



POTENCIAL DE ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NATURAL EM
CAVERNAS DE SAL ABERTAS POR DISSOLUÇÃO EM DOMO SALINO
OFFSHORE NO BRASIL

Pedro Vassalo Maia da Costa

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientadores: Luís Pinguelli Rosa

Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Rio de Janeiro

Abril de 2018

POTENCIAL DE ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NATURAL EM
CAVERNAS DE SAL ABERTAS POR DISSOLUÇÃO EM DOMO SALINO
OFFSHORE NO BRASIL

Pedro Vassalo Maia da Costa

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Luís Pinguelli Rosa, PhD.

Prof. Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas, PhD.

Prof. Alvaro Maia da Costa, Ph.D.

Prof. David Castelo Branco, Ph.D.

Prof. Julio Romano Meneghini, Ph.D.

Prof. Kazuo Nishimoto, Ph.D.

Prof. Nelson Francisco Favilla Ebecken, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2018

Costa, Pedro Vassalo Maia da

Potencial de Estocagem Subterrânea de Gás Natural em Cavernas de Sal Abertas por Dissolução em Domo Salino *Offshore* no Brasil/Pedro Vassalo Maia da Costa. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XXI, 302 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Luís Pinguelli Rosa

Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 228-243.

1. Estocagem Subterrânea de Gás Natural. 2. Cavernas de sal offshore. 3. Segurança de abastecimento. I. Rosa, Luís Pinguelli *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Ao grande arquiteto do universo e à minha família

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço ao Grande Arquiteto do Universo e ao Arcanjo Miguel por suas infinitas bondades e por terem me dado força, muita luz e a oportunidade de navegar por essa incrível jornada de conhecimento, ajudando-me a transpor todas as dificuldades e obstáculos que me foram impostos e mostrando-me que, com fé e vontade, tudo pode ser realizado.

Em segundo lugar, agradeço ao meu pai, Professor Alvaro Maia da Costa, idealizador, mentor e grande contribuinte desse trabalho. Pai, muito obrigado por toda ajuda e amizade. Sem você jamais teria conseguido chegar até aqui. Em terceiro agradeço à minha família:

À minha mãe, Telma Vassalo Maia da Costa, pelo apoio carinho e amor incondicional, além de todo tempo dedicado a me ajudar a corrigir erros gramaticais.

À minha irmã, Julia Vassalo Maia da Costa, por todo carinho, apoio, amizade e aconselhamentos que tanto foram úteis para o meu crescimento pessoal.

À minha noiva, Mariana Barbero Ribeiro Goulart, por todo carinho, apoio e companheirismo.

Ao meu cunhado, Luiz Eduardo de Franco Abreu, por todo carinho e incentivo, e à sua família por todos os momentos de descontração.

Ao amigo, José Fantine, por me ter mostrado o caminho dessa trajetória, além de todo o carinho e incentivo.

Ao meu amigo, Professor Thauan Santos, pela imensurável contribuição e mentoria no desenvolvimento desse trabalho. Sua ajuda, inteligência e experiência foram cruciais para que eu encerrasse esse maravilhoso ciclo da minha vida da melhor forma possível.

Aos meus orientadores, Professores Luis Pinguelli Rosa e Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas, agradeço a orientação, dedicação e confiança em mim depositadas durante a realização deste trabalho.

Aos professores Alexandre Salem Szklo e David Branco, que estiveram presentes com conselhos, sugestões e esclarecimentos durante o decorrer do trabalho.

Aos participantes da banca examinadora, os professores: Julio Romano Meneghini, Kazuo Nishimoto, Nelson Francisco Favilla Ebecken por terem se colocado à disposição para participar da defesa, mesmo com as dificuldades de se encontrar espaço na agenda. Pela excelência em suas especialidades, suas críticas e contribuições serão muito importantes e bem-vindas.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), através do Programa de Recursos Humanos (PRH 21) pela ajuda financeira.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

POTENCIAL DE ESTOCAGEM SUBTERRÂNEA DE GÁS NATURAL EM
CAVERNAS DE SAL ABERTAS POR DISSOLUÇÃO EM DOMO SALINO
OFFSHORE NO BRASIL

Pedro Vassalo Maia da Costa

Abril/2018

Orientadores: Luís Pinguelli Rosa

Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Programa: Planejamento Energético

Atualmente, o Brasil não dispõe de uma instalação de armazenamento subterrâneo de gás natural (GN) acoplado à sua rede de distribuição, mesmo tendo geologia favorável e possuindo diversas justificativas para sua implantação. Conforme é demonstrado nesta tese, a introdução dessa tecnologia na rede de distribuição de GN poderia trazer diversos benefícios para a gestão da indústria. As térmicas a GN vêm, gradativamente, aumentando a sua importância na matriz de geração elétrica brasileira e representam aproximadamente 34,5% do consumo brasileiro. Esse consumo é sazonal, inconstante e associado ao nível de precipitação nas bacias das usinas hidrelétricas. Para atender a essa demanda, o Brasil utiliza estoques contingenciais flutuantes em navios metaneiros. Esse armazenamento contingencial é caro e pouco eficiente. Esta tese demonstra o potencial de armazenamento de GN em cavernas de sal em ambiente *offshore* no Brasil, realizando uma análise mercadológica, estratégica, logística e tecnológica para demonstrar a sua viabilidade de desenvolvimento no Brasil e ao final é realizado um estudo geomecânico para estimar o potencial de estocagem de GN da área em valores. Dos depósitos de sal *offshore* analisados, selecionou-se o domo salino descoberto pelo poço exploratório ESS-01, na bacia do Espírito Santo, localizado a 50 km da costa e lâmina d'água de 50 m. O domo salino comporta a construção de 14 cavernas gigantes com 450 m de altura e 150 m de diâmetro. Duas cavernas operando conjuntamente permitem a manobra de 918.852.550 de m³ de GN, equivalente a cerca de 22 navios de GNL, com o mesmo objetivo. No total, caso a área selecionada venha a ser explorada em todo o seu potencial, pode-se alcançar um volume total de gás de trabalho de aproximadamente 13 bilhões de m³ de GN.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

THE POTENTIAL OF UNDERGROUND NATURAL GAS STORAGE IN SALT
CAVERNS OPENED BY SOLUTION MINING IN OFFSHORE SALT DOMES IN
BRAZIL

Pedro Vassalo Maia da Costa

April/2018

Advisors: Luís Pinguelli Rosa

Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Department: Energy Planning

This thesis evaluates the potential of underground natural gas storage (UGS) in salt caverns opened by dissolution in offshore salt domes in Brazil. In order to select the area, geological and logistic aspects are analyzed to determine the feasibility of the development of the technology. Currently, Brazil doesn't have an UGS facility coupled to its natural gas (NG) distribution network, even though it has favorable geology and has several justifications for its implementation. As demonstrated in this thesis, there are several benefits that justify the introduction of this technology in the Brazilian natural gas distribution network. The NG thermals are gradually increasing their importance in the Brazilian electricity generation matrix and represent approximately 34,5% of the Brazilian consumption (EPE-BEN, 2017). This consumption is seasonal, inconsistent and increasingly unpredictable. In order to meet this demand, Brazil uses LNG carriers as contingent inventories. This contingency storage is very expensive. This thesis demonstrates the potential to storage NG in salt caverns in an offshore environment in Brazil, carrying out a market, strategic, logistic and a technological analysis to demonstrate its technical feasibility. The offshore salt deposits analyzed were the salt dome discovered by the exploratory well ESS-01, in the Espírito Santo basin, located 50 km from the Brazilian coast, with 50 m water depth. The salt dome comprises the construction of 14 giant caverns with 450 m of height and 150 m of diameter. Two caves operating together allow the maneuver of 918.852.550 m³ of NG, equivalent to about 22 LNG ships, with the same objective. If all its potential for building caverns is exploited in the selected area, a total volume of working gas of approximately 13 billion m³ of NG can be achieved.

ÍNDICE

1.	Introdução.....	1
2.	Referencial Teórico	18
2.1	Conceitos e informações sobre Gás Natural e Estocagem Subterrânea de GN	20
2.1.1	Informações sobre Gás Natural	20
2.1.2	Usos e Aplicações do Gás Natural	23
2.1.2.1	Recuperação de óleo	25
2.1.2.2	Aplicações não energéticas do gás natural.....	25
2.1.2.3	Aplicações energéticas do gás natural	25
2.2	Conceitos básicos sobre Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN)	27
2.2.1	Conceitos básicos utilizados no setor de estocagem geológica de gás natural	28
2.2.2	Tipos de Tecnologia de Estocagem Geológica.....	29
3.	História e panorama da utilização de estoques geológicos subterrâneos para estocagem de gás natural e hidrocarbonetos no mundo	37
3.1	ESGN como mecanismo de segurança de abastecimento de gás natural	42
3.2	Estocagem Subterrânea de Gás Natural no Mundo	48
3.3	Análise conjuntural dos países com maior utilização Estocagem Subterrânea de Gás Natural no mundo.....	56
3.3.1	Estados Unidos da América.....	56
3.3.2	Canadá	60
3.3.3	Alemanha.....	63
3.3.4	França	68
3.3.5	Itália	71
3.3.6	Rússia	74
4	Panorama da indústria de gás natural no Brasil e no mundo	77
4.1	Mercado global de gás natural	77
4.2	O mercado brasileiro de gás natural e sua importância na Matriz Energética.	82
4.3	O desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural e a sua relevância para implantação de uma infraestrutura de ESGN	94
5.	Infraestrutura logística de distribuição de GN do Brasil.....	102
5.1	A malha brasileira de gasodutos e suas interfaces	103
5.2	Considerações sobre a infraestrutura logística de distribuição de GN no Brasil	109

6.	A importância de uma infraestrutura de estocagem eficiente de gás natural no Brasil	115
6.1	ESGN como mecanismo mitigador da vulnerabilidade hidrológica da matriz de geração elétrica brasileira	116
6.1.1	Despacho das termelétricas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS)	119
6.2	Mecanismo de otimização da gestão da rede de distribuição de GN.....	122
6.3	Potencial de reservas de GN do pré-sal e reservatórios não convencionais ..	125
7.	Tecnologia de construção e operação de cavernas de sal <i>offshore</i> para armazenamento de gás natural	135
7.1	Características Físico-Químicas das rochas salinas	135
7.2	Descrição do processo de construção das cavernas em ambiente <i>offshore</i> ...	143
7.3	Monitoramento para controlar a geometria e a integridade das cavernas.....	157
7.4	Descrição do processo de operação das cavernas	159
8	Estudo do potencial brasileiro de armazenamento subterrâneo de gás natural em cavernas de sal <i>offshore</i> no Brasil	164
8.1	Seleção do sítio geológico para construção das cavernas	164
8.1.1	Análise da condição geológica para construção das cavernas.....	164
8.2	Análise da condição logística do sítio selecionado	165
8.3	Informações básicas para o desenvolvimento do projeto do cluster de cavernas no sítio selecionado	171
8.3.1	Base de projeto e dados básicos	171
8.3.2	Definição das propriedades mecânicas e dados básicos necessários para o estudo de estabilidade estrutural das cavernas	172
8.4	Definição das pressões máximas e mínimas de operação das cavernas	177
8.4.1	Fator de compressão do gás e volume de gás nas pressões máximas e mínimas	179
8.5	Ciclo de operação das cavernas	181
8.6	Estudo de Estabilidade Estrutural Geomecânica das Cavernas	183
8.6.1	Critérios de dimensionamento das cavernas.....	183
8.6.2	Modelo discreto de simulação em elementos finitos.....	185
8.6.3	Resultados das simulações.....	190
8.7	Projeto do poço	205
8.8	Previsão do tempo de dissolução da caverna	208
9	Conclusões e Sugestões para Estudos Futuros	223
10	Referências Bibliográficas:	228
	APÊNDICE I.....	244
	APÊNDICE II	248
	APÊNDICE III	265
	APÊNDICE IV	277

APÊNDICE V	290
APÊNDICE VI.....	299

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ilustração de cavernas de sal para estocagem de hidrocarbonetos.....	4
Figura 2. Terminal de regaseificação da Baía de Guanabara	8
Figura 3. Esquema de um reservatório de gás natural típico.....	21
Figura 4. Usos do Gás Natural	24
Figura 5. Exemplo das dimensões de uma cavidade salina; sítio de Nuettermoor, Alemanha.....	35
Figura 6. Uso de ESGN no mundo	39
Figura 7. Localização de plantas de estocagem subterrânea de gás natural nos Estados Unidos.....	41
Figura 8. Ampliação da Estocagem Subterrânea de GN nos Estados Unidos.....	41
Figura 9. Distribuição das estocagens subterrâneas no mundo	49
Figura 10. Volume de gás de trabalho por região	50
Figura 11. Ampliação do volume de gás de trabalho por região.....	51
Figura 12. Volume de gás de trabalho por país	53
Figura 13. Volume de gás de trabalho no mundo por tipo de tecnologia.....	55
Figura 14. Quantidade de instalações de estocagem subterrânea de gás natural por tipo nos anos de 1999 e 2014 nos EUA	58
Figura 15. Localização das estocagens subterrâneas.....	59
Figura 16. Principais tipos de ESGN no Canadá e o volume de gás de trabalho por tipo de instalação	61
Figura 17. Distribuição do volume de gás útil no Canadá no ano de 2006 em regiões predominantemente produtoras e consumidoras	63
Figura 18. Tipos de ESGN na Alemanha e o volume de gás de trabalho por tipo de instalação	65
Figura 19. Localização das estocagens subterrâneas na Alemanha	67
Figura 20. Tipos de ESGN na França e o volume de gás de trabalho por tipo de instalação	70
Figura 21. Localização das estocagens subterrâneas na França	71
Figura 22. Localização das estocagens subterrâneas na Itália.....	73
Figura 23. Localização de 24 estocagens subterrâneas na Rússia e rede de gasodutos	76
Figura 24. Distribuição das reservas provadas por região nas últimas 3 décadas	79
Figura 25. Distribuição do consumo mundial de GN por região	80
Figura 26. Regiões com maior consumo per capita do mundo	81
Figura 27. Principais rotas comerciais do mundo por tipo de modal de transporte	82
Figura 28. Oferta interna de energia por fonte	83
Figura 29. Oferta interna de energia elétrica	86
Figura 30. Oferta interna de energia elétrica	87
Figura 31. Consumo de gás natural no Brasil	88
Figura 32. Oferta interna de gás natural por fonte.....	89
Figura 33. Avanço da disponibilidade de GN no Brasil.....	90

Figura 34. Distribuição geográfica das reservas brasileiras de gás natural em 2013 (bilhões de m ³).....	91
Figura 35. Rotas de escoamento de gás natural produzido no pré-sal.....	93
Figura 36. Localização dos Poços Pioneiros na Bacia do Recôncavo	95
Figura 37. Consumo de gás natural no Brasil de 1970 a 2010	97
Figura 38. Evolução do Consumo de Gás Natural entre 2000 e 2007	98
Figura 39. Participação do Gás na Matriz Elétrica e Fases da Política de Gás no Brasil	99
Figura 40. Malha de Escoamento de Gás Natural do Nordeste.....	104
Figura 41. Malha de Escoamento de Gás Natural do Sudeste.....	105
Figura 42. Apresenta a área de abrangência de cada uma das empresas operadoras de gasodutos no Brasil.....	106
Figura 43. Gasodutos de transporte	108
Figura 44. Avanço da infraestrutura de transporte de GN.....	109
Figura 45. Infraestrutura de gás natural instalada no Brasil	110
Figura 46. Cadeia química de aproveitamento do Gás Natural.....	112
Figura 47. Capacidade mensal de armazenamento hidroelétrico, demanda mensal de energia elétrica e capacidade total de armazenamento	117
Figura 48. Despacho térmico mensal por gás natural no Gasbol	120
Figura 49. Comparação do custo de investimento para as opções: cavernas de sal, tanque criogênico ou navio GNL.....	122
Figura 50. Arranjo das localizações de ESGN. Araucária (PR) e Canoas (RS).....	123
Figura 51. Produção Bruta Potencial no Pré-Sal Legal.....	126
Figura 52. Reinjeção de gás natural no Brasil, entre 2010 e 2016	127
Figura 53. Previsão de produção no Pré-Sal	128
Figura 54. Rotas de escoamento do gás produzido no pré-sal	129
Figura 55. Projeção ANP de disponibilidade futura de gás no Brasil	132
Figura 56. Ensaio de Fluência triaxial na rocha Halita (Na Cl)	138
Figura 57. Comparação da resistência à compressão simples obtida para três diferentes tipos de rochas evaporíticas e comparação com corpos de prova de concreto armado	140
Figura 58. Exemplo de diapiros de sal	141
Figura 59. Seção geológica típica mostrando dois tipos de depósitos evaporíticos....	142
Figura 60. Poço com estrutura reforçada, que pode ser utilizado para a atividade de construção e operação de uma estrutura de estocagem de gás natural	145
Figura 61. Ilustração de uma planta de estocagem de hidrocarbonetos em cavidades abertas em rocha salina com poço vertical e horizontal	146
Figura 62. Composição do poço para executar a construção da caverna	147
Figura 63. Ilustração de uma plataforma que é instalada individualmente acima de cada caverna, que irá suporta todo o equipamento necessário para a construção e posterior operação da caverna.....	148
Figura 64. Desenvolvimento da caverna pelo uso de bombeio submerso sem uso contínuo de sonda de apoio	149
Figura 65. Ilustra do processo de varredura tridimensional realizada pelo sonar	150

Figura 66. Equipamento de sonar tridimensional para utilização <i>onshore</i> , mas a mesma tecnologia é utilizada para aplicação <i>offshore</i>	151
Figura 67. Ilustração dos processos de circulação direta e reversa para abertura das cavernas de sal.....	152
Figura 68. Procedimento de dissolução utilizando dois poços para construir uma única caverna.....	153
Figura 69. Fluido sintético no anular para preservação da laje de segurança durante a dissolução da caverna	154
Figura 70. Substituição da Salmoura pelo CH ₄	155
Figura 71. Ilustração das cavernas do projeto <i>Gateway</i>	156
Figura 72. Diagrama da atividade de injeção do GN nas cavernas de sal.....	160
Figura 73. Diagrama da atividade de retirada do GN das cavernas de sal	161
Figura 74. Ilustração da instalação de estocagem <i>offshore</i> de gás natural em cavernas de sal.....	162
Figura 75. Seção geológica vertical interessando o domo salino selecionado para o trabalho de pesquisa explorado na presente tese	165
Figura 76. Localização da cidade de Conceição da Barra no Estado do Espírito Santo	166
Figura 77. Localização da cidade de Conceição da Barra no Estado do Espírito Santo	167
Figura 78. Localização da tubulação do GASENE em todo o Brasil.....	168
Figura 79. Localização da tubulação do GASENE no Estado do Espírito Santo	169
Figura 80. Unidades de Processamento de Gas Natural do Estado do Espírito Santo	170
Figura 81. Perfil de temperatura e locação das cavernas no domo salino.....	173
Figura 82. Cálculo do volume geométrico das cavernas.....	175
Figura 83. Dados básicos usados nos projetos das cavernas.....	177
Figura 84. Curva de razão de compressão para gás natural [CH ₄ a 100%] para a temperatura de 44 °C	180
Figura 85. Um ciclo de operação das cavernas	182
Figura 86. Função de carga utilizada para representar a pressão interna dentro da caverna por um período de 30 anos	183
Figura 87. Modelo estrutural geomecânico utilizado nas simulações.....	186
Figura 88. Malha de Elementos Finitos gerada pelo GID	187
Figura 89. Ampliação da malha de elementos finitos gerada pelo GID na área de escavação por dissolução das cavernas	188
Figura 90. Deslocamento radial na parede da caverna em t = 30 anos	191
Figura 91. Deslocamento vertical na base da caverna em t = 30 anos	193
Figura 92. Deslocamento vertical no topo da caverna em t = 30 anos.....	195
Figura 93. Linhas de contorno da deformação efetiva de fluência acumulada em t = 30 anos.....	197
Figura 94. Desabamentos de cantos dos pilares de painéis de uma mina de potássio. Fenômeno usual em minas convencionais de sal	199
Figura 95. Distribuição da tensão efetiva nas cavernas em t = 30 anos e logo após a substituição da salmoura pelo gás	203

Figura 96. Distribuição da tensão média em $t = 30$ anos gerada pelo <i>software</i> GID..	205
Figura 97. Localização do perímetro das cavernas no domo salino a serem escavadas por dissolução	207
Figura 98. Projeto de completação do poço para construção e operação das cavernas	208
Figura 99. Processo de dissolução das cavernas com uso de dois poços	209
Figura 100. Corte transversal horizontal na base das cavernas (-1.750 m), acopladas, ao término da dissolução em $t = 2 \frac{1}{2}$ anos	211
Figura 101. Corte transversal horizontal no topo das cavernas (-1.325 m), acopladas, ao término da dissolução em $t = 2 \frac{1}{2}$ anos	212
Figura 102. Corte transversal vertical de uma das cavernas. Plotagem do raio do perímetro da parede da caverna.	213
Figura 103. Corte transversal vertical das duas cavernas acopladas. Plotagem do raio do perímetro da parede das cavernas.	214
Figura 104. Cavernas superpostas desenhadas em escala	215
Figura 105. Processo de desagregação das paredes e pilares da mina de potássio <i>Mississipe Chemical</i> , por excesso de deformação por fluência.....	216
Figura 106. Processo de suavização das paredes de galerias escavadas na mina de potássio de Sergipe	217
Figura 107. Círculo circunscrito à superposição de ambas as cavernas na base, na profundidade de ~ -1750 m.	218
Figura 108. Círculo circunscrito à superposição de ambas as cavernas na base, na profundidade de ~ -1325 m	219
Figura 109. Cálculo de volume final de ambas as cavernas superpostas pela equação do tronco de cone.....	220
Figura 110. Estágios de situação da caverna após a construção.....	221
Figura 111. Estação de estocagem de gás natural offshore na Bacia do Espírito Santo. Fonte: Elaboração própria com base em COSTA <i>et al.</i> (2015).....	222
Figura 112. Resultados de ensaios triaxiais realizados em corpos de prova de halita, carnalita e taquidrita	249
Figura 113. Comparação de resultados de ensaios triaxiais de fluência realizados sobre corpos de prova de Halita, Carnalita e Taquidrita	250
Figura 114. Foto do engenheiro Alvaro Maia demonstrando o efeito do comportamento de fluência de taquidrita nas escavações de uma mina de potássio.....	251
Figura 115. Imagem do Google Earth do Complexo Industrial da Usina de Processo de Potash	252
Figura 116. Painel Experimental D1 da mina de Taquari-Vassouras	253
Figura 117. Foto da galeria experimental C1D1 com indicação dos instrumentos utilizados.....	254
Figura 118. Medição de convergência realizada na galeria experimental C1D1	255
Figura 119. Modelo estrutural geomecânico construído sobre o corte vertical A-A indicado na figura 116.	257
Figura 120. Malha de elementos finitos gerada sobre o painel experimental D1	258
Figura 121. Modelo de elementos finitos. Detalhe da galeria C1D1	259

Figura 122. Modelo de elementos finitos 3D da galeria experimental C1 D1- aplicação do programa COVES 4.....	260
Figura 123. Comparação dos resultados obtidos por simulação numérica com os medidos no painel experimental D1 e galeria experimental C1D1	261
Figura 124. Estrutura da regulação do gás natural	282
Figura 125. Modelo de Gás-to-Wire em um FPSO	291
Figura 126. Cadeia de valor <i>offshore</i> do GNL	292
Figura 127. <i>Layout</i> típico de FLNG	293
Figura 128. Navio metaneiro tipo esférico	293
Figura 129. Configuração <i>side by side</i>	294
Figura 130. Configuração tandem	295

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Plantas em Operação de estocagem subterrânea de Gás Natural.....	40
Tabela 2: As 20 maiores reservas mundias de gás natural	78
Tabela 3. Comparativo de extensões de gasodutos no mundo	111
Tabela 4. Resumo dos impactos relacionados às respectivas mudanças no clima ou atributos correlacionados e opções de mitigação	119
Tabela 5. Composição Química dos Principais Minerais Evaporíticos.....	137
Tabela 6. Fator de compressão gás natural a 100% para a temperatura de 44 °C.....	179
Tabela 7. Taxa de deformação por fluência ativada termicamente	189
Tabela 8. Propriedades de Mecânica das rochas das rochas salinas encontradas na Bacia Evaporítica de Sergipe.....	263
Tabela 9. Propriedades de resistência ao cisalhamento das rochas que interessam as escavações por dissolução das cavernas.....	264
Tabela 10. Funções exercidas pelo MME, ANP e pela EPE no processo de construção e operação de gasodutos de transporte de gás.	284
Tabela 11. As principais mudanças na regulação do setor de gás natural do Brasil a partir da “Lei do Gás” N° 11.909/09, em comparação com a “Lei do Petróleo” N° 9.478/97.....	286

LISTA DE ACRÔNIMOS

AC	Corrente Alternada
AGA	<i>American Gas Association</i>
AIE	Agência Internacional de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CC	Corrente Contínua
CEI	Comunidade dos Estados Independentes
E&P	Exploração e produção
EPA	Agência de Proteção Ambiental Norte-Americana
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESGN	Estocagem Subterrânea de Gás Natural
EUA	Estados Unidos da América
EVS	Válvulas de Desligamento de Emergência
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FLNG	Unidade Flutuante de Gás Natural Liquefeito
FLNG	<i>Floating Liquified Natural Gas</i>
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
FSRU	Unidades de Armazenamento e Regaseificação Flutuante
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GBS	Estruturas de Gravidade de Base
GEE	Gases de Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural

GNC	Gás Natural Comprimido
GNC	Gás Natural Comprimido
GNCC	Gás Natural com Ciclo Combinado
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNLE	Unidade de Liquefação de Gás Embarcado
GOM	GasOcidente do Mato Grosso Ltda.
GTL	<i>Gas to liquid</i>
GTP	<i>Gas to Power</i>
GTW	<i>Gas to Wire</i>
HVAC	Alta Tensão em Corrente Alternada
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INGAA	<i>Interstate Natural Gas Association of America</i>
LDC	<i>Local Distribution Companies</i>
LGN/LNG	Líquido de Gás Natural
MME	Ministério das Minas e Energia (do Brasil)
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
P&G	Petróleo & Gás
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Energia
PHMSA	<i>Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration</i>
PLANGÁS	Plano de Antecipação da Produção de Gás
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
PRH 21	Programa de Recursos Humanos

RGO	Razão Gás-Óleo
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TAG	Transportadora Associada de Gás S.A.
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.
TRBA	Terminal de Regaseificação na Bahia
TRL	<i>Technology Readness Level</i>
TSB	Transportadora Sul-Brasileira de Gás
UE	União Europeia
UGSS	<i>Unified Gas Supply System</i>
UHE	Usinas Hidrelétrica
UPGN	Unidade Produtora de Gás Natural
UTE	Usina Termoelétrica
UTGN	Unidade de Tratamento de Gás Natural

LISTA DE UNIDADES

b/d	barris por dia
boe	barril de óleo equivalente
boe/d	barril de óleo equivalente por dia
MMBtu	Milhões de British Thermal Units
MMb/d	Milhões de barris por dia
MMm³/d	Milhões de metros cúbicos por dia
MTPA	Milhões de Toneladas por ano
tcm	trilhões de metros cúbicos
toe	toneladas de óleo equivalente

1. Introdução

A indústria de gás natural é um serviço público, que bem planejado, causa externalidades positivas e promove desenvolvimento econômico. Para que isso ocorra, diversas variáveis devem ser consideradas, tais como infraestrutura e conjunturas de mercado (oferta e demanda). Nesse contexto, instalações de estocagens subterrâneas podem contribuir para a organização de uma indústria sólida de gás natural e para segurança de abastecimento desse hidrocarboneto.

A cadeia de suprimento de gás, assim como a de óleo, é complexa e exige uma coordenação rigorosa de suas atividades e projetos de desenvolvimento. Para tal, é muito importante que se organize um modelo que forneça uma descrição visual simples de seus principais componentes, clientes e serviços dependentes deste energético. Conforme será apresentado no item 2.1.2 - *Usos e Aplicações do Gás Natural* -, o gás natural (GN) é insumo de uma grande variedade de indústrias, atividades econômicas, geração de energia elétrica, transporte, e vem se tornando cada vez mais importante nas economias brasileira e global.

O gás natural é hoje a fonte de energia de origem fóssil que registra o maior crescimento no mundo (BP STATISCAL, 2016). O aumento de sua importância e participação na matriz energética global está relacionado à busca por fontes de energia menos agressivas ao meio ambiente, sendo uma alternativa ao petróleo. Dessa forma, intensificaram-se as atividades de prospecção e exploração, em todo o mundo, mas, sobretudo nos países em desenvolvimento. Como consequência, as reservas provadas não só aumentaram em volume, como também ampliaram a sua expansão geográfica, o que proporcionou a facilitação de acesso dos mercados consumidores, uma vez que favoreceu o transporte e a comercialização, um dos principais entraves para a sua disseminação, tendo em vista os altos investimentos para criação de uma infraestrutura para o seu beneficiamento.

A indústria de GN abrange uma cadeia ampla, que se inicia na exploração e mensuração dos recursos e segue até as etapas de produção, beneficiamento e distribuição aos consumidores. Formalmente, a indústria do gás natural é definida como o conjunto de atividades econômicas relacionadas com exploração e produção (E&P),

desenvolvimento, importação, exportação, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural (BRASIL, 2009, p. 21).

Este trabalho se baseia na premissa de que estocagem de GN em cavernas de sal pode ser um componente estratégico, tanto para a infraestrutura de escoamento de GN do país, quanto para o planejamento energético brasileiro como um todo. Partindo deste princípio, surge a necessidade de se identificar sítios geológicos favoráveis para construções desses estoques e dimensionar o potencial de estocagem em cada um deles, criando assim massa teórica para a validação da possibilidade de implementação dessa tecnologia no Brasil. Em COSTA (2013), foi analisado o potencial de Estocagem de Gás Natural (ESGN) em cavernas de sal *onshore* no Brasil, analisando uma camada salina na região de Sergipe, com condições geológicas favoráveis à construção de uma instalação de estocagem. Esta tese analisa o potencial brasileiro ESGN em cavernas de sal *offshore* através da identificação de uma área com condições geológicas e logísticas favoráveis para o desenvolvimento do estoque e posteriormente dimensionando o volume potencial de GN que pode ser estocado na região.

O armazenamento de gás em espaços subterrâneos é o tipo de estocagem mais utilizado dentre os existentes. Os três principais tipos de estocagem subterrânea são: reservatórios em campos de hidrocarbonetos exauridos, aquíferos subterrâneos, e cavernas abertas por dissolução em rocha salina. Cada um destes tipos de estocagem possui características físicas, operacionais e econômicas distintas, sendo cada uma delas mais adequada a uma determinada finalidade ou em função de características ocasionais e oportunistas (COSTA, 2013). A característica mais importante de um reservatório de estocagem é a sua capacidade de manter o gás natural para entrega futura, ou seja, sua capacidade de gás útil. Além do gás útil, armazenamentos subterrâneos contêm também gás de base que, em caso de reservatórios exauridos, pode ser o próprio gás nativo que permanece no campo após o término da produção economicamente atrativa. Durante o desenvolvimento de uma instalação de estocagem, gás adicional é injetado e combinado com o volume do gás existente de forma a manter a pressão adequada para viabilizar as taxas de retirada requeridas. Em períodos de demanda mais alta, parte do volume de gás de base pode vir a ser retirado como gás útil. No entanto, no longo prazo, os níveis desse inventário permanente devem ser mantidos para garantir a operacionalidade do sistema (CONFORT, 2006).

As cavernas de sal oferecem algumas vantagens operacionais em comparação aos campos de petróleo e gás (P&G) exauridos e aquíferos: velocidade de entrega do gás, altas taxas de injeção e retirada, o gás de trabalho pode ser circulado diversas vezes por ano além de fornecer um acondicionamento do gás com condições excelentes, atribuindo-se uma maior segurança geológica e operacional em comparação aos demais (COSTA, 2013).

Uma instalação de estocagem subterrânea tem diversos objetivos, sendo um deles o de suprir picos incomuns de demanda, muito frequentes nas estações mais frias de países de clima temperado, bem como garantir o fornecimento em casos de interrupções do fornecimento provocados por problemas técnicos, de produção, transporte, ou por fatores políticos. Esses objetivos variam de acordo com o país, suas características climáticas e, também, de acordo com a produção, reservas e consumo nacionais do energético. Servir como instrumento para assegurar o suprimento de gás constitui uma das principais vantagens da estocagem para a indústria de gás natural, embora esta não seja a única.

Ela também pode ser um instrumento para efetuar o balanço diário dos níveis internos de carga dos gasodutos, possibilitando uma melhor gestão da operação. Além disso, permite maior eficiência do sistema como um todo, pois em vez de satisfazer às demandas mais elevadas do inverno a partir da construção de novas plantas de produção, a indústria desloca o gás dos poços para os sítios de estocagem durante o verão, mantendo níveis mais constantes de produção ao longo do ano.

No Brasil, por exemplo, esta última aplicação poderia ter grande utilidade nos reservatórios de petróleo do pré-sal na Bacia de Santos. Esses campos possuem uma grande quantidade de gás associado à produção do óleo e na eventualidade de problemas nos gasodutos, ou mesmo nas unidades de tratamento de gás em terra, que impedissem o escoamento do GN, a produção de óleo poderia ser comprometida. Dessa forma, estoques subterrâneos de GN poderiam garantir continuidade da produção, armazenando o gás associado, até que os reparos fossem concluídos no sistema.

Esta tese analisa especificamente o potencial brasileiro de armazenamento subterrâneo de gás natural em cavernas de sal *offshore* no Brasil, as quais apresentam características operacionais superiores às demais tecnologias de estocagem geológica.

A figura 1 apresenta uma ilustração de uma caverna de sal construída para estocagem de hidrocarbonetos.

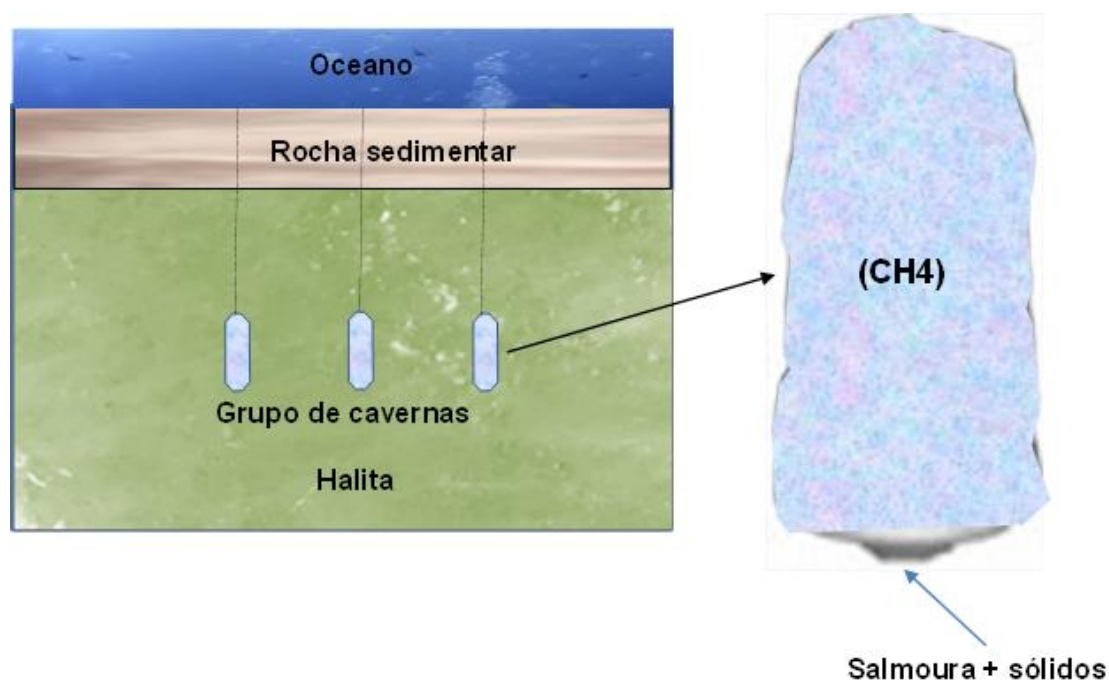


Figura 1. Ilustração de cavernas de sal para estocagem de hidrocarbonetos

Fonte: Elaboração própria.

A rocha salina é um geomaterial com ótimas características físico-químicas para construção de espaços para armazenamento de hidrocarbonetos, dentre outras substâncias. Ela apresenta porosidade desprezível quando comparada aos demais geomateriais, o que lhe garante excelente estanqueidade¹ para maioria dos fluidos e gases, mesmo sob altas pressões. Devido a essas características físico-químicas e estruturais da rocha salina e pela alta eficiência operacional dos estoques, esta opção tem sido utilizada para estocagem de hidrocarbonetos, derivados de petróleo e outros produtos em vários países do mundo (COSTA, 2013). As instalações de caverna de sal na Europa correspondem a apenas 14% do total do gás de trabalho. Entretanto, elas possuem ciclos muito rápidos e podem responder por 31% de toda entrega de gás da Europa (CEDIGAZ, 2013).

¹ Qualidade de algo estanque, hermético, sem vazamentos. Estanqueidade ainda pode ser bem tapado, que não deixa sair, nem entrar líquido, estancado.

Espaços subterrâneos abertos em rochas salinas, cavernas de sal, podem ser utilizadas para armazenamento de hidrocarbonetos, dejetos de perfuração de poços de petróleo, CO₂, lixo nuclear, entre outras substâncias. Isso é devido às características de impermeabilidade, estabilidade estrutural e auto-cicatrização de fissuras e fraturas da rocha salina que possibilitam o armazenamento de determinadas substâncias sem que ocorram vazamentos (COSTA, 2013).

A principal função do armazenamento de GN no mundo, além de ser um pulmão contingencial, relaciona-se com a necessidade de se manter o equilíbrio entre a demanda e a oferta de gás. Com esses reservatórios, é possível atender os picos diários, ou até horários de demanda, amenizando-se assim as flutuações dos volumes consumidos. Outra grande vantagem da utilização de reservatórios subterrâneos de GN, em comparação com a armazenagem em tanques terrestres e navios metaneiros, é o de se poder ter volumes de armazenamento significativamente maiores e mais baratos, além dos ganhos em segurança quando estes são cuidadosamente construídos e monitorados (BRITISH GEOLOGICAL SURVEY, 2012).

Historicamente, o procedimento de armazenamento de Gás Natural é largamente utilizado em países que possuem uma dependência muito grande desse hidrocarboneto. Oscilações de preço no mercado e carência na oferta desse produto, em determinadas épocas do ano, podem gerar graves consequências. Na Europa e nos Estados Unidos (EUA), por exemplo, existem grandes estoques de gás e de outros hidrocarbonetos, armazenados com o objetivo de assegurar a oferta desses produtos caso ocorra uma crise de fornecimento. No caso do gás, a maior preocupação é com o fornecimento deste produto durante os rigorosos invernos desses países, pois o gás é largamente utilizado para aquecimento das moradias, estabelecimentos e na geração de energia elétrica em termoelétricas (COSTA, 2013).

O primeiro estoque subterrâneo de armazenamento de gás natural bem-sucedido ocorreu em Welland County, Ontário, Canadá, em 1915 (COSTA, 2013). O tipo de reservatório utilizado foi um campo de produção de gás exaurido que foi recondicionado para um campo de armazenamento. Nos EUA, a primeira instalação de armazenamento foi desenvolvida ao sul de Buffalo, Nova York no início da década de 1920. Em 1930, já existiam nove instalações de armazenamento em seis estados americanos diferentes

(COSTA, 2013). Até 1950, praticamente todas as instalações de armazenamento de GN estavam em reservatórios exauridos.

Alguns países como a Alemanha e os EUA, historicamente, armazenam o óleo cru utilizando cavernas de sal como reservas estratégicas de petróleo. O primeiro deles começou a constituir a sua reserva em 1971 no domo de sal² de Etzel perto de Wilhelmshaven e, em 1978, já possuía um volume total armazenado de 13 milhões de m³ (82 MMB). Já os EUA iniciaram sua reserva em cavernas de sal em 1978, e até o início de 1990 já tinham atingido um volume total de cerca de 94 milhões de m³ (600 MMB) (THOMS; GEHLE, 2000).

Até 1970, o gás natural era considerado pouco abundante e era queimado durante a exploração de petróleo, sendo considerado um subproduto da produção de óleo no mercado mundial. Em contrapartida, a partir dessa década, descobriu-se uma abundância maior desse hidrocarboneto, atribuindo a ele maior importância (THOMS; GEHLE, 2000).

Existem, atualmente, mais de 1.600 cavernas de sal abertas por dissolução para armazenamento de hidrocarbonetos na América do Norte e um número, aproximadamente igual, na Europa. (ARGONNE, 1999). Além disso, existem grandes projetos de armazenamento de gás em cavernas de sal acontecendo no mundo. A Holanda, por exemplo, em 1º de janeiro de 2011, colocou em operação quatro cavernas de um grande projeto que está sendo desenvolvido pelas empresas holandesas GASUNIE, de transporte, e a NUON de energia, que ao todo somam 24 cavernas. Esse projeto tem como objetivo reduzir os custos associados com os picos de demanda, reduzir os custos de reequilíbrio entre os programas de demanda real e prevista, gerar estoque para aproveitar oportunidades comerciais e aumentar segurança para vender serviços flexíveis para terceiros partes (COSTA, 2013).

Outros países, como China e Reino Unido, também estão construindo cavernas para estocar hidrocarbonetos com a finalidade de aumentar a segurança energética do país.

² Um domo, em geologia, é uma estrutura de deformação consistindo de anticlinais com inclinações simétricas. O seu contorno geral numa carta geológica é circular ou oval. Um domo de sal é um tipo de domo estrutural formado quando uma cama espessa de minerais evaporíticos (principalmente sal, ou halita) encontra-se verticalmente em profundidade em torno de estratos de rocha, formando um diapiro. É importante na geologia do petróleo porque as estruturas de sal são impermeáveis e podem conduzir à formação de uma armadilha (trapa) estratigráfica.

No quesito tecnológico, não aconteceram grandes evoluções até os dias de hoje, seja no mercado de armazenamento subterrâneo como um todo, seja nas técnicas de estocagem em cavernas de sal.

As instalações de ESGN requerem investimentos de longo prazo e como consequência é necessário um marco regulatório seguro para o investimento. GORAIEB (2005) divide os investimentos em ESGN em quatro categorias principais:

1 – Investimentos em Exploração: correspondem a 15% do custo total do investimento. Envolve o estudo geológico, linhas sísmicas, poços de exploração, estudo de viabilidade e investigação em detalhe;

2 – Investimentos em Subsuperfície: correspondem a 25% do custo total do investimento. Envolve o processo de perfuração, construção e completação dos poços e a supervisão de engenharia;

3 - Investimentos em Superfície: correspondem a 30% do custo total do investimento. Envolve as unidades de compressão, desidratação, medidores, filtros, trocadores de calor, geradores, válvulas e tubulações, sistema de controle e monitoramento, além das instalações administrativas; e

4 – Investimentos em Gás de Base: para o preenchimento do reservatório.

Em LEROY (2011) são apresentados os fluxos de caixa típicos para três tecnologias diferentes de ESGN: cavernas de sal, aquíferos subterrâneos e campos de P&G exauridos. Os aquíferos e as cavernas de sal são investimentos que apresentam prazo de maturação mais longos, comparados aos campos exauridos. Enquanto estes se concretizam em um prazo entre cinco a sete anos, os demais podem chegar a dez ou doze anos.

No caso de aquíferos, esse longo prazo acontece em razão do longo período necessário para o enchimento do reservatório, que é de aproximadamente cinco anos para deslocar a água existente no espaço a ser ocupado pelo gás, sem danificar a estrutura geológica. Os campos exauridos têm prazo mais curto de implantação em razão do conhecimento prévio do campo em que se irá instalar a ESGN. Reduzem-se também o prazo e o custo

em função de o reservatório encontrar-se previamente ocupado por hidrocarbonetos e os custos com gás de base serem menores.

O Brasil ainda não desenvolveu instalações de armazenamento geológico de gás para integrar a rede de distribuição, apesar da geologia favorável em regiões *onshore* e *offshore* no território nacional. Atualmente, os estoques brasileiros de GN são feitos em navios metaneiros estacionados em 3 terminais de regaseificação localizados em regiões distintas do país e uma pequena quantidade estocada via *line packing* em gasodutos, fazendo-os trabalhar em altas pressões (COSTA, 2013).

A figura 2 apresenta uma imagem do terminal de regaseificação da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro.

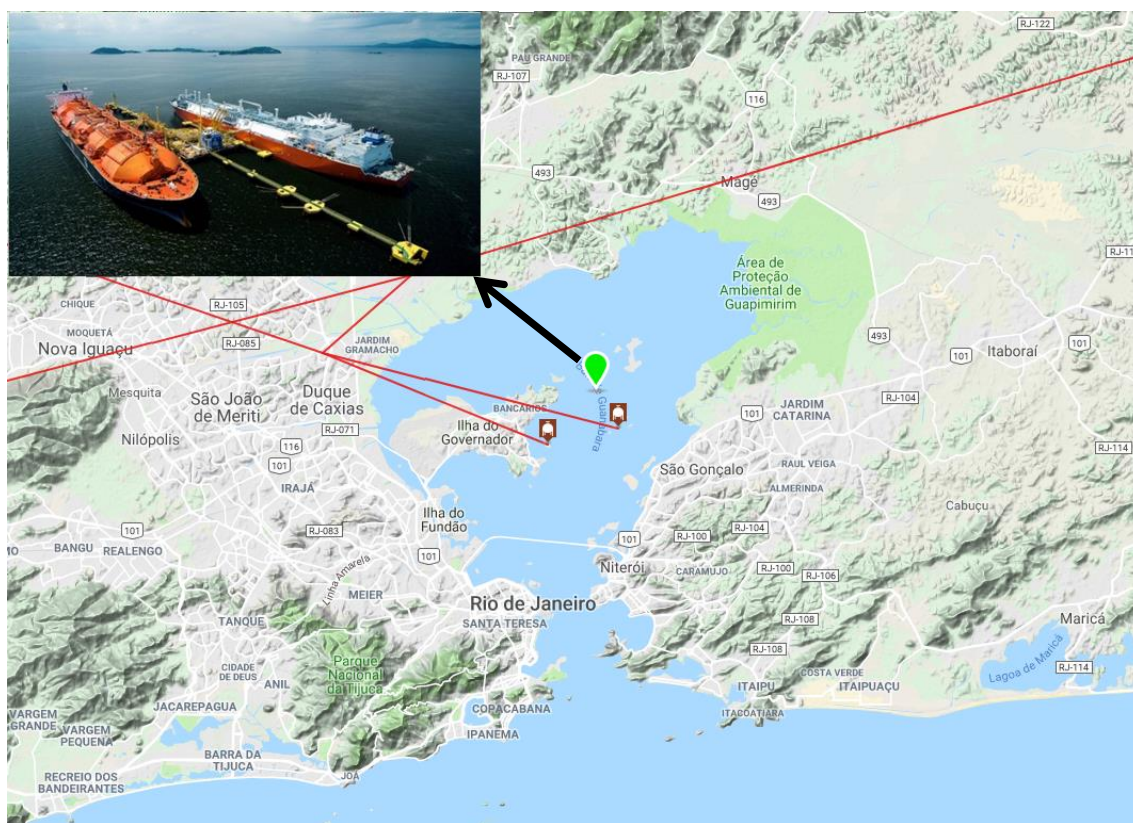


Figura 2. Terminal de regaseificação da Baía de Guanabara

Fonte: Elaboração própria. Adaptação da imagem do google maps.

A produção brasileira de gás era baixa até a década de 1990. Além de não serem representativas, as reservas estimadas de gás eram pouco exploradas e se concentravam

em alto-mar, geralmente com acúmulo de gás associado ao petróleo. O papel da atividade de exploração e produção de gás natural era muito mais o de complementar e auxiliar à produção de petróleo do que o de suprir o mercado de gás. Em 2008, a Petrobras implantou um plano emergencial de produção de gás denominado de PLANGAS. Foram feitas novas descobertas de gás não associado, bem como foi ampliada a rede de gasodutos, interligando o norte ao sul do país com vários ramais atingindo o interior (MARTINS, 2012), intensificando assim o mercado de GN brasileiro. O desenvolvimento da indústria de gás natural brasileira será apresentado em detalhes no item 4.2 - *O mercado brasileiro de gás natural e sua importância na Matriz Energética*.

Mais recentemente, os campos do pré-sal já representam grande parte da produção brasileira de petróleo e seus reservatórios apresentam grande volume de gás associado, gerando uma perspectiva de um aumento significativo na oferta GN. Uma característica relevante sobre essas reservas é o grande teor de CO₂ associado ao GN, o que, em alguns casos, pode inviabilizar a separação dos gases nas plataformas e o subsequente beneficiamento. Nesse caso, uma estocagem subterrânea para grandes volumes pode ser interessante para um futuro aproveitamento do GN. Caso seja desenvolvida uma tecnologia capaz de separar os grandes volumes de GN associado ao CO₂ dos campos do pré-sal, as cavernas de sal também podem ser utilizadas para sequestro de CO₂.

Em 1998, o Brasil adotou uma política de queima zero de gás natural nas atividades de produção de petróleo devido às exigências ambientais de redução de emissões de carbono, impossibilitando a queima de gás nas plataformas caso haja necessidade. Dessa forma, existem algumas poucas alternativas possíveis de serem adotadas para o escoamento do GN produzido nos campos de pré-sal: armazenamento geológico; introdução direta na malha de abastecimento de gás do país, como já é feito em certa quantidade; liquefação para armazenagem em compartimentos e embarcações apropriadas; e reinjeção do gás nos reservatórios de petróleo para aumentar a produção, o que atualmente é feito com maior parte do gás produzido. Devido ao problema do teor de CO₂ associado ao GN, a opção de se realizar armazenamento geológico do gás produzido pode ser uma opção economicamente mais interessante do que reinjeção no reservatório. Isso se deve à essa medida paliativa poder ser conveniente no curto prazo, entretanto, com o passar do tempo, o teor de CO₂ será cada vez maior, podendo inclusive inviabilizar a continuidade da produção de um determinado campo.

Estocagem subterrânea é uma ferramenta que também poderia ser um componente estratégico da malha de distribuição de gás do país para garantir a manutenção do fornecimento de gás e produção de petróleo. Atualmente, o gás é produzido e diretamente enviado pela rede de gasodutos para as unidades de tratamento de gás para ser especificado e posteriormente distribuído. Numa eventualidade na qual seja impossibilitada a reinjeção do gás no reservatório de petróleo e o seu escoamento direto para a rede de distribuição, seja em função da pressão nos gasodutos ou por uma incapacidade operacional, a produção não precisaria ser interrompida e o gás seria armazenado nas cavernas (COSTA, 2013).

Na exploração do pré-sal, a destinação do gás associado produzido junto com a prospecção do petróleo é um tema de grande importância, uma vez que a impossibilidade de destinação do gás produzido pode significar milhões de dólares de perdas financeiras devido à parada de produção de petróleo. Por outro lado, em alguns campos com grande quantidade de GN associado e com grande teor de CO₂, a reinjeção de todo gás produzido no campo pode prejudicar o aproveitamento da produção do campo e ainda se perde uma grande quantidade de um valioso produto que é o gás natural.

Atualmente, o mercado brasileiro de gás natural depende da importação através de 2 principais mecanismos: gasodutos e navios de GNL. A oferta oriunda do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) é inteiramente consumida, sendo a importação via GNL *spot* responsável por atender à demanda adicional e servir como estoque contingencial. Esse estoque tem como objetivo principal atender a demanda das térmicas, cujo despacho de gás deve ocorrer em um prazo de 24 horas, conforme determina a Operador Nacional do Sistema (ONS).

Entretanto, a utilização desses estoques coloca o Brasil dependente do mercado *spot* de GNL, que geralmente apresenta preços do *commodity* significativamente maiores do que se fossem realizados contratos de longo prazo e compras planejadas. Outro fator importante é o custo elevado das diárias pagas para manutenção dos navios metaneiros estacionados na costa brasileira, que oferecem risco operacional superior a uma estocagem subterrânea.

Como o Brasil não dispõe de uma instalação de Estocagem Subterrânea de Gás Natural, o desenvolvimento da infraestrutura da cadeia de gás natural exigirá a construção de

uma estrutura deste tipo, caso o governo queira aumentar a segurança de abastecimento. Dessa forma, um estudo que determine as possíveis áreas para alocar estas instalações é fundamental para servir de fonte de informações técnica e bibliográfica para ajudar futuros projetos.

Grande parte das referências bibliográficas se baseiam em trabalhos de COSTA, por se tratar do maior especialista sobre o tema de geomecânica de rochas salinas no Brasil. O professor Alvaro Maia da Costa foi o precursor dos estudos sobre rochas salinas no Brasil, com primeiras publicações que datam a década de 1970.

Essa tese conjugou uma grande variedade de trabalhos e figuras com o objetivo de facilitar o entendimento de algumas seções, já que se trata de um assunto ainda pouco estudo a nível nacional, bem como também se buscou consolidar a maior quantidade possível de informações sobre o tema. Para cumprir com esse objetivo, também foi realizada uma extensa revisão de literatura de autores internacionais, mas, sobretudo, dos principais autores nacionais.

O trabalho foi estruturado de forma que os primeiros capítulos buscam contextualizar o leitor sobre a conjuntura na qual o tema central do trabalho está inserido, destacando, assim, a sua importância para a indústria de gás natural brasileira. A partir do capítulo 7 e, particularmente, no 8, é desenvolvido o estudo do objetivo primário da tese, cobrindo os temas mais técnicos.

Por se tratar de um projeto inédito a nível internacional, que é utilizar domos salinos *offshore* para construção de cavernas com o objetivo de se armazenar gás natural, toda essa extensa contextualização sobre o tema mostrou-se necessária pois, assim, quando o leitor alcançar os capítulos mais técnicos (7 e 8), já terá compreensão do grande desafio tecnológico proposto pelo estudo.

Através desse estudo o leitor obterá uma visão global sobre o tema, assim como poderá utilizar essa peça como principal fonte referencial em trabalhos futuros.

Esse estudo parte do princípio que ESGN é uma tecnologia importante para a rede de distribuição de gás natural brasileira via gasodutos, uma vez que, conforme é demonstrado nessa tese, trará diversos benefícios para a gestão dos mesmos, quais sejam: realizar políticas de longo prazo para importação de GNL, que atualmente é adquirido no mercado *spot* a um custo muito elevado; reduzir significativamente o

custo de armazenamento de GN, que é atualmente realizado em navios metaneiros a um valor muito elevado de diária de afretamento; contribuir para uma melhor gestão da rede de gasodutos, reduzindo a necessidade de novos investimentos e da pressão interna dos gasodutos durante a operação, possibilitando o descongestionamento dos mesmos; possibilitar o escoamento da produção do pré-sal na impossibilidade da utilização das rotas de gasodutos, como também o seu descongestionamento; aumentar a segurança de abastecimento das térmicas ao evitar sua exposição ao mercado spot de GNL; resolver o problema do descasamento entre o comando da ONS para o despacho das térmicas e o prazo médio necessário para a chegada de uma carga de GNL no Brasil; e, por fim, aumentaria a segurança de abastecimento de gás natural no Brasil, contribuindo para consolidação de políticas de incentivo e estruturação do mercado de GN, o que possibilitaria um melhor planejamento dos consumidores industriais e do segmento de geração de energia elétrica.

O aumento da segurança de abastecimento daria base para constituição da infraestrutura *backup* do setor elétrico brasileiro, tão necessário para mitigar o risco hidrológico da matriz nacional e para sustentar a entrada das fontes de geração alternativas e intermitentes de energia elétrica. Devido à atual importância desse tema para a indústria de gás nacional, em setembro de 2015, a ANP realizou um seminário com a finalidade de difundir a atividade, contextualizar sua aplicação no Brasil e obter informações sobre experiências de agentes do setor e suas expectativas de exercício da atividade no Brasil. O seminário contou com a participação de entes governamentais, representantes da academia e empresas com experiência no exercício da atividade (ANP, 2015).

Objetivos geral e específico: O objetivo primário desse estudo é dimensionar o potencial brasileiro de armazenamento de gás natural em cavernas de sal *offshore* em águas rasas no Brasil. Por se tratar da primeira tese de doutorado sobre o tema de estocagem subterrânea de gás natural no Brasil e um assunto de crescente importância nacional, como objetivo secundário, foi realizada uma abordagem ampla do tema com o intuito de formar bases teóricas e fomentar trabalhos futuros. Dessa forma, foram analisados os seguintes aspectos: mercadológico, tanto sobre o gás natural quanto o mercado de ESGN; estratégico, sobre os benefícios trazidos por essa tecnologia tanto para a segurança de abastecimento do país, quanto para a infraestrutura de distribuição de GN; Legais, tanto para o gás natural quanto para a atividade de ESGN no Brasil; tecnológico; e, por fim, base teórica nacional e internacional.

Esta tese será apresentada em 10 capítulos:

- No capítulo 1, é feita uma introdução geral sobre o tema da tese, contextualizando o leitor sobre os principais tópicos analisados no estudo: a conjuntura da indústria de gás natural brasileira e suas características como serviço público, cadeia de suprimento e efeito multiplicador; conjuntura geral do mercado de GN brasileiro e mundial, destacando a relevância do potencial de oferta do pré-sal brasileiro; conjuntura geral do mercado de ESGN no Brasil e no mundo; considerações sobre as principais tecnologias de ESGN; avaliação comparativa das tecnologias de ESGN e as características superiores das cavernas de sal; componente estratégico da introdução das ESGN na logística de distribuição de GN; características da rocha salina que a tornam um excelente geomaterial para estocagem subterrânea de gás natural dentre outras substâncias; histórico da utilização das ESGN no mundo; composição dos investimentos em ESGN; características da tecnologia de estocagem contingencial de gás natural em navios mataneiros utilizada no Brasil atualmente; componente estratégico de introdução de uma instalação de EGN no Brasil;
- No capítulo 2 é desenvolvido o referencial teórico do trabalho em que é realizada uma revisão da principal bibliografia nacional sobre tema. Também são apresentados conceitos e informações sobre gás natural e estocagem subterrânea de GN, os quais serão fundamentais para compreensão do estudo desenvolvido na tese. Dentre as informações percorridas, são tratados os usos e as aplicações do gás natural, conceitos básicos sobre Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN), conceitos básicos utilizados no setor de estocagem geológica de gás natural, tipos de tecnologia de estocagem geológica;
- O capítulo 3 analisa o histórico e o panorama da utilização de estoques geológicos subterrâneos para estocagem de gás natural e hidrocarbonetos no mundo. Inicialmente, é apresentado um breve histórico e uma contextualização geral do panorama global das diferentes tecnologias de estocagem geológica, apresentando dados sobre os primórdios de sua utilização, objetivos, etc. Em seguida, é apresentada uma seção individual para tratar especificamente da orientação geral das estocagens geológicas de hidrocarbonetos como mecanismos de segurança de abastecimento dessas substâncias, sendo este o seu principal objetivo em todo o mundo. Na seção seguinte, é apresentado um

panorama atual da utilização dos diferentes tipos de tecnologia, apresentando estatísticas de quantidade de instalações em operação e projetos futuros por região no mundo. Por fim, é realizada uma análise contextual dos principais países que utilizam esses estoques no mundo, com o objetivo de destacar as dinâmicas de mercado e suas principais aplicações para integrar as redes de distribuição de GN de diferentes nações;

- No capítulo 4, é apresentado um panorama da indústria de gás natural no Brasil e no mundo com o objetivo de contextualizar o leitor quanto à dinâmica e à evolução do mercado desse hidrocarboneto no mundo e sua crescente importância global, bem como no Brasil. Para tal, inicialmente são apresentados dados e informações sobre o mercado global de gás natural, quais sejam: as reservas mundiais provadas; consumo mundial; comércio global; principais rotas comerciais. Em seguida, é abordado o mercado brasileiro de gás natural e sua importância na matriz energética. São apresentados dados da matriz energética brasileira, matriz de geração de energia elétrica passada e futura para demonstrar o aumento da importância desse energético. Também são abordados dados sobre a oferta interna de gás natural por fonte, avanço da disponibilidade de GN no Brasil, distribuição geográfica das reservas brasileiras, aumento de produção dos campos do pré-sal. Ao final, é realizada uma análise quanto ao desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural, de forma a ressaltar a importância da implantação de uma infraestrutura de ESGN;
- No capítulo 5, é abordado um tema de suma importância para a determinação da viabilidade logística de se utilizar o domo salino abordado na tese para dimensionar o potencial brasileiro de estocagem subterrânea de gás natural offshore no Brasil, que é a infraestrutura logística de distribuição de GN nacional. Inicialmente, são passadas informações básicas para uma melhor compreensão das seções seguintes, como, por exemplo, a classificação dos gasodutos de acordo com a sua funcionalidade na rede. São tratadas as rotas de importação via GASBOL e GNL, o projeto de integração nacional GASENE, os *citygates*, as empresas operadoras de gasodutos no Brasil. Por fim, é realizada uma análise quanto ao desenvolvimento da infraestrutura nacional ao longo do tempo, com o objetivo de ressaltar o grande benefício que uma instalação de estocagem subterrânea de GN poderia trazer para a rede. Nessa última seção

também é apresentado um panorama de cobertura relativa do território em comparação com outros países do mundo;

- O capítulo 6 cumpre com o objetivo de consolidar a justificativa da relevância dessa tese, que está relacionado à importância de se ter uma infraestrutura eficiente de estocagem de gás natural no Brasil. Os temas abordados são: a competência das ESGN de contribuir para o uma melhor gestão da rede de distribuição e garantir o suprimento em caso de interrupção no fornecimento de gás; o tocante do avanço da participação das tecnologias de geração alternativa no setor elétrico, onde o armazenamento de GN começa a desempenhar uma função complementar para resguardar a intermitência na geração dessas tecnologias; segurança de abastecimento para o crescente mercado de gás natural brasileiro, com crescente consumo demonstrado nas últimas décadas (tanto o energético, como o não energético); mecanismo mitigador da vulnerabilidade hidrológica da matriz de geração elétrica brasileira; mecanismo para eliminar o problema do descasamento entre o despacho das termelétricas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e a chegada de remessas de GNL compradas no mercado *spot*; a vantagem em custo do armazenamento em cavernas de sal para grandes volumes de GN estocado; mecanismo de otimização da gestão da rede de distribuição de GN, as quais possibilitaram a redução de diâmetro dos gasodutos e a necessidade de novos projetos; a questão da sazonalidade da demanda por GN que também corrobora com a introdução das ESGNs na rede de distribuição brasileira; por fim aborda o potencial de reservas de GN do pré-sal e a disponibilidade limitada das rotas de escoamento de produção, sendo as ESGN uma possibilidade de escoamento do GN produzido que não a sua introdução direta na malha de distribuição;
- No capítulo 7, é realizada uma análise tecnológica com o objetivo de demonstrar a viabilidade técnica de se desenvolver um projeto de armazenamento *offshore* de gás natural no Brasil. Dessa forma, são abordados diversos aspectos relacionados às tecnologias de construção e operação de cavernas de sal *offshore* para armazenamento de gás natural, tais como: características físico-químicas das rochas salinas que as tornam excelentes geomateriais para constituição de ESGN, bem como usos e aplicações da salmoura produzida durante o processo de construção; descrição do processo de construção das cavernas em ambiente *offshore*; processo de monitoramento durante o processo de construção para

controlar a geometria e a integridade das cavernas; e, por fim, é descrito o processo de operação das cavernas;

- No capítulo 8, desenvolve-se o estudo de dimensionamento do potencial de armazenamento de gás natural em cavernas de sal *offshore* no domo salino selecionado, bem como será analisada as condições logística e geológica da instalação de estocagem na localidade considerada. Para cumprir com tal objetivo, é desenvolvido o projeto estrutural das cavernas e a configuração de um *cluster* de cavernas possível de ser construído na área selecionada, dessa forma é possível estimar o potencial de GN que pode ser armazenado em cada caverna e, conseqüentemente, o potencial total do *cluster*. O capítulo aborda os seguintes itens: seleção do sítio geológico para construção das cavernas; análise da condição geológica do local selecionado para construção das cavernas; análise da condição logística; informações básicas para o desenvolvimento do projeto do *cluster* de cavernas; definição das propriedades mecânicas e dados básicos necessários para o estudo de estabilidade estrutural das cavernas; definição das pressões máximas e mínimas de operação das cavernas; fator de compressão do gás e volume de gás nas pressões máximas e mínimas; ciclo de operação das cavernas; estudo de estabilidade estrutural geomecânica das cavernas; modelo discreto de simulação em elementos finitos; resultados das simulações; projeto do poço; revisão do tempo de dissolução das cavernas; projeto do *cluster* de cavernas;
- O capítulo 9 apresenta os resultados obtidos no capítulo anterior, bem como conclusões possíveis de serem auferidas através do estudo. Também são sugeridos temas para estudos futuros; e
- Por fim, no capítulo 10 são apresentadas as referências bibliográficas.

No final da tese, são apresentados 6 apêndices que abordam temas complementares ao presente estudo e que podem fornecer ao interlocutor importantes informações para trabalhos futuros, ou apenas servir como informação complementar e de interesse.

- Apêndice I: apresenta uma lista complementar de conceitos com suas respectivas definições sobre estocagem subterrânea de gás;

- Apêndice II: apresenta um histórico sobre o conhecimento acumulado acerca do comportamento de fluência das rochas evaporíticas no Brasil, que formou as bases teóricas para a realização do estudo de dimensionamento do potencial de armazenamento de GN apresentado na presente tese;
- Apêndice III: apresenta um sumário descritivo da formulação básica dos programas de computador utilizados para realizar o estudo de dimensionamento do potencial de armazenamento de gás natural no domo salino selecionado. O objetivo dessa seção é fundamentar tecnicamente os resultados obtidos;
- Apêndice IV: discorre sobre a legislação vigente no Brasil para a indústria de gás natural e ESGN, bem como apresenta informações sobre indústria de gás natural que são importantes para criação de uma regulação para o segmento de ESGN no futuro;
- Apêndice V: apresenta opções de monetização do gás natural estocado *offshore* que não o seu escoamento pelos gasodutos; e
- Apêndice VI: apresenta a disponibilidade de bibliografias sobre as melhores práticas e segurança operacional de instalações de estocagem subterrânea de GN em cavernas de sal, mais especificamente os manuais API 1140 e API 1141.

2. Referencial Teórico

Em COSTA (2013), foi analisada a utilização estratégica de cavernas abertas em rocha salina *onshore* para substituição dos atuais estoques flutuantes de GNL. A presente tese tem por objetivo analisar o potencial brasileiro de armazenamento de gás natural em cavernas de sal *offshore*, considerando a localização estratégica da planta de estocagem em relação à logística de escoamento de gás natural, através da malha hoje existente e verificando a viabilidade técnica desse projeto.

No Brasil existem poucos estudos que analisam as cavernas de sal sob uma ótica do mercado de gás brasileiro. Existem apenas alguns artigos técnicos abordando o tema sob o ponto de vista geotécnico e uma dissertação de mestrado sob o ponto de vista estratégico, conforme pode ser observado a seguir:

GORAIEB *et al.* (2005) desenvolveu um estudo geológico e técnico-econômico voltado para a análise de pré-viabilidade da ESGN, considerando uma maior inserção das termelétricas no sistema elétrico interligado brasileiro. Os estudos geológicos se concentraram em terrenos sedimentares da Bacia do Paraná, na área de influência do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), nos Estados do Paraná e Mato Grosso do Sul.

ALMEIDA (2008) realizou uma análise que objetivou discutir e identificar as principais ferramentas de “flexibilidade” pelo lado da oferta e pelo lado da demanda, no mercado de gás natural abordando a necessidade de estocagem estratégica.

POIATE JR. (2014) utiliza mecânica computacional na modelagem numérica do comportamento estrutural de poços de petróleo em zonas de sal utilizando dados provenientes de ensaios de laboratório e informações de domos salinos em regiões de exploração de petróleo no Brasil. MARTINS (2012) aborda o tema da estocagem de GN como sendo um componente estratégico do sistema elétrico brasileiro em virtude do descasamento de tempo entre o despacho termelétrico pela ONS e a necessidade da disponibilidade de GN. COSTA (2013), em sua dissertação de mestrado, analisou um domo salino *onshore* para construção de cavernas de sal para estocagem de GN com o objetivo de substituir os atuais estoques brasileiros em navios metaneiros. COSTA *et al.* (2015) utilizam informações geológicas hipotéticas para projetar uma caverna de sal para estocagem de gás natural.

FIGUEIRA *et al.* (2013) analisaram, por meio de regressões lineares, as correlações existentes entre a capacidade de estocagem de gás e as tecnologias utilizadas em diferentes países, levando em consideração algumas características dos seus setores de gás, tais como volumes de reservas, produção e consumo, dentre outros. COSTA *et al.* (2011, 2012) utilizam dados geológicos dos campos de petróleo do pré-sal em águas profundas e ultra profundas para realizar uma modelagem numérica e projetar uma caverna de sal que poderia ser utilizada para estocagem de GN e CO₂.

LIMA (2014) estudou o potencial dos campos exauridos da Bacia do Recôncavo Baiano, localizados no estado da Bahia na região Nordeste do Brasil, para serem transformados em Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN). O estudo ateve-se à abordagem dos aspectos geológicos e técnicos desses reservatórios, onde se criaram as bases teóricas e preliminares para a avaliação do potencial dos campos estudados.

COSTA *et al.* (2014) realizaram um estudo de escavação de uma caverna de sal com informações geológicas de um domo salino com o objetivo de produzir salmoura e armazenar de Gás Natural. COSTA (2014) realizou uma modelagem quantitativa para projetar uma caverna aberta por dissolução num domo salino *offshore* da Bacia de Campos com destino final para armazenamento de gás natural.

ASSIS (2015) realiza uma simulação em *software* de elementos finitos Abaqus para convergência de uma caverna de sal de um diâmetro de 60 m e altura de 150 m construída a 3.500 m de profundidade em mar aberto.

SANTOS (2015) buscou avaliar alternativas em relação à efetividade de custo para o aproveitamento do gás natural em terra no Brasil. Particularmente, o trabalho analisa o Campo de Barra Bonita, na Bacia do Paraná. Três alternativas foram avaliadas: usinas termelétricas a gás natural com ciclo combinado (GNCC), gasodutos de transporte conectando os plays de gás estudados aos mercados industriais e fábricas de amônia. Em sua análise, avaliou o impacto da introdução de Estocagem Subterrânea de Gás Natural em dois possíveis sítios *onshore*, conectados à malha de gás proposto em associação a novos dutos, Araucária e Canoas. O estudo concluiu que essa opção pode ser considerada promissora, embora no Brasil as condições institucionais e as tecnologias disponíveis necessitem ser mais bem desenvolvidas para que investimentos sejam realizados em ESGN.

Esta tese tem como objetivo primário avaliar o potencial brasileiro de estocagem subterrânea de gás natural em cavernas de sal abertas por dissolução em domos salinos *offshore* em águas rasas no Brasil. Como objetivo secundário, serão analisados diferentes aspectos relacionados à introdução dessa tecnologia no Brasil, desde informações mercadológicas do GN, no Brasil e no mundo, a questões regulatórias e tecnológicas.

2.1 Conceitos e informações sobre Gás Natural e Estocagem Subterrânea de GN

Este capítulo apresenta informações básicas sobre os dois principais conceitos abordados neste trabalho e que serão fundamentais para compreensão dos capítulos que se seguirão, Gás Natural e Estocagem Subterrânea de Gás Natural.

2.1.1 Informações sobre Gás Natural

O gás natural é um hidrocarboneto que resulta da cadeia de processos de decomposição de matéria orgânica, que ocorre ao longo de milhões de anos, sob específicas condições termoquímicas e de pressão. Ele é encontrado no subsolo em formações rochosas que possuem certas características, tais como porosidade, permeabilidade, fraturas, entre outras, sendo cobertas por formações impermeáveis que impedem que o gás natural escape e alcance a superfície. Nas primeiras etapas de decomposição é produzido o petróleo e nas últimas o gás natural, sendo comum a sua descoberta, tanto associado ao petróleo, quanto em campos isolados (LIMA, 2014).

O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela (THOMAS, 2001). A etapa seguinte à geração do petróleo é a migração através de falhas geológicas, que compreende o percurso do hidrocarboneto da rocha geradora para a rocha reservatório porosa (rocha com espaços vazios) e permeável (rocha com espaços vazios interconectados) até ser interceptado e contido por um elemento arquitetônico que caracterize uma trapa ou armadilha geológica. Essa barreira é formada por uma rocha selante, cuja característica principal é sua baixa permeabilidade (NEIVA, 1997, THOMAS, 2001). A Figura 3 apresenta um reservatório típico de petróleo e gás natural.

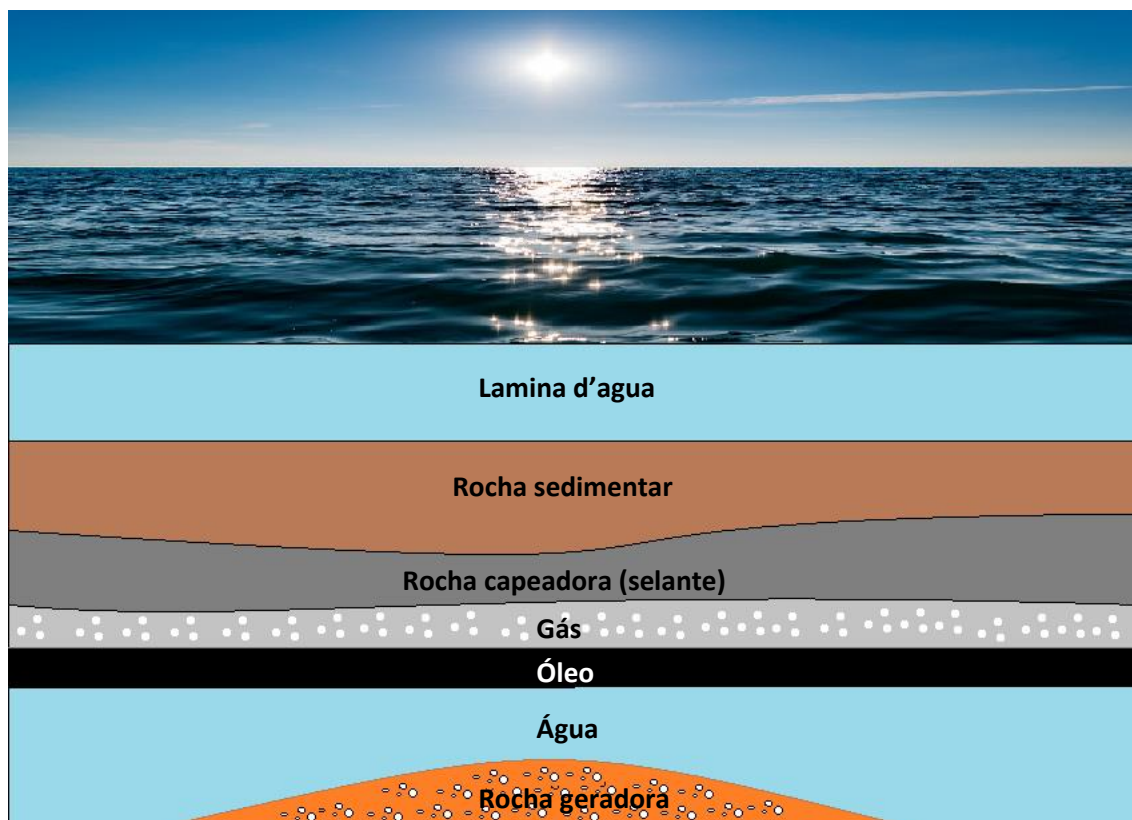


Figura 3. Esquema de um reservatório de gás natural típico

Fonte: Elaboração própria.

A teoria de TISSOT; WELTE (1978) afirma que, quanto maior a profundidade, maior a probabilidade de se encontrar gás acumulado. A Bacia de Campos, por exemplo, possui reservatórios que não estão em grandes profundidades da superfície e por esta razão não é vocacionada para o gás natural.

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos leves com predominância acentuada de metano, razão de ser considerado, na prática, como metano (CH_4) puro. Em sua composição, existem quantidades significativas de etano (C_2H_6) e quantidades menos expressivas de hidrocarbonetos mais pesados, como propano (C_3H_8) e butano (C_4H_{10}), além de hidrocarbonetos com mais de cinco átomos de carbono. Também são encontrados alguns contaminantes em sua composição, sendo os mais importantes o gás carbônico (CO_2) e o nitrogênio (N_2). Esses contaminantes devem ser removidos, pois diminuem o poder calorífico do gás e aumentam a resistência do combustível à detonação, em caso de uso veicular. Outro contaminante que também é comumente

encontrado, o sulfeto de hidrogênio (H_2S), também deve ser removido para evitar problemas de corrosão em tubulações (ABREU; MARTINEZ, 2003).

Sendo assim, o termo “gás natural” pode ser definido como misturas características de materiais gasosos, incluindo hidrocarbonetos ou não, que são encontradas em reservatórios, geralmente associadas, ou não, ao petróleo.

Após a extração, o gás natural deve ser condicionado ou tratado de modo a remover ou reduzir os teores de contaminantes para atender às especificações de mercado, de segurança, de transporte ou para posterior processamento. O condicionamento compreende processos de desidratação e dessulfurização (NEIVA, 1997, THOMAS, 2001).

Após o condicionamento, o gás natural é enviado a uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), onde é promovida a separação das frações leves (metano e etano) das frações pesadas. Antes de ser processado, o gás natural é denominado “gás úmido”, por conter o LGN (líquido de gás natural), enquanto o gás residual, obtido após o processamento é o “gás seco”.

Assim como ocorre com o petróleo, não existe uma composição única para o gás natural e, para garantir sua qualidade, normas e especificações são comumente estabelecidas. No Brasil, a especificação do gás natural é estabelecida no Regulamento Técnico ANP nº3/2002, Anexo da Portaria ANP 104, de 8 de julho de 2002 (CONFORT, 2006).

O gás apresenta numerosas vantagens em relação a praticamente todos os demais combustíveis. Seu uso proporciona uma combustão mais limpa que os demais combustíveis fósseis, sobretudo em relação a menor potencial de emitir óxidos de nitrogênio (NO_x), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), compostos orgânicos voláteis (COV), dióxido de enxofre (SO_2) e material particulado (MP). Além disso, sua utilização pode impactar em redução do custo de manutenção e adaptação das instalações existentes para seu emprego.

A seguir estão discriminados alguns conceitos que serão importantes para compreensão dos capítulos seguintes (COSTA, 2013):

Gás Associado: é o gás natural dissolvido no óleo dentro do reservatório, ou sob a forma de capa de gás. Neste caso, a produção de gás está diretamente relacionada a produção de óleo.

Gás não-associado: é o gás natural que se encontra livre, ou seja, não dissolvido ao óleo, ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo no reservatório. Nesse caso só se justifica comercialmente produzir o gás.

Gás Liquefeito de Petróleo (GLP): assim como a gasolina, o diesel e os óleos lubrificantes, o GLP é um sub-produto do petróleo, sendo produzido através de processo de refino em uma refinaria de petróleo. Ele fica no estado liquefeito apenas quando é armazenado em bilhas/botijões, ou tanques de aço em pressões de 6 a 8 atm (atmosferas).

Gás Natural Liquefeito (GNL): é o gás natural que, após purificado, é condensando ao estado líquido por meio da redução da sua temperatura a -163°C . Em média, após a liquefação, 600 m^3 de gás natural ocupam 1 m^3 (NEIVA, 1997).

Líquido de Gás Natural (LNG): parte do gás natural que se encontra na fase líquida em determinada condição de pressão e temperatura na superfície, obtida nos processos de separação de campo, em UPGNs ou em operações de transferência em gasodutos (Portaria ANP nº 9, de 21/1/2000).

2.1.2 Usos e Aplicações do Gás Natural

O gás natural possui inúmeras aplicações, sendo os dois principais usos classificados como energético e não energético. A Figura 4 mostra como se estruturam esses usos e como eles se coordenam.

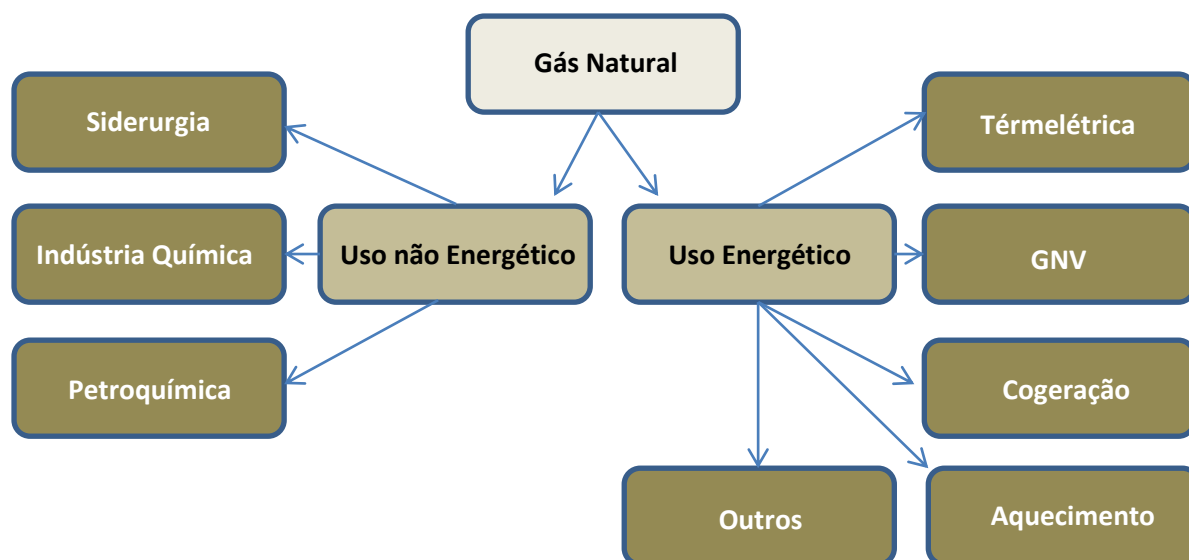


Figura 4. Usos do Gás Natural.

Fonte:Elaboração própria.

O último relatório “Balanço Energético Nacional 2016” (EPE-BEN 2017), publicado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), divide a utilização de gás natural em 6 grandes categorias:

- (i) Não energético: basicamente petroquímico e siderúrgico;
- (ii) Energético: engloba basicamente as UPGNs e o consumo em unidades de produção de petróleo;
- (iii) Industrial (demais indústrias);
- (iv) Outros: consumos residenciais, comerciais, em transporte e públicos;
- (v) Geração de Energia Elétrica;
- (vi) Produção de derivados de petróleo.

Para fins de exemplificação serão demonstrados, a seguir, diversos usos do gás natural segregados em 3 categorias: recuperação de óleo, não energético e energético.

2.1.2.1 Recuperação de óleo

Durante a produção de petróleo, é necessário adotar estratégias para manter ou aumentar a produção, seja introduzindo fluidos para aumentar a pressão interna, como é o caso da água, ou substâncias que também contribuam para dissolver o óleo aprisionado no reservatório.

A utilização dessas técnicas, conhecidas como de recuperação secundária, de forma planejada, não apenas melhora a recuperação do óleo em volume, mas também em quantidade. O gás natural é uma substância comumente utilizada para esse fim devido a sua disponibilidade imediata durante a produção, gás associado, e sua propriedade de dissolução do óleo aprisionado no reservatório (CONFORT, 2006).

2.1.2.2 Aplicações não energéticas do gás natural

As aplicações não energéticas do Gás natural podem ser divididas em 3 grupos principais (CONFORT, 2006):

Indústria química: O gás natural possui grande importância na indústria química. É usado para obtenção de metanol ou álcool metílico, fabricação de formol ou formaldeído para obtenção de resinas, filmes e polímeros, além de uma larga variedade de solventes.

Indústria de fertilizantes: É possível obter a partir do metano o gás de síntese, a amônia e a ureia para a indústria de fertilizantes.

Indústria petroquímica: A partir das frações mais pesadas do gás natural, é possível obter eteno e propeno para a indústria petroquímica. Para o refino de petróleo, pode-se utilizar o gás natural como matéria-prima para a produção de hidrogênio.

2.1.2.3 Aplicações energéticas do gás natural

A combustão limpa do GN é ideal para processos que exigem a queima em contato direto com o produto final como a indústria cerâmica e a fabricação de vidro, por

exemplo. NEIVA (1997) e SANTOS (2002), apresentam 5 principais setores que utilizam esse energético como combustível, conforme apresentado a seguir.

Setor Industrial: Nesse setor, o uso do gás natural como combustível apresenta grandes vantagens, podendo ser citadas: (i) maior eficiência; (ii) menores custos de investimento no sistema de combustão; (iii) menores custos de operação e manutenção dos sistemas; (iv) ausência de custos de armazenamento; e (v) benefícios ambientais e qualidade da combustão, dentre outros (SANTOS, 2002).

Setor Veicular: O Gás Natural Veicular (GNV), ou Gás Natural Comprimido (GNC), é utilizado em motores de Ciclo Otto e substitui outros combustíveis como a gasolina e o álcool sem precisar fazer grandes modificações no motor. A grande vantagem do GNV, além do custo do combustível, é a quase ausência de emissão de material particulado, compostos de enxofre e CO₂ quando comparado com a gasolina e diesel.

Setores comercial e residencial: Nesses setores, o gás natural é aplicado, predominantemente, para aquecimento de ambientes e água, secagem e cozimento de alimentos. O mercado de gás natural residencial e comercial nos países de clima frio do hemisfério norte é muito importante, pois a demanda para aquecimento é o grande vetor de consumo. Nas residências dos países mais frios, é marcante a sazonalidade da demanda. É possível observar demandas diárias no inverno até duas vezes maior que a demanda média no verão, exigindo, dos sistemas de transporte e distribuição, preparo para garantir o abastecimento mesmo durante picos de consumo. Nos EUA e nos países da Europa, por exemplo, tem sido comum a utilização de armazenamentos subterrâneos para esse fim (COSTA, 2013).

Geração de energia elétrica: a matriz da energia elétrica é classificada como hidrotérmica, ou seja, predominantemente hidráulica com complementação de usinas térmica, apesar de atualmente também dispor de oferta proveniente de outras fontes renováveis, tais como a eólica e fotovoltaica. Dessa forma, o objetivo das usinas térmicas é apenas serem acionadas em momentos de acentuado aumento de demanda ou redução da oferta hidráulica, quando torna-se necessário preservar os volumes de água armazenados nos reservatórios. No entanto, conforme será demonstrado no capítulo 4, a participação das termelétricas movidas a gás natural na matriz vem aumentando e assumindo um papel importante na geração de base, principalmente na última década.

Além do custo do combustível e das vantagens operacionais, a questão ambiental também é um fator importante para o impulsionamento da utilização dos geradores a GN. Os geradores a gás natural operam com temperaturas mais baixas o que reduz a emissão dos gases SOx e NOx, que são muito nocivos ao meio ambiente e à saúde. Outra importante vantagem das termoelétricas a gás é que elas podem ser bem mais compactas e modulares e podem trabalhar em ciclo combinado, ciclo brayton + rankine, aumentando significativamente sua eficiência.

Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2017, do EPE, as usinas termelétricas são responsáveis por 27,5% da capacidade instalada para a geração de energia elétrica no Brasil, sendo que este número contabiliza todas as usinas termelétricas independente da fonte de energia (carvão mineral, gás natural, gás de processo, óleo combustível, óleo diesel, urânio e vapor). No caso da geração efetiva de energia elétrica, as termelétricas tiveram uma participação de 12,9% no ano de 2015 e 9,1% em 2016 (EPE-BEN, 2017; e EPE-BEN 2016).

2.2 Conceitos básicos sobre Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN)

COSTA (2013) definiu Estocagem Subterrânea de Gás Natural, ou estocagem Geológica de Gás Natural, como sendo todas as instalações subterrâneas necessárias para a injeção e retirada de gás natural em estruturas geológicas apropriadas. São elas contenções, naturais ou artificiais, desenvolvidas em estruturas geológicas utilizadas para a estocagem de gás natural.

Cada tipo de instalação de estocagem subterrânea possui características físicas, econômicas e operacionais específicas. As principais características físicas são a porosidade, a permeabilidade, a capacidade de retenção do fluido, entre outras.

Como características econômicas relevantes e de grande impacto na escolha do tipo de armazenamento, podem-se citar os custos de instalação da estrutura e os custos de manutenção, bem como as taxas de entrega e a capacidade de ciclos (operação de armazenar e retirar o gás). Essas propriedades são fundamentais para se analisar a oportunidade de se construir essas instalações.

No que tange à operacionalidade, são apreciados critérios de funcionamento que definem a eficiência de entrega do suprimento à demanda de mercado. A eficiência de uma estrutura de ESGN está atrelada à taxa de entrega do gás (taxa de retirada), sendo dimensionado como a razão de fluxo a relação volume/tempo.

Abaixo estão discriminados conceitos básicos sobre ESGN, que são fundamentais para o entendimento desta tese. Outros conceitos relacionados ao tema podem ser encontrados no **Apêndice I**.

2.2.1 Conceitos básicos utilizados no setor de estocagem geológica de gás natural

Termos e medidas diversas são empregados para definir as características e as propriedades de uma estrutura de armazenamento geológica. As principais são apresentadas nos subitens a seguir (CONFORT, 2006, COSTA, 2013).

Capacidade total (*total capacity*): é o volume máximo de gás que pode ser armazenado em uma instalação de estocagem subterrânea e é determinado pelas características físicas do reservatório. Nos EUA, para as instalações sob a jurisdição do *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), a agência norte-americana federal de regulação do setor energético, capacidade total é o mesmo que capacidade certificada (*certificatated capacity*).

Gás de base (*cushion gas* ou *base gas*): é o volume de gás necessário como parte permanente em um reservatório de armazenamento para manter pressão e taxas de entrega adequadas durante os períodos de retirada do energético. A quantidade ou volume de gás de base necessário dependerá de como o operador pretende gerenciar a instalação de estocagem (altas ou baixas taxas de entrega), bem como das próprias características físicas da estrutura de armazenamento.

Capacidade de gás útil (*working gas capacity*): é a capacidade total menos o volume de gás de base.

Gás útil ou gás de trabalho (*working gas* ou *top gas*): é o volume de gás no reservatório além de seu volume projetado para gás de base. É o volume temporariamente estocado no reservatório com o propósito expresso de ser retirado em uma data futura.

Taxa de entrega (*deliverability*): é a medida da quantidade de gás que pode ser entregue por uma instalação de estocagem em um dado período de tempo. Embora seja o termo mais usado em língua inglesa, podem ser encontrados os seguintes termos para expressar a taxa de entrega, além de *deliverability*: *deliverability rate*, *withdrawal rate* e *withdrawal capacity*. A taxa de entrega é expressa em termos de volume por dia (milhões de m³/dia ou milhões ft³/dia).

Número de ciclos (*cycling, cycles*): número de vezes em que o volume total de gás útil pode ser injetado e retirado por ano em uma instalação de armazenamento subterrâneo.

2.2.2 Tipos de Tecnologia de Estocagem Geológica

Esta subseção visa a elucidar sobre as principais tecnologias de estocagem subterrânea de gás natural utilizadas hoje no mercado que podem ser introduzidas no Brasil, bem como suas características, vantagens e desvantagens. Há diversos tipos de tecnologias de estocagem subterrânea de gás natural, os quais diferem entre si de acordo com a formação geológica utilizada.

Estocagem em reservatórios de petróleo ou gás exauridos

É a forma mais simples de estocagem geológica empregada em um campo de petróleo ou GN, cuja vida de produção econômica terminou ou está próxima do fim. O GN é aprisionado em estruturas rochosas porosas e permeáveis que já armazenaram hidrocarbonetos no passado, confinadas por rochas selantes de baixa permeabilidade e/ou água. A figura 3 ilustra esse tipo de reservatório.

Sob o ponto de vista de facilidade e custo de desenvolvimento, essa tecnologia possui algumas vantagens em relação às demais, uma vez que ela exclui a necessidade de investimentos que já foram realizados nas etapas de exploração e produção do campo, como por exemplo, investigações sísmicas e todo o investimento realizado na perfuração do poço. Por outro lado, o investimento em gás de base (*cushion gas*) é alto, uma vez que ocupa de 50 a 60% do volume total do reservatório (APPI *et al.*, 2005).

