



UFBA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

DOUTORADO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

ROBERTO JOSÉ BATISTA CÂMARA

ARMAZENAMENTO ENERGÉTICO DE HIDROGÊNIO
E GÁS NATURAL (P2G) E AR COMPRIMIDO (CAES)
EM CAVERNAS SALINAS: ASPECTOS TÉCNICO-
REGULATÓRIOS, PROPOSIÇÃO E SIMULAÇÃO DE
METODOLOGIA



PEI

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

SALVADOR
2019



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA INDUSTRIAL – PEI**

DOCTORADO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

ROBERTO JOSÉ BATISTA CÂMARA

**ARMAZENAMENTO ENERGÉTICO DE HIDROGÊNIO E
GÁS NATURAL (P2G) E AR COMPRIMIDO (CAES) EM
CAVERNAS SALINAS: ASPECTOS TÉCNICO-
REGULATÓRIOS, PROPOSIÇÃO E SIMULAÇÃO DE
METODOLOGIA**

Salvador
2019

ROBERTO JOSÉ BATISTA CÂMARA

**ARMAZENAMENTO ENERGÉTICO DE HIDROGÊNIO E
GÁS NATURAL (P2G) E AR COMPRIMIDO (CAES) EM
CAVERNAS SALINAS: ASPECTOS TÉCNICO-
REGULATÓRIOS, PROPOSIÇÃO E SIMULAÇÃO DE
METODOLOGIA**

v. 1

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial – PEI, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Industrial.

Orientador: Prof. Dr. José Célio Silveira Andrade.
Co-orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio de M. V. Rocha.
Co-orientador: Prof. Dr. George A. B. Câmara.

Salvador
2019

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

CÂMARA, ROBERTO JOSÉ BATISTA
ARMAZENAMENTO ENERGÉTICO DE HIDROGÊNIO E GÁS
NATURAL (P2G) E AR COMPRIMIDO (CAES) EM CAVERNAS
SALINAS: ASPECTOS TÉCNICO-REGULATÓRIOS, PROPOSIÇÃO E
SIMULAÇÃO DE METODOLOGIA v. 1 Salvador / ROBERTO JOSÉ
BATISTA CÂMARA. -- Salvador, 2019.
162 f. : il

Orientador: Dr. José Célio Silveira Andrade.
Coorientador: Paulo Sérgio de M. V. Rocha..
Tese (Doutorado - Engenharia Industrial) --
Universidade Federal da Bahia, UFBA, 2019.

1. Reserva. Recurso.. 2. Armazenamento
Energético.. 3. Energia Renovável.. 4. Caverna
Salina.. I. Andrade, Dr. José Célio Silveira. II.
Rocha., Paulo Sérgio de M. V. . III. Título.

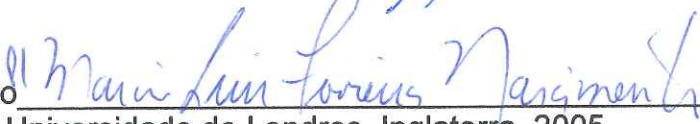
ARMAZENAMENTO ENERGÉTICO DE HIDROGÊNIO E GÁS NATURAL (P2G) E AR COMPRIMIDO (CAES) EM CAVERNAS SALINAS: ASPECTOS TÉCNICO-REGULATÓRIOS E PROPOSIÇÃO DE METODOLOGIA

ROBERTO JOSÉ BATISTA CÂMARA

Tese submetida ao corpo docente do programa de pós-graduação em Engenharia Industrial da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de doutor em Engenharia Industrial.

Examinada por:

Prof. Dr. José Célio Silveira Andrade 
Doutor em Administração, pela Universidade Federal da Bahia, Brasil, 2000.

Prof. Dr. Júlio Ferreira Carneiro 
Doutor em Hidrogeologia pela Universidade de Londres, Inglaterra, 2005.

Prof. Dr. Paulo Sérgio Rodrigues de Araújo 
Doutor Engenharia Agrônômica, pela Universidade de São Paulo, Brasil, 2000.

Prof. Dr. Paulo Roberto Britto Guimarães 
Doutor em Engenharia Química, pela Universidade de Leeds, Inglaterra, 1995.

Prof. Dr. José Baptista de Oliveira Júnior 
Doutor em Engenharia Mineral, pela Universidade de São Paulo, Brasil, 2001.

Salvador, BA - BRASIL
Novembro/2019

Aos meus filhos Laura e Davi e aos meus sobrinhos, Anna Beatriz, Amora (*in memoriam*) e José Francisco (que vai chegar).

AGRADECIMENTOS

A DEUS, autor e consumidor da minha fé. Toda minha gratidão pelo dom do discernimento e capacidade de aprendizado.

Ao meu Orientador Prof. Célio pela paciência e confiança depositada.

A George Câmara, irmão, sócio, amigo e co-orientador que me “puxou” para o doutorado, mesmo contra a minha vontade, sempre pensando na expansão de possibilidades científicas, acadêmicas e profissionais.

Ao meu amigo e co-orientador Paulo Rocha, quem me acompanha desde o tempo do Mestrado me ensinando, racionalizando e concatenando minha linha de pensamentos.

Ao Professor Júlio Carneiro da Universidade de Évora que “abriu” minha cabeça para pensar em armazenamento energético após meu estágio em Portugal e mudou totalmente o rumo desse trabalho faltando 1 ano e meio para o seu término.

A minha mãe Josenice Veloso Batista Câmara que, como professora, desde o primário me ensina o valor do conhecimento.

A minha esposa Isabela e a meus filhos Laura e Davi pelo incentivo e apoio nos momentos de ausência, principalmente no período de minha estada fora do país.

A todos os amigos da Câmara Consultoria que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Meu muito obrigado.

Sempre parece impossível até que seja feito.

Nelson Mandela

CÂMARA, Roberto José Batista. **Armazenamento energético de hidrogênio e gás natural (P2G) e ar comprimido (CAES) em cavernas salinas: aspectos técnico-regulatórios, proposição e simulação de metodologia.** 162 f. il. 2019. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2019.

RESUMO

As energias renováveis vêm ocupando um maior espaço na matriz energética mundial em função de alguns fatores, primordialmente o ambiental. Apesar do desenvolvimento tecnológico para utilização deste tipo de energia caminhar a passos largos, o ajuste entre a oferta energética renovável e demanda (de energia elétrica, por exemplo) nem sempre é possível devido à algumas restrições. Para suprir esse ajuste de oferta e demanda uma das alternativas utilizadas é o armazenamento energético em grande escala. Este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia para avaliação de recursos e reservas energéticos em cavernas salinas, utilizando as tecnologias P2G e CAES. Para atender a este objetivo, utilizou-se como base metodológica a análise documental (portarias, resoluções, leis dentre outros), consulta a especialistas das áreas de armazenamento energético e afins, uma análise comparativa e teste da metodologia proposta com dados reais obtidos da literatura. Como resultado, duas metodologias existentes foram identificadas para serem usadas como referência: o *Petroleum Resources Management System* (PRMS) e o *CO₂ Storage Resources Management System* (SRMS). Assim, como nas metodologias de referência, as fases de um projeto foram divididas em duas: subcomercial, onde as análises e cálculos foram feitos a partir de informações existentes na literatura e comercial, onde as análises e cálculos foram feitos em função das informações oriundas da implantação do projeto real. Para os projetos subcomerciais foram estabelecidos três estágios denominados de Recurso Total Possível (R3), Recurso Total Provável (R2) e Recurso Total Provado (R1). Para exemplificação da metodologia nessa fase, foram utilizadas informações de maciços salinos em Portugal e a tecnologia de armazenamento de ar comprimido. O R3 foi calculado com informações do Maciço do Carriço e seu valor foi de 3.000.000 m³. O Diapiro Rio Maior foi utilizado como exemplo para o cálculo do R2, considerando as variáveis geológicas e regulatórias e seu valor final foi de 321.951 m³, equivalendo a um potencial energético de 4,3 GWh. Finalmente, o valor de R1 foi calculado, analisando o tipo de gás utilizado e a eficiência da planta a ser implementada e o valor volumétrico foi de 95.619,45 m³. Esse valor equivale a um potencial energético total de 1,3 GWh, e uma potência de 326 MW para 4 h de produção e 162 MW para 8 h de produção. Da mesma forma que para a fase subcomercial, para os projetos comerciais foram estabelecidos três estágios denominados de Reserva Total Possível (Re3), Reserva Total Provável (Re2) e Reserva Total Provada (Re1). Para testar a metodologia proposta para a fase comercial, foram utilizados dados de uma mineração produtora de salgema na cidade de Maceió, estado de Alagoas utilizando armazenamento de ar comprimido. A Reserva Total Possível (Re1) foi calculada em 118.046 m³ enquanto a Reserva Total Provável foi de 234.000 m³, equivalendo a um potencial energético de 4,3 GW. Já para a Reserva Total Provada (Re1) o valor encontrado foi de 69.498 m³, o que equivale a um potencial energético de 1,28 GWh que quando dividido por uma produção em 4 horas ou 8 horas fornecem uma potência de 320 MW e 160 MW, respectivamente. Os valores encontrados estão próximos aos fornecidos pelas usinas que operam comercialmente no mundo, confirmando a robustez e aderência a realidade da metodologia proposta. Conforme visto, a metodologia pode ser aplicada a casos reais e os valores encontrados apontam para a possibilidade de implantação de um projeto CAES na concessão mineral da estudada. Para isso, faz-se necessário o desenvolvimento de um estudo de caso real com os dados da empresa contemplando: todos os aspectos limitadores no cálculo da Re3, utilizando os dados da perfilagem sônica para o cálculo da Re2 e escolhendo o tipo da

tecnologia CAES para calcular a Re1. Além disso, elaborar um EVTE considerando alguns tipos de fornecimento de energia para a compressão do projeto CAES a ser implantado.

Palavras chave: Reserva. Recurso. Armazenamento Energético. Energia Renovável. Caverna Salina.

CÂMARA, Roberto José Batista. **Energy storage of hydrogen and natural gas (P2G) and compressed air (CAES) in saline caves: technical-regulatory aspects, methodology proposition and simulation.** 162 p. il. 2019. Thesis (Doctoral) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2019.

ABSTRACT

Renewable energies have been occupying a larger portion of the world energy matrix due to a series of factors, primarily the environmental one. Although the technological development related to this type of energy is moving at a rapid pace, the adjustment between the renewable energy supply and demand is not always possible due to the inherent dependence on natural factors. To bridge this supply and demand adjustment one of the available alternatives is the large-scale energy storage. This paper aims to propose a methodology for the evaluation of energy resources and reserves in salt caves, using P2G (Power to Gas) and CAES (*Compressor Air Energy Store*) technologies. To meet this objective, bibliographic research on the proposed theme, document analysis (ordinances, resolutions, laws, among others), consultation with experts in the energy storage area, and a comparative analysis were used as methodological basis. Also, the proposed methodology was tested using real data obtained from the literature. As a result, two existing methodologies have been identified to be used as references: the Petroleum Resources Management System (PRMS) and the CO₂ Storage Resources Management System (SRMS). As in the methodologies taken as reference, a storage project is divided into two phases: sub-commercial, where the analyzes and calculations are made from information obtained in the literature; and commercial, where the analyzes and calculations are made according to information obtained from the actual implementation of the project. Three stages were established for the subcommercial projects: Total Possible Resource (R3), Total Probable Resource (R2) and Total Proved Resource (R1). Information from saline massifs in Portugal and the compressed air storage technology were used to exemplify the methodology used at this phase. The R3 volume was calculated with informations from Carriço Massif and it resulted in a volumetric value of 3,000,000 m³. The Diapiro Rio Maior, considering the geological and regulatory variables, was used as an example for the R2 calculation, and its final value was 321,951 m³, the equivalent to an energy potential of 4.3 GWh. Finally, the value of R1 was calculated by analyzing the type of gas used and the efficiency of the associated plant, obtaining a volumetric value of 95,619.45 m³. This value is equivalent to a total energy potential of 1.3 GWh, and a power of 326 MW for a 4h production and 162 MW for a 8h production. Such as for the sub-commercial phase, three stages were also established for projects classified as commercial: Total Possible Reserve (Re3), Total Probable Reserve (Re2) and Total Proved Reserve (Re1). In order to test the proposed methodology for the commercial phase, data from a rock salt mining company in the city of Maceió, state of Alagoas, was used. The Total Possible Reserve (Re3) was estimated at 118,046 m³ while the Total Proved Reserve (Re2) at 234,000 m³, which is equivalent to an energy potential of 4.3 GW. For the Total Proved Reserve (Re1) the value of 69,498 m³ was found, which is equivalent to an energy potential of 1.28 GWh, which when divided by a production in 4 hours or 8 hours provides a power of 320 MW and 160 MW respectively. The values found are close to those presented by plants operating commercially around the world, confirming the robustness of the proposed methodology and its adherence to the reality. As observed, the proposed methodology can be applied to real cases and the values found in this article point to the possibility of implantation of a CAES project in the studied mineral concession. In order to accomplish this, it is necessary to develop a real case study with the company data including all limiting aspects in the calculation of Re3, using the sonic profiling data to calculate Re2 and choosing the type of CAES technology to calculate Re1. It is also necessary to prepare an Technical and Economic Feasibility Study (TEFS)

considering diverse types of power supply for the compression to be implemented through the CAES project.

Keywords: Reserve. Resource. Energy Storage. Renewable Energy. Salt Cave.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 01 – Parte das principais fontes de energia no mundo no início do século XX.....	20
Figura 02 - Consumo mundial de energia primária.....	22
Figura 03 - Investimento mundial em fontes renováveis para geração de energia elétrica (excluindo hidroelétrica) entre 2017 e 2040.....	23
Figura 04 - Uso e exploração do subsolo.	24
Figura 05 - Potencial (GW) instalado no mundo, para geração de energia elétrica através de armazenamento, conectado ao sistema.	26
Figura 06 - Maturidade das tecnologias de armazenamento de energia.....	27
Figura 07 - Custo de armazenagem de energia por tecnologia.	28
Figura 08 - Diagrama esquemático de um sistema convencional de armazenagem de ar comprimido.....	29
Figura 09 - Produção da usina CAES de Huntorf em um dia.	30
Figura 10 - Os três métodos P2G e suas possíveis aplicações.	32
Figura 11 - Critérios de classificação de Reservas utilizados pela ANP.....	40
Figura 12 - Critérios de classificação de Recursos Estocáveis para CO ₂	43
Figura 13 - Classificação de Exploração, Recursos Minerais e Reservas Minerais segundo a CBRR	46
Figura 14 - Fluxo simplificado para aprovação de reservas petrolíferas num PD e BAR.	49
Figura 15 - Fluxo simplificado com sugestões para aprovação de reservas petrolíferas num PD e BAR.	51
Figura 16 - Fluxo simplificado para aprovação de injeção de fluidos em reservatórios petrolíferos.....	53
Figura 17 - Fluxo simplificado para aprovação de reservas minerais.....	54
Figura 18 - Fluxo simplificado da metodologia de avaliação de recursos e reservas do PRMS.	69
Figura 19 - Projetos de CAES no mundo.	78
Figura 20 - Quantidades e tipos de sítios de armazenamento de gás natural no mundo	82
Figura 21 - Os 10 principais países no mundo com capacidade instalada de gás	83
Figura 22 - Proposta para classificação de recursos energéticos subcomerciais armazenados em cavernas salinas	86

Figura 23 - Metodologia de cálculo e conceituação de reservas petrolíferas, armazenamento de CO ₂ e armazenamento energético sub-comercial em cavernas salinas	87
Figura 24 - Esquema de utilização de tipos de tecnologia CAES	97
Figura 25 - Fluxo de seleção de reservatório para armazenamento de energia.....	101
Figura 26 - Atores envolvidos na implementação da tecnologia CCS.....	103
Figura 27 - Estágios de pré-viabilidade para um projeto de CO ₂ na Bacia do Recôncavo. ..	105
Figura 28 - Geometria final das cavernas da usina de Huntorf	112
Figura 29 - Formação de um domo de sal.	118
Figura 30 – A) Corte transversal de uma mina de sal; B) Remoção do sal da frente de lavra da mina Klodawa, Polônia.	119
Figura 31 - Desenvolvimento ascendente de uma caverna salina.	120
Figura 32 – Configuração da caverna observada pela eco-sonda.	121
Figura 33 - Modelo de deposição de evaporitos em águas profundas.....	122
Figura 34 - Localização dos poços da mina de salgema em Alagoas	122
Figura 35 - Perfil litológico da Bacia Sergipe-Alagoas e detalhamento da camada de sal. ..	123
Figura 36 - Esquema de poços verticais e direcionais.....	124
Figura 37 - Processo de dissolução subterrânea por injeção direta e reversa.....	124
Figura 38 - Sonar, caminhão de perfilagem e desenho esquemático da operação	125
Figura 39 - Desenho esquemático da tubovia que transporta a salgema dos poços produtores para a planta de cloro-soda.	126
Figura 40 - Fase de conceituação utilizada na simulação.....	126
Figura 41 - Localização das cavernas sob concessão para exploração comercial de salgema.	127
Figura 42 - Mapa simplificado das feições de instabilidade do terreno no Bairro Pinheiro.	129
Figura 43 - Mapa de localização das cavernas em Maceió, AL.....	130
Figura 44 - Evolução do perfil de uma caverna da mina de salgema.	132
Figura 45 - Gráfico da pressão de poros e de fratura de uma caverna da mina de salgema. ..	134

LISTA DE QUADROS

Quadro 01 - Iniciativas para regulamentação das declarações de reservas minerais.	44
Quadro 02 - Conceitos e definições de reservas e recursos de entidades do setor mineral e de petróleo.	48
Quadro 03 - Resumo das características sobre avaliação e certificação de reservas petrolífera dos principais países produtores mundiais mais a Colômbia.	65
Quadro 04 - Categorias de viabilidade técnica de um reservatório para uma dada tecnologia de armazenamento de energia, conforme adotado no projeto ESTMAP	85
Quadro 05 - Aspectos analisados para campos com potencial de injeção de CO ₂ na bacia do Recôncavo e suas referências.	104
Quadro 06 - Comparativo entre os aspectos de seleção de sites para armazenamento de CO ₂ e o armazenamento em cavernas salinas (CAES e P2G).	110
Quadro 07 - Aspectos de seleção de sites para armazenamento em cavernas salinas (CAES e P2G).	128
Quadro 08 – Resumo do Capítulo 2.	142
Quadro 09 – Resumo do Capítulo 3.	142
Quadro 10 – Resumo do Capítulo 4.	143
Quadro 11 – Resumo do Capítulo 5.	144

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAPG	<i>American Association of Petroleum Geologist</i>
ABPM	Associação Brasileira de Empresas de Pesquisa Mineral
ADIMB	Agência Brasileira de Desenvolvimento Tecnológico da Indústria Mineral
ANH	<i>Agência Nacional de Hidrocarburos</i>
ANM	Agência Nacional de Mineração
ANP	Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis
ASC	<i>Alberta Securities Commision</i>
BAR	Boletim Anual de Reservas
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
Bmc	Bilhões de metros cúbicos
BOEM	<i>Bureau of Ocean Energy Management</i>
CAES	<i>Compressor Air Energy Storage</i>
CBRR	Comissão Brasileira de Recursos e Reservas
CCS	<i>Carbon Capture Storage</i>
CCUS	<i>Carbon Capture Use and Storage</i>
CNH	<i>Comission Nacional de Hidrocarburos</i>
COGEH	<i>Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook</i>
CO ₂	Dióxido de Carbono
CRIRSCO	<i>Commitee for Mineral Reserves International Reporting Standards</i>
CSA	<i>Canadian Security Administrators</i>
CSLFF	<i>Carbon Sequestration Leadsip Forum</i>
DNPM	Departamento Nacional de Pesquisa Mineral
D&M	<i>DeGolyer & MacNaughton</i>
E&P	Exploração e Produção
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
ESGN	Estocagem Subterrânea de Gás Natural
EVTE	Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica
FER	Fonte de Energia Renovável
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Comission</i>
GEE	Gás de Efeito Estufa
IBRAM	Instituto Brasileiro de Mineração

ICMM	<i>International Council on Mining and Metals</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IFC	<i>International Finance Corporation</i>
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i>
INT	Instituto Nacional de Tecnologia
m	Metro
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology</i>
MTIC	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
MMBOE	Milhões de Barris de Óleo Equivalente
NPD	<i>Norwegian Petroleum Directorate</i>
NRO	<i>National Reporting Organization</i>
OGX	<i>Oil and Gas Holdings S. A.</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEP	Organização dos Países Produtores e Exploradores de Petróleo
P2G	<i>Power to Gas</i>
PD	Plano de Desenvolvimento
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIIP	<i>Total Petroleum Initially in Place</i>
PRMS	<i>Petroleum Resources Management System</i>
R1	Recurso Total Provado
R2	Recurso Total Provável
R3	Recurso Total Possível
Re1	Reserva Total Provada
Re2	Reserva Total Provável
Re3	Reserva Total Possível
ReTPO	Reserva Total Possível
ReTPD	Reserva Total Provada
ReTPV	Reserva Total Provável
RTPO	Recurso Total Possível
RTPD	Recurso Total Provado
RTPV	Recurso Total Provável
SCR	Sistema de Certificação de Reservas
SEC	<i>United State Securities Exchange Commission</i>

SPE	<i>Society of Petroleum Engineer</i>
SPEE	<i>Society of Petroleum Evaluation Engineer</i>
SRMS	<i>CO₂ Storage Resources Management System</i>
SRP	<i>Statement of Recommended Practices</i>
UE	União Européia
UGS	<i>Undergroud Storage</i>
UHR	Usina Hidroelétrica Reversível
UKSRP	<i>United Kindon Statement of Recommended Practices</i>
UNECE	<i>United Nations Economic Commission for Europe</i>
VOIP	Volume de Óleo <i>in Place</i>
VOR	Volume de Óleo Recuperável
WPC	<i>World Petróleo Council</i>

SUMÁRIO

1	CAPÍTULO 1 - CONTEXTO INTRODUTÓRIO.....	19
1.1	INTRODUÇÃO	19
1.1.1	Delimitação do problema de pesquisa.....	33
1.1.2	Objetivos da Pesquisa	33
1.1.3	Justificativa.....	34
1.1.4	Estrutura da tese	35
2	CAPÍTULO 2 - IDENTIFICAÇÃO DAS PRINCIPAIS METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DE RECURSOS E RESERVAS ENERGÉTICAS E NÃO ENERGÉTICAS: LACUNAS E PROPOSIÇÕES REGULATÓRIAS PARA O BRASIL 37	
2.1	INTRODUÇÃO	37
2.1.1	Revisão da literatura	38
2.1.2	Reservas no setor de Petróleo e Gás, realidade Mundo e Brasil	39
2.1.3	Uso do subsolo como Armazenamento de Energia e Gás de Efeito Estufa	40
2.1.4	Reservas no setor de mineração: aspectos mundiais e brasileiro.....	43
2.1.5	Resumo das principais metodologias utilizadas para avaliação de recursos e reservas.....	47
2.1.6	Situação atual, identificação de lacunas e proposições.....	48
2.1.7	Considerações finais	55
3	CAPÍTULO 3 - PRMS E SRMS: UMA REVISÃO DAS METODOLOGIA PROPOSTAS PELA SPE	58
3.1	INTRODUÇÃO	58
3.1.1	Estado da certificação e avaliação de reservas petrolíferas nos principais países produtores mundiais e Colômbia	61
3.2	PRMS.....	65
3.3	SRMS.....	69
3.3.1	Considerações.....	71
4	CAPÍTULO 4 - PROPOSIÇÃO METODOLÓGICA PARA CÁLCULO SUBCOMERCIAL E COMERCIAL DO ARMAZENAMENTO ENERGÉTICO POTENCIAL DE HIDROGÊNIO, GÁS NATURAL OU AR COMPRIMIDO (CAES) EM CAVERNAS SALINAS	73
4.1	INTRODUÇÃO	73
4.1.1	As tecnologias de armazenamento de energia utilizadas em cavernas salinas CAES (Compressor Air Energy System)	77
4.1.1.1	Hidrogênio.....	80
4.1.1.2	Gás Natural.....	80
4.1.2	Metodologia para cálculo da capacidade teórica (recurso) do potencial energético em cavernas salinas	84
4.1.2.1	Estágio 1	88

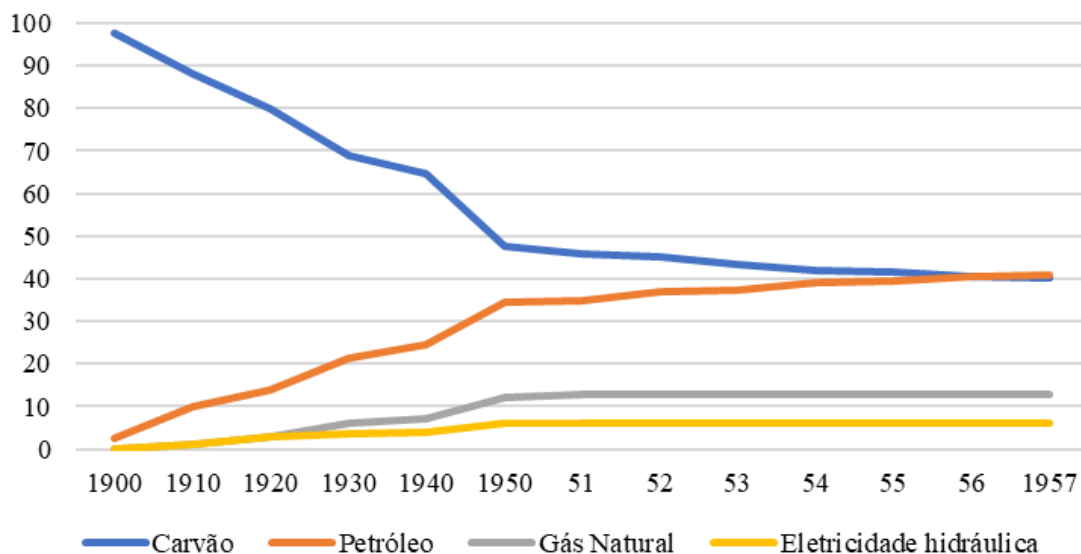
4.1.2.2	Estágio 2.....	91
4.1.2.3	Estágio 3.....	96
4.1.3	Metodologia para cálculo da capacidade real (reserva) do potencial energético em cavernas salinas	99
4.1.3.1	Estágio 1.....	100
4.1.4	Injeção de CO₂: Um correlato para a seleção de sítios.....	102
4.1.5	Análise da aplicação de técnicas de caracterização de campos candidatos para projetos de injeção de CO₂ na Bacia do Recôncavo (Bahia): uma situação análoga ao projeto de armazenamento energético em cavernas salinas utilizando as tecnologias CAES e P2G no Brasil	104
4.1.5.1	Estágio 2.....	111
4.1.5.2	Estágio 3.....	112
4.1.6	Considerações finais	113
5	CAPÍTULO 5 - VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA: SIMULAÇÃO EM UMA MINA DE SALGEMA	116
5.1	INTRODUÇÃO.....	116
5.2	CARACTERIZAÇÃO DO MACIÇO SALINO.....	117
5.2.1	Sais Evaporíticos	117
5.2.2	Lavra	119
5.2.3	A mineração de salgema em Maceió	121
5.2.4	Cálculos, resultados e discussão	126
5.2.5	Cálculo da Reserva Total Possível (ReTPO ou R3)	127
5.2.6	Cálculo da Reserva Total Provável (ReTPV ou Re2)	132
5.2.7	Cálculo da Reserva Total Provada (ReTPD ou Re1).....	135
5.2.8	Considerações finais	137
6	CAPÍTULO 6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS	141
6.1	AVALIAÇÃO, CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS MINERAIS, PETROLÍFERAS E ENERGÉTICAS NO BRASIL.....	142
6.2	PRMS E SRMS – UMA REVISÃO DAS METODOLOGIAS PROPOSTA PELA SPE	142
6.3	PROPOSIÇÃO METODOLÓGICA PARA CÁLCULO SUBCOMERCIAL E COMERCIAL DO ARMAZENAMENTO ENERGÉTICO POTENCIAL DE HIDROGÊNIO, GÁS NATURAL OU AR COMPRIMIDO (CAES) EM CAVERNAS SALINAS.	143
6.4	VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA - SIMULAÇÃO COM DADOS DA LITERATURA DE UMA MINA DE SALGEMA	143
	REFERÊNCIAS	146

1 CAPÍTULO 1 - CONTEXTO INTRODUTÓRIO

1.1 INTRODUÇÃO

Energia, em grego, significa “trabalho” (do grego *enérgia* e do latim *energia*) e, inicialmente, foi usado para se referir a muitos dos fenômenos explicados através dos termos: “vis viva” (ou “força viva”) e “calórico”. A palavra energia apareceu pela primeira vez em 1807, sugerida pelo médico e físico inglês Thomas Young. A opção de Young pelo termo energia está diretamente relacionada com a concepção que ele tinha de que a energia informa a capacidade de um corpo realizar algum tipo de trabalho mecânico (WILSON, 1968). Os últimos números mundiais sobre energia mostram alguns sinais sobre o ritmo e direção de mudança no sistema energético global. A eletricidade gerada a partir de recursos renováveis, que agora já representa um quarto da geração global, e, por exemplo, a energia solar fotovoltaica, estão muito mais baratas (IEA, 2018).

As fontes de energia são numerosas e, em sua maioria, são tão antigas quanto o mundo. A primeira delas é o homem, que procurou domesticar inicialmente os animais, auxiliares extremamente preciosos no século X (PEYRET, 1961). Em seguida, a água e o vento que movimentaram os moinhos foram utilizados e aperfeiçoados entre os séculos X e XII. O século XIX revelou o que os técnicos denominavam de “escravos mecânicos” destinados, ao menos em teoria, a substituir os escravos vivos, que foram e ainda são os homens e os animais de tração (PEYRET, 1961). Em horizonte mais recente, o carvão mineral foi o principal combustível do século XIX e a sua substituição pelo petróleo aconteceu nas cinco primeiras décadas do século XX conforme pode ser observado na Figura 01.

Figura 01 – Parte das principais fontes de energia no mundo no início do século XX.

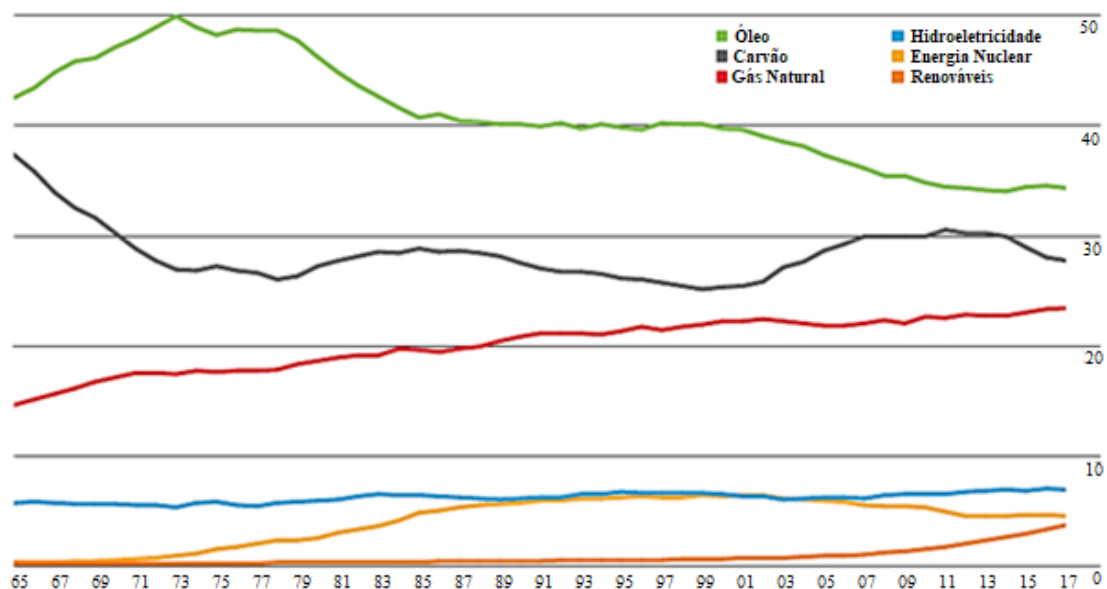
Fonte: Adaptado de Peyret (1961).

Assim como foi a substituição do carvão pelo petróleo no século XX, observa-se uma tendência atual de substituição das energias fósseis pelas energias renováveis ou limpas. O petróleo, por exemplo, é um bem explorado comercialmente desde meados do século XIX até os dias atuais.

Atualmente a energia é considerada uma magnitude física que se apresenta sob diversas formas, está envolvida em todos os processos de mudanças de estado, se transforma e se transmite, depende do sistema de referência e, fixado este, se conserva (MICHINEL; D’ALESSANDRO, 1994). O conceito de energia admite quatro formas básicas: a cinética, a potencial, a da massa (energia de repouso) e a dos campos (gravitacional e eletromagnético) (SOLBES; TARÍN, 1998). Termos como: energia química, energia elétrica e energia mecânica não devem ser entendidos como novas formas de energia, mas sim como manifestações das formas básicas em diferentes sistemas (BUCUSSI, 2007).

Apesar do amplo crescimento da utilização das energias renováveis, o mundo ainda é dependente da energia fóssil, principalmente do óleo e do gás. Segundo o Relatório Estatístico Energético Mundial da British Petroleum (BP, 2018), o consumo de óleo aumentou de 68 milhões de barris por dia em 1991, para 97 milhões de barris por dia em 2016. Já o consumo mundial de gás passou de 2,1 trilhões m³ em 1991 para 3,5 trilhões m³ em 2016. Essa indústria, devido a sua idade, pode ser considerada como madura e, portanto, muitas das suas lacunas regulatórias e técnicas já foram preenchidas, mesmo existindo um desenvolvimento tecnológico incessante.

Por outro lado, as energias renováveis vêm ocupando um espaço maior na matriz energética mundial em função de uma série de fatores, primordialmente o ambiental (CE, 2017). Observa-se na Figura 02 o declínio nos últimos 20 anos da energia consumida pelo mundo gerada por óleo (petróleo) e o avanço na utilização da energia consumida pelo mundo através do gás natural que também é conhecido como a fonte energética de transição entre a utilização do óleo e da energia renovável.

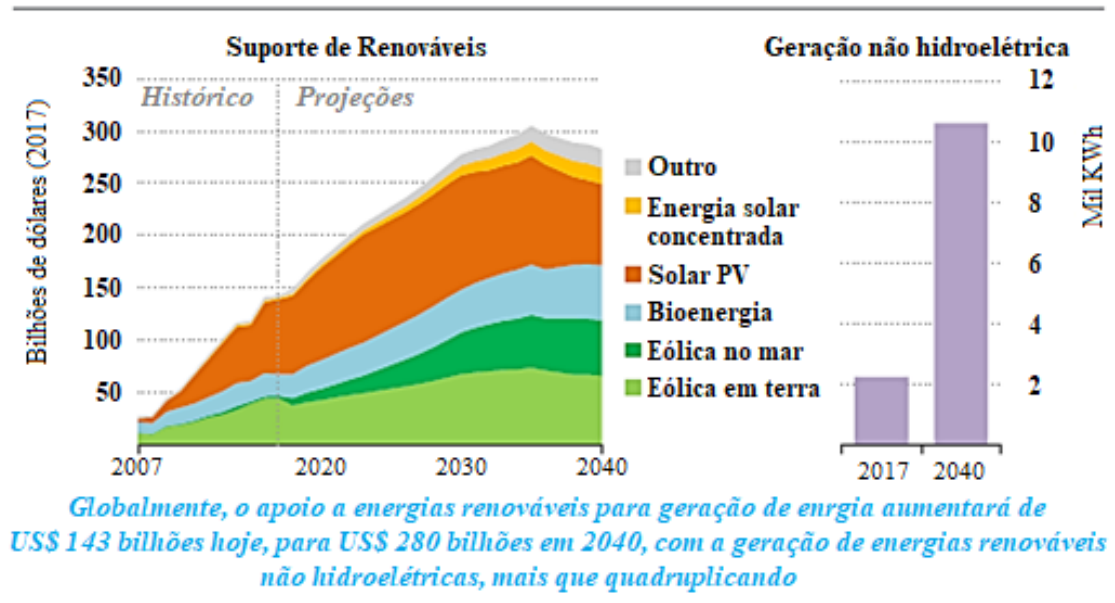
Figura 02 - Consumo mundial de energia primária.

Fonte: Adaptado de BP (2018).

Comparando as Figuras 01 e 02 verifica-se uma tendência de substituição do petróleo pelas energias renováveis, assim como ocorreu nas seis primeiras décadas do século XX, quando o petróleo gradativamente substituiu o carvão mineral como fonte de energia mundial.

O *World Energy Outlook*, publicação anual da *International Energy Agency* (IEA, 2018), construiu um cenário de investimentos em energia renováveis de 2017 a 2040. Segundo o IEA (2018) com a implantação de novas políticas mundiais, o apoio fornecido à geração de eletricidade baseada em renováveis (excluindo hidroelétricas) atingirá picos em torno de US\$ 300 bilhões em 2035 e depois cairá para cerca de US\$ 280 bilhões em 2040 (Figura 03). Do valor total acumulado no período de 2017 a 2040, mais de três quartos deverão ser destinados para as energias solar fotovoltaica e eólica, e mais de 15% irão para bioenergia.

Figura 03 - Investimento mundial em fontes renováveis para geração de energia elétrica (excluindo hidroelétrica) entre 2017 e 2040.



Fonte: Adaptado de IEA (2018).

Apesar do desenvolvimento tecnológico para utilização das energias renováveis caminhar a passos largos, o ajuste entre a oferta energética renovável e a demanda (de energia elétrica, por exemplo) nem sempre é possível, devido à dependência de fatores naturais, como ventos e sol, para geração dessas energias mais limpas (RODRIGUES *et al.*, 2014). A transição dos combustíveis fósseis para os recursos renováveis apresenta um desafio fundamental: a maioria das energias renováveis são intermitentes e imprevisíveis em sua natureza; portanto, o armazenamento de energia tem o potencial de atender esse desafio e permitir a implementação em grande escala de energias renováveis (SCIACOVELLI *et al.*, 2017).

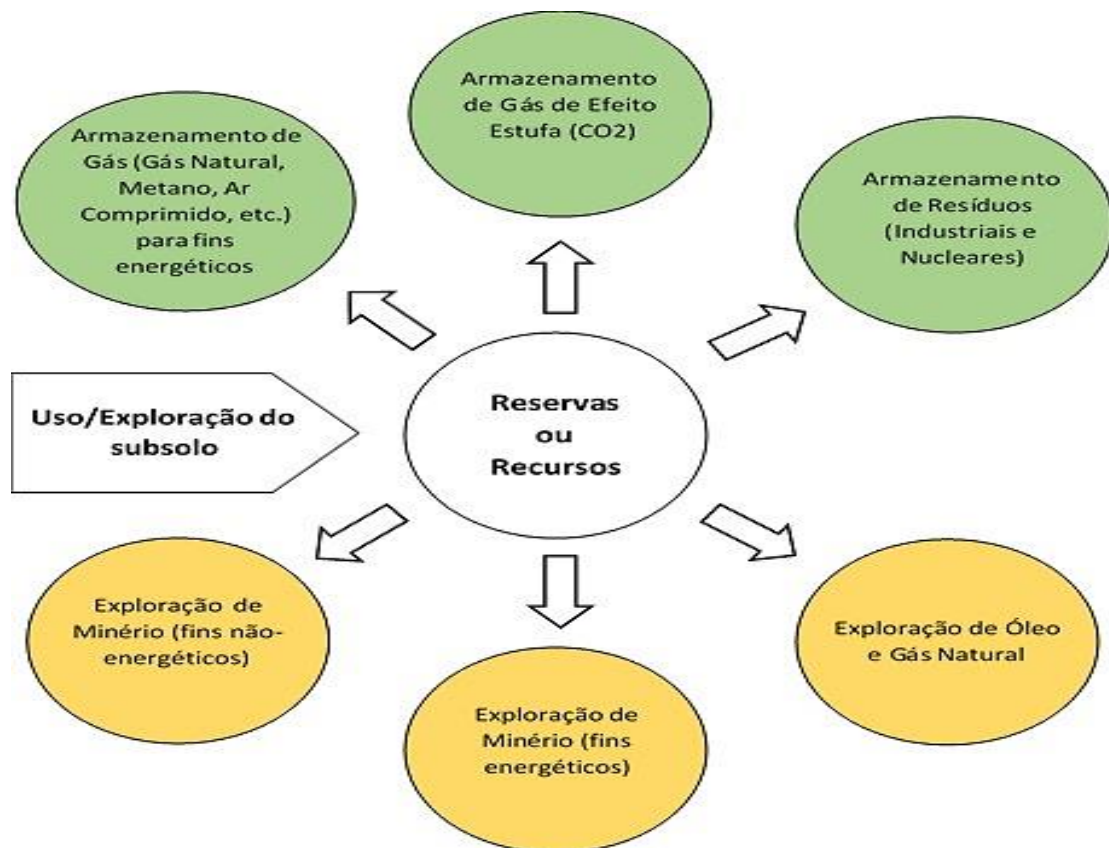
Dentre as fontes energéticas renováveis, a energia eólica surgiu como uma das grandes fontes mundiais, cujo potencial, quando empregado adequadamente, serve para entregar o máximo de potência gerada (VENKATARAMANI *et al.*, 2016). As afirmações anteriores estão corroborando com Kaiser (2015) que ressaltou em seu trabalho a existência de um descompasso entre a oferta e demanda, na substituição da energia fóssil pela energia renovável.

A Agência Internacional de Energia (IEA) estima que até 2020 os países em desenvolvimento precisarão dobrar sua produção de energia elétrica para atender à demanda crescente. Estima-se que até 2035 essas nações representarão 80% do crescimento total de produção e consumo de energia. Para atingir as metas mundiais de redução de emissões de gases de efeito estufa, uma parcela substancial dessa nova capacidade de geração deverá vir de fontes renováveis. Enquanto isso, os custos de geração das energias continuam a cair,

integrando e efetivamente usando esses novos recursos, especialmente em regiões com rede fraca infraestrutura, exigindo assim o armazenamento energético (IFC, 2017).

Uma das formas de melhor aproveitamento das energias renováveis é fazer o seu armazenamento em larga escala para a utilização em momento de demanda. O subsolo é um potencial armazenador de energia e fornecedor de recursos. Observa-se na Figura 04 uma visão geral da utilização do uso/exploração do subsolo, seja ele como fornecedor de recurso (reserva) seja como potencial fornecedor de volume para armazenamento (recurso). Essa armazenagem pode ser realizada em aquíferos salinos, reservatórios explorados de petróleo, cavidades salinas, minas abandonadas, dentre outros (MATOS; CARNEIRO; SILVA, 2017).

Figura 04 - Uso e exploração do subsolo.



Fonte: Elaboração do autor.

As tecnologias para o armazenamento de energia podem ser classificadas através dos seguintes grupos, segundo Matos, Carneiro e Silva (2019): Químico (hidrogênio), Eletroquímico (baterias de níquel e cádmio), Elétrico (supercapacitores e supercondutores de armazenamento energético elétrico), Mecânico (CAES – *Compressor Air Energy Storage* e

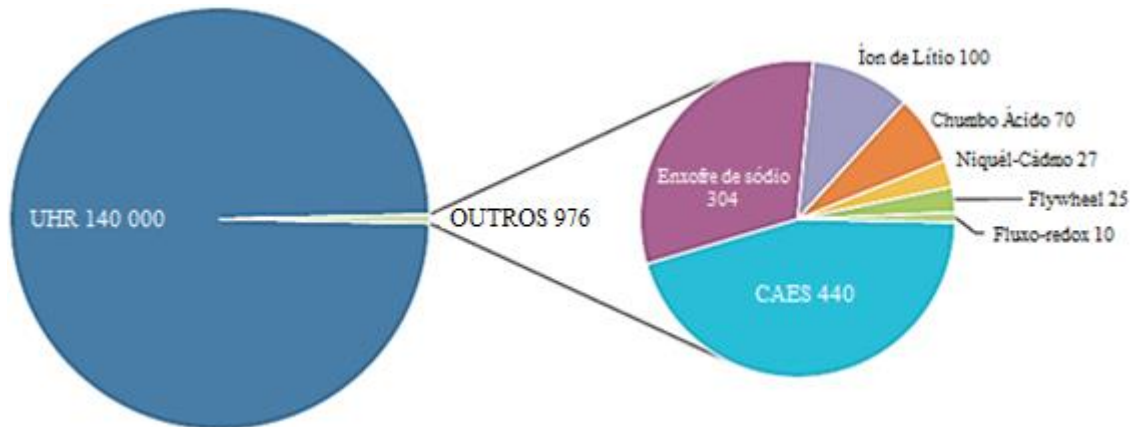
armazenamento hidráulico bombeado) e Hidrotermal (armazenamento de água quente). Ainda, ressaltaram a escolha de uma certa tecnologia de armazenamento depende principalmente do propósito de armazenamento, do tipo de fonte de energia, do transportador e do tipo de reservatório de armazenamento disponível. A aplicabilidade de tais tecnologias de armazenamento de energia pode ser avaliada de acordo com vários tipos de critérios: vida útil econômica, ciclo de vida, energia de descarga e energia armazenada, taxas de auto descarga, impacto ambiental, eficiência de ciclo, custo de capital, duração de armazenamento e maturidade técnica.

Segundo o INT/MCTIC (2017) as formas de armazenamento que terão impacto efetivo na distribuição de energia elétrica serão aquelas que têm dinâmica rápida e flexibilidade de operação tais como: Usina Hidroelétrica Reversível (UHR), CAES e as baterias conhecidas como *Battery Energy Storage System* (BESS). Para Kaiser (2015) tanto a tecnologia UHR quanto a CAES já comprovaram, há décadas, a sua confiabilidade e viabilidade no uso comercial. Apesar disso, a UE (2013) relata a necessidade, por recomendações de muitos organismos mundiais, do desenvolvimento de modelos de negócios, demonstrações e programa de projetos piloto de armazenamento energético em larga escala, particularmente relacionados à P2G (*Power to Gas*) e CAES.

Muitos países europeus têm iniciado o planejamento da sua política energética considerando prover o armazenamento energético em larga escala através de reservatórios geológicos (CARNEIRO; MATOS; VAN GESSEL, 2019). A Holanda está estudando o uso do subsolo para armazenamento de gás com o intuito de substituir a capacidade de demanda e oferta dos campos de gás natural, já a Alemanha lançou três projetos de pesquisa geocientíficas para estudar opções de armazenamento energético geológico, são eles: ANGUS +, InSPEE e H2STORE (BAUER; DAHMKE; KOLDITZ, 2017). No Reino Unido muitos projetos de interesse comum, custeados pela União Europeia, tem sido propostos e estudada a possibilidade da implantação de usinas CAES em alguns locais (EU, 2018).

A produção de energia através de UHR é afetada diretamente pela escassez de água e restrições sociais e geográficas (ROSENBERG; BODALY; USHER, 1995), mesmo assim, no mundo 165 GW são oriundos desse tipo de armazenamento, que representa 98% da energia armazenada advinda de fontes renováveis (DOE, 2018), Apesar de ser referente ao ano de 2013, atualmente, em termos de percentagem, esse cenário praticamente ainda não foi modificado e pode ser visualizado na Figura 05 a seguir, ficando as UHR's responsáveis por cerca de 99,3% da disponibilidade deste tipo de energia, enquanto o tecnologia CAES é responsável por apenas 0,3%.

