiros, que complementa a iniciativa própria a fim de constituir o PEMAT (conforme Art. 4º, Inciso I, Lei 11.909/2009).

Retomando as alternativas a serem estudadas, adotou-se como hipótese de trabalho que as origens das opções de interligação das Bacias do Parnaíba/MA-PI e do São Francisco/MG seriam em seus respectivos centros geométricos de importância petrolífera da área⁵¹ (em particular, minimização da distância média de escoamento da produção): Santo Antônio dos Lopes/MA e João Pinheiro/MG. Nestes locais foi considerada a existência de UPGNs indicativas.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura 3.8 – Alternativas estudadas de interligação de origem-destino

A partir das opções de interligação de origem-destino definiram-se alternativas caracterizadas com base na definição de gasoduto de transporte na Lei nº 11.909/2009, a saber: “*gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os*

⁵¹ Importância Petrolífera de Área (IPA) expressa a importância econômica da área para o setor de O&G, principalmente para a atividade de E&P. Para detalhes sobre importância petrolífera da área, vide: EPE (2012d) [Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás].

casos previstos nos incisos XVII [Gasoduto de Transferência] e XIX [Gasoduto de Escoamento da Produção] do caput deste artigo, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal”.

Como regra, sempre que pertinente, buscou-se avaliar mais de uma alternativa de interligação para o atendimento ao mercado potencial. Por exemplo, avaliou-se o atendimento da demanda potencial na zona de influência da malha integrada Sudeste no Estado de Minas Gerais a partir de oferta potencial pela Bacia do São Francisco e por oferta advinda da malha integrada Sudeste (oferta potencial, em particular, das Bacias de Campos e Santos via GASBEL).

No caso da Região Sul, considerou-se a possibilidade de atendimento a partir do GASBOL e da malha integrada Sudeste (oferta potencial, em particular, das Bacias de Campos e Santos), com duas alternativas básicas: ampliação Trecho Sul do GASBOL e Penápolis/SP - Canoas/RS (variante do gasoduto do “Chimarrão”). Por fim, para o atendimento da demanda potencial do Vale do Aço no Estado de Minas Gerais (pontos notáveis e destino) foram avaliadas as interligações a partir da malha integrada Sudeste (oferta potencial, em particular, das Bacias de Campos e Santos) em Piúma/ES e em Macaé/RJ (Cabiúnas).

Ressalte-se que, como revelado no balanço de demanda e oferta no sistema integrado, não há oferta potencial suficiente para atender a todas as opções de interligação origem-destino identificadas e as termelétricas bicompostíveis operando a gás natural simultaneamente, na hipótese de despacho máximo. Ou seja, com as condições de balanço de demanda e oferta projetadas para o sistema integrado, seria necessário utilizar as térmicas bicompostíveis operando com o combustível substituto ao gás natural na hipótese de despacho máximo das mesmas. Não obstante, duas opções de interligação tornam as condições de oferta menos restritivas, pois, de fato, contribuem para aportar gás natural no sistema integrado: Bacia do São Francisco/MG – Malha Integrada Sudeste no Estado de Minas Gerais e COMPERJ, Itaboraí/RJ – Malha Integrada Sudeste no Estado do Rio de Janeiro (particularmente, interligado ao GASDUC III)⁵².

A Tabela 3.8 a seguir apresenta as características básicas das alternativas elaboradas para se avaliarem as opções de interligação identificadas. A elaboração destas alternativas, nesta fase, assumiu uma distância em linha reta dos pontos notáveis ao longo do trajeto, à exceção daquelas alternativas que partiram da ampliação de gasodutos existentes, para as quais se adotaram as distâncias reais. O diâmetro e a capacidade das alternativas foram definidos com base nas simulações termo-fluido-hidráulicas realizadas, cujos resultados são discutidos na próxima seção.

⁵² Conforme mencionado, a opção de interligação COMPERJ – GASDUC III será analisada sob a ótica da Provocação de Terceiros e não mais por via de iniciativa própria do MME.

Tabela 3.8– Caracterização básica das alternativas identificadas nos estudos do PEMAT 2013-2022

Alternativa	Distância (km)	Diâmetro (pol.)	Capacidade (MMm³/d)
Bacia do São Francisco ou Malha Integrada Sudeste – MG			
Bacia do São Francisco (João Pinheiro/MG) – Betim/MG	337	20	7,0
Ampliação do GASBEL	160	16	1,5
GASBOL ou Malha Integrada Sudeste – Região Sul			
Ampliação Trecho Sul do GASBOL	1.170	24	8,5
Penápolis/SP-Canoas/RS (“Chimarrão”)	1.051	24	8,5
Malha Integrada Sudeste, ES ou RJ – Vale do Aço/MG			
Piúma/ES –Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	250	10 (150km) 8 (100km)	1,2
Macaé/RJ(Cabiúnas) – Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	379	10 (279km) 8 (100km)	1,2
Sistemas Isolados			
Bacia do Parnaíba/MA-PI (Santo Antônio dos Lopes/MA) – Barcarena/PA	750	22 (260km) 18 (490km)	4,6

Fonte: Elaboração EPE.

Com base na caracterização básica das alternativas identificadas, estimaram-se seus custos de investimento e tarifas de transporte⁵³ decorrentes através do EVTE simplificado (método do metropol), abordado na seção 2.6. Apenas a título de ilustração, foram realizados EVTEs simplificados para as diferentes opções de interligação identificadas nos estudos do PEMAT 2013–2022. Os resultados encontram-se dispostos na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 - Estimativas de custos de investimento e tarifas de transporte das alternativas identificadas nos estudos do PEMAT 2013-2022 – EVTE simplificado

Alternativa	CAPEX (R\$ milhões)	Tarifa* (US\$/MMBtu)
Bacia do São Francisco ou Malha Integrada Sudeste – MG		
Bacia do São Francisco (João Pinheiro/MG) – Betim/MG	1.095	0,97
Ampliação do GASBEL	415	1,66
GASBOL ou Malha Integrada Sudeste – Região Sul		
Ampliação Trecho Sul do GASBOL	4.600	3,08
Penápolis/SP-Canoas/RS (“Chimarrão”)	4.200	2,80
Malha Integrada Sudeste, ES ou RJ – Vale do Aço/MG		
Piúma/ES – Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	374	1,87
Macaé/RJ – Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	583	2,92
Sistemas Isolados		
Bacia do Parnaíba (Santo Antônio dos Lopes/MA) – Barcarena/PA	2.360	3,08

Fonte: Elaboração EPE.

Notas: * Tarifa de referência para avaliação. Ressalta-se que a Tarifa Máxima de transporte para a chamada pública será definida pela ANP com o apoio da EPE, em etapa posterior do PEMAT.

⁵³ Cabe enfatizar que, face às incertezas associadas a esta etapa dos estudos do PEMAT, adotou-se como premissa a utilização de uma tarifa postal de transporte (vide metodologia).

A seção a seguir descreve os resultados da simulação termo-fluido-hidráulica da infraestrutura de transporte de gás natural, considerando a localização das fontes produtoras e os pontos de entrega resultantes deste estudo.

3.4. Simulação Termo-fluido-hidráulica dos Sistemas Integrado e Isolados

Com base na elaboração de balanços entre a demanda e a oferta potenciais de gás natural no horizonte 2013-2022, realizou-se a simulação termo-fluido-hidráulica dos sistemas integrados e isolados. A simulação consiste, de fato, na análise da infraestrutura logística, a partir de um diagnóstico daquelas malhas de suprimento já existentes, da identificação de eventuais restrições de atendimento às novas demandas, gerando-se opções que venham a viabilizá-lo.

Os objetivos da geração de opções são a maximização do atendimento aos pontos de demanda identificados, a maximização da utilização da capacidade instalada na infraestrutura já existente, a minimização dos custos de investimento e de operação e a minimização dos impactos ambientais.

O diagnóstico da infraestrutura logística de transporte de gás natural é realizado, a partir da avaliação da infraestrutura existente, analisando-se se esta comporta o atendimento das novas demandas levantadas, considerando-se os projetos já aprovados, as suas respectivas previsões de entrada em operação e as condições operacionais de suprimento.

A partir do levantamento dos volumes e do mapeamento geográfico dos novos pontos de demanda (pontos obrigatórios a serem atendidos), eventuais restrições de suprimento são identificadas e alternativas são avaliadas, de modo a avaliar futuras ampliações ou expansões.

As alternativas avaliadas permitem vislumbrar possibilidades de suprimento, identificando opções de logística que possam atender ao maior número de consumidores identificados e maximizar a utilização da capacidade já instalada.

Há casos em que tais pontos de consumo devem ser atendidos por novos gasodutos, sugerindo-se, então, opções possíveis para o traçado desses novos dutos, ou a ampliação de alguns já existentes. Há que se considerar, na geração de opções, a variação de alguns parâmetros, tais como: variações nos diâmetros, no número de estações de compressão intermediárias, dentre outros.

Todas as opções sugeridas devem ser objeto de uma nova simulação, utilizando-se o *software Pipeline Studio*, a fim de verificar se atendem às condições demandadas, de maneira interativa, e se implicam na geração de novas oportunidades que devam ser estudadas.

Para fins desta avaliação, foram considerados cenários de despacho máximo para as usinas termelétricas, nos quais todas as usinas são atendidas exclusivamente com gás natural (mesmo aquelas do tipo bicomustível, que poderiam vir a ser supridas com combustíveis substitutos). Cabe ressaltar que no presente cenário não são consideradas as demandas térmicas indicativas. São consideradas aquelas demandas consolidadas nos leilões do setor elétrico. Isto porque a localização das termelétricas impacta o resultado da simulação e, por conseguinte, a simulação só deve considerar aquelas térmicas que possam ter seus impactos no sistema de gasodutos avaliados.

O estudo também já considera a expansão da capacidade de liquefação de GNL no terminal da Baía da Guanabara, no Rio de Janeiro, de 14 milhões de m³/d para 20 milhões de m³/d, visando ao abastecimento das demandas da Região Sudeste. A partir de 2015, na Bahia, foi considerado um terminal de GNL com possibilidade de 14 milhões de m³/d de oferta, conforme previsão da Petrobras (Petrobras, 2012). Já o projeto do terminal de regaseificação em Barra do Riacho/ES (14 milhões m³/d) não foi considerado neste primeiro ciclo de estudos, uma vez que tal projeto ainda se encontra em fase de avaliação pela Petrobras. O mesmo ocorre com outros projetos de terminais de regaseificação de GNL já anunciados, mas que ainda carecem de definição: Terminal de Regaseificação de GNL Tergas da Grupo Bolognesi⁵⁴ em Rio Grande/RS; Terminal de Regaseificação de GNL da Petrobras-Samsung-Hyundai em Rio Grande ou Tramandaí/RS; Terminal de Regaseificação de GNL da Eletronorte - Gaspará - Termogás⁵⁵ em Vila do Conde, Barcarena/PA, este em um sistema isolado.

Além do GNL, para todo o período, foi considerado que o GASBOL continuará provendo ao sistema até 30 milhões de m³/d. Conforme mencionado na metodologia, não se considerou as importações dos sistemas isolados Lateral Cuiabá e Uruguaiana-Porto Alegre Trecho 1 na simulação termo-fluido-hidráulica pelo fato destes atenderem, quando em operação, respectivamente, apenas as térmicas Governador Mario Covas e AES Uruguaiana, não havendo perspectiva, pelas informações disponíveis, de alteração desse quadro no horizonte do estudo.

⁵⁴ Originalmente, o projeto envolvia Gas Energy-Santander-Avir Geração de Energia. Posteriormente, o Grupo Bolognesi adquiriu os direitos do empreendimento.

⁵⁵ Originalmente, o projeto envolvia a Termogás - Mega Brasil Energia e Regas Brasil Sul. Posteriormente, Consórcio Nortegás substituiu a Termogás - Mega Brasil Energia e Regas Brasil Sul. Finalmente, Consórcio Nortegás foi substituído pela Termogás.

3.4.1. Avaliação dos resultados da simulação termo-fluido-hidráulica

Ao longo da malha integrada, há demandas potenciais adicionais localizadas na Região Sul e no Estado de Minas Gerais. Destaque principal para o Rio Grande do Sul, regiões de Canoas e Rio Grande, onde se identifica uma demanda potencial adicional de 5,6 milhões de m³/d.

O destaque desta simulação é a malha da Região Sudeste da Petrobras exportando simultaneamente para o GASBOL e para a malha da Região Nordeste através do GASENE.

A malha da Região Nordeste, além do uso total do GNL da Bahia, precisaria de cerca de 6 milhões de m³/dia da malha da Região Sudeste através do GASENE.

Para o GASBOL, por conta da infraestrutura atual desta malha, não haveria possibilidade de despachar completamente as térmicas de Araucária e Canoas. Além disso, haveria necessidade de um volume mais expressivo de gás natural proveniente da Malha da Petrobras da Região Sudeste, cerca de 17 milhões de m³/d. Como a malha da Região Sudeste só possui 12 milhões de m³/d para disponibilizar ao GASBOL, este sistema ficaria deficitário em 5 milhões de m³/d, inviabilizando, nas condições de balanço de demanda e oferta avaliadas neste estudo, o atendimento das demandas potenciais do Rio Grande do Sul (sem que isto implicasse no corte de atendimento de outras demandas na malha integrada). Ressalte-se, novamente, que, por ainda não estarem definidos, não foram considerados neste ciclo dos estudos do PEMAT os dois terminais de regaseificação de GNL aventados para o Estado do Rio Grande do Sul (um em Rio Grande e outro em Rio Grande ou Tramandaí), os quais poderiam rebalancear demanda e oferta da Região Sul.

Na malha da Região Sudeste, no Estado de Minas Gerais, foi considerada uma oferta de RC e de RND no final do período para atendimento da demanda potencial adicional, em linha com a oferta potencial já discutida. Diante disto, para disponibilizar 7 milhões de m³/d à malha integrada em Betim/MG, foi definida uma alternativa de gasoduto a partir de um centro geométrico na Bacia do São Francisco. Este centro estaria localizado no município de João Pinheiro/MG a 337 km de Betim/MG.

No caso de não confirmação desta oferta de gás natural em Betim/MG (advinda de RND na Bacia do São Francisco), por consequência, haveria necessidade de ampliações no GASBEL para poder transportar mais gás do Estado do Rio de Janeiro e atender as demandas do estado de Minas Gerais. Neste caso, as ampliações seriam de todo o trecho a montante do compressor ESTAP e todo o trecho a jusante do compressor de Congonhas a fim de aumentar a capacidade

do GASBEL em mais 1,5 milhão de m³/d. Isto representaria a duplicação de 160 km de dutos de 16 polegadas.

Ainda no Estado de Minas Gerais, foi considerada uma demanda para a fábrica de fertilizantes em Uberaba de 1,3 milhões de m³/d, sendo retirada a partir de São Carlos/SP, onde fica localizada uma estação de compressão do GASBOL. Embora tenha sido utilizado na simulação, este duto e seus resultados não serão aprofundados no PEMAT 2013-2022 pelos motivos já expostos.

Em resumo, neste cenário, a Região Sudeste acrescida das necessidades do GASBOL e do GASENE, demandaria os 20 milhões de m³/d do GNL da Baía de Guanabara. Diante disso, destaca-se a participação do gás natural local da Região Sudeste complementando a utilização do gás do GNL e, desta forma, juntos, sendo responsáveis por atender as demandas adicionais em Minas Gerais e na Região Sul. Cabe a ressalva que é necessário o despacho das térmicas bicompostíveis do Sudeste e do Sul com combustível substituto para o atendimento pleno das demais demandas por gás natural - à exceção de 2018, quando ainda assim, haveria uma demanda potencial máxima de 900 mil m³/d que, mantidas as condições de balanço de demanda e oferta, não poderia ser atendida.

No caso dos sistemas isolados, a partir do balanço de demanda e oferta potenciais, foi identificada apenas uma opção de interligação origem-destino: Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA. Cabe destacar, contudo, que boa parte dos Recursos Descobertos (RD) que compõem a Oferta Potencial da Bacia do Parnaíba/MA-PI já está comprometida com o atendimento a uma termelétrica a gás natural⁵⁶ (MPX, 2012), de tal forma que os volumes associados a esta opção de interligação referem-se majoritariamente a Recursos Não Descobertos (RND).

⁵⁶ A produção comercial de gás natural da empresa OGX Maranhão na Bacia do Parnaíba, iniciada em 2013, destina-se ao atendimento das termelétricas que estão sendo construídas pela empresa ENEVA S.A. (originalmente, MPX), próximas aos campos de gás. Integram o Complexo Parnaíba, operado pela ENEVA, as usinas termelétricas Parnaíba I (676 MW), Parnaíba II (previsão de entrada de operação para o primeiro semestre de 2014), Parnaíba III (169 MW) e Parnaíba IV (56 MW). O Complexo Parnaíba tem capacidade licenciada de geração de até 3.722 MW. A partir de uma unidade de tratamento do gás, com capacidade de processamento de até 6 milhões de m³/dia, partirá um gasoduto para as UTEs do Complexo Parnaíba (OGX, 2013 e ENEVA, 2014).

3.5. Avaliação de alternativas de gasodutos de transporte nos estudos do PEMAT 2013 – 2022

Na simulação termo-fluido-hidráulica, discutida na seção anterior, verificam-se não apenas as restrições de oferta para atendimento da demanda potencial na zona de influência do sistema integrado (já apontadas no balanço de demanda e oferta), mas também as restrições específicas de infraestrutura da malha integrada associadas às movimentações requeridas de gás natural em função das localizações das demandas e das ofertas identificadas nos estudos do PEMAT 2013-2022.

Verificou-se nesta análise que apenas duas dentre as opções de interligação identificadas satisfazem ao critério de demanda e oferta. São elas:

- Bacia do São Francisco (João Pinheiro/MG) – Betim/MG;
- Bacia do Parnaíba (Santo Antônio dos Lopes/MA) – Barcarena/PA.

As opções foram avaliadas adicionalmente por meio da metodologia descrita no Capítulo 2, para verificação do critério de viabilidade, usando tarifas de transporte estimadas pelo método simplificado. Resumidamente, considerou-se que o gasoduto seria viável caso o preço máximo competitivo do gás especificado (calculado por *NetBack*) fosse maior ou igual ao preço de realização do mesmo (calculado por *CostPlus Markup*). Os resultados da análise são descritos a seguir.

O gás natural a ser aportado no gasoduto João Pinheiro/MG – Betim/MG será produzido em poços na Bacia do São Francisco, em terra, podendo estar associado ou não ao petróleo. Nestas duas situações, o preço estimado para o gás natural especificado é de US\$ 0,56/MMBtu ou de US\$ 1,13/MMBtu, respectivamente (vide Tabela 2.4, no capítulo de metodologia). O preço máximo do gás natural no *citygate* para competitividade frente ao óleo combustível, em Minas Gerais, foi estimado em US\$ 11,89/MMBtu (vide Tabela 2.5, no capítulo de metodologia). Já a tarifa de transporte estimada para este gasoduto pelo EVTE simplificado foi igual a US\$ 0,91/MMBtu, o que permite calcular um preço máximo competitivo de US\$ 10,98/MMBtu, valor maior que ambos os preços de realização do gás natural. Porém, a oferta de gás natural considerada para este gasoduto carece de confirmação de seus volumes por meio de declaração de comercialidade, uma vez que se trata de recursos contingentes (RC) e não descobertos (RND). Dessarte, este gasoduto não foi considerado elegível à proposição para o PEMAT 2013-2022, apesar de satisfazer ao critério de demanda e oferta e ao critério de tarifa simplificada. Apenas a título de ilustração, maiores detalhes deste gasoduto são apresentados no ANEXO II.1.

No caso do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA, por analogia com a produção realizada nos campos atualmente produtores, há indícios de que o gás natural presente na bacia do Parnaíba encontra-se não associado ao petróleo. Sendo assim, foi considerado um preço de realização igual a US\$ 1,13/MMBtu para o gás natural especificado neste local. Por sua vez, o preço máximo do gás natural no *citygate* para competitividade com o óleo combustível comercializado em Barcarena é estimado em US\$ 10,76/MMBtu. Descontando deste valor a tarifa de transporte estimada para o gasoduto, de US\$ 3,00/MMBtu, estima-se o preço máximo competitivo em US\$ 7,76/MMBtu, valor maior que o preço de realização considerado. Porém, pelo fato de se tratar majoritariamente de Recursos Não Descobertos (RND), esta alternativa não foi considerada elegível à proposição pelo MME para o PEMAT 2013-2022. Maiores detalhes do gasoduto são apresentados no ANEXO II.3 apenas a título ilustrativo.

Na Tabela 3.10, abaixo, estão resumidos os resultados das análises das alternativas identificadas por meio dos três critérios utilizados, a saber: (i) o critério de demanda e oferta; (ii) o critério de viabilidade por meio de tarifa simplificada; (iii) o critério de elegibilidade à proposição.

Tabela 3.10 – Avaliação das alternativas identificadas para aprofundamento nos estudos do PEMAT 2013-2022 pelos critérios de balanço de demanda e oferta e tarifa de transporte – EVTE simplificado

Opção de Interligação	Critério de Avaliação		
	Balanço Demanda e Oferta	Preço Máximo Competitivo	Elegível à proposição
Bacia do São Francisco ou Malha Integrada Sudeste – MG			
Bacia do São Francisco (João Pinheiro/MG) – Betim/MG	Sim	Sim	Não*
Ampliação do GASBEL	Não**	N.A.***	Não
GASBOL ou Malha Integrada Sudeste – Região Sul			
Ampliação Trecho Sul do GASBOL	Não**	N.A.***	Não
Penápolis/SP - Canoas/RS (“Chimarrão”)	Não**	N.A.***	Não
Malha Integrada Sudeste, ES ou RJ – Vale do Aço/MG			
Piúma/ES – Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	Não**	N.A.***	Não
Macaé/RJ – Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	Não**	N.A.***	Não
Sistemas Isolados			
Bacia do Parnaíba (Santo Antônio dos Lopes/MA) – Barcarena/PA	Sim	Sim	Não*

Fonte: Elaboração EPE.

Notas: * Oferta baseada em Recursos Contingentes (RC) e/ou Recursos Não Descobertos (RND); ** O atendimento da demanda potencial associada à alternativa requer o corte do atendimento de outras demandas da malha integrada. *** Não Aplicável por não satisfazer ao primeiro critério, o do balanço de demanda e oferta.

A Tabela 3.10 revela que nenhuma das alternativas avaliadas no âmbito da iniciativa própria é elegível para proposição. Por isto, tais alternativas não foram detalhadas (conforme metodologia apresentada na seção 2.6).

Ainda que as alternativas João Pinheiro/MG – Betim/MG e Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA não sejam elegíveis à proposição, por terem oferta baseada em Recursos Contingentes (RC) e/ou Recursos Não Descobertos (RND), o atendimento simultâneo aos critérios de demanda e oferta e de viabilidade econômica levaram à realização de análises mais detalhadas das mesmas, apresentadas no ANEXO II.2.

Ressalta-se que as alternativas de gasodutos Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e São Carlos/SP-Uberaba/MG tinham sido avaliadas originalmente sob a mesma abordagem apresentada na Tabela 3.10, porém, decidiu-se retirá-las, conforme já descrito na seção 2.7.

A interligação Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ foi objeto de provocação de terceiros pela Petrobras (protocolizado no MME em 11 de janeiro de 2013) e será abordada no próximo capítulo sob a metodologia de provocação de terceiros.

Capítulo 4 ALTERNATIVAS ELEGÍVEIS À PROPOSIÇÃO PARA O PEMAT 2013-2022 PELO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Nenhuma das alternativas avaliadas no âmbito da iniciativa própria é elegível para proposição pelo MME, conforme demonstrado no capítulo anterior. No entanto, a alternativa Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ, que seguiria para proposição pela iniciativa própria, foi protocolizada pela Petrobras junto ao MME por meio do instrumento de provocação de terceiros.

Por meio da Portaria MME nº 317, de 13 de setembro de 2013, o Ministro de Estado de Minas e Energia propôs, nos termos do art. 6º do Decreto no 7.382/2010, a construção de Gasoduto de Transporte entre os Municípios de Itaboraí e Guapimirim, no Estado do Rio de Janeiro, sob regime de concessão precedido de licitação.

Neste contexto, o presente capítulo aprofunda a avaliação das alternativas consideradas elegíveis à proposição para o PEMAT 2013-2022 pelo Ministério de Minas e Energia.

4.1 Provocação de Terceiros: COMPERJ, Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ

Em 11 de janeiro de 2013, a Petrobras protocolizou no MME (Protocolo nº 48380.000192/2013-00), por meio do Ofício nº GE-LPGN 0001/2013, o Requerimento para a construção do Gasoduto de Transporte denominado Guapimirim-COMPERJ II (doravante tratado por Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ). Após constatação da regularidade do Requerimento da Petrobras aos requisitos da Portaria MME nº 94/2012, o MME encaminhou à EPE a documentação anexa ao Requerimento para que, nos termos do art. 3º da referida Portaria, a EPE emita relatório sobre a construção do Gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ.

A presente seção refere-se à avaliação pela EPE, nos termos da Portaria MME nº 94/2012, do Requerimento de Provocação de Terceiros do Projeto para a construção do Gasoduto de Transporte Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ.

4.1.1. Fundamentação dos Estudos Apresentados

O objetivo desta seção é avaliar a fundamentação dos estudos apresentados no Requerimento de Provocação de Terceiros do Gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ protocolizado no MME (Protocolo nº 48380.000192/2013-00) pela Petrobras em 11 de janeiro de 2013, por meio do Ofício nº GE-LPGN 0001/2013. Trata-se, em particular, de apresentar a caracterização geral do Projeto de Provocação de Terceiros e avaliar seus condicionantes básicos como demanda potencial e disponibilidade de oferta à luz de estudos próprios da EPE. Cabe destacar que Projeto semelhante já havia sido analisado nos estudos do PEMAT 2013-2022.

4.1.1.1. Caracterização Geral do Projeto de Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II

A Petrobras protocolizou Requerimento no MME para a construção de um gasoduto de transporte por ela denominado Guapimirim-COMPERJ II (conforme mencionado anteriormente), que interliga as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) do COMPERJ e a estação de entrega de Guapimirim, na altura do km 143,7 do Gasoduto Cabiúnas-REDUC – GASDUC III. Sua extensão alcança 11 km, sua capacidade nominal é 17 milhões de m³/d e seu objetivo é transportar o gás natural processado nas instalações do complexo petroquímico COMPERJ para a malha de gasodutos de transporte, conforme apresentado na Figura 4.1 a seguir.

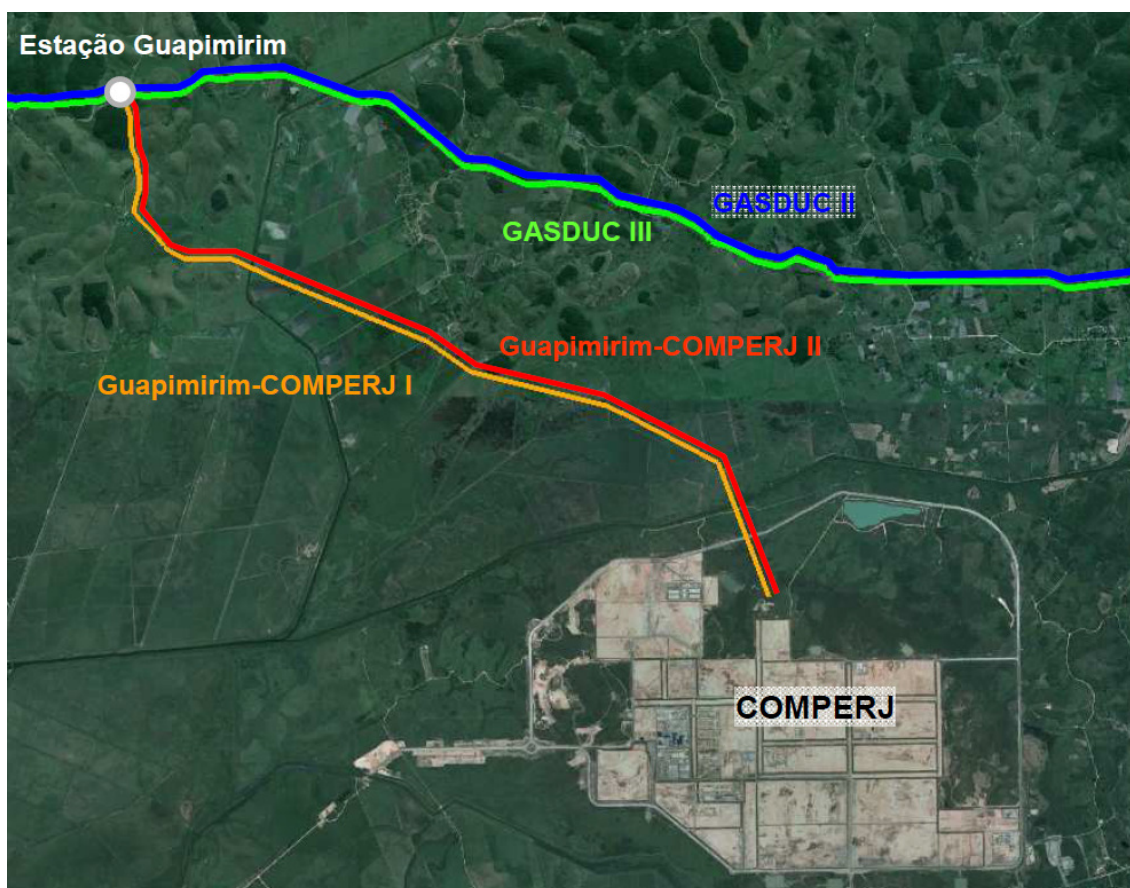


Figura 4.1 – Localização do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II.

Fonte: Petrobras (2013b).

Nota: conforme mencionado anteriormente, optou-se por denominar o gasoduto de transporte Guapimirim-COMPERJ II por Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ.

A construção deste gasoduto tornou-se necessária após a definição pela Petrobras de uma terceira rota, denominada "Rota 3" ou "Rota Maricá", para escoar parte da produção de gás natural advinda do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. A referida rota prevê a construção de um gasoduto de escoamento de 280 km que permitirá a movimentação de gás úmido produzido no Polo Pré-Sal para as instalações do COMPERJ, em Itaboraí. Este ponto será detalhado na seção 3.3.

O gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ terá diâmetro nominal de 24 polegadas e pressão de projeto 100 kgf/cm².

O projeto prevê também um lançador de "pigs" no COMPERJ e um receptor de "pigs" na estação de Guapimirim. As áreas dos lançadores e receptores de "pigs" deverão ser providas de bacia de contenção em concreto/alvenaria dotadas de tubulação de drenagem para líquidos ou águas pluviais com válvula de bloqueio e caixa de coleta.

No projeto apresentado, não foi prevista a instalação de válvulas de bloqueio ao longo do traçado do gasoduto, uma vez que a extensão do gasoduto é curta e seus bloqueios podem ser realizados nas UPGNs, na origem, e na estação de entrega de Guapimirim, no destino. Do mesmo modo, não foi necessário prever a instalação de estações de entrega ou estações de compressão ao longo do traçado do gasoduto.

O projeto do gasoduto requerido pela Petrobras considera o compartilhamento da faixa de dutos que será implantada no escopo do projeto dos dutos do COMPERJ, assim como as principais travessias e cruzamentos identificados.

O material especificado para o gasoduto é o aço API 5L X70. O dimensionamento do duto não considera sobre-espessura de corrosão. O gasoduto possui revestimento externo anticorrosivo do tipo polietileno extrudado com tripla camada. As juntas de campo são revestidas com mantas termocontráteis.

O projeto utiliza tubos revestidos internamente, visando à (i) redução do fator de atrito no escoamento e (ii) proteção anticorrosiva durante o período de armazenagem. O revestimento interno possui base de epóxi, de acordo com os requisitos da Norma API RP 5L2.

O projeto contempla um sistema de proteção catódica por corrente impressa. São previstas juntas de isolamento elétrico do tipo monobloco para todos os pontos de afloramento do gasoduto.

O gasoduto considera com uma estação de medição (EMED) para transferência de custódia em cada extremidade, ou seja, uma junto ao COMPERJ e outra junto à estação de Guapimirim. As EMEDs possuem, cada uma, 2 (dois) tramos de medição, com a utilização de 1 (um) computador de vazão para cada tramo para o cálculo de vazão e volume compensados.

4.1.1.2. Demanda Potencial de Gás Natural

O gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ, conforme já mencionado, interliga as UPGNs do COMPERJ à malha integrada de gasodutos via GASDUC III, na estação de entrega de Guapimirim/RJ. Desta forma, tal gasoduto pode atender demandas potenciais na zona de influência da malha integrada, sujeitas à conformação da infraestrutura existente e às contratações estabelecidas.

Para demonstrar a existência de demanda potencial de gás natural nas regiões influenciadas pelo empreendimento pretendido, conforme estabelecido no inciso II do Art. 2º da Portaria MME nº 94/2012, o Agente Provocador apresentou informações sobre o balanço entre a oferta e a demanda a ser atendida pelo Sistema Petrobras. Tal balanço aponta para restrições de oferta de gás natural para o atendimento da demanda na zona de influência da malha integrada, as quais seriam maiores sem os aportes (17 milhões m³/d) adicionais de gás natural advindos das UPGNs do COMPERJ. O balanço de oferta e demanda será abordado na seção “*Considerações sobre a Fundamentação dos Estudos*”.

No que concerne à demanda especificamente, a Petrobras apresentou informações desagregadas para distribuidoras, abastecimento (refinarias), fábricas de fertilizantes e demanda termelétrica. Adicionalmente, a demanda termelétrica foi detalhada em usinas termelétricas (UTES) existentes e em expansão (Projetos em avaliação no Plano de Negócios da Petrobras 2012-2016). Estas informações são apresentadas na Tabela 4.1 a seguir:

Tabela 4.1 - Demanda por Gás Natural na Malha Integrada do Brasil

Categoria de consumo	2016	2017	2018	2019	2020
Distribuidoras (CDLs)	51,1	56,0	60,0	63,7	67,0
Abastecimento	21,2	24,5	24,5	24,6	24,6
Fertilizantes	6,3	6,3	8,0	9,8	9,8
Subtotal Demanda Não Termelétrica	78,6	86,8	92,5	98,1	101,4
Termelétrica Existente	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5
Termelétrica Expansão	0,0	0,0	2,5	4,0	6,5
Subtotal Demanda Termelétrica	41,5	41,5	44,0	45,5	48,0
Total Demanda (Termelétrica + Não Termelétrica)	120,1	128,3	136,5	143,6	149,4

Fonte: Petrobras (2013b).

Nota 1: Gás Natural normalizado para 9.400 kcal/m³;

Nota 2: Demanda UTE Expansão (Projetos em avaliação no PNG 12-16) - UTE Barra do Rocha I (2,5 MM m³/d) em jan/18, UTE Bahia II (1,5 MM m³/d) em jan/19 e UTE Sudeste VI (2,5 MM m³/d) em jan/20.

Nota 3: Demanda Fertilizantes – FAFENs existentes, UFN III, UFN IV e UFN V (as 2 últimas estão em avaliação no PNG 12-16).

Em ofício enviado pela EPE ao Ministério das Minas e Energia (MME) em 21/03/2013 (Ofício nº 157/EPE/2013), foram solicitados esclarecimentos adicionais à Petrobras, acerca da demanda a ser atendida pelo gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ, proposto pela companhia através do processo de provocação de terceiros do PEMAT. Tais solicitações referem-se aos seguintes pontos:

- i. Discriminação da projeção desagregada do consumo de gás natural a ser atendida pelo gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ, com a identificação do volume contratado e a ser contratado;
- ii. Identificação do *ramp-up* do empreendimento até a capacidade total informada de 17 milhões m³/d.

Em atendimento aos pontos levantados acima, a Petrobras, através do Ofício GE-LPGN 0007/2013, apresentou as respostas oficiais da companhia aos pontos acima destacados pela EPE.

No que tange ao ponto (i), foi apresentado o balanço de oferta e demanda de gás natural no sistema Petrobras, para os próximos dez anos (Tabela 4.2). Cabe ressaltar que, nesta tabela, os valores de demanda de gás natural são apresentados de maneira agregada a fim de preservar o caráter confidencial das informações.

Tabela 4.2 - Balanço de Oferta e Demanda no Sistema Petrobras Integrado (milhões m³/dia)

Balanço Brasil Sem Norte (MMm³/d @ 9.400 Kcal/m³)	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda CDLs ¹	51,2	56,0	60,0	63,7	66,9
Demanda UTE ²	41,5	41,5	44,0	45,5	48,0
Demanda Abastecimento ³	21,2	24,4	24,4	24,5	24,6
Demanda Fertilizantes ⁴	6,3	6,3	8,0	9,8	9,8
Total Demanda	120,1	128,3	136,5	143,6	149,4
Saldo de Balanço	0,00	0,00	0,00	-2,2	-5,1
Demanda existente ⁵	108,8	110,5	112	112,7	112,6
Demanda incremental ⁶	11,3	17,8	24,6	30,9	36,7
Total	120,1	128,3	136,6	143,6	149,3

Fonte: Petrobras (2013b).

¹: Demanda CDLs = Demanda CDLs contrato + Demanda CDLs acima contrato. Demanda UTE Expansão (Projetos em avaliação) consiste em: UTE Barra do Rocha I (2,5 MM m³/d) em jan/18, UTE Bahia II (1,5 MM m³/d) em jan/19 e UTE Sudeste VI (2,5 MM m³/d) em jan/20.

²: Demanda UTE = Demanda UTE existente + Demanda UTE expansão.

³: Demanda Abastecimento = Demanda abastecimento existente + Demanda abastecimento expansão (RNEST/COMPERJ).

⁴: Demanda Fertilizantes = Demanda Fertilizantes existentes (FAFENS) + Demanda Fertilizantes expansão (UFN III, IV e V).

⁵: Somatório das demandas CDL´s contrato, UTE Existente, Abastecimento Existente, Fertilizantes Existente.

⁶: Somatório das demandas CDL´s acima do contrato, UTE expansão, Abastecimento expansão, Fertilizantes expansão.

A respeito do ponto (ii), no citado documento de resposta, a Petrobras declara que o gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ iniciará a operação na sua capacidade máxima (17 milhões m³/dia). Isto é justificado pela companhia pelo fato de a demanda incremental no período (36,7 milhões m³/dia em 2020, vide Tabela 4.2) ser superior à capacidade projetada do gasoduto, o que garantiria a existência de mercado para o escoamento dessa oferta adicional de gás natural.

A partir de dados desta tabela, contudo, identifica-se um volume substancial de consumo adicional de gás natural cuja incerteza de efetivação de projetos não é desprezível: caso dos projetos de expansão de usinas termelétricas a gás natural e de plantas de fertilizantes. Contudo, conforme consta neste mesmo documento de resposta enviado pela Petrobras, ainda assim, esta oferta adicional de gás natural, oriunda de produção no Pré-Sal e a preços mais competitivos, encontraria mercado, em substituição à atual oferta de oferta de GNL. Assim, mesmo em um cenário de realização parcial ou não realização da demanda incremental projetada, estaria garantido o mercado para a oferta projetada no gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ.

Assim, tendo em vista as respostas apresentadas pela Petrobras através do Ofício GE-LPGN 0007/2013, a EPE entende que as solicitações relativas à identificação da demanda desagregada de gás natural, volumes contratados e a serem contratados no horizonte, bem como as informações de *ramp-up*, foram atendidas pela Petrobras.

4.1.1.3. Disponibilidade de Oferta de Gás Natural

No âmbito dos projetos de exploração e produção dos campos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, a Petrobras definiu o projeto da “Rota 3” ou “Rota Maricá”. Este projeto, em desenvolvimento, consiste na implantação de um gasoduto de escoamento da produção (duto de gás não processado) a partir do Polo Pré-Sal até o COMPERJ, além da implantação de unidades de processamento de gás natural naquela área.

O Agente Provocador demonstrou que para atender a demanda de gás natural identificada na malha integrada (abordada na seção anterior) será necessário considerar ofertas de gás referentes a: oferta da Petrobras (oferta E&P, onde exclui a parcela de terceiros), inclusive aquela advinda da “Rota 3”; GASBOL; e GNC. A Tabela 4.3, a seguir, detalha as informações prestadas pela Petrobras.

Tabela 4.3 - Oferta por Gás Natural na Malha Integrada do Brasil (em milhões m³/d)

Categoria de oferta	2016	2017	2018	2019	2020
Oferta Nacional (Oferta E&P)	61,8	68,3	72,3	72,4	75,2
Oferta Boliviana (GASBOL)	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
Oferta por GNL (Pecém + BGUA + TRBA)	28,2	29,9	34,1	39,0	39,0
Total Oferta	120,1	128,3	136,5	141,4	144,2

Fonte: Petrobras (2013b).

Ressalta-se que, conforme as informações fornecidas, para atender a demanda serão necessárias:

- i. Manter a importação de 30 milhões m³/d da Bolívia;
- ii. Utilização de GNL;
- iii. Considerar a oferta nacional da Petrobras, inclusive a advinda da "Rota 3".

A oferta de gás natural proveniente dos campos de gás associado do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos será escoada através de três "rotas de escoamento", a Rota Caraguatatuba (Rota 1), a Rota Cabiúnas (Rota 2) e a Rota Maricá (Rota 3). As três rotas foram dimensionadas de modo a prover uma capacidade de escoamento da produção compatível com as projeções de oferta do Polo Pré-Sal. Como resultado, as três rotas totalizarão uma capacidade de escoamento de 44 milhões m³/d, distribuídos entre a Rota 1 (10 milhões m³/d), a Rota 2 (16 milhões m³/d) e a Rota 3 (18 milhões m³/d), conforme representado na Figura 4.2 a seguir.

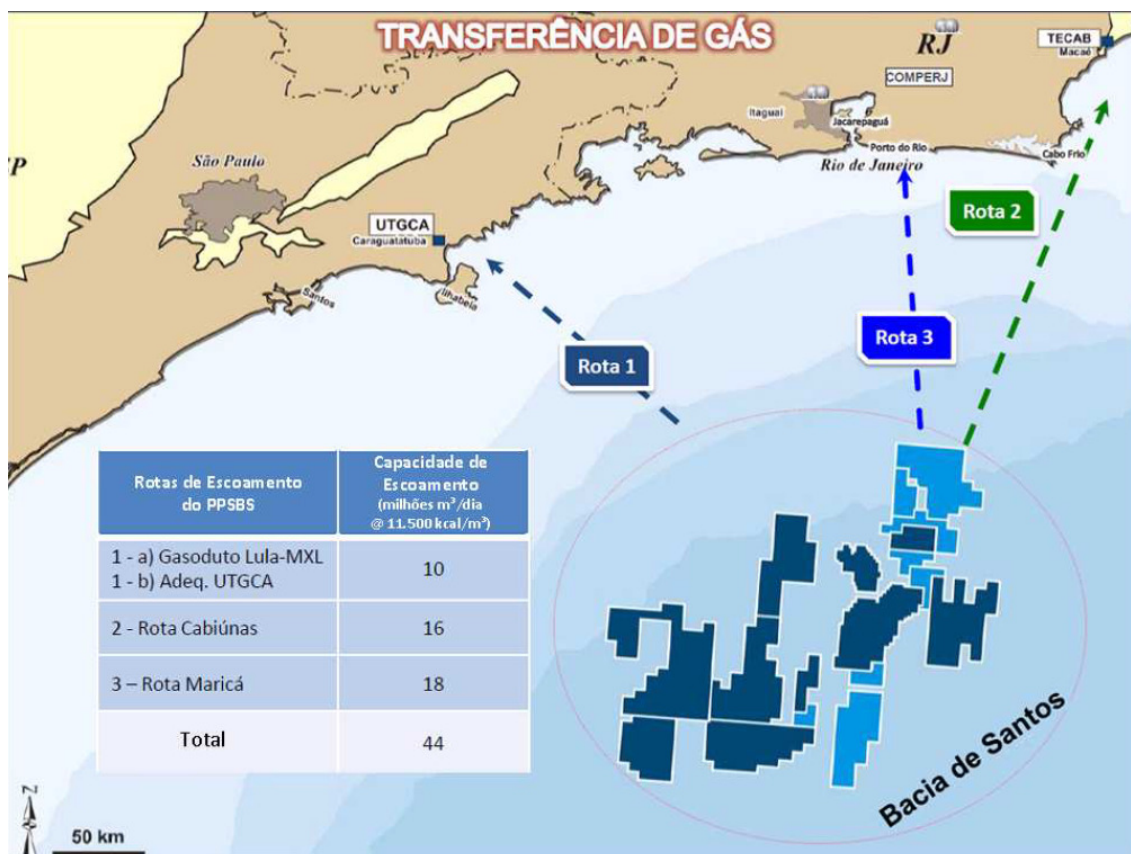


Figura 4.2 – Planejamento de escoamento do gás natural oriundo do Pré-Sal Bacia de Santos

O projeto da Rota 3, em desenvolvimento, consiste na implantação de um gasoduto de escoamento da produção (duto de gás não processado) a partir do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos até o COMPERJ, além da implantação de unidades de processamento de gás natural naquela área. Inicialmente, serão implantadas duas unidades de processamento para 7 milhões m³/d de gás rico (gás não processado), totalizando 14 milhões m³/d de capacidade e, posteriormente, uma unidade complementar de 7 milhões m³/d será implantada, elevando a capacidade de processamento no COMPERJ para 21 milhões m³/d (Petrobras, 2012a).

Deste volume de gás processado, o gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ transportará para o mercado até 16,6 milhões m³/dia a 9.400 kcal/m³ a partir de 2016, permitindo o atendimento à projeção de demanda incremental estimada no Balanço de Oferta e Demanda Brasil de gás natural, conforme informações apresentadas na seção 4.1.1.2.

4.1.1.4. Considerações da EPE sobre a Fundamentação dos Estudos

O requerimento protocolizado no MME pelo Agente Provocador apresenta informações que demonstram demanda e disponibilidade de oferta de gás natural para sustentar a conveniência do projeto do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ. Observa-se também sua oportunidade à medida que este projeto tem origem de oferta de gás associado, de tal forma que eventuais atrasos ou a ausência deste projeto impactarão também projetos de produção de petróleo do Polo Pré-Sal de Santos, afetando econômica e financeiramente o País.

A partir da demanda e oferta potenciais, pode-se proceder com a análise do balanço de demanda e oferta do sistema integrado da malha de gasodutos brasileira. A Tabela 4.4 e a Tabela 4.5 a seguir apresentam os resultados do balanço de demanda e oferta potenciais de gás natural deste sistema apresentados pela Petrobras e no PDE 2013-2022, respectivamente.

Tabela 4.4 - Balanço de Oferta e Demanda no Sistema Petrobras

Balanço Brasil Sem Norte (MMm³/d @ 9.400 Kcal/m³)	2016	2017	2018	2019	2020
Oferta E&P	61,8	68,3	72,3	72,4	75,2
Oferta Boliviana	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
GNL (Pecém + BGUA + TRBA)	28,2	29,9	34,1	39,0	39,0
Total Oferta¹	120,1	128,3	136,5	141,4	144,2
Demanda CDLs ²	51,2	56,0	60,0	63,7	66,9
Demanda UTE ³	41,5	41,5	44,0	45,5	48,0
Demanda Abastecimento ⁴	21,2	24,4	24,4	24,5	24,6
Demanda Fertilizantes ⁵	6,3	6,3	8,0	9,8	9,8
Total Demanda	120,1	128,3	136,5	143,6	149,4
Saldo de Balanço	0,0	0,0	0,0	-2,2	-5,1
Demanda existente ⁶	108,8	110,5	112,0	112,7	112,6
Demanda incremental ⁷	11,3	17,8	24,6	30,9	36,7
Total	120,1	128,3	136,6	143,6	149,3

Fonte: Petrobras (2013b).

¹: Total Oferta = Oferta E&P + Oferta Boliviana + GNL. Os volumes de oferta do E&P já consideram o gás da Rota Maricá que será escoado através do Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ. Exclui Norte (Sistemas Isolados). Gás Natural normalizado para 9.400 kcal/m³.

²: Demanda CDLs = Demanda CDLs contrato + Demanda CDLs acima contrato. Demanda UTE Expansão (Projetos em avaliação) consiste em: UTE Barra do Rocha I (2,5 MM m³/d) em jan/18, UTE Bahia II (1,5 MM m³/d) em jan/19 e UTE Sudeste VI (2,5 MM m³/d) em jan/20.

³: Demanda UTE = Demanda UTE existente + Demanda UTE expansão.

⁴: Demanda Abastecimento = Demanda abastecimento existente + Demanda abastecimento expansão (RNEST/COMPERJ).

⁵: Demanda Fertilizantes = Demanda Fertilizantes existentes (FAFENs) + Demanda Fertilizantes expansão (UFN III, IV e V).

⁶: Somatório das demandas CDL 's contrato, UTE Existente, Abastecimento Existente, Fertilizantes Existente.

⁷: Somatório das demandas CDL 's acima do contrato, UTE expansão, Abastecimento expansão, Fertilizantes expansão.

Tabela 4.5 - Balanço de Demanda e Oferta Potenciais de Gás Natural no sistema integrado (milhão m3/d)

Descrição	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda Potencial	135,2	144,3	159,7	163,8	170,0
Demanda Não Termelétrica	91,6	98,2	113,6	116,9	121,4
Total Termelétricas	43,6	46,0	46,0	46,0	47,5
Térmicas Gás	34,9	34,9	34,9	35,8	37,5
Térmicas Bicombustível	8,7	11,1	11,1	11,1	11,1
Oferta Potencial	126,5	133,6	147,7	154,8	163,5
Recursos Descobertos	55,0	59,1	63,1	59,5	57,1
Recursos Contingentes	0,3	2,8	7,5	13,7	21,5
Recursos Não-Descobertos-Empresas	0,2	0,4	5,6	9,8	11,4
Recursos Não-Descobertos-União	-	0,2	0,4	0,8	2,4
Importação GNL	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
Importação gasoduto	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
Saldo	(8,6)	(10,7)	(12,0)	(8,1)	(5,4)
Saldo sem as UTEs Bicombustível	0,0	0,4	(0,9)	3,0	5,7

Fonte: Elaboração EPE

Nota: Consideram-se térmicas indicativas a gás natural no final do horizonte. Na linha "saldo" os números em parênteses representam o excedente de demanda de gás natural.

No balanço da Petrobras a demanda de gás natural informada foi a projeção de demanda de gás natural para o Brasil excluindo a Região Norte. Constatam nesta projeção a demanda contratada e a demanda acima do contrato ou demanda estimada para o mercado de gás natural, conforme premissas de PIB e competitividade entre energéticos estabelecidas no Plano de Negócios e Gestão da Petrobras 2012-2016, além da demanda de projetos próprios em carteira.

Segundo a Petrobras até 2018 a oferta adicional do Pré-Sal irá substituir importação de GNL, priorizando assim um gás firme para um mercado firme, em detrimento de GNL sem contratação firme e naturalmente mais caro. A partir de 2019, entretanto, já é possível observar a necessidade de oferta adicional para equilíbrio do balanço.

Já no balanço dos estudos realizados pela EPE para o PDE 2013-2022, observa-se que no período 2016-2020 parte das demandas das termelétricas bicombustíveis poderá ter que operar com combustíveis substitutos, considerando-se o cenário de despacho máximo das usinas termelétricas. Este quadro pode se alterar, caso haja aumento da oferta potencial, devido à antecipação da entrada em operação das áreas em avaliação (recursos contingentes), ou pelo acréscimo no volume de GNL importado, por meio das unidades até então existentes, ou de uma nova unidade (já em avaliação)⁵⁷. A utilização e a quantificação dessa oferta adicional

⁵⁷ Embora não considerada neste estudo, por ainda não estar definida, encontra-se em avaliação pela Petrobras o terminal de regaseificação de GNL de Barra do Riacho no Espírito Santo, o qual seria uma possível solução para este quadro.

dependerão de uma decisão quanto à oportunidade de atender, ou não, com gás natural, às demandas das termelétricas bicompostíveis. Obviamente, caso a previsão de demanda potencial não se realize, este quadro também poderá se alterar.

Ressalta-se também que, no ano 2018, mesmo sem o volume de gás natural destinado às térmicas bicompostível, uma pequena parte das térmicas a gás natural (equivalente a 900 mil m³/d) não poderá despachar se não houver uma carga adicional de gás natural (nacional ou importado). Isto se deve, principalmente, ao aumento da demanda não termelétrica de 2017 para 2018, com a entrada prevista do segundo trem do COMPERJ. Um eventual deslocamento da data de entrada do projeto (ainda há incertezas sobre o cronograma) poderia solucionar este déficit no atendimento da demanda potencial em 2018.

