

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
COMPUTAÇÃO – SEL

ÉRICA ALVES PEREIRA

**UM ESTUDO INVESTIGATIVO DA UTILIZAÇÃO DO DIÓXIDO  
DE CARBONO NA GERAÇÃO DE ENERGIA**

São Carlos

2017



**ÉRICA ALVES PEREIRA**

**UM ESTUDO INVESTIGATIVO DA UTILIZAÇÃO DO DIÓXIDO  
DE CARBONO NA GERAÇÃO DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Escola de Engenharia de São Carlos, da  
Universidade de São Paulo.

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em  
Sistemas de Energia e Automação.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Mário Oleskovicz

São Carlos

2017

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,  
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS  
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

P436u      Pereira, Erica Alves  
Um estudo investigativo da utilização do dióxido de  
carbono na geração de energia / Erica Alves Pereira;  
orientador Mário Oleskovicz. São Carlos, 2017.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com  
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de  
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,  
2017.

1. Captura e armazenamento de dióxido de carbono.  
2. CO2. 3. Energia geotérmica. 4. Energia renovável. 5.  
Potenciais reservatórios. I. Título.

# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Érica Alves Pereira

Título: “Um estudo investigativo da utilização do dióxido de carbono na geração de energia”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 31 / 10 / 2017,

com NOTA 7,5 (sete, cinco), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado Mário Oleskovicz - Orientador - SEL/EESC/USP*

*Mestre Carlos Henrique Beuter - Doutorando - SEL/EESC/USP*

*Dr. Jáder Fernando Dias Breda - SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:  
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino



*Dedico este trabalho aos meus pais e ao meu avô, que acreditaram em minha capacidade, até em momentos que eu duvidei. Obrigada pelo amor e apoio incondicional.*



## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço aos meus pais, meu avô e minha tia que para mim são fontes de inspiração e amor incondicional, e que torceram e me apoiaram não só ao longo dos anos de graduação, mas sim durante toda a minha vida.

Agradeço aos amigos que encontrei ao longo do caminho, e que levarei para a vida. Em especial à Maya, Gabi, Mari, Daniel, Bruno e Gustavo que foram minha segunda família durante os anos em São Carlos. Também agradeço ao Badiale, Maristela, Helena, Luana e Diana, que me apoiaram não só durante os momentos de alegria, mas, principalmente, nos momentos de tristeza, em que eu mais precisei durante esse último ano. Sem vocês seria tudo mais difícil.

Sou muito grata também ao professor e orientador Mário Oleskovicz, por todo seu zelo, paciência, tempo e conhecimento dedicados não só na realização deste trabalho como também nas outras oportunidades que tive de trabalhar com ele, seja na sala de aula ou em laboratório. Ficará como exemplo para mim de professor e profissional dedicado.

Por fim, encerro agradecendo pela oportunidade de ter estudado em uma universidade da qualidade da USP, que muito mais do que o conhecimento adquirido ao longo das disciplinas cursadas na graduação foi fonte de crescimento e amadurecimento pessoal muito grande. Espero, genuinamente, ser capaz de retribuir à sociedade essa oportunidade única de alguma maneira que melhore e agregue no bem-estar social da população.



## RESUMO

PEREIRA, Érica Alves. **Um Estudo Investigativo da Utilização do Dióxido de Carbono na Geração de Energia**. 2017. 80f. Trabalho de Conclusão de Curso. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

Este Trabalho de Conclusão de Curso tem como objetivo apresentar um estudo investigativo sobre a possibilidade de se utilizar a tecnologia de captura e armazenamento do dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) (do inglês *Carbon Capture and Storage – CCS*) para a geração de energia, empregando-o como fluido de trabalho em usinas geotérmicas. Neste documento, alguns princípios básicos sobre o CCS serão apresentados, para a compreensão da utilização da tecnologia e noção das etapas envolvidas no processo de captura e armazenamento do dióxido de carbono. Também será apresentado um sucinto panorama mundial sobre a utilização de usinas geotérmicas, pelo qual serão apresentadas as comparações referentes à utilização do CO<sub>2</sub> como fluido de trabalho, operando em um sistema multifluido. As comparações farão referência às vantagens que o uso do CO<sub>2</sub> em seu estado supercrítico possui quando comparado à água, relacionando aspectos como a eficiência do fluido na exploração de recursos geotérmicos com temperaturas menores, bem como a redução nos custos de implantação devido à possibilidade de reduzir a utilização de bombas para a circulação do fluido. Por fim, será apresentado um levantamento sobre os estudos realizados sobre o mapeamento de recursos geotérmicos e potenciais reservatórios para o armazenamento de CO<sub>2</sub> na Bacia do Paraná, vislumbrando possíveis oportunidades para a utilização do dióxido de carbono na geração de energia em âmbito nacional. Há indicação da existência de recursos geotérmicos com temperaturas propícias para a geração de energia a profundidades de 3 a 5 km e potenciais reservatórios na região da Bacia do Paraná e, além disso, a presença de duas formações sedimentares, Rio Bonito e Furnas, que tem alto potencial para armazenamento de CO<sub>2</sub> devido a suas características físicas.

**Palavras-chave:** Captura e armazenamento de dióxido de carbono. CO<sub>2</sub>. Energia geotérmica. Energia renovável. Potenciais reservatórios.



## ABSTRACT

PEREIRA, Érica Alves. **An Investigative Study of the Carbon Dioxide Use in the Power Generation.** 2017. 80p. Term paper. São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2017.

This Term Paper aims to present an investigative study on the possibility of using Carbon Capture and Storage (CCS) technology for energy generation through the carbon dioxide, CO<sub>2</sub>, employment as working fluid in geothermal plants. In this document, some basic CCS principles will be presented in order to allow an understanding of the technology and a notion of the steps involved in the carbon capture and storage process. It will also be presented a brief global overview on the use of geothermal plants, which will introduce comparisons regarding the use of CO<sub>2</sub> as working fluid in these power plants, operating with a Multi-Fluid system. These comparisons shall refer to the advantages of using the CO<sub>2</sub> in its supercritical state regarding the use of water, relating aspects concerning the fluid efficiency in the exploration of geothermal resources with lower temperatures and also the possible implementation cost reduction due to the possibility of reducing the use of pumps for fluid circulation. Lastly, an information gathering will be presented on the studies carried out the geothermal resources mapping and prospective reservoirs for the storage of CO<sub>2</sub> in the Paraná Basin, in which possible opportunities for the use of carbon dioxide in energy generation, in a national level, will be verified. There are indications of geothermal resources with suitable temperatures for energy generation at depths between 3 to 5 km and prospective reservoirs in the Paraná Basin region and also the existence of two sedimentary formations, Rio Bonito and Furnas, which has high potential for CO<sub>2</sub> storage due to its physical characteristics.