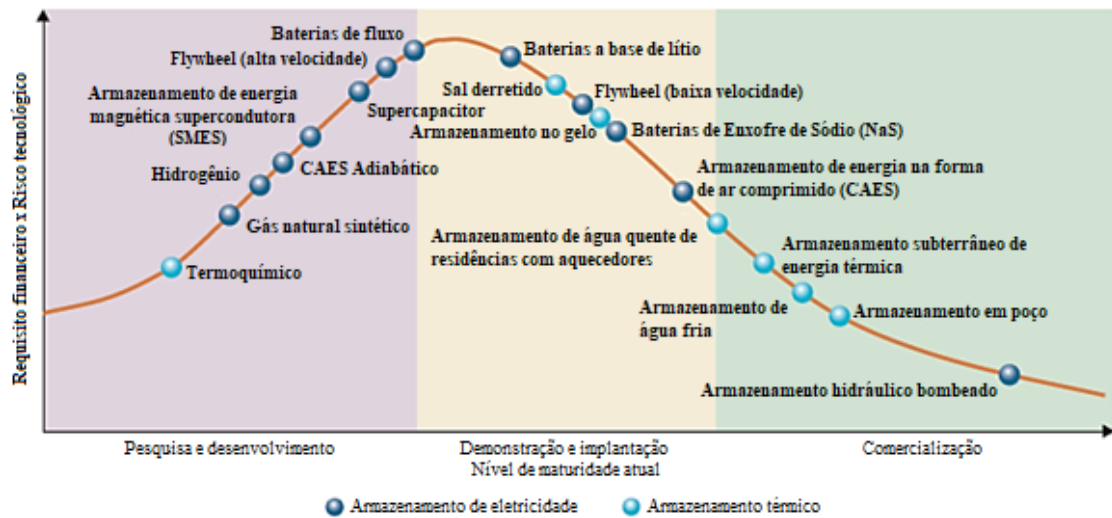
Figura 05 - Potencial (GW) instalado no mundo, para geração de energia elétrica através de armazenamento, conectado ao sistema.



Fonte: Adaptado de DOE (2013).

As baterias ainda são, em geral, inadequadas para essa tarefa devido aos altos custos de manutenção e capacidade de descarga limitada (CHEN *et al.*, 2009). Há, portanto, uma necessidade de diversificar o portfólio de tecnologias de armazenamento conectadas à rede para garantir segurança ao sistema. Dessa forma, o armazenamento energético para essa necessidade será provavelmente composto por uma combinação de UHR, CAES e armazenamento geológico de hidrogênio (AMID; MIGNARD; WILKINSON, 2016). Segundo Zakeri e Syri (2015), CAES atualmente é a única tecnologia comercialmente madura para esta aplicação e Venkataramani e colaboradores (2016) classificaram o CAES como uma promissora tecnologia para armazenamento de energia e alternativa de substituição das UHR devido a sua alta confiabilidade, viabilidade econômica e seu baixo impacto ambiental, conforme Figura 06, onde constam as principais tecnologias existentes e seus estágios de desenvolvimento (Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, demonstração e implantação, ou comercialização), bem como a curva de custos de investimento associado ao risco das mesmas.

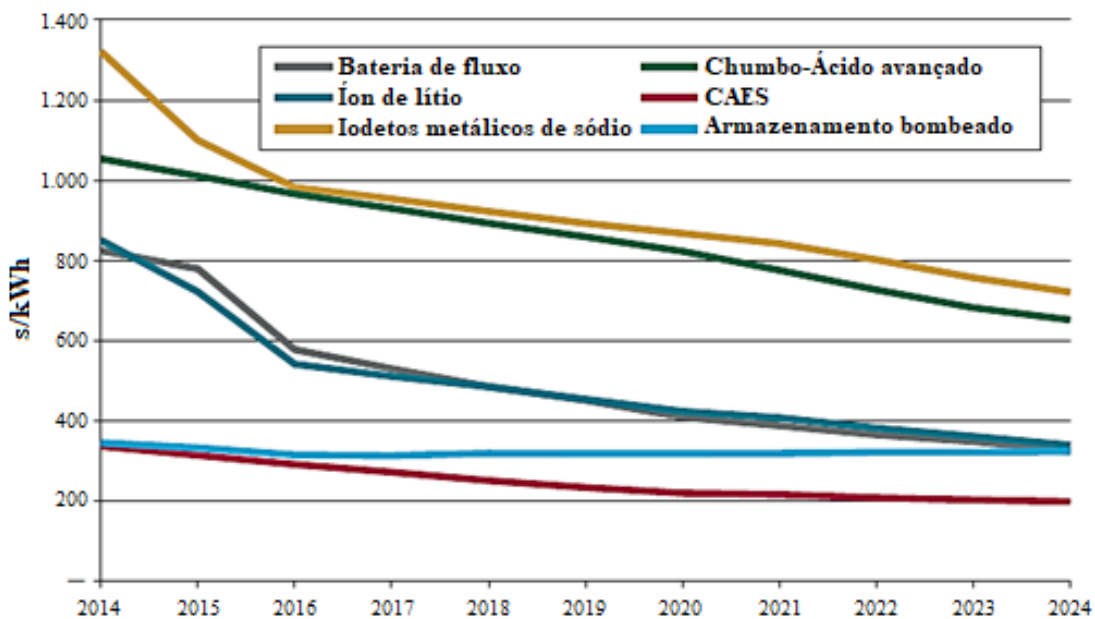
Figura 06 - Maturidade das tecnologias de armazenamento de energia.



Fonte: Adaptado de Decourt e Debarre (2013), Paksoy (2013 apud IEA 2014).

Observa-se que, para armazenamento de energia e conversão em energia elétrica, a tecnologia mais sedimentada e menos onerosa é o bombeamento hidroelétrico. A segunda tecnologia mais barata e em estágio mais avançado de desenvolvimento é a CAES. Segundo Decourt e Debarre (2013) o armazenamento de energia de ar comprimido (CAES) é considerado próximo ao final da fase de demonstração e implantação e, portanto, perto da plena comercialização.

Essas tecnologias de armazenamento em grande escala vêm sendo desenvolvidas no intuito de atendimento da demanda com a oferta energética disponível. Em estudo mais recente desenvolvido pelo IFC (2017), os custos para utilização da tecnologia CAES, conforme Figura 07, já são menores se comparados com os custos de utilização da energia hidráulica bombeada e possuem previsão de ficarem mais baratos ainda com o passar dos anos.

Figura 07 - Custo de armazenagem de energia por tecnologia.

Fonte: Adaptado de IFC (2017).

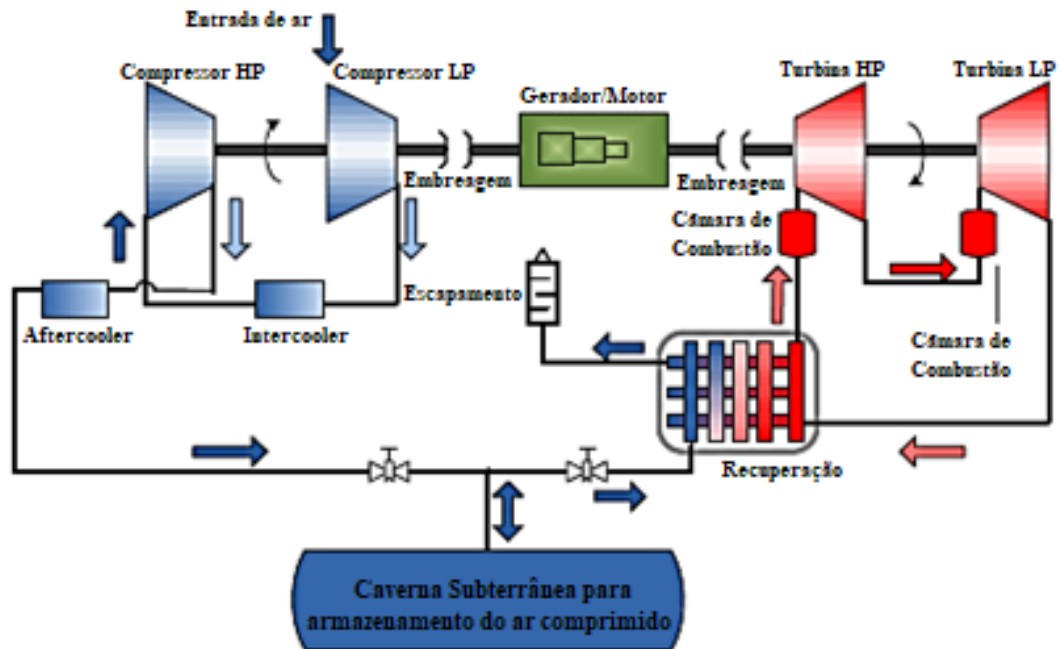
Nos últimos anos, o espaço subterrâneo tem sido cada vez mais visto como um potencial reservatório para armazenamento de energia. O uso de meios porosos e cavernas de sal para armazenamento de gás natural vem sendo implementado em vários países ao redor do mundo. O armazenamento de CO₂, calor, hidrogênio e outras formas de energia despertou a consciência da presença desse grande espaço disponível em formações rochosas, minimizando os impactos ambientais e sociais e diminuindo a necessidade de espaço superficial (BAUER *et al.*, 2013; DELMASTRO; LAVAGNO; SCHRANZ, 2016; ENER, 2014).

A tecnologia CAES foi patenteada no meio do século passado e atualmente existem duas usinas no mundo operando comercialmente, a de McIntosh, nos Estados Unidos e a de Huntorf na Alemanha. Essas usinas transformam a energia elétrica em mecânica e, num momento de aumento de demanda do setor elétrico, converte essa energia mecânica em elétrica, fornecendo-a ao sistema.

Segundo Luo *et al.* (2014) o processo de armazenagem de um projeto CAES em larga escala pode ser descrito conforme a Figura 08: durante a compressão o excedente de eletricidade é utilizado (energia gerada por aerogeradores à noite, por exemplo) em compressores que injetam o ar comprimido em reservatórios de armazenagem, normalmente em cavernas no subsolo. Para melhorar a eficiência de compressão *coolers* são utilizados visando diminuir a temperatura de trabalho do processo. Durante o modo de geração, o ar comprimido é expandido através de um grupo de turbinas com a ajuda de um gás combustível (tipicamente o gás natural) que auxilia na combustão da mistura. Essa combustão acontece nas câmeras das turbinas que

são conectadas a um gerador elétrico. Dessa forma o gás é transformado em eletricidade que é recolocada no sistema elétrico nos momentos de alta demanda energética.

Figura 08 - Diagrama esquemático de um sistema convencional de armazenagem de ar comprimido



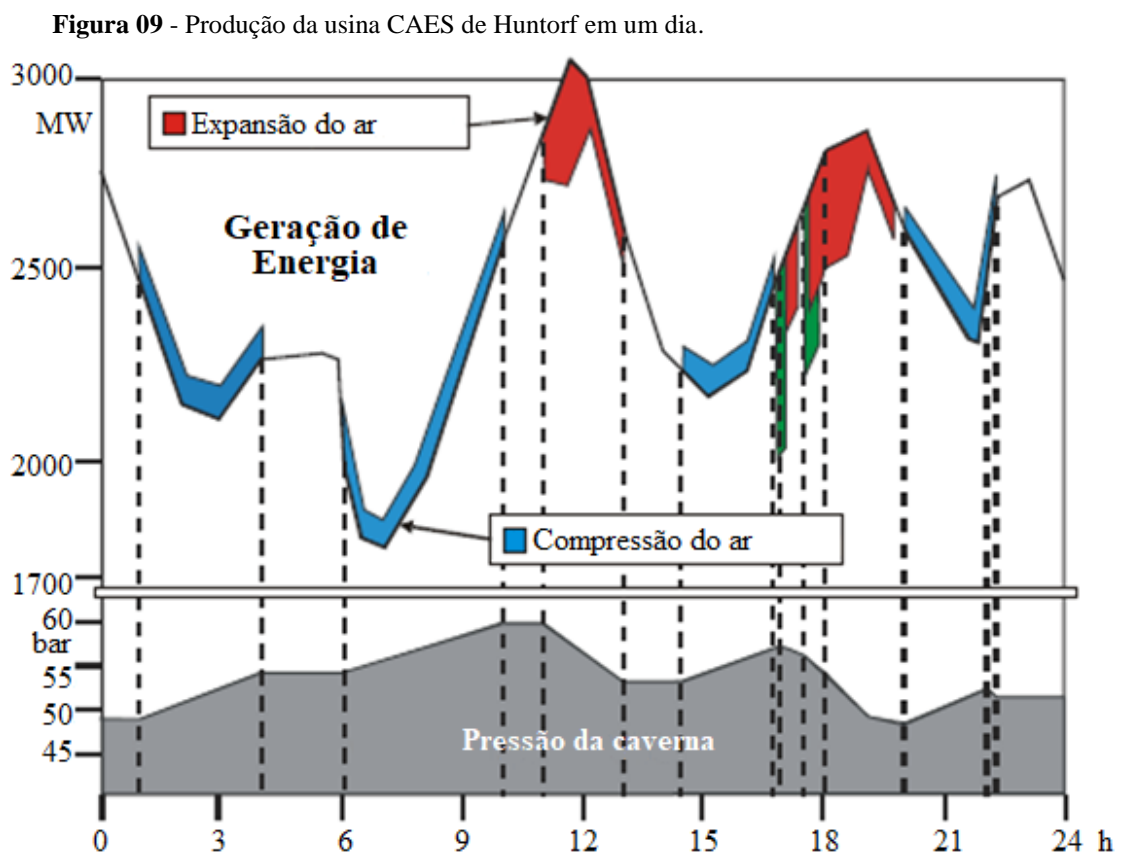
Fonte: Adaptado de Luo *et al.* (2014).

Gallo *et al.* (2016) classificaram as tecnologias CAES, segundo suas eficiências, como diabático, adiabático e isotérmico.

- Diabático (D-CAES) - O sistema D-CAES ou CAES convencional é o sistema padrão utilizado atualmente, onde o calor perdido na compressão do ar não é aproveitado. Neste sistema, o calor deve ser fornecido na fase de expansão para aumentar a capacidade energética do ar comprimido (BUDT *et al.*, 2008). A eficiência das plantas baseadas no sistema D-CAES varia entre 42% e 55%, dependendo da quantidade recuperada de calor residual durante a fase de expansão.
- Adiabático (A-CAES) - A diferença do sistema A-CAES para o D-CAES é a utilização de um dispositivo de armazenamento térmico para capturar o calor dissipado no processo de compressão, recuperando essa energia para aquecer o ar durante o processo de expansão (MATOS, 2017). Dessa forma o A-CAES reduz a emissão de CO₂, uma vez que na maioria das vezes, o combustível utilizado no D-CAES é o gás natural. Com isso há um aumento da eficiência do processo para até 70% (EASE, 2018).

- Isotérmico (Iso-CAES) - O Sistema CAES Isotérmico é uma tecnologia emergente que comprime e expande o ar lentamente para que a temperatura do ar permaneça constante, eliminando a necessidade de queimar combustíveis fósseis para reaquecer o ar durante a expansão (EASE, 2018). Espera-se que o potencial de eficiência de ida e volta seja algo entre 70% e 80%. No entanto, atualmente não existem instalações isotérmicas do CAES, pois ainda é uma tecnologia imatura que requer mais pesquisas.

A utilização da tecnologia CAES em função da demanda de energia elétrica pode ser verificada na Figura 09, que retrata a curva de consumo energético da Alemanha e os períodos de compressão de ar e geração de energia da Usina de Huntorf (CROTOGINO; MOHMEYER; SCHARF, 2001).



Fonte: Adaptado de Crotogino, Mohmeyer e Sharf (2001).

Para Kim *et al.* (2012) a utilização de uma tecnologia CAES diabática possui três desvantagens principais: a) a perda do calor gerado na compressão do ar, que acarreta uma

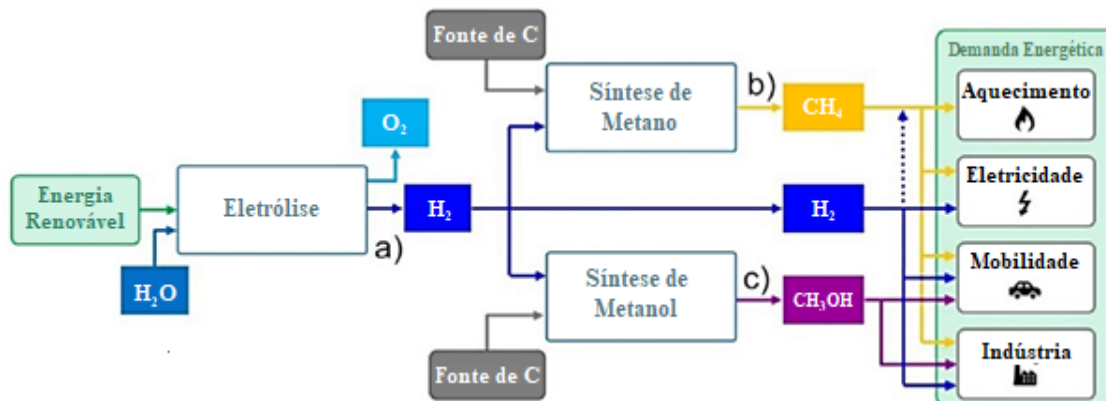
baixa eficiência energética do processo; b) a utilização de um combustível fóssil na geração da energia que diminui a quantidade de “energia limpa” gerada; e c) a necessidade de sítios geológicos apropriados para o armazenamento da energia (cavernas salinas e meios porosos, por exemplo). As principais vantagens são o menor impacto ambiental, o baixo custo e a alta eficiência, listadas por Chen *et al.* (2009) e por Crotogino, Mohmeyer e Scharf (2001), a disponibilidade energética da tecnologia que é feita em poucos minutos e a sua utilização associada à energia eólica em função do crescimento e capacidade deste tipo de geração de energia renovável.

Em estudo realizado por Söderström (2016) na Suécia, apesar da maturidade e custos reduzidos para a geração de energia, a implementação de uma usina CAES foi descartada pela inexistência de reservatórios para o armazenamento.

Já a filosofia das tecnologias P2G é diferente da tecnologia CAES e se baseia na conversão de energia de fontes renováveis em gás combustível, e.g., hidrogênio ou metano, que podem ser armazenados no subsolo. Esse gás é utilizado para gerar eletricidade quando há um pico de demanda ou em uma variedade de áreas de consumo como nas aplicações de mobilidade, industrial, fornecimento de calor e geração de eletricidade.

Atualmente, existem três métodos P2G e todos usam eletricidade para dividir a água em hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2) por eletrólise, conforme visto na Figura 10: a) no primeiro método o H_2 resultante é injetado na rede de gás natural, e utilizado como energia, no transporte ou indústria; b) o segundo método, que é o mais relevante para a tecnologia *Underground Storage* (UGS), combina o H_2 com o dióxido de carbono (CO_2) e converte os dois gases em CH_4 (metanação) com uma perda de conversão de energia de 8%, o CH_4 pode então ser armazenado ou introduzido na rede de gás natural e ter várias aplicações; c) o terceiro método usa o gás de saída, por exemplo, de um gerador de gás de madeira ou uma usina de biogás, e após a atualização do biogás é misturado com o hidrogênio produzido do eletrolisador, para melhorar a qualidade do biogás, gerando metanol (CH_3OH), que pode ser utilizado em meios de transportes ou na indústria (MATOS; CARNEIRO; SOUZA, 2019).

Figura 10 - Os três métodos P2G e suas possíveis aplicações.



Fonte: Adaptado de Tum (2017).

Com o avanço da utilização das energias renováveis, e seguindo a tendência mundial de armazenagem em larga escala, alguns conceitos tais como, armazenamento, estocagem, reservas e recursos, passam a ser de fundamental importância para o entendimento de alguns aspectos regulatórios e consequentemente empresariais. Esses novos conceitos e novas tecnologias são parte integrante da indústria e cabe aos órgãos responsáveis definir o limite de atuação de cada agente, a regulamentação e a fiscalização dessas novas atividades.

Se o armazenamento de energia em grande escala se tornar realidade, milhares de projetos terão que recorrer a formações geológicas para armazenagem. Esta pode ser uma alternativa para a minimização o risco de crises energéticas por meios políticos, também conhecido como Segurança Energética Mundial (DIRMOSER, 2007). A Segurança Energética deve considerar:

- 1) Uma interseção de uma série de tendências emergentes vindas da demanda global por energia;
- 2) O temor pelo encolhimento das fontes de abastecimento;
- 3) O aumento da instabilidade em regiões ricas em energia;
- 4) As preocupações sobre a futura devastação provocada pelas mudanças climáticas e como isso afeta a garantia das fontes locais e estabilidade do abastecimento energético mundial. (MEEHL *et al.*, 2007, p. 765).

Dessa forma, o espaço de poros em rochas ou o volume de cavidades em formações geológicas se tornarão uma mercadoria, algo que pode ser comercializado e ao qual pode ser atribuído valor. A comunicação desses valores dará origem a questões sobre a incerteza inerente à quantificação dos recursos geológicos, aos métodos aplicados ou ao estado de um projeto a ser implementado. Essas questões não são diferentes daquelas enfrentadas por décadas pela indústria do petróleo e, mais recentemente, pela comunidade de armazenagem de CO₂

(FRAILEY; TUKER; KOPERNA, 2017) e que foram resolvidas pela adoção de estruturas de classificação comuns e aceitas mundialmente. Para o petróleo, foi o Sistema de Gerenciamento de Recursos Petrolíferos (PRMS) (LEE; PUREWAL; HARRELL, 2012) e, para o CO₂, o Sistema de Gestão de Recursos de Armazenamento de CO₂ (SRMS) (FRAILEY; TUKER; KOPERNA, 2017).

1.1.1 Delimitação do problema de pesquisa

Com o crescimento da utilização de energias renováveis no mundo, alguns conceitos, metodologias e regulamentações precisam ser desenvolvidos para um melhor aproveitamento dos recursos, melhor entendimento dos investidores e estabelecimento de limites regulatórios precisos. Nesta tese busca-se contribuir para o fortalecimento do campo de pesquisa sobre as questões regulatórias, técnicas e conceituais quando da utilização de novas tecnologias para armazenamento energético (P2G e CAES) em larga escala no subsolo brasileiro, a partir da investigação da seguinte questão problema: como propor uma metodologia que avalie e classifique os recursos e reservas energéticas utilizando as tecnologias P2G e CAES em cavernas salinas?

1.1.2 Objetivos da Pesquisa

Busca-se como objetivo geral desta tese propor uma metodologia para avaliação de recursos e reservas energéticos em cavernas salinas, utilizando as tecnologias P2G e CAES.

Como objetivos específicos foram propostos:

1 – Mapear as metodologias existentes para avaliação de recursos e reservas energéticas no mundo e no Brasil analisando as condições técnicas e regulatórias para a utilização em larga escala do subsolo brasileiro para o armazenamento de energia e recomendar soluções para as lacunas regulatórias encontradas.

2 - Analisar as metodologias escolhidas como referências visando as suas utilizações na proposição da metodologia para avaliação de recursos e reservas energéticas de P2G e CAES, armazenados em cavernas salinas.

3 - Descrever uma sistemática para avaliação de recursos e reservas energéticas armazenadas, utilizando as tecnologias P2G e CAES, em cavernas salinas

4 - Realizar uma simulação com dados encontrados na literatura sobre uma mina de salgema e uma Usina em operação comercial.

1.1.3 Justificativa

De acordo com Gallo *et al.* (2016) durante as últimas décadas, a preocupação sobre as alterações climáticas e as emissões de Gases com Efeito Estufa (GEE) vem aumentando, especialmente em função das atividades antropogênicas. Com intuito de diminuir os impactos socioambientais, os líderes governamentais vêm se comprometendo na utilização de energias renováveis, eficiência energética e redução de emissões de GEE (CE, 2013).

A inserção de energias renováveis na matriz energética mundial vem acontecendo de forma gradativa e a perspectiva é que a contribuição desse tipo de energia aumente a cada ano. Ainda sob essa ótica de crescimento do setor de energias renováveis, conforme dito anteriormente, o IFC (2017) estima que até 2020, os países em desenvolvimento precisarão dobrar sua produção de energia elétrica, estimando assim, que até 2035, essas nações representarão 80% do crescimento total da produção e consumo de energia. Para atingir as metas mundiais de redução de emissões de gases de efeito estufa, essa energia virá de fontes renováveis e haverá necessidade de armazenamento energético (IFC, 2017).

Em análise feita pela IEA (2017) as tecnologias de armazenamento energético estão no caminho certo, para o quinquênio 2015-2020, devido às tendências positivas de mercado e a implantação de políticas específicas. Para que esta rota energética continue a desempenhar o seu papel, ela deverá fornecer, até 2025, mais 20 GW de capacidade e crescer vinte vezes na próxima década. Como recomendação, a IEA (2017) sugere uma definição da posição do armazenamento energético nos diferentes níveis da cadeia de valor do sistema elétrico, visando melhorar a integração e o desenvolvimento desta tecnologia, além de aumentar os casos de negócios para o seu uso em mercados integrados verticalmente.

No Brasil, segundo o INT/MCTI (2017), o uso de sistemas de armazenamento de energia ainda é incipiente, com projetos de pesquisa conduzidos entre concessionárias, institutos de pesquisa e a academia. O desenvolvimento e implementação de tecnologias de armazenamento de energia de grande porte requer um esforço conjunto de Pesquisa e

Desenvolvimento (P&D), além de ações regulatórias e a aplicação de políticas industriais para desenvolver o mercado (INT/MCTI, 2017).

Diante do cenário mandatório, de inclusão das energias renováveis na matriz energética mundial (e, conseqüentemente, na brasileira), segurança energética, da jovialidade do uso de sistemas de armazenamento de energia no Brasil, da inexistência regulatória e de uma política industrial mercadológica, justifica-se a elaboração desta tese, visando atender ao preenchimento de lacunas técnicas e regulamentares existentes.

1.1.4 Estrutura da tese

Esta tese desdobra-se em seis capítulos, iniciando-se pela Introdução, no Capítulo 1, que contextualiza o tema abordado, o problema de pesquisa, os objetivos e as justificativas, seguindo-se capítulos com artigos apresentados em periódicos e congressos internacionais.

O Capítulo 2 foi elaborado utilizando como base o artigo publicado na revista *Resources Policy* intitulado: “Certificação e avaliação de reservas dos setores mineral e petrolífero no Brasil: novas tendências, análise e propostas regulatórias”, que atende ao objetivo específico 1 desta tese: mapear as metodologias existentes para avaliação de recursos e reservas energéticas no mundo e no Brasil analisando as condições técnicas e regulatórias para a utilização em larga escala do subsolo brasileiro para o armazenamento de energia e recomendar soluções para as lacunas regulatórias encontradas.

O Capítulo 3 foi baseado nos artigos publicados no Congresso Internacional *Rio Oil and Gas 2016* intitulado “PRMS (*Petroleum Resources Management System*) – uma revisão da metodologia proposta pela SPE” e “Certificação de reservas: o atual cenário dos principais países produtores de petróleo no mundo e a Colômbia”, este apresentado na *OTC Offshore Conference* Brasil, 2015, publicado no Boletim Petróleo Royalty e Região, junho de 2017, buscando atender ao objetivo específico 2 desta tese: analisar as prováveis metodologias existentes visando as suas utilizações como referências na proposição da metodologia para avaliação de recursos e reservas energéticas de P2G e CAES, armazenados em cavernas salinas.

O Capítulo 4 busca atender ao objetivo específico 3: propor uma sistemática para avaliação de recursos e reservas energéticas armazenadas, utilizando as tecnologias P2G e CAES, em cavernas salinas e foi baseado nos artigos: “*Methodology for the sub-commercial calculation of the potential energy storage of hydrogen, natural gas, and compressed air in salt caves*” publicado na revista *Energy for Sustainable Development*, abril 2020, v. 142, 042007-

1, “Análise das características dos campos pré-selecionados na bacia do recôncavo para projetos de injeção de CO₂ e possíveis impactos: uma visão de campo”, apresentado no 9º Congresso Brasileiro em P&D de Petróleo e Gás, Maceió, 9 a 11 de novembro de 2017 e “*Preliminary Assessment of Surface Conditions for CO₂ Injection Projects from Pre-Selected Field Sites in the Recôncavo Basin, Brazil*” submetido a revista *Sustainable Production and Consumption*.

No capítulo 5 buscou-se atender ao objetivo específico 4 desta tese: validar a sistemática através de uma simulação com os dados obtidos na literatura de uma mina de Salgema. Além disso, a metodologia proposta foi utilizada com dados de uma usina comercial de CAES em funcionamento para que os valores calculados pudessem ser comparados com os valores reais.

No sexto e último Capítulo foram feitos quadros resumos com as conclusões encontradas em cada capítulo, bem como as recomendações finais sobre todo trabalho.

2 CAPÍTULO 2 - IDENTIFICAÇÃO DAS PRINCIPAIS METODOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DE RECURSOS E RESERVAS ENERGÉTICAS E NÃO ENERGÉTICAS: LACUNAS E PROPOSIÇÕES REGULATÓRIAS PARA O BRASIL¹

2.1 INTRODUÇÃO

A exploração ou armazenamento de um recurso no subsolo, sendo esse recurso energético ou não energético, não está vinculada somente a sua existência ou quantidades “*in loco*”. Para que esse recurso seja utilizado ou extraído de forma econômica, além da análise técnica faz-se necessária uma análise de viabilidade financeira da sua extração (SPE, 2018a). Para uma ocorrência de hidrocarbonetos ser transformada em reserva, por exemplo, o seu valor de extração tem que ser menor do que o valor de venda no mercado. Além disso, deve existir uma técnica para extrair o recurso do subsolo e colocá-lo na superfície. Ferreira (2009) definiu reserva como a parte lavrável (recuperável) de um recurso mineral (ou energético), podendo ser classificada como provada ou provável.

Com o avanço da utilização do armazenamento energético em larga escala, o entendimento de alguns conceitos como armazenamento, estocagem, reservas e recursos, passa a ser de fundamental importância para aspectos regulatórios, técnicos, econômicos e consequentemente empresariais. Recursos minerais, petrolíferos e energéticos, no subsolo, geralmente possuem valores que podem ser mensurados em função dos seus volumes e economicidade. A pergunta a ser respondida neste capítulo é a seguinte: quais são as metodologias de avaliação de recursos e reservas existentes e utilizadas no mundo e no Brasil?

Em função deste cenário, é realizada neste capítulo uma análise técnico/regulatória sobre o tema armazenamento de recursos energéticos na indústria mineral e petrolífera com o seguinte objetivo principal: analisar as metodologias existentes para o cálculo de recursos e reservas do subsolo no Brasil e no mundo e sugerir metodologias que possam ser usadas como referência para o cálculo e conceituação de reservas e recursos energéticos em cavernas salinas.

Para atender a este objetivo, utilizou-se como base metodológica uma pesquisa bibliográfica sobre o tema proposto, análise documental e consulta a especialistas. Foi

¹ Esse capítulo tem como base o artigo intitulado “Reserve Assessment and Certification of Brazil’s Oil and Mineral Sectors and Energy Storage: New Trends, Analysis, and Regulatory Proposals” publicado na revista Resources Policy, junho 2019, v. 62, p. 347-356.

consultada a base de arquivos técnicos da *Society of Petroleum Engineers* (SPE), denominada Onepetro, onde foram pesquisados cerca de 50 artigos que tratavam sobre o assunto reservas e certificação petrolífera e injeção de CO₂ publicados entre os anos de 2009 e 2018. Todas as portarias da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que tratam de alguma forma sobre o assunto reservas e armazenamento de algum tipo de recurso no subsolo foram revisadas. Sobre o tema reserva mineral foram pesquisadas as principais resoluções da ANM e da CRIRSCO que versam sobre o tema reserva e armazenamento energético no meio mineral.

Inicialmente foi revisada a literatura sobre os conceitos de certificação e avaliação de reservas petrolíferas e minerais. A segunda etapa foi a análise de documentos institucionais, tais como leis, decretos, portarias, relatórios, estudos, projetos e consultas a *players* que atuam na área relacionada ao objeto de estudo, pesquisadores de empresas e atores-chave tanto do Governo como da iniciativa privada. Desses *players* pode-se destacar um engenheiro de reservatório de uma empresa operadora que respondeu sobre métodos de avaliação e certificação de reservas petrolíferas utilizadas pela empresa; um engenheiro da Petrobras que falou sobre o tema reserva de petróleo em xisto betuminoso; um Superintendente e um Especialista em Engenharia e Regulação da Agência Reguladora de Petróleo que responderam sobre quais regulamentações da agência tratam de reservas, certificação e estocagem de gás natural e armazenamento energético e por fim, um engenheiro da Agência Reguladora de Mineração que tratou da metodologia utilizada pelo órgão para definir reservas e recursos minerais energéticos e não energéticos.

2.1.1 Revisão da literatura

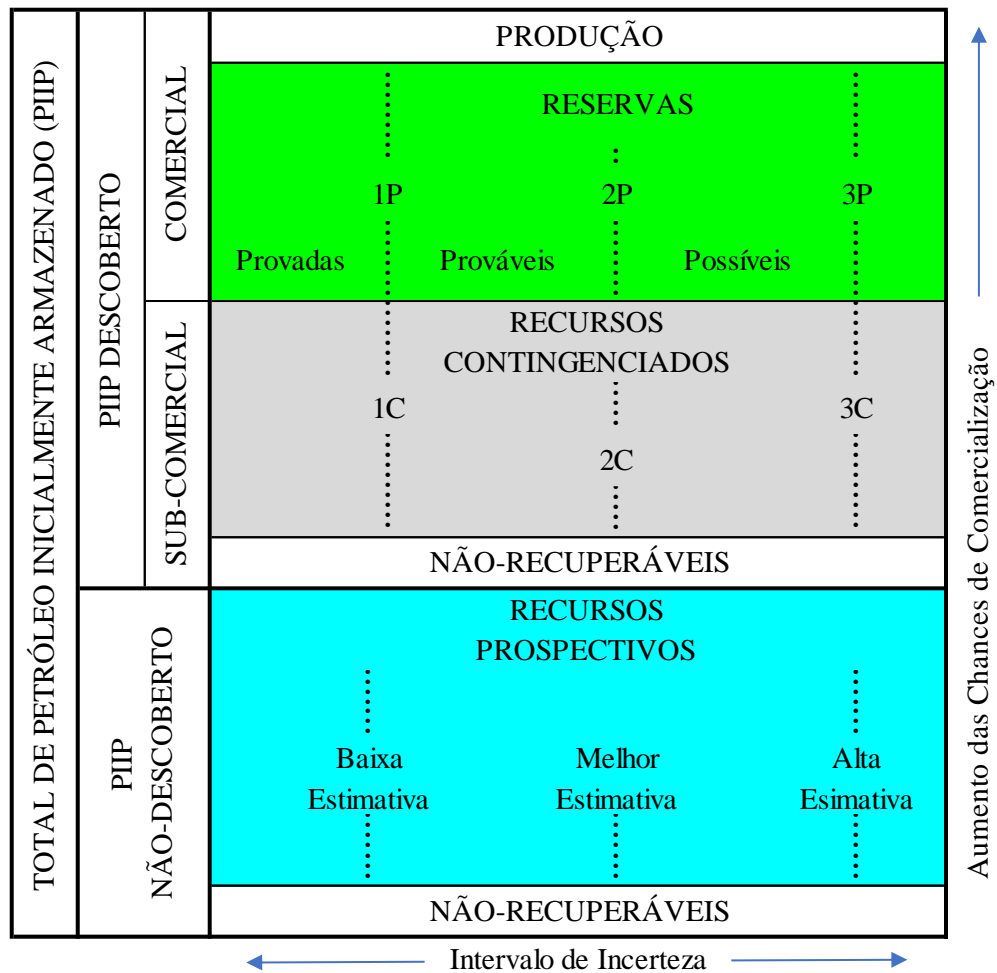
A exploração de recursos minerais, sejam energéticos ou não energéticos, é uma atividade realizada desde os primórdios da civilização. Entretanto, os marcos regulatórios mundiais para essa atividade não são tão antigos e remontam ao século XX. No setor petrolífero, as primeiras iniciativas para organizar e sistematizar um processo de avaliação de reservas datam do final da década de 80 (COOL; ELLIOT, 2013). No Brasil essa sistematização é ainda mais recente, pois a criação da ANP foi em 1997 e somente a partir daquele ano as resoluções publicadas pelo órgão passaram a vigorar. A seguir apresenta-se a atual situação da condição regulatória sobre os temas reservas e armazenamento energético e não energético já estabelecida nos referenciais internacionais e na regulação brasileira.

2.1.2 Reservas no setor de Petróleo e Gás, realidade Mundo e Brasil

Devido a sua importância as reservas petrolíferas podem ser consideradas como a mola motriz da indústria do petróleo. Todos os fluxos de investimentos e receitas das empresas petrolíferas são calculados em função da quantidade de óleo e gás que se pode extrair de um reservatório, segundo McMichael (1997). Ainda, ressaltou que as reservas petrolíferas são um dos mais fundamentais elementos da indústria petrolífera internacional. Corroborando com essas afirmações, AlBahar *et al.* (2011) afirmaram que os recursos e reservas de óleo e gás são os maiores ativos que qualquer companhia petrolífera, nacional ou internacional, pode possuir.

Para Coll e Elliot (2013) a *Society of Petroleum Engineers* (SPE) foi a entidade que se preocupou em elaborar, no ano de 1997, um sistema de classificação de reservas, chamado “Definição de reservas petrolíferas”. Em 2000 e posteriormente em 2007, o documento foi revisado e passou a ser chamado de *Petroleum Resources Management System* (PRMS). Colaboraram com essa revisão o *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), o *World Petroleum Council* (WPC) e a *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE). Por fim, em junho de 2018 o PRMS foi novamente revisado e publicado em sua versão atual. O PRMS é definido como sendo um sistema totalmente integrado que proporciona a base para a classificação e categorização de todas as reservas e recursos de petróleo (SPE, 2018a). A metodologia estabelece princípios para definições e avaliações de reservas, como sendo acumulações de petróleo previstas a serem comercialmente recuperáveis pela aplicação de projetos de desenvolvimentos a partir de uma data futura, sob condições definidas. Para Lee, Purewal e Harrell (2012) o PRMS se tornou rapidamente a norma global de definição e classificação de recursos.

No Brasil, na Resolução 47, (ANP, 2014) foi definido reservas como quantidades estimadas de Petróleo e Gás Natural, comercialmente recuperáveis através de projetos de exploração de reservatórios descobertos, a partir de uma determinada data, sob condições definidas. Na Figura 11 se encontram os critérios de classificação de reservas determinado pela Resolução 47 (ANP, 2014).

Figura 11 - Critérios de classificação de Reservas utilizados pela ANP.

Fonte: Adaptado de ANP (2014).

Segundo o PRMS (SPE, 2018a) os volumes originais *in situ*, descobertos e comerciais são classificados como reservas provadas, prováveis e possíveis. Serão provadas, quando possuem a probabilidade de 90% de chance de acontecer; prováveis, quando possuírem 50% de chance de acontecer; possíveis, quando possuírem 10% de chance de acontecer, conforme apresentado na Figura 11.

2.1.3 Uso do subsolo como Armazenamento de Energia e Gás de Efeito Estufa

O armazenamento de gás natural é uma atividade que vem sendo desenvolvida desde 1916 no mundo (ITALIANA, 2012). Além dessa forma de armazenamento, existem outras opções de armazenamento energético em larga escala, tais como: o armazenamento de ar

comprimido e de hidrogênio. As tecnologias de CAES estão sendo muito discutidas e estudadas ao redor do mundo como opção para o uso associado às Fontes de Energia Renováveis (FERs), em especial à geração via eólica e solar (MATOS; CARNEIRO; SILVA, 2019).

O armazenamento de Gás Natural, também conhecido como Estocagem Subterrânea de Gás Natural – ESGN tem como principais opções geológicas para o seu uso: campos depletados ou exauridos de óleo ou gás natural, aquíferos e cavidades em domos salinos (TEK, 1996). Confort, Maculan e Mothé (2006), destacaram que em relação a reservatórios depletados de óleo e gás, os campos *onshore* da Região Nordeste poderiam vir a serem alvo de pesquisas uma vez que os mesmos possuem características favoráveis às condições de armazenamento.

Os países realizam o armazenamento de Gás Natural para diversos fins, como atender as sazonalidades de necessidades energéticas, picos de demanda, garantia de fornecimento, dentre outros. Dentre os países que usam em larga escala a ESGN destacam-se os Estados Unidos e alguns países da Europa como Portugal e Alemanha (NUNES, 2010). As atividades de ESGN nesses países já contam com um arcabouço regulatório definido para tais atividades. Nos Estados Unidos a regulação no âmbito federal é feita pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), e em âmbito estadual pelas agências reguladoras estaduais. Já para os países europeus, a União Europeia aprovou a Diretiva 2009/73/CE em 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural entre os países da comunidade.

O armazenamento de CO₂ pode ser considerado como estando em estágio mais avançado, em virtude do número de projetos em andamento se comparado com os projetos CAES atuais. Segundo Barnes e Levine (2011), mesmo com as plantas comerciais em operação há várias décadas, a tecnologia ainda está em estágio de desenvolvimento (Figura 05, Capítulo 01, página 25), o que se reflete no fato de que as duas únicas plantas comerciais existentes se baseiam principalmente em turbinas a gás convencionais e tecnologias de turbinas a vapor.

O armazenamento de recursos energéticos tem ganhado uma importância significativa, em especial na Europa. A Comunidade Europeia fez um estudo do potencial de armazenamento de energia intitulado: *Energy Storage Mapping and Planning* – ESTMAP (CE, 2017), onde é investigada a capacidade do uso das seguintes tecnologias de armazenamento de energia: Gás Natural, Hidrogênio, Ar Comprimido, Energia Térmica e a Hidrelétrica Bombeada.

As opções para o armazenamento energético em reservatórios geológicos, podem ser classificados em três tipos: sal, rocha dura e rocha porosa (SUCCAR; WILLIAMS, 2008). Segundo Matos, Silva e Carneiro (2015), reservatórios de óleo e gás podem ser utilizados em projetos de CAES, com mais riscos associados, como o de inflamabilidade, dentre outros; mas contam com três principais vantagens: contem condições provadas; a geologia local é

conhecida; e, por fim, a pressão do reservatório foi reduzida devido à produção de hidrocarbonetos.

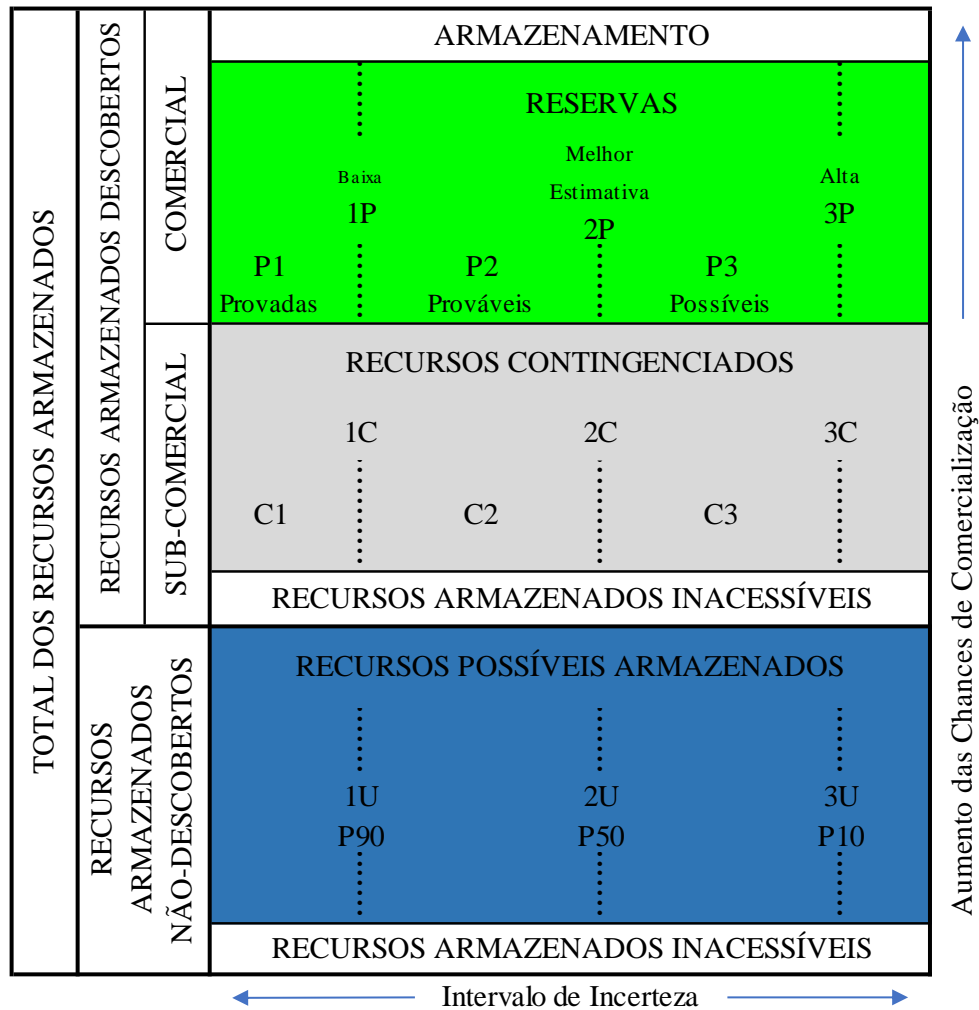
Em todos os usos do subsolo citados, a importância da definição do volume a ser armazenado é crítica para o sucesso de um projeto. O armazenamento de CO₂ já conta com uma diretriz definida para estimar volumes a serem armazenados, denominada *CO₂ Storage Resources Management System (SRMS)*.

O SRMS é um sistema de estimativa de quantidade estocável de CO₂ e avaliação de desenvolvimento de projetos que apresenta resultados através de uma estrutura de classificação compreensível. Esta metodologia foi elaborada pelo SPE utilizando como documentos-guias o PRMS e o *United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 – UNFC 2009* (UNECE, 2013). O princípio básico do SRMS estima uma interpretação de subsuperfície dos recursos estocáveis que, devido à inexistência de informações reais, gera um inerente grau de incerteza. Estas estimativas são associadas com o desenho dos vários estágios de desenvolvimento dos projetos e a sua implementação. A utilização de um sistema consistente de classificação melhora a comparação entre projetos, grupos de projetos e eficiência de estocagem. Esse sistema de avaliação deve considerar fatores tanto técnicos quanto comerciais que impactam a viabilidade econômica dos projetos, sua vida produtiva e o seu fluxo de caixa (UNECE, 2013).

Enquanto o SMRS ainda não havia sido publicado, uma série de autores e institutos recomendavam a adaptação da metodologia do PRMS para o cálculo e a avaliação desses recursos armazenados (CO₂). Segundo Frailey, Tucker e Koperna (2016) alguns desses institutos foram: *Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO₂CRC)*, *International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme e a Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)*. Publicado no segundo semestre de 2017 o SMRS passou a ser uma referência para armazenagem e avaliação de projetos de CO₂.

Na Figura 12 observa-se o sistema de classificação definido no SRMS onde a capacidade comercial de armazenamento é definida como provada, provável e possível em função da probabilidade deste armazenamento acontecer. Essa figura será melhor explorada no Capítulo 03, que trata do tema SRMS.

Figura 12 - Critérios de classificação de Recursos Estocáveis para CO₂.



Fonte: Adaptado de SPE (2018b).

2.1.4 Reservas no setor de mineração: aspectos mundiais e brasileiro

Segundo Cuchierato (2017), após a ocorrência de escândalos, por negligência e fraude, em avaliações de reservas minerais – Caso Poseidon (níquel) em 1970 na Austrália e Bre-X (ouro) em 1996 na Indonésia – diversos países com tradição em mineração e comercialização internacional de *commodities* voltaram-se para a criação de Comitês Nacionais, os *National Reporting Organization* (NRO). Essas entidades regulamentadoras passaram a estabelecer as boas práticas para a declaração das informações oficiais dos recursos e reservas minerais de empresas de mineração listadas em bolsas de valores pelo mundo.

Esses instrumentos versam sobre os resultados de exploração, avaliação de recursos e reservas minerais, através da condução, execução, assinatura e responsabilidade de um profissional experiente, competente, qualificado, habilitado e pertencente a uma organização

profissional reconhecida (CP – *Competent Person* / QP – *Qualified Person*), a fim de aumentar a confiança (financeira e operacional) para os investidores e partes interessadas (SEC, 1981).

Historicamente, aconteceram algumas iniciativas para regulação das declarações, desde o começo do século XX, conforme observado no Quadro 01:

Quadro 01 - Iniciativas para regulamentação das declarações de reservas minerais.

Ano	Publicação	Autor	Fonte
1919	<i>Principles of Mining</i>	Publicado nos EUA por Hoover	Zieger (1977)
1947	<i>Sistema de classificação de reservas</i>	USBM/USGS	Armitage e Potts (1994)
1975	<i>Problems of availability and supply of natural resources</i>	Comitê de recursos naturais da ONU	Prior <i>et al.</i> (2012)
1980	<i>Bulletin 1450/Circular 831 – Principles of a reserve/resources classification for minerals</i>	USGS	Sykes e Trench (2014)
1981	<i>Description of property by issuers engaged or to be engaged in significant mining operations</i>	SEC	SEC (1981)
1989	Código JORC	JORC	JORC (1999)
1996 a 1999	Instrumento Nacional NI 43-101	<i>Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum (CIM)</i>	CIM (2005)
1996 a 1999	Código SAMREC	<i>South African Mineral Resource Committee</i>	Camisani-Calzolari, Krige, Dixon (2000)

Fonte: Elaboração do autor.