Nem todo reservatório depletado pode vir a ser utilizado para estocagem de gás. São necessárias análises sísmicas específicas para avaliar a permeabilidade do campo, bem como analisar o risco estrutural do reservatório para quando estiver armazenando GN sob altas pressões. O campo deve ter alta permeabilidade para promover taxas de retirada de gás adequadas. Quanto maior for a porosidade e a permeabilidade do meio, maiores serão as taxas de injeção e retirada.

O número de ciclos desse tipo de armazenamento é relativamente baixo e a taxa de entrega diária depende do grau de porosidade e permeabilidade da rocha, dos equipamentos de superfície, dos níveis de volume de gás de base e das características do escoamento fluido de cada reservatório. Os sítios em campos exauridos são projetados, geralmente, para uma injeção e uma retirada por ano. (CONFORT, 2006)

ALMEIDA (2008) destaca as características mais relevantes para determinar se um reservatório é um bom candidato para armazenar gás natural, conforme listado abaixo:

- Volume de reservatório suficiente para permitir o armazenamento da quantidade de gás, sem exceder a pressão de confinamento e sem requerer compressões não econômicas para níveis de pressão muito altos;
- Condição de selagem satisfatória pela competência das rochas capeadoras (superiores e inferiores);
- Permeabilidade suficiente para permitir injeção e produção em níveis de vazões exigidos durante os períodos de oferta e picos de demanda;
- Sensibilidade limitada para reduções de permeabilidade (injetividade/produtividade) relacionadas à presença de água, à presença de hidrocarbonetos, às flutuações de tensões das rochas-reservatório durante os ciclos de pressão, etc;
- Ausência de gás sulfídrico (natural ou gerado por ação bacteriana); e
- Possibilidade de perfurar e completar poços adicionais sem causar severo dano às formações (devido às condições de pressão extremamente baixas que podem ser encontradas nesses reservatórios).

Estocagem em aquíferos

A estocagem em aquíferos, assim como os campos de óleo e gás exauridos, também ocorre em rochas reservatório porosas. Ela é mais cara de ser implementada, operada e mantida que a estocagem em reservatórios exauridos (TIRATSOO, 1972).

Alguns requisitos devem ser atendidos para que um aquífero possa vir a se tornar uma estocagem. São eles (TIRATSOO, 1972, APPI *et al.*, 2005):

- A existência de sistema de acumulação, armadilha estrutural ou trapa;
- A existência de uma camada de rocha selante extensa o suficiente para acomodar um volume de gás comercialmente atraente;
- Porosidade que permita a expulsão da água pelo gás a uma pressão razoável; e
- As rochas reservatório ou camadas porosas devem se localizar entre 500 e 2.500 metros de profundidade, para garantir pressões adequadas às operações de injeção e retirada, estocagem de volumes substanciais de gás em áreas relativamente pequenas, maior flexibilidade e segurança operacional.

CONFORT (2006) destaca 4 motivos principais que levam os aquíferos a serem preteridos em relação às outras modalidades de armazenamento, conforme listado abaixo:

- 1) Tempo de desenvolvimento: é necessário muito mais tempo para condicionar a área onde será instalada a infraestrutura. Diferentemente dos campos depletados, a geologia de um aquífero não é conhecida e, portanto, é necessário realizar avaliações sísmicas de forma a determinar seu perfil geológico. Outros aspectos também são importantes de serem estudados, como a área de confinamento do reservatório, a localização e o tipo de cada capa selante, a pressão do reservatório, a porosidade e a permeabilidade da rocha onde energético será estocado. O processo de determinação da capacidade de armazenamento também é mais custoso do que no caso dos campos exauridos, uma vez que geralmente é estimada durante a fase de desenvolvimento;
- 2) Custo de desenvolvimento: todos os equipamentos instalados devem ser novos, incluindo poços, dutos, plantas de desidratação, compressores etc., uma vez que não existiu fase prévia de produção como no caso dos campos exauridos. Além

disso, aquíferos requerem compressores mais potentes, para deslocar a água que ocupa os poros das rochas, e plantas de desidratação mais sofisticadas e/ou maiores;

- 3) Necessidade de gás de base: diferentemente dos campos depletados, não existe gás nativo presente em uma formação aquífera, logo, é necessário injetar uma maior quantidade de gás de base para manter pressões requeridas para taxas de retirada (*deliverability*) adequadas. O percentual de *cushion gas* em relação à capacidade total de um aquífero pode chegar a 90%, sendo o custo de aquisição de tal volume de gás, portanto, um fator crucial na avaliação da viabilidade econômica do projeto como um todo, custo este que pode chegar a 30% do custo total de implementação da instalação (CONFORT, 2006). É importante destacar que a maior parte, senão a totalidade, de todo esse gás injetado é irrecuperável, mesmo após o abandono do sítio. No passado, muitas das instalações em operação foram construídas quando os preços de mercado do gás natural eram muito baixos, fator que pode dificultar o desenvolvimento de um aquífero nos dias atuais; e
- 4) Restrições ambientais: um importante obstáculo para o futuro do uso de aquíferos para estocagem de gás natural são as restrições ambientais, uma vez que existe um risco de contaminação de fontes d'água aprisionadas no reservatório. No início da década de 80, nos EUA, a Agência de Proteção Ambiental Norte-Americana (EPA) emitiu regulamentações que restringem o futuro desenvolvimento de estocagem em aquíferos por esse motivo.

Estocagem em cavernas abertas em rochas salinas

Estocagem em cavernas de sal é o tipo de estocagem mais eficiente do ponto de vista técnico e apresenta boa atratividade econômica para grandes volumes de gás armazenado. As cavernas podem ser construídas a partir do processo de lixiviação com água, através de poços perfurados em depósitos salinos subterrâneos (COSTA, 2013). Pelo processo de lixiviação, é gerada uma quantidade razoável de resíduo (salmoura) que pode ser utilizado por indústrias químicas, lançado ao mar, ou disposto em aquíferos salinos.

A capacidade de armazenamento das cavidades salinas é formada tipicamente, de 20 a 30% de gás de base e 70 a 80% de gás útil que pode ser reciclado de 10 a 12 vezes por ano. Dessa forma, essas estruturas são caracterizadas pela alta taxa de entrega, sendo ideais para atender a demandas de pico diárias. São as mais adequadas para a estocagem com propósitos predominantemente econômicos. Além disso, o sal possui diversas propriedades que o tornam ideal para o armazenamento de gás, conforme será detalhado no item 7.1 - *Características Físico-Químicas das rochas salinas*.

As estruturas de rochas salinas podem ocorrer em bacias de evaporação abertas, dispostas em camadas ou domos salinos, sendo que estes últimos são os mais adequados para a estocagem de gás, uma vez que sua estrutura mais homogênea permite dissolução mais uniforme (COSTA *et al.*, 2014), como é o caso da área estudada nessa tese.

No Brasil, são encontrados depósitos evaporíticos *onshore* em camadas com espessuras e profundidades que podem não permitir a estocagem de grandes volumes de gás natural.

COSTA (2013) estudou o potencial de construção de um estoque de GN em cavernas de sal abertas por dissolução em terra, em camadas salinas localizadas no Estado de Sergipe. Apesar de a sua viabilidade ter sido comprovada empiricamente, é oportuno analisar uma área que apresente um domo salino com melhores propriedades geomecânicas e que apresente um maior potencial de armazenamento.

A pressão de estocagem de gás em cavernas escavadas por dissolução em domos salinos é função de sua profundidade, uma vez que quanto maior a distância em relação à superfície, mais resistente e menos suscetível a rompimentos será a estrutura de sal (CONFORT, 2006).

Dentre as três estruturas consideradas até aqui (campos exauridos, aquíferos e cavidades salinas), esta é a que, na maioria dos casos, exige o maior investimento em CAPEX. No entanto, as altas taxas de entrega, que se assemelham às de um reservatório formado em um vaso de alta pressão, e o baixo volume de gás de base requerido que pode ser totalmente retirado no caso de uma emergência, contribuem para tornar as cavidades salinas economicamente atraentes. Além disso, a depender da profundidade da rocha salina e das propriedades físico-químicas da mesma, a caverna pode suportar altas pressões de GN comprimido e, conseqüentemente, grandes volumes de armazenamento.

O tempo de desenvolvimento destas estocagens é de 18 a 24 meses, a depender de determinadas condições, e é menor que o requerido para os reservatórios porosos (COSTA *et al.*, 2014). Outro ponto importante é a necessidade de área para se colocar as instalações da planta de estocagem em cavidades salinas, que é muito menor que a necessária para um reservatório de óleo ou gás, tornando seu monitoramento mais fácil que o de um campo exaurido que, geralmente, possui muitos poços.

As dimensões das cavernas variam de acordo com o objetivo da planta de estocagem e a necessidade da capacidade de armazenamento do estoque, podendo atingir dimensões bastante expressivas. Por exemplo, a planta de estocagem de Nuettermoor, uma das maiores do mundo, localizada na cidade de Leer, na Alemanha, possui 16 cavernas com alturas de 420m e largura aproximada de 80 m (DAUB, 2017). Seria possível alocar mais de 10 Estátuas do Cristos Redentor (localizada no Rio de Janeiro, no Brasil) em seu interior, conforme figura 5 abaixo.

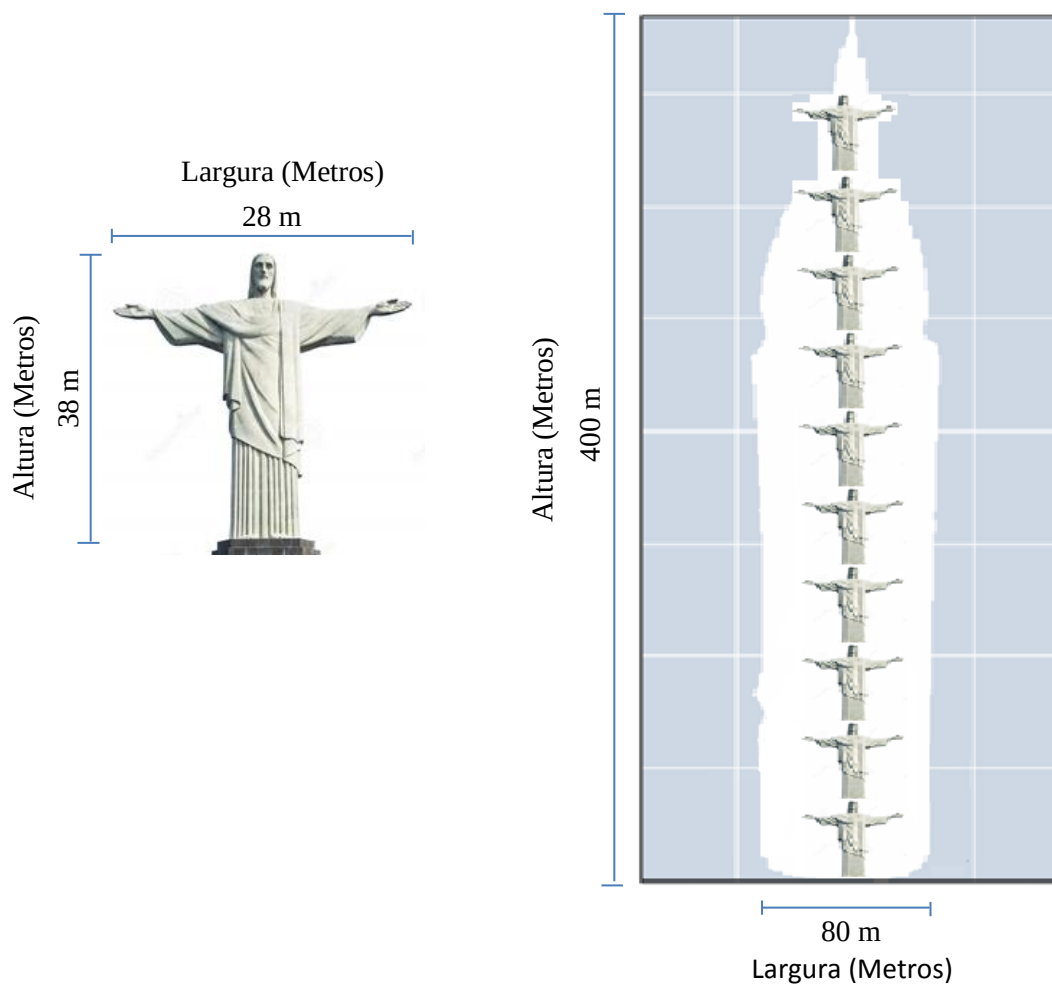


Figura 5. Exemplo das dimensões de uma cavidade salina; sítio de Nuettermoor, Alemanha

Fonte: Elaboração própria.

Destaca-se que essa tese analisará a construção de cavernas de grandes proporções, com 150 m de largura e 450 m de altura em um domo salino *offshore* no Brasil.

Estocagem em minas abandonadas

Trata-se uma modalidade pouco utilizada na indústria e não teve grande evolução ao longo do tempo, principalmente devido à sua capacidade de contenção inferior, baixas

profundidades, pressões e volumes reduzidos, se comparados às de estocagens convencionais. Existe também um risco geológico de desabamento e reativação de falhas geológicas, devido às atividades de extração mineral executadas.

Em minas de carvão, no entanto, o volume de gás armazenado pode aumentar devido a efeitos de absorção no mineral. Existem poucas instalações desse tipo no mundo. Uma delas fica nos EUA, perto de Denver, no Estado do Colorado. Essa mina de carvão é a única estocagem desse tipo na América do Norte, sendo possível graças ao aquífero existente no fundo da mina e ao espesso e impermeável estrato que a cobre.

Outro exemplo se localizava na Bélgica. A mina abandonada de carvão de Anderlues, município da província de Hanault, tornou-se inativa em 1969 e possuía capacidade para estocar 84 milhões de m³ de gás útil (LIMA, 2014).

Estocagem em cavernas abertas em afloramentos rochosos do embasamento de origem ígnea

O conceito de estocagem em cavernas de rochas duras é uma tecnologia mais recente do que as opções descritas anteriormente e consiste em armazenar gás a altas pressões em cavernas de pequenas profundidades. As cavernas podem ser desenvolvidas artificialmente, revestidas ou não revestidas. O único projeto realizado no mundo foi desenvolvido na Suécia, que não possui geologia favorável para ESGN.

De acordo com MANSSON *et al.* (2006), a tecnologia de armazenagem em rocha dura demonstrou ser comercial e já se encontra apta a desafiar as alternativas convencionais de estocagem. Uma de suas principais vantagens é a enorme liberdade de localização. Pode vir a ser uma alternativa em países em que a geologia não é favorável ao desenvolvimento de armazenamentos subterrâneos convencionais, exatamente o caso da Suécia. Outras vantagens são: altas taxas de retirada, baixo impacto ambiental e a possibilidade de expandir a planta em etapas a partir da adição de novos módulos de cavernas.

3. História e panorama da utilização de estoques geológicos subterrâneos para estocagem de gás natural e hidrocarbonetos no mundo

Segundo COSTA (2013), as primeiras aplicações de estocagem subterrânea no mundo são datadas a partir de 1915, quando foi registrado o primeiro armazenamento subterrâneo de gás natural realizado com sucesso em Welland County, no Canadá. Logo em seguida, em 1916, os Estados Unidos construíram sua primeira instalação no Campo de Zoar, próximo a Buffalo no Estado de Nova Iorque. Esses dois armazenamentos foram desenvolvidos em campos de petróleo exauridos, nos quais injetava-se o gás produzido durante o verão para sua utilização no inverno.

Ainda em 1916, a empresa Deutsche Erdoel AG recebeu uma patente alemã para escavação de cavidade salina por meio de dissolução (SLB, 2002). Desde então, o segundo registro de utilização de cavernas de sal teria ocorrido em 1940 no Canadá, durante a Segunda Guerra Mundial. Nessa mesma época, foi instalado o primeiro armazenamento de gás natural num aquífero, no estado de Kentucky, EUA. A partir da década de 1950, essa tecnologia também passou a ser implementada por outros países como França, Alemanha e Rússia (APPI *et al.*, 2005).

Após a Segunda Guerra Mundial, houve um período de reconstrução dos países europeus afetados pela guerra, seguido de um grande crescimento econômico e não foi possível viabilizar a construção de dutos para transportar o gás com capacidade suficiente para atender a demanda. Em resposta, diversas unidades de estocagem subterrânea foram desenvolvidas (LIMA, 2014).

Na década de 1950, a estocagem subterrânea de hidrocarbonetos leves e gás liquefeito de petróleo (LPG) se espalhou rapidamente por vários países europeus e América do Norte. Na década seguinte, foi a vez do gás natural, que começou a ser armazenado nos Estados Unidos e no Canadá (COSTA, 2013).

A partir da década de 1960, a utilização de cavernas de sal para armazenamento de hidrocarbonetos passou a ser um tema estudado em vários países do mundo (NUNES, 2010). Em 1961, foi construída a primeira instalação nos EUA, no Condado de Saint Clair, Marysville, no Estado de Michigan (CONFORT, 2006). A utilização de cavernas de sal para armazenamento foi inicialmente explorada por indústrias químicas que

prospectavam salmoura do subsolo para ser utilizada como matéria-prima para outras indústrias. As cavernas abertas nesse processo eram utilizadas para destino final de lixo industrial (COSTA, 2013). Com o passar do tempo e o avanço das tecnologias de construção das cavernas, ocorreu um grande crescimento de sua utilização para armazenamento de hidrocarbonetos, constituindo-se mercados especulativos de compra e revenda desse energético, sobretudo nos EUA. Empresas que produziam salmoura passaram a fazer a extração de maneira que pudessem utilizar os espaços posteriormente abertos para o armazenamento de hidrocarbonetos.

Atualmente, existem milhares de instalações para armazenamento de hidrocarbonetos em todo o mundo, sua grande maioria localizadas na América do Norte, Europa e Ex-URSS (COSTA, 2013). Por outro lado, segundo CEDIGAZ (2016), os mercados mais promissores que deverão investir em tecnologias de armazenamento subterrâneo são Asia-Oceania, Oriente Médio, América Central e Sul.

A utilização das cavernas de sal não se restringe à armazenagem de hidrocarbonetos leves. Alguns países historicamente armazenam óleo cru. Países como a Alemanha e os EUA utilizam cavernas de sal como reservas estratégicas de petróleo. O primeiro, começou a constituir a sua reserva em 1971 nos domos de sal de Etzel e Honigsee (ARGONNE, 1999) e em 1978 já possuía um volume total armazenado de 13 milhões de m³ (82 MMB). Também em 1970 a França construiu cavernas salinas com essa finalidade em Tersanne. Já os EUA iniciaram sua reserva em cavernas de sal em 1978, e até o início de 1990 já tinha atingido um volume total um pouco menor do que 94 milhões de m³ (600 MMB) (THOMS; GEHLE, 2000).

Atualmente, a ESGN é uma tecnologia amplamente empregada no mundo. Existem mundialmente 971 instalações de ESGN, contando as que estão em operação (717), em construção (67), em planejamento (110) ou indefinidos, fechados ou cancelados (77) (CEDIGAZ, 2014).

A figura 6 abaixo apresenta a proporção de utilização dos diferentes tipos de tecnologias de estocagem pela quantidade de instalações no mundo, que em 2014 totalizavam 958.

Utilização de instalações de ESGN no mundo por tecnologia

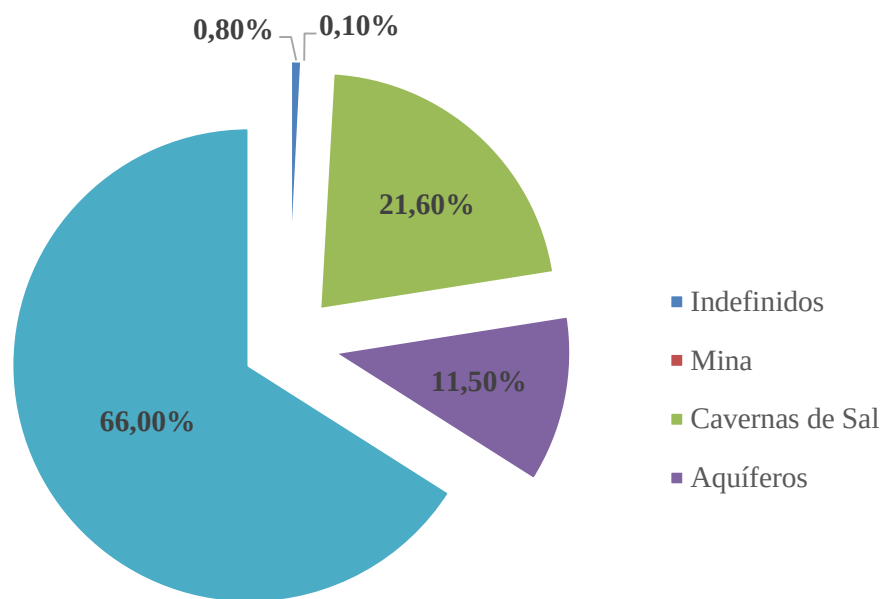


Figura 6. Uso de ESGN no mundo

Fonte: Elaboração própria com dados de CEDIGAZ (2014).

A tabela 1 apresenta um panorama da quantidade de plantas existentes no mundo por região e tipo de tecnologia, apresentada no SMI CONFERENCE, em 2010.

Tabela 1. Plantas em Operação de estocagem subterrânea de Gás Natural

Região	Número de Instalações de ESGN em Operação					Capacidade de Gás de Trabalho (Mcm - 106 m3)	Taxa de Retirada Máxima (Mcm/dia)
	Campos de O&G Depletados	Aquíferos	Cavernas de Sal	Outros	Total		
Américas	358	50	42	-	450	134.680	2.705,70
Europa	71	24	32	3	130	85.586	1.594,00
C.I.S.³	36	13	1	-	50	109.246	1.015,00
Asia / Oceania	11	-	1	-	12	3.850	17,10
Total	476	87	76	3	642	333.362	5.332,00

Fonte: Elaboração própria com dados do SMI CONFERENCE (2010).

Como se pode observar na tabela 1, a maioria dos estoques subterrâneos existentes são em reservatórios de hidrocarbonetos exauridos. A principal razão para este fato está relacionada a conveniência de se utilizar essa tecnologia. No Brasil, existe um estoque da Petrobras em campo exaurido no Nordeste do país, que tem como finalidade atender a restrições de logística de escoamento da região.

O mapa da figura 7 mostra a localização das instalações subterrâneas de estocagem de gás natural nos Estados Unidos por região, considerando os três modais: reservatórios exauridos, aquíferos e cavernas de sal.

³ Commonwealth of Independent States (C.I.S): associação estabelecida em 1991 por ex-repúblicas soviéticas (Rússia, Ucrânia e Bielorrússia) para ajudar a aliviar a dissolução da União Soviética e coordenar os assuntos interrepublicanos.

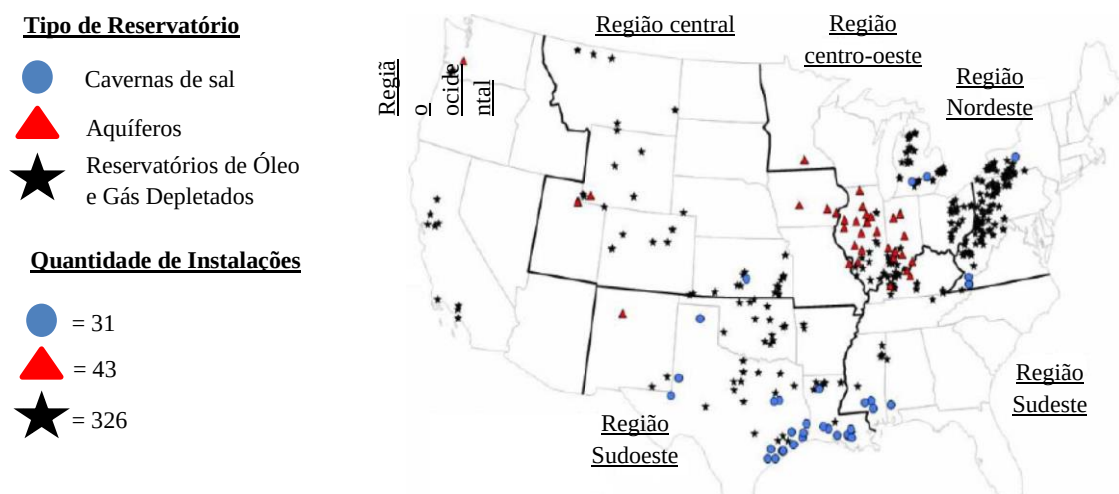


Figura 7. Localização de plantas de estocagem subterrânea de gás natural nos Estados Unidos por região

Fonte: Elaboração Adaptada de SMI CONFERENCE (2010).

Os Estados Unidos utilizam as ESGN como uma ferramenta estratégica de logística de disponibilização de gás natural em todo o país. Hoje, o país possui uma rede de gasodutos com mais de 400.000 km e em 2010 planejava a construção de 20 novas plantas de estocagem até 2018 para dar robustez à infraestrutura de distribuição de GN do país, conforme figura 8 (SMI CONFERENCE, 2010).

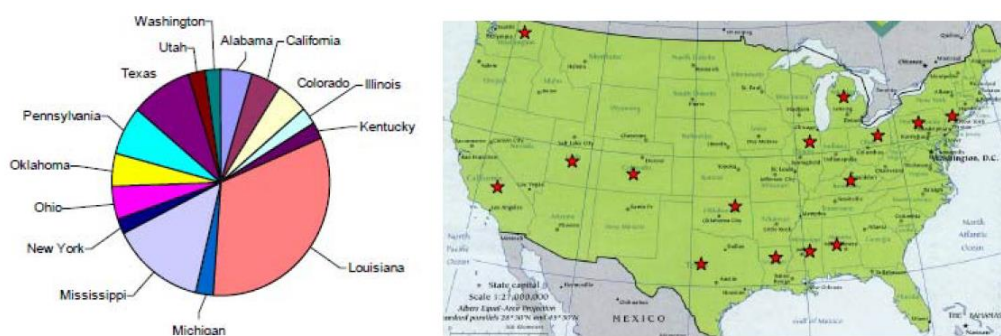


Figura 8. Ampliação da Estocagem Subterrânea de GN nos Estados Unidos 2010 – 2018 em números de instalações.

Fonte: Elaboração daptada de SMI CONFERENCE (2010).

3.1 ESGN como mecanismo de segurança de abastecimento de gás natural

Conforme é apresentado no **Apêndice IV - Considerações sobre indústria de gás natural que impactam na sua regulação**, a indústria de gás natural é um serviço público que, quando bem planejado, causa externalidades positivas e promove desenvolvimento econômico. Para que isso ocorra, diversas variáveis devem ser consideradas, como infraestrutura e conjunturas de mercado (oferta e demanda). Esse capítulo tem como objetivo apresentar um entendimento quanto à importância do gás natural como fator de desenvolvimento econômico e como as estocagens subterrâneas podem contribuir para a organização de uma indústria de gás natural sólida e com segurança de abastecimento.

A cadeia de suprimento de gás, assim como a de óleo, é complexa e exige uma coordenação rigorosa de suas atividades e projetos de desenvolvimento. Para tal, é muito importante que se organize um modelo que forneça uma descrição visual simples de seus principais componentes, clientes e serviços dependentes deste energético. Reconhecer os componentes críticos e suas localizações fornece o contexto para o entendimento da diversidade desta cadeia de suprimento e de como melhor geri-la. Conforme foi apresentado no item 2.1.2 - *Usos e Aplicações do Gás Natural*, o GN é insumo de uma grande variedade de indústrias, atividades econômicas, geração de energia elétrica, transporte, e vem se tornando cada vez mais importante para a vida moderna.

Podem-se citar alguns países cujas recentes mudanças nas condições de mercado da indústria de gás natural impactaram diretamente nos seus desenvolvimentos econômicos, como é o caso do EUA e do México das Américas (CNI, 2014).

Nos Estados Unidos, uma série de fatores revelaram-se fundamentais para o expressivo aumento de produção de gás local nos últimos anos, como é o caso da intensificação da exploração das reservas de GN não convencionais. Como consequência, esse aumento de oferta ocasionou o descolamento dos preços ao mercado internacional, que resultou em ganhos substanciais para a competitividade do setor industrial, proporcionando uma retomada de indústrias energointensivas e contribuiu para o boom da exploração do GN não convencional (CNI, 2014).

Já o México, onde a produção de gás natural dobrou nas últimas duas décadas, teve sua demanda ampliada em 300% nesse período e apresentou crescimento nos seus índices

de competitividade industrial, demonstrando o grande potencial multiplicador da indústria de gás natural. Diante dessa conjuntura, o governo da segunda maior economia latino-americana passou a flexibilizar e reorganizar a regulação do seu setor de gás natural, traçando um cenário de médio e longo prazos bastante promissor em termos energéticos. O governo mexicano, através dessas mudanças, almeja aumentar a competitividade do seu parque industrial, pois, além de permanecer com acesso “privilegiado” aos recursos energéticos americanos, a perspectiva é de que internamente a produção passe a crescer de forma sustentada nos próximos anos (CNI, 2014).

O Brasil é outro exemplo de economia que obteve grande desenvolvimento econômico a partir de esforços para utilização de gás natural, conforme será detalhado no item 4.2 - *O mercado de gás natural brasileiro e sua importância na Matriz energética*. Por esse motivo, durante a década de 1990 grandes investimentos foram feitos para desenvolver a infraestrutura necessária para promover fluxos significativos de eletricidade e gás natural a partir de países vizinhos para o mercado brasileiro de energia.

Além do efeito multiplicador, o gás natural também pode trazer ganhos de competitividade para diversas atividades econômicas. Entretanto, na eventualidade de um país ter o seu fornecimento de gás natural cessado por questões políticas ou econômicas, este poderá colocar em risco a sua economia. Dessa forma, é necessário buscar alternativas para assegurar a segurança de seu abastecimento.

A coexistência de reservas de gás natural e de infraestrutura de escoamento é uma condição necessária, mas não suficiente para garantir o suprimento deste energético. Mesmo com contratos de gás assinados e com uma rede eficiente de transporte, pode haver interrupção no fornecimento por conta de aspectos políticos e econômicos entre os países que participam da cadeia de abastecimento.

Nesse sentido, existem diversas opções de estratégia que podem ser adotadas, como por exemplo: aumentar o leque de fornecedores; diversificar os modais de fornecimento; integrar malhas de transporte; utilização de gás natural liquefeito (GNL); e constituir estoques contingenciais.

Segundo LIMA (2014), a segurança energética possui duas dimensões:

- **Confiabilidade:** refere-se à habilidade do sistema de energia em evitar um corte abrupto no fornecimento de energia para os consumidores. Este tipo de situação pode ocorrer como consequência de um fenômeno natural (tempestades ou terremotos) ou como resultado de uma falha na operação da logística do abastecimento de energia. Logo, rotas alternativas para o fluxo energético são essenciais para assegurar o abastecimento quando se dá este tipo de problema; e
- **Segurança do abastecimento:** se refere à proteção contra eventos que exigem cortes de fornecimento de energia por longos períodos de tempo. Neste caso, o problema é o risco do comportamento oportunista dos agentes de se beneficiar de um contexto que lhes é favorável, como acontece sistematicamente nas relações bilaterais de fornecimento de gás natural, como por exemplo entre a Rússia e países europeus.

O risco de comportamento oportunista aumenta os custos da transação, levando à má seleção na escolha de projetos alternativos. Soluções de menor custo para o fornecimento de energia são negligenciadas e soluções de maior custo, que eliminam riscos de cortes de fornecimento, são adotadas em seu lugar. O gás natural, ao contrário do petróleo que é uma *commodity*⁴ global, é uma *commodity* com característica regional, com seus compradores e seus vendedores exercendo maior influência. A diversificação de fornecedores de gás natural é uma das principais estratégias utilizadas pelos países com vistas à redução de sua vulnerabilidade, objetivando a garantia de suprimento.

O caso da Europa é particularmente interessante de ser analisado, uma vez que se trata de uma região com forte dependência desse energético e apresenta uma conjuntura política entre países fornecedores e consumidores, em muitos casos, conflitantes e com frequentes riscos de interrupção de fornecimento de gás natural. A produção de gás natural na Europa entrou em declínio nos últimos anos, o que tem aumentado sua dependência de importações, tornando-a cada vez mais dependente de seu principal

⁴ O termo *commodity* refere-se a produtos de qualidade e características uniformes, que não são diferenciados de acordo com quem os produziu ou de sua origem, sendo seu preço uniformemente determinado pela oferta e procura internacional.

fornecedor, a Rússia, que se mostra com mais inclinação de utilizar este recurso para fins políticos, ganhando vantagens na negociação.

Ao longo da última década os países europeus aumentaram suas atenções quanto aos possíveis cortes de fornecimento do gás natural por parte da Rússia. Até recentemente, a maior parte do gás natural russo era escoado para a Europa através da Ucrânia e da Bielorrússia, mas devido às relações frágeis e até hostis entre Kiev, Minsk e Moscou, ocorreram interrupções de fluxo de gás para várias partes da Europa em 2006 e 2009 (LIMA, 2014), além de diversas crises políticas nos últimos anos.

Segundo o *CRS Report for Congress* (2013), devido a essa conjuntura, os países europeus têm buscado aumentar sua segurança energética. As principais medidas que estão sendo estudadas são:

1. **Constituição de rotas de trânsito alternativas para o gás russo:** A Alemanha planeja construir um gasoduto conectando-a diretamente a Rússia. Enquanto que a Rússia também se comprometeu em construir um gasoduto através do Mar Negro para fazer sua interligação à Bulgária e à Hungria;
2. **Diversificação de fornecedores:** A União Europeia vem estudando alternativas de suprimento de outras regiões do mundo, como do Norte da África e Ásia central. Entretanto, devido à conjuntura política e social de possíveis fornecedores como Líbia e Egito, o desenvolvimento desses canais torna-se mais difícil. A Argélia é o maior exportador de gás do norte da África, sendo o terceiro principal fornecedor da Europa, mas caso haja desenvolvimento na exploração do gás de xisto, pode assumir papel de mais destaque na economia europeia;
3. **Integração e liberação do mercado interno de energia:** a proposta da União Europeia (UE) é assegurar que todos os estados membros estejam conectados à malha de fornecimento, ajudando na eficiência energética através da Europa; e
4. **Estoques contingenciais:** Muitos países europeus desenvolvem estoques estratégicos de hidrocarbonetos para suportar o fornecimento por um determinado período de tempo caso haja uma interrupção das fontes de fornecimento. A Alemanha, por exemplo, possui uma quantidade de gás natural estocado em cavernas salinas que atenderia a demanda do país por um período de 3 meses. As tecnologias de estocagens subterrâneas são largamente utilizadas

para esse fim na Europa, sobretudo para armazenar gás natural, conforme será detalhado no item 3.2 - *Estocagem Subterrânea de Gás Natural no Mundo*.

No caso do Brasil, as políticas de segurança de abastecimento de gás são semelhantes às da União Europeia, entretanto, significativamente menos robustas, apesar de existir um grande potencial de elaboração. A integração da indústria do gás natural entre os países sul-americanos é muito pequena e o Brasil possui praticamente duas rotas de importação: GNL e Bolívia. Os volumes importados por cada modal serão abordados no item 4.2 - *O mercado de gás natural brasileiro e sua importância na matriz energética*, porém os canais dessas importações são o gasoduto Brasil-Bolívia e 3 terminais de recebimento de cargas de GNL.

Essas são basicamente as únicas rotas brasileiras de diversificação de importações de gás natural, apesar de existir a possibilidade física de se constituir outras. A Venezuela, que faz fronteira com o Brasil e possui as maiores reservas provadas de gás natural das Américas do Sul e Central, possui 5,6 trilhões de m³ ou 3% de toda a reserva mundial (BP Global Statistical, 2016). Devido à sua posição geográfica e do tamanho do seu mercado de energia, o Brasil tem um papel decisivo a desempenhar na promoção dos fluxos regionais de energia. No entanto, os acordos bilaterais adotados para fazer uso dessa infraestrutura se mostraram incapazes de resistir às mudanças no contexto de energia e política regional (OLIVEIRA, 2010).

Segundo LIMA (2014), a integração energética através de gasodutos continua sendo a melhor alternativa econômica para o incremento competitivo da segurança do abastecimento de energia do Brasil e da América do Sul. De uma forma geral, a região como um todo se beneficiaria em proporcionar um suprimento de energia mais seguro e competitivo aos investidores. Entretanto, haja vista a conjuntura do mercado de gás do continente europeu apresentado acima, é de suma importância que o Brasil desenvolva rotas de importação e mecanismos que aumentem a segurança energética do país individualmente. Da mesma forma que a União Europeia, que busca desenvolver alternativas desvinculadas do fornecimento dos mercados regionais, sobretudo de países que apresentam conjuntura política e social instável, o Brasil já teve atritos no passado com países como a Bolívia e a Venezuela.

Uma forma de um país se precaver de uma possível interrupção no abastecimento de gás natural é através da utilização de GNL, sendo possível acessar mercados exportadores de várias regiões do mundo. O GNL também requer uma grande infraestrutura, como a construção e operação de terminais de regaseificação, mas são plantas bem menos pomposas e grandiosas quando comparadas às malhas de gasodutos, além dos custos inerentes ao seu transporte serem menores que a manutenção destas linhas. Os custos de transporte do GNL variam em função da operação e amortização dos navios, do tamanho dos metaneiros e da distância transportada (LIMA, 2014). Custos relacionados à construção e operação de terminais de regaseificação (descarregamento, armazenagem e regaseificação) variam significativamente em função da localização das plantas.

Segundo LIMA (2014), a utilização do GNL tem crescido nos últimos anos e as perspectivas apontam para um incremento ainda mais significativo desta modalidade de transporte de gás natural no futuro, devido principalmente à sua flexibilidade.

Atualmente, o Brasil faz uso de três terminais de importação de GNL, basicamente para atender a demanda intermitente das termelétricas. Entretanto, conforme será detalhado no item 4.2 - *O mercado de gás natural brasileiro e sua importância na matriz energética*, o modelo de importação das cargas de GNL pela Petrobras é custoso, uma vez que realizam compras no mercado *spot* para atender possíveis demandas futuras das termelétricas, sem planejamento de longo prazo (COSTA, 2013).

Essas cargas adquiridas, em muitos casos são mantidas estocadas nos próprios navios durante um determinado período de tempo, e quando não consumidas, são revendidas novamente no mercado *spot*, muitas vezes por preços inferiores aos adquiridos. É a partir dessa conjuntura que o desenvolvimento de uma planta de estocagem subterrânea de gás natural seria de grande importância para o Brasil, além de funcionar como uma ferramenta de segurança de abastecimento, possibilitaria à Petrobras desenvolver um planejamento de longo prazo para importação de gás natural.

Segundo COSTA (2013), existem diversas vantagens em se utilizar espaços subterrâneos para armazenamento de GN, tais como:

- Equilibrar o fluxo de gás nos gasodutos, para assegurar que a pressão nestes se mantenha dentro dos parâmetros de segurança;

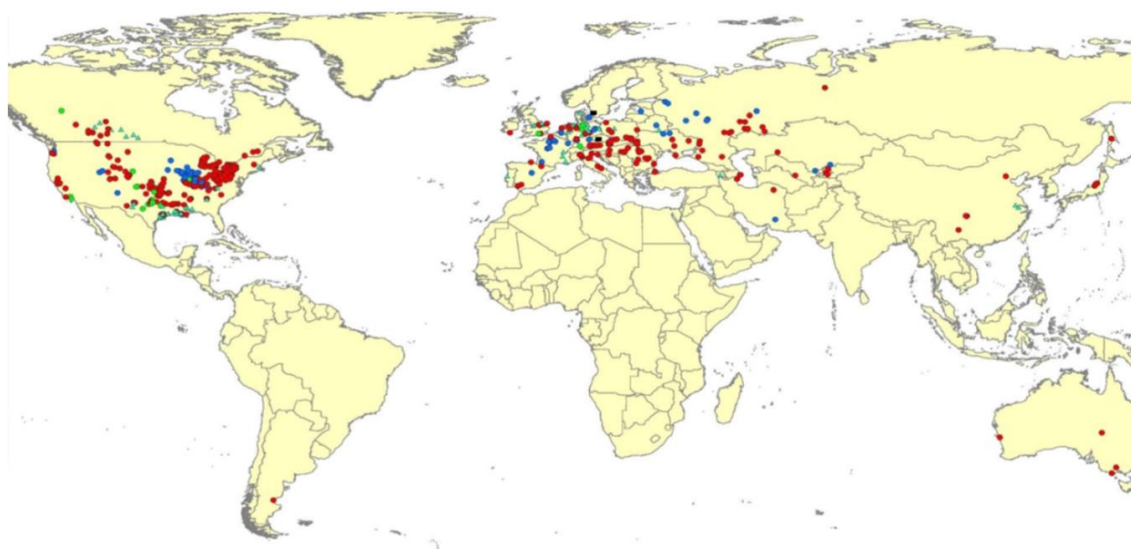
- Cumprir com os contratos efetuados, mantendo o volume de entrega e salvaguardando qualquer imprevisto que possa levar à aplicação de multas por descumprimento contratual;
- Nos países de clima temperado, a estocagem de gás é realizada para nivelar a produção em períodos de flutuação do consumo. O gás não comercializado é imediatamente armazenado, geralmente no verão quando a procura é baixa, e é entregue no inverno com o aumento da procura;
- Como ferramenta de especulação de mercado quando os produtores anteveem uma alta significativa do preço do gás: eles o compram a preços baixos para depois vendê-lo quando o preço subir até o patamar desejado;
- Como seguro contra acidentes imprevistos, incluindo acidentes naturais como furacões ou problemas de mau funcionamento da produção, etc.;
- Para reduzir a volatilidade do preço; e
- Segurança de abastecimento energético.

Em suma, é fundamental que países que dependem da indústria de gás natural invistam em mecanismos que atribuam segurança de abastecimento a suas economias.

3.2 Estocagem Subterrânea de Gás Natural no Mundo

Estocagem subterrânea de gás natural e hidrocarbonetos é uma atividade madura e largamente utilizada principalmente em países desenvolvidos e de clima frio. Conforme apresentado no capítulo 1, existem diversas justificativas para utilização desses estoques e cada país estrutura seu mercado e regulação de acordo com seus objetivos específicos.

A América do Norte e a Europa foram os continentes onde a estocagem subterrânea surgiu e mais se desenvolveu. A figura 9 abaixo apresenta a distribuição das ESGNs no mundo.



Legenda: tipos de tecnologia de estocagem geológica no mundo

- Campos de gás natural depletados
- Campos de petróleo depletados
- Aquíferos
- ▲ Cavernas de sal
- ▲ Minas abandonadas
- Afloramentos rochosos

Figura 9. Distribuição das estocagens subterrâneas no mundo

Fonte: Elaboração adaptada de IGU (2015).

O crescimento na capacidade de gás de trabalho é mais limitado nos mercados maduros dessas duas regiões, cujo foco é o crescimento da capacidade de entrega de pico de demanda em vez do volume estocado. O gráfico da figura 10 apresenta a distribuição percentual e o volume de gás de trabalho armazenado por região em 2014.

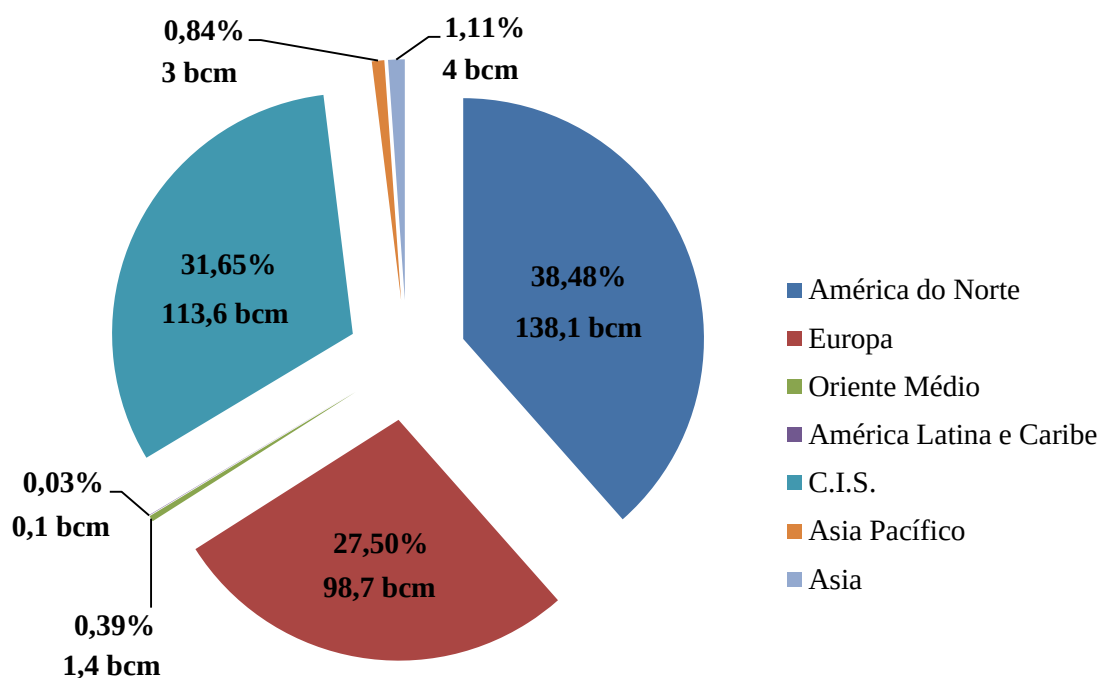


Figura 10. Distribuição do volume de gás de trabalho por região

Fonte: Elaboração própria com dados de IGU (2015).

Já nas regiões da Ásia-Oceania, Oriente Médio e Américas do Sul e Central, espera-se um forte crescimento da capacidade da capacidade de gás de trabalho, bem como da capacidade de entrega de pico de demanda para lidar com o aumento das importações e com o crescimento das cidades e da demanda de energia. O gráfico da figura 11 apresenta a ampliação que estava planejada do volume de gás de trabalho para 2014 e a distribuição percentual por região.

⁵ Ásia Pacífico: Ásia Pacífico é a parte do mundo dentro ou perto do Oceano Pacífico ocidental. Inclui grande parte da Ásia Oriental, Sul da Ásia, Sudeste da Ásia e Oceania.

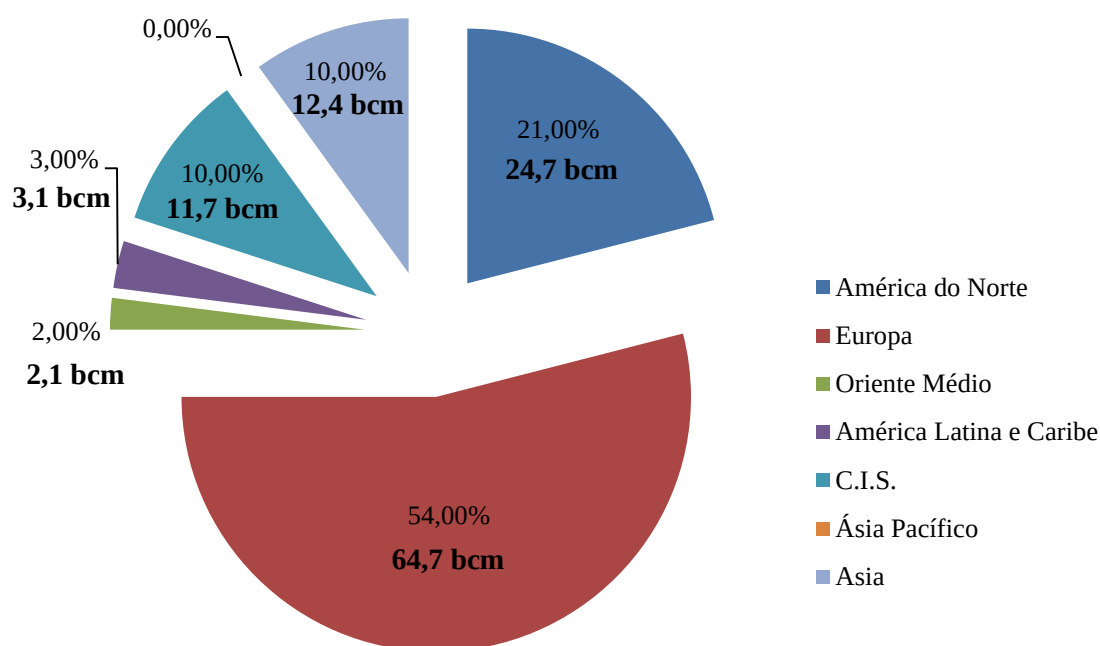


Figura 11. Distribuição da ampliação do volume de gás de trabalho por região

Fonte: Elaboração própria com dados de IGU (2015).

Espera-se que a capacidade global de ESGN aumente de 413 bcm em 2015 para entre 547 bcm e 640 bcm em 2035 (CEDIGAZ, 2016). Esse crescimento reflete as incertezas em torno da evolução dos mercados globais somadas às incertezas específicas para o negócio de armazenamento de gás, que é o caso da concorrência de outras fontes flexíveis (energias renováveis).

A ESGN é um componente vital da cadeia de gás natural na atualidade. Ela foi inicialmente desenvolvida para equilibrar a oferta e a demanda de gás, para aperfeiçoar o tamanho da rede de transmissão, bem como o seu gerenciamento, e garantir a segurança do suprimento em caso de interrupção no fornecimento de gás. Hoje, ele adquire dois novos papéis: (i) constituiu-se um mercado especulativo, devido às políticas de incentivo à iniciativa privada; e (ii) ferramenta de segurança energética, devido ao crescimento da participação das fontes alternativas de geração de energia elétrica. Sobre este último, a geração termoelétrica a gás passa a desempenhar um papel de *back up* para cobrir a intermitência da geração de tecnologias de geração alternativa,

como a fotovoltaica e a eólica, cujas participações na matriz energética global cresce significativamente a cada ano.

Segundo a CEDIGAZ (2013) há, em todo o mundo, 95 novos projetos de ESGN em construção que acrescentarão 68 bilhões de m^3 de capacidade de gás de trabalho. Além disso, há 141 projetos identificados em diferentes estágios de planejamento. Estes projetos, se concluídos, podem acrescentar cerca de 85 bcm da capacidade de gás de trabalho. Conforme demonstrado nesse capítulo, a Europa tem liderado todas as categorias: em número de projetos, na adição da capacidade de gás de trabalho, em projetos em construção e em projetos planejados.

No início de 2013, existiam 688 instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural em operação no mundo, o que representava uma capacidade de gás de trabalho de 377 bilhões de m^3 ou 10,3% do consumo de gás de 2012. A capacidade de gás de trabalho cresceu significativamente de 2010 a 2012 (mais de 35 bilhões de m^3), principalmente, devido à Europa que adicionou quase 14 bilhões de m^3 de capacidade (CEDIGAZ, 2013). Os Estados Unidos é, de longe, o país mais importante em termos de capacidade de gás de trabalho instalada, com quase 130 bilhões de m^3 de um volume total de 377 bilhões de m^3 . A Rússia e a Ucrânia possuem, respectivamente, cerca de 69 bilhões de m^3 e 32 bilhões de m^3 , respectivamente, e em seguida esta a Alemanha, com 22 bilhões de m^3 e a Itália com um pouco menos de 20 bcm. Estes cinco países concentram mais de 70% de toda a capacidade de gás de trabalho instalada no mundo. Em seguida aparecem o Canadá ocupando a sexta posição e a França com 13 bilhões de m^3 (IGU, 2015). Na seção seguinte, será realizada uma análise detalhada sobre a indústria de ESGN desses países, bem como de outros que estão dentro os maiores utilizadores dessa tecnologia no mundo.

O gráfico da figura abaixo apresenta o volume de gás de trabalho por país em 2014.

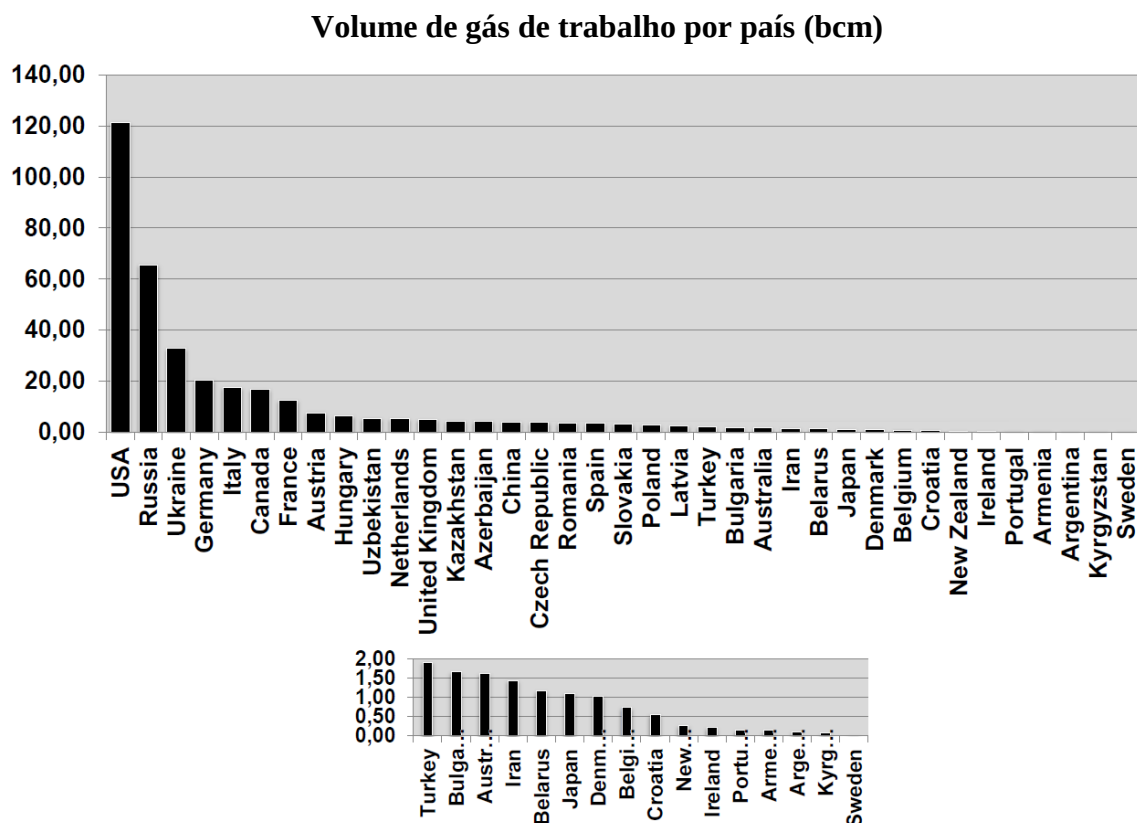


Figura 12. Volume de gás de trabalho por país

Fonte: Elaboração adaptada de IGU (2015).

A ESGN de gás natural tem se desenvolvido, principalmente, em quatro regiões: América do Norte, Europa, Comunidade dos Estados Independentes (CEI⁶) e na Ásia-Oceania. A América do Norte concentra mais que dois terços de todas as instalações do mundo, com 414 nos Estados Unidos e 59 no Canadá, com uma capacidade de gás de trabalho de aproximadamente 150 bilhões de m³ (40% do volume total). A Europa fica em segundo no *ranking* em termos de número de instalações com 144, seguida pelos países que compõem a CEI que possuem 51 instalações, mas que ficam na segunda posição quando se trata de capacidade de gás de trabalho. A Ásia-Oceania tem apenas 18 instalações com 9,3 bilhões de m³ de capacidade de gás de trabalho. No restante do mundo, há apenas duas outras instalações, uma na Argentina e outra no Irã (IGU, 2015).

⁶ Organização formada por 11 repúblicas que pertenciam à antiga União Soviética: Armênia, Azerbaijão, Bielorrússia, Cazaquistão, Quirguízia, Moldávia, Rússia, Tadjiquistão, Turcomenistão, Ucrânia e Uzbequistão.

Há uma predominância de instalações em campos depletados, pois estas permitem um grande volume estocado e são principalmente usadas para balancear as ofertas e demandas por gás natural, além de constituírem reservas estratégicas. Com 509 instalações no mundo, campos depletados representam 74% do total de instalações. Entretanto, a liberalização do mercado trouxe algumas importantes mudanças no mercado de armazenagem de gás. Hoje, a armazenagem é também utilizada como ferramenta financeira para aperfeiçoar o portfólio de gás no curto prazo. Esta tendência pode ser vista no crescimento da importância das cavernas de sal na América do Norte e na Europa. Desta maneira, em janeiro de 2013, 94 instalações, em cavernas de sal, estavam em operação no mundo (contra 76 no fim de 2010), representando 14% do total de instalações. Embora as cavernas de sal contabilizem apenas 7% do total de gás de trabalho, elas entregam até 22% da capacidade total de entrega do mundo (LIMA, 2014). Se os reservatórios porosos (campos depletados e aquíferos) dominam o número de instalações de armazenamento na América do Norte (aproximadamente 90%) e na CEI (aproximadamente 96%), sua participação cai para 71% na Europa, onde as cavernas de sal representam uma proporção maior do que em outras regiões. Inversamente, a CEI tem apenas duas instalações de caverna de sal.

O gráfico da figura 13 apresenta o volume de gás de trabalho dividido por tipo de tecnologia de estocagem no mundo.

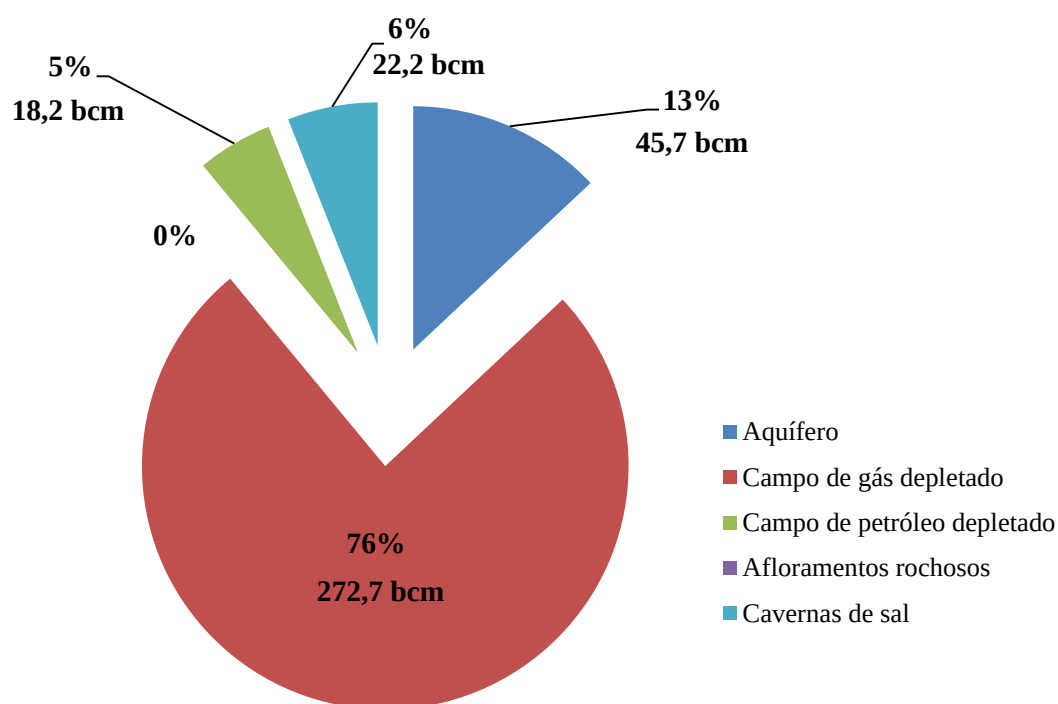


Figura 13. Volume de gás de trabalho no mundo por tipo de tecnologia no mundo

Fonte: Elaboração própria com base em IGU (2015).

Segundo dados divulgados pela CEDIGAZ – *Underground Gas Storage in the World* – 2013, as tendências de armazenamento globais apresentam um crescimento sustentado até 2030 impulsionado pela Ásia e pelo Oriente Médio. É esperado que a capacidade global de armazenamento de gás cresça de 377 bilhões de m³, do início de 2013, até 557-631 bilhões de m³ em 2030. Este crescimento esperado, entre 180 a 254 bilhões de m³ em 2030, requer um investimento sustentado ao longo do período: será necessário investir em torno de €120 bilhões até 2030. Neste ano, as estocagens subterrâneas representarão entre 11,6% a 13,1% da demanda global de gás, comparada com 11,3% em 2013.

Após apreciado o panorama global da estocagem subterrânea de Gás natural será realizada uma análise de como está estruturado o mercado de algumas das principais nações que possuem estoques subterrâneos em suas infraestruturas logísticas de distribuição de gás natural, para se fazer um paralelo com a oportunidade de se

introduzir essa tecnologia no Brasil, o que será abordado em detalhes no item 3.2 - *Estocagem Subterrânea de Gás Natural no Mundo*.

3.3 Análise conjuntural dos países com maior utilização Estocagem Subterrânea de Gás Natural no mundo

As nações, que serão analisadas a seguir, têm em comum o alto nível de desenvolvimento de seus mercados de gás, que se caracterizam por serem maduros com posicionamentos bem definidos no mercado internacional, sejam como grandes produtores (Estados Unidos, Canadá e Rússia), importadores (Estados Unidos, Alemanha, França e Itália), consumidores (Estados Unidos, Canadá, Rússia, Alemanha, França e Itália) ou exportadores (Rússia e Canadá).

A abordagem tem como intuito conhecer a dinâmica de mercados maduros de estocagem subterrânea de gás natural, com o objetivo de se vislumbrar condicionantes que se aproximam da realidade do nascente mercado brasileiro.

3.3.1 Estados Unidos da América

Os EUA são o país que mais utiliza ESGN no mundo, destacando-se tanto em número de instalações quanto em volume de gás armazenado. Além de grande produtor e importador, esse país possui o maior mercado consumidor de gás natural do mundo, cujos setores residencial e comercial apresentam forte sazonalidade.

A ESGN norte-americana tem como principais objetivos: balancear a oferta e a demanda do mercado – cujo consumo no inverno pode chegar a ser sete vezes mais alto que no verão; aumentar a eficiência da indústria como um todo; e atender a picos diários de demanda e estoque contingencial para emergências. Também existem motivações menos convencionais, destacando-se: assegurar a liquidez dos mercados; evitar a flutuabilidade de preços (*price hedging*); e utilizar as ESGNs para auferir vantagens comerciais com a venda de gás estocado em períodos de preços mais elevados (CONFORT, 2006).

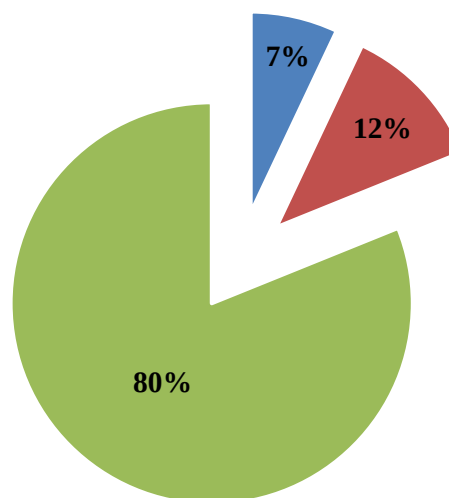
O mercado de ESGN americano é aberto à iniciativa privada o que gera um ambiente de mercado competitivo, com numerosa quantidade de agentes. Dentre as empresas que operam nessa atividade estão as companhias de dutos interestaduais, empresas de distribuição local (LDC – *Local Distribution Companies*) e operadores independentes.

Existem aproximadamente 136 agentes que operam as 418 instalações em 48 estados americanos. Quando uma ESGN fornece ao comércio interestadual, passa a ser escopo da jurisdição da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), do contrário, é regulado pelo próprio estado.

Mais de 80% dessas instalações encontram-se em reservatórios de hidrocarbonetos depletados. No entanto, na última década, especificamente entre 1999 e 2014, ocorreu um crescimento de 34,5% da utilização das cavidades salinas, enquanto os aquíferos e os campos de hidrocarbonetos depletados tiveram uma redução de 6% e 1% respectivamente (EIA, 2016). Os gráficos da figura 14 apresentam a quantidade de instalações de estocagem subterrânea de gás natural por tipo nos anos de 1999 e 2014 nos EUA.

Quantidade de instalações de estocagem (1999)

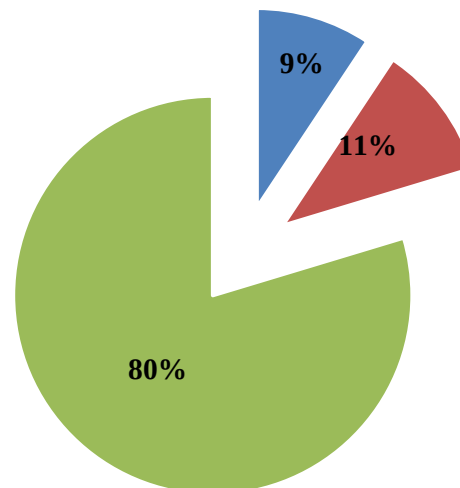
Quantidade de instalações de estocagem	
Cavernas de sal	29
Aquíferos	49
Campos Depletados	335
Total	413



■ Cavernas de sal ■ Aquíferos ■ Campos Depletados

Quantidade de instalações de estocagem (2014)

Quantidade de instalações de estocagem	
Cavernas de sal	39
Aquíferos	46
Campos Depletados	333
Total	418



■ Cavernas de sal ■ Aquíferos ■ Campos Depletados

Figura 14. Quantidade de instalações de estocagem subterrânea de gás natural por tipo nos anos de 1999 e 2014 nos EUA

Fonte: Elaboração própria com base em EIA (2016).

A competitividade e a alta taxa de entrega das instalações desenvolvidas em cavernas de sal são a razão pela qual suas quantidades estão crescendo nos últimos anos. A predominância de campos depletados se deve ao fato de os EUA terem sido, e ainda serem, um dos maiores produtores de petróleo e gás do mundo, apresentando, portanto, grande disponibilidade de instalações que não mais são economicamente atrativas para a produção. A estocagem em aquíferos concentra-se na área consumidora e a estocagem em cavidades salinas, em regiões produtoras. A figura 15 apresenta localização das estocagens subterrâneas nos EUA por tipo de tecnologia e por estado.

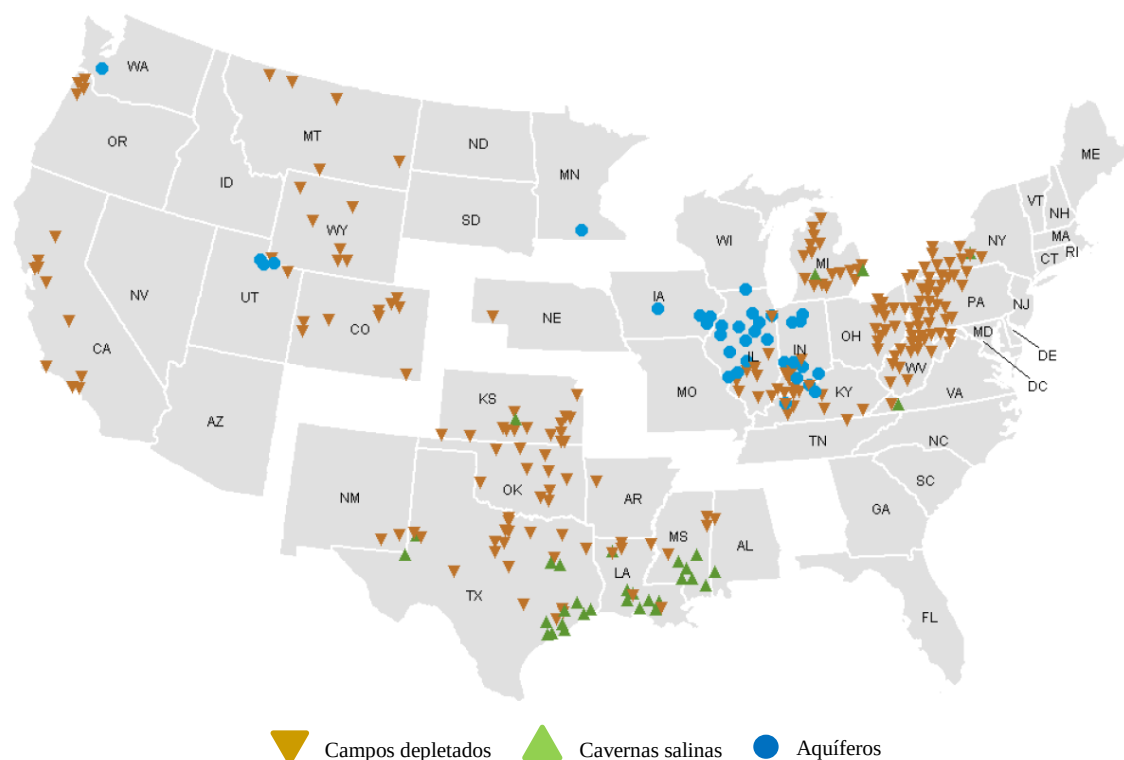


Figura 15. Localização das estocagens subterrâneas e por estado

Fonte: Elaboração própria adaptada de PHMSA (2015).

Entre os anos 2000 e 2007, o número de instalações de ESGN e a capacidade de armazenamento não tiveram grandes alterações nos EUA, mas devido ao crescimento do comércio do gás natural e ao aumento de sua demanda pelo setor energético, foi desencadeado um rápido desenvolvimento das instalações de alta capacidade: as cavernas de sal. O principal fator que induziu o desenvolvimento dessa tecnologia foi a revolução do *shale gas* e a grande expansão da malha de gasodutos. Em termos de

capacidade de armazenamento, este tipo de estocagem apresenta modesta parcela do mercado americano de ESGN, mas por outro lado, representa a maior parte do aumento da capacidade de gás de trabalho desde 2007 (LIMA, 2014). Embora estas tenham uma participação de apenas 9,66% do total da capacidade de gás de trabalho, elas conseguem entregar até 25% do total da taxa de retirada diária dos Estados Unidos.

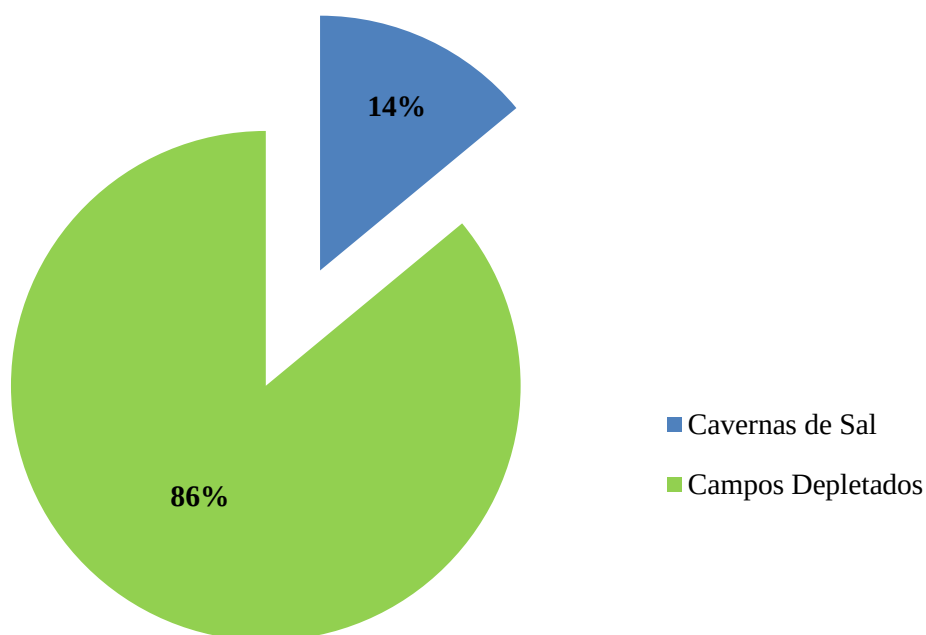
O principal motivo para o grande desenvolvimento dessa tecnologia está relacionado às várias vantagens competitivas quando comparadas aos campos depletados e aos aquíferos, tais como: entrega de GN mais rápida; altas taxas de injeção e grande quantidade de ciclos de gás de trabalho ao longo do ano. Dos 17 novos projetos em construção e em planejamento, entre 2013 e 2015, 12 são novas instalações em caverna de sal (IGU, 2015). Atualmente, existem 418 instalações de estocagem subterrânea nos Estados Unidos, onde 329 são em campos exauridos, 47 em aquíferos e 39 em cavernas de sal.

3.3.2 Canadá

O Canadá além de ser um dos maiores consumidores de gás natural do mundo, também se caracteriza por ser um grande exportador, principalmente para os EUA, sendo este um dos principais fatores do mercado de GN ter características muito parecidas com o americano. Assim, nos EUA, o mercado de GN canadense apresenta grande sazonalidade de demanda durante o ano, fortemente impactado pelos setores comercial e residencial durante os rigorosos invernos, que pode elevar o consumo em até 5 vezes (CONFORT, 2006).

A produção de gás no Canadá é direcionada a abastecer consumidores localizados no leste de seu território e nos Estados Unidos, mas está concentrada no oeste do país. O país é pioneiro na construção e operação de ESGNs e construiu uma robusta infraestrutura de armazenamento subterrâneo com 50 ESGNs espalhadas pelo seu território, segundo os dados divulgados pela *International Energy Agency* (IEA) – *IEA Statistics 2012*. Destas, sete são em cavernas de sal, enquanto que as outras 43 instalações estão alocadas em campos depletados. A figura 16 apresenta 2 gráficos demonstrando os principais tipos de ESGN no Canadá e o volume de gás de trabalho por tipo de instalação.

Principais instalações de ESGN canadenses



Volume de gás de trabalho por tipo de tecnologia

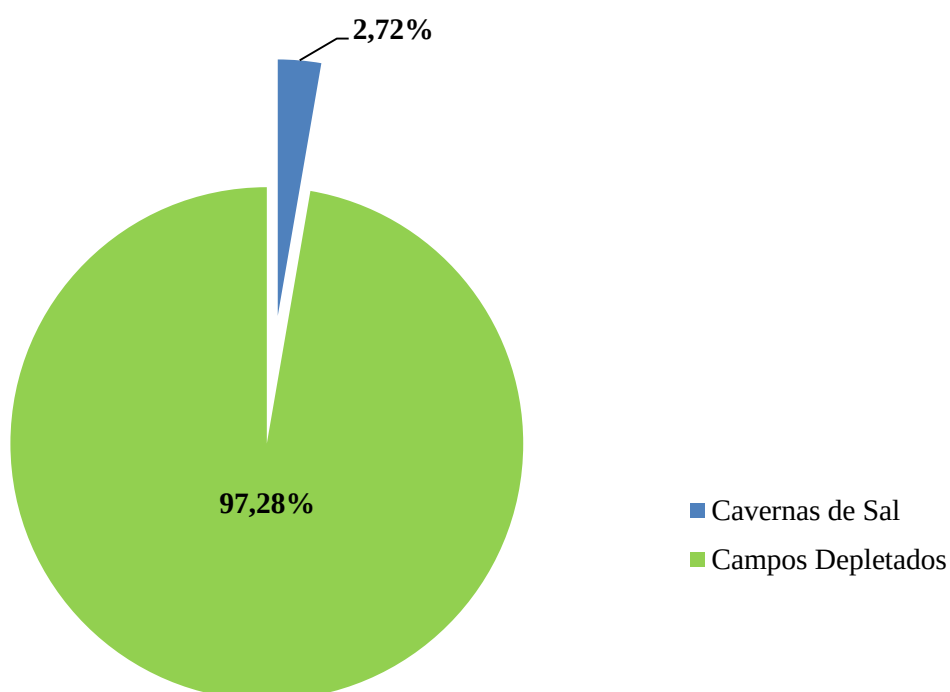


Figura 16. Principais tipos de ESGN no Canadá e o volume de gás de trabalho por tipo de tecnologia

Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2012).

A principal utilidade das ESGNs no país é atender ao pico de demanda nas estações mais frias do ano, cujo ápice se dá no inverno, mas também funciona como um importante recurso para garantir o fornecimento do sistema de transporte e distribuição em caso de falhas técnicas ou mesmo desastres naturais, além de servir como segurança para o suprimento de suas exportações. As ESGNs também são utilizadas pelos agentes de mercado para ajudar a gerenciar o preço do gás natural, comprando a preços baixos e vendendo quando o preço volta a subir.

O país possui uma capacidade armazenada de gás de trabalho de aproximadamente 19,7 bilhões de m³, o equivalente a 20% de sua demanda anual, sendo que destes 0,55 bilhões de m³ estão em cavernas salinas, enquanto que a grande parte, 19,15 bilhões de m³, está em campos depletados. Estes volumes de armazenamento podem ser retirados em prazos muito curtos para ajudar a satisfazer a demanda, ou para ajudar a resolver um déficit de abastecimento.

Da mesma forma que os EUA, as ESGNs canadenses são possuídas e operadas por companhias privadas, exceto as instalações em Saskatchewan, a qual é operada pela TransGas Limited, uma subsidiária integral da SaskEnergy, a qual pertence à corporação da Coroa de Saskatchewan (IEA, 2012).

A maioria das ESGNs canadenses estão localizados na região produtora no oeste do país, com cerca de 12,75 bcm de gás natural, com Alberta tendo o maior volume de armazenamento em relação a Colúmbia Britânica e Saskatchewan. Este armazenamento tem como principal finalidade a gestão de produção e o abastecimento dos dutos. Já as instalações do leste do país, região consumidora, estão localizadas principalmente no sudoeste de Ontário e possuem uma capacidade de armazenamento de 6,95 bcm, sendo utilizadas quase que exclusivamente para atender a demanda de inverno nas províncias de Ontário e Quebec. A figura 17 a seguir, apresenta a distribuição do volume de gás útil no Canadá no ano de 2006 em regiões predominantemente produtoras e consumidoras.

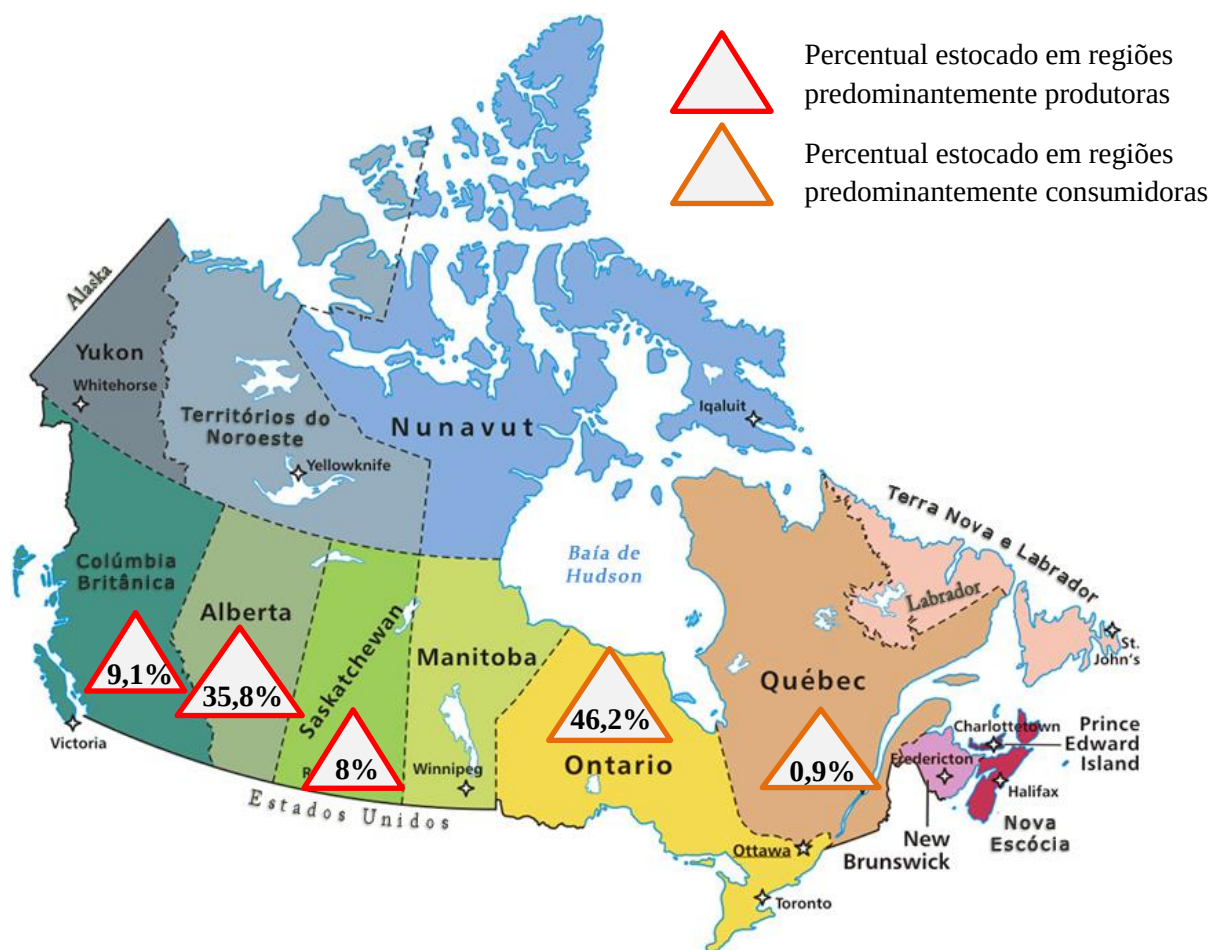


Figura 17. Distribuição do volume de gás útil no Canadá no ano de 2006 em regiões predominantemente produtoras e consumidoras

Fonte: Elaboração própria com base em CONFORT (2006).

3.3.3 Alemanha

A Alemanha é o país com maior quantidade de gás estocado na Europa e o único a ter número significativo de todos os três tipos de ESGNs, além de ser o segundo maior consumidor de gás natural da Europa. A atividade de ESGN europeu teve desenvolvimento diferenciado na Alemanha devido ao grande crescimento do consumo residencial de GN durante a década de 1990 e da consequente necessidade de se equilibrar a oferta e a demanda, e de se estabelecer um estoque contingencial (LIMA, 2014).

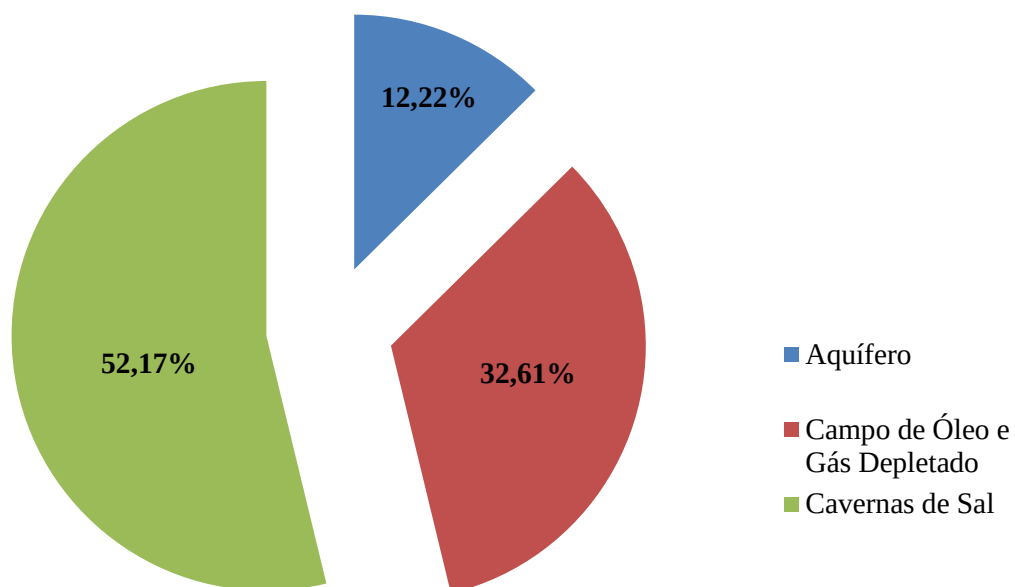
São 46 as instalações de ESGN no país, com uma capacidade total de gás de trabalho da ordem de 20,69 bcm. Todo o gás é estocado em cavernas salinas (24), em aquíferos (7)

e em campos depletados (15) e há potencial para mais expansão devido às condições geológicas favoráveis. Estas instalações são operadas e de propriedade de várias empresas privadas e são bem distribuídas geograficamente. Segundo a IEA (*Oil Gas Security Emergency Response of IEA Countries – Germany, 2012*), além desta capacidade de armazenamento, as empresas alemãs também têm acesso ao armazenamento de gás natural em Haidach (Áustria), cuja capacidade de gás de trabalho é 2,6 bcm.

De acordo com AIE (2002), o objetivo da estocagem subterrânea na Alemanha pode ser dividido em dois tipos: grandes volumes para realizar ajustes sazonais e estocagens para atendimento a picos diários de demanda, geralmente operadas por companhias de atuação local que utilizam o armazenamento para também tirar proveito das altas nos preços do gás.

A figura 18 apresenta dois gráficos com os tipos de ESGN utilizados na Alemanha e o volume de gás de trabalho por tipo de instalação em 2012.

Principais instalações de ESGN na Alemanha



Volume de gás de trabalho por tipo de tecnologia

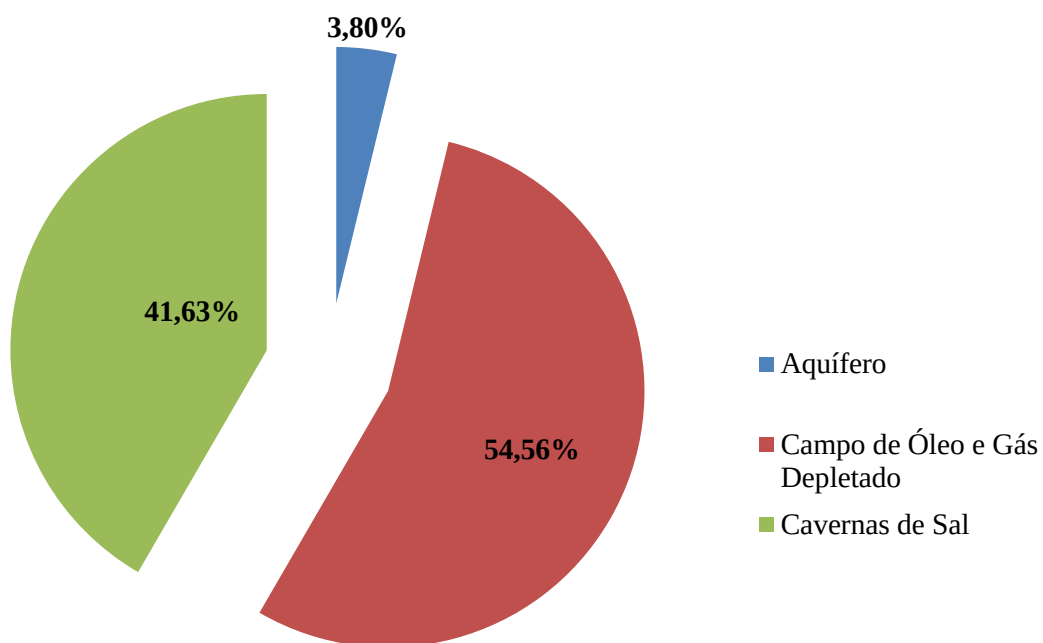


Figura 18. Tipos de ESGN na Alemanha e o volume de gás de trabalho por tipo de instalação

Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2012).

Nota-se que, apesar do grande número de cavernas salinas (24) em relação ao número de campos depletados (15), há uma quantidade bem mais elevada em gás de trabalho armazenado neste último tipo de instalação. Os campos depletados possuem uma capacidade de armazenamento bem superior às cavernas salinas, mas em contrapartida apresentam menor potencial de taxa de entrega.

A figura 19 apresenta a localização das instalações de estocagem no território alemão. Existe uma concentração das instalações em cavernas salinas no Nordeste, próximas a cidades como Hamburgo e Bremen. Destaca-se, também, a concentração de estocagens em reservatórios porosos na região próxima a Munique, no Sul da Alemanha.

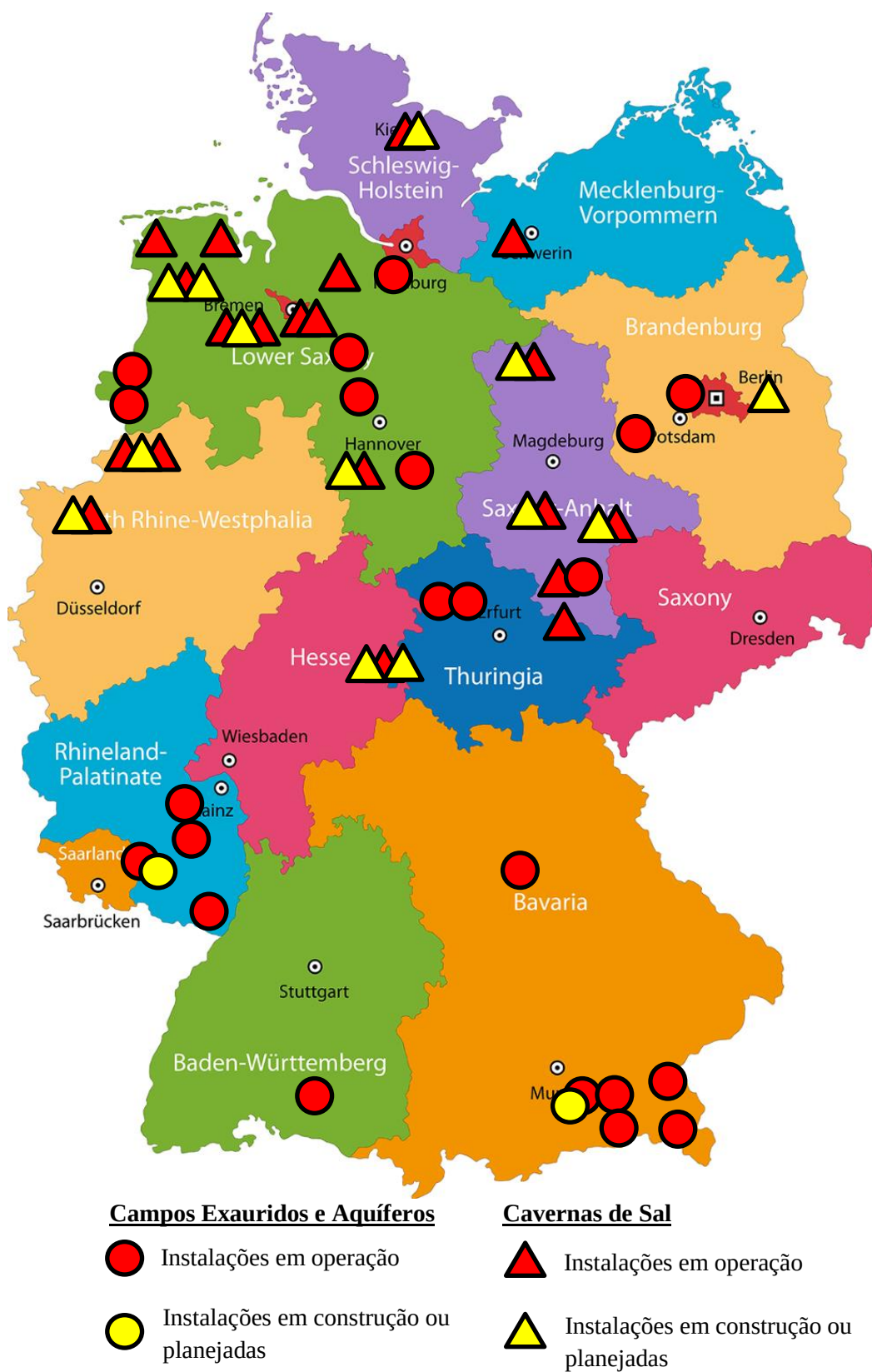


Figura 19. Localização das estocagens subterrâneas na Alemanha

Fonte: Elaboração própria com dados de CONFORT (2006).