Embora os dois balanços apresentem distinções em decorrência de diferenças em premissas adotadas (por exemplo, o balanço da Petrobras considera apenas a disponibilidade de recursos próprios e de parceiros), os resultados básicos convergem. De posse destas considerações, percebe-se a significância da oferta de gás natural viabilizada pelo gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ para o atendimento ao mercado em expansão, tornando o balanço menos restritivo ao longo do decênio.

4.1.2. Caracterização e análise socioambiental do empreendimento

4.1.2.1. Caracterização Socioambiental pelo Agente Provocador

A região onde está inserido o gasoduto de transporte se encontra na bacia hidrográfica da Baía de Guanabara, onde, de uma maneira geral, os municípios possuem média e alta densidade demográfica, déficit de moradia, coleta de lixo doméstico insuficiente, intensa urbanização e alto grau de industrialização. Esses fatores geram, como consequência, alteração da qualidade da água pelo lançamento de efluentes industriais e urbanos nos rios e na Baía de Guanabara, pelo desmatamento das florestas e de matas ciliares, degradação dos ecossistemas, entre outros.

O clima da região é classificado como o Subtropical Úmido, clima típico da Região Sudeste, com invernos secos e verões quentes e úmidos. A qualidade do ar é considerada baixa, comprometida pela intensa urbanização e pela elevada taxa de industrialização.

O relevo local é dominado pelas escarpas da Serra do Mar e pela forte presença da Baixada Fluminense, onde as inundações constantes exercem significativa influência nas áreas urbanas, em especial nos meses mais chuvosos.

A Bacia Hidrográfica do Guapiaçu-Macacu, os dois principais rios interceptados pela faixa de servidão do Gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ, é resultado da união artificial das bacias dos rios Macacu e Guapimirim. As águas do rio Macacu são utilizadas para abastecimento público e irrigação. De uma forma geral, os rios locais sofrem os impactos da presença de currais, da ausência de mata ciliar e do lançamento de esgoto doméstico *in natura*. O assoreamento dos corpos d'água também é comum na região.

A vegetação da localidade, originalmente composta por florestas e mangues, já está bastante bem impactada por atividades humanas. O grau de preservação da vegetação está diretamente relacionado às áreas de unidades de conservação e às áreas protegidas presentes na região, sendo a maior delas a APA Municipal Guapi-Guapiaçu. De uma forma geral, os municípios da região vêm sofrendo com o desmatamento acelerado, especialmente em Cachoeiras de Macacu. Na medida em que diminuem as florestas e matas na região, crescem as áreas destinadas à produção agropecuária. O crescimento urbano nesses municípios também tem sido muito

grande na última década e, com ele, também tem crescido os problemas relacionados à coleta de lixo, saneamento básico e moradia.

A fauna identificada na região é diversificada, assim como são diversificados os *habitats* ali presentes. Parte dessa fauna está ameaçada ou em processo de extinção, isso em decorrência do intenso processo de desmatamento e de fragmentação da Mata Atlântica e dos manguezais presentes nos estuários que desembocam na Baía de Guanabara. As aves, cuja presença indica a boa qualidade ambiental da região, vêm sofrendo com a redução de seus *habitats*. A manutenção desses habitats é considerada de extrema importância para essas espécies. Na região foram encontradas duas espécies de aves endêmicas e cinco de aves migratórias. Os répteis e anfíbios encontrados na região também vêm sofrendo com as alterações dos habitats da região. Os mamíferos encontrados na região são de pequeno e médio porte, já que os de grande porte não conseguem sobreviver em ambientes onde a vegetação esteja muito fragmentada. Apenas os indivíduos que conseguem se adaptar a ambientes muito modificados pela urbanização e pela industrialização são encontrados com maior facilidade, alguns deles, como a lontra, podem ser encontrados na foz dos rios locais. Em relação à fauna aquática, ocorrem poucas espécies, reflexo da baixa qualidade das águas encontradas nos rios e na Baía de Guanabara.

Os municípios do Rio de Janeiro e Duque de Caxias, que abriga o segundo maior parque industrial do estado, com destaque para a Refinaria Duque de Caxias (REDUC), despontam como os principais polos industriais e de serviço da região, setores que servem como base da economia local. A atividade mineradora, ligada à construção civil, embora desenvolvida em vários locais, possui baixo valor agregado e não se destaca na economia local. A atividade industrial, embora muito importante economicamente, é responsável por grande parte dos passivos ambientais da região. Por outro lado, Itaboraí e São Gonçalo são municípios onde a economia se encontra estagnada e que vêm experimentando crescimento anual do PIB inferior ao do Estado. Nesse aspecto, acredita-se que as obras do COMPERJ irão alavancar suas economias e gerando grandes mudanças, em especial quando relacionadas ao transporte público.

Na região não há presença de população indígena. Há ocorrência de um quilombo em Magé, o Quilombo da Maria Conga, onde, devido a grande distância do local do gasoduto, não estão previstas interferências das atividades do empreendimento nesta comunidade.

Em relação ao patrimônio histórico e arqueológico, são encontrados em Itaboraí traços de um aldeamento indígena, da atividade ferroviária, outrora presente nos municípios do entorno da Baía de Guanabara e as ruínas do antigo Paiol da Marinha. Na região ocorrem ainda sítios arqueológicos (sambaquis) e resquícios de aldeias e acampamentos indígenas. Segundo o

Iphan, há presença de cinco sítios no Rio de Janeiro, seis em Duque de Caxias, 23 em Magé, três em São Gonçalo e cinco em Itaboraí. Contudo, é baixa a probabilidade das obras do empreendimento causarem alguma interferência nesses sítios.

4.1.2.2. Custos socioambientais e licenciamento ambiental (Agente Provocador)

Em relação aos custos socioambientais, o item "*licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão*" apresenta os custos de obtenção de licenças nos órgãos ambientais competentes e de aquisição de faixa de servidão, conforme apresentado na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Custos de licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão

Descrição da atividade	Custo (R\$)	Ano do investimento	Observações ¹
Obtenção de licenças nos órgãos ambientais competentes (inclui todas as etapas de LP a LO inclusive EIA/RIMA, além de custos de compensações ambientais)	1.156.763,85	2012	PIS, COFINS e ISS inclusos
Aquisição de faixa de servidão (cadastramento, avaliação de imóveis, indenização, etc.)	1.851.397,71	2012 a 2014	PIS, COFINS e ISS inclusos

Fonte: Petrobras (2013b).

¹ Informa se o custo inclui ou não despesas com tributos (especifica quais foram considerados).

Os custos apresentados para obtenção de licenças ambientais geraram dúvidas quanto à etapa de licenciamento (LP, LI e LO), aos estudos realizados (elaboração do EIA/RIMA), aos programas socioambientais (compensações ambientais) e à discriminação dos valores individualizados por projeto. Ademais, os custos para aquisição de faixa de servidão não apresentaram discriminação dos valores.

Cabe ressaltar que não seria esperada a apresentação de informações sobre o processo de licenciamento ambiental, devido à fase do projeto. Contudo, para o Projeto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ, foi apresentado um desembolso no quarto trimestre de 2012, a título de licenciamento ambiental, indicando um avanço nesse processo.

Em relação aos impactos socioambientais, foi informada a ausência de impactos adicionais, devido ao compartilhamento de faixa de servidão com o Projeto Guapimirim-COMPERJ I, já em fase de implantação.

As informações apresentadas geraram dúvidas quanto ao andamento do processo de licenciamento ambiental e eventuais condicionantes e ao detalhamento dos estudos ambientais que subsidiaram a constatação da ausência de impactos adicionais e a previsão de programas socioambientais específicos.

A EPE solicitou o detalhamento destes estudos para uma melhor avaliação das condições socioambientais do projeto e possíveis fatores que pudesse afetar os custos, que, em última instância, se refletem no valor final da tarifa do gasoduto em análise. As dúvidas relacionadas aos aspectos socioambientais foram encaminhadas no Ofício nº 157/EPE/2013 de 21/03/2013 enviado ao Ministério de Minas e Energia para esclarecimentos adicionais por parte do Agente Provocador.

4.1.2.3. Esclarecimentos adicionais prestados pelo Agente Provocador

Em resposta à solicitação de esclarecimentos adicionais relativas aos itens identificados no Ofício nº 157/EPE/2013, de 21/03/2013, o Agente Provocador encaminhou o Ofício GE-LPGN 0007/2013, de 10/04/2013.

De acordo com as orientações do INEA, o licenciamento ambiental do projeto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ está sendo efetuado com a inclusão desse gasoduto na Licença Prévia do Sistema de Dutos do COMPERJ, que contempla o gasoduto Guapimirim-COMPERJ I (Licença Prévia nº 020511, emitida em 16/08/2012).

Para tanto, adicionalmente ao EIA/RIMA do Projeto Guapimirim-COMPERJ I, que tratou dos respectivos impactos socioambientais, foi solicitado pelo INEA a elaboração do documento denominado “Estudo de Análise de Risco”. Assim, o processo de licenciamento ambiental foi regularizado por meio do Documento de Averbação AVB 001747, emitido pelo INEA em 02/01/2013, incluindo o gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ na Licença Prévia do Sistema de Dutos do COMPERJ e tornando-o válido somente quando apresentado anexo à Licença Prévia. A elaboração do “Estudo de Análise de Risco” e a obtenção do Documento de Averbação justificam a realização dos custos desembolsados no quarto trimestre de 2012.

Em relação aos custos socioambientais, os valores apresentados para a aquisição da faixa de servidão foram mantidos. Já os valores relacionados à obtenção de licenças necessárias ao projeto foram revisados.

Dessa forma, os custos com a elaboração do “Estudo de Análise de Risco” e com a obtenção do Documento de Averbação foram mantidos, sendo acrescentados os gastos envolvidos para elaboração do EIA/RIMA do Guapimirim-COMPERJ I, que não haviam sido considerados na estimativa inicial. Os valores revisados em sua versão final são apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Custos de licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão

Descrição da atividade	Custo (R\$)	Ano do investimento	Observações ¹
Obtenção de licenças nos órgãos ambientais competentes (inclui todas as etapas de LP a LO inclusive EIA/RIMA, além de custos de compensações ambientais)	2.389.060,71	2012	PIS, COFINS e ISS inclusos.
Aquisição de faixa de servidão (cadastramento, avaliação de imóveis, indenização, etc.)	1.851.397,71	2012 a 2014	PIS, COFINS e ISS inclusos.

Fonte: Petrobras (2013d).

1 Informar se o custo inclui ou não despesas com tributos (especificar quais foram considerados).

4.1.2.4. Considerações da EPE sobre a caracterização e a análise socioambiental

Este item apresenta a análise socioambiental das alternativas de corredor e de traçado do duto de transporte proposto para interligar o complexo COMPERJ ao GASDUC III.

4.1.2.4.1. Localização dos corredores estudados

Foram abordadas, inicialmente, duas alternativas de corredor⁵⁸ para interligação do COMPERJ ao GASDUC III, cada uma delas composta por polígonos de 2 km de largura, a primeira interligando ao município de Cachoeiras de Macacu/RJ e, a segunda, a Guapimirim/RJ. Nas duas alternativas o ponto de oferta se encontra no COMPERJ, município de Itaboraí/RJ.

As alternativas estão situadas, segundo o IBGE, na mesorregião Metropolitana do Rio de Janeiro/RJ, e englobam partes dos territórios dos municípios fluminenses de Itaboraí/RJ, Cachoeiras de Macacu/RJ e Guapimirim/RJ.

⁵⁸ Na documentação apresentada para a Provocação de Terceiros, o projeto já definiu a alternativa de traçado, que se encontra com o licenciamento ambiental regularizado por meio do Documento de Averbação INEA/AVB 001747, incluindo o projeto na Licença Prévia do Sistema de Dutos do COMPERJ.

Os principais rios identificados na área são o Macacu e o Guapiaçu. O primeiro serve de divisa entre os municípios de Cachoeiras de Macacu e Itaboraí, enquanto o segundo, entre Cachoeiras de Macacu e Guapimirim⁵⁹.

A Tabela 4.8 apresenta as coordenadas geográficas do Terminal COMPERJ e da estação de entrega de Guapimirim.

Tabela 4.8 - Coordenadas dos pontos de interligação em estudo

Pontos de Interligação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
COMPERJ	Planejada	22°39'16.50"S	42°51'4.83"O	Itaboraí	RJ
Cachoeira de Macacu	Proposto	22°37'3.97"S	42°50'44.84"O	Cachoeiras de Macacu	RJ
Guapimirim	Existente	22°35'55.83"S	42°55'29.44"O	Guapimirim	RJ

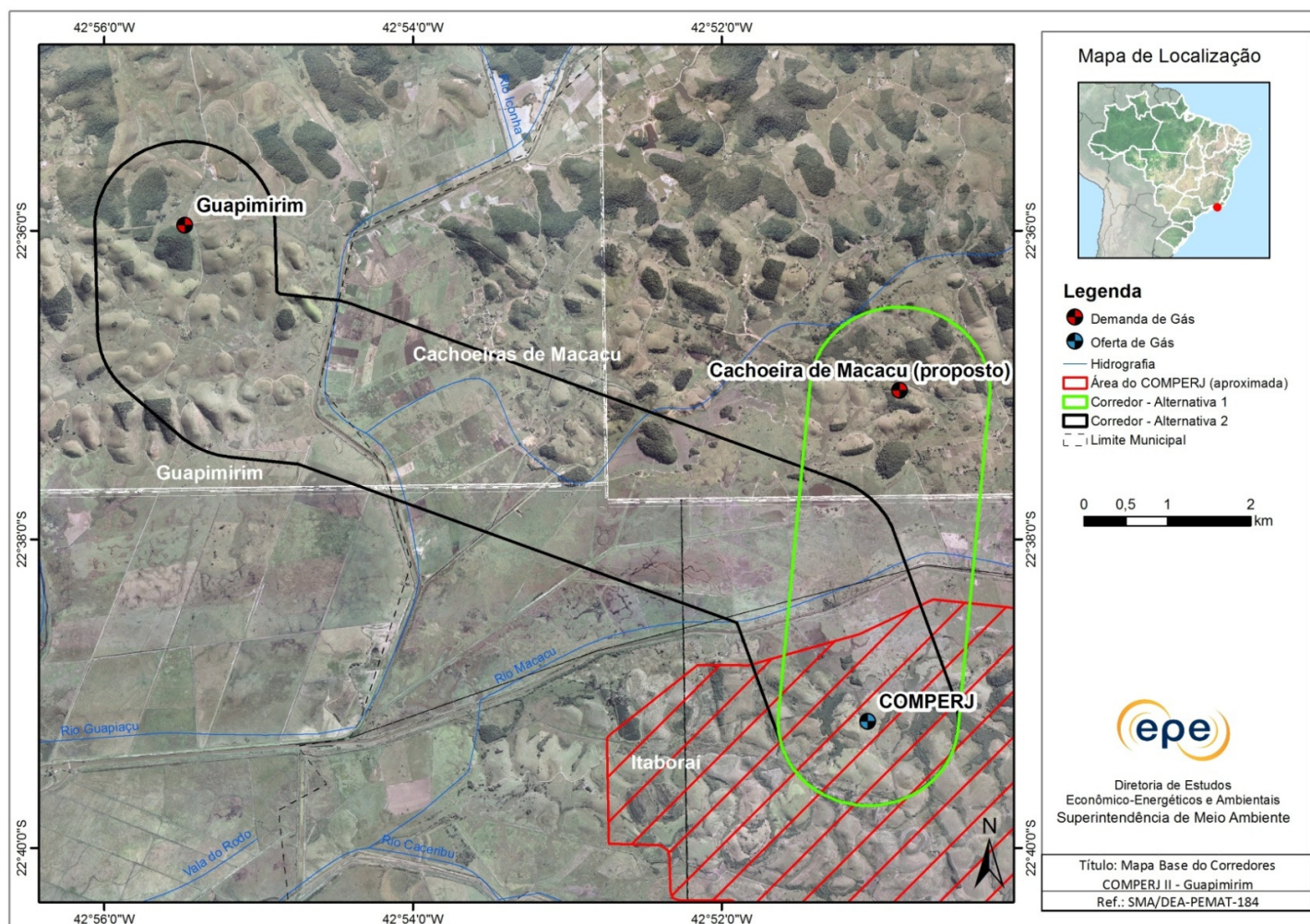
Fonte: Elaboração EPE.

Os corredores estudados para interligar o COMPERJ ao GASDUC III possuem as seguintes características: o primeiro tem 4 km de extensão e interliga o terminal do COMPERJ a um ponto de entrega, a ser construído, no município de Cachoeiras de Macacu. O outro, com 11 km, interliga o terminal do COMPERJ a um ponto de entrega, existente, localizado no município de Guapimirim/RJ. Esta alternativa possibilita o compartilhamento de uma faixa de servidão existente. Doravante, tais corredores serão tratados, respectivamente, como Corredor 1 e Corredor 2 (Figura 4.3).

O Corredor 1 é o mais curto, no entanto, demandaria a construção de uma estação de entrega integralmente nova no GASDUC III e a abertura de uma nova faixa para a construção do duto, gerando importantes impactos ambientais na área.

O Corredor 2, embora mais longo, tem pontos positivos como o compartilhamento da área da estação de entrega existente, localizada em Guapimirim/RJ, além de poder ser construído na mesma faixa de servidão do duto Guapimirim-COMPERJ I, projeto em estágio de implantação. A construção de dois ou mais dutos em uma mesma faixa de servidão minimiza impactos ao meio ambiente relacionados à supressão de novas áreas vegetadas, à compactação do solo gerada pelo trânsito de maquinário durante a obra, dentre outros. O polígono do Corredor 2 atravessa a Agrovila Bonanza, que é uma pequena região produtiva situada entre os rios Macacu e Guapiaçu, em Cachoeiras de Macacu/RJ, que pode ser caracterizada pela diversidade de sua produção agropecuária.

⁵⁹ De acordo com o "Memorial descritivo do Projeto Básico", são previstas também travessias nos corpos hídricos: canais São Luiz, Marubai, Brandão e River, além do rio do Mato, utilizando o cavalote como o método construtivo indicado.



Fonte: Elaboração EPE a partir de Ortofotos obtidas de IBGE (2009a).

Figura 4.3 – Área onde estão inseridas as alternativas estudadas

4.1.2.4.2. Aspectos Socioambientais

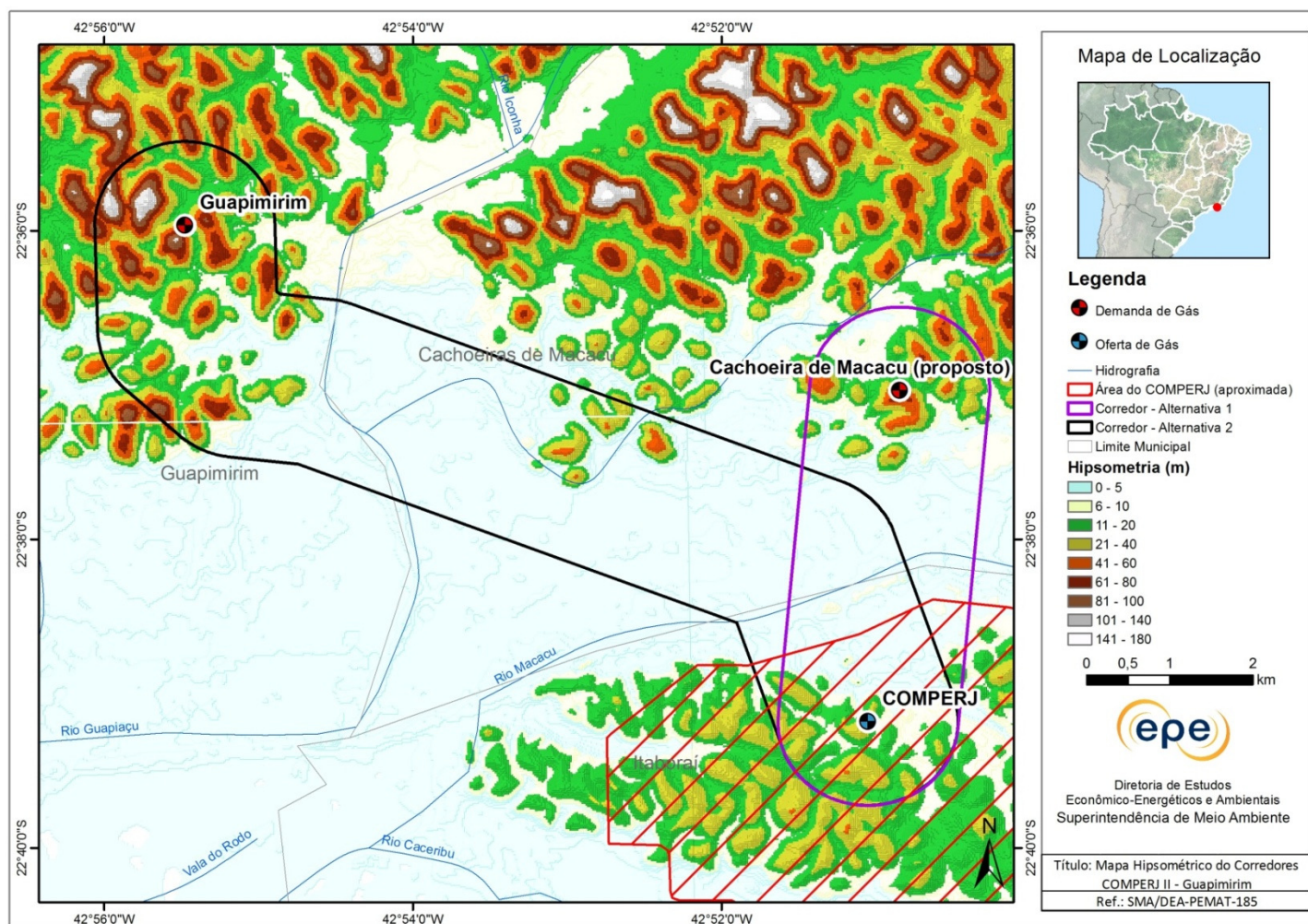
a) Meio Físico

Do ponto de vista geomorfológico, a região dos corredores destaca-se pela extensa planície flúvio-marinha dos rios Guapiaçu e Macacu, localizada em altitudes que variam aproximadamente de 0 a 20 metros (Figura 4.4). O mapa de Geodiversidade da CPRM (2002) descreve tal planície como depósitos quaternários inconsolidados compostos por areia, cascalho, silte, argila e turfa de origem flúvio-lacustre.

Na área onde, atualmente, se encontra o COMPERJ, encontravam-se coberturas areno-conglomeráticas e siltico-argilosas (correspondentes à bacia sedimentar de Macacu) associadas à superfícies de aplainamento, que se apresentavam na forma de tabuleiros. Porém, esta área se apresenta bastante modificada geomorfológicamente, devido à ação antrópica, dentre elas, as obras de implantação do próprio COMPERJ.

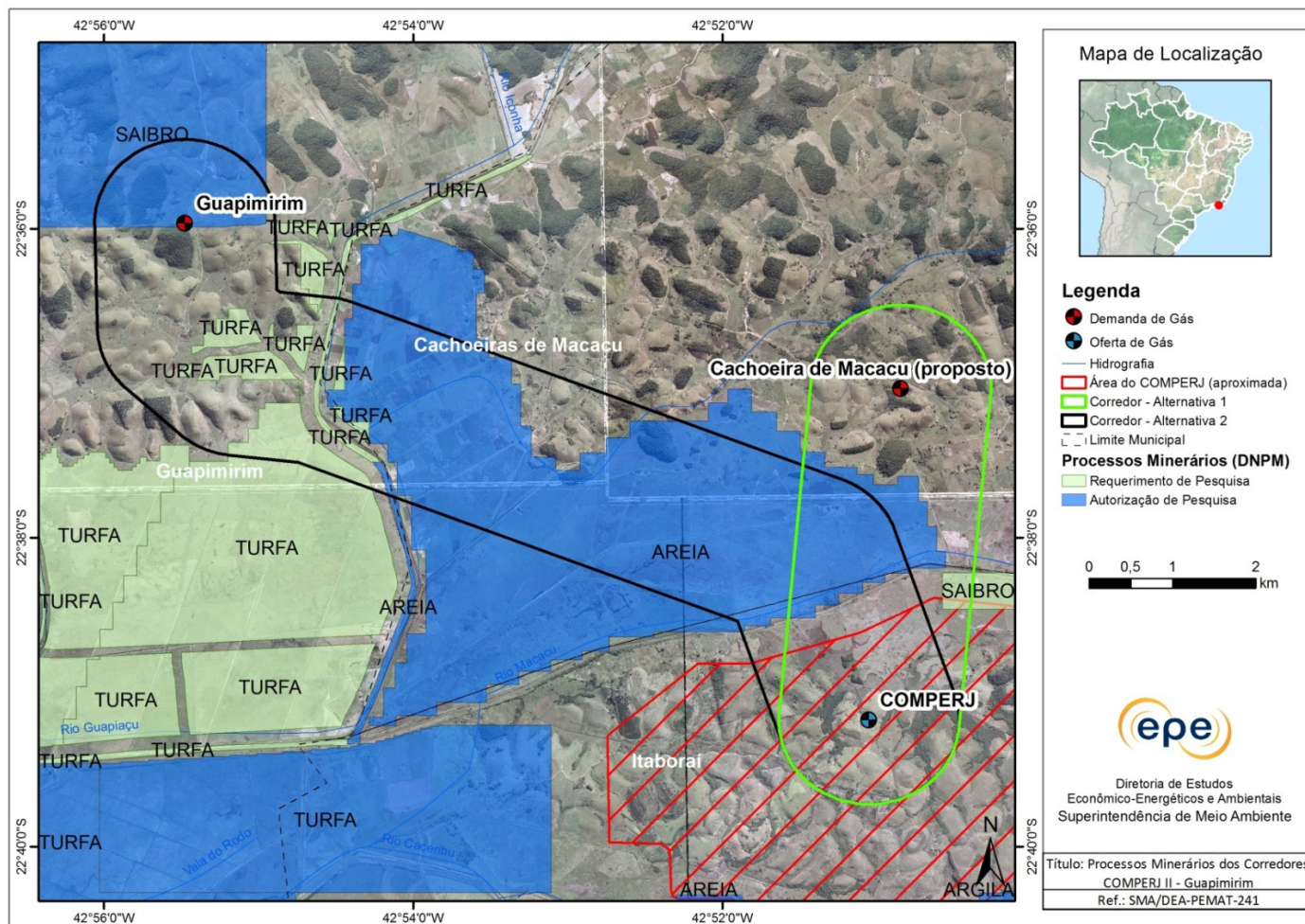
Nas áreas mais elevadas na porção norte (Figura 4.4) – entre 20 e 180 metros de altitude – encontram-se colinas amplas e suaves situadas em substrato de complexos granito-gnaiss-migmatitos e granulitos. Migmatitos paraderivados predominam nessas áreas.

Em relação aos processos minerários vigentes no Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM, 2012), a área concentra polígonos na fase de requerimento e autorização de pesquisa (Figura 4.5). No que tange às áreas abrangidas pelos corredores, tais pesquisas são referentes à exploração de areia e turfa nas planícies flúvio-marinhas, e de saibro, nos complexos granito-gnaiss-migmatitos e granulitos.



Fonte: Elaboração EPE a partir de IBGE (2009b).

Figura 4.4 – Mapa hipsométrico - Modelo digital de elevação

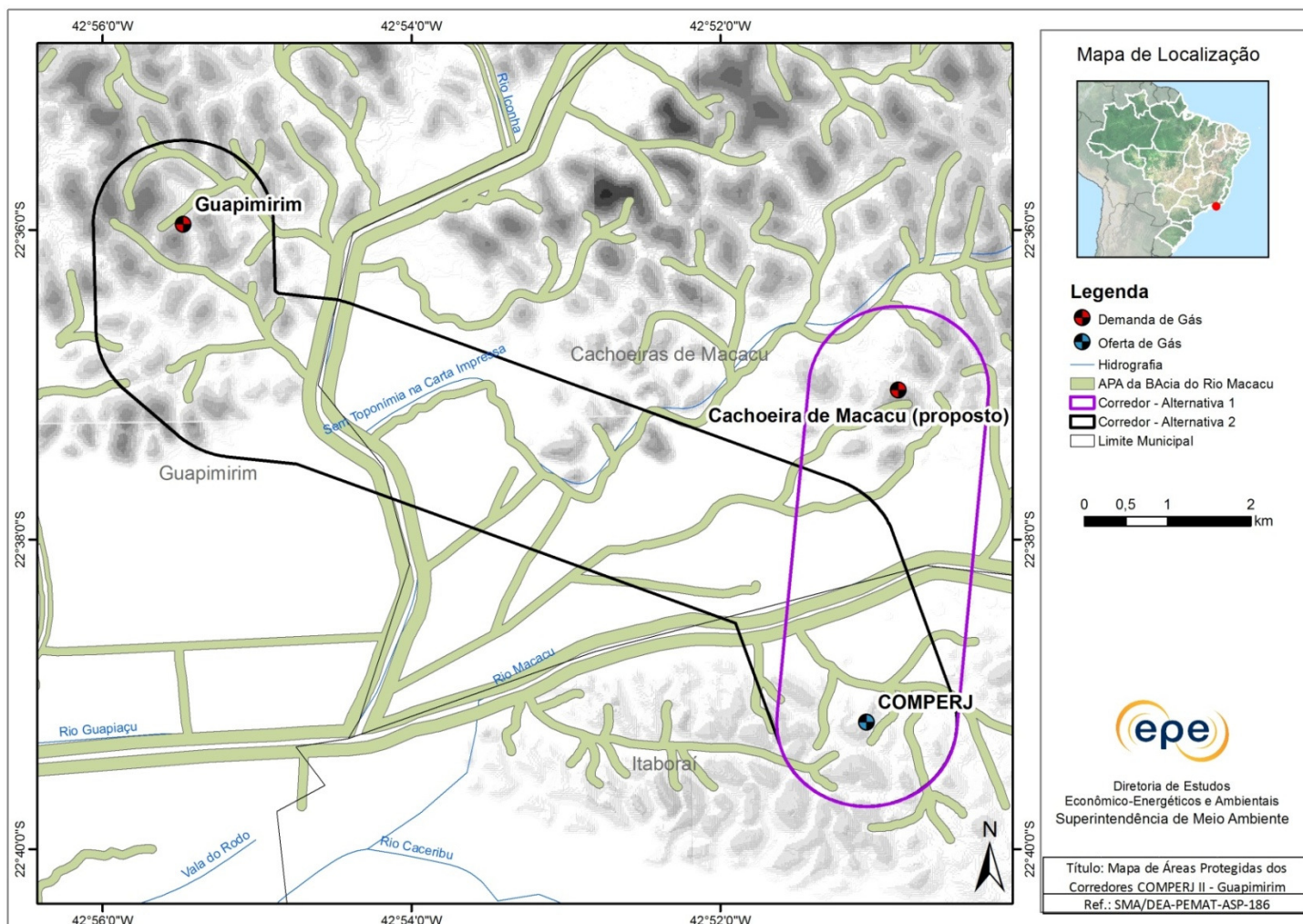


Fonte: Elaboração EPE a partir de IBGE (2009a).

Figura 4.5 – Processos Minerários - Ortofotos

b) Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

Os corredores abrangem diversos fragmentos da Área de Preservação Ambiental (APA) da Bacia do Rio Macacu, que se dispõe nas faixas marginais da hidrografia da região (Figura 4.6). Além disso, os corredores estão inteiramente inseridos na Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade (APCB) Bacia do Macacu, que possui importância alta, prioridade extremamente alta e ação prioritária de recuperação.



Fonte: Elaboração EPE a partir de IBGE (2009a).

Figura 4.6 – Áreas Protegidas

4.1.2.4.3. Definição de corredor e traçado

Os estudos indicam o Corredor 2, com traçado de 11 km de extensão, como o mais promissor dentre os corredores estudados. Embora mais extenso, apresenta dois aspectos positivos em relação ao Corredor 1, são eles: a) sua ligação ao GASDUC III através de uma estação de entrega existente e, b) a possibilidade de ter seu duto implantado em uma faixa de servidão, também, existente. Sendo assim, nesta alternativa, seriam menores os gastos com equipamentos e desapropriações fundiárias. Da mesma forma, seriam menores as áreas que demandariam supressão vegetal e os impactos relacionados aos meios físico, biótico ou socioeconômico. A ausência, ou minimização, desses impactos pode servir como um aspecto facilitador, sobretudo no âmbito do licenciamento, para a implantação do empreendimento.

De fato, este foi o critério adotado pelo INEA para propor a averbação do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ à Licença Prévia do Sistema de Dutos do COMPERJ, conforme documentação apresentada pelo Agente Provocador.

4.1.2.4.4. Análise e recomendações socioambientais

Os documentos encaminhados pelo Agente Provocador para avaliação do Gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ apresentaram um diagnóstico socioambiental satisfatório para região de influência. Neste diagnóstico, foram apresentados, de forma sucinta, os principais aspectos a serem considerados para implantação de empreendimentos lineares desta natureza, sendo descritos os meios físico, biótico e socioeconômico.

Os impactos ambientais oriundos da implantação e operação do gasoduto em análise foram considerados de baixa significância pelo INEA, em função da existência do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ I.

Em relação ao processo de licenciamento ambiental, o Gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ foi regularizado por meio do Documento de Averbação anexado à Licença Prévia do Sistema de Dutos do COMPERJ.

Os custos socioambientais foram esclarecidos e revisados pelo Agente Provocador ao longo da análise. Os valores apresentados para licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão representam o custo integral para os projetos de dutos do COMPERJ, visto que a negociação para o compartilhamento e rateio dos custos só acontecerão em outra fase do projeto.

Como o projeto se localiza em planícies flúvio-marinhas, onde flutuações do nível do lençol freático são consideráveis, há a possibilidade de colapsamento do solo, por saturação (NOGUEIRA JÚNIOR e MARQUES, 1998). Por isso, recomenda-se atenção ao aspecto mencionado por ocasião da sua implantação.

A análise efetuada pela EPE do Requerimento de Provocação de Terceiros do projeto do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ conclui que não há óbices, do ponto de vista dos aspectos socioambientais, para a recomendação desse projeto ao MME para encaminhamento à ANP visando à Chamada Pública.

4.1.3. Viabilidade Técnica e Econômica do Empreendimento

4.1.3.1. Detalhamento técnico do empreendimento pelo Agente Provocador

O Agente Provocador projetou o gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ com as seguintes características: 11,38 km de extensão, diâmetro nominal dos dutos de 24 polegadas e rugosidade de 18 micra, tubulação de aço API 5L X70, pressão de operação de 100 kgf/cm² e vazão máxima de 16,6 milhões m³/dia. Os dados de processo do gasoduto são apresentados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Valores de processo para o gasoduto

Geral	Fluido	Gás natural
	Estado Físico	Gás
Vazão (MM m³/d)	Normal	2,0 a 17,0
	Máximo	17,0
	Mínima	2,0
Pressão (kgf/cm²)	Normal	96,4 a 100
	Máximo	100
	Mínimo	60
Temperatura (°C)	Operação	19,4 a 45
	Projeto	0 / 55

Fonte: Elaboração EPE.

Com base no levantamento aerofotogramétrico feito ao longo da faixa do gasoduto, foram considerados três trechos em classe de locação 2: (i) dentro do COMPERJ, que corresponde a uma área industrial; (ii) na área da estação de entrega de Guapimirim, junto à estrada municipal, onde existe maior probabilidade de ocorrer construção de habitações que elevem a classe de locação; e (iii) em um

trecho intermediário, onde já existe um pequeno núcleo de habitações, podendo no futuro atingir a classe 2 no limite de 200 metros da faixa. Os trechos em classe 2 somaram aproximadamente 5,32 km de extensão. A introdução da classe de locação 2 nos trechos citados acima acarretou, por questões de segurança, no aumento da espessura da parede da tubulação nestes trechos, o que eleva o preço final de aquisição dos dutos em relação a um projeto que considerasse apenas classe 1.

A norma ABNT NBR 12.712/1993, que norteia a escolha das classes de locação, versa sobre a expectativa de desenvolvimento futuro em seu capítulo 6.7:

"Na classificação de locação, deve-se atentar para os planejamentos previstos para as áreas. Evidências de futuras edificações devem ser consideradas na classificação de locação" (ABNT, 1993).

De fato, há expectativas de que o complexo do COMPERJ se torne um polo atrator de atividade econômica e populacional na região, como destaca Firjan (2008). Assim, a opção do Agente Provocador pela maior extensão de classe locacional 2 é razoável.

A espessura dos dutos foi calculada de acordo fórmula de Barlow, descrita na norma ABNT NBR 12.712/1993:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T} + sc \quad \text{[Equação 4.1]}$$

Sendo P a pressão de projeto (100 kgf/cm²), D o diâmetro nominal externo (24 pol), S a tensão de escoamento do aço (70.000 psi), E o fator de junta (1,0), T o fator de temperatura (1,0) e *sc* a sobre-espessura de corrosão (0,0 pol). As espessuras calculada e comercial das paredes dos dutos foram propostas da seguinte forma (vide Tabela 4.10):

Tabela 4.10 - Espessura da parede

Classe de locação	Espessura (pol)	
	Calculada	Comercial
1	0,339	0,344
2	0,407	0,438

Fonte: Elaboração EPE.

Para reduzir a rugosidade e aumentar a eficiência de transporte do duto, o revestimento interno adotado foi o de resina epóxi para gás (PLS2 3PLE). Não se revestiu as juntas internas. Foi usado revestimento externo de polietileno tripla camada (PTC) para evitar processos corrosivos. As juntas soldadas foram revestidas com mantas termocontráteis.

O Agente Provocador considerou, no projeto do Gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ, que seriam realizadas travessias pelos canais São Luiz, Rio do Mato, Marumbaí, Brandão e River pelo método do cavalo. Conforme informado no Ofício GE-LPGN 0007/2013, a decisão quanto ao método de travessia foi tomada com base em estudos de campo e levantamentos hidrológicos da região. Os rios Macacu e Guapiaçu, atravessados pelo gasoduto e de largura elevada, seriam transpostos por meio de duas pontes pertencentes à Petrobras em virtude do projeto Guapimirim-COMPERJ I.

Foi considerado pelo agente provocador o compartilhamento tanto da faixa de servidão do gasoduto Guapimirim-COMPERJ I quanto da infraestrutura existente no complexo petroquímico e na estação de entrega, pertencentes à própria Petrobras. Portanto, a execução dos serviços de terraplenagem e construção das edificações para abrigo das estações de medição e sistema lançador/recebedor de "pigs" poderia ser dispensada mediante negociação com o vencedor da licitação. Assim, no item "instalações complementares", foram apenas contabilizados os dois módulos de medição de vazão de 20 polegadas ANSI 600. Na entrada do gasoduto, no COMPERJ, o Agente Provocador considerou a instalação de um sistema de cromatografia gasosa para análise de hidrocarbonetos, sulfurosos e ponto de orvalho.

Como proteção adicional contra a corrosão externa, a Petrobras propõe a instalação de um sistema de proteção catódica, composto por duas juntas de isolamento elétrico nas extremidades do gasoduto, de modo a evitar fugas de corrente para os trechos aéreos.

Conforme mencionado anteriormente, os custos associados a terraplenagem, urbanização e construção de edificações, assim como as travessias supracitadas pelos rios Macacu e Guapiaçu (utilização de pontes existentes), não foram considerados na estimativa do valor de investimento do projeto. A EPE entende que a ausência destes custos na planilha de investimentos é uma característica específica para o caso de alguma transportadora do sistema Petrobras ser a vencedora da licitação. Por isso, mostrou-se necessário o esclarecimento sobre a possibilidade de compartilhamento da faixa e da infraestrutura existente (duas pontes, e áreas urbanizadas no início e no fim do gasoduto) com outra empresa participante da licitação, uma vez que a Resolução ANP nº. 42/2012 estabelece, em seu artigo 15º, que nas negociações para o compartilhamento não são admitidos comportamentos prejudiciais à ampla, livre e justa competição.

4.1.3.2. Detalhamento orçamentário do empreendimento pelo Agente Provocador

Um dos documentos enviados pela Petrobras no processo de Provocação de Terceiros foi uma planilha orçamentária nos moldes do Anexo III da Portaria MME 94/2012, cujo agrupamento de custos é apresentado na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de reais)

Descrição	Petrobras (ENVIO ORIGINAL)
Custos diretos	
Duto ¹	26,51
Instalações Complementares ²	10,82
Construção e Montagem ³	25,47
Licenciamento Ambiental e Liberação da Faixa de Servidão ⁴	3,01
Custo global de referência	65,81
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	28,10
Preço global de referência	93,91
Custos indiretos	
Administração da obra ⁵	17,16
Projeto Básico de Engenharia	3,23
Valor Global de Referência	114,30
Custos Operacionais Anuais (OPEX)	4,01

Fonte: Elaboração EPE.

¹: Inclui os custos com: (i) tubulação e válvulas de bloqueio, (ii) sistema lançador/recebedor de "pigs", (iii) sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle de corrosão e (iv) sistemas de supervisão e controle, comunicação e detecção de vazamentos.

²: Inclui a construção das estações de medição: (i) serviços de terraplenagem e urbanização, (ii) construção das edificações e (iii) aquisição dos módulos de medição.

³: Inclui os custos com: (i) preparação da faixa de gasodutos, (ii) construção e montagem do duto, (iii) comissionamento e condicionamento e (iv) travessias e cruzamentos.

⁴: Inclui obtenção do licenciamento ambiental frente aos órgãos competentes, assim como desapropriação, indenização por benfeitorias e aquisição da faixa de servidão.

⁵ Soma dos custos de mobilização e desmobilização e implantação do canteiro de obras e com os gastos locais do construtor no canteiro de obras.

Inicialmente, foram encontrados alguns pontos referentes à planilha orçamentária que necessitavam de esclarecimentos para uma análise mais acurada dos dados. Estes pontos foram esclarecidos por meio do Ofício 157/EPE/2013 enviado pela EPE ao MME e repassado ao Agente Provocador por meio do Ofício nº. 006/2013-DGN/SPG-MME.

As respostas foram apresentadas à EPE no Ofício GE-LPGN 0007/2013. Por meio deste, o Agente Provocador ratificou que o compartilhamento de faixas de servidão existentes com outros Agentes da

Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis já está previsto na Resolução ANP nº. 42 (de 10 de dezembro de 2012). Entretanto, no que concerne à infraestrutura existente, como a rigor não há obrigatoriedade normativa e legal de compartilhamento, oportunamente o Agente Provocador poderá negociar com a transportadora vencedora da licitação os termos para possibilitar a interligação do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ na área de dutos do COMPERJ e com o GASDUC III na área da estação de entrega de Guapimirim. Em relação às pontes sobre os rios Macacu e Guapiaçu, também não há obrigatoriedade normativa ou legal de compartilhamento, uma vez que elas pertencem à empresa.

No item “licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão”, de forma a contemplar um futuro rateio, a Petrobras considerou o valor da aquisição (cadastramento, avaliação de imóveis e indenizações) de toda a faixa de terra atravessada pelo gasoduto, bem como o valor da obtenção da Licença de Operação (LO) nos órgãos ambientais competentes (incluindo custos de compensações ambientais). Uma vez que o órgão licenciador (INEA) já emitiu a averbação incluindo o gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ na Licença Prévia (LP) de Dutos do gasoduto Guapimirim-COMPERJ I, este custo não foi contabilizado na planilha orçamentária, e o Agente Provocador esclareceu que poderá negociar com a empresa transportadora vencedora da licitação a parte que se refere ao gasoduto aqui proposto.

O item Administração da Obra foi estimado pela Petrobras baseado em dados históricos da experiência de fiscalização de obras anteriores do mesmo porte; em relação ao Projeto Básico de Engenharia, foram considerados todos os custos já incorridos na sua elaboração. Estes custos indiretos representaram, respectivamente, 25,60% e 4,82% do custo global de referência.

Diante dos pontos que foram levantados pela EPE, verificou-se uma inconsistência entre o método de cálculo do BDI pelo Agente Provocador e o modelo recomendado pelo TCU (TCU, 1999; TCU, 2007; TCU, 2011; BAETA, 2012). No Ofício GE-LPGN 0007/2013, a Petrobras decidiu revisar sua metodologia de cálculo à luz das recomendações do TCU, e o valor da referida taxa recalculado pela empresa foi de 26,15% (percentual médio ponderado) do custo global de referência.

Sendo assim, a Petrobras revisou alguns itens constantes da planilha orçamentária, e apresentou uma planilha com os preços associados à alternativa de gasoduto de transporte Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ, somando R\$ 104,97 milhões. Os custos operacionais anuais (OPEX) do Agente Provocador são de R\$ 4,01 milhões (cerca de 4% do CAPEX a cada ano). A Tabela 4.12 apresenta o investimento final informado, dividido por grupo de custos.

Tabela 4.12 - Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de R\$)

Descrição	Petrobras (FINAL)
Custos diretos	
Duto ¹	26,51
Instalações Complementares ²	10,82
Construção e Montagem ³	25,47
Licenciamento Ambiental e Liberação da Faixa de Servidão ⁴	4,24
Custo global de referência	67,04
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	17,54
Preço global de referência	84,58
Custos indiretos	
Administração da obra ⁵	17,16
Projeto Básico de Engenharia	3,23
Valor Global de Referência	104,97
Custos Operacionais Anuais (OPEX)	4,01

Fonte: Elaboração EPE.

¹: Inclui os custos com: (i) tubulação e válvulas de bloqueio, (ii) sistema lançador/recebedor de "pigs", (iii) sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle de corrosão e (iv) sistemas de supervisão e controle, comunicação e detecção de vazamentos.

²: Inclui a construção das estações de medição: (i) serviços de terraplenagem e urbanização, (ii) construção das edificações e (iii) aquisição dos módulos de medição.

³: Inclui os custos com: (i) preparação da faixa de gasodutos, (ii) construção e montagem do duto, (iii) comissionamento e condicionamento e (iv) travessias e cruzamentos.

⁴: Inclui obtenção do licenciamento ambiental frente aos órgãos competentes, assim como desapropriação, indenização por benfeitorias e aquisição da faixa de servidão.

⁵ Soma dos custos de mobilização e desmobilização e implantação do canteiro de obras e com os gastos locais do construtor no canteiro de obras.

A incerteza no valor do investimento (CAPEX) informada pelo Agente Provocador foi de -15% a +30%, valores dentro da faixa recomendada pela AACE para este nível de detalhamento (AACE, 2011). Ou seja, o valor do investimento encontra-se na faixa de R\$ 89,23 milhões a R\$ 136,46 milhões. Cabe ressaltar que a faixa de valores apresentada originalmente pela Petrobras para o investimento, ou seja, antes dos esclarecimentos solicitados pela EPE, era de R\$ 97,16 milhões a R\$ 148,59 milhões.

4.1.3.3. Considerações da EPE sobre a viabilidade técnica e econômica do empreendimento

A partir do traçado do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ, conforme discutido no item 4.1.2.4, avançou-se para a caracterização da infraestrutura e análise detalhada do investimento, inclusive nos aspectos relacionados aos métodos construtivos. Para tal análise, utilizou-se o sistema de avaliação de gasodutos de transporte da EPE, denominado SAGAS.

A Figura 4.7, a seguir, apresenta o traçado do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ.



Figura 4.7 – Traçado preliminar proposto para a alternativa COMPERJ-Guapimirim/RJ

Fonte: Elaboração EPE.

O gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ foi caracterizado como um duto de 11 km de extensão, atravessando os municípios de Itaboraí, Cachoeiras do Macacu e Guapimirim, todos no Estado do Rio de Janeiro, conforme Figura 4.7. Através da caracterização termo-fluido-hidráulica, definiu-se o diâmetro dos dutos em 24 polegadas. O projeto também considerou as seguintes propriedades: tubulação de aço carbono API 5L X70, sem costura ou com costura longitudinal pelo processo de soldagem em arco submerso (SAW, do inglês *Submerged Arc Welding*), operação do duto à pressão normal de entrada de 100 kgf/cm² e vazão máxima de gás natural de 17 MM m³/dia (vide Tabela 4.13).

Tabela 4.13 - Valores de processo para o gasoduto

Geral	Fluido	Gás natural
	Estado físico	Gás
Vazão (MM m ³ /d)	Máxima	17
	Normal	100
Pressão (kgf/cm ²)	Mínima	60
	Máxima	100

Fonte: Elaboração EPE.

Com base na análise das imagens de satélite, verificou-se que a área atravessada pelo gasoduto era predominantemente rural. Também se verificou que o duto será instalado em região inteiramente plana, atravessando áreas de pastagens cujo solo seria composto em sua maioria por sedimentos inconsolidados e, secundariamente, por áreas alagadiças. Não foram detectados núcleos de habitações na faixa definida pela unidade de classe de locação. Inicialmente, portanto, considerou-se que a classe de locação 1 seria adequada ao longo de todo o gasoduto proposto.

Após esclarecimentos junto ao Agente Provocador e revisitação à norma ABNT 12.712/1993, a EPE passou a adotar a classe de locação superior nos seguintes trechos: (i) dentro do polo petroquímico do COMPERJ, que corresponde a uma área de grande indução às atividades industriais (FIRJAN, 2008); (ii) na área do PE Guapimirim, junto à estrada municipal, onde existe maior probabilidade de ocorrer construção de habitações que elevem a classe de locação; e (iii) em um trecho intermediário do traçado.

Sobre os dois últimos subitens, destaca-se que, atualmente, ainda não estão instalados os condicionantes para elevação da classe de locação, todavia tanto a implantação do COMPERJ quanto o período de operação gerarão grandes oportunidades de investimentos e empregos, o que pode resultar em um aumento demográfico na região (FIRJAN, 2008), e conseqüente aumento da classe de locação. Portanto, a fim de zelar pela segurança operacional, nos três trechos citados acima, adotou-se a classe de locação 2, acarretando em aumento na espessura da parede da tubulação (de 0,344 polegada para 0,438 polegada), que somaram aproximadamente 4,1 km de extensão. Também por questões de segurança, a EPE considerou prudente adotar uma espessura de parede de 0,750 polegada para a tubulação nas regiões onde o gasoduto atravessa os canais São Luiz, Rio do Mato, Marubaí, Brandão e River por meio do método conhecido por cavalote, somando aproximadamente 400 m. Os dutos foram dimensionados atendendo ao estabelecido na norma ABNT NBR 12.712/1993 (Tabela 4.14).

Tabela 4.14 - Espessura dos tubos

Classe de locação	Espessura (polegada)	
	Calculada	Comercial
1	0,339	0,344
2	0,407	0,438
Travessias	0,609	0,750

Fonte: Elaboração EPE.

Os tubos foram revestidos externamente para evitar processos corrosivos com Polietileno Tripla Camada, sendo PE-3L 2,0 mm para as classes de locação 1 e 2, e PE-3L 3,8 mm para as travessias.

Mantas termocontráteis revestiram externamente as juntas soldadas. O revestimento interno utilizado foi de epóxi para gás (60 micra).

Foi considerado um sistema lançador/recebedor de "pigs" composto pelas unidades individuais de lançamento e recebimento e por um conjunto de válvulas de bloqueio. Não foram consideradas válvulas de bloqueio autônomas ao longo do duto, uma vez que: (i) devido à pequena extensão do gasoduto e à utilização das classes de locação 1 e 2, a norma técnica ABNT NBR 12.712 não explicita sua exigência e (ii) há uma válvula de bloqueio autônoma em cada extremidade do duto (uma imediatamente depois do lançador e outra antes do receptor de "pigs").

O valor do sistema de proteção catódica e monitoramento da corrosão interna foi estimado em R\$ 2,81 milhões, a partir de informações do banco de dados da EPE. O referido sistema inclui duas juntas de isolamento elétrico (nos afloramentos dos dutos junto aos lançadores/receptores de "pigs", destinadas a limitar o fluxo de corrente), um conjunto de provadores de corrosão, composto de dois provadores por perda de massa e dois por resistência elétrica, e os custos de construção e montagem.

A estimativa dos custos referentes ao item "Sistemas de Controle e Supervisão e de Comunicação e Sistema de Detecção de Vazamento" considera os seguintes investimentos: (i) materiais dos sistemas de controle e supervisão e detecção de vazamentos da linha-tronco; (ii) serviços de instalação dos sistemas de supervisão e controle e detecção de vazamentos da linha-tronco; (iii) materiais do sistema de controle e supervisão do sistema de medição; e (iv) serviços de instalação do sistema de controle e supervisão do sistema de medição. Também foram incluídos os custos relativos ao material e aos serviços de instalação do centro de controle do sistema SCADA (*Supervisory and Control Data Acquisition System*) e das estações dos sistemas de supervisão e comunicação e detecção de vazamentos. O custo contabilizado neste item totaliza R\$ 5,44 milhões.

Ao longo do duto, não foram consideradas estações de entrega ou de compressão, entretanto, foram instaladas estações de medição (EMEDs) em ambas as extremidades do gasoduto. A primeira, na origem do gasoduto, será localizada junto à Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do COMPERJ⁶⁰ e a segunda, no destino do gasoduto, será instalada junto à estação de entrega de Guapimirim, na interconexão com o GASDUC III.