Em 1994, durante o Congresso do *International Council on Mining and Metals* (ICMM) em Suncity, África do Sul, foi assinado o Acordo de Denver, com a criação do *Committee for Mineral Reserves International Reporting Standards* (CRIRSCO) pelas entidades representantes dos continentes europeu, Australásia e o Canadá, Estados Unidos e África do Sul. Desde então, este comitê tem trabalhado para criar um conjunto padrão de definições internacionais para elaboração de Declarações de Resultados de Exploração, Recursos e Reservas Minerais.

Em 25 de julho de 2017 o governo brasileiro propôs a Medida Provisória (MP) 790, que de forma satisfatória trouxe critérios mais claros e que se assemelhavam ao restante do mercado internacional (COSTA, 2017), quanto ao real tratamento a ser dado aos depósitos minerais pesquisados e com relatórios apresentados, transformando o que antes era tratado como reservas medidas, indicadas e inferidas, essas últimas com baixíssimo grau de confiabilidade, para o novo modelo a ser incorporado no cenário nacional de reservas minerais, sendo assim disposto nesse novo arcabouço:

Art. 14...

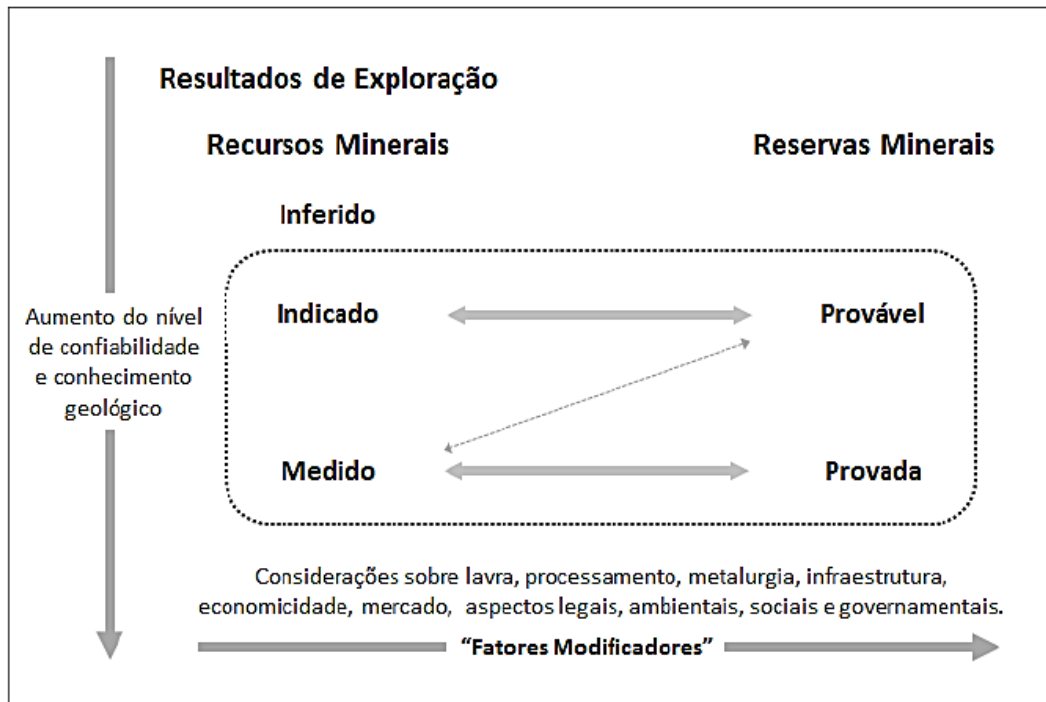
§ 2º A definição da jazida resultará da coordenação, da correlação e da interpretação dos dados colhidos nos trabalhos executados e conduzirá à

mensuração do depósito mineral a partir dos recursos inferidos, indicados e medidos e das reservas prováveis e provadas, conforme estabelecido em ato do DNPM, necessariamente com base em padrões internacionalmente aceitos de declaração de resultados. (BRASIL, 2017, p. 08).

Entretanto em virtude da não apreciação por parte do Congresso Nacional, a referida MP perdeu sua eficácia, voltando o país aos moldes anteriormente aplicados, sendo apresentados ao órgão regulador, agora chamado de ANM, resultados que trazem no seu bojo, como já mencionado, reservas medidas, indicadas e inferidas, sendo este modelo questionado internacionalmente, em virtude dos padrões internacionais já adotados em vários países de viés minerador ou investidor nas *commodities*.

A entidade que segue as diretrizes da CRIRSCO no Brasil é a Comissão Brasileira de Recursos e Reservas (CBRR). Estabelecida em 2015, formada pela aliança de três das mais importantes e representativas associações do setor mineral brasileiro: Associação Brasileira de Empresas de Pesquisa Mineral (ABPM), Agência Brasileira de Desenvolvimento Tecnológico da Indústria Mineral (ADIMB) e o Instituto Brasileiro de Mineração (IBRAM). Estima-se que através de seus três membros fundadores e seus associados, represente mais de 90% do PIB do setor mineral brasileiro (CBRR, 2016), englobando desde a fase inicial de exploração mineral até mineradoras multinacionais. A CBRR possui um guia que descreve e recomenda os critérios mínimos e orientações para emissão de relatórios públicos no Brasil dos Resultados da Exploração, Recursos e Reservas Minerais. Na Figura 13 estão a classificação de reservas adotados pela CBRR, bem como, a relação geral entre resultados de exploração, recursos minerais e reservas minerais.

Figura 13 - Classificação de Exploração, Recursos Minerais e Reservas Minerais segundo a CBRR.



Fonte: Adaptado de CBRR (2017).

Apesar da existência desse guia, no Brasil existe um arcabouço jurídico que trata de critérios para avaliação e certificação de reservas minerais (BRASIL, 1967), em desconformidade com as necessidades do mercado, em especial ao investidor, pela insegurança nas certificações oficiais.

O Decreto-Lei Nº 227, de 28 de fevereiro de 1967, denominado de código de mineração e o seu correspondente Regulamento do Código de Mineração (RCM), Decreto Nº 62.934, de 2 de julho de 1968, reza sobre reservas minerais, sendo estas compreendidas em medidas, indicadas e inferidas, conforme se vê, no Art. 26, parágrafo único, incisos I, II e III, *in verbis*:

Art. 26:

Parágrafo único. Considera-se:

I - Reserva medida: a tonelagem de minério computada pelas dimensões reveladas em afloramentos, trincheiras, galerias, trabalhos subterrâneos e sondagens, e na qual o teor é determinado pelos resultados de amostragem pormenorizada, devendo os pontos de inspeção, amostragem e medida estar tão proximamente espaçados e o caráter geológicos tão bem definido que as dimensões, a forma e o teor da substância mineral possam ser perfeitamente estabelecidos. A tonelagem e o teor computados devem ser rigorosamente determinados dentro dos limites estabelecidos, os quais não devem apresentar variação superior ou inferior a 20% (vinte por cento) da quantidade verdadeira;

II - Reserva indicada: a tonelagem e o teor do minério computados parcialmente de medidas e amostras específicas, ou de dados da produção e

parcialmente por extrapolação até distância razoável com base em evidências geológicas;

III - Reserva inferida: estimativa feita com base no conhecimento dos caracteres geológicos do depósito mineral, havendo pouco ou nenhum trabalho de pesquisa.

Sendo de bom alvitre asseverar que a legislação em pauta, não determina quais métodos ou metodologias devem ser seguidos pelos detentores dos alvarás de pesquisa que são outorgados pela ANM ou pelo antigo DNPM, a legislação se limita a trazer os dados que são obrigatórios de serem apresentados, na entrega do Relatório Final de Pesquisa (RFP), sendo estes abarcados nas alíneas constantes do Art. 26, do RCM, conforme segue:

Art. 26. O relatório referido no item VIII do artigo anterior será circunstanciado e deverá conter dados informativos sobre a reserva mineral, a qualidade do minério ou substância mineral útil, a exequibilidade de lavra, e, especificamente, sobre:

- a) situação, vias de acesso e de comunicação;
- b) planta de levantamento geológico da área pesquisada, em escala adequada, com locação dos trabalhos de pesquisa;
- c) descrição detalhada dos afloramentos naturais da jazida e daqueles criados pelos trabalhos de pesquisa, ilustrada com cortes geológico-estruturais e perfis de sondagens;
- d) qualidade do minério ou substância mineral útil e definição do corpo mineral;
- e) gênese da jazida, sua classificação e comparação com outras da mesma natureza;
- f) relatório dos ensaios de beneficiamento;
- g) demonstração da exequibilidade econômica da lavra;
- h) tabulação das espessuras, áreas, volumes e teores necessários ao cálculo das reservas medida, indicada e inferida.

Assim, as empresas que buscam dar maior credibilidade aos dados obtidos seguem metodologias estabelecidas por institutos internacionais.

2.1.5 Resumo das principais metodologias utilizadas para avaliação de recursos e reservas

No Quadro 02 estão elencadas as definições de reservas e recursos existentes utilizados pelas seguintes entidades mundiais e nacionais: a *United Nations Economic Commission for Europe* (UNECE), que é uma comissão regional das Organizações das Nações Unidas (ONU), formada por mais de 56 países; a SPE que propõe uma definição para reservas e recursos petrolíferos e armazenagem de CO₂; a ANP que trata de estocagem de gás natural no Brasil e, por fim, a definição utilizada na indústria mineral pela CRIRSCO.

Quadro 02 - Conceitos e definições de reservas e recursos de entidades do setor mineral e de petróleo.

Instituição	Conceito	Referência
UNECE	Não estão definidos na UNFC-2009, porque ambos possuem definições específicas e diferentes para setores de minerais sólidos e petróleo. Os termos são usados aqui puramente em um sentido genérico para abranger todas as classes e subclasses possíveis válidas no UNFC-2009	UNECE (2013)
SPE	Reservas petrolíferas são aquelas quantidades de petróleo previstas para serem comercialmente recuperável pela aplicação de projetos de desenvolvimento a acumulações conhecidas uma determinada data para a frente sob condições definidas	SPE (2018a)
SPE	Recurso é definido pelo SRMS como sendo uma quantidade armazenável de CO ₂ dentro dos reservatórios petrolíferos e armazenamento é a quantidade acumulada de CO ₂ que foi efetivamente injetada em um período de tempo definido	SPE (2018b)
ANP	Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) é definida como o armazenamento de Gás Natural em Reservatórios depletados dentro da Área do Campo	ANP (2014)
CRIRSCO	Reserva mineral é a parte dos Recursos Medidos e Indicados economicamente viável para exploração	CRIRSCO (2013)

Fonte: Elaboração do autor.

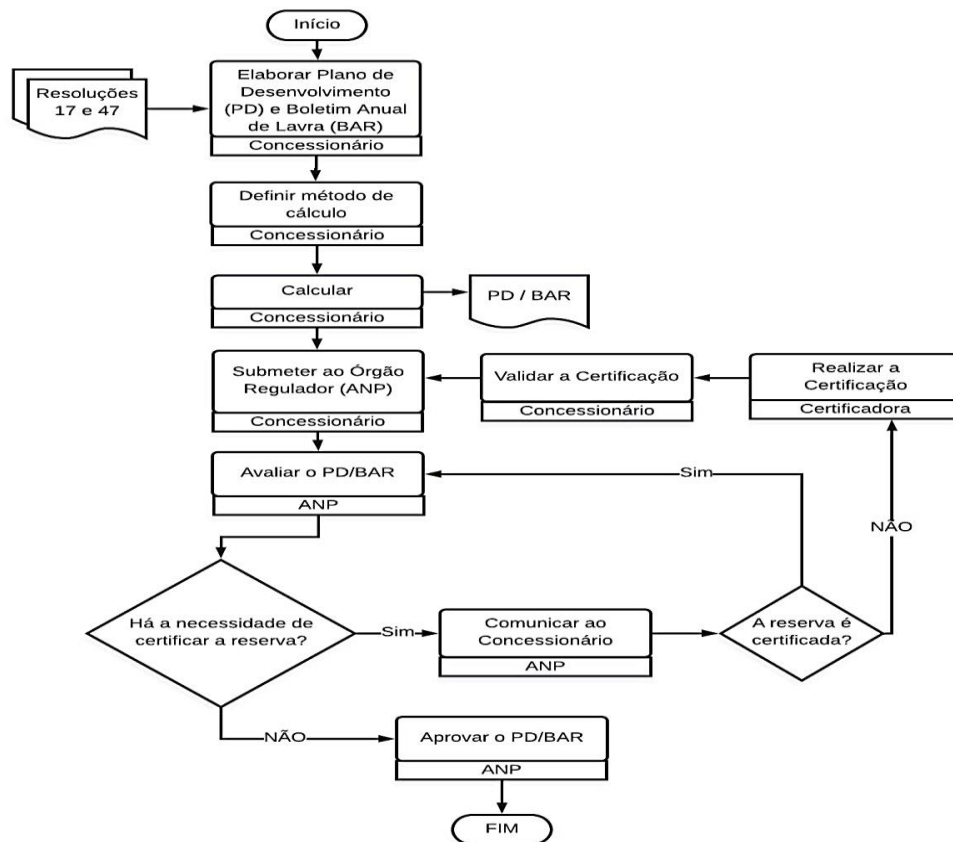
2.1.6 Situação atual, identificação de lacunas e proposições

Após a Emenda Constitucional 09 de 1995 que flexibiliza o monopólio da indústria petrolífera no país e a publicação da lei 9.478 de 1997, toda a regulamentação, fiscalização e contratação é realizada pela ANP, que publicou as duas principais resoluções que versam sobre o tema reservas: a Resolução 17 de 2015 e a resolução 47 de 2014. A Resolução 17 (ANP, 2015) aprovou o regulamento técnico para a elaboração dos Planos de Desenvolvimento (PD) de campos produtores de petróleo. O PD funciona como protocolo de aspectos técnico (geologia, perfuração, reservatórios, instalações de superfície, dentre outros) e acompanhamento produtivo do campo pelo órgão regulador. Já a resolução 47 (ANP, 2014) aprova o Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural (RTR).

Outro documento que necessita ser enviado anualmente pelo concessionário petrolífero para a agência reguladora é o Boletim Anual de Reservas (BAR) onde constam informações sobre as reservas existentes, sobre a quantidade e o tipo de fluido injetado nos reservatórios. Dessa forma, caso seja injetado algum fluido, com exceção do gás natural que possui uma diretriz própria, deve-se mencionar no referido boletim.

Na Figura 14 é apresentado um fluxo simplificado sobre o processo de validação de uma reserva no Brasil pela ANP, tanto para o BAR quanto para o PD. Convém ressaltar que a aprovação de um PD é um processo bem mais complexo do que o demonstrado neste fluxo e, nesse caso específico, foi realizado um recorte para tratar somente do assunto reservas.

Figura 14 - Fluxo simplificado para aprovação de reservas petrolíferas num PD e BAR.



Fonte: Elaboração do autor.

A primeira parte do processo de avaliação é a escolha do método a ser utilizado para cálculo da reserva em função da quantidade e qualidade das informações existentes (métodos determinísticos ou métodos probabilísticos). Uma vez calculada a reserva e os valores anexados ao Plano de Desenvolvimento do campo, o PD é submetido à aprovação da ANP. Segundo o artigo terceiro, parágrafo 4º da Resolução 47, que reza:

Quando solicitado pela ANP, o Operador deverá apresentar a certificação ou, caso ainda não tenha sido realizada, certificará, por empresas independentes, as estimativas de Recursos e Reservas informadas. À critério da ANP, alternativamente, poderá ser solicitada a demonstração de que os critérios de classificação dos volumes declarados foram aplicados de acordo com o RTR. (ANP, 2014, p. 04).

A Resolução determinou, “a critério da ANP”, a contratação de uma certificadora independente para a certificação da reserva em estudo. O primeiro ponto a ser discutido é que a resolução não é assertiva na determinação da contratação da certificadora. A necessidade da contratação fica a critério da ANP e não é uma determinação resolutiva. Além disso, ou a

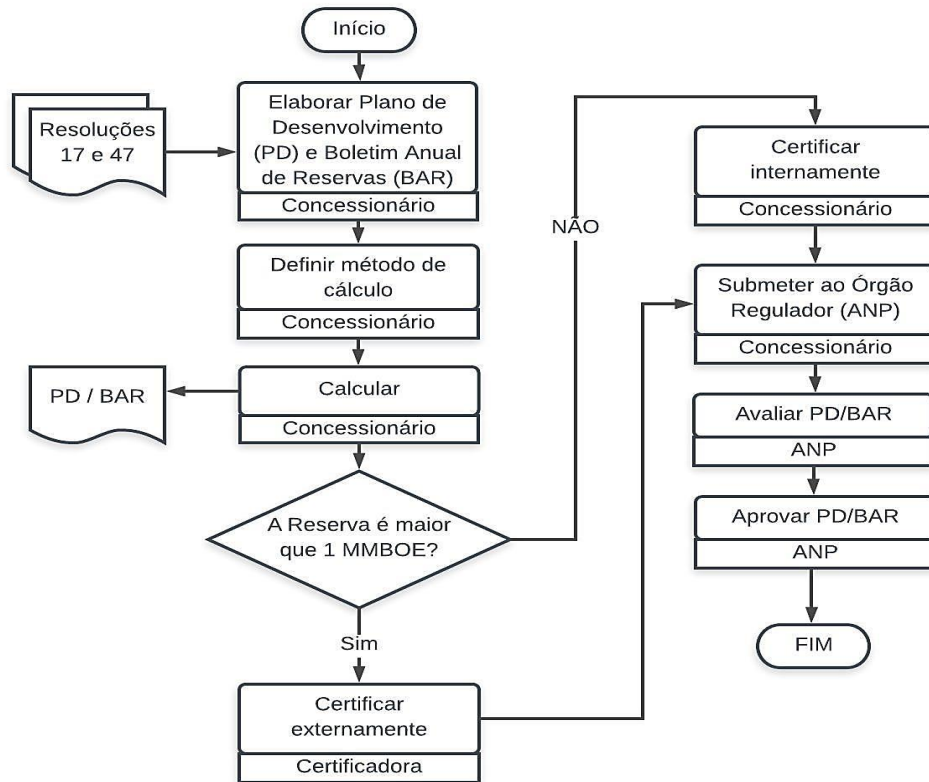
experiência da empresa, o seu porte ou a experiência dos avaliadores possuem uma diretriz, ficando essa escolha a cargo do concessionário. Em nenhuma parte da resolução são determinadas as especificidades e características, nem solicitada a sua experiência em outros trabalhos. Essa ausência de critérios gera uma fragilidade regulamentar.

Outro ponto a ser discutido é a necessidade dessa reserva ser certificada por uma certificadora, independente do volume calculado. Em países como a Colômbia, a Agência Nacional de Hidrocarburos (ANH) na sua Resolução 159, de 12 de fevereiro de 2014 (ANH, 2014, p. 12) determinou que:

- a) o método de valoração de reservas implantado no país é o PRMS elaborado pela SPE;
- b) A ANH informa sobre a necessidade de uma certificação de reservas;
- c) Quando as reservas provadas de petróleo, no dia 31 de dezembro de cada ano, forem inferiores a 01 MMBOE (um milhão de barris de óleo equivalente) por campo, o operador poderá certificar e auditar as suas ditas reservas provadas de petróleo através de um auditor interno;
- d) As reservas ditas provadas com um volume superior a um milhão de barris de óleo equivalente por campo, é obrigatório ao operador auditar e certificar as suas reservas por uma companhia externa especializada.

Na Figura 15 é apresentado um fluxo com as sugestões para aprovação do PD e do BAR. Observa-se que o primeiro critério acrescentado foi o volume das reservas maior do que 01 MMBOE (um milhão de barris de óleo equivalente) em função da experiência internacional existente. Se este volume for maior, há necessidade de contratar uma certificadora independente para certificar as reservas e se for menor a avaliação das reservas poderá ser feita internamente desde que os avaliadores cumpram as condições de experiência determinada pela resolução a ser proposta.

Figura 15 - Fluxo simplificado com sugestões para aprovação de reservas petrolíferas num PD e BAR.



Fonte: Elaboração do autor.

Para a ESGN, o fluxo de aprovação do PD ou BAR é o mesmo apresentado na Figura 14. As características necessárias para a apresentação no projeto de ESGN do PD, segundo a Portaria 47 (ANP, 2014), são as seguintes: objetivos e estratégia de implantação do projeto, volume máximo estocado, volume de gás de base e volume de gás útil, pressão mínima e máxima da ESGN, taxa máxima de injeção e de retirada de Gás Natural e descrição sucinta dos dutos, equipamentos e instalações associados à ESGN que serão construídos.

O armazenamento de Gás Natural no Brasil é uma atividade que vem sendo realizada na produção de hidrocarbonetos com dois objetivos: aumento da recuperação de óleo (recuperação secundária), e a estocagem para uso futuro do gás. Atualmente a regulamentação principal que traça as diretrizes para esse tipo de atividade é a Resolução 17 (ANP, 2015). Esta Resolução tem por objetivo aprovar o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção (ANEXO I da Resolução 17), o Regulamento Técnico da Revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção (ANEXO II da Resolução 17) e o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Pequena Produção (ANEXO III da Resolução 17).

O PD na atual legislação brasileira é o documento que traça as diretrizes durante a vida produtiva deste campo. Após a declaração de comercialidade, esse plano é apresentado ao órgão regulador e servirá de base para o acompanhamento produtivo (produção, estocagem, injeção de fluidos, quantidade de poços, dentre outros). Caso a ESGN esteja prevista no projeto do campo ela deverá ser mencionada neste PD seguindo as diretrizes determinadas pela Resolução 17.

O primeiro projeto de ESGN brasileiro é do Campo de Santana, situado na Bacia do Recôncavo na Bahia. Segundo o seu PD, o campo produz óleo como fluido principal, sua descoberta em dezembro de 1962 e início de produção em janeiro de 1963. Os principais reservatórios do campo são arenitos fluviais e eólicos da Formação Água Grande, com porosidades entre 13% e 15% e permeabilidades variando de 178 mD a 239 mD, saturados com óleo de 37° API (ANP, 2016).

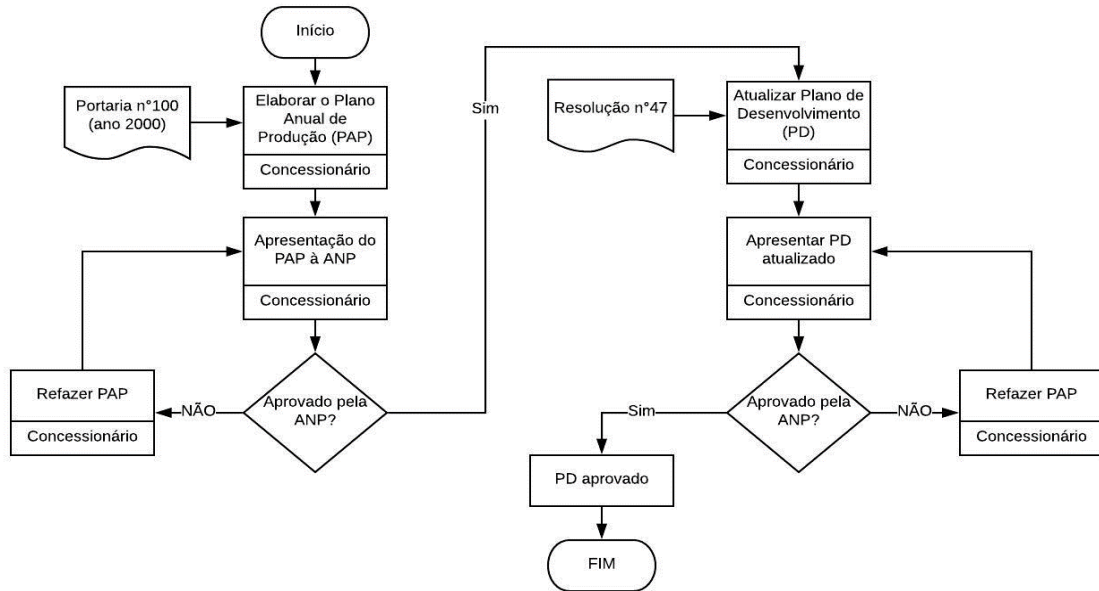
Quanto às características dos reservatórios da Formação Água Grande do projeto de ESGN, a ANP (2016) apresenta que esses são subdivididos em cinco compartimentos (C1 a C5), sendo que os compartimentos C1, C2 e C4 correspondem à atual área produtiva do Campo de Santana. Além disso, C1 e C2 foram responsáveis por quase a totalidade da produção histórica e apresentam-se praticamente exauridos. Ainda foi destacado que o Projeto de Estocagem Subterrânea de Gás Natural do Campo de Santana compreende a constituição do volume de gás de base e a gestão do volume de gás útil nos arenitos contidos nos compartimentos C1 e C2 e terá a capacidade de injetar até 1,4 MMm³/dia e entregar ao mercado até 2,7 MMm³/dia.

Na regulamentação atual não existe uma previsão de utilização de reservatórios exauridos para o armazenamento de recursos energéticos e não energéticos (exceto Estocagem de Gás Natural como visto anteriormente). Segundo a Portaria 100 de 2000 (ANP, 2000), que aprova o Regulamento Técnico do Programa Anual de Produção para os campos de Petróleo e Gás Natural, no item 9 do seu Regulamento Técnico sub item 9.2, devem ser informados os volumes e tipos de fluidos especiais a serem injetados nos campos, tais como CO₂, Nitrogênio (N₂), vapor ou polímeros” e 9.3, no item “Outros” deve ser informado qualquer fluido não especificado no item anterior, incluindo nesta categoria a possível injeção de petróleos leves.

Conforme visto na Portaria 100, a previsão existente na regulamentação atual é para fluidos utilizados na Recuperação Avançada de Petróleo (*Enhanced Oil Recovery* – EOR). Caso haja previsão de injeção de qualquer outro fluido no reservatório, deve-se informar no campo “outros” e aguardar a avaliação do órgão regulador que poderá fazer uma solicitação de atualização do PD ao concessionário. Nessa atualização constariam as informações e projeto do

fluido armazenado no reservatório. A Figura 16 apresenta o fluxo simplificado para o processo de injeção desses fluidos em reservatórios petrolíferos.

Figura 16 - Fluxo simplificado para aprovação de injeção de fluidos em reservatórios petrolíferos.



Fonte: Elaboração do autor.

A injeção de CO₂ em campos de produção no Brasil tem sido alvo de pesquisas e estudos desde a década de 90. Segundo Lino (2005), o primeiro registro de atividades de injeção na Bacia do Recôncavo data do ano de 1991, quando a Petrobras iniciou a injeção de CO₂ no campo de Buracica para EOR. Em 2007, a Petrobras e a instituição francesa IFP iniciaram um projeto para avaliar a viabilidade de injeção e armazenamento de CO₂ na Bacia do Recôncavo (DINO e LE GALLO, 2009). Além desses registros, existe também a injeção de CO₂, pela Petrobras, no aquífero salino Rio Pojuca, onde foram injetadas 12 mil toneladas de dióxido de carbono e monitorada, por seis meses (HATIMONDI *et al.*, 2011).

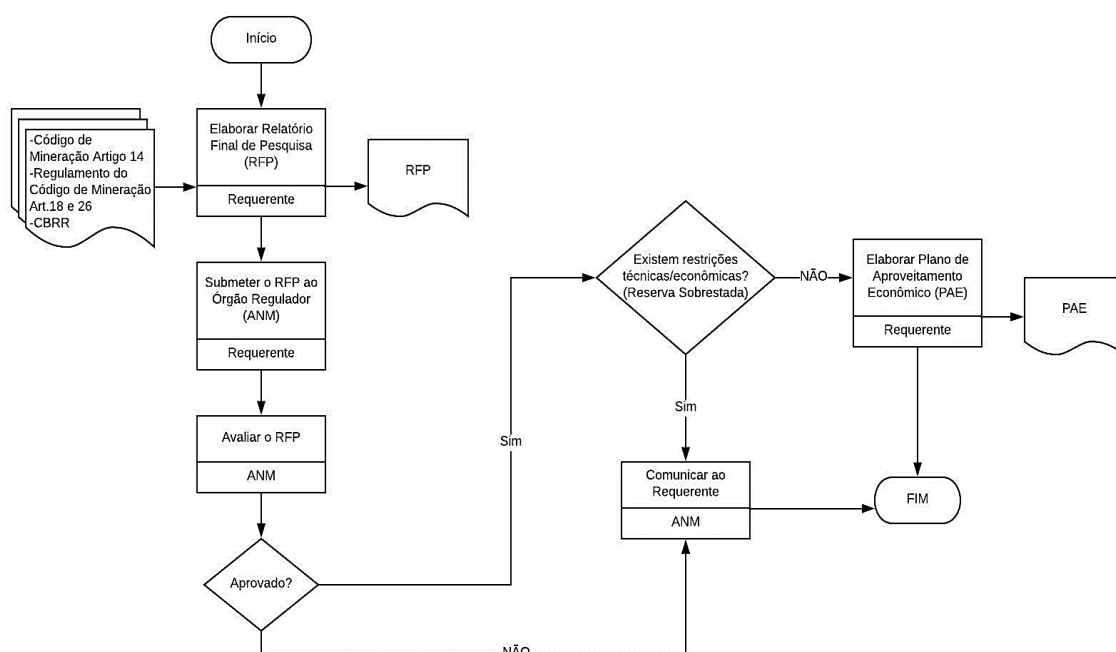
Atualmente o principal projeto de injeção de CO₂ no Brasil é o projeto do Campo de Lula, situado na Bacia Santos e na região petrolífera do Pré-Sal. Segundo a ANP (2016) uma peculiaridade desse campo é a injeção *Water and Gas* (WAG), onde alterna-se a injeção de água e gás, para dar destinação ao CO₂ produzido e auxiliar na recuperação dos hidrocarbonetos. Quanto às características dos reservatórios, eles são constituídos por rochas carbonáticas (microbiolitos e coquinas) da formação Barra Velha; com idade aptiana tais reservatórios situam-se entre 4.700 a 6.000 m abaixo do nível do mar e muitas vezes encontram-se sotopostos por espessa camada de sal de até 2.000 m. A injeção no Campo de Lula foi

iniciada em dezembro de 2015 e até 2016 já tinham sido injetados 3 milhões de toneladas de CO₂ (GCCSI, 2016).

Na legislação existente não existe nada específico sobre o tema, ficando a cargo da ANP um posicionamento após a informação do concessionário através do BAR sobre o fluido que será injetado. Uma legislação específica sobre esse assunto se faz necessária uma vez que existe uma tendência mundial crescente para utilização dessa tecnologia de armazenagem. Dessa forma, identifica-se uma lacuna regulatória para a armazenagem de fluidos energéticos e não energéticos em reservatórios petrolíferos no Brasil.

Já para aprovar valores de reservas minerais no Brasil, o explorador deverá seguir o fluxo simplificado apresentado na Figura 17. O requerente submete o Relatório Final de Pesquisa à ANM, que faz a avaliação, aprovando-o ou não. Uma vez aprovado o RFP a exploradora fica autorizada a elaborar o Plano de aproveitamento Econômico (PAE) onde serão informados os valores das reservas aprovadas na etapa anterior. Nota-se que nesse processo de avaliação não existe nenhuma metodologia ou parâmetro a ser seguido a não ser a coerência dos dados demonstrados desde o Relatório de Pesquisa.

Figura 17 - Fluxo simplificado para aprovação de reservas minerais.



Fonte: Elaboração do autor.

Diferentemente do que ocorre nos cálculos e certificações de reservas de petróleo, a área de reservas minerais no Brasil, conta com um arcabouço jurídico que data de 1967, com o

Decreto Lei nº. 227 de 28 de fevereiro de 1967 (Código de Minas), bem como, com o Regulamento do Código de Mineração, por meio do Decreto nº. 62.934 de 02 de julho de 1968. Porém, nesse arcabouço regulatório não existe uma legislação que trate especificamente sobre avaliação e certificação de reservas, apesar da atividade mineral no país ser desenvolvida há séculos.

Assim pode-se destacar a ausência de determinações legais e de regulação, quanto aos métodos e práticas a serem aplicados nos mais diversos cálculos de reservas de bens minerais. Tanto a metodologia quanto as práticas a serem adotadas são de livre escolha por parte das empresas que buscam quantificar e certificar as reservas minerais junto ao órgão competente, sendo este responsável apenas pela verificação da veracidade das informações prestadas nos mais diversos Relatórios Finais de Pesquisa que são apresentados, cabendo apenas destacar que os itens de obrigatoriedade vêm disciplinados nos Art. 18 a 26 do Regulamento do Código de Mineração.

Visando uma uniformização das informações e a utilização de uma metodologia de cálculo de reservas robusta, indica-se a metodologia e os conceitos descritos pelo CBRR. Essa metodologia poderia ser utilizada pela ANM como parâmetro para cálculo e determinação das reservas minerais assim como foi feito pela ANP com o PRMS.

2.1.7 Considerações finais

A utilização de recursos energéticos naturais é uma prática que remonta a tempos imemoriais e perdura até os dias de hoje. No Brasil, a partir de 1995 com a abertura do mercado petrolífero, a legislação vem sendo implantada pela ANP e melhorada a cada ano. Especificamente sobre o tema reservas podem-se verificar algumas lacunas regulatórias, como a não obrigatoriedade de certificação de reservas e a não caracterização do tipo de empresa certificadora exigida pela ANP para a certificação de reservas. Outro fato a ser destacado é que a agência não determina um volume de reservas mínimo que deva ser obrigatoriamente certificado por terceiros assim como a Colômbia faz na sua regulamentação.

Já para a injeção de recursos energéticos e não energéticos em reservatórios exauridos de petróleo, não existe uma legislação específica na ANP que trate sobre esse tema. Com o avanço dessa forma de utilização de recursos energéticos e desenvolvimento de novas tecnologias para esse tipo de atividade faz-se necessário o estabelecimento de um arcabouço regulatório específico para esse tipo de atividade. A única forma de armazenagem de energia

prevista na legislação atual é a Estocagem de Gás Natural contemplada na Resolução 47 da ANP que trata do plano de desenvolvimento de campos produtores de petróleo e gás natural. Assim como existe uma diretriz regulatória específica sobre armazenagem de gás natural na Resolução 47, em função do potencial de utilização dessas novas tecnologias em reservatórios exauridos, há a necessidade de estabelecer um marco regulatório específico para o armazenamento de outros recursos energéticos e não energéticos.

Sobre o tema reservas minerais, é de domínio público que o Brasil saiu recentemente de uma modelagem departamental, onde se realizava todo o ordenamento infra legal através do DNPM, para um novo modelo regulador, onde se busca maior eficiência e eficácia nas normas e procedimentos adotados para o setor. Apesar do tempo da atividade mineral no país, o tema reserva e recurso mineral ainda precisa ser debatido e regulamentado. Para isso, uma das medidas sugeridas é a incorporação ao arcabouço regulatório do processo de classificação de recursos e reservas minerais da CBRR, pois o mesmo possui uma metodologia clara e já é utilizado pelas principais empresas e governos no mundo através da CRIRSCO. Essa ação seria similar à acontecida na indústria do petróleo brasileira com a utilização do PRMS do SPE para a classificação de reservas petrolíferas pela ANP

Após a verificação do arcabouço regulatório brasileiro, uma das lacunas encontradas foi a inexistência do perfil do avaliador de reservas e dos critérios de seleção das empresas certificadoras de reservas petrolíferas. Recomenda-se, portanto, a definição de critérios para o perfil desses profissionais avaliadores e empresas certificadoras conforme experiência internacional. Além disso, faz-se necessário propor um sistema de certificação, tanto de reservas quanto de armazenagem, utilizando os agentes/atores envolvidos com o tema, com intuito de dar credibilidade e atestar os valores das reservas e armazenagem calculados e informados.

Destacaram-se três metodologias principais para avaliação de recursos e reservas: uma metodologia utilizada mundialmente para exploração mineral, uma metodologia utilizada para exploração petrolífera (PRMS) e por fim uma metodologia utilizada para armazenagem de CO₂ (SRMS). A similaridade entre conceituação de recursos e reservas entre as atividades armazenamento energético em larga escala, petróleo e injeção de CO₂ pode ser constatada numa análise preliminar. As três atividades utilizam como matéria-prima substâncias em estado gasoso, enquanto as reservas minerais são caracterizadas em função de substâncias minerais (sólidas). Além disso, a atividade de injeção de CO₂ segue a mesma direção do fluxo do armazenamento energético, ou seja, o gás será injetado no subsolo ao invés de ser retirado como o gás natural, corroborando mais ainda com a similaridade entre ambas.

Em função dessas similaridades, recomenda-se analisar as metodologias do PRMS e do SRMS, com intuito de utilizá-las como referência para elaboração de uma metodologia de conceituação e cálculo de recursos e reservas para armazenamento energético em cavernas salinas usando as tecnologias P2G e CAES.

Alguns fatores foram limitantes na elaboração deste capítulo, quais sejam: a inacessibilidade às informações empresariais sobre avaliação de reservas e recursos e a mudança regulatória do órgão regulador mineral de departamento, o DNPM, para agência reguladora, a ANM.

Assim, com a utilização e difusão dessas novas formas de armazenagem energética, há demanda ao estabelecimento de marcos regulatórios específicos com definições claras sobre o tema certificação de reservas e recursos energéticos visando um ambiente seguro para a entrada de novos atores e fortalecimento de toda a cadeia.

3 CAPÍTULO 3 - PRMS E SRMS: UMA REVISÃO DAS METODOLOGIA PROPOSTAS PELA SPE²

3.1 INTRODUÇÃO

Avaliar uma reserva petrolífera significa quantificar o volume de hidrocarbonetos existente no reservatório, já a certificação é uma confirmação dos valores aferidos na avaliação utilizando uma metodologia para o cálculo. Certificação e avaliação de reservas são temas importantes e geram polêmica na indústria do petróleo, pois são dois dos mais fundamentais elementos da indústria petrolífera internacional (MCMICHAEL, 1997). Comprovando a importância e complexidade da avaliação de reservas para a indústria petrolífera mundial Anacleto e Silva (2014) afirmaram que, mesmo com todo o desenvolvimento da indústria do petróleo, não existe ainda, nos dias de hoje, uma normatização completa da metodologia em relação aos aspectos da definição, classificação, e métodos para a estimativa das reservas petrolíferas.

Já Santos *et al.* (2011) apontaram para a existência de uma lacuna mundial nas metodologias atuais para a avaliação das reservas petrolífera em virtude das dúvidas sobre a fiabilidade das reservas oficiais publicadas por vários países, e pela OPEP (Organização dos Países Produtores Exportadores de Petróleo) em particular, já que as reservas de vários países membros nem sempre são confirmadas por qualquer tipo de auditoria independente. A declaração confiável dos valores das reservas petrolíferas é essencial para ser estabelecido um ambiente propício que incentive o setor privado, traga estabilidade para a sociedade civil e a gere participações governamentais.

No mundo existem várias formas de uma empresa certificar e avaliar as suas reservas, dependendo do país em que o hidrocarboneto esteja sendo explorado. No Brasil a avaliação das reservas das empresas concessionárias é realizada por empresas certificadoras independentes (quando solicitada), que seguem uma regulamentação publicada pela ANP, conforme visto no capítulo anterior.

No ano de 1962 iniciou-se o envolvimento da SPE no sentido de estabelecer definições de reservas de petróleo, em função de solicitação feita por bancos norte-americanos e outros investidores para elaboração de um conjunto consistente de definições de reservas que

² Esse capítulo tem como base os seguintes artigos: “PRMS (Petroleum Resources Management System) – uma revisão da metodologia proposta pela SPE” apresentado no Congresso Internacional Rio Oil and Gas, de 24 a 27 de outubro de 2016; “Certificação de reservas: o atual cenário do principais países produtores de petróleo no mundo e a Colômbia” apresentado na OTC Offshore Conference Brazil, 2015 e no Boletim Petróleo, Royalty e Região em Junho/2017.

pudessem ser tanto entendidas quanto utilizadas pela indústria nas transações financeiras onde reservas de petróleo servissem como garantia. Com o passar dos anos, a SPE vem realizando revisões e ampliações periódicas deste documento no intuito de direcionar a indústria e os governos para as melhores práticas da avaliação de reservas. Dessa forma a metodologia proposta pela SPE se torna extremamente robusta, pois desde a sua primeira versão até a atual a grande maioria dos atores da indústria, como empresas petrolíferas e associações profissionais vêm sendo consultados, deixando assim o documento com um viés extremamente técnico. No mundo não se encontra atualmente uma metodologia que consiga abranger todos os temas tratados no PRMS, desde os aspectos técnicos até os econômicos de um projeto petrolífero (SPE, 2018a).

Sobre o tema reservas e recursos de CO₂, as preocupações são mais recentes, em função da jovialidade do tema. As estimativas de armazenamento de dióxido de carbono são um componente crítico do processo de tomada de decisão quando se considera a implementação do armazenamento de CO₂ em larga escala na subsuperfície (GORECKI *et al.*, 2009). Até hoje a classificação de recursos e *commodities* tem sido usada quase exclusivamente para materiais valiosos que podem ser economicamente extraídos do subsolo, por exemplo, hidrocarbonetos, minérios, carvão etc. Essas indústrias se beneficiaram do estabelecimento de sistemas de classificação com termos consistentes e definições que obtiveram aceitação internacional e permitem a contabilização e comparação sistemática de recursos através de fronteiras geológicas, geográficas e jurisdicionais.

Embora os sistemas de classificação usados nas indústrias de mineração e hidrocarbonetos tenham elementos instrutivos e, às vezes, indiretamente aplicáveis em relação ao CO₂, a aplicação direta desses sistemas é em grande parte insuficiente, isso porque, no contexto do armazenamento geológico de CO₂, o recurso desejado não é algo a ser removido de um reservatório de subsuperfície, mas sim o volume de poros acessível do próprio reservatório (GORECKI *et al.*, 2009). Em função dessa necessidade e devido à similaridade da atividade, muitos institutos e autores recomendaram a elaboração de um sistema de classificação para CO₂ baseado no PRMS (KALDI; GIBSON-POOLE, 2008; IEAGHG, 2009; FRAILEY; FINLEY, 2009; ALLINSON, 2010; RODOSTA, 2011; LIU *et al.*, 2014a).

O documento UNFC 2009 e o PRMS, apresentados no capítulo anterior, foram utilizados pelas instituições como documentos de apoio a nova conceituação. Para manter a consistência entre os dois sistemas, a Seção Técnica para captura, utilização e armazenamento de Dióxido de Carbono do SPE (CCU) trabalhou em conjunto com a UNECE no intuito de aplicar a mesma abordagem para o SRMS. Esta multiplicidade de sistemas de classificação

similares, mas diferentes, tem esse notável paralelo com a indústria do petróleo, que exigiu esforços coordenados de uma série de sociedades no início do século 21 para que pudesse se desenvolver o SRMS. Baseando-se nesta experiência, o documento analisado descreve um sistema baseado no PRMS, que está bem estabelecido e vem sendo amplamente utilizado e aceito por muitas organizações (FRAILEY; TUCKER; KOPERNA, 2016).

A classificação PRMS diz respeito à viabilidade comercial de acumulações de hidrocarbonetos (SPE, 2018a). A base do sistema de classificação SRMS é o volume de poros acessível numa formação geológica na qual o CO₂ pode ser armazenado (SPE, 2018b). Como as tecnologias e metodologias empregadas para este armazenamento estão em constante evolução, a subcomissão responsável no SPE para a publicação desta metodologia, trabalhou em estreita colaboração com outras organizações para atualizar o SRMS, mantendo-o compatível com as práticas comuns e com quaisquer mudanças de critérios de comercialidade. Essas definições e diretrizes são projetados para fornecer uma referência comum para a indústria de armazenamento internacional, incluindo relatórios nacionais e agências de divulgação de regulamentação, e para suportar os requisitos de projetos de armazenamento e gerenciamento de portfólio.

Nesse contexto, o principal objetivo desse capítulo é analisar as metodologias PRMS e SRMS visando as suas utilizações como referências na proposição da metodologia para avaliação de recursos e reservas energéticas de P2G e CAES, armazenados em cavernas salinas.

Para atingir esses objetivos foram definidos dois eixos, que tratam sobre reservas e recursos, tanto o petrolífero quanto o de CO₂, e que possuem alguma similaridade com o armazenamento energético, conforme concluído no capítulo anterior: o primeiro trata da utilização e metodologia da conceituação de reservas no setor petrolífero; o segundo trata da utilização e metodologia da conceituação de reservas para injeção de dióxido de carbono.

A similaridade e correlação entre as atividades de armazenamento energético e armazenamento de CO₂ foi atestada por Mouli-Castillo (2019), que utilizou no seu estudo uma base de dados de injeção de CO₂ para realizar um estudo de CAES em meios porosos. A justificativa utilizada foi que ambas as tecnologias envolvem injeção de fluidos na subsuperfície e, por isso, a semelhança. Além de Mouli-Castillo, outros autores que relataram a similaridade entre as indústrias foram Lou e Wang (2013), ressaltando que o conhecimento adquirido na armazenagem a alta pressão de produtos de hidrocarbonetos como o gás liquefeito e o gás natural, podem ser facilmente trasladados para a tecnologia CAES.

Para conhecer o primeiro eixo foi realizado um levantamento dos sistemas existentes de avaliação e certificação de reservas petrolíferas, nos quinze maiores produtores petrolíferos

mundiais, acrescentando-se a Colômbia, que não é um grande produtor, mas possui uma regulação recente e sólida. A metodologia aplicada teve como base a pesquisa bibliográfica sobre o tema e a análise comparativa. Além disso, diante da importância do PRMS e sua abrangência prática. Parte deste capítulo será dedicada à realização de uma análise concisa dos principais tópicos da metodologia.

Já para o outro eixo, foi realizado um estudo sobre a conceituação e metodologia existente de cálculo de reservas e recursos relacionados com a injeção de CO₂ em reservatórios petrolíferos e as suas principais características.

3.1.1 Estado da certificação e avaliação de reservas petrolíferas nos principais países produtores mundiais e Colômbia

Para a estruturação desta etapa da pesquisa foi identificado no relatório anual da *British Petroleum* (BP, 2018), os 15 maiores produtores mundiais de petróleo, sendo inserida a Colômbia pois possui um arcabouço regulatório contemporâneo e sólido. Os critérios utilizados para avaliação de reservas de cada um desses países, além da existência de alguma metodologia para o processo de certificação de reservas petrolíferas, foram sumarizados na sequência:

- ✓ Noruega - A *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD), equivalente a uma agência reguladora, possui um documento chamado *Guidelines to classification of the petroleum resources on the Norwegian Continental shelf* que define as regras para a classificação de reservas. Seguindo esse guia, as reservas compreendem os recursos petrolíferos negociáveis, recuperáveis e remanescentes de um depósito de petróleo, já licenciado e aprovado para o desenvolvimento ou que possua uma isenção para a demonstração do plano de desenvolvimento (NPD, 2001).
- ✓ Colômbia – A *Agência Nacional de Hidrocarburos da Colômbia* (ANH), na sua Resolução 159 de 12 de fevereiro de 2014, determinou que o método de valoração de reservas implantado no país será o PRMS elaborado pela SPE; além disso, a ANH é a única agência reguladora pesquisada que informa, nessa resolução, sobre a necessidade de uma certificação de reservas (ANH, 2014). A Resolução 159 constou que, quando as reservas provadas de petróleo, no dia 31 de dezembro de cada ano, sejam inferiores a 01 (um) MMBOE por campo, o operador poderá certificar e auditar as suas ditas reservas provadas de petróleo através de um auditor interno. Já nas reservas ditas

provadas com um volume superior a um milhão de barris de óleo equivalente por campo, é obrigatório ao operador auditar e certificar as suas ditas reservas por uma companhia externa especializada. Apesar dessa determinação, a regulamentação não define os critérios dessa auditoria/certificação, nem que conceitos devem ser utilizados por esses auditores externos.