A Alemanha possui alguns projetos de cavernas de sal em fase de planejamento ou em construção, que quando finalizados darão um incremento no volume de gás de trabalho por volta de 13,9 bcm. Uma instalação em rochas porosas está sendo planejada para a cidade de Behringen, cujo volume total estocado será de 2,3 bilhões de m³ com capacidade de gás de trabalho de 1 bcm. Não há requisitos obrigatórios de armazenamento de gás natural na Alemanha, além de nenhuma instalação ser de propriedade do governo. Como nos EUA e no Canadá, as instalações de ESGN na Alemanha também são mantidos pela iniciativa privada e por diversos operadores e os agentes devem conceder acesso às outras empresas para suas instalações a um preço justo de mercado.

3.3.4 França

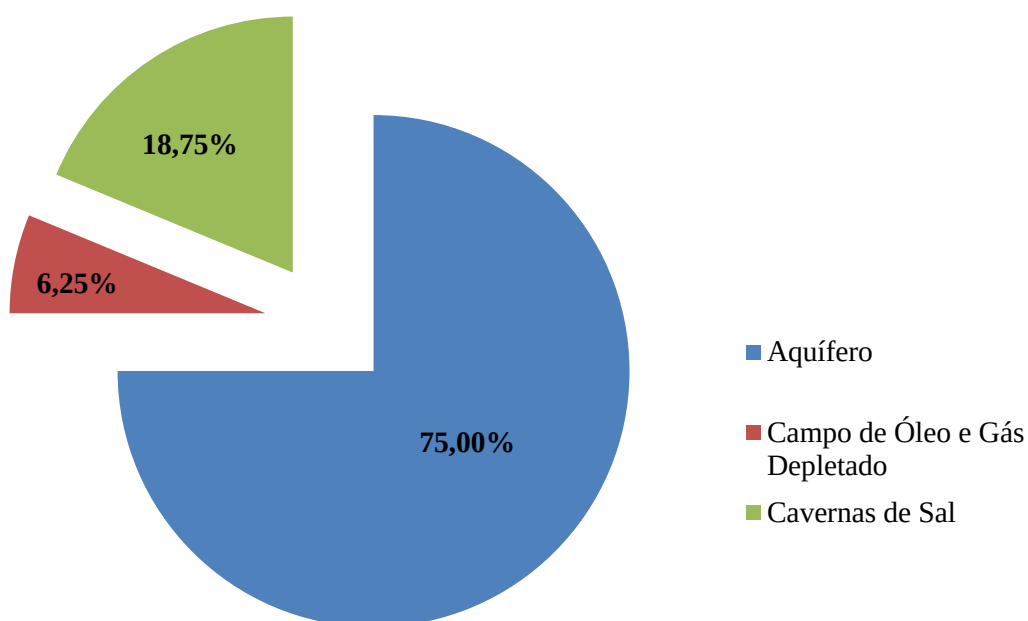
A França, assim como todos os países europeus de clima frio, apresenta forte sazonalidade na demanda por GN, além de ser um dos maiores consumidores da Europa, atrás apenas do Reino Unido, Alemanha, Itália e Ucrânia. Além da sazonalidade, outro fator que levou a França a fazer elevados investimentos em desenvolvimento de ESGNs de alto custo, é a sua dependência das importações de GN, que em 2000 já representava 97% do total de volume consumido no país. Além da baixa produção de GN o governo francês ainda tem tomado medidas **como a proibição do uso de fraturamento hidráulico para explorar recursos não convencionais** como o gás de xisto (EIA, 2013). Portanto, a ESGN possui um forte caráter estratégico principalmente no que se refere à manutenção de estoques estratégicos para abastecer o país na eventualidade de uma interrupção no fornecimento.

A França importa gás natural da Holanda, da Noruega e da Rússia através de várias linhas de gasodutos, mas também necessita importar, pelos seus terminais de GNL de vários países do mundo, principalmente, da Argélia e do Qatar. Neste contexto, as ESGNs constituem um elo estratégico na cadeia de GN francesa, pois permitem balancear a oferta e a demanda ao longo do ano devido ao consumo irregular durante as diferentes estações, além de assegurar o suprimento de energia no país caso ocorra falha na importação do energético de seus diversos exportadores.

Diferentemente dos EUA, Canadá e Alemanha, segundo a Energy Delta, em agosto de 2011, apenas três agentes operavam as estocagens subterrâneas de gás natural na França: a Storengy (subsidiária da GDF Suez Energy) que possuía e operava 13 unidades, sendo 10 aquíferos, 2 cavernas de sal e 1 campo depletado; a Total Infrastructures Gaz France (TIGF) que possuía e operava 2 aquíferos e a Géométhane que operava apenas uma instalação em caverna de sal.

A figura 20 a seguir mostra essa distribuição por tipo de ESGN e pelo volume de gás de trabalho estocado.

Principais instalações de ESGN canadenses



Volume de gás de trabalho por tipo de tecnologia

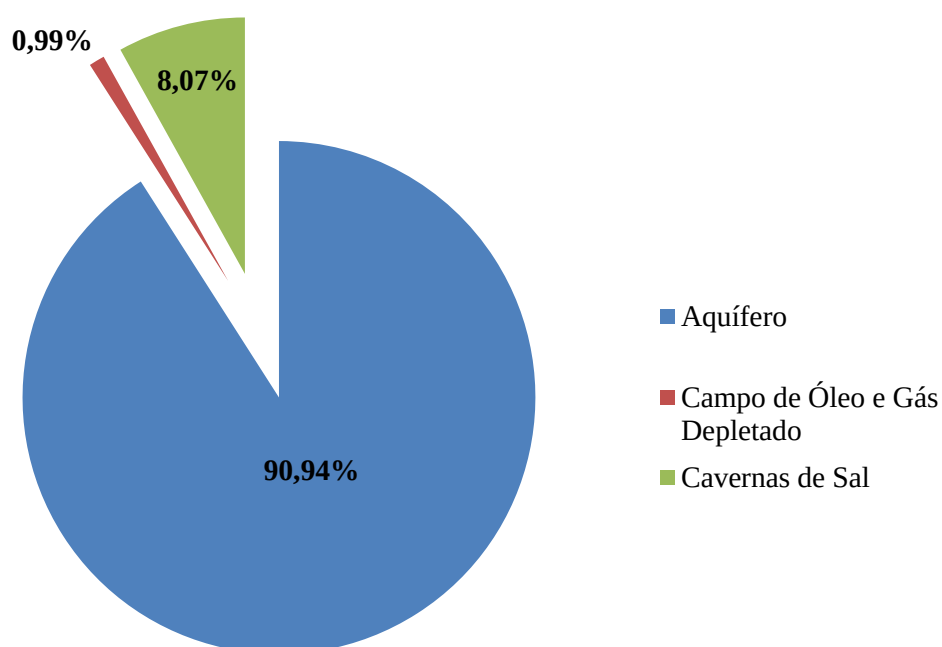


Figura 20. Tipos de ESGN na França e o volume de gás de trabalho por tipo de instalação

Fonte: LIMA (2014).

A figura 21 a seguir apresenta a localização dos armazenamentos no território francês. Nota-se uma concentração de aquíferos próxima a Paris, região consumidora.

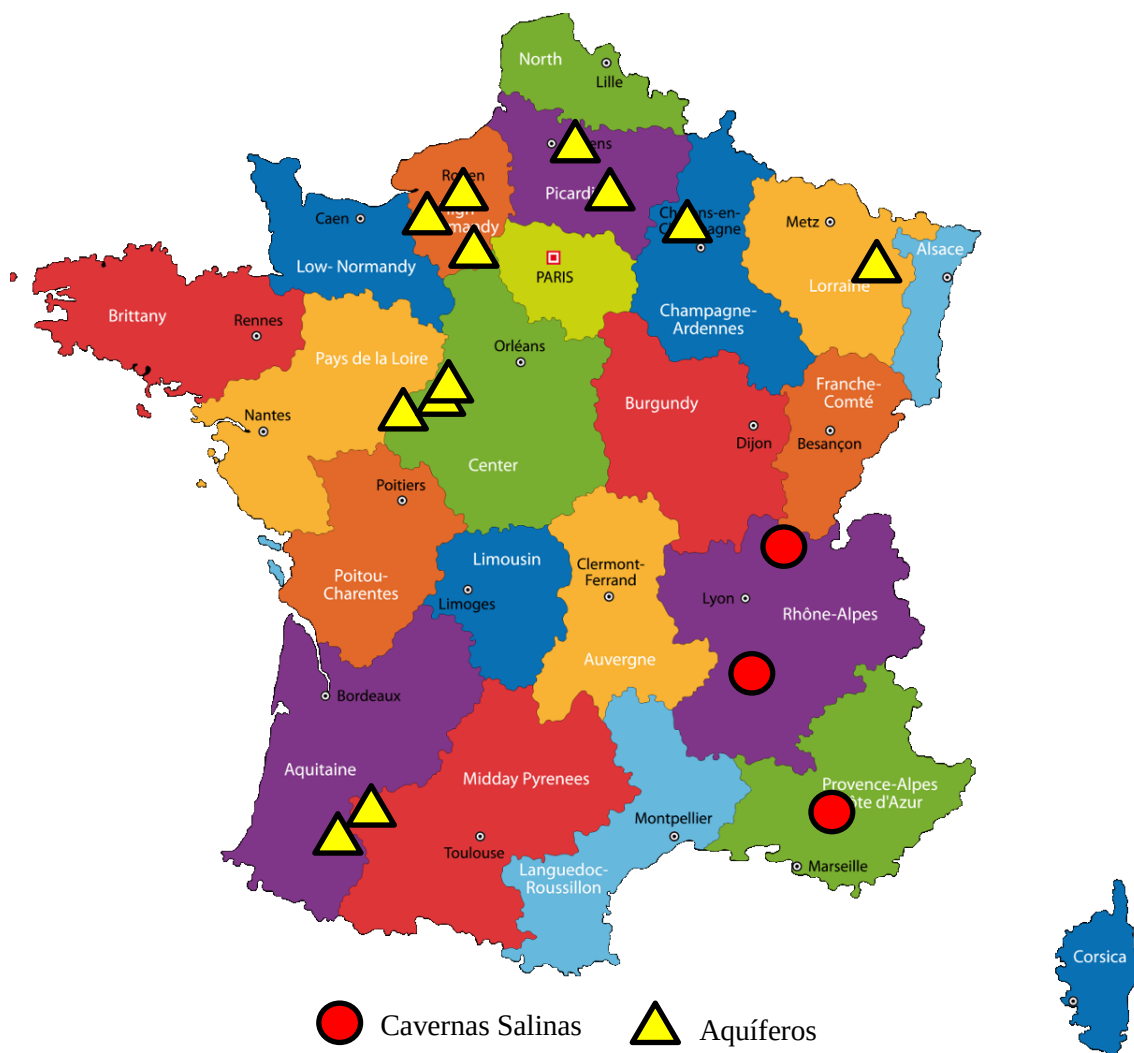


Figura 21. Localização das estocagens subterrâneas na França

Fonte: Elaboração própria com dados de CONFORT (2006).

3.3.5 Itália

A Itália possui um mercado de gás natural maduro, bem desenvolvido e com grande dependência das importações, chegando a 90% do consumo do país e com perspectiva de alcançar 95% em 2030. Em 2012, as importações alcançaram o volume de 67,96 bcm, enquanto a produção chegou a 8,06 bcm (LIMA, 2014). Os dois maiores

exportadores de GN para a Itália são a Rússia e a Argélia, contabilizando cerca de dois terços do total importado.

Desde o ano 2000 a 2012, a Itália mantém a mesma quantidade de estoques subterrâneos, todos em campos depletados de óleo e gás concentrados no nordeste do país. Apenas duas empresas operavam as instalações de armazenagem até 2012: a Stoccaggio Gas Italia SpA (STOGIT), com 8 instalações e a Edison SpA, com 2 instalações, acumulando uma capacidade de gás de trabalho da ordem de 15,15 bilhões de m³, segundo a Energy Delta em agosto de 2011. Todas as instalações são direcionadas a armazenar o gás nos meses de verão, onde se dá o menor consumo, para ser retirado no inverno, quando se dá o pico de demanda, para atender os setores industrial e residencial. A figura 22 apresenta a localização dos 10 estoques italianos e a sua distribuição por empresa operadora.



Figura 22. Localização das estocagens subterrâneas na Itália

Fonte: Elaboração própria com dados de CONFORT (2006).

Como se pode observar, os estoques estão concentrados próximos aos principais mercados consumidores e na região norte - área mais desenvolvida e industrializada do país - mais especificamente na região de Lombardia, próximo à cidade de Milão, no estado da Emilia Romagna e no estado de Veneto. No Sul, existem dois armazenamentos no estado de Abruzzi.

Segundo LIMA (2014), a Itália planeja ampliar a sua capacidade de armazenamento e está desenvolvendo 19 projetos de novas instalações, totalizando uma capacidade de

armazenamento de gás de trabalho estimada em 12,3 bcm, sendo que 18 são planejadas em campos de gás depletados e apenas uma em aquífero. Uma das grandes dificuldades na ampliação da capacidade de armazenamento na Itália é o processo de autorização destas novas unidades, que inclui rigorosos requisitos de avaliação de impacto ambiental.

A não existência de estocagem em cavernas de sal decorre da inexistência de depósitos de sal que permitam a construção das cavernas de sal por dissolução em locais estratégicos para atender as regiões de maior demanda por gás natural.

3.3.6 Rússia

A Rússia consome, em média, dois terços de sua produção de gás natural e é o segundo maior mercado consumidor desse energético do mundo, atrás apenas dos Estados Unidos. Também assume a segunda posição no que se refere à produção do energético. Segundo dados divulgados pela *British Petroleum – BP Statistical Review of World Energy* (2015), a Rússia produziu 578.7 bcm em 2014, ficando atrás dos Estados Unidos que produziram cerca de 728.3 bcm (estes valores não incluem a queima de gás e o reciclo). Já em relação às reservas provadas, a Rússia assume a primeira posição, estimada em 1152.8 trilhões de pés cúbicos.

O gás possui participação de 55% na matriz energética primária do país, a mais alta penetração de gás no mercado do mundo. A maior parte do gás natural é usada para geração de energia (40%) e na indústria (30%). A Europa é o principal mercado de exportação de GN Russo, com um volume comercializado 200,7 bcm, sendo que 14,8 bcm foi de GNL (LIMA, 2014). Devido à grande dimensão, tanto do mercado doméstico de GN quanto o de exportação, as unidades de armazenamento subterrâneo de gás natural desempenham um papel crucial na logística de distribuição de GN do país. As ESGNs têm uma interação muito grande com a rede de transmissão de gás, o que ajuda a amortecer a flutuação sazonal no fornecimento de gás, durante os períodos mais frios do ano (outono e inverno). A Rússia possui a maior malha de gasodutos do mundo, com cerca de 168.300 km de extensão.

As estocagens subterrâneas russas são projetadas para suavizar as variações sazonais na demanda por gás e, em algumas províncias, é a única fonte de suprimento de gás no

inverno. A rede de armazenamento subterrâneo supre até 20% do mercado doméstico durante os períodos mais quentes do ano, chegando a 30% durante invernos mais rigorosos (ENERGY CHARTER SECRETARIAT, 2010). As ESGNs fazem parte de um sistema integrado de fornecimento de gás, designado por UGSS (*Unified Gas Supply System*), cuja operação se dá pela OOO Gazprom-UGS, uma subsidiária que pertence 100% à OAO Gazprom e controlada pelas autoridades do governo.

Segundo LIMA (2014), as principais estratégias dessas unidades de estocagem na Rússia são:

- Equilíbrio sazonal do consumo interno;
- Balanceamento do consumo de pico de gás natural nas épocas frias;
- Segurança no abastecimento através do Sistema Unificado de Fornecimento de Gás (UGSS);
- Redução dos picos de pressão nas linhas de transmissão de gás;
- Segurança das exportações de gás natural através dos gasodutos principais em caso de interrupções não previstas; e
- Equilíbrio sazonal das exportações; suprimento adicional de gás natural em situações de emergência e para invernos rigorosos e, ainda, servir como reservas estratégicas.

Segundo LIMA (2014), existem 26 instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural na Rússia: 17 em campos de gás depletados de óleo ou gás, 8 em aquíferos e 1 em caverna de sal. A capacidade de armazenamento de gás de trabalho destas unidades é, aproximadamente, 68,16 bcm.

A figura 23 apresenta a localização de 24 armazenamentos subterrâneos no território russo. É possível perceber que alguns deles se localizam próximos a Moscou e São Petesburgo, centros consumidores. Também é possível observar a extensa rede de gasodutos distribuída pelo país.



Figura 23. Localização de 24 estocagens subterrâneas na Rússia e rede de gasodutos

Fonte: Elaboração própria com base em CONFORT (2006).

Como pode se observar, a Rússia faz grande utilização de ESGN agregadas a sua rede de distribuição de gás natural, mesmo sendo um grande produtor e exportador de gás natural. Esse fato reforça a importância da utilização das ESGN para realizar uma melhor gestão da malha de gasodutos de um país.

4 Panorama da indústria de gás natural no Brasil e no mundo

4.1 Mercado global de gás natural

Segundo BP Statistical (2016), as reservas provadas mundiais em 2015 totalizaram 186,9 trilhões de metros cúbicos (tcm), sendo que 92,4% dessas reservas (172,7 tcm) estão localizadas em 20 países com as maiores reservas provadas do mundo. Esse total seria suficiente para atender 52,8 anos da atual produção. A região do Oriente Médio detém as maiores reservas provadas (80 tcm, 42,8% do total global) e tem a maior relação R/P⁷ regional (129,5 anos). A tabela 2 abaixo apresenta a listagem desses países, sua posição quanto ao tamanho das reservas e a porcentagem em relação às reservas totais.

⁷ Recurso/Produção.

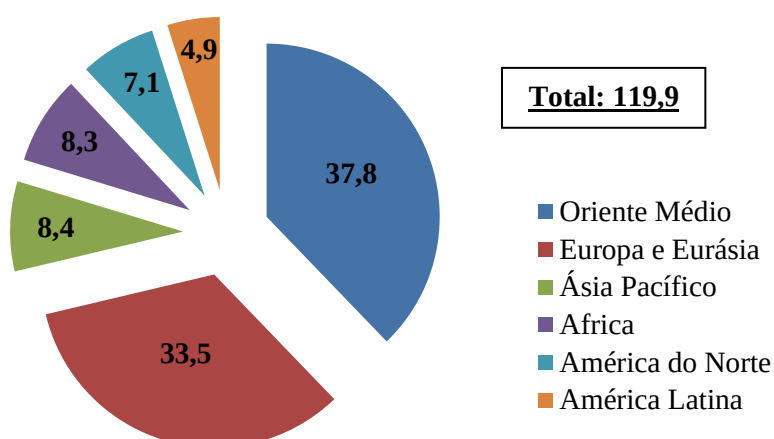
Tabela 2: As 20 maiores reservas mundias de gás natural

Posição	País	Quantidade (tcm)	Participação mundial
1	Irã	34	18,20%
2	Rússia	32,3	17,30%
3	Qatar	24,5	13,10%
4	Turquemenistão	17,5	9,40%
5	EUA	10,4	5,60%
6	Arábia Saudita	8,3	4,50%
7	Emirados Árabes	6,1	3,30%
8	Venezuela	5,6	3,00%
9	Nigéria	5,1	2,70%
10	Argélia	4,5	2,40%
11	China	3,8	2,10%
12	Iraque	3,7	2,00%
13	Austrália	3,5	1,90%
14	Indonésia	2,8	1,50%
15	Canadá	2	1,10%
16	Noruega	1,9	1,00%
17	Kuwait	1,8	1,00%
18	Egito	1,8	1,00%
19	Líbia	1,5	0,80%
20	Índia	1,5	0,80%
Total		172,7	92,40%

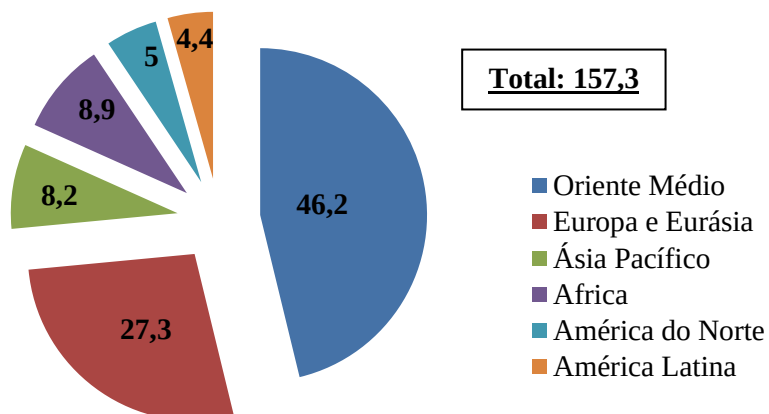
Fonte: Elaboração própria com base em BP Statistical (2016).

Nos últimos 20 anos as reservas provadas mundiais cresceram 36,4%, saindo de 119,9 em 1995 para 186,9 em 2015. A figura 24 apresenta a distribuição das reservas provadas por região nas últimas 3 décadas.

Reservas Provadas em 1995 (tmc)



Reservas Provadas em 2005 (tmc)



Reservas Provadas em 2015 (tmc)

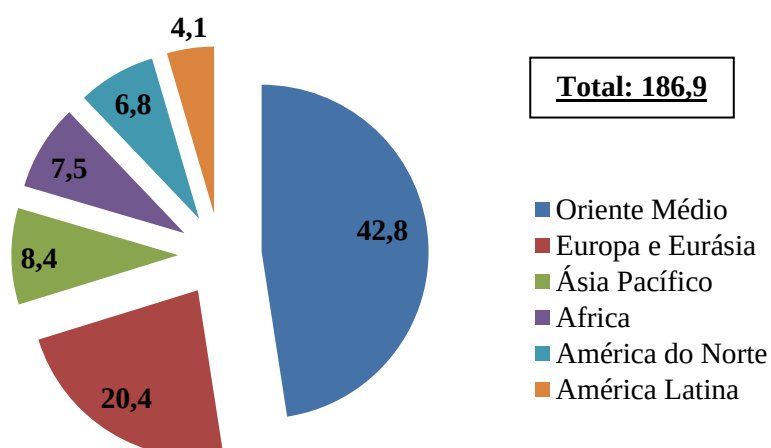


Figura 24. Distribuição das reservas provadas por região nas últimas 3 décadas

Fonte: Elaboração própria com base em BP Statistical (2016).

Segundo BP Statistical (2016), o consumo mundial de gás natural cresceu 1,7% em 2015, abaixo da média de 2,3% de 10 anos. O gráfico da figura 25 apresenta a distribuição do consumo mundial de GN por região.

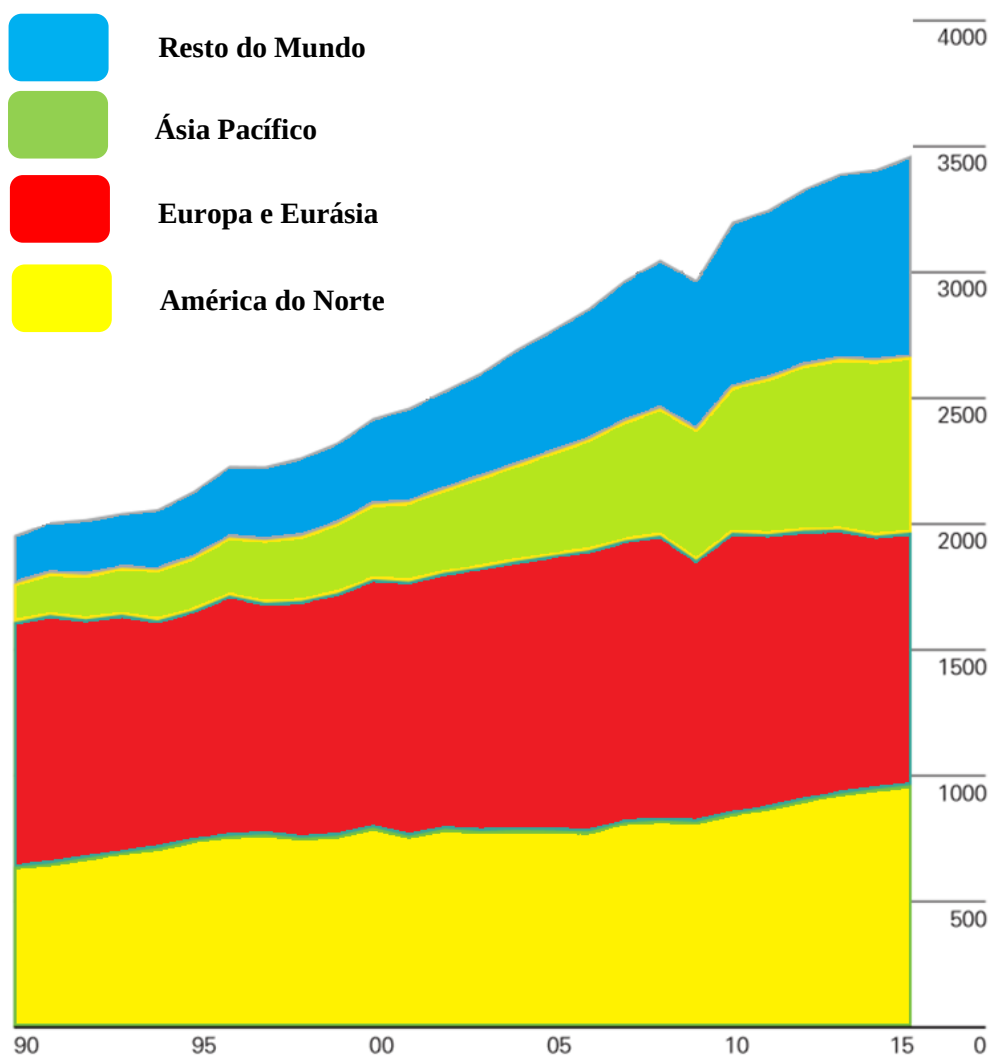


Figura 25. Distribuição do consumo mundial de GN por região

Fonte: Elaboração própria com base em BP Statistical (2016).

Como pode ser observado, apesar do intenso comércio global desse energético, a distribuição da produção e do consumo por região seguem uma proporcionalidade bastante próxima.

O comércio global de gás natural aumentou 3,3% em 2015, os transportes de gasodutos aumentaram 4% e as importações líquidas de GNL para a Europa aumentaram 15,9%. O comércio internacional de gás natural representou 30,1% do consumo global, a participação do gasoduto no comércio global de gás aumentou para 67,5% (BP Statistical, 2016). A figura 26 apresenta as regiões com maior consumo de gás natural per capita do mundo.

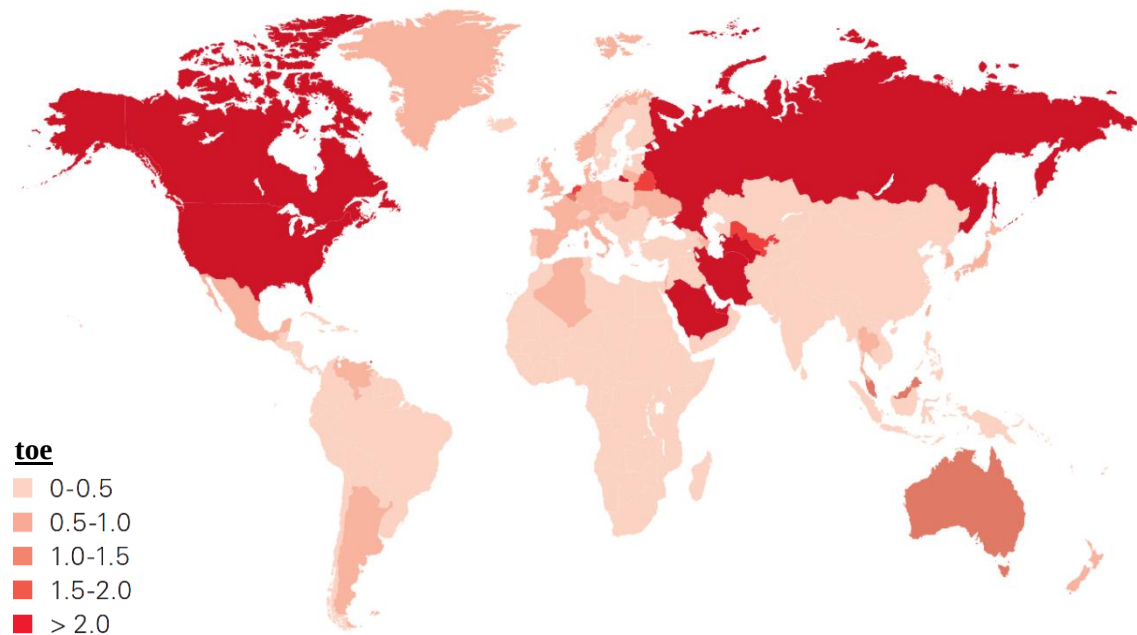


Figura 26. Regiões com maior consumo per capita do mundo

Fonte: Elaboração própria adaptada de BP Statistical (2016).

A figura 27 apresenta as principais rotas comerciais do mundo por tipo de modal de transporte, GNL e gasoduto.

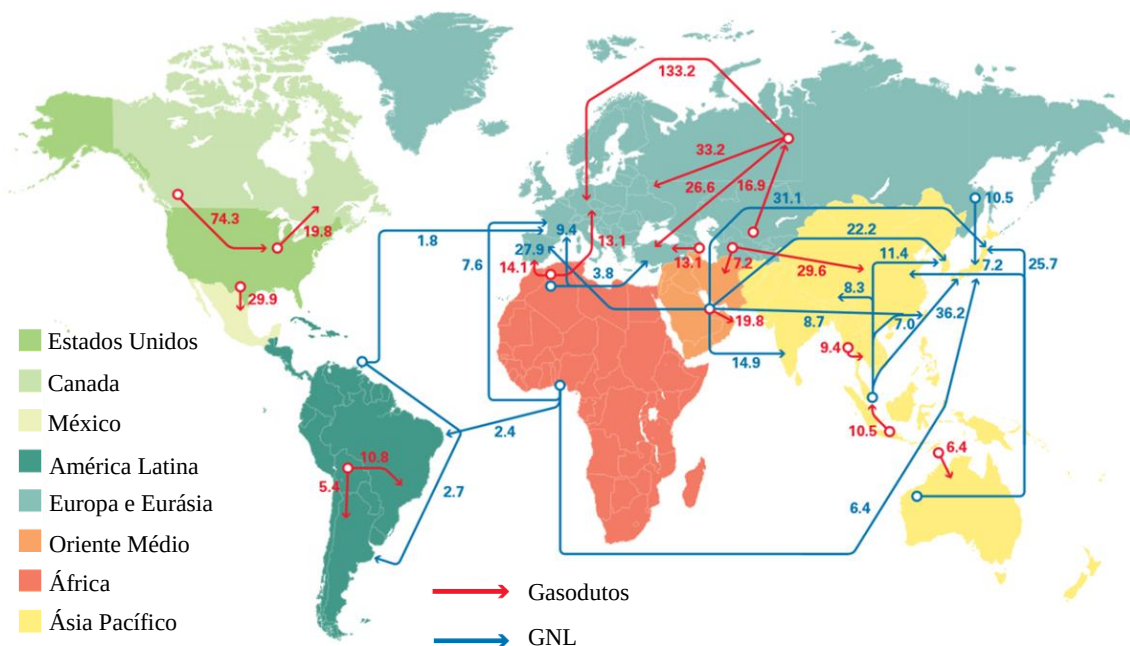


Figura 27. Principais rotas comerciais do mundo por tipo de modal de transporte

Fonte: Elaboração própria adaptada de BP Statistical (2016).

4.2 O mercado brasileiro de gás natural e sua importância na Matriz Energética

A matriz energética brasileira experimentou uma grande transformação ao longo do tempo, sobretudo a partir da década de 1970, com um crescente aumento da oferta e a renovação de seu *mix* de energia e potencial. Muitos e diversos investimentos de longo prazo foram realizados, tais como: intensificação das atividades de produção e refino de petróleo; construção de usinas hidrelétricas e térmicas; fazendas eólicas; oleodutos; produção de etanol; e expansão dos sistemas de transmissão de energia elétrica, entre outros empreendimentos. Ela é uma das matrizes mais limpas e renováveis do mundo industrializado, com uma participação expressiva de fontes como recursos hídricos, biomassa e etanol, além das energias eólica e solar.

A matriz energética mundial era, em 2013, composta por aproximadamente 13% de fontes renováveis em países industrializados (REPSOL, 2013). Já a brasileira é aproximadamente 43,5% (EPE-BEN 2017). O gráfico da figura 28 apresenta a distribuição da oferta de energia brasileira por fonte.

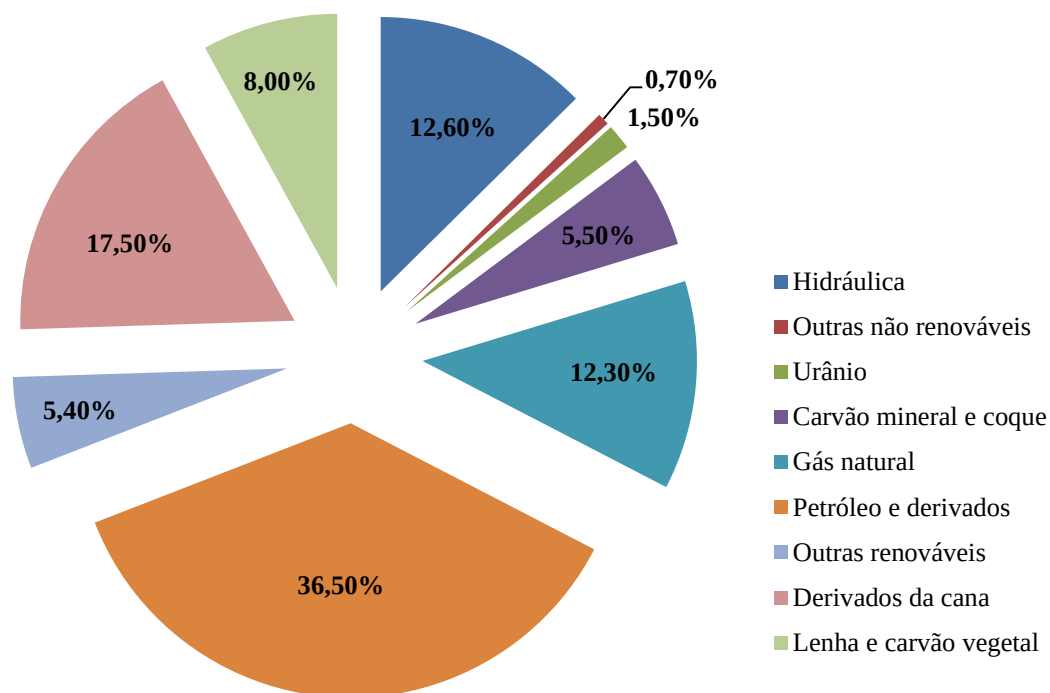


Figura 28. Oferta interna de energia por fonte

Fonte: Elaboração própria com base em EPE-BEN (2017).

A matriz de geração de energia elétrica brasileira apresenta essa mesma característica de forma ainda mais acentuada. Apesar de a geração hidrelétrica vir perdendo participação na matriz nos últimos 5 anos, ela ainda apresenta uma predominância que coloca o Brasil dentre os 5 países com maior participação do mundo. Em 2015, ela representou 64% da matriz elétrica, mas em 2011 representava 81,9% (EPE-BEN 2012).

O setor elétrico brasileiro alcançou grandes conquistas nos últimos 12 anos, sobretudo devido à revisão aprofundada do quadro regulatório e institucional, que garantiu condições favoráveis para o investimento, como evidenciado pela competitividade dos leilões recentes de energia eólica e hidroelétrica (Rio Madeira e Belo Monte Represas). Dentre as mudanças ocorridas, destaca-se o aumento da participação das térmicas a gás natural na matriz de geração elétrica, sobre tudo a partir do ano 2001. Os motivos que levaram a esse movimento serão melhor detalhados no item 4.3 - *O desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural e a sua relevância para implantação de uma infraestrutura de ESGN*. De todo modo, nos últimos 5 anos, ocorreu um aumento expressivo da participação dessa tecnologia de geração, entre outros fatores, devido à

crise hídrica que o país vem enfrentando e ao atraso na conclusão de alguns investimentos em geração anteriormente planejados.

As usinas térmicas a GN têm sua importância atribuída, principalmente, a dois principais fatores: por ser ele um combustível fóssil com baixo nível de emissão de CO₂ e pela segurança de abastecimento, conforme visto no item 2.1.2.3 - *Aplicações energéticas do gás natural*.

De uma forma concisa, são três as modalidades de geração: a energia de base (geração permanente e contínua), a energia de ponta (que garante com segurança o atendimento nas horas de demanda máxima) e as energias intermitentes, chamadas de complementares, como eólica, solar, pequenas centrais hidrelétricas (PCH), etc. Aquelas que dão sustentação ao sistema são as energias de base e de ponta. As complementares ajudam, mas dependem da existência das outras. A energia nuclear produz essencialmente energia de base, assim como as usinas a carvão e as termelétricas a gás natural também o podem fazer, apesar de, no Brasil, serem utilizadas principalmente para complementação da geração hidrelétrica e para atendimento da energia de ponta.

O Brasil detém 10% do potencial de energia hidráulica do mundo, entretanto o desenvolvimento de qualquer novo empreendimento deve assegurar que os impactos socioambientais resultantes sejam mitigados ou compensados. A geração de energia hidrelétrica possui simultaneamente 3 atributos extremamente relevantes: é renovável; as emissões de gases de efeito estufa (GEE) são praticamente inexistentes; e é altamente competitiva economicamente em relação a outras tecnologias de geração de energia elétrica.

Apesar da principal fonte de geração de base do país ser de fonte hidráulica e existir um enorme potencial de aproveitamento remanescente, pressões socioambientais podem impedir o seu amplo desenvolvimento. A priorização dos investimentos em usinas hidrelétricas e outras tecnologias de energia renovável dentro do horizonte de planejamento depende da obtenção de licenças ambientais prévias, uma vez que são necessárias para participação em leilões de compra de energia, conforme estabelecido por lei. Caso essas licenças não sejam obtidas a tempo dos leilões, opções alternativas de fontes de energia térmica, preferencialmente alimentada por gás natural, poderiam vir a substituir esses projetos e evitar quaisquer atrasos na realização da oferta planejada. As térmicas a gás apresentam características que as tornam a principal

alternativa de geração térmica por combustíveis fósseis em relação as outras tecnologias, podendo citar:

- Baixos custos de geração e investimento;
- Menor emissão de GEE em comparação às térmicas a carvão e a óleo combustível;
- Menor impacto ambiental em comparação com as usinas nucleares no tocante ao passivo ambiental;
- Disponibilidade de grandes reservas mundiais de gás; e
- Menor preço do m³ do gás em comparação a outros combustíveis fósseis.

Nesse cenário, as geradoras térmicas poderão aumentar a sua importância para atendimento da geração de base num futuro próximo e os sistemas de geração a gás natural podem assumir um papel importante, sobretudo com a introdução de novas tecnologias de ciclo combinado, que são mais eficientes para geração de base. Entretanto, para que isso aconteça, é necessário que o governo brasileiro realize investimentos no sentido de atribuir segurança à indústria de GN no Brasil e desenvolva políticas coerentes para o desenvolvimento do setor, conforme será apresentado no item 4.3 - *O desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural e a sua relevância para implantação de uma infraestrutura de ESGN.*

Outro fato que merece destaque é que nos últimos 5 anos ocorreu um aumento da participação das energias alternativas, com a entrada da energia fotovoltaica, ainda pouco expressiva com 0,01% em 2016 e a energia eólica que aumentou de 0,5% para 5,4% entre 2011 e 2016 (EPE-BEN, 2012; EPE-BEN 2017).

O crescimento da energia eólica na matriz, está relacionado a reduções significativas de custos nos últimos anos. Em 2005, a preços correntes, era viável apenas a R\$ 300,00/MWh. Nos leilões de energia realizados em agosto e setembro de 2011, a energia eólica foi adquirida ao preço médio de R\$ 99,00/MWh e R\$ 105,00/MWh, respectivamente, ou seja, um terço do preço de referência de 2005. Com o aumento do desenvolvimento dessa tecnologia no Brasil, fabricantes mundiais de turbinas eólicas estão estabelecendo instalações de produção no país, o que consequentemente impactará

positivamente ainda mais as condições do preço da energia. Entretanto, o pleno desenvolvimento dessas tecnologias de geração alternativas sugere investimentos em infraestrutura de back up para sustentar a intermitência na geração. As térmicas a gás natural são uma boa opção para cumprir esse papel.

O gráfico da figura 29 apresenta a distribuição da matriz de geração elétrica brasileira em 2015.

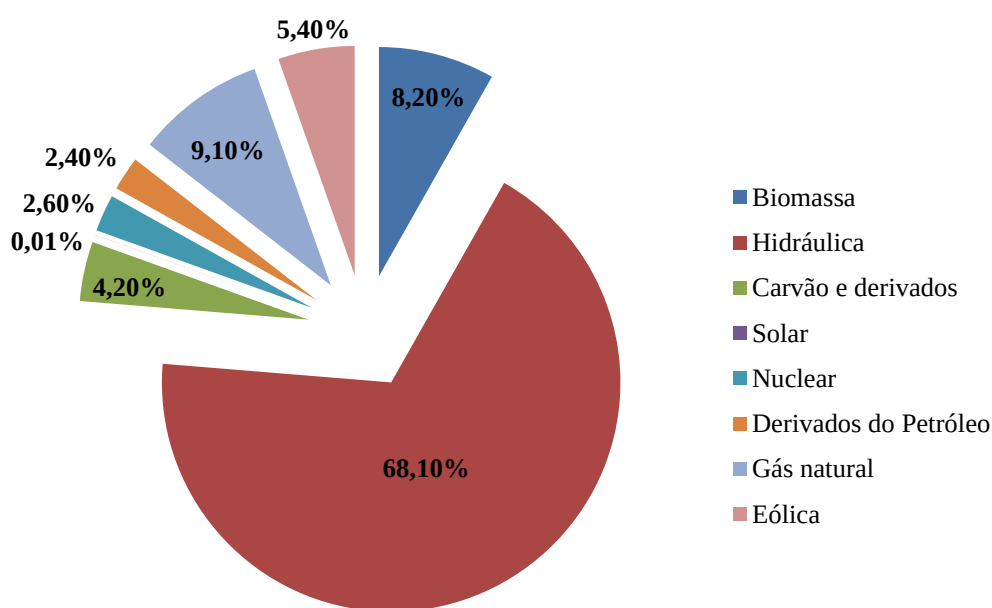


Figura 29. Oferta interna de energia elétrica

Fonte: Elaboração própria com base em EPE-BEN (2017).

Verifica-se uma participação de 9,1% das térmicas a GN na matriz de geração elétrica em 2016. Já o gráfico da figura 30 apresenta a matriz de 2011 (EPE-BEN, 2012). Como pode ser observado, a participação das térmicas a GN em 2011 era 48,35% menor do que em 2016.

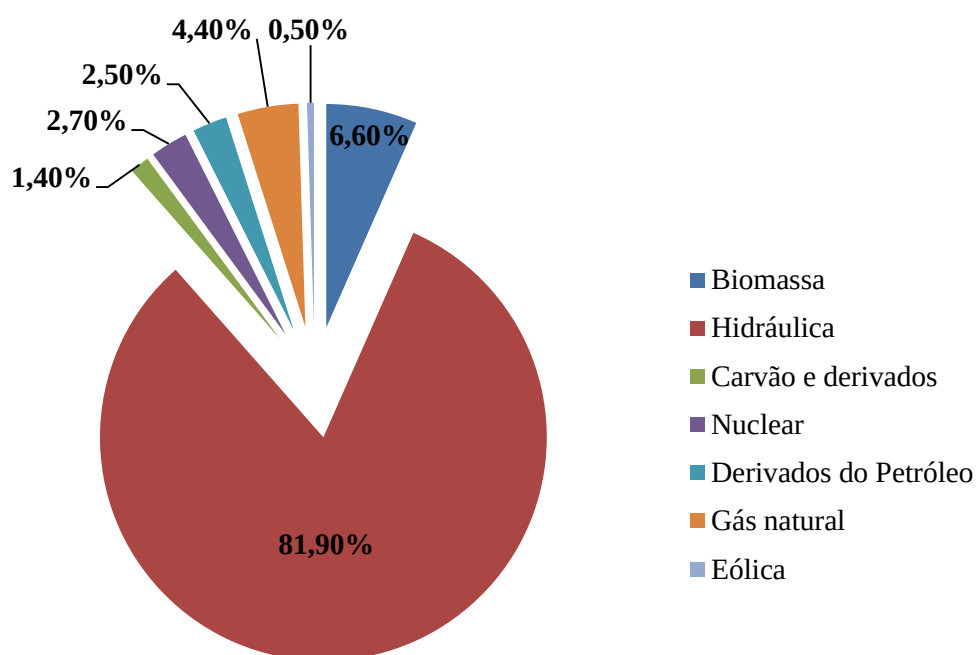


Figura 30. Oferta interna de energia elétrica

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE-BEN (2012).

O maior consumidor de gás natural do Brasil é o setor elétrico, representando 34,5% do total em 2016. Além da importância do gás natural na matriz elétrica, existem outros usos relevantes para esse hidrocarboneto. Essas aplicações do gás natural incluem, por exemplo, o uso como insumo químico em fábricas de fertilizantes ou de metanol, nessa indústria ele representa 26% da matriz (ABIQUIM, 2014). O gráfico da figura 31 apresenta a distribuição percentual do consumo de gás natural no Brasil.

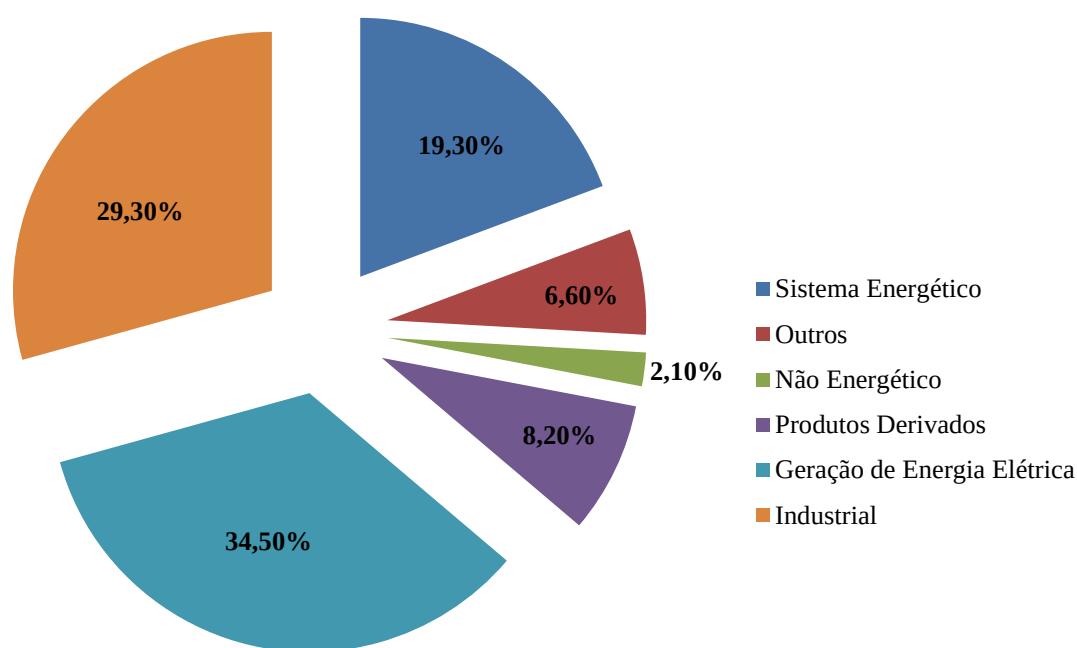


Figura 31. Consumo de gás natural no Brasil

Fonte: Elaboração própria com base em EPE-BEN (2017).

Os segmentos residencial e comercial possuem um pequeno consumo e praticamente não apresentam variação de demanda ao longo do ano, bem como os outros segmentos, de modo que a única exceção é o segmento termelétrico, que apresenta um comportamento de demanda com característica aleatória.

Um ponto importante a respeito do consumo e produção de gás natural no Brasil é que aproximadamente 100% da quantidade de gás natural importado é consumido pelas térmicas. Atualmente, as térmicas brasileiras consomem $18.400 \times 10^6 \text{ m}^3$, enquanto as nossas importações são da ordem de $18.407 \times 10^6 \text{ m}^3$, segundo dados do relatório Balanço Energético Nacional (2016). O gráfico da figura 32 apresenta a oferta interna de gás natural por fonte.

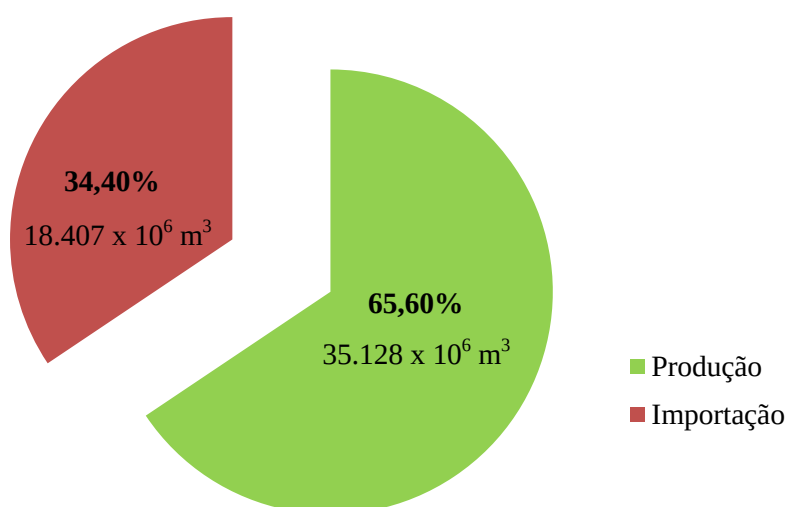


Figura 32. Oferta interna de gás natural por fonte

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE-BEN (2016).

Atualmente, a rota de importação de GN do Brasil por navios metaneiros apresenta uma política de compra pouco eficiente sob o custo, encarecendo o valor da molécula desse energético para o consumidor final, uma vez que a aquisição do GNL é feita no mercado *spot*. As remessas são adquiridas de diferentes regiões do mundo que apresentam custos variados de transporte. Em 2012, por exemplo, o Brasil importou 3,2 bilhões de m³ de Gás Natural Liquefeito (GNL) dos Estados Unidos (0,2), Trinidad & Tobago (0,8), Noruega (0,2), Qatar (1,1), Nigéria (0,5) e de outros países da Europa (0,4). Não existe um planejamento de longo prazo das importações, uma vez que, em muitos casos, esses volumes de GNL funcionam como “pulmão contingencial” para atendimento futuro das térmicas e ficam armazenados nos próprios navios metaneiros, atracados nos 3 terminais de regaseificação do país.

Em muitos casos, quando o quadro operacional da geração elétrica brasileira não demanda a utilização total dessas cargas de GNL pelas termelétricas, elas são revendidas por preços, algumas vezes, menores que os de compra. Vale lembrar que esses navios possuem taxas de afretamento muito elevadas e mantê-los atracados nos

portos, por tempo indeterminado, acarreta em elevados custos para a Petrobras, o que consequentemente é transferido para o consumidor.

Apesar da tendência da produção de GN do Brasil ser a de continuar a crescer, observa-se que o grande incremento da oferta, desde o ano de 2009, é proveniente das importações de GNL, com preço maior que o gás nacional (MOREIRA, 2015). Em 2013 e 2014, a oferta de gás importado ao mercado superou a oferta nacional. Nota-se que o incremento da importação ocorre majoritariamente via GNL, que complementa o aumento de demanda, visto que existe limitação física de importação pelo GASBOL. O gráfico da figura 33 abaixo apresenta o avanço histórico da disponibilidade de GN no Brasil por fonte.

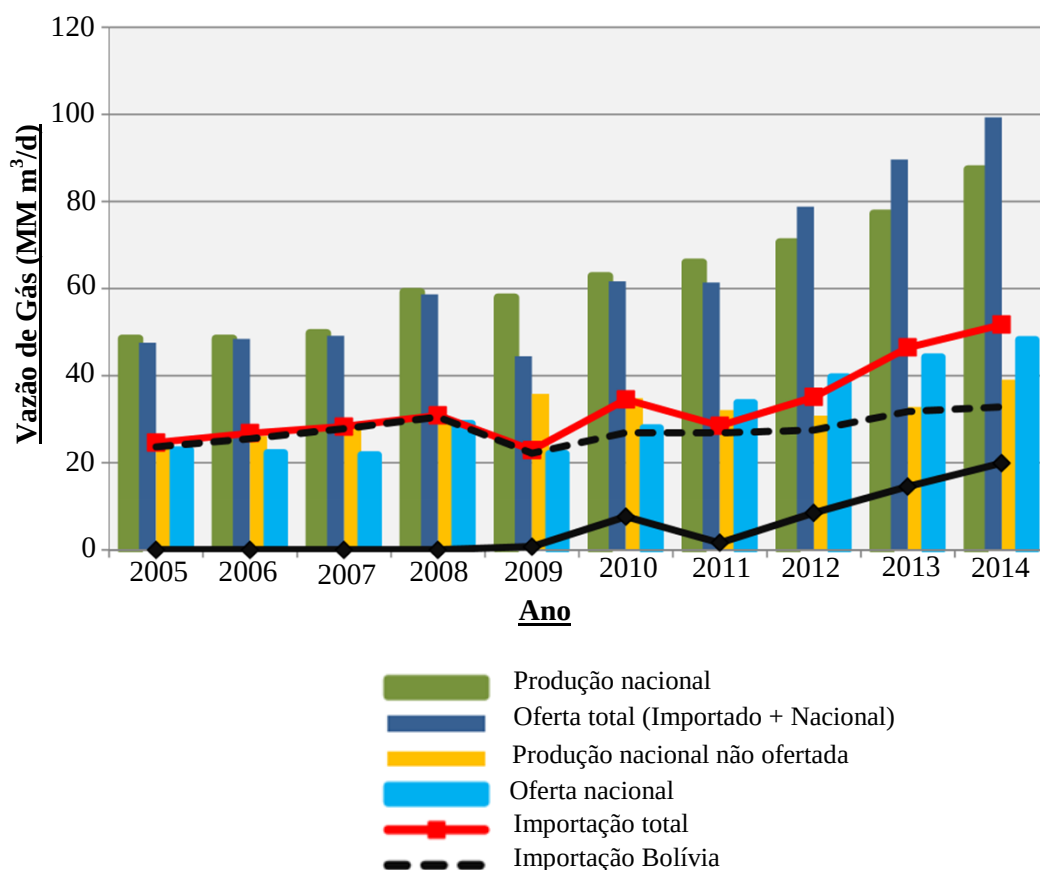


Figura 33. Avanço da disponibilidade de GN no Brasil

Fonte: Elaboração própria adaptada de MME (2015).

No que se refere às reservas brasileiras de GN, encontradas em sua maior parte na forma de gás associado, de acordo com os dados divulgados pela ANP em 2013, elas apresentam um perfil bastante concentrado, com destaque absoluto para o estado do Rio de Janeiro que detém 53,67% destas reservas, seguido dos estados de São Paulo, Amazonas e Espírito Santo, com respectivamente 13,14%, 11,28% e 9,39%. O gráfico da figura 34 apresenta a distribuição geográfica das reservas brasileiras de gás natural em 2013.

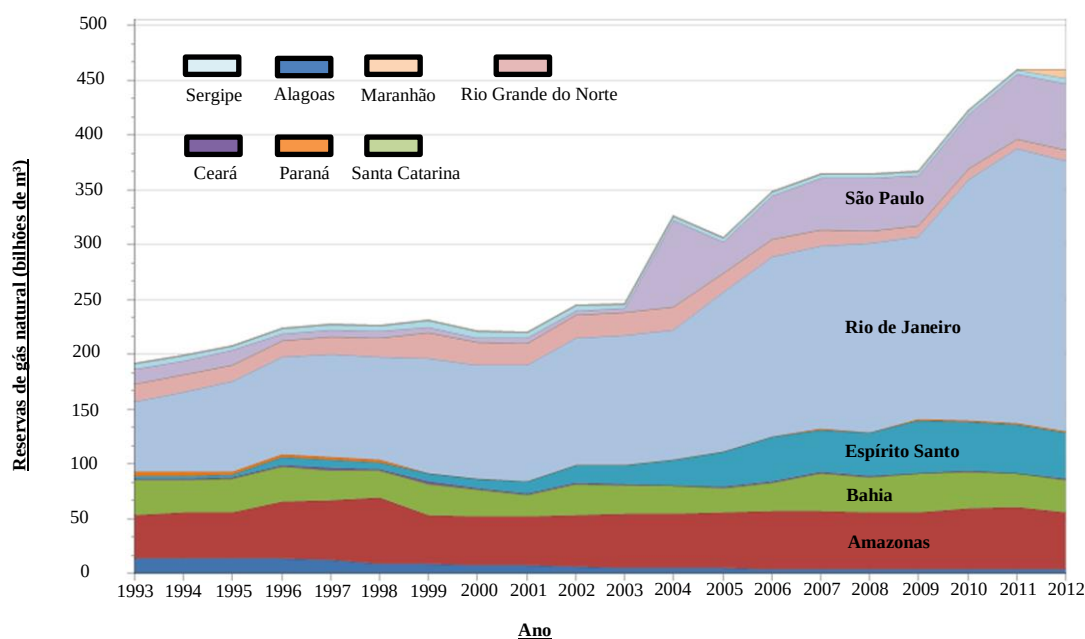


Figura 34. Distribuição geográfica das reservas brasileiras de gás natural em 2013
(bilhões de m³)

Fonte: Elaboração própria adaptada de ANP (2013).

De todo o gás natural que compõe as reservas do país, 15,21% estão localizados em terra, principalmente, no campo de Urucu (AM), e em campos produtores no estado da Bahia. Os 84,79% restantes estão localizados no mar, principalmente, na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro.

Em 2012, o estado da Bahia foi o quarto maior produtor de gás e de óleo do Brasil, tendo uma produção de 3,22 bcm e de 2,7 milhões de m³, respectivamente. Além da

Bacia do Recôncavo, existe outra bacia sedimentar produtora na Bahia, que é a Bacia de Tucano, cuja produção é bastante inferior à outra.

As reservas de gás natural do pré-sal também trazem um novo horizonte para o mercado de gás natural brasileiro. Elas serão abordadas em detalhes no item 6.3 - *Potencial de reservas de GN do pré-sal e reservatórios não convencionais*.

Existe uma perspectiva do GN continuar a ganhar espaço na matriz de geração elétrica brasileira, juntamente com as tecnologias de geração de energia renovável, uma vez que um dos principais objetivos do PDE⁸ (2015) é priorizar a participação das fontes de energia renováveis para atender o aumento do consumo de eletricidade. Todavia, este crescimento requer o desenvolvimento de infraestrutura de tratamento, de movimentação e de distribuição, exigindo maior eficiência e dinâmica do mercado de gás natural, reforçando o papel importante que a estocagem subterrânea pode vir a desempenhar no cenário brasileiro, aumentando a confiabilidade e a credibilidade da rede como um todo e aumentando a segurança do suprimento desse energético. O capítulo 6 - *A importância de uma infraestrutura de estocagem eficiente de gás natural no Brasil* - faz uma análise aprofundada a esse respeito, abordando fatores importantes quanto a relevância das ESGNs como mecanismo para fortalecer a indústria de GN brasileira.

As ESGNs possibilitariam a realização de contratos de importação de GNL de longo prazo, viabilizando a aquisição das cargas por preços mais competitivos, bem como possibilitariam uma melhor gestão e flexibilidade da importação via GASBOL através dos contratos de transportes que possuem cláusulas do tipo take or pay⁹. Dessa forma, uma instalação de ESGN beneficiaria as operações comerciais, possibilitando arranjos contratuais alternativos e dando maior flexibilidade e confiabilidade à oferta de gás natural. Com um sistema de ESGN, o parque de geração de gás natural poderia adquirir um mix de contratos de transporte com diferentes níveis de flexibilidades, relacionados com a probabilidade de despacho das usinas. Nesse contexto, a ESGN poderia suprir as lacunas da oferta de gás quando os contratos não pudessem ser efetivados.

⁸ Plano Decenal de Expansão de Energia.

⁹ Cláusulas de pagamento compulsório de uma determinada quantidade de produto, mesmo que esse não seja consumido em sua totalidade.

Dessa forma, com as perspectivas do aumento da importância do gás natural na matriz energética brasileira e da complexidade da gestão da rede de distribuição, devido às novas conjunturas apresentadas, conclui-se que uma infraestrutura de estocagem eficiente de GN seria importante para aumentar a segurança energética do país. Ela também funcionaria como uma ferramenta para otimizar o modelo de importação desse energético, bem como para otimizar a operacionalização da rede brasileira de gasodutos.

4.3 O desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural e a sua relevância para implantação de uma infraestrutura de ESGN

Este item tem como objetivo apresentar informações sobre a dinâmica histórica de desenvolvimento do mercado de GN brasileiro que influenciam na decisão de se constituir estoques estratégicos desse energético para atribuir segurança de abastecimento ao mercado.

O desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil

O início da indústria petrolífera no Brasil tem sua origem no estado da Bahia, mais precisamente na Bacia do Recôncavo em 1939, quando se descobriu a primeira acumulação de petróleo em Lobato. Mesmo tendo sido provada inviável economicamente, representou o estopim para o aumento da exploração da área. A primeira acumulação que atingiu níveis comerciais foi o campo de Candeias, em 1942. Outras grandes descobertas foram realizadas nos anos posteriores como os campos Água Grande (1947), Dom João Mar (1954), Taquipe (1959), Buracica (1959), Miranga (1965) e Araçás (1965). Segundo LIMA (2014), durante mais de 60 anos, depois da primeira descoberta, foram perfurados mais de mil poços na região, entre tantos outros poços de desenvolvimento, fato que fez dessa bacia a maior produtora brasileira até a descoberta das reservas da Bacia de Campos. A figura 36 apresenta a localização dos poços pioneiros perfurados nos primórdios da exploração da Bacia do Recôncavo.

A Bacia do Recôncavo possui quatro grandes reservatórios que se encontram nas formações Sergi, Água Grande, Marfim e Pojuca, e a principal área de formação de

hidrocarbonetos são as rochas geradoras (folhelhos) da formação Candeias e Membro Tauá.

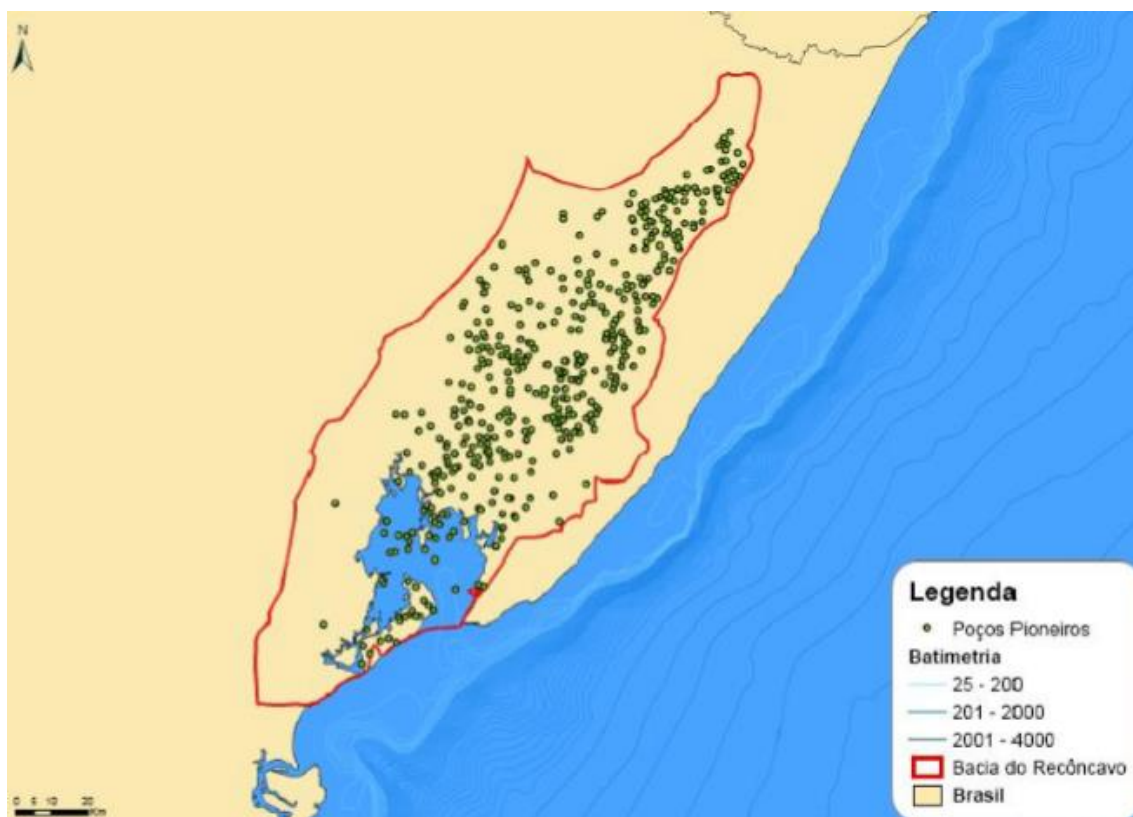


Figura 36. Localização dos Poços Pioneiros na Bacia do Recôncavo

Fonte: ANP (2006).

Assim como o petróleo, a indústria de gás natural no Brasil teve sua origem, nos primeiros registros da produção e utilização do gás natural das jazidas do Recôncavo Baiano, na década de 1940 (COSTA, 2013). No entanto, foi em 1971, com a descoberta de petróleo e GN na Bacia de Campos (RJ), que ocorreu o marco desta indústria no Brasil, impulsionando, desde a segunda metade da década de 80, elevados investimentos na prospecção de águas profundas e na construção de gasodutos, interligando os centros de consumo do Rio de Janeiro e São Paulo. (ALVEAL; BORGES, 2001)

Apesar do desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil ser um evento relativamente recente, ela rapidamente assumiu um papel de destaque na matriz energética. Durante toda a década de 1990, o consumo de gás natural nunca representou

mais do que 4% da oferta interna de energia. Contudo, a partir de 1999, com o início das operações do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), o consumo de gás natural no Brasil vem crescendo a uma taxa média de 15% ao ano, acompanhado pelo crescimento, tanto das importações quanto da produção nacional (COLOMER, 2014)

As obras de construção do GASBOL se iniciaram em 1997 ligando Santa Cruz de La Sierra (Bolívia) à Guararema (SP). Com a ampliação da malha para Campinas e Porto Alegre, concluída em 1999, os números relativos à importação em 2009 chegaram à casa dos 24 milhões de metros cúbicos diários. Foram configurados quatro sistemas: dois na região Nordeste, um no Espírito Santo e outro nos demais estados do Sudeste (RESENDE, 2013).

A expansão da produção e da infraestrutura aqueceu o mercado de gás do país. A entrada em operação do GASBOL deu início ao fornecimento de gás importado e possibilitou alcançar novos mercados na Região Sul, Oeste, Sul Paulista e no Mato Grosso do Sul (COSTA, 2013). O início da operação do GASBOL acarretou uma mudança na natureza da demanda de gás no Brasil. Antes das importações de gás boliviano, o GN era utilizado como combustível em indústrias e matéria-prima em petroquímicas (CECCHI *et al.*, 2001). Posteriormente, passou a ter importância na geração de energia elétrica, conforme será apresentado nessa sessão.

No início da operação do GASBOL, a modalidade de compra do gás boliviano (*take or pay*) adquirido pela Petrobras era pouco eficiente. Era realizado sob cláusulas de pagamento compulsório de um volume superior ao consumido, ou seja, pagava-se por quantidades de gás não retiradas. Esta condição incentivou a Petrobras a estimular o crescimento do mercado (CNI, 2010).

No final da década de 1990, o Brasil enfrentou uma grave crise energética, que intensificou a demanda por GN. O progressivo deplecionamento¹⁰ dos reservatórios hidrelétricos, agravado pela fraca hidrologia na estação chuvosa do início de 2001, em que os níveis dos reservatórios das Regiões Sudeste e Nordeste atingiram aproximadamente 35% no início do período seco, forçou o governo a tomar medidas de estímulo à oferta e redução de consumo (acionamento). Frente a estas duas condições – oferta de gás maior que a demanda, aliada à necessidade de aumentar a capacidade de

¹⁰ Reduzir, diminuir, minimizar.

geração de eletricidade – o governo passou a incentivar a realização de projetos termelétricos a gás natural. Com este objetivo, através do Decreto no 3.371 de 24 de fevereiro de 2000, foi instituído o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). O PPT gerou um grande aumento na demanda de gás natural para geração de energia elétrica, como pode ser observado no gráfico da figura 37 (COSTA, 2013).

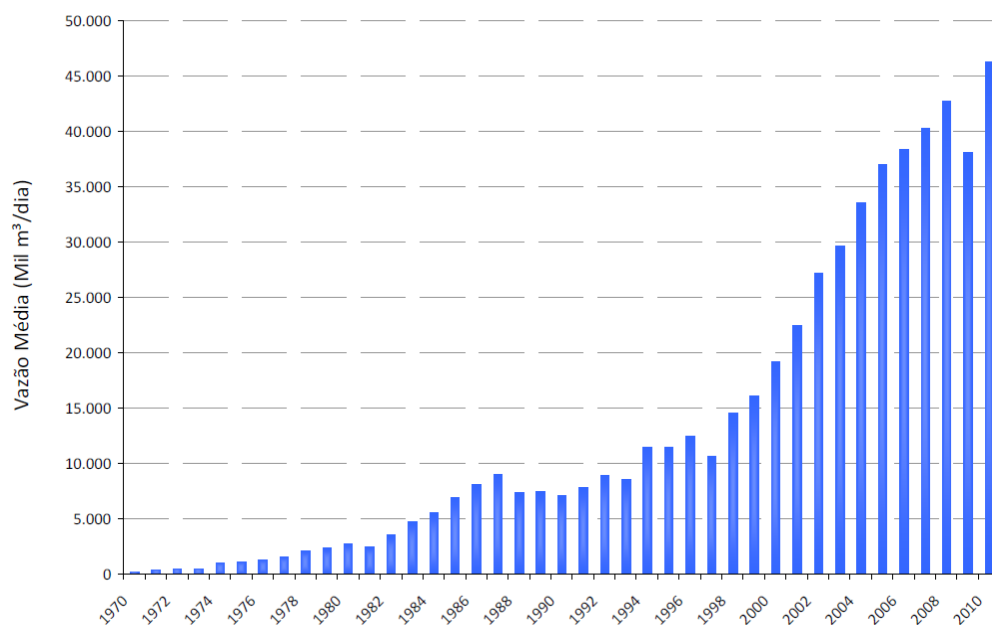


Figura 37. Consumo de gás natural no Brasil de 1970 a 2010

Fonte: COSTA (2013).

O PPT alcançou o seu objetivo de ampliação da oferta de energia elétrica. Em 2006, a Petrobras instaurou o Plano de Antecipação da Produção de Gás (PLANGÁS), com o objetivo primordial de garantir o abastecimento de gás natural, associado à possibilidade de reduzir os riscos do fornecimento do gás natural boliviano e assegurar a oferta de gás para a geração termelétrica e demais mercados não térmicos. O PLANGÁS é composto por uma carteira de projetos em exploração e produção, processamento e transporte de gás natural no Sudeste do País, que visa o incremento da oferta de gás natural. Através do PLANGÁS foram feitas novas descobertas de gás não-associado, bem como foi ampliada a rede de gasodutos através do projeto GASENE, que interligou o norte ao sul do país com vários ramais atingindo o interior (RESENDE, 2013).

Entretanto, em 2009, instaurou-se um cenário de insuficiência do atendimento da demanda interna por GN, levando a Petrobras a investir em dois terminais de importação de GNL: um no Pecém, CE, com capacidade para regaseificar até 7 milhões de m³/dia; e outro na Baía de Guanabara, RJ, com capacidade para regaseificar até 20 milhões de m³/dia de gás natural. Em 2014, entrou em operação mais um terminal de regaseificação na Bahia (TRBA), com capacidade para regaseificar 14 milhões de m³/dia de gás natural. Com sua entrada em operação, a capacidade de regaseificação de GN da Petrobras sobe de 27 milhões de m³/dia para 41 milhões de m³/dia, quase uma vez e meia a capacidade de importação do gás da Bolívia (COSTA, 2013, PETROBRAS, 2017).

O projeto GASENE, mencionado anteriormente, representou outro marco do desenvolvimento da indústria de GN no Brasil, pois a interligação das malhas de gasodutos do Sudeste e do Nordeste integrou mercados regionais e potencializou o aproveitamento das ofertas nacional e importada.

O gráfico da figura 38 apresenta a evolução do consumo de GN entre 2000 e 2007.

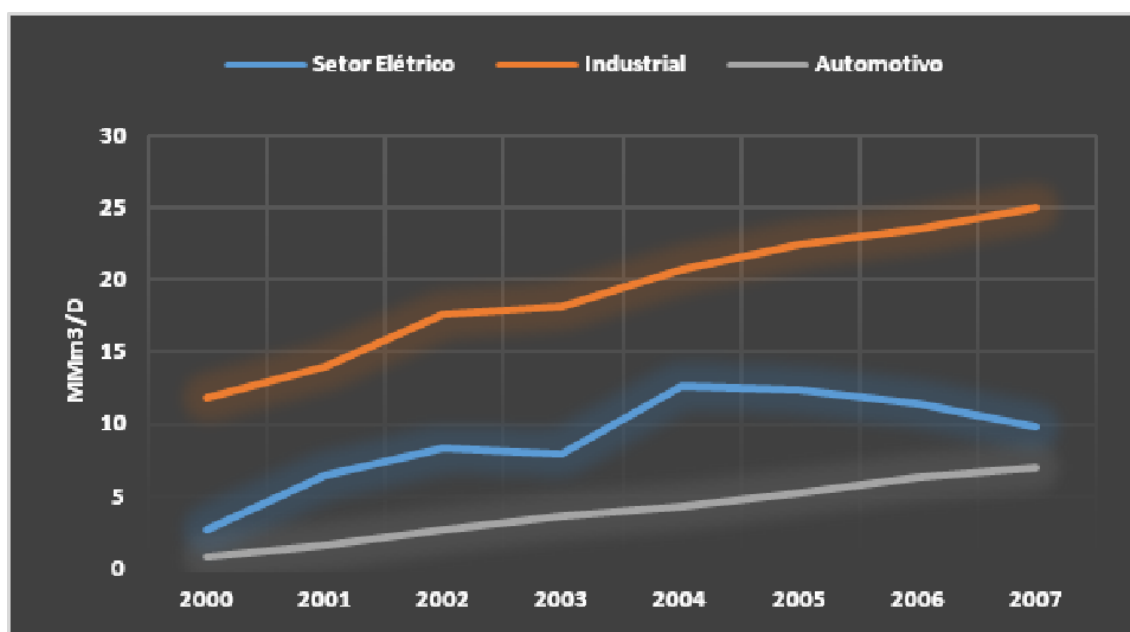


Figura 38. Evolução do Consumo de Gás Natural entre 2000 e 2007

Fonte: COLOMER (2014).

O gráfico da figura 39 apresenta a participação do GN na matriz elétrica em diferentes contextos políticos do Brasil.

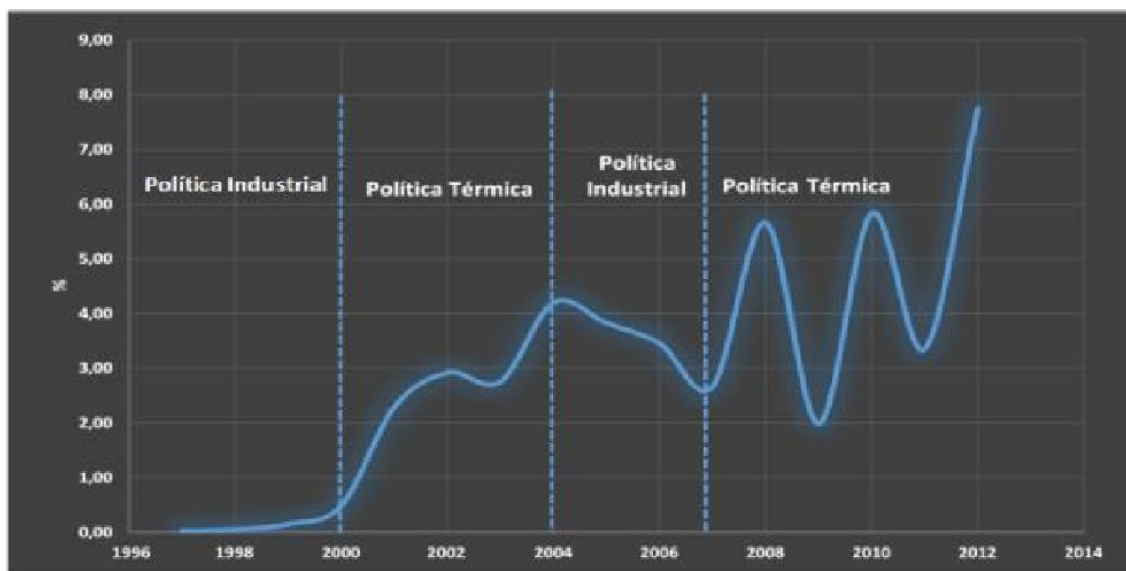


Figura 39. Participação do Gás na Matriz Elétrica e Fases da Política de Gás no Brasil

Fonte: COLOMER (2014).

O gráfico acima demonstra o desenvolvimento da indústria de GN em função das políticas adotadas, em diferentes períodos. Apesar de ser uma indústria muito recente, o descompasso entre os objetivos de curto e longo prazos das políticas públicas, assim como a constante modificação da vocação da sua utilização, podem impedir o seu pleno desenvolvimento, tanto para uso industrial quanto para geração termoeletrica.

A modificação do alicerce institucional do setor elétrico foi o foco do governo federal, o que viabilizou investimentos nos projetos de geração elétrica a gás. Conforme os investimentos esses projetos foram se concretizando ao longo do tempo, este segmento da geração deixou de ser encarado como complementar e passou a ser visto pelo governo como essencial para a segurança do abastecimento elétrico do país. Entretanto, baseado no potencial de oferta de gás natural na bacia de Santos, informado pela Petrobras em 2003, houve um superdimensionamento histórico do potencial de oferta de gás no Brasil.

Com o passar do tempo, a perspectiva de excesso de oferta de gás foi se mostrando irreal, principalmente devido ao risco fornecido pela crise da Bolívia e da redução do potencial da oferta da Bacia de Santos, que foi se revelando sensivelmente menor a partir de 2005, uma vez que a Petrobras passou a reinjetar boa parte do gás produzido no reservatório, com o objetivo de aumentar a recuperação de óleo. Dessa forma, foi realizada uma revisão do panorama de reservas e dos custos de produção, o que demonstrou uma conjuntura de oferta doméstica muito inferior a que havia sido prevista.

Dessa forma, foi a partir de 2006, que a falta de convergência na visão do governo quanto ao direcionamento da indústria de gás natural brasileira tornou-se insustentável, já que se verificou que a oferta de gás não seria suficiente para atender todos os segmentos de mercado. Entretanto, ao invés do governo realizar uma reformulação do planejamento da indústria de gás natural, ele passou a exigir o cumprimento dos contratos de oferta de gás firmados com a Petrobras, culminando na assinatura de um Termo de Compromisso entre a Petrobras e a Aneel. Esse termo previa fortes penalidades financeiras caso a Petrobras não ofertasse o gás quando necessário para as térmicas entrarem em operação. Se vendo sem alternativas, a Petrobras buscou tentar se adequar a situação através do desenvolvimento de mecanismos que lhe proporcionassem maior flexibilidade e investimentos em novas fontes de oferta, tais como: despacho programado das térmicas (reservatórios virtuais), despacho antecipado e importação de GNL.

Essa falta de coordenação das políticas governamentais para desenvolver o mercado de GN no Brasil faz com que o sistema se encontre constantemente sobrecarregado e não evolua de forma coordenada. Dessa forma, é essencial que seja desenvolvida uma política de longo prazo para o setor de gás natural, consistente com as políticas do setor elétrico e de petróleo. Segundo ALMEIDA (2014), o desenvolvimento de uma agenda positiva de políticas para a indústria de gás natural no Brasil depende de um grande esforço de coordenação institucional para buscar uma convergência de visões entre os diferentes órgãos do governo envolvidos no processo de planejamento do setor de gás natural.

O panorama apresentado neste capítulo sobre a evolução do mercado de GN no Brasil evidencia a grande fragilidade institucional da indústria, gerando a necessidade de se ter

mecanismos tanto políticos, quanto infraestruturais, que atribuam segurança e equilíbrio aos agentes de mercado. **Nesse sentido, um sistema de armazenamento contingencial de GN viria a cumprir um importante papel.**

5. Infraestrutura logística de distribuição de GN do Brasil

Conforme é detalhado no **Apêndice IV - Considerações sobre indústria de gás natural que impactam na sua regulação** - a indústria de GN é caracterizada como sendo de rede, de serviço público, o que sugere uma série de características que impactam na dinâmica de mercado e, conseqüentemente, na configuração da infraestrutura logística de distribuição. O desenvolvimento logístico dessa indústria tem por característica uma grande interdependência entre as etapas produtivas, elevados custos de investimento, que acabam por constituir barreiras à entrada de novos competidores. Alguns setores específicos, como o transporte por meio de gasodutos, constituem um monopólio natural (ANP, 2011).

Os gasodutos são classificados em cinco categorias, estando quatro delas sujeitas à regulação federal e apenas a categoria de gasodutos de distribuição está sujeita à regulação estadual (FGV, 2016b).

- 1) **Gasodutos de transferência:** Infraestrutura de uso exclusivo de seu proprietário, conectando entre si suas próprias instalações (produção, coleta, transferência, estocagem e processamento);
- 2) **Gasodutos de escoamento da produção:** conectam as instalações de produção às estações de tratamento e processamento do gás ou a unidades de liquefação;
- 3) **Gasodutos integrantes de terminais de GNL:** conectam estes terminais à malha de gasodutos. São assim considerados caso sejam dedicados e utilizados exclusivamente pelo terminal de GNL;
- 4) **Gasodutos de transporte:** Movimentam o gás desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até gasodutos de transporte, instalações de estocagem ou pontos de entrega aos concessionários de distribuição. Em outros termos, movimentam o gás processado; e
- 5) **Gasodutos de distribuição:** Conectam os *city gates* ligados à malha de transporte ao consumidor final do gás natural ou outras fontes de fornecimento de gás direto ao consumidor final.

Segundo FREIRE (2009), o meio dutoviário apresenta vantagens em relação a outros meios de transporte, como o ferroviário ou o rodoviário: alta confiabilidade, com alto fator de segurança de operação; alta economia, principalmente para o escoamento de altas vazões de gás natural; baixo consumo de energia por volume transportado; baixo impacto ambiental, pelo fato de os dutos serem enterrados e apresentarem pouca interferência com o que ocorre com a superfície após a construção, o que não ocorre com as ferrovias e as rodovias. Por outro lado, trata-se de um ativo específico e dedicado, de forma que o investimento nesse modal exige um cuidadoso estudo de viabilidade.

5.1 A malha brasileira de gasodutos e suas interfaces

A maior parte da infraestrutura brasileira de gasodutos encontra-se na faixa litorânea. Tal característica é derivada de diversos motivos, tais como: atendimento da demanda localizada nas regiões mais populosas do país e ocorrência histórica de recursos de petróleo e gás na região litorânea, não exigindo a construção de gasodutos que atavessem regiões menos populosas (MOREIRA, 2015).

A exceção a essa lógica foi a construção do GASBOL, principalmente no trecho norte, que atravessa uma região pouco populosa do Mato Grosso do Sul para atendimento das demandas que se intensificaram no estado de São Paulo.

De modo semelhante ao que existia na integração da rede de transmissão de energia elétrica brasileira, a qual interliga cerca de 95% de toda a produção da eletricidade gerada pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, a partir de 2010 foi concluída a malha de integração dos gasodutos, o projeto GASENE. Conforme explicado no item 4.3 - *O desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural e a sua relevância para implantação de uma infraestrutura de ESGN*, o GASENE permitiu o aumento significativo da oferta e do consumo de gás natural em todo o país passando do Sudeste ao Nordeste, com dutos de 28 polegadas e capacidade para transportar 20 milhões m³/dia de gás natural. É o principal empreendimento para expansão da malha de transporte de gás natural do país que passou de 5.451 km para 9.219 km (COSTA, 2013).

O GASENE permitiu interligar o Sudeste, onde estão situados os principais campos produtores e o maior mercado consumidor, com o Nordeste que produz gás natural em quantidade insuficiente para permitir o crescimento do mercado. O gás natural produzido na região Sudeste (bacias de Campos, Santos e Espírito Santo), importado da Bolívia ou gaseificado nos terminais de gás natural liquefeito (GNL) da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, Pecém, no Ceará, e o de Salvador, na Bahia, pôde chegar aos estados do Nordeste. A figura 40 apresenta a porção do GASENE situado no Nordeste e a figura 41 a porção situada no Sudeste.

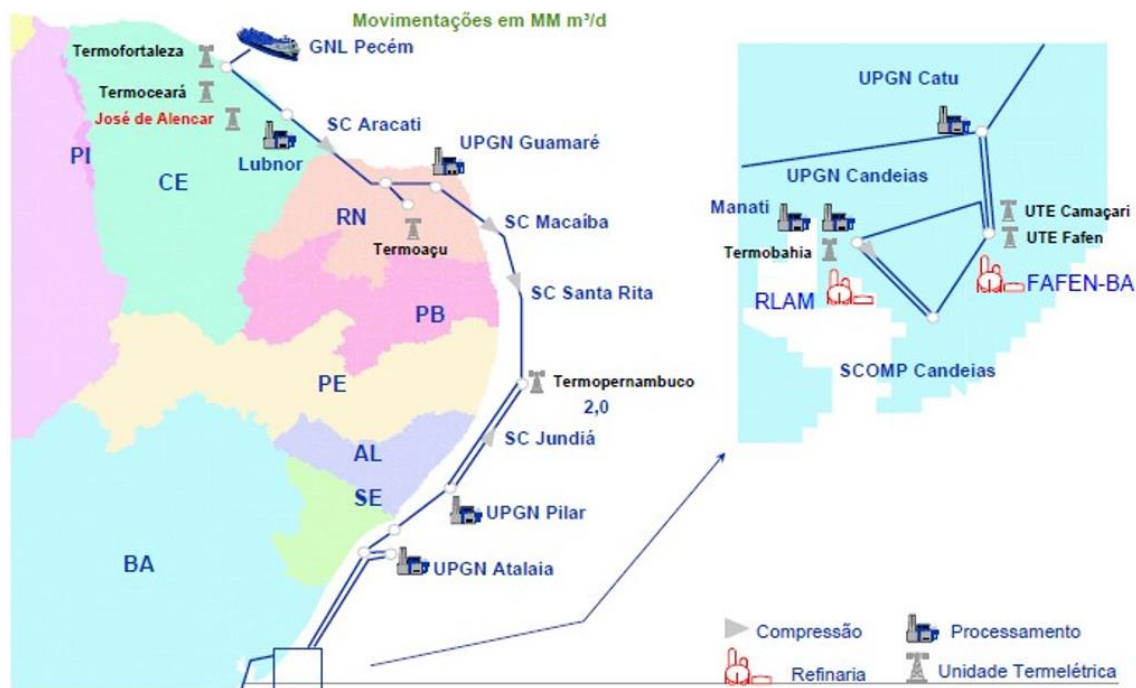


Figura 40. Malha de Escoamento de Gás Natural do Nordeste

Fonte: COSTA (2013).

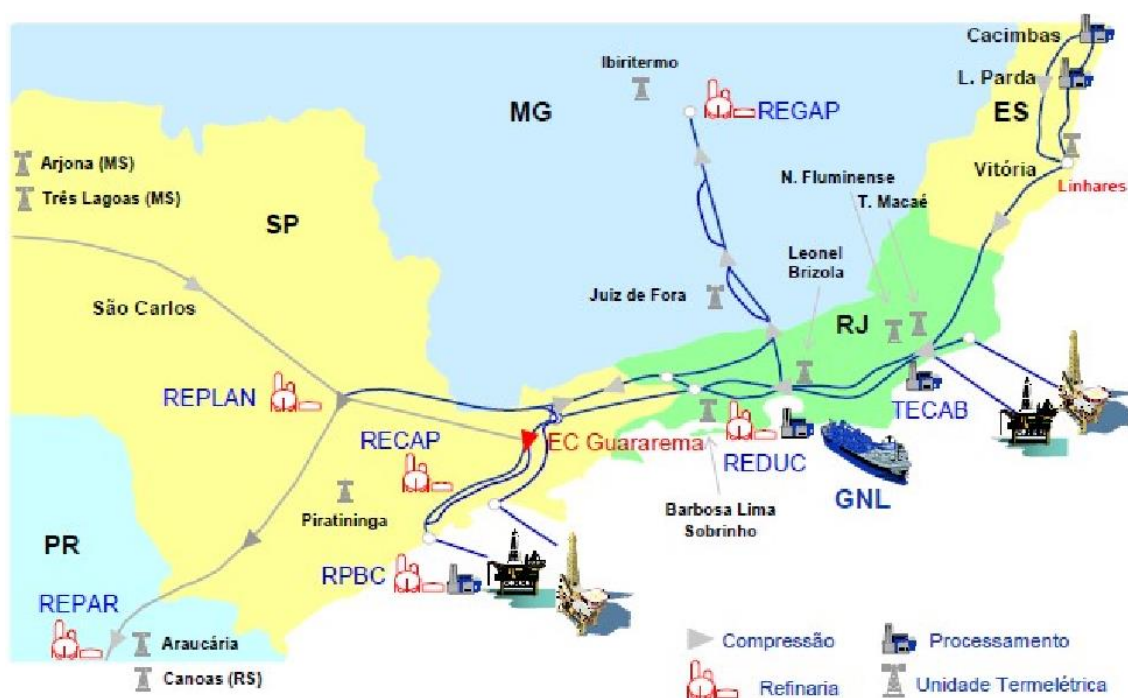


Figura 41. Malha de Escoamento de Gás Natural do Sudeste

Fonte: COSTA (2013).

O GASENE permitiu o aumento da oferta de gás natural na região do Recôncavo Baiano com sua interligação ao *citygate* de Catu. Foi uma iniciativa que consistiu na construção de três gasodutos de transporte de gás natural, com extensão total de aproximadamente 1.400 km e capacidade de transporte de 20 milhões de m³/dia, ligando o Pólo de Cabiúnas (Rio de Janeiro) até o *citygate* de Catu, localizado na cidade de Pojuca (Bahia). O projeto foi composto dos seguintes trechos: Gasoduto Vitória-Cacimbas (1º trecho); Gasoduto Cabiúnas-Vitória (2º trecho); e Gasoduto Cacimbas-Catu (3º trecho).

O trecho do gasoduto Cacimbas-Catu interliga a Estação de Tratamento de Gás de Cacimbas, em Linhares (ES), à Estação de Distribuição de Gás de Catu, em Pojuca (BA), local onde se configura o Hub 1 (ponto de encontro de diferentes gasodutos). Em Pojuca, o GASENE se interliga ao gasoduto Catu-Pilar, integrando as regiões Nordeste e Sudeste. É por essa infraestrutura, agora integrada, que o gás natural é levado aos estados de Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará. Ao longo de seu traçado, o GASENE tem oito pontos de entrega (Itabuna, Eunápolis e

Mucuri, na Bahia; Cachoeiro de Itapemirim, Anchieta, Viana e Vitória, no Espírito Santo; e Campos de Goytacazes, no Rio de Janeiro) e três estações de compressão (Piúma e Aracruz, no Espírito Santo, e Prado, na Bahia).

A malha de gasodutos de transporte no Brasil é formada por 9.410 km de dutos. Deste total, 96,1% é, atualmente, controlado pela Petrobras (dada sua participação de 100% na TAG e participação de 51% na TBG). São ao todo 4 empresas transportadoras: TAG - Transportadora Associada de Gás S.A.; TSB - Transportadora Sulbrasileira de Gás; TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A; e a Gasocidente - GasOcidente do Mato Grosso Ltda (GOM) (TBG, 2016). A figura 42 apresenta a área de abrangência de cada uma das empresas controladoras.