**Keywords:** Carbon Capture and Storage. CO<sub>2</sub>. Geothermal energy. Prospective reservoirs. Renewable energy.



## Lista de Figuras

Figura 1 - Consumo total de carvão em quadrilhões de Btu. ....	6
Figura 2 - Emissão mundial de CO <sub>2</sub> através do consumo de energia.....	6
Figura 3 - Diagrama simplificado das etapas básicas do processo do CCS. ....	7
Figura 4 - Diagrama de representação do processo de Pré-Combustão. ....	8
Figura 5 - Diagrama de representação do processo de Pós-Combustão.....	9
Figura 6 - Diagrama de representação do processo de Queima de Combustível Oxigenado.....	9
Figura 7 - Mapa com a localização dos projetos de CCS.....	11
Figura 8 - Ilustração do processo de captura e armazenamento do CO <sub>2</sub> do Projeto Sleipner. ....	13
Figura 9 - Capacidade estimada de armazenamento de CO <sub>2</sub> em campo de petróleo, por bacia sedimentar. ....	14
Figura 10 - Mapa sobreposto das fontes fixas de CO <sub>2</sub> e bacias sedimentares.....	15
Figura 11 - Diagrama simplificado do funcionamento de uma usina geotérmica através da tecnologia Vapor Seco.....	19
Figura 12 - Diagrama simplificado do funcionamento de uma usina geotérmica através da tecnologia Flash Steam.....	20
Figura 13 - Diagrama simplificado do funcionamento de uma usina geotérmica através da tecnologia de Ciclo Binário. ....	20
Figura 14 - Diagrama simplificado do funcionamento de uma usina geotérmica através da tecnologia EGS. ....	22
Figura 15 - Diagrama das fases do dióxido de carbono. ....	24
Figura 16 - Taxa de fluxo de massa gerada pelo Efeito Termossifão. ....	25
Figura 17 - Esquemático básico mostrando os poços de produção/injeção, reservatórios e planta geotérmica (Sistema). ....	26
Figura 18 - Comparação da potência fornecida pelo sistema de acordo com os parâmetros base.....	27
Figura 19 - Diagrama simplificado do funcionamento de uma usina geotérmica através da tecnologia de Sistemas Multifluidos.....	29
Figura 20 - Diagrama simplificado do ciclo de Rankine ideal.....	30
Figura 21 - Diagrama de Temperatura (T) versus Entropia (s) do ciclo de Rankine. ....	30
Figura 22 - Diagrama simplificado do Ciclo de Brayton. ....	32
Figura 23- Diagrama de Temperatura (T) versus Entropia (s) do ciclo de Brayton.....	33
Figura 24 - Potência líquida da usina para o período de 48 horas, com um reservatório a 3 km de profundidade. ....	35
Figura 25 - Potência líquida da usina para o período de 48 horas, com um reservatório a 5 km de profundidade. ....	36
Figura 26 - Histórico da capacidade instalada e geração de usinas eólicas do SIN. ....	40
Figura 27 - Representação da Capacidade Instalada, por fonte, da matriz energética brasileira. ....	41
Figura 28 - Bacia sedimentar do Paraná, delimitada pelo contorno vermelho.....	45
Figura 29 - Temperatura da Bacia do Paraná em profundidades de até 3km da superfície. ....	46
Figura 30 - Temperatura da Bacia do Paraná em profundidades de até 5km da superfície. ....	47
Figura 31 - Classificação da prospectividade para armazenamento de CO <sub>2</sub> nas bacias sedimentares brasileiras. ....	48
Figura 32 - Formações geológicas da Bacia do Paraná.....	49



## Lista de Siglas

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
BES	<i>Bulk Energy Storage</i>
MBCTSC	Mapa Brasileiro de Captura, Transporte e Sequestro de CO <sub>2</sub>
CARBMAP	<i>CO<sub>2</sub> Capture, Transport and Geological Storage Brazilian Map</i>
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPAC	Centro de Excelência em Pesquisa de Armazenamento de Carbono
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
COP-21	21 <sup>st</sup> Conference of Parties
EDP	Energias do Brasil
EES	<i>Engineered Equation Solver</i>
EGS	<i>Engineered Geothermal Systems</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
GE	<i>General Electric</i>
GEE	Gases do Efeito Estufa
GEA	<i>Global Energy Assessment</i>
GTO	<i>Geothermal Technologies Office</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
LER	Leilão de Energia de Reserva
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME	Ministério de Minas e Energia
ON	Observatório Nacional

ONS	Operador Nacional do Sistema
ONU	Organização das Nações Unidas
ORC	<i>Organic Rankine Cycle</i>
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PUCRS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
SimCCS	<i>Scalable infrastructure model for Carbon Capture and Storage</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
USP	Universidade de São Paulo

# SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS .....	vii
RESUMO .....	ix
ABSTRACT .....	xi
Lista de Figuras .....	xiii
Lista de Siglas .....	xv
1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1. Estrutura do Documento.....	2
2. REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO PARA O CCS .....	5
2.1. Principais Etapas do CCS.....	7
2.1.1. Captura e Compressão do Dióxido de Carbono .....	8
2.1.1.1. Pré-Combustão .....	8
2.1.1.2. Pós-Combustão.....	8
2.1.1.3. Queima de Combustível Oxigenado.....	9
2.1.2. Transporte do Dióxido de Carbono .....	10
2.1.3. Armazenamento do Dióxido de Carbono .....	10
2.2. Projetos.....	11
2.2.1. CCS no Mundo.....	11
2.2.2. O CCS no Brasil.....	13
2.3. Considerações Finais.....	16
3. A UTILIZAÇÃO DO DIÓXIDO DE CARBONO NA GERAÇÃO DE ENERGIA .....	17
3.1. Panorama mundial sobre a Energia Geotérmica .....	17
3.2. Tecnologias Utilizadas .....	18
3.2.1. Tecnologia de Vapor Seco .....	19
3.2.2. Tecnologia Flash Steam .....	19
3.2.3. Tecnologia de Ciclo Binário.....	20
3.2.4. <i>Engineered Geothermal Systems</i> .....	21
3.2.5. Sistemas Multifluidos.....	23
3.2.5.1. Ciclo de Rankine .....	30
3.2.5.2. Ciclo de Brayton.....	32
3.2.5.3. Armazenamento de Energia em usinas em Sistemas Multifluidos.....	34
3.3. Considerações Finais.....	37

4. O DIÓXIDO DE CARBONO NA GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL: PERSPECTIVAS E POSSIBILIDADES .....	39
4.1. O Mercado de Energias Renováveis no Brasil .....	39
4.2. Perspectivas e Possibilidades .....	44
4.3. Considerações Finais .....	50
5. CONCLUSÃO .....	51
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	53
ANEXO A – TIPOS DE DESPACHO ONS.....	59

# 1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos, principalmente após a década de 90, houve um grande aumento na demanda mundial de energia, consequência dos grandes avanços tecnológicos e industriais das últimas décadas e do crescimento populacional. Neste cenário, torna-se então necessário a descoberta e utilização, ou melhora de rendimento dos meios já existentes e de novos métodos, de geração de energia elétrica, posto que ainda é caracterizada uma forte dependência mundial das fontes finitas de energia, como petróleo e carvão. Também é fato a constante e notável preocupação das grandes nações para que esses objetivos sejam alcançados de forma sustentável, visto que o uso excessivo de combustíveis fósseis induziu e continuará a acarretar em grandes mudanças climáticas para o planeta. Cabe comentar que em setembro de 2015, a Organização das Nações Unidas (ONU) adotou metas de desenvolvimento sustentável [1] e, em dezembro de 2015, na **21ª Conferência das Partes (COP-21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima** (UNFCCC - *United Nations Framework Convention on Climate Change*) foi discutida uma nova estrutura mundial de resposta às mudanças climáticas [1], [2]. Uma de suas resoluções é a estabilização, ou até mesmo a diminuição da concentração de Gases do Efeito Estufa (GEE) na atmosfera de modo a evitar grandes interferências em nosso sistema climático [3]. Nesse contexto, uma nova tecnologia chamada *Carbon Capture and Storage* (CCS) surgiu, e está em constante desenvolvimento, com papel crucial para que este objetivo em relação aos GEE seja atingido [4].

Avaliações internacionais sugerem que a captura e o armazenamento de carbono (representado neste texto pela sigla CCS originada do inglês) contribuirá com cerca de 20% da redução das emissões até o próximo século [3].

O CCS consiste basicamente em quatro passos. O primeiro é a captura do dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) que pode ser proveniente da queima de combustíveis fósseis (carvão mineral, óleo, gás, entre outros) para geração de energia. O segundo é a compressão do gás. Já o terceiro diz respeito ao transporte do CO<sub>2</sub> até os locais onde será armazenado. E o último é o armazenamento do CO<sub>2</sub> no subsolo de maneira segura e que o impeça de chegar até a atmosfera. Esse armazenamento acontece em campos de petróleo já esgotados ou aquíferos salinos profundos [4]–[6]. Essas etapas serão detalhadas no Capítulo 2 deste documento.

Desta forma, pensando em maneiras de se utilizar o CO<sub>2</sub> armazenado, surge a ideia de empregá-lo como fluido de trabalho para a extração de calor geotérmico. A proposta é injetar o gás

no subsolo, há alguns quilômetros de profundidade, a uma determinada temperatura, fazendo-o circular e trazer o calor até a superfície, onde seria utilizado para gerar energia. Deste modo, o processo traz uma maneira rentável de gerar energia com os GEE, e ao mesmo tempo sequestrar e armazenar uma grande quantidade de CO<sub>2</sub>. Além disso, o uso de CO<sub>2</sub> como fluido de trabalho possibilitaria o uso de usinas geotérmicas em profundidades mais rasas e com gradientes de temperatura menores, o que não é possível com a utilização da água, como é usual nas usinas geotérmicas [6], [7].

Enfim, o objetivo deste Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) é investigar, através de um estudo bibliográfico, a possibilidade de se utilizar a tecnologia CCS para geração de energia, aproximando-a ao contexto nacional.

A compilação do documento será baseada em um extensivo estudo investigativo sobre o assunto, tanto em âmbito nacional como internacional, buscando encontrar e melhor reportar o que se tem feito para o desenvolvimento dessa tecnologia.