✓ México – o país possui uma regulação específica para o processo de certificação de reservas. Criada em 2008 e formalmente instalada em 2009 a *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH) realizou um *Round 0* onde a estatal Pemex (Petróleos Mexicanos) informou quais os ativos ficariam sobre a sua custódia e quais os ativos seriam devolvidos e promoveu em 2015 o *Round 1* onde foram ofertados blocos exploratórios para companhias privadas (CNH, 2014). Segundo resolução específica (MÉXICO, 2014) a estimativa de reservas realizadas pela estatal Pemex é submetida a um processo de certificação, aprovação e publicação prevista na regulação, conforme descrição a seguir: os valores informados pela Pemex são confrontados com os valores obtidos por empresas independentes de certificação de reservas. Caso esses valores estejam diferindo em até 10%, os valores são validados; caso contrário, uma nova certificação tem que ser feita.

✓ Brasil - a certificação das reservas das empresas concessionárias é realizada por empresas certificadoras independentes que seguem uma regulamentação determinada pela ANP. A Resolução 47 de 3 de setembro de 2014 estabelece os critérios de certificação de reservas no país (ANP, 2014). Essa resolução tem como base o PRMS, documento elaborado pela SPE.

✓ Venezuela - As reservas são estimadas pela estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) e são oficializadas pelo *Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería*, seguindo o documento “*Definiciones y Normas de Las Reservas de Hidrocarburos*”. A *Ley de Hidrocarburos* não fala sobre a certificação de reservas (ICLG, 2017).

✓ Estados Unidos – O *Federal Oil and Gas Royalty Management Act of 1982* coloca sob a direção do secretário do *Department of the Interior* todo óleo e gás originado em terra ou na plataforma continental. O departamento do interior designou o *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) como a agência administrativa responsável pelo desenvolvimento das reservas offshore. O *Department of the Interior*

é obrigado, de acordo com o *Outer Continental Shelf Land Act*, a conduzir continuamente investigações nas reservas para determinar a quantidade de óleo e gás produzidos e a disponibilidade das reservas offshore. Nesse quesito, o BOEM tem o “*Reserves Evaluation Program*” que conduz estudos independentes nos reservatórios para desenvolver estimativas do potencial econômico das reservas. A estimativa das reservas é revisada periodicamente para manter os dados sempre atualizados no decorrer do desenvolvimento e produção dos reservatórios. O BOEM adota o PRMS como metodologia para avaliação e classificação das reservas. O “*Resource Evaluation Program*” desenvolve estimativas independentes do volume original de hidrocarbonetos em novos campos e periodicamente revisa as estimativas para refletir as novas descobertas, o desenvolvimento e a produção anual (BOEM, 2019).

✓ Rússia - De acordo com a “*Law on Subsoil*”, as reservas minerais do país são obrigatoriamente avaliadas pelo estado e nenhuma empresa pode explorá-las sem antes serem examinadas pelo governo. As avaliações são feitas pelas organizações vinculadas a *Federal Agency on Subsoil Use*, incluindo *State Reserve Commission* e *Central Reserve Commission*. Caso o potencial econômico das reservas seja comprovado por alguma dessas organizações, elas são adicionadas ao *State Balance of Mineral Products*. A partir do momento que uma empresa tem uma licença para explorar, desenvolver ou produzir uma reserva, ela obrigatoriamente tem que elaborar um relatório anual mostrando as alterações na reserva. Esse relatório é enviado anualmente para ser examinado e aprovado pela *Central Reserve Commission* ou, caso a mudança seja muito grande, o relatório é enviado ao *State Reserve Commission*. O sistema utilizado para a classificação das reservas é o *Russian Reserves System*. Esse sistema possui uma metodologia própria e foi herdado do sistema de governo comunista da antiga União Soviética (NOVATEK, 2015).

✓ Canadá - De acordo com o *Canada Petroleum Resources Act*, após uma descoberta o responsável deve solicitar ao *National Energy Board* (NEB) uma declaração de “*significant discovery*” que é uma descoberta que sugere a existência de uma acumulação de hidrocarbonetos com potencial para ser produzida, ou “*commercial discovery*” que é uma descoberta que demonstra ter petróleo suficiente para justificar o investimento para produzi-la (NEB, 2015). De acordo com o “*Joint Guidelines Regarding Applications for Significant or Commercial Discovery Declarations and Amendments*”, documento do *Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board*,

conselho que faz parte do NEB, para a aplicação de algumas dessas declarações, a empresa deve oferecer um relatório sobre a reserva com informações confiáveis, com hipóteses e teorias baseadas no que diz a legislação canadense para a classificação de reservas (CNLOPB, 2015). As informações devem ser cientificamente válidas, sem especulações. De posse dessas informações e após discussões que podem acontecer com a empresa interessada, o conselho concederá ou não a declaração validando da descoberta. A legislação canadense utiliza o *National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*, baseado no *COGEH Handbook Definitions*, para a classificação e avaliação de reservas (SPE, 2015). O COGEH utiliza como guia para avaliação e categorização das reservas o PRMS da SPE.

✓ China - De acordo com o documento *Notice on Adjusting the Administration Authority of the Confirmation (recording) of Price Value, Appraisal and Recording of Mineral right (No. 166 [2006])* o *Ministry of Land and Resources* é responsável pela avaliação e registro das reservas minerais do país. As empresas devem submeter as reservas para certificação do governo, que possui uma metodologia própria. Quando uma empresa realiza a avaliação de uma reserva e a submete para ser avaliada pelo governo, deve encaminhar um relatório técnico sobre a reserva, juntamente com outros documentos, incluindo uma declaração escrita afirmando que todas as informações são verdadeiras. Além disso, de acordo com o “*Regulations on Administration of Geological Data*”, todos que possuem uma licença para explorar uma determinada área devem, obrigatoriamente, enviar dados geológicos para o departamento de geologia e reservas minerais competente, a região ou município. Os dados devem ser encaminhados de acordo com as normas estabelecidas pelo departamento responsável e com as normas técnicas padrões do Estado. A metodologia de classificação é implementada pelo *China Petroleum Reserves Office*, mas os dados públicos sobre esse sistema são praticamente inexistentes (CCOP, 2015).

✓ Emirados Árabes, Irã, Iraque, Kuwait, Nigéria e Qatar – nenhum desses países possui qualquer regulamentação pública específica sobre avaliação e certificação de reservas. Além da dificuldade da língua, os países não têm interesse em tornar públicas as suas informações estratégicas de reservas pois essas informações algumas vezes são manipuladas politicamente, visando proveitos oficiosos (SANTOS *et al.*, 2011).

No Quadro 03 observa-se a existência ou inexistência de algumas características sobre

o tema, reservas e certificação de reservas nos países pesquisados. Destaca-se nesse quadro a quantidade de países que utiliza o PRMS como documento guia para o processo de avaliação de reservas. Esta utilização confirma a importância e a robustez da metodologia e a sua transformação em norma global do tema, conforme reportado por Lee, Purewal e Harrell (2012).

Quadro 03 - Resumo das características sobre avaliação e certificação de reservas petrolífera dos principais países produtores mundiais mais a Colômbia.

	Agência /Ministério	Usa o PRMS	Regulação própria para certificação	Limites de produção para certificação	Necessidade de apresentar reservas para agência	Reconhecimento de certificadoras	Aprovação de responsáveis técnicos
Brasil	Agência						
Arábia Saudita	Ministério						
Rússia	Agência						
EUA							
China	Ministério						
Canadá							
Emirados							
Irã	Ministério						
Iraque	Ministério						
Kuwait	Ministério						
Colômbia	Agência						
México	Agência						
Venezuela	Agência						
Nigéria	Agência						
Brasil	Agência						
Qatar	Ministério						
Noruega	Agência						

Legenda: SIM NÃO Sem informação

Fonte: Elaboração do autor.

3.2 PRMS

Rovillain e Szilágyi (2014) afirmaram que atualmente as companhias de óleo e gás estão fundamentadas em dois pilares: i) as habilidades de avaliar, recuperar e rever suas reservas, ii) produzir as reservas, ditas de uma forma economicamente sustentável. Essa complexidade se dá em função dos vários aspectos que fundamentam o conceito de reservas e pode ser dividida em três partes, política, mercado (empresarial) e governamental, conforme Rodriguez-Padilla (2013, p. 457) que comentou:

Para a indústria petrolífera as reservas são o coração da confiança e credibilidade que asseguram o acesso a fundos para desenvolver projetos e inovações que respondam ao crescimento da demanda. Para o setor financeiro as reservas são a medida de valor de uma empresa petrolífera e, portanto, o fundamento de sua capacidade de crédito. Para os países exportadores altamente dependentes das vendas petrolíferas, o caso do México, é

particularmente importante saber por quanto tempo mais podem seguir utilizando esse recurso natural não renovável como alavanca de desenvolvimento. O explorador, o economista, o financeiro e os poderes públicos falam de reservas, mas raras as vezes possuem o mesmo significado.

Já uma análise das conceituações utilizadas pelo mercado deve ser feita em função do que é publicado pelos organismos que norteiam esse setor. Existe no mundo uma série de agências como a *Canadian Security Administrators (CSA)*, *United Kindon Statement of Recommended Practices (UKSRP)* e a *United State Securities Exchange Commission (SEC)* que têm como missão proteger os investidores, manter o mercado de forma justa, ordeira e eficiente e facilitar a formação de capital (SEC, 2014). Essas agências possuem regras claras, com força de lei, visando a proteção do capital do investidor e criando um modelo a ser seguido por empresas que abrem os seus capitais. Para colocar ações na bolsa de Nova Iorque, por exemplo, a empresa petrolífera deve seguir o que foi publicado pela SEC (2009, p. 211) nos Registros Federais Americanos, que definem como reservas:

Aquelas quantidades de óleo e gás, as quais, pela análise dos dados geológicos, geofísicos e de engenharia podem ser estimados com razoáveis certezas para ser economicamente produzidos de uma determinada data em diante com conhecimento do reservatório, e sob uma condição econômica existente, métodos operacionais e regulação governamental – antes que o contrato de direito de operação se expire, a menos que exista um indicativo de renovação com razoável certeza, apesar de métodos determinísticos ou probabilísticos serem utilizados para a estimativa.

Mesmo com essa preocupação do mercado de investidores ainda, existem casos reais em que a declaração das reservas das empresas de petróleo afetou diretamente o desempenho das bolsas de valores. O caso da *Royal Dutch/Shell Group* em 9 de janeiro de 2004, por exemplo é emblemático. A companhia reclassificou formalmente volumes provados, isto é, reservas estimadas com razoável certeza de recuperação comercial para reservas com pouca probabilidade de recuperação. O resultado efetivo da divulgação desses novos valores foi uma reação de medo do mercado e conseqüentemente os acionistas viram seus investimentos caírem drasticamente, conforme descrito por Anacleto e Silva (2014). A bolsa de valores no Brasil adota o *International Financial Reporting Standards (IFRS)* como guia para as empresas que desejam abrir o seu capital ao mercado e esse guia não determina a divulgação das reservas pelas empresas.

Dessa forma, os investidores não possuem informações, a não ser as dos balanços financeiros das empresas. Em 2007 a *Oil and Gas Holding S.A. (OGX)* foi criada com um capital de 1,3 bilhão de dólares americanos e em 2008 conseguiu captar no mercado cerca de

6,71 bilhões de reais, sendo 63,46% de investimento estrangeiro, em função da divulgação do estudo elaborado pela *DeGolyer & MacNaughton – D&M* que, segundo Anacleto e Silva (2014), indicava que seus blocos exploratórios localizados nas bacias de Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão totalizavam 4,8 bilhões de barris de óleo equivalentes do potencial de riscos dos recursos, por considerar uma média de sucesso de 27%.

No ano de 2011 um outro anúncio foi feito pela OGX atualizando o seu portfólio de reservas para 10,8 bilhões de barris de óleo equivalente, desconsiderando assim, os valores declarados pela D&M. No ano de 2013 foi anunciada a falência da companhia justificada pela falta dos ativos de produção, os quais deveriam permitir geração de futuros ganhos suficientes para cobrir os gastos realizados ao longo dos anos, desde que os testes do prospecto mais promissor da companhia, o campo de Tubarão Azul na bacia de Santos, demonstraram que a vida produtiva do campo se encerraria no ano de 2014. Anacleto e Silva (2014, p. 07) ainda afirmaram:

Uma informação dessas, mesmo considerando toda a subjetividade das estimativas para a indústria, deve ser clara para os investidores e considerar a atual distinção entre o que são recursos e o que são reservas, e ainda mais as subdivisões dentro de cada categoria de modo que permita uma maior transparência e melhor tomada de decisão para aqueles que quiserem entrar no mercado financeiro em empresas de atividades de exploração e produção de petróleo.

A visão técnica sobre reservas talvez seja a mais clara existente, mesmo que a conceituação possa trazer alguma ambiguidade. Pode-se encontrar na literatura uma série de definições determinísticas e probabilísticas sobre esse tema. As determinísticas presumem que o valor de cada parâmetro, necessário para o cálculo, seja conhecido. Já as probabilísticas fornecem estimativas na forma de uma série ou em termos estatísticos, intervalos de confiança ou, de modo mais preciso, em intervalos de previsão. Segundo Thomas *et al.* (2001), reserva é a quantidade de fluido que ainda pode ser obtida de um reservatório de petróleo numa época qualquer da sua vida produtiva. Já Ross (1997), colaborador da *Gaffney, Cline & Associates*, uma das maiores empresas certificadoras de reservas no mundo, em seu artigo “A Filosofia da Estimativa de Reservas”, definiu reserva como volumes de óleo, condensado, gás natural, líquido de gás natural e substâncias associadas previstas para serem comercialmente recuperadas de acumulações conhecidas em uma determinada data, em condições econômicas existentes por práticas operacionais estabelecidas nos termos da regulação governamental existente.

Anacleto e Silva (2014) referem-se às reservas como sendo recursos de óleo e gás natural

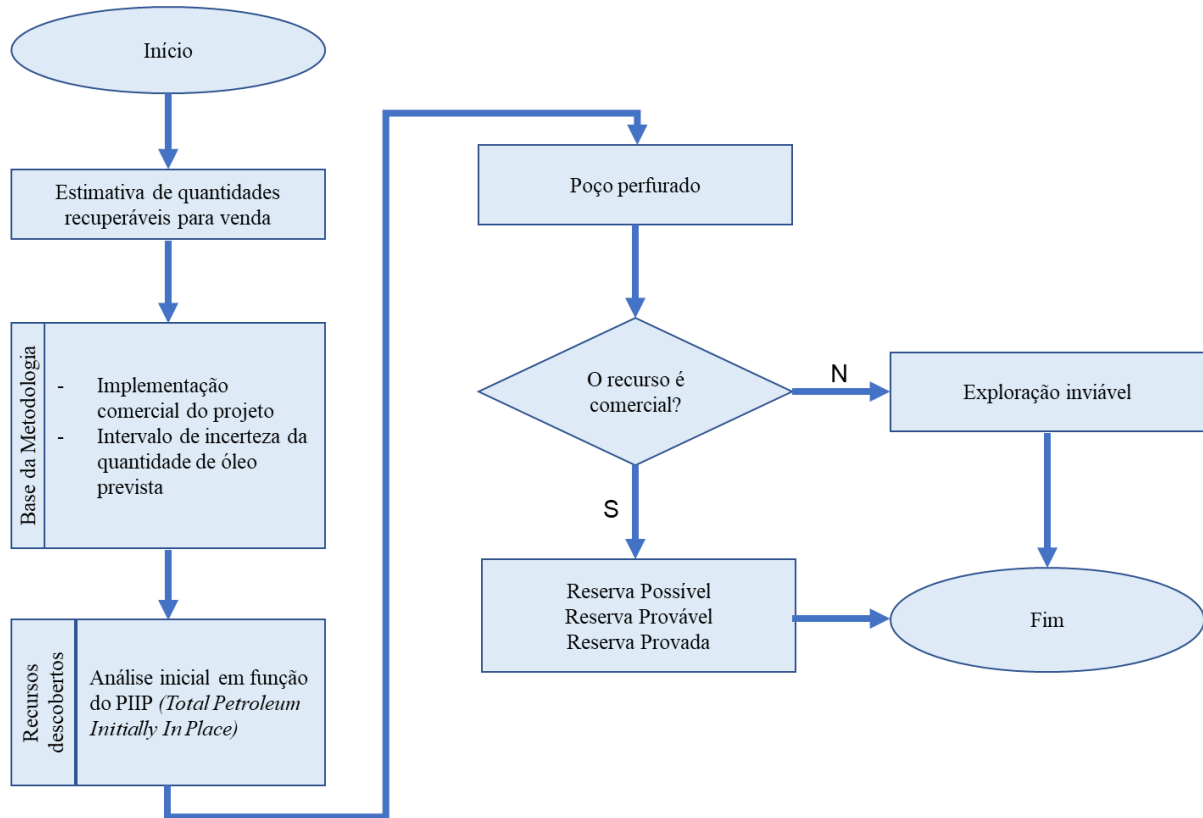
descobertos com um razoável grau de recuperação comercial a partir de um dado existente. Jahn *et al.* (2012) situa os valores das reservas entre as seguintes faixas: provada – entre 100% e 66%; provada + provável – entre 66% e 33%; e provada + provável + possível – entre 33% e 0%”. E por fim, Rosa, Carvalho e Xavier (2006), definem reserva como a quantidade de fluido que ainda pode ser obtida de um reservatório de petróleo numa época qualquer de sua vida produtiva.

Coll e Elliot (2013) citam que a SPE foi a entidade que se preocupou em elaborar um sistema de classificação de reservas, em 1997 chamado “Definição de reservas petrolíferas”. Esse sistema passaria por algumas melhorias e aperfeiçoamento e anos mais tarde seria transformado no PRMS. Segundo o próprio PRMS (SPE, 2018a), o processo de avaliação é a determinação do valor de reserva existente. A avaliação comercial dos recursos e das reservas de petróleo é um processo pelo qual o valor de investimento em projetos de recuperação de petróleo existentes e planejados é determinado. Esses resultados são utilizados nas decisões de investimento relativas à autorização dos fundos para o desenvolvimento comercial das reservas de petróleo. Com base em uma análise econômica comparativa de todas as empresas com todas as alternativas disponíveis, a empresa continua a tomar decisões racionais de investimento para maximizar o valor dos acionistas. Os resultados também podem ser utilizados para apoiar as divulgações públicas sujeitas a requisitos regulamentares em matéria de relatórios.

Essas diretrizes são fornecidas para promover a consistência na avaliação de projetos e a apresentação de resultados de avaliação, respeitando simultaneamente os princípios do PRMS (SPE, 2018a). Neste contexto, uma avaliação do projeto irá resultar em uma programação de produção e em um fluxo de caixa associado; a integração do tempo irá produzir uma estimativa de quantidades comercializáveis (ou venda) e receita líquida futura [ou Valor Presente Líquido (VPL) utilizando um intervalo de taxas de desconto, incluindo a da empresa]. A estimativa do valor está sujeita a incertezas, devido não só às incertezas inerentes ao petróleo existente e à eficiência do programa de recuperação, mas também aos preços do produto, ao capital e custos de funcionamento e ao calendário de execução. Assim, como na estimativa das quantidades comercializáveis, as estimativas resultantes de valor também devem refletir uma série de resultados. A avaliação dos recursos de petróleo requer a integração de “*know-how*” multidisciplinar, tanto dos técnicos quanto das áreas comerciais. Portanto, as avaliações devem ser realizadas por equipes multidisciplinares utilizando todas as informações relevantes, dados e interpretações.

A Figura 18 resume o fluxo necessário para se classificar um recurso/reserva segundo o PRMS.

Figura 18 - Fluxo simplificado da metodologia de avaliação de recursos e reservas do PRMS.



Fonte: Adaptado de Câmara et al. 2016.

3.3 SRMS

O SRMS (SPE, 2018b) é o sistema proposto pelo SPE para a avaliação de recursos e reservas de CO₂. A estimativa de recursos de armazenamento envolve a interpretação do subsolo, que traz consigo um grau inerente de incerteza. Estas estimativas estão associadas a projetos em desenvolvimento nos seus vários estágios de concepção e implementação. O uso de um sistema de classificação coerente e unificado aumenta a possibilidade de comparações entre projetos, grupos de projetos, e de uma avaliação da eficiência do armazenamento. Tal sistema deve considerar fatores técnicos e comerciais que podem afetar a viabilidade econômica do projeto, sua vida produtiva, e os seus fluxos. Para que se atinja a clareza necessária para avaliações fidedignas, se faz necessário definir o termo “Recursos armazenáveis de CO₂”, que é conceituado pelo SRMS como a quantidade (em massa ou volume) do gás que pode ser

armazenada numa formação geológica (SPE, 2018b). Um aspecto importante de se notar é que o sistema considera como inerente à avaliação dos recursos de armazenamento a avaliação da contenção do CO₂ que estará sendo armazenado.

“Recursos”, tal como utilizado pelo sistema, destina-se a abranger todas as quantidades de volume de poros que ocorrem naturalmente e são potencialmente adequados para o armazenamento na crosta da Terra (SPE, 2018b). O termo considera os volumes descobertos ou não, portanto as quantidades acessíveis e inacessíveis, assim como as quantidades já utilizadas para armazenamento (isto é, as quantidades já armazenadas).

A Figura 12 (Capítulo 02, página 41) é uma representação gráfica do sistema de classificação de recursos de armazenamento de CO₂ SPE. O sistema define as principais classes de recursos de armazenamento: armazenados, capacidade, recursos contingentes e recursos prospectivos, bem como recursos inacessíveis para armazenamento. O grau de incerteza no eixo horizontal reflete um intervalo de quantidades que podem ser armazenadas com seu respectivo nível de confiabilidade, já o eixo vertical representa a possibilidade de Comercialidade, ou seja, a possibilidade do projeto ser desenvolvido e alcançar o status de armazenamento comercial.

As seguintes definições aplicam-se às principais subdivisões dentro da classificação de recursos (SPE, 2018b, p. 5-7):

Total de Recursos de Armazenamento: Potencial de armazenamento que é estimado existente em formações geológicas. Ele inclui a quantidade possível de armazenamento estimada, em formações geológicas conhecidas e caracterizadas antes da injeção, além das quantidades estimadas em formações geológicas desconhecidas ou não caracterizadas. O total de recursos de armazenamento é a soma dos recursos de armazenamento descobertos (I) e não descobertos (II).

Recursos de Armazenamento Descobertos: Quantidade estimada do total de recursos de armazenamento, em que o potencial de armazenamento foi verificado dentro de uma formação geológica avaliada.

- Armazenado: A quantidade de recursos de armazenamento descobertos que tem sido explorada em uma determinada data (quantidade acumulada de CO₂ injetado e armazenado).

Os projetos e as quantidades armazenáveis associadas são subdivididos em comerciais e sub-comerciais, com as quantidades que podem ser armazenadas classificadas como Capacidade de Armazenamento e Recursos Contingentes de armazenamento, respectivamente, conforme definido abaixo.

- Capacidade de armazenamento: As quantidades do total de recursos previstas de estarem comercialmente acessíveis na formação geológica caracterizada. Os recursos de armazenamento comerciais devem satisfazer quatro critérios: A formação geológica alvo deve ser descoberta e caracterizada (incluindo suas contensões); a injeção deve ser possível a taxas requeridas; o projeto de desenvolvimento deve ser comercial; e o recurso de armazenamento devem

permanecer, a partir da data de avaliação no (s) projeto (s) de desenvolvimento aplicados (isto é, não podem ser previamente utilizados para armazenamento).

- Recursos Contingentes de armazenamento: Quantidades do Total de Recursos estimadas como potencialmente acessíveis em formações geológicas conhecidas, mas os projetos aplicados ainda não são considerados maduros o suficiente para o seu desenvolvimento comercial, como consequência de uma ou mais contingências.

Recursos de armazenamento não-descobertos: Quantidade estimada do Total de Recursos de armazenamento onde a aptidão para o armazenamento não foi verificada dentro da formação geológica alvo.

- Recursos prospectivos de armazenamento. A quantidade de Recursos de armazenamento não-descobertos potencialmente acessível dentro de formações geológica desconhecidas ou partes descaracterizadas de formações geológicas.

- Recursos de armazenamento Inacessíveis. A quantidade estimada de recursos de armazenamento descobertos ou não descobertos, em uma data determinada (isto é, o tempo da avaliação), que não são utilizáveis pelos projetos de desenvolvimento de armazenamento futuras. Uma parte desses recursos de armazenamento inacessíveis pode ser usado no futuro, na medida em que as circunstâncias comerciais ou regulamentares se alterem ou desenvolvimentos tecnológicos ocorram; a parte restante pode nunca ser utilizada para o armazenamento resultante de limitações físicas/sociais do local de armazenamento, relacionadas à superfície e/ou à subsuperfície.

3.3.1 Considerações

Além de complexa, a valoração e certificação correta de uma reserva petrolífera é fundamental para todos os aspectos da sociedade. Conforme visto, existe uma metodologia desenvolvida pela SPE (PRMS) que categoriza e classifica as reservas, e vem sendo utilizada por alguns dos principais países produtores no mundo. Estados Unidos, Canadá, Colômbia e Brasil utilizam essa metodologia como um guia para categorização e valoração das suas reservas. O PRMS faz uma análise de como esses volumes podem ser calculados e sugere uma classificação para reservas e recursos petrolíferos. Esse documento é utilizado por parte dos governos e petrolíferas do mundo para avaliar as reservas existentes de petróleo e gás. Para melhor entendê-lo, realizou-se uma análise dos principais tópicos que tratam diretamente sobre reservas. Pode ser observado uma metodologia robusta e eficaz que utiliza modelos matemáticos e estatísticos no seu embasamento teórico.

Já as discussões sobre armazenamento de CO₂ estão mais em voga nas três últimas décadas. Em função do estabelecimento de projetos de *Carbon, Capture and Storage (CCS)* e

Carbon, Capture, Use and Storage (CCUS) no mundo, países vem tentando desenvolver critérios regulatórios para essa atividade. Um dos critérios criados e estabelecidos é denominado SRMS. Uma metodologia análoga ao PRMS que define a viabilidade e sustentabilidade de projetos de injeção de CO₂ em reservatórios petrolíferos, além de estabelecer definições de reservas para esse tipo de recurso. Da mesma forma que o PRMS, o SRMS conceitua e propõe uma metodologia para cálculo de recursos e reservas de CO₂ e a sua publicação oficial aconteceu no final do ano de 2018.

Diante da análise feita nas duas metodologias pode-se chegar às seguintes conclusões: o PRMS é uma metodologia robusta e utilizada por muitos países, empresas petrolíferas e governos em todo o mundo. Seu sistema de classificação é baseado na implantação de projetos e possibilidade de existência de hidrocarbonetos no subsolo. Já o SRMS, foi oficialmente publicado em 2018 (anteriormente era utilizado um rascunho que foi publicado pela SPE em 2016), portanto a sua utilização é recente. Mesmo utilizando como referência o PRMS na sua idealização, o SRMS não considera o volume de substância a ser extraída do subsolo e sim a quantidade de vazios possível para que a substância seja injetada. Em função dessa característica as atividades armazenamento de energia em cavernas salinas e injeção de CO₂ possuem uma certa similaridade, principalmente quando se trata de avaliação de recursos e reservas, ou os volumes que podem ser armazenados.

Alguns países consideram a informação sobre reservas petrolíferas como estratégicas, tanto interna quanto globalmente. Essas informações não são públicas e a forma com que as reservas foram determinadas não é divulgada. Além disso, a pouca utilização e disponibilidade de exemplos utilizando a metodologia do SRMS para cálculo de recursos e reservas de CO₂, devido a sua recente publicação, foram os principais fatores limitantes para o desenvolvimento deste capítulo.

Por fim, analisados o PRMS e o SRMS, e a luz das características dessas metodologias recomenda-se a utilização das mesmas como referência para a proposição de uma metodologia de conceituação, avaliação e cálculo de reservas energéticas em cavernas salinas, utilizando as tecnologias P2G e CAES.

4 CAPÍTULO 4 - PROPOSIÇÃO METODOLÓGICA PARA CÁLCULO SUBCOMERCIAL E COMERCIAL DO ARMAZENAMENTO ENERGÉTICO POTENCIAL DE HIDROGÊNIO, GÁS NATURAL OU AR COMPRIMIDO (CAES) EM CAVERNAS SALINAS³

4.1 INTRODUÇÃO

A adoção em larga escala de Fontes de Energia Renováveis (FER) é a principal ação para reduzir as emissões de CO₂ e combater as mudanças climáticas. No entanto, as principais FERs disponíveis, eólica, solar e hídrica, são intermitentes, em escala diária e/ou sazonal, e não despacháveis, incapazes de garantir as demandas diárias ou sazonais da rede. Essa questão de intermitência é mais importante para as FER, nas quais o perfil de disponibilidade pode ser defasado com relação ao perfil de demanda de energia, como o vento, disponível no período noturno, quando a demanda de energia é menor. O mesmo poderia ser discutido na escala sazonal dos recursos solares. Essas FERs não são apenas incapazes de garantir a carga de base, como também a mercadoria de energia elétrica é desperdiçada quando a disponibilidade não é atendida pela demanda de pico (MATOS *et al.*, 2019).

O armazenamento de energia é a resposta sensata a esses problemas de intermitência e pode até resolver o problema de carga de base, seja em uma escala diária ou sazonal. Embora os avanços nas tecnologias de armazenamento de energia eletroquímica (como as baterias, nos últimos anos) sejam surpreendentes, fornecer a capacidade de carga de base provavelmente exigirá entre 4 e 12 horas de demanda média de energia. Estudos focados no Armazenamento de Energia em Energia Investida (ESOI), ou seja, o equilíbrio entre energia armazenada e energia gasta no ciclo de vida de uma tecnologia de armazenamento, mostram que a menos que o ciclo de vida das tecnologias de armazenamento eletroquímico seja melhorado, os custos de sua energia proibirão a sua implantação como uma solução de balanceamento de carga (BARNHART; BENSON, 2013).

³ Deste capítulo foram extraídos os artigos: “*Methodology for the sub-commercial calculation of the potential energy storage of hydrogen, natural gas, and compressed air in salt caves*” publicado na revista *Energy for Sustainable Development*, abril 2020, v. 142, 042007-1. “Análise das características dos campos pré-selecionados na bacia do recôncavo para projetos de injeção de CO₂ e possíveis impactos: uma visão de campo” apresentado no 9º Congresso Brasileiro em P&D de Petróleo e Gás, Maceió, 9 a 11 de novembro de 2017. “Preliminary Assessment of Surface Conditions for CO₂ Injection Projects from Pre-Selected Field Sites in the Recôncavo Basin, Brazil” submetido na revista *Sustainable Production and Consumption*, em julho de 2019.

Segundo as projeções da *European Energy for Storage of Association* (EASE), a procura de armazenamento na UE em 2050 variará entre 70 e 220 GW (contra 45 GW existentes hoje) e uma capacidade de armazenamento de energia de 1500 a 5500 GWh (EASE, 2018). Anteriormente, a Agência Internacional de Energia (IEA) estimava que limitar o aquecimento global a menos de 2° C exigiria que a capacidade de armazenamento de energia instalada globalmente aumentasse de 140 GW em 2014 para 450 GW em 2050 (IEA, 2014). Este processo de substituição de combustíveis fósseis por fontes de emissão zero é hoje mais premente, considerando o Acordo de Paris onde constam esforços contínuos para reduzir as mudanças climáticas para menos de 1,5° C até 2100 (UNFCCC, 2015).

De fato, se o ESOI for considerado, as únicas tecnologias de armazenamento que claramente permitem armazenar energia, pelo menos numa ordem de magnitude maior que a energia gasta em seu ciclo de vida, são sistemas mecânicos de energia como armazenamento de energia em Usinas Hidroelétricas Reversíveis (UHR), CAES (BARNHART; BENSON, 2013; TALLINI; VALLATI; CEDOLA, 2015) e Armazenamento de energia de hidrogênio (H₂) (PELLOW *et al.*, 2015). Embora o UHR seja um sistema amplamente implementado, não é isento de problemas ambientais e é altamente dependente das condições topográficas. Pelo contrário, CAES e H₂, ao recorrer a reservatórios subterrâneos, minimizam os impactos ambientais e não dependem de topografia.

Com o avanço da utilização energética, alguns conceitos como armazenamento, estocagem, reservas e recursos, passam a ser de fundamental importância para o entendimento de alguns aspectos regulatórios e consequentemente empresariais. Esses novos conceitos e novas tecnologias passam a fazer parte da indústria e cabe aos órgãos responsáveis definir o limite de atuação de cada agente, a regulamentação e a fiscalização dessas novas atividades. A pergunta principal a ser respondida por este capítulo é: como construir uma metodologia que classifique recursos e reservas energéticas armazenadas em cavernas salinas, utilizando as tecnologias P2G e CAES?

Para responder esta pergunta, traça-se o principal objetivo do capítulo que foi propor uma metodologia para cálculo da capacidade do potencial energético em cavernas salinas utilizando o armazenamento de hidrogênio, gás natural e ar comprimido para projetos de armazenamento em fase subcomercial e comercial. Além disso, utilizar dados disponíveis na literatura para simular o modelo proposto calculando os volumes das cavernas, bem como o seu potencial energético.

Para isso, procedeu-se a análise documental e consultas à especialistas. Foi revisada a literatura sobre o estado atual das tecnologias de armazenamento energético CAES, Hidrogênio

e Gás Natural seguindo-se a análise de documentos institucionais, tais como, leis, decretos, portarias, relatórios, estudos, projetos e atores-chaves tanto do Governo como da iniciativa privada (técnicos da ANP, ANM, engenheiros da Petrobras, dentre outros). Foi realizado um estágio de aproximadamente 30 dias na Universidade de Évora em Portugal, procedendo-se consultas e reuniões com pesquisadores do MIT/Universidade de Coimbra nesse período.

Foi proposto um modelo para a conceituação de Recurso Energético e Reserva Energéticas, tomando como base a metodologia conceitual de reservas petrolíferas (PRMS) e armazenagem de CO₂ (SRMS). Após elaborada essa conceituação e metodologia foram utilizados dados disponíveis na literatura para validar o modelo proposto.

Inicialmente foram elaboradas as conceituações dos três estágios propostos para um projeto subcomercial de armazenamento de energia. No estágio de subcomercialidade do projeto os volumes calculados foram denominados de recursos energéticos. Cada estágio foi conceituado e exemplificado na sequência, referentes aos recursos, sendo calculados das seguintes formas:

- Estágio 1: de forma mais genérica somente observando a geologia regional do maciço salino. O recurso calculado nesse estágio foi designado como Recurso Total Possível (RTPO ou R3);
- Estágio 2: de forma um pouco mais precisa que o Estágio 1, levando em considerações as informações geológicas mais detalhadas do maciço salino, como um furo de sonda existente, e restrições de ordem ambiental, regulatória e legal dentre outras. Nesse momento foi feito um cálculo energético equivalente das cavernas em estudo para demonstração dos valores possíveis de armazenamento. O recurso calculado nesse estágio foi designado como Recurso Total Provável (RTPV ou R2);
- Estágio 3: onde o recurso volumétrico foi calculado em função do tipo do gás a ser utilizado no processo de estocagem (ar comprimido, hidrogênio ou gás natural) e do tipo de processo e tecnologia para a transformação energética final. O recurso energético calculado nesse estágio foi designado como Recurso Total Provado (RTPD ou R1).

No projeto comercial em implantação também foram determinados três estágios para conceituação dos volumes. Nessa fase do projeto, os volumes calculados foram designados como reservas volumétrica/energéticas e foram conceituados da seguinte forma:

- Estágio 1: de forma mais genérica utilizando e observando a geologia regional do maciço salino bem como suas características. Além disso, as seguintes etapas do projeto deverão ser contempladas: triagem, sistema regulatório, análise de risco, engenharia econômica, avaliação de recursos, percepção pública e avaliação ambiental. A Reserva calculada nesse estágio foi designada como Reserva Total Possível (ReTPO ou Re3);
- Estágio 2: de forma mais precisa que o estágio 1. Essas informações serão obtidas no processo de construção da caverna e as principais características utilizadas são: volume final, temperatura, solubilidade do sal, permeabilidade, pressão dentre outras informações. A reserva calculada nesse estágio foi designada como Reserva Total Provável (ReTPV ou Re2);
- Estágio 3: em função do tipo do gás a ser utilizado no processo de estocagem (ar comprimido, hidrogênio ou gás natural) e do tipo do processo e tecnologia para a transformação energética final. A reserva energética calculada nesse estágio foi designada como Reserva Total Provada (RETPD ou Re1).

Dessa forma os conceitos de Recurso Energético e Reserva Energética foram elaborados, tomando como base a metodologia conceitual de reservas petrolíferas (PRMS) e armazenagem de CO₂ (SRMS).

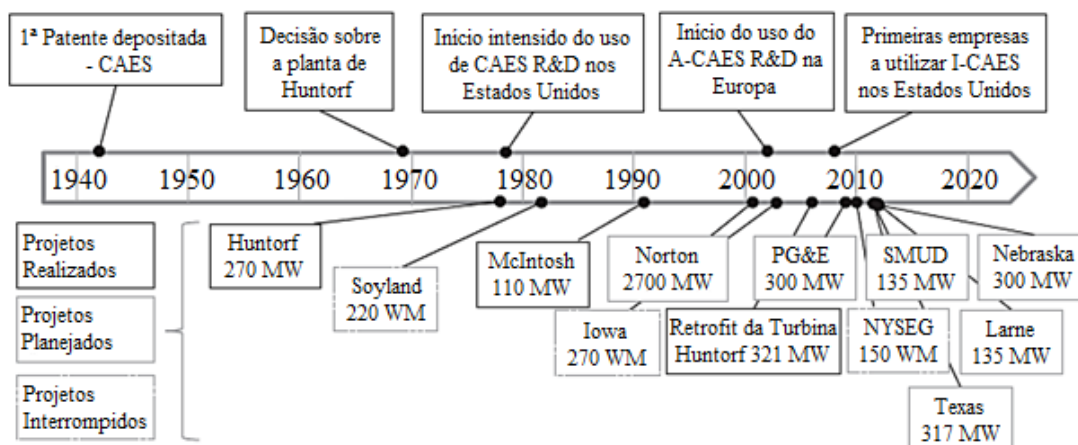
4.1.1 As tecnologias de armazenamento de energia utilizadas em cavernas salinas CAES (Compressor Air Energy System)

Com o rápido crescimento da produção de energia oriunda de fontes renováveis como plantas solares e eólicas, o armazenamento energético em formações geológicas tem um grande potencial para compensar as flutuações da energia gerada em diferentes escalas de tempo (KABUTH *et al.*, 2017). Segundo Succar e Williams (2008), comparado com outras formas de armazenar energia, a tecnologia CAES vem sendo uma promissora opção para o balanceamento da flutuação diurna de curto prazo, especialmente para projetos envolvendo usinas de geração de energia eólica. Essa afirmação também é feita por Liu *et al.* (2014b) que confirmaram o CAES como uma tecnologia de armazenamento promissora para equilibrar a penetração em larga escala no sistema elétrico das energias renováveis, como a energia eólica e solar.

A tecnologia CAES é conhecida desde o século passado. Em 1948 ela foi patenteada por Gay no Estados Unidos e em março de 1956 na República Federal da Alemanha (ALLEN, DOHERTY; FOSSUM, 1982). O seu princípio de funcionamento é a conversão de uma energia em energia mecânica armazenada que possa ser reutilizada como energia elétrica em um outro momento. Normalmente o CAES é implementado em conjunto com uma planta de geração eólica (MATOS; CARNEIRO; SILVA, 2017) pois utiliza-se a capacidade da usina em momentos de baixa demanda para se armazenar a energia. No momento em que a demanda energética no sistema cresce, utiliza-se a energia armazenada para gerar energia elétrica. Dessa forma há então uma melhor eficiência na utilização da energia gerada pela usina.

Atualmente existem duas formas de classificação do CAES (MATOS; CARNEIRO; SILVA, 2019): o Bulk CAES e o Small CAES. O Bulk CAES precisa de grandes formações geológicas subterrâneas, podendo estocar de centenas a milhares de MW por algumas horas e são mais economicamente viáveis, já o Small CAES usa sistemas de armazenamento acima do solo como tubos e vasos e geralmente tem capacidade de 10 a 20 MW com um tempo máximo de armazenagem de 5 horas.

Na Figura 18 encontra-se a linha do tempo da tecnologia CAES, assim como os projetos comerciais e em desenvolvimento.

Figura 19 - Projetos de CAES no mundo.

Fonte: Adaptado de Budt *et al.* (2016).

Dentre os projetos em atividade verificados na Figura 19, existem dois em fase comercial que utilizam a tecnologia convencional CAES (UNECE, 2013), Huntorf (Alemanha) e McIntosh (Estados Unidos), resumidas na sequência:

- Huntorf - A planta de Huntorf está situada no norte da Alemanha e foi desenvolvida em 1978 como a primeira planta CAES do mundo, usando duas cavernas salinas de 150 m de altura (referidas como NK1 e NK2). As cavernas são construídas na cúpula salina de Huntorf a profundidades entre 650 e 800 m. Seus diâmetros máximos são de 60 m, com os poços espaçados a 220 m. A usina de Huntorf funciona de forma confiável em um ciclo diário há mais de 27 anos, tendo completado mais de 7000 partidas que envolvem carga por um período de oito horas, entregando 300 megawatts por 3 horas de descarga (MATOS; CARNEIRO; SILVA, 2019).
- McIntosh - A instalação de McIntosh é a primeira planta CAES nos EUA e foi construída na cúpula da formação salina McIntosh, Alabama. As unidades geradoras da *Alabama Electric Cooperative* (AEC), incluem a unidade de armazenamento de energia de ar comprimido (CAES) e as duas turbinas de combustão a gás. A unidade CAES (designada unidade McIntosh 1) foi declarada comercial em 31 de maio de 1991 e totalmente operacional em 27 de setembro de 1991. Na inauguração a unidade CAES gerava 110 MW e atualmente com a entrada de duas turbinas de ciclo simples de combustão, passou a gerar 326 MW, armazenado em 315 000 m³ na caverna subterrânea. Quando o ar comprimido é necessário para a geração, ele é misturado com gás natural em um processo convencional de combustão de turbinas a gás para gerar

eletricidade. Uma carga completa no início da vida produtiva da usina (110 MW) fornecia eletricidade suficiente para suprir as demandas de 11 000 residências por 26 horas. O topo da caverna está 457 m abaixo do nível do solo, com o fundo da caverna a 732 m e um diâmetro de cerca de 76 m. Com carga total, a pressão do ar é de 76 bar (7.6 MPa / 1 100 psi), enquanto que na descarga total, a pressão de ar da caverna é de 45 bar (4,5 MPa/653 psi) (EVANS, 2008).

Além de utilizar cavernas salinas para o armazenamento de ar comprimido, a tecnologia CAES também pode ser aplicada em meios porosos (reservatórios exauridos de petróleo e aquíferos salinos). Um terceiro projeto que merece destaque foi o apresentado pela empresa PG&E ao governo americano, intitulado “*Technical Feasibility of Compressed Air Energy Storage Using a Porous Rock Reservoir*”. A PG&E recebeu do fundo americano denominado *American Recovery and Reinvestment Act of 2009* cerca de 25 milhões de dólares para construir e operar uma planta de CAES utilizando como estrutura de armazenamento reservatórios depletados de gás natural localizados na King Island, Califórnia (DOE, 2013).

Segundo a CEC (2018) o referido projeto demonstrou a viabilidade técnica de usar um reservatório de gás natural abandonado para armazenar ar comprimido de alta pressão para uma instalação CAES de 300 MW por 10 horas. O reservatório pode acomodar as taxas de fluxo e pressões necessárias para a operação da instalação, mas algumas restrições operacionais e de projeto terão que ser gerenciadas adequadamente. O alto custo estimado de uma instalação CAES em relação ao custo de tecnologias alternativas de armazenamento de energia também terá que ser tratado para se avaliar a viabilidade econômica do projeto.

Outros projetos CAES vêm sendo avaliados, planejados ou estão em estágio de desenvolvimento nos EUA, como: o Norton CAES, em Ohio, que pretende usar uma mina de calcário desativada como reservatório de armazenamento para instalações de 800 MW CAES; o parque de energia armazenada em Iowa, vem desenvolvendo um projeto CAES num aquífero diretamente acoplado a um parque eólico e com uma capacidade proposta de 268 MW; um projeto CAES em Matagorda, Texas, para uma instalação de 540 MW; e a *New York State Electric & Gas*, vem desenvolvendo um projeto CAES de 150 MW em caverna de sal e um sistema de 9 MW acima do solo. No mundo há também projetos em estudo na China, no Japão e na Europa, o projeto Larne CAES na Irlanda do Norte e o ADELE Adiabatic CAES na Alemanha. Na Espanha, a Endesa e a EPRI estão realizando pesquisas em conjunto para duas plantas potenciais do CAES (MATOS; CARNEIRO; SILVA, 2019).

4.1.1.1 Hidrogênio

Para o armazenamento de hidrogênio, prevê-se o armazenamento de energia da rede para fontes de energia intermitentes, sendo fornecido como combustível para geração de eletricidade e para transportes. Assim, o hidrogênio pode ser usado para aplicações de curto prazo e em pequena escala, mas também para aplicações de longo prazo e em grande escala (LORD; KOBOS; BORNS, 2009; IEA, 2006).

Teoricamente, as opções de armazenamento subterrâneo para hidrogênio são semelhantes às usadas para armazenar gás natural (campos de gás exauridos, aquíferos salinos e cavidades de sal). Devido ao seu pequeno tamanho molecular, o hidrogênio expande-se facilmente, requisitando reservatórios com excelentes vedações ou selos, destacando-se as cavernas salinas, porque o sal é inerte em relação ao hidrogênio, sendo extremamente estanque ao gás. Um pequeno potencial pode existir em meios porosos (campos de petróleo exauridos), minas abandonadas ou cavernas de rocha escavadas (CROTOGINO *et al.*, 2010; OZARSLAN, 2012; VAN GESSEL, 2017).

A eficiência de ida e volta do armazenamento de energia de hidrogênio é de 30 a 40%, mas pode aumentar até 50% se tecnologias mais eficientes forem desenvolvidas (MATOS; CARNEIRO; SILVA, 2019).

Existe apenas três locais de armazenamento de H₂ em cavernas salinas no mundo. Dois nos EUA em cúpulas: caverna Clemens (1983; Texas; 900 m), com capacidade de armazenamento (580 000 m³); e a caverna de Moss Bluff (800 m), com volume de armazenamento de 560 000 m³; A terceira está localizada no Reino Unido, em Teesside (1972), contendo três cavernas (350 m de profundidade) no leito de sal, com volume de armazenamento (70 000 m³; cada).

4.1.1.2 Gás Natural

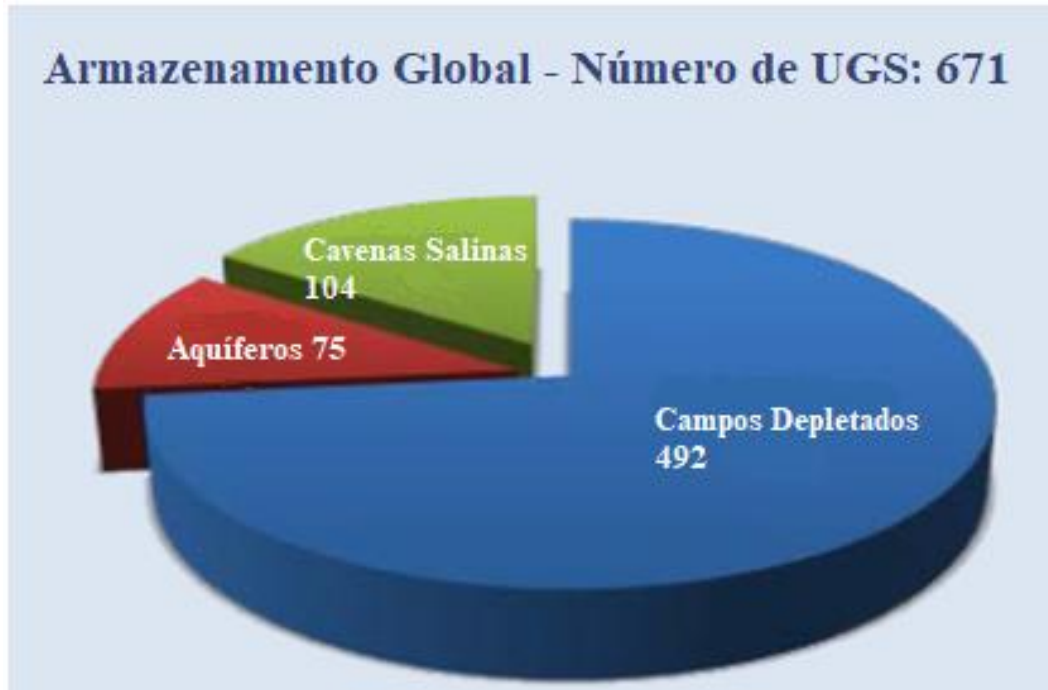
Já o armazenamento de gás natural começou a ser utilizado comercialmente em 1915, quando a Companhia de Gás Natural Combustível, em Ontário no Canadá, utilizou um reservatório de gás natural parcialmente explorado, para atender à demanda máxima de inverno por gás. Em 2004, a capacidade de gás de trabalho da indústria de armazenamento de gás natural nos EUA e no Canadá havia crescido para 116 milhões de m³ em 428 instalações espalhadas por 30 estados americanos e 5 províncias canadenses (SUCCAR; WILLIAMS, 2008).