Figura 42. Apresenta a área de abrangência de cada uma das empresas operadoras de gasodutos no Brasil.

Fonte: EPE, com elaboração de FGV/CERI (2016a).

A TSB possui operações no estado do Rio Grande do Sul, operando o gasoduto Uruguaiana - Porto Alegre, onde existem apenas dois trechos em operação: o trecho 1, que vai de Porto Alegre ao polo petroquímico de Triunfo, e o trecho 3, que vai da divisa

oeste com a Argentina até a cidade de Uruguaiana. Deverá ser construído o trecho 2, que deverá acrescentar mais 565 km de extensão ao gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, interligando os trechos 1 e 3. A TSB pretende fazer algumas ampliações e modificações nas atuais instalações (LIMA, 2014).

O Gasoduto Uruguaiana - Porto Alegre possui capacidade de transportar cerca de 15 milhões de m³ de gás natural por dia, onde os seus 615 km, interligando a fronteira oeste com a grande Porto Alegre, através da região central do estado, propiciam a distribuição de gás natural para todo o Rio Grande do Sul (LIMA, 2014).

A Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) opera o GASBOL, cuja extensão é de 3.150 km, sendo 557 km na Bolívia e 2.593 km no Brasil. O GASBOL está dividido em três trechos: trecho norte, que liga a cidade de Rio Grande (Bolívia) à cidade de Paulínia-SP (Brasil); trecho Paulínia-Guararema, que liga estas duas cidades no estado de São Paulo e trecho sul, que liga a cidade de Campinas-SP à cidade de Porto Alegre-RS. A capacidade total de fornecimento do GASBOL é de 30,08 milhões de m³ de gás natural por dia. O gasoduto começa na localidade boliviana de Rio Grande e se estende por 557 km até Porto Suarez, na fronteira com o Brasil. No Brasil, o GASBOL atravessa cinco estados brasileiros, num total de 136 municípios, trabalhando a uma pressão máxima de 100 kgf/cm² entre Corumbá e Curitiba. Essa pressão cai para 75 kgf/cm² nos trechos que ligam Curitiba a Porto Alegre e Campinas a Guararema-SP (LIMA, 2014).

A malha de transporte administrada pela Transpetro engloba seis malhas: Malha Norte, com extensão de 801,1 km e possui 12 pontos de entrega e duas estações de compressão; Malha Nordeste Setentrional, cuja extensão é de 1.420,2 km e tem 31 pontos de entrega; Malha Nordeste Meridional, cuja extensão possui 1.483 km, com 26 pontos de entrega e uma estação de compressão; Malha Espírito Santo, que possui 1.351,9 km de extensão e 14 pontos de entrega e três estações de compressão; Malha Rio de Janeiro e Minas Gerais, totalizando 1.356,5 km de extensão, com 24 pontos de entrega e duas estações de compressão e a Malha São Paulo, que totaliza 910 km de extensão, com 13 pontos de entrega e duas estações de compressão.

A figura 43 apresenta a extensão e os planos de expansão da malha de gasodutos em 2014. Está destacado na figura o trecho GASENE, que interligou a região Sudeste e a região Nordeste, obra que foi responsável pela integração de três das cinco regiões do

Brasil: Sul, Sudeste e Nordeste. A figura também mostra as linhas de gasodutos que estão em fase de pesquisa e planejamento e podem vir a se tornar uma realidade, além de apresentar os trechos que já estão em fase de implantação e as áreas de reservas de gás natural do Brasil.



Figura 43. Gasodutos de transporte

Fonte: ABEGÁS (2014).

Existem alguns gasodutos que não pertencem à malha interligada, mas que também fazem parte da rede logística de gasodutos que abastecem o país. São eles: o gasoduto Urucu-Manaus, no Amazonas, que leva gás produzido pelo Pólo de Urucu à capital do estado; o gasoduto Lateral Cuiabá que interliga o lado boliviano do GASBOL à Cuiabá, Mato Grosso; o trecho de 25 km ligando Paso de los Libres, na fronteira Brasil-Argentina, à cidade de Uruguaiana, Rio Grande do Sul (COSTA, 2013).

5.2 Considerações sobre a infraestrutura logística de distribuição de GN no Brasil

Após significativos avanços na construção de infraestrutura de dutos de transporte, os investimentos desaceleraram com a concretização do projeto GASENE, como a estabilização da extensão da malha, conforme apresentado no gráfico da figura 44.

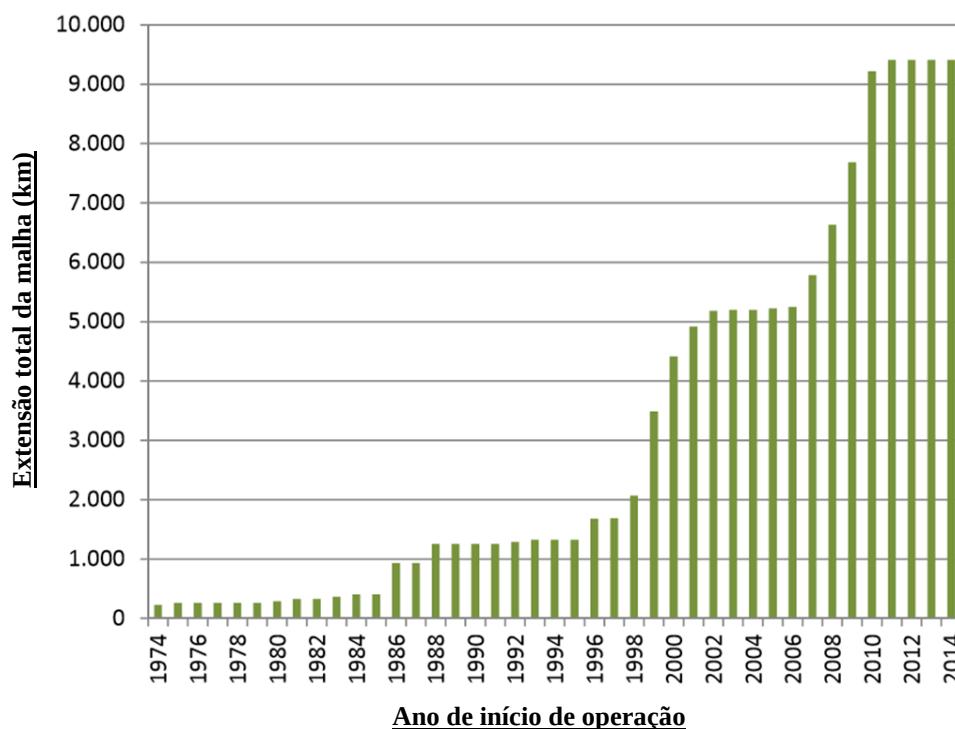


Figura 44. Avanço da infraestrutura de transporte de GN

Fonte: Elaboração própria adaptada de MME (2015).

O Brasil apresenta baixa cobertura relativa de seu território com gasodutos de transporte (0,11%). Um dos motivos dessa característica está relacionado ao fato de que vasta parte do país é coberta por territórios sem a influência antrópica, tais como as florestas e as regiões do Pantanal. A figura 45 mostra a infraestrutura existente de suprimento, processamento e transporte de gás natural.



Figura 45. Infraestrutura de gás natural instalada no Brasil

Fonte: EPE (2014c).

Outro motivo para essa baixa cobertura relativa do território está relacionado ao perfil de demanda por infraestrutura de distribuição, que difere dos outros países que, por exemplo, utilizam amplamente o GN para aquecimento residencial, o que tem pouca representatividade no Brasil. No entanto, as semelhanças entre as regras para definição de gasodutos de transporte, e a necessidade de cobertura de grandes distâncias para atendimento dos mercados podem ser considerados pontos em comum.

A tabela 3 abaixo apresenta uma breve análise de outros países de grande extensão territorial e o desenvolvimento de suas malhas de gasodutos de transporte, com o objetivo de situar comparativamente a maturidade da infraestrutura dutoviária brasileira. Ademais, pode-se analisar diferenças e semelhanças do desenvolvimento da infraestrutura de GN do Brasil em relação a países da OCDE e países com nível de desenvolvimento semelhante ao do Brasil.

Tabela 3. Comparativo de extensões de gasodutos no mundo

País	Extensão da Malha (km)	Área (km²)	Cobertura Relativa do Território
Itália	33.584	301.336	11,15%
França	32.121	551.500	5,82%
EUA	485.751	9.629.091	5,04%
Rússia	164.700	17.098.242	0,96%
Argentina	15.013	2.780.400	0,54%
China	43.452	9.596.961	0,45%
Chile	2.793	756.102	0,37%
Índia	11.900	3.287.263	0,36%
Australia	20.000	7.692.024	0,26%
Brasil	9.410,20	8.514.877	0,11%

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2014c) [ONU (2013), IBGE (2013) e MME (2014)].

Um dos aspectos que parecem dificultar a ampliação dutoviária é a falta de projetos “âncora”, que demandariam grandes quantidades de gás suficientes para justificarem economicamente a construção de novos gasodutos. Um típico projeto “âncora” seria, por exemplo, uma termelétrica ou uma fábrica de fertilizantes, em razão do grande consumo de gás natural.

As termelétricas a gás não costumam garantir a construção de novos dutos no Brasil em razão da intermitência da operação. O sistema elétrico brasileiro (SEB) tem base hidrotérmica (DUARTE, 2012), operando com usinas hidrelétricas na base e usinas termelétricas na ponta de demanda. Essa condição de disponibilidade necessária para as térmicas a gás no Brasil traz consequências para o sistema de suprimento de gás, criando ociosidade da malha em períodos de afluência de chuvas (GORAIEB *et al.*, 2004). O uso químico do gás natural, por sua vez, é amplo e envolve uma vasta quantidade de produtos e derivados. A figura 46 mostra a cadeia química do gás natural.

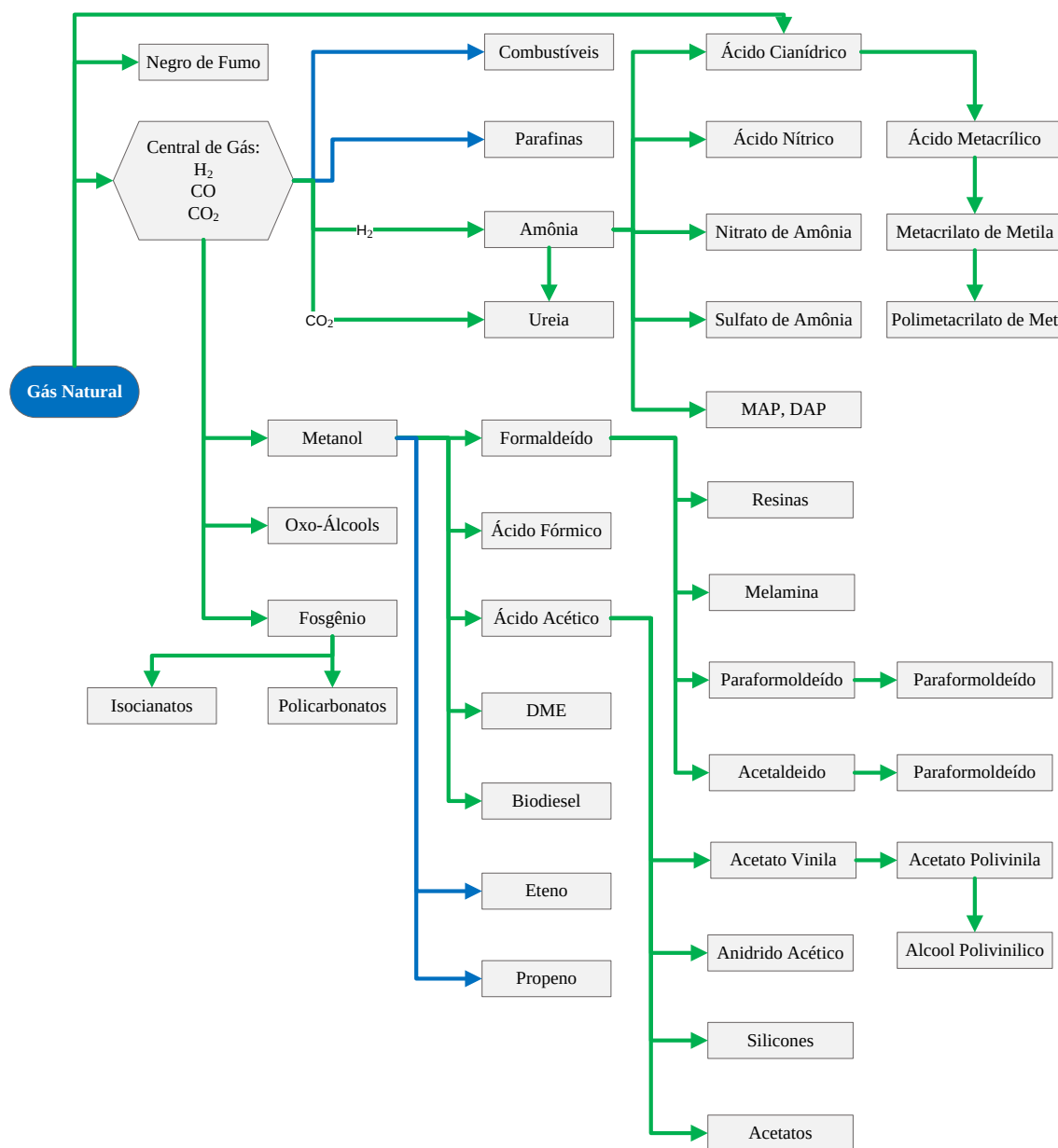


Figura 46. Cadeia química de aproveitamento do Gás Natural

FONTE: Elaboração própria com base em ABIQUIM (2014).

Indústrias químicas, tais como fábricas de fertilizantes, são grandes consumidoras de gás natural e também apresentam potencial para viabilizar novos dutos, como no caso da UFN V (BRASIL, 2014), que deverá permitir a expansão da rede de distribuição de Minas Gerais, desde Betim até Uberaba.

Pelo lado da oferta, verifica-se uma significativa tendência de expansão por meio da importação de gás natural liquefeito (GNL), apesar das expectativas de crescimento da oferta. Em 2014, foi inaugurado um novo terminal de regaseificação de GNL com capacidade de 14 milhões de m³/dia na Bahia. Ainda nesse ano, os novos investimentos em termelétricas a gás natural que venceram o último leilão A-5 (EPE, 2014d) baseiam-se no suprimento do insumo a partir de dois novos terminais de GNL: em Suape (PE) e Rio Grande (RS). A opção pela importação tende a aprofundar a dependência brasileira em relação aos preços do mercado internacional.

Existe ainda uma expectativa de oferta oriunda dos campos do pré-sal, que será abordado no item 6.3 - *Potencial de reservas de GN do pré-sal e reservatórios não convencionais*. Entretanto, ainda não se tem uma perspectiva precisa quanto à viabilidade de tratar GN oriundo desses campos, uma vez que apresenta um elevado teor de CO₂.

Em suma, existe uma grande expectativa de recursos de gás natural e aparente baixa infraestrutura disponível para atender a uma demanda potencialmente crescente (MOREIRA, 2015). Dado que a maior parte dessa expectativa é oriunda de importação, sobretudo via GNL, mostra-se necessário estudar opções de estocagens estratégicas desse energético de forma que os agentes de mercado possam efetuar planejamentos de longo prazo para sua aquisição, de modo a garantirem segurança de abastecimento e preços competitivos, evitando assim de se perpetuar a ineficiência do atual modelo de importação de GNL, explicado no item 4.2 - *O mercado de gás natural brasileiro e sua importância na Matriz energética*.

Uma opção a ser estudada são as instalações de estocagem subterrânea, as quais devem ser integradas ao GASENE através das malhas do Sudeste e do Nordeste. As mesmas devem ser construídas em locais estrategicamente posicionados de modo a utilizar gasodutos de ramais da rede já existentes. Outro requisito essencial é a existência, nesses locais, de condições geológicas que permitam a execução das cavernas, ou utilização de reservatórios porosos, com as dimensões adequadas ao fornecimento contingencial de gás.

No Brasil, a estocagem geológica em cavernas de sal ainda não está regularizada, apesar de ser uma estocagem mais segura e eficaz que as estocagens em reservatórios depletados ou aquíferos. Nos reservatórios depletados ou aquíferos, há necessidade de

uma regulação mais complexa do que no caso de cavernas de sal devido à perda relacionada ao grande volume de gás de base e a possibilidade de vazamento de gás. Esse vazamento pode ocorrer, por exemplo, através de falhas geológicas pré-existentes não selantes, ou por decorrência do fenômeno de reativação de falhas devido ao excesso das pressões de injeção. Entretanto, a tradição existente no Brasil quanto ao uso desses reservatórios de forma empírica e sem fiscalização fez com que o processo de regulação desse prioridade a esse tipo de modal de estocagem. No **Apêndice III**, apresenta-se um sumário sobre o que existe atualmente na legislação brasileira para a regulação da atividade de ESGN.

6. A importância de uma infraestrutura de estocagem eficiente de gás natural no Brasil

Esse capítulo tem como objetivo sintetizar as informações apresentadas nos capítulos anteriores e elucidar a importância estratégica da estocagem subterrânea de GN para o mercado brasileiro.

Conforme apresentado no item 3.2 - *Estocagem Subterrânea de Gás Natural no Mundo* - em muitos países, a instalações de armazenamento subterrâneo são elementos primordiais para o desenvolvimento da cadeia de gás natural. Ela possui extrema importância para o equilíbrio da oferta e da demanda de gás natural no mercado, além de outros objetivos estratégicos de tamanha importância, pois elas ajudam a aperfeiçoar o tamanho da rede de transmissão, auxiliando o seu gerenciamento, e garantem a segurança do suprimento em caso de interrupção no fornecimento de gás. Atualmente, os mercados de GN se desenvolveram e tornaram-se mais liberalizados e com isso o armazenamento adquire um papel comercial adicional como ferramenta de apoio à negociação.

Outra nova atribuição está relacionada ao avanço da participação das tecnologias de geração alternativa no setor elétrico, onde o armazenamento de GN começa a desempenhar uma função complementar para resguardar a inconstância na demanda pelas termelétricas de backup, que objetivam suprir a intermitência na geração dessas tecnologias.

No Brasil, observa-se que o consumo de gás natural tem aumentado significativamente nos últimos anos (tanto o energético, como o não energético), apresentando uma maior participação na matriz energética brasileira. Todavia, este crescimento requer o desenvolvimento da infraestrutura de tratamento, de movimentação e de distribuição, exigindo maior eficiência e dinâmica do mercado de gás natural, o que reforça o papel importante que a estocagem subterrânea pode vir a desempenhar no cenário brasileiro, atribuindo confiabilidade e credibilidade à rede como um todo, além de aumentar a segurança energética.

6.1 ESGN como mecanismo mitigador da vulnerabilidade hidrológica da matriz de geração elétrica brasileira

Conforme explicado no item 4.2 - *O mercado de gás natural brasileiro e sua importância na Matriz energética* - a matriz de geração elétrica brasileira é hidrotérmica, ou seja, majoritariamente proveniente de usinas hidrelétricas com complementação de geração por termelétricas.

A recente crise hidrológica brasileira, intensificada em 2014, expõe uma tendência que pode ser observada no setor hidrelétrico a partir da análise de dados da capacidade de armazenamento e demanda de energia no Brasil. Segundo HUNT *et al.* (2014), nos anos 1970, quando os reservatórios hidrelétricos estavam cheios, a capacidade de suprimento energético era de três a quatro anos, enquanto que, atualmente, esta capacidade gira em torno de 5 meses, nas mesmas condições de reservatórios cheios. Isto indica, claramente, uma maior vulnerabilidade do setor hidrelétrico frente ao aumento da demanda por eletricidade.

A figura 47 apresenta um gráfico com dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) da capacidade mensal de armazenamento, demanda mensal de energia elétrica e capacidade total de armazenamento.

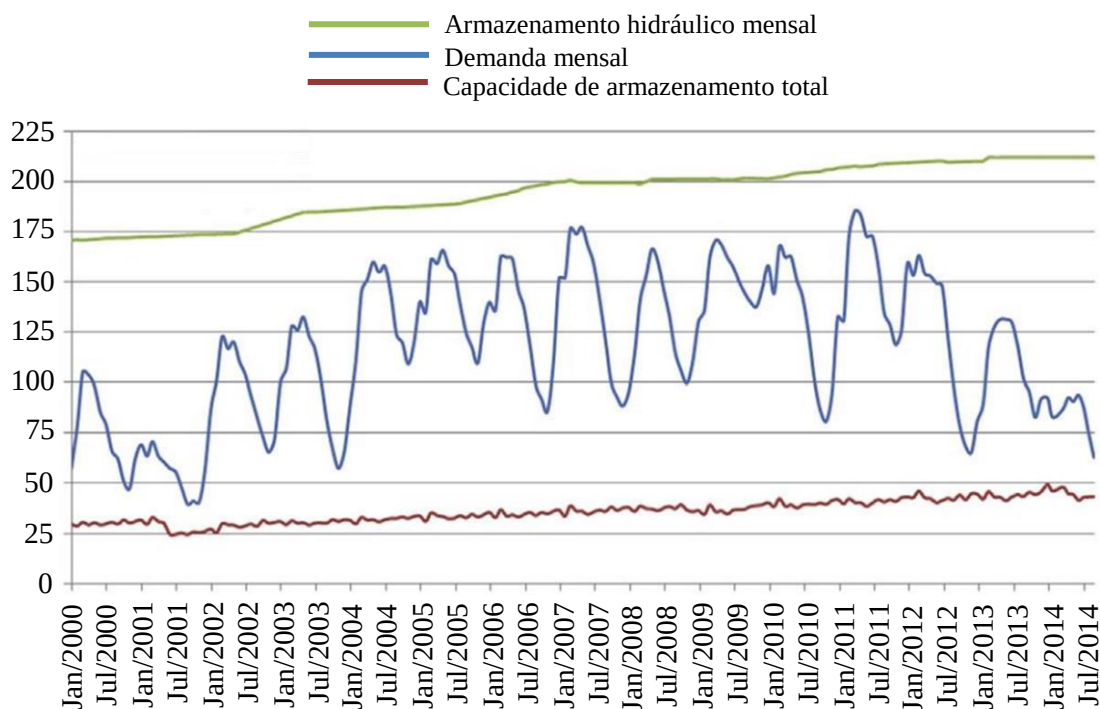


Figura 47. Capacidade mensal de armazenamento hidroelétrico, demanda mensal de energia elétrica e capacidade total de armazenamento

Fonte: Elaboração própria adaptada de HUNT *et al.* (2014).

Nota-se que a capacidade total de armazenamento aumenta juntamente com a demanda mensal por eletricidade. No final da série histórica, no entanto, há uma tendência de estabilização da capacidade total de armazenamento, que pára de aumentar, ao passo que a demanda mensal por eletricidade continua crescendo. Desta forma pode-se inferir que, provavelmente, haverá uma menor dependência do armazenamento de energia, deixando o Sistema Interligado Nacional (SIN) mais sujeito à volatilidade da capacidade mensal de armazenamento de energia hidrelétrica, o que pode comprometer a segurança energética do Brasil, dada a grande dependência da oferta de energia elétrica da fonte hidráulica (HUNT *et al.*, 2014, EPE, 2015).

Este fato já justifica o investimento em fontes complementares de energia elétrica, que dariam maior estabilidade ao sistema, como é o caso de tecnologias modernas de geração de energia termoeletrica a partir do GN.

Soma-se a esse cenário uma menor disponibilidade de energia de Usinas Hidrelétricas (UHEs), que está diretamente ligada à gestão dos reservatórios, atualmente mais impactados pela redução dos índices pluviométricos nas principais regiões geradoras do país. Esse cenário resultou numa gradual e significativa redução dos reservatórios das grandes hidrelétricas por falta de recurso hídrico e, conseqüentemente, num aumento do despacho termelétrico, elevando o preço da energia e do consumo de Gás Natural.

Outro fator que influencia na vulnerabilidade hidrológica da matriz são as incertezas provenientes das mudanças climáticas globais.

A energia hidrelétrica é uma fonte de energia renovável derivada do movimento da água de níveis mais elevados para níveis menos elevados. Ou seja, todo o sistema depende do ciclo hidrológico, que, por sua vez, está intimamente relacionado com as conseqüências advindas das mudanças climáticas (IPCC, 2011).

Neste sentido, as mudanças climáticas propiciam um aumento da incerteza ao já incerto ciclo hidrológico (LOIACIGA *et al.*, 1996 *apud* LUCENA, 2010), podendo este ser alterado em larga escala, ainda que existam lacunas de conhecimento nos estudos do IPCC sobre o tema.

Dentre as mudanças no clima, ou atributos correlacionados, pode-se destacar as variações da disponibilidade hídrica média, ocasionando variações na produção de energia hidrelétrica. Variações sazonais e interanuais no afluxo têm como potenciais impactos a alteração da produção sazonal, maior ocorrência de enchentes e mesmo perdas de produção de energia quando há picos de vazão.

Precipitações extremas, por sua vez, podem causar inundações que têm impactos diretos e indiretos associados à hidroeletricidade. Por exemplo, detritos e sedimentos em áreas inundadas podem causar danos a barragens e turbinas, ocasionando a perda de produção proveniente da perda de água em canais de bypass. Estes são alguns dos impactos associados às incertezas climáticas que podem afetar o abastecimento do sistema energético integrado nacional.

A tabela 4 resume os impactos no sistema hidroelétrico associados às mudanças climáticas e lista algumas opções para adaptação associadas a estes atributos.

Tabela 4. Resumo dos impactos relacionados às respectivas mudanças no clima ou atributos correlacionados e opções de mitigação

Mudanças no Clima ou Atributos Correlacionados	Potenciais Impactos	Opções de Adaptações
Variações da disponibilidade hídrica média	Variações na produção de energia	Controle de perdas para otimizar a receita
Variações sazonais e interanuais no afluxo	Variações na produção sazonal/anual; enchentes; perdas de produção no caso de picos de vazão	Soft: ajuste de gestão; Hard: construção de capacidade adicional de armazenamento, aumento de capacidade da turbina
Precipitações extremas causando inundações	Direto ou indireto (detritos e sedimentos de áreas inundadas); danos as barragens e turbinas; perda de produção pela perda de água nos canais de bypass	Soft: ajuste de gestão; Hard: aumento de capacidade de armazenamento

Fonte: Elaboração própria com dados de IPCC (2014).

6.1.1 Despacho das termelétricas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS)

As ESGNs também podem desempenhar outro papel importante na interface entre os mercados de gás natural e de energia elétrica no que tange ao planejamento de termelétricas com contratos de alta flexibilidade (GORAIEB *et al.*, 2004). A ESGN aumenta a flexibilidade de despacho das termelétricas e, conseqüentemente, a confiabilidade do sistema ao evitar a aplicação de penalidades por não atendimento do despacho térmico.

O sistema de despacho das termelétricas impõe significativa variação nas demandas diárias de gás natural. As termelétricas são grandes demandantes de GN quando operam em sua capacidade máxima. Contudo, como regra geral, o Operador do Sistema Nacional (ONS) organiza o despacho diário de geração com o objetivo de minimizar custos da energia a ser transmitida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), optando por acionar preferencialmente unidades cujo custo de geração de energia elétrica é mais

baixo. Isso significa na prática que as termelétricas podem operar em significativa ociosidade.

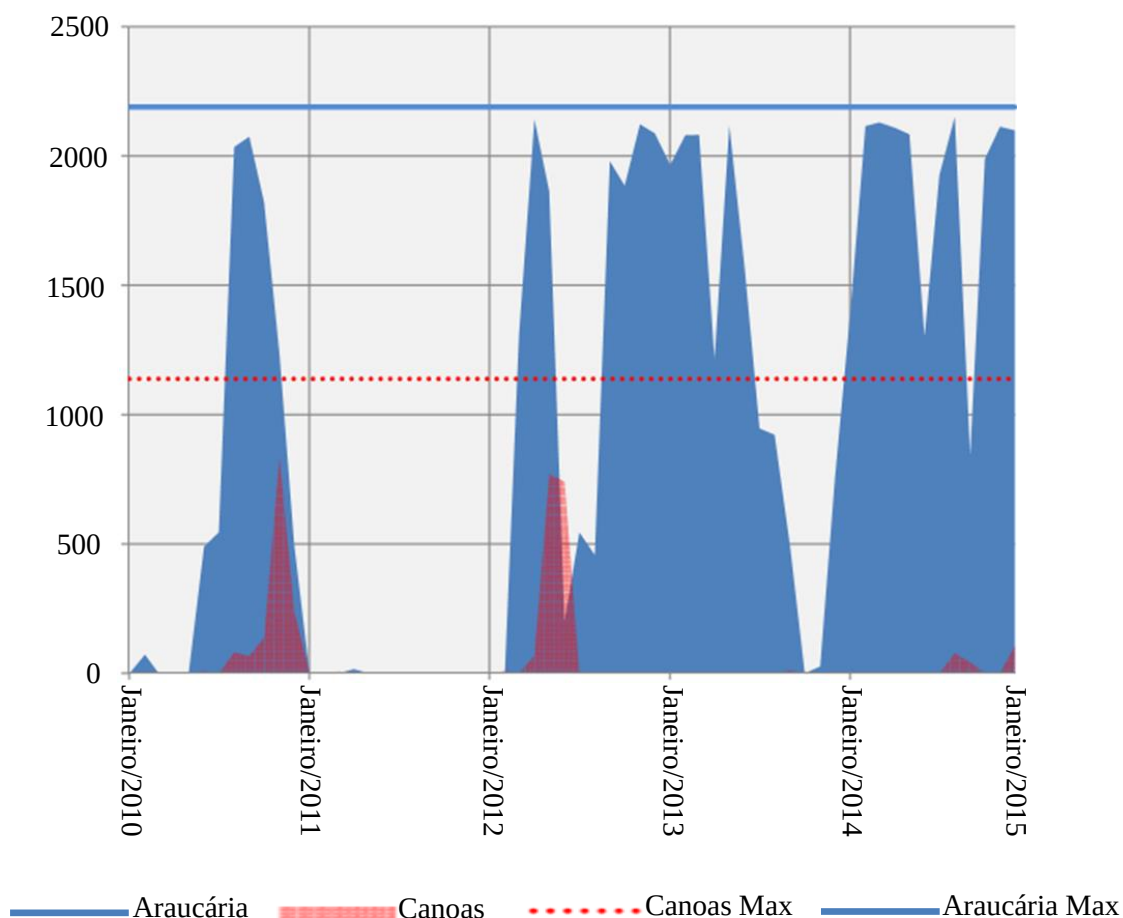


Figura 48. Despacho térmico mensal por gás natural no Gasbol

Fonte: Elaboração própria adaptada de TBG (2015).

A gráfico da figura 48 mostra a vazão média mensal entre janeiro de 2010 e dezembro de 2014 para duas termelétricas localizadas no trecho Sul do GASBOL: A UTE Araucária e a UTE Canoas. Observa-se que entre janeiro de 2011 e janeiro de 2012 raramente houve despacho dessas duas termelétricas. Ao longo de todo período, observa-se ser frequente as usinas não operarem na vazão correspondente ao despacho máximo calculado. A diferença entre a vazão correspondente ao despacho máximo e a vazão correspondente ao que foi demandado no período constitui o excedente de gás natural não utilizado pelas termelétricas ao longo dos anos. Nos períodos em que as térmicas não são acionadas, o gás contratado para atendê-las fica disponível para outros usos em contratos flexíveis, mas em alguns casos, remessas de GNL compradas no

mercado spot são revendidas a preços menores do que o adquirido ocasionando vultosas perdas para a Petrobras, conforme foi explicado no item 4.2 - *O mercado de gás natural brasileiro e sua importância na Matriz energética*.

Conforme apresentado no item 4.2, atualmente as termoeletricas abastecidas por GN são responsáveis por 13% da geração de energia elétrica no Brasil, consumindo 43% da demanda de gás do país (EPE-BEN, 2016). Conforme já explicado nesse mesmo capítulo, o Brasil não é autossuficiente na produção de GN e depende da importação e armazenamento de Gás Natural liquefeito (GNL) em estoques flutuantes, conhecidos como navios metaneiros.

O principal objetivo desse estoque é que, na eventualidade da necessidade de despacho da geração das termoeletricas, o país tenha uma quantidade de gás suficiente para permitir uma produção de energia termoeletrica por 30 dias. Entretanto, esse modelo de estoque contingencial de GNL, possui um custo muito elevado de manutenção, e possivelmente não será suficiente para atender a demanda de GN do país no futuro (COSTA, 2013) mantida a infraestrutura existente, sendo necessário analisar outras opções de estoque estratégico.

Como pode ser verificado no gráfico da figura 49 para grandes volumes de GN armazenado, as cavernas de sal possuem um custo/m³ muito menor que tanques criogênicos e navios metaneiros. O investimento inicial das 3 tecnologias é semelhante, apesar da caverna de sal ser um pouco mais baixo. Entretanto, com o aumento do volume de gás armazenado, o custo de armazenamento das cavernas de sal se mantém praticamente o mesmo.

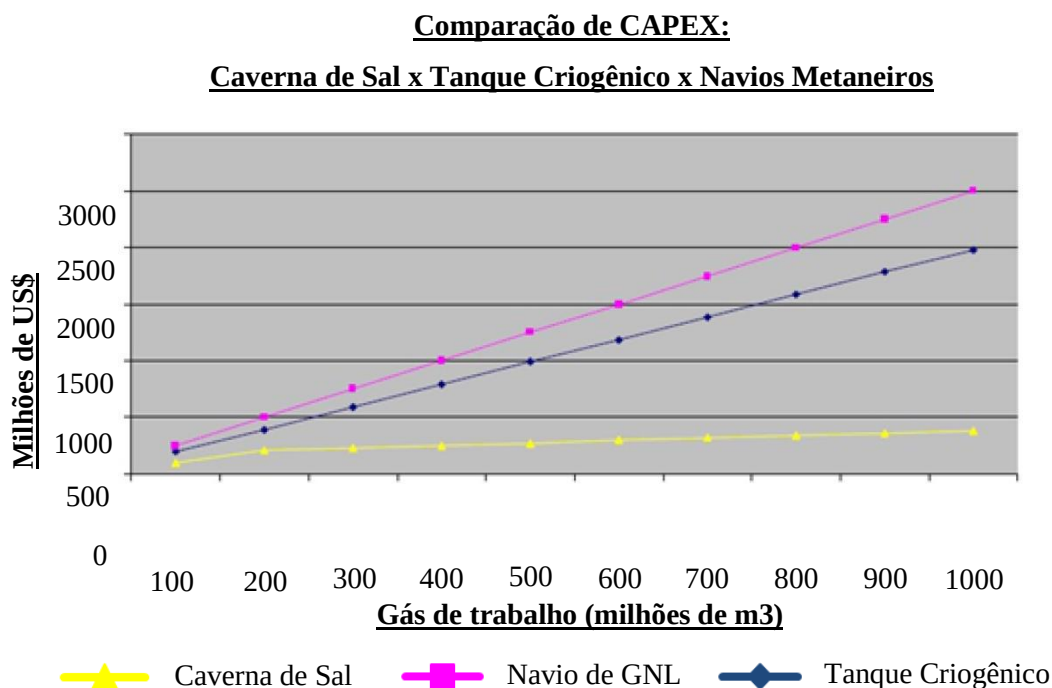


Figura 49. Comparação do custo de investimento para as opções: cavernas de sal, tanque criogênico ou navio GNL

Fonte: Elaboração própria com dados de SMI CONFERENCE (2010).

6.2 Mecanismo de otimização da gestão da rede de distribuição de GN

A ESGN possibilita uma melhor operacionalização da rede de transporte de GN, pois pode ser utilizada para desafogar os gasodutos durante os picos de pressão, retirando o gás das linhas e só os injetando novamente quando a pressão voltasse ao patamar normal. A estocagem também aumentaria a capacidade de entrega de gás no mercado durante os picos de demanda, além de dar maior eficiência, pois teria mais acesso aos centros de mercado, não só das centrais termelétricas, mas das refinarias e do mercado residencial.

Outro benefício das ESGN está relacionado à redução da necessidade de novos investimentos na malha logística de distribuição de GN, uma vez que eles proporcionam a realização de uma gestão mais eficiente. Quando associados a projetos de novos gasodutos, as infraestruturas de ESGN têm a capacidade de reduzir a necessidade de gás transportado, diminuindo gastos de construção e montagem a partir da redução de

diâmetros, diminuição da necessidade de compressão, dentre outros fatores (Moreira, 2015).

MOREIRA (2015) desenvolveu uma metodologia para apontar opções viáveis para monetização dos crescentes recursos de gás natural identificados pelos diversos agentes no País e no exterior e analisou a implantação de ESGN em duas localidades considerando a implantação de novos gasodutos a rede: a primeira, próxima a ocorrência dos recursos em Santa Maria do Oeste e ao novo gasoduto (Opção 1: ESGN Araucária). A segunda, no final do GASBOL, mais distante dos recursos e localizada em um trecho com restrição de infraestrutura (Opção 2: ESGN Canoas). A figura 50 mostra o arranjo configurado em seu trabalho.



Figura 50. Arranjo das localizações de ESGN. Araucária (PR) e Canoas (RS)

Fonte: MOREIRA (2015).

MOREIRA (2015) conclui que as infraestruturas analisadas possibilitaram a redução de diâmetro dos gasodutos o que proporcionou redução de custos de investimento. Assim,

a associação de ESGN também funciona como um mecanismo de redução de custos finais de investimento em novos gasodutos e torna-los mais atrativo.

MOREIRA (2015) concluiu em seu trabalho que a implementação de ESGNs na infraestrutura de distribuição de gás brasileira possibilitaria uma melhor gestão dos gasodutos e evitaria investimentos em projetos de ampliação do escoamento de GN.

A questão da sazonalidade da demanda por GN é outro aspecto beneficiado pelas ESGN. Em países de clima temperado a sazonalidade está relacionada às típicas variações climáticas. Nesses países a sazonalidade é bem definida, o pico de demanda de gás natural se dá no inverno, quando o consumo residencial aumenta devido à necessidade de aquecimento, cujo fornecimento excedente de gás é feito pelas ESGNs. No Brasil, essa conjuntura não se aplica e nunca justificaria a construção de uma ESGN. Conforme apresentado no item 4.2 - *O mercado de gás natural brasileiro e sua importância na Matriz energética* - consumo dos setores residencial e comercial não apresentam oscilações de demanda ao longo do ano, além de apresentar um consumo muito pequeno. Logo, a sazonalidade do mercado de gás natural brasileiro diz respeito ao setor termelétrico que demanda grande volume, sendo acionado de modo complementar ao setor hidrelétrico, quando o nível dos reservatórios de água estiver baixo. Como as variáveis que regem este cenário são menos previsíveis, o planejamento da operação da indústria de energia elétrica gira em torno de incertezas que vêm sendo resolvidas de forma aleatória, sem levar em conta a complexidade da indústria do gás natural.

Logo, as ESGNs atribuiriam flexibilidade à indústria de GN brasileira e funcionaria como uma ferramenta estratégica para o governo brasileiro executar um melhor planejamento de demanda das termelétricas. Entretanto, é necessário que o governo busque obter uma visão integrada entre a indústria do gás natural e a de energia elétrica de modo que haja a convergência entre elas.

6.3 Potencial de reservas de GN do pré-sal e reservatórios não convencionais

É esperado um crescimento significativo da oferta de gás nacional nos próximos 8 anos. O estudo realizado pela CNI (2014), apresentou um cenário em que a disponibilidade de gás natural doméstico no mercado deve dobrar até 2022, tendo como premissa a conclusão das rotas 1, 2 e 3 de escoamento da produção do pré-sal.

Conforme já apresentado no item 4.2, a produção de GN no Brasil se encontra concentrada nos campos *offshore* e nos últimos anos vem apresentando crescimento devido principalmente à entrada em operação dos campos do pré-sal no ano 2008. O pré-sal é uma área *offshore* de águas ultra-profundas, localizada aproximadamente a 300 km da costa. As reservas encontradas nesta área são de gás associado com alto teor de CO₂.

Em 2016, a produção do pré-sal originou-se de 68 poços distribuídos por 12 campos petrolíferos, sendo o campo de Lula responsável por cerca de 52% dos 1,2 milhões de boe diários produzidos na média do ano (ANP, 2017). Naquele mesmo ano, os campos do pré-sal geológico localizados nas bacias de Santos e de Campos responderam aproximadamente a 40% do total da produção brasileira de petróleo e gás natural. A produção diária de petróleo passou de uma média de 41 mil barris por dia (b/d) em 2010 para mais 1 milhão b/d em meados de 2016 (PPSA, 2016).

O rápido aumento da produção no pré-sal pode ser explicado pelo seu diferencial geológico. Os dez maiores poços do pré-sal possuem uma produção média de, aproximadamente, 32 mil b/d. O Plano Decenal de Energia 2024 estima que a produção no prisma do pré-sal (pré-sal legal) tem o potencial de atingir 4,5 MMb/d de petróleo e 121 MMm³/d de gás natural em 2024 (MME-EPE, 2015). Deste total, 3,4 MMb/d de petróleo (76%) e 103 MMm³/d de gás natural (85%) seriam produzidos na área do pré-sal geológico (reservas localizadas abaixo da camada de sal), figura 51. Os recursos já descobertos serão responsáveis por 98% da produção de hidrocarbonetos estimado para 2024 nesta área. As estimativas incluem as grandes descobertas de Libra e da Cessão Onerosa, especialmente o campo de Búzios.

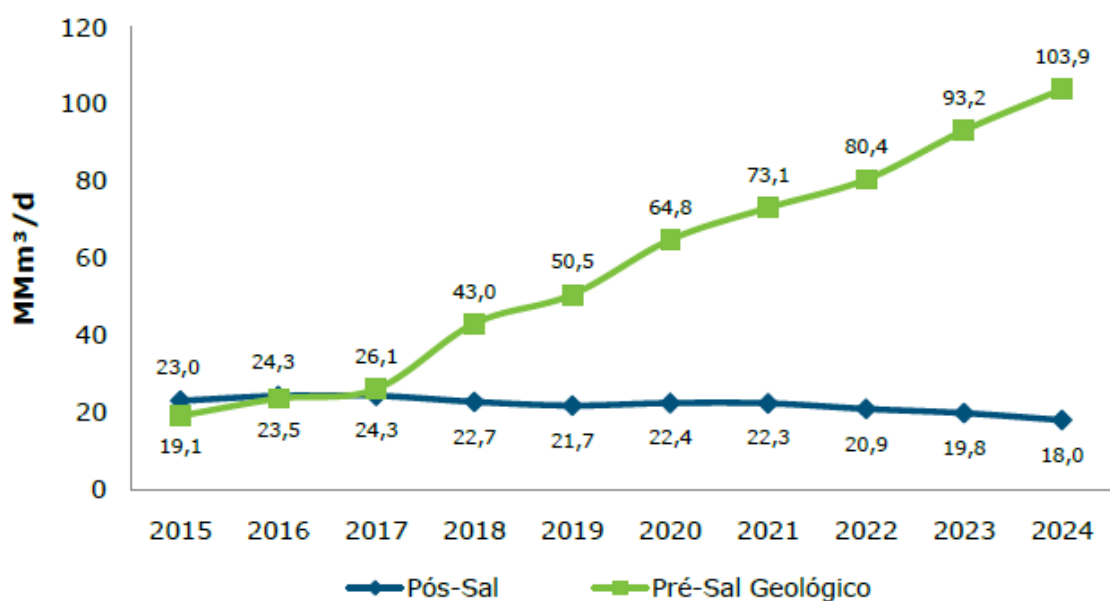


Figura 51. Produção Bruta Potencial no Pré-Sal Legal

Fonte: IBP-UFRJ (2017), com base em MME-EPE (2015).

Apesar do crescimento da oferta nos próximos 10 anos ter origem de campos já descobertos, é importante considerar que existe um enorme potencial para descoberta de novos campos a partir do esforço de exploração em andamento e de novas licitações de blocos exploratórios na área do pré-sal. Em dezembro de 2016, existiam 48 campos em etapa de exploração na área do pré-sal legal, sendo 28 deles na bacia de Santos, e os outros 18 na bacia de Campos (ANP, 2017).

Quando falamos sobre a produção potencial de gás natural do pré-sal geológico, é preciso considerar que seus recursos apresentam características muito peculiares. Na sua maior parte, são constituídos de gás associado ao petróleo. A maioria dos campos do pré-sal da bacia de Santos apresentam uma razão gás-óleo (RGO¹¹) elevada. O RGO dos campos atuais do pré-sal situa-se entre 250 e 300, sendo que o campo de Libra apresenta um RGO de 500 ou maior (IBP-UFRJ, 2017). Este gás associado apresenta um nível elevado e muito variável de contaminação com dióxido de carbônico (CO₂).

¹¹ A RGO mede a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfícies. Ou seja, o volume de gás em relação e ao volume de óleo.

O elevado nível de contaminação por CO₂ implica em custos elevados para separação dos contaminantes e aproveitamento do gás natural. Ressalte-se ainda que a viabilidade do aproveitamento comercial das reservas de gás é impactada pela grande distância destes campos até a costa, o que eleva o custo de seu escoamento. Apesar destes fatores, atualmente a reinjeção do gás nos campos tem como função principal estimular o aumento da produção de petróleo no pré-sal, sendo exportado o gás excedente, conforme demonstrado no gráfico da figura 52.

Este conjunto de características torna muito mais difícil estimar o volume de gás do pré-sal a ser aproveitado comercialmente dado que parte importante do gás produzido é reinjetado para estimular a produção de petróleo. No entanto, ainda existem muitas incertezas quanto ao volume ótimo de gás a ser reinjetado nos campos. Desta forma, as estimativas sobre oferta de gás do pré-sal ainda dependem de cenários sobre a reinjeção.

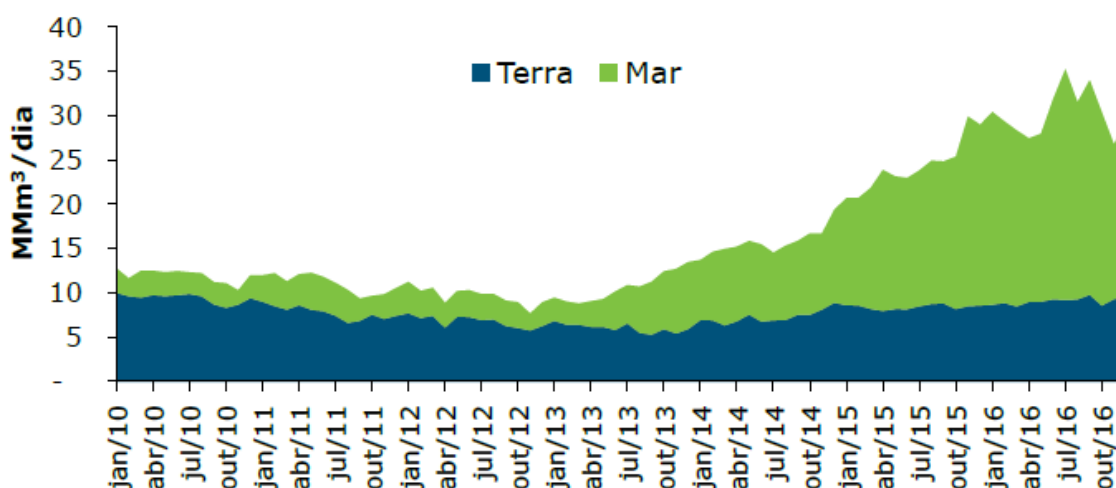


Figura 52. Reinjeção de gás natural no Brasil, entre 2010 e 2016

Fonte: IBP com base em ANP (2017).

Atualmente, a produção do pré-sal representa um terço da produção total de GN do Brasil, atingindo 34 MMm³/dia em 2015, dos quais quase 2/3 são provenientes da Bacia de Santos e o restante da Bacia de Campos (GRANADA, 2017). O fato de ter um gás com alto teor de CO₂, da grande distância dos campos produtores da costa e sua profundidade de lâmina de água, faz que o aproveitamento do GN proveniente do pré-

sal ainda seja muito baixo. Por isto, os níveis de reinjeção têm sido bastante altos nesta área. Atualmente, a reinjeção nos poços do pré-sal está em torno de 60-70%, deixando apenas 10-20% para o aproveitamento (GRANADA, 2017).

Em outra estimativa feita por PRYSMAE&T (2014), a produção de gás disponível para o aproveitamento tem prognósticos para o ano 2030 de quase 115 MMm³/dia. Estas previsões estão baseadas no ritmo de entrada em operação das plataformas novas, na relação de gás-óleo dos campos que ainda não entraram em operação, no volume de gás reinjetado que se espera seja decrescente nos próximos anos, e nos volumes de gás queimado e consumido nas plataformas. O gráfico da figura 53 apresenta as previsões apresentadas em GRANADA (2017) com dados presentes em PRYSMAE&T (2014).

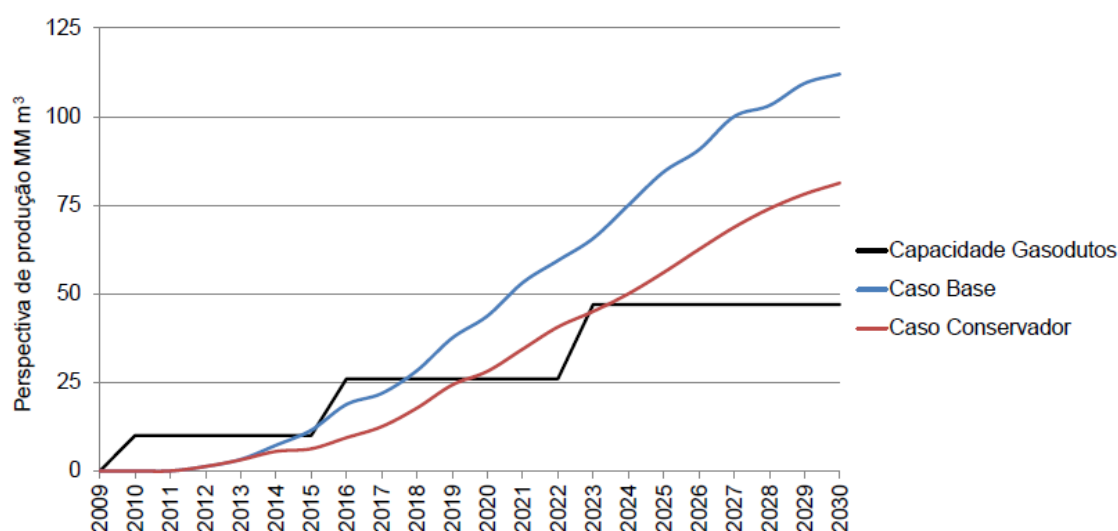


Figura 53. Previsão de produção no Pré-Sal

Fonte: GRANADA (2017).

O atual planejamento da Petrobras para escoar o gás produzido no pré-sal inclui três gasodutos submarinos (2 existentes e 1 planejado) com uma capacidade total de 47 MMm³/dia com possibilidade de ser expandida até 51 MMm³/dia (GRANADA, 2017). A capacidade de escoamento também é apresentada na figura 53.

A figura 54 apresenta a localização dessas 3 rotas de escoamento de gás natural produzido no pré-sal.



Figura 54. Rotas de escoamento do gás produzido no pré-sal

Fonte: Produção adaptada Petrobras (2016).

Além do custo com a separação do CO₂, o escoamento do gás natural até a costa também apresenta um importante desafio de custo. Os gasodutos de escoamento do pré-sal são custosos em função da distância entre os campos e a costa em função da profundidade dos campos. Os equipamentos para transporte de gás em águas profundas apresentam custos mais elevados, pois devem ser reforçados (maior espessura) para suportar a elevada pressão (IBP-UFRJ, 2017).

Atualmente, o gás natural proveniente do pré-sal tem sido escoado por dois grandes gasodutos submarinos (Rota 1 e Rota 2). A Rota 1 está em operação desde 2011 e liga os campos de Lula e Sapinhoá ao gasoduto entre o campo de Mexilhão e a UPGN de Caraguatatuba em São Paulo. O gasoduto Lula-Mexilhão tem capacidade de escoamento 10 MMm³/d. Além disso, o gasoduto Mexilhão-UTGCA, com capacidade e 20 MMm³/d de escoamento, se destina a movimentar 10 MMm³/d do pré-sal e 10 MMm³/d do pós-sal. A rota 2, entrou em operação em fevereiro de 2016 com capacidade para escoar, diariamente, 13 MMm³/d da região de Santos até o Terminal de Tratamento de Gás de Cabiúnas, em Macaé (RJ). Com 401 quilômetros de extensão, o Rota 2 é o gasoduto submarino de maior extensão em operação no Brasil (PETROBRAS, 2016). Além dos dois gasodutos já em operação, a Petrobras prevê a construção de um terceiro gasoduto (rota 3) que irá ligar o campo de Búzios e outros campos da cessão onerosa à UPGN do Comperj, em Itaboraí (RJ). A Rota 3 tem cronograma de implantação o ano de 2019 podendo ainda ser postergado e terá capacidade de escoar 21 MMm³/d.

Para além das três rotas da Petrobras, a empresa Cosan, controladora da COMGAS, vem realizando estudos de viabilidade para o desenvolvimento de uma quarta rota de escoamento do gás natural do pré-sal, conhecida como projeto ALPHA. O projeto já se encontra em discussões e consiste no desenvolvimento de um quarto gasoduto de escoamento ligando a bacia de Santos até o litoral do estado de São Paulo, onde se encontraria a Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGN). Nos planos, contempla-se a construção de um gasoduto com capacidade de escoamento de 15 MMm³/d, para fornecer gás natural para os municípios da baixada santista e outros que estejam sob concessão da COMGAS (ZANARDO, 2015).

Segundo estimativas da Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, espera-se que o gasoduto exija um nível de investimentos de R\$ 6 bilhões. A rota 4 já conta com o projeto conceitual elaborado. Em 2014, a COSAN deu entrada ao processo de licenciamento do empreendimento junto ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (IBAMA).

Portanto, o potencial de produção de gás vai muito além dos projetos existentes para escoamento e tratamento de gás no pré-sal, principalmente, se considerarmos um horizonte que vai além de 2025. Entretanto, a atração de investimentos privados para o

aproveitamento comercial do gás vai depender das condições de viabilidade econômica dos projetos.

Os reservatórios do pré-sal, desde a sua descoberta, sempre foram uma promessa para a indústria de GN. As primeiras estimativas da Bacia de Santos falavam em valores da ordem 400 bilhões de m³ de gás natural (IYOMASA *et al.*, 2005). Da mesma forma, recentemente, as reservas de gás não-convencional trouxeram grandes expectativas, com estimativas de potencial de recursos em terra de até 20 vezes o total de reservas provadas brasileiras, de acordo com a Agência Internacional de Energia (CNI, 2014). Existem algumas condicionantes para o aproveitamento de todo esse recurso de ambas reservas, de gás não-convencional e do pré-sal.

No caso dos reservatórios de gás não-convencionais, o grande entrave para o seu pleno desenvolvimento está relacionado com a localização de alguns campos que inviabilizariam economicamente a sua produção, como é o caso dos campos localizados na Amazônia, e atual maturidade da tecnologia de exploração que pode acarretar em graves consequências para o meio ambiente por meio da técnica de faturamento hidráulico¹².

No caso dos campos de petróleo do pré-sal, o problema do alto teor de CO₂ associado ao GN, inviabiliza o aproveitamento comercial da maior parte da produção, conforme foi apresentado. Soma-se a isso a política de queima zero adotada pela Petrobras em 1998, impossibilitando a queima de gás ou sua emissão na atmosfera. Sendo assim, existem algumas alternativas possíveis de serem adotadas para o escoamento desse gás: armazenamento; tratamento de grandes volumes de produção e posterior introdução na malha de abastecimento de gás do país; liquefação para armazenamento em compartimentos em embarcações apropriadas; e reinjeção do gás nos reservatórios de petróleo.

Atualmente, as operadoras estão optando pelo tratamento de pequena parte da produção e reinjeção da maior parte como estratégia recuperação avançada, o que

¹² Fraturamento hidráulico é um método que possibilita a extração de combustíveis líquidos e gasosos do subsolo. O procedimento consiste na perfuração de um poço vertical no qual, uma vez alcançada a profundidade desejada, a broca é girada 90° em sentido horizontal. A seguir uma mistura de água e substâncias penetrantes e químicas é injetada no terreno sob alta pressão. O objetivo é ampliar as fissuras existentes no substrato rochoso que encerra petróleo e gás natural, normalmente menores que 1mm, permitindo sua saída para a superfície.

agrava ainda mais o problema do CO₂ a longo prazo, uma vez que aumenta o seu teor associado ao petróleo.

Por outro lado, tecnologias estão sendo estudadas para viabilizar a separação do CO₂ em grandes quantidades, possibilitando a monetização do metano que atualmente é reinjetado. Caso isso ocorra, o potencial de oferta GN do pré-sal poderá se realizar, o que poderá possibilitar uma melhor gestão do mercado brasileiro. A descoberta do campo de Júpiter, por exemplo, rico em gás natural e localizado na camada pré-sal da Bacia de Santos, poderá conferir ao Brasil, no médio prazo, a autossuficiência, cujas reservas são estimadas entre 176 bilhões e 256 bilhões de m³ (LIMA, 2014).

O gráfico da figura 55 apresenta uma projeção da oferta até 2021, considerando a hipótese de manutenção dos níveis de importação de gás da Bolívia, cerca de até 30 milhões m³/dia.

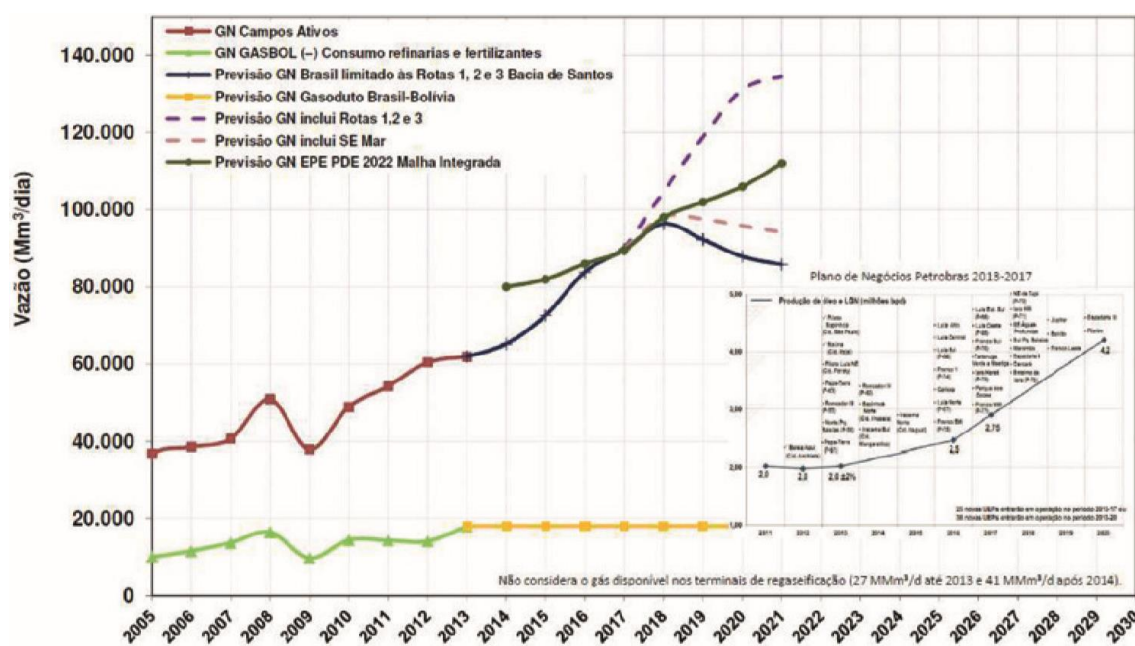


Figura 55. Projeção ANP de disponibilidade futura de gás no Brasil

Fonte: CNI (2014).

A despeito das incertezas futuras com relação ao potencial de elevação da oferta, até na projeção mais conservadora do relatório da CNI (2014), os níveis de produção de gás doméstico alcançarão níveis até então não observados no Brasil.

O aumento da oferta doméstica de GN poderá fornecer condições para o amplo desenvolvimento da indústria de gás brasileira. Entretanto, ele terá que ser acompanhado na melhora nas condições de preço e de mecanismo que atribuam flexibilidade para a rede de distribuição nacional, como é o caso das ESGNs.

As ESGNs também poderiam ser um componente estratégico para criar uma alternativa à reinjeção do gás com alto teor de CO₂ produzido no pré-sal, uma vez que, poderiam ser construídas em ambiente *offshore* próximo aos campos do pré-sal. Esse gás poderia ser nelas armazenado para ser futuramente monetizado. Elas também garantiriam a manutenção da produção de petróleo, pois na eventualidade do gás não poder ser reinjetado, ou escoado diretamente para a rede de distribuição, seja em função da pressão nos gasodutos ou por um problema operacional, a produção não precisaria ser interrompida e o gás seria armazenado nas cavernas. Como pode ser observado, na exploração do pré-sal, a destinação do gás associado produzido junto com a prospecção do petróleo será um tema de grande importância, uma vez que a impossibilidade de escoamento significaria milhões de dólares de perdas financeiras devido à parada de produção de petróleo e boa parte da produção brasileira depende desses campos.

Conforme demonstrado neste capítulo, verifica-se que:

- i) o Brasil é dependente da importação de GN;
- ii) existe a perspectiva de aumento do consumo desse energético no Brasil;
- iii) a matriz de geração elétrica brasileira apresenta uma significativa vulnerabilidade hidrológica, o que gera uma perspectiva de aumento da geração térmica a GN;
- iv) o modelo de importação de GNL adotado pela Petrobras é caro, assim como o atual estoque estratégico em navios de GNL;
- v) existe a perspectiva de aumento da produção de GN doméstico; e
- vi) existe a problemática do alto teor de CO₂ do GN produzido no pré-sal.

Todas as justificativas listadas acima são suficientes para se analisar opções eficientes de armazenamento de GN no Brasil, dentre elas a estocagem geológica de gás natural em cavernas de sal.

7. Tecnologia de construção e operação de cavernas de sal *offshore* para armazenamento de gás natural

Conforme já mencionado, esta tese tem como objetivo primário avaliar o potencial brasileiro de estocagem de armazenamento de gás natural em cavernas de sal abertas em domo salino *offshore*, com o intuito de constituir um estoque estratégico eficiente desse hidrocarboneto, considerando aspectos técnicos e de logística.

COSTA (2013) analisou a viabilidade de se constituir um estoque em ambiente *onshore* no Brasil. Entretanto, a área selecionada no estudo analisou uma formação salina de camada e, conforme explicado no item 2.2.2 - *Tipos de Tecnologia de Estocagem Geológica* - esse tipo de estrutura impõe algumas limitações que podem, inclusive, inviabilizar a utilização das cavidades para estocar GN.

Esse capítulo abordará todos os aspectos técnicos relacionados ao desenvolvimento de uma planta de estocagem de gás natural em cavernas de sal. Serão apresentadas informações técnicas referentes à construção das cavernas em rocha salina pelo método de dissolução, bem como características das rochas salinas que as tornam excelentes geomateriais para armazenamento de hidrocarbonetos.

7.1 Características Físico-Químicas das rochas salinas

A rocha salina é um excelente geomaterial para se configurar instalações de armazenamento subterrâneo de hidrocarbonetos, uma vez que ela apresenta uma série de características que fazem do espaço de estocagem um reservatório seguro e eficaz. Destaca-se, com esse objetivo, a rocha evaporítica halita.

A halita pura apresenta porosidade desprezível quando comparada aos demais geomateriais tais como rochas sedimentares e rochas carbonáticas, o que lhe garante excelente estanqueidade para maioria dos fluidos e gases, mesmo sob altas pressões.

Segundo COSTA (2013), os evaporitos, ou depósitos salinos, são rochas evaporíticas¹³ formadas pela cristalização e precipitação química dos sais dissolvidos em um meio aquoso, devido a um processo de evaporação. A intensa evaporação de água do mar, ou de um lago salgado, resulta na concentração de sais minerais, formando as salmouras, que passam a precipitar os sais nelas dissolvidos, gerando, assim, os depósitos evaporíticos que são encontrados em bacias sedimentares. A formação desses depósitos exige um local sujeito à evaporação intensa em bacias de circulação restrita e podem ser gerados em dois tipos de ambiente: marinho, que também pode ser descrito como depósitos do oceano; e não-marinho, gerados a partir de corpos de água, como lagos. A precipitação dos sais pode gerar depósitos de cloretos, sulfatos, boratos e carbonatos (COSTA, 1984).

O termo evaporito é utilizado para descrever os precipitados químicos a partir da salmoura. O termo salmoura é utilizado para designar soluções aquosas com grande concentração de íons de sal. As principais rochas ou minerais evaporíticos são formados por íons presentes na água do mar, os quais, à medida que suas concentrações ultrapassam seu nível máximo de solubilidade, compostos químicos diversos se precipitam e passam a se acumular. A tabela 5 apresenta a composição química dos principais minerais evaporíticos (MOHRIAK *et al.*, 2008).

¹³ São rochas que se formam a partir da evaporação de salmouras, tal como a água do mar, como por exemplo o calcário, a halita e o gesso.

Tabela 5. Composição Química dos Principais Minerais Evaporíticos

Classe Mineral	Nome do Mineral	Composição Química
Cloretos	Halita	NaCl
	Silvita	KCl
	Taquidrita	$\text{CaMg}_2\text{Cl}_6 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$
	Carnalita	$\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$
	Langbeinita	$\text{K}_2\text{Mg}_2(\text{SO}_4)_3$
	Polihalita	$\text{K}_2\text{Ca}_2\text{Mg}(\text{SO}_4)_6 \cdot \text{H}_2\text{O}$
	Kainita	$\text{KMg}(\text{SO}_4)\text{Cl} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$
Sulfatos	Anidrita	CaSO_4
	Gipso	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
	Kieserita	$\text{MgSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$
Carbonatos	Dolomita	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$
	Calcita	CaCO_3
	Magnesita	MgCO_3

Fonte: Elaboração própria com base em MOHRIAK *et al.* (2008).

Segundo COSTA (1984), a existência de um ambiente desértico, ou essencialmente árido, é uma condição necessária para a formação dos evaporitos, sendo também essencial ocorrer o isolamento da bacia, de modo a permitir uma progressiva concentração e deposição sequencial dos evaporitos. A sequência de formação das rochas evaporíticas é função da solubilidade relativa dos sais minerais existentes na água do mar ou lagos.

Evaporitos marinhos tendem a ter maior deposição e possuem um sistema próprio de evaporação. Os minerais mais comuns, que são geralmente considerados como mais representativos de evaporitos marinhos são: gipsita, calcita e anidrita, halita, silvina, carnalita, langbeinita, polihalita e kainita. Existem cerca de 80 minerais diferentes que foram relatados como encontrados em depósitos evaporíticos, mas apenas, cerca de uma dúzia, são comuns o suficiente para serem considerados formadores importantes de rocha.

Evaporitos não marinhos são geralmente compostos de minerais que não são comuns em ambientes marinhos, porque a água de evaporitos marinhos geralmente tem proporções de elementos químicos diferentes daqueles encontrados nos ambientes não

marinhos. Minerais comuns que são encontrados nesses depósitos incluem bórax, bleodita, epsomita, gaylussita, glauberita, mangadile, thenardita, mirabilita e trona. Depósitos não-marinhos também podem conter gipsita, halita e anidrita, podendo, em alguns casos, até ser dominado por esses minerais, embora eles não venham de depósitos do mar.

Após o processo de deposição dos minerais evaporíticos, estes são soterrados por grandes espessuras de rochas sedimentares, sendo submetidos a altas pressões e temperaturas, o que lhes garante um esqueleto mineral de alta resistência, porém sujeito ao fenômeno de fluência¹⁴.

O fenômeno visco-elástico de fluência caracteriza-se pela evolução de deformações no tempo relaxando as tensões desviatórias ou cisalhantes, conferindo à halita a capacidade de suportar elevados níveis de deformação sem desenvolver sensíveis danos estruturais em seu esqueleto mineral, conforme mostrado na figura 56 (COSTA, 2013).

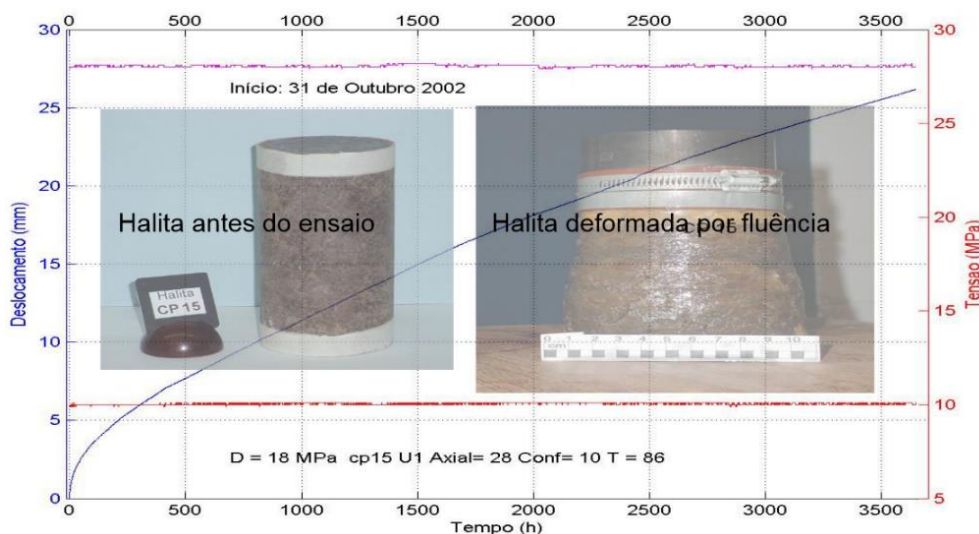


Figura 56. Ensaio de Fluência triaxial na rocha Halita (Na Cl)

Fonte: MOHRIAK *et al.* (2008).

Apesar das rochas evaporíticas, como a halita, suportarem grandes deformações sob tensão constante, quando submetidas a carregamentos rápidos, como os usados em

¹⁴ O fenômeno de fluência pode ser explicado de forma genérica como sendo deformações que ocorrem no esqueleto mineral das rochas evaporíticas ao longo do tempo sob tensão constante.

ensaios de corpos de prova de concreto, as mesmas desenvolvem o comportamento frágil. A halita, em ensaios de compressão simples, apresenta resistência semelhante à obtida em ensaios de corpos de prova de concreto de obras de arte (MOHRIAK *et al.*, 2008).

Esse comportamento de fluência da rocha salina não é comum entre os geomateriais. Outras rochas, como as sedimentares ou carbonáticas, quando submetidas a níveis de deformação sensivelmente menores que as suportadas pelas rochas evaporíticas, desenvolvem sistemas de fissuras ou micro-fraturas e entram em colapso. Já as rochas evaporíticas de compostos químicos de cloretos apresentam um comportamento oposto, um processo de auto-cicatrização de trincas e fissuras com o tempo, em condição compressiva de tensões. A halita é a rocha salina que apresenta essas características físico-químicas de forma mais expressiva, tornando-a uma rocha atrativa para armazenamento subterrâneo de diversos produtos, incluindo gases sob altas pressões.

A halita é composta basicamente de cloreto sódio (NaCl), podendo ou não apresentar argilas minerais aprisionadas nos cristais de sal. Ela também é famosa por sua habilidade de formar diápiros de sal, que produzem formações geológicas com profundidade e extensão ideais para abertura das cavernas para estocagem de hidrocarbonetos, sendo também apropriadas para formar trapas e rochas selantes ou impermeáveis para os depósitos petróleo. É o caso das acumulações do pré-sal, nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Espessos depósitos de halita também são utilizados para eliminação de resíduos nucleares, devido: a sua estabilidade geológica; aos efeitos do fenômeno de fluência promovem os processos de auto-cicatrização de fissuras ou micro-fraturas; a sua engenharia e comportamento físico previsíveis por simulação computacional; à porosidade e impermeabilidade desprezíveis - onde existe sal não existe água - afastando o perigo de contaminação de lenções freáticos ou artesianos. Nos EUA, eles também são utilizados para despejo de lixo proveniente da perfuração de campos de Petróleo.

Segundo COSTA (2013), para seleção de um local adequado para construção da caverna, deve-se procurar depósitos com halita pura quando possível, evitando a presença de outras rochas evaporíticas, como exemplo a carnalita e taquidrita, que desenvolvem, para as mesmas condições de tensões cisalhantes e temperatura, velocidades de deformação por fluência sensivelmente maiores. Essas rochas também

apresentam resistência à compressão simples muito inferiores à obtida para a halita. A figura 57, mostra a comparação da resistência obtida em ensaios de compressão simples desses três tipos de rochas evaporíticas e sua comparação com a obtida em corpos de prova de concreto.

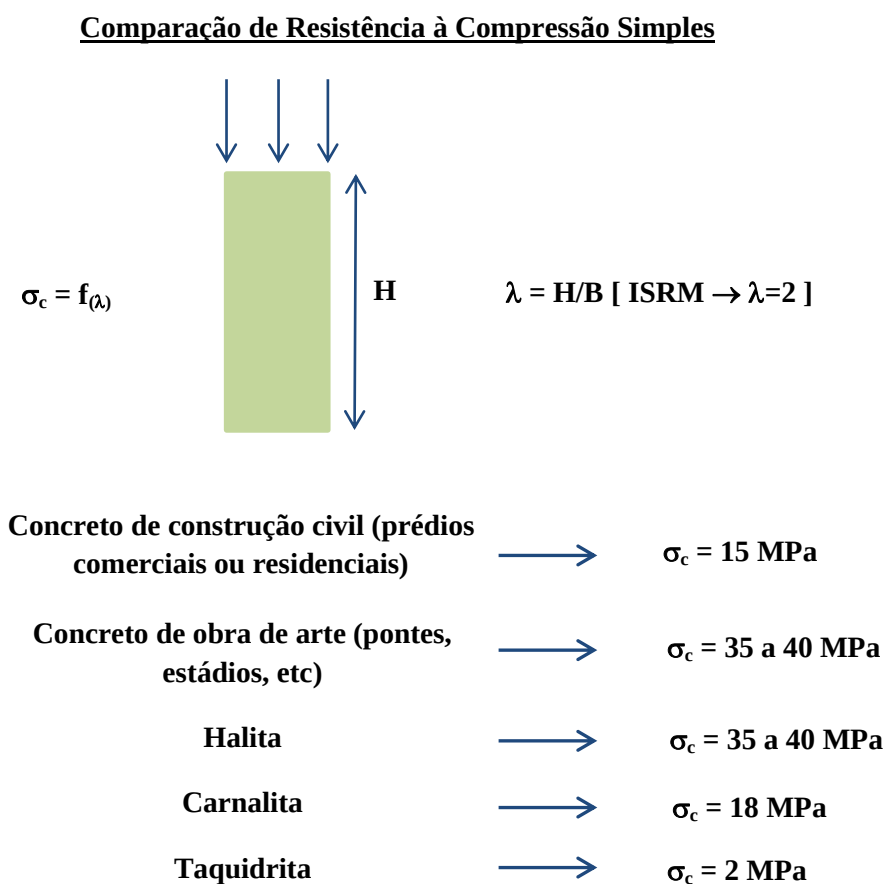


Figura 57. Comparação da resistência à compressão simples obtida para três diferentes tipos de rochas evaporíticas e comparação com corpos de prova de concreto armado

Fonte: Elaboração própria com dados de COSTA (1984).

Formações salinas que apresentam camadas com intercalações de carnalita e taquidrita e, conseqüentemente, maior velocidade de deformação por fluência, induzem o fechamento mais rápido das cavernas. Em alguns casos, o excesso de deformação pode conduzir as cavernas ao colapso do seu perímetro, pelo processo de degradação do esqueleto mineral.

Outra situação que pode comprometer a integridade estrutural de uma caverna de armazenamento de hidrocarbonetos, ocorre quando o processo de evaporação sofre interrupções com influxo de água doce ou água do mar, que trazem consigo solos argilosos, ou mesmo, reiniciando uma nova sequência evaporítica. Nesses casos, podem coexistir dentro das camadas de halita, intercalações de rochas sedimentares, ou carbonáticas, que também devem ser evitadas no processo de seleção. Estas rochas não estão sujeitas ao fenômeno de fluência e sofrem fissuras ou fraturas ao longo do tempo, dando origem a zonas de baixa estanqueidade e a possibilidade de dutos naturais de escape dos fluidos, ou gases, estocados dentro das cavernas.

Conforme já mencionado, a formação salina ideal para construção de cavidades de armazenamento deve ser composta de grandes espessuras de halita pura devido ao fenômeno de fluência, dentre outros fatores. Por esse mesmo motivo, elas sofrem grandes deformações ao longo de sua história geológica, dando origem a estruturas denominadas domos salinos, ou almofadas de sal, diapiros de sal e muralhas de sal. As cavernas utilizadas para estocagem são abertas dentro dessas estruturas. Na figura 58, tem-se um exemplo típico de uma seção geológica com uma formação salina desse tipo.

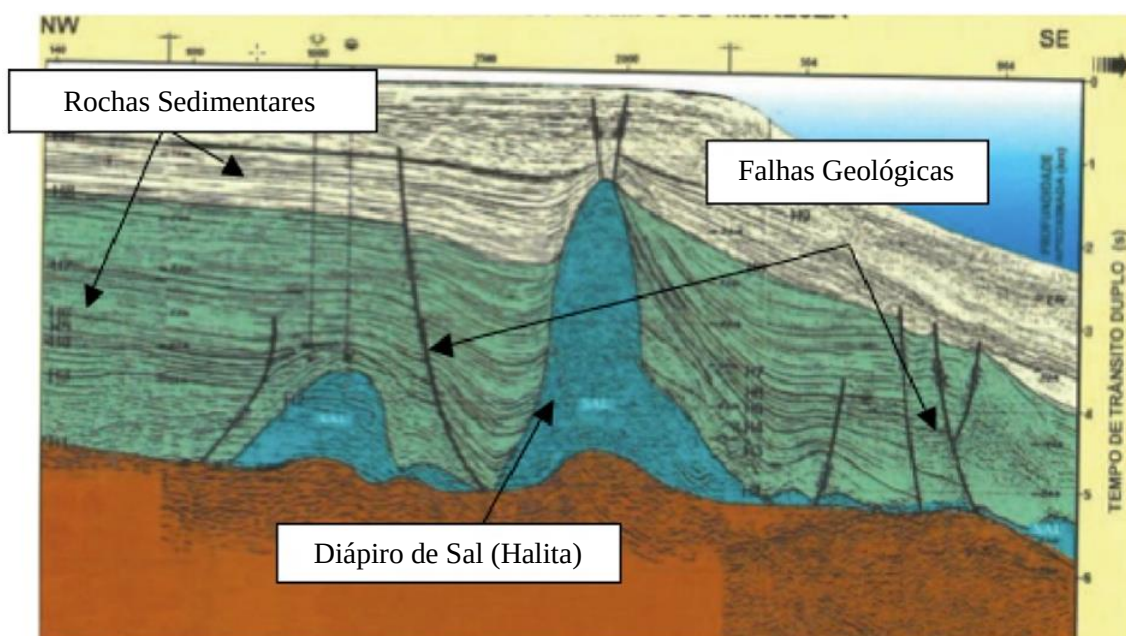


Figura 58. Exemplo de diapiros de sal

Fonte: Elaboração adaptada de MOHRIAK *et al.* (2008).

A movimentação do sal a partir do fenômeno de fluência também origina falhas geológicas que servem como sistemas de dutos para levar o hidrocarboneto das rochas geradoras em grandes profundidades para os depósitos ou reservatórios mais rasos. Nestes últimos é onde ocorrem o processo de exploração convencional do óleo no Brasil, como exemplo os reservatórios de petróleo da Bacia de Campos, denominados de reservatórios do pós-sal (COSTA, 2013).

Em algumas situações o óleo fica trapeado por espessas e extensas camadas de rochas evaporíticas em camadas mais profundas, como é o caso dos reservatórios do pré-sal na Bacia de Santos. A figura 59 apresenta essas duas condições de depósitos evaporíticos e reservatórios em uma típica seção geológica do pré-sal.

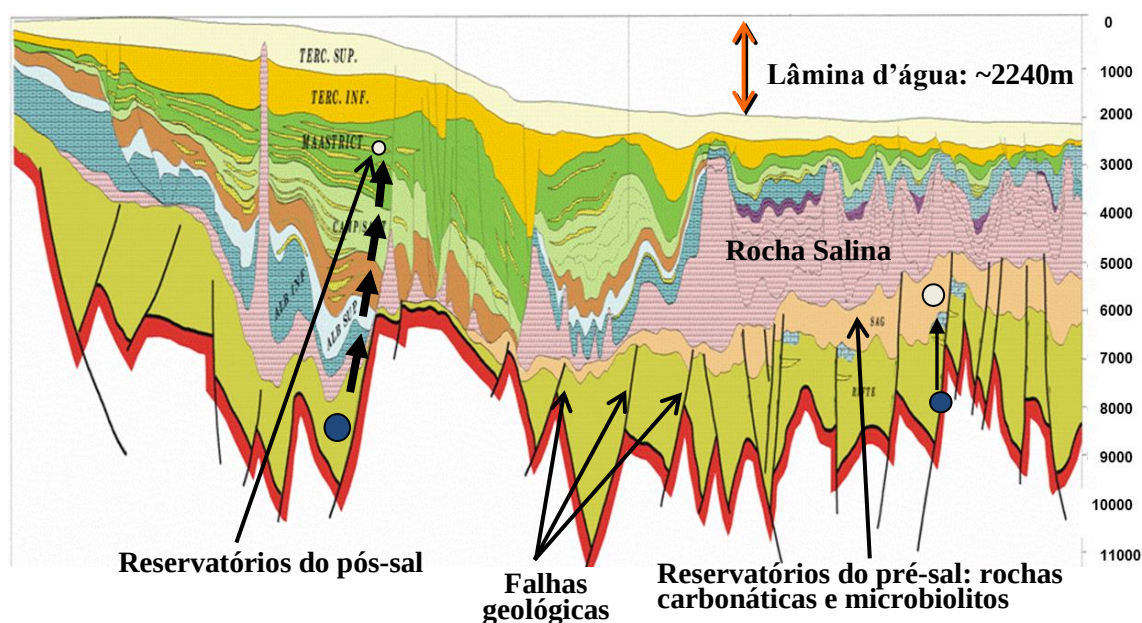


Figura 59. Seção geológica típica mostrando dois tipos de depósitos evaporíticos

Fonte: Elaboração adaptada de COSTA (2013).

Essas falhas geológicas que dão origem aos reservatórios de petróleo do pós-sal devem ser evitadas no processo de seleção de depósitos evaporíticos para construção das cavernas, pois representam caminhos para perda do gás natural.

O processo de construção das cavernas por dissolução será apresentado no item 7.2 *Descrição do processo de construção das cavernas em ambiente Offshore*. Entretanto, é

válido destacar que a salmoura produzida durante esse processo pode ter uma destinação econômica.

Além da importância das propriedades físicas *in situ*¹⁵ para construção de cavernas para armazenamento de hidrocarbonetos, os evaporitos também são economicamente relevantes devido à sua mineralogia. Minerais evaporíticos são utilizados na produção de fertilizantes, explosivos e em diversas indústrias como as de PVC, química, plásticos, saboaria, curtumes, têxteis, cerâmica, tratamentos de águas, tabacos, gelo, salga de peixe, panificação, laticínios.

Na indústria química, eles são matéria-prima para produção do carbonato de sódio, soda cáustica e o sulfato de sódio. O carbonato de sódio tem aplicação nas indústrias do vidro, de drogas, do sabão, do papel, de cerâmica, têxtil, metalúrgica, do petróleo, de curtumes, de corantes, etc. A soda cáustica tem aplicação na fabricação de sabões, corantes, papel, drogas, borracha e indústria têxtil, metalúrgica e refino de petróleo. O sulfato de sódio é aplicado na indústria do vidro, médica e na fabricação de outros compostos de sódio.

Sendo assim, toda a salmoura produzida durante o processo de construção da caverna, caso exista a impossibilidade de despejo em ambiente *offshore*, pode ser destinada a processos industriais.

No **Apêndice I**, tem-se um breve histórico sobre o conhecimento acumulado acerca do comportamento geomecânico das rochas evaporíticas no Brasil. A análise de estabilidade e dimensionamento das cavernas, estudados na presente tese, utilizam desse conhecimento, incluindo a aplicação dos programas de simulação, metodologia de modelagem computacional e propriedades mecânicas.

7.2 Descrição do processo de construção das cavernas em ambiente *offshore*

A técnica utilizada para abrir a cavidade na rocha salina se chama lixiviação, ou mineração por dissolução. A metodologia realizada em ambiente *offshore* é a mesma

¹⁵ Que está em seu lugar natural ou normal.

adotada em terra, sendo que neste caso apresenta como diferencial o uso de água do mar como fluido no processo de dissolução.

No caso do desenvolvimento das cavernas para estocagem de hidrocarbonetos, no qual é necessário que a camada de rocha salina esteja numa profundidade apropriada uma vez que ela ditará a quantidade de gás natural que poderá ser armazenado, antes do processo de lixiviação é necessário que seja aberto um poço através das camadas de rocha superiores até o topo do domo, ou camada salina.

Os poços são construídos considerando-se ambas as atividades subsequentes: de construção da cavidade salina e de operação do estoque de hidrocarboneto. Dessa forma, o projeto estrutural dos poços deve ser reforçado (cimentação e revestimento), bem como deve ser analisado o diâmetro necessário para desenvolver ambas as atividades. Os tamanhos de broca e revestimento do poço variam em cada projeto. Para esta tese, esse assunto será melhor analisado no item 8.7 - *Projeto do poço*. A figura 60 apresenta um poço com estrutura reforçada, que pode ser utilizado para a atividade de construção e operação de uma caverna de estocagem de gás natural.

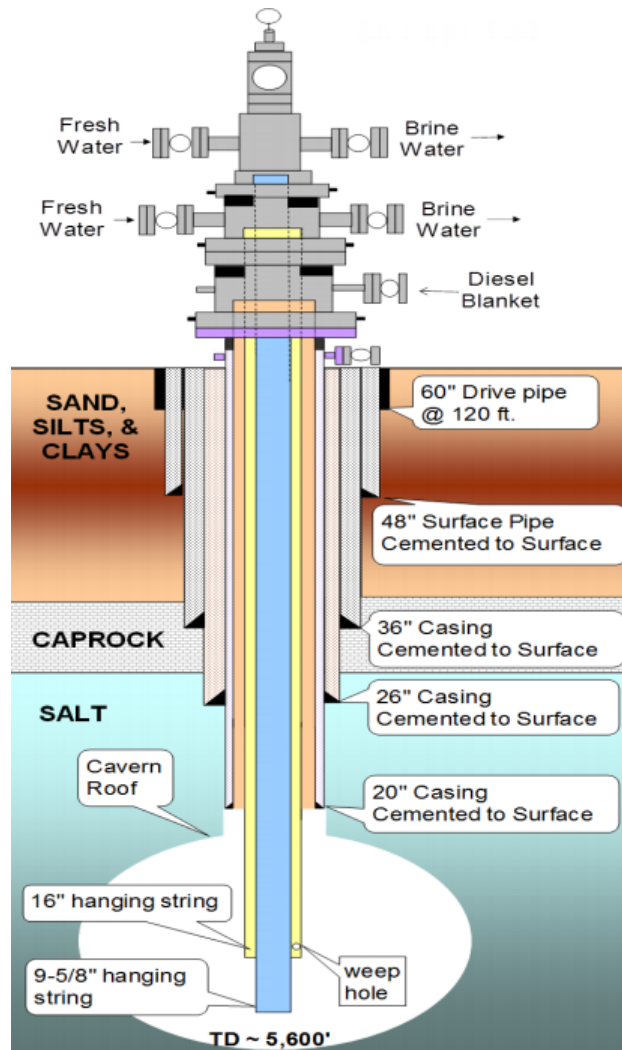


Figura 60. Poço com estrutura reforçada, que pode ser utilizado para a atividade de construção e operação de uma estrutura de estocagem de gás natural

Fonte: Cortesia SSO¹⁶.

Em ambiente *offshore* é necessário a utilização de uma plataforma de perfuração para realização da atividade de abertura do poço e posterior introdução dos equipamentos para realização da operação das cavernas. As cavernas podem ser construídas e operadas através de poços Verticais e Direcionais, conforme apresentado na figura 61.

¹⁶ Sabine Storage Operations

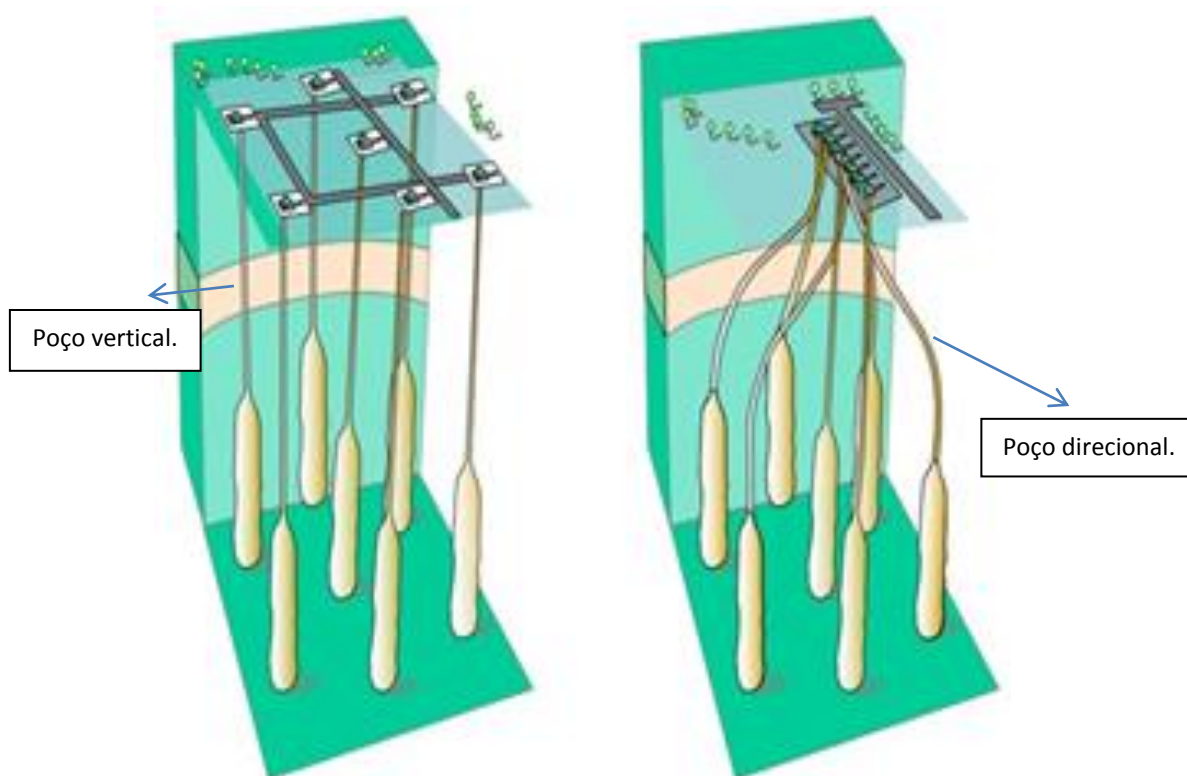


Figura 61. Ilustração de uma planta de estocagem de hidrocarbonetos em cavidades abertas em rocha salina com poço vertical e horizontal

Fonte: COSTA *et al.* (2017).

Para o processo de construção da caverna, uma vez que o poço tenha sido devidamente revestido e estabilizado, inicia-se a segunda fase do processo que é a abertura da caverna de sal. Na etapa subsequente, uma tubulação de maior diâmetro é introduzida e posicionada no centro da composição de revestimentos. Posteriormente uma tubulação de menor diâmetro é introduzida dentro da tubulação de maior diâmetro de forma a gerar um anular entre as duas tubulações (COSTA, 2013). A figura 62 ilustra essa composição.