### **1.1.Estrutura do Documento**

A estrutura deste documento inicia-se no Capítulo 1, que apresenta uma breve introdução ao tema proposto, destacando alguns pontos como motivação e objetivo do estudo.

O Capítulo 2 traz um referencial bibliográfico do CCS em âmbito internacional e nacional, com uma explicação sucinta das etapas executadas no processo de armazenamento do dióxido de carbono e uma visão geral sobre os projetos comerciais em operação que já utilizam essa tecnologia.

O Capítulo 3 apresenta um panorama mundial referente à utilização de usinas geotérmicas, as tecnologias usualmente empregadas, tecnologias implantadas a fim de expandir a utilização da fonte com a criação de reservatórios artificiais através do fraturamento de rochas e, por fim, introduz a utilização do CO<sub>2</sub> na geração de energia por intermédio da apresentação dos sistemas de multifluidos. Também são apresentadas algumas vantagens que o uso do CO<sub>2</sub> em seu estado supercrítico apresenta como fluido de trabalho em usinas geotérmicas em relação à água, bem como a eficiência desse fluido na exploração de recursos geotérmicos com temperaturas mais baixas.

No Capítulo 4, apresentam-se os resultados de estudos já realizados sobre o mapeamento de recursos geotérmicos e potenciais reservatórios para o armazenamento de CO<sub>2</sub> na Bacia do

Paraná, vislumbrando possíveis oportunidades para a utilização do dióxido de carbono na geração de energia no Brasil.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões e observações finais do trabalho como um todo.



## 2. REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO PARA O CCS

Com o crescimento da concentração de GEE na atmosfera ao longo dos anos, e os impactos gerados por esse fenômeno no clima, na hidrologia, na composição química dos oceanos, e paisagens, há uma enorme necessidade de extensas mudanças para conter os avanços dessas alterações. Segundo o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change*) da ONU (Organização das Nações Unidas), publicado em 2007, para que os gases de efeito estufa sejam estabilizados a ponto de evitar grandes interferências no sistema climático, é necessário que haja uma redução de 50 a 80% até 2050 [8], [9].

Contudo, ao mesmo tempo em que é preciso suprir a demanda mundial crescente por energia, torna-se também necessário que ações sejam tomadas visando a sua conservação e eficiência. O uso de combustíveis fósseis continua crescendo em aspectos mundiais, especialmente devido a países em desenvolvimento como China, Índia, e Rússia, dentre outros. Este crescimento também é verdadeiro pela constante adição proveniente de países desenvolvidos (Estados Unidos, Canadá e Austrália), pois, além de possuírem um território rico em carvão, estes são fortemente dependentes dessa fonte de energia, o que torna a redução dos GEE e um futuro mais sustentável, um grande desafio.

Sabe-se que a geração de energia elétrica também é responsável por uma enorme parcela de emissão dos GEE, principalmente o CO<sub>2</sub>, visto que, por exemplo, uma planta que utiliza o carvão como combustível chega a emitir 100 Mega toneladas de CO<sub>2</sub> (Mton) ao longo de seus 30 a 40 anos de vida útil [3]. Na Figura 1, observa-se que o consumo total de carvão a nível mundial é crescente e se deve, principalmente, à forte demanda desse combustível em países emergentes, como a China que em 20 anos (1990-2010) praticamente triplicou seu consumo total de carvão.

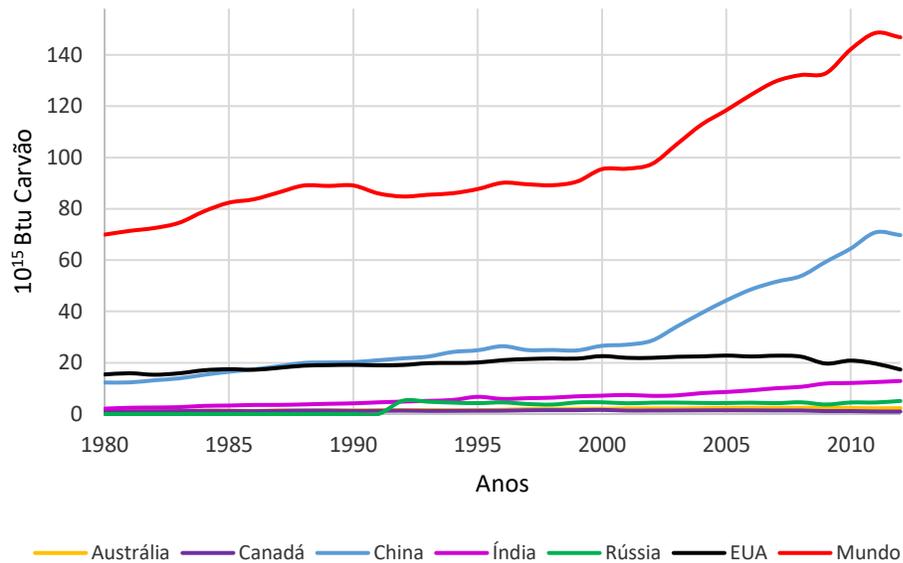


Figura 1 - Consumo total de carvão em quadrilhões de Btu [10].

Segundo dados da *International Energy Statistics* [10], a emissão global de CO<sub>2</sub> já ultrapassa os 33 GtonCO<sub>2</sub>/ano, como pode ser observado na Figura 2.

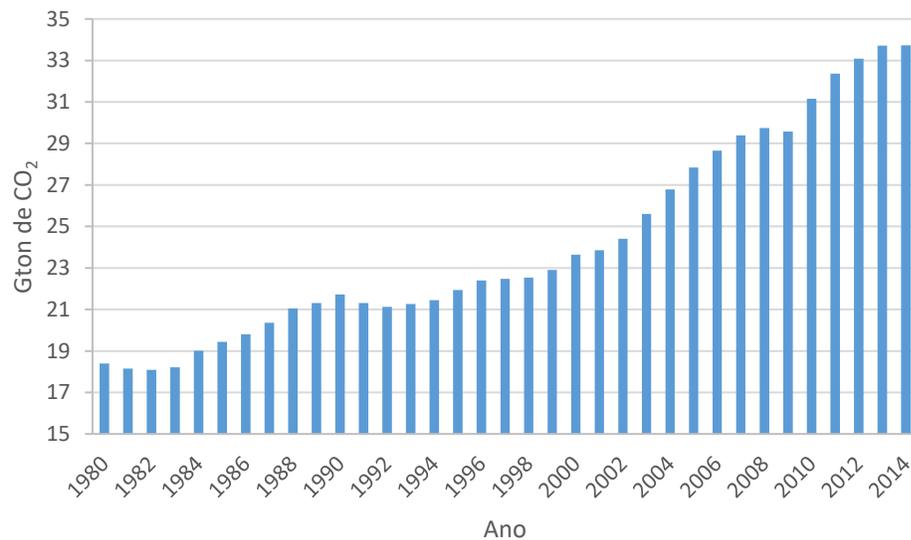


Figura 2 - Emissão mundial de CO<sub>2</sub> através do consumo de energia [10].

Neste cenário, é fato a necessidade de tomar medidas visando amenizar essa imensa quantidade de CO<sub>2</sub> emitida todos os anos.

Frente ao panorama apresentado, e conforme [4], com o CCS seria possível capturar grande parte do CO<sub>2</sub> emitido por fontes estacionárias (grandes indústrias, queima de combustíveis fósseis, dentre outras), podendo chegar a cerca de 90% do volume emitido e, além disso, promover o armazenamento do gás em reservatórios naturais subterrâneos, de modo a evitar a volta do gás à atmosfera. Um dos seus principais benefícios é a redução das emissões dos combustíveis fósseis. O *Global Energy Assessment* (GEA), lançado em 2012, examina diversas vias para que objetivos sociais e ambientais sejam atendidos, abrangendo diversos temas como o acesso à energia, redução da poluição, atenuação de mudanças climáticas, entre outros. O GEA traz como uma de suas conclusões que é necessário que 300 a 2.000 Gton de CO<sub>2</sub> sejam armazenados até o fim deste século [3], [8].

## 2.1.Principais Etapas do CCS

Conforme anteriormente comentado, o CCS envolve, basicamente, quatro etapas: a captura do CO<sub>2</sub>, a compressão do gás, o transporte e, por último, o armazenamento que isolará completamente o gás da atmosfera. Na sequência, será apresentado um descritivo de cada uma destas etapas, conforme diagrama mostrado na Figura 3.