Segundo Goraieb, Iyomasa e Appi (2005) a estocagem de gás natural garante a demanda dos grandes centros consumidores, principalmente durante os meses mais frios, quando ocorrem picos de consumo, previne possíveis falhas no sistema de transporte e abastecimento, regula as oscilações sazonais de preços e permite um melhor planejamento e controle de sua distribuição. Além disso a estocagem de gás natural tem sido utilizada para a negociação de contratos de compra e transporte mais atrativos e para obter ganhos com variações de preços do gás natural (BARNES; LAVINE, 2001)

O armazenamento de gás natural em formações geológicas é uma tecnologia madura que está implementada em muitos locais ao redor do mundo. A sua principal função é atender às variações de carga, mantendo um equilíbrio entre demanda e oferta de gás, eliminando a demanda diária de pico, ou mesmo horas, mitigando assim as flutuações nos volumes consumidos. Tradicionalmente, tem sido um combustível sazonal, devido a sua alta demanda durante o inverno, onde é usado para sistemas de aquecimento (NUNES, 2010).

Os principais tipos de armazenamento de gás natural utilizados no mundo são: i) aproveitamento de campos ou reservatórios naturais de óleo e gás já explorados e exauridos; ii) aquíferos com estruturas anticlinais, constituídas por rochas de porosidade elevada, capeadas por camadas pouco permeáveis; iii) estocagem em cavernas artificiais construídas por meio de lixiviação de espessas camadas de rochas salinas; iv) cavidades de minas subterrâneas abandonadas (GORAIEB; IYOMASA; APPI, 2005). Até o final de 2017, a quantidade dos principais tipos de armazenamento de gás natural pode ser observada na Figura 20.

Figura 20 - Quantidades e tipos de sítios de armazenamento de gás natural no mundo.



Fonte: Adaptado de CEDIGAZ (2019).

Os Estados Unidos são o país mais importante em termos de capacidade instalada de trabalho, com 134 Bmc (bilhões de metros cúbicos) de um volume global de 417 Bmc. Juntamente com a Rússia e a Ucrânia, com 72 Bmc e 32 Bmc de capacidade de trabalho respectivamente, Canadá e Alemanha (26,5 Bcm e 24 Bcm, respectivamente) (CEDIGAZ, 2019). Estes cinco países concentram 70% da capacidade mundial, conforme visto na Figura 21.

Figura 21 - Os 10 principais países no mundo com capacidade instalada de gás.



Fonte: Adaptado de CEGAZ (2019).

Uma estocagem subterrânea é caracterizada por dois parâmetros básicos: sua capacidade útil e a taxa de retirada. A razão entre as duas serve para determinar o número de dias de reserva disponível para os fluxos máximos de retirada. Em função desse critério duas classes de instalações de ESGN podem ser definidas: Classe 1 – com capacidade útil para 10 a 30 dias de picos diários de retirada (armazenamento de pico) e Classe 2 – com capacidade útil de 50 a 100 dias de picos máximos de retirada (armazenamentos sazonais) (GORAIEB; IYOMASA; APPI, 2005).

Atualmente a armazenagem de gás natural em campos de petróleo depletados é predominante pois os mesmos permitem armazenar grandes volumes de gás e são usados principalmente para equilibrar o balanço energético sazonal. Com 492 instalações no mundo, os campos depletados representam 73% do número total de sites e 80% do volume global de gás de trabalho (útil). A flexibilidade é um ativo fundamental nos mercados liberalizados. Esta tendência pode ser vista na crescente importância do armazenamento em caverna de sal na América do Norte e na Europa. Este tipo de armazenamento permite altas taxas de injeção e retirada, e o gás de trabalho pode ser injetado várias vezes por ano. No final de 2017, 104 instalações de cavernas de sal estavam em operação no mundo (76 em 2010), representando 15% do total mundial. Embora as cavernas de sal representem apenas 8,5% da capacidade global de gás esses números podem ser rapidamente melhorados e a capacidade de entrega global passar a ser de até 25% (CEDIGAZ, 2019).

4.1.2 Metodologia para cálculo da capacidade teórica (recurso) do potencial energético em cavernas salinas

Comparada com a indústria petrolífera, a indústria de armazenamento de energia é recente. Com exceção do armazenamento de gás natural em cavidades, como forma de estoque estratégico de energia, os P2G e CAES só vêm sendo utilizados por países e empresas nas últimas décadas. Já o desenvolvimento da indústria do petróleo remonta ao século 18 e vem sendo utilizada a cada década, mesmo com o grande esforço feito por alguns países visando a diminuição da utilização dos energéticos fósseis e aumento dos energéticos renováveis.

A necessidade de adotar uma estrutura para estabelecer a comunicação entre recursos e reservas para armazenamento geológico de energia tornou-se evidente no projeto H2020 ESTMAP. Em suas tentativas de mapear a capacidade de armazenamento de energia em grande escala nos países membros da União Europeia (EU), o projeto ESTMAP adotou uma qualificação na "confiança" do potencial da formação geológica em ser usada como local para armazenamento de energia (VAN GESSEL, 2017), que foi sintetizada no Quadro 04.

Quadro 04 - Categorias de viabilidade técnica de um reservatório para uma dada tecnologia de armazenamento de energia, conforme adotado no projeto ESTMAP.

Classe	Descrição
1 - Provada	O reservatório foi desenvolvido para uma tecnologia específica ou similar ou existe um plano de desenvolvimento confirmado.
2 - Provável	A viabilidade é considerada tecnicamente provável. Foram realizadas avaliações específicas do local ou apresentados planos concretos de desenvolvimento.
3 - Possível	A viabilidade é considerada tecnicamente possível (com base em rápidas varreduras regionais, avaliações de subsuperfície ou suposições técnicas). A adequação deve, no entanto, ser confirmada por investigações específicas do local.
4 -Desconhecida/Incerta	A determinação da viabilidade ainda é prematura e a adequação para a tecnologia de armazenamento de energia é desconhecida / não confirmada. Tem como base suposições geológicas genéricas, podendo haver espaço para novas investigações afim de avaliar a adequação.
5 - Improvável	O potencial para determinada tecnologia é ausente ou muito improvável (considerando as condições geológicas genéricas).

Fonte: Van Gessel (2017).

Esse primeiro esforço da ESTMAP, embora qualitativo (Carneiro, 2018), identificou corretamente a necessidade de estabelecer uma estrutura de confiança na avaliação de um recurso geológico, uma atividade baseada, frequentemente, em observações pontuais nos furos de sondagem ou informações indiretas de levantamentos geofísicos.

Assim como para o PRMS e para o SRMS, a conceituação aqui proposta se fundamentará em: (i) o projeto de desenvolvimento que tem sido (ou será) implementado para produzir energia a partir de uma ou mais cavidades; (ii) o intervalo de incerteza das quantidades de energia que são previstas a serem produzidas e vendidas no futuro a partir do projeto a ser implantado e suas fases de desenvolvimento.

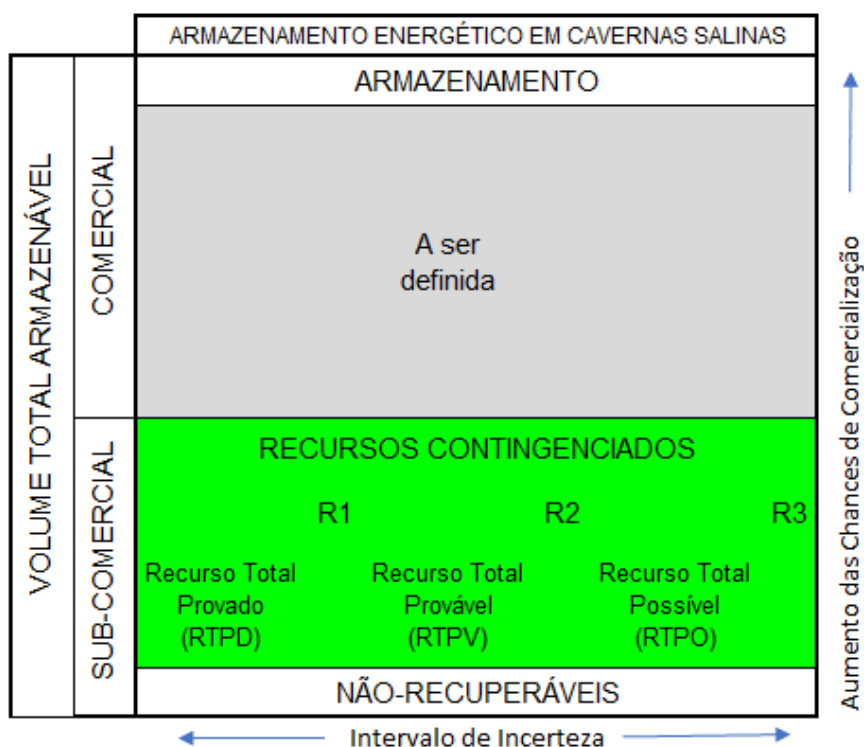
Similarmente ao petróleo e ao CO₂, serão demonstrados a seguir três estágios no processo de elaboração de um projeto conceitual para implementação de utilização de recursos energéticos para estocagem de gás (P2G e CAES) em cavernas salinas, também designado estágio subcomercial do projeto. Neste estágio, os volumes energéticos serão definidos e nomeados em cada etapa em função das quantidades teóricas, incertezas geológicas, tipo de gás e eficiência do processo utilizado e serão denominados como Recursos. “Recursos”, destina-se a abranger todas as quantidades de volume de poros que ocorrem naturalmente e são potencialmente adequados para o armazenamento na crosta da Terra (SPE, 2018b).

Nessa primeira etapa, onde os volumes ainda não são comerciais, a determinação dos seus valores será útil para a tomada de decisão do prosseguimento ou não para a fase comercial

do projeto. Os recursos serão classificados como os volumes potenciais para o armazenamento de energia e serão classificados em três Estágios. O Estágio 1 onde se tem o menor grau de informações geológicas do maciço escolhido para se construir a caverna, os volumes calculados são denominados Recurso Total Possível (RTPO ou R3). O Estágio 2 onde mais algumas informações geológicas são utilizadas o volume calculado é denominado Recurso Total Provável (RTPV ou R2) e por fim no Estágio 3 o volume calculado em função do tipo de gás armazenado e da eficiência do processo de transformação da energia escolhido é denominado Recurso Total Provado (RTPD ou R1).

Conforme observado na Figura 22, os valores energéticos determinados na fase subcomercial ou preliminar do projeto são denominados recursos, da mesma forma que no SRMS (SPE, 2018b). O nível de incerteza das informações utilizadas para os cálculos dos recursos está representado no eixo das abcissas. Essa incerteza cresce da esquerda para a direita mostrando assim que o volume calculado em R3 é menos preciso que o volume calculado em R2 e em R1. Já o eixo das ordenadas demonstra a chance de viabilidade ou o potencial de implantação do projeto. A seguir serão detalhadas as formas de cálculo de recurso dos três estágios estudados, bem como, as definições dos conceitos aplicado e criados.

Figura 22 - Proposta para classificação de recursos energéticos subcomerciais armazenados em cavernas salinas.



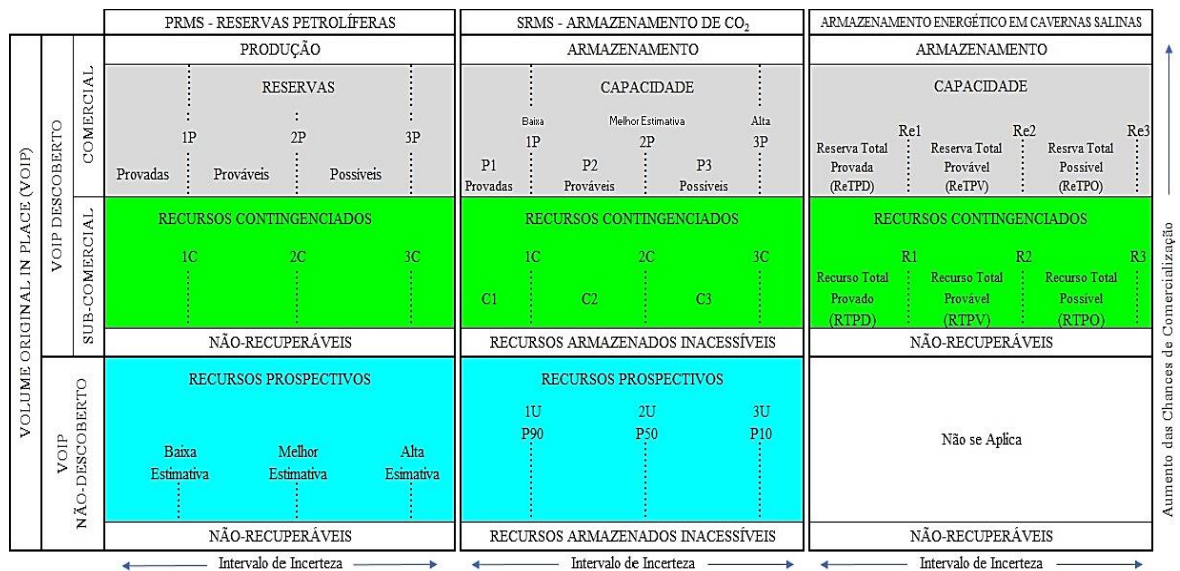
Fonte: Adaptado do SRMS (2018b).

Para o SPE (2018b) os Recursos Armazenados Contingenciados são aquelas quantidades de Recursos Totais de Armazenamento, estimadas a partir de uma determinada data, como potencialmente acessíveis em formações geológicas conhecidas, mas o(s) projeto(s) aplicado(s) ainda é considerado maduro o suficiente para desenvolvimento comercial.

Similarmente a essa classificação, os Recursos Contingenciados teriam um potencial de execução do projeto mas as características geológicas e operacionais do mesmo ainda não estariam confirmadas. Seria a fase 01 do projeto, onde os valores para cálculos seriam retirados da literatura no intuito de se obter dados que possam ser úteis na tomada de decisão de implantação do projeto.

Já na fase de comercial, os valores calculados devem obter como premissa, dados reais obtidos durante a fase de implantação do projeto, caracterizando assim um grau de certeza alto, assim como é realizado na metodologia proposta pelo PRMS e pelo SRMS. Na Figura 23 pode ser observada uma comparação entre as 2 metodologias existentes e a metodologia proposta. As classificações dos volumes subcomerciais e comerciais são semelhantes. Apenas o volume não descoberto para o armazenamento energético em cavernas salinas não foi conceituado devido ao suprimento dessa lacuna pela fase subcomercial.

Figura 23 - Metodologia de cálculo e conceituação de reservas petrolíferas, armazenamento de CO₂ e armazenamento energético sub-comercial em cavernas salinas.



Fonte: Adaptado de PRMS (2018a) e SRMS (2018b).

A seguir serão descritos e exemplificados os três estágios propostos para a classificação de recursos no estágio subcomercial de um projeto de armazenamento energético em cavernas salinas.

4.1.2.1 Estágio 1

No petróleo as primeiras informações levantadas para os cálculos volumétricos são em função de levantamentos geológicos e sísmicos da região e de correlações entre reservatórios análogos ao que está sendo estudado. Essas correlações e análises são utilizadas inicialmente devido à falta de um poço exploratório no momento zero em que as informações para os cálculos volumétricos reais da formação possam ser obtidas (pressão do reservatório, temperatura do reservatório, porosidade, permeabilidade, compressibilidade dentre outras). Mesmo com alto grau de incerteza, esses valores são utilizados para cálculos iniciais e são base para a tomada de decisão e prosseguimento do projeto (THOMAS *et al.*, 2001).

Os projetos de armazenamento energético em cavernas salinas seguem esse mesmo fluxo de desenvolvimento. Num primeiro estágio as análises são feitas levando em consideração aspectos regionais e informações não muito precisas. Inicialmente esses cálculos consideram a geologia regional e as regulamentações técnicas conhecidas para a construção das cavernas (diâmetro máximo, profundidade do topo, altura da caverna, dentre outros). Algumas informações importantes não são consideradas devido à inexistência de informações, como um número suficiente de sondagens para a determinação da profundidade total de todo o corpo salino e suas espessuras reais, determinação da quantidade de insolúveis, condições geomecânicas do corpo dentre outras.

Alguns critérios técnicos e operacionais para a construção dessas cavernas já são públicos e definidos. Valores de comprimento, altura e diâmetro, por exemplo, foram determinados por Allen, Doherty e Fossum (1982, p. 5-6) expressas na sequência:

- Profundidade mínima do topo – é a profundidade do início da caverna e o seu valor mínimo é de 610 metros. Além disso ele determina um valor máximo de profundidade para a cavidade de 1.220 metros e um valor indicado de 915 metros.
- Espessuras da parede de sal – seriam as distâncias mínimas entre as cavernas numa área em que existisse mais de uma. Essa relação seria regida pela Inequação 1:

$$\frac{S}{D} \geq 4 \quad (1)$$

Onde:

S = distância entre as cavernas;

D = diâmetro das cavernas.

- Espessura do sal acima das cavernas – é a espessura da camada de sal acima do início das cavernas. Esse valor não pode ser menor que 150 metros e é regido pela Inequação 2:

$$\frac{J}{D} \geq 2,5 \quad (2)$$

Onde:

J = espessura do sal acima do início da caverna;

D = diâmetro da caverna.

- Relação Altura/Diâmetro – além disso existe uma relação entre a altura e o diâmetro da caverna que deve ser respeitada. Essa relação é regida pela seguinte Inequação 3:

$$\frac{H}{D} \leq 4 \quad (3)$$

Onde:

H = altura da caverna;

D = diâmetro da caverna.

Em trabalho desenvolvido por Nunes (2010), foram determinados locais em Portugal para a construção de cavernas salinas visando o armazenamento de gás natural. Com base na análise dos ambientes geológicos conhecidos, o Maciço do Carriço foi o escolhido, pois apresentou maior potencialidade para o projeto, devido a: localização geográfica – proximidade do gasoduto principal e do mar, neste caso para a captação de água e rejeição da salmoura produzida, menor impacto ambiental; Características geológicas adequadas - a presença de um maciço salino (diapiro) entre as profundidades de 500 m e 1.500 m, tendo em conta que tipicamente as cavidades são desenvolvidas entre 1.000 m e 1.400 m de profundidade. As seis

cavidades construídas no Carriço apresentam alturas entre 170 m e 300 m, diâmetros de 60-70 metros e volumes médios de cerca de 500.000 m³. A estabilidade global do maciço salino é garantida pela manutenção de um espaçamento mínimo de 300 m entre os eixos das cavidades vizinhas.

Através das características anteriores determina-se assim os volumes das cavidades em função de alguns parâmetros gerais. Esses volumes estão correlacionados com alguns parâmetros iniciais do projeto como altura máxima, diâmetro máximo relação entra altura e diâmetro e espaçamento entre as cavernas. Desta forma, calcula-se um volume total esperado em projeto ou **Recurso Total Possível (RTPO ou R3)**. Uma vez calculado para cada caverna, esse volume é expresso num valor total para toda a formação geológica em estudo, fornecendo assim um volume total de âmbito regional. O Recurso Total Possível é o maior volume teórico ou a maior quantidade que poderia ser armazenada em todo o maciço e seria expresso pela soma de cada volume das cavernas projetadas no maciço em estudo, conforme a Equação 4, proposta:

$$RTPO = V_{c_1} + V_{c_1} + \dots + V_{c_n} \quad (4)$$

Onde:

$RTPO$ = Recurso Total Possível (m³)

V_{c_1} = volume da caverna 1 (m³);

V_{c_2} = volume da caverna 2 (m³);

V_{c_n} = volume da quantidade de cavernas existentes (m³).

Para o caso das cavidades do Carriço onde foram projetadas 6 cavidades com 500.000 m³ cada, tem-se a partir da Equação 4:

$$RTPO = 500.000 \text{ m}^3 + 500.000 \text{ m}^3 + 500.000 \text{ m}^3 + 500.000 \text{ m}^3 + 500.000 \text{ m}^3 + 500.000 \text{ m}^3$$

$$RTPO = 3.000.000 \text{ m}^3$$

Portanto o Recurso Total Possível (RTPO ou R3) para o maciço do Carriço seria de 3.000.000 m³.

4.1.2.2 Estágio 2

Num segundo estágio os volumes das cavernas são calculados não só em função de informações regionais, mas também utilizando informações específicas daquela formação onde a caverna será construída. Além disso, faz-se importante nesse momento, a conversão desse volume armazenado em um potencial de energia armazenada. Mesmo fazendo algumas aproximações esses volumes representam valores que se aproximam mais da realidade quando comparados ao RTPO. Essas variáveis consideradas são, por exemplo, as perdas de ar admissíveis numa caverna CAES que podem ser de cerca de 2% do total do volume de ar contido na caverna por dia (BUDT *et al.*, 2016). Outro fator importante a ser considerado são os insolúveis existentes no maciço salino. Apesar de existir um valor estimado em função das sondagens, o valor real do volume de insolúveis existente na construção da cavidade só poderá ser determinado durante a execução do projeto.

Outro aspecto relevante a ser abordado nesta etapa se refere às restrições regulamentares de ordem ambiental, regulatórias e sociais. Pode existir uma diminuição dos valores calculados pela RTPO em função da existência de áreas de proteção ambiental, zonas de proteção de água subterrânea e nascentes termais, proximidade a áreas urbanas ou grandes infraestruturas (tais como aeroportos, rodovias), interferência com outras atividades de subsolo em andamento ou planejadas (potencial armazenamento de CO₂, desenvolvimento geotérmico, produção de sal, mineração) ou mapas de risco sísmico e características neotectônicas (CARNEIRO, MATOS; VAN GESSEL, 2017).

Alves (2015), utilizando informações existentes na literatura das cavernas na formação salina no Diapiro Rio Maior em Portugal, usou como ponto de partida dois furos de sondas existentes: S1 com 352,1 m e S2 com 250,3 m de profundidade. Analisadas as propriedades de ordem química e geológica das amostras provenientes, optou-se pela escolha do local do furo S2 para a construção de uma caverna. Utilizando os parâmetros e exigências existentes na literatura, alcançou os seguintes valores projetados da caverna:

- Volume total 365.350 m³.

- Altura total 129,3 m.
- Área da base 2.826 m².
- Distância entre o topo da caverna e o início da camada de sal 546 m.
- Altura do complexo morgoso (camada acima do sal) 69 m.

Nota-se a utilização de alguns parâmetros geológicos, como a quantidade de insolúveis determinada na sondagem, na elaboração do projeto da caverna, porém esses não são precisos. A profundidade máxima do furo de sondagem S2 foi de 250,3 m e o início da caverna (teto) está projetado para ser a 615 m. Em função da inexistência de dados os valores e informações geológicas obtidas na sondagem são extrapolados e considerados como os valores correspondentes até o fundo da caverna.

Apesar de levar em consideração mais informações geológicas do que o Estágio 1, o Estágio 2 num projeto subcomercial ainda trabalha com incertezas geológicas. O recurso calculado nesse estágio deve ser considerado como **Recurso Total Provável (RTPV ou R2)** e a sua fórmula pode ser expressa através da Equação 5, proposta:

$$RTPV = RTPO - (\gamma + \varphi) \quad (5)$$

Onde:

$RTPV$ = Recurso Total provável (m³);

$RTPO$ = Recurso Total Possível (m³)

γ = Incertezas geológicas (heterogeneidade do maciço, condições de pressão e temperatura, percentual de insolúveis, perdas geológicas no armazenamento dentre outras).

φ = restrições regulamentares (de ordem ambiental, regulatória, legais, conflitos de interesse dentre outras)

Alves (2015) considerou como única variável geológica o percentual de insolubilidade do material que foi de 13,48%, correspondendo a um volume de 43.399 m³. No cálculo inicial realizado chegou-se a um volume total da caverna de 365.350 m³ valor que representa o RTPO ou R3. O valor relativo a perda geológica será de 2% do volume total, conforme visto

anteriormente, abatendo-se assim 7.307 m^3 do volume total. Além disso, não se levou em consideração as restrições regulamentares (φ). Aplicando a Equação 5, proposta, tem-se:

$$RTPV = RTPO - (\gamma + \varphi) \quad (5)$$

$$RTPV = 365.350 \text{ m}^3 - (43.399 \text{ m}^3 + 7.307 \text{ m}^3 + 0)$$

$$RTPV = 314.644 \text{ m}^3$$

Ou seja, o Recurso Total Provável neste caso de estudo é de 314.644 m^3 .

Apesar de já fornecer valores, os cálculos realizados até este momento são expressados através de medidas volumétricas e são representadas em volumes possíveis e prováveis de armazenamento. Para o melhor entendimento tanto energético quanto financeiro, faz-se necessário a conversão desses volumes em energia. Essa transformação é necessária para que os tomadores de decisões (tanto governo, quanto empresas) entendam melhor o potencial energético de cada cavidade salina. Algumas alternativas podem ser utilizadas para esse cálculo, como por exemplo, o cálculo termodinâmico do valor energético do gás comprimido a uma determinada pressão, temperatura e volume. Porém Succar e William (2008) formularam a Equação 6 que relaciona volume armazenado de ar comprimido com energia. Para a utilização em P2G basta utilizar propriedades de cada gás a ser injetado nas cavidades como calor específico, peso molar dentre outras.

A Equação 6 que transforma esse volume de ar armazenado em energia foi proposta por Succar e Williams (2008) sendo descrita na sequência:

$$\frac{E_{gen}}{V_s} = \frac{\alpha * M_W * P_{S2}}{R_G * T_{S2}} * \left\{ \beta + 1 * \left(\frac{P_b}{P_2} \right)^{\frac{K_2 - 1}{K_2}} \right\} * \left\{ 1 - \left(\frac{P_{S1}}{P_{S2}} \right)^{\frac{1}{K_S}} \right\} \quad (6)$$

Onde:

$\frac{E_{gen}}{V_s}$ = Energia armazenada por unidade de volume (kWh/m³);

M_W = massa molar do ar (kg/kg.mol);

P_{S2} = Pressão máxima de armazenamento (MPa);

R_G = Constante universal dos gases ideais (J/kg.K);

T_{s2} = Temperatura no interior da caverna (K);

P_b = Pressão atmosférica (MPa);

P_2 = Pressão na entrada da turbina (MPa);

K_2 = Razão entre capacidades caloríficas na turbina LP;

P_{s1} = Pressão mínima de armazenamento (MPa);

K_s = Razão entre capacidades caloríficas no armazenamento.

A Equação 7 é a parcela que trata das eficiências, calor específico do gás e temperaturas da turbina na equação 6 (SUCCAR e WILLIAMS, 2008).

$$\alpha = \eta_M * \eta_G * C_{p2} * T_2 * \left(1 - \frac{m_F}{m_A}\right) \quad (7)$$

Onde

η_M = Eficiência mecânica da turbina (%);

η_G = Eficiência do gerador elétrico (%);

C_{p2} = Calor específico do ar à pressão P_2 (kJ/kg.K),

T_2 = Temperatura da turbina LP (K);

$\frac{m_F}{m_G}$ = Razão entre o fluxo de combustível e ar na turbina.

A Equação 8 é a parcela que trata das características da turbina e gases que são utilizados por ela na Equação 6 (SUCCAR e WILLIAMS, 2008)..

$$\beta = \frac{C_{p1} * T_1}{C_{p2} * T_2} * \left\{1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K_1-1}{K_1}}\right\} \quad (8)$$

Onde:

C_{p1} = Calor específico do ar à pressão P_1 (kJ/kg.K);

T_1 = Temperatura da entrada da turbina HP (K);

P_1 = Pressão na entrada da turbina HP (MPa);

C_{p2} = Calor específico do ar à pressão P_2 (kJ/kg.K);

T_2 = Temperatura da saída da turbina LP (K);

P_2 = Pressão na entrada da turbina LP (MPa);

K_1 = Razão entre capacidade calorífica na turbina HP.

Algumas considerações e aproximações devem ser feitas para utilização do modelo proposto no cálculo da energia armazenada utilizando o CAES. Os valores de T , P e C_p das duas turbinas foram igualados, de modo a que o valor de β se reduz a zero e funciona como uma única turbina 100% eficiente, tal como o gerador. Também foi anulado o combustível, e considerada uma caverna com pressão constante. Ainda considerando uma condição ideal de armazenamento energético na caverna, consideram-se a pressão e temperatura P_s e T_s constantes, em que a pressão de admissão na turbina tem o mesmo valor, mas com recuperação da Temperatura de compressão T_c (assumindo a mesma que a temperatura na turbina). Ou seja, no essencial, a energia apresentada é a correspondente a um armazenamento adiabático, com recuperação integral de calor, com 100% de eficiência, e com a turbina operando desde a pressão da cavidade até à pressão atmosférica. Com essas considerações obtém-se uma energia teórica por unidade de volume e a equação de Succar e Williams (2008), fica simplificada a Equação 9:

$$\frac{E_{Gen}}{V_s} = \frac{C_{ps} * T_c * M_w * P_s}{R_G * T_s} * \left[1 - \left(\frac{P_b}{P_s} \right)^{0.285} \right] \quad (9)$$

Onde:

$\frac{E_{gen}}{V_s}$ = Energia armazenada por unidade de volume (kWh/m³);

C_{ps} = Calor específico do ar à pressão na entrada da turbina (kJ/kg.K);

M_w = massa molar do ar (kg/kg.mol);

T_s = Temperatura da turbina HP (K);

R_G = Constante universal dos gases ideais (kJ/kg.mol);

T_c = Temperatura no interior da caverna (K);

P_b = Pressão atmosférica (MPa);

P_s = Pressão na caverna (MPa);

Com os dados calculados e propostos por Alves (2015) e utilizando-os na Equação (9) tem-se:

$$\frac{E_{Gen}}{314.644} = \frac{(1,1108679)*(303)*(0,02897)*(6,6)}{(0,008314)*(825)} * \left[1 - \left(\frac{0,1013}{6,6} \right)^{0,285} \right]$$

$$E_{Gen} = 13,58 * 314.644 \text{ kWh}$$

$$E_{Gen} = 4.272.865 \text{ kWh ou } 4,27 \text{ GWh}$$

Dessa forma, a caverna calculada com um volume de 314.644 m³ apresenta um potencial energético armazenado de 4,27 GWh, o que significa dizer que a RTPV (R2) para essa caverna seria de 4,27 GWh.

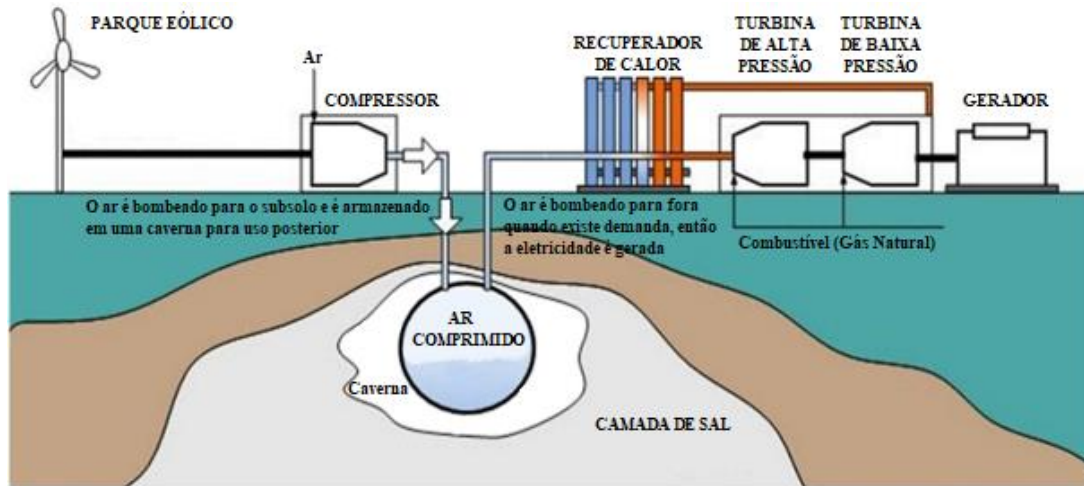
4.1.2.3 Estágio 3

No terceiro estágio os volumes ou energia serão calculados em função do tipo de gás utilizado no processo e da eficiência na transformação volumétrica do gás utilizado em energia. O tipo do gás utilizado influencia no volume total útil em função da sua densidade. O gás de base ou gás almofada é um volume de gás existente dentro da caverna que não é retirado e é utilizado como agente impulsionador do restante do gás a ser produzido. Para o gás natural, por exemplo, esse volume de gás de base varia entre 20 e 30% restando a caverna um volume útil de gás entre 70 e 80% (NUNES, 2010).

Já para a utilização do CAES esse valor difere um pouco. Uma caverna de sal utilizada para o armazenamento energético utilizando o ar comprimido como seu fornecedor de energia vai ter um volume de 45% de gás almofada e 55% do volume total entregável para a conversão energética (EVANS, 2008).

A Figura 24 retrata uma possível configuração de um sistema CAES Diabático, com adição de calor durante a expansão do ar e um recuperador de calor residual, utilizando um reservatório de domo de sal. De uma forma geral, segundo Matos, Carneiro e Van Gessel (2019) o CAES Diabático convencional não teria um recuperador de calor residual, enquanto o CAES Adiabático teria sistemas de armazenamento de calor para evitar a necessidade de adicionar calor externo. No CAES, Isotérmico, a temperatura do ar é mantida constante durante todo o processo por uma lenta compressão e expansão do ar (MATOS; CARNEIRO; VAN GESSEL, 2019).

Figura 24 - Esquema de utilização de tipos de tecnologia CAES.



Fonte: Adaptado de Matos, Carneiro e Van Gessel (2019).

Levando-se em consideração esses dois fatores, os recursos volumétricos ou energéticos calculados nesse estágio devem ser chamados de **Recurso Total Provado (RTPD ou R1)** e podem ser expressos segundo a Equação 10, proposta, na sequência:

$$RTPD = (RTPV - \theta) * \beta \quad (10)$$

Onde:

$RTPD$ = Recurso Total Provado (m^3);

$RTPV$ = Recurso Total Provável (m^3);

θ = Volume de gás de base (m^3);

β = Eficiência no processo de conversão energética.

Aplicando na Equação 10, os dados estimados anteriormente para o RTPV (R2), o percentual para volume de gás de base ou almofada em 45% e determinando a utilização de um sistema D-CAES com eficiência de 54% (GALLO *et al.*, 2016) similar a usina D-CAES de McIntosh, Alabama, tem-se:

$$RTPD = (314.644 - 141.590) * 0,54 \quad (12)$$

$$RTPD = 93.449,27 m^3$$

Dessa forma, o Recurso Total Provado para esse projeto, em termos volumétricos, é de 95.619,45 m³ de ar que seriam transformados em energia. Para se realizar essa transformação utiliza-se o valor do potencial energético já calculado utilizando a Equação 7 pelo RTPD:

$$E_{Gen} = (13,58 * 93.449,27) kWh$$

$$E_{Gen} = 1.269 kWh \text{ ou } 1,27 GWh$$

Em função da tecnologia escolhida o projeto teórico teria uma capacidade energética total de 1,30 GWh. Para se obter a potência da usina deve-se dividir esse valor pela quantidade de horas trabalhadas. Neste trabalho será adotado um valor entre 4 e 8 horas (valores característicos de funcionamento de uma usina típica) e assim é obtida a potência de trabalho. Esses valores de tempo de trabalho da usina são calculados em função do momento de alta demanda do consumo de energia da região onde a usina está instalada. Assim a potência da usina será dada pela Equação 11:

$$P_u = \frac{E_{Gen}}{t} (GW) \quad (11)$$

Onde:

P_u = potência da usina (GW);

E_{Gen} = energia armazenada (GWh);

t = tempo de operação da usina (h).

Aplicando-se os valores obtidos, tem-se a potência de trabalho para 4 horas:

$$P_u = \frac{1,27}{4}$$

$$P_u = 0,317 GW \text{ ou } 317 MW$$

Para o valor de tempo de trabalho de 8 horas pela usina tem-se:

$$P_u = \frac{1,27}{8}$$

$$P_u = 0,1585 GW \text{ ou } 158,5 MW$$

4.1.3 Metodologia para cálculo da capacidade real (reserva) do potencial energético em cavernas salinas

Assim como no petróleo e no armazenamento de CO₂ são demonstrados a seguir três estágios no processo de definição e estimativa de reservas energéticas em cavernas salinas utilizando as tecnologias CAES e P2G. O estágio comercial é designado nessa fase do projeto onde os cálculos dos potenciais energéticos caminham lado a lado com o desenvolvimento do mesmo. Nesse estágio os volumes energéticos serão definidos e nomeados em cada etapa em função das quantidades reais, após a verificação da regulação, análise técnico e econômica, percepção pública, avaliação socioambiental de superfície, informações geológicas, tipo de gás e eficiência do processo utilizado. Para que os recursos sejam classificados como reserva e a sua classificação saia do estágio subcomercial para o comercial faz-se necessária a implementação real do projeto. Semelhante à indústria petrolífera, onde os números referentes as reservas estão em constantes mudanças devido a aspectos técnicos e econômicos (THOMAS *et al.*, 2001), as reservas energéticas do projeto só poderão ser confirmadas quando o projeto entrar em operação. Essa interdependência entre os valores das reservas e o desenvolvimento do projeto é devido as incertezas geológicas, volume final da caverna e eficiência do processo de compressão e expansão que só serão confirmados depois das atividades realizadas (volume final da caverna e tipo da tecnologia CAES escolhida, por exemplo).

O Estágio 1 onde se tem o menor grau de informações geológicas do maciço escolhido para se construir a caverna, os volumes são calculados em função das características reais do corpo salino e de análises de superfície, foi denominado **Reserva Total Possível (ReTPO ou Re3)**. O Estágio 2 onde as cavernas já estão construídas, portanto com todas as informações geológicas existentes, o volume calculado é denominado **Reserva Total Provável (ReTPV ou Re2)** e por fim no Estágio 3 o volume calculado em função do tipo de gás armazenado e da eficiência do processo de transformação da energia escolhido é denominado **Reserva Total Provada (ReTPD ou Re1)**.

Como toda a conceituação proposta foi elaborada na fase comercial e em função do acompanhamento real de um projeto, os exemplos de ReTPO, ReTPV e ReTPD são construídos a partir de uma simulação real com dados da mineração de Salgema em Maceió, Alagoas

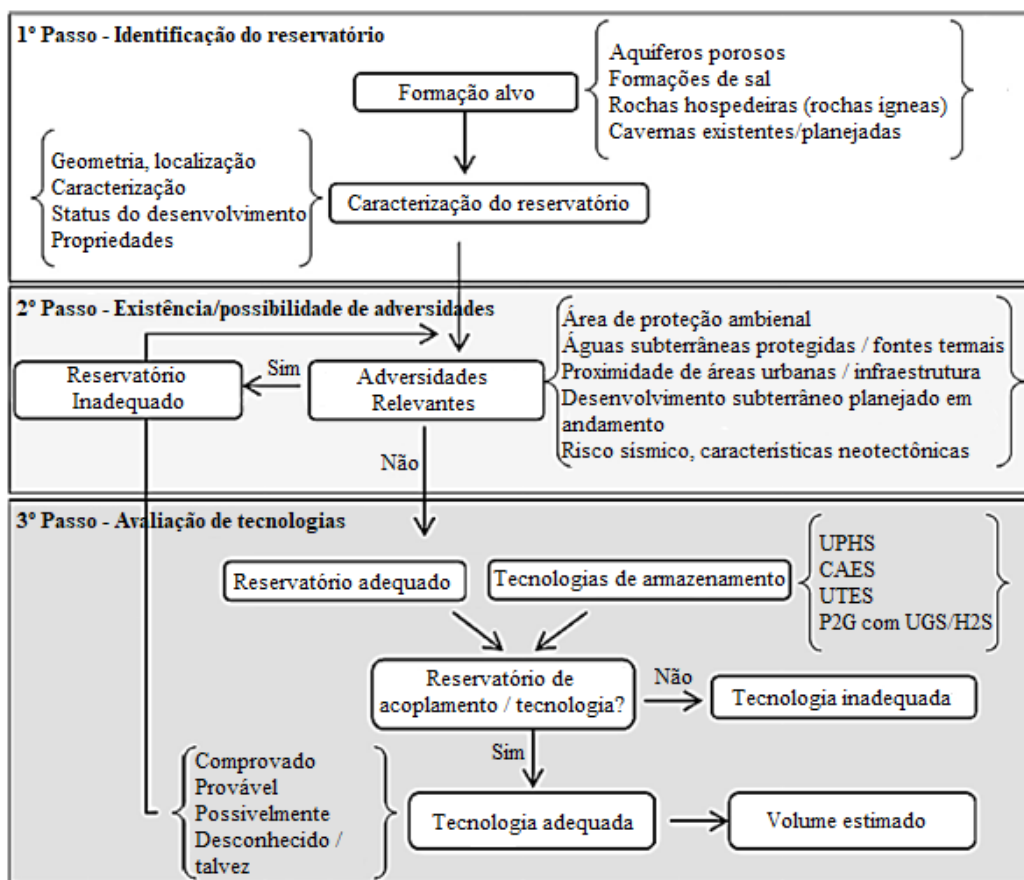
Conforme observado na Figura 20, os valores volumétricos e energéticos determinados na fase comercial do projeto são denominados reservas. Assim como analisado para o estágio subcomercial, o nível de incerteza das informações utilizadas para os cálculos das reservas está

representado no eixo das abcissas. Essa incerteza cresce da esquerda para a direita mostrando assim que o volume calculado em Re3 é menos preciso que o volume calculado em Re2 e em Re1. Já o eixo das ordenadas demonstra a chance de comercialidade do projeto, ou seja, um projeto subcomercial tem menos chance de ser comercializado do que um projeto comercial. A seguir serão detalhadas as formas de cálculo de reservas dos três estágios estudados, bem como, as definições dos conceitos aplicado e criados.

4.1.3.1 Estágio 1

Carneiro, Matos e Van Gessel (2019) descrevem um fluxo para identificação de sítios potenciais visando a implementação de projetos de armazenamento energético em larga escala em Mainland, Portugal. Os autores dividem a metodologia em 3 passos: primeiro passo é a identificação do reservatório, o segundo passo a existência de possíveis restrições regulatórias e o terceiro passo seria uma avaliação das tecnologias existentes. O fluxo proposto por eles pode ser observado na Figura 25:

Figura 25 - Fluxo de seleção de reservatório para armazenamento de energia.



Fonte: Adaptado de Carneiro, Matos e Van Gessel (2019).

Seguindo a lógica descrita por Carneiro, Matos e Van Gessel (2019), assim como na seleção de sítios para projetos de injeção de CO₂, alguns aspectos devem ser considerados mais relevantes, devendo fazer, portanto, parte dos critérios de seleção. Dessa forma, é feita uma análise comparativa a seguir, sobre os critérios de seleção de sites de CO₂ que podem ser absorvidos e incluídos na classificação de Reserva Total Possível proposta.

Apesar desse modelo de escolha de sítio ser apenas quantitativo conforme descrito por Carneiro, Matos e Van Gessel (2019) deve-se buscar um processo de classificação mais qualitativo utilizando como guia o arcabouço brasileiro. Esse arcabouço é constituído por questões técnicas, regulamentares, ambientais e até sociais que precisam ser discutidos, levantados e levados em consideração numa proposição pois as mesmas possuem aspectos peculiares em cada país.

Antes de tratar sobre os aspectos essenciais para a escolha de sítios de projetos de CO₂, faz-se necessário o entendimento de dois conceitos que são utilizados hoje pela indústria: CCS e CCUS. Conhecido como CCS, a captura e armazenagem geológica do dióxido de carbono é uma tecnologia de transição que pode ajudar a diminuir as emissões. Essa tecnologia consiste

em capturar o CO₂ proveniente de instalações industriais, transportá-lo para um local de armazenagem e injetá-lo numa formação geológica subterrânea adequada para fins de armazenamento permanente. Existem atualmente 21 projetos de CCS em escala industrial que foram concebidos, desenvolvidos e vem sendo operados desde 1970 (GCCSI, 2016).

4.1.4 Injeção de CO₂: Um correlato para a seleção de sítios

Um exemplo claro de CCUS pode ser encontrado na própria utilização da tecnologia CAES. Um volume de gás necessita ser injetado nas cavernas ou meios porosos e esse volume não é retirado da cavidade, esse gás é chamado de gás almofada, e serve apenas para pressurizar o ambiente confinado. Esse gás almofada nunca produzido, utilizado como suporte para pressão, poderia ser o CO₂ (OLDENBURG e PAN, 2013). Os principais benefícios da utilização do CO₂ como gás almofada foram citados por Oldenburg (2003) e são os seguintes: a) supondo que haja algum dia um preço significativo sobre o carbono, um operador CAES pode ganhar dinheiro tomando uma massa fixa de CO₂ sobre um período de tempo de um emissor, como um combustível fóssil, usina ou refinaria e armazenamento (sequestro) em um reservatório para uso como gás de amortecimento para o CAES; b) O CO₂ tem uma grande compressibilidade sob certas condições de temperatura de pressão (P-T), pode possivelmente ser explorado para permitir mais injeção de ar (maior armazenamento de energia) do que seria possível no mesmo reservatório usando ar como o gás de amortecimento. Esses benefícios foram sugeridos por Oldenburg (2003) num estudo para utilização de CO₂ como gás almofada para o armazenamento de gás natural e confirmado por Oldenburg e Pan (2013) para a utilização do CO₂ como gás almofada para CAES.

Já o CCUS, que captura, utiliza e armazena carbono, também é um processo que capta dióxido de carbono a partir de fontes de emissão e ao invés de apenas armazená-lo, o reutiliza economicamente. Uma das vantagens do CCUS sobre o CCS é que a utilização de CO₂ é normalmente uma atividade rentável quando os produtos podem ser vendidos (STYRING *et al.*, 2011).

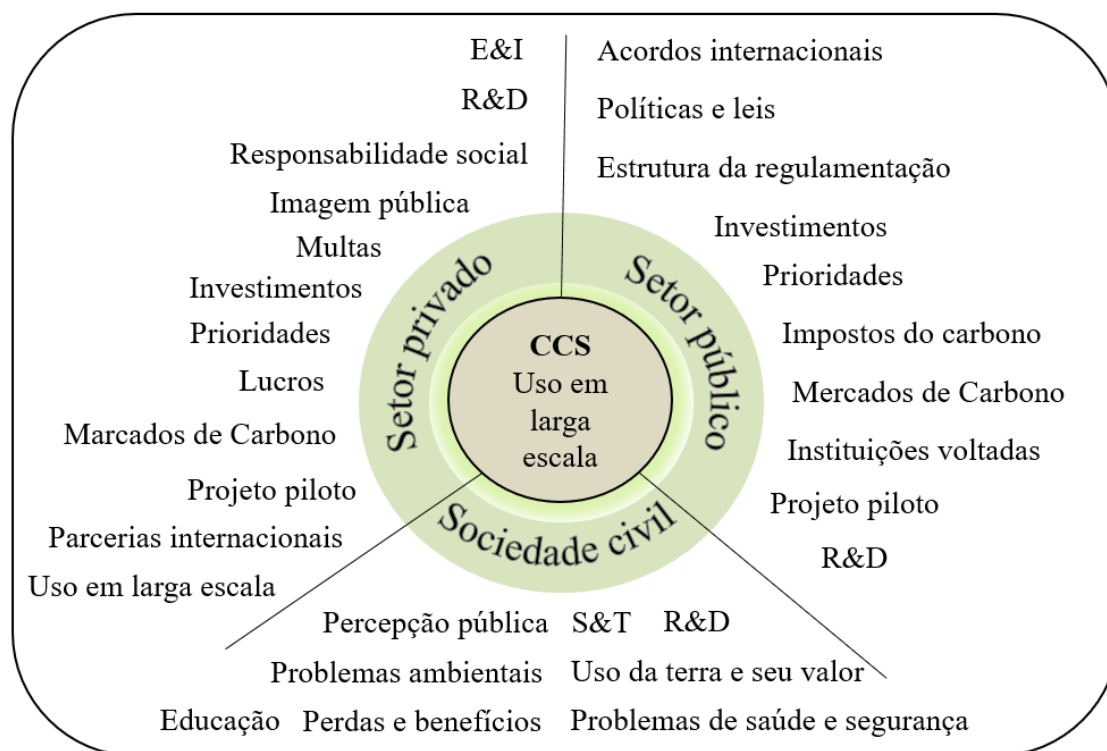
Na indústria petrolífera, com o passar dos anos, o reservatório necessita de um aumento de pressão para a continuação da produção. Também denominado *de Enhanced Oil Recovery (EOR)*, a complementação da energia natural do reservatório é feita pela injeção de fluidos criando assim condições favoráveis para continuidade da produção (GREEN; WILLHITE, 1998). A injeção de CO₂ destaca-se entre os métodos especiais de recuperação e a sua utilização alcançou um aumento na recuperação de petróleo de cerca de 7% a 23% da quantidade total de

óleo existente no reservatório (TABER; MARTIN, 1983).