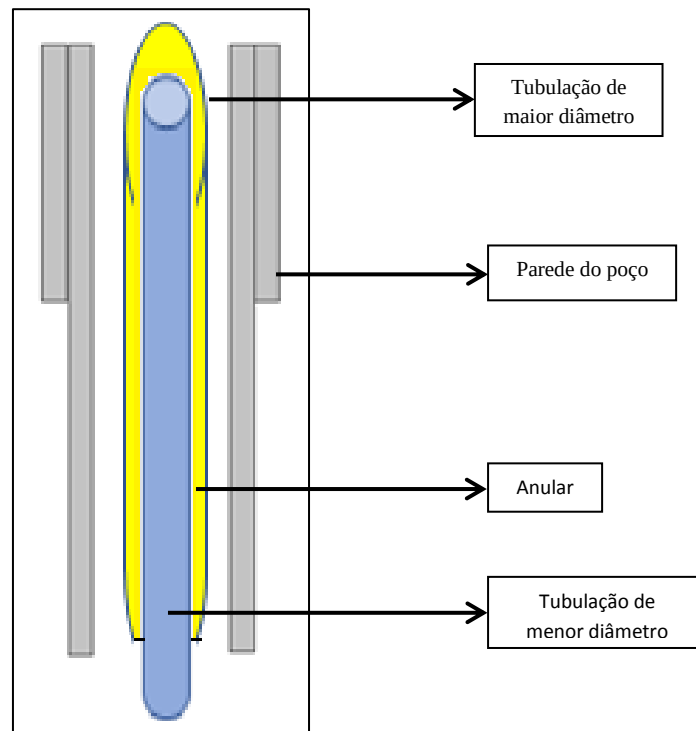


Figura 62. Composição do poço para executar a construção da caverna

Fonte: Elaboração própria.

É possível utilizar sondas em plataformas fixas, no caso de ambientes de águas rasas, e móveis, no caso de ambientes de águas profundas. A figura 63 apresenta uma ilustração de uma pequena plataforma em águas rasas que é instalada individualmente acima de cada caverna e irá suportar todo o equipamento necessário para a construção e posterior operação da caverna.



Figura 63. Ilustração de uma plataforma que é instalada individualmente acima de cada caverna

Fonte: GATEWAY (2010).

Em ambientes de águas profundas, após realizar a perfuração do poço, não é necessário que a sonda permaneça durante a escavação da caverna pelo o processo de lixiviação, o qual pode levar vários meses a depender do tamanho da caverna. Tendo em vista que uma sonda de águas profundas é um recurso crítico e de alto custo, em cada poço de construção da caverna serão instaladas bombas submersas que farão a injeção de água, chamadas de *Roll Water Injection*. Este processo já foi utilizado na Bacia de Campos, para injeção de água no reservatório de Albacora, em lâmina d'água de cerca de 1.000 m. Ele utiliza a própria água do leito marinho. A figura 64 ilustra o desenvolvimento da caverna pelo uso de bombeio submerso sem uso contínuo de sonda de apoio.

Nesse processo, utiliza-se água do fundo do mar para a dissolução da caverna e uso de sonda somente para a perfuração dos poços e manobra dos tubos em períodos específicos do desenvolvimento da caverna. A movimentação da tubulação seria conduzida de modo intermitente com base em resultados de simulação da dissolução do

crescimento da caverna, validados pelo uso de sonar de varredura tridimensional através do poço injetor (COSTA, 2013).



Figura 64. Desenvolvimento da caverna pelo uso de bombeio submerso sem uso contínuo de sonda de apoio

Fonte: Cortesia Technomar USP.

Durante a fase de construção, é necessário que, periodicamente, uma embarcação realize uma inspeção da evolução da construção da caverna através de um equipamento chamado *Scan Sonnar 3D*, que faz um mapeamento tridimensional da caverna e apresenta a forma geométrica da cavidade que está sendo construída. A figura 65 ilustra o processo de varredura realizado pelo sonar.

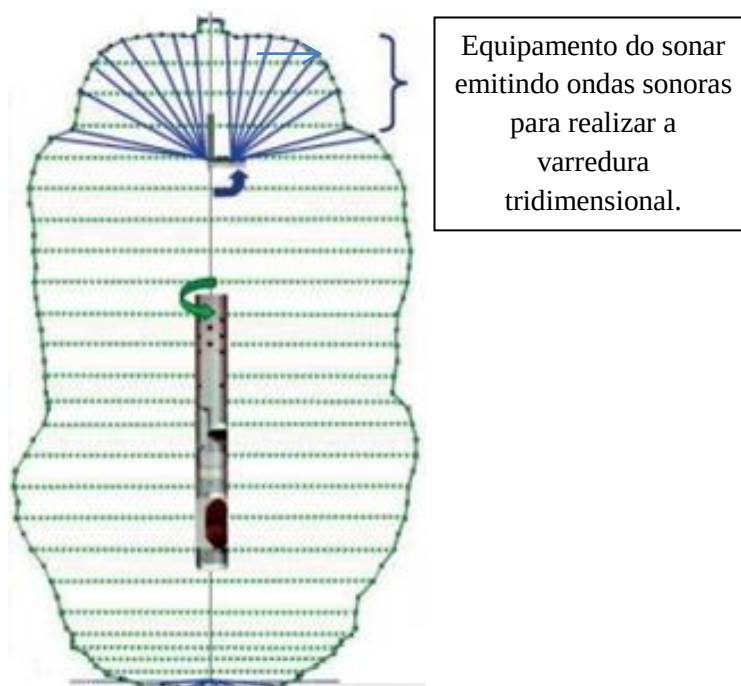


Figura 65. Ilustra do processo de varredura tridimensional realizada pelo sonar

Fonte: Elaboração própria adaptada de COSTA *et al.* (2017).

O equipamento de sonar é introduzido dentro da caverna através do poço injetor. A figura 66 apresenta esse equipamento para aplicação *onshore*, mas a mesma tecnologia é utilizada para aplicação *offshore*.

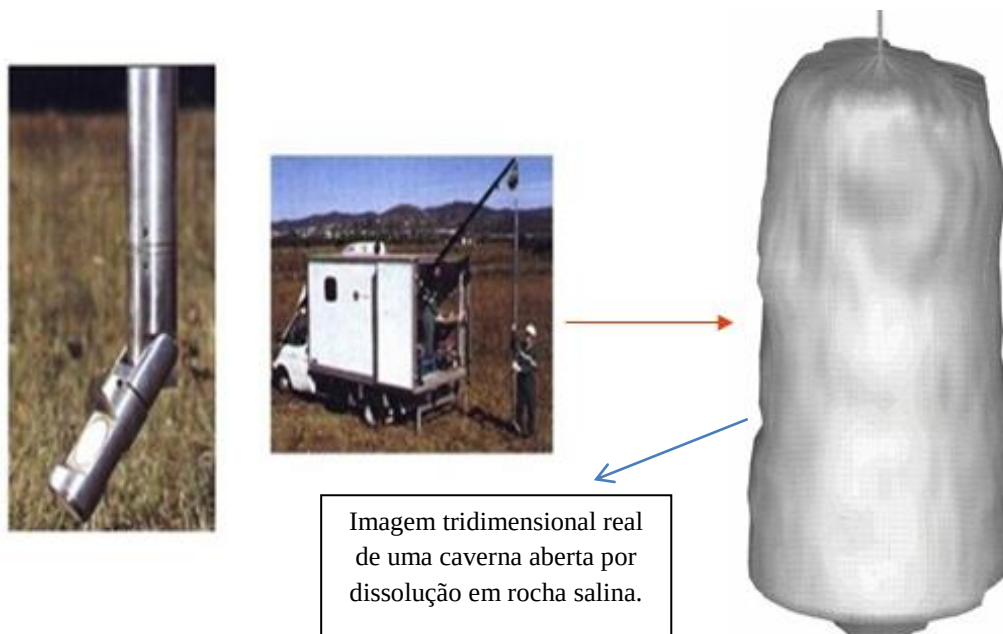


Figura 66. Equipamento de sonar tridimensional para utilização *onshore*, mas a mesma tecnologia é utilizada para aplicação *offshore*

Fonte: Elaboração própria.

O processo de dissolução da rocha pode ser executado através de um, ou dois poços. Em cada poço, o processo é realizado através de um tubo injetor de água e outro de retorno de salmoura, dentro do mesmo poço. Existem dois procedimentos adotados: “Circulação Direta” ou “Circulação Reversa”. No procedimento conhecido como “Circulação Reversa”, a água do mar é injetada pela tubulação de maior diâmetro e a salmoura gerada nesse processo é então retirada pelo tubo central. Dessa forma, a caverna se forma através da transformação do sal em salmoura com a circulação da água do mar na rocha (COSTA, 2013).

No método “Circulação Direta”, a água é injetada pelo tubo central e retirada pelo anular entre o tubo injetor e o tubo de retorno de salmoura de maior diâmetro. A figura 67 ilustra ambos os métodos de “Circulação Direta e Reversa” (COSTA, 2013, COSTA *et al.*, 2017).

A alternância entre os dois métodos é conhecida como “Circulação Direta e Reversa”, na qual a água é circulada em tempos diferentes pelos dois métodos, de forma a gerar o

formato desejado para a caverna. O formato desejado da caverna é também controlado pela distância entre o tubo injetor e o tubo de retorno de salmoura.

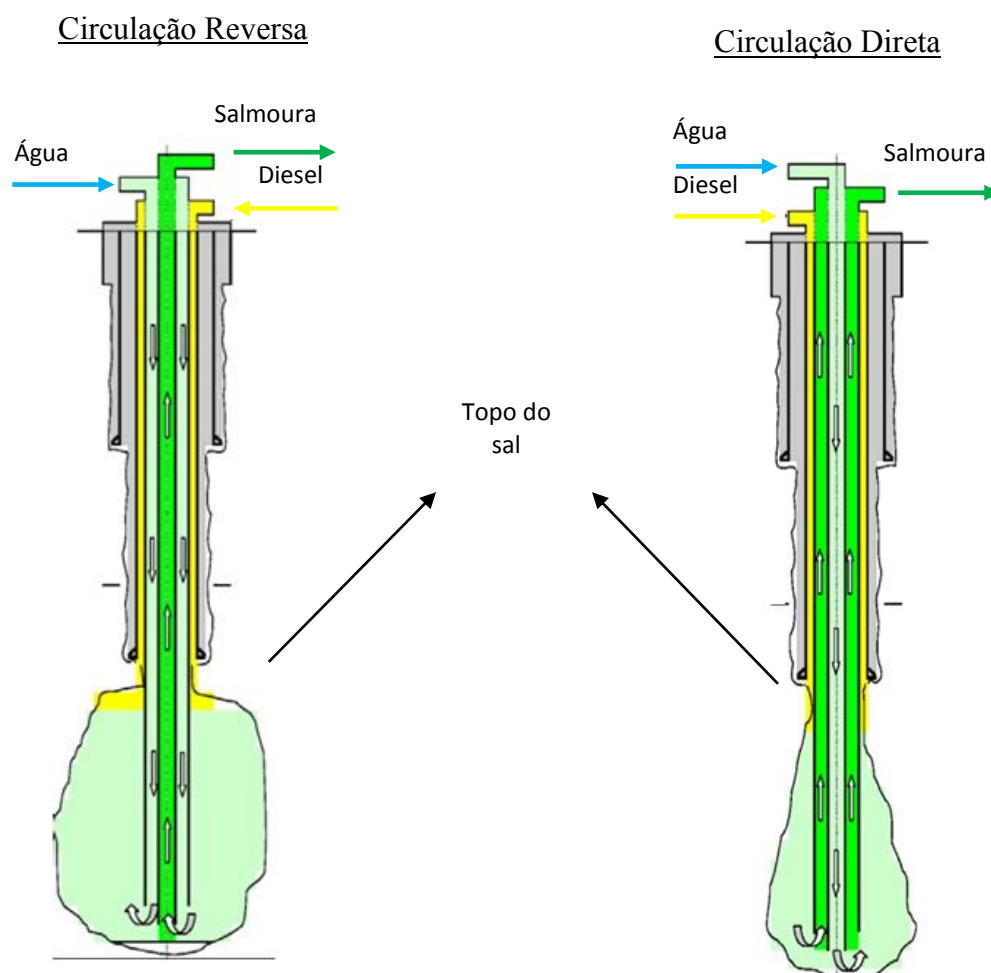


Figura 67. Ilustração dos processos de circulação direta e reversa para abertura das cavernas de sal

Fonte: Elaboração própria.

Os diâmetros a serem utilizados para os tubos de injeção de água e o espaço anular entre o tubo injetor e o de retorno, dentre outros fatores, definem o tempo de desenvolvimento das cavernas. A distância entre os tubos de injeção e de retirada definirá a geometria da caverna, sendo que, quanto maior for a distância entre eles, mais longa ela será, formando uma geometria cilíndrica, ideal para o armazenamento de hidrocarbonetos.

Já no procedimento de dissolução utilizando dois poços para construir uma única caverna, a injeção de água e a retirada da salmoura ocorrem de forma independente e as duas cavernas crescem simultaneamente. Em função da distância entre os dois poços, as cavernas se interceptam criando uma única caverna ao final do processo. Esse procedimento tem um tempo de execução menor do que os métodos que utilizam apenas um poço, para cavernas com grandes dimensões. Entretanto, é necessário que o monitoramento por sonar 3D seja feito em ambas as cavernas para controlar o tamanho e forma da caverna. (COSTA, 2013). A figura 68 ilustra esse procedimento.

Dissolução das Cavernas Usando Bombas Submersas em Dois Poços

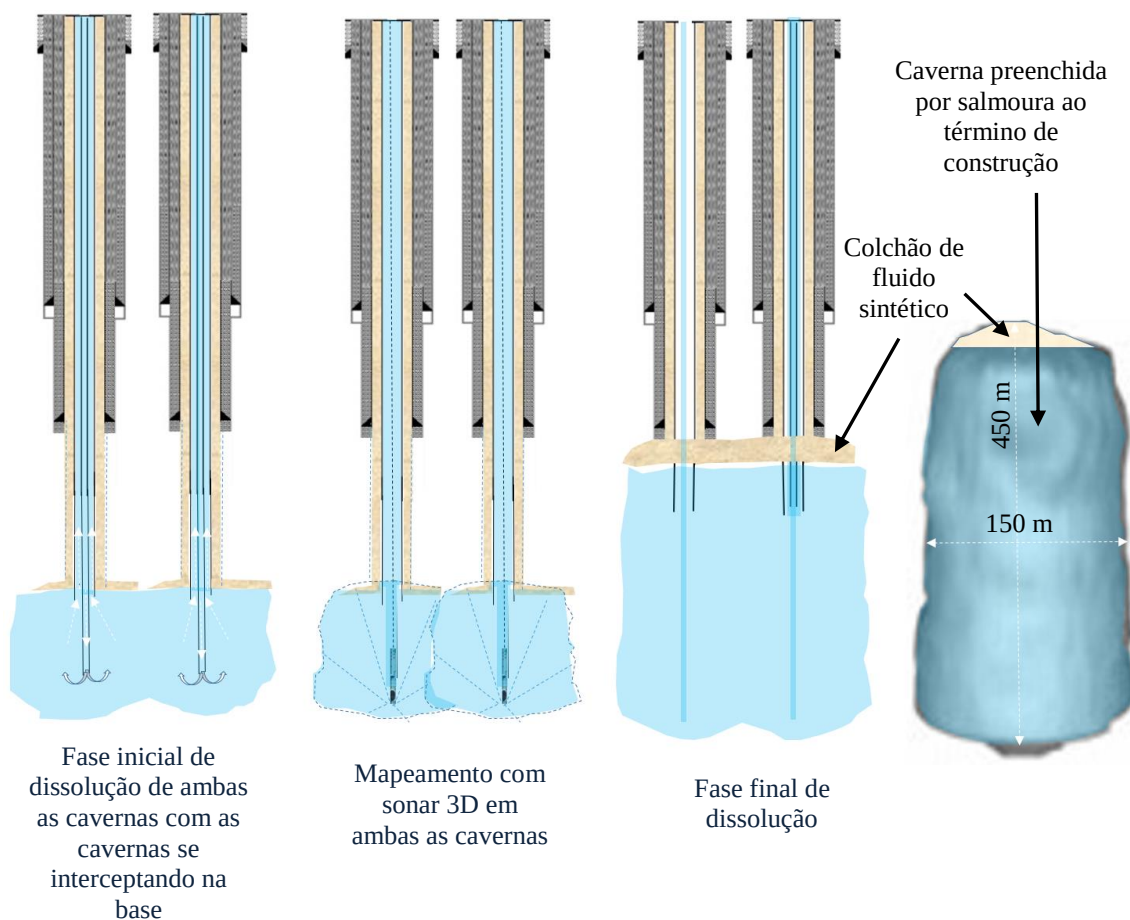


Figura 68. Procedimento de dissolução utilizando dois poços para construir uma única caverna

Fonte: Elaboração própria.

Conforme ilustrado na figura 69, entre o último revestimento e o tubo de retorno de salmoura de maior diâmetro, é deixado um fluido sintético ou mesmo nitrogênio pressurizado para impedir a evolução da caverna no sentido ascendente, acima do tubo de retorno de salmoura. Dessa forma, evita-se a perda de controle de dissolução do teto da caverna, assegurando que a espessura da laje de segurança de sal final, que separa o topo da caverna da rocha sedimentar subjacente, permaneça conforme prevista no cálculo geomecânico.

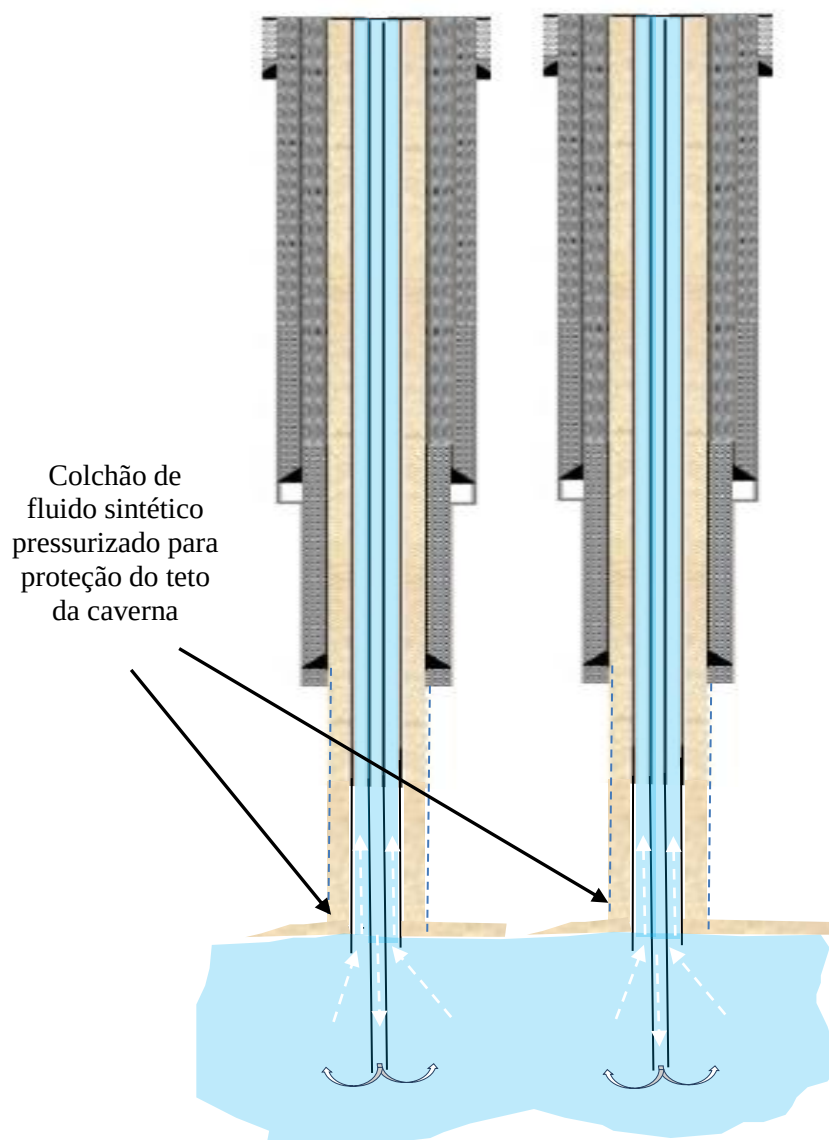


Figura 69. Fluido sintético no anular para preservação da laje de segurança durante a dissolução da caverna

Fonte: Elaboração própria.

Concluído o desenvolvimento da caverna, inicia-se o processo de substituição da salmoura pelo gás natural em altas pressões, figura 70. Os limites de pressões a serem utilizados para injeção do gás natural são calculados com base nos estudos geomecânicos e estruturais de modo a garantir a estabilidade das cavernas.

Substituição da salmoura pelo gás natural

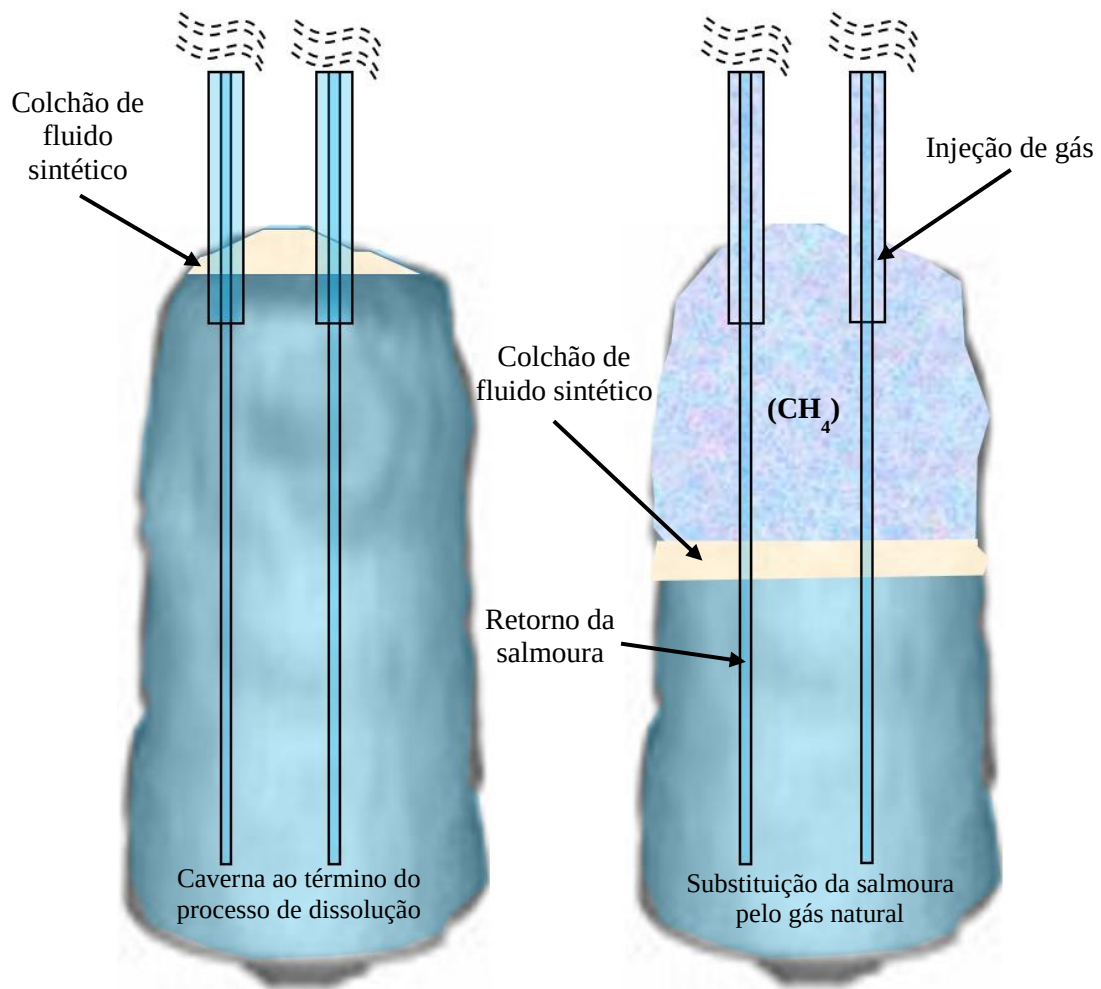


Figura 70. Substituição da Salmoura pelo CH_4

Fonte: Elaboração própria.

A ideia de construção e operação de cavernas em rocha salina em ambiente *offshore* para armazenamento de gás natural não é nova. Entretanto, ela nunca foi implementada. O único projeto que se tem conhecimento é chamado *Gateway*, na Inglaterra, de 2010 (GATEWAY, 2017), que prevê a construção de 24 cavernas subterrâneas, abertas em rocha salina, para estocagem de gás a leste do mar irlandês. Seu principal objetivo seria reforçar a segurança do abastecimento do mercado de gás do Reino Unido e ajudar a cumprir os objetivos estratégicos da política energética do governo (GATEWAY STORAGE COMPANY LIMITED, 2010). A figura 71 apresenta uma ilustração das cavernas do projeto *Gateway*.

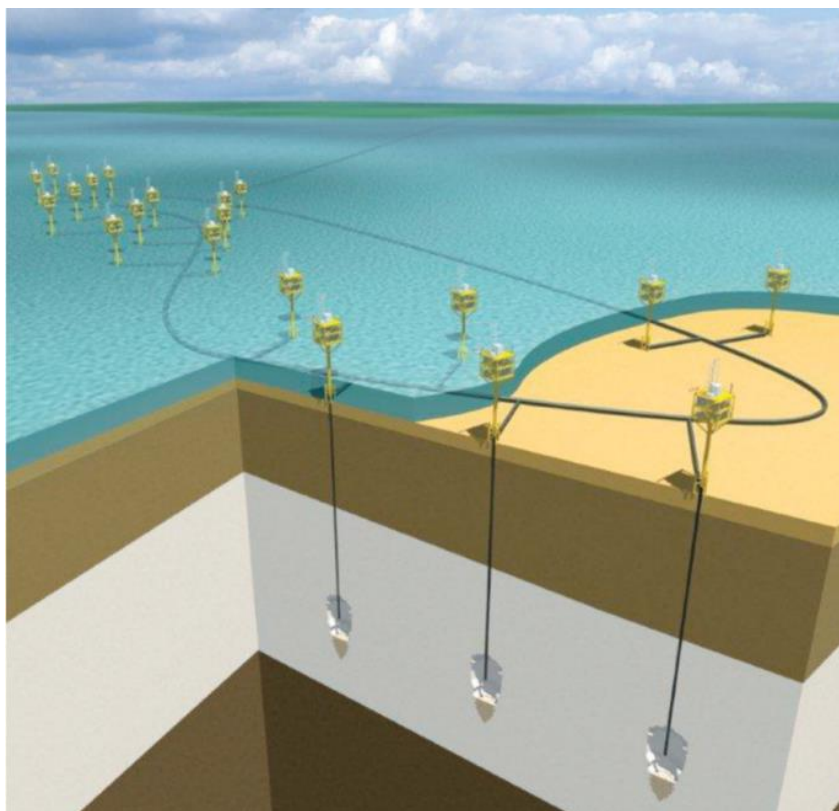


Figura 71. Ilustração das cavernas do projeto *Gateway*

Fonte: GATEWAY (2010).

Os critérios de dimensionamento das cavernas, bem como as leis constitutivas dos materiais integrantes dos modelos geomecânicos utilizados no projeto estrutural das cavernas, estão apresentados no **Apêndice II**.

7.3 Monitoramento para controlar a geometria e a integridade das cavernas

O estudo de estabilidade do *cluster* de cavernas discutido na presente tese, utilizará o simulador numérico COVES 2 (COSTA, 1984), o qual será melhor explicado a seguir. Nessas simulações, como uma condição de limite, para verificar a estanqueidade da caverna durante o seu desenvolvimento, simula-se o efeito do aumento da pressão exercida pela fluência do sal contra a salmoura confinada dentro da caverna. Na prática, fecham-se as válvulas da árvore de natal usada na dissolução da caverna e controla-se o aumento de pressão na salmoura. Devido ao fenômeno de fluência da halita, os deslocamentos convergentes para o interior da caverna começam a reagir contra a salmoura confinada. A comparação do crescimento previsto por simulação com a pressão medida é um bom indicativo da qualidade da integridade da caverna para contenção futura de gás natural. Esse teste de estanqueidade também pode ser realizado pela introdução de ar comprimido pressurizado dentro caverna agindo contra a salmoura.

Este procedimento foi utilizado no campo de salmoura estudado por COSTA (1992, 2014) com resultados muito úteis. Quando uma caverna chega ao seu tamanho máximo calculado pelo estudo de estabilidade geomecânica, as válvulas na árvore de natal são fechadas e a caverna é abandonada. Uma simulação desta condição é feita e as leituras dos manômetros/medidores de pressão digitais são comparados com a previsão obtida por simulação pela aplicação do simulador COVES 2. A partir desta comparação, é possível avaliar a estanqueidade da caverna. Isto é, se houver vazamento de salmoura pela montagem de tubulação ou através de uma camada de folhelho que intercepta a caverna, a falha é detectada.

Em um campo de produção de salmoura as intercalações de folhelhos não impedem a seleção do depósito de sal. Para um armazenamento subterrâneo de gás, o local deve ser bem escolhido por um estudo geológico detalhado da área, eliminando a possibilidade dessas camadas de rochas não solúveis. Normalmente, um domo de sal é a melhor escolha. Os poços exploratórios associados a uma interpretação de seções sísmicas são uma abordagem perfeita para ser usada.

O mapeamento por varredura tridimensional, por sonar, das cavernas ao longo do tempo determinará a necessidade de ajustes na velocidade das manobras dos tubos de injeção

de água e retirada de salmoura, com o objetivo de manter as cavernas na forma mais próxima do seu *design* original.

No caso de um desvio na forma e índice de esbeltez¹⁷ das cavernas em comparação com o *design* geomecânico original, novas simulações são realizadas para verificar a estabilidade. Este tipo de procedimento é comum e ocorre em qualquer processo de escavação em rocha salina, seja pelo método convencional ou por dissolução.

A evolução com o tempo da caverna, usando a varredura 3D por sonar (ANDREAS, 2010), seguirá um cronograma estabelecido pelos resultados da simulação de dissolução, usando equipamentos de última geração com imagens 3D digitais. A topologia digital 3D das cavernas deve ser tratada, para eliminar dados errados e fornecidos aos especialistas em geomecânica.

Objetivando evitar problemas durante o processo de dissolução, a seleção de um domo de sal sem intercalações de folhelhos nas futuras cavernas e um bom controle da distância entre os tubos de injeção e retirada de salmoura, bem como o controle da taxa de injeção, é um padrão a ser seguido.

Na figura 70, é mostrada uma imagem obtida através de um sonar 3D de uma caverna com forma cilíndrica desenvolvida no campo de produção de salmoura em Maceió, Estado de Alagoas/Brasil. Esta forma cilíndrica é perfeita para o armazenamento de hidrocarbonetos e foi alcançada devido, não apenas à boa condição geológica de onde ela foi construída, sem intercalação de folhelhos, como também devido ao bom controle durante o processo de dissolução pelo uso de sonar 3D, seguindo a periodicidade prevista em projeto.

Se uma caverna projetada para armazenamento de gás natural for interceptada por uma camada de folhelho, essa intercalação pode induzir problemas de perda de estanqueidade da caverna com o tempo. Devido ao fenômeno de fluência da halita a concentração de tensões induzida pela escavação relaxará na rocha salina e será transferida para a camada de folhelho. Com o tempo, a camada de folhelho poderá sofrer microfissuras ou entrará em colapso causando a mudança na forma da caverna e, às vezes, pode destruir o conjunto de tubulação (tubos para injeção e retirada de

¹⁷ Proposição entre a altura da caverna e o diâmetro.

salmoura). Dentro da rocha salina, estas intercalações não solúveis sofrem fissuração ou micro-fraturas com o tempo e, neste caso, essas camadas podem ser um possível caminho de vazamento de gás (COSTA *et al.*, 1992, 2014). Além disso, uma camada de folhelho que atravessa o pilar entre duas cavernas causará o enfraquecimento do pilar (COSTA *et al.*, 2014).

Na fase de lixiviação, pode ser usada água doce, ou água do mar. A principal diferença será o tempo de lixiviação, pois o sal na água aumentará o tempo de dissolução. Outro fator que interfere no tempo de lixiviação é a temperatura, uma vez que, quanto maior for a temperatura, mais rápida será a lixiviação do sal.

7.4 Descrição do processo de operação das cavernas

A operação de uma instalação de armazenamento de gás natural em cavernas de sal compreende as atividades de injeção e retirada de gás natural das cavernas, as quais serão detalhadas a seguir.

A atividade de injeção do GN nas cavernas se dá, sequencialmente, através do seguinte procedimento: o gás chega pelo gasoduto; passa por uma estação de filtragem e separação, uma vez que o gás percorreu grandes distâncias e pode ter acumulado impurezas; vai para uma estação de medição na qual são medidos dados de qualidade e quantidade; e, em seguida, vai para um sistema de compressão por motores elétricos, para ganhar força e seguir para caverna, permitindo que uma grande quantidade de gás seja armazenado sob altas pressões e a operação da instalação seja otimizada; o aumento da pressão do gás a partir do procedimento anterior produz calor, de forma que o GN precisa passar posteriormente por uma estação de resfriamento para reduzir a temperatura para 30 a 40°C; e, por último, o GN segue pelo gasoduto para ser armazenado na caverna. É importante destacar que a necessidade de resfriamento do GN está relacionada ao aumento do potencial de armazenamento (redução da expansão do GN) e na interferência que elevadas temperaturas podem ocasionar no efeito de fluência do sal. A figura 72 apresenta um diagrama com a sequência dessas atividades.

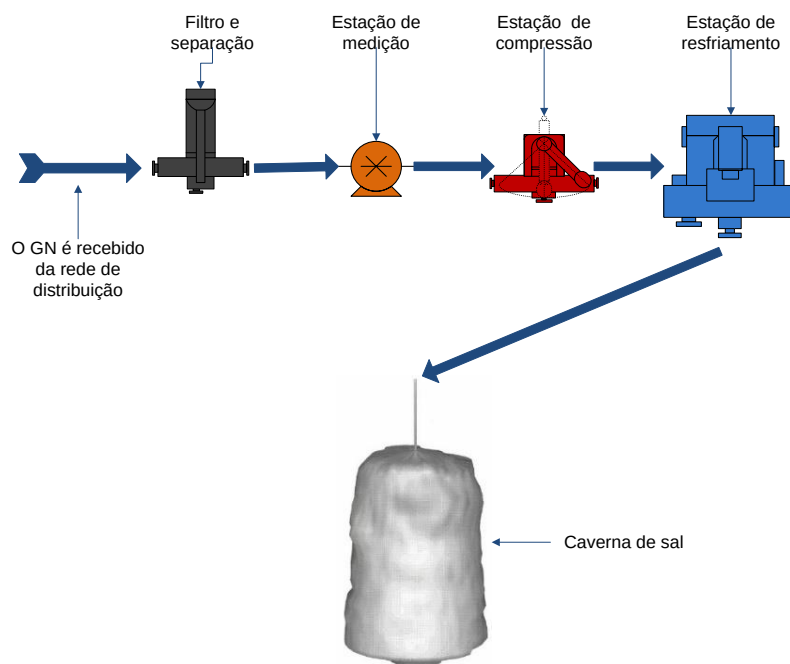


Figura 72. Diagrama da atividade de injeção do GN nas cavernas de sal

Fonte: Elaboração própria.

O procedimento de retirada do GN das cavernas para seguir até a rede de gasodutos se dá, sequencialmente, através do seguinte procedimento: o gás é armazenado sob altas pressões, de forma que quando ele expande ao ser liberado das cavernas, sob o efeito Joule Thompson, ele reduz sua temperatura e necessita passar por uma estação de aquecimento para seguir adiante (em alguns casos mistura-se metanol ao gás para evitar a formação de hidratos); quando o GN está armazenado nas cavernas ele retém umidade e precisa passar por um sistema de desidratação (Absorvedor Glicol), que realiza um procedimento para absorver a umidade do GN através da substância glicol, que por sua vez é regenerada dentro de uma estação própria para ser reutilizada; por fim, o GN passa novamente por uma estação de medição de quantidade e qualidade antes de ser introduzido na rede de distribuição. A figura 73 ilustra esse procedimento.

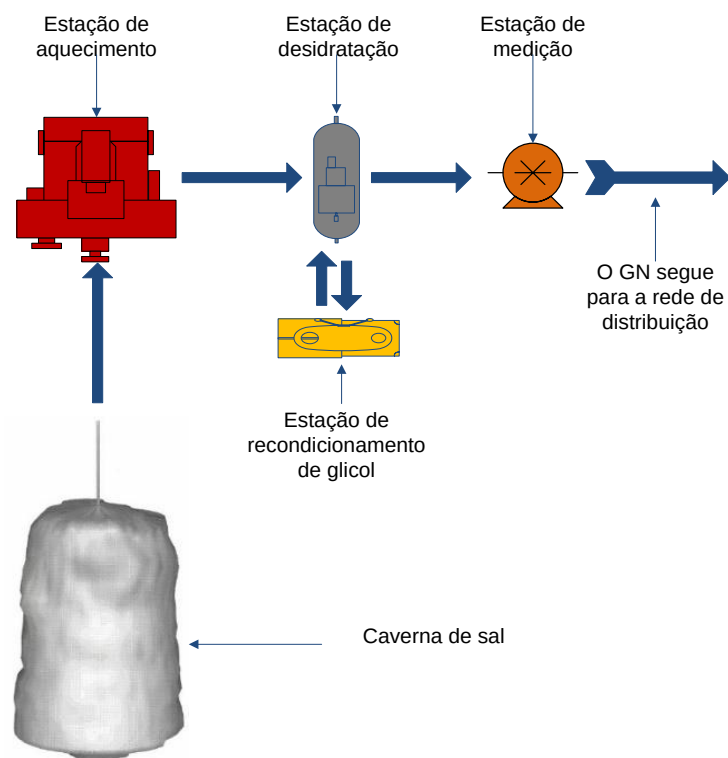


Figura 73. Diagrama da atividade de retirada do GN das cavernas de sal

Fonte: Elaboração própria.

No caso da instalação de estocagem *offshore* estudada nesta tese, o gás recebido pelas cavernas poderia ser oriundo da rede brasileira de distribuição de gás, ou de um ou mais campos de produtores de gás *offshore*. Em ambos os casos, ele seria recebido numa plataforma responsável pela operação da instalação de estocagem, a qual acomodaria todos os equipamentos necessários para execução dos procedimentos de injeção e retirada de gás apresentados acima, e outras funções que fossem necessárias, como separação e tratamento do GN, por exemplo.

A plataforma de operação da instalação de estocagem não, necessariamente, deve contemplar todos os equipamentos necessários para a operação das cavernas. Atualmente, a indústria de petróleo vem migrando para o conceito de “Fábrica Submarina”, no qual diversos equipamentos que antes realizavam procedimentos nos topsides das plataformas, passaram a ser instalados e executados no leito marinho.

O mesmo poderia ser feito com a plataforma de operação das cavernas, originando um sistema híbrido, com atividades sendo executadas nos dois ambientes: atmosférico e

submarino. A planta de estocagem poderia receber GN para ser armazenado oriundo dos dois destinos, Campos Produtores de GN *offshore* e da rede de distribuição, seguramente que analisadas as adaptações necessárias de infraestrutura e operação para tal. A figura 74 abaixo apresenta uma ilustração da instalação de estocagem *offshore*.

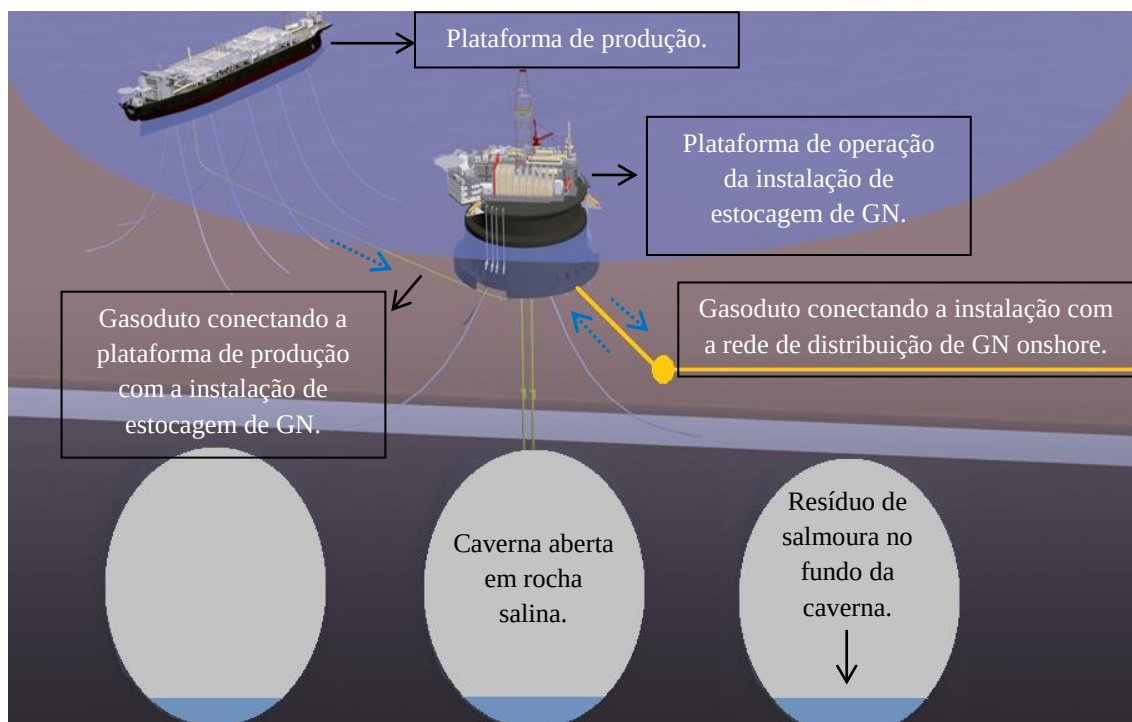


Figura 74. Ilustração da instalação de estocagem *offshore* de gás natural em cavernas de sal

Fonte: Elaboração própria com base na cortesia TPN-USP.

As setas pontilhadas em azul na ilustração apresentam o sentido que o GN pode percorrer na instalação. Como pode ser observado, na tubulação que liga a instalação com a rede de distribuição, o gás poderá ser direcionado tanto das cavernas para a rede, quanto o contrário. Já na tubulação que liga a plataforma de produção à instalação, o sentido do gás é unicamente da plataforma para a instalação de estocagem.

No **Apêndice V**, exploram-se possíveis alternativas para monetização do gás armazenado em cavernas de sal *offshore*. Existem outras opções, além do escoamento através de gasodutos para terra, que podem ser mais atrativos ou complementares ao

modal logístico atualmente existente no modelo mental em vigor das operadoras no Brasil.

No **Apêndice VI**, analisa-se as melhores práticas internacionais e segurança de instalações de estocagem subterrânea de GN em cavernas de sal.

8 Estudo do potencial brasileiro de armazenamento subterrâneo de gás natural em cavernas de sal *offshore* no Brasil

Este capítulo cobre todos os tópicos relacionados ao objetivo primário desta tese de dimensionar o potencial brasileiro de armazenamento de gás natural em cavernas de sal *offshore* no Brasil, desde aspectos logísticos ao projeto do cluster de cavernas. Ao final será demonstrado em valores o potencial de ESGN.

8.1 Seleção do sítio geológico para construção das cavernas

8.1.1 Análise da condição geológica para construção das cavernas

Conforme descrito no artigo apresentado por (COSTA, 2017), as cavernas, cujo projeto é detalhado na presente tese, podem ser construídas no domo salino de halita *offshore*, localizado na bacia sedimentar do Espírito Santo, a cerca de 50 km da cidade de Conceição da Barra em uma lâmina d'água de 50 m. Esse local atende aos critérios de geomecânica. Trata-se de um domo de halita, sem intercalações de rochas sedimentares não solúveis e sais de maior mobilidade como a carnalita e a taquidrita.

A figura 75 mostra a seção geológica do sítio selecionado na Bacia do Espírito Santo.

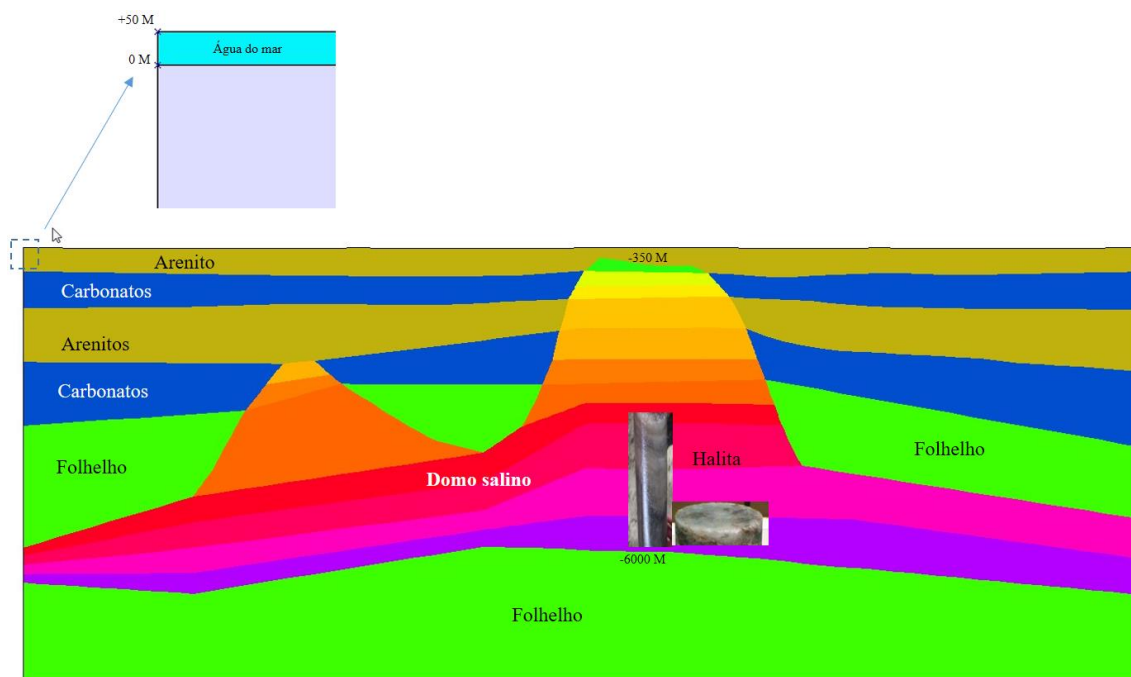


Figura 75. Seção geológica vertical interessando o domo salino selecionado para o trabalho de pesquisa explorado na presente tese

Fonte: Elaboração adaptada de COSTA et al (2015).

8.2 Análise da condição logística do sítio selecionado

Conforme COSTA *et al.* (2015, 2017), o domo salino selecionado fica localizado na direção da cidade de Conceição da Barra no norte do Estado do Espírito Santo, na fronteira com o Estado da Bahia. A figura 76 abaixo demonstra a localização dessa cidade.

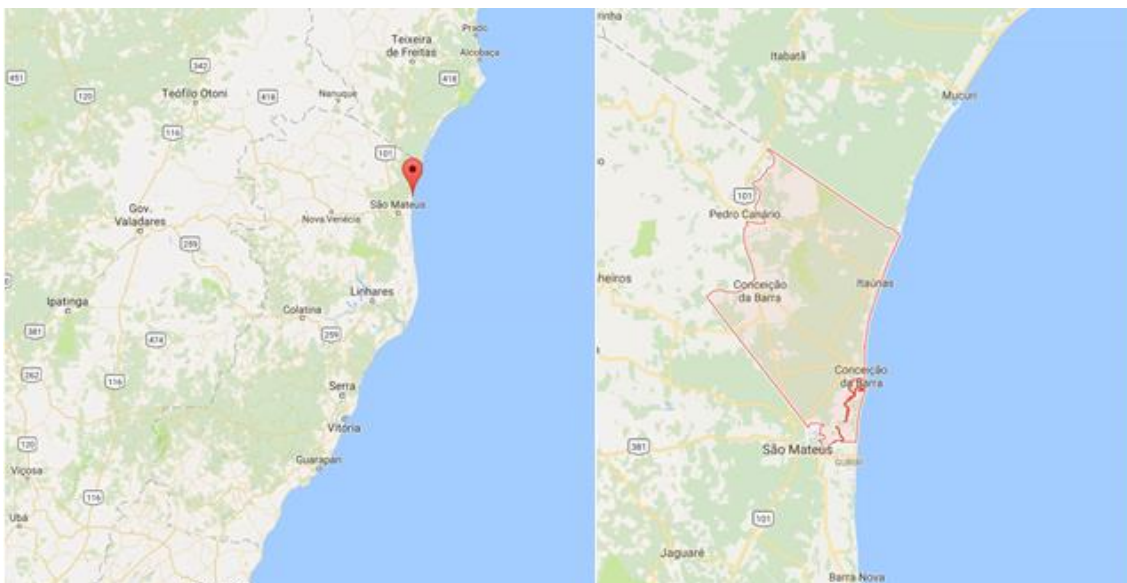


Figura 76. Localização da cidade de Conceição da Barra no Estado do Espírito Santo

Fonte: Elaboração própria com imagens do Google Maps.

Em COSTA *et al.* (2015) é apresentada uma figura com a localização do domo salino em relação à cidade de Conceição da Barra, conforme figura 77.

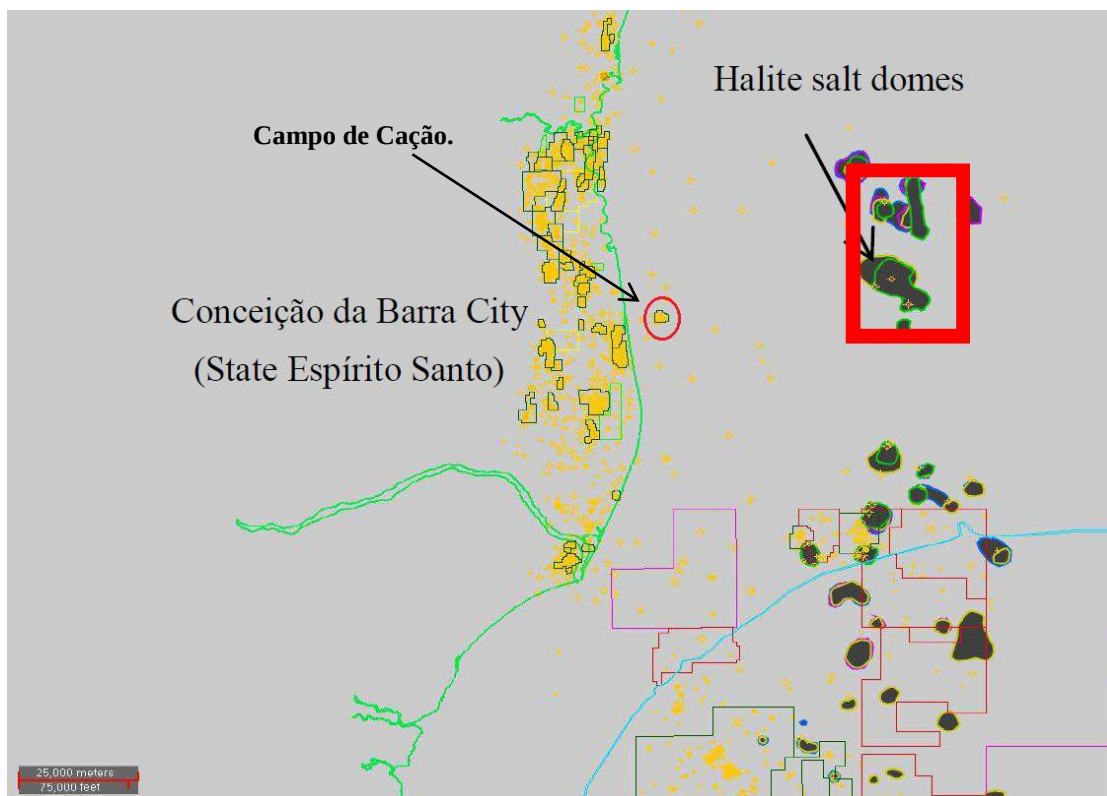


Figura 77. Localização da cidade de Conceição da Barra no Estado do Espírito Santo

Fonte: SALTMECH VIII (2015).

Conforme apresentado no item 4.2 - *O desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural e a sua relevância para implantação de uma infraestrutura de ESGN* - da presente tese, após a conclusão do projeto GASENE o Norte e o Sul do Brasil estão conectados por tubulações de GN, os quais atravessam o Estado do Espírito Santo. A figura 78 apresenta a localização da tubulação do GASENE em todo o Brasil e a figura 79 apresenta a localização da tubulação no estado do Espírito Santo.

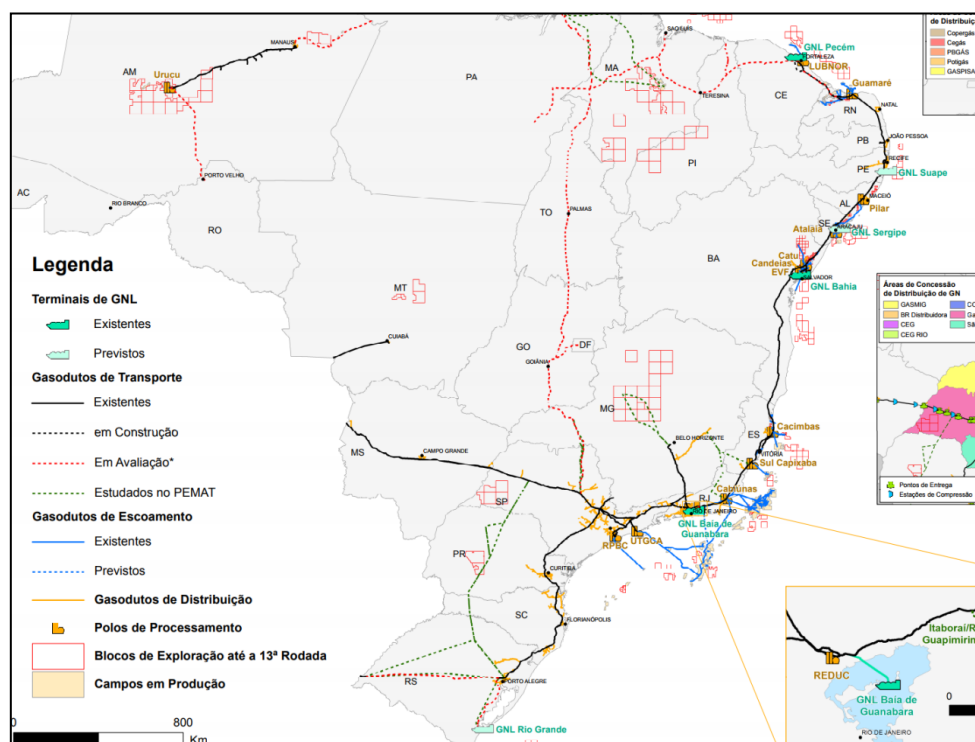
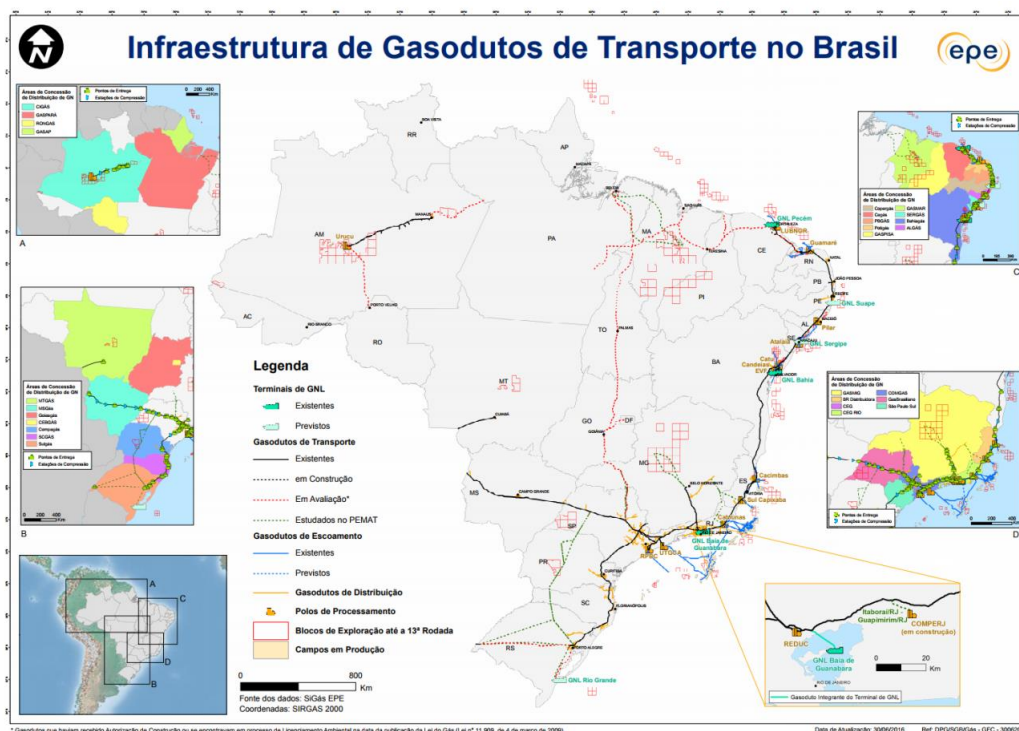


Figura 78. Localização da tubulação do GASENE em todo o Brasil.

Fonte: Elaboração adaptada de EPE (2017).

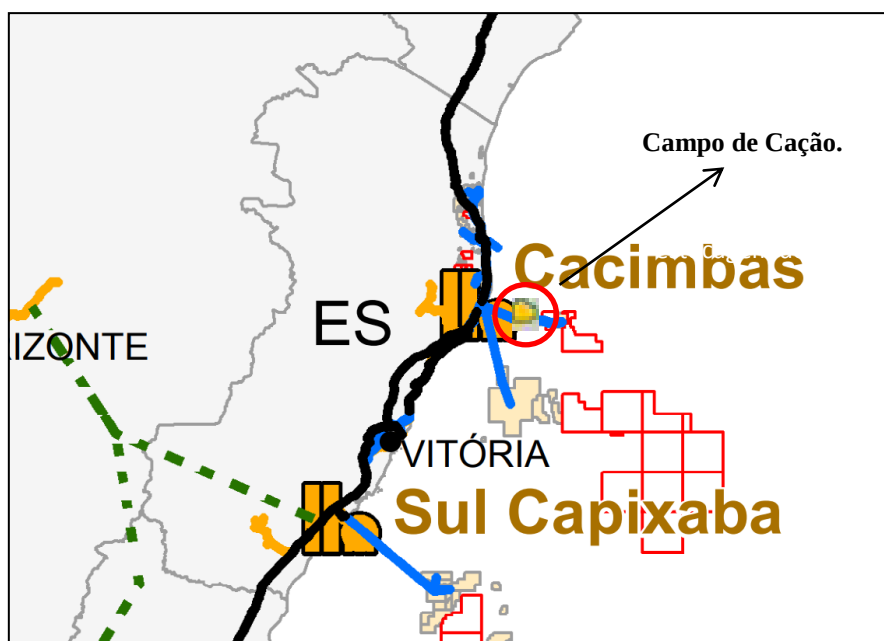


Figura 79. Localização da tubulação do GASENE no Estado do Espírito Santo

Fonte: Elaboração adaptada de EPE (2017).

Conforme pode-se verificar, na figura 79 existe uma tubulação de transporte de GN ligando o GASENE ao campo de Cação, que por sua vez está próximo do domo salino que será alvo de estudo desta tese, conforme mostrado na figura 77.

Dessa forma, existem diversas opções possíveis de conexão das cavernas de sal com a rede de transporte de GN do Brasil de serem implementadas e que devem ser analisadas sob o ponto de vista de CAPEX, OPEX e capacidade de disponibilidade no gasoduto existente. Três opções que podem ser analisadas são a conexão da planta de estocagem com a tubulação do campo de Cação, conexão direta com o GASENE ou conexão com alguma unidade de processamento de gás natural do Espírito Santo. A figura 80 apresenta as unidades de processamento do estado do Espírito Santo.

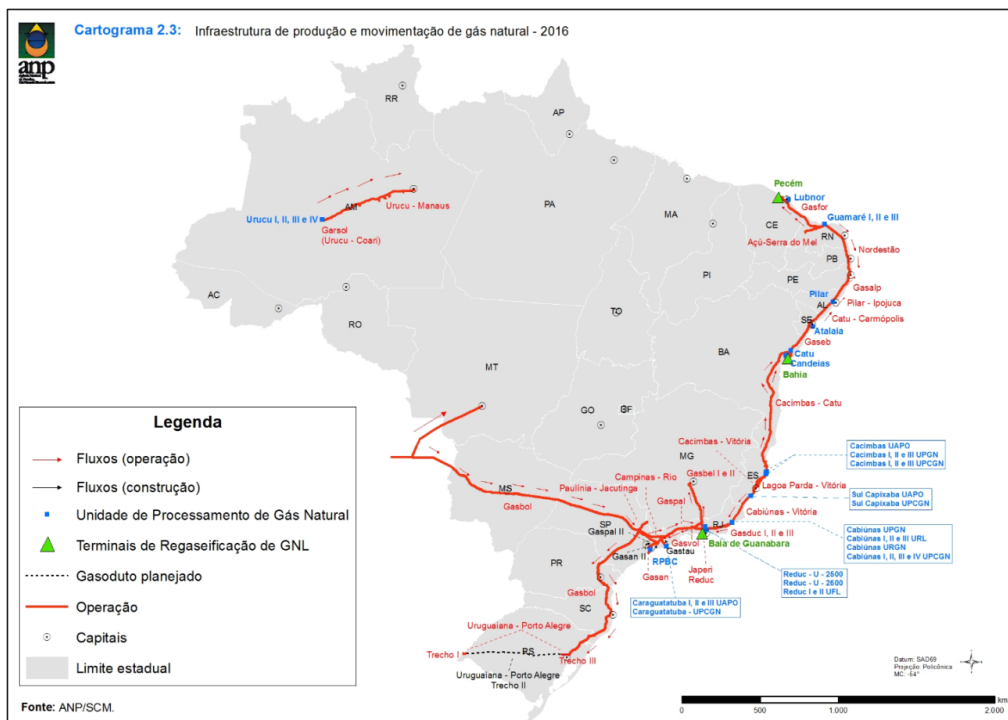


Figura 80. Unidades de Processamento de Gas Natural do Estado do Espírito Santo

Fonte: Elaboração adaptada de ANP (2017).

8.3 Informações básicas para o desenvolvimento do projeto do cluster de cavernas no sítio selecionado

8.3.1 Base de projeto e dados básicos

Cavernas abertas por dissolução em rocha salina, para estocagem de hidrocarbonetos e seus derivados e gases tóxicos como o CO₂, têm recebido grande atenção pela indústria de energia.

O sucesso do projeto das cavernas depende das “Bases de Projeto” definidas para a estocagem e dados básicos disponíveis para realização do dimensionamento das cavernas.

As “Bases de Projeto” englobam os seguintes itens:

- ✓ Tipo de hidrocarboneto ou gases tóxicos a serem armazenados nas cavernas;
- ✓ Volume total de hidrocarboneto ou gases tóxicos a serem armazenados;
- ✓ Vazão de retirada e injeção do produto nas cavernas;
- ✓ Função temporal de operação das cavernas;
- ✓ Tempo de vida útil de operação esperado para as cavernas;
- ✓ Descomicionamento das cavernas;
- ✓ Cenário de aplicação; e
- ✓ Prazo para início de operação.

Os dados básicos utilizados no projeto geomecânico das cavernas englobam os seguintes itens:

- ✓ Seleção do sítio geológico mais adequado para construção das cavernas sob o ponto de vista logístico e geomecânico;
- ✓ Dados de sísmica convertidos em profundidade do depósito de sal;
- ✓ Interpretação dos dados de sísmica com base em poços de correlação;
- ✓ Características físico-químicas do sal onde serão construídas as cavernas;
- ✓ Perfis de temperatura;
- ✓ Propriedades termomecânicas das rochas do depósito de sal;

- ✓ Geração de modelos estruturais geomecânicos de cavernas isoladas ou grupo de cavernas sobre seções geológicas definidas a partir de dados sísmicos interpretados; e
- ✓ Análise de risco e definição das barreiras dos poços (número de fases), a serem utilizadas na construção e operação das cavernas.

8.3.2 Definição das propriedades mecânicas e dados básicos necessários para o estudo de estabilidade estrutural das cavernas

O comportamento de fluência das rochas salinas, adotando-se a equação constitutiva de fluência de mecanismo duplo de deformação, equação 7, é controlado pelas variáveis de estado temperatura e tensão desviatória.

Na figura 81 tem-se o perfil de temperatura gerado sobre o domo salino onde serão construídas as cavernas, levando-se em consideração que no local escolhido, a lâmina d'água é de 50 m e a temperatura média da água do mar no piso marinho é em torno de 22 °C.

O topo do domo salino encontra-se a -350 m e o topo das cavernas, com base em estudo paramétrico, ficou em -1300 m, ou seja, manteve-se uma laje de segurança de 950 m, o que permite pressões mais elevadas e maior volume de *working gas*. Existe um limite para a profundidade do topo das cavernas de modo que, na pressão mínima, as cavernas não desenvolvam grandes deformações irreversíveis devido ao efeito de fluência, criando perímetros instáveis e perda de volume de gás útil ou manobrável (*working gas*). Esse limite também foi levado em consideração e segue a experiência pretérita por (COSTA, 2015, PEREIRA *et al.*, 2016).

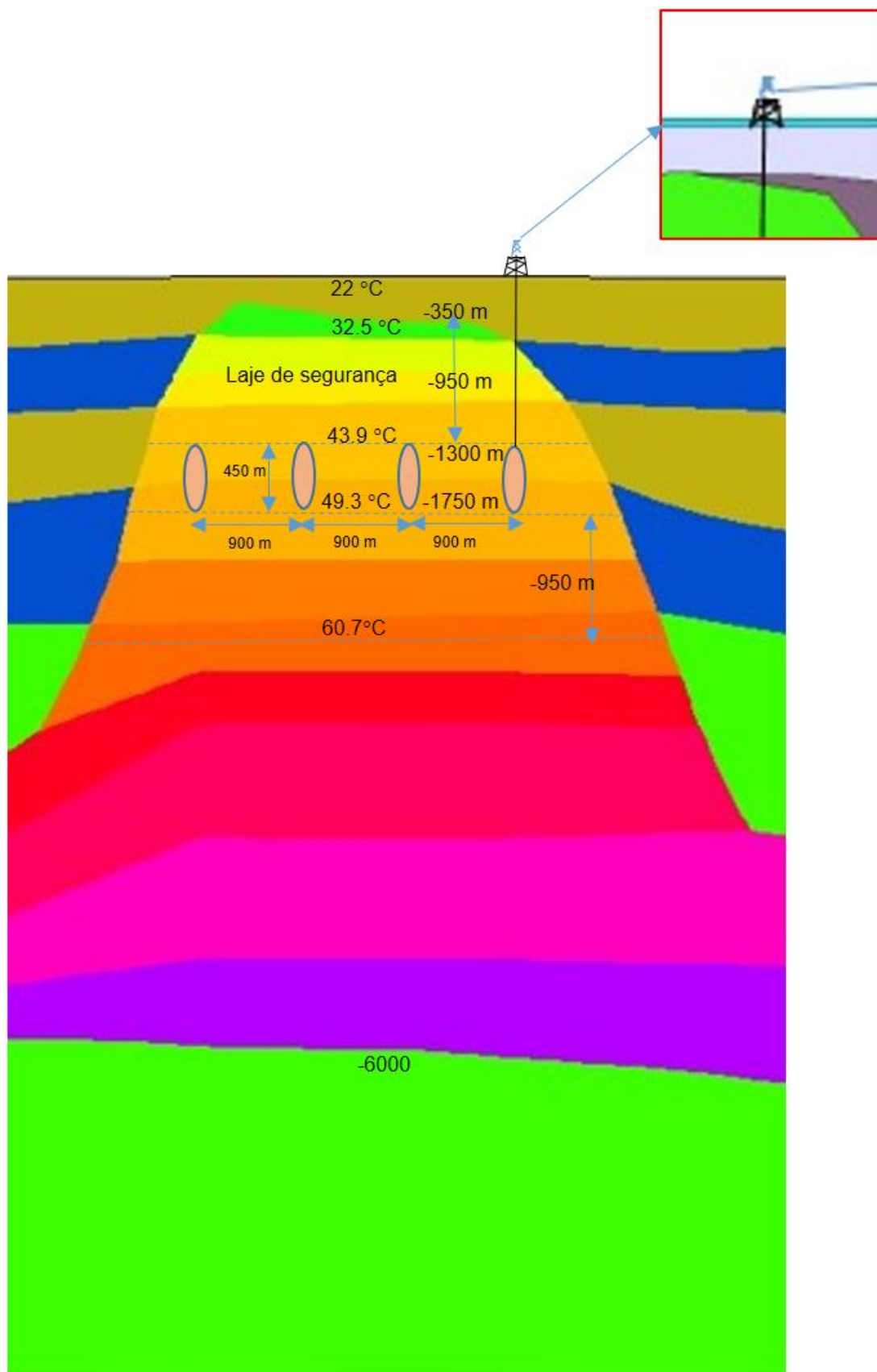


Figura 81. Perfil de temperatura e locação das cavernas no domo salino

Fonte: Elaboração própria adaptada de COSTA *et al.* (2015).

Devido ao tamanho do domo salino selecionado, a distância entre as cavernas é calculada para eliminar o efeito de grupo. A redistribuição de tensões induzida pela dissolução de uma caverna não influenciará a estabilidade da caverna vizinha no cluster. Nesta condição, a simulação do comportamento estrutural das cavernas usa modelos estruturais axissimétricos.

A avaliação do comportamento estrutural das cavernas de sal usa o método de elementos finitos com simulações no domínio do tempo utilizando o código de computador COVES 2, desenvolvido por (COSTA, 1984), usando toda a experiência acumulada no projeto da mina de potássio de Sergipe e no projeto de cavernas abertas por dissolução da Salgema Mineração para produção de salmoura (COSTA *et al.*, 2015a, PEREIRA *et al.*, 2016).

A estratégia é usar um pequeno número de cavernas para reduzir o custo das plataformas fixas instaladas no topo de cada caverna para a dissolução e a operação das cavernas. Analisa-se cavernas com grandes dimensões, compatíveis com o tamanho do domo salino. Testaram-se tamanhos diferentes, mantendo o índice de esbeltez (relação entre a altura e o diâmetro da caverna) entre 2 e 3 e geometria cilíndrica que apresentam maior estabilidade para esse tipo de aplicação.

Do estudo paramétrico foram escolhidas cavernas com 450 m de altura e 150 m de diâmetro. Figura 82 mostra o cálculo do volume geométrico das cavernas.

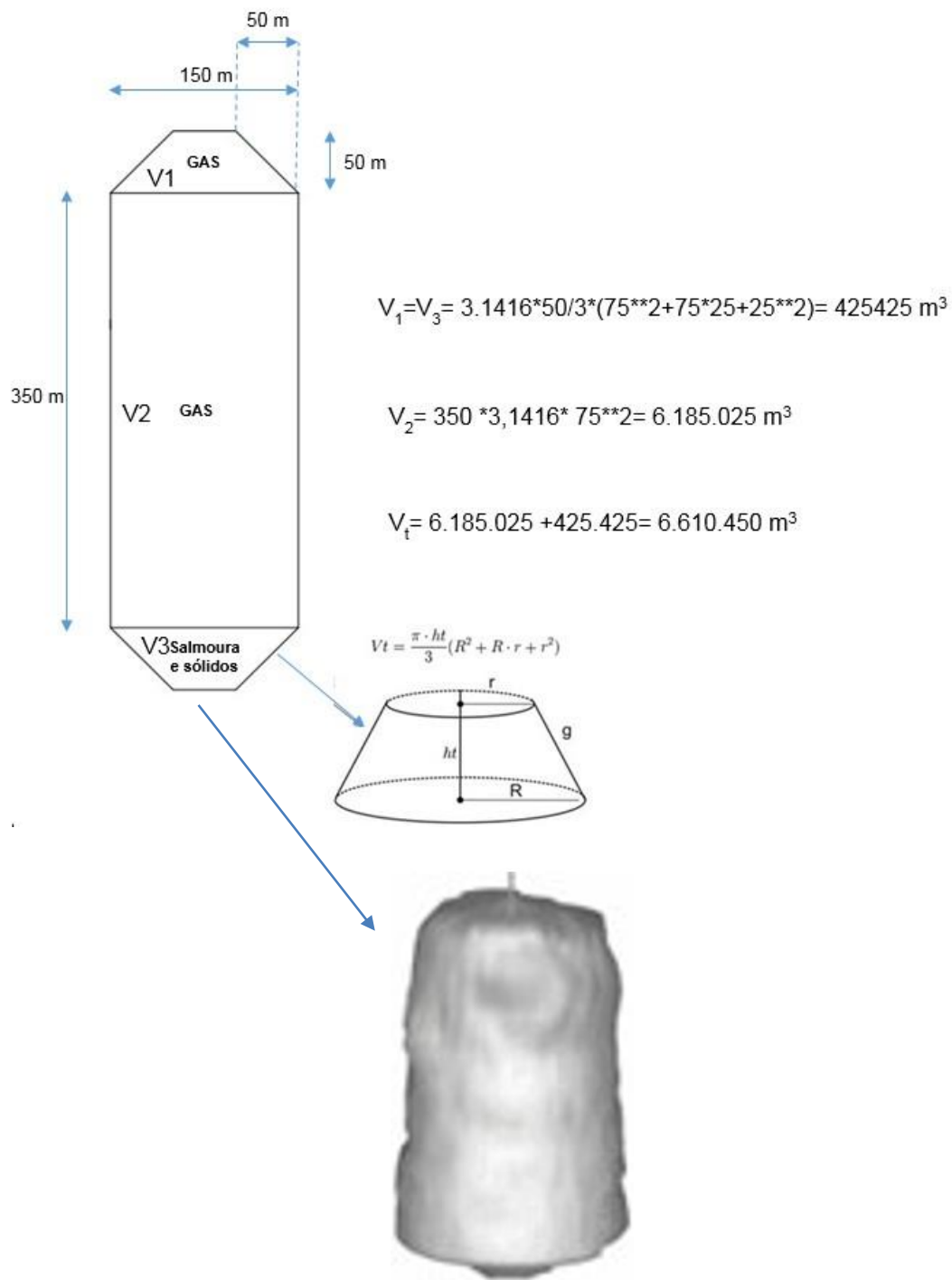
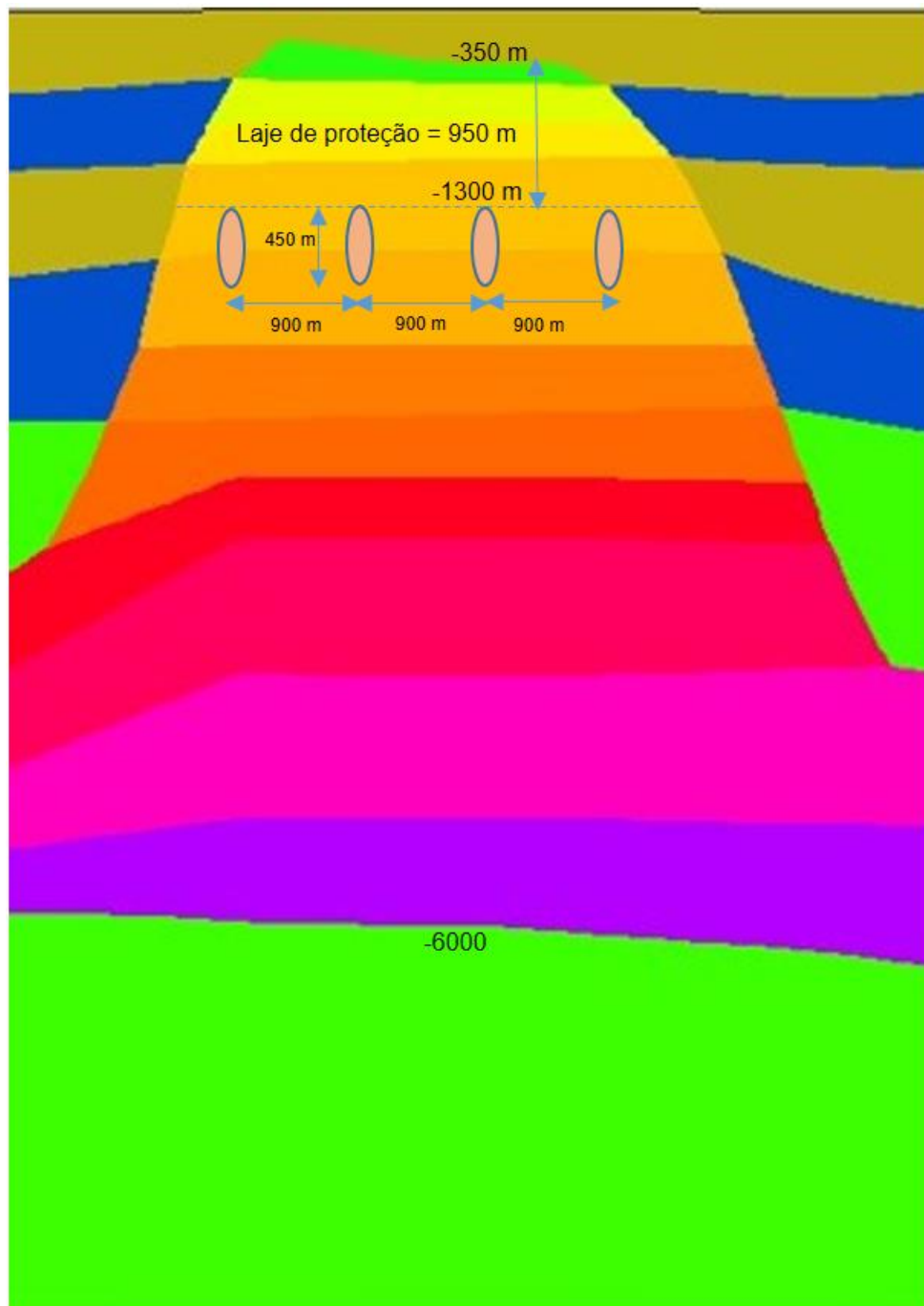


Figura 82. Cálculo do volume geométrico das cavernas

Fonte: Elaboração própria.

Na figura 83, tem-se o resumo dos dados básicos que serão usados na definição do modelo estrutural geomecânico das cavernas, sobre os quais serão gerados os modelos discretos de simulação em elementos finitos, para aplicação do simulador COVES 2.



Dados Básicos:

- Cota do topo das cavernas: ~ - 1300 m
- Altura das cavernas: 450 m
- Diâmetro das cavernas: 150 m
- Distância entre eixos das cavernas: 900 m
- Largura dos pilares entre cavernas: 750 m
- Temperatura da água do mar no piso marinho: 22 °C
- Gradiente geotérmico nas camadas de rochas sedimentares: 30 °C
- Gradiente geotérmico na rocha salina: 12 °C/km
- Temperatura da rocha no topo do sal: ~44 °C

$$(350/1000 * 30 + 950/1000 * 12 = 22 + 10,50 + 11,50 = 44)$$

Figura 83. Dados básicos usados nos projetos das cavernas

Fonte: Elaboração própria adaptada de COSTA (2017).

8.4 Definição das pressões máximas e mínimas de operação das cavernas

Com base em experiência pretérita e estudos paramétricos realizados para o dimensionamento de cavernas para armazenamento de hidrocarbonetos, no caso específico de gás natural (COSTA, 2017), as pressões máximas e mínimas são preliminarmente definidas como uma porcentagem das tensões iniciais litostáticas no topo das cavernas.

Essas definições servem como uma referência inicial que serão verificadas posteriormente pelas simulações numéricas. As pressões máximas não podem ser muito elevadas de modo que, no caso de as cavernas ficarem nas pressões máximas por um longo tempo, ou seja, quando da baixa demanda de gás natural, as mesmas não possam vir a desenvolver, pelo fenômeno de fluência, fissuras ou juntas de tração no seu topo. Quando isso acontece, as cavernas perdem a integridade estrutural e estanqueidade.

No caso oposto, as pressões mínimas devem ser reestabelecidas de modo que as cavernas não venham a receber gás por um longo período de tempo. O processo de convergência excessivo pode provocar o colapso das cavernas ou o seu fechamento excessivo, também ocasionando em perda de gás útil ou manobrável (*working gas*).

Na presente tese adota-se as recomendações por (COSTA, 2013):

- ✓ Pressão máxima de CH₄ entre 80% e 90% da tensão inicial litostática no topo da caverna ($P_{\max}$). Será adotado como valor inicial, de modo a se garantir boa margem de segurança para uma instalação *offshore*, o valor de 80%; e
- ✓ Pressão mínima de CH₄ entre 20% e 30% da tensão inicial litostática no topo da caverna ($P_{\min}$). Será adotado como valor inicial, de modo a se garantir boa margem de segurança para uma instalação *offshore*, o valor de 30%;

Observação: No Canadá existem minas convencionais para produção de potássio lavradas na profundidade de 1.200 m, valor muito próximo ao topo das cavernas estudadas na presente tese. Nas minas canadenses existem painéis de lavra e silos subterrâneos com grandes dimensões, com pressão interna igual à pressão atmosférica, por se tratar de uma mineração convencional com uso de mineradores contínuos e presença de mineiros. Essa analogia permitiu a autorização, para o projeto em estudo, da possibilidade de considerar-se uma pressão mínima de 20% da tensão inicial litostática.

Entretanto, esse valor não será utilizado pelo o que já foi justificado anteriormente.

Tensão Inicial litostática no topo das cavernas sal:

Peso específico da água do mar: 10 kN/m³;

Peso específico de rocha sedimentar [Tensão Total]: 22.56 kN/m³;

Peso específico da rocha salina: ~21 kN/m³;

$$\sigma_0 = 50 \times 10 + 22,56 \times 350 + 950 \times 21 = 500 + 7896 + 19950 = 28346 \text{ kPa}$$

Intervalo de pressões:

$$[30\% \sigma_0 = 8504 \text{ kPa}] \leq P \leq [22677 \text{ kPa} = 80\% \sigma_0];$$

O tamanho e o fator de forma das cavernas foram definidos com o objetivo de se conseguir o maior volume de gás útil nas mesmas mantendo padrões de segurança de acordo com os regulamentos internacionais (COSTA, 2015).

8.4.1 Fator de compressão do gás e volume de gás¹⁸ nas pressões máximas e mínimas

Usando os dados apresentados em COSTA (2013), o fator de compressão do gás natural, na temperatura de 44 °C, para intervalos de pressão entre 115 kgf/cm² e 346 kgf/cm² estão apresentados na tabela 6.

Tabela 6. Fator de compressão gás natural a 100% para a temperatura de 44 °C

	CH ₄ - 100%	CH ₄ - 100%	CH ₄ - 100%	CH ₄ - 100%
P (kgf/cm ²)	115	192	308	346
T (°C)	44	44	44	44
Razão (m ³ /m ³)	112,9	188,8	278,2	301,1

Fonte: Elaboração adaptada de COSTA (2013)

Com base nos dados da tabela 6, pode-se gerar uma curva de razão de compressão em função da pressão e inferir sobre os valores que podem ser usados para as pressões limites de 85 kgf/cm² e 227 kgf/cm².

O gráfico da figura 84 mostra a curva de razão de compressão em função da pressão para a temperatura de 44 °C, admitindo-se CH₄ a 100% e a equação de interpolação que será usada para determinar os valores limites nas pressões máximas e mínimas definidas para o projeto.

¹⁸ O volume de GN armazenado na caverna está sendo calculado nas condições normais de temperatura e pressão do Brasil.

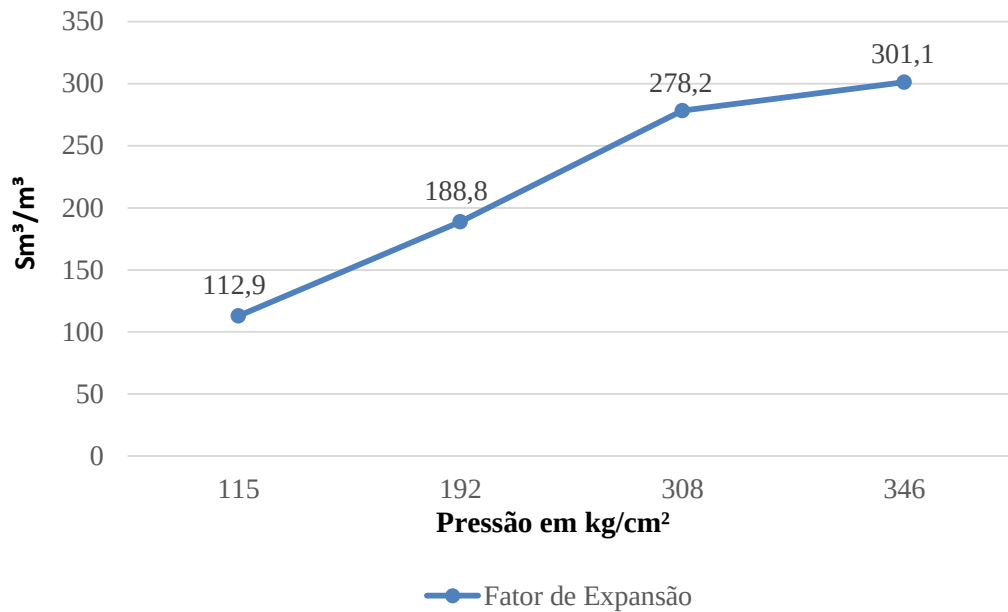


Figura 84. Curva de razão de compressão para gás natural [CH₄ a 100%] para a temperatura de 44 °C

Fonte: Elaboração própria.

Razões de Compressão:

Pressão mínima de 85 kgf/cm² → $\cong$ 80

Pressão máxima de 227 kgf/cm² → $\cong$ 219

Volume geométrico útil das cavernas sem considerar o depósito no fundo para sólidos = 6.610.450 m³

Volume de gás natural na pressão máxima:

$$V_{\text{pmax}} = 219 \times 6.610.450 = 1.447.688.550 \text{ m}^3$$

Volume de gás na pressão mínima:

$$V_{\text{pmin}} = 80 \times 6.610.450 = 528.836.000 \text{ m}^3$$

Volume de gás útil ou manobrável (*working gas*) = 1.447.688.550 – 528.836.000 = 918.852.550 m³

Em média, um navio de GNL transporta cerca de 80.000.000 m³ de gás natural usando o processo de criogenia a -163°C, o que permite um fator de expansão de 600 vezes, equivalente a um volume de GNL de 134.000 m³. **A caverna em estudo na presente tese estoca um volume de gás útil de gás natural de cerca de 11 navios de GNL (COSTA, 2013).**

8.5 Ciclo de operação das cavernas

As cavernas operam seguindo diferentes ciclos de enchimento e retirada de gás, dentro dos limites das pressões máxima e mínima.

De modo a se ter um estudo de caso que possa ser abordado no escopo da tese, sem conflito de informações com as operadoras de gás, procurou-se testar ciclos de operação viáveis de ocorrerem na prática, com base em dados publicados sobre o despacho de gás necessário às termoeletricas. Dos casos avaliados, isolou-se aquele que representa aspectos mais relevantes sob o ponto de vista de dimensionamento das cavernas.

No ciclo operacional selecionado para discussão na tese, as cavernas se mantêm cheias de gás natural, na pressão máxima, por um período de 3 anos. O sistema de operação é binário, ou seja, duas cavernas operam conjuntamente.

Nas estações secas, sempre uma das cavernas estará despachando gás natural e a outra recebendo gás. Pelo mesmo período de tempo, assume-se que uma das cavernas ficará por dois anos na pressão mínima.

Na simulação numérica do comportamento geomecânico das cavernas isoladamente, considera-se que uma mesma caverna sofre um ciclo de três anos na pressão máxima e dois anos na pressão mínima e este ciclo é repetido por 30 anos.

Descrição de um ciclo completo:

I - Primeiros três anos (156 semanas): Pressão máxima de $227 \text{ kgf/cm}^2 = 22700 \text{ kPa}$ →
Volume de gás natural armazenado na caverna = 1.447.688.550 m³;

II - Despacho de gás por semana: 154.000.000 m³;

III - Período de rebaixamento da pressão máxima para a pressão mínima de 85 kgf/cm² = 8500 kPa → $920.000.000/154.000.000 = 6$ semanas;

IV - Período de permanência da caverna na pressão mínima: dois anos = 104 semanas;

V - Período de elevação da pressão mínima para a máxima = 6 semanas; e

VI - Volume de gás natural na pressão mínima = 528.836.000 m³.

O gráfico da figura 85 mostra um ciclo completo de operação de uma das cavernas.

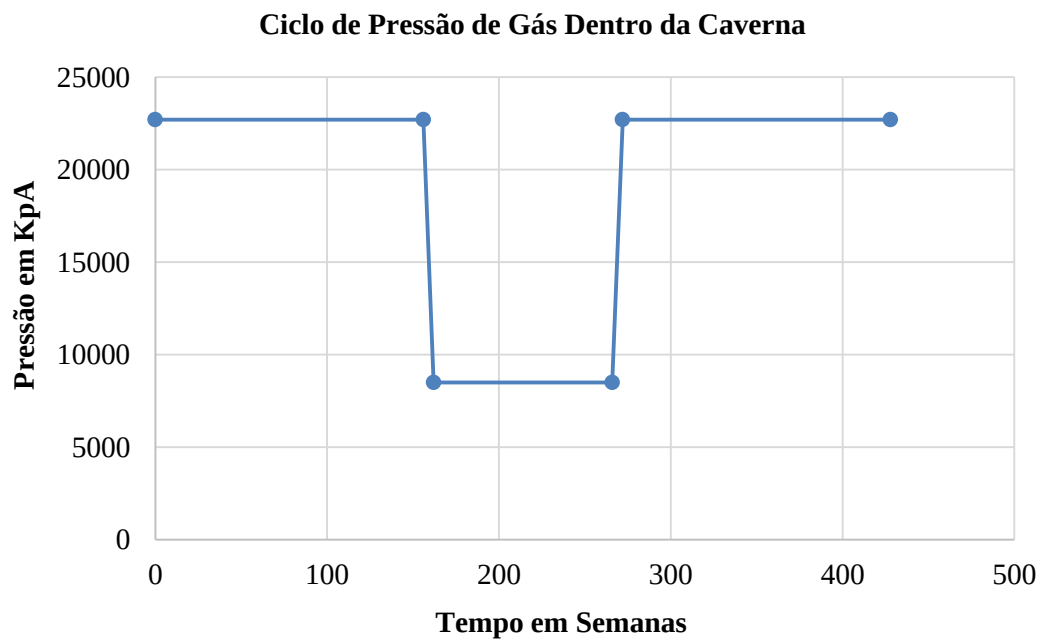


Figura 85. Um ciclo de operação das cavernas

Fonte: Elaboração própria.

No simulador COVES 2 entra-se com um valor qualquer de pressão que será multiplicado por uma função de carga que fornecerá exatamente as pressões definidas no projeto. No caso, entra-se com o valor da pressão máxima. Logo quando a função de carga é igual a 1, significa que a pressão que está atuando na caverna é o valor máximo e com ao valor 0,374449 estará atuando a pressão mínima.

O gráfico da figura 86 mostra a função de carga utilizada na simulação para um período de 30 anos de vida operacional das cavernas.