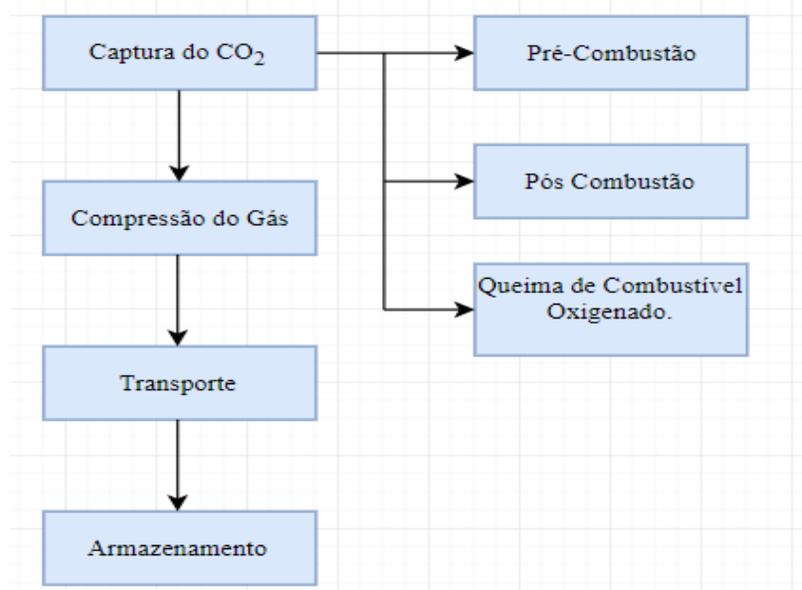


Figura 3 - Diagrama simplificado das etapas básicas do processo do CCS.

### 2.1.1. Captura e Compressão do Dióxido de Carbono

Na primeira etapa do processo, o  $\text{CO}_2$  é capturado de uma grande fonte fixa emissora do gás, como indústrias ou termelétricas a carvão, e concentrado até uma pureza de 95% [8]. A captura e purificação podem acontecer por três maneiras: Pré-Combustão, Pós-Combustão ou Queima de Combustível Oxigenado (*oxyfuel*).

#### 2.1.1.1. Pré-Combustão

O processo de Pré-Combustão, ilustrado pelo diagrama na Figura 4, diz respeito à captura do dióxido de carbono de combustíveis fósseis antes que a combustão esteja completa. O processo tem início com a entrada de ar em uma unidade de separação. Após esse processo haverá a liberação de nitrogênio ( $\text{N}_2$ ) e oxigênio ( $\text{O}_2$ ). O oxigênio e o combustível fóssil passarão por um gaseificador que, após a reação termoquímica, produzirão uma mistura de hidrogênio e  $\text{CO}_2$ . Na captura, o hidrogênio será queimado sem a liberação de  $\text{CO}_2$  e o dióxido de carbono poderá então ser capturado, comprimido, transportado e armazenado. Os passos de conversão necessários são mais complexos do que os envolvidos no processo de Pós-Combustão [11], [12].

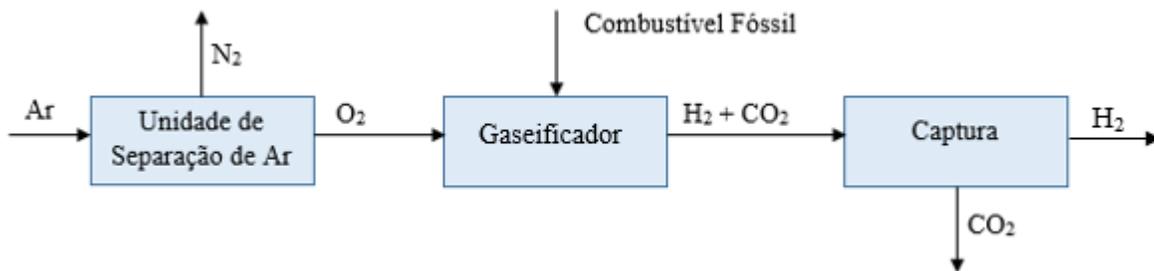


Figura 4 – Diagrama de representação do processo de Pré-Combustão. Adaptado de [11].

#### 2.1.1.2. Pós-Combustão

Na Pós-Combustão (Figura 5), o  $\text{CO}_2$  é separado dos gases de escape, que são originados durante a combustão. O processo inicia com a queima do combustível na caldeira, resultando na

produção de gases de exaustão. A captura do CO<sub>2</sub> é realizada através da utilização de solventes. Após absorvido pelo solvente, o CO<sub>2</sub> é liberado com alta pureza por meio de aquecimento. Esta tecnologia é vastamente utilizada em indústrias alimentícias e de bebida para a captura de CO<sub>2</sub> [11].

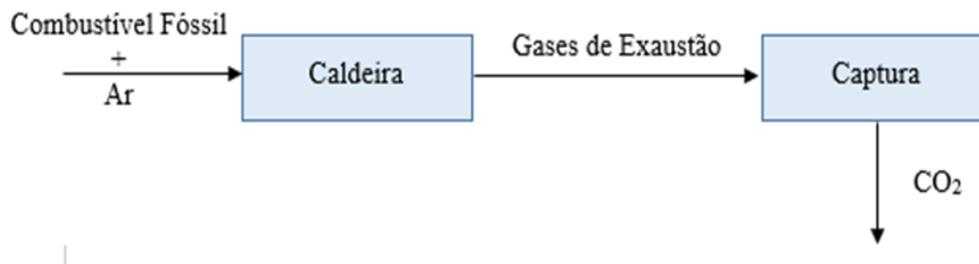


Figura 5 – Diagrama de representação do processo de Pós-Combustão. Adaptado de [11].

### 2.1.1.3. Queima de Combustível Oxigenado

Neste processo, representado pelo diagrama da Figura 6, utiliza-se o ar como combustível. O nitrogênio é removido antes que a combustão aconteça resultando em um gás de escape, após a queima na caldeira, composto em sua maioria por vapor de água e CO<sub>2</sub>, que é facilmente separado e tem uma alta pureza [11].

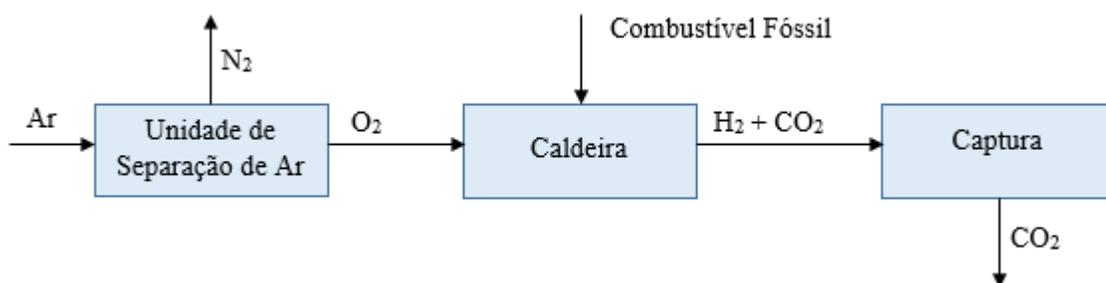


Figura 6 – Diagrama de representação do processo de Queima de Combustível Oxigenado. Adaptado de [11].

Após sua captura, o CO<sub>2</sub> passará por um processo de compressão até se tornar líquido ou um gás mais denso para que seja possível seu transporte até o local de armazenamento [8].

### **2.1.2. Transporte do Dióxido de Carbono**

O dióxido de carbono pode ser transportado de diversas maneiras, por dutos, ferrovias, navios, etc. Com base nestes cenários, as grandes preocupações com o transporte são a integração em larga escala de todas as vias e a velocidade em que essas redes de transportes serão necessárias. A opção de transporte mais utilizada é a por dutos, sendo que atualmente apenas nos EUA existem mais de 5.800 km de dutos para o transporte de CO<sub>2</sub>. Estima-se que cerca de 150.000 km de dutos dedicados ao CO<sub>2</sub> serão necessários na União Europeia, e até 37.000 km a mais nos EUA [3].

Cabe comentar que, atualmente, pesquisadores tem desenvolvido um software chamado *SimCCS* [13] que busca minimizar os custos totais de toda a estrutura de funcionamento do CCS (captura, transporte e armazenamento) considerando diversos fatores, como [14]:

- A fonte de captura do CO<sub>2</sub>;
- A quantidade que deve ser capturada e emitida de cada fonte;
- Quais os reservatórios que serão abertos para a injeção e armazenamento de CO<sub>2</sub>;
- A quantidade de CO<sub>2</sub> a ser injetada e armazenada em cada reservatório;
- Os lugares onde os dutos de transporte devem ser construídos, ponderando as características de relevo, presença de parques de conservação, cidades, entre outros;
- O diâmetro de cada duto da rede de transporte; e
- Como o CO<sub>2</sub> deve ser alocado na rede de transporte da fonte de CO<sub>2</sub> até os reservatórios.