Dessa forma, o CO₂ utilizado em EOR é um exemplo da utilização direta deste gás, na extração de óleo cru oriunda de um campo petrolífero (normalmente um campo maduro). Esta técnica tem sido amplamente empregada há mais de 40 anos em vários países produtores de petróleo, incluindo a Noruega, Canadá e EUA (NETL, 2010).

A ampla utilização das tecnologias de CCS/CCUS é complexa, pois não dependem dos esforços de apenas um ator, mas sobre os esforços unidos de diferentes setores (CÂMARA; ROCHA; ANDRADE, 2013). O sucesso da implementação de tecnologias de CCS/CCUS envolve os setores público e privado e a sociedade civil, como mostrado na Figura 26:

Figura 26 - Atores envolvidos na implementação da tecnologia CCS.



Fonte: Câmara, Rocha e Andrade (2013).

Quando um desses atores não se encontra envolvido no processo devido a princípios divergentes ou outras prioridades, é certo que o projeto de CCS será mal sucedido (CÂMARA; ROCHA; ANDRADE, 2013). Os atores que influenciam nas presentes análises são da sociedade civil e do setor público. A sociedade civil sobre questões relacionadas à percepção do público, à questão ambiental, saúde e questões de segurança, uso e aproveitamento do solo

e seu valor. E o setor público, através do estabelecimento de políticas, leis, e diretrizes para um quadro regulamentar consistente e do desenvolvimento de projetos-piloto.

4.1.5 Análise da aplicação de técnicas de caracterização de campos candidatos para projetos de injeção de CO₂ na Bacia do Recôncavo (Bahia): uma situação análoga ao projeto de armazenamento energético em cavernas salinas utilizando as tecnologias CAES e P2G no Brasil

Neste cenário de EOR, CCS e CCUS se insere a Bacia do Recôncavo, no estado da Bahia. A primeira província brasileira de petróleo, encontra-se atualmente em estágio de baixa produção, sendo considerada uma bacia madura, portanto, técnicas de EOR vêm sendo utilizadas para aumentar a sua produção. De acordo com Lino (2005), os testes de injeção de CO₂ ocorrem na Bacia do Recôncavo desde maio de 1991, no Campo de Buracica, uma concessão da Petrobras.

Tomando como base os trabalhos já realizados nessa Bacia que pré-selecionaram alguns campos para serem candidatos à injeção de CO₂, (Quadro 5) análise de pré-viabilidade específica às características de superfície dos campos maduros candidatos para este estudo de viabilidade preliminar visando a injeção de CO₂.

Quadro 05 - Aspectos analisados para campos com potencial de injeção de CO₂ na bacia do Recôncavo e suas referências.

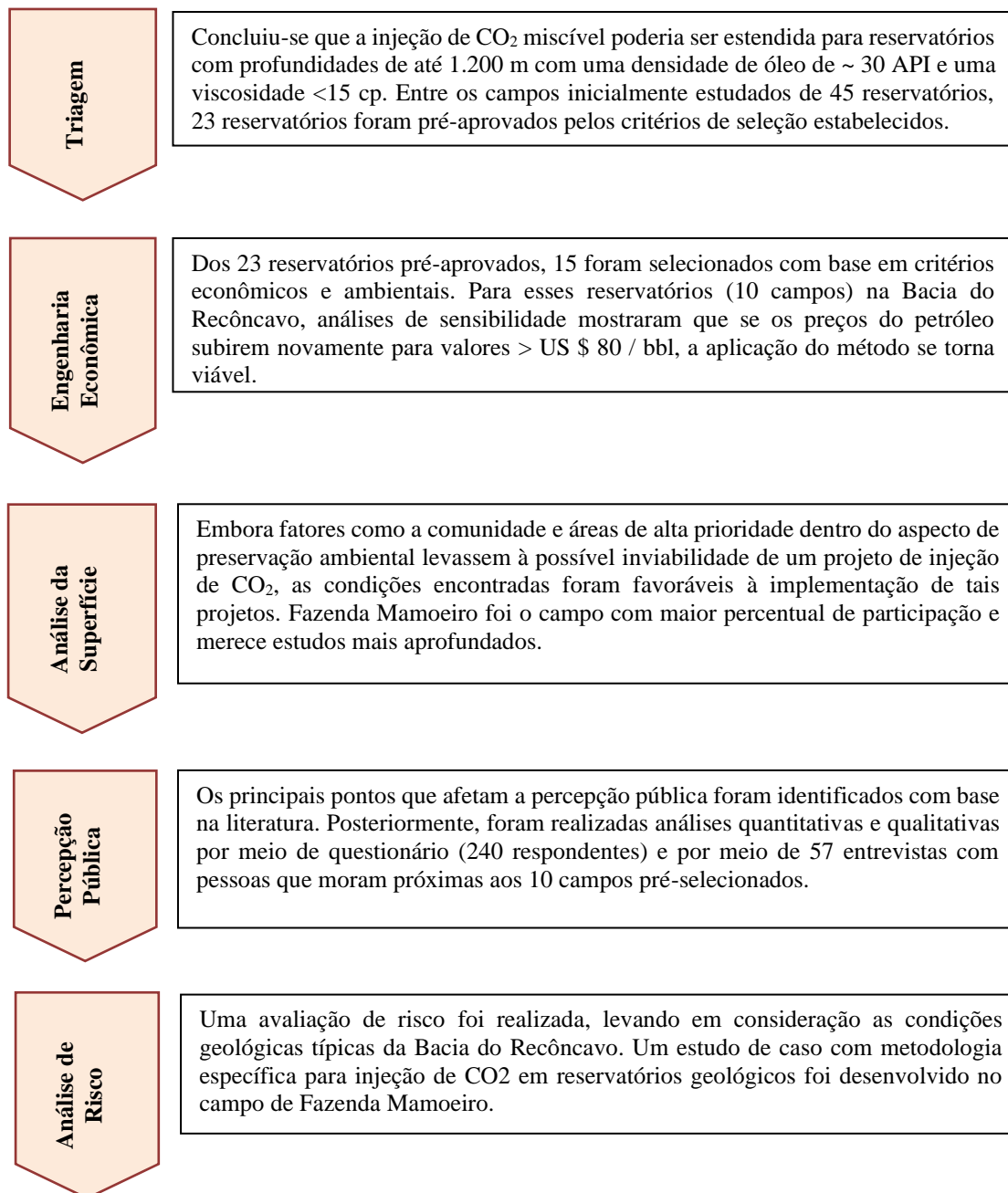
Aspectos Analisados	Referência
Infraestrutura existente e regulação	CÂMARA, 2012 e SANTOS <i>et al.</i> , 2015
Análise de risco	PARAGUASSÚ, 2012
Parâmetros do reservatório (temperatura, profundidade, saturação do óleo, permeabilidade). Parâmetros de fluido (densidade, viscosidade do e composição)	FRÓES <i>et al.</i> 2015
Análise Social e percepção pública	NETTO <i>et al.</i> , 2016
Análise técnica e econômica	SANTANA, 2017
Análise da subsuperfície	SILVA <i>et al.</i> , 2017

Fonte: Elaboração do autor.

Na Figura 27 encontra-se as fases necessárias para que um campo candidato a injeção de CO₂ seja escolhido e o projeto tenha um potencial de ser implementado. Os principais

aspectos utilizados para essa escolha foram: Triagem, Engenharia Econômica, Análise de Superfície, Percepção Pública e Análise de Risco.

Figura 27 - Estágios de pré-viabilidade para um projeto de CO₂ na Bacia do Recôncavo.



Fonte: Elaboração do autor.

Sendo pormenorizadas estas fases na sequência:

Triagem - Inicialmente, ocorre um processo de seleção, examinando os campos no intuito de verificar se estes são adequados para os objetivos do projeto. A Bacia do Recôncavo, apesar de ser uma bacia madura, possui um grande potencial de aumento da

produção pela aplicação de EOR. Devido à proximidade dos centros antropogênicos de emissões de CO₂, a EOR com injeção miscível de CO₂ pode tornar-se uma excelente opção para o aumento da produção. Depois de pesquisa, as mais relevantes variáveis críticas foram levantadas e critérios de seleção estabelecidos. Alguns ajustes foram feitos nos critérios de seleção clássicos para que se adaptem à realidade da Bacia do Recôncavo. Depois disso, tornou-se possível a seleção de alguns campos para o uso do método de injeção de CO₂, atingindo o principal objetivo da triagem. Concluiu-se que a injeção miscível CO₂ poderia ser estendida para reservatórios com profundidades acima de 1.200 metros com um óleo de densidade de cerca de 30° API e uma viscosidade inferior a 15 cp. A maioria dos campos atende a esses requisitos. Após um longo período de produção, as condições de aplicação da injeção de CO₂ nos campos, a partir de um ponto de vista técnico, são muito atraentes. Entre os campos inicialmente estudados, de um total de 45 poços, 23 poços foram pré-aprovados pelos critérios de seleção, o que representa 51% do espaço de amostragem. Em análise posterior, 10 campos foram selecionados para o presente estudo (FRÓES *et al.*, 2015).

Engenharia Econômica - De acordo com Santana (2017), a aplicação de princípios econômicos para um projeto de recuperação avançada de Petróleo para a Região do Recôncavo deve envolver considerações a respeito das suas peculiaridades regionais, das tecnologias disponíveis e dos valores e custos locais, que tornam difícil aplicar o modelo desenvolvido na avaliação técnica às ferramentas já desenvolvidas para a avaliação econômica. Estimativas e algumas considerações precisam ser feitas para encontrar os custos operacionais e de investimento aproximados bem como os impostos que devem ser pagos, de modo que a rentabilidade do processo possa ser avaliada. Para os 15 reservatórios estudados no Recôncavo, a análise de sensibilidade mostra que, se o preço do petróleo estiver acima de 80 US\$/bbl a aplicação do método torna-se uma possibilidade interessante a ser considerada (SANTANA, 2017).

Análise de Superfície – O objetivo deste aspecto analisar as características da superfície dos campos candidatos para injeção de CO₂ na Bacia do Recôncavo, assim como a situação ambiental relacionada às restrições legais existentes. Para realizar essa análise um critério de pontuação foi estabelecido em função de algumas características dos campos em estudo, quais sejam: restrições ambientais, proximidade de fonte de CO₂, vegetação nativa, estado do poço, localização, condições das vias de acesso, plantas de tratamento, presença de comunidade, topografia, dentre outros. Após pontuados esses

critérios chegou-se à conclusão que o Campo de Fazenda Mamoeiro era o mais propício para a implantação de um projeto de injeção (SILVA *et al.*, 2017).

Percepção Pública - Quando um projeto de CCS é aprovado, começam as fases de planejamento e implementação. Neste ponto, a comunidade é uma das grandes barreiras encontradas, uma vez que a oposição da população diretamente afetada pode atrasar ou até mesmo cancelar o início de um projeto, como ocorreu em Barendrecht, Holanda (BRUNSTING *et al.*, 2011). No Brasil, as experiências com injeção de CO₂ têm sido feitas para a recuperação avançada de petróleo, como o projeto no campo de Buracica na Bacia do Recôncavo (DINO; LE GALLO, 2009). Entender por que o CCS é apoiado ou não assim como os anseios das pessoas que serão diretamente afetadas, é essencial para que a abordagem de um projeto com a comunidade seja bem-sucedida. Portanto, pesquisas de opinião foram usadas para extrair pelo menos os pontos de vista iniciais da população sobre este tema.

Na Bacia do Recôncavo, este estudo preliminar foi feito por Netto *et al.* (2016) e é consenso entre as pesquisas de opinião e na literatura que, quando se trata do conhecimento público em torno desta tecnologia, das pessoas que responderam as pesquisas, quase a maioria tinha pouco ou nenhum conhecimento sobre o assunto (NETTO *et al.*, 2016). Na maioria das pesquisas analisadas, a porcentagem de pessoas que declararam ter algum conhecimento prévio acerca do CCS alcançou entre 0% e 20% ou, quando não havia qualquer indicação de porcentagem, a maioria dos estudos concluiu que o conhecimento sobre o assunto era escasso (SHARP; JACCARD; KEITH, 2009; CARLEY, 2012; WALLQUIST; VISSCHERS; SIEGRIST, 2009; RIESCH *et al.*, 2013; LOCK *et al.*, 2013). Na minoria das pesquisas, essa porcentagem excedeu 20% (HA-DUONG; NADAI; CAMPOS, 2009; TERWEL, 2009).

No entanto, mesmo nessas pesquisas, observou-se que o conhecimento, quando existia, era superficial, uma vez que uma minoria respondeu corretamente a questões básicas sobre a tecnologia, como é o exemplo da pesquisa realizada na França por Ha-duong, Nadai e Campos (2009), cujo percentual de conhecimento foi de 34%, mas apenas 6% dos respondentes foram capazes de obter uma definição correta para a tecnologia. Diante do quadro de desinformação, todos os estudos analisados usaram alguns recursos de comunicação (principalmente textuais) para apresentar a tecnologia, bem como suas implicações.

Dentro do problema de segurança, há o medo, majoritariamente de fugas de CO₂, de tremores de terra, de explosões ou colapsos do reservatório como consequência de excessos de pressão. Em relação aos impactos ambientais, os riscos mais mencionados nas pesquisas foram: danos em plantas e animais que vivem no subsolo ou nas proximidades, riscos para o ecossistema e contaminação das águas subterrâneas. Os benefícios percebidos pela população com o uso do CCS coincidem com benefícios preconizados pelos órgãos que defendem o uso de CCS em larga escala, tais como o Instituto Global de CCS, sendo eles: a redução a curto prazo das emissões de GEE, ajudando na desaceleração das mudanças climáticas; uma solução para a transição de energia; a redução das emissões a custos mais baixos e redução da poluição (SHARP; JACCARD; KEITH, 2009; RIESCH *et al.*, 2013, UPHAM; ROBERTS, 2011; HOWELL *et al.*, 2014; HA-DUONG; NADAĬ; CAMPOS, 2009; OLIVEIRA; VECCHIA, 2009).

Por causa do efeito “Não no meu quintal”, a abordagem do projeto com a comunidade tem de ser feita de uma forma que atenda às necessidades específicas da comunidade. Neste contexto, tem-se observado que as compensações podem ser uma maneira de aumentar a aceitação do projeto de CCS e de diminuir o efeito “Não no meu quintal”. Além disso, os resultados mostraram que há uma desconfiança pré-estabelecida entre o público e as partes interessadas, e para que um projeto de CCS seja apoiado pela população, é importante que as partes interessadas sejam consideradas confiáveis, por isso, a forma como a comunicação é realizada a o tempo de implementação do projeto pode influenciar na retomada dessa confiança.

O estudo realizado por Brunsting *et al.* (2011) indicou que (1) um diálogo mais aberto e transparente, (2) um material de comunicação de alta qualidade, (3) uma comunicação com a população logo no início do projeto, e (4) a confiança no desenvolvedor do projeto, são alguns dos fatores que tornam a população mais receptiva ao projeto. No momento da comunicação, é imperativo que as informações sobre a tecnologia sejam dadas, de modo que os medos infundados sejam eliminados. Além disso, uma melhor compreensão das mudanças climáticas parece ter um efeito de reforço na aprovação projetos CCS, de acordo com Terwel *et al.* (2009). Envolvimento de Organizações Não Governamentais (ONG's) no projeto também pode ter o mesmo efeito.

Finalmente, embora não tenha sido um tema amplamente discutido nas pesquisas de opinião pública, a forma como a mídia posiciona-se em relação a esta nova tecnologia é um fator importante na consolidação da opinião pública sobre as CCS principalmente por causa do pouco conhecimento sobre o tema (BOYD; PAVEGLIO, 2014). No Brasil, as pesquisas de opinião pública sobre o CCS ainda são incipientes e precisam ser incentivadas, já que muitas regiões têm grande potencial para a implementação de projetos deste tipo, como a Bacia do Recôncavo.

Análise de Risco - De acordo com o Programa R&D de gases efeito estufa da Agência Internacional de Energia (IEAGHG, 2009), bacias sedimentares têm características para uma armazenagem segura de CO₂ a longo prazo, como demonstrado pela existência de acumulações naturais do gás e pela presença de hidrocarbonetos presos em reservatórios localizados em bacias como essas. No entanto, devido às características do CCUS e a necessidade de garantir uma armazenagem segura, a avaliação dos riscos envolvidos é uma ferramenta que pode revelar os principais cenários de perigo e identificar potenciais ameaças e vulnerabilidades que possam comprometer o desempenho do processo. Este conhecimento pode proporcionar maior confiança e credibilidade na eficiência do armazenamento ao longo de centenas de milhares a milhões de anos, em outras palavras, em escalas de tempo apropriadas para um armazenamento geológico.

Além desses cinco aspectos outros três possuem relevância e devem ser acrescentados a uma avaliação de sites: questão regulatória; avaliação de recursos e reservas; impacto ambiental. Todos eles podem, de alguma forma, caso não sejam analisados previamente, ser empecilho para o início de um projeto ou mesmo interromper um projeto em andamento.

Para a definição do estágio 1 da reserva, ou a Reserva Total Possível (ReTPO ou Re3) serão utilizados os mesmos parâmetros mencionados nos estágios 1 e 2 de classificação de recursos (RTPO e RTPV) com a seguinte ressalva: os dados do maciço deverão ser reais, sem aproximações ou correlações, oriundos de sondagens locais. Além disso, uma análise de critérios da superfície deverá ser realizada contendo minimamente a avaliação dos seguintes itens: triagem, regulação, análise de risco, engenharia econômica, avaliação de recursos e reservas, percepção pública e avaliação ambiental. Esses parâmetros foram escolhidos em função da experiência na escolha de sites para projeto de injeção de CO₂, conforme visto, e são fundamentais para o desenvolvimento do projeto. A ausência de algum deles pode atrasar ou até mesmo cancelar o empreendimento. O Quadro 06 lista os aspectos mínimos propostos, as

suas características tanto para o CO₂ quanto para o armazenamento energético em cavernas salinas.

Quadro 06 - Comparativo entre os aspectos de seleção de sites para armazenamento de CO₂ e o armazenamento em cavernas salinas (CAES e P2G).

Aspectos	Armazenamento de CO ₂	Armazenamento em cavernas
Triagem	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de campo e bacia • Parâmetros do reservatório (temperatura, profundidade, saturação do óleo, permeabilidade) • Parâmetros de fluido (densidade, viscosidade do e composição). • Infraestrutura do campo 	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidade mínima do topo • Distância entre cavernas • Relação altura/diâmetro • Espessura do sal acima da caverna • Percentual de insolúveis • Perdas no maciço
Análise Regulatória e Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprimento de Regulação específica para injeção • 	<ul style="list-style-type: none"> • Regulação própria inexistente
Análise de Risco	<ul style="list-style-type: none"> • Identificação de potenciais ameaças e vulnerabilidades 	<ul style="list-style-type: none"> • Idem CO₂
Engenharia Econômica	<ul style="list-style-type: none"> • Estudo de viabilidade econômica envolvendo: a taxa mínima de atratividade (TMA), taxa de imposto de renda, da contribuição social sobre o lucro líquido, COFINS e PIS, ICMS e custos operacionais (fixo e variável). 	<ul style="list-style-type: none"> • Idem CO₂
Avaliação de Recursos e Reservas	<ul style="list-style-type: none"> • SRMS 	<ul style="list-style-type: none"> • Definições apresentadas nesse trabalho
Percepção Pública	<ul style="list-style-type: none"> • Pesquisa de opinião pública e com o terceiro setor 	<ul style="list-style-type: none"> • Idem CO₂
Avaliação de Superfície e Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Aderência do projeto a legislação ambiental vigente e análise das condições de superfície. 	<ul style="list-style-type: none"> • Idem CO₂

Fonte: Elaboração do autor.

A importância da avaliação de critérios propostos, pode ser constatada no trabalho desenvolvido pelo Departamento de Energia dos EUA. Em função da implantação de uma planta piloto de CAES no estado da Califórnia, de propriedade da empresa PG&E, o DOE (2013) realizou previamente um estudo de impacto ambiental, humano e cultural que analisou os seguintes aspectos na região onde o projeto iria ser implementado: qualidade do ar, recursos biológicos, riscos e recursos geológicos, barulho, recursos culturais, históricos e paleontológicos, socioeconômica e justiça ambiental, saúde e segurança pública e ocupacional e recursos hídricos (DOE, 2013). Pode-se observar que grande parte desses critérios está contemplada na proposta desta conceituação.

Uma vez atendidos todos os critérios e com as informações geológicas do maciço oriundas das sondagens realizadas, pode-se estimar o volume final do conjunto de cavernas ou da caverna projetada. Esse volume final será denominado de Reserva Total Possível (ReTPO) ou Re3 demonstrada na Equação 12, proposta:

$$ReTPO = Vc_1 + Vc_1 + \dots + Vc_n \quad (12)$$

Onde:

$ReTPO$ = Reserva Total Possível (m^3)

Vc_1 = volume da caverna 1 (m^3);

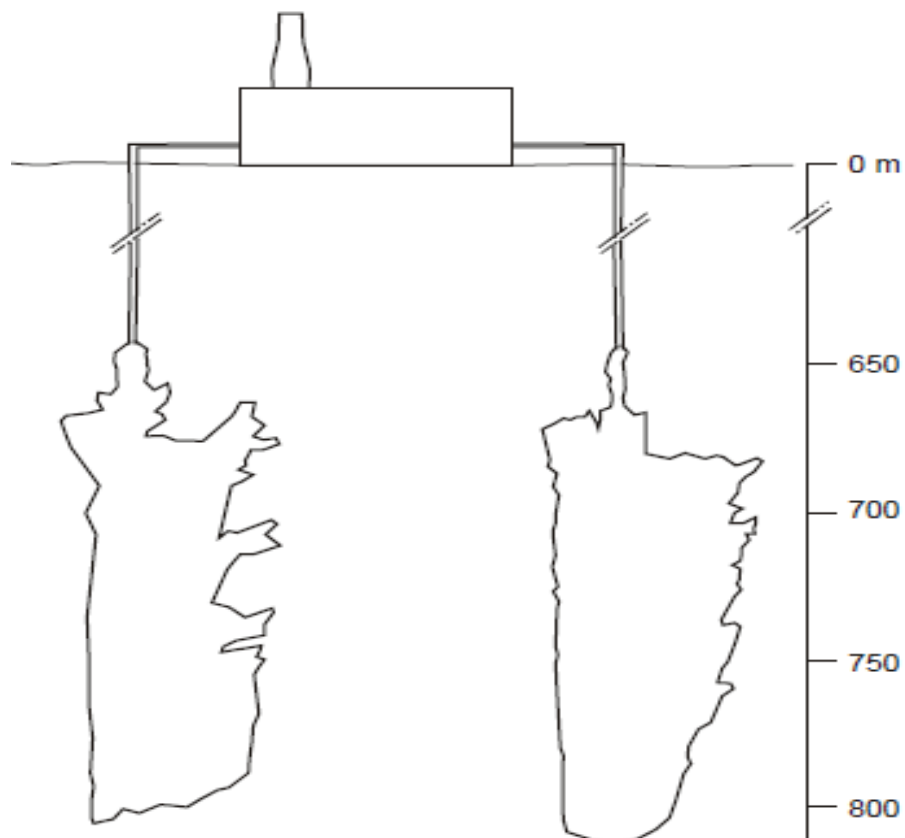
Vc_2 = volume da caverna 2 (m^3);

Vc_n = volume da quantidade de cavernas existentes (m^3).

4.1.5.1 Estágio 2

Nesse estágio os valores utilizados para o cálculo das reservas serão obtidos em função das informações de construção das cavernas. Os volumes finais das cavernas são diferentes dos volumes projetados devido as características construtivas e geológicas do maciço. Assim como no petróleo e na mineração todo o processo de pesquisa e previsão de subsuperfície só pode ser confirmado com construção do poço ou da mina. Como pode ser visualizado na Figura 28, as geometrias das cavernas da planta de Huntorf na Alemanha, por exemplo, apresentam uma geometria muito diferente da cilíndrica, como foram projetadas, possuindo assim uma variação do volume real final. Uma maneira de obter os dados reais de volume das cavernas é com a realização de uma perfilagem utilizando um sonar. Essa técnica será descrita no capítulo 6.

Figura 28 - Geometria final das cavernas da usina de Huntorf



Fonte: Crotogino, Mohmeyer e Scharf (2001).

Com as informações reais dos volumes pode-se fazer uma estimativa da **Reserva Total Provável (ReTPV)** ou **Re2**. Essa Re2 é dada pela seguinte Equação 13, proposta:

$$ReTPV = V_r \quad (13)$$

Onde:

$ReTPV$ = Reserva Total Provável (m³);

V_r = Volume real da caverna (m³).

4.1.5.2 Estágio 3

Num terceiro estágio os volumes reais das cavernas, ou energia, são calculados em função do tipo de gás utilizado no processo e da eficiência na transformação volumétrica do gás utilizado em energia assim como foi feito na estimativa do Recurso Total Provado, porém com dados reais do projeto implantado.

Levando-se em consideração esses dois fatores as reservas volumétricas ou energéticas calculados nesse estágio devem ser chamados de **Reserva Total Provada (ReTPD ou Re1)** e podem ser expressas segundo a Equação 14, proposta:

$$ReTPD = (RETPV - \theta) * \beta \quad (14)$$

Onde:

$ReTPD$ = Reserva Total Provada (m³);

$RETPV$ = Reserva Total Provável (m³);

θ = Volume de gás de base (m³);

β = Eficiência no processo de conversão energética.

4.1.6 Considerações finais

Apesar de conhecida, a tecnologia CAES vem sendo pouco implementada de forma comercial no mundo. Atualmente somente 2 usinas operam de forma econômica e conseguem armazenar energia em cavernas salinas no momento de baixa demanda e fornecem essa energia ao sistema no momento de alta demanda de energia elétrica. Com o crescimento da utilização de energias renováveis visando a mitigação de gases de efeito estufa e a utilização de energias mais limpas, muitos parques eólicos vêm sendo implantados ao redor do mundo. A tecnologia CAES pode ser uma alternativa para o armazenamento dessa energia quando a mesma for gerada em momento de baixa demanda do setor elétrico.

Para que o processo de estudo de um projeto CAES seja melhor entendido, elaborou-se nesse capítulo as definições dos recursos e reservas energéticas em cavernas salinas utilizando as tecnologias P2G e CAES. Os conceitos foram montados tomando como base o conceito de reservas do PRMS e de armazenamento de CO₂ do SRMS que são utilizados e difundidos a muitos anos na indústria petrolífera mundial. Dessa forma, os recursos energéticos

subcomerciais e as reservas energéticas comerciais foram classificados em 3 estágios conforme seja o desenvolvimento do projeto.

A metodologia proposta está baseada em dois momentos do projeto: o primeiro em que os recursos energéticos do projeto são considerados como recursos, numa fase subcomercial e o segundo em que os recursos são classificados como reservas já numa fase de implantação e comercialidade. Para a classificação de recursos, no Estágio 1, os valores são calculados em função de toda a estrutura geológica do corpo salino, chegando-se assim a valores iniciais relativamente altos quando comparados com o real. Esse estágio foi utilizado, e.g., no cálculo da capacidade de armazenagem energética dos países europeus publicada pelo ESTMAP, 2018. Já no estágio 2 são levados em consideração algumas variáveis geológicas e regulatórias que não são consideradas no estágio 1. Apesar de ainda não ser um valor final e condizente com a realidade devido à escassez e confiabilidade dos dados utilizados nessa etapa, o valor calculado se aproxima mais dos valores reais. Por fim, no Estágio 3, para realização do cálculo são considerados o tipo de gás armazenado e a tecnologia utilizada para transformá-lo em energia, obtendo-se dessa forma um valor mais aderente possível ao valor real.

Uma vez calculados e definidos os valores dos recursos volumétricos nos Estágios 1, 2 e 3 e energético nos Estágios 2 e 3, torna-se mais fácil a visualização e entendimento do projeto nessa fase teórica classificada inicialmente como subcomercial. Os recursos volumétricos são transformados em energéticos e conseqüentemente fornecem valores comerciais que são mais entendíveis por empresas e governos.

Foram utilizados exemplos de cálculos em projetos da literatura que expressam valores reais para implantação de um projeto CAES. Para o cálculo do Recurso Total Possível (RTPO ou R3) e utilizados dados das cavernas do Maciço do Carriço em Portugal, local em que atualmente existe um projeto de armazenamento de gás natural. O RTPO calculado para esse projeto foi de 3.000.000 m³ para um total de 6 cavernas projetadas. Já para o cálculo do Recurso Total Provável (RTPV ou R2) utilizou-se valores de um projeto na formação salina do Diapiro de Rio Maior em Portugal e RTPV calculado em volume foi de 314.644 m³ com uma energia equivalente a esse volume de 4,27 GWh. Para o cálculo do Recurso Total Provado (RTPD ou R1) utilizou-se a implantação de um projeto CAES com uma eficiência de 54% similar a de McIntosh. Dessa forma o RTPD em volume foi de 93.449,27 m³ e em energia 1,27 GWh. Para um período de trabalho de 8 horas por dia a usina entregaria uma potência de 158,5 MW. Os exemplos utilizados para comprovação da metodologia e conceituação do cálculo de reservas serão realizados no capítulo subsequente a este, utilizando dados próximos aos reais da extração de salgema, no estado de Alagoas, Brasil.

Para a fase comercial dos projetos foram definidos os parâmetros necessários para o cálculo das Reservas Totais, Possíveis, Provável e Provadas. Como se trata da fase comercial do projeto, todos os valores obtidos para utilização do cálculo da ReTPO ou R1 devem ser oriundos de campo e sem aproximações. Além disso, uma escolha de site para a implementação do projeto deve ser feita, levando em consideração os aspectos de escolha de sites adaptado da indústria de CO₂. Tomando como base pesquisas já realizadas na Bacia do Recôncavo, ambiente propício para implementação desses projetos de CO₂, devido as suas características técnicas e de maturidade produtiva, foram definidos os seguintes critérios: triagem, sistema regulatório, análise de risco, avaliação de recursos e reservas, engenharia econômica, percepção pública, e avaliação da subsuperfície. Verificou-se que, somente com todos esses aspectos desenvolvidos e implementados o projeto possui grande possibilidade de ser executado.

A Reserva Total Provada deverá ser calculada em função do volume real existente na caverna. Esse valor deverá ser obtido com equipamentos que consigam precisamente determinar este volume como o sonar. Por fim, o cálculo da Reserva Total Provada deverá ser feito em função das características do gás a ser armazenado na caverna (P2G ou CAES) e a eficiência da tecnologia existente para a transformação desse volume de gás em energia.

Uma vez proposta essa metodologia, a parte que trata de recursos energéticos foi testada utilizando dados na literatura e os valores encontrados foram coerentes comparando com os valores reais utilizados nas usinas de CAES em operação comercial no mundo.

Como principal limitação da metodologia apresentada, pode-se citar a exclusividade de sua utilização em cavernas salinas. Para outros sítios de armazenamento como minas abandonadas, reservatórios exauridos de petróleo ou aquíferos salinos a metodologia proposta deverá ser revisada para que sejam considerados outras características que não foram abordadas neste trabalho.

Uma recomendação a ser feita é um levantamento inicial do potencial energético em cavernas salinas no Brasil. Deve-se utilizar os conceitos de recursos energéticos (Estágio 1 - RTPO) para realização deste levantamento, de maneira similar a feita pela União Européia naquele continente. Além disso, faz-se necessário um teste da metodologia de cálculo de reservas energéticas em cavernas salinas num estudo de caso ou simulação real.

5 CAPÍTULO 5 - VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA: SIMULAÇÃO EM UMA MINA DE SALGEMA

5.1 INTRODUÇÃO

Segundo Lou e Wang (2013) os maiores custos para o desenvolvimento de um projeto CAES em domo salino é a construção do reservatório que ultrapassa 60% do valor total do projeto. Em função dessa afirmação, buscou-se no Brasil sítios potenciais de armazenamento energético em cavidades salinas onde essas cavernas já estivessem construídas, sendo identificados, inicialmente, dois sítios potenciais: o primeiro localizado na Ilha de Matarandiba, na Bahia, e o segundo na cidade de Maceió, Alagoas. O local escolhido para simular a metodologia proposta foi a mina de Maceió por estar em operação e possuir dados públicos disponíveis.

O objetivo principal deste capítulo é simular a metodologia proposta utilizando dados públicos encontrados na literatura, para validar o modelo proposto (profundidade, temperatura, pressão, diâmetro das cavernas, percentual de insolúveis, dentre outros). A metodologia proposta nesta tese para o cálculo do volume energético armazenado em cavernas salinas é composta de três estágios: Reserva Total Possível (Re3), Reserva Total Provável (Re2) e Reserva Total Provada (Re1). A Reserva Total Possível é calculada em função das características obtidas das sondagens realizadas no maciço, a Reserva Total Provável é calculada em função dos volumes reais calculados após a construção das cavernas e as Reserva Total Provada é calculada após a implementação do tipo de tecnologia e gás utilizados para o armazenamento.

De posse desses dados, a metodologia proposta para cálculo de reservas energéticas foi testada, inicialmente identificando as cavernas com potencial volumétrico para armazenamento e num segundo momento calculando o potencial energético de cada uma das cavernas selecionadas. Ainda, para finalizar o capítulo foi calculada a Reserva Total Provada da Usina de Huntorf, na Alemanha, para comparar os valores reais com os valores encontrados.

5.2 CARACTERIZAÇÃO DO MACIÇO SALINO

5.2.1 Sais Evaporíticos

Segundo Asmus e Porto (1972) a origem e a evolução das bacias sedimentares da margem continental brasileira estão ligadas ao processo de ruptura da litosfera e deriva continental divergente, que resultaram na separação das atuais placas da África e América do Sul, conforme modelo evolutivo de margem continental tipo Atlântica.

Os sais evaporíticos (simplesmente evaporitos), são minerais formados pela evaporação lenta da água em bacias sedimentares, dentre os quais, se destacam os carbonatos representados pela calcita (CaCO_3) e a trona ($\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot \text{NaHCO}_3 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), os sulfatos formados pela gipsita ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) e a anidrita (CaSO_4), e os cloretos que são altamente solúveis e são representados pela halita (NaCl), a silvita (KCl), a carnalita ($\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) e a taquidrita ($2(\text{MgCl}) \cdot \text{CaCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$) (SILVA, 2011).

A maioria dos depósitos subterrâneos de sais evaporíticos no mundo, em camadas ou em domos, foi descoberta durante pesquisas exploratórias de hidrocarbonetos (MELO *et al.*, 2008). Isto decorre da existência de uma forte correlação do ambiente evaporítico com a deposição de rochas geradoras de petróleo (MOHRIAK; SZATMARI; ANJOS 2009).

Os registros existentes dos primeiros poços perfurados para a obtenção de sal, datam de 250 A.C., na China, onde a salmoura era produzida por meio de tubos de bambu. Naquela época, os materiais utilizados pelos chineses na construção da torre da sonda, hastes de perfuração e nos revestimentos eram de madeira, fibra de madeira ou bambu (WARREN, 2006). Ainda, segundo Warren (2006) os chineses no século XVIII já operavam mais de 10 mil poços com o objetivo de extrair sal através desta tecnologia, mas foi apenas em 1835 que os chineses superaram a marca de 1.000 m de profundidade. Conhecido como Xinhai, o poço foi perfurado através da tecnologia percussiva e atingiu 1.001,42 m de profundidade na cidade de Zingong.

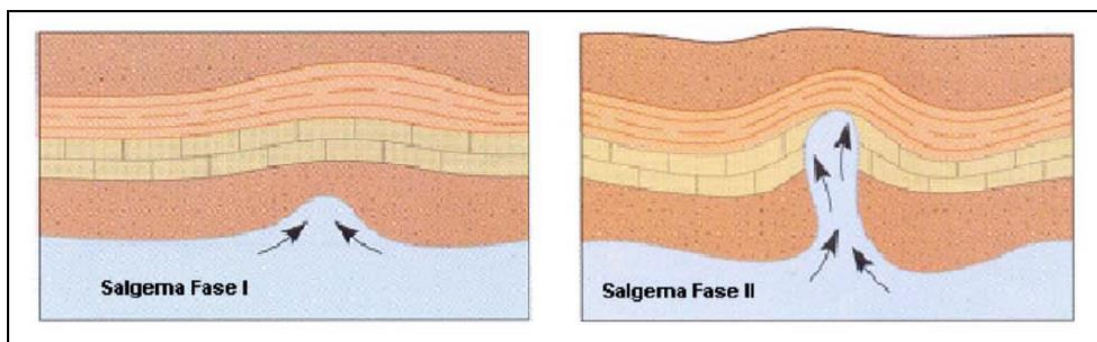
No Brasil, a Bacia Sergipe/Alagoas está situada na margem continental brasileira, entre a borda interna, na parte emersa, limite com o continente, até a borda externa, representada pela zona de transição crustal, na porção submersa. Estima-se que a sua área total seja de 42.400 km^2 , dos quais 12.000 km^2 estão emersos (PONTES *et al.*, 1991).

Para Florêncio (1996) os sais Paripueira representam a sequência mais antiga, sendo encontrados na base da Formação Muribeca, Membro Maceió. A sua ocorrência foi identificada, inicialmente, nos poços AL-2 e AL-3, perfurados pela empresa DRILEX em 1941, como parte dos programas pioneiros desenvolvidos, na época pelo Conselho Nacional do

Petróleo (CNP). Posteriormente, por meio de sondagens realizadas pela Petrobras, foram localizados idênticos pacotes evaporíticos, dentre os quais, o da localidade de Paripueira na porção norte da Bacia. Teixeira *et al.* (1968), num trabalho sobre a ocorrência desses sais na bacia, verificaram que a sua distribuição estava relacionada aos baixos regionais existentes, sendo estes, bem delineados pelos levantamentos gravimétricos realizados pela Petrobras. Assim, os evaporitos estariam distribuídos em três importantes feições estruturais, formando sub-bacias aparentemente isoladas, nas áreas de Paripueira, Maceió e Coruripe.

Na formação do domo de sal (Figura 29), a pressão que é exercida sobre a camada salina, devido ao peso estático dos sedimentos que estão capeando-a e/ou a forças tectônicas laterais, faz com que o sal flua de forma ascendente, devido à sua propriedade física visco-elástica. Inicialmente, ocorre a formação de um anticlinal e posteriormente um domo, quando a pressão aumenta, fazendo com que as rochas que capeiam o corpo salino sejam rompidas, podendo chegar próximo à superfície. Alguns domos possuem diâmetro variando de 1.000 m a 6.400 m, e a dimensão vertical, mesmo sem confirmação, pode ultrapassar 13 km (MELO; CARVALHO; PINTO, 2008).

Figura 29 - Formação de um domo de sal.



Fonte: Melo, Carvalho e Pinto (2008).

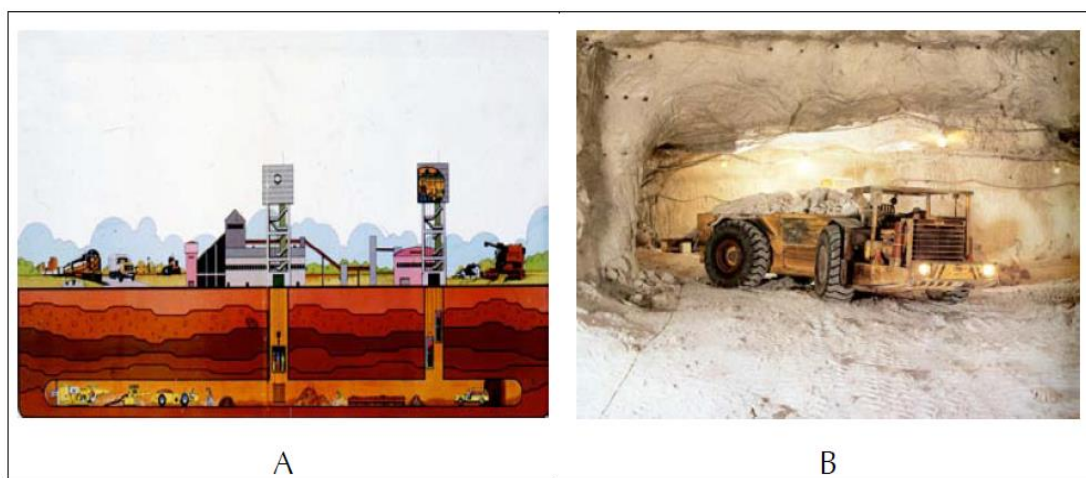
O mais conhecido dos sais evaporíticos é a halita e geralmente eles são utilizados comercialmente como matéria-prima de várias indústrias. A halita, é consumida na indústria de alimentos, na pecuária e na indústria de cloro e soda cáustica. O cloro é utilizado na produção de hipoclorito de sódio, ácido clorídrico, defensivos agrícolas, Policloreto de Vinil (PVC), dentre outros. A soda cáustica é matéria-prima para a produção de alumínio, sabão, papel e celulose e vidro, podendo ser obtida através da trona ($\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot \text{NaHCO}_3 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) ou da nacolita (NaHCO_3) que são carbonatos (WARREN, 2006). Os sais de potássio, cujos minerais mais comuns são silvita (KCl) e carnalita ($\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), são utilizados na sua grande maioria

na indústria de fertilizantes. Entretanto, existem outras aplicações voltadas para a produção de sabão e detergentes, vidro, medicamentos, corantes e borracha sintética (FLORÊNCIO, 2009).

5.2.2 Lavra

Existem duas formas de lavar esse sal: através de uma mineração subterrânea tradicional ou convencional e através de um método de extração denominado dissolução subterrânea. O método tradicional geralmente é empregado no tipo de lavra em depósitos de sal não muito profundos, tais como domos salinos cujo topo está próximo da superfície, ou em camadas, nas quais as galerias não devem estar além de 900 m de profundidade. Tanto em depósitos de sal gema em domos ou em camadas, o sal é extraído utilizando-se praticamente o mesmo processo empregado para mineração de carvão, denominado “câmaras e pilares” (*room-and-pillar*) como pode ser visto na Figura 30 (MELO; CARVALHO; PINTO, 2008).

Figura 30 – A) Corte transversal de uma mina de sal; B) Remoção do sal da frente de lavra da mina Klodawa, Polônia.

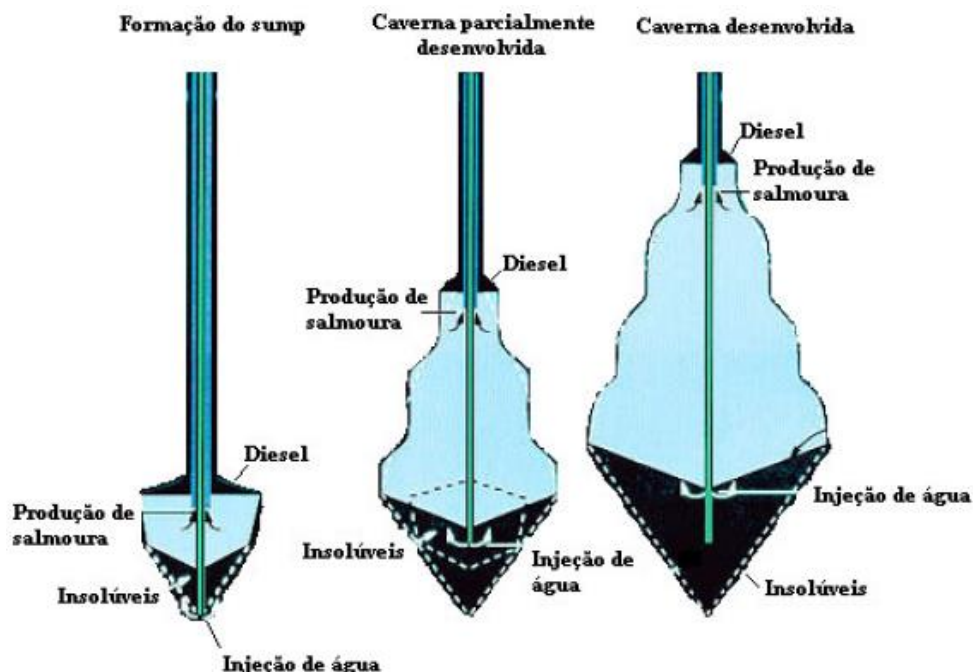


Fonte: Melo, Carvalho e Pinto (2008).

Já a lavra por dissolução subterrânea é aplicável a uma vasta gama de minerais solúveis em água. Este método é indicado em jazidas de sais solúveis entre 400 m e 2.000 m de profundidade, pois acima de 2.000 m, a fluência do sal tende a interferir significativamente no crescimento da cavidade salina (WARREN, 2006). A lavra de sais solúveis é realizada por meio do bombeamento de água (aquecida ou não) através de poços tubulares concêntricos instalados dentro da camada ou do domo salino, que podem ser verticais ou direcionais.

A primeira etapa da lavra é iniciada pela parte inferior da camada ou do domo salino, onde a água é injetada pelo tubo central (*tubing*) do poço, cuja extremidade está localizada próxima do fundo do poço. A água (solvente), ao entrar em contato com o sal, promove a dissolução do mineral, criando gradativamente uma cavidade na zona salífera, fruto da extração do evaporito. Nesta fase da lavra, as vazões de água devem ser elevadas (40 a 50 m³/h) a fim de promover o rápido crescimento da cavidade, gerando assim, espaço suficiente (*sump*) na base da camada que permita a acumulação de fragmentos insolúveis (rejeitos) sem causar danos ao poço. O produto resultante do processo de dissolução dos sais é a salmoura (água e sais solúveis), sendo conduzida para superfície através do espaço anular entre o revestimento (*casing*) e tubo central (*tubing*) do poço, utilizando-se da energia residual promovida pelo bombeamento da água (SILVA, 2011). O método de construção através da injeção direta (injeção da água pela coluna de perfuração e retorno da salmoura pelo espaço anular) pode ser visto na Figura 31.

Figura 31 - Desenvolvimento ascendente de uma caverna salina.

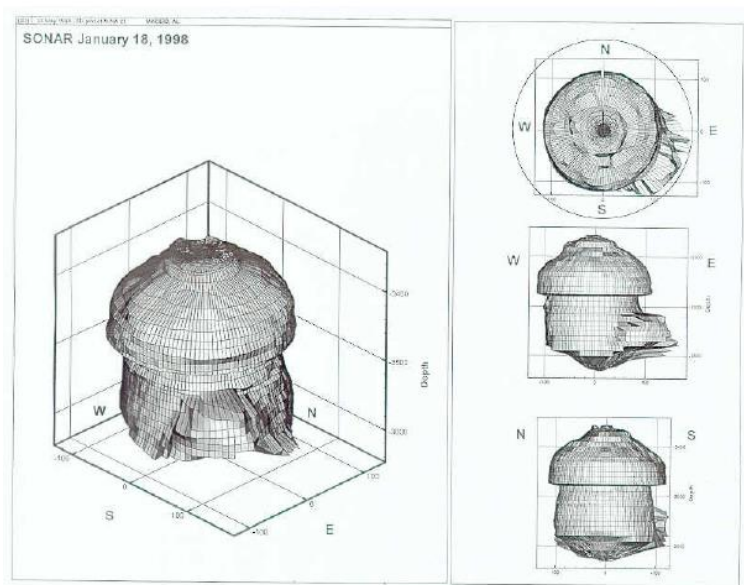


Fonte: Silva (2011).