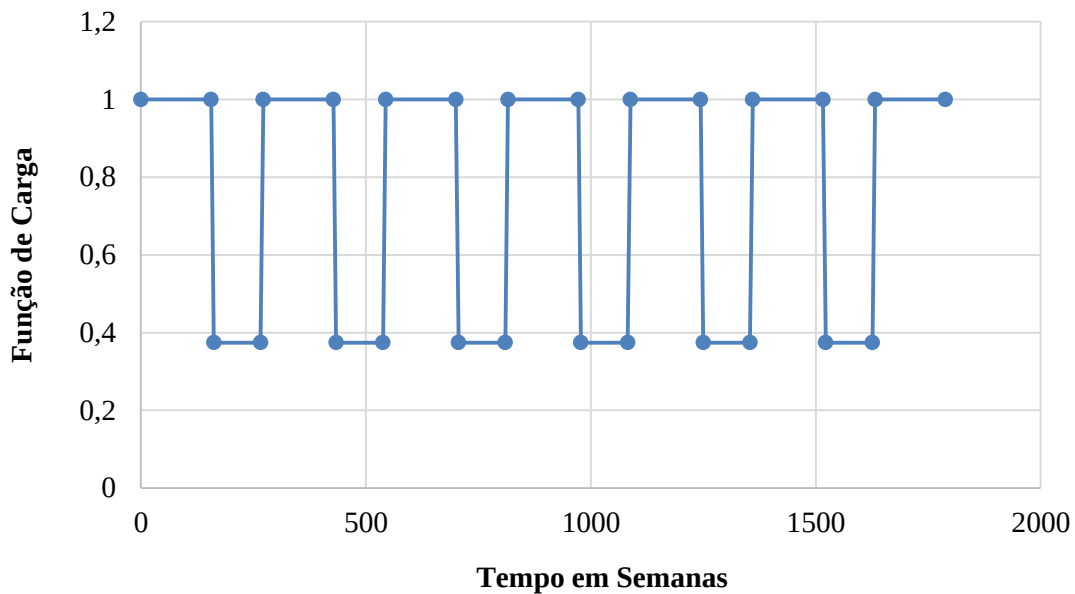


Figura 86. Função de carga utilizada para representar a pressão interna dentro da caverna por um período de 30 anos

Fonte: Elaboração própria.

8.6 Estudo de Estabilidade Estrutural Geomecânica das Cavernas

8.6.1 Critérios de dimensionamento das cavernas

Em função do tamanho e volume do domo salino selecionado, pode-se projetar as cavernas com grande distância entre elas, de modo que a redistribuição de tensões induzida pela escavação/dissolução de uma caverna não afete outra caverna do grupo. Pela experiência pretérita em outros projetos de cavernas desenvolvidos por COSTA *et al.* (2015) e PEREIRA *et al.* (2016), adotando-se para distância entre paredes 5 diâmetros, esse critério já é atendido, considerando-se um ciclo de vida de 30 anos.

Como consequência as cavernas serão projetadas isoladamente, podendo-se utilizar modelo axissimétrico, pela aplicação do simulador COVES 2.

A simulação do comportamento de uma caverna isolada, ou de um grupo de cavernas, bem como a aplicação dos resultados obtidos na verificação da análise de estabilidade

com tempo é baseada na experiência de (COSTA, 1984, 2015), no projeto de vários painéis de lavra, sobrejacentes à rocha taquidrita, da mina de potássio de Sergipe e no estudo de estabilidade de mais de 25 cavernas da Salgema Mineração, em Maceió, para produção de salmoura.

Na verificação de estabilidade das cavernas no domínio do tempo são adotados critérios de tensão desviatória máxima, deformação por fluência acumulada máxima e taxa de deformação por fluência. Esses critérios foram criados por (COSTA, 1984, 2015), ao longo de mais de 35 anos de experiência pela aplicação do método observacional, conforme descrito no **Apêndice II - Breve histórico sobre o conhecimento acumulado acerca do comportamento de fluência das rochas evaporíticas no Brasil.**

As propriedades mecânicas apresentadas nas tabelas 6 e A.2 serão utilizadas nas simulações. Entretanto, as propriedades de fluência devem ser ajustadas com o aumento da temperatura em função da profundidade dentro do domo salino.

Durante a injeção e retirada de gás natural das cavernas, as possíveis tensões térmicas induzidas pela variação de temperatura podem ser consideradas nas equações de equilíbrio.

$$\Delta\sigma = \alpha x \Delta T \quad 39$$

$\alpha \rightarrow$ Coeficiente de expansão térmica da halita: $121.2 \times 10^{-6} \text{ m}/(\text{mK})$

$\Delta T \rightarrow$ Variação de temperatura devido à injeção e retirada de gás das cavernas

Propriedades de fluência isoladas pela aplicação do método observacional na mina de Potássio de Sergipe, para a temperatura de 43° C :

$$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot \left(\frac{\sigma_{ef}}{\sigma_0} \right)^n \cdot e^{\left(\frac{Q}{RT_0} - \frac{Q}{RT} \right)} \quad 40$$

- $\varepsilon_0 = 0.0016/\text{ano} = 3.06849\text{E-}05/\text{semana} \rightarrow T_0 = 43^\circ \text{ C}/316,15 \text{ K}$; e
- $\sigma_0 = 10000 \text{ kPa}$.
- Expoentes da tensão efetiva de fluência:

$$\sigma_{ef} \begin{cases} \leq \sigma_0 & n_1 = 3.0 \\ > \sigma_0 & n_2 = 5.80 \end{cases}$$

Dados complementares:

- Peso específico da rocha sedimentar: 22.56 kN/m³;
- Peso específico da rocha salina: 21.00 kN/m³;
- Peso específico da salmoura durante o processo de dissolução: 11.77 kN/m³;
- Coeficiente de expuso horizontal do maciço em repouso dentro do sal: 1.0;
- Coeficiente de expansão térmica do sal: 121.2 x 10⁻⁶ m/(mK)
- Taxa de deformação por fluência admissível para a halita: 0.5E-06/hora = 12.0E-06/dia;
- Deformação admissível por fluência acumulada no período de vida útil da caverna: 5% a 10%; e
- Coeficiente de microfissura admissível da rocha salina pelo efeito de dilatância: 0.60.

8.6.2 Modelo discreto de simulação em elementos finitos

Conforme explicado no item 8.6.1, devido ao tamanho do domo salino, o estudo de estabilidade das cavernas em grupo não será necessário em função da distância deixada entre cavernas, que é de 5 diâmetros (COSTA, 1984). O modelo estrutural geomecânico incorpora uma única caverna, autorizando o uso de modelo bidimensional axissimétrico. A figura 87 ilustra a região do maciço que será discretizada em elementos finitos, na fase de pré-processamento, cujos dados gerados serão utilizados na simulação do comportamento das cavernas, no domínio do tempo, pela aplicação do simulador COVES 2.

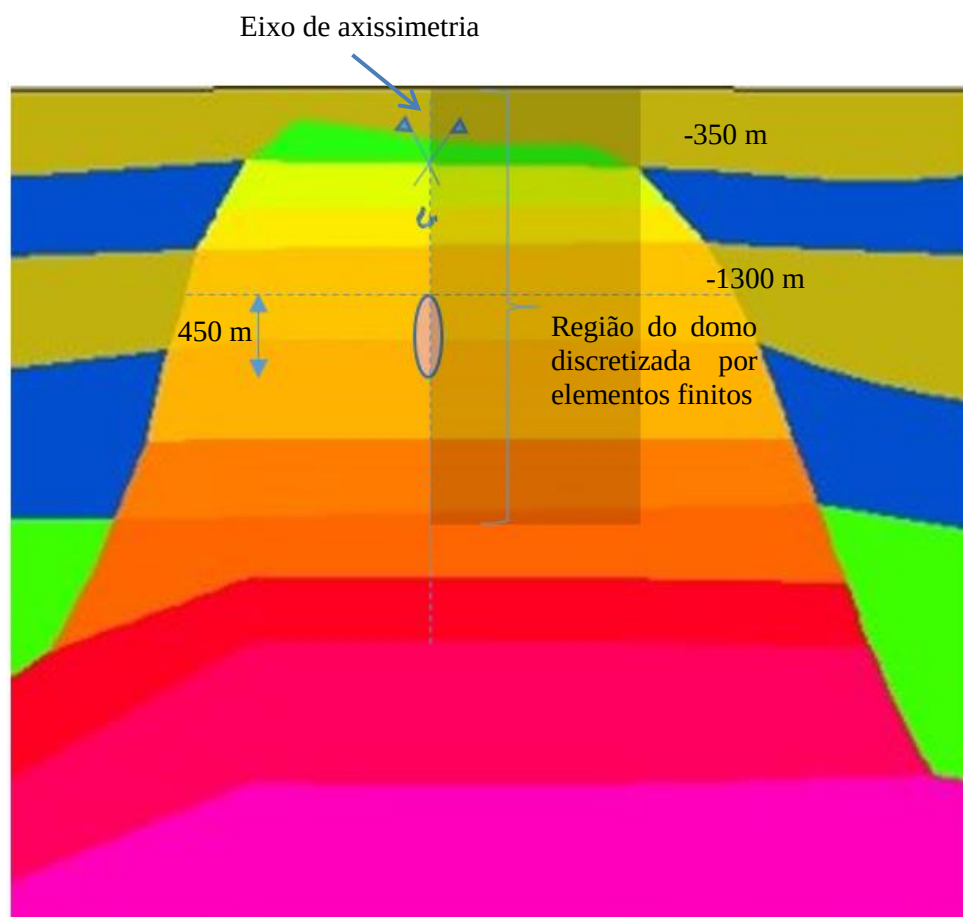


Figura 87. Modelo estrutural geomecânico utilizado nas simulações

Fonte: Elaboração adaptada de COSTA *et al.* (2015).

Para geração do modelo em elementos finitos utiliza-se do programa GID. A figura 88 mostra a malha de elementos finitos global utilizada. Para discretização do modelo estrutural geomecânico são utilizados 70.155 pontos nodais e 23.168 elementos isoparamétricos quadráticos com número variado de pontos nodais de 4 a 8 nós.

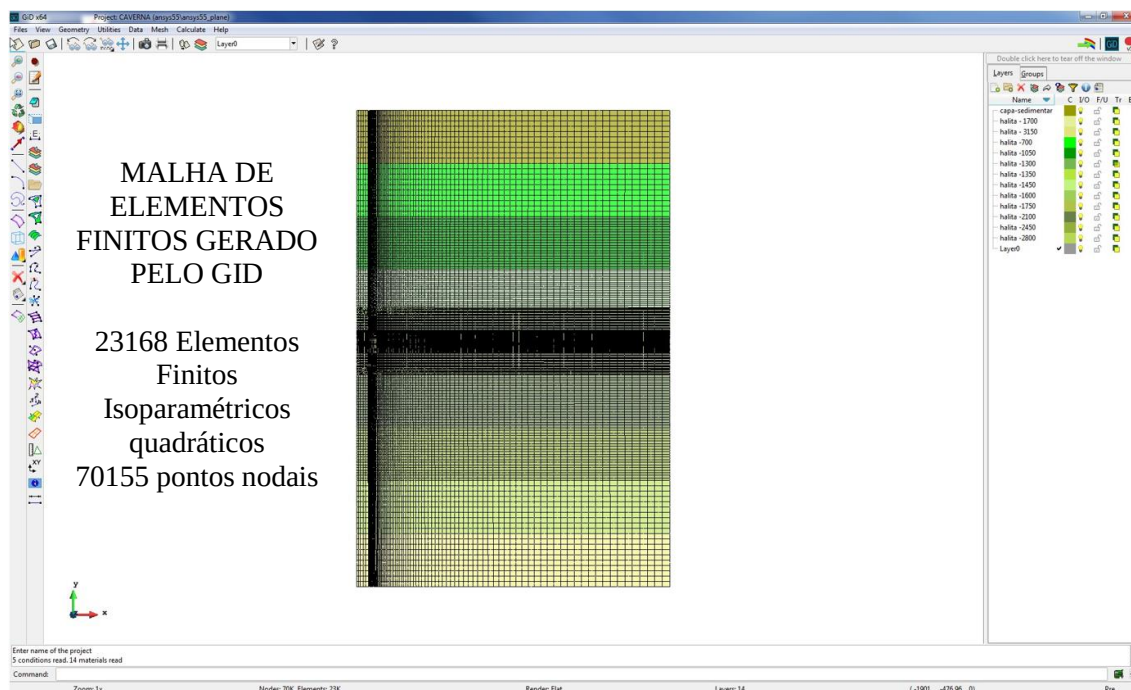


Figura 88. Malha de Elementos Finitos gerada pelo GID

Fonte: Elaboração própria.

A figura 89 mostra uma ampliação do modelo na área onde será escavada a caverna. O simulador COVES 2 está preparado para simular o efeito do processo de escavação, a substituição do sal extraído pela salmoura e a interação com o tempo das deformações por fluência da rocha salina, hospedeira da caverna, com a salmoura e com o gás na fase de operação. O COVES 2 pode, ao final da vida operacional da caverna, avaliar o descomicionamento das cavernas simulando o efeito do crescimento da pressão sobre o gás natural, após o fechamento da árvore de natal e abandono do local, caso essa condição esteja prevista no projeto. O abandono pode também ocorrer pela substituição do gás natural de colchão por água do mar.

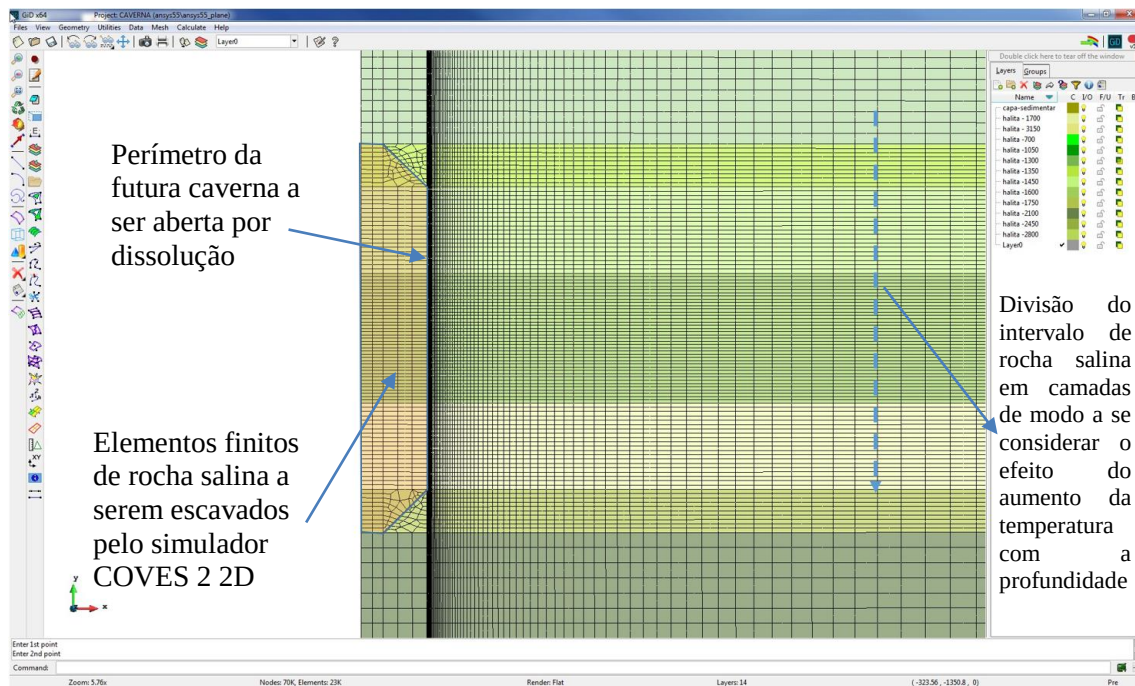


Figura 89. Ampliação da malha de elementos finitos gerada pelo GID na área de escavação por dissolução das cavernas

Fonte: Elaboração própria.

No modelo em elementos finitos, a seção vertical de rocha salina é dividida em camadas de modo a se considerar o aumento da temperatura com a profundidade e o seu efeito sobre a taxa de deformação por fluência.

Na equação constitutiva de mecanismo duplo de deformação, a correção da taxa de deformação por fluência com a temperatura é representada pelo Fator de Reativação Térmica.

Fator de reativação térmica: $e^{(Q/RT_0 - Q/RT)}$.

Tabela 7. Taxa de deformação por fluência ativada termicamente

Profundidade (M)	Temperatura (°C)	Temperatura (Kelvin)	Q/RT_0	Q/RT
350	32.5	305.65	19.0929056	1.9771E+01
700	36.7	309.85	19.0929056	1.9503E+01
1050	40.9	314.05	19.0929056	1.9242E+01
1300	43.9	317.05	19.0929056	1.9060E+01
1350	44.5	317.65	19.0929056	1.9024E+01
1450	45.7	318.85	19.0929056	1.8952E+01
1600	47.5	320.65	19.0929056	1.8846E+01
1700	48.7	321.85	19.0929056	1.8776E+01
1750	49.3	322.45	19.0929056	1.8741E+01
2100	53.5	326.65	19.0929056	1.8500E+01
2450	57.7	330.85	19.0929056	1.8265E+01
2800	61.9	335.05	19.0929056	1.8036E+01
3150	66.1	339.25	19.0929056	1.7813E+01

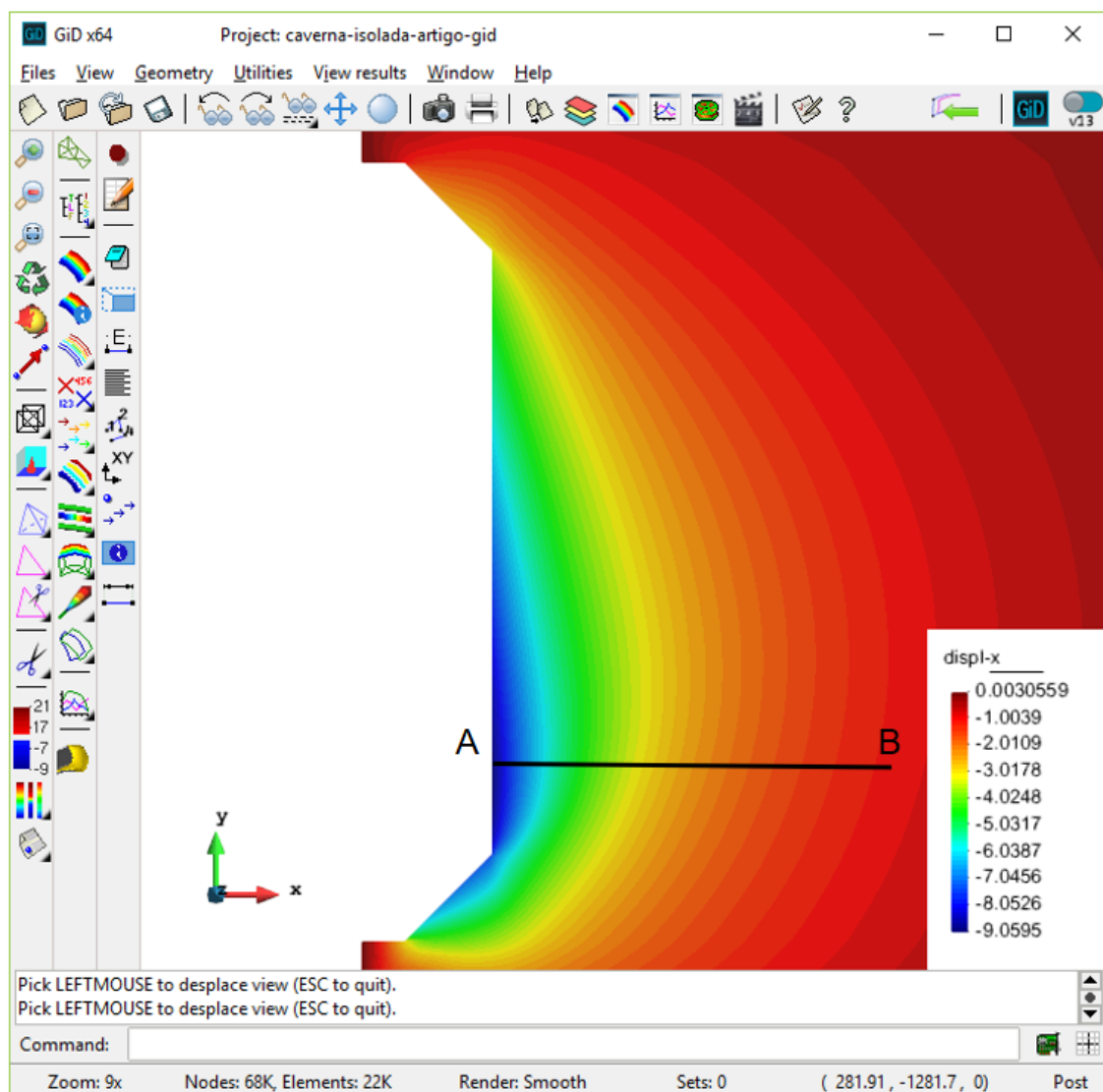
Profundidade (M)	$(Q/RT_0 - Q/RT)$	$e^{(Q/RT_0 - Q/RT)}$	$\dot{\epsilon}_0$ (T=43 °C ou T=316 K)	$\dot{\epsilon}_0 \times e^{(Q/RT_0 - Q/RT)}$
350	-6.7776E-01	0.507751954	3.076923E-05	1.562314E-05
700	-4.0977E-01	0.663801648	3.076923E-05	2.042467E-05
1050	-1.4895E-01	0.861612548	3.076923E-05	2.651115E-05
1300	3.3121E-02	1.033675884	3.076923E-05	3.180541E-05
1350	6.9123E-02	1.071567736	3.076923E-05	3.297131E-05
1450	1.4072E-01	1.151101414	3.076923E-05	3.541850E-05
1600	2.4711E-01	1.280318889	3.076923E-05	3.939443E-05
1700	3.1737E-01	1.373517123	3.076923E-05	4.226206E-05
1750	3.5231E-01	1.422351275	3.076923E-05	4.376465E-05
2100	5.9327E-01	1.809904573	3.076923E-05	5.568937E-05
2450	8.2812E-01	2.28900923	3.076923E-05	7.043105E-05
2800	1.0571E+00	2.877944298	3.076923E-05	8.855213E-05
3150	1.2804E+00	3.597950365	3.076923E-05	1.107062E-04

Fonte: Elaboração própria.

8.6.3 Resultados das simulações

Para visualização dos resultados de simulação numérica gerados pelo simulador COVES 2, é empregado para pós-processamento o programa GID.

A Figura 90 mostra a distribuição do deslocamento radial das cavernas decorridos 30 anos de operação sujeitas ao ciclo de operação apresentado na figura 86. O máximo deslocamento radial na face da caverna é de 8 metros, o que corresponde a uma convergência total de 16 metros. As cavernas submetidas ao ciclo operacional de pressão interna mais crítico desenvolvem, ao longo do tempo, uma convergência total de 16 m que representa somente 10% do diâmetro. As figuras 91 e 92 mostram a distribuição do deslocamento vertical em $t = 30$ anos. Como esperado, o deslocamento máximo ocorre na parte inferior da caverna com o valor de 10 metros. A convergência total (piso x teto) é de 13 metros, o que representa 3% da altura total da caverna.



Decaimento de deslocamento radial com a distância
em relação à parede da caverna em $t = 30$ anos ou
1560 semanas

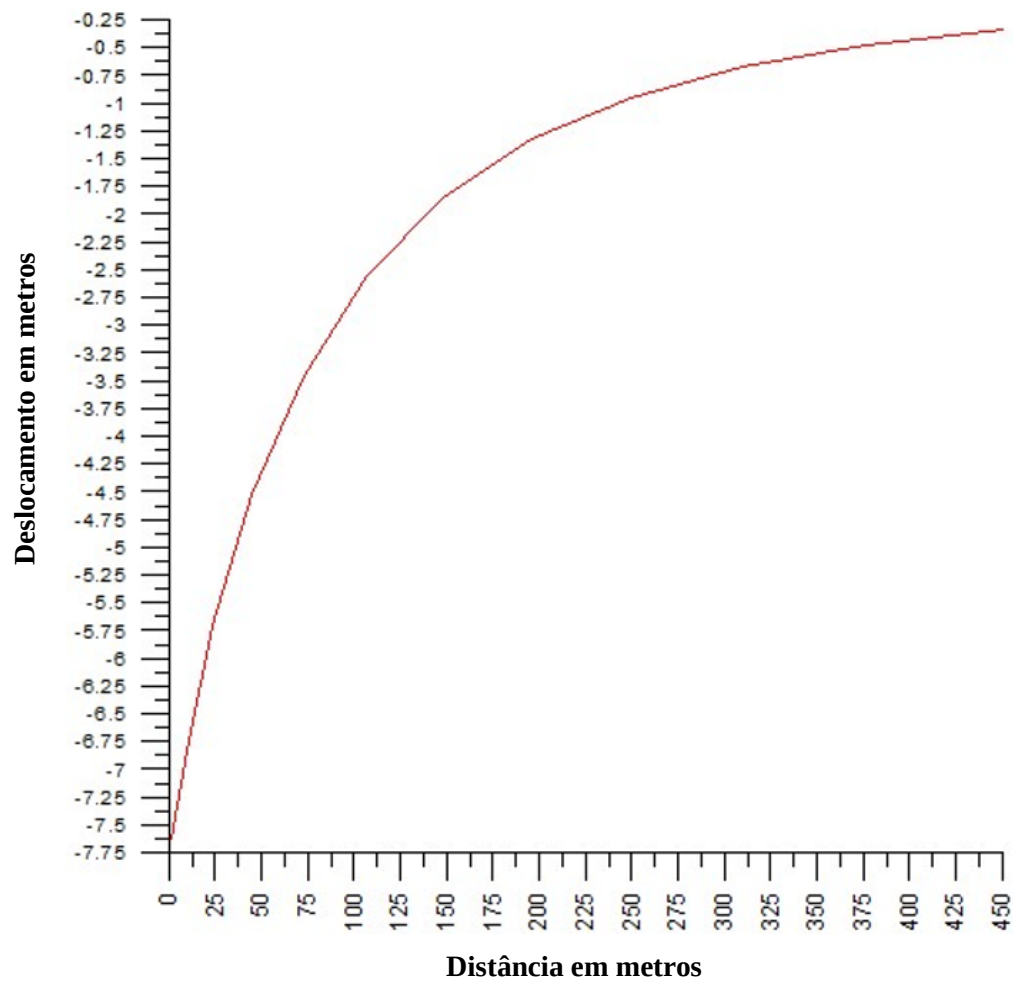
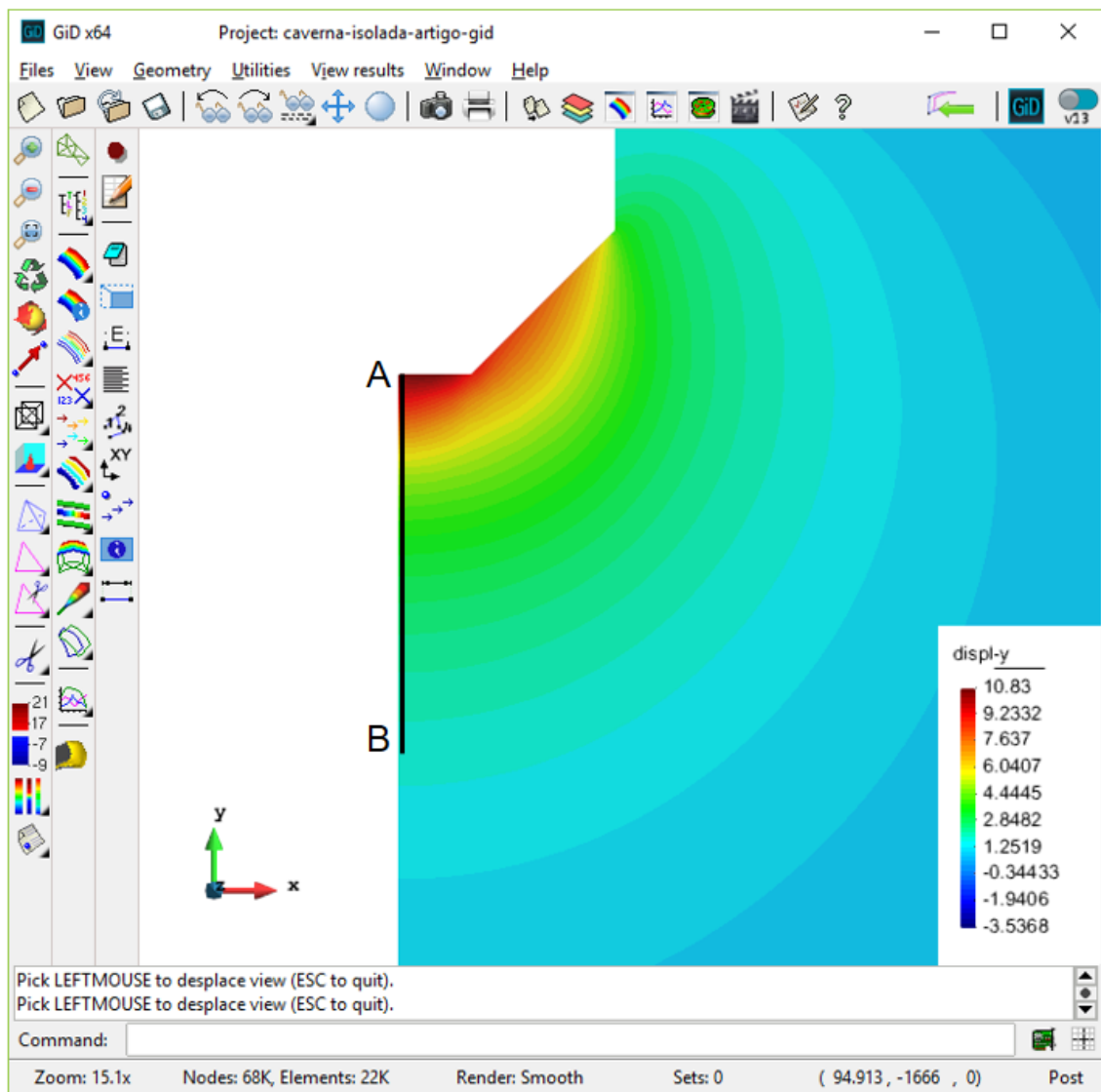


Figura 90. Deslocamento radial na parede da caverna em $t = 30$ anos

Fonte: Elaboração própria; Simulação numérica: COVES2 + Pré e Pós-processamento: GID + Grapher.



**Decaimento de deslocamento vertical com a distância
em relação à base da caverna em t= 30 anos ou 1560
semanas**

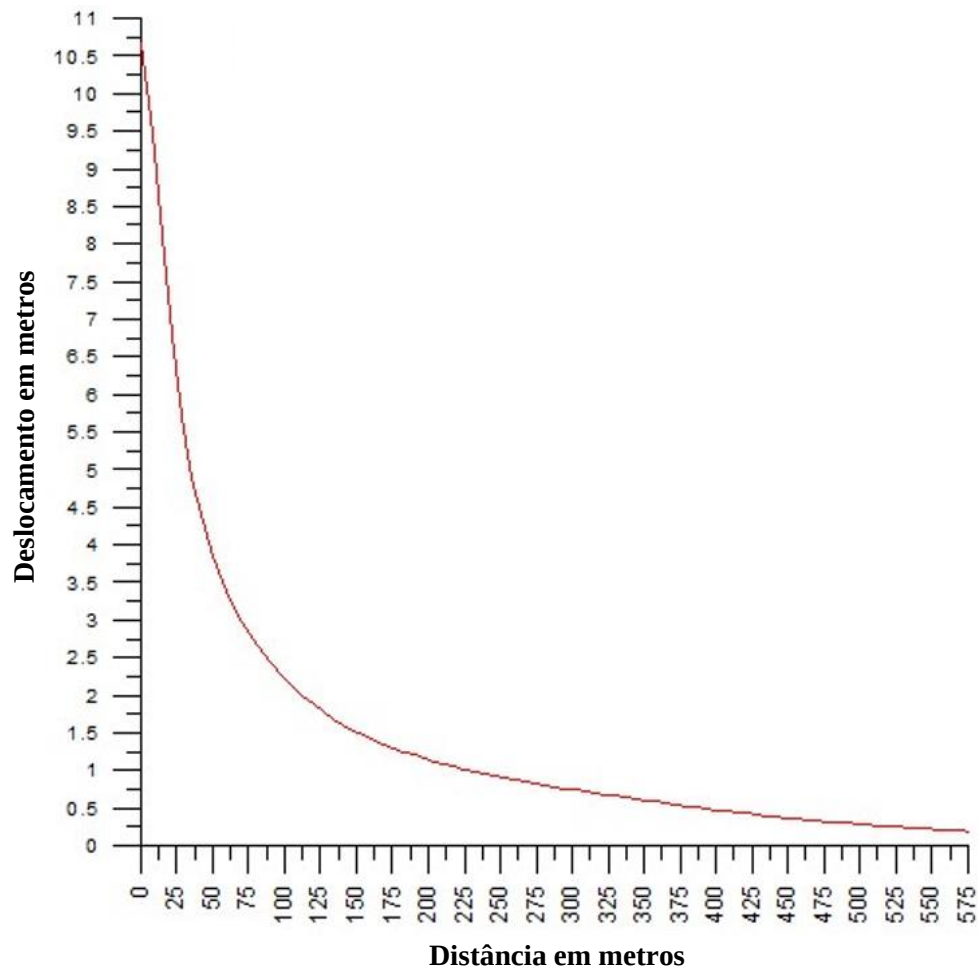
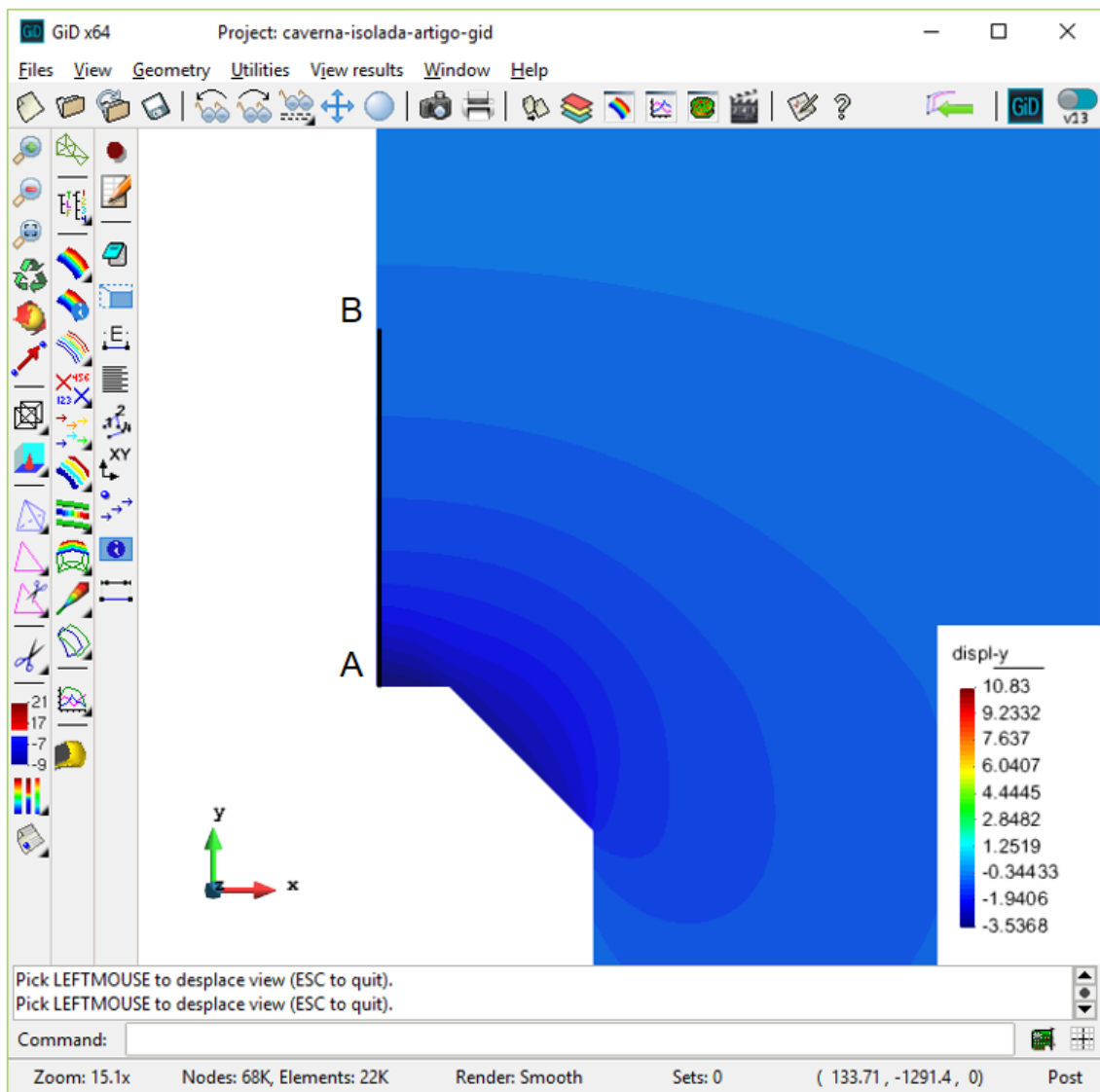


Figura 91. Deslocamento vertical na base da caverna em t = 30 anos

Fonte: Elaboração própria; Simulação numérica: COVES2 + Pré e Pós-processamento: GID + Grapher.



**Decaimento de deslocamento vertical com a distância em relação ao
topo da caverna em $t = 30$ anos ou 1560 semanas**

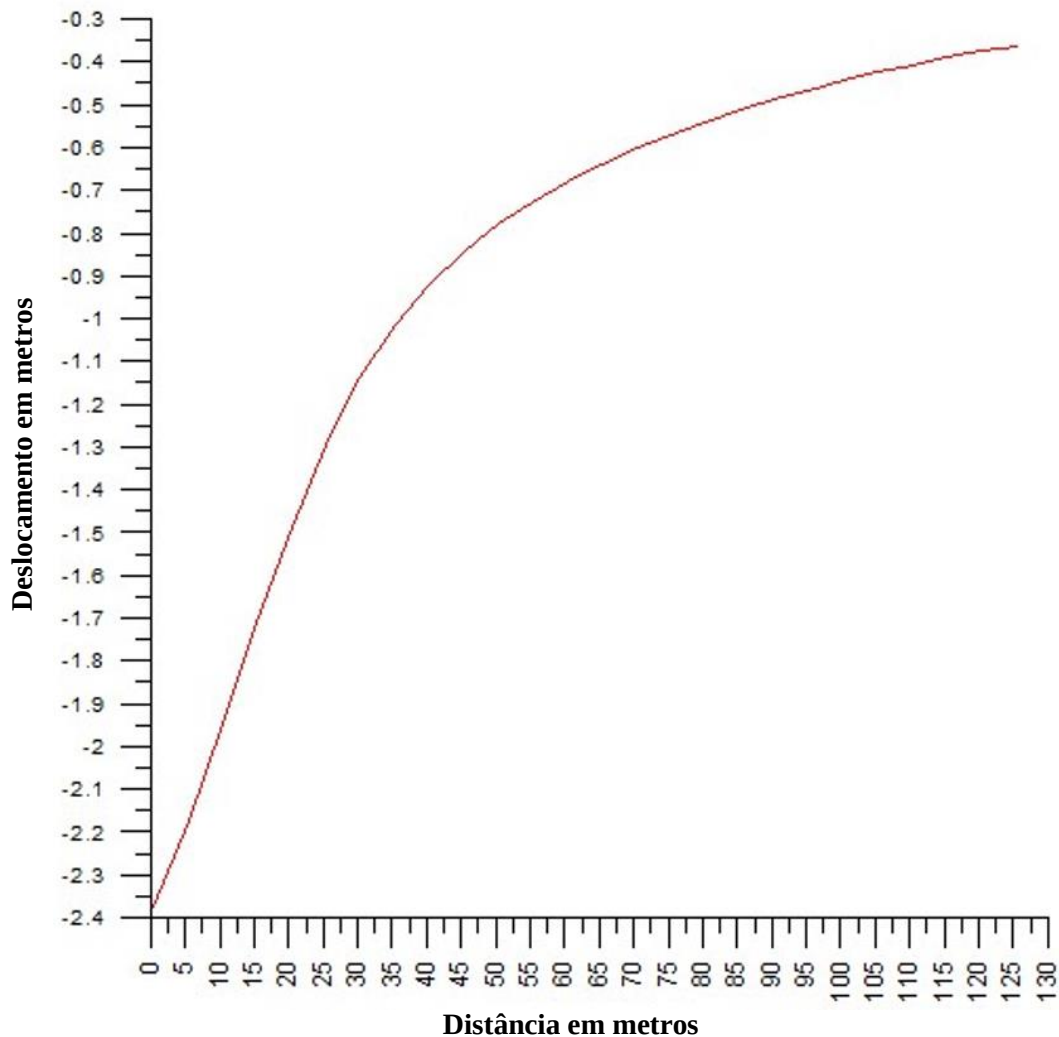
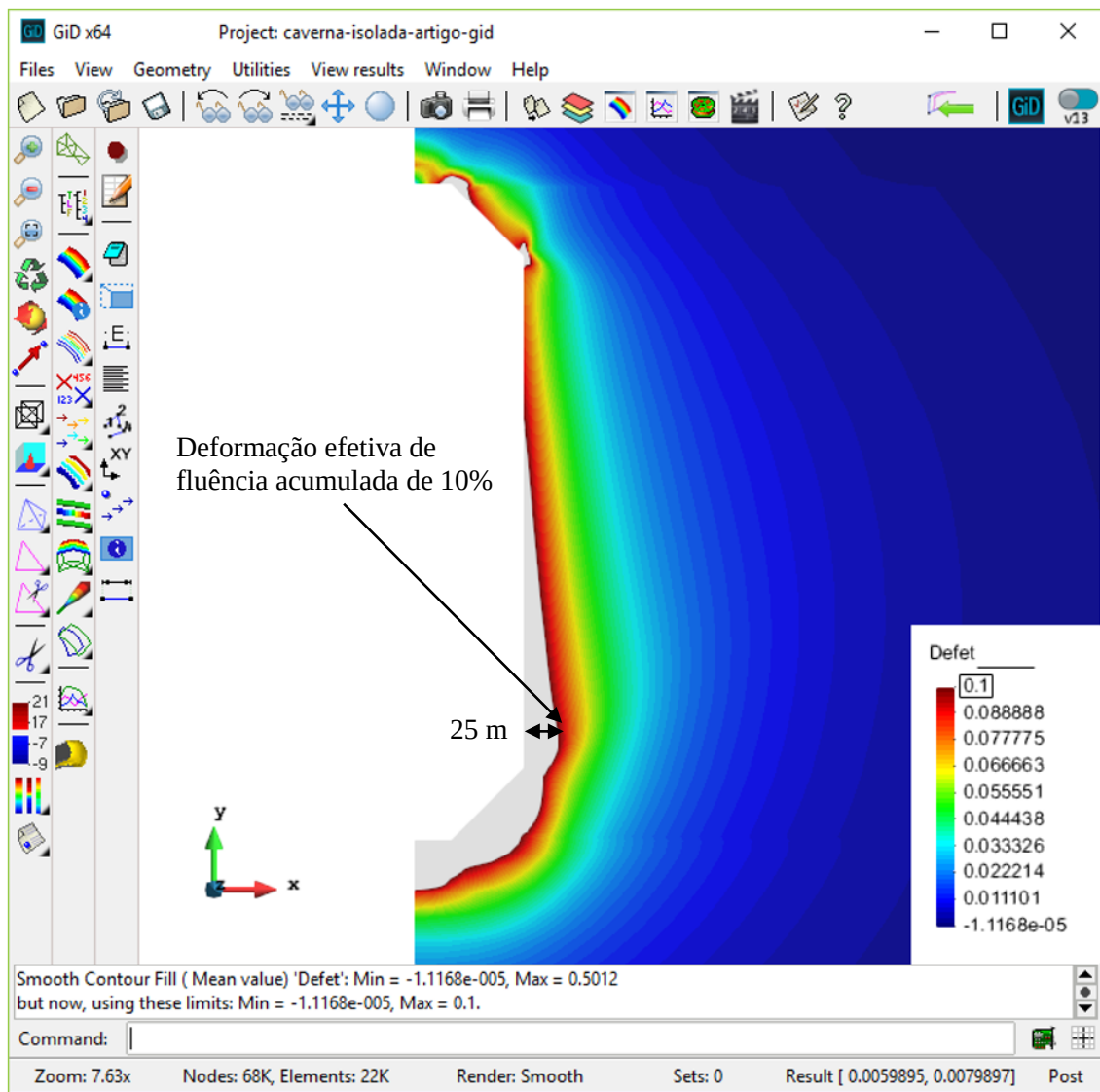


Figura 92. Deslocamento vertical no topo da caverna em $t = 30$ anos

Fonte: Elaboração própria; Simulação numérica: COVES2 + Pré e Pós-processamento: GID + Grapher.

A Figura 93 mostra a distribuição da deformação efetiva acumulada decorridos 30 anos de operação com as linhas de contorno limites de 5% e 10% da deformação acumulada. Neste projeto, a distância entre as cavernas será 5 vezes o diâmetro das cavernas, 750 metros. Considerando a linha de contorno limite de 10% da deformação efetiva acumulada de fluência, a distância total comprometida é 50 metros, 25 metros de cada lado dos pilares, que representa 7%.



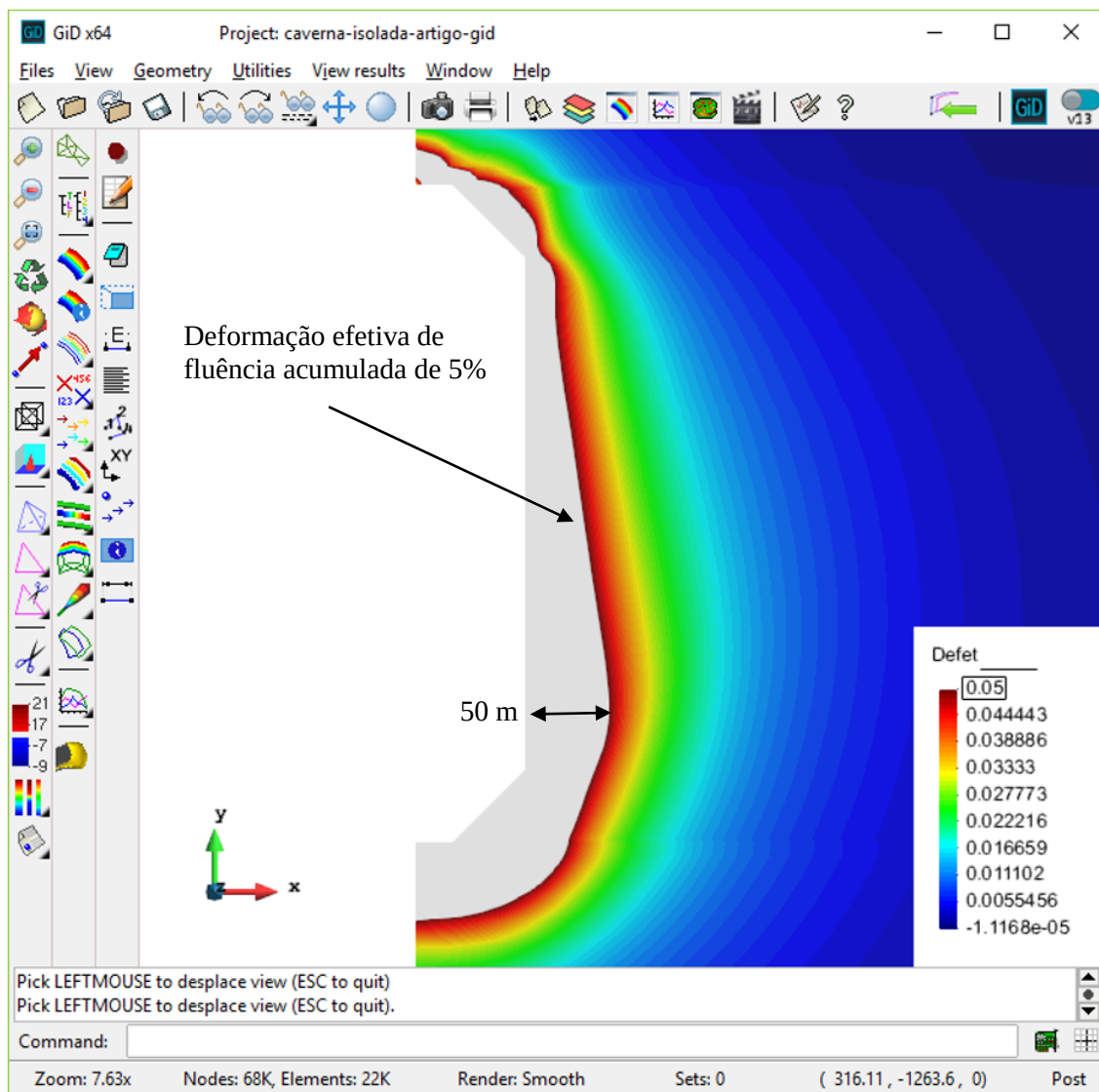


Figura 93. Linhas de contorno da deformação efetiva de fluência acumulada em $t = 30$ anos

Fonte: Elaboração própria; Simulação numérica: COVES2 + Pré e Pós-processamento: GID + Grapher.

As cavernas abertas por dissolução em rocha salina devem ser projetadas com índice de esbeltez e fator de forma que evite concentração de tensões com o tempo. Nos locais como cantos e mudanças bruscas do perímetro escavado, ocorrem concentrações de tensões e rápido acúmulo de deformações por fluência atingindo rapidamente o estágio de fluência terciária nessas regiões e o desabamento da área afetada. Em minas de sal, como a mina de Potássio de Sergipe, em que é possível visualizar-se as escavações, verifica-se que a fluência do sal procura suavizar essas arestas.

Se durante o processo de dissolução as paredes das cavernas desenvolvem um grande volume de arestas e batentes, desabamentos sucessivos passam a ocorrer com o tempo e como consequência há perda de equipamentos, colapso das tubulações e redução substancial do volume de gás útil nas cavernas.

A Figura 94 mostra o canto de um pilar em um dos painéis de lavra, onde a concentração de tensões provocou o desabamento da região afetada. Esse fenômeno é comum em minas de sal nos cantos dos pilares ou nas arestas deixadas pelo minerador contínuo.



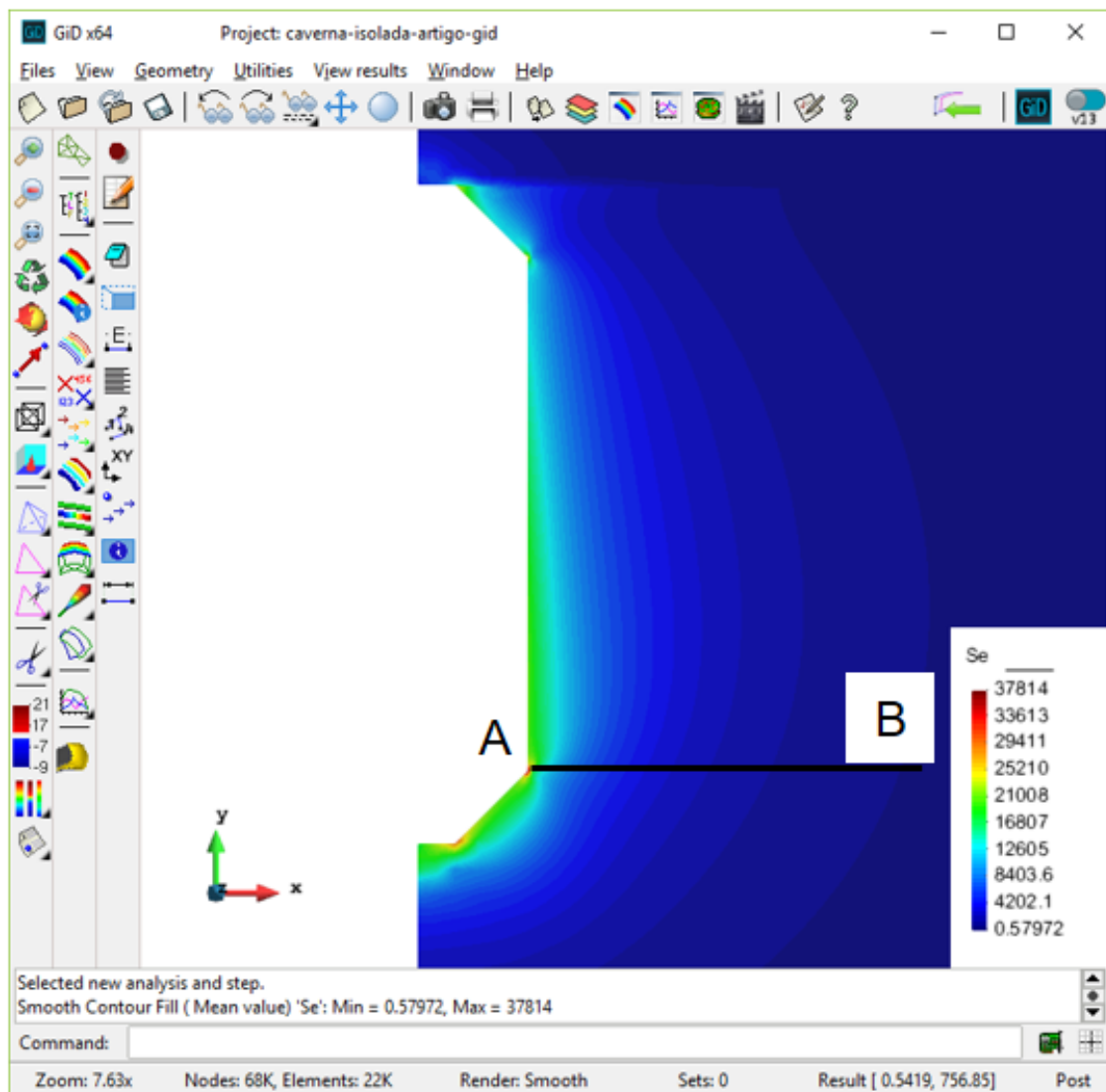
Figura 94. Desabamentos de cantos dos pilares de painéis de uma mina de potássio.
Fenômeno usual em minas convencionais de sal

Fonte: COSTA (1995, 1998).

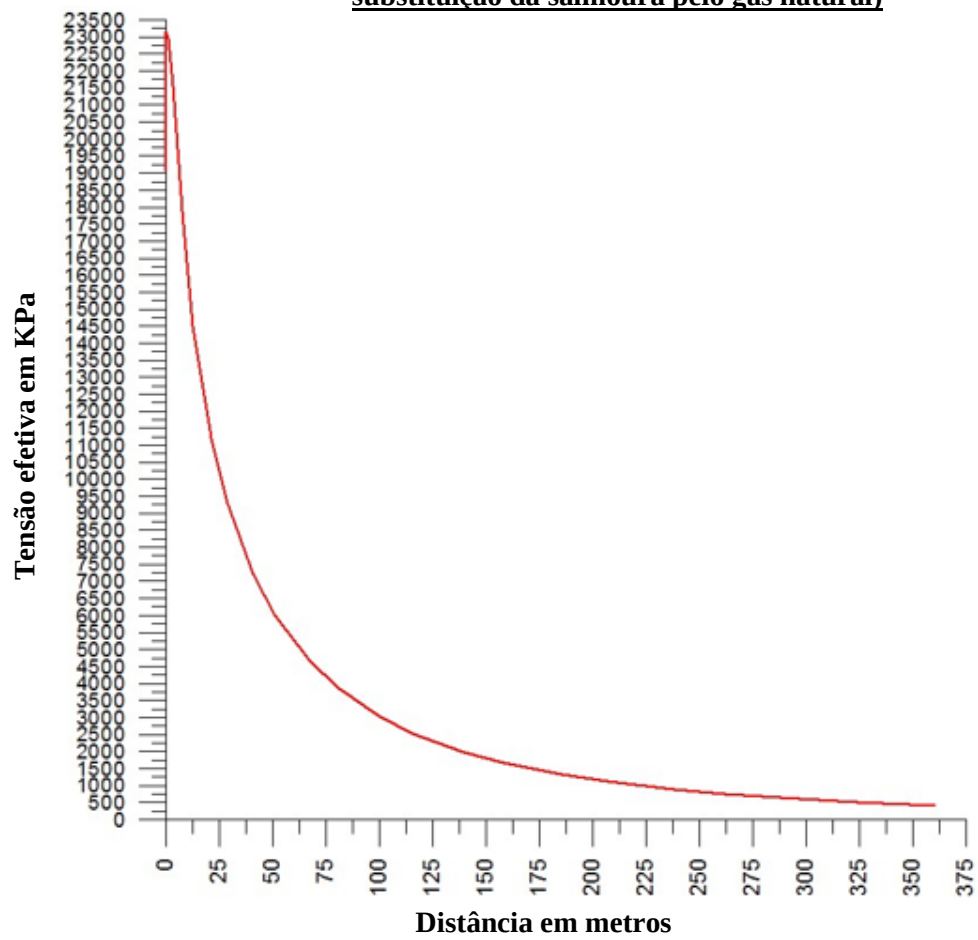
A Figura 95 mostra a distribuição da tensão efetiva decorridos 30 anos de operação das cavernas em comparação com a distribuição da tensão efetiva logo após a substituição da salmoura pelo gás após o término de construção das cavernas. Verifica-se que não

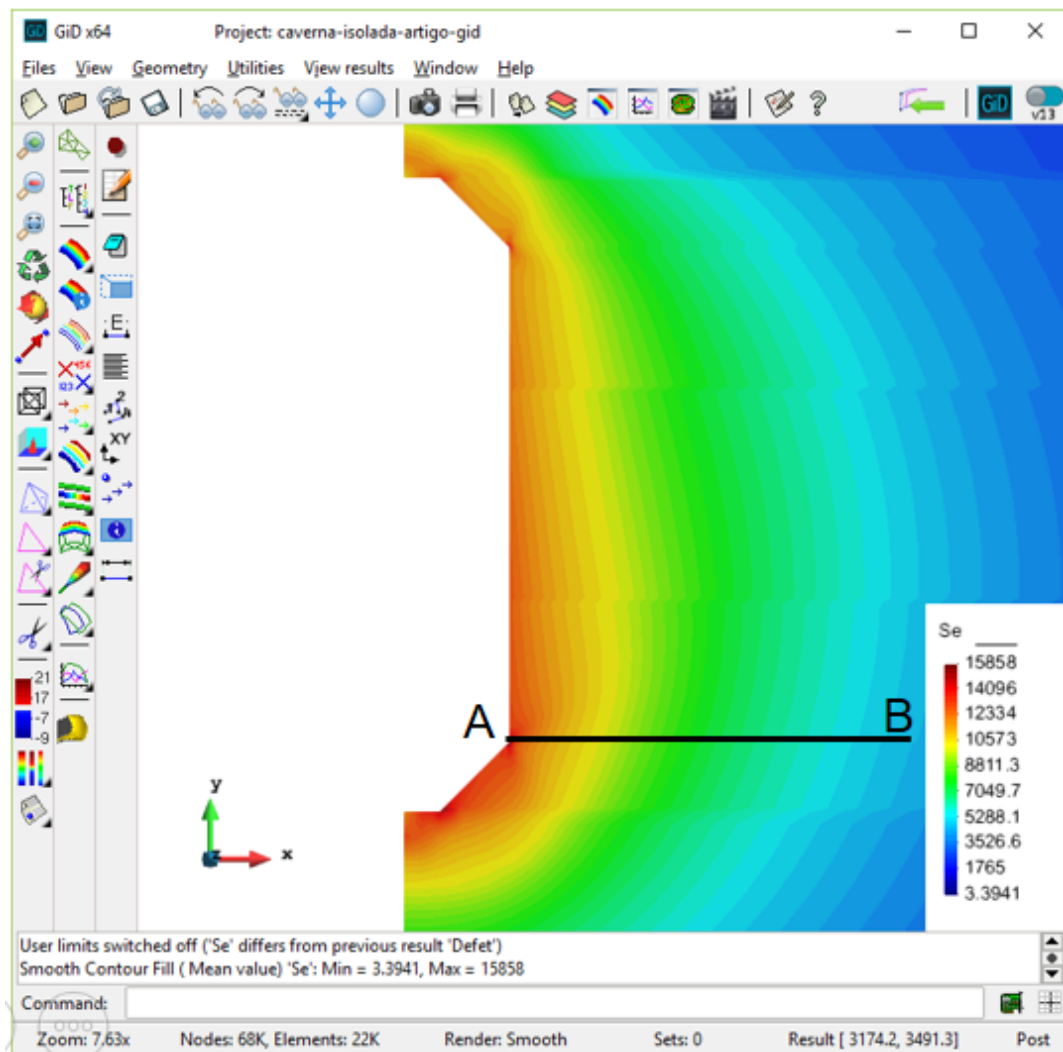
ocorre concentração de tensões efetivas, o que minimiza o risco futuro de desabamentos sucessivos das paredes das cavernas.

Logicamente, esse resultado não depende somente do projeto geométrico das cavernas e modelagem computacional, mas também do controle da evolução da dissolução das cavernas por sonar que determinará a movimentação dos tubos de injeção de água e retorno de salmoura, controlando também a eficácia da proteção do teto das cavernas pelo colchão de nitrogênio ou fluido sintético.



Distribuição da tensão efetiva no canto junto à base da caverna (Local com provável maior concentração de tensões) → Decaimento da tensão efetiva com a distância à parede da caverna em $t = 0$ (logo após a substituição da salmoura pelo gás natural)





Distribuição da tensão efetiva no canto junto à base da caverna (Local com provável maior concentração de tensões) → Decaimento da tensão efetiva com a distância à parede da caverna em $t = 30$ anos

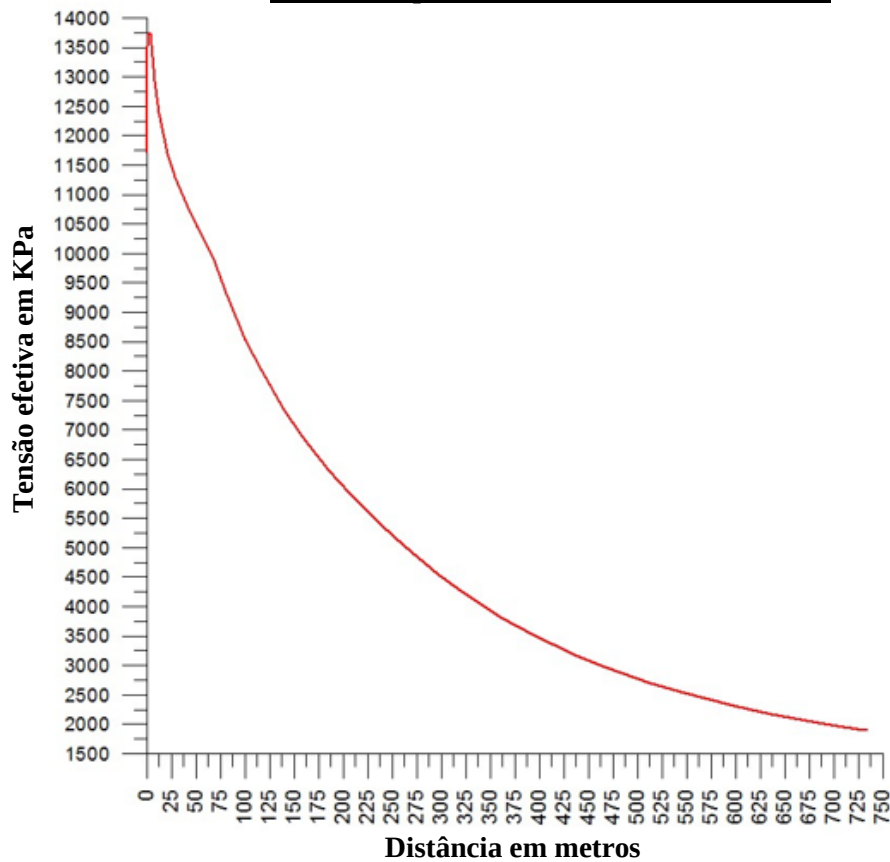
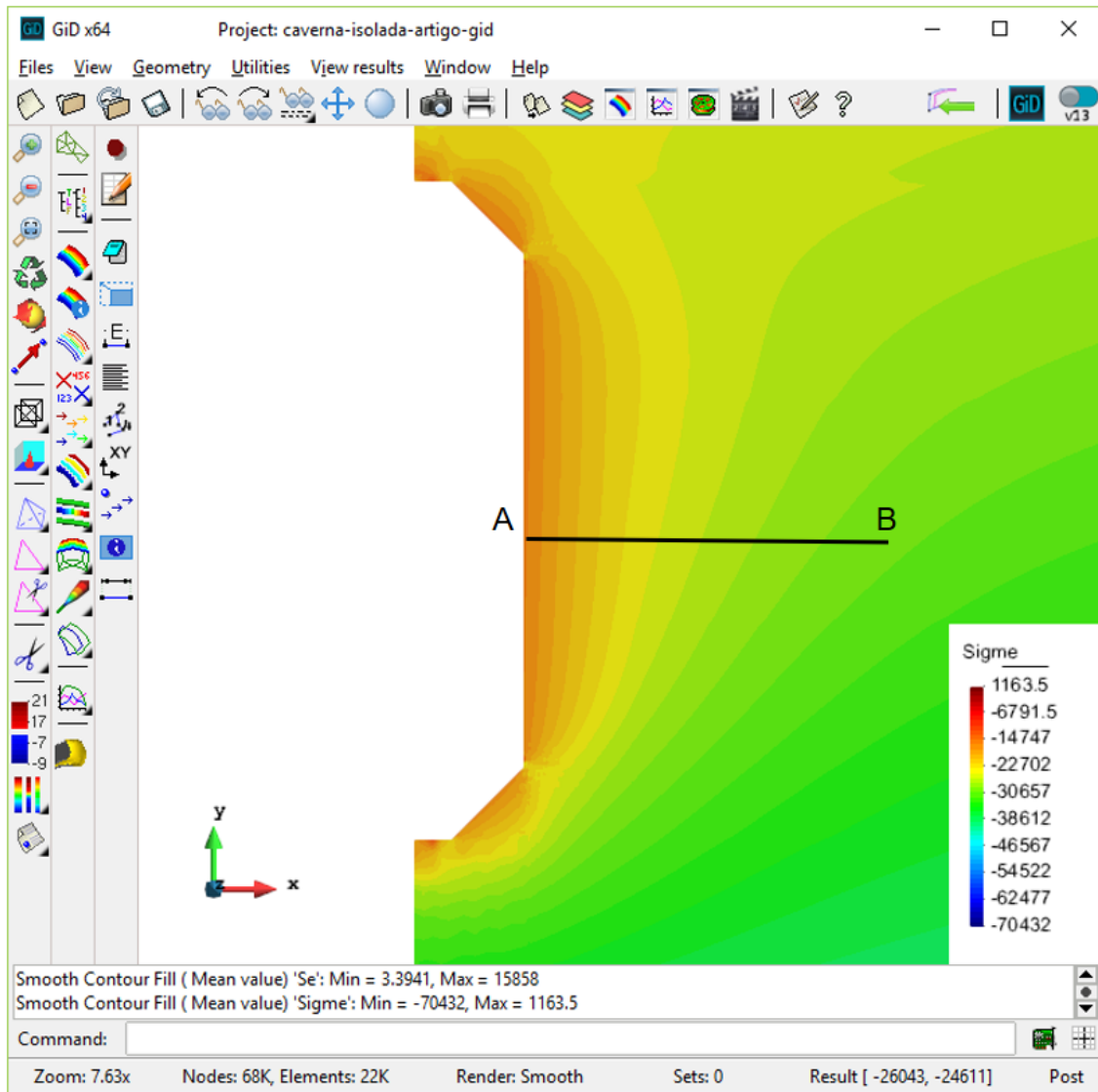


Figura 95. Distribuição da tensão efetiva nas cavernas em $t = 30$ anos e logo após a substituição da salmoura pelo gás

Fonte: Elaboração própria; Simulação numérica: COVES2 + Pré e Pós-processamento: GID + Grapher.

Durante os ciclos de operação mais críticos de pressão interna das cavernas, as mesmas não podem desenvolver juntas de tração pelas quais poderia ocorrer a fuga de gás. Com esse objetivo, é necessário ser verificado se, durante esses ciclos, ocorrem regiões onde o primeiro invariante de tensões ou tensão média atinge valores positivos ou próximos a zero. Essa avaliação é contínua com base nos resultados das simulações. Na Figura 96, mostra-se a distribuição da tensão média em um dos instantes verificados, no caso em $t = 30$ anos. Verifica-se que o comportamento de fluência ao longo da vida operacional da caverna mantém estado compressivo de tensões no entorno da caverna, afastando a

possibilidade do desenvolvimento de regiões tracionadas no maciço, garantindo a estanqueidade da caverna, apesar dos ciclos operacionais extremos do gás natural usados nas simulações.



Primeiro Invariante de Tensões ou tensão
média → Decaimento com a distância ao
perímetro escavado, na altura média das cavernas
t = 30 anos

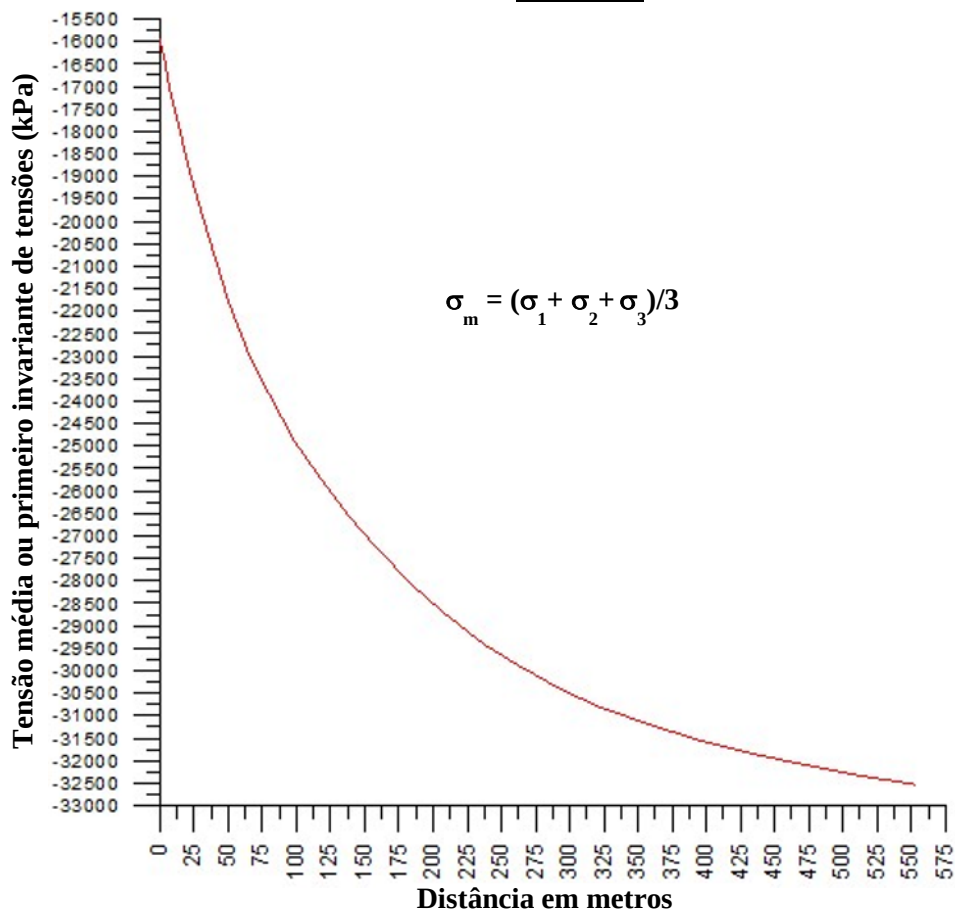


Figura 96. Distribuição da tensão média em t = 30 anos gerada pelo *software* GID + Grapher.

Fonte: Elaboração própria.

8.7 Projeto do poço

Na presente tese, utiliza-se como alternativa o método direto de dissolução, onde a água do mar será injetada pelo tubo central e a salmoura retornará pelo anular entre o tubo de injeção e o tubo de retorno da salmoura. A escolha do método direto decorre da experiência pretérita por (COSTA *et al.*, 1992), no estudo de estabilidade de mais de 25 cavernas da Salgema Mineração e no acompanhamento da construção dessas cavernas pelo método direto.

Diversas alternativas de completação de poços podem ser usados, ou seja, a relação entre os diâmetros dos tubos de injeção e de retorno ditará a velocidade com que as cavernas serão construídas.

Existe muita experiência a nível mundial na dissolução de cavernas em terra. Estima-se que hoje existam um número superior a 4.000 cavernas na América do Norte, Europa e Ásia e por esse motivo a completação dos poços dessas cavernas, construídas em terra, segue padrões já conhecidos pela prática da engenharia.

Na presente tese o desafio foi o projeto de cavernas *offshore*, onde pouca ou nenhuma experiência já foi adquirida. Apesar da seleção de um domo salino em águas rasas, lâmina d'água de 50m, a completação dos poços deve ficar alinhada com a prática de construção de poços *offshore* de exploração e produção de petróleo.

O número e peso de revestimentos ficam limitados pelas sondas usadas nas plataformas de perfuração. Nesse caso, deve-se garantir a integridade estrutural dos poços de operação das cavernas pela qualidade da cimentação, para classes de pressão muito altas do gás natural armazenado. A Figura 97 mostra a posição no domo salino em que será feito o processo de dissolução das cavernas.

Dos projetos de poços analisados chegou-se ao projeto de completação apresentado na figura 98.

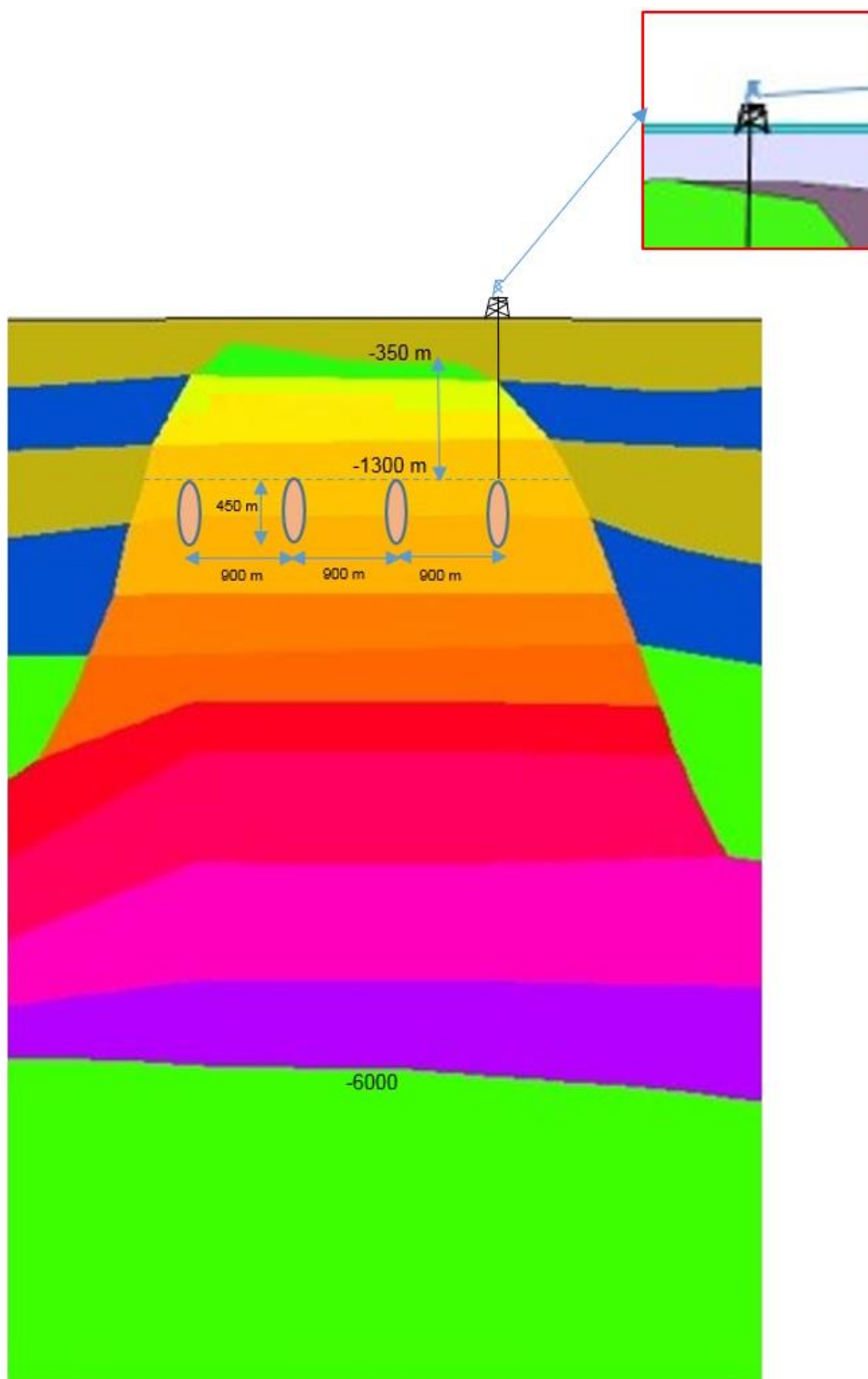


Figura 97. Localização do perímetro das cavernas no domo salino a serem escavadas por dissolução

Fonte: Elaboração adaptada de COSTA *et al.* (2015).

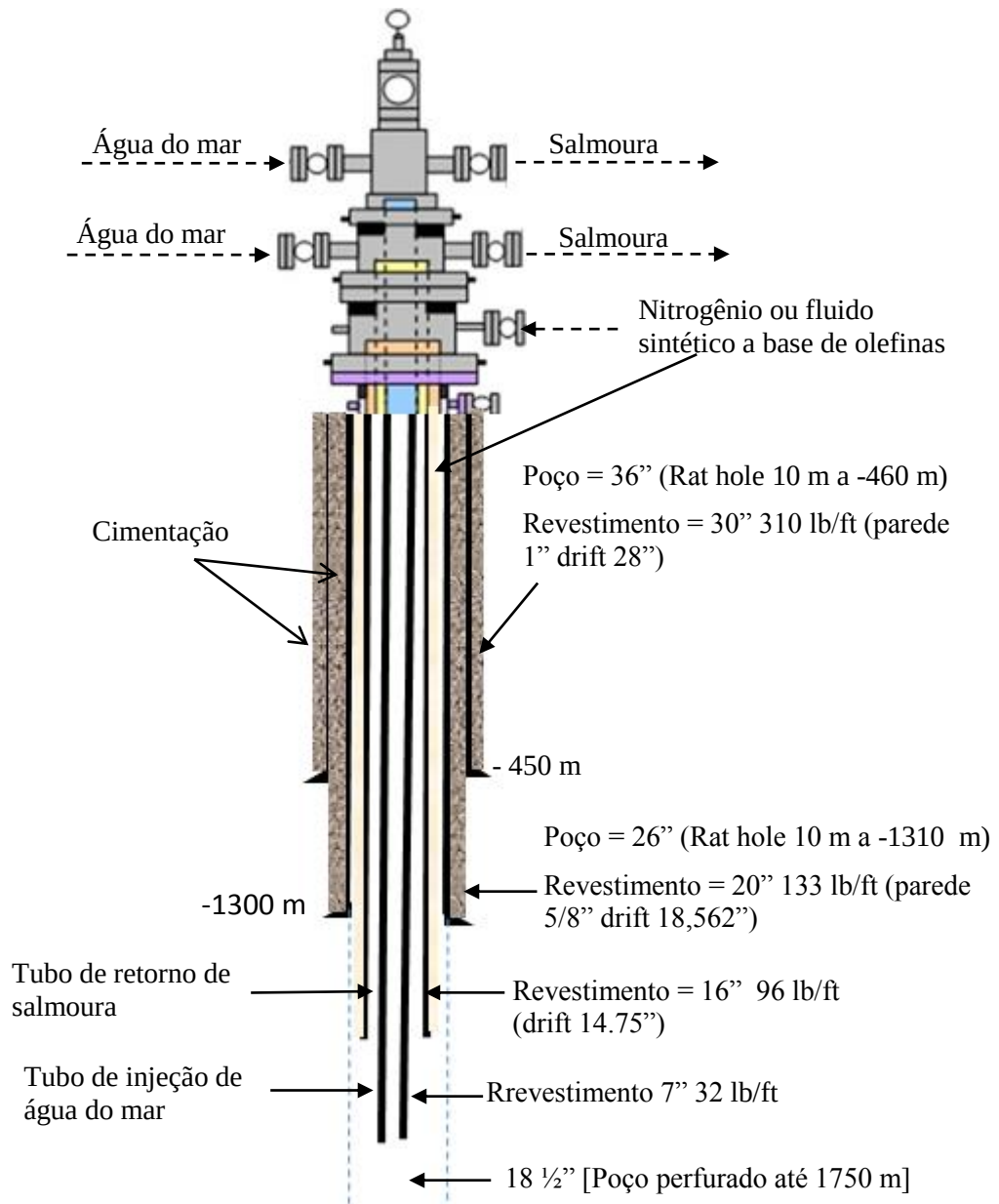


Figura 98. Projeto de completção do poço para construção e operação das cavernas

Fonte: Elaboração própria.

8.8 Previsão do tempo de dissolução da caverna

Considerando-se o projeto de completção mostrado na figura 98, estima-se o tempo de dissolução da caverna pela aplicação do simulador SALGAS (SMRI, 2018). Em função das dimensões da caverna, para acelerar a sua construção por dissolução, serão

utilizados dois poços. Os poços serão perfurados muito próximos um do outro, de modo a garantir o controle do desenvolvimento da caverna pela aplicação de sonar. Os poços serão perfurados a uma distância de 25 m. A dissolução de ambas as cavernas ocorrerá de forma normal, ambas pelo método direto de dissolução, porém após algum tempo de dissolução as cavernas se interpenetrarão na base e no topo, criando uma grande caverna única. A Figura 99 ilustra o processo de dissolução das cavernas usando dois poços e o controle pelo uso de sonar a cabo.

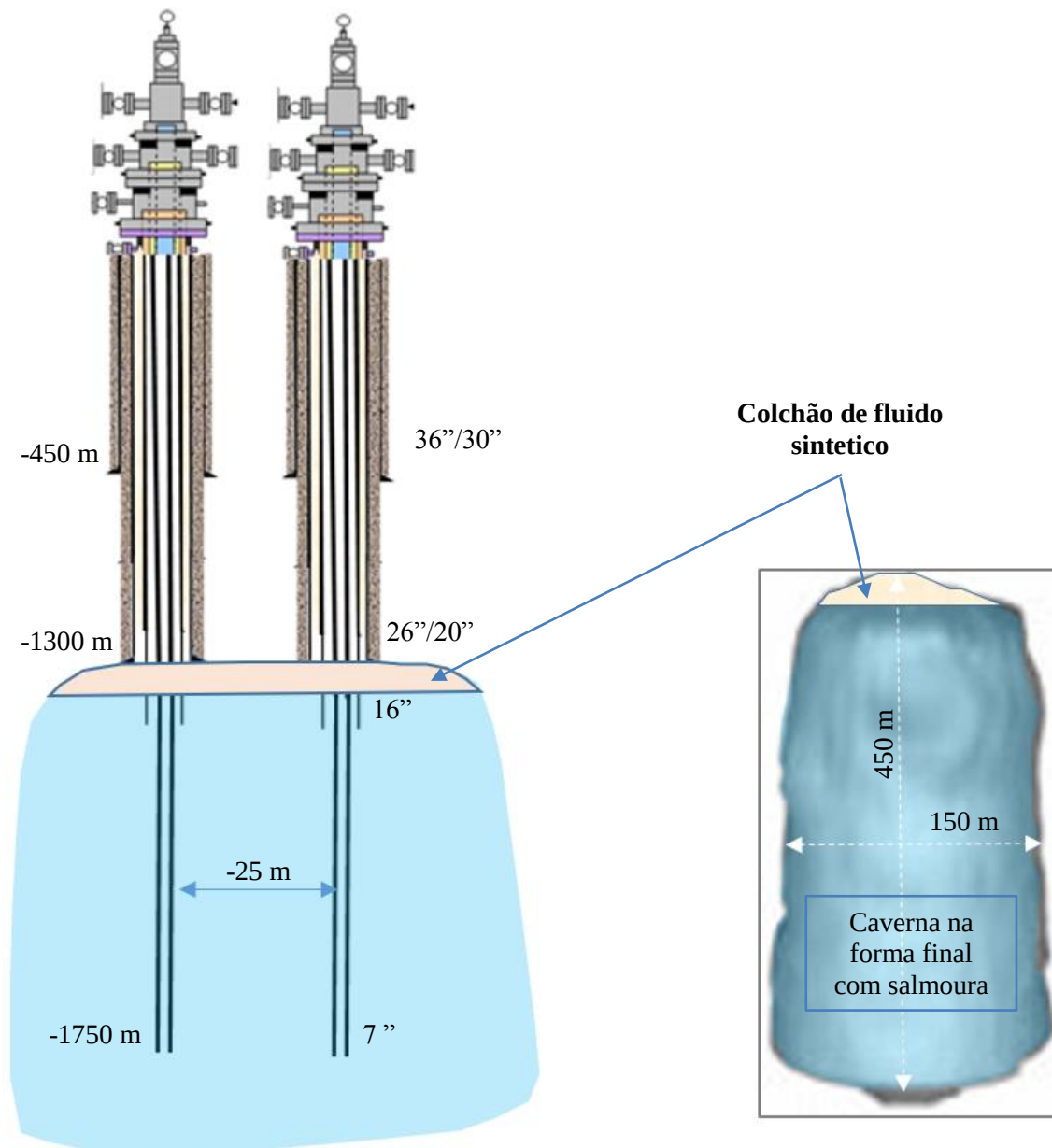


Figura 99. Processo de dissolução das cavernas com uso de dois poços

Fonte: Elaboração própria.

Conforme ilustrado na figura 99, os dois poços possuem um distanciamento entre si de 25 m. Eles utilizarão o método direto, com um tubo de injeção de 7" e outro de 16", para retorno da salmoura. O tubo de 7" ficará assentado na base da caverna a 1.750 m e o tubo de 16" ficará assentado no topo de cada intervalo de dissolução de 50 m, no sentido ascendente, até atingir a profundidade de 1.325 m. Com a evolução da dissolução de ambas as cavernas individualmente, as duas cavernas vão se encontrar na base. O monitoramento por sonar 3D ocorrerá em intervalos de 50 m, com o tubo de 16" nas profundidades de 1.700 m, 1.650 m, 1.600 m, 1.550 m, 1.500 m, 1.450 m, 1.400 m, 1.325 m.

A cada intervalo de 50 m, cujo tempo será estimado por simulação, os tubos de injeção de 7" serão retirados e será descido o sonar para mapeamento das cavernas. Após esse mapeamento 3D por sonar, ambos os tubos de 7" serão recolocados até a base das duas cavernas e a evolução da dissolução de ambas as cavernas, agora juntas, continua até se atingir o topo previsto pelos estudos de geomecânica. No anular entre o revestimento de 20" e o tubo de 16" será deixado um fluido sintético, no caso à base de olefinas, aceito pelo IBAMA, para proteção do teto das cavernas durante a sua construção no sentido ascendente. O ciclo de retirada dos tubos de injeção de 7" e descida do sonar continuará até término de construção das cavernas, com periodicidade definida a partir dos mapeamentos anteriores, procurando-se restringir os diâmetros dentro dos limites do que foi especificado pelo projeto geomecânico.

Dados utilizados na simulação:

- Profundidade do tubo de retorno de salmoura: 1.325 m;
- Profundidade do colchão pressurizado de fluido sintético no anular 18 ½" / 16": 1.700 m, 1.650 m, 1.600 m, 1.550 m, 1.500 m, 1.450 m, 1.400 m, 1.325 m;
- Diâmetro do poço de dissolução: 18 ½";
- Profundidade do tubo de injeção de água do mar: 1.750 m;
- Diâmetro do tubo de retorno de salmoura: 16";
- Diâmetro do tubo de injeção de água do mar: 7";
- Vação de injeção de água do mar: 960 m³/hora = 23.040 m³/dia ou 138.240 barris; → Vação normalmente usada em reservatórios para extração de óleo;
- Temperatura da salmoura dentro da caverna: $\cong 46$ °C; e

- Temperatura da água do mar de injeção: $\cong 22^{\circ}\text{C}$.

A figura 100 mostra o corte transversal horizontal de ambas as cavernas, já acopladas, na profundidade com maior diâmetro e a figura 101 mostra o corte transversal horizontal no topo de ambas as cavernas. Na base da caverna o diâmetro final é de 155 m e no topo das cavernas é de 89 m. Nesse resultado não se prevê a movimentação no sentido ascendente, da base para o topo, dos tubos de injeção de água do mar e de retorno da salmoura. Na simulação o tubo de injeção é mantido a -1.750 m e o tubo de produção ou retorno de salmoura a -1.325 m.

Corte Transversal Horizontal na Base de Ambas as Cavernas Sem Movimentação dos Tubos

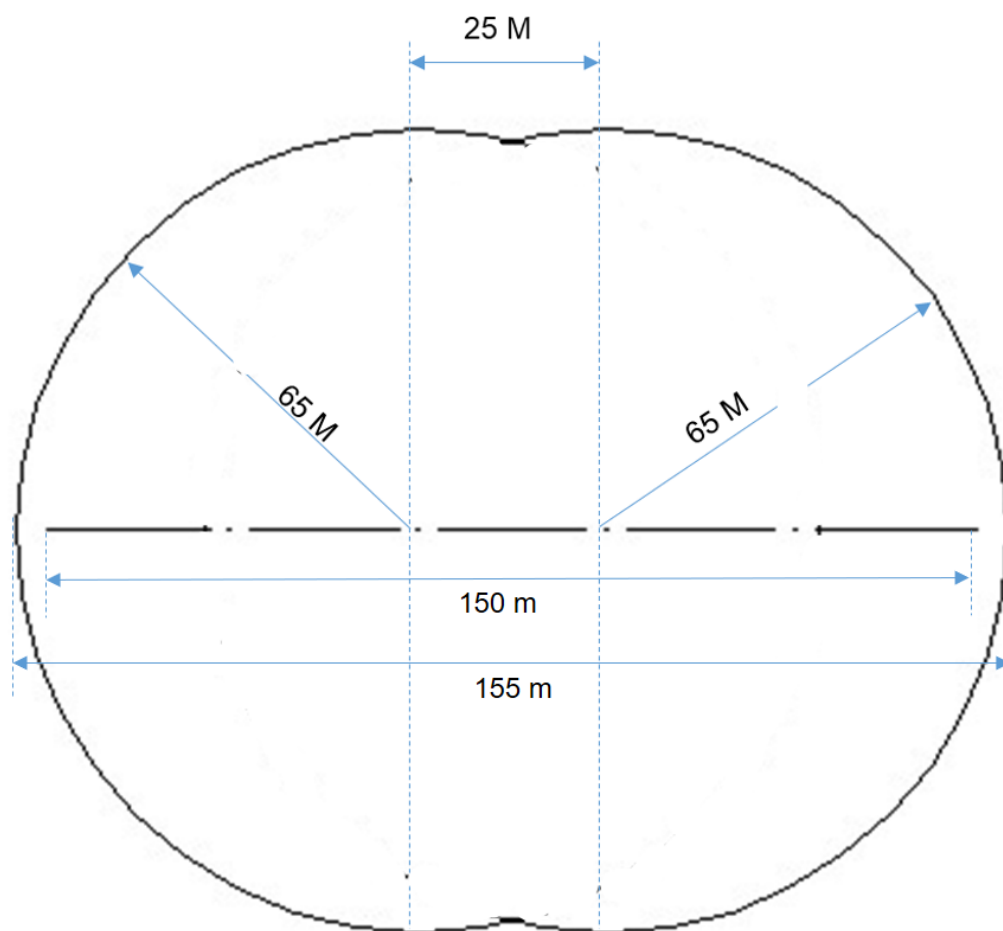


Figura 100. Corte transversal horizontal na base das cavernas (-1.750 m), acopladas, ao término da dissolução em $t = 2 \frac{1}{2}$ anos

Fonte: Elaboração própria.