Destarte, no item referente às "instalações complementares", foram contabilizados: (i) os custos referentes à construção da edificação para abrigo do módulo de medição junto à UPGN do COMPERJ (R\$ 1,32 milhão), (ii) os custos referentes à construção da edificação para abrigo do módulo de medição na estação de entrega de Guapimirim (R\$ 1,32 milhão) e (iii) os custos de aquisição e de C&M de dois módulos de medição de vazão de 20" ANSI 600 (R\$ 6,03 milhões/módulo).

⁶⁰Em consonância com a Resolução ANP n.º 42/2012, apesar das preocupações em relação à segurança na área industrial do COMPERJ, a Lei n.º 9.847/1999 e a Resolução ANP n.º 44/2011 permitem que esta área seja declarada de utilidade pública.

Conforme Resoluções ANP nº. 44/2011 e nº. 42/2012, para efeitos de compartilhamento com o Guapimirim-COMPERJ II, considerou-se o uso das pontes existentes sobre os Rios Macacu e Guapiaçu mediante indenização prévia e justa igual a 1/6 de seu custo (pois a faixa de dutos do COMPERJ comporta seis dutos), somando aproximadamente R\$ 204 mil.

Em vista das condições dos leitos dos rios/canais e suas adjacências e do perfil longitudinal do gasoduto, apresentados pelo Agente Provocador, a EPE considerou as travessias dos Canais São Luiz, Rio do Mato, Marumbaí, Brandão e River pelo método conhecido como cavalone (R\$ 790 mil por unidade). Estas considerações estão de acordo com o item 11.2 da NBR 12.712/1993, que versa sobre a seleção de locais de cruzamentos e travessias.

Segundo a Resolução ANP nº. 42, de 10 de dezembro de 2012, o agente econômico que explora serviços de transporte de gás natural tem direito a compartilhar infraestrutura de outro agente de qualquer destas indústrias, de forma não discriminatória e a preços e condições justos e razoáveis. Portanto, no item "licenciamento ambiental e liberação da faixa de servidão", considerou-se 1/6 do custo da aquisição (cadastramento, avaliação de imóveis e indenizações) da faixa de terra atravessada pelo gasoduto (R\$ 250 mil). Adotou-se esta relação, pois a referida faixa de servidão comporta até 6 dutos, sendo um deles o Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ.

Este item também inclui os custos da obtenção de licenças nos órgãos ambientais competentes, os quais foram estimados em R\$ 2,16 milhões. No entanto, o Agente Provocador já sinalizou interesse em repassar parte destes custos para o vencedor da licitação. Dessa forma, o custo final dependerá de negociação com a Petrobras, sendo a taxa de 1/6 (R\$ 360 mil) proposta neste relatório uma referência adotada pela EPE, pela razão mencionada anteriormente.

A EPE não considerou no orçamento do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ nenhuma incidência a título de "Eventuais".

Os custos da Administração da Obra e do Projeto Básico de Engenharia (custos indiretos), propostos pela EPE, foram calculados como percentuais fixos do custo global de referência, representando, respectivamente, 26,77% e 4,92% deste valor.

Incluídos no item "Engenharia Básica" estão os custos referentes ao projeto básico e ao projeto "as built" ("como construído"). De acordo com o Tribunal de Contas da União (TCU), o projeto "as built" é de fundamental importância para o órgão contratante em razão das necessárias manutenções e alterações futuras. A EPE recomenda que sua elaboração esteja prevista expressamente no edital de licitação, fazendo parte, inclusive, do orçamento da obra.

Incertezas e intempéries também foram consideradas na estimativa do valor do empreendimento. As incertezas e intempéries foram contabilizadas na taxa de Benefícios e Despesas Indiretas (BDI). O BDI

calculado pela EPE incidiu, conforme recomendação do Tribunal de Contas da União (TCU), sobre o custo de referência global (custo direto) e incluiu os gastos com:

- Administração central da construtora: as despesas de administração central são aquelas incorridas durante um determinado período com salários de todo o pessoal administrativo e técnico lotado na sede central, no almoxarifado central, na oficina de manutenção geral, pró-labore de diretores, viagens de funcionários a serviço, consumos de energia, água e gás, entre outros. A taxa representou 5,25% do custo global de referência.
- Seguros e garantias: a fim de se resguardar de incidentes no empreendimento, o construtor pode firmar contrato de seguro, para ser indenizado pela ocorrência de eventuais sinistros. Este contrato de seguro foi estimado em 0,66% do custo global de referência.
- Riscos: existem ocorrências não previstas em projetos que podem repercutir no custo da obra e deverão ser arcadas pelo contrato. São algumas delas: perdas excessivas de material (devido à quebra ou retrabalho), perdas de eficiência de mão-de-obra, greves e condições climáticas atípicas. A taxa de risco deste projeto foi estimada em 3,73%.
- Despesas financeiras: são gastos relacionados ao custo do capital decorrente da necessidade de financiamento exigida pelo fluxo de caixa da obra sempre que os desembolsos acumulados forem superiores às receitas acumuladas. O percentual do custo total referente às despesas financeiras foi igual a 1,00%.
- Alíquotas de PIS e COFINS: de acordo com o CNEA, a construção de um gasoduto é caracterizada como uma obra de construção civil, de código 4223-5/00. Portanto, incidiram sobre a construção as alíquotas não cumulativas para PIS/COFINS.
- ISS: incide apenas sobre os itens referentes a serviço, sendo seu valor variável de acordo com o projeto, pois cabe aos municípios a definição das alíquotas. Considerou-se na composição do BDI uma alíquota média de 2,80% incidente sobre o preço global de referência dos itens de serviço.
- Lucro: o lucro esperado num contrato de obras civis é expresso por um percentual sobre o valor do contrato disposto como parcela do BDI e pode ser previsto como padrão para cada ramo de atividade econômica. A taxa de lucro corresponde a 8,50% do custo global de referência.

Nestas considerações de projeto e suas estimativas de custos, orçou-se a taxa de BDI como 27,98% (percentual médio ponderado) do custo global de referência, estando este valor dentro dos padrões aceitos pelo TCU (TCU, 1999; TCU, 2011; BAETA, 2012).

Na Tabela 4.15 são detalhados os valores previstos pela EPE por grupo de custos, já incluindo todos os impostos incidentes.

Tabela 4.15 - Custo por grupo e total do gasoduto (milhões de reais)

Descrição	Valores em R\$ milhões
Custos diretos	
Duto ¹	26,70
Instalações Complementares ²	14,70
Construção e Montagem ³	28,14
Licenciamento Ambiental e Liberação da Faixa de Servidão ⁴	0,61
Outros Bens e Instalações Diretamente Vinculados à Implantação do Projeto ⁵	0,20
Custo global de referência	70,35
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	19,68
Preço global de referência	90,03
Custos indiretos	
Administração da obra ⁶	18,83
Engenharia Básica ⁷	3,46
Valor Global de Referência	112,32

Fonte: Elaboração EPE.

¹: Inclui os custos com: (i) tubulação e válvulas de bloqueio, (ii) sistema lançador/recebedor de "pigs", (iii) sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle de corrosão e (iv) sistemas de supervisão e controle, comunicação e detecção de vazamentos.

²: Inclui a construção das estações de medição: (i) serviços de terraplenagem e urbanização, (ii) construção das edificações e (iii) aquisição dos módulos de medição.

³: Inclui os custos com: (i) preparação da faixa de gasodutos, (ii) construção e montagem do duto, (iii) comissionamento e condicionamento e (iv) travessias e cruzamentos.

⁴: Inclui obtenção do licenciamento ambiental frente aos órgãos competentes e liberação da faixa de servidão.

⁵: Inclui os custos de compartilhamento das duas pontes, além de imóveis, edificações, terrenos e benfeitorias, móveis, equipamentos e instalações de escritório, máquinas e equipamentos operacionais, equipamentos e instalações de processamento de dados, equipamentos e instalações de comunicação, veículos e outros bens imobilizados.

⁶: Soma dos custos de mobilização e desmobilização e implantação do canteiro de obras e com os gastos locais do construtor no canteiro de obras.

⁷: Inclui os custos com (i) estudos de viabilidade, (ii) o projeto básico, (iii) o projeto executivo e (iv) *as built*.

Em suma, o CAPEX estimado pela EPE é de R\$ 112,32 milhões, enquanto o OPEX monta à R\$ 4,49 milhões ao ano.

As alterações assumidas pela EPE baseiam-se no princípio de promoção da competição na licitação (evitar direcionamento e/ou restrições competitivas), de forma a não pressupor eventuais resultados de negociação entre o Agente Provocador e o vencedor do certame em itens não cobertos pela Resolução ANP nº. 42/2012. Particularmente, foram contabilizados: (i) os custos relativos à construção de uma edificação para abrigar uma EMED junto à UPGN do COMPERJ, pois se entende que esta área pode ser declarada de utilidade pública; (ii) a construção de uma edificação para a instalação da segunda EMED e ligação com o duto GASDUC III no terreno pertencente ao Agente Provocador, onde já se encontra a estação de entrega de Guapimirim; (iii) um sexto do custo da licença prévia obtida pelo Agente Provocador para o conjunto de seis dutos na mesma faixa; (iv) um sexto do custo da faixa de servidão

existente, por considerar-se que este é o valor justo a ser pago pelo compartilhamento, nos moldes da Resolução ANP nº. 42/2012; e (v) um sexto do custo de construção das duas pontes construídas pela Petrobras, considerando eventuais negociações entre o Agente Provocador e o vencedor da licitação.

Com base nestas considerações, o próximo capítulo aborda a análise propriamente dita da viabilidade técnica e econômica do gasoduto.

4.1.4. Análise da viabilidade técnica e econômica do gasoduto

Para verificar a viabilidade técnica e econômica do gasoduto proposto, conforme requer a Portaria MME nº. 94/2012, a EPE estimou a tarifa de transporte do gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ em US\$ 0,04/MMBtu. Para calcular esta tarifa, utilizaram-se os valores de CAPEX e OPEX encontrados pela EPE, aplicando-se a abordagem de Fluxo de Caixa Descontado.

Foi considerado um conjunto de parâmetros que cobre os aspectos de natureza financeira e tributária, apresentados abaixo:

- Vida útil do projeto: 30 anos⁶¹.
- Considerou-se a vazão máxima durante todo o período contratual, de 30 anos;
- Foi adotado um período de 3 anos para os investimentos na construção do gasoduto seguindo a distribuição: 5% no primeiro ano, 68% no segundo e 27% no terceiro ano. A operação do gasoduto ocorre a partir do 4º ano⁶². O cronograma de desembolso é apresentado na Figura 4.8;
- Tarifa postal onde o preço por unidade de gás (1 m³ ou 1 Btu) é uniforme e independente da distância percorrida;
- Depreciação (linear): adotou-se um período médio de depreciação igual a 25 anos civis, resultando uma taxa média equivalente a 4% a.a.;
- Taxa Mínima de Atratividade (TMA) = 7,5% ao ano;
- Custo do capital próprio = 9,64% ao ano;

⁶¹ Este prazo está aderente ao período de concessão proposto para novos gasodutos conforme o Decreto nº 7.382/2010 que regulamenta a Lei nº 11.909/2009.

⁶² Considerou-se que o desembolso relativo a cada item seguiu uma distribuição normal durante seu tempo de realização, que, por sua vez, foi estimado com base em informações obtidas por meio de consultoria e na literatura (IPLOCA, 2009; McAllister, 2009).

- Taxa de juros = 7,89% ao ano em termos reais, considerando 100% do financiamento proveniente do BNDES para itens financiáveis de origem nacional, admitindo os repasses do BNDES na proporção 50% (direto)/50% (indireto).
- Percentual financiado: o percentual utilizado nos cálculos foi da ordem de 52,77% do investimento total;
- Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ: 25% do Lucro antes do Imposto de Renda – LAIR anual;
- Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL: 9,0% do LAIR anual.
- No que se refere ao IRPJ e CSLL, considerou-se o regime de tributação denominado Lucro Real. Os prejuízos (fiscais) apurados em cada período foram contemplados, para efeito de compensação, considerando o limite legal de 30% (trinta por cento), previsto no art. 510, do Regulamento do Imposto de Renda – RIR/99. Adicionalmente, os resultados fiscais foram projetados com o efeito da remuneração dos juros sobre o capital próprio, calculados com base na variação das taxas de juros de longo prazo sobre o patrimônio líquido projetado.

A tarifa calculada pela EPE foi utilizada para avaliar a competitividade no mercado do gás natural a ser fornecido pelo projeto em Provação. Para tal, adotou-se como referência o preço do Gás Natural Liquefeito (GNL) atualmente importado no Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara (TRBG). Isto porque o gás natural fornecido pelo projeto em Provação ou deslocará a oferta de GNL que já atende o mercado (conforme mencionado pelo Agente Provocador) ou atenderá a volumes adicionais que poderiam ser supridos por GNL⁶³.

Assim, para ser competitivo, o preço do gás natural especificado do projeto proposto tem de ser igual ou menor do que o preço do GNL importado pelo TRBG.

A avaliação de competitividade realizada pela EPE é apresentada na Tabela 4.16. O preço médio do gás natural do Pré-Sal foi estimado pela EPE com base em diversas fontes e estudos⁶⁴.

⁶³ Entende-se que, para o GNL entrar no mercado, o mesmo já é competitivo com o óleo combustível. Assim, é condição suficiente que o gás natural do projeto do Agente Provocador seja competitivo em relação ao GNL.

⁶⁴ Vide: ANADARKO (2012), ANP (2012), BILL BARRETT (2012), BP (2012), BRASIL (2009b), CHEVRON (2012), CONOCO-PHILLIPS (2012), CREDIT SUISSE (2012), EIA (2012), EPE (2012a), HOWARD WEIL (2011), EXXON MOBIL (2012), GAS ENERGY (2011), PETROBRAS, (2012) e SHELL (2012).

Tabela 4.16 - Comparação entre as estimativas de preço para o GNL atualmente importado no TRBG e para o gás do Pré-Sal ao aportarem na malha

Gás natural regaseificado no Terminal da Baía de Guanabara	
Preço FOB do GNL importado no mercado <i>spot</i>	US\$ 13,19 /MMBtu ¹
Frete Marítimo + Taxas Alfandegárias	US\$ 1,78 / MMBtu ²
Custo da regaseificação do GNL no Terminal da Baía de Guanabara	US\$ 0,73 / MMBtu ³
Preço final do gás natural regaseificado, no GASDUC III	US\$ 15,71 /MMBtu
Gás natural do pré-sal processado no COMPERJ	
Preço médio do gás natural do Pré-Sal processado no COMPERJ	US\$ 11,36 /MMBtu ⁴
Tarifa de transporte através do gasoduto COMPERJ-Guapimirim II	US\$ 0,04 /MMBtu
Preço final do gás natural processado no COMPERJ, no GASDUC III	US\$ 11,40 /MMBtu

Fonte: Elaboração própria EPE.

¹ MME (2013).

² EPE (2013).

³ Fonte: NERA (2011).

⁴ Fonte: Elaboração própria EPE a partir de diversas fontes.

Conforme pode ser visualizado na Tabela 4.16, pelas estimativas da EPE, o gás natural processado no COMPERJ será menor ou igual ao preço do GNL importado através do TRBG, definindo a viabilidade do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ.

4.1.5. Cronograma Físico Financeiro do Projeto

A Figura 4.8 apresenta o cronograma físico-financeiro do projeto, elaborado pela EPE⁶⁵. Os valores apresentados levam em conta o investimento total e as características do projeto estimado pela EPE.

No ano “zero” do cronograma físico-financeiro, são considerados custos relativos à elaboração do projeto básico do gasoduto e ao ressarcimento do Agente Provocador no que toca ao compartilhamento da faixa de servidão, da licença prévia e das pontes sobre os rios Macacu e Guapiaçu. A EPE estimou o prazo de 2 anos (anos 1 e 2) para a conclusão da construção e montagem (C&M) e do comissionamento do duto. A curva de desembolso é apresentada na Figura 4.9, a seguir.

⁶⁵ Cabe destacar que o Agente Provocador apresentou um cronograma físico-financeiro compatível com o estimado pela EPE.

CRONOGRAMA FÍSICO-FINANCEIRO DO PROJETO

Ano	0				1				2			
	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
Projeto Básico	29%	42%	29%									
Custos de compartilhamento	6%	44%	44%	6%								
Liberação de Faixa / Terrenos ¹												
Administração da Obra	1%	2%	2%	0%	12%	23%	14%	18%	15%	12%	0%	0%
Suprimentos					50%	50%						
C&M						16%	21%	26%	21%	16%		
Comissionamento / Testes / Pré-Operação									29%	42%	29%	
Benefícios e despesas indiretas	0%	0%	0%	0%	13%	25%	15%	19%	16%	12%	0%	0%

Ano	0				1				2				Total
	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	
Projeto Básico	1.009,85	1.441,67	1.009,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.461,38
Custos de compartilhamento	48,85	358,22	358,22	48,85	-	-	-	-	-	-	-	-	814,13
Liberação de Faixa / Terrenos ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Administração da Obra	270,12	459,24	349,06	12,46	2.285,35	4.372,82	2.698,89	3.325,43	2.778,77	2.201,52	79,89	-	18.833,54
Suprimentos	-	-	-	-	8.957,00	8.957,00	-	-	-	-	-	-	17.914,00
C&M	-	-	-	-	-	8.181,46	10.577,78	13.033,39	10.577,78	8.181,46	-	-	50.551,85
Comissionamento / Testes / Pré-Operação	-	-	-	-	-	-	-	-	313,10	446,98	313,10	-	1.073,18
Benefícios e despesas indiretas	-	-	-	-	2.535,51	4.851,48	2.994,31	3.689,44	3.082,94	2.442,50	88,63	-	19.684,82
Soma / Trimestre	1.328,82	2.259,13	1.717,13	61,31	13.777,86	26.362,76	16.270,97	20.048,25	16.752,59	13.272,46	481,61	-	112.332,90
Acumulado	1.328,82	3.587,95	5.305,08	5.366,39	19.144,25	45.507,01	61.777,99	81.826,24	98.578,83	111.851,28	112.332,90	112.332,90	112.332,90

* em R\$ mil

Ano	0				1				2			
	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
Projeto Básico												
Custos de compartilhamento												
Liberação de Faixa / Terrenos ¹												
Administração da Obra												
Suprimentos												
C&M												
Comissionamento / Testes / Pré-Operação												
Benefícios e despesas indiretas												

¹: estes custos estão incluídos em "Custos de compartilhamento"

Figura 4.8 - Cronograma físico-financeiro estimado pela EPE

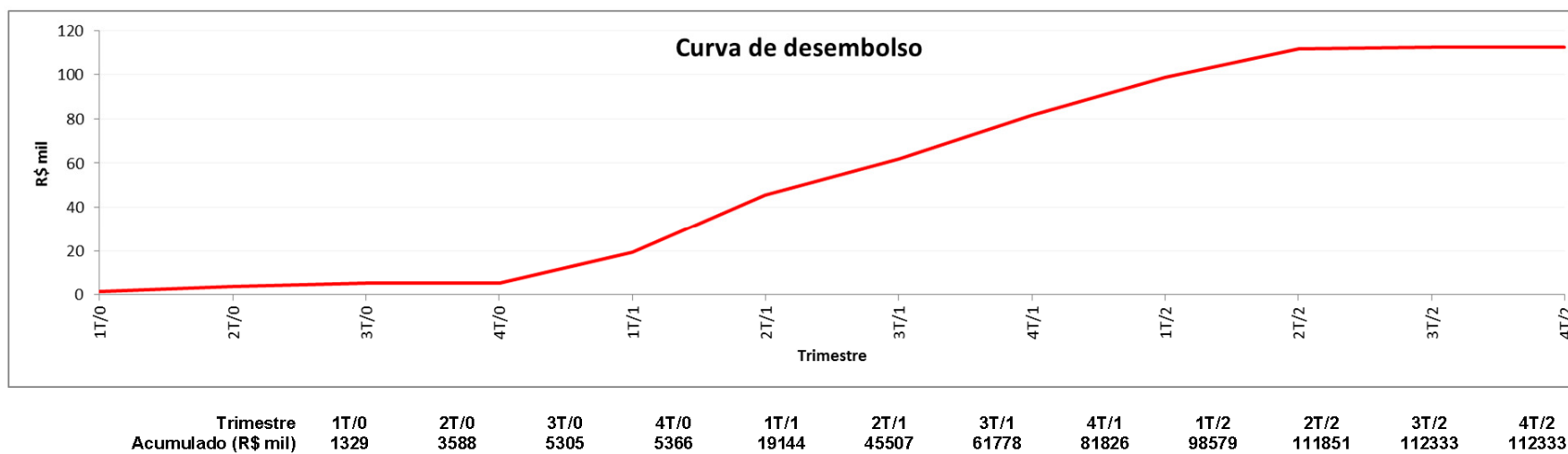


Figura 4.9 – Curva de desembolso estimada pela EPE

4.1.6. Impacto do Gasoduto na Malha de Transporte Dutoviário

Os critérios de dimensionamento de dutos devem obedecer às normas técnicas vigentes, às boas práticas de engenharia para projeto, construção e montagem, e ao marco regulatório estabelecido. Para o estudo do impacto na malha de transporte existente, a inserção do novo duto deve igualmente atender aos critérios estabelecidos nas projeções de oferta e demanda de gás natural, de modo a atender às necessidades de infraestrutura planejadas. Desse modo, os estudos de impacto do gasoduto abrangem aspectos de dimensionamento de engenharia, bem como aspectos de planejamento.

A principal norma nacional utilizada como referência para o dimensionamento do novo duto é a ABNT NBR 12.712-1:2002 - "Projeto de sistemas de transmissão⁶⁶ e distribuição de gás combustível". Abaixo os principais conceitos apresentados pela norma e que são utilizados no presente trabalho:

Pressão de projeto: Pressão usada na determinação de espessura de parede do duto e dos componentes de tubulação. *É uma pressão fixada a partir de condições de fluxo do sistema de gás.*

Máxima Pressão de Operação (MPO): maior pressão na qual um sistema sob condições normais é operado.

Máxima pressão admissível (MPOA): maior pressão na qual um sistema de gás pode ser operado de acordo com as provisões desta norma, em função de sua qualificação por ensaio de pressão.

Temperatura de projeto: temperatura de escoamento do gás usada para o dimensionamento mecânico do gasoduto. É uma temperatura fixada a partir das condições de fluxo no sistema de gás.

Tensão de escoamento: Tensão na qual o material apresenta deformação permanente quando submetido a ensaio de tração; é também, para alguns materiais, a tensão que no diagrama tensão-deformação corresponde a uma deformação especificada.

⁶⁶ A norma utiliza preferencialmente o termo transmissão como sinônimo de transporte.

Segundo Freire *et al* (2009)⁶⁷, " (...) a ideia central para o dimensionamento de um duto é garantir que, em qualquer situação, o valor da tensão circunferencial gerada pela pressão interna mantenha certo grau de afastamento da tensão especificada para início de escoamento do material [da tubulação], considerando que, pressurizado e, semelhantes condições, possa o fluido ficar contido indefinidamente dentro deste duto (...). A pressão máxima de operação⁶⁸ é a maior pressão a que um ponto do duto é submetido em condições normais de operação, no regime de escoamento permanente ou na condição estática".

A pressão máxima de operação no trecho de interconexão do gasoduto proposto é a mesma da pressão máxima de operação do GASDUC III, que é de 100 kgf/cm², conforme informado no relatório de informações ao órgão regulador disponíveis na página do transportador do GASDUC III⁶⁹. Assim, isso equivale a dizer que em *condições normais de operação* a pressão máxima de operação do duto é de 100 kgf/cm². Essa mesma condição deve ser utilizada como referência para pressão de projeto para cálculo de espessura de parede e de seleção de materiais construtivos do duto, acessórios de tubulação e de equipamentos.

Ainda segundo Freire *et al.* (2009): "A pressão é o mais importante carregamento que atua no duto. O valor de pressão usado no dimensionamento da espessura da parede do duto é o correspondente à pressão de projeto. Por sua vez, a pressão de projeto para um trecho de duto deve ser igual ou superior à pressão máxima de operação neste trecho". Vale ressaltar que o dimensionamento do duto ocorre na condição de MPO.

Assumiu-se como premissa que o duto opera em plena carga, não existindo vazões intermediárias no *ramp-up*. No PDE 2012-2021 (EPE, 2012a), já havia sido identificado um excedente de produção líquida potencial do Pré-Sal sobre a capacidade instalada de processamento de gás natural, de modo que seria preciso ampliar a capacidade de processamento de gás natural para suprimento da malha. Na ocasião, foi considerado que o gás proveniente do Pré-Sal seria processado por meio da ampliação das UPGNs no terminal de Cabiúnas, localizado em Macaé/RJ e escoaria através do GASDUC III para a Região Metropolitana do Rio de Janeiro. O excedente de produção líquida de gás natural se mantém no PDE 2013-2022.

A Petrobras definiu que o escoamento da produção de gás natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos será feito pela chamada "Rota 3" (Rota Maricá), que será orientada para Maricá/RJ. Essa

⁶⁷ FREIRE, J.L.F. (ORG.). Engenharia de dutos., p. 9.3. Rio de Janeiro. Editora ABCM, 2009.

⁶⁸ O termo Máxima pressão de operação (MPO) equivale ao termo Pressão Máxima de Operação (PMO). Ambos são utilizados em documentos técnicos com o mesmo sentido (ver norma ABNT 15.280).

⁶⁹ Disponível em <<http://tag.petrobras.com.br/main.jsp?lumChannelId=8A95ECEB2260CD61012266064C477B86>>. Acesso em: 19/11/2013

rota de escoamento foi a utilizada pelo Agente Provocador para suprimento do COMPERJ, onde serão localizadas as UPGNs que farão o tratamento do gás escoado pela Rota 3.

O conjunto de UPGNs localizado no COMPERJ terá capacidade final de tratamento de 21 milhões m³/d até o ano de 2022, hipótese considerada na presente avaliação. Parte desse gás deverá ser consumida no COMPERJ, de modo que foi considerada a vazão máxima pretendida pelo Agente Provocador de 17 milhões m³/d para avaliar o dimensionamento do duto.

A pressão de operação considerada do duto proposto foi de 100 kgf/cm² e o comprimento de 11 km. As normas de referência utilizadas pela EPE foram a ABNT NBR-12.712 e ASME B 31.8.

4.1.6.1. Dimensionamento hidráulico do projeto pelo Agente Provocador

O proponente apresentou o dimensionamento termo-fluido-hidráulico do projeto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ realizado com o *software Pipeline Studio* da *Energy Solutions* na versão 3.2.

O provocador considerou as vazões mínima e máxima de 2 e 17 milhões de m³/d para escoamento de gás com composições típicas de correntes à jusante das UPGNs (já tratadas) e pressão de projeto de 100 kgf/cm². A pressão normal de entrada pelo ponto de interconexão ao GASDUC III foi igualmente de 100 kgf/cm². O proponente considerou ainda a contrapressão mínima de 60 kgf/cm².

As variações da temperatura local foram consideradas nas simulações propostas para o ambiente, o solo e para o gás com base no histórico de temperaturas da região, o que gerou a necessidade de informações para cálculo da transferência de calor ao longo do duto e de seus revestimentos (polietileno e concreto). O material definido para a tubulação foi aço API 5L X-70, com limite mínimo de tensão de escoamento 70.000 psi, sem sobre-espessura para corrosão e com sobre-espessura nos trechos onde a classe de locação assim requisitava.

O resultado das simulações indicou diâmetro nominal obtido pelas simulações foi de 24 polegadas. A pressão de injeção do gás na malha nas condições de máxima vazão ocorre na ordem de 96 a 97 kgf/cm². Na condição de vazão mínima a pressão no ponto de interconexão atinge valores informados de 99,95 kgf/cm².

Vale notar que os dados de simulação do proponente apresentam detalhamento avançado de dados de operação, tais como temperaturas de operação, que na fase de projeto conceitual têm baixo impacto no resultado, em virtude das imprecisões inerentes dessa fase do projeto.

4.1.6.2. Dimensionamento realizado pela EPE

Para realizar o dimensionamento e para avaliar o impacto da entrada do gasoduto na malha integrada foram realizadas simulações termo-fluido-hidráulicas utilizando o programa *PipelineStudio da Energy Solutions* na versão 3.3.0.5 no módulo TGNET.

O dimensionamento de dutos tem relação direta com as perdas de energia decorrentes do atrito em contato com as paredes internas do duto. Essa perda de energia, também conhecida como perda de carga, se traduz na queda de pressão ao longo do duto em razão do escoamento. A queda de pressão é o principal critério para a definição do diâmetro do duto. A primeira relação econômica no dimensionamento do duto decorre da minimização das perdas de carga. Quanto maiores as perdas de carga, maior o gasto energético para a manutenção da pressão do sistema.

Segundo Mohitpour et al. (2000)⁷⁰, a queda de pressão máxima no projeto de duto deve ficar entre os padrões estabelecidos de 15 a 25 kPa/km. Valores muito abaixo desses mínimos tendem a estabelecer dutos superdimensionados. Valores acima indicam perdas excessivas de energia em função do atrito. Esses valores foram utilizados como referência pela EPE para o cálculo de diâmetro dos dutos.

Nos estudos da EPE foram consideradas as temperaturas de referência de 20°C e a pressão de 1 atm. O material definido para a tubulação foi aço API 5L X-70, com limite mínimo de tensão de escoamento 70.000 psi, sem sobre-espessura para corrosão.

Inicialmente é realizado o cálculo do diâmetro do duto que atende as condições de perda indicadas. O duto é calculado sem a contrapressão da malha. A Tabela 4.17 a seguir mostra os valores obtidos de queda de pressão para os diâmetros estudados pela EPE para dutos isolados da malha utilizando o programa *Pipeline Studio*:

Tabela 4.17 - Queda de pressão em função dos diâmetros estudados

Diâmetro (polegadas)	20	22	24	26	28
Queda de pressão (kgf/cm ²)	8,47	4,66	2,65	1,40	0,76
Queda de pressão/km (kgf/cm ²)	0,77	0,42	0,24	0,13	0,07

Fonte: Elaboração EPE.

⁷⁰ MOHITPOUR, M., GOLSHAN H., MURRAY A (2000), *Pipeline Design & Construction: a practical approach*. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2000

Observa-se que apenas o duto de 24 polegadas enquadra-se em ambos os critérios de valores mínimo e máximo de queda de pressão para a vazão estabelecida, embora o duto de 26 polegadas esteja próximo dos limites estabelecidos.

De qualquer forma, de posse desses resultados de dimensionamento, foram analisados os impactos da inserção do duto na malha integrada no ano de 2022 considerando-se os diâmetros de 22, 24 e 26 polegadas.

4.1.6.3. Impacto da entrada do duto em relação à malha

A avaliação do impacto do gasoduto na malha assume como cenário a condição mais crítica de escoamento a que o duto poderá ser submetido no horizonte de estudo (critério da demanda máxima de gás natural). Foram consideradas como referência as condições de oferta ao mercado de gás natural no ano 2022, bem como as de demanda potencial declaradas para os estudos do PDE 2013-2022.

Como resultados obtidos, verificou-se que a pressão de injeção do gás na malha nas condições de máxima vazão obtidas no estudo da malha integrada ocorre na ordem de 96 kgf/cm². Ademais, As simulações termo-fluido-hidráulicas realizadas para o ano de 2022 revelam que a entrada do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ não desequilibra a infraestrutura da malha integrada. O principal resultado da entrada do novo gasoduto operando com o volume máximo de gás transportado do COMPERJ para a malha (GASDUC III) será o deslocamento da importação de GNL no terminal de regaseificação da Baía de Guanabara/RJ, reduzindo a quantidade de gás importado por esse meio.

O gasoduto em referência não altera a oferta para a região Nordeste, que será majoritariamente atendida pelos pontos de oferta do Terminal de GNL na Bahia e do Terminal Cabiúnas, em Macaé/RJ. Considera-se que a Região Sudeste irá direcionar o gás natural excedente (decorrente da entrada do duto) preferencialmente em direção ao Sul do País, que apresenta expressivo aumento de demanda no horizonte decenal estudado.

Dessa maneira, o gasoduto de 24 polegadas atende às necessidades acima especificadas de demanda. O impacto principal de sua entrada implica a alteração do regime de importação de GNL por meio do terminal da Baía de Guanabara.

A interligação do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ não acarreta prejuízos ao funcionamento do sistema, nem cria gargalos de infraestrutura no caso de uso total da capacidade do projeto proposto.

Vale ressaltar que a vazão real a ser transportada só será conhecida após a chamada pública. De posse das informações obtidas na chamada pública, alcança-se a etapa de se realizar a otimização do projeto, quando o diâmetro do duto deverá ser recalculado ou ratificado.

Não por outro motivo, Mohitpour *et al.* (2000) afirmam que:

"the economic feasibility of a pipeline project is usually established before any optimization takes place. One criterion that is often used for acceptance or rejection of a project is the expected rate of return of the invested capital. Once the feasibility is proven, optimum choices between line size and pumping/compression requirements are determined."

Em suma, pode-se concluir que o gasoduto com diâmetro de 24 polegadas, além de seguir as boas práticas de engenharia preconizadas pela norma ABNT 12.712 e de não criar desequilíbrios na infraestrutura da malha integrada, atende ao princípio de modicidade tarifária e é adequado para o gasoduto de referência a ser utilizado no processo de chamada pública.

4.1.7. Conveniência da Construção Proposta

A EPE considera conveniente a construção do projeto do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ proposto pela Petrobras por meio do requerimento (Protocolo nº 48380.000192/2013-00) no âmbito da Portaria MME nº 94/2012.

O projeto apresentado tem fundamentação e viabilidade técnica e econômica e sua caracterização e análise socioambientais são adequadas. Ademais, o impacto do gasoduto na malha integrada é favorável, não implicando prejuízos ao funcionamento do sistema ou restrições na infraestrutura de transporte.

A EPE concluiu que o gasoduto é elegível à proposição pelo MME visando o encaminhamento para Chamada Pública, a ser realizado pela ANP, considerando as seguintes características: 11 km de extensão, diâmetro de 24 polegadas, pressão máxima de operação de 100 kgf/cm² e vazão máxima de gás natural de 17 milhões Nm³/dia.

O valor do investimento total (CAPEX) do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ a ser adotado pela ANP, após a proposição do duto pelo MME, visando à definição de tarifa máxima para a

Chamada Pública, é de R\$ 112,32 milhões. Já os custos operacionais (OPEX) montam à R\$ 4,49 milhões ao ano.

Capítulo 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Lei nº 11.909/2009, regulamentada pelo Decreto nº 7.382/2010, estabeleceu um novo marco regulatório para a indústria do gás natural, no qual o Ministério de Minas e Energia – MME deverá elaborar o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do País (PEMAT), preferencialmente, com periodicidade anual, com base em estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Tais estudos deverão conter, conforme o Decreto nº 7.382/2010 (Artigo 6º, §2º), entre outros elementos, propostas de traçados, de sistemas de compressão a serem instalados e de localização de pontos de entrega, bem como as estimativas de investimentos dos gasodutos.

No caso da provocação de terceiros, o §1º do art. 3º da Portaria MME nº 94/2012 estabelece que o relatório a ser emitido pela EPE sobre o Requerimento de Provocação de Terceiros deverá considerar no mínimo: a fundamentação dos estudos apresentados; a caracterização e análise socioambiental do empreendimento; a viabilidade técnica e econômica do empreendimento; o impacto do gasoduto na malha de transporte dutoviário; e, a conveniência da construção ou ampliação proposta.

O presente relatório apresentou os estudos realizados pela EPE para subsidiar o MME na elaboração do primeiro ciclo do PEMAT, relativo ao período 2013-2022. O objetivo destes estudos foi identificar as alternativas elegíveis para a expansão ou ampliação da malha nacional de gasodutos de transporte para o PEMAT 2013 - 2022, considerando aspectos técnicos, econômicos e socioambientais.

Para facilitar uma melhor compreensão, neste relatório, discorreu-se, inicialmente, sobre a metodologia que embasou o estudo, descrevendo os aspectos relacionados à demanda potencial, à oferta potencial, ao balanço de oferta e demanda, aos critérios para a avaliação de alternativas, aos socioambientais (que influenciam a definição do corredor e do traçado preliminar) e às premissas de análise de viabilidade técnica e econômica. Posteriormente, avaliou-se o balanço de oferta e demanda de gás natural para o horizonte 2013-2022 a partir das previsões de demanda potencial e de oferta potenciais realizadas pela EPE, bem como os resultados das simulações termo-fluido-hidráulicas dos sistemas integrado e isolados a fim de identificar eventuais restrições de infraestrutura. Nesta etapa, com base nos critérios de avaliação estabelecidos e considerando os condicionantes de demanda e oferta potenciais subjacentes aos estudos, buscou-se identificar as alternativas consideradas aptas pela EPE para a inserção pelo MME no PEMAT 2013-2022. Finalmente, as alternativas avaliadas para o PEMAT foram detalhadas no que concerne suas respectivas configurações técnicas (distância, diâmetro, pontos de entrega, compressão, etc.), análise socioeconômica de corredor (inclusive definição

de traçado preliminar) e avaliação técnico-econômica de seus custos de investimento e cálculo de tarifa postal de transporte.

Cabe enfatizar que, nestes estudos, tratou-se, particularmente, de identificar e avaliar, com as informações disponíveis e os condicionantes revelados de demanda e oferta potenciais, as alternativas que se mostrassem potencialmente atrativas aos empreendedores e factíveis de serem propostas pelo MME para o detalhamento (estabelecimento do gasoduto de referência), visando à Chamada Pública e o prosseguimento do processo de licitação e construção e/ou ampliação das alternativas de gasodutos de transporte. Ademais, conforme disposto na Lei nº 11.909/2009 (art. 1º, §2º), considerou-se que a exploração das atividades relativas ao transporte de gás natural decorrentes das autorizações e concessões correrá por conta e risco do empreendedor, não se constituindo, em qualquer hipótese, prestação de serviço público. Neste sentido, não se propôs nos estudos do PEMAT 2013-2022 as alternativas que permitiriam a consolidação de uma malha "ideal" de gasodutos de transporte para o país já em seu primeiro ciclo, mas sim de propor aquelas alternativas que se revelassem aderentes aos princípios da Lei nº 11.909/2009 e, conforme já mencionado, potencialmente atrativas aos empreendedores e factíveis de serem encaminhadas pelo MME para a definição do gasoduto de referência visando à Chamada Pública e o processo de outorga de autorização ou de licitação para a concessão da atividade de transporte.

Dentre as alternativas avaliadas para o PEMAT 2013-2022, a que se mostrou elegível para ser proposta, pelo MME, visando o encaminhamento para a Chamada Pública, a ser realizado pela ANP, considerando os condicionantes de demanda e oferta potenciais subjacentes aos estudos, foi:

- COMPERJ, Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ (GASDUC III);

A EPE concluiu que o gasoduto a ser proposto pelo MME tem as seguintes características: 11 km de extensão, diâmetro de 24 polegadas, pressão máxima de operação de 100 kgf/cm² e vazão máxima de gás natural de 17 milhões m³/dia.

O valor do investimento total (CAPEX) do gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ a ser adotado pela ANP, após a proposição do duto pelo MME, visando à definição de tarifa máxima para a Chamada Pública, é de R\$ 112,32 milhões. Já os custos operacionais (OPEX) montam à R\$ 4,49 milhões ao ano.

A Tabela 5.1, a seguir, resume as características técnicas básicas para cada uma destas alternativas e suas estimativas de custos (em milhões de reais).

Tabela 5.1 – Resumo da alternativa elegível para o PEMAT 2013-2022

Alternativa	Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ
Caracterização	
Extensão (km)	11
Diâmetro (pol)	24
Capacidade (milhões m ³ /d)	17
Pontos de Entrega	Guapimirim/RJ (GASDUC III)
Estações de Compressão	Não há
Válvulas de Bloqueio (intermediárias)	Não há
Custos do Investimento (em milhões R\$)	
Duto ¹	26,70
Instalações Complementares ²	14,70
Construção e Montagem ³	28,14
Licenciamento Ambiental e Liberação da Faixa de Servidão ⁴	0,61
Outros Bens e Instalações Diretamente Vinculados à Implantação do Projeto ⁵	0,20
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	19,68
Administração da Obra e Despesas Diversas ⁶	18,83
Engenharia Básica ⁷	3,46
Total	112,32

Fonte: Elaboração EPE.

¹: Inclui os custos com: (i) tubulação e válvulas de bloqueio, (ii) sistema lançador/recebedor de "pigs", (iii) sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle de corrosão e (iv) sistemas de supervisão e controle, comunicação e detecção de vazamentos.

²: Inclui a construção das estações de medição: (i) serviços de terraplenagem e urbanização, (ii) construção das edificações e (iii) aquisição dos módulos de medição.

³: Inclui os custos com: (i) preparação da faixa de gasodutos, (ii) construção e montagem do duto, (iii) comissionamento e condicionamento e (iv) travessias e cruzamentos.

⁴: Inclui obtenção do licenciamento ambiental frente aos órgãos competentes e liberação da faixa de servidão.

⁵: Inclui os custos de compartilhamento das duas pontes, além de imóveis, edificações, terrenos e benfeitorias, móveis, equipamentos e instalações de escritório, máquinas e equipamentos operacionais, equipamentos e instalações de processamento de dados, equipamentos e instalações de comunicação, veículos e outros bens imobilizados.

⁶: Soma dos custos de mobilização e desmobilização e implantação do canteiro de obras e com os gastos locais do construtor no canteiro de obras.

⁷: Inclui os custos com (i) estudos de viabilidade, (ii) o projeto básico, (iii) o projeto executivo e (iv) *as built*.

A Tabela 5.2 a seguir apresenta os resultados do balanço de demanda e oferta potenciais de gás natural, no sistema integrado do Brasil, após análise das alternativas estudadas e propostas pelo PEMAT 2013-2022.

Tabela 5.2 – Balanço de Demanda e Oferta Potenciais de Gás Natural no sistema integrado, a partir do resultado do PEMAT 2013-2022 (milhão m³/d)

Descrição	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda Potencial	102,2	111,6	125,5	135,2	144,3	159,7	163,8	170,0	175,0	180,4
Demanda Não-Termelétrica	60,8	68,0	81,9	91,6	98,2	113,6	116,9	121,4	124,5	127,9
Total Termelétricas	41,3	43,6	43,6	43,6	46,0	46,0	46,0	47,5	49,0	50,3
Térmicas Gás	32,7	34,9	34,9	34,9	34,9	34,9	35,8	37,5	39,4	41,4
Térmicas Bicomustível	8,6	8,7	8,7	8,7	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Oferta Potencial	102,3	122,0	123,0	126,5	133,6	147,7	154,8	163,5	171,9	172,1
Recursos Descobertos	45,2	50,7	51,9	55,0	59,1	63,1	59,5	57,1	53,3	46,6
Recursos Contingentes	0,0	0,2	0,1	0,3	2,8	7,5	13,7	21,5	31,2	35,0
Recursos Não-Descobertos-Empresas	-	-	0,0	0,2	0,4	5,6	9,8	11,4	12,4	12,3
Recursos Não-Descobertos-União	-	-	-	-	0,2	0,4	0,8	2,4	3,9	7,0
Importação GNL	27,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
Importação gasoduto	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
Saldo	0,2	10,4	(2,5)	(8,6)	(10,7)	(12,0)	(8,1)	(5,4)	(1,6)	(6,2)
Saldo sem as UTEs Bicomustível	8,8	19,0	6,2	0,0	0,4	(0,9)	3,0	5,7	9,5	4,9

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: Consideram-se térmicas indicativas a gás natural totalizando 1,5 GW em 2022. Na linha "saldo" os números em parênteses representam o excedente de demanda de gás natural.

Cabe ressaltar, que este resultado não apresenta nenhuma alteração no balanço de demanda e oferta potenciais original do PDE 2013-2022 (apresentado na seção 3.3). Isto porque, a oferta e a demanda de gás natural do gasoduto elegível a proposição já estavam sendo consideradas no ciclo do PDE 2013-2022, que foi utilizado como ponto de partida para os estudos do PEMAT 2013-2022⁷¹.

Quando houver diferenças significativas entre os balanços, será necessário incorporar o resultado do PEMAT no ciclo do PDE seguinte, realimentando o ciclo do planejamento.

Finalmente, cabe observar que, como revela a experiência internacional, um dos fatores fundamentais para o desenvolvimento de uma malha de gasodutos de transporte ampla e densa é o aporte de oferta potencial em diferentes pontos do sistema com base em origens distintas (quer produção em de Bacias diferentes, quer via importação por gasodutos ou terminais de regaseificação de GNL). Por conseguinte, a iniciativa do Governo Federal de retomar a realização de licitações de blocos exploratórios de petróleo e gás natural encontra-se em linha com esta necessidade de desenvolvimento de um sistema amplo, denso e integrado de gasodutos de transporte. Em particular, a definição de rodadas com foco em bacias de fronteira exploratória de recursos convencionais nas Regiões Norte e Nordeste (como a do Pará-Maranhão e do Foz do Amazonas) e terrestres propensas à ocorrência de recursos de gás não-convencionais, ao promover a busca pela diversificação geográfica da origem da oferta

⁷¹ Ressalve-se que o gasoduto que liga o GASBOL a Uberaba/MG não foi analisado no PEMAT 2013-2022 pelos motivos já expostos anteriormente. Assim, assume-se que a oferta e a demanda relacionadas ao mesmo gasoduto permanecem no balanço.

potencial, estabelece passos importantes para o desenvolvimento de um sistema integrado amplo e denso.

Similarmente, o aporte de gás natural na Região Sul via terminais de regaseificação de GNL (há projetos para os quais ainda não há definição) também seria um passo importante na consolidação da indústria do gás natural no Brasil. Ainda que o patamar recente de preços do GNL não estimule muito esta estratégia, estes projetos representam alternativas técnicas a serem permanentemente reavaliadas como solução estrutural para o aporte de gás natural na porção sul da malha integrada e, portanto, para o atendimento da Região Sul e o aumento da confiabilidade do sistema integrado como um todo. O fato de, nos últimos anos, os preços de gás natural passarem por períodos de alta turbulência, com reversões de tendências abruptas, reafirma a necessidade de reavaliação permanente destas alternativas.

Por fim, destaque-se que o Ministério de Minas e Energia instituirá um Comitê de Validação, sob sua coordenação, para corroborar, dentre as alternativas identificadas nos estudos da EPE, aquelas que devem ser propostas pelo MME em função de considerações traçadas pelos agentes da indústria de gás natural sobre as opções de uso deste recurso (por exemplo, consumo local ou disponibilização ao mercado) e seu preço de realização.

Em outras palavras, o objetivo desse Comitê é verificar se há interesse por parte dos ofertantes de gás natural pelas alternativas de gasoduto identificadas nos estudos da EPE, ou se há a intenção de dar outra destinação ao gás natural.

Recomendações para o MME:

- Propor o gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ com as seguintes características: 11 km de extensão, diâmetro de 24 polegadas, pressão máxima de operação de 100 kgf/cm² e vazão máxima de gás natural de 17 milhões m³/dia.
- Avançar com os procedimentos para a proposição da construção do gasoduto Itaboraí/RJ – Guapimirim/RJ e para a realização, pela ANP, da Chamada Pública do mesmo, definindo o valor de investimento total (CAPEX) em R\$ 112,32 milhões e os custos operacionais (OPEX) em R\$ 4,49 milhões ao ano.

Capítulo 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AACE. AMERICAN ASSOCIATION OF COST ENGINEERS, (2011). International Recommended Practice No. 18R-97, 2011. Disponível em <<http://www.aacei.org/non/rps/18R-97.pdf>>, acesso em 9 de maio de 2013.

ABEGAS. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO, (2012). *Informações gerais*. Disponível em: <<http://www.abegas.org.br>>. Acesso em: Dezembro/2012.

ABNT. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, (1993). NBR 12.712: *Projeto de Sistemas de Transmissão e Distribuição de Gás Combustível*. Rio de Janeiro, 1993.

AER. AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR, (2012). *State of the Energy Market 2012*. Melbourne: Australian Energy Regulator, dez 2012. Disponível em: <<http://www.aer.gov.au/node/18959>>. Acesso em: 15 fev 2013.

ALLEN, P. A; ALLEN, J. R., (2005). *Basin analysis: principles and applications. 2nd edition*. Blackwell Publishing Ltd. 562p.

ANADARKO PETROLEUM CORPORATION, (2012). *2012 Annual Report*. Disponível em: <<http://www.anadarko.com/Home>>. Acesso em: Jul. 2013.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2004). *Considerações sobre o processo de formação de preços de gás natural no Brasil (versão preliminar)*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, ANP. Março de 2004.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2006). *Metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital aplicável a atividade de transporte de gás natural no Brasil*. Nota Técnica nº 027/2006-SCM, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural, ANP. Novembro de 2006.

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2008). Resolução ANP nº. 16/2008. Publicação no Diário Oficial da União em 18 de junho de 2008. Disponível em: http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2008/junho/ranp%2016%20%202008.xml.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2011). *Análise da Regulamentação da Estrutura da Indústria e da Dinâmica de Formação dos Preços do Gás Natural no Brasil*. Coordenadoria de Defesa da Concorrência e Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, Dezembro 2011. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 08 jan. 2013.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2012a). *Banco de Dados de Exploração e Produção – BDEP*. Rio de Janeiro, ANP. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?id=181>>. Acesso em: 15 fev. 2013

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2012b). *Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural - BMP*. Desenvolvimento e Produção, ANP, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=36407>>. Acesso em: 15 fev. 2013.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2012c). *Gás Natural e Desenvolvimento*. Apresentação realizada em 21 junho de 2012, pela Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis,, na 2ª Etapa do Simpósio "Plano de Desenvolvimento Industrial Regional", organizado por FIEMG Regional de Vale Rio Grande.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2012d). *Programa Anual de Produção – PAP*. ANP, Rio de Janeiro.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2012e). *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2012*. Dados Estatísticos, Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 19 fev. 2013.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2012f). Resolução nº. 44, de 18 de agosto de 2011. Disponível em: <http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2011/agosto/ranp%2044%20-%202011.xml>. Acesso em: out. 2013.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2012g). Resolução nº. 42, de 10 de dezembro de 2012. Disponível em: <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>>. Acesso em: mar. 2013.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2012h). Despacho do Diretor nº 301/2012, de 01 de março de 2012. Disponível em: <[http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/despachos/2012/mar%C3%A7o/desp%20301%20-%202012.xml?fn=document-frameset.htm\\$f=templates\\$3.0](http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/despachos/2012/mar%C3%A7o/desp%20301%20-%202012.xml?fn=document-frameset.htm$f=templates$3.0)>. Acesso em: 22 nov. 2013.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2012i). *Gás Natural*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 08 jan. 2013.

BACEN. BANCO CENTRAL DO BRASIL, (2013). *Taxas de Câmbio*. Banco Central do Brasil. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br>>. Acesso em: 08 jan. 2013.

BAETA, André P., (2012). *Orçamento e Controle de Preços de Obras Públicas*. São Paulo: Editora PINI, 2012, 456 p.

BILL BARRETT CORPORATION, (2012). *Annual Report*. Disponível em: <www.billbarrettcorp.com>. Acesso em: Jul. 2013.

BNDES. BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL, (2012). *Petróleo e Gás Natural - Transporte e Distribuição de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/petroleo_gas_transporte_distribuicao.html>. Acesso em 01 de julho de 2012.

LAGE, E.; PROCESSI, L.; DORES, P.; GALOPPI, P., (2013). *Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro*. BNDES Setorial, nº 37. BNDES: Rio de Janeiro, p. 33-88. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/bnset/set3702.pdf>. Acesso em: 08 jan. 2014.

BP. BRITISH PETROLEUM, (2012). *Financial and Operation Information 2008-2012*. Disponível em: <<http://www.bp.com/>>. Acesso em: Jul. 2013.

BRASIL. Presidência da República Federativa do Brasil, (1997). Lei nº. 9.478 de 6 de agosto de 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. DOU de 7/8/1997.

BRASIL. Presidência da República Federativa do Brasil, (2002). Lei nº. 10.637, de 30 de dezembro de 2002. Dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep). DOU de 31/12/2002 - Edição Extra.

BRASIL. PRESIDÊNCIA DA República Federativa do Brasil (2003). Lei nº. 10.833, de 29 de dezembro de 2003. Altera a Legislação Tributária Federal e dá outras providências. DOU de 30/12/2003. Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/leis/2003/lei10833.htm>>. Acesso em: 27 nov. 2013.

BRASIL. Presidência da República Federativa do Brasil, (2010). Decreto nº. 7.382, de 2 de dezembro de 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Decreto/D7382.htm>. Acesso em: mar. 2013.