O monitoramento é realizado através de uma ecosonda que é introduzido na cavidade salina. Este equipamento, que mede três polegadas e meia (3 1/2") de diâmetro, emite ondas sonoras em determinadas frequências que se propagam no meio aquoso, permitindo medir a direção preferencial da dissolução, a altura, o diâmetro, o volume e a configuração da cavidade

salina gerada (SILVA, 2011). O modelamento final da caverna (dimensões, volumes e outras características) pode ser visto na Figura 32.

Figura 32 – Configuração da caverna observada pela ecossonda.

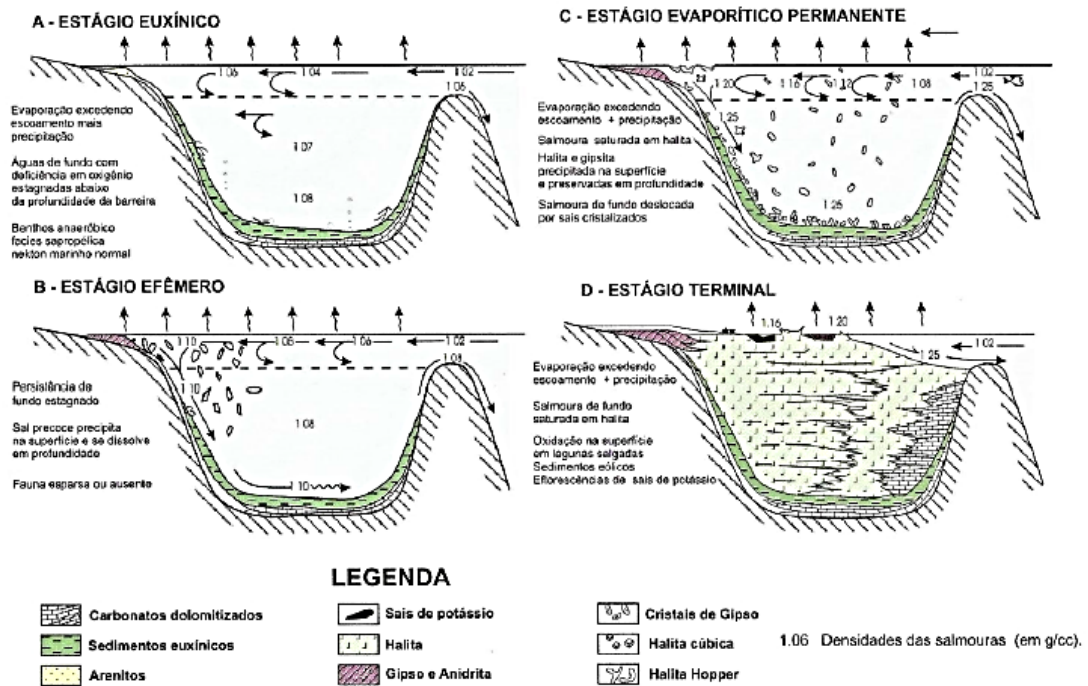


Fonte: Silva (2011).

5.2.3 A mineração de salgema em Maceió

A atividade comercial de mineração em Alagoas remonta o ano de 1975. A origem do sal no estado data de 140 milhões de anos atrás durante a separação dos continentes. Neste período a água do mar invadiu o continente ocupando regiões mais baixas principalmente em áreas litorâneas, formando assim grandes lagos de água salgada. A água então, começou a evaporar de forma intensa, permitindo que o sal dissolvido se acumulasse lentamente no fundo. Logo depois, fragmentos de rochas de regiões mais altas, encobriram o sal e hoje a camada salina se encontra entre 900 m e 1.200 m de profundidade (BRASKEM, 2019). O modelo de deposição de evaporitos em águas profundas pode ser visto na Figura 33.

Figura 33 - Modelo de deposição de evaporitos em águas profundas.



Fonte: Mohriak, Szatmari e Anjos (2009).

O polígono de concessão para lavra da mina em Maceió ocupa uma área de aproximadamente 1.900 hectares e alcança os bairros do Pinheiro, Mutange, Bebedouro e Farol. Hoje a empresa lavra apenas uma área de 83 hectares equivalente a 4% do total do polígono permitido (BRASKEM, 2019). A Figura 34 ilustra a localização em superfície de todos os poços explorados dentro do polígono de concessão para a lavra de salgema.

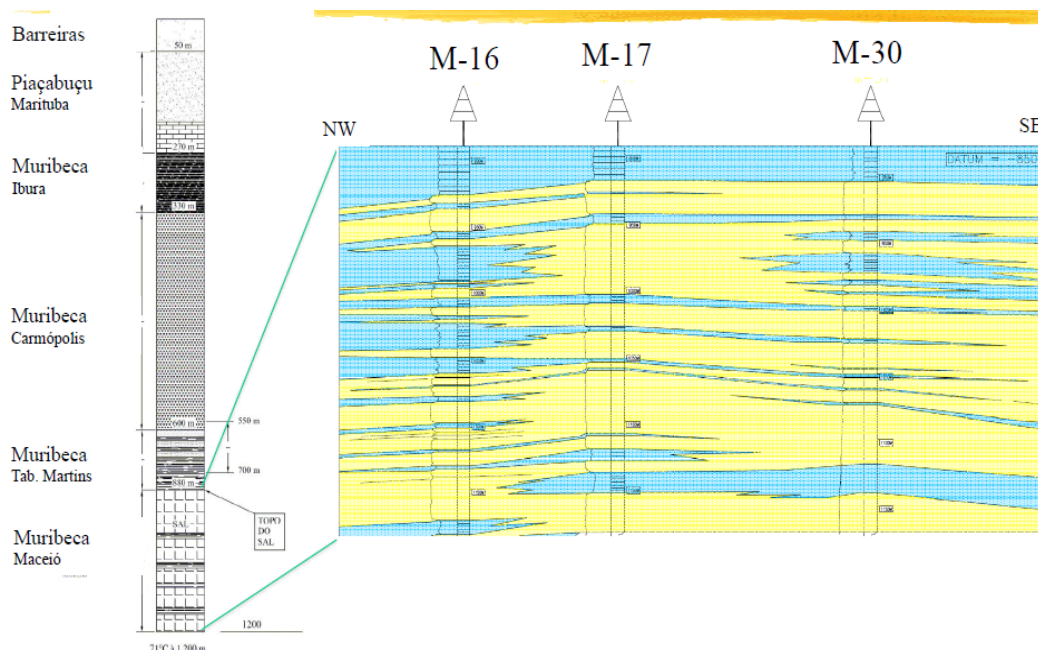
Figura 34 - Localização dos poços da mina de salgema em Alagoas



Fonte: CPRM (2019a).

A coluna estratigráfica é formada por vários tipos de camadas rochosas: areias, argilas arenitas, calcários e uma camada bastante resistente chamada de conglomerado. Essa camada está localizada entre 350 e 700 m de profundidade e funciona como se fosse uma laje natural presente acima da camada de sal. A camada de sal possui cerca de 300 m de espessura e se localiza entre 900 e 1200 metros e pode ser visualizada no perfil litológico e detalhamento da camada de sal na Figura 35 (BRASKEM, 2019).

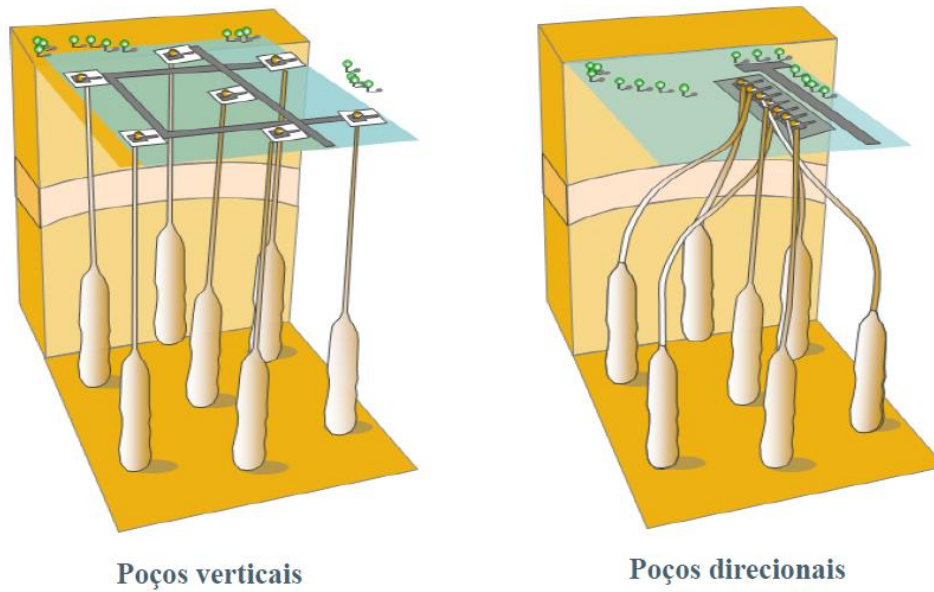
Figura 35 - Perfil litológico da Bacia Sergipe-Alagoas e detalhamento da camada de sal.



Fonte: ANM (2019).

Para alcançar a camada salina a técnica utilizada é a de perfuração de Poços e a lavra é realizada por dissolução. Os poços podem ser verticais e direcionais. Os verticais são aqueles em que o poço se localiza diretamente abaixo da superfície em que foi perfurado ou direcionais que podem possuir um afastamento de até 300 m do ponto em que se iniciou a perfuração (BRASKEM, 2019). Um desenho esquemático desses dois tipos de poço pode ser visualizado na Figura 36.

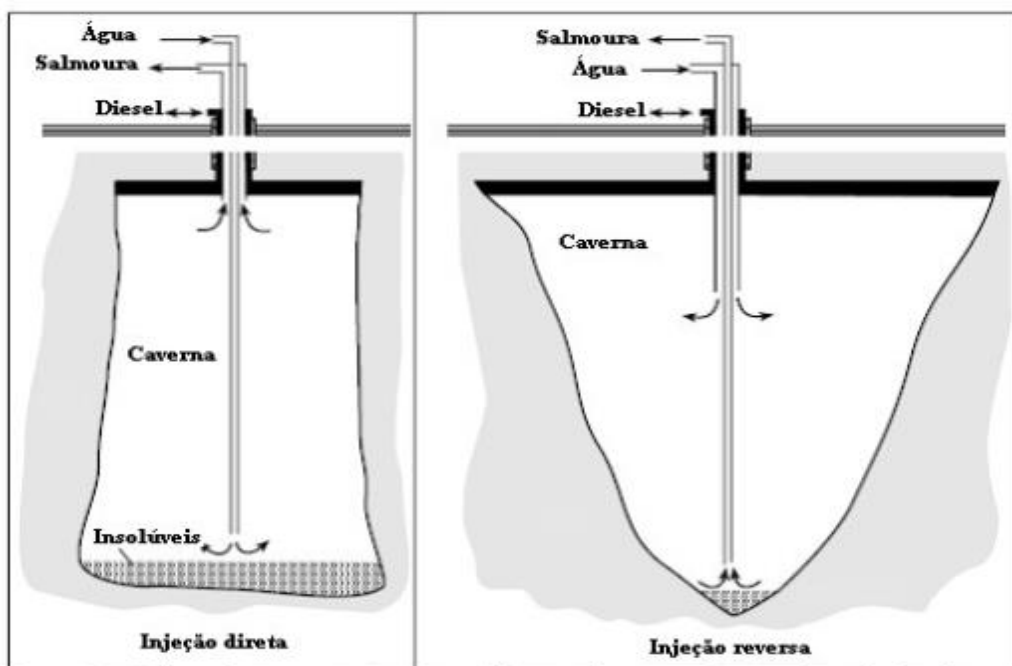
Figura 36 - Esquema de poços verticais e direcionais.



Fonte: ANM (2019).

Esse processo também é conhecido como injeção direta e deixa as cavernas com um formato cilíndrico como pode ser visto na Figura 37. Já o processo de injeção reversa deixa as cavernas em formato de cone invertido.

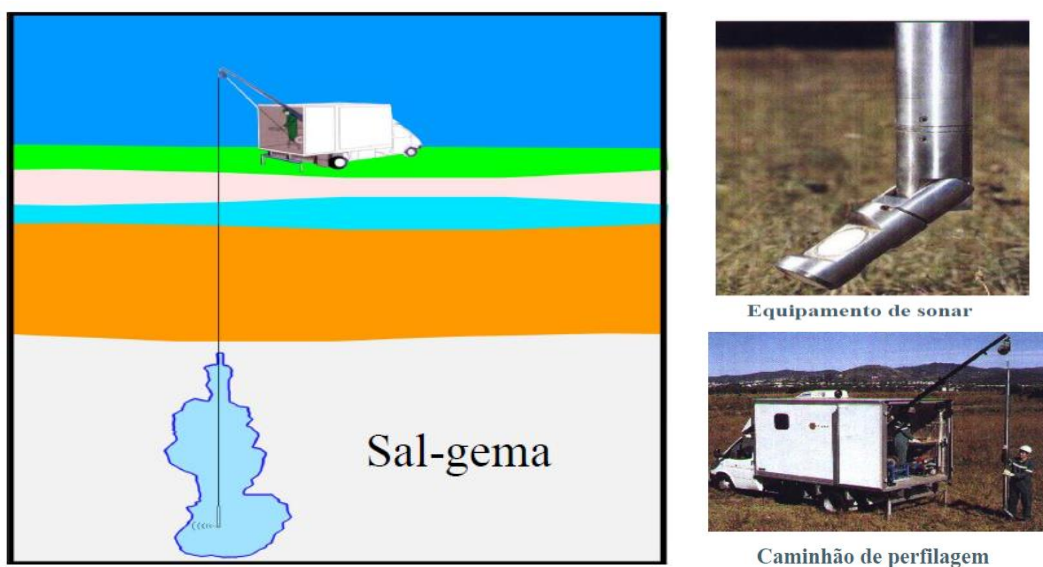
Figura 37 - Processo de dissolução subterrânea por injeção direta e reversa.



Fonte: Silva (2011).

Na região de Lavra existem 35 Poços sendo que 31 desses poços já estão desativados e apenas quatro estão em operação localizados no bairro do Mutange. O monitoramento de Lavra é realizado através de um equipamento chamado sonar. O sonar emite ondas sonoras dentro do poço e geram imagem 3D da região conforme visto na Figura 2. Ele é introduzido através de um caminhão de perfilagem e inspeciona cada poço de forma individual. Um exemplo de sonar, um caminhão de perfilagem e um desenho esquemático dessa operação consta na Figura 38.

Figura 38 - Sonar, caminhão de perfilagem e desenho esquemático da operação



Fonte: ANM (2019).

Após extraída a Salgema é levada para uma planta industrial de Cloro-Soda no mesmo município de Maceió, através de uma tubovia com cerca de 8 km de extensão conforme visto na Figura 39. Dessa forma todo o processo de produção e transporte é finalizado.

Figura 39 - Desenho esquemático da tubovia que transporta a salgema dos poços produtores para a planta de cloro-soda.

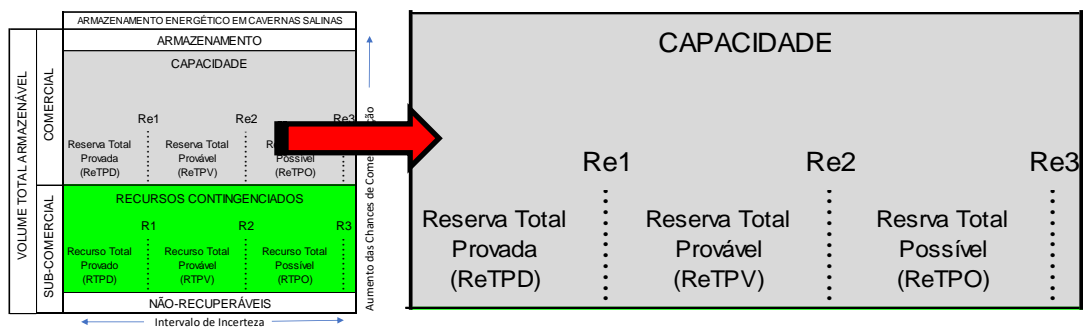


Fonte: ANM (2019).

5.2.4 Cálculos, resultados e discussão

A concessão da mineração em Alagoas foi escolhida em função das cavernas já estarem prontas, ilustrando assim a situação do projeto num estágio comercial, conforme visto na Figura 21. Desta forma, são calculados neste estudo de caso a Reserva Total Possível (Re3), a Reserva Total Provável (Re2) e a Reserva Total Provada (Re1), conforme visto na Figura 40.

Figura 40 - Fase de conceituação utilizada na simulação.



Fonte: Elaboração do autor.

5.2.5 Cálculo da Reserva Total Possível (ReTPO ou R3)

Segundo a ANM (2019) existem 35 cavernas construídas na área de concessão da Salgema, destas, trinta estão desativadas e cinco estão em atividade. Apesar de ainda estarem classificadas como ativas na Figura 36, os poços M31D e M30D já foram desativados (ANM, 2019). A localização geográfica dessas cavernas pode ser verificada através da Figura 41.

Figura 41 - Localização das cavernas sob concessão para exploração comercial de salgema.



Fonte: ANM (2019).

Os critérios estabelecidos para a escolha de sites no armazenamento energético proposto no capítulo anterior podem ser visualizados no Quadro 07.

Para realizar a seleção das cavernas nesse trabalho, não serão utilizados todos os aspectos mencionados no Quadro 07. Alguns desses aspectos como Engenharia Econômica, Avaliação de Superfície e Ambiental, Análise de Risco e Percepção Pública não são o foco deste trabalho, portanto optou-se por não se realizar uma análise destes tópicos e excluí-los do cálculo da Reservas Total Possível (Re3). Não consta regulação brasileira vigente para adequação do projeto, e a proposição de cálculo de recurso e reserva, portanto para a análise da ReTPO só foram considerados os itens do aspecto Triagem.

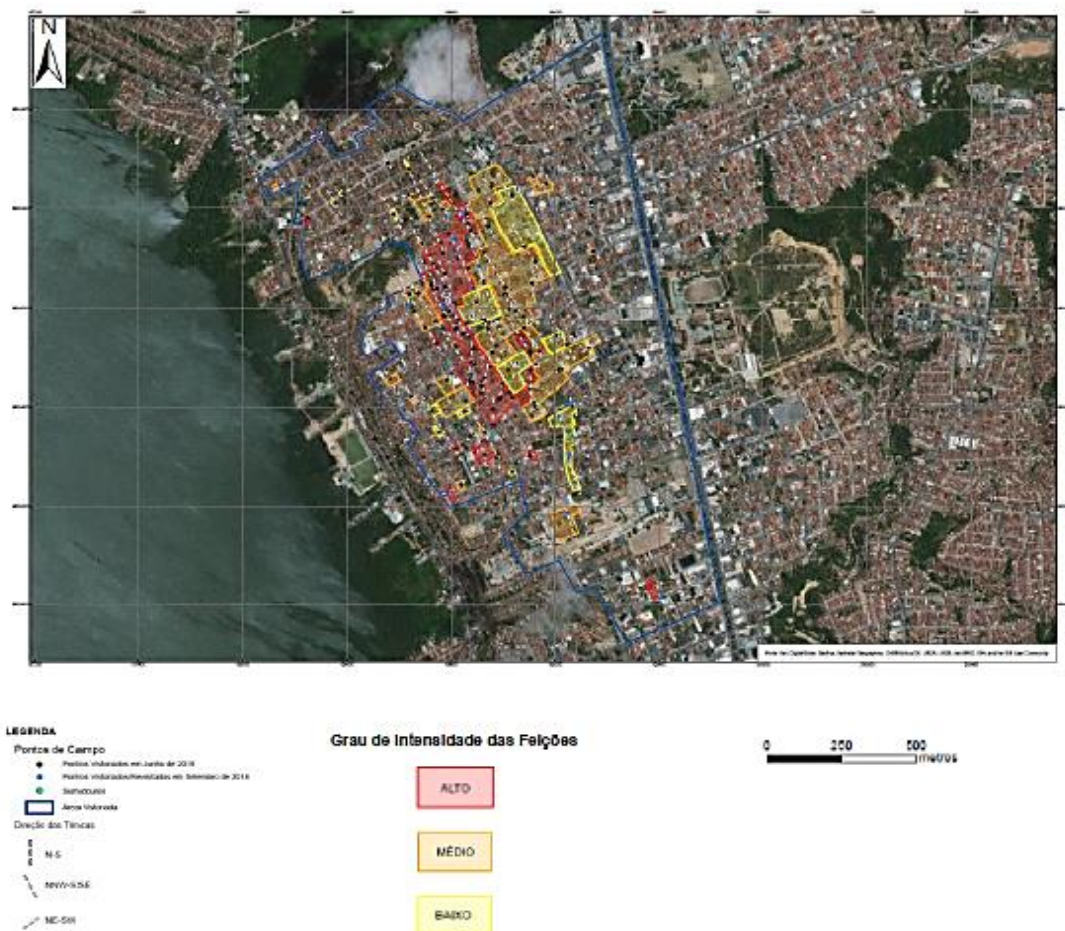
Quadro 07 - Aspectos de seleção de sites para armazenamento em cavernas salinas (CAES e P2G).

Aspectos	Armazenamento em cavernas
Triagem	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidade mínima do topo • Distância entre cavernas • Relação altura/diâmetro • Espessura do sal acima da caverna • Percentual de insolúveis • Perdas no maciço
Análise Regulatória e ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Regulação própria inexistente
Análise de Risco	<ul style="list-style-type: none"> • Identificação de potenciais ameaças e vulnerabilidades
Engenharia Econômica	<ul style="list-style-type: none"> • Estudo de viabilidade econômica envolvendo: a taxa mínima de atratividade (TMA), taxa de imposto de renda, da contribuição social sobre o lucro líquido, COFINS e PIS, ICMS e custos operacionais (fixo e variável).
Avaliação de Recursos e Reservas	<ul style="list-style-type: none"> • Definições apresentadas nesse trabalho
Percepção Pública	<ul style="list-style-type: none"> • Pesquisa de opinião pública e com o terceiro setor
Avaliação de Superfície e Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Aderência do projeto a legislação ambiental vigente e análise das condições de superfície.

Fonte: Elaboração do autor.

Constam evidências de fraturas e subsidência nas vias e edificações do Bairro do Pinheiro, que fica vizinho às operações da mineradora. Segundo a CPRM (2019a) após intensos eventos pluviométricos e, principalmente, em decorrência do registro de um abalo sísmico de 2.4 na escala Richter ocorrido, segundo a Rede Sismológica Brasileira (RSBR), no dia 03 de março de 2018, na região do município de Maceió (AL), a companhia foi requisitada pela Prefeitura e Governo estadual para realizar uma análise. Após estudos geológicos e geofísicos o bairro do Pinheiro foi classificado em áreas de alto, médio e baixo riscos conforme pode ser visto na Figura 42.

Figura 42 - Mapa simplificado das feições de instabilidade do terreno no Bairro Pinheiro.



Fonte: CPRM (2019a).

Neste cenário optou-se por escolher as duas cavernas mais afastadas possíveis da área com problemas geológicos e ambientais. As duas cavernas utilizadas como exemplos para o cálculo das reservas são a M#34 e M#35 (Figura 43).

Figura 43 - Mapa de localização das cavernas em Maceió, AL.



Fonte: Elaboração do autor.

Segundo a ANM (2019), os valores teóricos do diâmetro e profundidade das cavernas são 30 m e 100 m. A partir desses valores serão confirmados os aspectos mínimos para a utilização da caverna como local de armazenagem de energia (Triagem), conforme proposto no Quadro 7 (p. 124):

1 - Profundidade mínima do topo – o valor estimado, segundo o perfil da Figura 31, é que as cavernas sejam construídas a partir de 1.000 metros de profundidade, sendo mais profunda que o mínimo exigido que é de 610 metros;

2 - Distância entre cavernas – segundo a metodologia a relação entre a distância entre as cavernas e o seu diâmetro tem que ser maior ou igual a 4 conforme demonstrado na Equação 3. A menor distância entre a caverna M#34 e a caverna mais próxima (M#24) é de 183 m (Figura 40). Como para cálculo dessa reserva as cavernas ainda não estariam construídas, considerou-se valores aproximados de diâmetro de 30 metros e uma profundidade de 100 m, conforme dito pela ANM (2019). Assim a relação de distância e diâmetro entre as cavernas M#34 e M#24 é de 6,31. Já a relação entre distância (217 m) e diâmetro (30 m) entre as cavernas M#25 e M#21 é de 7,23. Dessa forma, todas as

duas cavernas escolhidas atendem o requisito mínimo de distância sobre diâmetro que seria 4;

3 - Relação altura/diâmetro – segundo a metodologia, a relação altura diâmetro das cavernas tem que ser menor ou igual a 4. Admitindo que as cavernas tenham 100 m de altura e 30 m de diâmetro (ANM, 2019) essa relação seria 3,33 atendendo esse requisito;

4 - Espessura do sal acima da caverna – segundo a metodologia a espessura do sal acima da caverna dividido pelo seu diâmetro tem que ser maior que 2,5. Admitindo-se uma espessura do sal acima da caverna de 100 metros e um diâmetro de 30 m, a relação entre as duas unidades é de 3,33 atendendo esse requisito;

5 - Percentuais de insolúveis – segundo perfis descritos por Florêncio (1996) os valores de insolúveis de 2 poços são 19 e 10%. Dessa forma será utilizado neste trabalho um valor médio de 14,5% de insolúveis;

6 - Perdas – será utilizado o valor de 2% para as perdas conforme informado pela literatura (BUDT *et al.*, 2016) e utilizado no cálculo do RTPD no capítulo anterior.

Segundo a metodologia proposta no capítulo anterior para o cálculo de reservas energéticas em projetos comerciais, dever-se-ia calcular os volumes dessas cavernas através de informações de furos de sondagens, mas como essa informação não foi encontrada na literatura, considerou-se os valores de cada potencial caverna conforme indicado pela ANM (2019): diâmetro da caverna de 30 metros e profundidade de 100 metros. Diante desses números o volume total de cada caverna seria de aproximadamente 70.686 m^3 .

Aplicando a Equação 15 tem-se:

$$V_{c_1} = 70.686 - (70.686 \times 0,165)$$

$$V_{c_1} = 59.023 \text{ m}^3$$

$$V_{c_2} = 70.686 - (70.686 \times 0,165)$$

$$V_{c_2} = 59.023 \text{ m}^3$$

$$ReTPO = V_{c_1} + V_{c_2} + \dots + V_{c_n}$$

$$ReTPO = 59.023 + 59.023$$

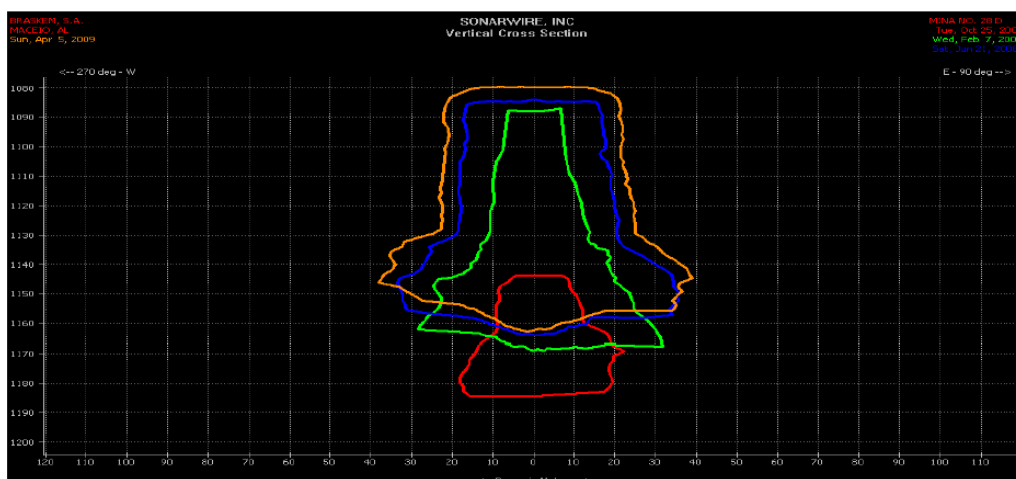
$$ReTPO = 118.046 \text{ m}^3$$

Sendo assim, o volume total de vazio com potencial a ser transformado em energia, também conhecido como Reserva Total possível, é de 118.046 m³.

5.2.6 Cálculo da Reserva Total Provável (ReTPV ou Re2)

A Reserva Total Provável seria o volume da caverna construída. Para fazer o cálculo do volume real das cavidades deveriam ser utilizados os valores obtidos na operação de perfilagem com sonar, conforme visualizado na Figura 28 (Cap. 4, p. 108). Em função da inexistência pública desses dados, optou-se por utilizar o perfil real de uma das cavernas da mineração, visto na Figura 44 e informado pela ANM (2019).

Figura 44 - Evolução do perfil de uma caverna da mina de salgema.



Fonte: ANM (2019).

As seguintes considerações foram feitas para a realização do cálculo volumétrico: como o método utilizado pela mineradora para a construção das cavernas é o de injeção direta, o formato final das mesmas é aproximadamente cilíndrico, como pode ser observado na Figura 32 (Cap. 5, p. 117). O valor calculado através do perfil demonstrado na Figura 44 será o mesmo atribuído as duas cavernas em estudo devido a inexistência de dados públicos das cavidades. O volume total calculado para cada cavidade em função do perfil foi de 117.000 m³. Aplicando a Equação 11 tem-se:

$$ReTPV = V_r$$

$$ReTPV = 117.000 + 117.000$$

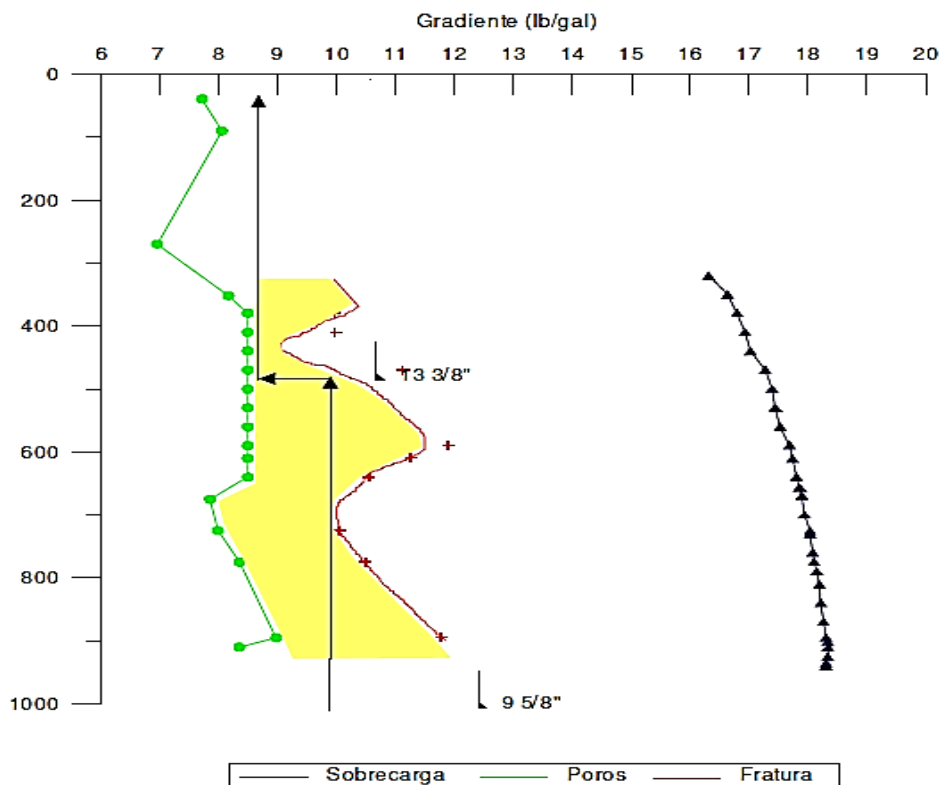
$$ReTPV = 234.000 \text{ m}^3$$

Dessa forma, a Reserva Total Provada para o caso em estudo seria em volume 234.000 m³. Assim como foi feito para a conceituação de Recursos, faz-se necessário traduzir esse valor volumétrico para um valor energético.

Para realizar os cálculos de Reserva Total Provável energética, foram utilizados os mesmos parâmetros e feitas as mesmas considerações do Capítulo 4, no cálculo do Recurso Total Provável. A equação que transforma o volume do ar armazenado em energia é proposta por Succar e Willians (2008) e é descrita pela Equação 06. Para realização desse cálculo dois fatores são preponderantes: a pressão e a temperatura no interior da caverna.

Para se encontrar o valor da pressão média da cavidade foi utilizado o gráfico representado na Figura 45, proposto por Silva (2011). Esse gráfico foi utilizado para calcular o peso da lama de perfuração num projeto de poço de uma caverna da mina de salgema em Maceió. A pressão de poros é a pressão da formação enquanto a pressão de fratura é a pressão máxima suportada pela formação antes de entrar em colapso. Admitindo como pressão da caverna a maior pressão de poros existente, ou seja, 8,5 lbf/gal e considerando essa pressão da caverna (1 000 m) tem-se uma pressão da caverna equivalente a aproximadamente 9,98 Mega Pascal (MPa).

Figura 45 - Gráfico da pressão de poros e de fratura de uma caverna da mina de salgema.



Fonte: Silva (2011).

O cálculo para obtenção do valor da pressão média da formação foi realizado em função do peso hidrostático da coluna de salmoura, numa profundidade de 1.000 m. Considerando a densidade 1,2, o valor calculado da pressão seria aproximadamente 11,9 MPa. Esse valor um pouco maior que o valor fornecido pelo gráfico de pressão de poros (Figura 45) e está dentro do esperado, pois o valor da coluna de salmoura, por definição, deverá ser maior que a pressão de poros e menor que a pressão de fratura (intervalo amarelo do gráfico). Vale observar que os valores fornecidos são em função da experiência de campo e os valores de entrada podem variar em função da densidade da salmoura utilizada e da profundidade em questão. Dessa forma, atesta-se que o valor de 9,98 MPa calculado através do gráfico está factível e pode ser utilizado como a pressão média da cavidade em estudo.

Para se obter o valor da temperatura da caverna, optou-se por fazer uma correlação através do grau geotérmico que leva em consideração, no seu cálculo, a profundidade da mesma. Segundo Barbier (1997), a cada mil metros de profundidade tem-se um acréscimo de 30° Celsius na temperatura de superfície e Araujo (2006) relatou que a temperatura anual média em Maceió é de 25°C. Como a profundidade das cavernas estudadas é de aproximadamente 1 000 metros, o valor aproximado da temperatura da formação é de 55°C ou 328,15°K.

Aplicando esses valores na Equação 06 tem-se:

$$E_{Gen} = 18,49 * 234.000 \text{ kWh}$$

$$E_{Gen} = 4.326.660 \text{ kWh ou } 4,3 \text{ GWh}$$

Assim, utilizando o somatório final de volume de 234.000 m³ das duas cavernas em estudo, o potencial energético armazenado seria de 4,3 GWh, o que significa dizer que a ReTPV (Re2) para essas cavernas seria de 4,3 GWh.

5.2.7 Cálculo da Reserva Total Provada (ReTPD ou Re1)

Para o cálculo da Reserva Total Provada (Re1) foram utilizadas as mesmas premissas usadas no cálculo do Recurso Total Provado no capítulo anterior a esse. O gás utilizado é o ar comprimido, o percentual de gás almofada é 45%, e determinou-se a utilização de um sistema D-CAES com eficiência de 54% (GALLO *et al.*, 2016) similar a usina D-CAES de McIntosh, Alabama. Aplicando esses valores em (15) tem-se:

$$ReTPD = (234.000 - 105.300) * 0,54 \tag{15}$$

$$ReTPD = 69.498 \text{ m}^3$$

Dessa forma, a Reserva Total Provada para esse projeto, em termos volumétricos, é de 69.498 m³ de ar que seriam transformados em energia. Para se realizar essa transformação utiliza-se o valor do potencial energético já calculado pelo ReTPV, incluindo apenas o novo valor volumétrico:

$$E_{Gen} = (18,49 * 69.498) \text{ kWh}$$

$$E_{Gen} = 1.285 \text{ kWh ou } 1,28 \text{ GWh}$$

Em função da tecnologia escolhida o projeto real teria uma capacidade energética total ou Reserva Total Provada de 1,28 GWh. Para se obter a potência da usina deve-se dividir esse valor pela quantidade de horas trabalhadas. Neste trabalho será adotado um intervalo entre 4 e 8 horas e assim será obtida a potência de trabalho. Esses valores de tempo de trabalho da usina

são calculados em função do momento de alta demanda do consumo de energia da região onde a usina está instalada. Assim a potência da usina será dada pela Equação 11:

$$P_u = \frac{E_{Gen}}{t} (GW) \quad (13)$$

Onde:

P_u = potência da usina (GW);

E_{Gen} = energia armazenada (GWh);

t = tempo de operação da usina (h).

Aplicando-se os valores obtidos tem-se a potência de trabalho para 4 horas:

$$P_u = \frac{1,28}{4}$$

$$P_u = 0,320 \text{ GW ou } 320 \text{ MW}$$

Para o valor de tempo de trabalho de 8 horas pela usina tem-se:

$$P_u = \frac{1,28}{8}$$

$$P_u = 0,160 \text{ GW ou } 160 \text{ MW}$$

No intuito de verificar a aderência da metodologia proposta a casos reais, utilizou-se as características da usina de Huntorf e aplicou-se o modelo proposto. Segundo Crotofino, Mohmeyer e Scharf (2001) a pressão média das cavernas é de 4,3 MPa, temperatura 313° K, tempo de operação 3 h, volume total das cavernas 310 000 m³ e potência total fornecida 290 MW. Além disso, o valor utilizado para o ar comprimido como gás almofada foi de 45% e a eficiência do processo de 54% (GALLO *et al.* 2016). Dessa forma aplicando esses valores na Equação (15) têm-se:

$$ReTPD = (310.000 - 139.500) * 0,54$$

$$ReTPD = 92.070 \text{ m}^3$$

Aplicando essas informações na Equação (11) tem-se:

$$E_{Gen} = 8,57 * 92\ 070\ kWh$$

$$E_{Gen} = 0,789\ GWh$$

Considerando um tempo de trabalho de 3 h por dia da usina tem-se uma potência entregue conforme a Equação (13):

$$P_u = \frac{0,789}{3}$$

$$P_u = 263\ MW$$

Observa-se que o valor calculado através da metodologia proposta foi de 263 MW enquanto o real entregue pela usina é de 290 MW. Essa diferença de 10% pode ser considerada aceitável em consideração das aproximações feitas para a utilização da metodologia.

5.2.8 Considerações finais

Este capítulo visou responder a seguinte questão: a metodologia proposta para o cálculo de reservas energéticas em cavidades salinas usando a tecnologia P2G e CAES é válida? Tendo como guia essa pergunta, objetivou-se realizar uma simulação na mineração de Salgema na cidade de Maceió, Alagoas, utilizando a metodologia e os conceitos para o cálculo de potencial de armazenamento de recurso energético comercial propostos.

A metodologia para cálculo da Reserva Total Possível (ReTPO) foi empregada fazendo uma seleção de sítios conforme os aspectos propostos para essa etapa. Alguns desses aspectos não foram considerados neste trabalho devido a sua complexidade de elaboração, apesar de serem partes constituintes do escopo da metodologia proposta. Para casos de cálculos reais eles devem ser sempre considerados, salvo algum impedimento de força maior. Com as informações públicas, das 35 cavidades foram escolhidas em função dos aspectos de triagem apenas duas a M#35 e a M#24. Assim como num projeto real, e como proposto na metodologia, os valores volumétricos deveriam ser calculados em função das sondagens reais do local. Como não se teve acesso a esses dados, optou-se por considerar o volume teórico dessas cavidades encontrado na literatura que foi 59.023 m³ para cada uma delas. Dessa forma a ReTPO para esse projeto seria de 118.046 m³.

Assim como para a ReTPO algumas considerações foram feitas para o cálculo da Reserva Total Provável (ReTPV). Pelos motivos expostos no item anterior, não se conseguiu obter os dados reais de volume, pressão e temperatura das cavernas. Utilizando um perfil público disponibilizado pela ANM para cálculo do volume aproximado, um gráfico de pressão de poros e pressão de fratura para cálculo da pressão aproximada e uma correlação existente na literatura para cálculo do grau geotérmico, esses valores foram estimados. Todos os valores calculados foram comparados com métodos de campo extraídos em entrevistas e por fim validados em consulta a profissionais da área. O volume total das duas cavidades foi de aproximadamente 234.000 m³ e utilizando as equações propostas para transformar esse potencial volumétrico em energético, o potencial energético armazenado seria de 4,3 GWh, ou seja, ReTPV para esse estágio do projeto seria de 4,3 GWh.

Vale ressaltar que o volume encontrado para a ReTPV foi maior do que o volume encontrado para a ReTPO o que não deveria acontecer caso a simulação fosse feita utilizando valores reais. Essa discrepância foi resultada em função das diferentes origens dos dados utilizados para o cálculo de cada estágio

Para o cálculo da Reserva Total Provada (ReTPD) foram utilizados como premissas a utilização de ar comprimido para a estocagem, e uma eficiência do processo de 54% similar a eficiência da usina D-CAES de McIntosh, Alabama. Dessa forma calculou-se a ReTPD para esse projeto que foi de 1,28 GWh. Utilizando um tempo de descarga de 4 horas a potência da usina seria de 320 MW, caso o tempo de descarga fosse de 8 horas esse valor reduziria para 160 MW.

A metodologia proposta foi testada utilizando dados da usina de Huntorf. Comparando os valores reais de potência com os valores encontrados através da aplicação da metodologia verificou-se uma diferença de apenas 10% o que pode ser considerado como um desvio aceitável. Alguns fatores como aproximação da temperatura e pressão da caverna e o percentual de gás almofada tem impacto significativo no processo de cálculo justificando a diferença existente entre o valor proposto e o valor real.

Através dos cálculos realizados pode-se afirmar que existe a possibilidade de implantação de uma usina energética na concessão mineral de Salgema em Maceió. Todos os valores calculados e estimados estão próximos a valores utilizados na realidade, inclusive dos projetos comerciais em funcionamento. Apesar de ser um estudo preliminar e com algumas aproximações e considerações, as reservas energéticas calculadas em todas as fases do projeto apontam para um bom potencial de armazenamento energético.

Para dar prosseguimento a este estudo recomenda-se que sejam aplicados todos os condicionantes para o cálculo da Reserva Total Possível que não foram considerados neste trabalho (EVTE, análise ambiental, percepção pública, dentre outros). Essa etapa do processo seria de fundamental importância, visto os problemas existentes atualmente na região que levaram inclusive a paralisação das atividades da empresa recentemente. A segunda etapa seria calcular a reserva Total Provável. Para isso devem ser utilizados dados reais das cavidades (volume, pressão e temperatura), obtidos através de perfilagem sônica. E por fim, com a implantação do tipo de tecnologia CAES, seja calculado o valor da Reserva Total Provada. Vale a pena ressaltar, conforme dito anteriormente, cerca de 60% dos valores totais de um projeto CAES em cavidades salinas é alocado para a construção das cavernas e no caso da Mineração em Maceió esse valor não seria gasto.

Além da parte técnica do armazenamento nas cavernas faz-se necessário estudos paralelos para que seja definida qual a forma de energia utilizada no projeto. A tecnologia CAES associada a uma usina eólica seria o mais recomendado pois integra ao sistema uma fonte renovável que não aproveita a energia gerada em determinados horários durante o dia. Especificamente para esse tipo de projeto, o estudo de viabilidade para implantação de uma usina eólica ou solar deveria ser elaborado.

Outras vertentes de fontes energéticas para implantação do projeto devem ser analisadas. A variação entre os valores praticados pelas concessionárias de energia elétrica entre os horários de alta e baixa demanda chegam a 900% de majoração (DAZA, 2019). Em função disso, um projeto CAES armazenando energia da própria concessionária durante a baixa demanda (normalmente a noite) e gerando essa energia armazenada no período de alta demanda (normalmente durante o dia) pode ser justificado.

Em países como Estados Unidos, mais precisamente no estado da Califórnia, vem acontecendo um movimento de fornecimento de energia elétrica muito grande de produtores residenciais (energia eólica e principalmente solar) que não consomem energia durante o dia da concessionária em função de gerar a própria energia consumida (BRANCH, 2019). Esses pequenos produtores chegam até a fornecer e colocar no sistema a energia gerada excedente. Atualmente as concessionárias vem procurando formas de armazenamento dessa energia “não consumida” e algumas alternativas estão sendo criadas. Neste cenário, o armazenamento energético nessas cavidades poderia ser utilizado pelas concessionárias, visando o armazenamento nos momentos de excedente e a utilização no momento apropriado da demanda.

Como principais limitações do estudo podem-se elencar: a não aplicação de todos os aspectos para cálculos da Reserva Total Possível na simulação, a inacessibilidade a dados reais

e a utilização de medidas indiretas para o cálculo da pressão, temperatura e volume das cavernas.

Tendo como base os números e cálculos apresentados recomenda-se a elaboração de um estudo de caso real, com dados oriundos da atividade realizada contemplando: todos os aspectos limitadores no cálculo da ReTPV, utilizar os dados da perfilagem sônica para o cálculo da ReTPD e escolher o tipo da tecnologia CAES a ser implantada para o cálculo da ReTPD. Além disso, recomenda-se a elaboração de um EVTE considerando alguns tipos de fornecimento de energia para a compressão do projeto CAES a ser implementado.

6 CAPÍTULO 6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

O subsolo tem sido cada vez mais explorado e utilizado, seja como fornecedor de recursos minerais ou energéticos. Além disso, cresce no mundo a proposta para utilização como opção para o armazenamento de recursos energéticos em larga escala como o CAES, gás natural e hidrogênio (H_2), em cavernas salinas, meios porosos (reservatórios exauridos de petróleo e reservatórios salinos de água) e minas subterrâneas abandonadas.

Nesta tese foram compilados seis capítulos distintos, sendo proposta uma metodologia para realização de cálculo de recursos e reservas energéticos em cavernas salinas, utilizando as tecnologias P2G e CAES, culminando uma simulação da metodologia proposta numa mineração de salgema no Brasil. O primeiro capítulo contextualiza genericamente o armazenamento em larga escala de recursos energéticos, caracterizando as principais tecnologias existentes. No segundo capítulo procedeu-se um levantamento do estágio atual sobre a avaliação de reservas petrolíferas no Brasil, reservas minerais brasileiras e no mundo e a situação da avaliação de reservas ou recursos energéticos armazenados no Brasil. No capítulo 3 foi realizado um estudo aprofundado das metodologias utilizadas para a avaliação e definição de reservas petrolíferas (PRMS) e de armazenamento de CO_2 (SRMS), seguindo-se o quarto capítulo que propôs uma metodologia para calcular recursos e reservas energéticas armazenados (P2G e CAES) em cavernas salinas. Já no quinto capítulo foi feita uma simulação utilizando a metodologia proposta numa mina de salgema no estado de Alagoas, Brasil. O sexto e último capítulo é dedicado às considerações finais do trabalho, fazendo um resumo de todas as conclusões e recomendações principais de cada capítulo, bem como, as limitações de cada estágio do trabalho.

Os próximos itens apresentam um resumo de cada capítulo escrito para atender aos objetivos específicos desta tese. Serão expostos nas tabelas a seguir as principais conclusões e recomendações de cada um dos capítulos, que possuem conclusões e recomendações secundárias que foram mencionadas nos itens considerações finais, respectivamente.

6.1 AVALIAÇÃO, CERTIFICAÇÃO DE RESERVAS MINERAIS, PETROLÍFERAS E ENERGÉTICAS NO BRASIL

No Quadro 08 apresenta-se um resumo das principais características do Capítulo 2

Quadro 08 – Resumo do Capítulo 2.