Corte Transversal Horizontal no Topo de Ambas as Cavernas Sem Movimentação dos Tubos

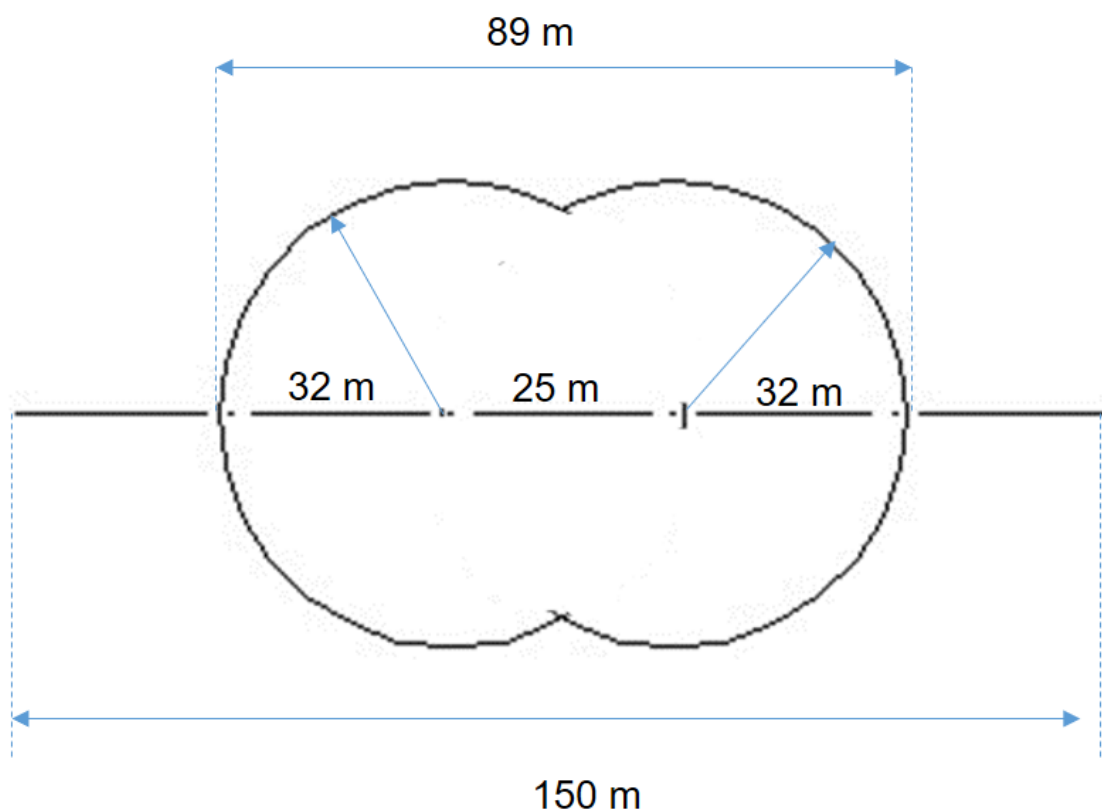


Figura 101. Corte transversal horizontal no topo das cavernas (-1.325 m), acopladas, ao término da dissolução em $t = 2 \frac{1}{2}$ anos

Fonte: Elaboração própria.

A figura 102 mostra o corte transversal vertical de uma das cavernas, após o término da dissolução, plotando-se o raio do perímetro da parede de uma das cavernas. A figura 8.29 mostra o corte transversal vertical com as duas cavernas acopladas, após o término da dissolução. Cada uma das cavernas tem, isoladamente, um volume geométrico de $2.800.000.000 \text{ m}^3$. As duas cavernas acopladas somarão aproximadamente $6.000.000 \text{ m}^3$.

Perfil de Dissolução da Caverna no Plano Vertical

Não foi Considerado o Efeito da Movimentação Vertical dos Tubos de Injeção e Produção

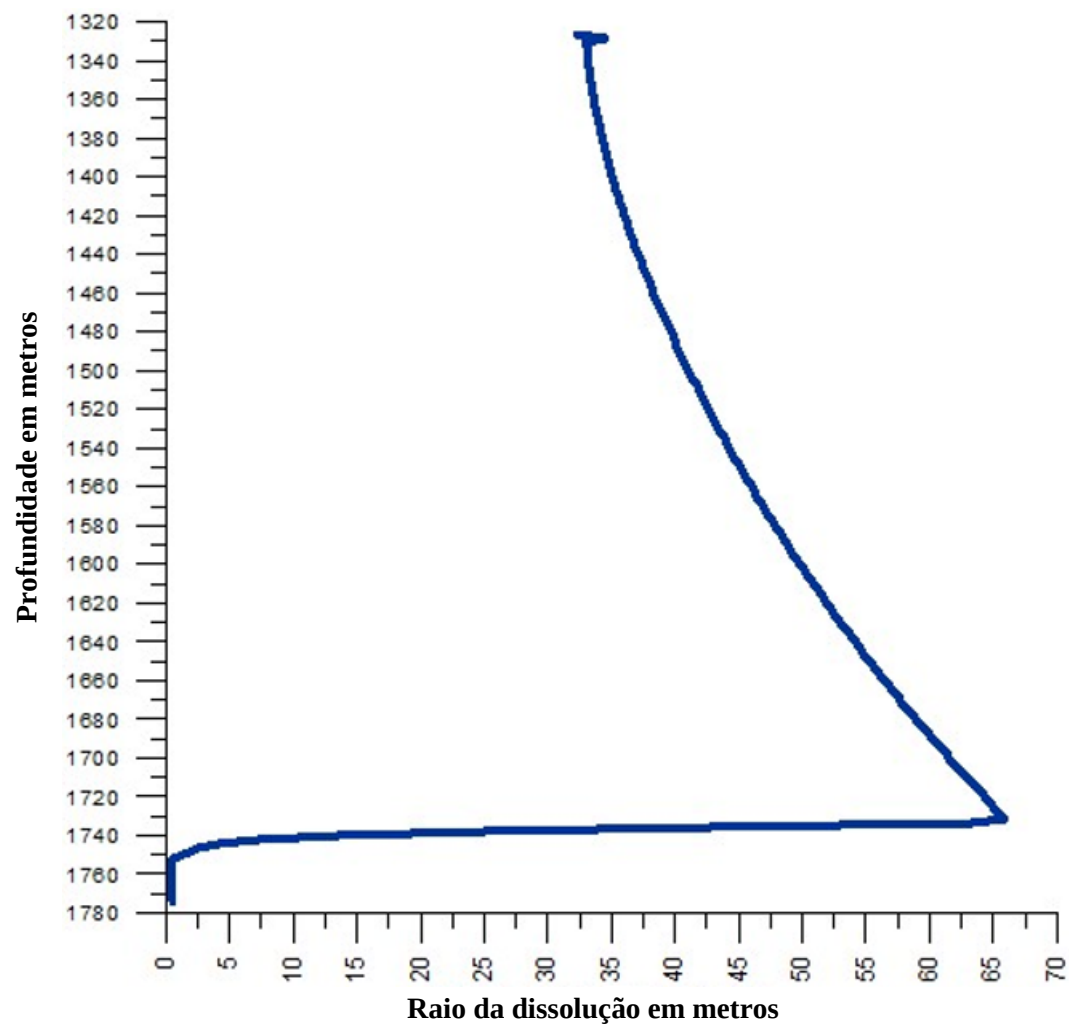


Figura 102. Corte transversal vertical de uma das cavernas. Plotagem do raio do perímetro da parede da caverna.

Fonte: Elaboração própria.

Perfil de Dissolução Vertical de Duas Cavernas
Acopladas Sem Movimentação dos Tubos

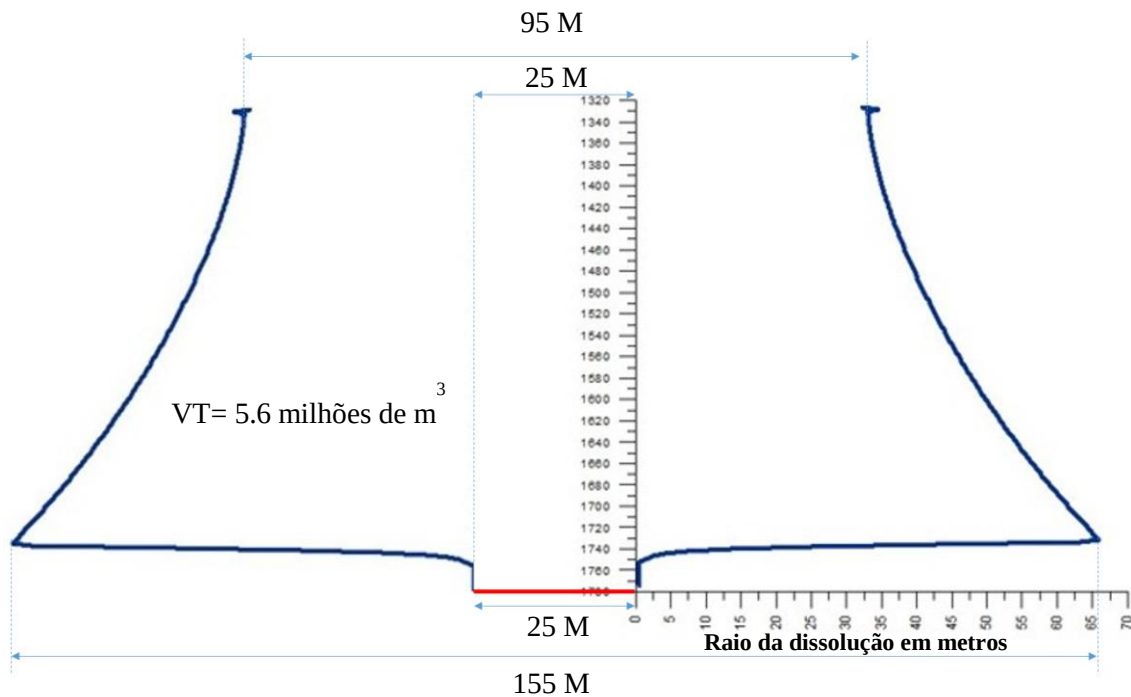


Figura 103. Corte transversal vertical das duas cavernas acopladas. Plotagem do raio do perímetro da parede das cavernas.

Fonte: Elaboração própria.

A figura 104 mostra as cavernas superpostas desenhadas em escala. Observa-se que a curvatura da parede da caverna desaparece, ficando na prática, um plano reto.

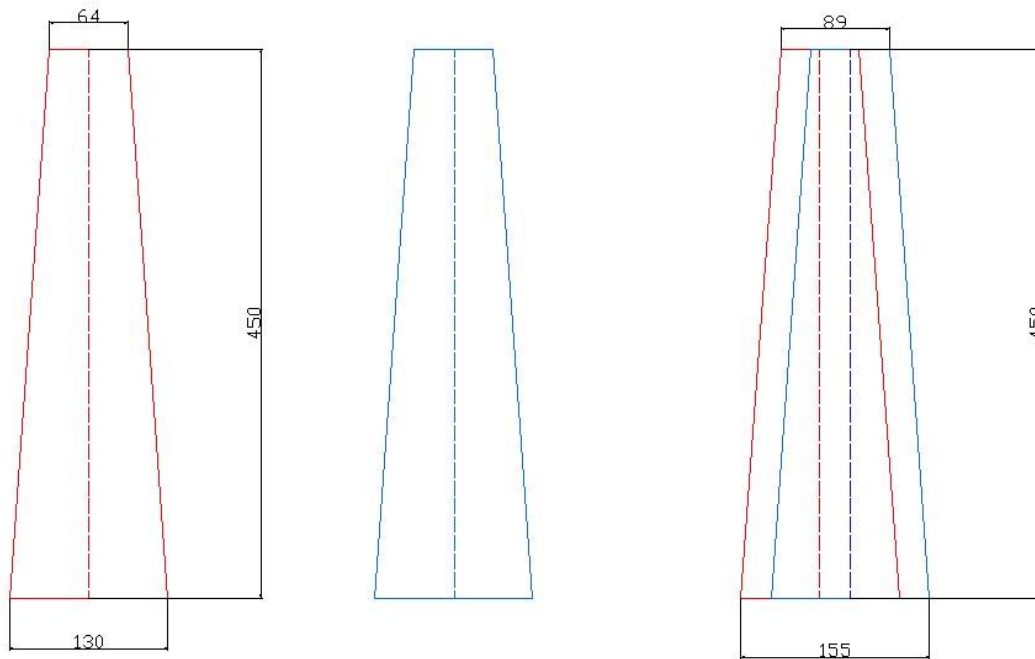


Figura 104. Cavernas superpostas desenhadas em escala

Fonte: Elaboração própria.

Cavidades subterrâneas em rocha salina abertas por método convencional ou por dissolução tendem a formar áreas com geometria não suave, como cantos, arestas, curvaturas acentuadas, etc. Essas áreas são elementos geométricos que induzem alta concentração de tensões e como consequência a rápida aceleração localizada da deformação por fluência. Essas discontinuidades geométricas do perímetro da escavação sofrem o processo de desagregação ou descascamento denominado por *scaling*, suavizando a superfície da parede da cavidade.

A figura 105 mostra uma foto de um processo de descascamento ocorrido em pilares de pequenas dimensões da mina de potássio da empresa *Mississipe Chemical* no Novo México nos Estados Unidos.



Figura 105. Processo de desagregação das paredes e pilares da mina de potássio *Mississipe Chemical*, por excesso de deformação por fluência

Fonte: COSTA (1995).

A figura 106 mostra o mesmo fenômeno ocorrido na mina de potássio de Sergipe.

**Suavização de paredes de galerias da mina de potássio
de Sergipe induzida por concentração de tensões
e desagregação ou descascamento por excesso de
deformação por fluência**

Curvaturas acentuadas deixadas
pelo minerador contínuo



Canto de pilares

Figura 106. Processo de suavização das paredes de galerias escavadas na mina de potássio de Sergipe

Fonte: Adaptado de COSTA (1995).

Como consequência as curvaturas, deixadas pelo processo de dissolução simultânea de ambas as cavernas, sofrerão o processo de desagregação e serão suavizadas, permitindo a aproximação do topo e da base das cavernas superpostas por círculos circunscritos. As figuras 107 e 108 ilustram a equivalência geométrica por círculos sobre as seções transversais horizontais no topo e base das cavernas.

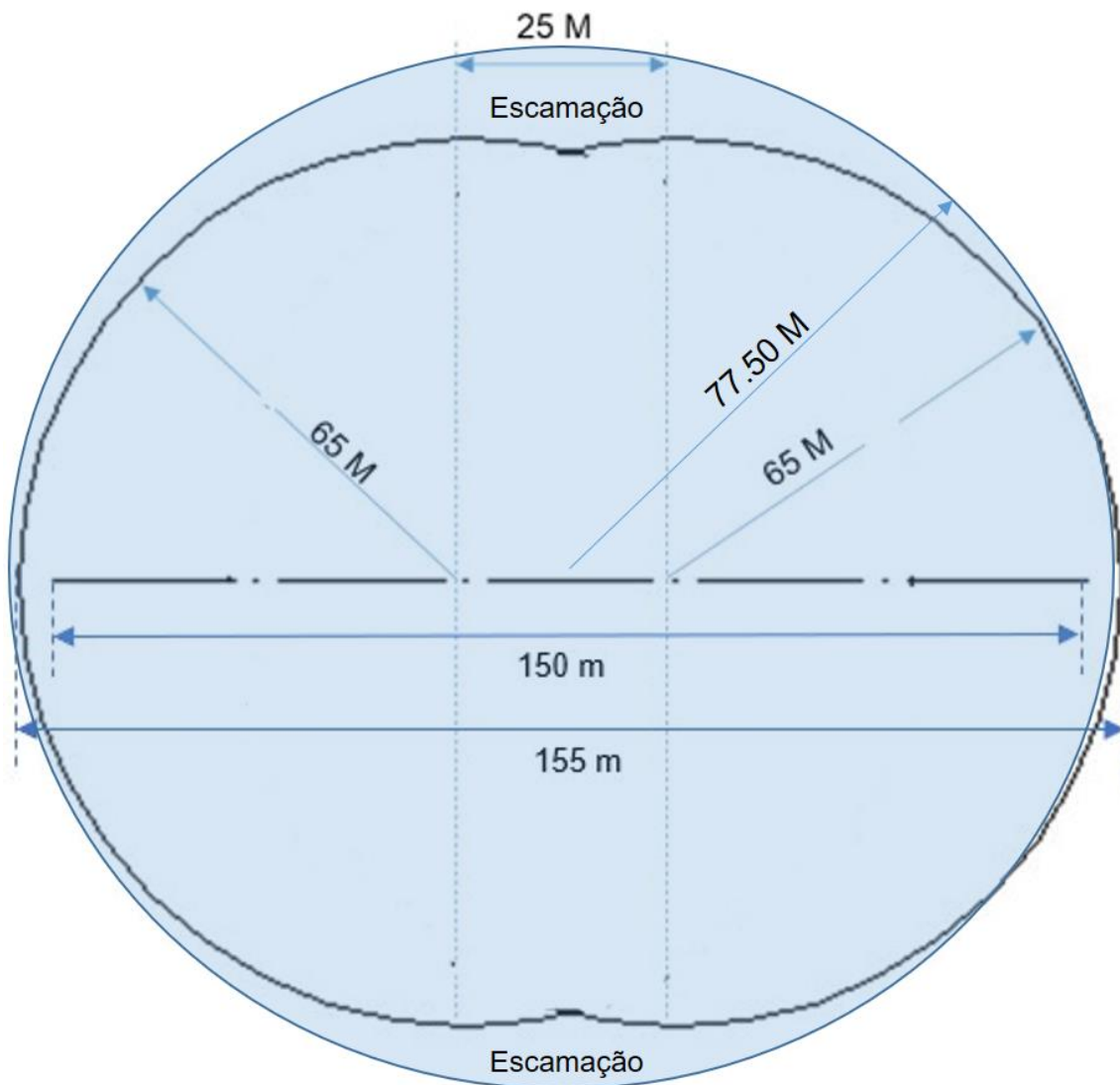


Figura 107. Círculo circunscrito à superposição de ambas as cavernas na base, na profundidade de ~ -1750 m.

Fonte: Elaboração própria.

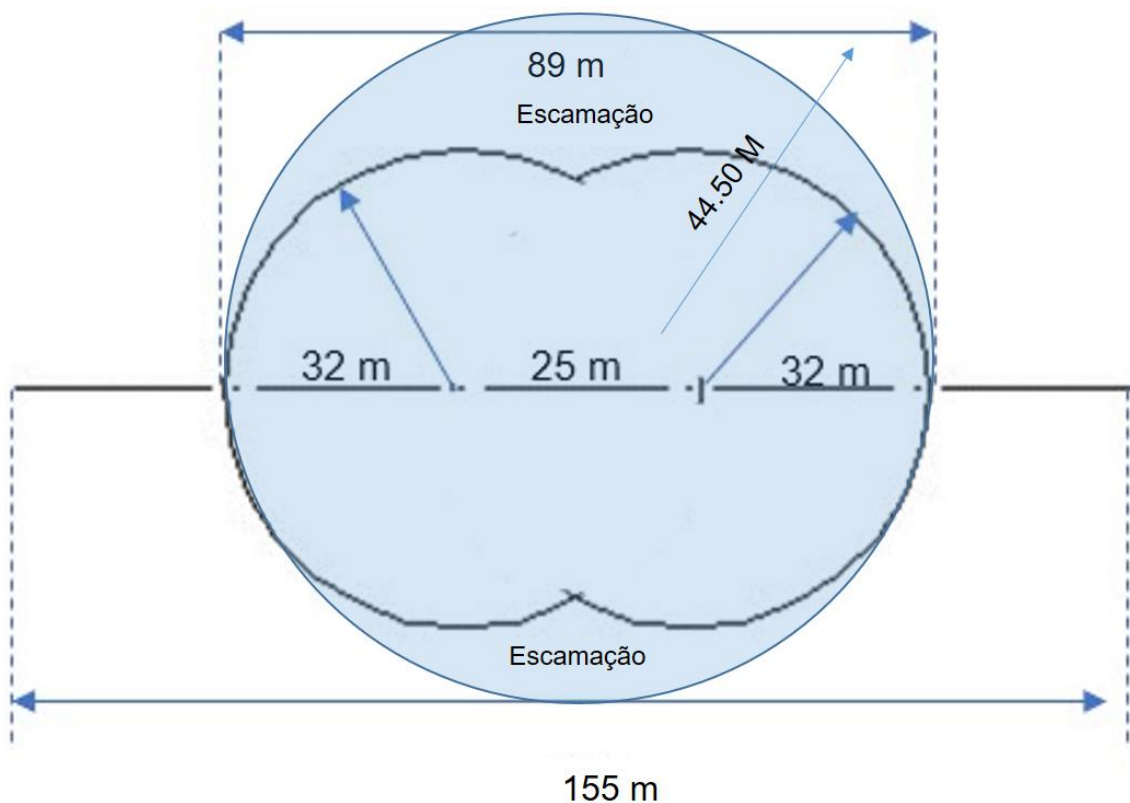
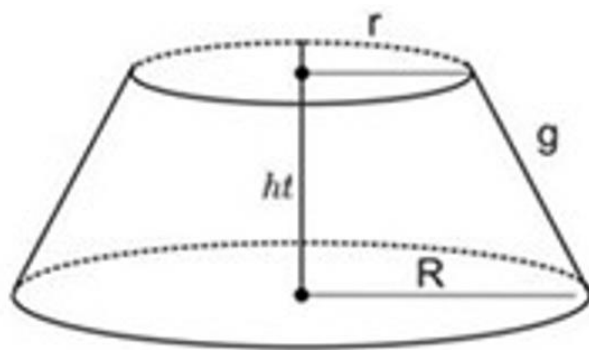


Figura 108. Círculo circunscrito à superposição de ambas as cavernas na base, na profundidade de ~ -1325 m

Fonte: Elaboração própria.

Considerando-se essa equivalência na superposição de ambas as cavernas, pode-se calcular o volume final adotando-se a equação do tronco cônico, ilustrado na figura 109.

Decorridos 912 dias ou 2 ½ anos de dissolução de ambas as cavernas o volume líquido em barris da caverna final após o acoplamento de ambas as cavernas é de 5.400.000 m³ ou 34.000.000 barris. O volume final de gás na pressão máxima terá que ser ajustado ao valor final do volume geométrico previsto pela simulação de dissolução. Por ser tratar de armazenamento de gás metano para trabalhar em ciclos operacionais de injeção e extração esse ajuste não interfere na estratégia de uso da caverna.



$$Vt = \frac{\pi \cdot ht}{3} (R^2 + R \cdot r + r^2)$$

$$H = 450 \text{ m} \quad R = 77,5 \text{ m} \quad r = 44,5 \text{ m}$$

Figura 109. Cálculo de volume final de ambas as cavernas superpostas pela equação do tronco de cone

Fonte: Elaboração própria.

Depois que a caverna é concluída injeta-se o gás metano pelo revestimento localizado no topo da caverna e extrai-se a salmoura através do tubo localizado na base da caverna. A figura 110 mostra o processo de remoção da salmoura pelo gás metano, ilustrando os três estágios da caverna ao término da construção. A caverna preenchida por salmoura, com parte da salmoura parcialmente substituída pelo gás natural e preenchida pelo gás natural, permanecendo ainda na base da caverna fluido sintético e salmoura remanescente.

Substituição da salmoura pelo gás metano

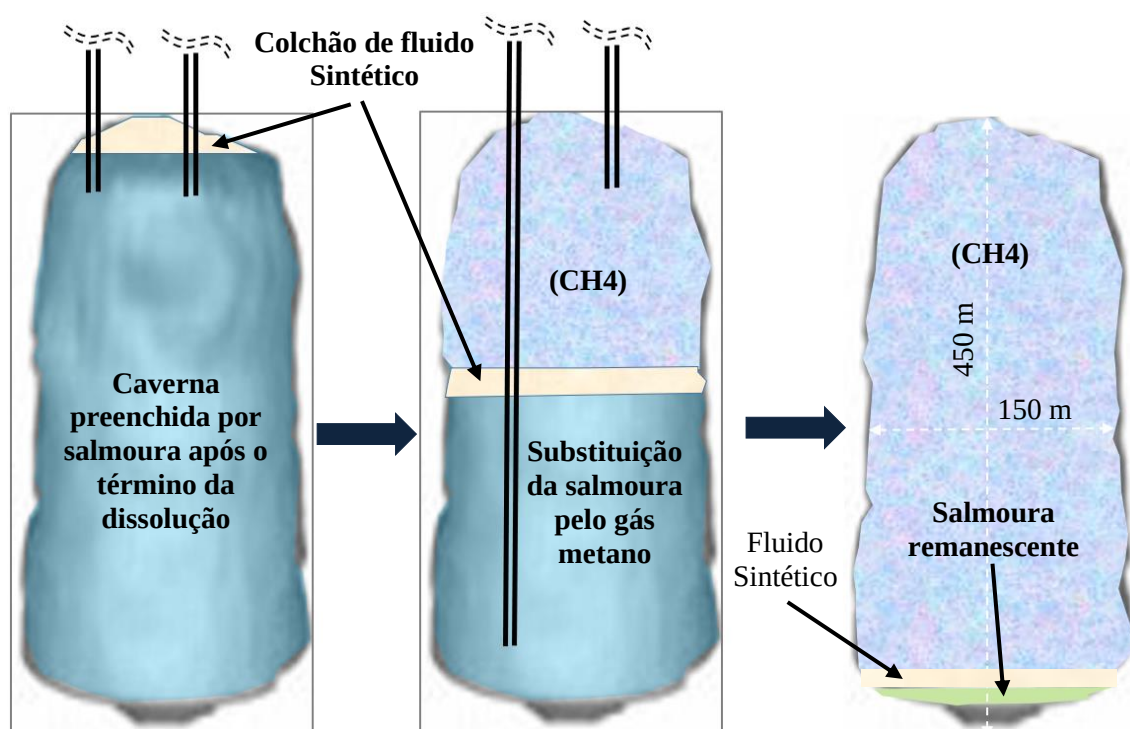


Figura 110. Estágios de situação da caverna após a construção

Fonte: Elaboração própria.

No domo salino selecionado, considerando-se um pilar de separação entre cavernas de 750 m, estima-se ser possível a construção de 14 cavernas, considerando os possíveis limites dos flancos do domo salino, os quais não estão bem delimitados no mapa utilizado. Essa quantidade de cavernas possui um potencial total de gás de trabalho de $14 \times 918.852.550 \text{ m}^3 = 12.863.935.700 \text{ m}^3 \approx 13$ bilhões de m^3 de gás natural. A figura 111 mostra uma possível disposição para as cavernas e a posição de uma plataforma de controle. No topo de cada caverna seria construída uma jaqueta leve para suportar uma sonda de workover, e compressores de gás. O processo de dissolução poderia ser conduzido com um sistema de bombas instalado na plataforma central de controle da estação de estocagem de gás natural offshore. Esse domo salino apresenta ainda uma morfologia especial para esse tipo de aplicação, como pode ser observado o topo é quase plano e a espessura de sal se mantém constante em quase toda a projeção vertical da sua delimitação superior.

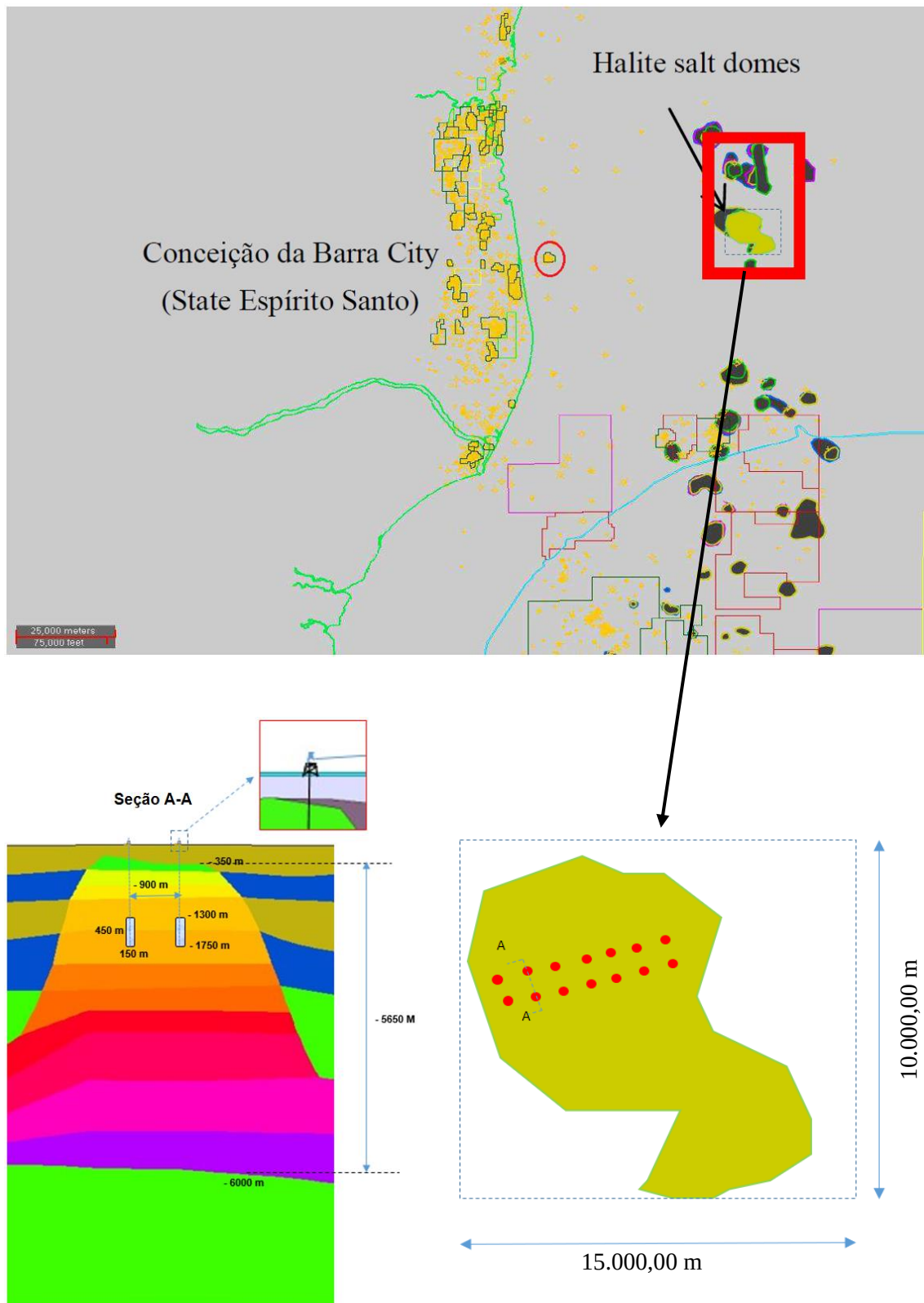


Figura 111. Estação de estocagem de gás natural offshore na Bacia do Espírito Santo.

Fonte: Elaboração própria com base em COSTA *et al.* (2015).

9 Conclusões e Sugestões para Estudos Futuros

A presente tese demonstrou o aspecto estratégico e a viabilidade técnica de se constituir grandes estoques subterrâneos de gás natural em cavernas de sal *offshore* no Brasil, cumprindo com o objetivo primordial de avaliar o potencial nacional de utilização dessa tecnologia.

As cavernas de sal oferecem vantagens operacionais em relação a outras tecnologias de estocagem geológica de gás natural, tais como campos de petróleo e gás exauridos e aquíferos: garantem maior velocidade de entrega do gás, altas taxas de injeção e retirada; o gás de trabalho pode ser circulado diversas vezes por ano; e fornece um acondicionamento do gás com condições excelentes, atribuindo-se uma maior segurança geológica e operacional em comparação aos demais.

Essa tese demonstrou que a introdução de uma ESGN na rede de gasodutos brasileira traria diversos benefícios para a gestão dos mesmos, quais sejam: realizar políticas de longo prazo para importação de GNL, que atualmente é adquirido no mercado *spot* a um custo muito elevado; reduzir significativamente o custo de armazenamento de GN, que é atualmente realizado em navios metaneiros a um valor muito elevado de diária de afretamento; contribuir para uma melhor gestão da rede de gasodutos, reduzindo a necessidade de novos investimentos e da pressão interna dos gasodutos durante a operação, possibilitando o descongestionamento dos mesmos; possibilitar o escoamento da produção do pré-sal na impossibilidade da utilização das rotas de gasodutos, como também o seu descongestionamento; aumentar a segurança de abastecimento das térmicas ao evitar sua exposição ao mercado *spot* de GNL; resolver o problema do descasamento entre o comando da ONS para o despacho das térmicas e o prazo médio necessário para a chegada de uma carga de GNL no Brasil; e, por fim, aumentaria a segurança de abastecimento de gás natural no Brasil, contribuindo para consolidação de políticas de incentivo e estruturação do mercado de GN, o que possibilitaria um melhor planejamento dos consumidores industriais e do segmento de geração de energia elétrica.

O aumento da segurança de abastecimento daria base para constituição da infraestrutura *backup* do setor elétrico brasileiro, tão necessário para mitigar o risco hidrológico da

matriz nacional para sustentar a entrada das fontes de geração alternativas e intermitentes de energia elétrica. Devido a grande contribuição que essa tecnologia poderia trazer para a indústria de gás nacional, em setembro de 2015 a ANP realizou um seminário com a finalidade de difundir a atividade, contextualizar sua aplicação no Brasil e obter informações sobre experiências de agentes do setor e suas expectativas de exercício da atividade no Brasil. O seminário contou com a participação de entes governamentais, representantes da academia e empresas com experiência no exercício da atividade (ANP, 2015).

Estocagem subterrânea de gás natural e hidrocarbonetos em cavernas de sal é uma atividade madura e largamente utilizada principalmente em países desenvolvidos e de clima frio. A sua aplicação em ambiente *offshore* nunca foi realizada. Entretanto, uma vez que o Brasil possui longo histórico de atuação no desenvolvimento de exploração de campos de petróleo *offshore* esta opção apresenta-se como um desafio viável, uma vez que muitas tecnologias já existem ou terão que ser apenas adaptadas.

Conforme foi demonstrado, existe um domo salino de halita offshore, localizado na bacia sedimentar do Espírito Santo, a cerca de 50 km da cidade de Conceição da Barra em uma lâmina d'água de 50 m. Esse local possui condições geológicas ideais para instalação de um cluster de cavernas para armazenamento de gás natural, sendo esse domo composto majoritariamente de halita, sem intercalações de rochas sedimentares não solúveis e sais de maior mobilidade como a carnalita e a taquidrita. Sua localização geográfica também apresenta boa atratividade logística, uma vez que próximo ao litoral passa uma extensão da rede brasileira de distribuição de gás natural, com 3 opções de UPGN. Além disso, entre o litoral e o local onde estão situados os domos salinos, está localizado o campo de Cação, que possui uma tubulação de transporte de GN ligada ao GASENE, o que pode ser um facilitador para o desenvolvimento do projeto.

No que se refere ao estudo do *cluster* de cavernas, os resultados indicam que as cavernas gigantes de 450 metros de altura e 150 m de diâmetro, separadas por pilares com 750 m de largura são tecnicamente viáveis sob o ponto de vista geomecânico. As cavernas na pressão máxima podem armazenar $1.447.688.550 \text{ m}^3$ de gás natural e na pressão mínima (8.500 kPa) $528.836.000 \text{ m}^3$, o que garante um volume de “gás de trabalho” de $918.852.550 \text{ m}^3$.

O gás de trabalho nas duas cavernas propostas é de 1.837.705.100 m³, equivalente ao armazenamento de 22 navios de GNL.

O domo salino selecionado na Bacia do Espírito Santo é perfeito para a construção de um armazenamento subterrâneo de gás natural em cavernas de sal aberto por dissolução. Tem um enorme volume de sal, perto da costa, em águas rasas, apenas 50 m, e com uma forma perfeita para acomodar este tipo de estação. Considerando-se um pilar de separação entre cavernas de 750 m, o domo salino tem a capacidade de suportar a construção de 14 cavernas, o que significaria um volume total de gás de trabalho de 13 bilhões m³. Esse domo salino poderia ser uma grande estação de estocagem subterrânea de gás natural offshore, podendo ser operado por mais de uma operadora.

A utilização de cavernas gigantes para armazenamento de hidrocarbonetos não é uma aplicação nova. Nos Estados Unidos, existem cavernas gigantes de sal para armazenar petróleo bruto no *Strategic Petroleum Reserve*. A inovação tecnológica deste estudo é utilizar cavernas dessa dimensão para armazenar gás natural em ambiente *offshore*.

Durante o tempo de lixiviação das cavernas, toda a infraestrutura necessária para operação do sistema poderá ser construída, tal como: a unidade de processamento *onshore*; a instalação dos gasodutos, tubulações, cabos elétricos e umbilicais de comunicação que ligam as plataformas *offshore* com o terminal *onshore*. As cavernas podem ser desenvolvidas por etapas até atingir o volume geométrico final. Ambas as cavernas podem operar com um tamanho menor por um período, dependendo da demanda por armazenamento de GN.

As plataformas fixas instaladas em águas rasas sobre cada caverna, com profundidade de 50 m, suportarão as fases de lixiviação e operação. Estas plataformas podem acomodar uma planta de perfuração para o desenvolvimento e manutenção das cavernas e compressores. A energia elétrica será fornecida através de cabos submarinos de uma subestação elétrica terrestre.

O projeto do cluster de cavernas é suportado por mais de 40 anos de experiência de projetos realizados para a mina de potássio de Sergipe e estudos de estabilidade de cavernas abertas por dissolução da Salgemas Mineração para produção de salmoura. Ao mesmo tempo vários projetos já foram realizados para introduzir a estocagem de gás natural em cavernas de sal em terra ou no mar no Brasil. As análises também se

basearam em estudos realizados para o armazenamento de gás natural e CO₂ em domos salinos nas bacias de Santos (águas profundas).

Com certeza, a realização desse empreendimento significaria um salto estratégico para o país que, até a presente data, ainda não utilizou essa tecnologia que já é usada no mundo desde a década 1950.

As sugestões de trabalhos futuros descritas abaixo estão listadas por ordem de importância:

1. Estudar o fluxograma lógico de administração da operação de estocagem subterrânea de gás natural, com ou sem confinamento definitivo de CO₂, em cavernas de sal abertas por dissolução em domos salinos *offshore*, em águas rasas e águas ultra-profundas. A estrutura lógica deverá incluir a operação das cavernas com alinhamento à rede de escoamento de gás natural do Brasil e com as operações de produção de hidro-cabornetos *offshore*. A partir do fluxograma lógico será possível a criação de um simulador supervisor de operação das cavernas para uso no Brasil;
2. Estudar a viabilidade econômica de se instalar o *cluster* de cavernas no local selecionado, levando-se em consideração a infraestrutura de transporte e tratamento de gás natural existente no campo de Cação e no litoral do município de Conceição da Barra no Estado do Espírito Santo. Também deve ser analisada a viabilidade técnica / logística de se utilizar a infraestrutura existente com esse propósito;
3. Aprofundar os aspectos de construção e operação das cavernas empregando os manuais existentes sobre as melhores práticas e segurança operacional de instalações de estocagem subterrânea de GN em cavernas de sal (API 1170 e API 1171), delimitando os principais elementos de atenção do projeto da Instalação de uma ESGN *offshore* no Brasil; e
4. Identificar os elementos críticos da tecnologia de estocagem *offshore* de gás natural em cavernas de sal para classificá-los quanto à sua maturidade tecnológica através de metodologias pré-existentes na indústria de P&G, como *Technology Readness Level* (TRLs). A classificação pela aplicação do nível de TRL permitirá identificar as seguintes situações: gaps tecnológicos que precisam ser desenvolvidos; necessidade de adaptação de tecnologias existentes; e

identificação de restrições técnicas para o desenvolvimento do sistema no local estudado.

5. Analisar a aplicação de cavernas de sal para confinamento por tempo indeterminado de mistura gasosa com alto teor de contaminantes, como por exemplo dióxido de carbono (CCS).

10 Referências Bibliográficas:

- ABEGÁS. Rio de Janeiro: Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/>. Acesso em: 02/01/2014.
- ABIQUIM, 2014. Indicadores de Desempenho – indústrias químicas. São Paulo.
- ABREU, P.L., MARTINEZ, J.A., 2003, *Gás Natural, o combustível do novo milênio*. 2 ed. Porto Alegre: Plural Comunicação.
- AIE, 2002, *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*. Paris, 273 p.
- ALIMONTI, C., 2004, “Transporting natural gas by sea”. In: *Encyclopaedia of hydrocarbons*. [s.n.], cap. 7. Disponível em: <http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Scienza_applicate/enciclopedia/inglese/inglese_vol_1/pag855-878Ing3.pdf>. Acessado em: 10 Nov. 2017
- ANDREAS, R., MICHAEL, K., HARTMUT, T., 2010, “Importance of Sonar Surveying in the Monitoring and Operation of Natural Gas Caverns”, *Geologia*, Tom 36, Zeszyt 3, pp. 419-430.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2009a, *Evolução da indústria brasileira de gás natural: aspectos técnico-econômicos e Jurídicos*. Rio de Janeiro.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2009b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acessado em: 13 Jan. 2015.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2017, *Infraestrutura de produção e movimentação de gás natural*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/anuario-estatistico/2017/Cartogramas/C2.3.jpg>. Acessado em: Julho / 2017.

- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2017, Unidades de Processamento de Gas Natural do Estado do Espírito Santo. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/anuario-estatistico/2017/Cartogramas/C2.3.jpg>. Acessado em: 14 Jun. 2017.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2011a, *Boletim Mensal do Gás* – junho de 2011. Rio de Janeiro.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2011b, *Nota Técnica: Análise da Regulamentação, da Estrutura da Indústria e da dinâmica de formação de Preços do Gás Natural no Brasil*. pp.14-16, 31-33.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2012, *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2013a, *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis*.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2013b, *Décima segunda rodada de licitação*, Apresentação de Rodrigo Fernandez. Disponível em <<https://www.brasil-roundsdata.anp.gov.br/relatoriosbid/Empresa/VencedorasDesktop>>. Acessado em: 08/01/2014.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2013c, *Regras para utilização de fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais*. Rio de Janeiro.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2013d, *Prospects for Natural Gas and the ANP Multi-Year Plan of Geology & Geophysics, Brazil 12th Round*. Presentation. Magda Chambriard.

- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2015, *Seminário de Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN)*. Seminário. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/palestra/3299-seminario-de-estocagem-subterranea-de-gas-natural-esgn>. Acessado em: 18/02/2018
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2017, *Dados estatísticos*. Disponível em < <http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos> >. Acessado em: 17 Jul. 2017.
- API - AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2015a, *API Recommended Practice 1170: Design and Operation of Solution-mined Salt Caverns Used for Natural Gas Storage*.
- API - AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2015b, *API Recommended Practice 1171: Functional Integrity of Natural Gas Storage in Depleted Hydrocarbon Reservoirs and Aquifer Reservoirs*.
- API-INGAA. *Underground Natural Gas Storage: Integrity & Safe Operations*. USA, 2016
- APPI, C.J., IYOMASA, W.S., GORAIEB, L., 2005, *Estocagem subterrânea de gás natural: tecnologia para suporte ao crescimento do setor de gás natural no Brasil*”, Páginas e Letras Editora Ltda, 1 edição, São Paulo, Brasil.
- ARGONNE NATIONAL LABORATORY FOR THE U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE, 1999, *An Introduction to Salt Caverns & Their Use for Disposal of Oil Field Wastes*. Contract W-31-109-Eng-38, setembro.
- ASSIS, A.P.D., 2015, *Estudo bidimensional de cavernas em rochas salinas para armazenamento de gás*. M.Sc. dissertation, Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental. BAXTER, I., 2010, “Modular GTL as an Offshore Associated Gas Solution”. *Deep Offshore Technology Conference 2010*. Amsterdam.
- BOLETIM INFOPETRO, 2007, *Qual o Papel do Gás Natural na Indústria Energética Brasileira? Grupo de Economia da Energia*. Instituto de Economia – UFRJ. Disponível em:

http://infopetro.files.wordpress.com/2010/02/2007_setout_petrogas.pdf. Acessado em: 12 Ago. 2016.

BP - BRITISH PETROLEUM, 2016, *BP Statistical Review of World Energy*. Londres, Inglaterra.

BRADSHAW, R.L., MCCLAIN, W.C., 1971, “Project Salt Vault: A Demonstration of The Disposal of High- Activity Solidified Wastes in Underground Salt Mines”, ORNL-4555, April.

BRASIL, 2009. *Lei Nº 11.909, de 4 de março de 2009*: Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. D.O.U, Brasília, 5 de março de 2009. Seção 1, p. 1.

BRASIL, 2014. 11º Balanço Completo do Programa de Aceleração do Crescimento 2 (PAC 2) - (2011-2014). Brasília, 2014.

BRITISH GEOLOGICAL SURVEY, 2012, *Underground natural gas storage in the UK*. Disponível em: <<http://www.bgs.ac.uk/research/energy/undergroundGasStorage.html>>. Acessado em: 12 Jan. 2015.

CAMARGO, T.R.M., 2014, ANP. Apresentação no curso do PPE/COPPE/UFRJ: indústria de gás natural aspectos regulatórios, econômicos e jurídicos. Rio de Janeiro, 2014

LIMA, C.G., 2014, *Estocagem Subterrânea de Gás Natural: Um estudo do potencial dos campos depletados da Bacia do Recôncavo*. M.Sc dissertation, Universidade Técnico de Lisboa, Lisboa, Portugal.

CECCHI, J.C., DUTRA, L.E.D., SZKLO, A., *et al.*, 2001, “Indústria Brasileira de Gás natural: Regulação Atual e Desafios Futuros”, *Séries ANP*, n. 2, Rio de Janeiro.

CECCHI, J.C., MATHIAS, M., 2009, “Terminales exhibles de GNL: la experiencia regulatoria de Brasil”. *XIII Reunión Anuala Iberoamericana de la Energía* - Cuzco, Peru.

- CEDIGAZ, 2013, *The Underground Gas Storage & LNG Storage Market in the World*. 3 ed. França.
- CEDIGAZ, 2014, *The Underground Gas Storage & LNG Storage Market in the World*. 4 ed. França.
- CEDIGAZ, 2016, *The Underground Gas Storage & LNG Storage Market in the World 2015-2035*. 6 ed. França.
- CNI - CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA, 2010, *A indústria e o Brasil: gás natural: uma proposta de política para o país*. Brasília: CNI.
- CNI - CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA, 2014, *Gás natural: uma alternativa para uma indústria mais competitiva*. Rio de Janeiro: CNI.
- COLOMER, M., 2013, “Falta de diretrizes e incertezas ameaçam a entrada de novos agentes no setor de gás”. *Boletim Infopetro*. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://infopetro.wordpress.com/2013/11/18/falta-de-diretrizes-e-incertezas-ameacam-a-entrada-de-novos-agentes-no-setor-de-gas/>. Acessado em: 03 Mai. 2016.
- CONFORT, M.J.F., 2006, “Estocagem Geológica de Gás Natural e Seus Aspectos Técnicos e Regulatórios Internacionais”, Master dissertation, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- COSTA, A.M., 1978, *Elasto-plastic Dynamic Analysis of Short Duration Transients Including the Effects of Soil-Fluid-Structure Interaction*. MSc. dissertation, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- COSTA, A.M., 1984, *Uma Aplicação de Métodos Computacionais e Princípios de Mecânica das Rochas no Projeto e Análise de Escavações Subterrâneas Destinadas à Mineração Subterrânea*. PhD dissertation, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- COSTA, A.M., 1995, “Simulação do Comportamento de Fluência do Painei D1 e Câmara Experimental C1D1, Dimensionamento do Painei de Lavra para a Camada Inferior de Silvinita da Mina de Potássio de Taquari-Vassouras-Sergipe, Relatórios RT-CVRD002/95 e RT-CVRD004/95”. *Relatórios Emitidos pelo Consultor à CVRD*, Mar-Jun.

- COSTA, A.M., 1995, *Análise da Influência da Espessura de Laje de Silvinita e Carnalita Sobrejacente à Taquidrita em Inibir a Fluência da Taquidrita*. Relatório técnico emitido pelo consultor à CVRD, RT-CVRD003/95, abril.
- COSTA, A.M., 1998, Evaluation of the Behavior of the Mining Panel I5 of the Taquari-Vassouras Potash Mine », rt-cvrd 06/98 [1998], « Reassessment of the Behavior of the Mining Panel I5 of the of the Taquari-Vassouras Potash Mine », rt-cvrd 01/1999 [1999], Companhia Vale do Rio Doce
- COSTA, A.M., 2011, *O desafio do Pré-sal. Seminário sobre o Pré-sal. Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)*. Apresentação em Congresso, março.
- COSTA, A.M., FAIRHURST, C., 1985, “Comparison of Numerical Modelling with Predictions from Lab. Tests & Field Observations of Deformations in a Potash Mine in Sergipe Brazil”. *26th U.S. Symposium on Rock Mechanics*.
- COSTA, A.M., MELO, P.R.C., 1992, “Stress Analysis and Sizing of Caverns Mined by Dissolution of Halite of the Evaporitic Basin at the State of Alagoas in Brazil”. *Solution Mining Research Institute, Fall Meeting, Houston, Texas, October 19-22*.
- COSTA, A.M., POIATE, E.J., FALCÃO, J.L., 2005, “Triaxial creep tests in salt applied in drilling through thick salt layers in Campos Basin-Brazil”. *Proceedings of the SPE Annual Drilling Conference, Amsterdam*.
- COSTA, A.M., MEDEIROS, F.A.S., FONSECA, C.F.H. *et al.*, 2000, “Drilling Through Long Salt Intervals in Campos Basin-Brazil”. *8th World Salt Symposium, The Hague, Netherlands, May 7–11*.
- COSTA, A.M., AMARAL, C.S., POIATE JR., E. *et al.*, 2011, “Underground Storage of Natural Gas and CO₂ in Salt Caverns in Deep and Ultra-deep Water Offshore Brazil”. *Beijing: 12th International Congress on Rock Mechanics – ISRM 2011-Harmonizing Rock Engineering and the Environment, outubro, pp. 16-21*.
- COSTA, A.M., AMARAL, C.S., POIATE JR., E. *et al.*, 2014a, “CAVERNS & STORAGE: Storage caverns in salt formations”. *World Tunnel Congress, Tunnels for Energy, Iguassu Falls, Brazil, 9-10 May*.

- COSTA, A.M., COSTA, P.V.M., AMARAL, C.S. *et al.*, 2015a, “Computer Modeling Applied in the Design of Salt Caverns for Natural Gas Storage”, *Mechanical Behavior of Salt VIII* (May), pp. 26-28.
- COSTA, A.M., POIATE JR, E., AMARAL, C.S. *et al.*, 2012, “Underground storage of natural gas and CO₂ in salt caverns in deep and ultra-deep water offshore Brazil”.
- QIAN, X., Zhou, Y. (eds.). *12th International Society for Rock Mechanics. Harmonising Rock Engineering and the Environment*. 1ed.London: Taylor & Francis Group, v. 1, pp. 1569-1664.
- COSTA, A.M.« Simulation of the Creep Behavior of Panel D1 and Experimental Gallery C1D1 », rt-cvrd 02/95 [1995], « Evaluation of the Behavior of the Experimental Panel D1 and Experimental Room C1D1 », rt-cvrd 04/97 [1997], Companhia Vale do Rio Doce
- COSTA, P.V.M, COSTA, A.P.A.M., AMARAL, C.S. *et al.*, 2015b, “Armazenamento Subterrâneo de CO₂ e Gás Natural em Cavernas de Sal Offshore em Águas Ultra-Profundas”. *3º Congresso Brasileiro de CO₂ na Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis*, IBP, Rio de Janeiro, Brasil.
- COSTA, P.V.M., 2013, *Uso estratégico de espaço subterrâneo para a estocagem de gás em cavernas abertas por dissolução de rocha salina*. M.Sc. dissertation, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, Brasil.
- COSTA, P.V.M., ROEHL, D.M., COSTA, A.M. *et al.*, 2014b, “Underground salt caverns opened by solution mining for brine production and storage of natural gas”, *SBMR*, Goiania, Specialized Conference.
- COSTA, P.V.M., COSTA, A.M., SZKLO, A. *et al.*, 2017, “UGS in giant offshore salt caverns to substitute the actual Brazilian NG storage in LNG vessels”, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 46, pp. 451-476.
- COSTA, A.M., AMARAL, C.S., POIATE JR., E. *et al.*, 2015c, “Sensitivity study of the finite element modeling applied in the closure analysis of the Pre-Salt wells in Brazil”, *Mechanical Behaviour of Salt VIII*, Rapid City, South Dakota School of Mines & Technology, 26-28 May, USA.

- COSTA. A.M., AMARAL, C.S., POIATE JR., E., 2015d, “Hydrocarbons production and storage through offshore underground salt caverns”, *Mechanical Behaviour of Salt VIII*, Rapid City, South Dakota School of Mines & Technology, 26-28 May, USA.
- COSTA. A.M., COSTA, P.V.M., AMARAL, C.S. *et al.*, 2015e, “Rock Mechanics and Computer Modeling Applied in the Design of Underground Salt Caverns opened by solution mining for Brine Production and Natural Gas Storage”, *Mechanical Behaviour of Salt VIII*, Rapid City, South Dakota School of Mines & Technology, 26-28 May, USA.
- DANILO, D.S., RODRIGUES A.P., 1997, “A regulação das indústrias de rede: o caso dos setores da infra-estrutura energética”. *Revista de Economia Política - UFRJ*, v. 17, n. 3 (Set), pp. 71.
- DAUB, German Tunnelling Committee, 2017, “The Nüttermoor underground natural gas storage”. Disponível em: <http://www.daub-ita.de/en/tunnel-projects/deutschland/the-nuettermoor-underground-natural-gas-storage/> Acessado em: 15/12/2017
- DUARTE, V.S., 2012 *Teoria da decisão aplicada ao planejamento do sistema hidrotérmico brasileiro*. PhD dissertation, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- EIA, 2016, *Data: Underground Natural Gas Storage Capacity - (Capacity in Million Cubic Feet)*. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_stor_cap_dcu_NUS_a.htm. Acessado em: 19 Ago. 2016.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2012. *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás*. Rio de Janeiro.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014c. *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do País – PEMAT*. P 159, 193, 202. Rio de Janeiro.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014d, *20º Leilão de Energia Nova A-5*. Resumo Vencedor. Rio de Janeiro.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015, *Infraestrutura de Gasodutos de Transporte no Brasil*. Disponível em: http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/MAPA%20G%C3%A1s%20Natural_EP_E%202015.pdf. Acessado em: 07 Ago. 2017.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015, Mapa com a localização da tubulação do GASENE em todo o Brasil. Disponível em: http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/MAPA%20G%C3%A1s%20Natural_EP_E%202015.pdf. Acessado em: 21 Jun. 2017.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017, *Anuário Estatístico de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro, 2017.

EPE-BEN, 2012, *Balanço Energético Nacional: Ano base 2011*. Rio de Janeiro.

EPE-BEN, 2014, *Balanço Energético Nacional: Ano Base 2013*. Rio de Janeiro, pp 23, 45-46.

EPE-BEN, 2015, *Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014*. Brasília, Distrito Federal.

EPE-BEN, 2016, *Balanço Energético Nacional 2016*, ano base 2015. June 2013. Rio de Janeiro, Brasil.

EPE-BEN, 2017, *Balanço Energético Nacional 2017*, ano base 201. June 2013. Rio de Janeiro, Brasil.

ERLICH, I., BRAKELMANN, H., 2007, “Integration of Wind Power into the German High Voltage Transmission Grid”. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, IEEE, 24-28 June, Tampa, FL, USA.

FABIO A.D., SZKLO, A.S., GARAFFA, R., 2016, “Análise da Opção de Importação de GNL pelo Brasil e Perspectivas Futuras Compras”. *Rio Oil&Gas 2016*, 24-27 de outubro.

FGV SP - FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS DE SÃO PAULO, 2013, *O Futuro Energético e a Geração Nuclear*. São Paulo: julho.

- FGV/CERI, 2016a, *Regulação do transporte de gás natural no Brasil*. Elaboração: FGV/CERI. Disponível em: <http://ceri.fgv.br/regulacao-em-numeros/2016/transporte-de-gas-natural-no-brasil>. Acessado em: 19 Abr. 2017.
- FGV/CERI, 2016b, *Transporte de Gás Natural no Brasil*. Disponível em: <http://ceri.fgv.br/regulacao-em-numeros/2016/transporte-de-gas-natural-no-brasil>). Acessado em: 17 Mar. 2017.
- FOLGA, S., PORTANTE, E., SHAMSUDDIN, S., *et al.*, 2016. *U.S Natural Gas Storage Risk-Based Ranking Methodology and Results*.
- FRAYNE, M.A., MRAZ, D.Z., 1991, “Calibration of a Numerical Model for Different Potash Ores”. *7th International Congress on Rock Mechanics*, Aachen/Deutschland.
- FREIFELD, B., OLDENBURG, C., JORDAN, P. *et al.*, 2016, “Well Integrity for Natural Gas Storage in Depleted Reservoirs and Aquifers”, *NETL Technical Report Series*, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: Morgantown, WV.
- FREIRE, J.L.F. (ed.), 2009, *Engenharia de Gasodutos*. ABCM, Rio de Janeiro, Brasil.
- GATEWAY STORAGE COMPANY LIMITED, 2010, *Gateway Gas Storage Project, Offshore Environmental Statement Addendum*, Revision 01, dezembro.
- GATEWAY, 2010, *Apresentação: Salt Cavern Gas Storage - East Irish Sea*. UK.
- GATEWAY, 2017, *Site oficial*. Disponível em: <http://www.gatewaystorage.co.uk/>. Acessado em: 10 Jun. 2017.
- GID, *The Personal pre and post processor developed by International Center for Numerical Methods in Engineering*, CIMNE, Technical University of Catalonia (BarcelonaTech). Disponível em: www.cimne.com. Acessado em: 10 Out. 2017.
- GORAIEB, C.L., ALTMANN R.G., DA SILVA C.P. *et al.*, 2004, “Estocagem Subterrânea de Gás Natural: Um estudo de viabilidade voltado para a complementação do sistema elétrico interligado brasileiro”. *3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – IBP*, outubro/2005, Salvador, Brasil.

- GRANADA, L.J.S., 2017, *Logística de transporte de gás natural no Pré-Sal brasileiro: Modelo de otimização*. M.Sc. dissertation, UNICAMP, Campinas, Brasil.
- HUNT, J.D., FREITAS, M.A.V., PEREIRA JR., A.O., 2014, *Combinação de Hidrelétricas Reversíveis Sazonais com Hidroelétricas em Cascata*. Rio de Janeiro, 2014.
- IBP-UFRJ, 2017, *Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas*. Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia.
- IEA - International Energy Agency – IEA, 2012a, *Oil Supply Security: Emergency Response of IEA Countries*. Paris.
- IEA - International Energy Agency, 2012b, *Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy: Outlook Special Report on Unconventional Gas*.
- IEA - International Energy Agency, 2012c, *IEA Statistics: Natural Gas information*. Paris, 2012.
- IGU - INTERNATIONAL GAS UNION, 2015, *World Gas Conference: Natural Gas Facts & Figures*. Paris, França.
- IGU - INTERNATIONAL GAS UNION, 2016, *World LNG Report 2015*. Disponível em: <www.igu.org>. Acessado em: 11 Jun. 2017.
- IGU - INTERNATIONAL GAS UNION, 2012, *Glossário dos principais termos técnicos relacionados com a Estocagem Subterrânea de Gás*. Disponível em: <<http://www.bgs.ac.uk/research/energy/undergroundGasStorage.html>>. Acessado em: 10 Fev. 2012.
- IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2011, *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014, *Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects*. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, pp. 659-708.

- POITARE JR., E. P, 2012, *Rock Mechanics and Computing Mechanics for the project of oil wells in salt deposits*. Phd dissertation, PUC-RIO, Rio de Janeiro, Brasil.
- LAZARIDIS, L.P., 2005, “Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability”. *Electrical Engineering*. Ph.D dissertatiton, School of Electrical Engineering (EES).
- LUCENA, A.F.P., 2010, *Proposta metodológica para avaliação da vulnerabilidade às mudanças climáticas globais no setor hidroelétrico*. PhD. dissertation. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- MANSSON, L., MARION, P., JOHANSSON, J., 2006, “Demonstration of the LRC Gas Storage Concept in Sweden”. *23rd World Gas Conference*, Proceedings & Committee Reports, IGU, Amsterdam.
- MARITIME, W, 2014, *First ever cng carrier to be classed by abs*. Disponível em: <http://worldmaritimenews.com/>. Acessado em: 13 Dez. 2017.
- MARTINS, L.A., 2012, *Dimensionamento de uma estocagem de gás natural sob incerteza de demanda e preço de GNL*. M.Sc. dissertation, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2016, *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Nº 10, 27, 66, 74, 82, 89, 90, 91, 92, 93, 94. Janeiro de 2008 a Janeiro de 2015. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Último acesso em 14 Abr. 2015.
- EPE, 2015, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Brasília.
- MOHRIAK, W., SZATMARI, P., ANJOS, S.M.C., 2008, *SAL - Geologia e Tectônica - Exemplos nas Bacias Brasileiras*. 1. ed. Beca Edições Ltda.
- MOKHATAB, S., MAK, J.Y., VALAPPIL, J.V., *et al.*, 2013, *Handbook of Liquefied Natural Gas*. [S.l.]: Elsevier.
- MOTTA, R.F., 2015, *Uso de gás natural em navios de apoio: infraestrutura de abastecimento*. Rio de Janeiro, Brasil.

- MUNSON, D.E., DAWSON, P.R., 1991, “Salt constitutive modeling using mechanism maps”. *Proc. First Conf. The Mechanical Behaviour of Salt*, Trans Tech Publications, pp. 717-737, Pennsylvania State University, USA.
- MUNSON, D.E., DEVRIES, K.L., 1991, “Development and Validation of a Predictive Technology for Creep Closure of Underground Rooms in Salt”. *7th International Congress on Rock Mechanics*, v.. 1, pp.127-134, Aachen/Deutschland.
- MUNSON, D.E., TORRES, T.M., BLANKENSHIP, D.A., 1989, “Early results from the thermal/structural in situ test series at the WIPP”. *Rock Mechanics: Key to Energy Production*, U. S. Rock Mechanics Symposium.
- NEIVA, J., 1997, *Conheça o Gás Natural*. 1 ed. Rio de Janeiro: Editora Grifo.
- NUNES, P.D.V.C., 2010, *Potencial de Armazenamento Subterrâneo em Cavidades Salinas de Gás Natural em Portugal*. M.Sc. dissertation, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal.
- OLIVEIRA, A., 2010, “Energy Security in South America: The Role of Brazil”. *Series on Trade and Energy Security, International Institute for Sustainable Development*, Winnipeg, Manitoba, Canada.
- PEREIRA, F.L.G., FIRME, P., ROEHL, D., *et al.*, 2016, “Probabilistic assessment of casing failure of a typical pre-salt wellbore under salt dissolution conditions”, 50th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 26-29 June, Houston, Texas ARMA.
- PETROBRAS (2016) Apresentação Polo Pré-Sal da Bacia de Santos: a Consolidação de uma infraestrutura Produtiva. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/download/3657> . Acessado em: 12/03/2018
- PETROBRAS, 2016, *Fatos e Dados: FPSO Cidade de Maricá entra em operação no pré-sal da Bacia de Santos*. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/instalamos-o-setimo-sistema-de-producao-do-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>. Último acesso em: 19 Fev. 2017.

- PETROBRAS, *Fatos e dados: Consumo de gás: resposta ao Globo*. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/consumo-de-gas-resposta-ao-globo.htm>. Acessado em: 15 Ago. 2017.
- PHMSA – U.S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, 2015, *Underground Natural Gas Storage: Facility Locations*. Disponível em: <https://primis.phmsa.dot.gov/ung/locations.htm> Acessado em: 15/01/2018
- PIRES, M.C.P., 2000, *Regulação e Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica: Uma Análise Contratual*. M.Sc. dissertation, IE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- POIATE JR., E., COSTA, A., FALCÃO, J., 2006, “Well design for drilling through thick evaporite layers in Santos Basin – Brazil”. *Proceedings of the IADC/SPE Drilling Conference*, Miami, Florida, USA.
- POIATE JR., E., COSTA, A.M., COSTA, P.V.M. *et al.*, 2015, “Computer modeling applied in the design of underground salt caverns opened by solution mining for natural gas storage”. *SALTMECH8*, Rapid City, Mechanical behavior of salt.
- PORTALMARÍTIMO. *Petrobras Anuncia Obras da Rota 3 do COMPERJ para 2018*. Disponível em: <https://www.portamaritimo.com/2017/10/28/petrobras-anuncia-obras-da-rota-3-do-comperj-para-2018/>. Acessado em: 10 Dez. 2017.
- PPSA - PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A., 2016, *O polígono do pré-sal: o reservatório, as potencialidades e a atuação da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)*. Apresentação Ger. Executivo Hercules da Silva, Salvador, 26 setembro 2016.
- PRYSMA-E&T, C., 2014, “O pré-sal Brasil: Relevância para o Brasil e para o mundo. 7º Congreso Internacional Bolivia Gas & Energia, Jul/2014, Rio de Janeiro, Brasil.
- SANTOS, S.P., LEAL, J.E., OLIVEIRA, F., 2010, “The Development of a Natural Gas Transportation Logistics Management System”, *Energy Policy*, v. 39. pp. 4774-4784.
- SILVA, I.J.M., 2015, *Análise de Estabilidade e Deformação da Cavidades em Evaporitos pelo Método dos Elementos Finitos*. PhD. dissertation, UFPE, Recife, Brasil.

SMI CONFERENCE. *Gas Storage*, Londres, junho 28-29, 2010.

SABERIAM, A., 1984. SALGAS USER'S MANUAL, Volume 1 and 2; Solution Mining Research Institute, Clarks Summit, PA.

TBG - TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL S.A., 2015, *Gasoduto Bolívia-Brasil: Informações Técnicas do Lado Brasileiro*. Rio de Janeiro.

TBG - TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL S.A., 2016, *Informações à ANP*. Disponível em <http://www.tbq.com.br> e http://www.tbq.com.br/pt_br/a-tbg/informacoes-a-anp.htm. Acessado em: 09 Jan. 2016.

THOMAS, J.E, 2001, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2ª edição. Rio de Janeiro: Editora Interciência. THOMS, R.L., GEHLE, R.M., 2000, *A Brief History of Salt Cavern Use*. College Station, Texas, USA.

TIRATSOO, E.N. *Natural Gas, a Study*. 2ª ed. Beaconsfield, Inglaterra: Scientific Press Ltd., 1972. 399 p.

US GOVERNMENT, 2016, *Ensuring Safe and Reliable Underground Natural Gas Storage: Final Report of the Interagency Task Force on Natural Gas Storage Safety*.

VAN SAMBEEK, L.L., 1992, "Dilatancy of Rock Salt in Laboratory Tests", *SMRI Meeting*, Fall meeting, October 18-21, Houston, Texas, USA.

WANG, X., ECONOMIDES, M., 2009, *Advanced Natural Gas Engineering*. GULF Publishing Company, Houston, Texas. Disponível em: https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=mXeJAQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=WANG+Advanced+Natural+Gas+Engineering&ots=uKpWCLVc0P&sig=q5UqJcpvQ5E0N8UHCyKy6U6_tU8#v=onepage&q=WANG%20Advanced%20Natural%20Gas%20Engineering&f=false

Acessado em: 15 Jan. 2016.

WEBER, P.D., RUDEEN, D.K., LORD, D.L, 2014, *SANSMIC Validation*. Sandia Report, SAND2014-16980, August 2014.

WINDÉN, B., CHEN, M., OKAMOTO, N., *et al.*, 2013, “An Investigation into the Logistical and Economical Benefits of using Offshore Thermal Power in a Future CCS Scheme”, *Energy Procedia*, v. 37, pp. 2997-3004

ZANARDO, C., 2015, *Projeto ALPHA – rota 4: desafios para desenvolvimento de infraestrutura*. Apresentação realizada no 16 Seminário de Gás Natural. Instituto Brasileiro de Petróleo. Rio de Janeiro.

APÊNDICE I

Definições sobre alguns conceitos importantes sobre estocagem subterrânea de gás.

As informações descritas abaixo foram retiradas da dissertação de COSTA (2013).

Estocagem Subterrânea em Operação: Instalações de estocagem nas quais já é possível injetar e retirar gás.

Projetos de Novas Estocagens: Desenvolvimento de novos projetos de estocagem subterrânea, não relacionados a armazenamentos já existentes.

Capacidade de Estocagem: Capacidade total de um sítio de estocagem subterrânea relacionada com o volume de gás útil armazenável, com as taxas de injeção e retirada.

Inventário: Volumes totais de gás útil e gás de base estocados em um armazenamento subterrâneo de gás natural.

Volume de Gás de Base ou Gás de Colchão: Volume de gás necessário em um campo de estocagem tanto por razões gerenciais/operacionais, como para manter uma pressão mínima no reservatório que seja capaz de adequar a entrega de gás útil ao perfil de retirada requerido (demanda). Em cavernas, esse volume de gás de base é requerido, também, por razões de estabilidade. O volume de gás de base pode ser constituído de gásrecuperável ou não, bem como de volumes de gás injetado.

Volume de Gás Útil: Volume de gás em um local de estocagem acima do nível projetado para o volume de gás de base, que pode ser injetado/retirado com instalações subterrâneas e de superfície (poços, tubulações etc.), sujeitas a limitações normativas e técnicas (pressão, velocidade etc.). Dependendo das condições locais, (taxas de injeção e retirada, horas de operação etc.) o volume de gás útil pode ser totalmente substituído em mais de um ciclo por ano (ver Capacidade Cíclica Anual).

Taxa de Retirada: Taxa (vazão) na qual o gás pode ser retirado de uma estocagem subterrânea, tendo como base as instalações de superfície e subsuperfície, bem como limitações das mesmas.

Perfil de Retirada: Dependência entre a taxa de retirada e o volume de gás útil. O perfil de retirada e o tempo (horas de utilização) requeridos para a retirada de gás natural são significativos para o projeto das instalações de estocagem subterrânea de gás natural. O perfil de retirada comumente é constituído de período em que a taxa é constante (platô) seguido de períodos de taxas declinantes (ver “Taxa Nominal de Retirada”).

Taxa de Pico de Retirada: Taxa máxima (vazão) de gás útil que pode ser retirado em função das instalações de superfície e subsuperfície e de suas limitações técnicas. Essa taxa máxima é normalmente alcançada quando a estocagem conta com seu volume máximo de gás útil, ou, em outras palavras, quando o armazenamento subterrâneo se encontra na sua máxima pressão permitida. O termo “Taxa de pico de retirada” também é conhecido como “máxima taxa de entrega”.

Taxa Nominal de Retirada: Taxa de retirada que representa a capacidade de entrega de instalações de superfície e de subsuperfície disponíveis além de um período-platô de retirada. Essa taxa corresponde à taxa do período com perfil de retirada constante.

Taxa de Retirada do Último Dia: Taxa de retirada que pode ser exercida, tendo como base as instalações de superfície e subsuperfície e suas limitações, quando o reservatório de estocagem ou caverna possui volume de gás útil próximo à taxa de retirada. Em outras palavras, quando o volume a ser retirado está próximo a corresponder ao gás de base.

Taxa de Injeção: Taxa (vazão) na qual gás pode ser injetado em uma estocagem subterrânea, tendo como base as instalações de superfície, subsuperfície e suas limitações técnicas.

Perfil de Injeção: Dependência entre a taxa de injeção e o volume de gás útil. O perfil de injeção e o tempo (horas utilizadas) necessários para a injeção são significativos para o projeto das instalações de estocagem subterrânea de gás natural. O perfil de injeção pode incluir um período de taxas declinantes próximas à máxima pressão de estocagem.

Capacidade de Ciclos Anuais: Número de ciclos em que o gás útil é totalmente reciclado, por injeções e retiradas, no período de um ano.

Capacidade de Estocagem Não Desenvolvidas: Capacidades de estocagem que poderiam ser desenvolvidas em uma estocagem subterrânea de gás natural existente, por

meio de, por exemplo, injeção adicional de gás, aumento da pressão máxima de estocagem, diminuição da pressão mínima de estocagem, instalações adicionais (poços, compressores, etc.).

Poço de Estocagem: Poço completado para injeção e/ou retirada de gás.

Poço de Observação: Poço completado para monitorar um determinado nível da estrutura geológica de estocagem (pressão, temperatura, saturação, nível de líquidos, etc.) e/ou os níveis acima e abaixo do mesmo.

Poços Auxiliares: Poços completados para propósitos diversos, tais como injeção de água.

Pressão Inicial do Reservatório: Condições iniciais de pressão encontradas em uma formação porosa antes de quaisquer alterações advindas das atividades de operação do reservatório, tais como, por exemplo, início da injeção de gás. A pressão inicial é registrada tendo como referência uma profundidade ou *datum* de referência do reservatório. Também é conhecida como “pressão de descoberta”.

Pressão Máxima de Estocagem Permitida: Pressão máxima em um determinado nível da estrutura geológica de estocagem ou caverna, que normalmente ocorre quando o armazenamento conta com seu máximo inventário de gás. Essa pressão é o resultado da engenharia geológica/técnica e deve assegurar a integridade do armazenamento. A pressão máxima é relacionada com uma profundidade (*datum*) e normalmente deve ser aprovada por autoridades.

Pressão Mínima de Estocagem: Pressão mínima do nível subterrâneo de estocagem ou da caverna, normalmente alcançada ao final da fase de declínio do perfil de retirada. A pressão mínima está relacionada com uma profundidade referenciada (*datum*). A pressão mínima de cavernas é baseada em investigações geomecânicas e é determinada para garantir sua estabilidade, bem como deve ser aprovada pelas autoridades.

Pressão de Profundidade (*Datum*): Profundidade vertical de referência do nível poroso da estocagem, normalmente reportada em relação ao nível do mar, usada para normalização e correlação da pressão no reservatório. Em cavernas, a pressão máxima deve ser projetada e aprovada para assegurar a estabilidade.

Profundidade do Topo da Estrutura/Profundidade do Teto da Caverna: Profundidade vertical mínima entre a superfície e o topo da estocagem/teto da caverna.

Rocha de cobertura da Estocagem porosa: Formação rochosa selante para o gás que está acima do nível poroso do reservatório. Essa rocha forma uma capa selante que impede a migração do óleo ou gás para a superfície ou para fora da estrutura geológica de armazenamento.

Contenção (ou integridade de uma instalação de estocagem subterrânea): Capacidade de um reservatório de estocagem, caverna ou completação de um poço de estocagem de resistir a vazamentos ou migrações de fluidos neles contidos. Também é conhecida como integridade de um sítio de estocagem.

Fechamento/Selagem: Distância vertical entre o topo da estrutura e o “ponto de vazamento”.

Ponto de Vazamento: Ponto estrutural no interior de um reservatório, onde hidrocarbonetos poderiam vazar e/ou migrar para o exterior da estrutura de estocagem.

Extensão aérea da Estrutura de Estocagem: Área de subsuperfície da formação de estocagem definida até a extensão máxima de saturação de gás. Esse limite é usualmente definido pelo contato gás/água.

Convergência da Caverna: Redução do volume geométrico das cavernas causado, por exemplo, pelo salt creeping. A redução anual do volume geométrico da caverna é expressa pela taxa de convergência.

APÊNDICE II

Breve histórico sobre o conhecimento acumulado acerca do comportamento de fluência das rochas evaporíticas no Brasil

Conforme descrito no artigo apresentado por (COSTA, 2017), no *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, as cavernas cujo projeto é detalhado na presente tese, devem ser construídas preferencialmente em um domo salino de halita pura, *offshore* ou em terra, atendendo aos critérios de logística e de geomecânica. O depósito de sal de halita “pura”, deve estar livre de intercalações de rochas sedimentares não solúveis, como folhelhos, siltitos, arenitos, etc, e de sais de maior mobilidade como a carnalita e taquidrita.

As rochas evaporíticas carnalita e taquidrita desenvolvem, no tempo, taxas de deformação por fluência sensivelmente maiores que o da halita. No caso específico da taquidrita, cerca de duas ordens de grandeza, superior ao da halita (COSTA *et al.*, 2017). Ao mesmo tempo são muito solúveis em presença da água. Se essas rochas estão presentes no maciço hospedeiro das cavernas, ocorrerão instabilidades de parede e rápidos fechamentos das cavernas nessas camadas com o tempo, tornando as mesmas inadequadas para uma estocagem de hidrocarbonetos sob altas pressões.

Caso ocorram intercalações de rochas sedimentares ou rochas evaporíticas, como a anidrita, não sujeitas ao fenômeno de fluência, essas rochas com tempo, sofrem fissuras ou formam batentes no interior das cavernas que podem destruir as tubulações de operação das cavernas ou causar instabilidade das paredes. Essas intercalações também podem induzir fuga de gases ou fluidos porque, como não estão sujeitas ao fenômeno de fluência, concentram tensões com o tempo e ao mesmo não sofrem o fenômeno favorável da halita de auto cicatrização.

A figura 112 mostra fotos de amostras das rochas salinas encontradas com maior frequência nas bacias evaporíticas das regiões nordeste, norte e sudeste do Brasil e que exercem maior influência sobre a estabilidade de escavações subterrâneas ou poços de petróleo executados nessas jazidas.

O gráfico da figura 113 mostra uma comparação de resultados de ensaios triaxiais de fluência realizados sobre corpos de prova de halita, carnalita e taquidrita. Verifica-se que a taquidrita desenvolve, com o tempo, taxas de deformação por fluência duas ordens de grandeza superior ao da halita, para as mesmas variáveis de estado temperatura, pressão de confinamento e tensão desviatória.



Silvinita
 $\text{NaCl} \cdot \text{KCl}$



Halita
 NaCl



Carnalita
 $\text{MgCl}_2 \cdot \text{KCl} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$



Taquidrita
 $\text{CaCl}_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$

Figura 112. Resultados de ensaios triaxiais realizados em corpos de prova de halita, carnalita e taquidrita

Fonte: COSTA *et al.* (2017).

Variáveis de estado: Pressão de confinamento = 10 Mpa;
Tensão desviatória = 10 Mpa; Temperatura = 86 °C

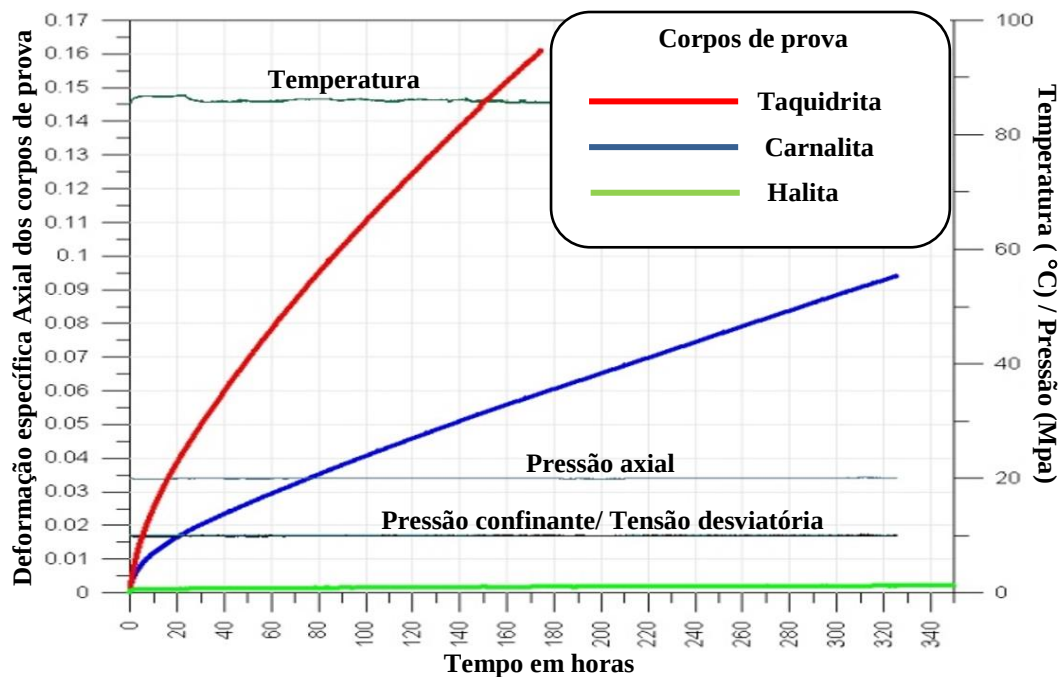


Figura 113. Comparação de resultados de ensaios triaxiais de fluência realizados sobre corpos de prova de Halita, Carnalita e Taquidrita

Fonte: MOHRIAK *et al.* (2008).

O primeiro e único empreendimento que teve como desafio realizar escavações subterrâneas adjacentes às rochas taquidrita e carnalita é a mina subterrânea convencional de extração de potássio do estado de Sergipe, localizada na Fazenda de Taquari-Vassouras no Município de Rosário do Catete.

Utilizando da família de simuladores COVES, desenvolvidos pelo Professor Alvaro Maia da Costa, no final da década de 70 e cujos resultados foram usados na dissertação de sua tese de doutorado (COSTA, 1984), técnicos da Companhia Vale do Rio Doce, com o suporte técnico do Prof. Alvaro, viabilizaram a lavra da camada inferior da silvinita sobrejacente à taquidrita. Com esse objetivo foi aplicado o método denominado de “observacional ou auscultação geomecânica” das escavações, que compara

resultados de simulação numérica com medições de campo, permitindo a avaliação da estabilidade das escavações, retro-alimentando o projeto geomecânico das escavações.

O método observacional na mina de potássio de Sergipe teve início com a lavra do painel experimental D1, sobrejacente à camada de taquidrita, cujas escavações foram iniciadas em fevereiro de 1988.

Figura 114 mostra a elevação do chão em uma das galerias da mina devido à presença de taquidrita.

Ruptura do piso das galerias e câmaras de lavra

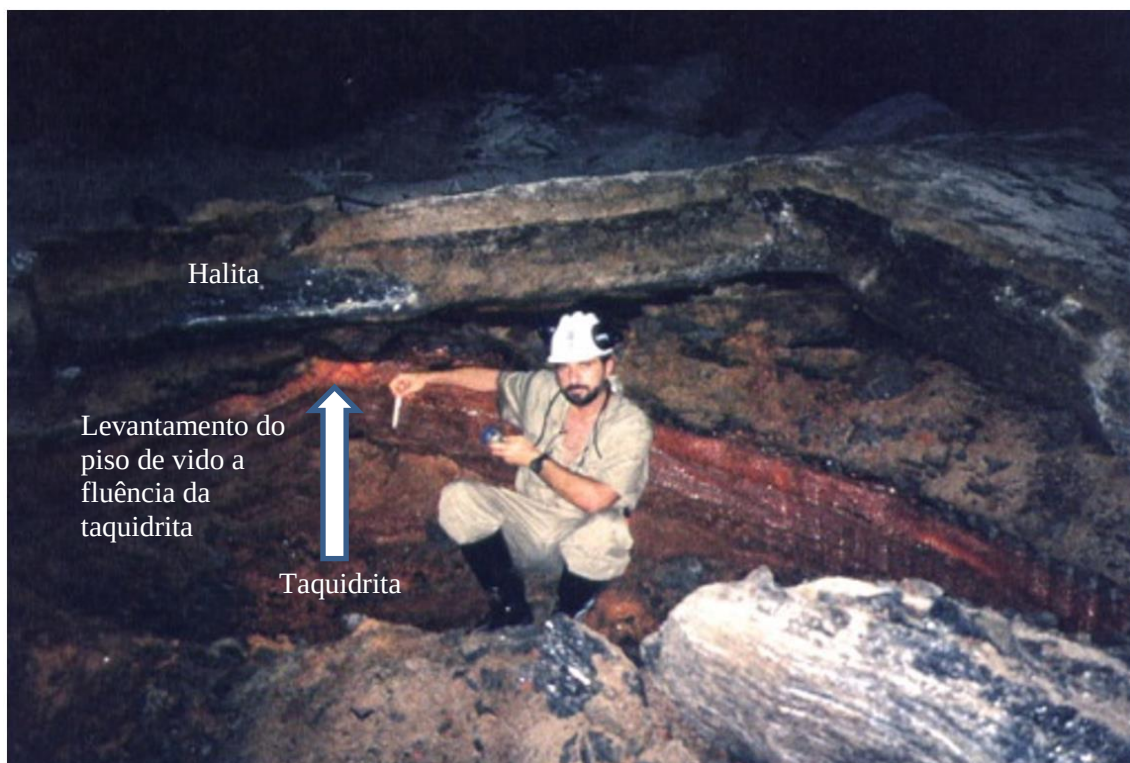


Figura 114. Foto do engenheiro Alvaro Maia demonstrando o efeito do comportamento de fluência de taquidrita nas escavações de uma mina de potássio

Fonte: COSTA (1995, 1998), COSTA *et al.* (2014) e INALDO (2015).

A figura 115 mostra uma imagem do complexo industrial de Taquari Vassouras para processar o minério de potássio após a extração. O complexo industrial está acima da área central da mina a 450 m abaixo.



1- Depósito de entrega de potássio

2- Planta de processo

3- Shaft de produção (saída de ar e elevador de minério)

4- Shaft de serviço (entrada de ar fresco e elevador de homens e equipamentos)

5- Planta de britagem primária

Figura 115. Imagem do Google Earth do Complexo Industrial da Usina de Processo de Potássio

Fonte: Google Earth (2017).

Os resultados obtidos com o painel experimental D1 foram aplicados no projeto geomecânico de diversos painéis de lavra escavados sobre a taquidrita em toda mina, a qual em dezembro de 2016, possuía mais de 480 km de escavações realizadas, incluindo galerias de desenvolvimento, câmaras de lavras, silos subterrâneos, câmaras de refrigeração e escavações destinadas à infra-estrutura operacional da mina, como oficinas , garagens, escritórios etc.

A mina de Taquari-Vassouras é hoje um sucesso de pesquisa científica aliada a boas práticas de engenharia, em operação por mais de 35 anos, produzindo 500.000 tons de potássio fertilizante (KCl) por ano.

A figura 116 mostra o desenho do painel experimental e sua posição adjacente à área de contorno dos poços da mina. No painel experimental foi projetada e escavada uma galeria experimental denominada de galeria C1D1, onde se procurou verificar, com intensa modelagem numérica e comparação com resultados de instrumentação de campo, a interação da fluência da taquidrita com a escavações de lavra e a partir dessa comparação isolar os parâmetros para serem aplicados no restante da mina.

A figura 117 mostra uma foto da galeria experimental C1D1, preparada especialmente para aplicação do método observacional, com indicação dos instrumentos que foram utilizados nessa galeria (COSTA, 2017).

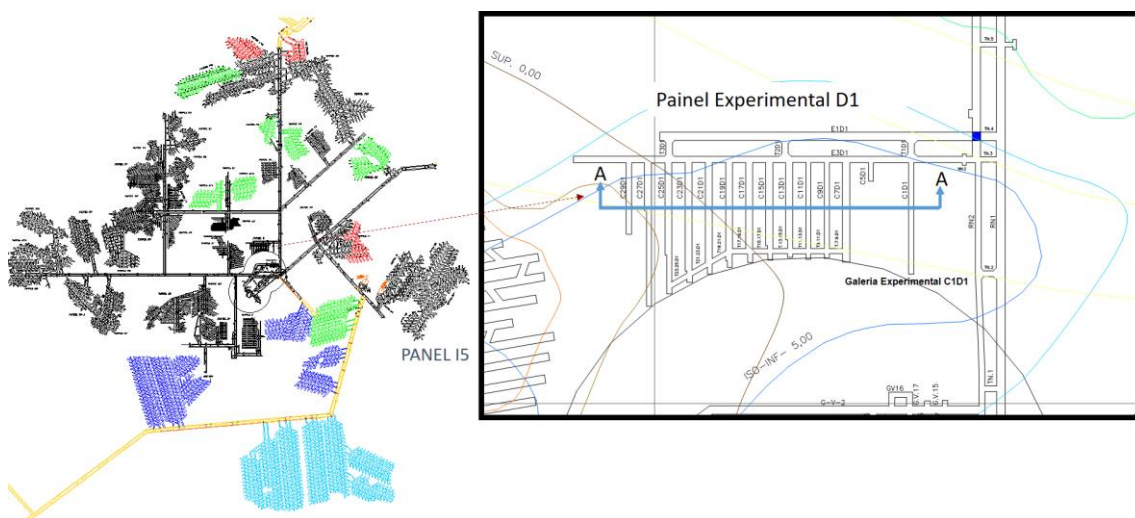
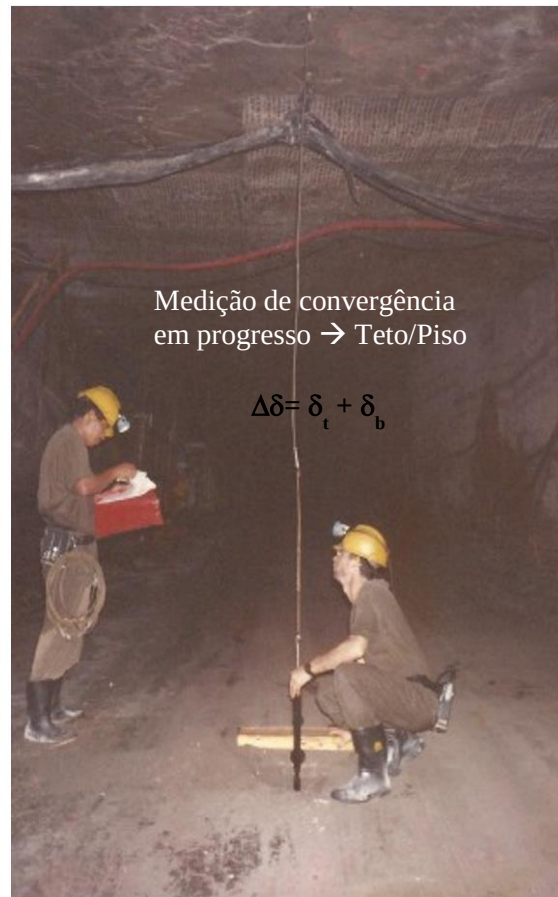


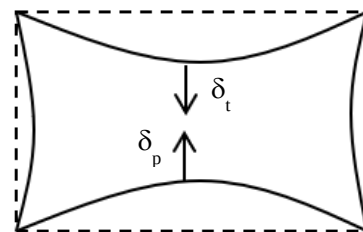
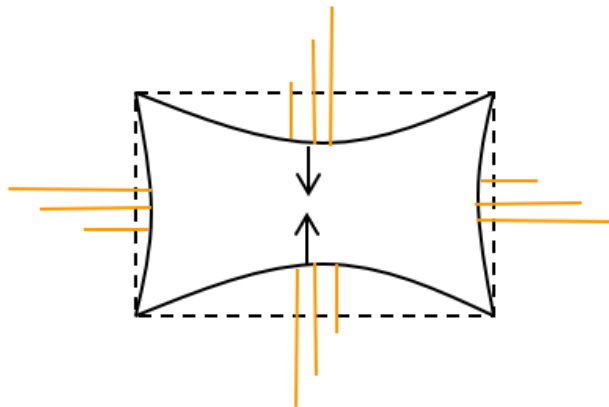
Figura 116. Painel Experimental D1 da mina de Taquari-Vassouras

Fonte: COSTA (2017).



Extensômetros

Medição de convergência



Medição de variação de Tensões

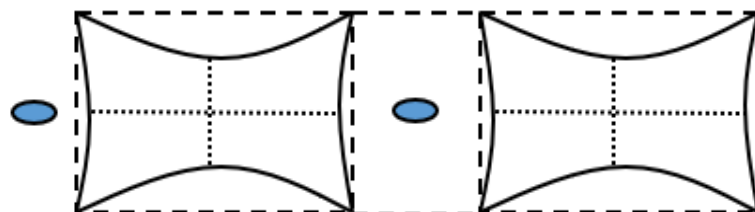


Figura 117. Foto da galeria experimental C1D1 com indicação dos instrumentos utilizados

Fonte: COSTA (2017).

A figura 118 mostra a foto de uma medição de convergência realizada na galeria experimental C1D1.



Figura 118. Medição de convergência realizada na galeria experimental C1D1

Fonte: COSTA (1980).

A galeria experimental foi escavada com máximo cuidado de modo a não danificar o perímetro escavado e afetar as deformações medidas na galeria. A galeria foi escavada com 100 m de comprimento em patamares, alterando-se a espessura de laje de silvinita sobrejacente à camada de taquidrita, de modo que fosse possível avaliar por retro-análise, pela aplicação do programa COVES 2 2D, a influência da espessura da laje de silvinita em reduzir a velocidade do levantamento do piso devido ao empurrão ascendente induzido pela fluência da taquidrita e ao mesmo tempo verificar o tempo a partir do qual passaria a ocorrer a perda de sua integridade estrutural. Nessa galeria,

foram instalados vários instrumentos, medindo-se a convergência, deslocamentos dentro do maciço e variação de tensões nas paredes.