BRASIL. Presidência da República Federativa do Brasil, (2009). Lei nº. 11.909, de 4 de março de 2009. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/11909.htm>. Acesso em: março/2013.

BRASIL. Presidência da República Federativa do Brasil, (2009b). Os desafios do Pré-Sal. Disponível em: <livroaberto.ibict.br/bitstream/1/712/1/desafios_pre_sal_conselho.pdf>. Acesso em: Jul. 2013.

BRASIL, (2011). *Dilma assina protocolo para implantar fábrica de amônia e gasoduto em Uberaba (MG)*. Portal Brasil. Brasília, DF. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/noticias/arquivos/2011/03/16/dilma-assina-protocolo-para-implantar-fabrica-de-amonia-e-gasoduto-em-uberaba-mg>>. Acesso em: 08 fev. 2013.

BTS. BUREAU OF TRANSPORTATION STATISTICS, (2012). *National Transportation Statistics - 2012*. WA, DC: Bureau of Transportation Statistics, U.S. Department of Transportation. Disponível em: <<http://www.rita.dot.gov/bts/node/11792>>. Acesso em: 15 fev. 2013.

CASTANEDA, Christopher James (1993). *Regulated Enterprise: Natural Gas Pipelines and Northeastern Markets, 1938-1954*. Columbus: Ohio State University Press.

CECAV. CENTRO NACIONAL DE PESQUISA E CONSERVAÇÃO DE CAVERNAS, (2012). *Mapa brasileiro de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000*. Disponível em: <<http://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>>. Acesso em: 2 ago. 2012.

CEPA. CANADIAN ENERGY PIPELINE ASSOCIATION, (2012). *About Pipelines - 2012: Our Energy Connections*. Calgary: Canadian Energy Pipeline Association. Disponível em: <<http://www.cepa.com/>>. Acesso em 15 fev. 2013.

CHEVRON CORPORATION, (2012). 2012 Annual Report. Disponível em: www.chevron.com/AnnualReport2012. Acesso em: Jul. 2013.

CONFORT, M. J. F. Estocagem Geológica de gás natural e seus aspectos teóricos e regulatórios internacionais. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio – UFRJ, 2006.

CONOCO PHILLIPS, (2012), *2012 Annual Report*. Disponível em: <http://www.conocophillips.com/Pages/default.aspx>. Acesso em: Jul. 2013.

CPRM.COMPANHIA DE PESQUISA DE RECURSOS MINERAIS, (2002). *Mapa de Geodiversidade (corte ao milionésimo)*. Disponível em: <http://geobank.sa.cprm.gov.br/>. Acesso em: 30 out. 2011.

CPRM. COMPANHIA DE PESQUISA DE RECURSOS MINERAIS, (2012a). *Mapa Geológico e de recursos Minerais do Estado do Maranhão*. Disponível em: <http://geobank.sa.cprm.gov.br/>. Acesso em: 30 set. 2012.

CPRM. COMPANHIA DE PESQUISA DE RECURSOS MINERAIS, (2012b). *Mapa de Geológico do Estado do Pará*. Disponível em: <http://geobank.sa.cprm.gov.br/>. Acesso em 30 set. 2012

CREDIT SUISSE, (2012). *US Natural Gas Reservoir*. Disponível em: <http://www.credit-suisse.com/researchandanalytics>. Acesso em: Jul. 2013.

DAMODARAN, A., (2003). *Measuring Company Exposure to Country Risk: Theory and Practice*. Stern School of Business. Setembro de 2003. Disponível em: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pdfiles/papers/CountryRisk.pdf>. Acesso em 20 de agosto de 2012.

DNPM. DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL, (2012). *Processos Minerários (arquivos vetoriais)*. Disponível em: <http://sigmine.dnpm.gov.br/>. Acesso em: 21 maio 2012.

EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2012a). *Countries – China*. U.S. Energy Information Administration. Disponível em: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>. Acesso em: 15 fev. 2013.

EIA. Energy International Agency, (2012b). *How much does it cost to produce crude oil and natural gas?* Disponível em: www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=367&t=5. Acesso em: Ago. 2012.

EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2013). Disponível em: <http://www.eia.gov>. Acesso em 08 jan. 2013.

ELETROBRAS. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, (2011). *Base cartográfica dos limites das UCs Estaduais e Municipais*.

ENAGAS. EMPRESA NACIONAL DEL GAS, (2012). *Website*. Espanha. Disponível em: <http://www.enagas.es/>. Acesso em: 15 fev. 2013.

ENARGAS. ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, (2012). *Atlas Histórico – Década de 2000 a 2010*. Publicaciones, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicio, Argentina. Disponível em: <http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Mapas/Historico/2000/2010.php>. Acesso em: 15 fev. 2013.

ENERGY DELTA INSTITUTE, (2012a). *Interactive World Gas Map – Chile*. Energy Bussiness School, Energy Delta Institute, Netherlands. Disponível em: http://www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/interactive-world-gas-map/south_america/chile. Acesso em: 15 fev. 2013.

ENERGY DELTA INSTITUTE, (2012b). *Country Gas Profile - Italy*. Energy Bussiness School, Energy Delta Institute, Netherlands. Disponível em: <http://www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/country-gas-profiles/country-profile-italy#t42866>. Acesso em: 15 fev. 2013.

ENERGY DELTA INSTITUTE, (2012c). *Interactive World Gas Map – Germany*. Energy Bussiness School, Energy Delta Institute, Netherlands. Disponível em: <http://www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/interactive-world-gas-map/europe/duitsland>. Acesso em: 15 fev. 2013.

ENEVA, (2014). *Nossos Negócios*. ENEVA S.A. Disponível em: <http://www.eneva.com.br/pt/Paginas/default.aspx>. Acesso em 08 jan. 2014.

EPE (2008). Projeto APEP: Atualização da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro: EPE, MME

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2011). *Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2020*. Rio de Janeiro: EPE, 2011. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/default.aspx>. Acesso em: outubro de 2012.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2012a). *Plano Decenal de Energia 2021. Versão em consulta pública*. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PDEE/20120924_1.pdf. Rio de Janeiro, 2012. Acesso em: Dezembro/2012.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2012b). *Balanço Energético Nacional (BEN)*. Rio de Janeiro Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2012.pdf. Acesso em: Dezembro 2012.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2012c). *Estudo de Viabilidade Técnica-econômica de Projetos de Investimentos de Gasodutos*. Memorial Descritivo, Empresa de Pesquisa Energética, elaborado por SHAFT Consultoria, Contrato nº CT-EPE-025/2011, Rio de Janeiro, abril 2012.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2012d). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Atualização 2011*. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2012 Rio de Janeiro: EPE, 2011.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, (2013). *Ofício 157/EPE/2013*, enviado em 21 de março de 2013. Requerimento de Construção do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II – Solicitação de esclarecimentos adicionais. Processo nº. 48000.000086/2013-21.

ESMAP. ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM, (2007). *Integration Strategy for the Southern Cone Gas Networks*. ESMAP technical paper, 113/07 – World Bank. Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/en/2007/05/7862145/integration-strategy-southern-cone-gas-networks>>. Acesso em: Out. 2013.

EXXON MOBIL, (2012). *Financial and Operating Review*. Disponível em: <<http://www.exxonmobil.com>>. Acesso em: Jul. 2013.

FERC. FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, (2013). *Gas Pipelines*. FERC. Disponível em: <<http://www.ferc.gov>>. Acesso em: 08 jan. 2013.

FGV. FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS, (2013). *Índice Geral de Preços - Oferta Global - IGP-OG (código da série: 161392) Catálogo: Séries Gratuitas - Dados do FGV*. IBRE/FGV, Fundação Getúlio Vargas. Disponível em: <<http://portalibre.fgv.br/>>. Acesso em: 08 jan. 2013.

FIRJAN. FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, (2008). COMPERJ: Potencial de Desenvolvimento Produtivo. Estudos para o desenvolvimento do estado do Rio de Janeiro. Elaboração Técnica Fundação Getúlio Vargas. Maio, 2008. 44p.

FIRJAN. FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, (2011). *Quanto Custa o Gás Natural para a Indústria no Brasil?* Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.abrace.org.br/download/cartilha%20termica%202009.pdf>>. Acesso em 25 de maio de 2013.

FIRJAN. FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, (2013). *O preço do gás natural para as indústrias do Brasil e dos Estados Unidos*. Disponível em: <http://www.firjan.org.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908CEC3E3365F6013EC1C959517712&utm_source=pesquisa-gas&utm_medium=sitefirjan&utm_campaign=Downloads-Pesquisa-Gas>. Acesso em jul. de 2013.

FREIRE, José Luiz de França, (org.) (2009). *Engenharia de Gasodutos*. Transpetro/ABCM, Rio de Janeiro, Brasil, pp 1.1 a 1.20.

FUNAI. FUNDAÇÃO NACIONAL DO ÍNDIO, (2012). *Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil*. Disponível em: <<http://mapas.funai.gov.br/>>. Acesso em: abril de 2012.

FUNDAÇÃO CULTURAL PALMARES, (2012). *Comunidades Quilombolas*. Disponível em: <<http://www.palmares.gov.br/quilombola/>>. Acesso em: 21 set. 2012.

GAIL (2012). *Natural Gas Transmission*. GAIL (India) Limited, Ministry of Petroleum & Natural Gas, India. Disponível em: <http://www.gail.nic.in/final_site/naturalgas_transmission.html>. Acesso em: 15 fev 2013.

GAS ENERGY, (2011). *Cenário de Oferta e Demanda de GN Foco no Estado do RJ*. 2011. Disponível em: <<http://www.adrio.org.br/site/admin/uploads/projetos/1316112745.pdf>>. Acesso em: Jul. 2013.

GAZPROM (2012). *Gazprom in Question and Answers*. Gazprom, Moscow. Disponível em: <<http://eng.gazpromquestions.ru/index.php?id=6>>. Acesso em: 15 fev 2013.

GIE. GAS INFRASTRUCTURE EUROPE, (2012). *European Voice.com*. Disponível em: <<http://www.europeanvoice.com/page/gie-gas-infrastructure-europe-maps-and-data/652.aspx>>. Acesso em: 15 fev 2013.

GRTGaz (2012). *A transmission network at the heart of european gas flows*. GRTGaz, França. Disponível em: <<http://www.grtgaz.com/en/our-company/our-network.html>>. Acesso em: 15 fev. 2013.

HIGASHI, Nobuyuki, (2009). *Natural Gas in China – Market evolution and strategy*. Working Paper Series, International Energy Agency, IEA/OECD.

HOWARD WEIL INCORPORATED, (2011). *F&D Cost Study*. Disponível em: <www.howardweil.com/docs/Reports/Conference/2011-FDStudy.pdf>. Acesso em: Ago. 2013.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2012). *Golden rules for a golden age of gas: World Energy Outlook Special Report n Unconventional Gas*. Disponível em: < <http://www.worldenergyoutlook.org/goldenrules/>>. Acesso em: 08 jan. 2014.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2013). *World Energy Outlook 2013*. Paris: International Energy Agency.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, (1992). *Manual Técnico da Vegetação Brasileira* (Série Manuais Técnicos, nº. 1), CDDI . Rio de Janeiro, 92p.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, (2004). *Mapa de Biomas do Brasil*. Disponível em: <ftp://geoftp.ibge.gov.br/mapas/tematicos/mapas_murais/>. Acesso em: 28 jul. 2011.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, (2006). *Mapa de Unidades de Relevo do Brasil 1:5.000.000*. Disponível em: <ftp://geoftp.ibge.gov.br/mapas/tematicos/mapas_murais/>. Acesso em: 28 jul. 2011.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, (2009a). *Ortofotomosaico 1:25.000 (Folhas do Estado do Rio de Janeiro)*. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br>>. Acesso em: 01 mar. 2012.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, (2009b). *Modelo Digital de Elevação 1:25.000 do Projeto RJ-25*. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br>>. Acesso em: 01 mar. 2012.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, (2009c). *Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD)*. Rio de Janeiro. 2009.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, (2009d). *Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo*. Disponível em: <http://www.mmmt.net/db/0/0/geoftp.ibge.gov.br/mapeamento_sistemico/base_continua_ao_milionesimo/2_bcim_v3.04_dados/geodatabase>. Acesso em: 5 out. 2011.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, (2012). *Webpage*. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/geografia/default_div_int.shtm>. Acesso em: 15 dez. 2012.

IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo, (2013) *Curso: Processamento de Gás Natural*. IBP, Rio de Janeiro, Abril de 2013.

INCRA. INSTITUTO NACIONAL DE COLONIZAÇÃO E REFORMA AGRÁRIA, (2012). *Mapa de Projetos de Assentamento – SIGEL*. Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 10 out. 2012.

INEA. Instituto Estadual do Ambiente, (2012). Licença Prévia do sistema de dutos do COMPERJ. LP nº. IN020511.

IPLOCA. INTERNACIONAL PIPELINE & OFFSHORE CONTRACTORS ASSOCIATION, (2009). *Onshore Pipelines - The Road to Success. An IPLOCA document – 1st edition September 2009*. Disponível em: <http://issuu.com/pms72/docs/iploca_road_to_success/17?mode=a_p>.

LIMA, Ricardo, (2010). *Expectativas energéticas da indústria brasileira no cenário de crise comercial*. ABRACE: Comissão de Desenvolvimento, Indústria e Comércio. Apresentação do Presidente Executivo da ABRACE em 24/03/2010.

MATHIAS, M. C. P. A, (2008). *Formação da indústria global de gás natural: definição, condicionantes e desafios*. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, 2008. 296 p.

MIT. MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (2011). *The future of natural gas: an interdisciplinary MIT study*. Boston. Disponível em: < <http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-natural-gas>>. Acesso em: 08 jan. 2014.

MMA. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, (2007a). *Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira - Probio*. Mapa de Cobertura Vegetal e Uso do Solo em Biomas – escala 1 : 250.000. Secretaria de Biodiversidade e Florestas. Disponível em: <<http://mapas.mma.gov.br/mapas/aplic/probio/datadownload.htm>>. Acesso em: jun. de 2011.

MMA/SBF. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, (2007b). *Áreas Prioritárias para Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira: Atualização - Portaria MMA nº 9, de 23 de janeiro de 2007*. Secretaria de Biodiversidade e Florestas, (Série Biodiversidade, 31). Brasília: MMA, 2007.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2012). *Preços e Competitividade – Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Nº. 66, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Ministério de Minas e Energia. Brasília, DF, setembro 2012. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 21 jan. 2013.

MP. MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO, (2013). *Programa de Aceleração do Crescimento – PAC2*. MP, Brasília. Disponível em: <<http://www.pac.gov.br>>. Acessado em: 21 nov. 2013.

MPX, (2012). *UTE Parnaíba – Um grande passo para liderança*. Grupo EBX, Abril 2012. Disponível em: < <http://www.mpx.com.br/en/our-businesses/PortfolioMPX/PARNAIBA.pdf>>. Acesso em: 19 fev. 2013.

MURAKAWA, Fabio, (2013a). *Petrobras amplia sus inversiones en Bolivia*. Cronista.com, San Pablo, 04/02/2013. Disponível em: <<http://www.cronista.com/valor/Petrobras-amplia-sus-inversiones-en-Bolivia-20130204-0020.html>>. Acesso em: 15 fev. 2013.

MURAKAWA, Fabio (2013b). *Petrobras vence licitação e voa a investir na Bolívia*. Valor Econômico, São Paulo, 01/02/2013. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/2992134/petrobras-vence-licitacao-e-volta-investir-na-bolivia>>. Acesso em: 15 fev. 2013.

NASA, (2012). *Jet Propulsion Laboratory. Shuttle Radar Topography Mission*. Disponível em: <<http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>>. Acesso em: 27 fev. 2012.

NATIONAL GRID, (2012). *Business – Transmission*. National Grid, UK. Disponível em: <<http://www.nationalgrid.com/corporate/Our+Businesses/transmission/>>. Acesso em: 15 jan 2013.

NERA, (2012). *Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States*. NERA Economic Consulting, Whashington D.C.

NOGUEIRA JÚNIOR, J.; MARQUES, A.S. (1998). *Linhas de Transmissão e Dutos*. In: OLIVEIRA, A.M.S.; BRITO, S.N.A (editores). Geologia de Engenharia. São Paulo: Associação Brasileira de Geologia de Engenharia (ABGE), 1998, pp. 475-485.

OGX, (2013). *Nossos Negócios – Produção – Bacia do Parnaíba*. Rio de Janeiro: Grupo EBX. Disponível em: <<http://www.ogx.com.br/pt/nossos-negocios/producao/Paginas/bacia-do-parnaiba.aspx>>. Acesso em: 19 fev. 2013.

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, (2011). *Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN – SINDAT*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx>. Acesso em: 09 maio 2011.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., (2012a). *Plano Estratégico Petrobras 2020 - Plano de Negócios e Gestão 2012 – 2016*. Relacionamento com Investidores, Petrobras, Rio de Janeiro. Agosto de 2012. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/detalhamento-do-plano-de-negocios-2012-2016-de-gas-e-energia.htm>>. Acesso em: 08 fev. 2013.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., (2012b). *Análise financeira e demonstrações contábeis*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/rs2012/>>. Acesso em: Jul. 2012.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., (2013a). *Destaques Internacionais – 04/02/2013*. Fatos e Dados Petrobras. Petrobras, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://fatosedados.blogspotpetrobras.com.br/historico-monitor-fatos-e-dados/destaques-internacionais-04022013/>>. Acesso em: 15 fev. 2013.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., (2013b). *Ofício GE-LPGN 001/2013*, enviado em 11 de janeiro de 2013. Requerimento de Construção do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II. Processo nº. 48380.000035/2013-00.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., (2013c). *Preço de venda do Gás Natural no citygate para as distribuidoras*. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/custos-e-tributos/preco-de-venda-do-gas-natural-no-city-gate-para-as-distribuidoras/preco-de-venda-do-gas-natural-no-city-gate-para-as-distribuidoras.htm>>. Acesso em: 25 de maio de 2013.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., (2013d). *Ofício GE-LPGN 007/2013*, enviado em 10 de abril de 2013. Requerimento de Construção do Gasoduto Guapimirim-COMPERJ II – Solicitação de esclarecimentos adicionais. Processo nº. 48000.000086/2013-21.

PRITCHARD, Robert, (2006). *What Governments needs no know about cross-border gas projects*. OGEL, pp 1-8.

PROBIO/MMA, (2004). *Levantamento da Cobertura Vegetal Nativa do Bioma Mata Atlântica*. In: Relatório Final do Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira, 2004, 84p.

REYNOLDS, Douglas B.; KOLODZIEJ, Marek, (2009). *North America Natural Gas Supply Forecast: The Hubbert Method Including The Effects of Institutions*. Energies, Vol. 2, pp. 269-306.

ROSA, L. C., (2010). *Estudo de viabilidade econômica das formas de aproveitamento do gás natural*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio De Janeiro – UFRJ, 2010. 134 p. Disponível em: <<https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0CDIQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.eq.ufrj.br%2Fprh13%2Fdownload%2F%3Fprh13-formas-de-aproveitamento-do-gas-natural.pdf&ei=Oh6WUvuFNsmGkQfTz4DIBw&usq=AFQjCNECCb3u4ZqWIIAv0st-VEwy72-mpA&bvm=bv.57155469,d.eW0>>. Acesso em: 27 nov. 2013.

ROSS, WESTERFIELD e JAFFE, (2002). *Administração financeira*. Corporate Finance. Editora Atlas, 2002.

SHELL. Royal Dutch Shell, (2012). *Royal Dutch Shell plc Annual Report and Form 20-F for the year ended December 31, 2012*. Disponível em: <<reports.shell.com/annual-report/2012>>. Acesso em: Jul. 2012.

SILVA, Patrícia M., (2004). *Modelo de Transporte em Rede com Restrições de Capacidade: Estudo de Alternativas na área de Influência do Gasoduto Bolívia Brasil*. Dissertação de Mestrado, Rio de Janeiro: Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE/UFRJ, XXII, 125 p.

SMITH, Christopher E., (2012). *Oil Pipeline Operators' 2011 profits soar to record*. Oil & Gas Journal. 09/03/2012. Disponível em: <<http://www.ogj.com/articles/print/vol-110/issue-9/special-report-pipeline-economics/oil-pipeline-operators-2011.html>>. Acesso em: 09 jan. 2013.

TAG. TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A., (2013). *Contratos de Serviços de Transporte*. TAG, PETROBRAS. Disponível em: <<http://tag.petrobras.com.br>>. Acesso em: 21 jan. 2013.

TBG. TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL S.A. (2013). Disponível em: <<http://www.tbg.com.br>>. Acesso em: 04 fev. 2013.

TCU. Tribunal de Contas da União, (1999). Auditoria. Companhia Docas do Rio Grande do Norte. Área de contratos. Irregularidade no cálculo de Benefício e Despesas Indiretas na apuração final do custo da obra. Conversão do processo em Tomada de Contas Especial. Citação. Fixação de prazo para correção do cálculo do BDI. Decisão nº 255 – Primeira Câmara. Companhia Docas do Rio Grande do Norte. Relator: Ministro Walton Alencar. 16 nov. 1999.

TCU. Tribunal de Contas da União, (2007). Administrativo. Critérios de aceitabilidade do Lucro e Despesas Indiretas - LDI em obras de linhas de transmissão e subestações de energia elétrica. Aprovação de valores referenciais. Orientações às unidades técnicas. Acórdão nº 325 – Plenário. Tribunal de Contas da União. Relator: Ministro Guilherme Palmeira. 14 mar. 2007.

TCU. Tribunal de Contas da União, (2011). Administrativo. *Adoção de valores referenciais para taxas de Benefício e Despesas Indiretas – BDI para diferentes tipos de obras e serviços de engenharia e para itens específicos para a aquisição de produtos. Orientações às unidades técnicas.* Acórdão nº 2.369 – Plenário. Tribunal de Contas da União. Relator: Ministro Marcos Bemquerer Costa. 31 ago. 2011.

TGBC. TRANSPORTADORA DE GÁS BRASIL CENTRAL S.A., (2013). *O Gasoduto*. TGBC, Goiás. Disponível em: <http://www.tgbc.com.br/o_gasoduto.html>. Acesso em: 21 nov. 2013.

VAZ, C. E. M.; MAIA, J. L. P.; SANTOS, W. G., (2008). *Tecnologia da Indústria do Gás Natural*. 1ª Edição. São Paulo: Editora Blucher, 2008. 409 p.

VISCUSI, W. Kip, VERNON, John M., HARRINGTON, Joseph E. (1992). *Economics of Regulation and Antitrust*. Cambridge: The MIT Press (3ª edição, 2001).

ANEXO I – DESCRIÇÃO DAS METODOLOGIAS DE *COST PLUS* E *NETBACK*

I.1. Cálculo dos preços de gás natural especificado pela metodologia de *Cost Plus Markup*

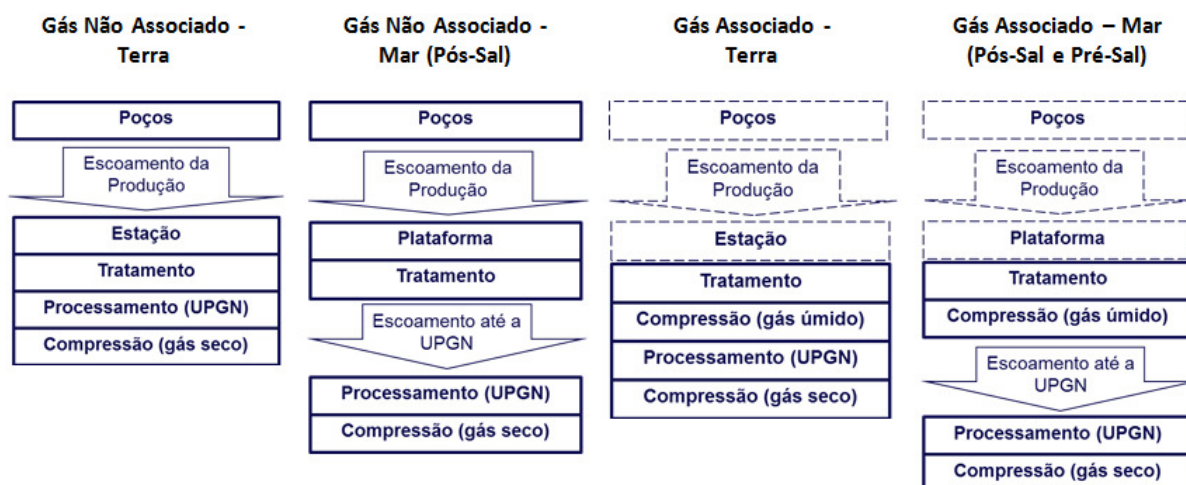
Para os estudos do PEMAT 2013-2022, adotou-se como premissa que o preço de realização é igual ao preço mínimo que motiva o ofertante a disponibilizar o gás natural para o mercado, o qual é denominado, na Teoria Econômica, de preço de oferta ou de *break-even*. Ressalte-se que o preço de realização praticado no mercado pode ser maior que o preço de oferta, caso as condições de mercado permitam.

Sendo assim, o preço de realização do gás natural foi calculado com base em estudos de viabilidade técnica e econômica de projetos típicos que contemplam desde a etapa de exploração e produção do energético até seu processamento e compressão para que possa aportar em gasodutos de transporte nas condições especificadas pela Resolução ANP nº 16, de 17 de junho de 2008.

Primeiramente, foram considerados sete projetos típicos, referentes a:

- gás natural não associado (GNA) produzido em campos em terra;
- gás natural não associado (GNA) produzido em campos no mar (Pós-Sal);
- gás natural associado (GA) produzido em campos em terra;
- gás natural associado (GA) produzido em campos no mar (Pós-Sal);
- gás natural associado (GA) produzido em campos no mar (Pré-Sal) com um módulo de produção;
- gás natural associado (GA) produzido em campos no mar (Pré-Sal) com dois módulos de produção; e
- gás natural associado (GA) produzido em campos no mar (Pré-Sal) com três módulos de produção.

A partir de suas características, os projetos foram analisados com relação aos principais custos incorridos, de forma que pudesse ser calculado o custo de capital total (CAPEX) de cada projeto. A Figura I.1 a seguir apresenta de forma esquemática os grupos de custos considerados.



- - - - : estruturas cujo custo não foi considerado por ser alocado no petróleo

Fonte: Elaboração MME/EPE.

Figura I.1 - Grupos de custos considerados para estimativa dos preços de gás natural

Nos projetos referentes a gás natural associado, foi considerado que os custos das estruturas que também são necessárias à produção do petróleo seriam alocados integralmente no custo deste líquido, ou seja, o custo de capital considerado nos projetos típicos de gás natural associado leva em conta apenas as etapas que ocorrem a partir do tratamento primário do insumo⁷².

Tanto nos projetos de gás associado quanto não associado, o volume de gás produzido por cada poço ao longo dos anos foi calculado definindo-se uma taxa de decaimento da produção (de 6% para campos de gás não associado e 8% para campos de gás associado), e usando a equação de decaimento apresentada a seguir (Equação I.1):

$$Q_i = Q_0 * e^{(-tx*ti)} \quad \text{[Equação I.1]}$$

Onde:

Q_i = produção no ano i ;

Q_0 = produção no ano 0;

tx = taxa de decaimento da produção;

t_i = ano de produção

⁷² Este tipo de abordagem é utilizado, por exemplo, em IEA (2013).

Considerou-se também que seriam produzidas nas UPGNs, frações de GLP (C_{3-4}) e de nafta petroquímica (C_{5+}), cujas quantidades correspondem aos teores destes compostos contidos no gás natural úmido de entrada e aos índices de recuperação dos mesmos nas UPGNs. Em todas as unidades de processamento, adotou-se um diferencial de pressão de 10 kgf/cm² entre a entrada e a saída. No processamento do gás não associado, considerou-se a recuperação de 70% do propano e 100% dos compostos mais pesados, e para gás associado, foi considerada a recuperação de 95% do propano e 100% dos compostos mais pesados. A receita obtida com a venda dos líquidos foi calculada usando os preços de venda praticados no mercado.

As características detalhadas de cada projeto são sumarizadas na Tabela I.1 e na Tabela I.2, e serão explicadas a seguir.

Tabela I.1 – Características dos projetos típicos considerados para a estimativa de preços de gás natural

	GNA Terra	GNA Mar	GA Terra	GA Mar	GA Mar Pré-Sal (1 módulo)	GA Mar Pré-Sal (2 módulos)	GA Mar Pré-Sal (3 módulos)
CARACTERÍSTICAS DOS RESERVATÓRIOS TÍPICOS DE GÁS NATURAL							
Volume máximo de gás natural por poço (m ³ /dia)	400.000	1.000.000	10.000	500.000	830.000	830.000	830.000
Quantidade de poços no projeto	20	8	50	8	8	16	24
Pico de produção de gás natural por campo (m ³ /dia)	4.770.000	5.020.000	270.000	2.310.000	3.860.000	7.780.000	11.940.000
Fator de decaimento anual da produção (%)	6,0	6,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Volume total produzido (bilhões de m³)	35,6	33,1	1,9	14,4	24,0	47,9	71,4
Percentual de gás natural queimado (%)	1,0	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Consumo na etapa de E&P (m ³ /dia)	50.000	150.000	30.000	300.000	300.000	600.000	900.000
Percentual de gás natural reinjetado (%)	0	0	0	15,0	25,0	25,0	25,0
COMPOSIÇÃO TÍPICA DO GÁS NATURAL							
Metano (%)	86,0	86,0	77,0	77,0	65,0	65,0	65,0
Etano (%)	7,0	7,0	9,0	9,0	11,0	11,0	11,0
C3, C4 e C5+ (%)	5,0	5,0	10,0	10,0	12,0	12,0	12,0
Propano (%)	3,0	3,0	5,0	5,0	8,0	8,0	8,0
Butano (%)	1,0	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Gasolina natural – C5+ (%)	1,0	1,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Contaminantes (%)	2,0	2,0	4,0	4,0	12,0	12,0	12,0
Total (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Elaboração MME.

Tabela I.2 – Custos de capital e outros custos considerados para a estimativa de preços de gás natural

		GNA Terra	GNA Mar	GA Terra	GA Mar	GA Mar Pré-Sal (1 módulo)	GA Mar Pré-Sal (2 módulos)	GA Mar Pré-Sal (3 módulos)
PARÂMETROS TÉCNICOS E ECONÔMICOS								
E&P	Custo exploratório (mil US\$) ¹	16.700	155.500	Para projetos de gás associado, os custos com: (i) exploração, (i) poços e (iii) plataforma / estação de produção foram considerados como custo do petróleo.				
	Custo unitário do poço (mil US\$/poço) ²	2.300	45.500					
	Custo total com poços de produção (mil US\$)	45.5000	363.600					
	Custo da plataforma / estação de produção (mil US\$) ³	11.400	681.800	2.500	20.000 ⁶	115.910 ⁶	231.820 ⁶	347.730 ⁶
	Custo do tratamento do gás natural (mil US\$) ⁴	25.000	37.500	2.500	-	-	-	-
Custo total da etapa de E&P (mil US\$)		98.600	519.100⁵	2.500	-	-	-	-
Escoam. da produção	Distância do poço até a plataforma / estação de produção (m)	1.000	2.000	Para projetos de gás associado, os custos com a transferência da produção do poço até a plataforma / estação de produção foram considerados como custo do petróleo.				
	Diâmetro do gasoduto de transferência (pol.)	4,0	6,0					
	Custo do metro-pol do gasoduto de transferência (US\$/m.pol)	91,0	136,0					
	Custo total dos dutos de escoamento da produção (mil US\$)	7.300	13.100					
Escoamento até a UPGN	Distância da unidade de produção até a UPGN (m) ⁷	-	100.000	-	150.000	250.000	250.000	250.000
	Diâmetro do gasoduto de escoamento (pol.) ⁸	-	16,0	-	12,0	16,0	20,0	22,0
	Custo do metro-pol do gasoduto de escoamento (US\$/m.pol)	-	159,0	-	159,0	159,0	159,0	159,0
	Distância do segundo módulo ao gasoduto principal (m)	-	-	-	-	-	10.000	10.000
	Diâmetro do gasoduto de escoamento (pol)	-	-	-	-	-	16,0	16,0
	Distância do terceiro módulo ao gasoduto principal (m)	-	-	-	-	-	-	10.000
	Diâmetro do gasoduto de escoamento (pol)	-	-	-	-	-	-	16,0
	Custo dos dutos de escoamento do gás natural (mil US\$)	-	254.500	-	286.400	636.400	817.300	918.600
	Custo da compressão do gás natural úmido (US\$/HP)	-	-	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
	Custo total da compressão do gás úmido (mil US\$)	-	-	5.100	41.600 ⁹	34.500 ⁹	72.500 ⁹	117.700 ⁹
Custo total da etapa de escoamento (mil US\$)		-	254.500	5.100	286.400	636.400	817.300	918.600

¹ Inclui três poços exploratórios, sísmica 2D e magnetometria. No caso do gás associado, este custo foi considerado como custo do petróleo.

² Inclui perfuração e completção dos poços. No caso do gás associado, este custo foi considerado como custo do petróleo.

³ Para os projetos de gás natural associado, os custos com plataforma / estação de produção foram considerados como custos do petróleo.

⁴ Estão considerados os equipamentos e materiais referentes aos sistemas de depuração e desidratação do gás natural. Nos casos típicos de gás natural do Pós-Sal, não foram considerados custos para remoção de gases ácidos (H₂S e CO₂). Nos casos de GA no Pré-Sal, foi considerado o custo para separação do CO₂.

⁵ No caso do gás não associado *offshore*, a plataforma foi considerada como arrendada (fretada) e seu custo não será contabilizado como custo de E&P. Da mesma forma, o custo com o tratamento do gás natural não associado em mar, realizado na plataforma arrendada, não está sendo contabilizado na etapa de E&P, mas sim no item "Arretamento".

⁶ Os custos indicados correspondem à parcela do sistema de tratamento do gás natural do gás associado *offshore* (Pós-Sal e Pré-Sal) no arrendamento da plataforma / estação de produção. Não estão sendo contabilizados como custos de E&P, mas sim no item "Arrendamento".

⁷ Para projetos de gás *onshore*, foi considerado que a UPGN está "na boca do poço", sendo a distância entre a unidade de produção e a unidade de processamento do gás natural igual a zero. Portanto, nestes casos, não há custos relacionados com o escoamento do gás natural.

⁸ Dimensionado considerando a pressão de entrada na UPGN igual a 45 kgf/cm²g.

⁹ Os custos indicados correspondem à parcela do sistema de compressão do gás natural do gás associado *offshore* (Pós-Sal e Pré-Sal) no arrendamento da plataforma / estação de produção. Não estão sendo contabilizados como custos de escoamento, mas sim no item "Arrendamento".

Fonte: Elaboração MME.

Tabela I.2 – Custos de capital e outros custos considerados para a estimativa de preços de gás natural (continuação)

		GNA Terra	GNA Mar	GA Terra	GA Mar	GA Mar Pré-Sal (1 módulo)	GA Mar Pré-Sal (2 módulos)	GA Mar Pré-Sal (3 módulos)
PARÂMETROS TÉCNICOS E ECONÔMICOS (CONTINUAÇÃO)								
Processam.	Volume máximo de processamento (mil m ³ /d)	4.670	4.820	230	1.600	2.130	4.300	6.620
	Custo da UPGN (mil US\$ para cada milhão m ³ /dia)	44.000	44.000	98.300	86.000	81.900	75.300	71.200
Custo total do processamento do gás natural (mil US\$)		205.500	212.000	22.600	137.400	174.300	323.900	471.400
Comp.	Custo da compressão do gás natural seco (US\$/HP)	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
	Custo total da compressão do gás seco (mil US\$)	43.500	44.800	2.100	14.300	19.100	38.700	59.500
Investimento fixo total (mil US\$)¹⁰		354.900	1.043.500	32.309	438.100	829.800	1.179.900	1.449.500
Custo operacional anual - 3% CAPEX (mil US\$)		10.650	31.300	970	13.150	24.900	35.400	43.500
Afretamento total (mil US\$)		-	719.300 ¹¹	-	61.600 ¹²	150.410 ¹²	304.300 ¹²	465.400 ¹²
Afretamento anualizado (mil US\$/ano) ¹³		-	31.274	-	2.678	6.540	13.230	20.235
Participações Governamentais totais (mil US\$)		938.500	627.500	39.700	249.800	323.600	645.300	1.071.400
Participações Governamentais anualizadas (mil US\$/ano) ¹⁴		36.100	27.280	1.530	10.860	12.450	28.000	45.580
Despesas anuais totais (mil US\$)¹⁵		46.750	89.854	2.500	26.688	43.890	76.630	109.315
Custo de licenciamento ambiental (% CAPEX)		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Custo de abandono aplicado ao térmico da produção (% CAPEX)		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Preço de venda do GLP no mercado nacional		US\$ 400,00 / tonelada						
Preço de venda do C5+ equivalente ao petróleo		US\$ 470,00 / tonelada						

¹⁰ Soma dos custos totais das etapas de E&P, escoamento da produção, escoamento até a UPGN, processamento e compressão do gás seco.

¹¹ Soma dos custos do arrendamento da plataforma e sistema de tratamento do gás natural não associado *offshore*.

¹² Soma dos custos com o afretamento do sistema de tratamento e compressão até a unidade de processamento do gás natural associado *offshore* (Pós-Sal e Pré-Sal).

¹³ Resultado da divisão do Afretamento total pelo tempo de vida útil do projeto.

¹⁴ Resultado da divisão das Participações Governamentais totais pelo tempo de vida útil do projeto.

¹⁵ Soma do custo operacional anual, afretamento anualizado e Participações Governamentais anualizadas

Fonte: Elaboração MME.

Gás Não Associado – Campos em Terra

Para o projeto típico de gás não associado produzido em campos em terra, foi considerada uma etapa de exploração incluindo três poços exploratórios, sísmica 2D e magnetometria. Foram consideradas a perfuração e a completação de vinte poços de desenvolvimento, cada um produzindo 400 mil m³/d no início da produção (volume máximo) e com a entrada gradativa dos poços em produção. O pico de produção do campo foi calculado em 4,77 MM m³/d, e considerou-se que a operação ocorre por 26 anos a partir da entrada do primeiro poço.

Foram considerados queima de 1%, consumo de 50 mil m³/d na etapa de E&P, e que não há reinjeção de gás, e a composição adotada para o gás natural úmido foi calculada como a composição média do gás não associado atualmente produzido (86% metano, 7% etano, 3% propano, 1% butano, 1% pentano e mais pesados, 2% contaminantes).

A distância média considerada para o escoamento do gás natural dos poços até a estação de produção foi de mil metros, e o diâmetro considerado para os dutos de escoamento da produção foi de 4 polegadas. Considerou-se também que as unidades de tratamento e processamento do gás seriam construídas neste mesmo local, por se tratar de uma estação terrestre que já seria usada no projeto. A potência necessária de compressão do gás natural seco foi calculada visando uma pressão de 100 kgf/cm² na saída.

Gás Não Associado – Campos no Mar (Pós-Sal)

No caso do gás não associado produzido em campos no mar (Pós-Sal), foi também considerada uma etapa de exploração incluindo três poços exploratórios, sísmica 2D e magnetometria. Foram consideradas a perfuração e a completação de oito poços de desenvolvimento, cada um produzindo 1.000 mil m³/d no início da produção (volume máximo) e com a entrada gradativa dos poços em produção.

O pico de produção do campo foi calculado em 5,02 MM m³/d no campo, e considerou-se que a operação ocorre por 23 anos a partir da entrada do primeiro poço. Foram considerados queima de 1%, consumo de 150 mil m³/d na etapa de E&P, e que não há reinjeção de gás, e a composição adotada para o gás natural úmido foi calculada como a composição média do gás não associado atualmente produzido (86% metano, 7% etano, 3% propano, 1% butano, 1% pentano e mais pesados, 2% contaminantes).

A distância média considerada para a transferência do gás dos poços até a plataforma, que inclui a unidade de tratamento, foi de dois mil metros e o diâmetro considerado para os dutos

de transferência foi de 6 polegadas. Porém, considerou-se que a plataforma (contendo a unidade de tratamento) seria arrendada, constando como uma despesa anual ao invés de custo capital. O diâmetro dos dutos de escoamento da plataforma até a UPGN, com extensão de 100.000 metros, foi calculado considerando-se que o gás natural deveria aportar na mesma com uma pressão mínima de 45 kgf/cm², resultando em 16 polegadas. A potência necessária de compressão do gás natural seco foi calculada visando uma pressão de 100 kgf/cm² na saída, para aporte nos gasodutos de transporte.

Gás Associado – Campos em Terra

Para o projeto típico de gás associado produzido em campos em terra, foram considerados cinquenta poços de desenvolvimento, cada um produzindo 10 mil m³/d no início da produção (volume máximo) e com a entrada gradativa dos poços em produção. Este perfil de produção levou a um pico de produção de 270 mil m³/d no campo, cuja operação ocorre por 26 anos a partir da entrada do primeiro poço.

Foram considerados queima de 3%, consumo de 30 mil m³/d na etapa de E&P, e que não há reinjeção de gás, e a composição adotada para o gás natural úmido foi calculada como a composição média do gás associado atualmente produzido (77% metano, 9% etano, 5% propano, 3% butano, 2% pentano e mais pesados, 4% contaminantes). Para entrada na estação de produção com uma pressão de 45 kgf/cm², utilizou-se a jusante da mesma uma etapa de compressão com potência da ordem de 1.100 HP.

Considerou-se que as unidades de tratamento e processamento do gás seriam construídas junto à estação de produção, por se tratar de uma estação terrestre que já seria usada no projeto. A potência necessária de compressão do gás natural seco foi calculada visando uma pressão de 100 kgf/cm² na saída.

Cabe ressaltar que os custos referentes à etapa exploratória, à perfuração e completação dos poços de desenvolvimento, aos dutos de transferência dos poços até a estação de produção, e à estação em si (exceto os custos da unidade de tratamento e da UPGN que se encontram no mesmo local) não foram considerados, pois tomou-se como premissa sua alocação como custo do petróleo.

Gás Associado – Campos no Mar (Pós-Sal)

Para o projeto típico de gás associado produzido em campos no mar (Pós-Sal), foram considerados oito poços de desenvolvimento, cada um produzindo 500 mil m³/d no início da produção (volume máximo) e com a entrada gradativa dos poços em produção. Este perfil de produção levou a um pico de produção de 2,31 MM m³/d no campo, cuja operação ocorre por 23 anos a partir da entrada do primeiro poço.

Foram considerados queima de 3%, consumo de 300 mil m³/d na etapa de E&P, e reinjeção de 15%, e a composição adotada para o gás natural úmido foi calculada como a composição média do gás associado atualmente produzido (77% metano, 9% etano, 5% propano, 3% butano, 2% pentano e mais pesados, 4% contaminantes).

O diâmetro dos dutos de escoamento da plataforma até a UPGN, com extensão de 150.000 metros, foi calculado considerando-se que o gás natural deveria aportar na mesma com uma pressão mínima de 45 kgf/cm², resultando em 12 polegadas e necessitando de uma compressão prévia com potência da ordem de 9.200 HP.

A potência necessária de compressão do gás natural seco foi calculada visando uma pressão de 100 kgf/cm² na saída, para aporte nos gasodutos de transporte.

Cabe ressaltar que os custos referentes à etapa exploratória, à perfuração e completação dos poços de desenvolvimento, aos dutos de transferência dos poços até a plataforma, e à plataforma em si (exceto os custos da unidade de tratamento localizada sobre a mesma, que foram considerados como uma despesa anual devido ao arrendamento) não foram considerados, pois tomou-se como premissa sua alocação como custo do petróleo.

Gás Associado – Campos no Mar (Pré-Sal: 1, 2 ou 3 módulos)

Já para os projetos típicos de gás associado produzido em campos no mar, no Pré-Sal, foram considerados oito poços de desenvolvimento por módulo de produção, cada um produzindo 830 mil m³/d no início da produção (volume máximo) e com a entrada gradativa dos poços em produção. Este perfil de produção levou a um pico de produção, no campo, de 3,86 MM m³/d por módulo, e considerou-se que a operação ocorre por 23 anos a partir da entrada do primeiro poço.

Foram considerados queima de 3%, consumo de 300 mil m³/d por módulo na etapa de E&P, e reinjeção de 25%, e a composição adotada para o gás natural úmido foi estimada com base

nos campos do Pré-Sal (65% metano, 11% etano, 8% propano, 3% butano, 1% pentano e mais pesados, 12% contaminantes).

No projeto típico de gás associado no mar – Pré-Sal um módulo – foi considerada uma distância de 250 mil metros entre a plataforma de produção e a UPGN, resultando em um duto com diâmetro nominal de 16 polegadas e uma compressão com potência da ordem de 7,7 mil HP. Para o projeto típico – Pré-Sal dois módulos – considerou-se: (i) distância de 250 mil metros entre o primeiro módulo de produção e a UPGN e (ii) distância de 10 mil metros entre o segundo módulo e o primeiro módulo, resultando em um duto com diâmetro nominal de 20 de polegadas para o primeiro módulo e um de 16 para o segundo módulo, com uma compressão com potência total da ordem de 16 mil HP. No projeto típico – Pré-Sal três módulos – levou-se em conta: (i) distância de 250 mil metros entre o primeiro módulo de produção e a UPGN, (ii) distância de 10 mil metros entre o segundo módulo e o primeiro módulo e (iii) distância de 10 mil metros entre o terceiro módulo e primeiro módulo, resultando em um duto com diâmetro nominal de 22 polegadas para o primeiro módulo e dois dutos de 16 polegadas (uma para cada módulo), com uma compressão com potência total da ordem de 26 mil HP. Destaca-se que para os três projetos típicos foram considerados (i) pressão mínima de 45 Kgf/cm²g na Unidade de Processamento e (ii) redução do teor de contaminantes de 12% para 3% em cada módulo de produção.

Cabe ressaltar que os custos referentes à etapa exploratória, à perfuração e completação dos poços de desenvolvimento, aos dutos de transferência dos poços até a plataforma, e à plataforma em si (exceto os custos da unidade de tratamento localizada sobre a mesma, que foram considerados como uma despesa anual devido ao arrendamento) não foram considerados, pois tomou-se como premissa sua alocação como custo do petróleo. Observou-se também que o uso de dois ou três módulos de produção resultou em uma diminuição no preço do gás natural em relação ao uso de apenas um módulo.

Parâmetros do Fluxo de Caixa

Com base nas informações de características e custos dos projetos típicos apresentadas anteriormente, os preços de gás natural puderam ser calculados como os valores que tornam o VPL do projeto igual a zero, com um custo médio ponderado de capital (WACC) de 8,83%. O método usado foi o do fluxo de caixa descontado, e foram usados, adicionalmente, os parâmetros apresentados na Tabela I.3, a seguir.

Tabela I.3 – Parâmetros utilizados no Fluxo de Caixa

PARÂMETROS UTILIZADOS NO FLUXO DE CAIXA	
CAPEX	Específico para cada projeto típico.
Despesas anuais totais	Específico para cada projeto típico.
Custo de abandono	5,0% do CAPEX, aplicado após o término da produção.
Compensação ambiental	0,5% do CAPEX.
Vida útil dos projetos	26 anos para projetos típicos de produção de gás natural <i>onshore</i> ; 23 anos para projetos típicos de produção de gás natural <i>offshore</i> ;
Tempo de projeto e construção	Início da produção de gás natural <i>onshore</i> logo após a declaração de comercialidade. Início da produção de gás natural <i>offshore</i> 5 anos após a declaração de comercialidade.
Tempo de depreciação	Adotou-se um período médio de depreciação igual a 20 anos civis para E&P e 10 anos civis para escoamento e processamento, resultando em taxas médias equivalentes iguais a, respectivamente, a 5,0% a.a. e 10% a.a.
Critério de tomada de decisão	O preço do gás natural é aquele que iguala o Valor Presente Líquido (VPL) das despesas com as receitas, considerando o custo médio ponderado de capital (WACC) igual a 8,83% ao ano.
Percentual Financiado	O percentual utilizado nos cálculos foi de 25% do investimento total.
Tipo de financiamento	Sistema de Amortização Constante – SAC.
IRPJ e CSLL	34% do Lucro antes do Imposto de Renda – LAIR anual: alíquota de 25% para Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica e alíquota de 9% para Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.
Regime de tributação	No que se refere ao IRPJ e CSLL, considerou-se o regime de tributação denominado Lucro Real.
PIS/COFINS	Considerou-se os benefícios do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura (REIDI).

Fonte: Elaboração MME.

Por meio dos fluxos de caixa dos projetos típicos usando todas as informações e parâmetros descritos anteriormente, obtiveram-se os preços de gás natural que são apresentados na Tabela I.4, a seguir. Adicionalmente, e apenas para fins de ilustração, é apresentado na mesma tabela o preço estimado para o gás natural não convencional com base na literatura.

Tabela I.4 - Estimativa de preços de realização do gás natural especificado nacional, em US\$/MMBtu

Preço do gás natural especificado nacional [US\$/MMBtu] – projetos típicos	
Gás Não Associado - Campos em Terra	1,13
Gás Não Associado - Campos no Mar (Pós-Sal)	4,73
Gás Associado - Campos em Terra	0,56
Gás Associado - Campos no Mar (Pós-Sal)	4,95
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) – 1 módulo de produção	7,70
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) – 2 módulos de produção	5,59
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) – 3 módulos de produção	5,04
Gás Não Convencional – Campos em Terra ¹	6,00

Fonte: Elaboração MME.

Nota: ¹ Preço do gás natural não convencional – estimado com base em MIT (2011) e BNDES (2013).

Os valores contidos na Tabela I.4 refletem avaliações preliminares, feitas pelo Ministério de Minas e Energia, cuja única finalidade é determinar se uma alternativa qualquer de expansão da malha avança para as etapas mais detalhadas, nos estudos de viabilidade podendo, inclusive, se tornar elegível à proposição no âmbito dos estudos.

Ademais, releva destacar que tais informações aqui produzidas estão limitadas aos objetivos desse estudo, não podendo em nenhuma hipótese serem consideradas ou utilizadas como referência para o preço de gás natural especificado no Brasil.

I.2. Cálculo do preço máximo do gás natural no *citygate* pela metodologia *Netback Value*

Pela metodologia de *Netback Value*, o preço do gás natural ao longo da cadeia é calculado a partir do preço que o gás deve ser disponibilizado para o usuário final, sendo esse preço estabelecido pela comparação com o combustível substituto. A partir deste preço final, o preço máximo do gás natural no *citygate* foi calculado subtraindo-se: (i) a tarifa líquida de impostos e (ii) os custos relativos às margens das distribuidoras.

I.2.1. Preço dos combustíveis substitutos

A depender de sua aplicação, o gás natural possui diversos combustíveis substitutos. Sobre a perspectiva do uso industrial, o gás natural pode substituir e ser substituído pelo Óleo Combustível, GLP, Nafta, entre outros. Assim, a utilização de um combustível implica a diminuição da quantidade demandada de seu substituto, reduzindo a participação deste último no mercado.

Desta forma para analisar a competitividade do gás natural, é necessário observar o preço de seus substitutos diretos.

a) Óleo combustível

A Tabela I.5 apresenta o preço médio do óleo combustível A1 (OC A1) ao consumidor final (R\$/kg) em 11 capitais brasileiras sem a incidência de impostos.

Tabela I.5 - Preço médio do óleo combustível A1 ao consumidor, em R\$/kg, segundo municípios selecionados 2009-2011

Cidade/Estado	2009	2010	2011
Belém/PA	0,747	0,933	0,987
Belo Horizonte/MG	0,744	0,907	0,934
Brasília/DF	0,945	1,913	---
Curitiba/PR	0,69	0,828	0,859
Fortaleza/CE	1,097	1,121	1,041
Manaus/AM	1,083	1,237	1,263
Porto Alegre/RS	0,917	0,966	0,999
Recife/PE	0,783	0,865	0,981
Rio de Janeiro/RJ	---	---	0,930
Salvador/BA	0,645	0,808	0,813
São Paulo/SP	0,665	0,836	0,883

Fonte: ANP (2012e).

Para atualizar os preços até o ano de 2013, foi utilizada a informação de preço do produtor divulgado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP, 2013)

aplicando-se a mesma taxa de crescimento verificada no preço do produtor para o preço ao consumidor da amostra de municípios (Tabela I.6)⁷³, conforme Equação I.2.

$$P_n^C = P_{n-1}^C * \frac{P_n^F}{P_{n-1}^F} \quad \text{[Equação I.2]}$$

Sendo:

- P_n^C o preço ao consumidor no ano n ;
- P_{n-1}^C o preço ao consumidor no ano $n-1$;
- P_n^F o preço do produtor no ano n ; e
- P_{n-1}^F o preço do produtor no ano $n-1$

Tabela I.6 - Preço médio do óleo combustível A1 do produtor e ao consumidor

Ano	Preço ao produtor		Preço médio ao consumidor	
	Preço ao produtor Brasil	- %	Amostra municípios	- %
2004	0,6202		0,7711	
2005	0,6868	10,7%	0,8996	16,7%
2006	0,7232	5,3%	0,9243	2,8%
2007	0,7482	3,5%	0,8523	-7,8%
2008	0,9938	32,8%	1,0389	21,9%
2009	0,7388	-25,7%	0,8316	-20,0%
2010	0,9449	27,9%	1,0414	25,2%
2011	0,9689	2,5%	0,9690	-7,0%
2012	1,0121	4,5%	ND	
2013	1,0571	4,5%	ND	

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2012e) e ANP (2013).