Objetivo	Mapear as metodologias existentes para avaliação de recursos e reservas energéticas no mundo e no Brasil analisando as condições técnicas e regulatórias para a utilização em larga escala do subsolo brasileiro para o armazenamento de energia e recomendar soluções para as lacunas regulatórias encontradas.
Conclusões	<p>1 – As principais metodologias para avaliação de recursos e reservas utilizadas são: para petróleo o PRMS, para o armazenamento de CO₂ o SRMS e para a exploração mineral o CRIRSCO.</p> <p>2 – Necessidade de estabelecimento de um marco regulatório específico para o armazenamento energético e não energético no subsolo brasileiro.</p> <p>3 – Fragilidade na regulamentação mineral brasileira que não possui uma metodologia de avaliação de recursos e reservas minerais no seu arcabouço regulatório.</p> <p>4 - Existência de lacuna regulatória para injeção de recursos energéticos e não energéticos em reservatórios exauridos de petróleo e em cavernas.</p> <p>5 – Existência de lacuna regulatória para definição do perfil de avaliador de reservas e dos critérios de seleção de empresas certificadoras de reservas petrolíferas e minerais.</p>
Limitações	<p>1 – Inacessibilidade as informações empresariais sobre avaliação de reservas e recursos.</p> <p>2 – Mudança regulatória em função da transição do DNPM para a ANM.</p>
Recomendações Principais	<p>1 – Incorporar ao arcabouço regulatório mineral o processo de classificação de recursos e reservas da CBRR.</p> <p>2 – Definir os critérios para empresas avaliadoras e profissionais avaliadores de reservas petrolíferas.</p> <p>3 – Propor um sistema de certificação tanto de reservas petrolíferas quanto de reservas energéticas.</p> <p>4 – Analisar o PRMS e SRMS com intuito de serem referências para a metodologia proposta</p>

Fonte: Elaboração do autor.

6.2 PRMS E SRMS – UMA REVISÃO DAS METODOLOGIAS PROPOSTA PELA SPE

No Quadro 09 foi compilado um resumo das principais características do Capítulo 3.

Quadro 09 – Resumo do Capítulo 3.

Objetivo	Analisar as metodologias PRMS e SRMS visando as suas utilizações como referências na proposição da metodologia para avaliação de recursos e reservas energéticas de P2G e CAES, armazenados em cavernas salinas.
Conclusões	1 – O PRMS é uma metodologia robusta e eficaz de avaliação de reservas petrolíferas, amplamente utilizada no mundo, tanto por empresas quanto por governos e organismos de proteção ao investidor. 2 – Existe uma semelhança entre os conceitos de armazenamento de CO ₂ e armazenamento energético. 3 – As metodologias estudadas podem servir como referência para a criação de uma metodologia de avaliação de reservas energéticas em cavernas salinas.
Limitações	1 – Inacessibilidade de informações de alguns dos principais países produtores mundiais de petróleo. 2 – A pouca utilização da metodologia do SRMS em função de sua jovialidade.
Recomendações principais	1 – Adotar os sistemas PRMS e SRMS como referência para elaboração da metodologia de conceituação e cálculo de recursos e reservas energéticas.

Fonte: Elaboração do autor.

6.3 PROPOSIÇÃO METODOLÓGICA PARA CÁLCULO SUBCOMERCIAL E COMERCIAL DO ARMAZENAMENTO ENERGÉTICO POTENCIAL DE HIDROGÊNIO, GÁS NATURAL OU AR COMPRIMIDO (CAES) EM CAVERNAS SALINAS.

No Quadro 10 foi apresentado um resumo das principais características do Capítulo 4.

Quadro 10 – Resumo do Capítulo 4

Objetivo	Propor uma metodologia para avaliação de recursos e reservas energéticas armazenadas, utilizando as tecnologias P2G e CAES, em cavernas salinas
Conclusões	Os exemplos teóricos para o cálculo de recursos energético, utilizando a metodologia proposta, indicam uma coerência nos valores calculados.
Limitações	A metodologia proposta é específica para o cálculo de recursos e reservas em cavidades salinas não se aplicando a outros sites de armazenamento.
Recomendações	1 – Testar a metodologia de cálculo de Reserva energética em cavernas salinas num estudo de caso ou simulação real. 2 – Fazer um levantamento similar ao feito na Europa pelo ESTEMAP, nos potenciais maciços salinos brasileiros para cálculo dos recursos energéticos potenciais.

Fonte: Elaboração do autor.

6.4 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA - SIMULAÇÃO COM DADOS DA LITERATURA DE UMA MINA DE SALGEMA

Observa-se no Quadro 11 o resumo das principais características do Capítulo 5

Quadro 11 – Resumo do Capítulo 5

Objetivo	Validar a metodologia proposta através de uma simulação utilizando dados encontrados na literatura de uma mina de salgema em Alagoas
Conclusões	1 – Os valores de Reservas energéticas calculados através da metodologia proposta estão próximos a valores reais das usinas comerciais em funcionamento. 2 – A metodologia pode ser aplicável a casos reais. 3 – Os valores de reserva energética encontrados apontam para a possibilidade de implantação de um projeto CAES na concessão mineral da estudada.
Limitações	1 – A não aplicação de todos os aspectos para o cálculo da Reserva Total Possível no teste realizado. 2 – Inacessibilidade a dados reais. 3 – Cálculo de pressão, temperatura e volume das cavernas realizados de forma indireta.
Recomendações	1 – Realizar um estudo de caso real com os dados da empresa contemplando: todos os aspectos limitadores no cálculo da ReTPV, utilizar os dados da perfilagem sônica para o cálculo da ReTPD e escolher o tipo da tecnologia CAES para calcular a ReTPD. 2 - Elaborar um EVTE considerando alguns tipos de fornecimento de energia para a compressão do projeto CAES a ser implantado.

Fonte: Elaboração do autor.

Os estudos realizados possuem uma sequência e foram importantes para atingir o objetivo geral proposto para a tese.

Como contribuição, este trabalho apresentou um panorama atualizado sobre a situação da avaliação de recursos e reservas petrolíferas, minerais e de armazenamento de CO₂ no mundo e no Brasil. Em função de uma lacuna identificada, foi desenvolvida uma metodologia para cálculo de recursos e reservas armazenadas em cavernas salinas, utilizando as tecnologias P2G e CAES. A implementação desta metodologia fornecerá aos usuários (empresas e governos) uma diretriz sobre os valores volumétricos e energéticos dos recursos e das reservas armazenadas em cavidades salinas. Com os valores calculados podem ser propostas ações para tomadas de decisões visando melhorias, aprimoramento e até mesmo interrupção do projeto a ser realizado.

A metodologia proposta foi testada com dados oriundos da literatura da usina de Huntorf na Alemanha. Os valores encontrados aplicando a metodologia proposta distaram em torno de 10% dos valores reais o que pode ser considerável como um resultado satisfatório em função das aproximações realizadas no seu desenvolvimento. Esse resultado fornece fiabilidade e robustez ao método desenvolvido mostrando assim a sua eficácia na aplicação de casos reais.

Algumas recomendações sugeridas neste estudo serão utilizadas como embasamento para estudos futuros, principalmente aquelas associadas a determinação de valores do potencial de recursos armazenáveis em cavidades salinas no subsolo brasileiro e um estudo de caso com dados reais. Esse levantamento inicial serviria para se ter noção do potencial energético associado ao armazenamento em cavernas salina no Brasil, como foi feito na Europa.

Outra recomendação a ser feita é a adequação e utilização da metodologia proposta em meios porosos como aquíferos salinos e reservatórios depletados de gás natural. Além disso uma das possibilidades a ser verificada é a utilização de reservatórios explorados de petróleo para o armazenamento de água produzida e geração de energia. Em função do grande potencial existente na bacia do Recôncavo e da quantidade de água salina produzida na extração desses reservatórios, pode-se repressurizá-los com essa água e utilizar turbinas movidas a água (eficiência maior que 90%, portanto maior que as turbinas a gás) para gerar energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- ALBAHAR, M.; KAMAL, D.; ALMAYYAN, H.; BORA, A. **Reserve Management System** – Rapid tool for optimizing and tracking the growth hydrocarbon resources & reserves. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 2011, Manama. Bahrein: SPE, 2011.
- ALLEN, R. D.; DOHERTY, T. J. E FOSSUM, A. F. **Geotechnical Issues and Guidelines for Storage of Compressed Air in Excavated Hard Rock Caverns**. Pacific Northwest Laboratory Operated for the U.S. Department of Energy by Battelle Memorial Institute; Washington, 1982.
- ALLINSON, W. G.; CINAR, Y.; NEAL, P. R.; KALDI, J.; PATERSON, L. CO₂ storage capacity—combining geology, engineering and economics. **SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition**. Proceedings of the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 2010. Brisbane, Queensland, Australia: SPE, 2010.
- ALVES, J.; F.; S.; S. **Análise de viabilidade de armazenamento de energia sob a forma de ar comprimido em cavernas subterrâneas**. Dissertação (Mestrado) - Universidade de Évora (EU), 2015.
- AMID, A.; MIGNARD, D.; WILKINSON, M. Seasonal storage of hydrogen in a depleted natural gas reservoir. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 41, n. 12, p. 5549-5558, 2016.
- ANACLETO, M. A. C.; SILVA, C. E. Estimate criteria for Oil & Gas reserves, its economic impacts on the Brazilian Market and a proposal for greater transparency. *In: Anais*, Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2014, Rio de Janeiro. Brasil: IBP, 2014.
- ANH - AGÊNCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. 2014. **Resolución 159**. Disponível em: <http://www.anh.gob.com>. Acesso em: 15 abr. 2015.
- ANM – AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO. **Lavra subterrânea de sal-gema em Maceió – AL**. 2019. Disponível em: <http://www.maceio.al.gov.br/wp-content/uploads/2019/01/pdf/2019/01/lavra-subterr%C3%82nea-de-sal-gema-em-maceio%C3%93-al-anm.pdf>. Acesso em: 05 abr. 2019.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS - 2014. **Resolução ANP Nº 47**, de 3.9.2014 – Disponível em: <http://anp.gov.br>. Acesso em: 12 abr. 2017
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS - 2015. **Resolução ANP Nº 17**, de 23.3.2015 – Disponível em: <http://anp.gov.br>. Acesso em: 12 abr. 2017.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. 2000. **Portaria ANP Nº 100**, de 21.6.2000 – Disponível em: <http://anp.gov.br>. Acesso em: 18 mar. 2018
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Nacional de Petróleo, gás natural e biocombustíveis**, 2016. Disponível em:

http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/Anuario_Estatistico_ANP_2016.pdf. Acesso em: 01 jan. 2017.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. **Plano de Desenvolvimento do Campo de Santana, 2016**. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Santana.pdf Acesso em: 29 mar. 2019.

ARAÚJO, T. L. **Estimativa da temperatura e do saldo de radiação à superfície terrestre em Maceió-AL utilizando imagens TM/LANDSAT 5**. Dissertação (Mestrado) - Universidade de Federal de Alagoas (UFAL), Maceió, 2006.

ARMITAGE, M. G.; POTTS, M. F. A. Some comments on the classification of resources and reserves. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 79, n. 1, p. 11-16, 1994.

ASMUS, H. E.; PORTO, R. Classificação das bacias sedimentares brasileiras segundo a tectônica de placas, *In*: Congresso brasileiro de Geologia, **Anais**, Belém, SBG, v. II, p. 67-90, 1972.

BARBIER, E. Nature and technology of geothermal energy: a review. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 1, n. 1-2, p. 1-69, 1997.

BARNES, F.S.; LEVINE, G.J. **Large Energy Storage Systems Handbook**. CRC Press, New York, USA, 2011.

BARNHART, C. J.; BENSON, S. M. On the importance of reducing the energetic and material demands of electrical energy storage. **Energy & Environmental Science**, v. 6, n. 4, p. 1083-1092, 2013.

BAUER, S.; BEYER, C.; DETHLEFSEN, F.; DIETRICH, P.; DUTTMANN, R.; EBERT, M.; ... RABBEL, W. (2013). Impacts of the use of the geological subsurface for energy storage: an investigation concept. **Environmental earth sciences**, v. 70, n. 8, p. 3935-3943, 2013.

BAUER, S.; DAHMKE, A.; KOLDITZ, O. **Subsurface energy storage: geological storage of renewable energy: capacities, induced effects and implications**. *Environmental Earth Sciences*, p. 695, 2017. Bauer, 76: 695. <https://doi.org/10.1007/s12665-017-7007-9>.

BOEM - BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT – **Informações institucionais**. 2019. Disponível em: <https://www.boem.gov/>. Acesso em: 15 maio 2019.

BOYD, A. D.; PAVEGLIO, T. B. - **Front page or "buried" beneath the fold? Media coverage of carbon capture and storage**. *Public Understanding of Science*, v. 23, n. 4, p. 411-427, 2014.

BP - BRITISH PETROLEUM. 2017. **BP Statistical Review of World Energy June 2017**. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf> Acesso em: 05 set. 2017.

BP - BRITISH PETROLEUM. 2018. **BP Statistical Review of World Energy June 2018**. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2018-full-report.pdf> Acesso em: 13 jul. 201.

BRANCH, C. R. - **Gutting the duck: a CAM analysis of energy storage technologies for California's grid**. Department of Public Policy & Administration, California State University, Sacramento. Dissertação de Mestrado. 2019.

BRASIL. Decreto N° 6.660 de 21 de novembro de 2008. **Regulamenta dispositivos da Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica**. Poder Executivo, Brasília, DF, 24 de nov. 2008.

BRASIL. Decreto-Lei N° 227 de 15 de março de 1967. Estabelece o Código de Minas. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 28 de fev. de 1967.

BRASIL. Lei N° 11.428 de 22 de dezembro de 2006. **Dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica, e dá outras providências**. Poder Executivo, Brasília, DF, 22 de Dez. 2006.

BRASIL. Medida Provisória N° 790 de 25 de julho de 2017. **Altera o Decreto-Lei nº 227, de 28 de fevereiro de 1967 - Código de Mineração, e a Lei nº 6.567, de 24 de setembro de 1978, que dispõe sobre regime especial para exploração e aproveitamento das substâncias minerais que especifica e dá outras providências**. Poder Executivo, Brasília, DF, 25 de jul. 2017.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - **Portaria N° 09 de 23 de janeiro de 2007**. Disponível em:
http://www.mma.gov.br/estruturas/chm/_arquivos/biodiversidade31.pdf. Acesso em: 21 de Jul. 2007. MME, DF, 23 de Jul. 2007.

BRASKEM. **Lavra de Salgema em Maceió**. 2019. Disponível em:
<https://www.braskem.com.br/esclarecimento-alagoas> Acesso em: 30 abr. 2019

BRUNSTING, S.; DE BEST-WALDHOBER, M.; FEENSTRA C. F. J.; MIKUNDA, T. Stakeholder participation practices and onshore CCS: lessons from the Dutch CCS case Barendrecht. **Energy Procedia**, v. 4, p. 6376-6383, 2011.

BUCUSSI, A. A. - **Introdução ao conceito de energia**. Porto Alegre: UFRGS, Instituto de Física, Programa de Pós-Graduação em Ensino de Física, 2007.

BUDT, M.; WOLF, D.; SPAN, R.; AND YAN, J. A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments. **Applied Energy**, v. 170, p. 250-268, 2016.

CÂMARA, G. A. B. **Fatores Condicionantes para o Uso em Larga Escala das Tecnologias de Captura e Armazenamento Geológico de Dióxido de Carbono no Brasil e sua Aplicação no Estado da Bahia**. Tese (Doutorado) – Programa de pós-graduação em Engenharia Industrial (PEI), Universidade Federal da Bahia (UFBA) Salvador, Bahia, Brasil, 2012. Disponível em: <https://repositorio.ufba.br/ri/handle/ri/14059> Acesso em: 25 out. 2018.

CÂMARA, G. A. B.; ROCHA, P. S.; ANDRADE, J. C. S. Status of CCS Technology in Japan and Brazil: A Comparative Analysis. **Journal of Environmental Science and Engineering** 2, p. 155-176, 2013.

CAMARA, R. J. B.; COSTA, G. M. N.; ROCHA, P. S. M. V.; CÂMARA, G. A. B.; ANDRADE, J. C. S. **PRMS (Petroleum Resources Management System) – uma revisão da literatura proposta pelo SPE**. *In: Rio Oil and Gas 2016 Expo and Conference*, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2016.

CAMISANI-CALZOLARI, F. A.; KRIGE, D. J.; DIXON, J. R. The South African code for reporting of mineral resources and mineral reserves and the geostatistical implications involved. *In: Geostats 2000. Cape Town. Proceedings of the 6th International Geostatistics Congress*, p. 807-816, 2000.

CARLEY, S. Energy demand-side management: New perspectives for a new era. **Journal of Policy Analysis and Management**, v. 31, n. 1, p. 6-32, 2012.

CARNEIRO, J. F.; MATOS, C. R.; VAN GESSEL, S. Oportunities for large scale energy storage in geological formations in mainland Portugal. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, 2019.

CARNEIRO, J. F. (jcarneiro@uevora.pt); **Esclarecimento de dúvidas**, 13 de out. 2018, Enviado as 12h45min Mensagem para: Roberto J. B. Câmara (roberto@camaraconsultoria.com.br)

CBRR – COMISSÃO BRASILEIRA DE RECURSOS E RESERVAS - **CBRR guide to statement of exploration results, mineral resources, and reserves**. 2017. Disponível em: <http://www.cbrr.org.br>. Acesso em: 28 mar. 2018.

CBRR – COMISSÃO BRASILEIRA DE RECURSOS E RESERVAS – **Lançamento oficial: credibilidade e fomento**. 2016. Disponível em http://cbrr.org.br/wp-content/uploads/2017/11/Lancamento_Oficial_da_CBRR_-Felipe_Alves.pdf Acesso em: 21 de mai. 2019.

CCOP – COORDINATING COMMITTEE FOR GEOCIENCE PROGRAMMES IN EAST AND SOUTHEAST ASIA. **Chinese Classifications for Petroleum Resources/Reserves**. Disponível em: <http://www.ccop.or.th/ppm/document/CHWS2/CHWS2DOC04.pdf>. Acesso em: 01 fev. 2015.

CE – COMUNIDADE EUROPEIA. **Country Energy Storage Evaluation**. 2017 Disponível em: <http://www.estmap.eu>. Acesso em: 15 jul. 2017.

CE – COMUNIDADE EUROPEIA. **The 2015 international climate change agreement: shaping international climate policy beyond 2020**. Comunidade Européia, Bélgica, Bruxelas, Mar – 2013.

CEC - CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. **Technical Feasibility of Compressed Air Energy Storage Using a Porous Rock Reservoir**. 2018. Disponível em: <https://www.energy.ca.gov/2018publications/CEC-500-2018-029/CEC-500-2018-029.pdf> Acesso em: 29 de jan. 2019.

CEDIGAZ. **Underground gas storage in the world: 2018 status**. 2018. Disponível em: https://www.cedigaz.org/wp-content/uploads/woocommerce_uploads/the-impact-of-new-marine-emissions-regulations-on-the-Ing-markeT.pdf. Acesso em: 24 maio 2019.

CHEN, H.; CONG, T. N.; YANG, W.; TAN, C.; LI, Y.; DING, Y. Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in natural Science**, v. 19, n. 3, p. 291-312, 2009.

CIM – CANADIAN INSTITUTE OF MINING. **NI 43-101**, 2005. Disponível em: <https://www.cim.org/> Acesso em: 07 de mai. 2019.

CNH - COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. **Informações Institucionais**. Disponível em: <http://www.cnh.gob.mx/Default.aspx>. Acesso em: 12 nov. 2014.

CNLOPB – CANADIAN NEWFOUNDLAND & LABRADOR OFFSHORE PETROLEUM BOARD. **Joint Guidelines Regarding Applications for Significant or Commercial Discovery Declarations and Amendments**. Disponível em: <https://www.cnlopb.ca/>. Acesso em: 02 maio 2015.

COLL, C.; ELLIOT, S. **Probabilistic and deterministic methods: Applicability in unconventional reservoirs**. EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec, 2013, Londres. Inglaterra: SPE, 2013.

CONFORT, M.J.F.; MACULAN, B.D.; MOTHÉ, C.G. Levantamento das Principais Formas de Estocagem Subterrânea de Gás Natural no Mundo. **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006**, Brazilian Institute for Petroleum and Gas (IBP).

Costa, O. G. P. D. **Análise da adequação orçamentária e financeira da Medida Provisória nº 790, de 25 de julho de 2017**. Disponível em: <http://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/531621/MP%20790-2017%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20n%C2%BA%2034-2017.pdf?sequence=1>. Acesso em: 21 maio 2019

CPRM – SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. **Estudos sobre a instabilidade do terreno nos bairros Pinheiro, Mutange e Bebedouro, Maceió (AL): ação emergencial no bairro Pinheiro**. 2019b. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/imprensa/pdf/relatoriosintese.pdf> Acesso em: 13 maio 2019.

CPRM – SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. **Levantamento das Feições de Instabilidade do Terreno no Bairro Pinheiro, Maceió-AL**, 2019a, Relatório Técnico 02. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Prevencao-de-Desastres-Naturais/Acao-Emergencial-no-Bairro-Pinheiro-%28Maceio%2C-AL%29-5344.html>. Acesso em: 08 abr. 2019.

CRIRSCO - COMMITTEE FOR MINERAL RESERVES INTERNATIONAL REPORTING STANDARDS. **International reporting template: for the public reporting of exploration results, mineral resources and mineral reserves**. 2013. Disponível em: http://www.crirSCO.com/templates/international_reporting_template_november_2013.pdf. Acesso em: 18 abr. 2018.

CROTOGINO, F.; DONADEI, S.; BÜNGER, U.; LANDINGER, H. Large-scale hydrogen underground storage for securing future energy supplies. *In: 18th World hydrogen energy conference*, v. 78, p. 37-45, 2010.

CROTOGINO, F.; MOHMEYER, K.; SCHARF, R. **Huntorf CAES: More than 20 years of successful operation**. Orlando, Florida, USA, 2001.

CUCHIERATO, G. **Declaração de Recursos e Reservas Minerais. Parte 1.** 2017. Disponível em: <https://geokrigagem.com.br/declaracao-de-recursos-e-reservas-parte-1/>. Acesso em: 17 abr. 2018.

DAZA, E. F. B. **Setor elétrico brasileiro: Uma Visão Regulatória e Econômica das Principais Empresas do setor Pré MP 579.** Simplissimo Livros Ltda.; 2019.

DECOURT, B.; DEBARRE, R. **Electricity storage:** Factbook. Schlumberger Business Consulting Energy Institute, Paris, França, 2013.

DELMASTRO, C.; LAVAGNO, E.; SCHRANZ, L. Energy and Underground. **Tunnelling and Underground Space Technology**, v. 55, p. 96-102, 2016.

DINO, R.; LE GALLO, Y. CCS project in Recôncavo Basin. **Energy Procedia**. v.1, n.1, p. 2005 – 2011, 2009.

DIRMOSER, D. - **Energy Security:** New Shortages, the Revival of Resource Nationalism and the Outlook for Multilateral Approaches. Friedrich-Ebert-Stiftung, Department for Development Policy, 2007.

DOE – UNITED STATE DEPARTMENT OF ENERGY – **Draft environmental assessment for the pacific gas and electric company (PG&E) compressed air energy storage (CAES).** 2013. Disponível em: <https://www.energy.gov/nepa/ea-1752-pacific-gas-electric-company-pge-compressed-air-energy-storage-caes-compression-testing>. Acesso em: 26 jan. 2019.

DOE – UNITED STATE DEPARTMENT OF ENERGY. **Global Energy Storage Database.** 2018. Disponível em: <http://www.energystorageexchange.org/> Acesso em: 23 nov. 2018.

EASE – EUROPE ENERGY ASSOCIATION FOR STORAGE OF ENERGY - **Study on storage demandRep.**; 13 p.; Bruxelas, Bélgica, 2018. Disponível em: <http://www.ease-storage.eu/event/energy-storage-2019/>. Acesso em: 03 mar. 2018.

EIA - THE UNITED STATE ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – U. S. **Natural gas underground storage** – total. 2018. Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n5420us2m.html>. Acesso em: 28 maio 2018.

ENERG – EUROPEAN NETWORK FOR RESEARCH IN GEO-ENERGY - **The Role of the underground for massive storage of electric energy.** Geo Energy, v. 29, n. 4, 2014. Disponível em: <http://www.energnet.eu/system/files/newsletter/newsletter-29.pdf>. Acesso em: 07 mar. 2019.

EVANS, D. J. - **An appraisal of underground gas storage technologies and incidents, for the development of risk assessment methodology.** Health and safety Executive Report (HSE). Prepared by the British Geological Survey for the Health and Safety Executive 2008

FERREIRA, D. F. (Coord.). **Produção de petróleo e gás em campos marginais: Um nascente mercado no Brasil.** Ed. Komedi, 2009, Campinas.

FLORENCIO, C. P. **A mineração de evaporitos.** In: Sal-Geologia e Tectônica, Exemplos nas Bacias Brasileiras, p. 406-415, 2009.

FLORENCIO, C. P. **Geologia dos evaporitos Paripueira na porção alagoana da Bacia de Sergipe**. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo, 1996.

FRAILEY, S. M.; FINLEY, R.J. Classification of CO₂ geologic storage: resource and capacity. **Energy Proceed**, v. 1, p. 2623–2630, 2009.

FRAILEY, S. M.; TUCKER, O.; KOPERNA, G. J. The Genesis of the CO₂ Storage Resources Management System (SRMS). **Energy Procedia**, v. 114, p. 4262–4269, 2017.

FROES, H. M.; GRAMACHO S.; CÂMARA, G. A. B.; ROCHA, P. S. M. V. **Candidate Selection for Oil Field Recovery Methods for Application of CO₂ in bowl Recôncavo Miscible injection**. In: Brazilian Congress of CO₂ in Oil and Gas. Rio de Janeiro, 2015.

GALLO, A. B.; SIMÕES-MOREIRA, J. R.; COSTA, H. K. M.; SANTOS, M. M.; SANTOS, E. M. **Energy storage in the energy transition context: A technology review**. 2016. *Renewable and Sustainable Energy Reviews Journal*, Elsevier, Disponível em: www.elsevier.com/locate/rser. Acesso em: 23 maio 2017.

GCCSI - GLOBAL CARBON CAPTURE STORAGE INSTITUTE - **The global status of CCS: 2016 summary report**. Australia, 2016.

GORAIEB, C. L. (coord.), IYOMASA, W. S.; APPI, C.J. **Estocagem subterrânea de gás natural: tecnologia para suporte ao crescimento do setor de gás natural no Brasil**. IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo, 2005.

GORECKI, C. D.; HOLUBNYAK, Y.; AYASH, S.; BREMER, J. M.; SORENSEN, J. A.; STEADMAN, E. N.; & HARJU, J. A. **A New Classification System for Evaluating CO₂ Storage Resource/Capacity Estimates**. SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization, San Diego, California, USA, 2009.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced Oil Recovery**, SPE Textbook Series, v. 6, Society of Petroleum Engineers, 1998.

HA-DUONG, M.; NADAÏ, A.; CAMPOS, A. S. A survey on the public perception of CCS in France. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 3, n. 5, p. 633-640, 2009.

HATIMONDI, S. A.; MUSSE, A. P. S.; MELO, C. L.; DINO, R.; MOREIRA, A. D. C. A.; **Initiatives in carbon capture and storage at PETROBRAS Research and Development Center**. *Energy Procedia*, 4, 6099–6103, 2011.

HOWELL, R.; SHACKLEY, S.; MABON, L.; ASHWORTH, P.; JEANNERET, T. - **Engaging the public with low-carbon energy technologies: Results from a Scottish large group process**. *Energy Policy*, v. 66, p. 496-506, 2014.

ICLG – INTERNATIONAL COMPARATIVE LEGAL GUIDES. **Oil & Gas Regulations – Venezuela**. Disponível em: <https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/venezuela> Acesso em: 23 maio 2015.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - **Hydrogen production and storage—R&D priorities and gaps**. 2006. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/hydrogen.pdf> Acesso em: 08 mar. 2019.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy storage technology roadmap Report**. 64 p.; Paris, França, 2014.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Large Industrial Users of Energy Biomass**. 2013. Disponível em: <http://task40.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/09/t40-large-industrial-biomass-users.pdf>. Acesso em: 01 set. 2018.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Legal Aspects of Storing CO₂ – Update and Recommendations**. 2007. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/legal_aspects.pdf Acesso em: 14 de set. 2018.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Tracking Clean Energy Progress 2017**. Disponível em: <https://www.iea.org/etp/tracking2017/>. Acesso em: 25 ago. 2018.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook**. 2009. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2009.pdf> Acesso em: 14 set. 2018.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook**. 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2018.pdf>. Acesso em: 14 jun. 2019.

IEAGHG - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY GREENHOUSE GAS R&D PROGRAMME. **Development of storage coefficients for CO₂ storage in deep saline formations, Report no. 2009/13**. Cheltenham; 2009 Nov 17. Disponível em: <http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/96126/development-storage-coefficients-co2-storage-deep-salineformations-technical-study.pdf> Acesso em: 25 out. 2018.

IFC - INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION. **Energy Storage Trends and Opportunities in Emerging Markets**, Inc.: Boulder, CO, USA, 2017.

INT - INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGIA e MCTIC - MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES. **Sistemas de Armazenamento de Energia**, Tecnologia, Regulação e Políticas Públicas. Rio de Janeiro: INT, 2017.

ITALIANA, F. W. **Operating flexibility of power plants with CCS**. IEAGHG Report, 2012. Disponível em: <https://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/104631/operating-flexibility-power-plants-ccs.pdf>. Acesso em: 24 maio 2016.

JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M.; FERREIRA, D. **Introdução à exploração e produção de hidrocarbonetos**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

JORC - AUSTRALASIAN CODE FOR REPORTING OF EXPLORATION RESULTS, MINERAL RESOURCES AND ORE RESERVES. **Normas da Australásia para Preparação de Relatórios de Recursos Minerais e de Reservas de Minério**, 1999. Disponível em: http://www.jorc.org/docs/historical_documents/jorc_portuguese.pdf. Acesso em: 07 maio 2019.

KABUTH, A.; DAHMKE, A.; BEYER, B.; BILKE, L.; DETHLEFSEN, F.; DIETRICH, P.; DUTTMANN, R.; EBERT, M.; FEESER, V.; GÖRKE, U.; KÖBER, R.; RABELL, W.; SCHANZ, T.; SCHÄFER, D.; WÜRDEMAN, H.; BAUER, S. Energy storage in the geological subsurface: dimensioning, risk analysis and spatial planning: the ANGUS+ project. **Environmental Earth Sciences**, n. 76, p. 23, 2017.

KAISER, F. **Steady State Analyse of existing Compressed Air Energy Storage Plants**. Power and Energy Student Summit (PESS). Dortmund, Alemanha, 2015.

KALDI, J. G.; GIBSON-POOLE, C.M. **Storage capacity estimation, site selection and characterization for CO₂ storage projects, CO₂CRC Report No. RPT08-1001**. Canberra: Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies; Fev. 2008 Disponível em: http://www.egcfe.ewg.apec.org/projects/EWG052010A/References/Storage%20capacity_CO2CRC.pdf Acesso em: 17 de nov. 2018.

KIM, Y. M.; LEE, J. H.; KIM, S. J.; FAVRAT, D. Potential and evolution of compressed air energy storage: energy and exergy analyses. **Entropy**, v. 14, n. 8, p. 1501-1521, 2012.

LEE, W. J.; PUREWAL, S.; HARRELL, D. R. New guidelines document assists with PRMS application. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 2012, San Antônio. EUA: 2012.

LINO, U. R. Case history of breaking a paradigm: Improvement of an immiscible gas injection project in Buracica field by water injection at the gas/oil contact. **SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**. Society of Petroleum Engineers, 2005, Rio de Janeiro, Brazil. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/94978-MS> Acesso: 14 maio 2018.

LIU, C. T.; HSIEH, B. Z.; TSENG, C. C.; LIN, Z. S. Modified classification system for estimating the CO₂ storage capacity of saline formations. **International Journal Greenhouse Gas Control**, n. 22, p. 244–255, 2014a.

LIU, W.; LIU, L.; ZHOU, L.; HUANG, J.; ZHANG, Y.; XU, G.; YANG, Y. Analysis and optimization of a compressed air energy storage—combined cycle system. **Entropy**, v. 16, n. 6, p. 3103-3120, 2014b.

LOCK, E. F.; HOADLEY, K. A.; MARRON, J. S.; NOBEL, A. B. Joint and individual variation explained (JIVE) for integrated analysis of multiple data types. **The annals of applied statistics**, v. 7, n. 1, p. 523, 2013.

LORD, A. S.; KOBOS, P. H.; BORNS, D. J. - **Geologic Storage of Hydrogen**. Disponível em: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review09/pd_33_sniderlord.pdf. Acesso em: 08 mar. 2019.

LOU, X.; WANG, J. **Overview of current development on compressed air energy storage**: Technical Report. Coventry: Escola de Engenharia da Universidade de Warwick (Reino Unido), 2013.

LUO, X.; WANG, J.; DOONER, M.; CLARKE, J.; KRUPKE, C. Overview of current development in compressed air energy storage technology. International Conference on Sustainability in Energy and Buildings, Set.; 2014. **Energy Procedia** v. 62, p 603-611. Disponível em <http://www.sciencedirect.com>. Acesso em: 8 de set. 2018.

MATOS, C. R.; CARNEIRO, J. F.; SILVA, P. P. Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification, **Journal of Energy Storage**, v. 21, p. 241-258, 2019.

MATOS, C.; SILVA, P.P.; CARNEIRO, J.F.; 2015. Revisiting Compressed Air Energy Storage. **2nd International Meeting on Energy and Environmental Economics**, Aveiro, Portugal, 2015.

MCMICHAEL, C. **The SPE/WPC Reserve Definitions**: The impact on past and future reserve evaluations. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, 1997, Dallas. EUA: SPE, 1997. p. 185-192.

MEEHL, G.A.; STOCKER, T. F.; COLLINS, W. D.; FRIEDLINGSTEIN, P.; GAYE, T.; GREGORY, J. M.; KITO, A.; KNUTTI, R.; MURPHY, J. M.; NODA, A.; RAPER, S. C. B.; WATTERSON, I. G.; WEAVER, A. J.; ZHAO, Z. C. - **Climate Change 2007**: the physical science basis. contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, 2007.

MELO, P. R. C. D.; CARVALHO, R. S. D.; PINTO, D. D. C. (2008). **Halita**. CETEM/MCTI. Disponível em: http://mineralis.cetem.gov.br/bitstream/cetem/1114/1/25._HALITA_Revisado.pdf. Acesso em: 18 fev. 2019.

MÉXICO - ESTADOS UNIDOS MEXICANOS. Resolución CNH.08.001/12 por la que se modifica la Resolución CNH.07.001/10 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones realizadas por terceros independientes. **DOF: 02/11/2012**. Disponível em: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5276443&fecha=02/11/2012. Acesso em: 12 nov. 2014.

MICHINEL, J. L. M.; D´ALESSANDRO, A. M. **El concepto de energía en los libros de textos**: de las concepciones previas a la propuesta de un nuevo sublenguaje. Enseñanza de las Ciencias, Barcelona, Espanha, v. 12, n. 3, p. 369-380, 1994.

MOHRIAK, W.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. Sal: Geologia e Tectônica; Exemplos nas Bacias Brasileiras. **Terrae Didática**, v.4, n.1, p. 90-91, 2009.

MOULI-CASTILLO, J.; WILKINSON, M.; MIGNARD, D.; MCDERMOTT, C.; HASZELDINE, R. S.; SHIPTON, Z. K. Inter-seasonal compressed-air energy storage using saline aquifers. 2019. **Nature Energy**. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0311-0> Acesso em: 29 jan. 2019.

NEB – NATIONAL ENERGY BOARD. **Petroleum reserves**. Disponível em: <https://www.neb-one.gc.ca/index-eng.html> Acesso em: 12 de abr. 2015.

NETL - NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY. **Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery** (2010) Disponível em: http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/publications/EP/CO2_EOR_Primer.pdf). Acesso em: 25 jul. 2018.

NETTO, A. L.; CÂMARA, G. A. B.; ANDRADE, J. C. S.; ROCHA, P. S. M. V. Project CO₂ Capture and Storage: A view of the public perception. *In: Rio Oil & Gas*. Rio de Janeiro, 2016.

NOVATEK – **Classification of Reserves**. Disponível em: <http://www.novatek.ru/en/press/reserves/>. Acesso em: 30 abr. 2015

NPD - NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. **Guidelines to classification of the petroleum resources on the norwegian continental shelf**. Disponível em: https://folk.uio.no/hanakrem/svalex/Misc/Resource_classification_English.pdf. Acesso em: 25 abr. 2015.

NUNES, P. D. V. C. **Potencial de Armazenamento Subterrâneo em Cavidades Salinas de Gás Natural em Portugal**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Técnica de Lisboa (UTL), Lisboa, PT, 2010.

OLDENBURG, C. M. Carbon dioxide as cushion gas for natural gas storage. **Energy & Fuels**, v. 17, n. 1, p. 240-246, 2013.

OLDENBURG, C. M.; PAN, L. Utilization of CO₂ as cushion gas for porous media compressed air energy storage. **Greenhouse Gases: Science and Technology**, v. 3, n. 2, p. 124-135, 2013.

OLIVEIRA, M. J.; VECCHIA, F. **A controvérsia das mudanças climáticas e do aquecimento global antropogênico: consenso científico ou interesse político**. Fórum Ambiental da Alta Paulista, v. 5, p. 946-962, 2009.

OZARSLAN, A. Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 37, n. 19, p. 14265-14277, 2012.

PAKSOY, H. **Thermal energy storage**. IEA Energy Storage Technology Roadmap Stakeholder Engagement Workshop, Paris, France, fev. 2013.

PARAGUASSÚ, M. M. **Proposta de Metodologia Qualitativa para Avaliação de Riscos no Armazenamento Geológico de CO₂**: Um Estudo de Caso Ilustrativo do Campo Fazenda Mamoeiro na Bacia do Recôncavo. Dissertação de Mestrado - Programa de pós-graduação em Engenharia Industrial (PEI), Universidade Federal da Bahia (UFBA) Salvador, Bahia, Brasil, 2012. Disponível em: <https://repositorio.ufba.br/ri/handle/ri/13139> Acesso em: 23 out. 2018.

PARAGUASSÚ, M. M.; CÂMARA, G. A. B.; ROCHA, P. S. M. V.; ANDRADE, J. C. S. Qualitative risk assessment for using a mature oil field as a pilot experiment of CO₂ geological storage in Brazil. **J. Environmental Technology and Management**, vol. 16, n.º. 5/6, p. 451-466, 2013.

PELLOW, M. A.; EMMOTT, C. J.; BARNHART, C. J.; BENSON, S. M. Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis. **Energy & Environmental Science**, v. 8, n. 7, p. 1938-1952, 2015.

PEYRET, H. **A batalha pela energia**. Difusão Européia do Livro, São Paulo, SP, 1961.

PONTES, C.; CASTRO, F. C. C.; RODRIGUES, J. J. G.; ALVES, R. R. P.; CASTELLANI, R. T.; SANTOS, S. F.; MONIS, M. B. **Reconhecimento tectônico e estratigráfico da Bacia**

Sergipe-Alagoas em águas profundas. *In:* 2nd International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 1991.

PRIOR, T.; GIURCO, D.; MUDD, G.; MASON, L.; BEHRISCH, J. Resource depletion, peak minerals and the implications for sustainable resource management. **Global Environmental Change**, v. 22, n. 3, p. 577-587, 2012.

RIESCH, H.; OLTRA, C.; LIS, A.; UPHAM, P.; POL, M. Internet-based public debate of CCS: lessons from online focus groups in Poland and Spain. **Energy policy**, v. 56, p. 693-702, 2013.

RODOSTA, T. D.; LITYNSKI, J. T.; PLASYNSKI, S. I.; HICKMAN, T. S.; FRAILEY, S. M.; MYER, L. U.S. Department of Energy's site screening, site selection, and initial characterization for storage of CO₂ in deep geological formations. **Energy Proceed**, 2011; 4: 4664-4671.

RODRIGUES, E. M. G.; GODINA, R.; SANTOS, S. F.; BIZUAYEHU, A. W.; CONTRERAS, J.; CATALÃO, J. P. S. Energy storage systems supporting increased penetration of renewables in islanded systems, **Energy**, v. 75, p. 265-280, 2014.

RODRÍGUEZ-PADILLA, V. Sistema de estimación, certificación y aprobación de reservas de hidrocarburos en México; análisis de desempeño. **Ingeniería Investigación y Tecnología**, v. 14, n. 3 p. 451-460, Jul.-Set. 2013.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

ROSENBERG, D. M.; BODALY, R. A.; USHER, P. J. Environmental and social impacts of large scale hydroelectric development: who is listening? **Global Environmental Change**, v. 5, n. 2, p. 127-148, 1995.

ROSS, J. G. **The philosophy of reserve estimation**. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas. EUA, p. 211-217, 1997.

ROVILLAIN, J. C.; SZILÁGYI, I. Managing reserves and resources: Efficiently overseeing a company's petroleum reserves and assets requires technical as well and economic and financial expertise. **Oil & Gas Financial journal**, S. Sheridan, n. 6, p. 42-45, jun. 2014.

SANTANA, M. L. A. **Methodology for technical and economic evaluation of the use of CO₂ coming from industrial plants for rejuvenation of mature fields**. Dissertação (Mestrado), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, UFBA, Salvador, Brasil, 2017.

SANTOS, A. B.; CÂMARA, G. A. B.; ANDRADE, J. C. O.; ROCHA, P. S. M. V. Análise do arcabouço legal brasileiro para o uso em larga escala das tecnologias de ccs. *In:* **3th Brazilian Congress on CO₂, in the Oil, Gas and Biofuels Industries**. Rio de Janeiro, Brasil, abr. 2015.

SANTOS, A.; SILVA, B.; PERLOTTI, E.; COSTA, H. K. de M.; DOMINGUES, J. C. de A.; DOS SANTOS, M. M.; DOS SANTOS, E. M. (Coord.). **Petróleo & Gás Natural: Como produzir e a que custo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

SCIACOVELLI, A.; LI, Y.; CHEN, H.; WU, Y.; WANG, J.; GARVEY, S.; & DING, Y. - Dynamic simulation of Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES) plant with integrated thermal storage: Link between components performance and plant performance. **Applied energy**, n. 185, p. 16-28, 2017.

SEC - SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION. **Industry Guides**, 1981. Disponível em: <https://www.sec.gov/about/forms/industryguides.pdf>. Acesso em: 07 maio 2019.

SEC - SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION. **Informações institucionais**. Disponível em: <http://www.sec.gov/>. Acesso em: 10 nov. 2014.

SEC - SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION. **Modernization of Oil and Gas reporting**: 17 CFR. Parts 210, 211, 229, and 249. Washington, Federal Register, 2009.

SHARP, J. D.; JACCARD, M. K.; KEITH, D. W. Anticipating public attitudes toward underground CO₂ storage. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 3, n. 5, p. 641-651, 2009.

SILVA, A. L.; CÂMARA, G. A. B.; ROCHA, W. R.; CÂMARA, R. J. B.; ROCHA, P. S. M.V.; ANDRADE, J. C. Análise das características dos campos pré-selecionados na bacia do recôncavo para projetos de injeção de CO₂ e possíveis impactos: uma visão de campo. *In: 9º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*, Maceió, Alagoas, Brasil. 09 a 11 de Nov. 2017.

SILVA, A.; C. **Tecnologias da indústria de petróleo aplicada a lavra de sais evaporíticos**. 2011, 60 f. Monografia (Especialização) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2011.

SÖDERSTRÖM, F. **Energy storage technology comparison from a Swedish perspective**. 2016. Disponível em: <http://www.diva-portal.org> Acesso em: 06 de fev. 2019.

SOLBES, J.; TARÍN, F. **Algunas dificultades en torno a la conservación de la energía**. Enseñanza de las Ciencias, Barcelona, Espanha, v. 16, n. 3, p. 387-397, 1998.

SPE - SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEER. **Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook** Disponível em: https://www.spe.org/canada/pages/general/canadian_pubs.php Acesso em: 11 fev. 2015.

SPE - SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEER. **CO₂ Storage Resources Management System (SRMS)**. 2018b. Disponível em <http://www.spe.org> Acesso em: 15 dez. 2018.

SPE - SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEER. **Petroleum Resources Management System (PRMS)**. 2018a. Disponível em <http://www.spe.org> Acesso em: 18 dez. 2018.

STYRING, P.; JANSEN, D.; CONINCK, H.; REITH, H.; ARMSTRONG, K. **Carbon Capture and Utilisation in the Green Economy**. Centre for Low Carbon Futures, 2011. Disponível em: <http://co2chem.co.uk/wpcontent/uploads/2012/06/CCU%20in%20the%20green%20economy%20report.pdf> Acesso em: 26 set. 2018.

SUCCAR, S.; WILLIAMS, R. H. **Compressed air energy storage: Theory, resources, and applications for wind power**. Princeton Environmental Institute, Princeton University, Princeton, USA, 2008.

SYKES, J. P.; TRENCH, A. **Finding the copper mine of the 21st century: conceptual exploration targeting for hypothetical copper reserves**. Society of Economic Geologists Special Publication, v. 18, p. 273-300, 2014.

TABER, J. J.; MARTIN, F.D. **Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, California, 1983.

TALLINI, A.; VALLATI, A.; CEDOLA, L. **Applications of micro-CAES systems: energy and economic analysis**. Energy Procedia, n. 82, p. 797-804, 2015.

TEIXEIRA, A. A.; SALDANHA, L. A. R.; DA SILVA MAIA, A.; FERNANDES, G. **Bacia salífera aptiana de Sergipe-Alagoas: ocorrências de sais solúveis**. Bol. Tec. Petrobras, v. 11, n. 2, p. 221-230, 1968.

TEK, M. . **Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability**, PennWell Publishing Co.; Oklahoma, USA, p. 3, 1996.

TERWEL, B. W.; HARINCK, F.; ELLEMERS, N.; DAAMEN, D. D.; DE BEST-WALDHOBER, M. **Trust as predictor of public acceptance of CCS**. Energy Procedia, v. 1, n. 1, p. 4613-4616, 2009.

THOMAZ, J. E. (Org.); TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C. A.; VEROTTI FILHO, C.; XAVIER, J. A. D.; MACHADO, J. C. V.; DE SOUZA FILHO, J. E.; de PAULA, J. L.; DE ROSSI, N. C. M.; PITOMBO, N. E. S.; DE GOUVEA, P. C. V.; CARVALHO, R. de S.; BARRAGAN, R. V. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TUM – TECHNICAL UNIVERSITY OF MUNICH (2017). **Power-to-Gas: Chemical storage of excess power**. Disponível em <https://www.ens.ei.tum.de/en/research/projects/finished-projects/p2g/> Acesso em: 21 dez. 2018.

UE – UNIÃO EUROPÉIA **Technical information on Projects of Common Interest**. Bruxelas: European Commission. p. 62, 2018.

UE – UNIÃO EUROPÉIA **The future role and challenges of Energy Storage**. Comissão de Energia, Bruxelas, p. 36, 2013.

UNECE - UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE. **Initial Draft Specifications for the application of the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 to Anthropogenic Resources**. 2013. Disponível em: https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/unfc_egrc/egrc8_apr_2017/EGRC.8.2017.INF.7e.pdf. Acesso em: 18 abr. 2018.

UNFCCC - UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **Adoption of the Paris Agreement – Proposal by the President**. Relatório, 31 p, Paris, França, 2015.

UNFCCC - UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. **Report of the Conference of the Parties on its sixteenth session, held in Cancun from 29 November to 10 December 2010.** Disponível em: <https://unfccc.int/resource/docs/2010/cop16/eng/07a01.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2017.

UPHAM, P.; ROBERTS, T. **Public perceptions of CCS in context: results of Near CO₂ focus groups in the UK, Belgium, the Netherlands, Germany, Spain and Poland.** *Energy Procedia*, v. 4, p. 6338-6344, 2011.

VAN GESSEL, S. **ESTMAP- D3.05: Country Energy Storage Evaluation.** Relatório, 190 p.; Amsterdam, Holanda, 2017.

VENKATARAMANI, G.; PARANKUSAM, P.; RAMALINGAM, V.; WANG, J. A review on compressed air energy storage: A pathway for smart grid and polygeneration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 62, p. 895-907, 2016.

WALLQUIST, L.; VISSCHERS, V. H. M.; SIEGRIST, M. Lay concepts on CCS deployment in Switzerland based on qualitative interviews. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 3, n. 5, p. 652-657, 2009.

WARREN, J. K. **Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons.** Springer Berlin Heidelberg, 1.ed. p. 1052, Berlin, Alemanha, 2006.

WILSON, M. **A energia.** Rio de Janeiro, Ed. José Olympio, 1968.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 569-596, 2015.

ZIEGER, R. H. Herbert Hoover, the Wage-earner, and the “New Economic System,” 1919–1929. **Business History Review**, v. 51, n. 2, p. 161-189, 1977.

UFBA
UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

Rua Aristides Novis, 02, 6º andar, Federação, Salvador BA

CEP: 40.210-630

Telefone: (71) 3283-9800

E-mail: pei@ufba.br

Home page: <http://www.pei.ufba.br>