Sobre a seção A-A indicada na figura 116 foi gerada a seção geológica vertical com detalhamento da estratigrafia da jazida de sal naquela região, a partir dos marcos geológicos de “tempo” e ciclos de evaporação dos diversos sais. Sobre essa seção geológica foi gerada a malha de elementos finitos utilizada na simulação numérica do comportamento da galeria C1D1 e do painel D1 pela aplicação do programa COVES 2.

A figura 119 mostra o modelo estrutural geomecânico gerado sobre a seção vertical transversal interessando a seção A-A indicada na figura 116.

A sequência de projeto mostrada para o painel experimental é o mesmo que será adotado no caso do dimensionamento das cavernas de sal *offshore* para estocagem de gás natural.

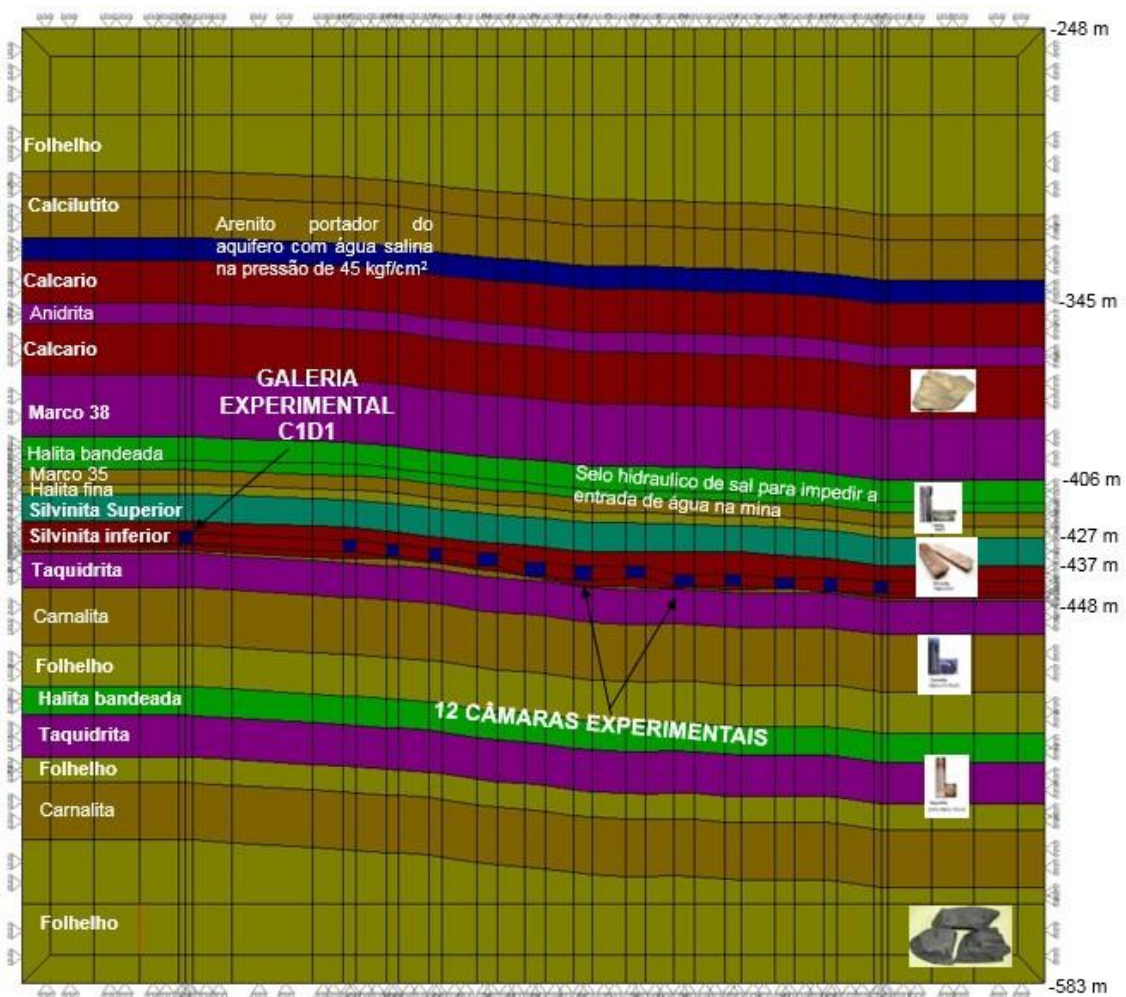


Figura 119. Modelo estrutural geomecânico construído sobre o corte vertical A-A indicado na figura 116.

Fonte: Adaptado COSTA *et al.* (2014) e SILVA (2015).

Sobre o modelo estrutural geomecânico é gerado o modelo em elementos finitos, figura 120, que é utilizado na simulação do comportamento do painel experimental pela aplicação do simulador COVE 2D.

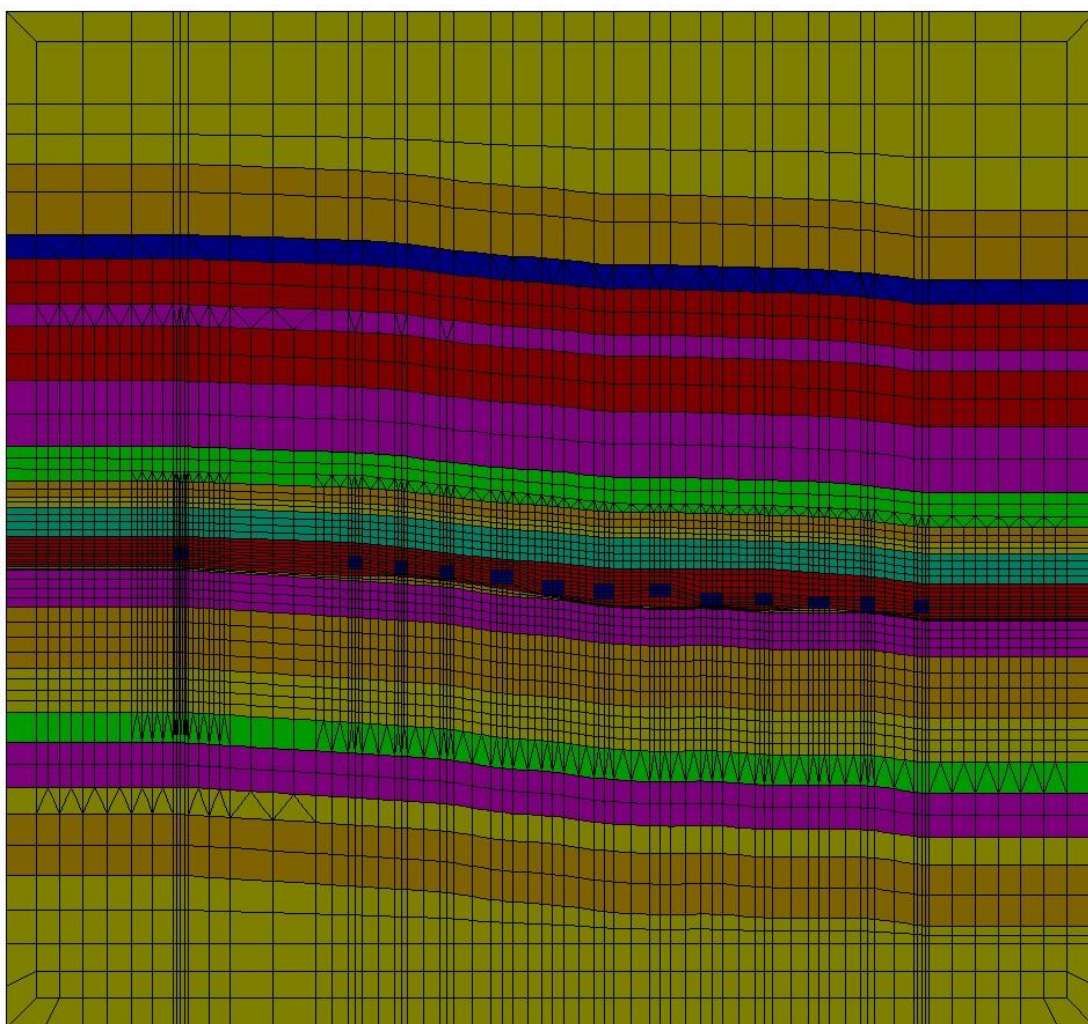


Figura 120. Malha de elementos finitos gerada sobre o painel experimental D1

Fonte: Elaboração própria com base em COSTA *et al.* (2014) e SILVA (2015).

Na figura 120, amplia-se o modelo de elementos finitos no entorno da galeria C1D1. Nesse modelo considera-se 2.60 m de espessura de silvinita e 1 metro de espessura de carnalita. Vários outros modelos foram gerados alterando-se essas espessuras. A figura 121 mostra o modelo de elementos finitos em três dimensões que foi usado pelo programa COVES 4, que é o COVES2 2D em três dimensões.

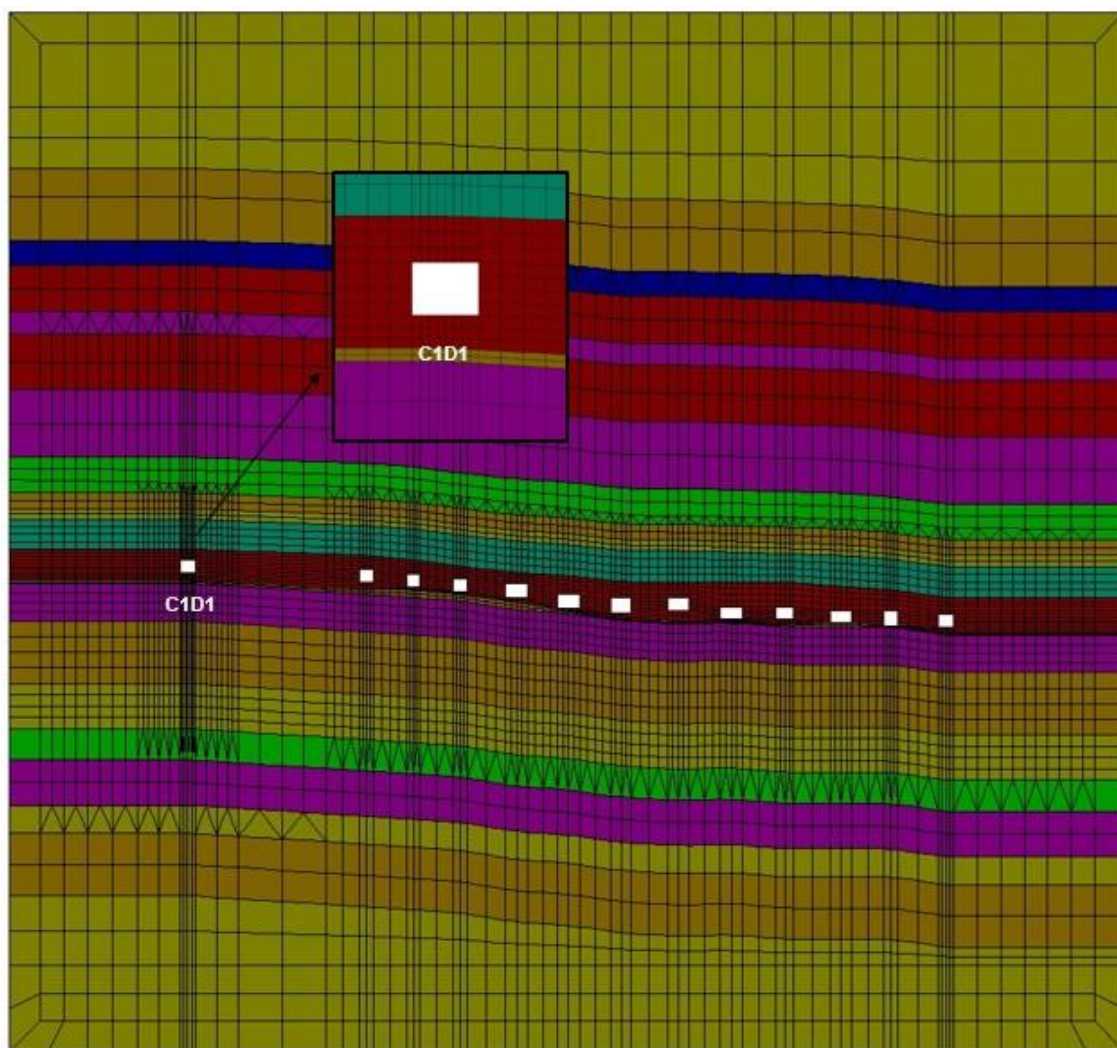
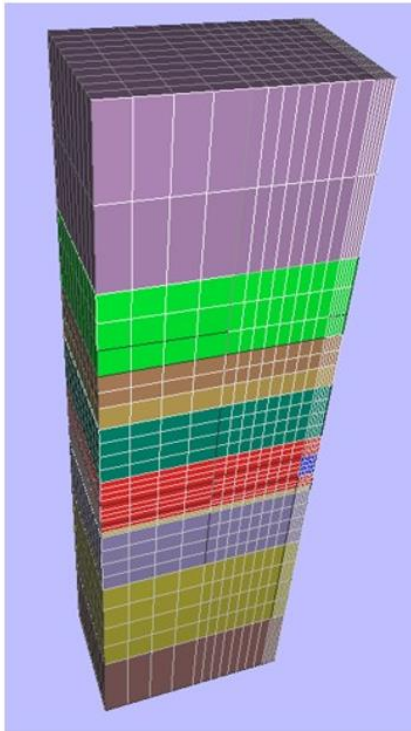


Figura 121. Modelo de elementos finitos. Detalhe da galeria C1D1

Fonte: Elaboração própria com base em COSTA *et al.* (2014) e SILVA (2015).



Modelo Simétrico

$$E = 5940$$

$$N = 27195$$

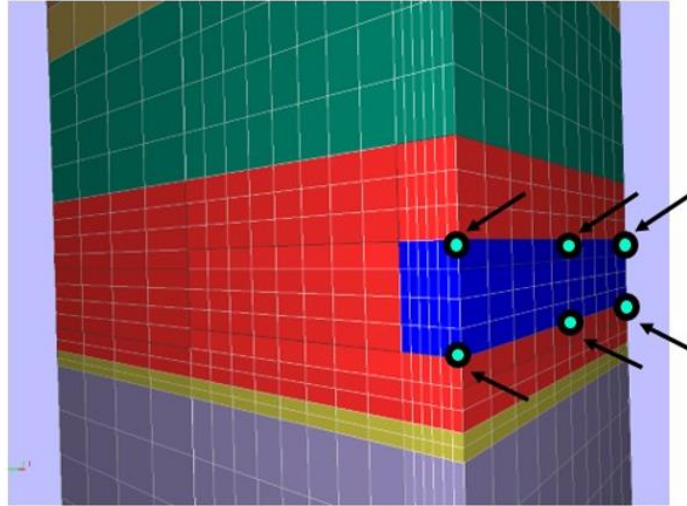


Figura 122. Modelo de elementos finitos 3D da galeria experimental C1 D1- aplicação do programa COVES 4

Fonte: Elaboração própria.

A figura 123 mostra a comparação dos resultados obtidos por simulação com os medidos no painel experimental, demonstrando a excelente aderência entre os resultados obtidos por simulação numérica com os medidos na mina.

RETRO-ANÁLISE DA 8 MEDIÇÕES DE CONVERGÊNCIA DA GALERIA
EXPERIMENTAL C1D1 DO PAINEL D1 DA MINA DE POTÁSSIO DE BERGHE
MODELO 8 DE ESTADO PLANO DE DEFORMAÇÕES E TRIDIMENSIONAL

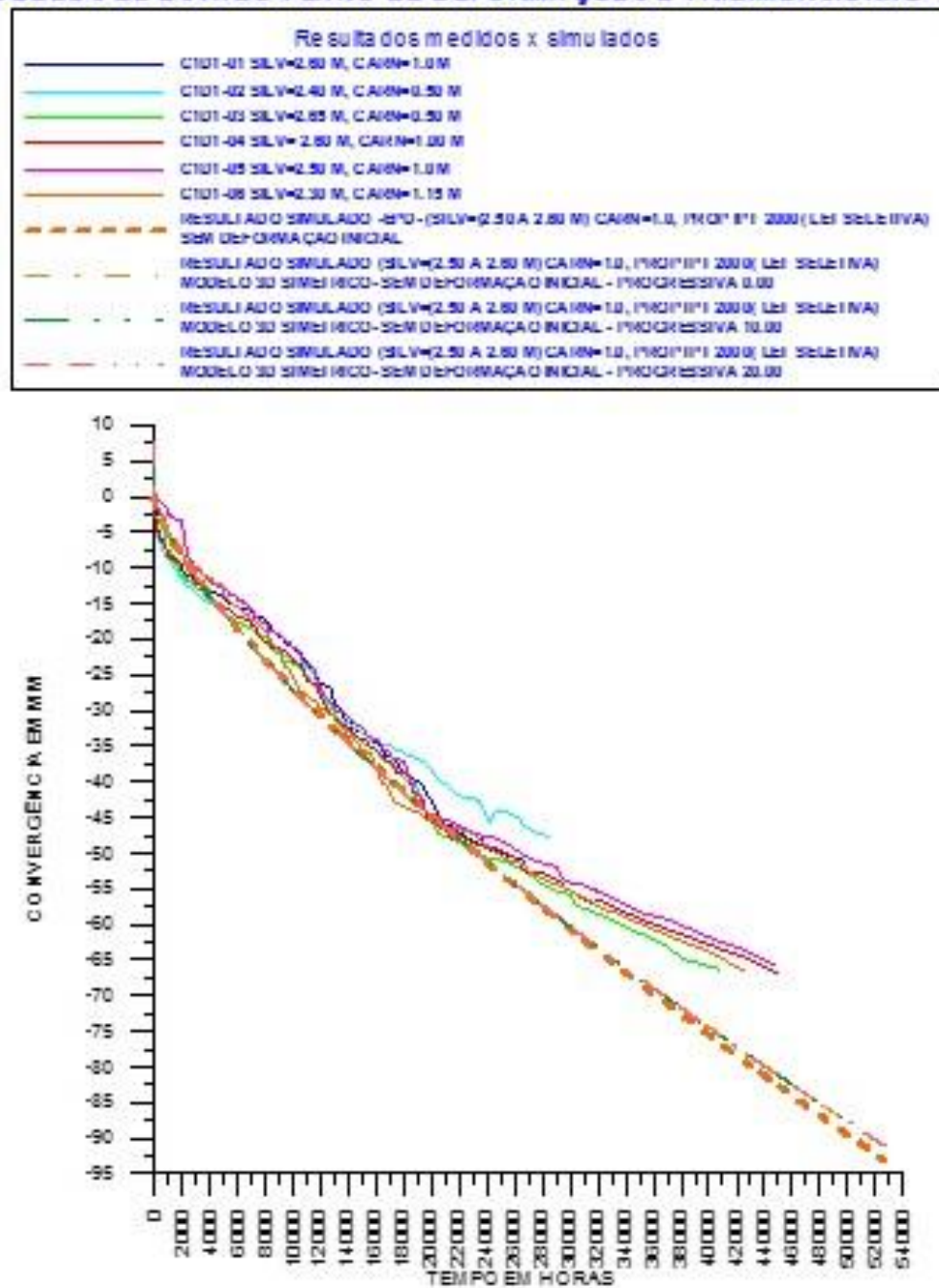


Figura 123. Comparação dos resultados obtidos por simulação numérica com os medidos no painel experimental D1 e galeria experimental C1D1

Fonte: COSTA (2017).

A comparação dos resultados de instrumentação de campo com os resultados obtidos por simulação numérica, pela aplicação da família de programas COVES, permitiu isolar as propriedades de fluência dos diferentes tipos de rochas salinas que foram aplicadas posteriormente nos projetos dos painéis de lavra da camada inferior de silvinita, viabilizando a mina de potássio de Sergipe, ampliando a vida da mina em mais de 35 anos.

Dentro do círculo de proteção dos poços de serviço e produção da mina, denominada de área de contorno dos poços, as escavações foram feitas com uso de explosivos. Com o objetivo de reduzir o custo com escoramentos foi conduzido um projeto experimental de captação de fogo e simulação das ondas de impacto produzidas pelos explosivos, pela aplicação do simulador DINEXP (COSTA, 1978). Para condução das simulações era necessário a obtenção das velocidades de propagação no sal das ondas compressoriais e cisalhantes (COSTA, 1984).

De posse desses dados determinou-se as constantes elasto-dinâmicas para os diferentes tipos de rochas salinas. Esses dados tornaram as simulações mais robustas e fieis aos resultados medidos na mina. Devido à fluência do sal a determinação das constantes elásticas a partir de ensaios de laboratório é na prática impossível.

Essas propriedades elasto-dinâmicas isoladas na mina acabaram se tornando um padrão internacional, usando como referências artigos publicados por COSTA *et al.* (2017).

A partir da aplicação do método observacional no painel experimental D1 e usando as propriedades elasto-dinâmicas, isolou-se um conjunto de propriedades mecânicas para as rochas salinas mais importantes encontradas na mina e que interagem com as escavações de lavra e desenvolvimento.

A tabela 8 mostra as propriedades determinadas a partir do método observacional para as variáveis de estado na mina, ou seja, temperatura média entre 43 °C e 45 °C e pressão litostática equivalente a uma coluna de rocha da bacia Evaporítica de Sergipe com espessura entre 450 m e 550 m.

Tabela 8. Propriedades de Mecânica das rochas das rochas salinas encontradas na Bacia Evaporítica de Sergipe.

Material	E (Mpa)	V
Silvinita	15742	0,33
Halita	20403	0,36
Carnalita	4020	0,36
Taquidrita	4920	0,33
Folhelho	18971	0,15
Carbonato	31044	0,24
Arenito	20696	0,15

Material	σ_0 (Mpa)	ϵ_0 (Ano)	n_1	n_2
Silvinita	10	0,0016	3	5,8
Halita	10	0,0016	3	5,8
Carnalita	8	0,0072	3	5,8
Taquidrita	10	0,2200	3	3

Fonte: Elaboração adaptada com dados de MOHRIAK *et al.* (2008).

As propriedades de resistência ao cisalhamento das rochas com comportamento frágil, ou seja, não sujeitas ao fenômeno de fluência foram obtidas a partir de uma compilação estatística realizada sobre resultados de ensaios de cisalhamento direto, protodiakonov e triaxiais, realizados sobre corpos de prova do poço GTP-23, que serviu de referência para escavação do “Shaft” de serviço da mina de potássio de Sergipe. As propriedades dessas rochas são também elasto-dinâmicas e foram obtidas a partir do perfil de sônico longo realizado também no poço GTP-23.

A tabela 9 resume todas as propriedades que serão usadas nas simulações do comportamento estrutural geomecânico das cavernas para as rochas com comportamento frágil e de cisalhamento direto da halita.

Tabela 9. Propriedades de resistência ao cisalhamento das rochas que interessam as escavações por dissolução das cavernas.

Litologia	E [15]. (kPa)	ν	Coesão (kPa)	ϕ	K_0	ψ
Solo	50000	0.25	150	20	1	---
Arenito	21097000	0.15	1100	32	1	---
Calcário	31646000	0.25	900	37	1	---
Conglomerado	15823000	0.25	1100	32	1	---
Folhelho	19339000	0.15	4800	22	1	---
Halita	20798000	0.36	3000	43	1	0.27

Fonte: Elaboração própria com dados de MOHRIAK *et al.* (2008).

APÊNDICE III

Sumário descritivo da modelagem computacional usada nos projetos geomecânicos das cavernas.

O projeto do *cluster* de cavernas estudado nesta tese utilizará a família de simuladores numéricos COVES (COSTA, 1984) em conjunto com o *software* de pré e pós processamento GID (GID, 2017). Apesar do conteúdo desse apêndice não estar vinculado à área de conhecimento do autor da presente tese, jugou-se necessário apresentar um sumário descritivo da formulação básica dos programas, de forma a lastrear tecnicamente os resultados obtidos. O rigor científico utilizado nas formulações matemáticas com as quais o programa de computador COVES foi desenvolvido, bem como a eficácia de sua aplicação para os desafios tecnológicos nos quais eles foram utilizados, em mais de 40 anos de aplicação bem sucedida em projetos de engenharia e geomecânica estrutural nas indústrias Civil, Mineração e Óleo & Gás, conforme apresentado no **Apêndice II - Breve histórico sobre o conhecimento acumulado acerca do comportamento de fluência das rochas evaporíticas no Brasil** – demonstram a sua efetividade (COSTA, 2017).

Por se tratar de simuladores científicos não comerciais, de autoria e propriedade do geocientista Prof. Alvaro Maia, considera-se fundamental que as leis constitutivas empregadas nos mesmos, bem como o processo de solução adotado nas equações de equilíbrio estrutural não linear no domínio do tempo, fiquem sumariamente conhecidas pelo leitor, porque afetam diretamente os resultados obtidos e decisões tomadas quanto às condições de estabilidade estrutural das cavernas e critérios de dimensionamento. Esses simuladores foram validados nas teses de mestrado e doutorado (COSTA, 1978, 1984).

As rochas duras com comportamento frágil, constituídas por calcários, calcilutitos, folhelhos, arenitos e anidritas, por exemplo, são analisadas segundo um modelo elasto/plástico, adotando-se o critério de escoamento plástico de Mohr-Coulomb para o estado multiaxial de tensões. Durante o escoamento plástico considera-se o comportamento isotrópico com lei associativa de plasticidade (COSTA, 1984).

EQUAÇÃO DE MOHR-COULOMB

$$f(\underline{\sigma}) = \sigma_m \cdot \sin(\phi) + \sigma_{ef} (\cos(\theta) - 1/\sqrt{3} \cdot \sin(\theta) \cdot \sin(\phi)) - c \cdot \cos(\phi) \quad 1$$

Primeiro Invariante de tensões desviatórias:

$$\sigma_m = (\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z) / 3 \quad 2$$

Segundo Invariante de tensões desviatórias:

$$\sigma_{ef} = \sqrt{0.50(\sigma_x^2 + \sigma_y^2 + \sigma_z^2) + \tau_{xy}^2 + \tau_{xz}^2 + \tau_{yz}^2} \quad 3$$

Ângulo de Lode:

$$\theta = 1/3 \cdot \arcsen((-3\sqrt{3})/2 \cdot J_3 / \sigma_{ef}^3) \quad 4$$

$$-\pi/6 \leq \theta \leq \pi/6$$

Terceiro Invariante de Tensões Desviatórias:

$$J_3 = \sigma_x \cdot \sigma_y \cdot \sigma_z + 2 \tau_{xy} \cdot \tau_{xz} \cdot \tau_{yz} - \tau_{xy}^2 \cdot \sigma_z - \tau_{xz}^2 \cdot \sigma_y - \tau_{yz}^2 \cdot \sigma_x \quad 5$$

O tensor de deformações plásticas é calculado segundo lei associativa de plasticidade:

$$d\underline{\varepsilon}_p = d\lambda \cdot \partial f(\underline{\sigma}) / \partial \underline{\sigma}, \quad 6$$

onde:

$\underline{\sigma}$ - tensor de tensões

$d\underline{\varepsilon}_p$ - tensor de deformações plásticas infinitesimais

Os evaporitos silvinita, halita, carnalita e taquidrita são analisados segundo o comportamento elasto/visco-elástico adotando-se lei constitutiva de mecanismo duplo

de deformação (FRAYNE; MRAZ, 1991, MUNSON *et al.*, 1989, COSTA, 1995, MUNSON; DEVRIES, 1991, BRADSHAW; MCCLAIN, 1971). Esta lei foi adotada na previsão do comportamento de fluência de galerias e painéis de lavra na mina de potássio de Sergipe, obtendo-se excelentes resultados para o comportamento de fluência das escavações das galerias de desenvolvimento e lavra da mina.

EQUAÇÃO DE FLUÊNCIA- MECANISMO DUPLO DE DEFORMAÇÃO

$$\dot{\epsilon} = \dot{\epsilon}_0 \left(\sigma_{ef} / \sigma_0 \right)^n \cdot e^{(Q/RT_0 - Q/RT)} \quad 7$$

$\dot{\epsilon}$ = taxa de deformação por fluência na condição *steady-state*

$\dot{\epsilon}_0$ = taxa de deformação por fluência de referência

σ_{ef} = tensão efetiva de fluência

σ_0 = tensão efetiva de referência

Q - energia de ativação (Kcal/mol) :para o sal Q= 12.00 Kcal/mol, ref 3.

R - Constante Universal dos Gases (Kcal/mol. K⁰) R=1.9858 E-03

T₀ - Temperatura de referência (K⁰)

T- Temperatura absoluta da rocha na profundidade da caverna (K⁰)

$$n; \sigma_{ef} \leq \sigma_0$$

$$n = \begin{cases} \end{cases} \quad 8$$

$$n_2; \sigma_{ef} > \sigma_0$$

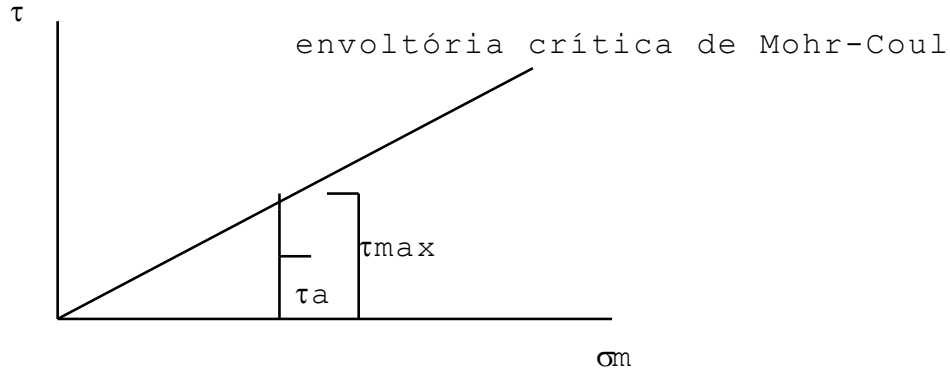
Na família de simuladores COVES pode-se também utilizar a lei de mecanismo duplo de deformação aditiva, equação recomendada por MUNSON; DAWSON (1991), que inclui *dislocation Glide* e “mecanismo indefinido”, modelo adequado para as condições de temperatura e tensão de problemas normalmente encontrados em mineração.

A lei aditiva de mecanismo duplo de deformação é dada por:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot \left(\left(\sigma_{ef} / \sigma_0 \right)^{n_1} + \left(\sigma_{ef} / \sigma_0 \right)^{n_2} \right) \cdot e^{(Q/RT_0 - Q/RT)} \quad 9$$

COEFICIENTE DE MICRO-FRATURA

Para as rochas duras com comportamento frágil utiliza-se, para o cálculo do coeficiente de micro-fratura, a relação entre a tensão desviatória atuante no ponto do maciço rochoso e a tensão desviatória que causa a micro-fratura segundo o critério de Mohr-Coulomb, para o mesmo valor do primeiro invariante de tensões. Este coeficiente varia de zero a um. O valor zero significa que a tensão efetiva é nula, ou seja, tem-se estado hidrostático de tensões e não há condição para o desenvolvimento de micro-fraturas nas rochas. O valor 1 significa a ruptura da rocha ou cisalhamento, isto é, o estado de tensões encontra-se sobre a superfície de escoamento plástico de Mohr-Coulomb. A figura abaixo ilustra o coeficiente para o caso mais simples de um ensaio de cisalhamento:



$$\text{ratio} = \tau_a / \tau_{\max} \quad 10$$

Para o estado multiaxial de tensões:

$$f(\underline{\sigma}) = 0 = \sigma_m \cdot \sin(\phi) + \sigma_{ef} \left(\cos(\theta) - 1/\sqrt{3} \cdot \sin(\theta) \cdot \sin(\phi) \right) - c \cdot \cos(\phi) \quad 11$$

$$f_1(\underline{\sigma}) = -\sigma_m \cdot \sin(\phi) + c \cdot \cos(\phi) \quad 12$$

$$f_2(\sigma) = (\cos(\theta) - 1/\sqrt{3} \cdot \sin(\theta) \cdot \sin(\phi)) \quad 13$$

$$\sigma_{ef}(\max) = f_1(\sigma) / f_2(\sigma) \quad 14$$

$$\text{ratio} = \sigma_{ef}(\text{atuante}) / \sigma_{ef}(\max) \quad 15$$

Para os evaporitos, o coeficiente de micro-fratura segue as recomendações VAN SAMBEEK do Re/Spec (VAN SAMBEEK, 1992), que estabelece a relação entre o primeiro e segundo invariantes de tensões que provocam a dilatância do sal.

$$\sigma_m = (\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)/3 \quad 16$$

$$\sigma_{ef} = \sqrt{(0.50(S_x^2 + S_y^2 + S_z^2) + \tau_{xy}^2 + \tau_{xz}^2 + \tau_{yz}^2)} \quad 17$$

A condição de dilatância ocorre quando:

$\sigma_{ef} \geq 0.27 (3 \cdot \sigma_m)$, o coeficiente de micro-fratura é fornecido por:

$$\text{ratio} = \sigma_{ef} / 0.27 (3 \cdot \sigma_m), (\text{VAN SAMBEEK, 1992}) \quad 18$$

OBS: Quando ocorre tração em um ponto do maciço rochoso, o que é identificado pela tensão média $\sigma_m > 0$, utiliza-se o valor -1 para o coeficiente de micro-fratura.

O simulador utilizado no projeto das cavernas, COVES2, da família de programas COVES (Costa, 1984), para integração no domínio do tempo das deformações por fluência não lineares, utiliza de uma formulação matemática e algoritmos robustos, baseados no método “ α ” de integração implícito. Este método consiste em se obter o

valor das derivadas de primeira ordem no tempo, no instante $(t + \alpha\Delta t)$, usando os valores das variáveis de estado, temperatura e tensão, do extremo do intervalo, t e $t+\Delta t$.

O tensor de deformações visco-elásticas baseia-se na formulação proposta por Odqvist (9).

$$\Delta \vec{\varepsilon}^t = \frac{3}{2} \cdot \frac{\dot{\varepsilon}_e^{f(t+\alpha\Delta t)}}{\sigma_e^{t+\alpha\Delta t}} \cdot \vec{S}^{(t+\alpha\Delta t)} \cdot \Delta t \quad 19$$

A taxa de deformação por fluência é dada pela equação 7:

$$\dot{\varepsilon}^{f(t+\alpha\Delta t)} = \dot{\varepsilon}_0 \cdot \left(\frac{\sigma_e^{t+\alpha\Delta t}}{\sigma_0} \right) \cdot e^{\left(\frac{Q}{RT_0} - \frac{Q}{RT} \right)} \quad 20$$

$$\sigma_e^{t+\alpha\Delta t} = (1 - \alpha)\sigma_e^t + \alpha \sigma_e^{t+\Delta t} \quad 21$$

$$\vec{S}^{t+\alpha\Delta t} = (1 - \alpha)\vec{S}^t + \alpha \vec{S}^{t+\Delta t} \quad 22$$

Utilizando-se das equações 19, 20, 21 e 22 a deformação total por fluência acumulada no instante $t+\Delta t$ é dada por:

$$\vec{\varepsilon}^{f(t+\Delta t)} = \vec{\varepsilon}^{ft} + \Delta t \cdot \frac{3}{2} \cdot \frac{\dot{\varepsilon}_e^{f(t+\alpha\Delta t)}}{\sigma_e^{t+\alpha\Delta t}} \cdot \vec{S}^{t+\alpha\Delta t} \quad 23$$

Com 23 a equação de equilíbrio estrutural no instante $t+\Delta t$ é escrito por:

$$\begin{aligned} \vec{K} \cdot \vec{U}^{t+\Delta t} = & \iint \vec{N}^T \cdot \vec{f}_s^{t+\Delta t} dS + \iiint \vec{N}^T \cdot \vec{f}_v^{t+\Delta t} dV - \iiint \vec{B}^T \cdot \\ \vec{\sigma}_0 dV - & \iiint \vec{B}^T \cdot \vec{\sigma}^{th} dV + \iiint \vec{B}^T \cdot \vec{C} \cdot \varepsilon^{f(t+\Delta t)} dV \end{aligned} \quad 24$$

A formulação e o correspondente algoritmo utilizam de método incremental iterativo para resolver o sistema de equações não lineares:

$$\vec{\varepsilon}^{f(t+\Delta t)} = \vec{\varepsilon}^{ft} + \Delta t \cdot \gamma^{t+\alpha\Delta t} \cdot \vec{D} \cdot \vec{\sigma}^{t+\alpha\Delta t} \quad 25$$

Onde:

$$\vec{\sigma}^{t+\alpha\Delta t} = (1 - \alpha) \cdot \vec{\sigma}^t + \alpha \vec{\sigma}^{t+\Delta t} \quad 26$$

$$\vec{\sigma}^{(t+\Delta t)} = \vec{C}(\vec{\varepsilon}^{(t+\Delta t)} - \vec{\varepsilon}^{f(t+\Delta t)}) + \vec{\sigma}_0 + \vec{\sigma}^{(th)} \quad 27$$

$$\gamma^{t+\alpha\Delta t} = \frac{3}{2} \cdot \frac{\varepsilon_e^{f(t+\alpha\Delta t)}}{\sigma_e^{t+\alpha\Delta t}} \quad 28$$

E

$$\vec{S}^{t+\alpha\Delta t} = \vec{D} \cdot \vec{\sigma}^{t+\alpha\Delta t} \quad 29$$

Onde:

$\vec{K} \rightarrow$ Matriz de rigidez global;

$\vec{U}^{t+\Delta t} \rightarrow$ Vetor de deslocamentos globais no instante t+Δt;

$\vec{N}^T \rightarrow$ Vetor de funções de interpolação serendipity;

$\vec{f}_s^{t+\Delta t} \rightarrow$ Vetor de cargas de superfície no instante $t+\Delta t$;

$\vec{f}_v^{t+\Delta t} \rightarrow$ Vetor de cargas volumétricas no instante $t+\Delta t$;

$\vec{\sigma}_0 \rightarrow$ Tensor de tensões iniciais;

$\vec{\sigma}^{(th)} \rightarrow$ Tensor de tensões térmicas;

$\vec{\sigma}^{t+\Delta t} \rightarrow$ tensor de tensões no instante $t + \Delta t$;

$\vec{S}^{t+\Delta t} \rightarrow$ tensor de tensões desviatórias no instante $t + \Delta t$;

Tensores:

$$\vec{\sigma} = [\sigma_x \ \sigma_y \ \sigma_z \ \tau_{xy} \ \tau_{xz} \ \tau_{yz}]$$

$$\vec{\varepsilon} = [\varepsilon_x \ \varepsilon_y \ \varepsilon_z \ \varepsilon_{xy} \ \varepsilon_{xz} \ \varepsilon_{yz}]$$

$$\vec{S} = [S_x \ S_y \ S_z \ \tau_{xy} \ \tau_{xz} \ \tau_{yz}]$$

$$\sigma_m = \frac{(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)}{3}$$

$$S_x = \sigma_x - \sigma_m$$

$$S_y = \sigma_y - \sigma_m$$

$$S_z = \sigma_z - \sigma_m$$

Variáveis escalares:

Tensão efetiva de fluência:

$$\sigma_e = \sqrt{\frac{3}{2}} \left[S_x^2 + S_y^2 + S_z^2 + 2 \tau_{xy}^2 + 2 \tau_{xz}^2 + 2 \tau_{yz}^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad 30$$

Taxa de deformação por fluência:

$$\dot{\varepsilon}_e^f = \sqrt{\frac{2}{3}} \left[(\dot{\varepsilon}_x^f)^2 + (\dot{\varepsilon}_y^f)^2 + (\dot{\varepsilon}_z^f)^2 + 2 (\dot{\varepsilon}_{xy}^f)^2 + 2 (\dot{\varepsilon}_{xz}^f)^2 + 2 (\dot{\varepsilon}_{zy}^f)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad 31$$

O Sistema de equações em 27 é resolvido pela aplicação do método de Newton-Rapson Integral e o sistema de equações de equilíbrio global estrutural em 24, pelo método de Newton Rapson Modificado. Para garantir a robustez da integração no tempo das deformações não lineares de fluência são conduzidos dois processos recursivos iterativos simultâneos.

A simulação do processo progressivo da escavação no simulador COVES 2 consiste na escavação real dos elementos, com extração de elementos e os correspondentes pontos nodais, mantendo-se o equilíbrio nodal da última configuração em equilíbrio do modelo, técnica conhecida por *mesh rezoning* ou rezoneamento de malha. Para cada avanço no tempo do processo de escavação é gerada uma nova matriz de graus de liberdade e conectividade e, através de apontadores, esses graus de liberdade são conectados aos pontos nodais correspondentes do modelo. Esta formulação e este algoritmo levam em consideração, no domínio do tempo, o comportamento não linear físico e geométrico do modelo estrutural.

O processo de escavação é conduzido através das seguintes etapas:

I - Cálculo do estado inicial de tensões em cada ponto de integração dos elementos, assumindo estado do maciço rochoso em repouso:

$$\overrightarrow{\sigma_{yij}^0} = \gamma \cdot H_i$$

32

$$\overrightarrow{\sigma_{xij}^0} = K_0 \cdot \gamma \cdot H_i$$

Onde:

ij = ponto de integração “i” do elemento finito “j”;

γ = peso específico médio da coluna litostática;

H_i = Profundidade do ponto de integração “i”; e

K_0 = Coeficiente de empuxo horizontal.

II - Cálculo das forças nodais equivalentes ao estado inicial de tensões no perímetro da escavação:

$$\vec{F}_c^0 = \iint \vec{N}^T \cdot \vec{\sigma}^0 dS \quad 33$$

III - As tensões sobre o perímetro escavado tornam-se nulas por se aplicar forças nodais equivalentes, em direção oposta à reação do bloco de rocha escavado.

IV - A montagem da matriz de rigidez global do modelo estrutural não incorpora a matriz de rigidez dos elementos escavados e os graus de liberdade dos pontos nodais escavados são restritos nas direções X, Y e Z, criando-se dessa forma nova matriz de graus de liberdade e de conectividade. Nesse estágio da simulação o programa reordena

todos os graus de liberdade e gera uma nova matriz de rigidez global para o modelo estrutural em processo de escavação.

$$\vec{K} \cdot \Delta \vec{U} = -\vec{F}_c^0 \quad 34$$

IIV - Após a solução do Sistema de equações em 34, com os incrementos de deslocamentos correspondentes ΔU , calcula-se os correspondentes tensores de deformações e tensões para cada ponto de integração, já considerando o comportamento não linear físico do material.

$$\begin{aligned} \Delta \vec{\varepsilon} &= \vec{B} \cdot \Delta \vec{U} \\ \Delta \vec{\sigma} &= \vec{D} \cdot \Delta \vec{\varepsilon} \end{aligned} \quad 35$$

Quando as forças de escavação são aplicadas no instante “t” da simulação, a formulação matemática permite que a rocha se comporte segundo o comportamento elástico ou elasto-plástico. O correspondente incremento de tensões induzido pela escavação é superposto ao estado de tensões da configuração de equilíbrio do instante anterior.

$$\vec{\sigma}^f = \vec{\sigma}^0 + \Delta \vec{\sigma} \quad 36$$

Em cada instante da simulação, durante o processo de escavação, o somatório das forças nodais equivalentes ao estado de tensões deve se anular, garantindo desse modo o equilíbrio estrutural correto do modelo.

$$\sum_{i=1}^N \iiint \vec{B}^t \cdot \Delta \vec{\sigma} dV \Big]^ {ki} = 0 \quad 37$$

Para o ponto nodal do contorno escavado:

$$\sum_{i=1}^N (\vec{F}^0 + \iiint \vec{B}^T \cdot \Delta \vec{\sigma} \, dV]^{ki}) = 0 \quad 38$$

Onde:

N = Número do elemento associado ao ponto nodal

k_i = Graus de liberdade do ponto nodal

A família de simuladores COVES permite ainda a escavação múltipla no mesmo instante t, considerando-se ainda o comportamento não linear físico e geométrico do modelo estrutural (Costa, 1984).

APÊNDICE IV

Legislação vigente e regulação da indústria de gás natural e ESGN no Brasil

Considerações sobre indústria de gás natural que impactam na sua regulação.

Essa seção será especialmente importante para se entender o contexto da indústria na qual as ESGNs estão inseridas, que impacta tanto em aspectos técnicos quanto na regulação da atividade.

A legislação brasileira para armazenamento subterrâneo de gás natural ainda está em fase de elaboração, de forma que entender as nuances dessa indústria que norteiam a regulação, é muito importante para compreender a orientação que ela pode tomar.

A indústria de gás natural é classificada como uma “Indústria de Rede” uma vez que depende da implantação de malhas (ou redes, ou ainda grids) de gasodutos para o transporte e distribuição ao consumidor e atende a características básicas desse tipo de indústria, conforme delimitado em DANILO; RODRIGUES (1997):

- a) Necessidade de equilíbrio instantâneo entre a oferta e a demanda;
- b) Considerável imprevisibilidade da demanda, o que obriga a manutenção de capacidade ociosa;
- c) Necessidade do crescimento da oferta à frente da demanda;
- d) Os segmentos de transporte e distribuição são caracterizados como exemplos clássicos de monopólio natural;
- e) Existem economias de escopo importantes na coordenação dos diversos agentes de oferta nos períodos de alta demanda (períodos de pico) e nos períodos de baixa demanda (períodos fora do pico);
- f) Elevado custo de investimento em infraestrutura de transporte, podendo ser classificado como custos perdidos (*sunk costs*);
- g) Presença de economias de escala, principalmente nas atividades de transporte e da distribuição;
- h) Forte efeito multiplicador, ou seja, o produto é insumo básico para outras atividades e a constituição de sua oferta demanda grandes volumes de capital e trabalho; e

- i) Extensa rede de interconexões fixas, no caso da indústria de GN são os gasodutos, que implicam em menor flexibilidade em termos de mudança de fornecedores.

O desenvolvimento de uma instalação de estoques subterrâneos precisa levar em consideração essas características da indústria de GN, uma vez que determinadas variáveis, como por exemplo a localização das instalações, sua capacidade de armazenamento, bem como a decisão de se implementar essa tecnologia são diretamente impactadas. Geralmente dá-se prioridade para instalação de uma ESGN em regiões próximas a redes de gasodutos e dos centros de consumo, para reduzir a necessidade de investimentos em ampliação da rede de distribuição.

Outra característica da indústria de GN está relacionada à sua classificação como serviço público, cujas peculiaridades impactam diretamente no tocante à regulação da atividade de ESGN, que será melhor detalhada a seguir no item - *Regulação da atividade de estocagem subterrânea de gás natural*. Os serviços públicos são caracterizados pela premissa básica de serem essenciais ao bem-estar da sociedade e são de vital importância para a economia, como é o caso das indústrias de infraestrutura (petróleo, gás natural, energia elétrica e telecomunicações). Estes geram externalidades positivas que proporcionam o encadeamento de atividades e possibilitam o crescimento econômico. Quando pouco desenvolvidos, geram externalidades negativas, pois podem constituir empecilhos para o crescimento econômico.

As principais especificidades presentes nas indústrias de infraestrutura que influenciam em aspectos mercadológicos e regulatórios estão detalhados em PINTO (2002) e englobam aspectos jurídicos, mercadológicos, econômicos e de infraestrutura necessária ao fluxo correto do mercado de gás natural:

- a) Obrigação jurídica de fornecimento;
- b) Presença de externalidades na prestação do serviço;
- c) Necessidade de um elevado nível de investimentos para a construção dos ativos físicos essenciais à prestação do serviço;
- d) Existência de economias de densidade e de aglomeração;
- e) Existência de economias de coordenação das atividades entre os agentes constituintes das redes;

- f) Indivisibilidade dos ativos;
- g) Infraestrutura econômica;
- h) Características de monopólio natural;
- i) Infraestruturas de utilidade pública;
- j) Interdependência sistêmica;
- k) Superdimensionamento da infraestrutura;
- l) Especialização dos ativos;
- m) Irreversibilidade dos investimentos; e
- n) Custo marginal de produção próximo à zero.

O conceito de serviço público é diferenciado entre países em função do contexto histórico, jurídico e institucional de cada um deles. No entanto, pode-se destacar algumas características básicas e atributos específicos (PIRES, 2000):

- Importância para um grande número de pessoas, ou toda uma comunidade;
- Incapacidade de o mercado prover com seus próprios meios e recursos, a quantidade do serviço demandada com a qualidade desejada pelos seus usuários (incapacidade das economias de mercado satisfazerem o interesse público); e
- Assimetria no relacionamento entre usuários e produtores, em termos de seus poderes relativos, no sentido de que o mercado não é capaz de disciplinar as ações dos ofertantes em termos de quantidade e preço.

Além destas características, deve-se destacar três regras básicas que devem ser atendidas pelos serviços públicos (PIRES, 2000):

- Continuidade dos serviços, já que são serviços essenciais e, portanto, devem ser fornecidos de forma ininterrupta, evitando perdas para os consumidores;
- Igualdade de tratamento entre consumidores, já que todos devem ter o direito de possuir igual acesso a tal serviço; e
- Adaptação às necessidades dos usuários, que devem ser flexíveis, acompanhar as mudanças tecnológicas e se modificar para melhor atender a população.

Em função de tais particularidades e de sua importância para o crescimento econômico, os serviços públicos, no Brasil e em diversos países, ficaram sob a responsabilidade do Estado. No entanto, tal modelo de gestão começou a fragilizar-se no final das décadas de 70 e 80, quando ocorreu o início de uma onda de reformas e incentivo à participação privada em tais setores.

No caso da indústria de GN, conforme será abordado em detalhes na próxima seção (7.2 - *Regulação brasileira para transporte, comercialização e armazenamento de GN*) a regulação evoluiu no sentido de inserir cada vez mais a iniciativa privada nas atividades do setor.

Regulação brasileira para transporte, comercialização e armazenamento de GN

A regulação do mercado de gás no Brasil é estabelecida pelo Ministério de Minas e Energias (MME) e regulado em cooperação com a Agência Nacional do Petróleo (ANP). Cabe a ANP regulamentar e fiscalizar todas as etapas de *Upstream*, *Midstream* e *Downstream*, cujas definições encontram-se abaixo.

- 1) *Upstream*: é um termo utilizado na indústria do petróleo que significa a parte da cadeia produtiva que antecede o refino, abrangendo desta forma as atividades de exploração, desenvolvimento, produção e transporte para beneficiamento. Engloba as atividades de busca, identificação e localização das fontes de óleo, e ainda o transporte do óleo extraído até as refinarias onde será processado. Resumindo, são as atividades de exploração, perfuração e produção;
- 2) *Midstream*: é a fase em que as matérias-primas são transformadas em produtos prontos (gasolina, diesel querosene, GLP, etc) para uso específico. São as atividades de refinamento; e
- 3) *Downstream*: refere-se à atividades de transporte e distribuição de produtos da indústria do petróleo, desde a refinaria até as empresas de distribuição (no caso de gás natural e gás liquefeito de petróleo, por exemplo) ou até os pontos de venda ao consumidor final (gasolina, querosene de aviação, óleo diesel, lubrificantes etc.) ou até os estabelecimentos industriais (fabricantes de borracha sintética, plásticos, fertilizantes, anticongelantes, pesticidas, produtos farmacêuticos, etc).

A Lei Nº 11.909, de 4 de março de 2009, conhecida como “Lei do Gás”, trata especificamente sobre as atividades de transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e de comercialização de gás natural e será detalhada nas sessões que se seguem.

Transporte e comercialização

A partir da Lei do Gás a ANP ficou responsável pela regulação das atividades de exploração, produção, processamento, estocagem, importação e transporte. A partir do *City Gate*, a responsabilidade pelas atividades subsequentes de comercialização e distribuição são de responsabilidade dos estados, que podem terceirizar as atividades para entidades privadas através de concessões públicas.

A figura 124 abaixo apresenta a estrutura de regulação do gás natural no Brasil.

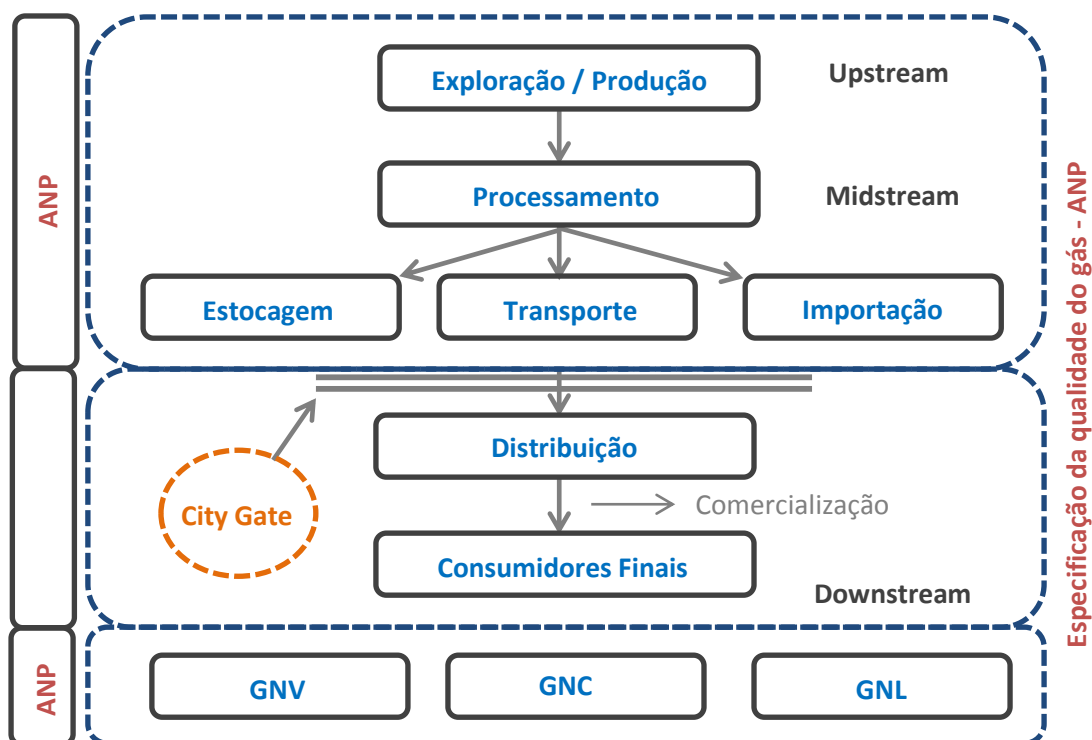


Figura 124. Estrutura da regulação do gás natural

Fonte: Elaboração adaptada de CAMARGO (2014).

A estrutura apresentada na figura 124 acima já é reflexo da “Lei do Gás” - Nº 11.909/09, a qual estabeleceu algumas mudanças, principalmente no que se refere a regulação do setor de gás natural no Brasil, antes prevista na “Lei do Petróleo” – Nº 9.478/97. Ela pretende permitir o desenvolvimento da indústria do gás natural por meio da ampliação do acesso de novos agentes ao mercado de gás natural. As principais mudanças foram:

- Novas atribuições à ANP, MME, CNPE e EPE;
- Não dispõe sobre a produção (permanece sob a Lei do Petróleo);
- Regulação da comercialização e armazenamento de gás natural;
- Regime de concessão para a atividade de transporte;
- ANP passa a fixar a tarifa máxima de transporte;
- Permanece o livre acesso, com exceção das instalações de GNL;
- Planejamento da expansão da malha de transporte; e
- Autorização de importação e exportação será dada pelo MME.

A partir da Lei do Gás de 2009, a atividade de transporte de gás natural passou a ser exercida por sociedade ou consórcio, cuja constituição seja regida pelas leis brasileiras, com sede e administração no país, por conta e risco do empreendedor. A outorga da atividade passou a ser exercida através de 2 regimes:

- 1) Concessão: precedida de licitação, é realizada para todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral. Prazo de 30 anos, prorrogáveis uma vez por, no máximo, igual período; e
- 2) Autorização: para os dutos que envolvam acordos internacionais e interesses específicos de um único usuário final. As autorizações novas terão prazo de 30 anos, prorrogáveis por igual período, enquanto as autorizações existentes também terão prazo de 30 anos, mas não prorrogáveis. Ao término da concessão e da autorização, os bens serão revertidos à União.

Em relação ao livre acesso à tubulação de transporte de GN, a partir da Lei do Gás, a ANP ficou incumbida de fixar a tarifa caso não haja acordo entre as partes - interessado no acesso a tubulação e concessionário - cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado. O acesso é facultado a qualquer interessado pelo uso dos dutos de transporte existentes, ou a serem construídos, com exceção de gasodutos de escoamento, instalações de tratamento, ou processamento de gás natural, e terminais de liquefação e regaseificação. O período de exclusividade de acesso é de no máximo 10 anos tanto para dutos novos como para existentes, fixado pelo MME, ouvida a ANP, sendo encerrado quando capacidade máxima de transporte do duto for alcançada.

A tabela 10 abaixo apresenta as funções exercidas pelo MME, ANP e pela EPE no processo de construção e operação de gasodutos de transporte de gás.

Tabela 10. Funções exercidas pelo MME, ANP e pela EPE no processo de construção e operação de gasodutos de transporte de gás.

MME	ANP	EPE
Responsável pelo planejamento e desenvolvimento do setor;	Promove a regulação e a fiscalização das atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;	Realiza estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético;
Propõe, por iniciativa própria ou por provocação de terceiros, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados;	Responsável pela licitação e autorização de gasodutos;	Especificamente, elabora estudos para subsidiar o MME na elaboração do PEMAT.
Elabora o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT);	Define os critérios para fixação da tarifa de transporte de gás natural;	-
Estabelece diretrizes para o processo de contratação de capacidade de transporte.	Aprova (autorizados) e determina (concedidos) as tarifas dos gasodutos de transporte de gás natural.	-

Fonte: Elaboração adaptada de FGV/CERI, 2017.

Também ficou atribuída à ANP uma série de responsabilidades fiscalizatórias. Ela ficou incumbida, por exemplo, de monitorar as entradas e saídas de gás das redes de transporte, confrontando os volumes contabilizados com os contratos vigentes. Abaixo estão listadas outras funções que também lhe foram facultadas:

- Manter informações de movimentação atualizadas para subsidiar o MME sobre necessidades de reforço ao sistema;
- Supervisionar a movimentação de gás natural e coordená-la sem situações caracterizadas como de contingência. Ficam estabelecidas como situações de contingência, as que podem suspender o fornecimento de gás. Nesses casos, um Comitê de Contingenciamento deverá definir diretrizes para a coordenação da movimentação de gás e elaborar um Plano de Contingência;

- Supervisionar os dados e informações dos centros de controle dos gasodutos de transporte;
- Monitorar as entradas e saídas de gás natural da malha, confrontando os volumes movimentados com os contratos de transporte vigentes;
- Dar publicidade às capacidades de movimentação existentes que não estejam sendo utilizadas e às modalidades possíveis para sua contratação; e
- Estabelecer padrões para a O&M (operação e manutenção) eficientes do sistema de transporte e estocagem de gás natural.

Quanto à comercialização de gás natural, fica facultada à ANP autorizá-la dentro da esfera de competência da União, registrando os respectivos contratos firmados. Nos casos em que as necessidades de movimentação de gás não possam ser atendidas pela distribuidora, as entidades consumidoras interessadas poderão construir dutos para seu uso específico segundo as classes discriminadas abaixo:

- 1) Consumidor livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador;
- 2) Autoprodutor: agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais; e
- 3) Auto-importador: agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais.

Em relação a importação e exportação de GN, o MME ficou incumbido de autorizar a atividade, mas cabe a ANP fazer a instrução do processo e análise do requerimento. O MME deve apresentar à ANP relatório detalhado sobre as importações e exportações realizadas, diretrizes para exportação de cargas ociosas (Res. CNPE nº8/2009 e Portaria MME nº67/2010). A autorização para exportação fica condicionada à garantia de pleno abastecimento no mercado interno.

A tabela 11 apresenta as principais mudanças na regulação do setor de gás natural do Brasil a partir da “Lei do Gás” Nº 11.909/09, em comparação com a “Lei do Petróleo” Nº 9.478/97.

Tabela 11. As principais mudanças na regulação do setor de gás natural do Brasil a partir da “Lei do Gás” Nº 11.909/09, em comparação com a “Lei do Petróleo” Nº 9.478/97.

Aspectos	Lei 9.478/97 ("Lei do Petróleo")	Lei 11.909/09 ("Lei do Gás")
Acesso	Negociado entre as partes	Regulado (definido na licitação)
Tarifas de Transporte	Negociada entre as partes	Estabelecida pela ANP
Estocagem	-	Concedida pela ANP
Importação	Autorizada pela ANP	Autorizada pelo MME
Comercialização	Livre	Autorizada pela ANP
Contingência	-	ANP realizará a supervisão da movimentação de gás natural nas redes de transporte; Comitê de Contingência coordenado pelo MME.
Transporte de gás natural	Autorizado pela ANP; não haviam contratos firmados com o poder público, nem data de expiração da autorização.	Concedido pela ANP; contratos de concessão de 30 anos firmados com a ANP.
Qualidade do gás	Estabelecida pela ANP	Estabelecida pela ANP
Contratos de transporte entre transportadores e carregadores	ANP recebia os contratos depois de firmados	ANP aprovará os contratos previamente
Novos gasodutos	Propostos pelo agentes de mercado	Propostos pelo MME

Fonte: Elaboração adaptada de CAMARGO (2014).

Em suma, a partir da Lei do Gás Nº 11.909/09 a ANP ficou incumbida de novas atribuições, sendo possível destacar:

- Fixar as tarifas de transporte para os gasodutos concedidos e aprovar as tarifas propostas pelo transportador para novos dutos autorizados;
- Promover a licitação para a construção ou ampliação e operação dos dutos de transporte, elaborando o edital e o contrato de concessão;
- Autorizar a atividade de transporte de gás natural, nos casos em que não se aplica o regime de concessão;
- Declarar, mediante delegação do MME, a utilidade pública para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa;
- Autorizar as atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento de gás natural;
- Autorizar a comercialização do gás natural, dentro da esfera de competência da União, registrando os respectivos contratos;
- Homologar os contratos de transporte celebrados entre concessionários ou autorizados e carregadores;
- Promover a licitação para a concessão da construção ou ampliação e operação dos gasodutos de transporte, elaborando o edital e o contrato de concessão;
- Regular e fiscalizar o acesso à capacidade dos gasodutos; e
- Estabelecer critérios para a aferição da capacidade dos gasodutos de transporte e de transferência.

Regulação da atividade de estocagem subterrânea de gás natural

A atividade de estocagem subterrânea de GN só foi autorizada no Brasil a partir da “Lei do Gás” Nº 11.909/09 no art. 53, mesmo do refino. Antes a atividade era apenas definida de forma genérica na “Lei do Petróleo” Lei 9.478/1997.

A lei deixa explícito que a atividade pode ser desenvolvida em reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União, tais como os reservatórios depletados, como também em outras formações geológicas não produtoras, tais como cavidades salinas. A definição destas formações geológicas será da responsabilidade do Ministério de Minas e Energia ou, mediante delegação, à ANP e estas áreas serão disponibilizadas em regime de concessão, precedida de licitação, na modalidade de concorrência. A ANP

também participará ativamente regulando e fiscalizando todo o desenvolvimento da atividade, inclusive tendo acesso às instalações.

O capítulo IV da "Lei do Gás", artigos 37 a 42, é reservado especificamente para tratar do tema de estocagem de GN, e prevê dois regimes jurídicos para ESGN: Autorização e Concessão.

Inicialmente, no artigo 37, está discriminado que a atividade de ESGN será “exercida por empresa ou consórcio de empresas, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante concessão, precedida de licitação, ou autorização”.

No artigo 38, a atividade é tratada de forma mais explícita, referindo-se ao “exercício da atividade de estocagem de gás natural em reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em outras formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos será objeto de concessão de uso, precedida de licitação na modalidade de concorrência, nos termos do § 1o do art. 22 da Lei no 8.666, de 21 de junho de 1993, devendo a exploração se dar por conta e risco do concessionário”.

Já o artigo 39, está direcionado a empresa que tiver interesse em áreas com potencial para estocagem de gás natural, podendo esta requerer junto à ANP os dados geológicos relativos às áreas, mas deverá pagar para ter acesso a eles. Caso a empresa necessite realizar atividades exploratórias, não exclusivas, para confirmação da adequação destas áreas para a ESGN, dependerá de autorização da ANP, como está definido no § 1o. Os dados obtidos nas atividades exploratórias deverão ser repassados sem custos à ANP, como descrito no § 2o. O artigo 40 já faz alusão à estocagem de gás natural em instalação diferente das previstas no artigo 38 e afirma que caso isto ocorra, implicará que seja autorizada pela ANP, nos termos da legislação pertinente.

A Lei não quantifica um período de concessão de exclusividade que os agentes terão direito ao uso das ESGNs, apenas afirma que este período será fixado pelo Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, quando a contratação de capacidade de estocagem tenha viabilizado ou contribuído para viabilizar a implementação de instalação de estocagem. Além disso, a ANP será a grande responsável pelo processo de licitação para concessão da atividade, elaborando o edital e o contrato de concessão.

A ANP também fica incumbida de **regular e fiscalizar** a atividade de estocagem de gás natural, inclusive o acesso às instalações, que serão licenciadas através do regime de concessão ou autorização. Para o primeiro, a concessão será precedida de licitação, na modalidade de concorrência nos casos de reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos. Já instalações diferentes das previstas acima, será adotado o regime de autorização. A ANP fica incumbida de promover a licitação para concessão da atividade, elaborando o edital e o contrato de concessão, e o MME, ouvida a ANP, fixará o período de exclusividade (“Lei do Gás” Nº 11.909/09, art. 38). Caberá à ANP:

- Gerir os contratos de concessão, celebrados pela ANP mediante delegação do MME, para estocagem de gás natural;
- Avaliar o potencial para estocagem e definir, mediante delegação do MME, as formações geológicas para licitação;
- Gerir o acervo de dados técnicos e de informações existentes sobre as bacias sedimentares brasileiras relativas à estocagem de gás natural, disponibilizando aos interessados, de forma onerosa, os dados geológicos relativos às áreas com potencial para estocagem.

Atualmente, a ANP estuda diferentes modelos de regulação de ESGN em países do mundo para incrementar a atual legislação brasileira para o setor.

APÊNDICE V

Opções de monetização do Gás Natural estocado *offshore*

A instalação de estocagem de gás natural *offshore* não necessariamente precisa escoar o gás armazenado para a rede de distribuição *onshore*, uma vez que existe limitação da rede de escoamento. Existem outras opções de monetização do gás que podem ser analisadas sob o ponto de vista técnico e econômico e serem inclusive implementadas simultaneamente em conjunto com a instalação de estocagem *offshore*. Essas alternativas poderiam ser complementares a opção de escoamento via gasodutos e trariam flexibilidade ao sistema em casos de limitações técnicas para escoamento do Gás Natural por esse modal.

MOREIRA (2015) analisou alternativas de monetização de recursos de gás natural em terra no Brasil, com enfoque na Bacia do Paraná, e analisando alternativas para o mercado interno. Esse capítulo fará apenas uma explanação conceitual de 3 alternativas que poderiam ser desenvolvidas conjuntamente com a planta de estocagem *offshore* e que devem ser melhor exploradas em estudos futuros.

Gás para Energia (GTG ou GTP – *Gas to Wire / Gas to Power*):

Uma das opções para a monetização de gás é conhecida como “Gás para Energia” (GTP – *Gas to Power*), às vezes chamado de “Gás para Fio” (GTW – *Gas to Wire*). Nessa opção o gás natural é utilizado como matéria prima e convertido em energia elétrica. No caso da instalação de armazenamento *offshore*, poderia ser estudada a viabilidade técnica e econômica de se desenvolver uma planta de geração de energia elétrica *offshore* que poderia ser destinada não somente para se conectar com o Sistema Interligado Nacional (SIN), como também para abastecer unidades de produção de Petróleo *offshore*.

Esta é a solução para alguns campos de gás na bacia do Parnaíba, sendo caracterizada por uma verdadeira inovação em termos de modelo de negócio. Um exemplo de GTW aplicado ao *offshore*, em plataforma do tipo *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO) com uma central de 430 MW, é dado por WINDÉN *et al.* (2013). A

figura 125 apresenta o esquema de um FPSO onde a geração de energia é dividida entre quatro blocos de turbinas a ciclo combinado.

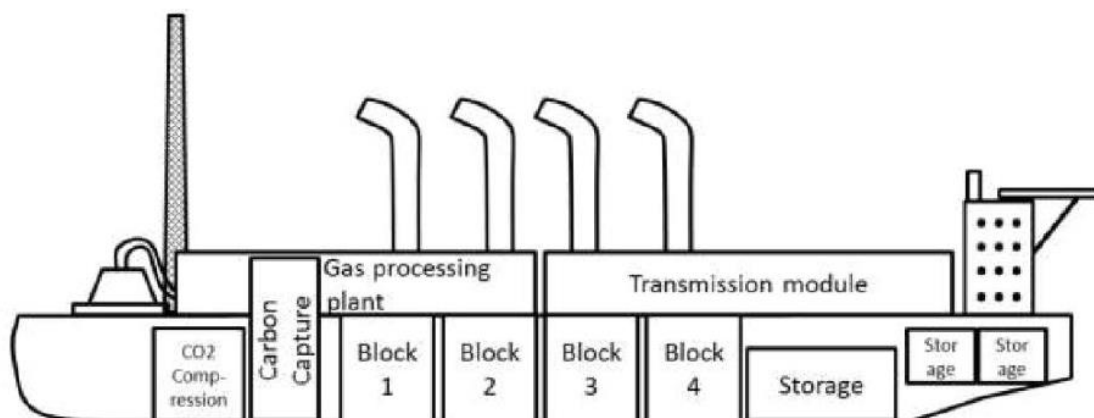


Figura 125. Modelo de Gás-to-Wire em um FPSO

Fonte: WINDÉN *et al.* (2013).

Em relação à transmissão da energia gerada, os cabos de alta tensão em corrente contínua (HVDC) são preferíveis aos cabos de alta tensão em corrente alternada (HVAC), uma vez que há menos perdas no processo de transmissão. Entretanto, os cabos em corrente contínua (CC) exigem que a eletricidade gerada seja transformada de corrente alternada (AC) para contínua (CC) na própria plataforma o que é um processo dispendioso e que envolve perdas entre 2 e 3% (ERLICH; BRAKELMANN, 2007). Por esta razão, os cabos AC são preferíveis para transmissão em curtas distâncias.

A distância máxima para se utilizar cabos do tipo AC varia entre 50 e 100 km (LAZARIDIS, 2005, NEGRA *et al.*, 2006). No entanto, isso irá depender das tecnologias específicas envolvidas. No entanto, estudos recentes mostram que há um elevado potencial de redução de custos das tecnologias do tipo HVDC de forma que é mais provável que esta será utilizada para transportar a eletricidade gerada por futuras instalações *offshore*.

Existem algumas condicionantes que devem ser analisadas para se verificar a viabilidade de se desenvolver essa tecnologia, como a localização relativa do recurso em relação ao mercado final e os métodos de transmissão. A escala ou o volume de gás e/ou energia a ser transportada influenciam cada uma dessas questões. Para se realizar

uma análise minimamente fidedigna quanto a oportunidade de se desenvolver essa tecnologia seria necessário ter acesso a dados relativos a quantidade e disponibilidade de gás armazenado, possibilidade de conexão da planta geradora com a rede ou com as unidades de produção de petróleo *offshore*.

Estação de Produção e Exportação de Gas Natural Liquefeito (GNL)

O gás natural liquefeito (GNL) é a forma líquida de gás natural à temperatura criogênica de -165°C (-165°F). Quando o gás natural é transformado em GNL, seu volume diminui em aproximadamente 600 vezes. Essa redução de volume permite que o gás seja transportado economicamente em longas distâncias.

GRANADA (2017) dividiu a cadeia de valor do GNL nos seguintes segmentos: Exploração, produção, liquefação, transporte, armazenamento e regaseificação. A figura 126 apresentada a cadeia de valor *offshore* do GNL.



Figura 126. Cadeia de valor *offshore* do GNL

Fonte: GRANADA (2017).

No caso do projeto da instalação de estocagem *offshore* em águas profundas seria necessário alocar um navio do tipo FLNG (*Floating Liquefied Natural Gas*) para executar o processo de liquefação do gás natural. Trata-se de um procedimento que exige um ambiente e condição de mar adequado para sua realização e isso deve ser analisado, bem como a sua economicidade.

O processo de liquefação do GN é o elo chave em plantas de GNL em termos de custo, complexidade e importância operacional. Os sistemas FLNG, são um novo conceito na produção do GNL, no qual o processo de liquefação do gás é executado em pequenos módulos localizados no lado superior dos navios. A figura 127 apresenta o layout de um sistema FLNG.

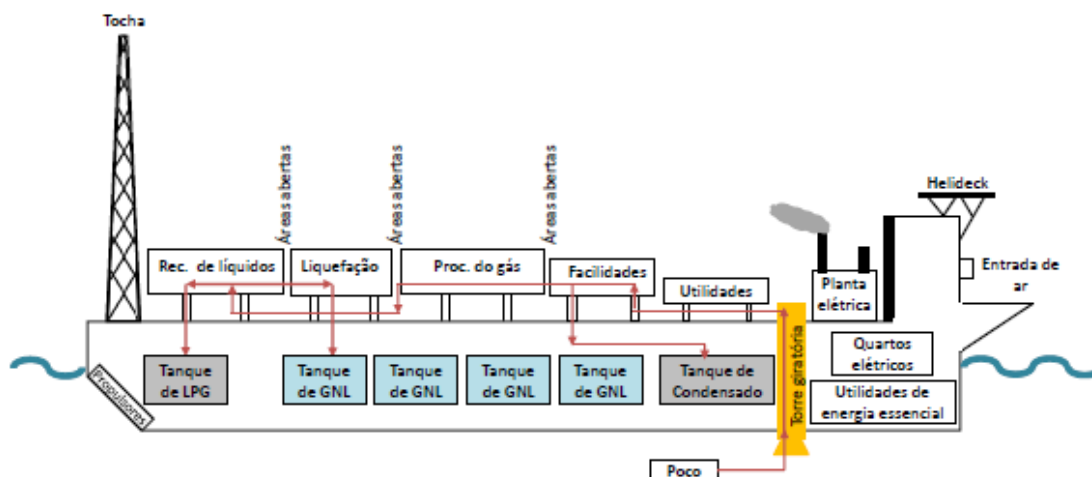


Figura 127. Layout típico de FLNG

Fonte: MOKHATAB *et al.* (2013).

Uma vez que o GN é liquefeito no FLNG o transporte do GNL marítimo é feito por navios especializados chamados carriers, ou navios metaneiros. Estes navios são compostos por tanques de casco duplo isolados, destinados a conter o GN ligeiramente acima da pressão atmosférica a uma temperatura criogênica de aproximadamente -160C. A figura 128 apresenta uma ilustração de navio metaneiro tipo esférico.

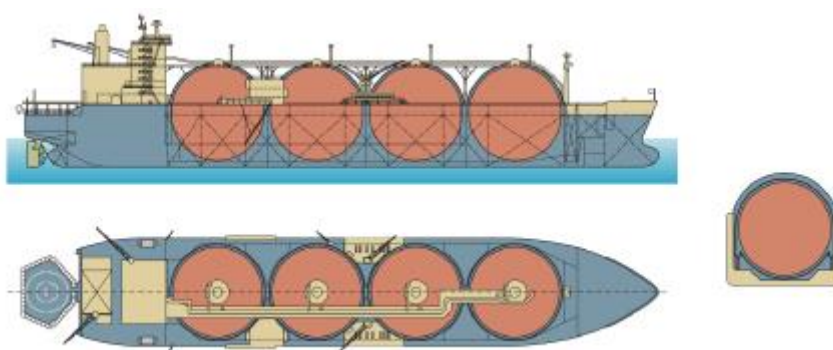


Figura 128. Navio metaneiro tipo esférico

Fonte: ALIMONTI (2004).

As cargas transportadas pelos navios metaneiros, ao chegarem ao seu destino, passam por um processo de regaseificação, através do qual o GNL retorna a seu estado gasoso. Esse processo é executado em terminais que normalmente ficam localizados próximos à

costa, em áreas densamente povoadas, como é o caso dos terminais de regaseificação brasileiros já abordados nesse trabalho. O processo de regaseificação é basicamente uma troca de calor entre um fluido quente e o gás. O GNL pode ser aquecido por vários métodos, incluindo aquecedores de queima direta, água do mar, água aquecida, ou ar (GRANADA, 2017).

Existem basicamente dois tipos de terminais de regaseificação *offshore*: Estruturas de Gravidade de Base (GBS) e Unidades de Armazenamento e Regaseificação Flutuante (FSRU), sendo estas últimas as mais usadas no mundo.

A GBS é uma estrutura de concreto fixo no fundo do mar, na qual estão instalados os tanques de armazenamento e os equipamentos de regaseificação. As FSRU são normalmente navios transportadores modificados para incluir o módulo de regaseificação. A capacidade de armazenamento das FSRU pode variar entre 145.000 a 350.000m³ de GNL.

A transferência entre a plataforma FLNG e o navio metaneiro pode ser feita por configuração *side by side*, ou *tandem* e a escolha do método depende em grande parte do tamanho das ondas do local. As figuras 129 e 130 demonstram essas duas configurações.

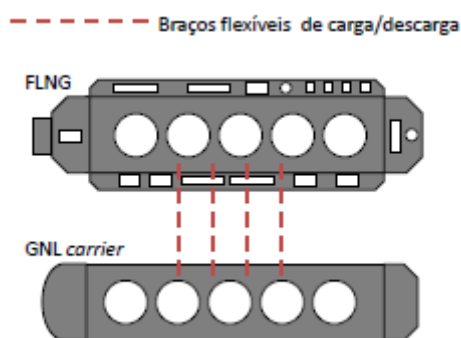


Figura 129. Configuração *side by side*

Fonte: GRANADA (2017).

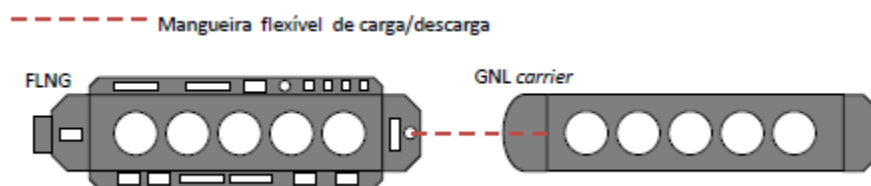


Figura 130. Configuração tandem

Fonte: GRANADA (2017).

Os terminais de regaseificação brasileiros utilizam a configuração *side by side*. Segundo IGU (2016), a capacidade média de transferência desses terminais é de 10:000 m³/h. A terminal de Pecém conta com 6 braços de transferência de GNL e 3 braços para a descarga do GN regaseificado. A terminal de Guanabara, também tem 6 braços de carga de GNL e só 2 para transferência do GN regaseificado (CECCHI; MATHIAS, 2009).

Através desse sistema o GN poderia ser exportado diretamente da planta de estocagem para mercados consumidores de GNL no mundo inteiro.

Essa opção de monetização já vem apresentando grande interesse por parte da indústria mostrou-se ainda mais concreta quando, em 2009, a Petrobras formalizou com a BG Group a criação de uma “joint venture”, com a finalidade de desenvolver uma unidade de liquefação de gás embarcado (GNLE). Posteriormente, a Repsol e Galp juntaram seus esforços de pesquisa ao projeto.

Gás natural comprimido (GNC)

O GNC é o GN comprimido a pressões de 15 a 20MPa, algumas vezes é esfriado (mas não liquefeito) a temperaturas abaixo de -40C para garantir uma maior redução do seu volume (WANG; ECONOMIDES, 2009).

A unidade de produção para a tecnologia de GNC é mais simples do que a usada para o GNL. O processamento inicial é o mesmo para os dois, separação; remoção de gás ácido; desidratação; remoção de mercúrio e recuperação, mas em vez de ser liquefeito o

GN passa por um processo de compressão multiestágio com esfriamento como o descrito para os gasodutos.

O conceito de transporte de GNC em navios não é novo. O primeiro navio de transporte foi testado pela *Columbia Gas Natural* de Ohio nos anos 60s. Aquele navio usou cilindros de pressão verticais para armazenar e transportar o gás e tinha uma capacidade de 36.790m³. Nessa época o navio completou ciclos de carregamento, transporte e descarregamento. No entanto, estas e tentativas subsequentes não conseguiram produzir um navio comercial, devido principalmente ao alto custo dos materiais e ao baixo preço do gás naquela época. Embora tenham pelo menos seis conceitos comerciais de navios para o GNC, nenhum ainda tem sido materializado (GRANADA, 2017).

O primeiro navio para GNC estava sendo construído por *Jiangsu Hantong Ship Heavy Industry* em China e tinha data de início de operação em maio de 2016, mas não foi encontrada informações sobre a sua conclusão. Este navio foi projetado com uma capacidade de 2.200m³. Como características principais se conhece que o navio vai ter uma longitude de 110 m, uma velocidade média de 14 nos, e seu custo esteve próximo de US\$ 200 milhões (MARITIME, 2014).

A utilização de GNC para escoamento pode ser mais uma opção a ser estudada para monetização da produção de GN do pré-sal.

Módulos de GTL Compactos

Outra forma de monetizar os elevados volumes de gás natural associado ao petróleo do pré-sal são os módulos compactos de transformação de gás natural em gás de síntese e posteriormente e hidrocarbonetos líquidos (*syncrude*). Recentemente têm sido desenvolvidas novas plantas modulares GTL integradas aos FPSOs. Os módulos integrados convertem o gás associado em syncrude que é misturado com a carga de petróleo bruto a bordo do FPSO. Isso elimina a necessidade de infraestrutura de transporte adicional ou acesso ao mercado para o produto convertido. A grande vantagem dos módulos de GTL integrados é que estes podem suportar até 35% de CO₂ no gás de alimentação dispensando tratamento adicional uma vez que utiliza grande parte CO₂ para a produção de gás de síntese. Essa opção se torna interessante em casos

onde a queima contínua seja proibida, ou a reinjeção de gás e o armazenamento não seja uma opção viável, uma vez que esse processo não objetiva a produção de combustíveis.

Em 2010, a Petrobras, em parceria com a CompactGTL, a Zeton Inc e a Sumitomo Precision Products, iniciou a construção de uma planta piloto (BAXTER, 2010). As vantagens econômicas e técnicas dessa opção de monetização são: o gás associado é convertido em um syncrude que é misturado e armazenado com o petróleo bruto; uma vez que a instalação GTL é incorporada a construção do FPSO, não há um custo adicional de Capex. Na maioria dos casos, o maior custo do FPSO é compensado pelas economias de Capex associadas a não instalação das infraestruturas de reinjeção de gás ou de gasodutos submarinos para ligação ao mercado.

Terminal Offshore para Reabastecimento de Embarcações

Existe atualmente uma linha de pesquisa que estuda a utilização do gás natural para atividades de transporte aquaviário. O uso do gás natural liquefeito como combustível marítimo apresenta-se como opção atrativa a substituição dos combustíveis tradicionalmente utilizados no setor marítimo, como o óleo combustível, devido a pressões ambientais e aumento dos custos dos combustíveis fósseis.

Contudo, a fim de que esse combustível se torne competitivo diante dos demais e efetivamente acessível aos seus consumidores, algumas barreiras devem ser superadas.

A sua viabilidade está diretamente relacionada com os investimentos necessários para o emprego de novas tecnologias que incorporam o uso de gás, bem como com os investimentos exigidos pela sua infraestrutura de abastecimento, conforme demonstrado em MOTTA (2015).

A partir desse último tocante, infraestrutura de abastecimento, uma opção de monetização que poderia ser estuda para planta de estocagem *offshore* seria o desenvolvimento de uma estação de reabastecimento de navios com propulsão a gás natural.

Essa opção seria especialmente interessante caso a opção anterior, Estação de Produção de GNL, fosse empregado, já que seria um investimento complementar.

Como pôde ser visto nesse capítulo, existem diversas alternativas de monetização do gás natural estocado nas cavernas subterrâneas estudadas nessa tese. **Entretanto, é necessário realizar uma análise aprofundada de cada uma delas, sob o ponto de vista estratégico, técnico, econômico e regulatório. De todo modo, as tecnologias apresentadas anteriormente, constituem alternativas para contribuir num maior aproveitamento do gás natural a ser estocado nas cavernas de sal estudadas nessa tese.**

No caso do GTW e das plantas de GTL embarcadas, além da redução dos custos logísticos de escoamento e armazenamento, as empresas reduzem os riscos de mercado uma vez que tanto a eletricidade gerada quanto o syncrude produzido e misturado ao petróleo possuem mercados mais maduros e com maior liquidez. Contudo, no caso do GTW, a regulação ambiental vigente exige a separação e o armazenamento do CO₂ misturado ao gás natural o que traz um custo adicional quando comparado ao GTL (UFRJ – IBP, 2017). No caso do GNL embarcado, existe um grande mercado global que pode ser aproveitado, entretanto, é necessário analisar aspectos de segurança para se implementar uma solução com uso de FLNG na região da instalação de estocagem, bem como a viabilidade econômica de acordo com a projeção de preços futuros do GNL no mercado internacional. O que acontece é que nos últimos anos, com a redução sustentada do preço do petróleo no mercado mundial e com a entrada dos EUA como exportador de gás natural, os preços do GNL estão relativamente baixos, comprometendo a viabilidade econômica de plantas de liquefação embarcadas (UFRJ – IBP, 2017).

APÊNDICE VI

Melhores práticas e segurança operacional de instalações de estocagem subterrânea de GN em cavernas de sal

A intenção deste capítulo da tese é destacar o acervo técnico disponível sobre as melhores práticas da indústria de armazenamento de gás natural em cavidades salinas, tanto para a atividade de construção quanto para a operação das cavernas. Como esta tese aborda uma aplicação inédita a nível internacional, estocagem subterrânea de gás natural em cavernas de sal em ambiente *offshore*, mostra-se extremamente relevante analisar o tema quanto ao que existe na literatura técnica a respeito de segurança e melhores práticas da indústria, para que esse conhecimento seja incorporado num projeto real no futuro.

Motivados por um recente vazamento de gás natural da instalação de Aliso Canyon em outubro de 2015 na Califórnia, os reguladores federais e estaduais americanos reexaminaram a regulamentação das instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural. Para isso formaram uma força tarefa constituída por especialistas e operadores de armazenamento de gás natural para gerar um conjunto padronizado de práticas recomendadas e fornecer orientação nas áreas de risco e gerenciamento de integridade para poços e reservatórios de armazenamento de gás natural.

Em setembro de 2015, após um esforço de três anos, foram gerados dois manuais abordando a segurança operacional de instalações subterrâneas de armazenamento de gás natural: Prática Recomendada 1170 (API 1170) que aborda o *design* e operação de instalações de estocagem subterrânea de gás natural em cavernas de sal construídas por dissolução; e Prática Recomendada 1171 (API 1171), abordando a integridade funcional do armazenamento de gás natural em reservatórios depletados de hidrocarbonetos e aquíferos subterrâneos. Esses manuais reúnem uma variedade de práticas de líderes da indústria para o *design*, operações e gerenciamento de riscos de instalações de armazenamento de gás natural.

Após o lançamento desses manuais foi feita uma referência da (*Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (PHMSA) ao padrão, em um boletim de aviso de fevereiro de 2016, a partir do qual foi iniciado um novo trabalho de análise de lacunas

pelos operadores, comparando o novo padrão com suas próprias práticas de gerenciamento de integridade. Esse trabalho de análise de lacunas pode levar de 7 a 10 anos, até que seja constituída um acervo final de regras, que levará em consideração uma comparação dos novos manuais com as práticas de gerenciamento de integridade individuais dos operadores, abordando o desenvolvimento e implementação de técnicas de avaliação de risco aplicáveis a campos de armazenamento específicos de um operador, com uma série de práticas, tais como: planos de gerenciamento de integridade, práticas de inspeção e manutenção, planos de gerenciamento de emergência, planos de contingenciamento de incidentes de *blowout* de poços de armazenamento e procedimentos para atividades de integridade de poços e reservatórios (gerenciamento de mudanças, treinamento e programas de capacitação).

Nesses manuais são cobertas as melhores práticas de todos os temas relacionados à construção e operação de instalações subterrâneas de armazenamento de GN em cavernas de sal, reservatórios de óleo e gás depletados e aquíferos subterrâneos, desde o projeto, construção, operação, monitoramento e manutenção dos sítios de estocagem.

Em julho de 2016, o API, através de um esforço colaborativo entre membros da *American Gas Association* (AGA) e da *Interstate Natural Gas Association of America* (INGAA), publicou um artigo sobre esses dois manuais com intenção de aprimorar a compreensão técnica sobre eles e fornecer o contexto em torno do qual eles foram desenvolvidos. Esse artigo inclui um apêndice que fornece uma revisão abrangente dos sistemas Válvulas de Desligamento de Emergência (EVS), uma ferramenta eficaz para mitigação de incidentes que podem ocorrer a jusante da válvula, incluindo seus desafios de operação, aplicações, benefícios e confiabilidade.

Os manuais 1170 e 1171 utilizam uma abordagem baseada no risco para o gerenciamento de integridade das instalações de armazenamento, incluindo cinco etapas: 1) Coleta de Dados, Documentação e Revisão; 2) Identificação de Perigo e Ameaça; 3) Avaliação de Risco; 4) Tratamento de Riscos - Desenvolvimento de Medidas Preventivas e Mitigativas; e 5) Revisão periódica e reavaliação. As lições aprendidas com eventos históricos de armazenamento de gás que resultaram em perda de contenção tiveram um papel fundamental na modelagem dos API 1170 e 1171. O objetivo desses manuais é reduzir os riscos potenciais.

Os programas de gerenciamento de integridade de poços de armazenamento são desenvolvidos com uma abordagem de ciclo de vida que inclui *design* de poço, construção, comissionamento, operações, manutenção e abandono das instalações de armazenamento subterrâneo. São analisados todos os componentes dos poços das instalações de armazenamento, cobrindo aspectos relacionados à cabeça do poço e cimentação adequados para fornecer uma contenção segura do gás dentro das instalações. Os manuais também abordam a necessidade do operador de reavaliar periodicamente os seus procedimentos de análise de risco, realizar um minucioso monitoramento de suas instalações, arquivar documentação e realizar processos de melhoria contínua como parte do gerenciamento de integridade da instalação de armazenamento.

Em fevereiro de 2016, como uma resposta ao incidente de vazamento de GN de Aliso Canyon, a partir de uma força tarefa federal do congresso e da administração do governo americano, foi lançado um relatório com o título “Relatório Final da Força Tarefa Interagências sobre Segurança de Estocagem de Gás Natural” (EUA, 2016), com recomendações sobre como reduzir a probabilidade de vazamentos futuros de instalações de armazenamento subterrâneo de gás natural em todo o país.

A força tarefa identificou três principais áreas de pesquisa associadas às instalações de armazenamento de gás natural, as quais foram abordadas no relatório: redução do risco de falhas nas instalações de estocagem; redução dos impactos ambientais e de saúde de grandes incidentes de vazamento; e compreensão das implicações de confiabilidade de energia. A força tarefa convocou três grupos de trabalho separados para avaliar esses três aspectos que geraram 3 relatórios separados em outubro de 2016: (1) Integridade física das instalações de armazenamento de gás natural (FREIFELD *et al.*, 2016); (2) Confiabilidade dos estoques de gás natural (FOLGA *et al.*, 2016); e (3) Saúde pública e impactos ambientais associados ao vazamento (EUA, 2016). Em todas essas áreas, a força tarefa realizou mais de 40 recomendações que identificam a necessidade de ações adicionais nas instalações de armazenamento de gás natural dos EUA para garantir sua segurança a longo prazo e confiabilidade na operação.

As principais recomendações da força tarefa foram:

- Os operadores de armazenamento de gás devem iniciar um rigoroso programa de avaliação de seus poços, estabelecer planejamento de gerenciamento de risco e, na maioria dos casos, eliminar os poços antigos com projetos de ponto único de falha;
- A preparação antecipada para possíveis vazamentos de gás natural e resposta de emergência coordenada no caso de uma intercorrência pode ajudar a gerenciar e mitigar potenciais impactos ambientais e ocasionados por vazamentos; e
- Os planejadores e operadores de sistemas de energia precisam entender melhor os riscos que as potenciais rupturas de armazenamento de gás criam para o sistema elétrico.