### **2.1.3. Armazenamento do Dióxido de Carbono**

Uma vez transportado, o CO<sub>2</sub> será armazenado em formações sedimentares, que estão a profundidades maiores que 800 m, e impedirão sua volta à atmosfera. A vedação que impede o retorno do CO<sub>2</sub> à atmosfera é feita por uma camada de rocha impermeável (com o espaço entre poros de 1 a 10 nm), do mesmo modo que ocorre em reservatórios de petróleo e gás.

O armazenamento pode ocorrer em campos de petróleo ou gás já esgotados, aquíferos salinos, jazidas de carvão, entre outros, tanto em terra como no mar [8].

## 2.2.Projetos

Segundo [15], até outubro de 2017, existiam no mundo 17 projetos de CCS operando em larga escala e mais 4 sendo construídos. Esses 21 projetos serão capazes de sequestrar 40 MtonCO<sub>2</sub>/ano. Além disso, há outros 16 projetos em fase de desenvolvimento que juntos serão capazes de capturar mais 31 MtonCO<sub>2</sub>/ano.

O mapa da Figura 7 traz a localização dos 37 projetos citados, tanto os em operação e execução, como os que ainda estão na fase de planejamento.



Figura 7 - Mapa com a localização dos projetos de CCS [15].

A seguir, será feita uma breve contextualização sobre os cenários, mundial e brasileiro, relacionados ao CCS no âmbito de projetos.

### 2.2.1. CCS no Mundo

O projeto mais antigo e ainda em operação está localizado no Texas (EUA), e começou a capturar dióxido de carbono em 1972. Este é chamado de *Val Verde Natural Gas Plants*, e captura

o CO<sub>2</sub>, cerca de 1,3 MtonCO<sub>2</sub>/ano, de uma instalação de gás natural, e armazena em diversos campos de petróleo maduros (campos onde a produção diminuiu) no Texas.

O transporte é feito através de dutos e o CO<sub>2</sub> é utilizado na recuperação de petróleo (*Enhanced Oil Recovery – EOR*<sup>1</sup>, da sigla em inglês). O CO<sub>2</sub> é injetado nesses campos maturados de petróleo, fazendo com que o gás empurre o petróleo para a superfície [16].

Um dos projetos mais importantes e de maior destaque é o *Sleipner CO<sub>2</sub> Storage Project* de 1996. Foi o primeiro projeto comercial de CCS e também o primeiro no armazenamento de CO<sub>2</sub> em aquíferos salinos [17].

O *Sleipner* fica localizado no centro do Mar do Norte, na Noruega, e sua construção foi estimulada pelo imposto cobrado sobre a emissão do dióxido de carbono pelo governo norueguês, que era expressivamente maior do que o custo por tonelada de CO<sub>2</sub> armazenado na formação geológica do *Sleipner* [18].

Pelo projeto, o CO<sub>2</sub> é capturado de um campo de gás natural e não há transporte, pois, o CO<sub>2</sub> é injetado diretamente no Aquífero *Utsira*. Na Figura 8 é possível observar um esquema simplificado do processo, onde o gás natural é capturado através dos poços de gás natural e então passa pelo processo de Pré-Combustão, comentado no item 2.1.1, para que o CO<sub>2</sub> seja separado do gás natural e purificado até o ponto onde será injetado no Aquífero *Utsira* pelos poços de injeção de CO<sub>2</sub>.

Conforme [19], até 2015, cerca de 15,5 Mton de CO<sub>2</sub> foram injetadas no *Sleipner*, que tem uma expectativa de vida de 25 anos, e 25 Mton de CO<sub>2</sub> injetadas. O projeto conta com diversos métodos de controle como, por exemplo, o monitoramento sísmico em 3 e 4D<sup>2</sup> que, entre outras funções, assegura que não há vazamentos que comprometam a segurança do projeto. Em síntese, o projeto *Sleipner* gera uma grande confiança na segurança do armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> [3], [17], [19].

Cabe adiantar que o Brasil também conta com um projeto de CCS, que injeta o CO<sub>2</sub> no Campo de Lula, no Rio de Janeiro, e será detalhado na seção seguinte.

---

<sup>1</sup> *EOR - Enhanced Oil Recovery* (Recuperação Avançada de Petróleo): que consiste em um método de recuperar petróleo a partir da injeção de fluidos. O fluido, no caso deste trabalho, é o CO<sub>2</sub>, que é injetado no reservatório, impulsionando o petróleo preso nas rochas porosas, e aumentando o rendimento da extração [72].

<sup>2</sup> O monitoramento sísmico em 4D utiliza o tempo como a quarta dimensão. As séries de dados coletados em 3D são verificadas em um dado intervalo de tempo, permitindo um acompanhamento do movimento dos fluidos, pressão e toda a dinâmica do reservatório ao longo do tempo [73].

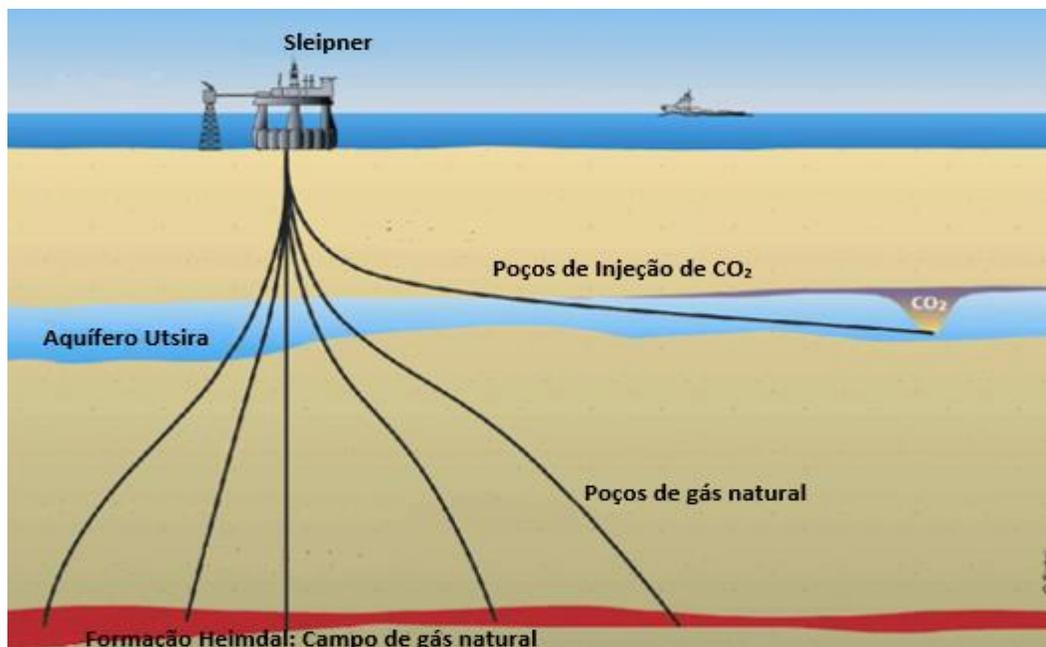


Figura 8 - Ilustração do processo de captura e armazenamento do CO<sub>2</sub> do Projeto Sleipner. Adaptado de [20].

### 2.2.2. O CCS no Brasil

Apesar de não fortemente dependente de combustíveis fósseis, tanto quanto outros países desenvolvidos e emergentes, como China e EUA, o interesse do Brasil na tecnologia CCS vem crescendo. Enquanto aqueles países dependentes de combustíveis fósseis para gerar energia estariam focados em capturar o CO<sub>2</sub> de suas fontes de energia emissoras do gás, o Brasil tem foco na captura em grandes indústrias, como as de cimento, aço e em especial as usinas sucroalcooleiras, que também contribuem amplamente com a emissão do gás [21].

Em 2006, pesquisadores da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS), juntamente com a PETROBRAS, criaram e estabeleceram um Centro de Excelência em Pesquisa de Armazenamento de Carbono (CEPAC), que tem como objetivo analisar itens como a potencialidade, riscos, capacidade, durabilidade e rentabilidade das atividades relacionadas ao armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> no Brasil. Os pesquisadores do CEPAC desenvolveram o Mapa Brasileiro de Captura, Transporte e Sequestro de CO<sub>2</sub> (CARBMAP, da sigla em inglês), onde as fontes fixas de CO<sub>2</sub> foram mapeadas e a capacidade de armazenamento estimada, como pode ser observada na Figura 9 [22].