No entanto, para que fosse possível comparar o preço do OC com o preço do gás natural, foi necessário considerar a incidência de impostos, uma vez que, em determinados Estados, a alíquota (de ICMS) incidente sobre o óleo combustível é superior à verificada para o gás natural. A Tabela I.7, a seguir, apresenta os preços do óleo combustível ao consumidor em 2013.

Tabela I.7 - Preços ao consumidor em 2013

Cidade/Estado	Preços ao consumidor, sem impostos		Impostos [%]		Preços ao consumidor, com impostos	
	R\$/MMBtu	USD/MMBtu	ICMS	PIS/COFINS	R\$/MMBtu	USD/MMBtu
Belém/PA	28,30	14,10	17,0	9,25	38,40	19,20
Belo Horizonte/MG	26,80	13,40	18,0	9,25	36,80	18,40
Brasília/DF		-	17,0	9,25		
Curitiba	24,60	12,30	18,0	9,25	33,90	16,90
Fortaleza	29,80	14,90	25,0	9,25	45,40	22,70
Manaus	36,20	18,10	17,0	9,25	49,10	24,60
Porto Alegre	28,60	14,30	17,0	9,25	38,80	19,40
Recife	28,10	14,10	17,0	9,25	38,10	19,10
Rio de Janeiro	26,70	13,30	19,0	9,25	37,20	18,60
Salvador	23,30	11,70	17,0	9,25	31,60	15,80
São Paulo	25,30	12,70	18,0	9,25	34,80	17,40

Fonte: Elaboração própria EPE.

b) Gás Natural Liquefeito (GNL)

O Gás Natural Liquefeito é importante para a análise de competitividade, uma vez que é o substituto no curto prazo em mercados onde a indústria do gás natural já está estabelecida. Possibilita, pois, flexibilidade de oferta ao produtor em cenários nos quais a demanda por gás natural aumente acima de capacidade produtiva.

Destarte, quando há injeção de GNL na malha de transporte dutoviário, sendo um novo gasoduto proposto para injetar mais gás natural nessa malha, pode-se esperar que, a princípio, o gás natural irá deslocar o GNL antes mesmo de deslocar os demais combustíveis. Nesses termos, realiza-se uma primeira avaliação supondo-se o preço do gás no *citygate* do novo empreendimento igual ao valor do GNL, para que seja viável do ponto de vista econômico.

Os preços de GNL nos terminais de Regaseificação da Baía de Guanabara/RJ e em Pecém/CE estimados pela EPE são apresentados na Tabela I.8, elaborada pela EPE a partir de diversos estudos.

Tabela I.8 - Preços de GNL nos terminais de regaseificação brasileiros

GNL regaseificado	Preço FOB¹	Frete marítimo e taxas alfandegárias²	Regaseificação³	Preço na saída do terminal de GNL
Rio de Janeiro	13,19	1,78	0,73	15,70
Ceará	14,14	1,78	0,73	16,65

¹ Fonte: MME (2013).

² Fonte: EPE (2013).

³ Fonte: NERA (2011).

I.2.2. Preço final do gás natural para a indústria

A primeira etapa para determinação do preço final do gás natural para a indústria consistiu no levantamento da tarifa para a classe industrial cobradas pelas Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) que atualmente comercializam gás natural no País.

Visando à determinação do preço médio cobrado pelo gás natural no País e poder compará-lo com outros combustíveis, seria necessário ponderar em função da classe e do volume as tarifas cobradas ao consumidor final de gás natural. No entanto, tal abordagem é demasiadamente intensiva em dados, uma vez que exige um maior detalhamento da estrutura tarifária das distribuidoras.

Uma premissa simplificadora permite considerar o consumo industrial como o maior *player* neste mercado (respondendo por mais de 50% do mercado das distribuidoras). Portanto, é razoável analisar a competitividade do gás natural através dos valores cobrados à indústria e compará-la com possíveis substitutos neste nicho específico. Ainda que seja uma simplificação da realidade, esta abordagem permite avaliar a questão de uma maneira mais adequada e ágil.

A presente análise utilizou o perfil de consumo de gás natural entre 50.000 e 100.000 m³/dia, avaliando a aplicação de tarifas em cascata. A cobrança de tarifas em cascata é feita de acordo com a Equação I.3:

$$C = \sum_{i=1}^n t_i * (l_i^{sup} - l_i^{inf}) \quad \text{[Equação I.3]}$$

Sendo:

- C a conta a ser paga pelo consumidor, em reais;
- t_i a tarifa para a faixa de consumo i ;

- l_i^{sup} o limite superior da faixa, em m³/dia; e
- l_i^{inf} o limite inferior da faixa, em m³/dia.

Para estimar a tarifa média, dividiu-se a conta pelo total consumido pelo usuário (Equação I.4).

$$\bar{\epsilon} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i * (l_i^{sup} - l_i^{inf})}{Consumo} \quad \text{[Equação I.4]}$$

Sendo $\bar{\epsilon}$ a tarifa média paga pelo consumidor, em reais por metro cúbico.

I.2.3. Tributos

Os tributos que incidem sobre a atividade de comercialização de gás natural são:

a) PIS/COFINS

As Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) estão sujeitas ao regime de incidência não cumulativa de PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) (Lei nº 10.637/02, Lei nº 10.833/03). Para determinação do valor de contribuição sob este regime, deve-se aplicar, sobre a base de cálculo, a alíquota de 1,65% para a contribuição do PIS e a alíquota de 7,6% para COFINS.

b) Imposto Sobre Circulação de Mercadoria e Prestação de Serviços

O ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Prestação de Serviços) é estadual e suas alíquotas variam de acordo com o produto e com o estado. A Tabela I.9 apresenta as alíquotas de ICMS do gás natural dos estados nos quais estão localizadas as distribuidoras analisadas.

Tabela I.9 – ICMS incidente sobre o gás natural por estado

UF	ICMS	UF	ICMS	UF	ICMS	UF	ICMS
AM	25%	MS	12%	PR	12%	RS	12%
BA	12%	MG	12%	PE	17%	SC	12%
CE	17%	PA	17%	RJ	12%	SP	12%
ES	17%	PB	17%	RN	17%	SE	17%

Fonte: Elaboração própria EPE.

I.2.4. Margem das distribuidoras

A margem das distribuidoras é a parcela da tarifa responsável por remunerar as atividades e a expansão da malha das Companhias Distribuidoras Locais. A margem das CDLs foi calculada subtraindo-se da tarifa cobrada pelo gás natural sem impostos o preço do gás natural para as distribuidoras (Tabela I.10). O resultado é apresentado na Figura I.2.

Tabela I.10 - Preço do gás no *citygate* (US\$/MMBtu)

Origem do Gás	Região	Preço Petrobrás
Nacional	Nordeste	9,24
	Sudeste	9,24
Importado	Sudeste	10,40
	Sul	10,40
	Centro Oeste	10,40

Fonte: Elaboração própria a partir de Petrobras (2013c).

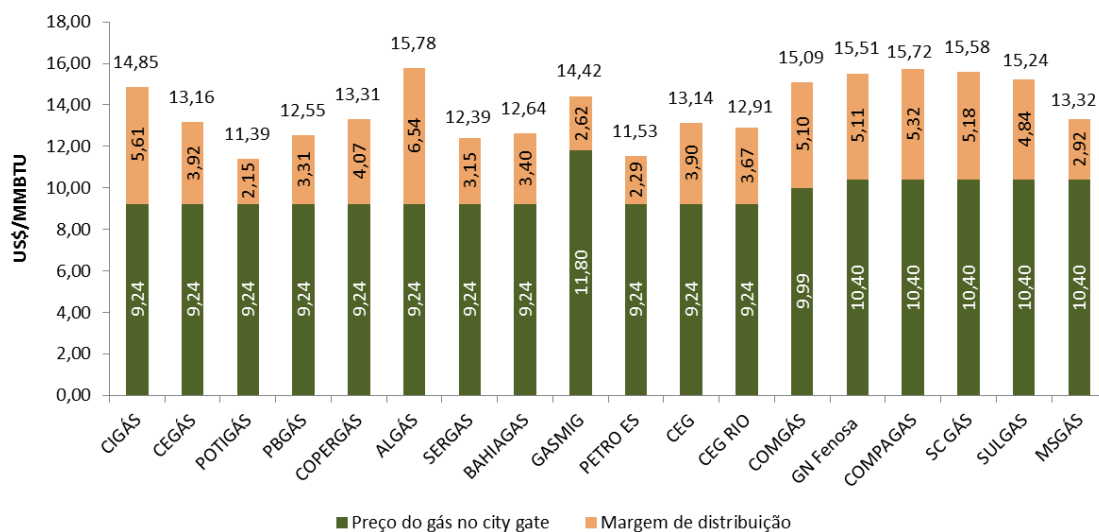


Figura I.2 - Preços e margens do gás natural (US\$/MMBTU)

Fonte: Elaboração própria EPE.

Para a elaboração do gráfico da Figura I.2, foi considerado que a distribuidora COMGAS (SP) recebe 65% de gás importado e 35% de gás nacional e a distribuidora GASMIG (MG) recebe 50% de gás importado e 50% nacional (FIRJAN, 2012). As demais distribuidoras de São Paulo, assim como as pertencentes aos estados da Região Sul, recebem apenas gás importado. E as distribuidoras do Rio de Janeiro e as das Regiões Norte e Nordeste recebem apenas gás nacional. Ademais, a Petrobras, a seu exclusivo critério, tem aplicado um desconto médio de 30% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras das Regiões Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.

Ressalta-se que o gás natural importado através do GASBOL já aporta em território nacional especificado, e tem um preço definido nos contratos de importação (Tabela I.11).

Tabela I.11 - Preço do gás natural importado – GASBOL

Preço do gás natural importado via GASBOL		
Preço da <i>commodity</i>	Tarifa de Transporte pelo GASBOL	Preço do gás no GASBOL
7,80	1,78	9,58

Fonte: MME (2013).

I.2.5. Resultados

No contexto da expansão da malha de transporte de gás natural, considerou-se que a criação de novos mercados estarão associados à perfis de uso intenso do insumo gás natural, tipicamente perfis que consomem entre 50.000 e 100.000 m³/dia. Isto conduz a uma tarifa média do gás natural mais baixa. No entanto, a análise das tarifas das distribuidoras revela que a diferença entre as tarifas médias para o consumo de 100.000 e 50.000 m³ é de apenas 2,9%, o que indica que a escolha de uma ou outra faixa não seria impactante.

Utilizando-se a metodologia de *Netback Value* e os dados aqui apresentados, puderam ser calculados os preços máximos do gás natural nos *citygates* para cada distribuidora, considerando 100% de competitividade com o óleo combustível. Os resultados são mostrados na Tabela I.12.

Tabela I.12 - Preços máximos do gás natural no *citygate* para cada distribuidora (US\$/MMBtu) para competitividade de 100% com o óleo combustível

Empresa	UF	Preço máximo do GN (comp. 100% OC)	Tributos	Preço sem impostos ¹	Margem da distribuidora estimada	Preço máximo do gás natural no <i>citygate</i>
		[US\$/MMBtu]	[%]	[US\$/MMBtu]	[US\$/MMBtu]	[US\$/MMBtu]
CEGÁS	CE	22,70	26,25	16,74	3,92	12,82
POTIGÁS	RN	19,20	26,25	14,16	2,15	12,01
PBGÁS	PB	19,20	26,25	14,16	3,31	10,85
COPERGÁS	PE	19,10	26,25	14,09	4,07	10,01
ALGÁS	AL	19,10	26,25	14,09	6,54	7,55
SERGAS	SE	19,10	26,25	14,09	3,15	10,93
BAHIAGAS	BA	15,80	21,25	12,44	3,40	9,04
GASMIG	MG	18,40	21,25	14,49	2,60	11,89
PETRO ES	ES	18,13	26,25	13,37	2,29	11,08
CEG	RJ	18,60	21,25	14,65	3,90	10,75
CEG RIO	RJ	18,60	21,25	14,65	3,67	10,98
COMGÁS	SP	17,40	21,25	13,70	5,10	8,60
Gas Natural Fenosa	SP	17,40	21,25	13,70	5,11	8,59
COMPAGAS	PR	16,90	21,25	13,31	5,32	7,98
SC GÁS	SC	18,15	21,25	14,29	5,18	9,11
SULGAS	RS	19,40	21,25	15,28	4,84	10,44
MSGÁS	MS	18,15	21,25	14,29	2,92	11,37
GASPARÁ ²	PA	19,90	26,25	14,68	3,92	10,76
GASMAR ²	MA	19,90	26,25	14,68	2,15	12,53
CIGAS	AM	24,60	34,25	16,17	3,31	12,86

Fonte: Elaboração própria EPE.

¹ O preço sem impostos foi calculado através da seguinte equação: $P_{sem\ imp.} = P_{com\ imp.} * (1 - Impostos)$, sendo os $Impostos = PIS + COFINS + ICMS$.

² Nota: adotou-se uma média regional como margem de distribuição das CDLs do Pará (GASPARÁ) e do Maranhão (GASMAR), uma vez que as mesmas ainda não movimentam gás natural.

ANEXO II - ALTERNATIVAS DE GASODUTOS NÃO ELEGÍVEIS PARA O PEMAT 2013-2022

Nesta seção, abordam-se as alternativas de gasodutos estudadas pela EPE que não avançaram na avaliação para o PEMAT 2013-2022, quer por restrição de oferta, quer por não atendimento dos critérios econômicos considerados na etapa de EVTE simplificado ou ainda por não serem elegíveis à proposição imediata pelo MME. Cabe ressaltar que estas alternativas podem vir a ser reconsideradas após reavaliação no próximo ciclo.

No caso das alternativas Bacia do São Francisco, João Pinheiro/MG – Betim/MG e Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA, cabe evidenciar que as ofertas de gás natural que lastreiam as alternativas ainda carecem de confirmação, pois se encontram baseadas em previsões de produção de recursos contingentes e/ou de recursos não descobertos. Por isto, os gasodutos não foram considerados elegíveis à proposição. Todavia, à medida que ambos os gasodutos atendem aos critérios de avaliação de balanço de oferta e demanda e de preço máximo competitivo, decidiu-se detalhá-los e apresentá-los neste anexo.

As demais alternativas não foram detalhadas, uma vez que não atenderam ao critério do balanço de oferta e demanda. Ainda assim, um resumo das alternativas é apresentado neste anexo.

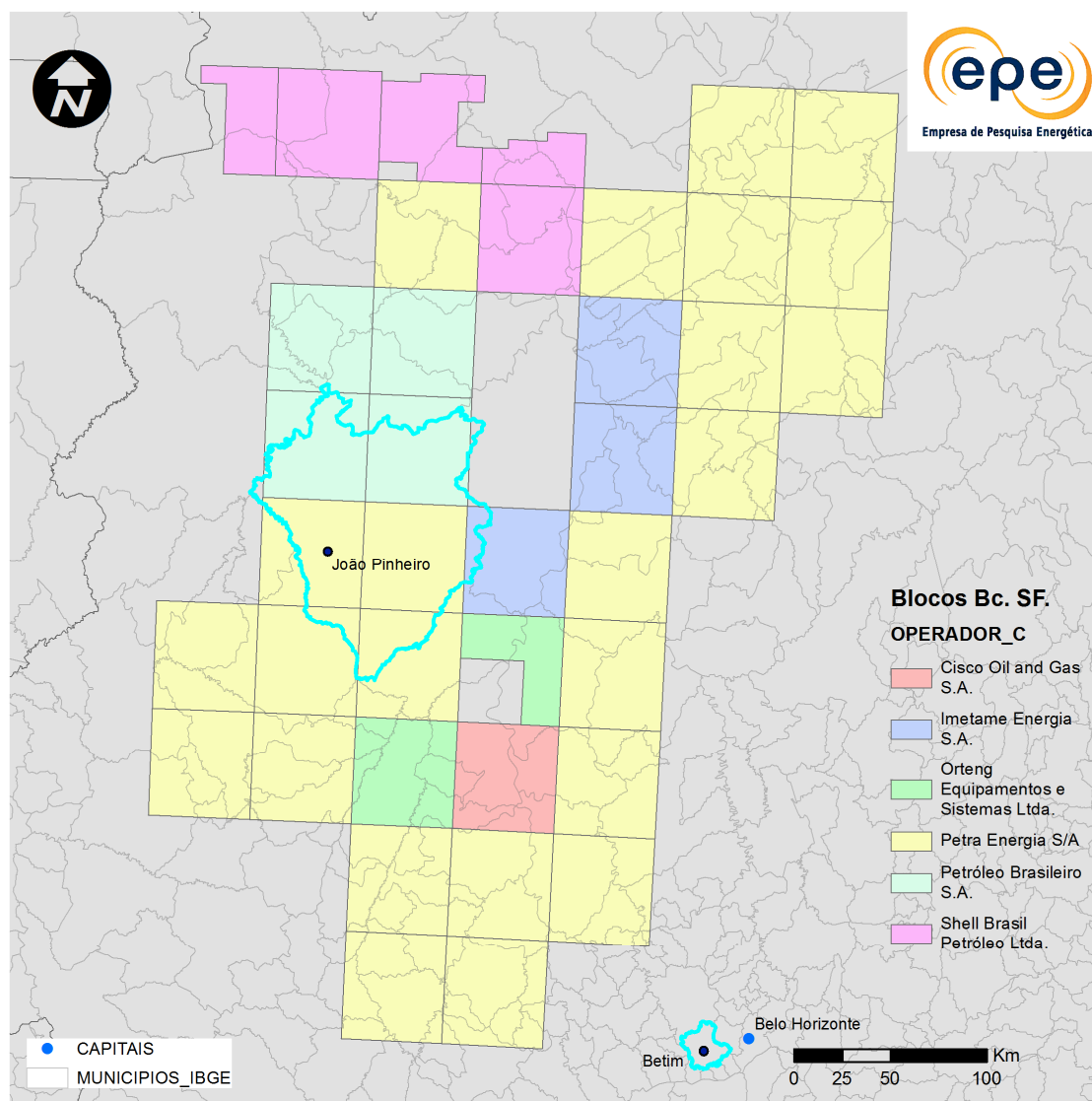
II.1. Bacia do São Francisco, João Pinheiro/MG – Betim/MG

II.1.1. Balanço de Demanda e Oferta Potencial ⁷⁴

A alternativa João Pinheiro/MG – Betim/MG foi construída a partir das identificações pela EPE da demanda potencial no sistema integrado na Região Sudeste (particularmente, no Estado de Minas Gerais) e da oferta potencial a partir de previsão de produção de gás natural na Bacia do São Francisco.

Conforme mencionado anteriormente, a definição da origem da alternativa em João Pinheiro/MG baseou-se na hipótese de minimização da distância média de escoamento da produção prevista. A Figura II.1, a seguir, mostra a localização do Município de João Pinheiro/MG e de blocos exploratórios na Bacia do São Francisco.

⁷⁴ Face à sensibilidade econômica das informações detalhadas e do risco de identificação de agentes, não serão explicitados as previsões de demanda e de oferta potencial desta alternativa nesta etapa dos estudos do PEMAT 2013-2022.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.1 – Localização do Município de João Pinheiro/MG e de blocos exploratórios na Bacia do São Francisco

Ressalve-se que, apesar de haver informações de descobertas de gás natural nesta Bacia no final de 2010 e da existência de um bloco (SFT-132) já em fase de avaliação, a previsão é que só haja produção destes recursos contingentes no final do período. Prevê-se também a incorporação de recursos ainda não descobertos em áreas já contratadas (RND-E) à produção de gás natural no horizonte do estudo.

A seleção do ponto de chegada do gás foi baseada na considerável perda de carga que os gases oriundos da REDUC (Refinaria Duque de Caxias) e do TEVOL (Terminal de Volta

Redonda) através do GASBEL I e do GASBEL II, respectivamente, sofrem para abastecer os pontos de entrega localizados ao fim destes dutos.

A seguir é apresentada a análise socioambiental para a definição do corredor e do traçado preliminar da alternativa de João Pinheiro/MG – Betim/MG.

II.1.2. Propostas e avaliação socioambiental do traçado preliminar

Este item apresenta a análise socioambiental do projeto de gasoduto planejado para atender à demanda de gás natural do município de Betim (MG), a partir da oferta situada em João Pinheiro (MG). Para fins da análise socioambiental, seguiu-se a metodologia de análise apresentada no Capítulo 2.

Para cada traçado preliminar foram delineados corredores com 20 km de largura, utilizando-se técnicas e ferramentas do SIG, de forma a evitar interferências com áreas legalmente protegidas, como Terras Indígenas, Unidades de Conservação e respectivas zonas de amortecimento, áreas urbanas e periurbanas, projetos de assentamento do INCRA, Áreas Prioritárias para a Conservação da Biodiversidade (APCB), cavernas, áreas com vegetação nativa, aeródromos dentre outras. Ao final destas análises buscou-se indicar o corredor que melhor atendesse os critérios socioambientais predefinidos.

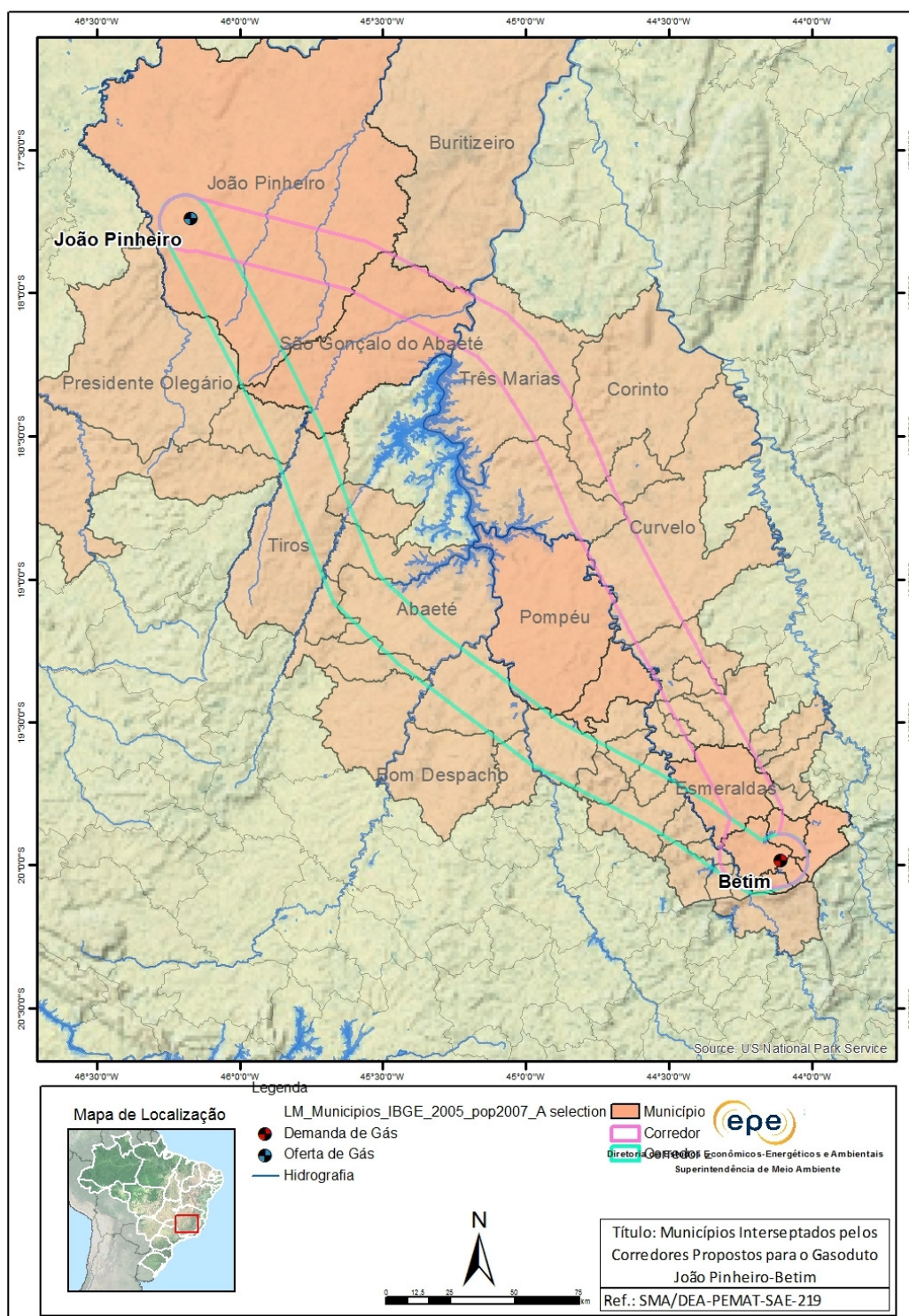
II.1.2.1. Localização dos Corredores Estudados

Os corredores estudados estão localizados na região Sudeste do Brasil, partindo do município de João Pinheiro, localizado na mesorregião Noroeste de Minas Gerais, seguindo em direção à Betim, na região metropolitana de Belo Horizonte.

Duas alternativas de corredor foram estudadas para o projeto: a primeira, denominada Corredor 1, busca seguir o traçado da rodovia BR-040 e atravessa o rio São Francisco a jusante da barragem da usina hidrelétrica (UHE) de Três Marias; a segunda, denominada Corredor 2, busca interligar os pontos de oferta e demanda passando pelos municípios de Alegrete e Bom Despacho, seguindo pela margem esquerda do Rio São Francisco, passando a montante do

reservatório da UHE Três Marias. A Figura II.2 apresenta o mapa de localização dos corredores propostos e os municípios intersectados pelos mesmos.

O Corredor 1 possui 368 km de extensão em seu eixo central, que constitui o traçado preliminar do gasoduto planejado, abrangendo ao todo vinte e sete municípios (Figura II.2). O Corredor 2 possui extensão menor, com 352 km, abrangendo trinta e seis municípios, dos quais, alguns comuns a ambos os corredores.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.2 – Mapa Base com a localização dos corredores propostos para o gasoduto João Pinheiro – Betim, MG

Tabela II.1 – Extensão do traçado preliminar (eixo central), em km, e número de municípios interceptados pelos corredores estudados

Aspecto/Alternativa	Corredor 1	Corredor 2
Extensão do traçado preliminar (km)	368	352
Municípios afetados	27	36

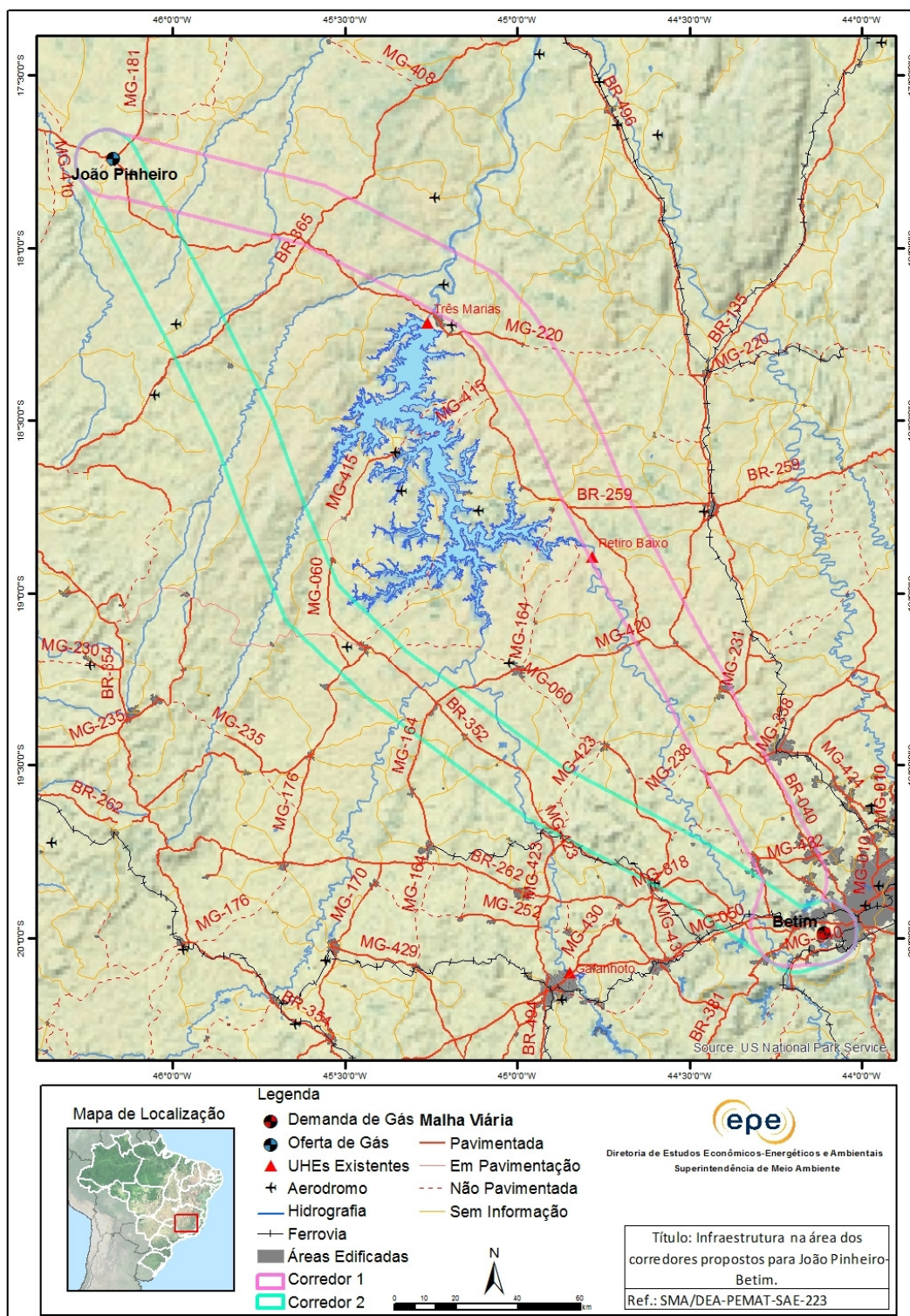
Fonte: Elaboração EPE.

A partir da Figura II.2, observa-se que os corredores estão inseridos em uma área cuja abrangência contempla alguns pontos notáveis, tais como: usinas hidrelétricas em operação, a maior delas Três Marias; a BR-040; a região metropolitana de Belo Horizonte, a travessia de grandes corpos d'água, como o Rio São Francisco, dentre outros.

A mesorregião do Noroeste de Minas é cortada pelo rio São Francisco, e possui clima tropical quente. Sua economia é altamente agrícola, com destaque para a produção de milho, mandioca e feijão, além da criação de gado. Na mesorregião Central Mineira o principal atrativo turístico e econômico está município de Três Marias, e adjacências banhadas pelo rio São Francisco. O município de Três Marias é sede de grandes empresas como Gerdau (produção de carvão vegetal), Votorantim (metalurgia) e Cemig (usina hidrelétrica). A mesorregião Metropolitana de Belo Horizonte, é a terceira maior aglomeração urbana do país, sua economia está nos setores de comércio e serviços, principalmente Belo Horizonte e no ramo Industrial (metalúrgicas, automobilística, petroquímica e alimentícia). A presença do quadrilátero ferrífero garante uma participação importante no PIB da região, e têm atrativos também nas áreas de software e biotecnologia. No município produz-se em pequena escala algodão, feijão e cereais e cria-se gado bovino e suíno, além de peixe.

Os dois corredores são apoiados por rodovias federais e estaduais. O Corredor 1 segue paralelo à rodovia BR-040 (Washington Luís) por toda sua extensão. No caso do Corredor 2, existe um paralelismo parcial com a rodovia BR-352, entre os municípios de Abaeté e Betim. Vale destacar a presença da Ferrovia Centro-Atlântica S.A. (FCA), nas imediações de Belo Horizonte e a presença de alguns aeródromos ao longo dos corredores (Figura II.3).

Na área estudada, existem duas UHEs em operação: a UHE Três Marias (396 MW) e a UHE Retiro Baixo (83,66 MW) esta intersectada pelo Corredor 1. Nos registros da Aneel também podem ser encontradas UHEs planejadas, especialmente, nos Rios Paraopeba, São Francisco e Santo Antônio (Tabela II.2 e Tabela II.4).



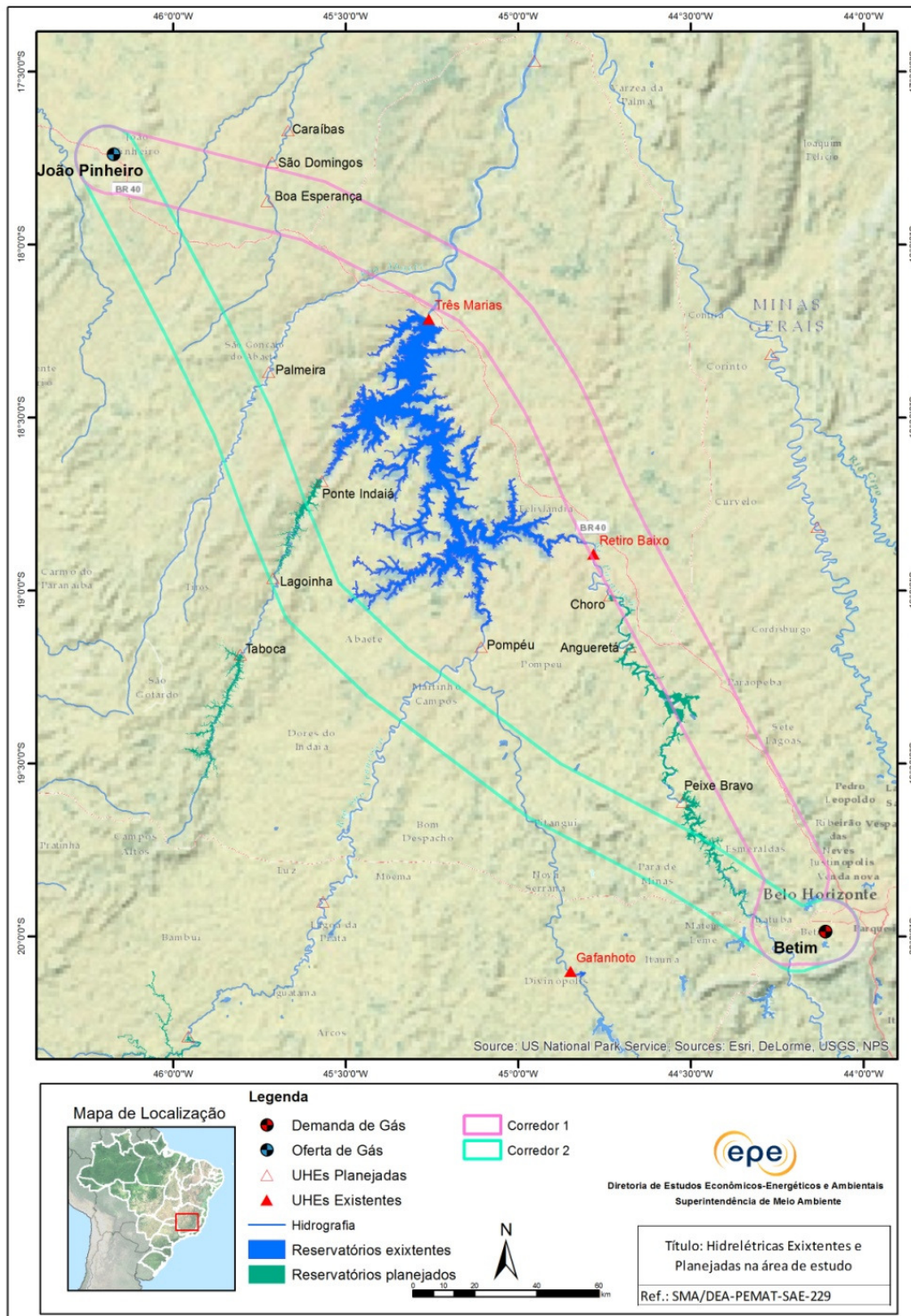
Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.3 – Infraestrutura de transportes na área dos corredores propostos para João Pinheiro-Betim (MG)

Tabela II.2 – Quantificação das Usinas Hidrelétricas

Aspecto/Alternativa	Corredor 1	Corredor 2
UHE planejadas	5	5
UHE existentes	2	1

Fonte: Elaboração EPE.



Fonte: Elaboração EPE.

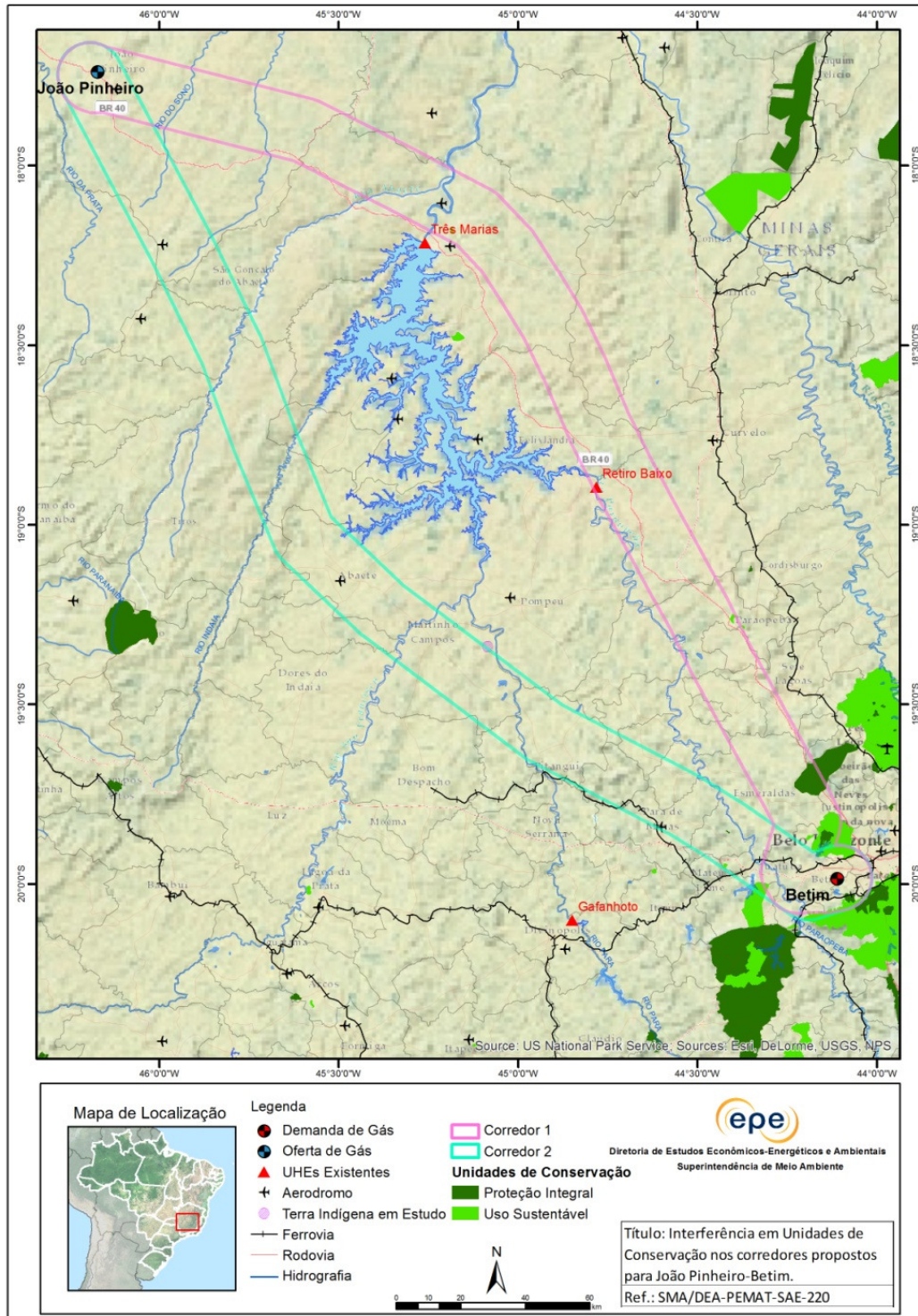
Figura II.4 – Hidrelétricas existentes e planejadas na área de estudo.

II.1.2.2. Aspectos Socioambientais

a) Unidades de Conservação, Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

Ao longo dos corredores propostos existem Unidades de Conservação (UC) de Proteção Integral e de Uso Sustentável. As UCs estão concentradas principalmente, na porção final dos corredores, nos arredores de Betim, sendo a maioria de administração estadual. Embora os corredores interceptem as Unidades de Conservação, a construção de um futuro do gasoduto poderá desviar das UCs (Figura II.5). A Tabela II.3 apresenta um resumo quantitativo das Unidades de Conservação atingidas.

A Tabela II.4 e a Figura II.6 apresentam as APCBs, com o recorte para os corredores estudados. Cabe mencionar que apesar dos corredores propostos atingirem algumas APCBs, estas não são impeditivas à construção e operação de gasodutos, contudo podem dar complexidade ao Licenciamento Ambiental.



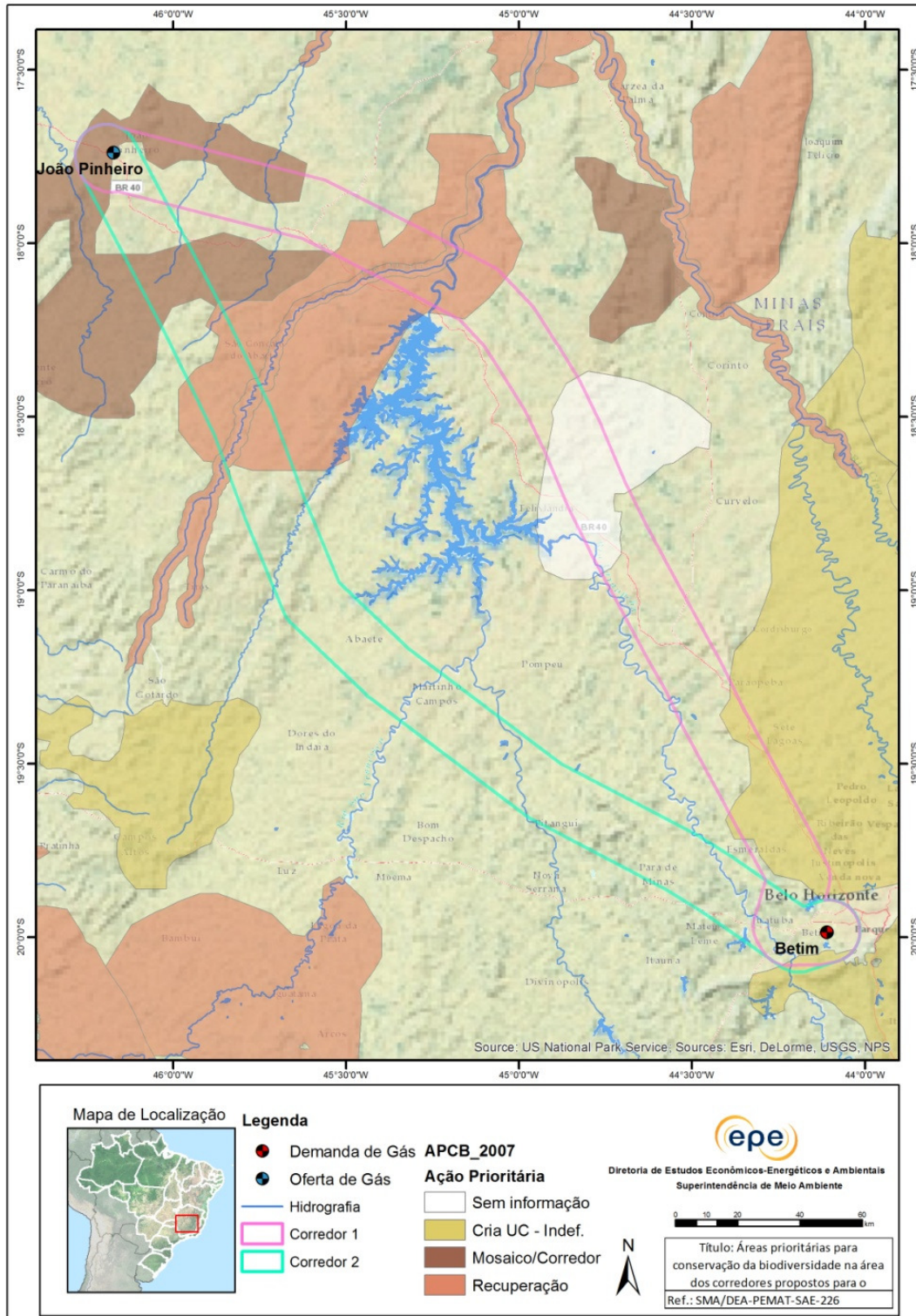
Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.5 – Unidades de Conservação nos corredores propostos para o gasoduto de João Pinheiro/MG – Betim/MG

Tabela II.3 – Unidades de Conservação intersectadas pelos corredores propostos para o gasoduto João Pinheiro - Betim

Aspecto/Alternativa	Corredor 1	Corredor 2
Unidades de Conservação¹	8 de proteção integral	8 de uso sustentável
	5 de uso sustentável	5 de proteção integral
¹ Inclusive RPPN (uso sustentável);		

Fonte: Elaboração EPE.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.6 – Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCB) nos corredores propostos

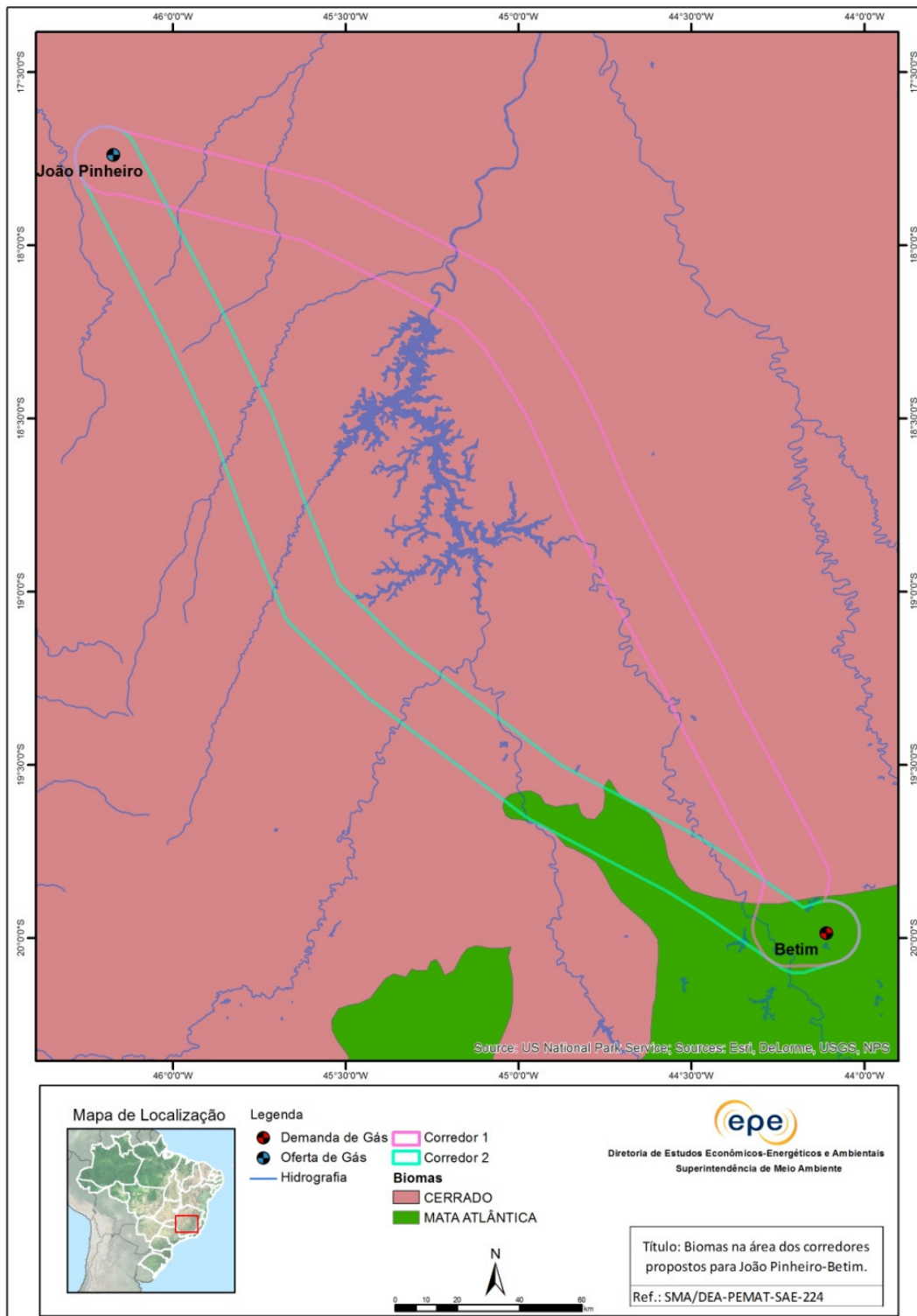
Tabela II.4 – Informações sobre as Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

Ação Prioritária	Bioma	Nome	Importância	Prioridade
Cria UC - Indef.	Cerrado	Belo Horizonte - Monjolos	Extremamente Alta	Extremamente Alta
Sem Informação	Cerrado	Morro da Garça	Alta	Alta
Recuperação	Cerrado	Serra Vermelha (MG)	Alta	Alta
Mosaico/Corredor	Cerrado	Serra dos Alegres	Alta	Muito Alta
Recuperação	Cerrado	Alto - Médio São Francisco	Extremamente Alta	Extremamente Alta
Cria UC - Indef.	Mata Atlântica	Quadrilátero Ferrífero	Extremamente Alta	Extremamente Alta

Fonte: Elaboração EPE.

b) Bioma, Vegetação e Uso do Solo

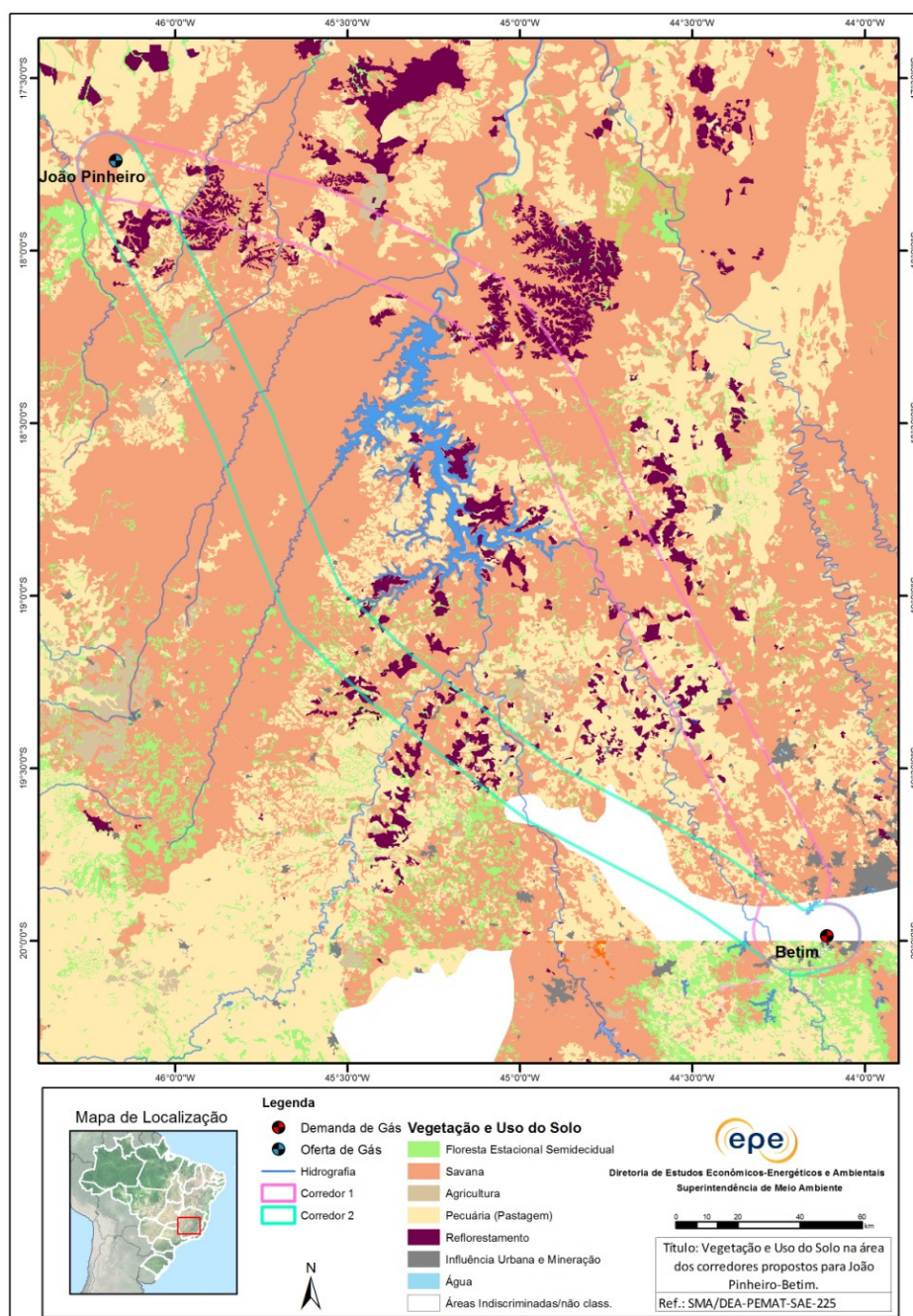
A maior parte das áreas dos corredores propostos ocupa o bioma Cerrado, nas proximidades de Betim, em menor proporção tem-se o bioma Mata Atlântica (Figura II.7). Ambos os biomas com grande interferência antrópica, com núcleos urbanos, áreas destinadas à pecuária e ao reflorestamento.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.7 – Biomass na área dos corredores propostos para o gasoduto João Pinheiro-Betim

Em relação ao uso e cobertura vegetal, segundo os levantamentos do Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira (PROBIO, 2004), coordenado pelo MMA, grande parte da área dos corredores é ocupada por savana, seguida por pecuária/pastagem e reflorestamento (Figura II.8).