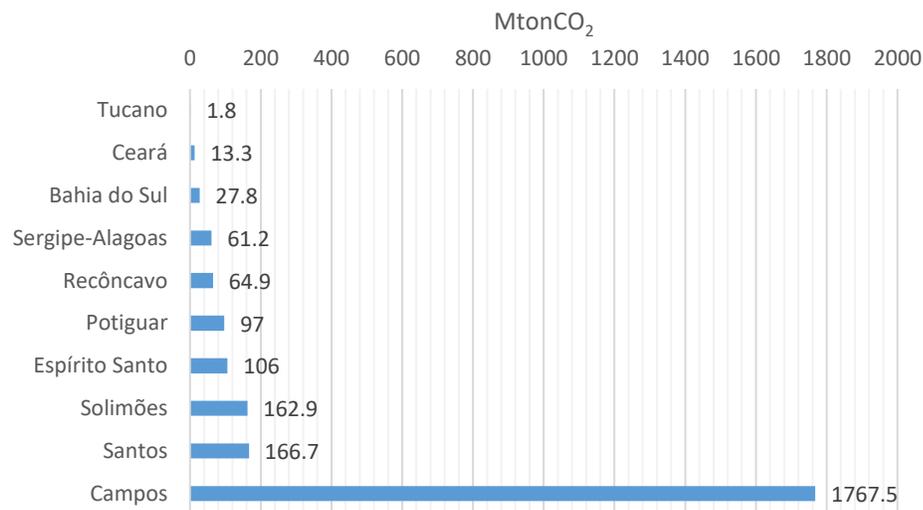


Figura 9 - Capacidade estimada de armazenamento de CO<sub>2</sub> em campo de petróleo, por bacia sedimentar. Adaptado de [22].

Na Figura 10, combinando as fontes emissoras de CO<sub>2</sub> com as bacias sedimentares onde seria possível o armazenamento do CO<sub>2</sub>, percebe-se que a maior concentração das emissões de CO<sub>2</sub> fica nas regiões Sul e Sudeste, com destaque para o estado de São Paulo. Também é possível verificar que essas regiões ficam bem próximas a grandes bacias sedimentares, o que facilitaria o transporte do gás e diminuiria os custos [22].

Em 2015, compilando todas as informações que o grupo obteve, foi lançado o *Brazilian Atlas of CO<sub>2</sub> Capture and Geological Storage* (Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO<sub>2</sub>) [23].

Neste Atlas, os pesquisadores introduzem os conceitos sobre a tecnologia e discorrem sobre o potencial para a aplicação da tecnologia no Brasil. São analisadas as fontes estacionárias emissoras de CO<sub>2</sub>, as possíveis bacias sedimentares para seu armazenamento e suas respectivas capacidades teóricas de armazenamento, possibilidades para o transporte do gás, entre outros fatores.

As expectativas são otimistas, visto a vasta capacidade de armazenamento das bacias sedimentares estudadas e do grande número de fontes estacionárias de emissão localizadas em suas proximidades, com destaque para a região Centro-Sul do país.

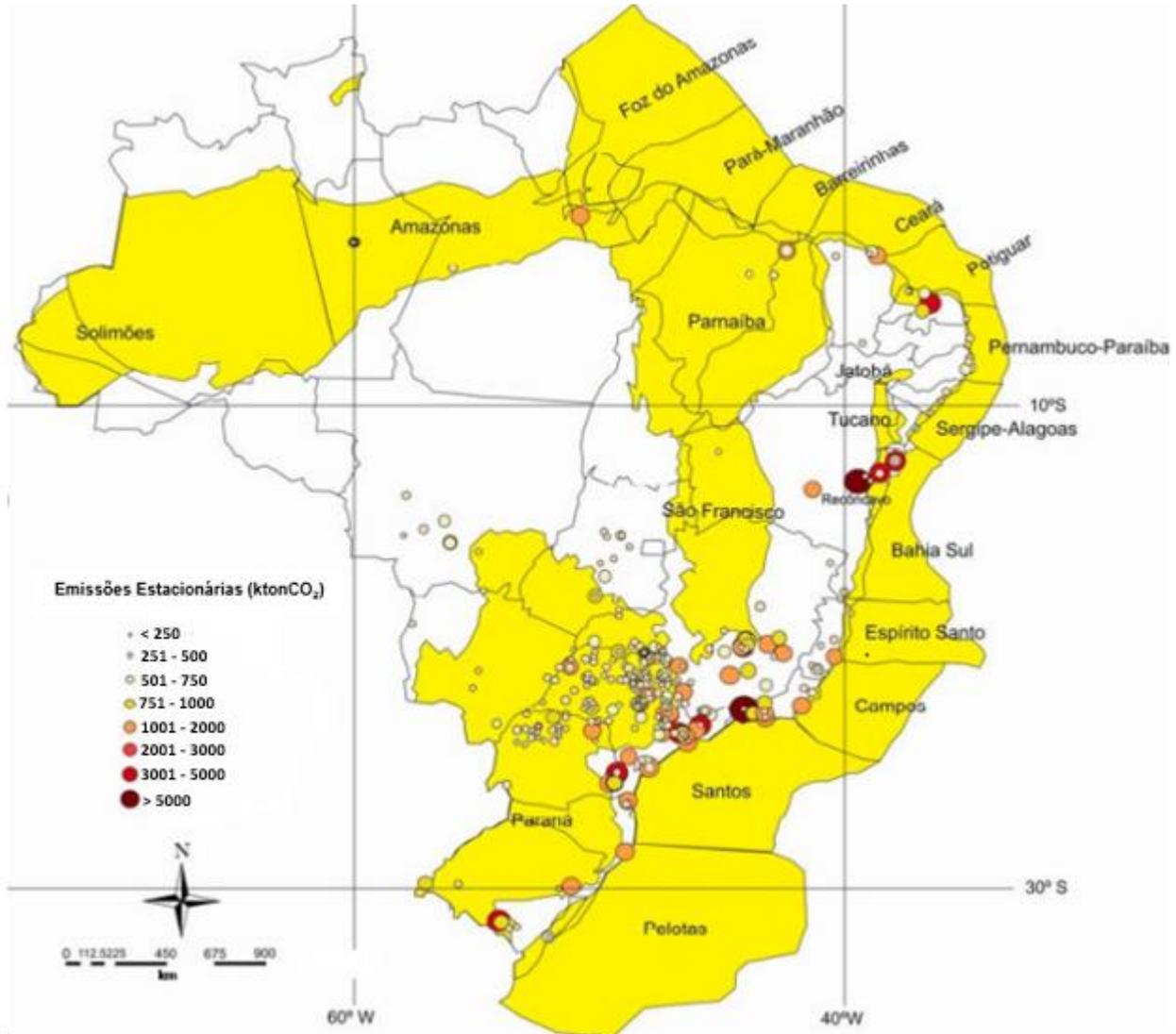


Figura 10 - Mapa sobreposto das fontes fixas de CO<sub>2</sub> e bacias sedimentares. Adaptado de [22].

Atualmente, o Brasil conta com um projeto em larga escala no Campo de Lula, localizado no Pré-Sal na Bacia de Santos, Rio de Janeiro, que começou a operar em escala comercial em 2013. O Campo de Lula é uma das maiores reservas de petróleo já descoberto no Brasil, onde estima-se que seja possível retirar cerca de 8.3 bilhões de barris de óleo.

A captura é feita através de uma instalação flutuante de extração, armazenagem e descarga ancorada na Bacia de Santos. O CO<sub>2</sub> é capturado de um campo de gás natural e, assim como no Projeto *Sleipner*, não há transporte, pois, o gás é injetado diretamente no Campo de Lula. A

capacidade de captura do projeto é de 0,7 MtonCO<sub>2</sub>/ano, e o CO<sub>2</sub> é utilizado para a recuperação de petróleo [24].

### **2.3.Considerações Finais**

De acordo com o exposto na Figura 2, em 2014, foram emitidos cerca de 33 Gton de dióxido de carbono. Considerando todos os projetos citados em 2.4, em operação, construção ou em desenvolvimento, a capacidade de armazenamento anual de CO<sub>2</sub> é de, aproximadamente, 71 Mton, representando apenas 0,2% de todo o CO<sub>2</sub> emitido.

Para que a tecnologia de armazenamento de dióxido de carbono de fato trouxesse impacto nas emissões, conseguindo contribuir com cerca de 20% na redução das emissões conforme as expectativas iniciais [3], seria necessário que essa capacidade de armazenamento fosse aproximadamente de 6.000 Mton anuais, um número 84 vezes maior do que os 71 Mton. Sendo assim, esse número dificilmente será atingido sem incentivos e trabalho em conjunto entre setor público e privado.