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.8 – Vegetação e Uso do Solo na área de estudo para o gasoduto João Pinheiro-Betim

A Tabela II.5 apresenta a quantificação das classes de uso do solo. A análise da tabela constata um predomínio de áreas ocupadas por vegetação nativa, com destaque para a savana. As áreas antropizadas são representadas, principalmente, por áreas ocupadas por pecuária.

Tabela II.5 – Vegetação e uso do solo dentro dos corredores propostos

Classe Dominante	Área (km ²)			
	Corredor 1	%	Corredor 2	%
Floresta Estacional Semidecidual	213,22	2,90	321,65	4,56
Savana	4.197,09	57,09	3.577,24	50,67
Vegetação Nativa Total (Vnt)	4.410,32	59,99	3.898,89	55,22
Agricultura	70,27	0,96	188,27	2,67
Pecuária	1.845,33	25,10	1.294,99	18,34
Influência Urbana e Mineração	108,57	1,48	60,82	0,86
Reflorestamento	548,54	7,46	353,19	5,00
Atividade Antrópica Total (Aat)	2.572,71	34,99	1.897,26	26,87
Água	18,27	0,25	12,68	0,18
Não Classificada	350,50	4,77	1.251,52	17,73
Total Geral	7.351,80	100,00	7.060,34	100,00

Fonte: Elaboração EPE.

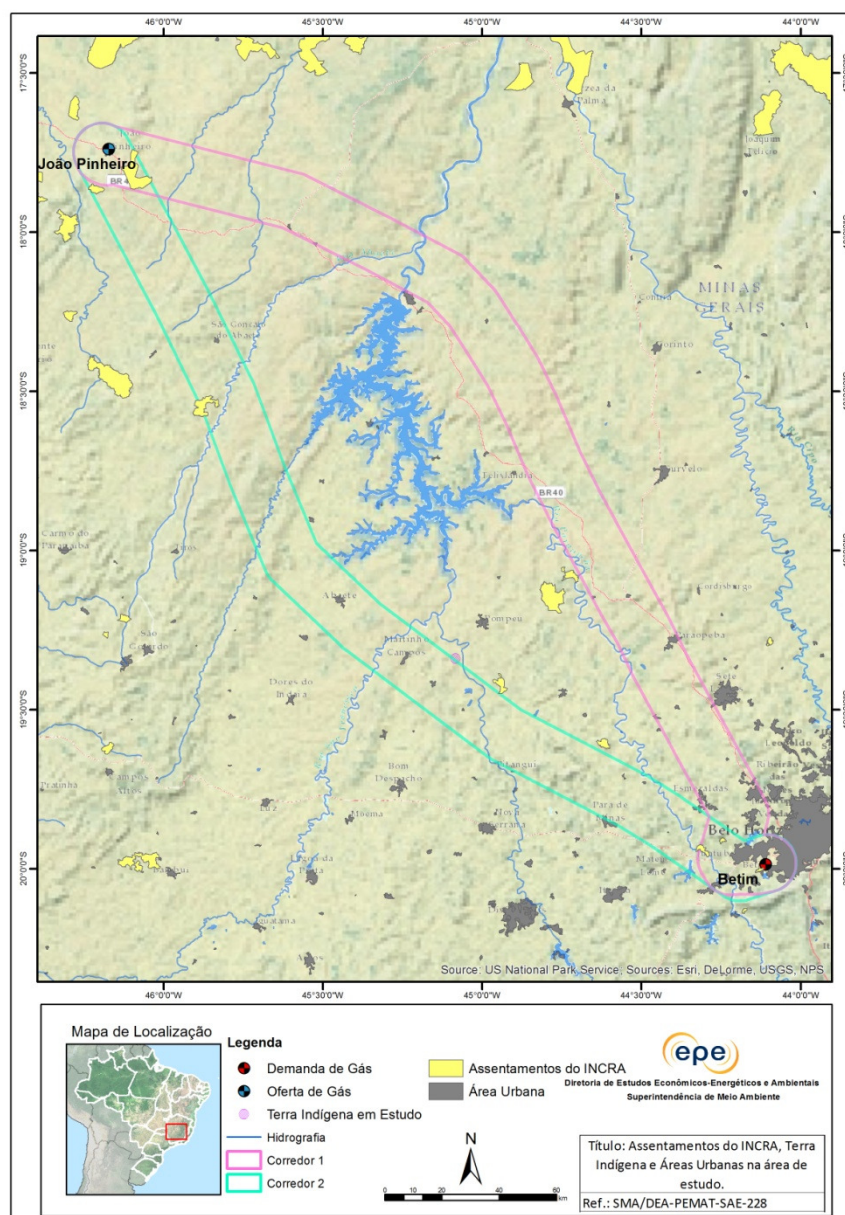
c) Terras Indígenas, Territórios de Quilombos, Assentamentos do INCRA e Áreas Urbanas

No corredor estudado, não existem terras indígenas delimitadas ou informações sobre a presença de Terras de Quilombos na área em estudo, porém, a FUNAI estuda a delimitação da Terra Indígena Kaxixó, nos municípios de Martinho Campos e Pompéu, nas proximidades do corredor 2 (Figura II.9).

Todos os corredores propostos interferem na região metropolitana de Belo Horizonte, com a chegada do gasoduto em Betim. Este é um importante aspecto a ser considerado, e analisado com maior detalhamento, quando for definido o traçado do gasoduto, pois sua construção e operação devem vir seguida de ações dentro de um Programa de Riscos, que minimizem os impactos nesta área e na população atingida. Existem ainda, na área de estudo, vários núcleos

urbanos menores, que não são impeditivos à construção de um gasoduto podendo, ser desviado quando necessário.

Há interferência dos corredores em assentamentos do INCRA, podendo, o traçado preliminar do gasoduto ser desviado ou encontradas alternativas de acordo com a necessidade do projeto. A Figura II.9 apresenta o resumo dos aspectos socioambientais analisados neste item.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.0.9 – Terra Indígena, assentamentos do INCRA e áreas urbanas na área de estudo

Tabela II.6 – Terra Indígena, Assentamentos do INCRA, Territórios de Quilombos e Áreas Edificadas ou Urbanizadas na área de estudo para o gasoduto João Pinheiro-Betim

Aspecto/Corredor	Corredor 1	Corredor 2
Terra Indígena	não existente	1 (em estudo)
Assentamentos do INCRA	4	7
Territórios de Quilombos	não existente	não existente
Áreas Edificadas ou Urbanizadas	40	22
	Todos os corredores propostos interferem na região metropolitana de Belo Horizonte.	

Fonte: Elaboração EPE.

d) Aspectos do Meio Físico (Hidrografia, Cavernas, Relevo e Hipsometria)

Os corredores propostos localizam-se na porção alta da Bacia Hidrográfica do rio São Francisco, passando pelas sub-bacias do Paracatu; das Velhas e do Alto São Francisco (Figura II.10).

Os corredores propostos situam-se numa área de drenagem densa, abrangendo os rios: Santo Antônio, do Sono, Paraopeba, Areado, Abaeté e Pará (Figura II.10). Nesta análise foram contabilizados apenas os rios de maior porte (Tabela II.7).

Tabela II.7 – Rios interceptados pelos corredores propostos

Aspecto/Alternativa	Corredor 1	Corredor 2
Rios (com largura média de 50m)	4 (3 serão atravessados)	7 (5 serão atravessados)

Fonte: Elaboração EPE.

Para a compreensão dos compartimentos geomorfológicos deve-se, primeiramente, contextualizar as grandes feições de relevo regionais. De uma forma geral o relevo pode ser caracterizado pela Depressão do Alto-Médio Rio São Francisco e Baixadas dos Rios Jacaré/Salitre, localizadas na porção central do mapa de compartimentos geomorfológicos (Figura II.11), entre as áreas de topografia mais elevada do Planalto Centro-Sul Mineiro, a sul; da Serra do Espinhaço/Tabatinga/Quadrilátero Ferrífero, a leste; e das Chapadas do Rio São Francisco, a oeste.

A Depressão do Rio São Francisco e Baixadas dos Rios Jacaré/Salitre abrangem áreas de colinas amplas e suaves, a leste, e colinas dissecadas e morros baixos, a oeste. Nessas áreas colinosas encontram-se tabuleiros nas feições de topo, e, em menor proporção, tabuleiros dissecados.

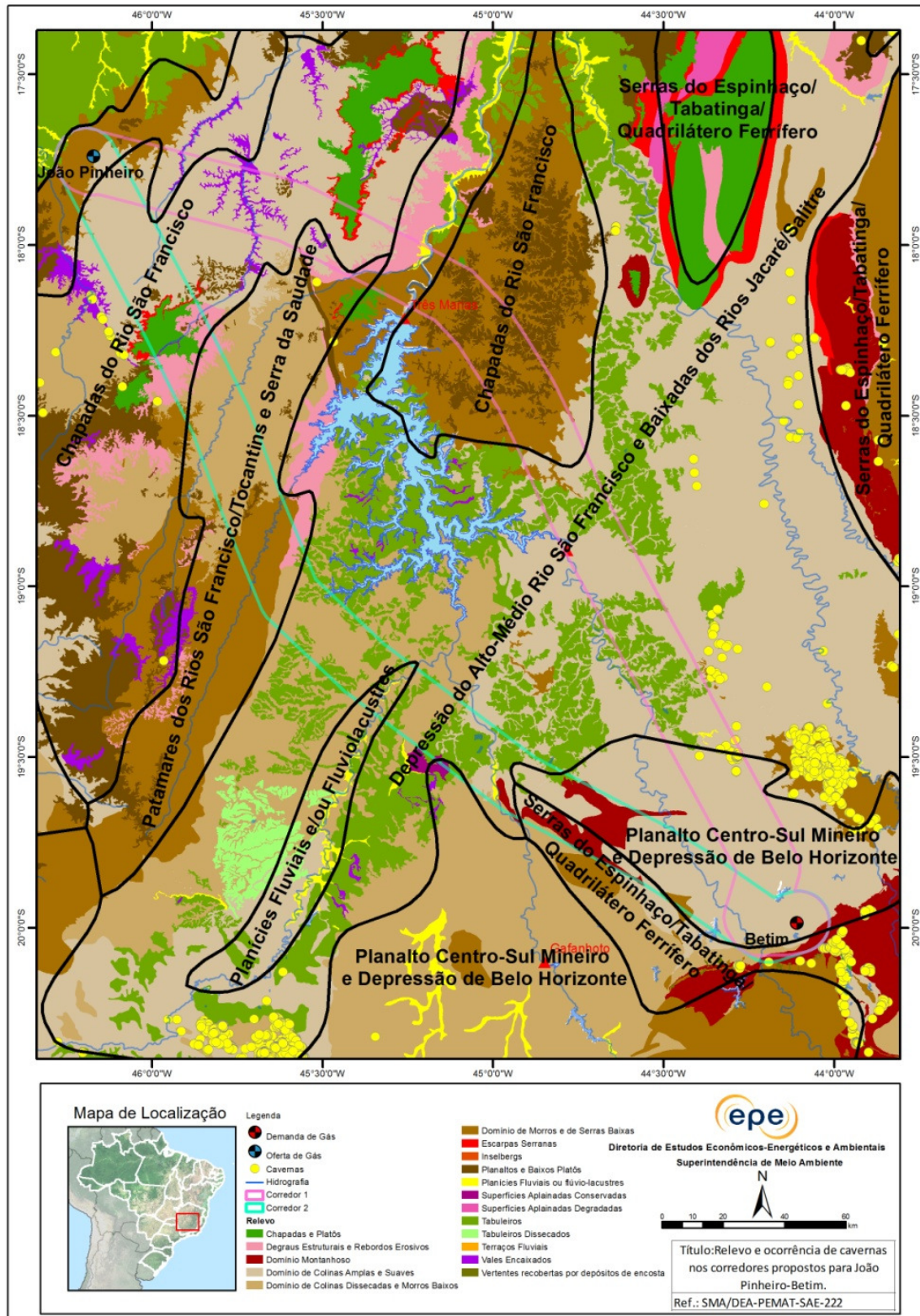
O Planalto Centro-Sul Mineiro, onde também se localiza a Depressão de Belo Horizonte, abrange compartimentos de morros e serras baixas e colinas dissecadas e morros baixos a oeste da região metropolitana de Belo Horizonte, enquanto que a noroeste da mesma localizam-se áreas de colinas amplas e suaves.

O compartimento de relevo que engloba a Serra do Espinhaço/Tabatinga/Quadrilátero Ferrífero abrange áreas montanhosas localizadas na região metropolitana de Belo Horizonte. Na borda leste da Depressão do Alto-Médio Rio São Francisco existe desnível altimétrico abrupto para a Serra do Espinhaço, que se estende em domínios montanhosos e escarpas serranas situadas em falhas geológicas. Na porção nordeste do mapa retratado na Figura II.11, entre as rodovias BR-135 e BR-496, o compartimento da Serra do Espinhaço apresenta áreas de chapadas e platôs circundados por áreas escarpadas em suas bordas.

As Chapadas (e Patamares) do Rio São Francisco, situadas nas bordas oeste e noroeste da Depressão do Alto-Médio Rio São Francisco, abrangem compartimentos geomorfológicos variados: Domínio de Morros e de Serras Baixas; Domínio de Colinas Dissecadas e Morros Baixos; Domínios de Colinas Amplas e Suave; Tabuleiros; Chapadas e Platôs circundados por

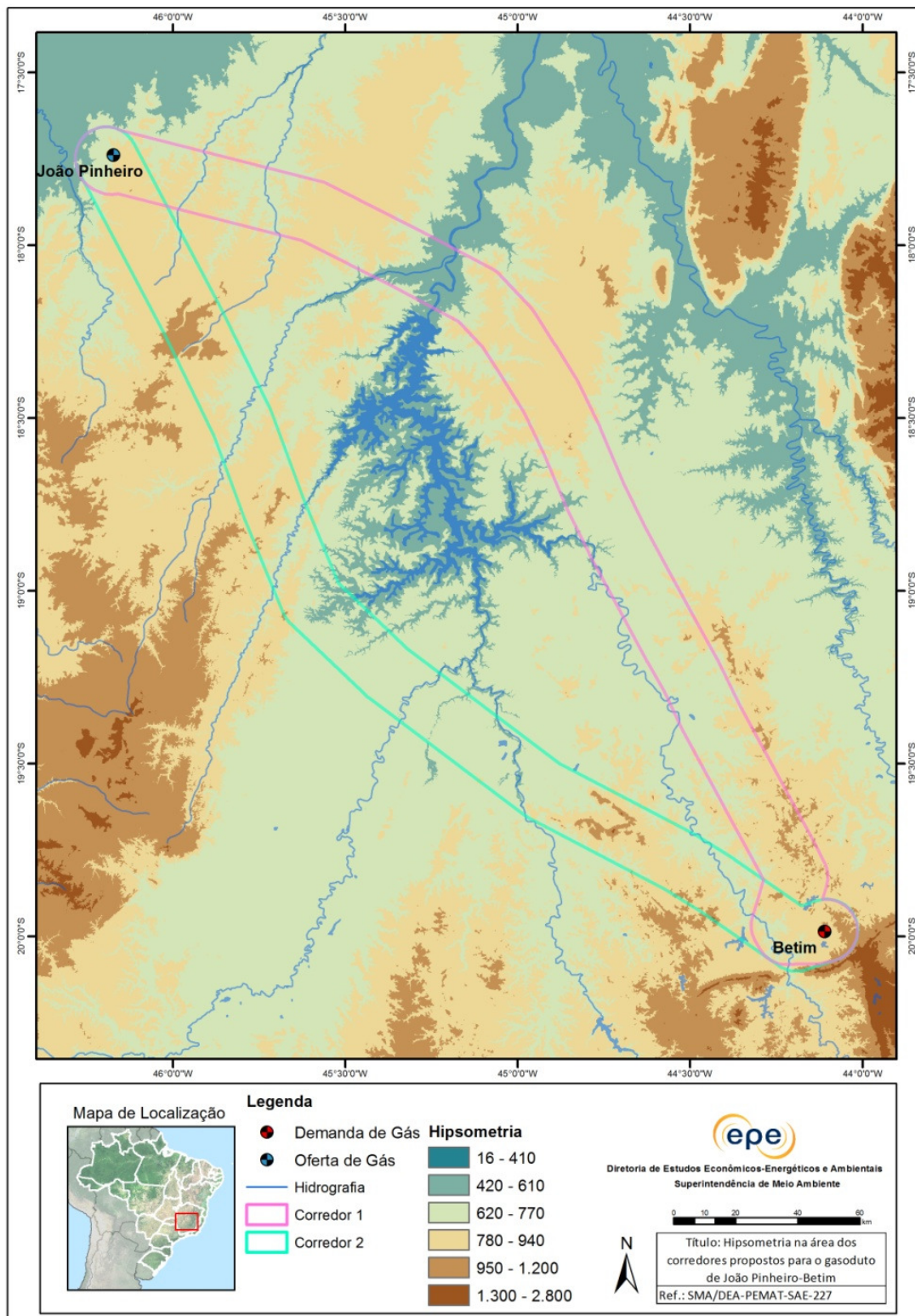
Escarpas Serranas; Degraus Estruturais e Rebordos Erosivos; e Planaltos e Baixos Platôs. Outra feição de relevo importante nestas áreas são os vales encaixados, presentes em diversas localidades.

Em relação à ocorrência de cavernas, destacam-se três áreas: norte da região metropolitana de Belo Horizonte, em um domínio de morros e serras baixas; porção sudoeste do mapa de compartimentos geomorfológicos; e porção leste do mesmo mapa, na transição entre a Depressão do Alto-Médio Rio São Francisco e a Serra do Espinhaço. As duas primeiras zonas de ocorrência estão situadas em unidades geológicas caracterizadas por corpos de metacalcários, com intercalações subordinadas de metassedimentos síltico-argilosos e arenosos. No último caso, as cavernas se encontram em substrato rochoso composto por metassedimentos arenosos com metacalcários, calciosilicáticas e xistos calcíferos.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.11 – Descrição do relevo e localização das cavidades naturais registrados na região dos corredores propostos para o gasoduto de João Pinheiro-Betim



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.12 – Hipsometria na área dos corredores propostos para o gasoduto João Pinheiro-Betim

II.1.2.3. Conclusões e Recomendações

A partir da análise, sob o ponto de vista socioambiental, das alternativas de corredor proposto para o gasoduto João Pinheiro/MG – Betim/MG, constata-se que os aspectos levantados não são impeditivos para a implantação do gasoduto, desde que, considerados alguns aspectos relevantes ao licenciamento ambiental, são eles:

- a) Não atravessar Unidades de Conservação, principalmente as de Proteção Integral;
- b) Obedecer ao paralelismo com a BR-040, como forma de minimizar os impactos ambientais;
- c) Atentar para a Terra Indígena Kaxixó, com sua delimitação ainda em estudo pela Funai;
- d) Desviar de áreas com grande densidade de cavernas;
- e) Atentar para a travessia de grandes cursos d'água, como o rio São Francisco;
- f) Avaliar os riscos relacionados à construção de dutos em áreas de concentração urbana, como a Região Metropolitana de Belo Horizonte;

Dentre os aspectos listados, o paralelismo do Corredor 1 com a BR-040 surge como o principal ponto positivo para a escolha da alternativa de corredor. A existência de uma infraestrutura de acesso em melhor condição minimiza a necessidade de abertura de estradas para realização das obras, facilita a logística de pessoal e equipamentos. Adicionalmente o entorno da BR-040, já bastante antropizado, diminui a necessidade de supressão de vegetação nativa.

Pelas análises expostas o Corredor 1 apresenta-se como o mais indicado para a realização de novos estudos, mais aprofundados e detalhados.

II.1.3. Proposta e avaliação da infraestrutura

Definido o traçado preliminar da alternativa João Pinheiro/MG – Betim/MG, avalia-se a necessidade de empreender nova simulação termo-fluido-hidráulica com base no traçado proposto, cujo corredor é de 368 km. Apesar disso, foi possível manter a distância inicial (337 km) dentro do corretor ambientalmente analisado, pelo fato de não estar prevista instalações de produção de gás no centro do município de João Pinheiro/MG.

Na nova simulação, considerando o traçado proposto (337 km), não houve alteração na configuração da infraestrutura. Assim, pode-se prosseguir na caracterização da infraestrutura e sua avaliação mais detalhada de investimento (EVTE detalhado), inclusive com discussões pertinentes aos métodos construtivos.

Para a alternativa de gasoduto de transporte João Pinheiro/MG – Betim/MG foram considerados tubos de 20 polegadas de diâmetro produzidos pelo processo de fabricação ERW. Tal gasoduto foi configurado para o transporte de uma vazão máxima de 6,8 MMm³/d e com 12 válvulas de bloqueio, considerando-se as extensões das classes de locação⁷⁵.

Não foi considerada, ao longo do gasoduto, a existência de estações de compressão, o que permitirá um eventual aumento de capacidade de transporte caso haja crescimento da demanda potencial e maior disponibilidade de oferta na Bacia de São Francisco no futuro (mesmo que após 2022). Também não há outros pontos de entrega, além do destino final, em Betim/MG. Isto porque o ponto de entrega é a própria malha integrada em Betim/MG, que, conforme apontado anteriormente, apresenta demanda potencial a ser atendida no horizonte do estudo.

A Figura II.13 apresenta o traçado preliminar assumido para a alternativa João Pinheiro/MG – Betim/MG nos estudos do PEMAT 2013-2022.

⁷⁵ De acordo com a norma NBR 12.712 (Projeto de sistemas de transmissão e distribuição de gás combustível) da ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, uma unidade de classe de locação é uma área que se estende por 1600 m ao longo do eixo do gasoduto e por 200 m para cada lado da tubulação, a partir de sua linha de centro. A classe de locação é determinada pelo número de edificações destinadas à ocupação humana, existentes em unidade de classe de locação. Assim, a classe de locação 1 ocorre em regiões onde existam dez ou menos edificações unifamiliares destinadas à ocupação humana. A classe 2 ocorre em regiões onde existam mais de dez e menos de 46 edificações unifamiliares destinadas à ocupação humana. A classe 3 ocorre em regiões onde existam 46 ou mais edificações unifamiliares destinadas à ocupação humana ou a menos de 90 m de edificações que sejam ocupadas por 20 ou mais pessoas para uso normal (por exemplo: igrejas, cinemas, escolas, etc.). A classe 4 ocorre em regiões onde haja a predominância de edificações com quatro ou mais andares, incluindo o térreo, destinadas à ocupação humana.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.13 – Traçado preliminar proposto para a alternativa João Pinheiro/MG-Betim/MG

Em função da localização do gasoduto em faixa totalmente nova, próximo à BR-040 no trecho entre Belo Horizonte e Paracatu, a infraestrutura da frente de obra tem fácil apoio logístico.

Em virtude da presença do reservatório da Usina Hidrelétrica de Três Marias no trecho médio do gasoduto e a fim de facilitar a mobilização e a desmobilização dos equipamentos, a construção do gasoduto pode ser dividida em pelo menos dois trechos: o primeiro de João Pinheiro/MG até Felixlândia/MG e o segundo dessa última cidade até o ponto de entrega em Betim/MG. A divisão de construção em dois trechos teve como objetivo reduzir o tempo de implementação do gasoduto de

modo a ficar compatível com os prazos obtidos em gasodutos recém construídos. Note que esta prática aumenta o custo do gasoduto.

De acordo com dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), o índice médio pluviométrico da área estaria compreendido entre 200 e 400 mm por ano. Este índice está relacionado aos métodos construtivos e dependendo do volume de chuvas, impacta significativamente nos custos de construção e montagem e no cronograma da obra.

Aproximadamente 90% da extensão total podem ser construídas próximas a encostas com até 10° de inclinação (relevos planos e suaves), isto é, sem grandes declividades. Terrenos com inclinações elevadas implicam em maior dificuldade de movimentação de máquinas, equipamentos, realizações de soldagens e necessidades de obras de contenção de encostas, e, por conseguinte, maiores custos de construção e montagem.

Quanto ao tipo de ocupação do solo, o primeiro trecho perpassa regiões predominantemente rurais, inseridas na classe de locação 1, enquanto o segundo trecho, apesar de também ser rural, atravessa cerca de 10 km em zonas urbanas ou em urbanização, nos arredores de Betim/MG e Belo Horizonte/MG, incluídas nas classes de locação 3 e 4. A maior parte do gasoduto atravessa, como mencionado na análise ambiental, pastagens e culturas temporárias de fácil remoção. Tal característica permite reduzir custos com indenizações de faixas de passagem e outros custos. Por exemplo, o aumento da classe de locação implicaria no aumento da espessura do aço dos tubos por motivo de segurança e, por conseguinte, em maiores custos com tubos.

Os rios atravessados pelo gasoduto com mais de 50 metros de largura entre as suas margens seriam: Abaeté, Indaiá, Paraopeba e Betim. Cabe destacar que rios com mais de 50 metros, em geral, implicam em maiores custos de travessia, sobre onerando o projeto. Sugere-se usar o método de travessia conhecido como cavalote⁷⁶ para esses casos, cuja soma total representaria cerca de 700 metros.

Quanto à geologia, cerca de 70% da sua extensão atravessa sedimentos inconsolidados e/ou rochas sedimentares de mais fácil escavação, enquanto os restantes 30% atravessariam rochas de mais alta resistência mecânica, tais como ígneas e metamórficas. Note que o aumento de dureza da rocha implica em maiores custos de escavação, sobreonerando o projeto. Sugere-se que, nestas condições, seja usado o método convencional de abertura de vala, não havendo, a princípio, necessidade de aplicação dos métodos de cavalote e nem de furos direcionais, cujos custos seriam relativamente mais elevados. Obviamente, a verificação dessa premissa depende dos resultados das sondagens mecânicas e rotativas, bem como das análises mais detalhadas dos trabalhos de campo nas áreas de geologia e hidrologia. Não obstante, tal nível de análise só se aplica em fases mais evoluídas do projeto.

⁷⁶ Cavalote: arranjo de tubulação pré-fabricada utilizado em travessias.

Próximo à Refinaria Gabriel Passos REGAP, na região metropolitana de Belo Horizonte, o cruzamento da BR-381 (Rodovia Fernão Dias), de maior tráfego, poderia ser realizado pelo método de "*boring machine*"⁷⁷, reduzindo-se os impactos ao movimento de veículos. Os demais cruzamentos de estradas e rodovias correspondem a cerca de 400 metros e podem ser feitos de forma mais simples por abertura de valas, com menores custos.

O número de dias gastos com a construção do gasoduto varia de acordo com as dificuldades construtivas (inclinação do terreno, presença de rochas, etc.) encontradas durante a obra. Para este projeto, dadas estas considerações, foi estimada uma duração de aproximadamente 680 dias.

A taxa de Benefícios e Despesas Indiretas (BDI) calculada incidiu, conforme recomendação do Tribunal de Contas da União (TCU), sobre o custo de referência global (custo direto) e incluiu os gastos com: (i) administração central da construtora – 5,25%; (ii) seguros e garantias – 0,66%; (iii) riscos – 3,00%; (iv) despesas financeiras – 1,00%; (v) alíquotas de PIS/PASEP e COFINS – 3,65%; (vi) ISS – 2,00%; e (vii) lucro da empreiteira – 8,50%. Nestas considerações de projeto e suas estimativas de custos, orçou-se a taxa de BDI como 26,16% (percentual médio ponderado) do custo global de referência, estando este valor dentro dos padrões aceitos pelo TCU.

Com base nestas considerações de projeto e suas estimativas de custos, orça-se o investimento associado à alternativa de gasoduto de transporte João Pinheiro/MG – Betim/MG em R\$ 2,6 bilhões. A Tabela II.8 a seguir detalha os investimentos por grupo de custo.

⁷⁷ *Boring Machine*: é o equipamento de perfuração utilizado abaixo de ferrovias, rodovias de porte e outros cruzamentos específicos, além de áreas alagadas, que consiste num tubo-camisa sem a necessidade de abertura de vala (Petrobras, 2008).

Tabela II.8 - Custo por grupo e total da alternativa João Pinheiro/MG-Betim/MG (milhões de reais)

Custos diretos	
Duto ¹	260,0
Instalações Complementares ²	40,7
Construção e Montagem ³	997,9
Licenciamento Ambiental e Liberação da Faixa de Servidão ⁴	522,0
Custo global de referência	1820,6
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	526,6
Preço global de referência	2347,2
Custos indiretos	
Administração da obra ⁵	128,9
Projeto Básico de Engenharia	93,8
Valor Global de Referência (CAPEX)	2569,9
Custos Operacionais Anuais (OPEX)	102,8

Fonte: Elaboração EPE.

¹: Inclui os custos com: (i) tubulação e válvulas de bloqueio, (ii) sistema lançador/recebedor de “pigs”, (iii) sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle de corrosão e (iv) sistemas de supervisão e controle, comunicação e detecção de vazamentos.

²: Inclui a construção das estações de medição: (i) serviços de terraplenagem e urbanização, (ii) construção das edificações e (iii) aquisição dos módulos de medição.

³: Inclui os custos com: (i) preparação da faixa de gasodutos, (ii) construção e montagem do duto, (iii) comissionamento e condicionamento e (iv) travessias e cruzamentos.

⁴: Inclui obtenção do licenciamento ambiental frente aos órgãos competentes, assim como desapropriação, indenização por benfeitorias e aquisição da faixa de servidão.

⁵ Soma dos custos de mobilização e desmobilização e implantação do canteiro de obras e com os gastos locais do construtor no canteiro de obras.

A partir destes custos estimados pelo método detalhado para a alternativa João Pinheiro/MG – Betim/MG no traçado proposto pode-se calcular a tarifa de transporte resultante. Com os novos custos (método detalhado), chegou-se a uma tarifa da ordem de US\$ 2,14/MMBtu.

À guisa de conclusão cabe lembrar que a oferta de gás natural que lastreia esta alternativa ainda carece de confirmação, pois se baseia em previsões de produção de recursos contingentes (RC) e de recursos não descobertos em áreas já contratadas (RND-E). Por isto, ainda que se espere a corroboração das previsões de produção, considera-se mais adequado aguardar as declarações de comercialidade dos recursos antes de indicar esta alternativa para a chamada pública. A expectativa da EPE é que esta alternativa só possa seguir para a Chamada Pública no segundo quinquênio do período 2013-2022.

II.2. Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA

II.2.1. Balanço de Demanda e Oferta Potencial

Fora da malha integrada, a alternativa Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA foi identificada pela EPE a partir da demanda potencial de 4,6 milhões de m³/dia na região de Barcarena/PA e da oferta potencial de gás natural não associado na Bacia do Parnaíba/MA. Como feito anteriormente na Bacia do São Francisco, determinou-se um centro geométrico da bacia para definir um duto hipotético para este empreendimento. Este ponto seria em Santo Antônio dos Lopes/MA.

O consumo-âncora da demanda potencial em Barcarena/PA é o atendimento ao Complexo Industrial localizado na cidade, formado por empresas de mineração que beneficiam e exportam caulim, alumina, alumínio e cabos para transmissão de energia elétrica. Também na região de Barcarena/PA, está situado o maior porto do estado do Pará, o Porto de Vila do Conde.

Entretanto, a alternativa de gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA tem seu atendimento baseado, majoritariamente, em Recursos Não Descobertos (RND), visto que boa parte dos Recursos Descobertos (RD), que compõem a Oferta Potencial da Bacia do Parnaíba/MA-PI, já está comprometida com o atendimento a uma termelétrica a gás natural (MPX, 2012)⁷⁸. Isto acarretou na classificação do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA como alternativa não elegível à proposição no PEMAT 2013-2022.

De qualquer forma, apresentar-se-ão os resultados das variantes de trajeto como uma análise de sensibilidade dos estudos, inclusive na parte da análise socioambiental. A seguir é apresentada a análise socioambiental para a definição do corredor e do traçado preliminar da alternativa de Santo Antônio dos Lopes/MA à Barcarena/PA.

⁷⁸ Ressalve-se que, ao longo de 2013, os campos de Gavião Azul e Gavião Real da OGX, na Bacia do Parnaíba, registraram volumes de produção muito abaixo dos previstos no Plano de Desenvolvimento (PD) apresentado à ANP, o qual foi utilizado como base, pela EPE, para as projeções do PDE 2013-2022. Posteriormente, as previsões de produção para esses campos, apresentadas à ANP no Plano Anual de Produção (PAP), que ainda não estava disponível na época da elaboração do PDE 2013-2022, também registram reduções significativas nos volumes esperados de produção para os próximos anos (em relação àquelas reportadas à ANP no PD). Assim, a Oferta Potencial da Bacia do Parnaíba/MA-PI deve ser monitorada cuidadosamente antes de se considerar esta alternativa de gasoduto elegível à proposição pelo MME.

II.2.2. Propostas e avaliação socioambiental do traçado preliminar

Este item apresenta a análise socioambiental do projeto de gasoduto planejado para atender a demanda de gás natural no município de Barcarena/PA, a partir da oferta situada em Santo Antônio dos Lopes/MA.

Para fins da análise socioambiental seguiu-se a metodologia de análise apresentada no Capítulo 2.

Para cada traçado preliminar foram delineados corredores com 20 km de largura, utilizando-se técnicas e ferramentas do SIG, de forma a evitar interferências em áreas legalmente protegidas, terras indígenas, unidades de conservação e respectivas zonas de amortecimento, áreas urbanas e periurbanas, projetos de assentamento do Incra, Áreas Prioritárias para a Conservação da Biodiversidade - APCB, cavernas, áreas com vegetação nativa, aeródromos dentre outras.

II.2.2.1. Localização Dos Corredores Estudados

Os corredores analisados estão localizados nas regiões Norte e Nordeste do Brasil, e partem do município de Santo Antônio dos Lopes (MA), localizado na mesorregião Centro Maranhense, seguindo em direção à Barcarena (PA), na Região Metropolitana de Belém.

A região estudada para a definição dos corredores apresenta grande sensibilidade socioambiental devido à presença de terras indígenas (TI), unidades de conservação (UC), áreas alagáveis e áreas de vegetação nativa. Visando desviar das áreas de maior complexidade, as duas alternativas de corredor estudadas contornam as TIs Alto Rio Guamá, Alto Turiaçu, Awá e Caru, e a UC de proteção integral Reserva Biológica (Rebio) do Gurupi. Um corredor (doravante denominado Corredor 1) passa a sul dessas áreas, mantendo-se distante das terras indígenas e desviando das áreas de vegetação nativa bem preservada, localizadas a sul da Rebio e a oeste do corredor. O outro corredor (Corredor 2) desvia pelo norte, e contorna também as áreas protegidas TI Rio Pindaré e a Área de Proteção Ambiental (APA) Baixada Maranhense, que abrange uma extensa área sujeita a inundações (Figura II.14).

II.2.3. Descrição das alternativas de corredor

II.2.3.1. Alternativa de Corredor 1

O Corredor 1 inicia seu trajeto no ponto de oferta de gás natural situado nos arredores da sede municipal de Santo Antônio dos Lopes (MA), e termina no ponto de entrega situado na cidade de Barcarena (PA), percorrendo 724 km de extensão. Ao longo de seu traçado abrange 33 municípios, sendo 12 situados em território paraense, e 21 situados no estado do Maranhão.

Sua descrição será feita em três setores, a saber: Setor Inicial, que segue no sentido oeste e cruza o trecho compreendido entre a cidade de Santo Antônio dos Lopes (MA) e o rio Pindaré (limite entre os municípios maranhenses de Bom Jesus das Selvas e Açailândia); Setor Intermediário, que segue sentido norte e situa-se entre o rio Pindaré e o município de Ipixuna do Pará (PA); e Setor Final, de sentido noroeste, localizado entre os municípios paraenses de Aurora do Pará e Barcarena (Figura II.15).

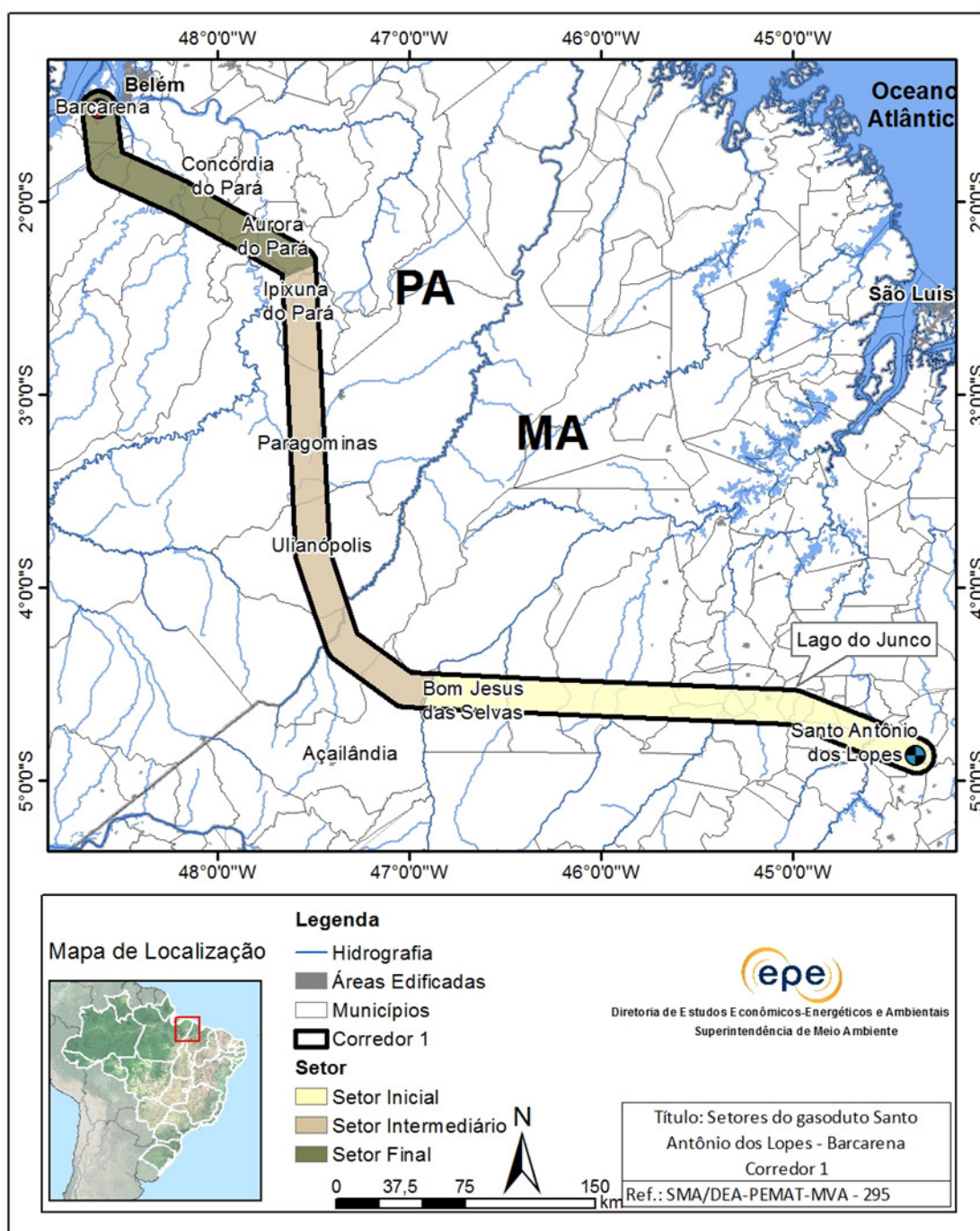


Figura II.15 - Localização dos setores para descrição do Corredor 1

Fonte: Elaboração EPE.

Partindo de Santo Antônio dos Lopes no sentido oeste, o corredor percorre no Setor Inicial aproximadamente 290 km, até chegar à travessia do rio Pindaré, próximo a sua inflexão para norte. O setor abrange pequenas áreas urbanas pertencentes às sedes municipais maranhenses de Igarapé Grande, Lagos dos Rodrigues, Lago do Junco, Lago da Pedra, Marajá do Sena e Bom Jesus das Selvas, sendo esta última situada nas planícies do rio Pindaré. Embora nas proximidades de Santo Antônio dos

Lopes (MA) exista uma boa infraestrutura viária, seguindo para oeste, as rodovias são mais escassas. O uso e a cobertura do solo são caracterizados pela intercalação de áreas de vegetação nativa, agropecuária, e, em menor proporção, pastagens. O relevo é composto por colinas dissecadas e morros baixos entre as cidades maranhenses de Santo Antônio dos Lopes e Lago do Junco; morros e serras baixas entre a cidade de Lago do Junco (MA) e a rodovia MA-006, e; tabuleiros dissecados e vales encaixados associados no município de Bom Jesus das Selvas (MA).

O Setor Intermediário localiza-se entre o rio Pindaré e o município de Ipixuna do Pará (PA) em um trajeto, sul-norte, de 280 km. Está situado entre duas grandes áreas remanescentes de vegetação nativa, são elas: a leste, o complexo que envolve a Reserva Biológica do Gurupi e terras indígenas; e a oeste, as áreas bem preservadas do município de Paragominas (PA), e de seus vizinhos. O setor apresenta muitos fragmentos de floresta ombrófila densa e floresta ombrófila aberta ao longo das margens da BR-010, rodovia que o corredor segue paralelamente em boa parte do trajeto. Esses fragmentos intercalam-se com áreas de agropecuária e pastagens. As sedes municipais de Ulianópolis (PA) e Ipixuna do Pará (PA) estão situadas dentro do corredor, e localizadas ao longo da BR-010. O relevo é bastante diversificado, apresentando planaltos, tabuleiros dissecados, vales encaixados, morros e serras baixas, a sul da cidade de Ulianópolis (PA), e; tabuleiros, degraus e rebordos erosivos, entre as cidades paraenses de Ulianópolis e Ipixuna do Pará.

No Setor Final, o corredor faz uma inflexão para noroeste e percorre cerca de 160 km entre os municípios de Aurora do Pará (PA) e Barcarena (PA). Nota-se um aumento gradual da malha viária ao aproximar-se da cidade de Barcarena (PA), situada na região metropolitana de Belém (PA). Há um predomínio de áreas de vegetação nativa, principalmente nos arredores dos rios Capim, Acará e Moju, que possuem larguras significativas, podendo ultrapassar, em alguns trechos, 500 metros de extensão. As margens da rodovia PA-140, nos arredores do município de Concórdia do Pará (PA), apresentam uma intensa atividade agropecuária. O relevo é caracterizado por tabuleiros nos municípios paraenses de Aurora do Pará e Ipixuna do Norte; colinas nos arredores do município de Acará (PA), e; planícies fluviais, flúvio-lacustres e flúvio-marinhas na cidade de Barcarena (PA).

a) Aspectos do Meio Físico (Hidrografia, Geologia e Geomorfologia)

Segundo a base cartográfica utilizada, o Corredor 1 abrange três grandes bacias hidrográficas, a saber (Figura II.16):

- Pindaré, Itapecuru e Mearim e Outros, que desembocam na Baía de São Luiz;
- Litorâneas do Pará e Maranhão, que desembocam nas reentrâncias do litoral maranhense e paraense; e

Tabela II.9 – Travessias dos principais corpos hídricos do Corredor 1

Corpos hídricos	Largura (m)
Rio Mearim	60
Rio afluente do Grajaú	15
Rio Grajaú	40
Rio Zitua ou Gentil	15
Rio Cipoeiro	15
Rio Buriticupu	20
Rio Pindaré	20
Rio Gurupi	30
Rio Piriá	20
Rio Candiru-Açu	25
Rio Ipixuna	15
Rio Candiru-Miri	35
Rio Capim	270
Rio Acará	150
Rio Moju	480

Fonte: Elaboração EPE.

O Corredor 1 está situado na região onde está localizada a Bacia Sedimentar do Grajaú. Além dos depósitos mesozoicos da bacia, também são encontradas coberturas consolidadas detrítico-lateríticas e carbonáticas terciárias e/ou quaternárias. Existem depósitos inconsolidados nas planícies fluviais, flúvio-lacustres e flúvio-marinhas. O relevo e a hipsometria da região estão sintetizados na Figura II.17 e Figura II.18, respectivamente.

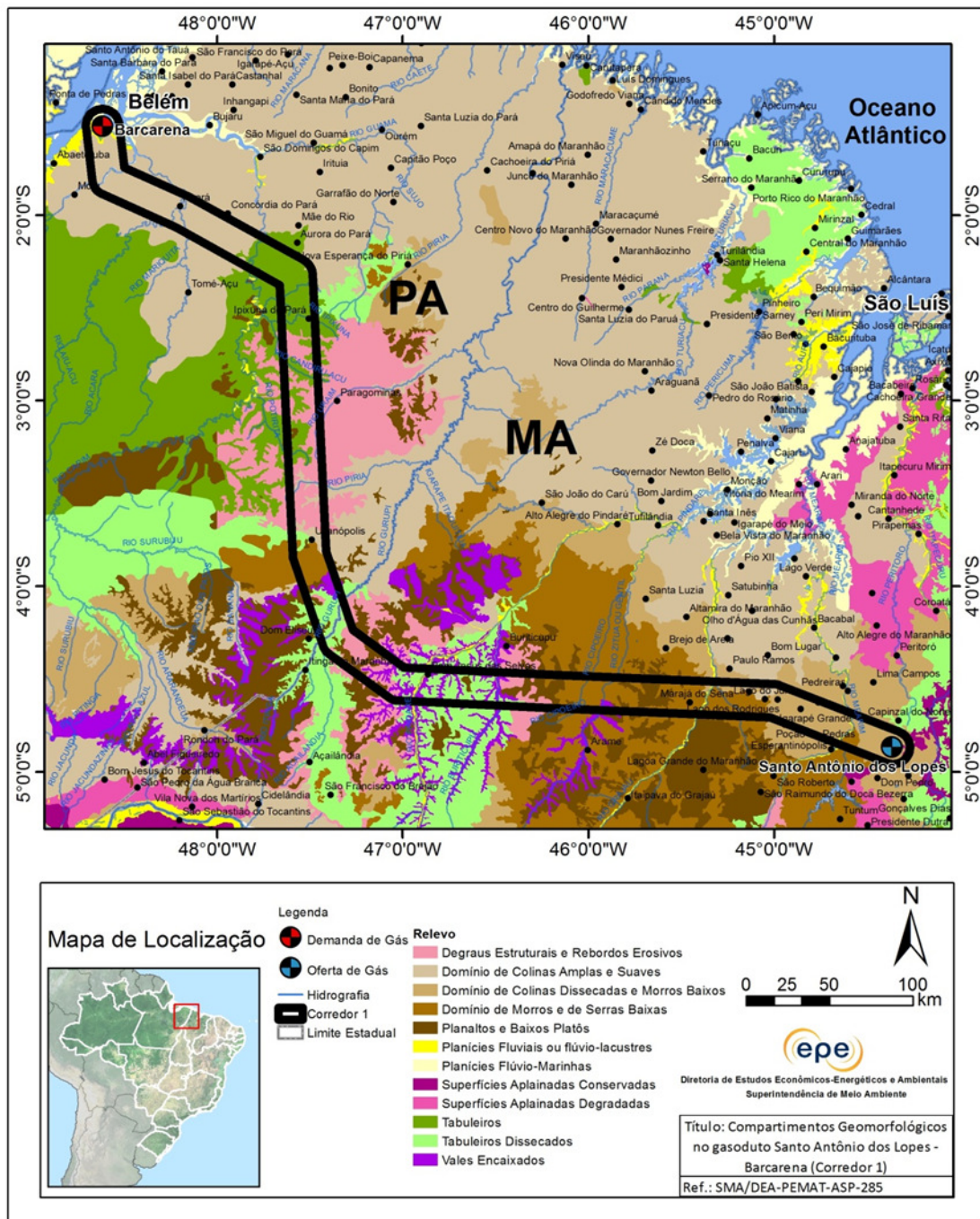


Figura II.17 – Compartimentos geomorfológicos na área do Corredor 1

Fonte: Elaboração EPE.

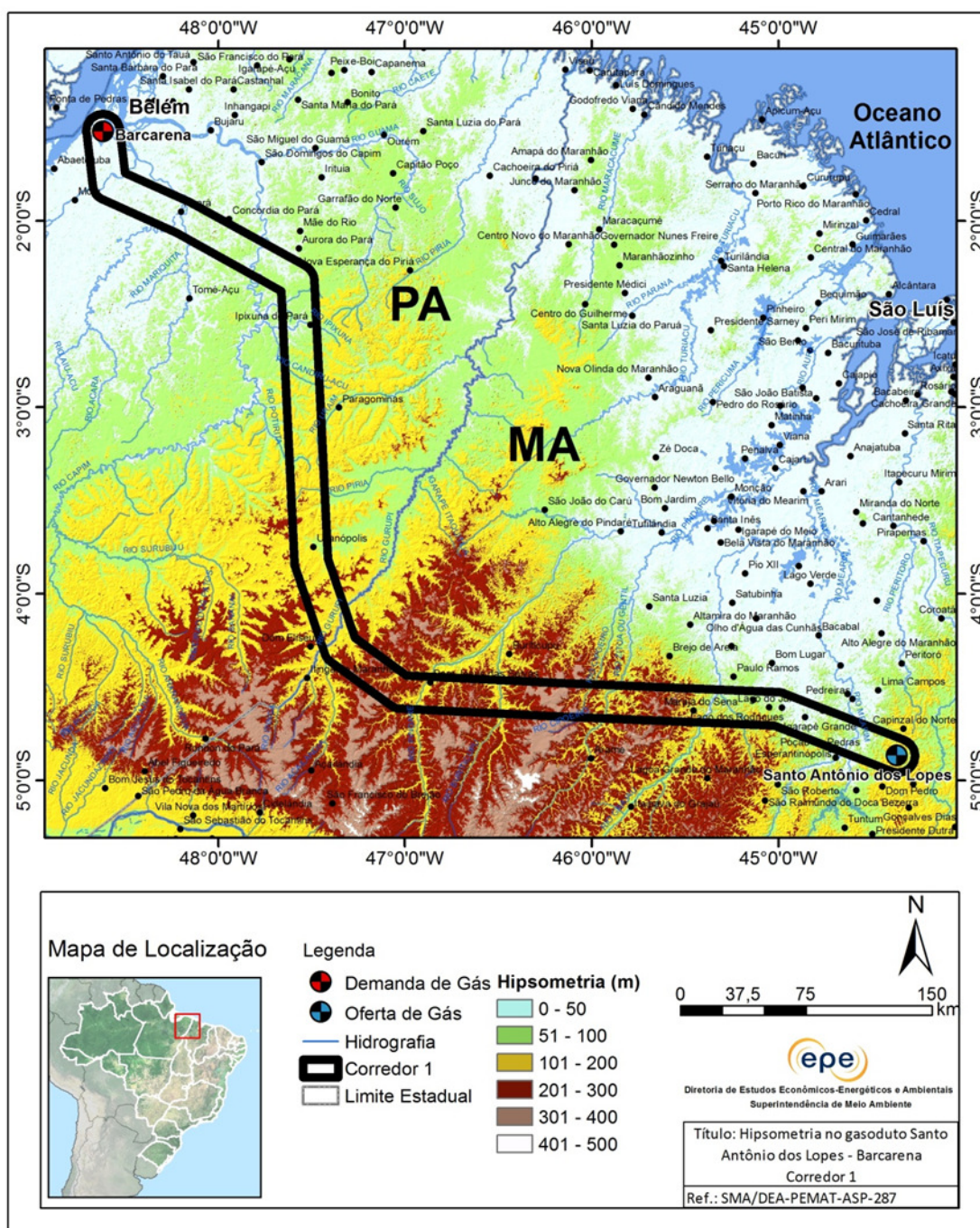


Figura II.18 – Hipsometria na área do Corredor 1

Fonte: Elaboração EPE.