O Projeto *Sleipner*, citado anteriormente, é um exemplo de que esses incentivos trazem resultados eficazes. Através deste projeto, a Statoil (proprietária do *Sleipner*), armazenando CO<sub>2</sub>, consegue isenção do imposto cobrado pelo governo norueguês sobre o CO<sub>2</sub> emitido [19].

### **3. A UTILIZAÇÃO DO DIÓXIDO DE CARBONO NA GERAÇÃO DE ENERGIA**

Dentre as tecnologias atuais para a redução da emissão dos GEE, pode-se dizer que o CCS é uma das mais importantes, pois permite que enormes quantidades de CO<sub>2</sub> sejam capturadas e armazenadas em reservatórios geológicos por milhares de anos [9].

As emissões de CO<sub>2</sub> devido ao uso de combustíveis fósseis e processos industriais dificilmente irão diminuir a um nível considerável a curto, ou médio prazo. Portanto é necessário que os impactos dessas emissões sejam mais bem gerenciados.

Além da tecnologia necessária para que as emissões de GEE sejam estabilizadas, o custo da captura do CO<sub>2</sub> pelos processos utilizados atualmente ainda é alto. Sendo assim, para que a tecnologia se torne viável em grande escala é necessário reduzir os custos associados.

Também vale frisar o forte e incansável apelo mundial pela inclusão de fontes alternativas de geração de energia, primeiramente, por questões ambientais e de segurança energética. Dependendo fortemente de uma única fonte de geração de energia não é seguro, pois se por qualquer motivo o combustível para essa geração faltar, haveria um grande impacto na indústria, consumo interno e economia de modo geral devido à alta de preços, e em casos mais severos, com o racionamento de energia.

Outro fato a ser notado é o destaque que as questões ambientais vêm ganhando nos últimos anos. Uma das metas definidas na COP-21 (Conferência das Partes) realizada no final do ano de 2015, na França, foi que o aumento na temperatura média global neste século deve permanecer menor que 2 °C. Para que esta meta seja atingida, especialistas afirmam a necessidade de uma redução de 50 a 80%, comparado com os valores de gás emitido em 2010, dos GEE até 2050 [8], [9].

Dentro deste contexto, e para reduzir os custos da implementação do CCS em larga escala, surgiu a ideia da introdução do CO<sub>2</sub> como fluido de trabalho em usinas geotérmicas [25].

#### **3.1. Panorama mundial sobre a Energia Geotérmica**

Desde os primórdios o calor extraído da crosta terrestre é usado como fonte de energia, seja de maneira direta, através do uso do calor para aquecimento, ou de forma indireta, para a geração de energia elétrica.

Segundo o relatório de Ruggero Bertani da *Enel Green Power* [26], uma das maiores companhias de energia renováveis do mundo, que conta com mais de 35 GW de potência instalada e ativos de geração em diversos países da Europa, Ásia, Américas e África, em 2015 havia cerca de 12,7 GW de potência instalada de usinas geotérmicas no mundo, que representava 4,5% da capacidade mundial de energias renováveis, sem considerar as hidrelétricas.

Ainda de acordo com [26], considerando os projetos em construção e os que estão em fase de estudos, é esperado que em 2021 seja atingida a marca 21 GW de potência instalada de energia geotérmica em âmbito mundial, e que os principais países em termos de capacidade e produção desse tipo de energia serão os EUA, Filipinas, Indonésia, México e Nova Zelândia.

A utilização dos recursos geotérmicos para a geração de energia tem diversas vantagens. Entre elas pode-se citar: a natureza não intermitente da fonte, que é capaz de entregar energia para o sistema a qualquer momento, independente de condições climáticas e sazonais presentes em fontes de energia solares e eólicas; zero de emissão de gases de efeito estufa; e a não necessidade de combustível para gerar energia, diferente de usinas térmicas movidas a carvão e gás, onde grande parte do alto custo de produção de energia é devido ao custo do combustível. Porém, é uma fonte limitada a certas regiões do globo onde ocorrem atividades vulcânicas, pois é necessário fontes com alta temperatura (maior do que 150 °C) para que a produção de energia seja viável [27].

### **3.2.Tecnologias Utilizadas**

Nas próximas seções, serão descritas as três principais tecnologias utilizadas para a exploração dos recursos geotérmicos no cenário atual: Vapor Seco, *Flash Steam* e Ciclo Binário. Além disso, as Seções 3.2.4 e 3.2.5. tratarão de novas tecnologias que estão sendo estudadas e desenvolvidas visando um melhor aproveitamento desses recursos. A primeira delas, *Engineered Geothermal Systems*, propõe a criação de reservatórios artificiais possibilitando seu uso em regiões em que antes não eram convenientes devido a características geológicas e, por fim, o Sistema Multifluidos, que aborda a utilização de dois fluidos de trabalho, CO<sub>2</sub> e a água do reservatório, retratando os possíveis benefícios de sua utilização.

### 3.2.1. Tecnologia de Vapor Seco

As plantas de energia que utilizam a tecnologia Vapor Seco empregam o vapor como fluido de trabalho (Figura 11). Esse vapor, proveniente de gêiseres, movimenta a turbina para a produção de eletricidade [28]. Esse tipo de usina é comumente encontrado no estado da Califórnia, nos Estados Unidos, onde há 18 usinas que utilizam essa tecnologia e são responsáveis pela produção de 0,8 GW, suficientes para atender 60% da demanda de energia do norte do estado [29], [30].

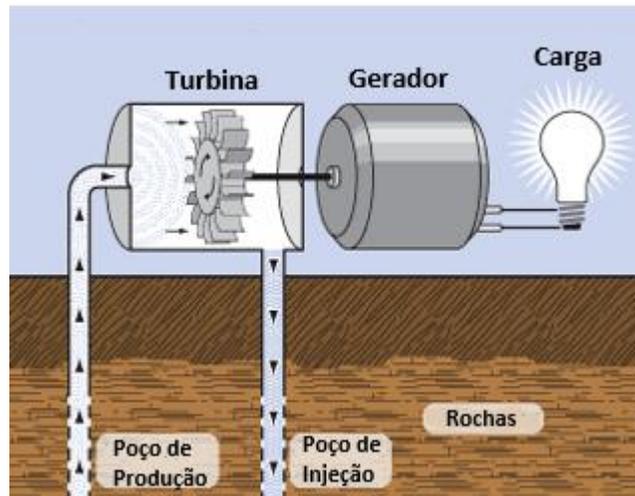


Figura 11 - Diagrama simplificado do funcionamento de uma usina geotérmica através da tecnologia Vapor Seco. Adaptado de [28].

### 3.2.2. Tecnologia Flash Steam

Essa é a tecnologia mais empregada em usinas geotérmicas e utiliza água em reservatórios subterrâneos, aquecidas pelo calor do núcleo terrestre, que em geral estão em localidades onde há certo nível de atividade vulcânica. Essa água é bombeada em alta pressão para um tanque, que estará a uma pressão menor, transformando-se em vapor no processo que então irá mover uma turbina para a produção de energia [28]. A Figura 12 ilustra de maneira simplificada todo o processo.

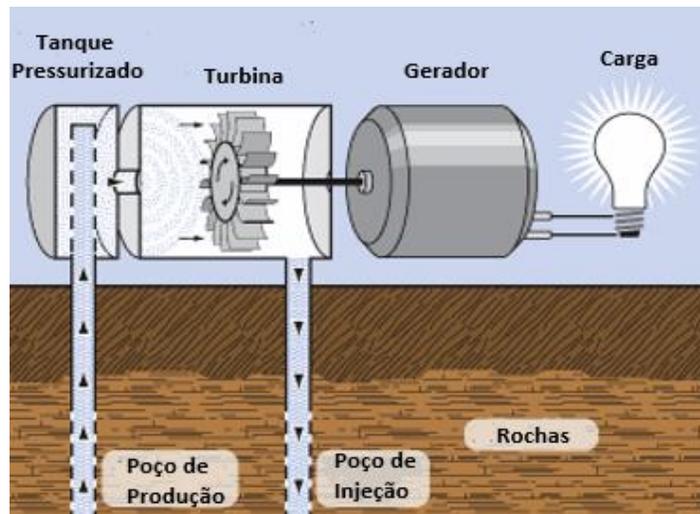


Figura 12 - Diagrama simplificado do funcionamento de uma usina geotérmica através da tecnologia Flash Steam. Adaptado de [28].