O Grupo Itapecuru é, geralmente, encontrado nas feições de relevo de colinas dissecadas, morros e serras baixas, localizadas na porção sul do corredor, entre as cidades de Santo Antônio dos Lopes e Ulianópolis. Esse grupo, de idade cretácea, é representado por arenitos arcoseanos estratificados, grossos a conglomeráticos, com níveis pelíticos.

Na porção central do corredor, entre os municípios de Marajá do Sena e Ipixuna do Pará, existem coberturas superficiais residuais e concrecionárias denominadas de Cobertura Laterítica Madura. Essa cobertura, de idade paleogênica, está situada nos interflúvios (feições de topo) dos tabuleiros, tabuleiros dissecados, planaltos e baixos platôs.

Os degraus estruturais, rebordos erosivos e vales encaixados, aparecem dissecando os terrenos, topograficamente mais altos, compostos pela Cobertura Laterítica Madura. Os degraus estruturais e rebordos erosivos são associados à Formação Ipixuna, de idade cretácea, que é representada por arenitos caulíníticos estratificados com níveis de argilitos desferrificados, no entorno da cidade de Paragominas, e por conglomerados oligomíticos, arenitos e pelitos, nos arredores de Bom Jesus das Selvas. No caso das feições de vales encaixados, encontrados nos arredores de Bom Jesus das Selvas, a dissecação presente é mais profunda, atingindo as rochas do Grupo Itapecuru, já mencionado anteriormente.

Entre os municípios de Aurora do Pará e Barcarena, na porção norte do corredor, encontra-se o domínio de colinas amplas e suaves associado ao Grupo Barreiras, de idade paleogênica/neogênica, composto por calcários, argilitos, arenitos e conglomerados.

No entorno da cidade de Barcarena, nas planícies fluviais, flúvio-lacustres e flúvio-marinhas, são encontrados depósitos de areia, cascalhos, silte, argila e turfa, correspondentes às sedimentações pós-Barreiras, de idades neogênica e quaternária.

O Corredor 1 abrange diversos processos minerários vigentes no Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), encontrados principalmente na porção central do corredor (Figura II.19).

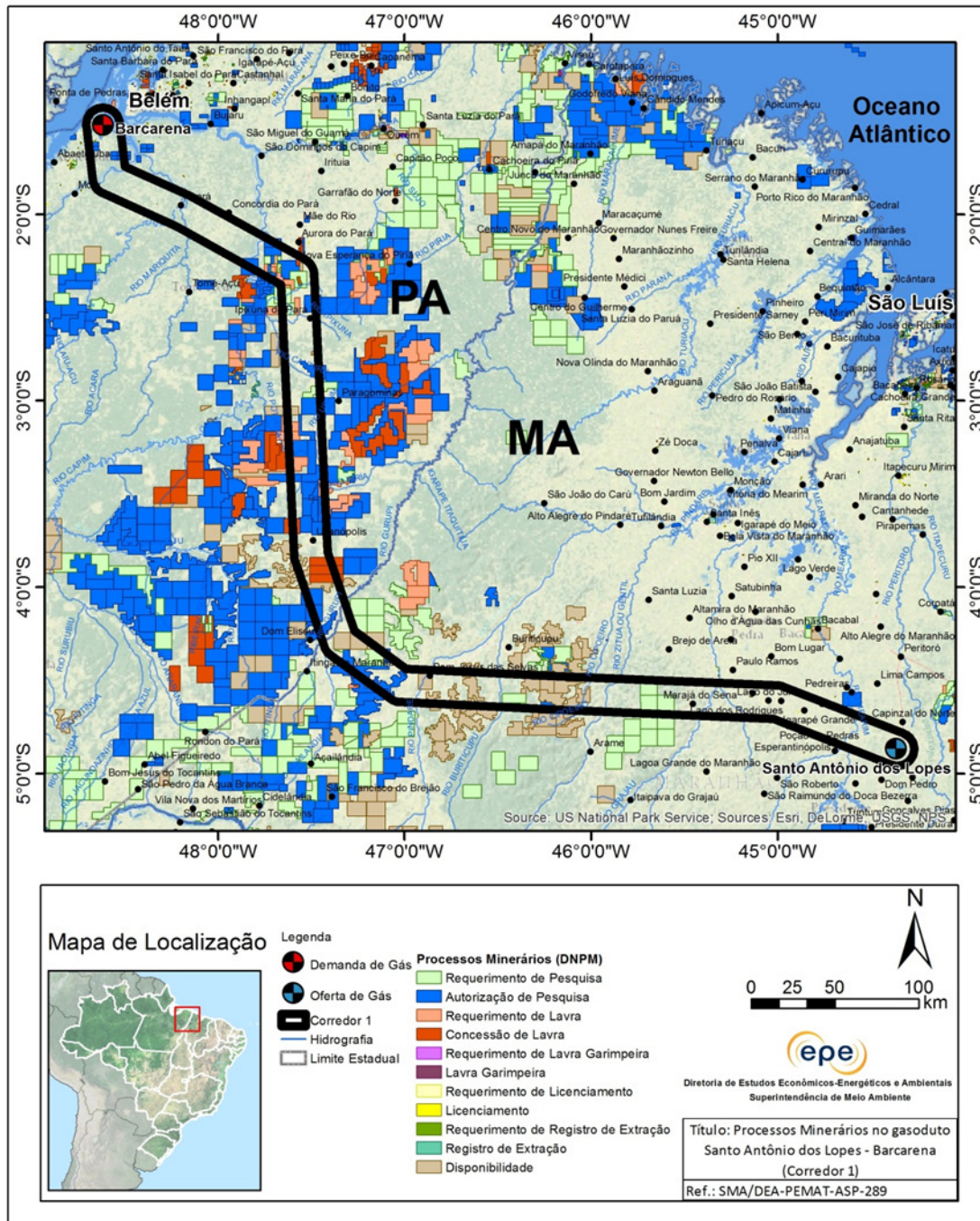


Figura II.19 – Processos minerários na área do Corredor 1

Fonte: Elaboração EPE.

Ao longo dos seus 724 km de extensão, o Corredor 1 atravessa 39 projetos de assentamento rural (PA) do Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (Incra). No Maranhão, a disposição espacial dos assentamentos não deixa margens para que o futuro traçado do gasoduto desvie desses PAs. Por outro lado, no Pará, há possibilidades de desvio, uma vez que os PAs se encontram mais espaçados (Figura II.21).

A base cartográfica utilizada não apresenta a localização exata dos quilombos, no entanto, foi possível identificar o número de territórios de quilombos em cada município. Os municípios que possuem territórios de quilombos se concentram nas proximidades de Santo Antônio dos Lopes e, principalmente, de Barcarena (Figura II.21).

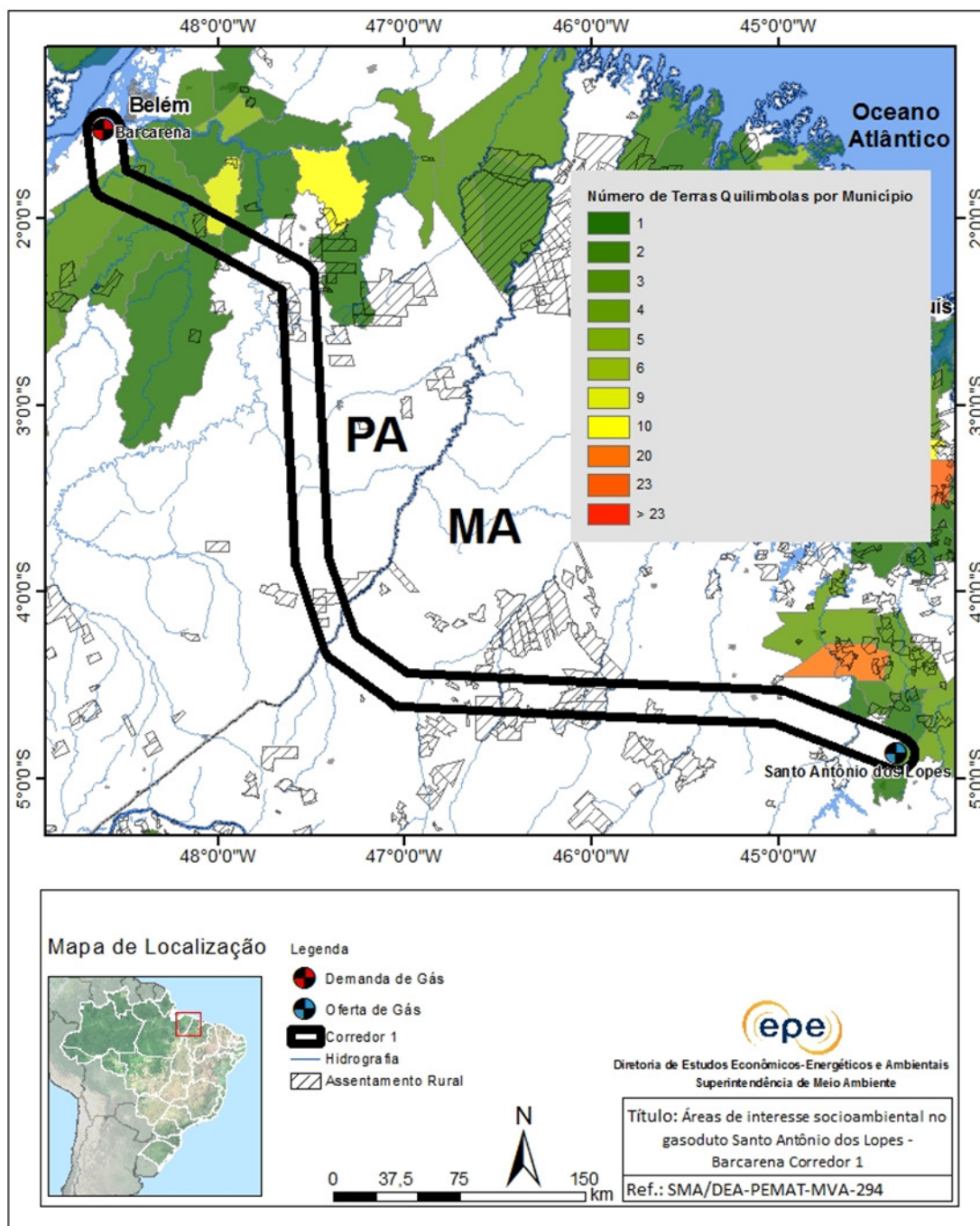


Figura II.21 – Projetos de Assentamento Rural e Território de Quilombos na área do Corredor 1

Fonte: Elaboração EPE.

c) Bioma, Vegetação e Uso do Solo

A maior porção do Corredor 1 está inserida no bioma Amazônia, enquanto que a parte sudeste está localizada no Cerrado. Ao longo de sua área, encontram-se fitofisionomias típicas dos dois biomas, bem como, áreas de transição ecológicas propícias à ocorrência de endemismo de espécies.

A vegetação nativa ocupa 72% da área do Corredor 1. Destacam-se as áreas de vegetação secundária (Tabela II.10 e Figura II.22), que são aquelas resultantes de um processo de regeneração da vegetação, ou seja, áreas onde já ocorreu corte raso da vegetação primária ou retirada seletiva de árvores. Entre as áreas de vegetação nativa intercalam-se agropecuária e pastagens que, somadas, ocupam 27% do Corredor 1 (Tabela II.10 e Figura II.22).

Tabela II.10 - Cobertura Vegetal e Uso do Solo do Corredor 1

Classe Dominante	Área no Corredor (km²)	%
Água	81,19	0,55
Floresta Ombrófila Aberta	431,78	2,93
Floresta Ombrófila Densa	2.010,31	13,63
Formações Pioneiras	16,93	0,11
Tensão Ecológica	82,28	0,56
Vegetação Secundária	8.074,76	54,76
Vegetação Nativa Total	10.616,05	72,00
Agricultura	10,07	0,07
Agropecuária	2.907,77	19,72
Pastagem	1.111,81	7,54
Influência Urbana	7,49	0,05
Reflorestamento	10,31	0,07
Atividade Antrópica Total	4.047,45	27,45

Fonte: Elaboração EPE.

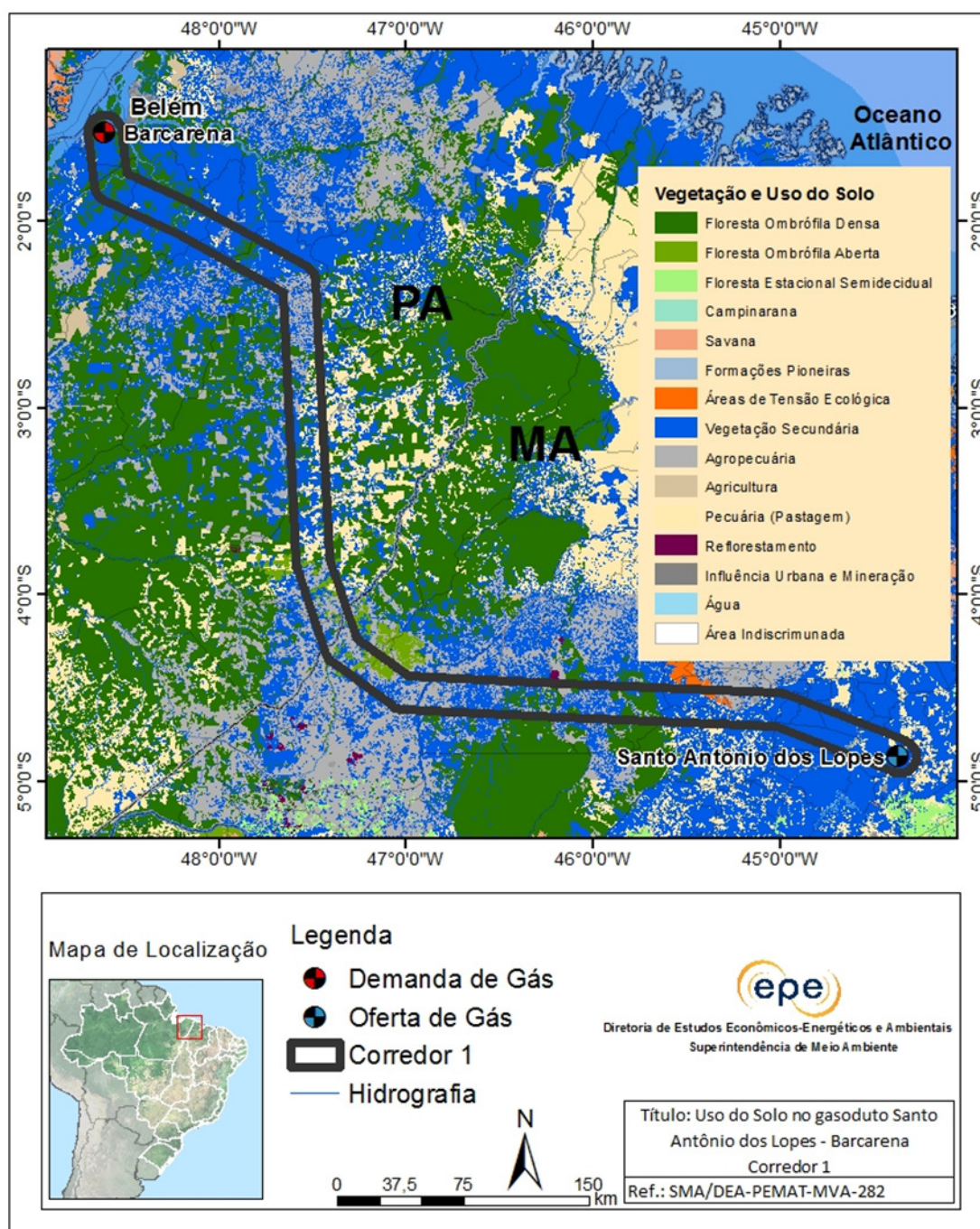


Figura II.22 – Uso e cobertura do solo na área do Corredor 1

Fonte: Elaboração EPE.

d) Unidades de Conservação, Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

O Corredor 1 não atravessa unidades de conservação (Figura II.23). Isto se deve ao grande desvio que faz para não atingir a Reserva Biológica (Rebio) do Gurupi, a mais importante da região. Nas

proximidades do corredor também se encontram a Área de Proteção Ambiental (APA) da Ilha do Combu, a 3,5 km, e o Parque Estadual (Parest) Utinga, a 8 km.

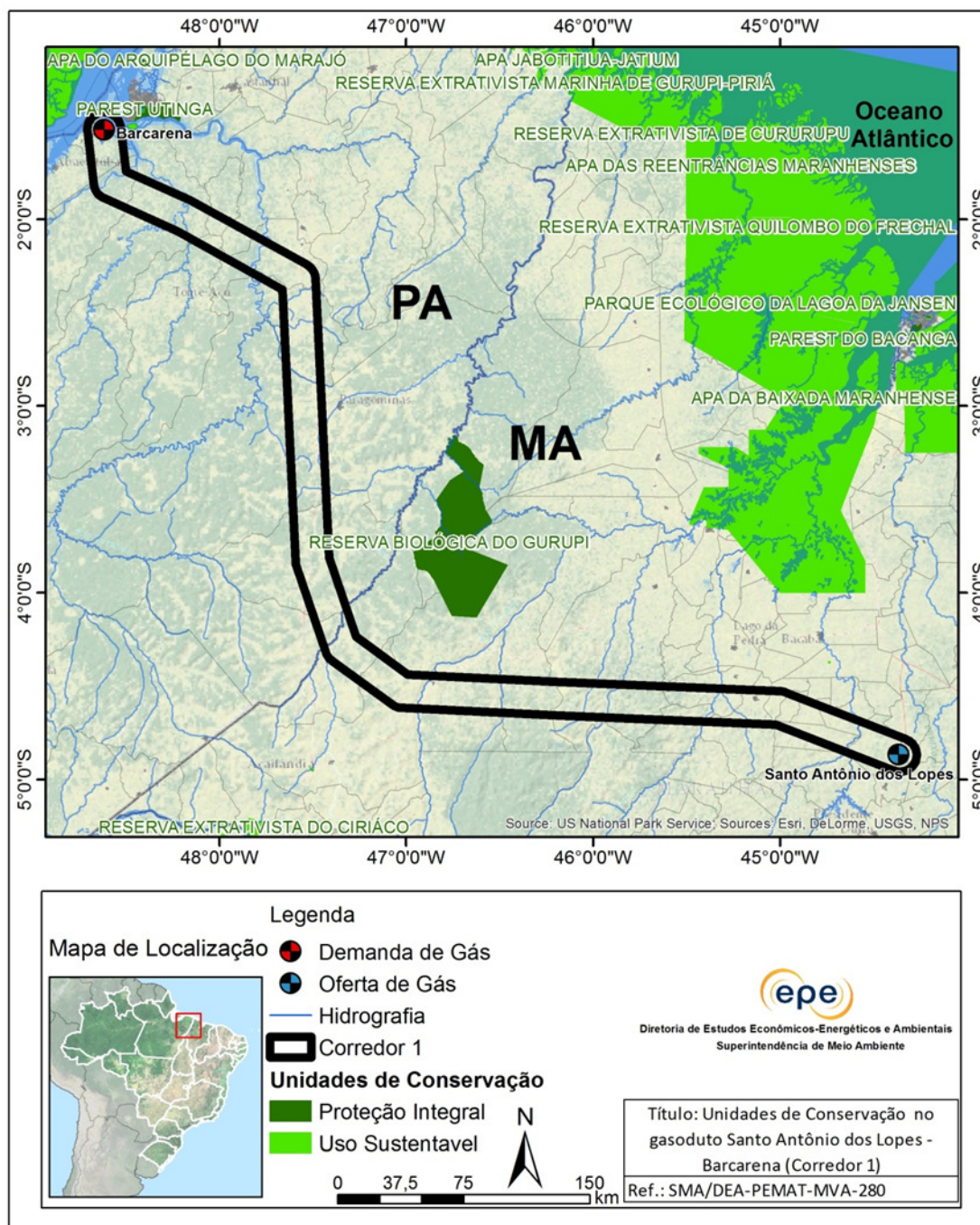


Figura II.23 – Unidades de conservação na área do Corredor 1

Fonte: Elaboração EPE.

O corredor atravessa diversas Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCB), dentre elas destaca-se a APCB Rio Capim, situada nas proximidades de Paragominas, que possui importância e prioridade classificadas como "extremamente alta". A ação prioritária, prevista para ela, é voltada para criação de unidade de conservação de proteção integral (Figura II.24).

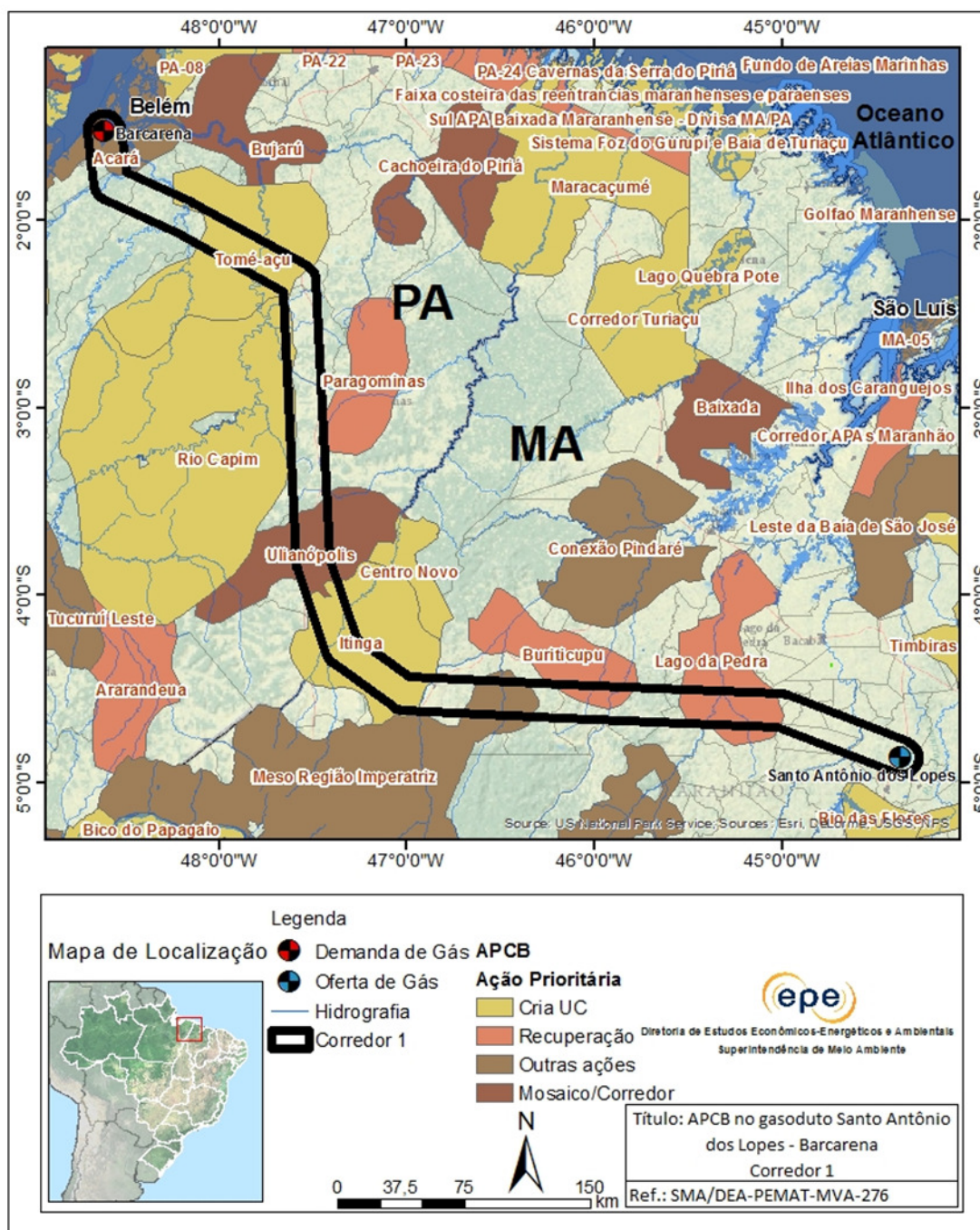


Figura II.24 – APCBs na área do Corredor 1

Fonte: Elaboração EPE.

II.2.3.2. Alternativa de Corredor 2

O Corredor 2 inicia seu trajeto no ponto de oferta de gás situado nos arredores da sede municipal de Santo Antônio dos Lopes (MA), e termina no ponto de entrega situado na cidade de Barcarena (PA), percorrendo 693 km de extensão. O Corredor 2 abrange 53 municípios, sendo 15 situados em território paraense, e 38 situados no estado do Maranhão.

Esse corredor será descrito em três setores: Setor Inicial, de sentido noroeste, localizado entre as cidades de Santo Antônio dos Lopes (MA) e Alto Alegre do Pindaré (MA); Setor Intermediário, de sentido nor-noroeste (em forma de arco), situado entre a cidade de Alto Alegre do Pindaré e o município de Santa Luzia do Pará (PA), e; Setor Final, de sentido oeste, localizado entre os municípios paraenses de Capitão Poço e Barcarena (Figura II.25).

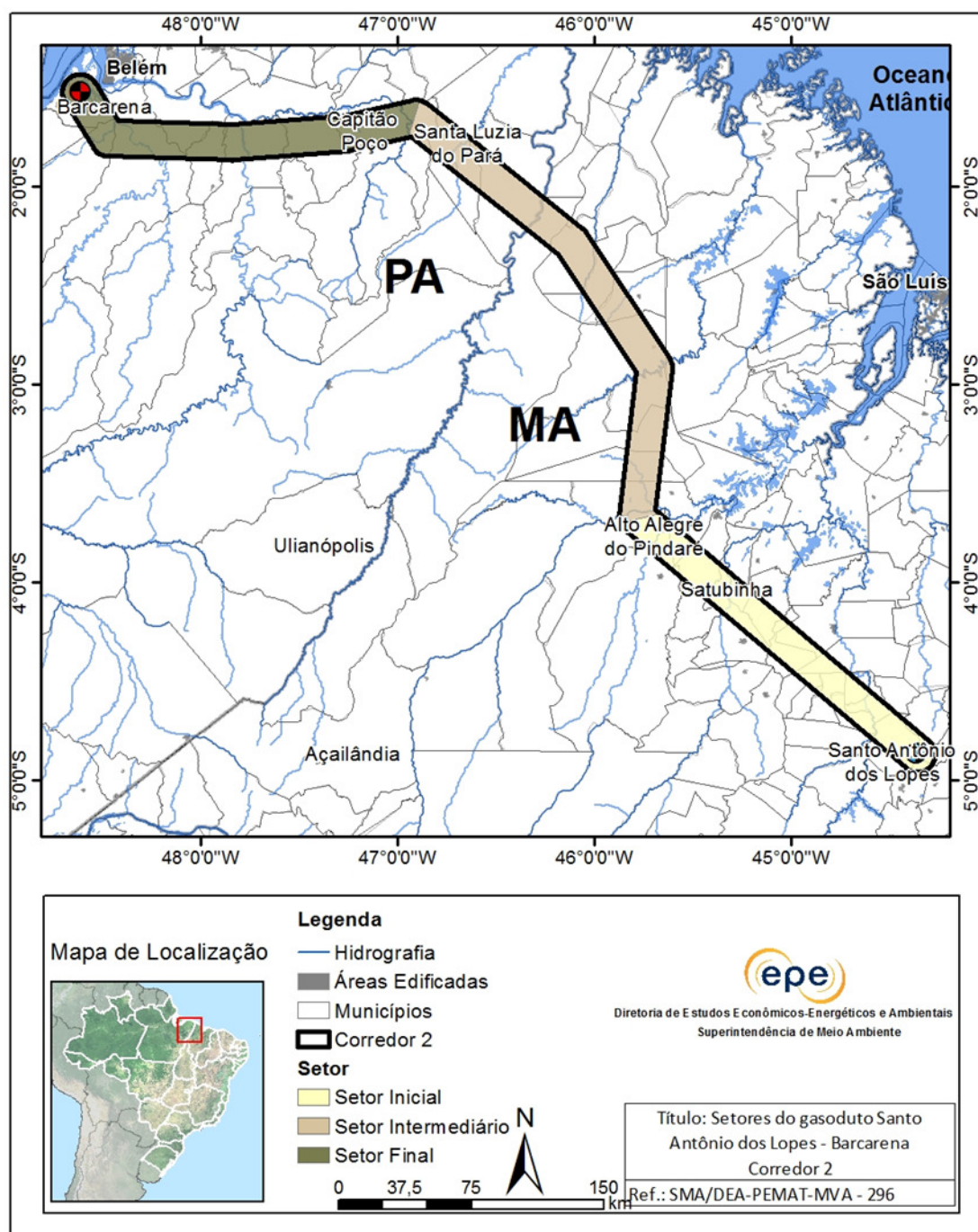


Figura II.25 - Localização dos setores para descrição do Corredor 2

Fonte: Elaboração EPE.

O Setor Inicial parte da cidade de Santo Antônio dos Lopes (MA), no sentido noroeste, até à cidade de Alto Alegre do Pindaré (MA), percorrendo 205 km. A infraestrutura rodoviária é densa, com a presença de rodovias estaduais e federais, além de diversas estradas de menor porte. O setor abrange as sedes municipais maranhenses de Pedreiras, Bernardo do Mearim, Trizidela do Vale, Bom Lugar, Olho d'Água das Cunhãs e Satubinha. Existem áreas antropizadas, com predominância agropecuária e pastagens,

porém, constata-se diversos fragmentos de vegetação nativa. Um ponto relevante são as lagoas situadas entre os rios Grajaú (arredores do município de Satubinha) e Pindaré (próximo à cidade de Alto Alegre do Pindaré). O relevo caracteriza-se por colinas ao longo de todo o setor, e planícies fluviais ou flúvio-lacustres nos rios de maior porte (Mearim, Grajaú, Igarapé Gentil e Pindaré).

O Setor Intermediário possui forma de arco, seguindo cerca de 280 km no sentido nor-noroeste, entre a cidade de Alto Alegre do Pindaré (MA) e o município de Santa Luzia do Pará (PA). A malha viária apresenta-se bem deficiente, sendo a BR-136 a única rodovia federal a bordejar o corredor em algumas localidades. Nesse setor encontram-se as sedes municipais maranhenses de Governador Newton Bello, Zé Doca, Araguaã, Nova Olinda do Maranhão e Centro do Guilherme. No setor, as características de uso do solo das áreas situadas no estado do Maranhão diferem daquelas situadas em território paraense. No primeiro, verifica-se um amplo predomínio de áreas de pastagem, com raros trechos de vegetação secundária, enquanto que, no segundo existem significativos remanescentes de florestas ombrófilas intercalados com áreas de vegetação secundária, agropecuária e pastagens. O relevo é predominantemente colinoso.

O Setor Final, de sentido oeste, localiza-se entre os municípios paraenses de Capitão Poço e Barcarena, percorrendo 205 km. Em razão da proximidade com a região metropolitana de Belém (PA), a infraestrutura rodoviária configura-se mais densa que no Setor Intermediário, com presença de rodovias federais e estaduais bem distribuídas. Esse setor abrange as sedes municipais paraenses de Capitão Poço, Irituia, São Domingos do Capim e Barcarena. Nesse setor o uso do solo é bastante diversificado, com predomínio de áreas de vegetação secundária. A leste do rio Capim verificam-se grandes áreas de agropecuárias, enquanto que, a oeste podem ser encontradas áreas significativas de vegetação nativa, situadas nas adjacências dos principais rios. Estes rios (Capim, Acará e Moju) possuem larguras expressivas que podem ultrapassar 1 km em certos trechos. O relevo é similar ao encontrado no Setor Intermediário, sendo predominantemente colinoso. Também são encontradas planícies fluviais, flúvio-lacustres e flúvio-marinhas associadas aos rios cortados pelo corredor.

a) Aspectos do Meio Físico (Hidrografia, Geologia e Geomorfologia)

Segundo a base cartográfica utilizada, o Corredor 2 atravessa as mesmas três grandes bacias hidrográficas encontradas no Corredor 1 (Figura II.26).

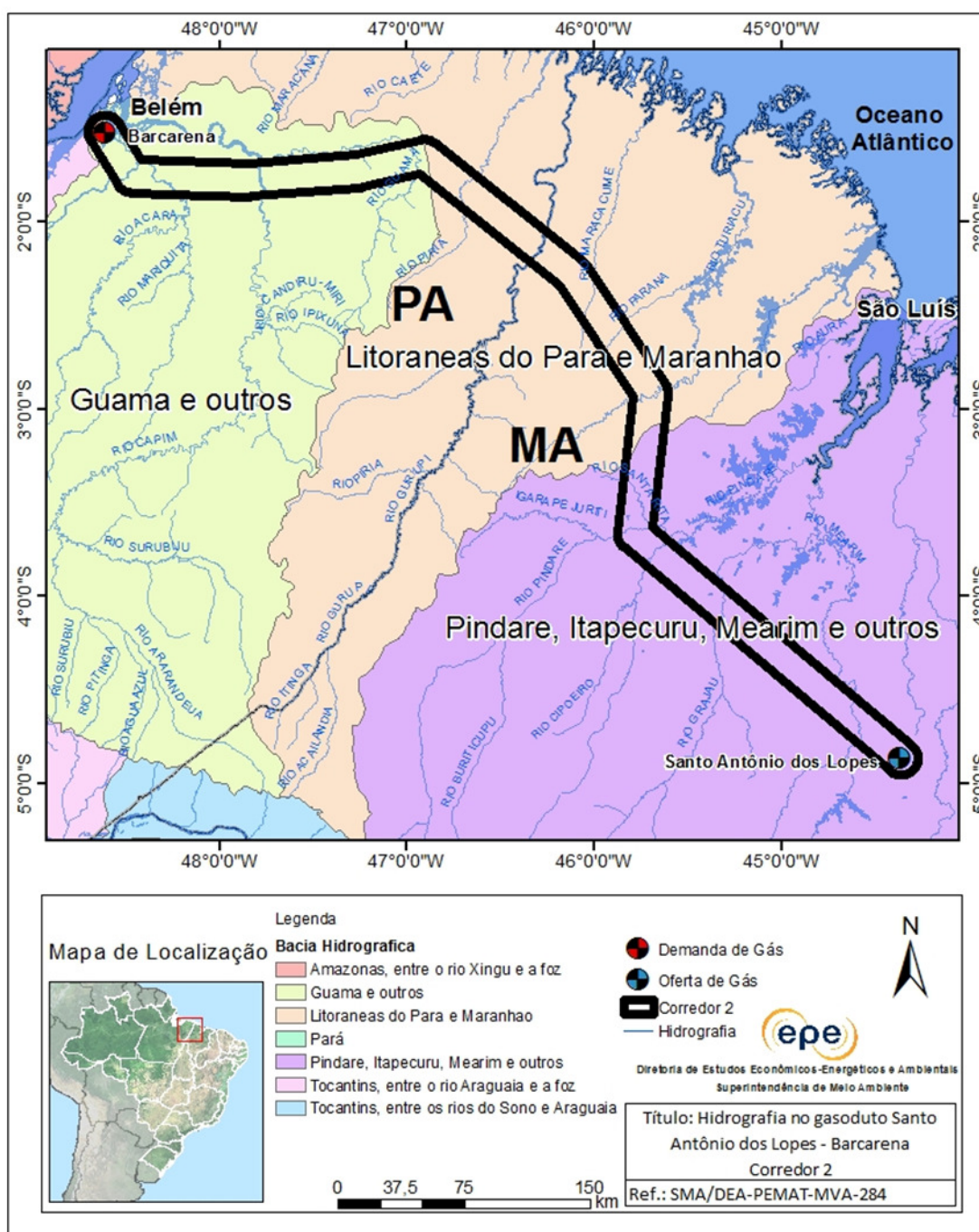


Figura II.26 – Hidrografia da área do Corredor 2

Fonte: Elaboração EPE.

Os principais corpos hídricos e as menores distâncias de travessia estão apresentados na Tabela II.11.

Tabela II.11 – Principais corpos hídricos do Corredor 2

Corpos hídricos	Largura (m)
Rio Mearim	60
Rio Grajaú	50
Rio Zitua ou Gentil	35
Rio Pindaré	90
Rio Santa Rita	40
Rio Turiaçu	35
Rio Paraná	20
Rio Maracacume	25
Rio Gurupi	130
Rio Piriá	40
Rio Guama	60
Rio Capim	420
Rio Acará	310
Rio Moju	480

Fonte: Elaboração EPE.

O Corredor 2 apresenta um relevo de caráter homogêneo, com amplo predomínio de colinas amplas e suaves, e de alguns poucos trechos de colinas dissecadas e morros baixos (Figura II.27), resultando em topografias suaves de pouca variação altimétrica, conforme pode ser visualizado na Figura II.28. Por outro lado, a geologia do corredor é mais heterogênea, apresentando sequências sedimentares, vulcanosedimentares e complexos de rochas pré-cambrianas.

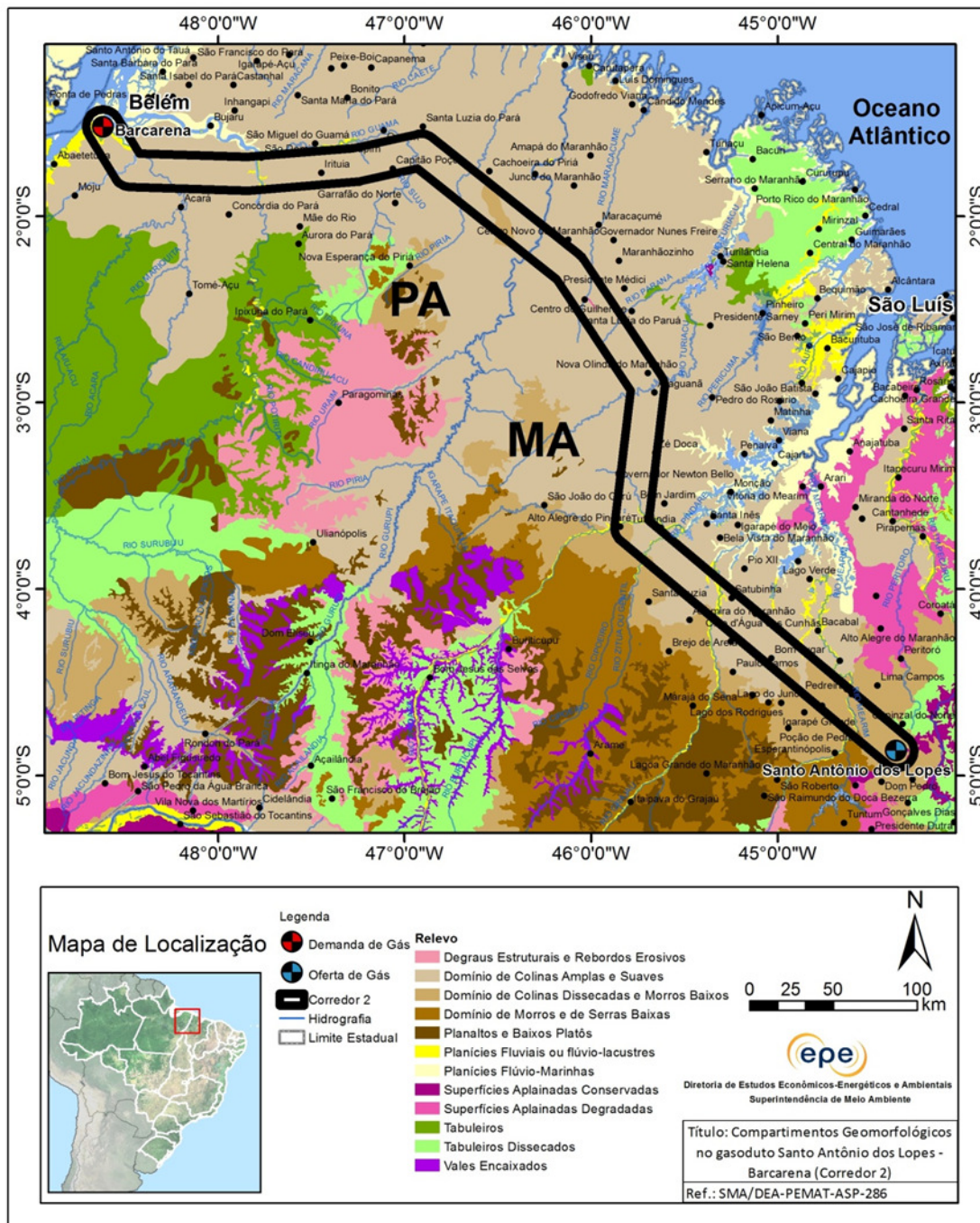


Figura II.27 – Compartimentos geomorfológicos na área do Corredor 2

Fonte: Elaboração EPE.

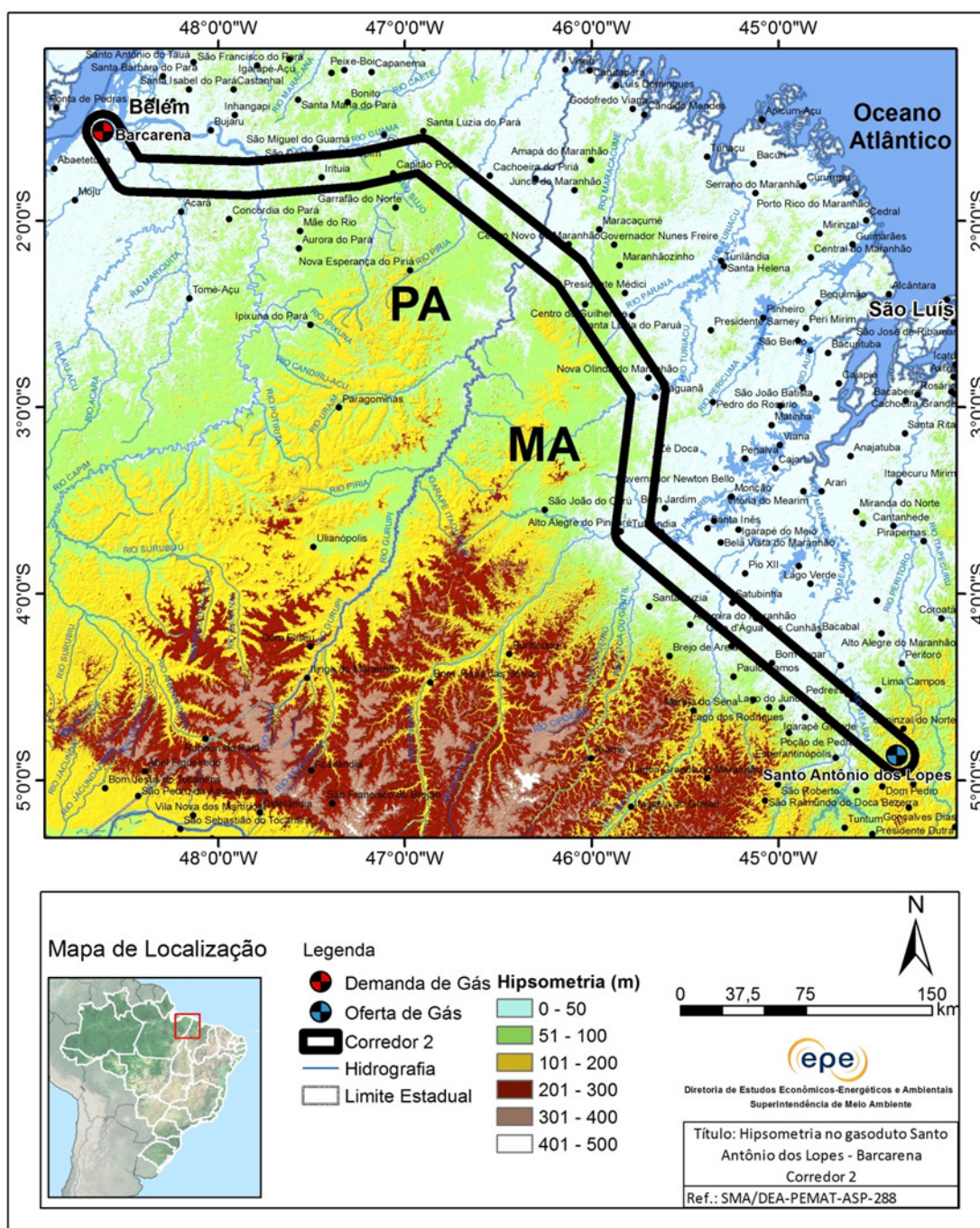


Figura II.28 – Hipsometria na área do Corredor 2

Fonte: Elaboração EPE.

Entre Santo Antônio dos Lopes e Nova Olinda do Maranhão, na porção meridional do corredor, encontra-se o Grupo Itapecuru, de idade cretácea, representado por arenitos arcoseanos estratificados, grossos a conglomeráticos, com níveis pelíticos.

Entre os municípios Centro do Guilherme e Irituia afloram, principalmente, rochas pré-cambrianas do embasamento cristalino, representadas pelos complexos granitóides com diferentes graus de deformação, além de complexos granito-gnaiss-migmatitos e granulitos. Subordinadamente, nesse trecho, também se encontram sequências sedimentares e vulcanosedimentares paleozoicas e mesozoicas e, em menor escala, proterozoicas.

Do município de Irituia até Barcarena, predomina o Grupo Barreiras, de idade paleogêonica/neogênica, composto por calcários, argilitos, arenitos e conglomerados.

Nas planícies fluviais, flúvio-lacustres e flúvio-marinhas dos rios Capim, Acará e Moju, e dos diversos rios no entorno da cidade de Barcarena, são encontrados depósitos de areia, cascalhos, silte, argila e turfa que correspondem a sedimentações pós-Barreiras, de idade neogênica e quaternária.

Em relação aos processos minerários vigentes no DNPM, nota-se que estes se concentram entre os municípios de Centro do Guilherme e Capitão Poço, onde a maioria se encontra na fase de requerimento de pesquisa (Figura II.29).

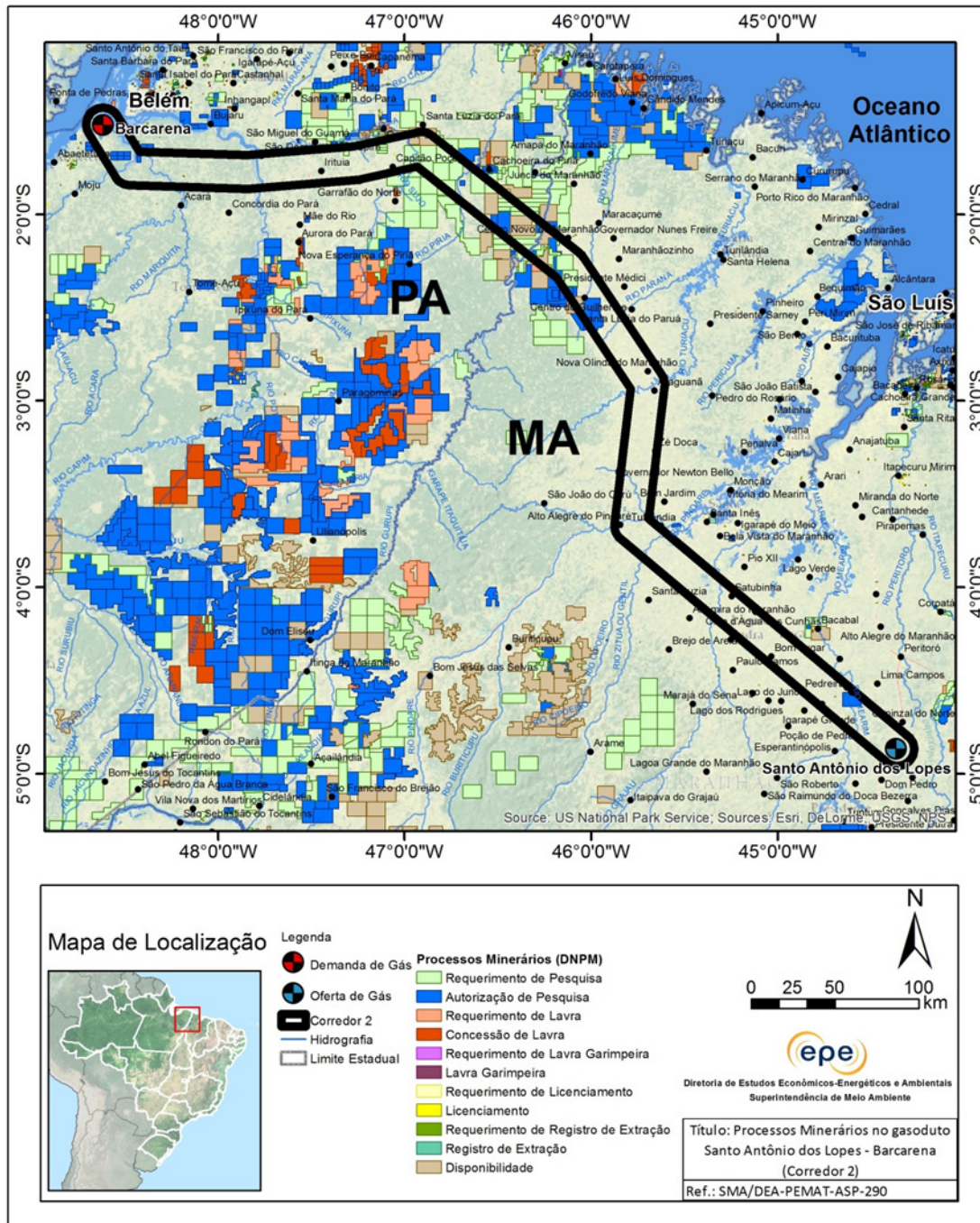


Figura II.29 – Processos minerários na área do Corredor 2

Fonte: Elaboração EPE.

b) Terras Indígenas, Terras Quilombolas, Assentamentos do INCRA, Áreas Urbanas e/ou Edificadas

Assim como o Corredor 1, o Corredor 2 não atravessa territórios de terras indígenas (TI), no entanto, a localização de quatro delas (Caru, Awá, Alto Turiaçu e Alto Rio Guamá, esta no Pará) foi determinante para a elaboração deste traçado, já que impuseram um grande desvio para norte.

O Corredor 2 está a uma distância inferior a 10 km das seguintes TIs: TI Alto Rio Guamá, TI Turiaçu, TI Caru e a TI Rio Pindaré (Figura II.30).

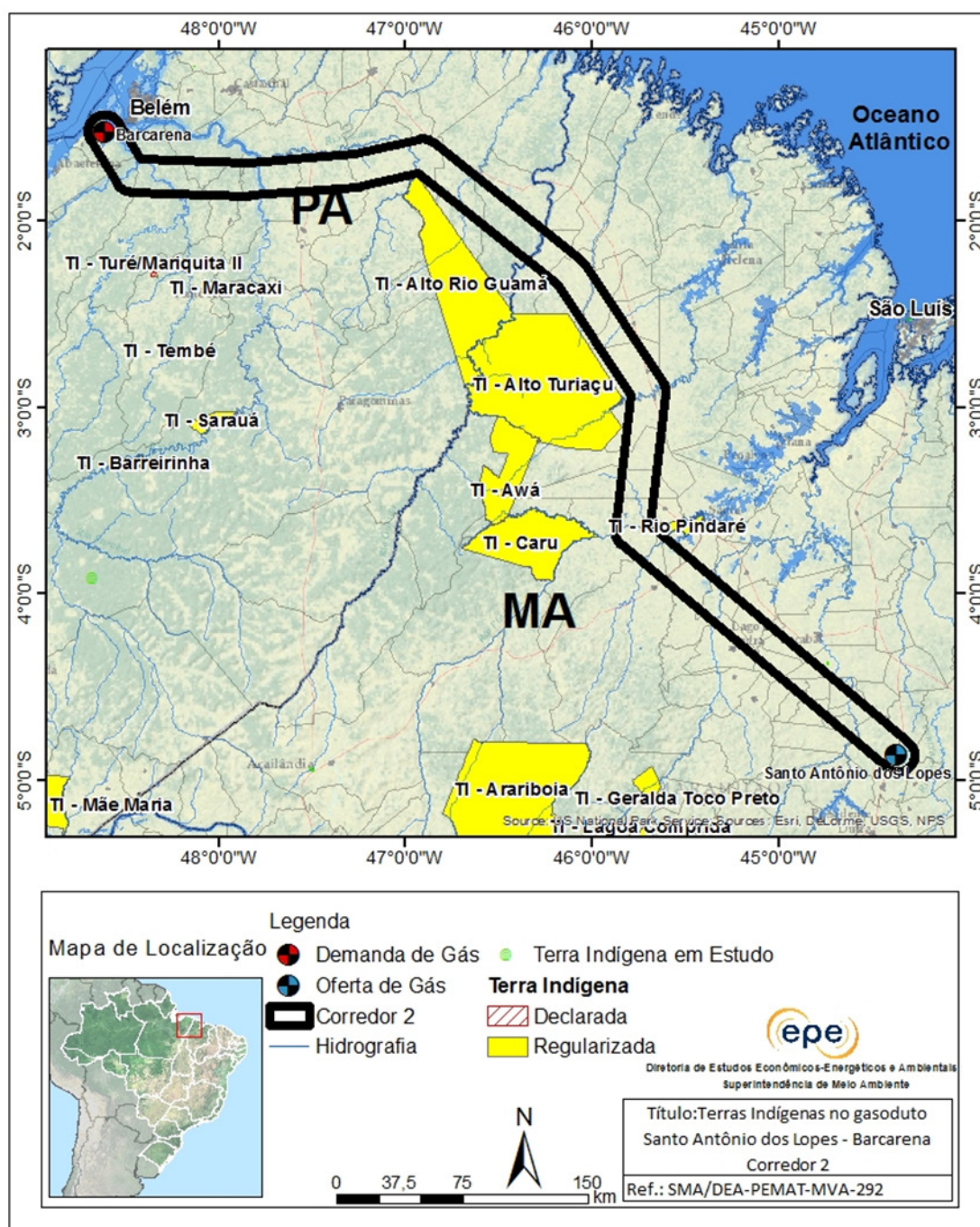


Figura II.30 – Terras indígenas próximas ao Corredor 2

Fonte: Elaboração EPE.

Ao longo dos seus 693 km de extensão, o Corredor 2 atravessa 71 projetos de assentamento rural do Inca (Figura II.31). Os PAs se concentram na porção central do corredor. Tal concentração não possibilita o desvio de todos os projetos pelo futuro traçado do gasoduto.

Assim como no Corredor 1, foram identificados os municípios que possuem terras quilombolas. No Corredor 2, quase todos os municípios paraenses possuem, ao menos, uma terra quilombola, com destaque para Irituia e Concórdia do Pará, que possuem, respectivamente, nove e dez terras quilombolas em seus territórios. No Maranhão, destaca-se o município São Luiz Gonzaga do Maranhão, que apresenta vinte terras quilombolas.

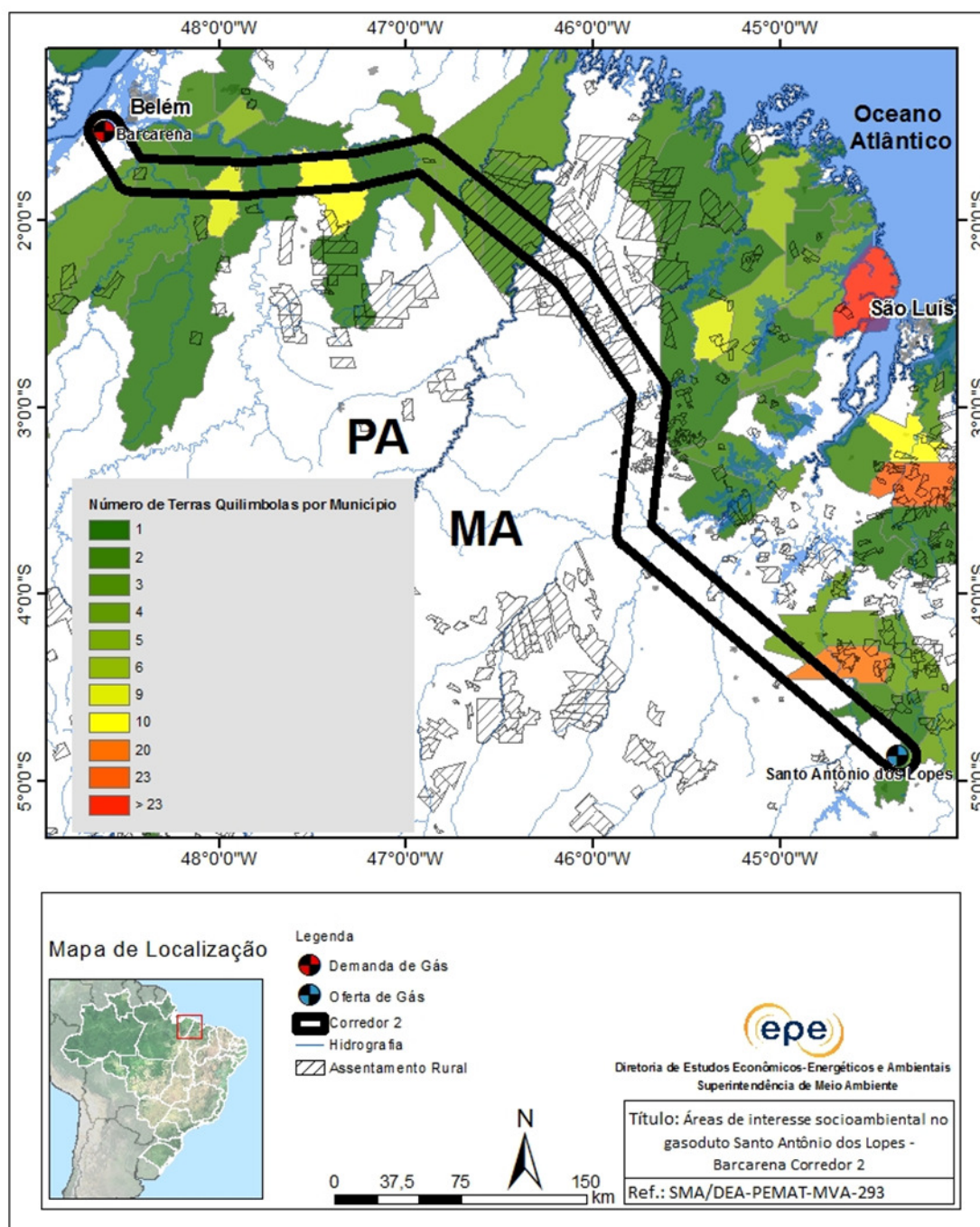


Figura II.31 – Projetos de Assentamento Rural e Terras Quilombolas na área do Corredor 2

Fonte: Elaboração EPE.

c) Bioma, Vegetação e Uso do Solo

O Corredor 2, a exemplo do Corredor 1, ocorre nos biomas Cerrado e Amazônia. O uso e a cobertura do solo não apresentam diferenças quantitativas entre áreas de vegetação nativa e áreas de atividade antrópica. Nas áreas de vegetação nativa, predominam a vegetação secundária (Tabela II.12 e Figura II.32) seguida por floresta ombrófila densa, caracterizadas por árvores de alto porte e grande quantidade de biomassa vegetal. No corredor, esse tipo de vegetação ocorre, majoritariamente, nas proximidades dos municípios de Capitão Poço e Barcarena (PA).

Tabela II.12 - Cobertura Vegetal e Uso do Solo do Corredor 2

Classe Dominante	Área no Corredor (km²)	%
Água	119,93	0,85
Áreas Indiscriminadas (Ai)	4,89	0,03
Floresta Ombrófila Densa	1.863,94	13,20
Formações Pioneiras	104,00	0,74
Vegetação Secundária	4.950,18	35,07
Vegetação Nativa Total (Vnt)	6.918,11	49,01
Agricultura	10,07	0,07
Agropecuária	2594,61	18,38
Pastagem	4.461,02	31,60
Influência Urbana	8,16	0,06
Atividade Antrópica Total (Aat)	7.073,86	50,11

Fonte: Elaboração EPE.

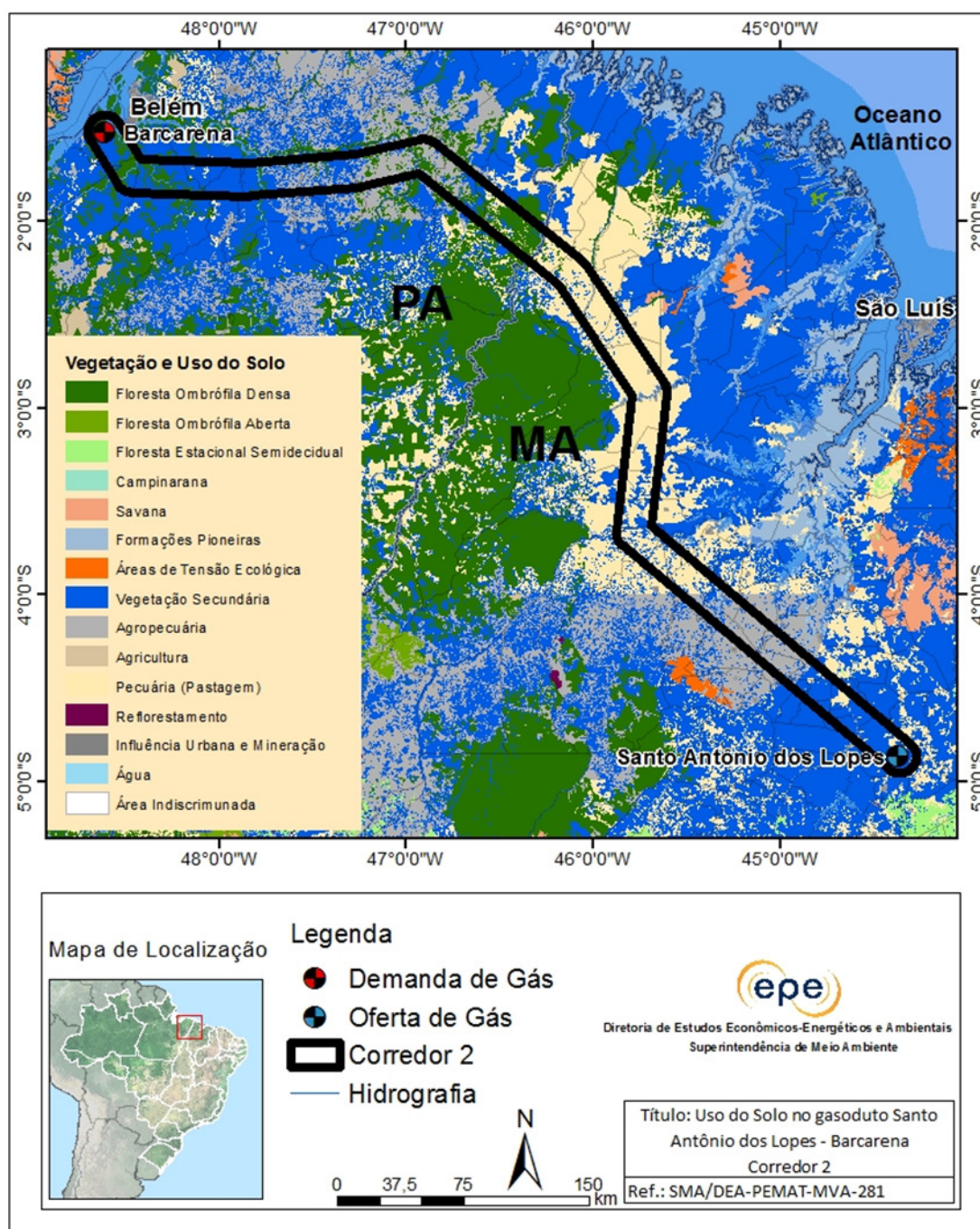


Figura II.32 – Uso e cobertura do solo na área do Corredor 2

Fonte: Elaboração EPE.

d) Unidades de Conservação, Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

Assim como o Corredor 1, o Corredor 2 não atravessa unidades de conservação (Figura II.33). Isto se deve ao grande desvio que faz para não atingir a Reserva Biológica (Rebio) do Gurupi e um conjunto

de terras indígenas presentes na região. Nas proximidades do corredor também se encontram a Área de Proteção Ambiental (APA) da Ilha do Combu, a 2,5 km, o Parque Estadual (Parest) Utinga, a 7,5 km, e a APA da Baixada Maranhense, a 15 km.

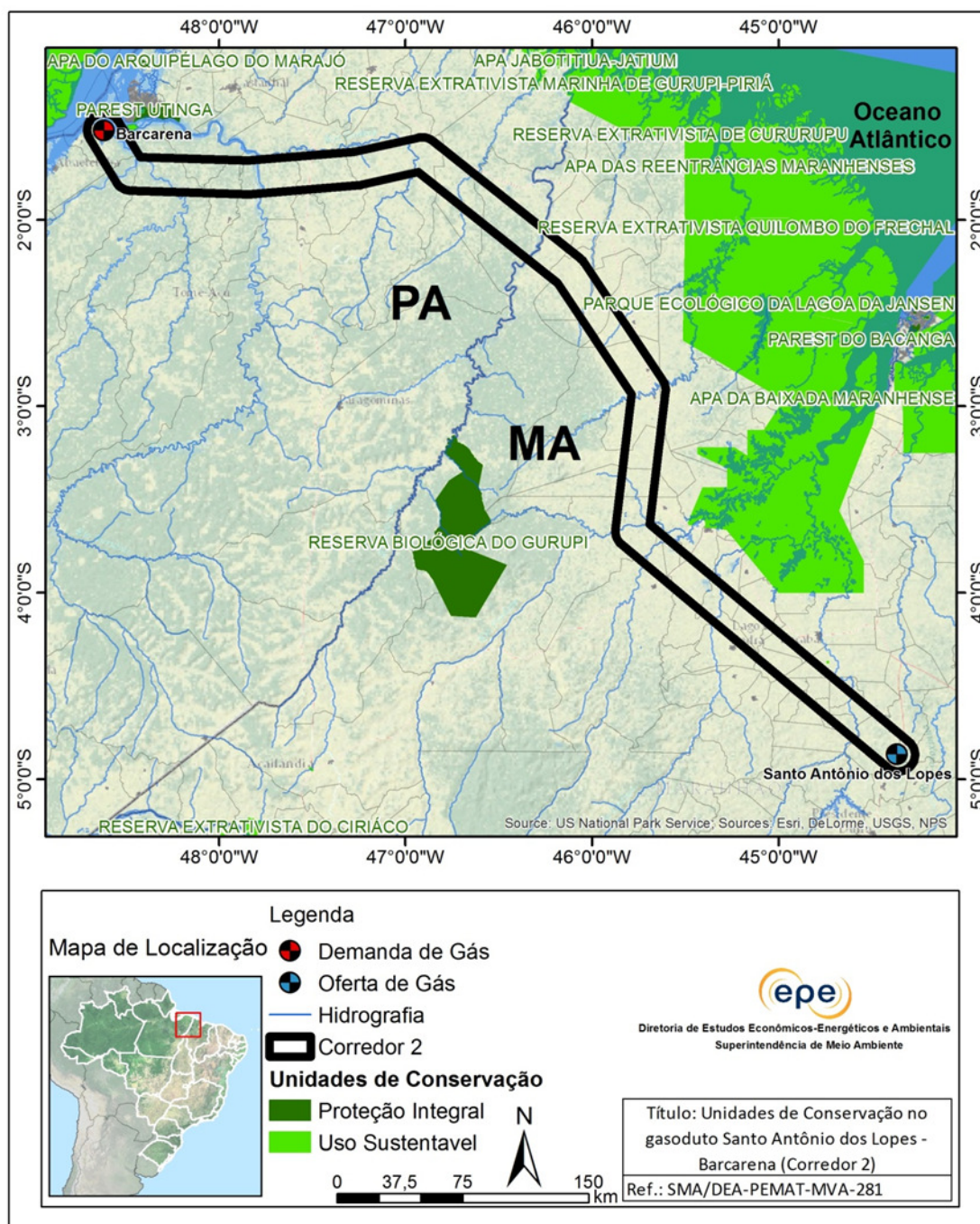


Figura II.33 – Unidades de conservação na área do Corredor 2

Fonte: Elaboração EPE.

O Corredor 2 atravessa nove Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (Figura II.34), sendo três delas com ação prioritária para criação de unidade de conservação, duas para ordenamento, duas para criação mosaico/corredor, uma para recuperação e uma para manejo de bacia.

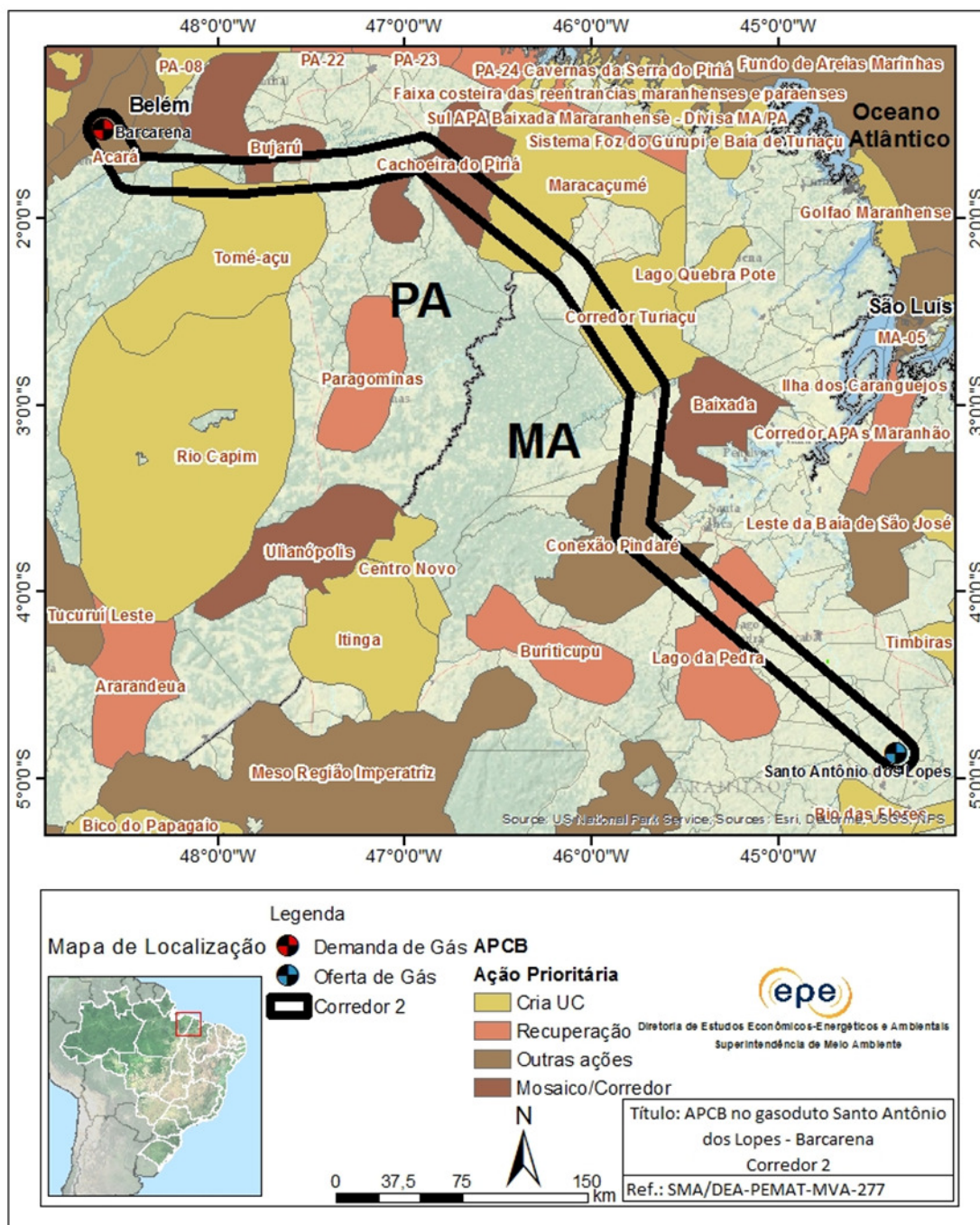


Figura II.34 – APCBs na área do Corredor 2

Fonte: Elaboração EPE.

II.2.3.3. Conclusões e recomendações

Os corredores analisados apresentam características que tornam complexa a escolha de uma alternativa preferencial nessa etapa de estudo. Dessa forma, são destacadas as principais características e diferenças entre os corredores:

- Em relação às distâncias entre o ponto de oferta de gás e o ponto de entrega, o Corredor 1 é 30 km mais extenso que o Corredor 2.
- O relevo do Corredor 2 propicia melhores condições de implantação do gasoduto, em razão do seu caráter homogêneo e suave, com predomínio de colinas amplas e suaves.
- As travessias de rio no Corredor 1 são de menor extensão do que as do Corredor 2.
- O Corredor 2 apresenta menor porcentual de área de vegetação nativa, que pode proporcionar menor necessidade de supressão de vegetação.
- O Corredor 1 apresenta uma melhor infraestrutura viária, o que facilita o acesso de pessoal e equipamentos.
- Os dois corredores não atravessam unidades de conservação.
- Apesar de ambos os corredores não atravessarem terras indígenas, o Corredor 2 é o que se encontra mais próximo delas.
- O Corredor 2 atravessa um número maior de municípios com terras quilombolas identificadas, sendo um deles com dez quilombos e outro com vinte.
- Em ambos os corredores existe uma grande concentração de assentamentos rurais, que não permite desvio pelo futuro traçado do gasoduto. Em termos numéricos, o Corredor 2 atravessa 79 PAs, mais que o dobro do que o Corredor 1.

II.2.4. Proposta e avaliação da infraestrutura

Após realização da análise socioambiental na qual se destacou que não há uma alternativa preferencial devido às características de ambos os traçados, optou-se pelo Corredor 2, posto que apresenta mais características favoráveis à um projeto de duto (menor extensão, relevo mais suave e homogêneo, menor custo e dificuldades relacionadas à supressão vegetal).

Foram analisados critérios tais como uso do solo, geologia, inclinação do terreno e ocupação, os quais foram fundamentais para determinação do traçado preliminar do gasoduto estudado. Deve-se destacar que esta alternativa encontra-se no interior do Corredor 2 e refere-se a desvios em relação à diretriz

geral deste corredor de 20 km de largura, de modo a minimizar custos e dificuldades do processo construtivo do duto.

A Figura II.35 a seguir apresenta o traçado de gasoduto, após a análise socioambiental, para a alternativa Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA nos estudos do PEMAT 2013-2022.

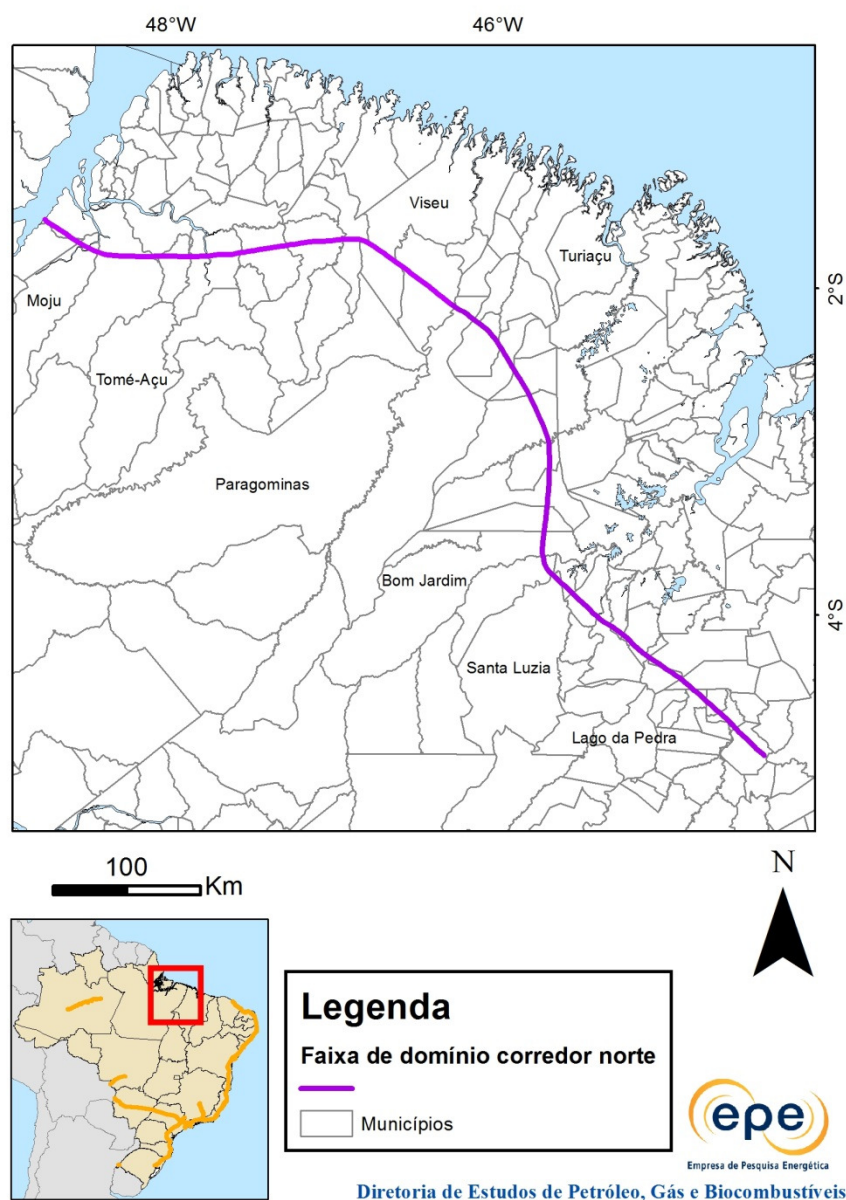


Figura II.35 - Traçado preliminar proposto para a alternativa de gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA

Fonte: Elaboração EPE.

A alternativa de gasoduto de transporte entre os municípios de Santo Antônio dos Lopes/MA e Barcarena/PA tem extensão total de 697 km e vazão máxima de gás natural de 4,6 milhões de metros

cúbicos por dia. O objetivo é transportar o gás natural descoberto na Bacia do Parnaíba ao Complexo Industrial de Barcarena, onde as indústrias utilizam majoritariamente o óleo OC-A1 como combustível.

Para realização e análise do Gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA, pode-se dividir o projeto em diferentes etapas sequenciais e iterativas:

- i. Determinação e dimensionamento das características do duto (diâmetro, materiais, revestimentos, características operacionais, etc) – “Duto”;
- ii. Determinação da alternativa de traçado, dentro do corredor de análise socioambiental (Corredor 2) – “Traçado”;
- iii. Determinação e dimensionamento das demais estruturas essenciais ao funcionamento do duto (lançadores e recebedores de pig, sistemas de controle, comunicação, etc) – “Projeto”;
- iv. Outros itens (licenças, administração da obra, etc) – “Outros”.

i) Duto

Através da caracterização termofluido-hidráulica, definiu-se que o gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA teria diâmetro nominal de 20 polegadas ao longo de toda extensão, de modo que o gás natural chegaria ao citygate com pressão de 33 kgf/cm², superior à pressão mínima de fornecimento da estação de entrega projetada pela EPE (30 kgf/cm²) ao sair em sua pressão de 100 kgf/cm², conforme Tabela II.13.

Tabela II.13 - Características do projeto em estudo.

Geral	Fluido	Gás natural
	Estado físico	Gás
Vazão (MM m³/d)	Máxima	4,6
Pressão (kgf/cm²)	Normal	30-100
	Mínima	30
	Máxima	100

Fonte: Elaboração EPE.

Projetou-se que gasoduto seria construído em aço carbono API 5L X70, sem costura ou com costura longitudinal pelo processo de soldagem por resistência elétrica (ERW). Considerou-se que seriam empregados tubos revestidos com Polietileno Tripla Camada PTC (2,0 milímetros para trechos em classe de locação 1 e 2 e 3,2 milímetros para travessias e cruzamentos) para evitar corrosão externa, o que permitiria não empregar as sobre-espessuras de corrosão, mantas termo contráteis revestindo externamente as juntas soldadas e, como revestimento interno, o PLS2 3PLE (revestimento interno de

epóxi para gás), visando: (i) redução do fator de atrito no escoamento e (ii) proteção anticorrosiva durante o período de armazenagem.

ii) Traçado

Verificou-se que a área que seria atravessada pelo gasoduto é predominantemente rural (95% de sua extensão), majoritariamente plana (652 km com inclinação menor que 5°), atravessando áreas: (i) de pastagens e cultura temporária (68,4%), (ii) de cerrado, capoeira rala e fruticulturas (7,8%) e (iii) de mata densa (23,8%).

Em relação à ocupação do terreno, as evidências de futuras edificações ao longo do duto foram consideradas na classificação da classe de locação; logo, alguns núcleos populacionais foram colocados dentro das classes de locação 2 e 3, acarretando em aumento na espessura da parede da tubulação. As travessias e os cruzamentos foram enquadrados dentro da classe de locação 4. Os dutos foram dimensionados atendendo ao estabelecido na norma ABNT NBR 12.712/2001 (Tabela II.14). O dimensionamento do duto não considera sobre-espessura de corrosão.

Tabela II.14 - Dimensionamento do duto.

Extensão (km)	Classe de locação	Espessura calculada (pol.)	Espessura comercial (pol.)
652,92	1	0,282	0,312
31,18	2	0,339	0,344
6,4	3	0,406	0,406
6,5	Trav./Cruz.	0,508	0,688

Fonte: Elaboração EPE.

A EPE considerou as travessias dos rios e canais encontrados ao longo da extensão do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA pelo método conhecido como cavalote. Foram contabilizados 5,8 km de travessias. Do mesmo modo, a EPE considerou realizar os 700 m de cruzamentos sobre as principais vias pelo método do *boring machine*.

iii) Projeto

Foi considerado um sistema lançador/recebedor de "pigs" composto pelas unidades individuais de lançamento e recebimento e por um conjunto de válvulas de bloqueio. As áreas dos lançadores e

recebedores de "pigs" deverão ser providas de bacia de contenção em concreto/alvenaria dotadas de tubulação de drenagem para líquidos ou águas pluviais com válvula de bloqueio e caixa de coleta. Foram consideradas 26 válvulas autônomas ao longo do duto, respeitando as distâncias limites entre válvulas apresentadas na norma ABNT 12.712/1993.

O projeto contemplará um sistema de proteção catódica por corrente impressa. São previstas 8 juntas de isolamento elétrico do tipo monobloco: 2 nos afloramentos dos dutos junto aos lançadores/recebedores, destinadas a limitar o fluxo de corrente de proteção catódica aos trechos enterrados, e 1 a cada 100 km de extensão, com o objetivo de separar trechos com e sem as interferências de sistemas ferroviários e/ou metroviários. Não é esperada corrosão interna neste duto devido às características do gás natural com o qual o duto irá operar, contudo serão instalados 8 conjuntos de provadores de corrosão ao longo do duto, composto, cada conjunto, de dois provadores por perda de massa e dois por resistência elétrica.

O projeto de gasoduto proposto considera uma estação de medição em cada extremidade. Destarte, foram contabilizados: (i) a aquisição de terreno, os serviços de terraplenagem e urbanização e a construção das edificações de uma estação de medição em Santo Antônio dos Lopes/MA e outra em Barcarena/PA e (ii) os custos de aquisição e de C&M de dois módulos de medição ANSI 600.

Também se considera um Ponto de Entrega em Barcarena/PA, para transferência de custódia à distribuidora. A EPE entende que a construção do referido PE faz parte do escopo do gasoduto, portanto de responsabilidade da vencedora da licitação. O valor incorporado ao CAPEX inclui os custos com: (i) equipamentos, (ii) serviços de instalação e comissionamento e (iii) edificações. Não foram incluídos gastos com terraplenagem e urbanização, pois o PE utilizará a mesma área de intervenção da estação de medição.

iv)Outros

Quando ao licenciamento ambiental, foram contabilizados os custos com (i) estudos de EIA/RIMA e (ii) estudos de campo e levantamento arqueológico. Não foram incluídos gastos com obtenção das licenças junto aos órgãos ambientais competentes, pois a EPE entende que o licenciamento será realizado em processo posterior à Chamada Pública. Já no item "liberação da faixa de servidão" foram contabilizados os custos incorridos com: (i) indenizações de benfeitorias; (ii) aquisição de terras; e (iii) desapropriação. Para este estudo, não foram considerados custos eventuais.

Os custos dos itens “administração da obra” e “projeto básico de engenharia” (custos indiretos) foram calculados como percentuais fixos do custo global de referência, representando, respectivamente, 5,5% e 4,0% deste valor.

A taxa de Benefícios e Despesas Indiretas (BDI) calculada incidu, conforme recomendação do Tribunal de Contas da União (TCU), sobre o custo de referência global (custo direto) e incluiu os gastos com: (i) administração central da construtora – 5,25%; (ii) seguros e garantias – 0,66%; (iii) riscos – 3,00%; (iv) despesas financeiras – 1,00%; (v) alíquotas de PIS/PASEP e COFINS – 3,65%; (vi) ISS – 2,00%; e (vii) lucro da empreiteira – 8,50%. Nestas considerações de projeto e suas estimativas de custos, orçou-se a taxa de BDI como 26,16% (percentual médio ponderado) do custo global de referência, estando este valor dentro dos padrões aceitos pelo TCU.

O gasto com compensação ambiental foi incluído no CAPEX total e corresponde a 0,50% do valor global de referência.

A Tabela II.15 apresenta os custos agrupados do gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA.

Tabela II.15 - Custo por grupo e total da alternativa Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA (milhões de reais)

Custos diretos	
Duto ¹	456,7
Instalações Complementares ²	68,3
Construção e Montagem ³	1.359,3
Licenciamento Ambiental e Liberação da Faixa de Servidão ⁴	140,6
Custo global de referência	2.024,9
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	529,2
Preço global de referência	2.554,1
Custos indiretos	
Administração da obra ⁵	140,2
Projeto Básico de Engenharia	102,0
Valor Global de Referência (CAPEX)	2.796,3
Custos Operacionais Anuais (OPEX)	111,8

Fonte: Elaboração EPE.

¹: Inclui os custos com: (i) tubulação e válvulas de bloqueio, (ii) sistema lançador/recebedor de “pigs”, (iii) sistema de proteção catódica e demais equipamentos de controle de corrosão e (iv) sistemas de supervisão e controle, comunicação e detecção de vazamentos.

²: Inclui a construção das estações de medição: (i) serviços de terraplenagem e urbanização, (ii) construção das edificações e (iii) aquisição dos módulos de medição.

³: Inclui os custos com: (i) preparação da faixa de gasodutos, (ii) construção e montagem do duto, (iii) comissionamento e condicionamento e (iv) travessias e cruzamentos.

⁴: Inclui obtenção do licenciamento ambiental frente aos órgãos competentes, assim como desapropriação, indenização por benfeitorias e aquisição da faixa de servidão.

⁵ Soma dos custos de mobilização e desmobilização e implantação do canteiro de obras e com os gastos locais do construtor no canteiro de obras.

Com base nos custos considerados, estimou-se a tarifa postal de transporte referente ao gasoduto Santo Antônio dos Lopes/MA – Barcarena/PA em US\$ 3,22/MMBtu.

II.3. Ampliação do GASBEL

Caso os recursos contingentes e não descobertos do interior de Minas Gerais não se confirmem no final do período considerado no PEMAT 2013-2022, novos reforços deverão ser realizados no GASBEL para aumentar sua capacidade em mais 1,5 milhão de m³/dia. Para tal, devem ser duplicados dois trechos do GASBEL I, a saber: (i) o trecho inicial, entre a REDUC e a Estação de Compressão de Tapinhoã (ESTAP); e (ii) o trecho final, entre a Estação de Compressão de Congonhas e a Refinaria Gabriel Passos (REGAP). A ampliação proposta, assim como os gasodutos GASBEL I e GASBEL II já existentes, está representada na Figura II.36, a seguir.

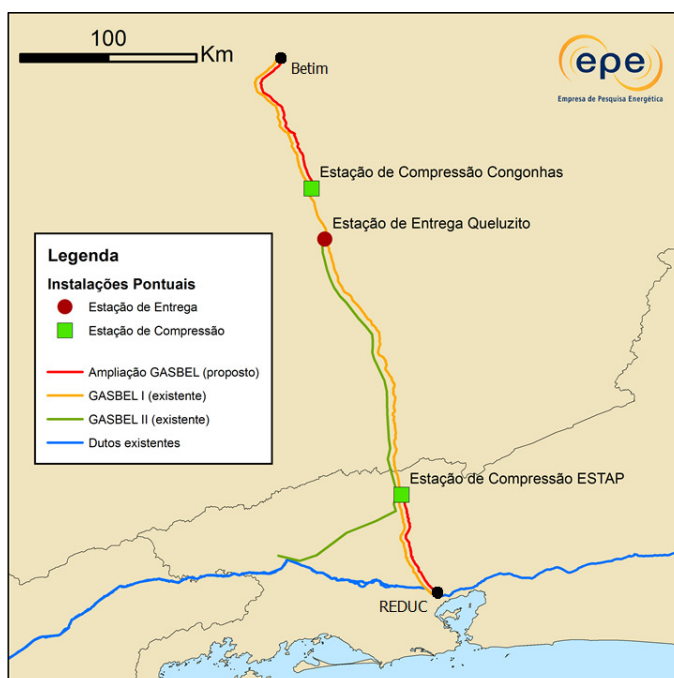


Figura II.36 – Ampliação do GASBEL para fornecimento a Minas Gerais

Os trechos inicial e final a serem duplicados possuem, respectivamente, por volta de 63 km e 97 km de extensão, somando 160 km. A pressão de projeto considerada é de 100 kgf/cm², sendo o diâmetro do duto de 16". O CAPEX estimado para esta alternativa de atendimento à demanda de Minas Gerais, assim como a tarifa de transporte estimada (método simplificado), é mostrado na Tabela II.16.

Tabela II.0.16 – Ampliação do GASBEL

Alternativa 1	Trecho inicial: Duque de Caxias/RJ – Rio das Flores/RJ 63 km - 16” Trecho final: São Brás do Suaçuí/MG – Betim/MG 97 km - 16”	CAPEX: R\$ 415 milhões Tarifa: US\$ 1,66 /MMBtu
----------------------	--	--

II.4. Macaé/RJ ou Piúma/ES – Ipatinga/MG

Essa alternativa de gasoduto teve como demanda potencial âncora a região da cidade de Ipatinga (MG), com atendimento a partir da malha integrada. Duas soluções foram analisadas: a partir de Macaé, no Rio de Janeiro, onde estão localizadas as unidades de processamento de Cabiúnas, e a partir de Piúma, no Espírito Santo.

A primeira alternativa seria uma trajetória passando por Cantagalo e Itaperuna (RJ) e Manhuaçu (MG), onde foram declarados pontos de demanda potencial. Não obstante, essa demanda ao longo do trajeto não foi confirmada nos estudos de demanda potencial da EPE.

Dessa maneira, o comprimento do duto equivale a 279 km em 10" e a 100 km em 8". Em um estudo de viabilidade técnica preliminar, esta alternativa exige investimentos da ordem de R\$ 583 milhões e corresponde a uma tarifa de US\$ 2,92/MMBtu.

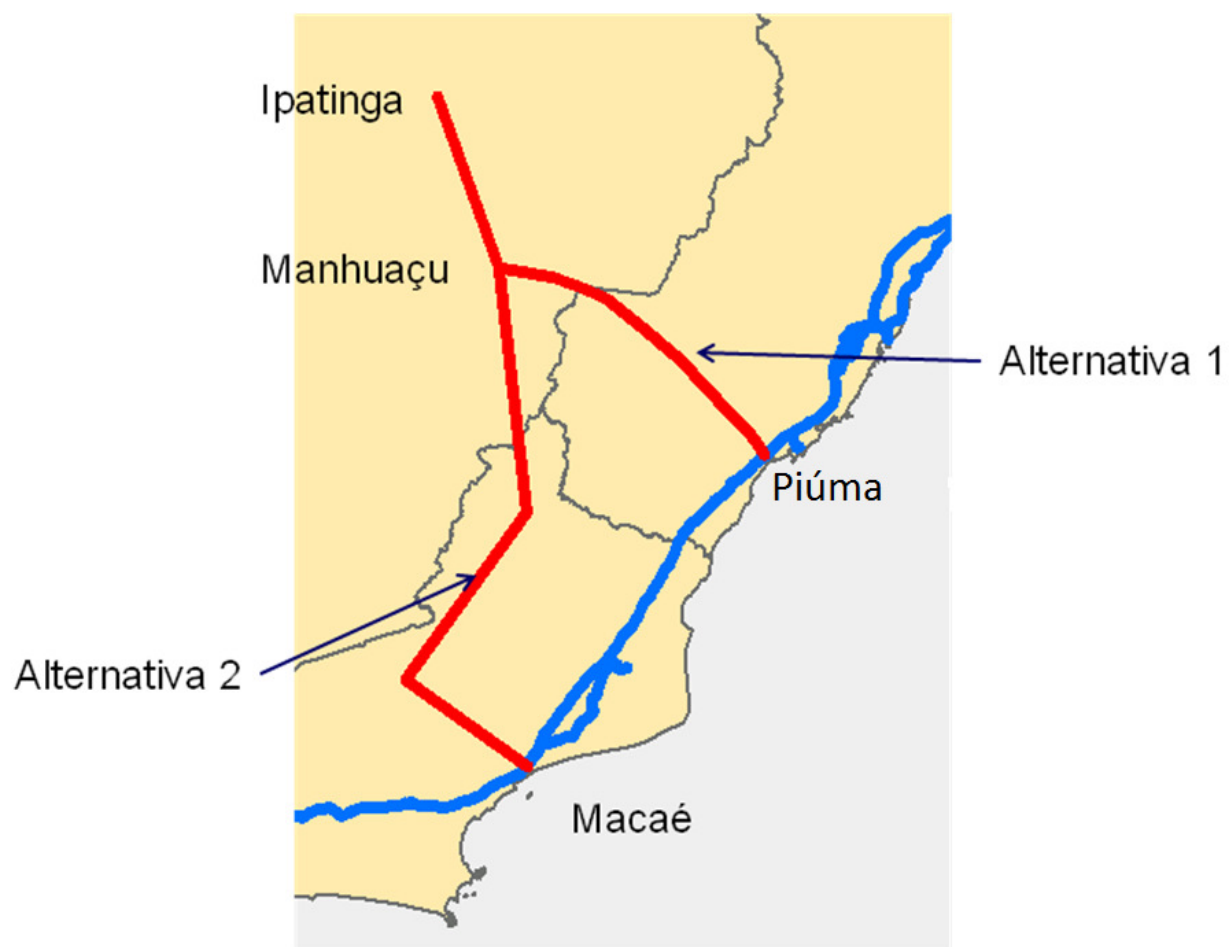
A segunda alternativa seria uma trajetória que partiria de Piúma, no Espírito Santo, passando por Manhuaçu, resultando em 150 km de duto de 10" e 100 km de duto de 8". Esta solução exige investimentos da ordem de R\$ 374 milhões e corresponde a uma tarifa de US\$ 1,87/MMBtu. Nesse último caso, o duto foi superado por restrição de oferta.

A Tabela II.17 a seguir demonstra as hipóteses analisadas e seus resultados.

Tabela II.17 - Gasoduto Manhuaçu-Ipatinga

Alternativa 1	Macaé - Cantagalo - Itaperuna - Manhuaçu – Ipatinga (1.200 km ³ /d) 279 km de 10" e 100 km de 8"	CAPEX: R\$ 583 milhões Tarifa: US\$ 2,92 /MMBtu
Alternativa 2	Piúma – Manhuaçu - Ipatinga (1.200 km ³ /d) 150 km de 10" e 100 km de 8"	CAPEX: R\$ 374 milhões Tarifa: US\$ 1,87/MMBtu

Fonte: Elaboração EPE.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.37 - Gasoduto Manhuaçu-Ipatinga

II.5. Região Sul (Trecho Sul do GASBOL ou Chimarrão)

Em relação à Região Sul, as restrições de oferta na malha integrada não permitiu seu enquadramento no ciclo do PEMAT 2013-2022.

De qualquer forma, a título de avaliação preliminar, testou-se o atendimento da demanda potencial por gás natural na Região Sul por duas soluções: colocação de um Terminal de GNL no Rio Grande do Sul ou corte das térmicas Bicombustíveis da Região Sudeste (UTE Santa Cruz e Eletrobolt) e da UTE Canoas para priorizar o envio de gás para a Região Sul, e desta forma, o atendimento do Sul do GASBOL.

O investimento em um Terminal de GNL no Rio Grande do Sul, próximo a Canoas, minimizaria a necessidade de ampliações na malha do GASBOL existente, mas haveria a necessidade de algum investimento da distribuidora para levar este gás a Rio Grande/RS. Por outro lado, a colocação deste terminal em Rio Grande/RS, além do investimento no terminal em si, promoveria, também, uma necessidade de transporte de gás natural para Canoas. Portanto, um estudo de viabilidade e de otimização para localização deste terminal deve ser realizado para elucidar tais questões. Apesar de tal alternativa atender o balanço de gás natural, seu custo pode inviabilizar o atendimento, uma vez que o preço do GNL tem oscilado na faixa de US\$ 12-18/MMBtu nos últimos meses. Cabe ressaltar que está fora do escopo do presente trabalho a proposição indicativa de investimentos utilizando GNL como solução para restrições de oferta para o PEMAT⁷⁹, remetendo para a segunda solução apontada.

No caso da solução de despacho das térmicas bicombustíveis com combustível alternativo ao gás natural, a disponibilidade de gás natural estaria resolvida, mas ainda haveria a outra parte da solução: resolver os gargalos de infraestrutura do trecho sul do GASBOL, que começam a aparecer após Paulínia.

Para o atendimento das demandas da Região Sul foram consideradas duas alternativas principais:

Alternativa 1: duplicar o GASBOL a partir de Paulínia.

Alternativa 2 (Chimarrão modificado): criação de um anel no trecho sul do GASBOL começando em Penápolis, passando por Londrina, Pitanga, Pato Branco, Chapecó, Passo Fundo e terminando em Canoas.

⁷⁹ Como já mencionado, por não terem avançado na fase de planejamento, não foram considerados neste ciclo dos estudos do PEMAT os dois terminais de regaseificação de GNL anunciados para o Estado do Rio Grande do Sul (um em Rio Grande e outro em Rio Grande ou Tramandaí), os quais poderiam rebalancear demanda e oferta da Região Sul.

A primeira alternativa é composta por 1.170 km de dutos de 24" e quatro novos compressores, gerando uma necessidade de investimento de R\$ 4.600 milhões com uma tarifa de US\$ 3,08/MMBtu.

A segunda solução é composta por 1.051 km de dutos de 24" e duas estações de compressão, gerando uma necessidade de investimento de R\$ 4.200 milhões com uma tarifa de US\$ 2,80/MMBtu.

As duas alternativas são muito similares no aspecto da distância percorrida. Para a primeira alternativa, pesa em seu favor a existência da faixa de passagem. Já para o segundo caso, a principal vantagem é a possibilidade de fechar um anel, aumentando a confiabilidade para o sistema de atendimento da Região Sul e a sua flexibilidade operacional. Todavia, em razão da necessidade de criação de um corredor de passagem, esta solução tende a apresentar custos superiores àqueles relatados no estudo de viabilidade simplificado.

Em razão dos custos envolvidos, foram consideradas variações de cada uma das alternativas anteriores.

A extensão do duto de transporte de Canoas até Rio Grande elevou significativamente a tarifa. Para suprimento de Rio Grande/RS via duto de transporte (*Alternativa 3*) seriam necessários mais 250 km de duto de 14 polegadas e um compressor em Canoas para transportar 2,765 milhões de m³/dia de gás. Isso representa acréscimos em relação à *Alternativa 2* de R\$ 600 milhões em investimento (atingindo R\$ 4.810 milhões) e US\$ 0,54/MMBtu na tarifa (totalizando US\$ 3,34/MMBtu).

A *Alternativa 4* considera a variação do duto considerado na *Alternativa 2* a partir de Passo Fundo até Uruguaiana, assim como a interligação entre esse ponto de entrega até Canoas, fechando um anel (essa alternativa é conhecida do mercado como gasoduto do Chimarrão).

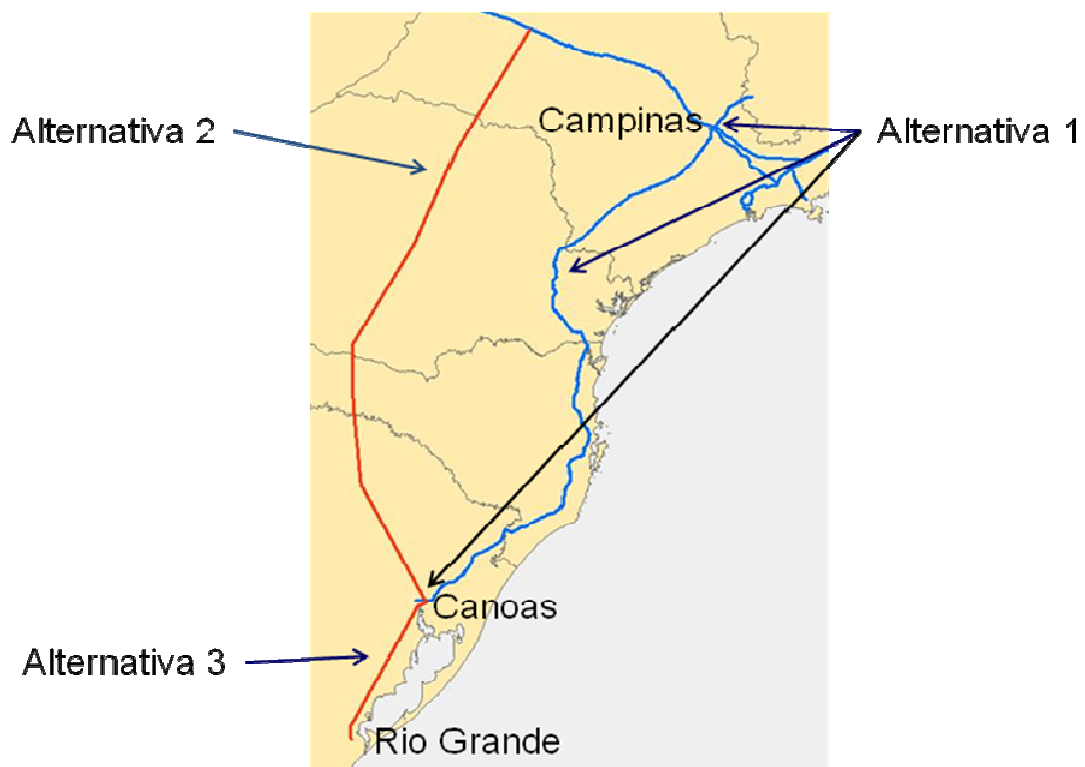
Por fim, foi considerada a *Alternativa 5*, em que foram acrescentadas estações de compressão ao longo do GASBOL com o objetivo de aumentar a capacidade das instalações existentes.

As alternativas consideradas encontram-se na Figura II.38, na Figura II.39 e na Tabela II.18, a seguir:

Tabela II.18 - Alternativas do GASBOL

<i>Alternativa 1</i>	Duplicação do trecho sul do GASBOL (Campinas-Canoas) 1.170 km de 24" e quatro compressores. Vazão adicional ao sistema de 8.563 km ³ /d	CAPEX: R\$ 4.627 milhões Tarifa: US\$ 3,08/MMBtu
<i>Alternativa 2</i>	Chimarrão Modificado 1.051 km de 24" e dois compressores para vazão de 8.563 km ³ /d	CAPEX: R\$ 4.216 milhões Tarifa: US\$ 2,80/MMBtu
<i>Alternativa 3</i>	Chimarrão Modificado até Rio Grande com 1.051 km de 24" com 2 compressores e Vazão de 8.563 km ³ /d. Trecho Canoas – Rio Grande de 250 km de 14" e um compressor com vazão de 2.765 km ³ /d	CAPEX: R\$ 4.810 milhões Tarifa: US\$ 3,34/MMBtu
<i>Alternativa 4</i>	Chimarrão 1.943 km de 24" com vazão de 8.563 km ³ /d	CAPEX: R\$ 7.705 milhões Tarifa: US\$ 5,13/MMBtu
<i>Alternativa 5</i>	Duplicação de alguns trechos do sul do GASBOL sem atendimento a Rio Grande 110 km de 24", 229 km de 16" e nove compressores. Sem considerar a demanda de Rio Grande (2.765 km ³ /d). Vazão de 5.798 km ³ /d	CAPEX: R\$ 2.102 milhões Tarifa: US\$ 2,03/MMBtu

Fonte: Elaboração EPE.



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.38 - Alternativas do GASBOL 1 a 3



Fonte: Elaboração EPE.

Figura II.39 - Alternativa 4 do GASBOL