### 3.2.3. Tecnologia de Ciclo Binário

Em usinas com ciclo binário, como ilustrada na Figura 13, o fluido de trabalho não é o extraído da fonte subterrânea. O fluido que moverá a turbina absorverá calor do fluido geotérmico através de um trocador de calor, e todo o fluido geotérmico será injetado novamente no reservatório [28].

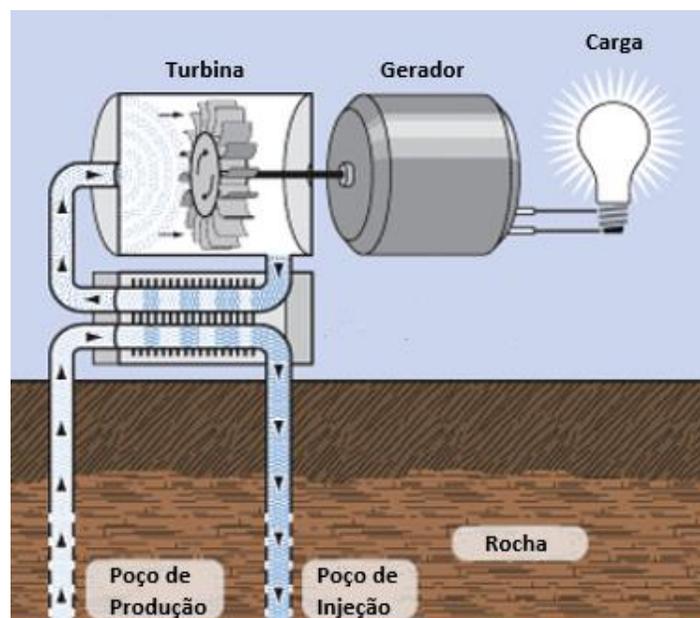


Figura 13 - Diagrama simplificado do funcionamento de uma usina geotérmica através da tecnologia de Ciclo Binário. Adaptado de [28].

### 3.2.4. *Engineered Geothermal Systems*

Nos últimos anos, tem-se estudado o uso de engenharia de sistemas geotérmicos (*Engineered Geothermal Systems* - EGS) como forma de expandir o uso da energia geotérmica a regiões onde não haja fluidos geotérmicos, requisito para implantação das usinas descritas nos três últimos subitens. A EGS se baseia na criação de reservatórios feitos pelo homem em localidades onde há rochas quentes, normalmente a profundidades de 3 a 6 km da superfície, e permeabilidade baixa. Um dos pontos importantes na prospecção de potenciais reservatórios para a tecnologia é observar as características geológicas do reservatório candidato, como a permeabilidade das rochas e também o gradiente de temperatura do local, pois uma temperatura mais alta em profundidades menores diminui o custo do projeto relacionado à perfuração dos poços. Após a escolha do local do reservatório, o próximo passo é perfurar o poço de injeção. Esse poço é perfurado até que se encontrem as rochas aquecidas. Após sua perfuração, injeta-se água a uma grande pressão para fraturar as rochas subterrâneas, ou abrir fraturas já existentes, aumentando a permeabilidade do sistema e criando uma rede de fraturas. Esse processo, crucial para que a tecnologia seja empregada, será repetido até que se tenha um volume de rochas fraturadas, e as fraturas se estendam longitudinalmente ao redor do poço de injeção, possibilitando a criação do reservatório [31], [32]. A Figura 14 ilustra de forma simplificada todo o processo.

Posteriormente a criação do reservatório, perfura-se o poço de extração que intercepta a rede de fraturas criadas. A partir de então, a água bombeada no poço de injeção absorve calor das rochas subterrâneas na sua passagem pela rede de fraturas e retorna à superfície pelo poço de extração, onde é vaporizada, ou aquece um fluido de trabalho (como explicitado nos itens 3.1.2. e 3.1.3.) que será utilizado para mover a turbina e possibilitar a geração de energia [32].

O Escritório de Tecnologias Geotérmicas (*Geothermal Technologies Office* – GTO), do Departamento de Energia dos Estados Unidos, tem cerca de 10 milhões de dólares aplicados em programas de pesquisa de desenvolvimento da tecnologia [33].

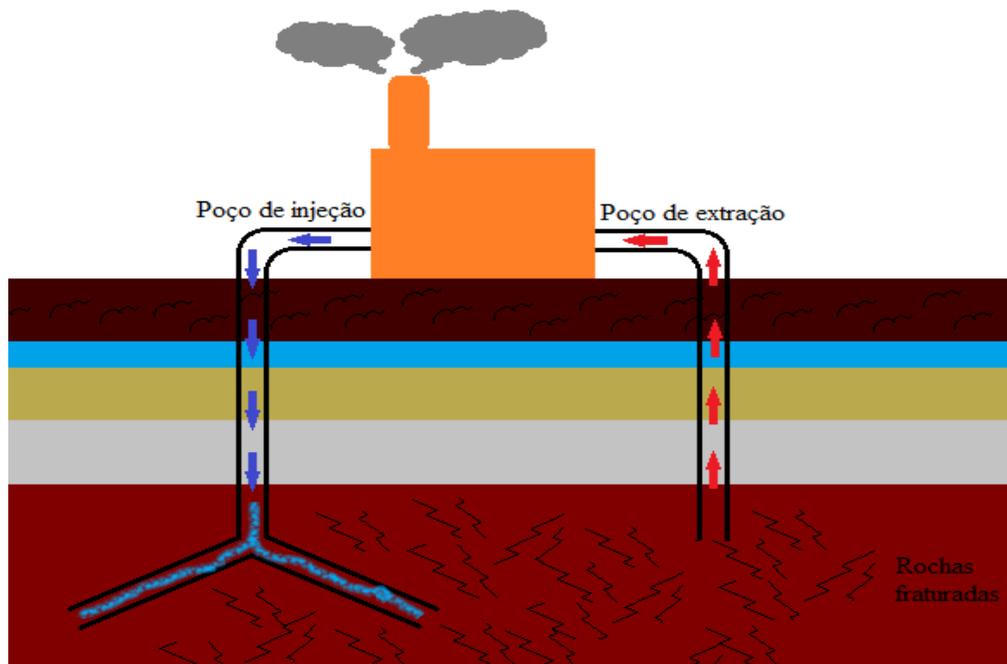


Figura 14 – Diagrama simplificado do funcionamento de uma usina geotérmica através da tecnologia EGS.

Uma das grandes preocupações causadas pelo EGS é que, no processo de fratura das rochas, há a indução de micro abalos sísmicos na região do reservatório que, de forma geral, são de pequena magnitude e quase não são sentidos na superfície. Porém em 2007, em Basel, na Suíça, um projeto de EGS foi acusado de causar um terremoto de 3,4 de magnitude [34], [35].

Outros pontos levantados por pesquisadores é que locais com potenciais reservatórios para a criação de projetos EGS, em geral, ficam em rochas cristalinas que são difíceis de fraturar e encarecem o processo. Também que, apesar de ser um fluido de trabalho vastamente utilizado em usinas geotérmicas, a água não seria um fluido ótimo para esse tipo de sistema. Na tentativa de sanar essas questões, foi proposto um modelo onde seriam utilizadas bacias sedimentares como reservatório que possuam uma grande capacidade de armazenamento de fluido e são facilmente encontradas [36]. Esse modelo será mais bem descrito na seção que segue.

### 3.2.5. Sistemas Multifluidos

Os recursos geotérmicos de bacias sedimentares foram muito pouco utilizados até hoje. Isso ocorre porque, em geral, os recursos são tratados como de baixa entalpia<sup>3</sup>, devido a temperatura aproximada de 100 °C. Entretanto, a capacidade de armazenamento desses reservatórios é muito maior, principalmente, quando comparada aos reservatórios artificiais criados com o EGS. A permeabilidade das rochas sedimentares também é mais alta e, como as temperaturas de 100 °C são encontradas a profundidades de cerca de 3 km da superfície, os riscos e tecnologias utilizadas para perfuração de poços já são dominados [36].

O armazenamento de CO<sub>2</sub> em campos já vem sendo utilizado há anos, como citado na seção 2.4. Contudo, até o presente momento, apenas a tecnologia de recuperação de petróleo foi capaz de fazer com que o sequestro do CO<sub>2</sub> seja lucrativo. A tecnologia de Sistemas Multifluidos busca sanar os problemas encontrados em sistemas EGS, principalmente os causados pelo processo de fraturas das rochas.

Com a utilização desse sistema proposto, Multifluidos, é possível armazenar grandes quantidades de dióxido de carbono em bacias sedimentares e utiliza-lo como fluido de trabalho em usinas geotérmicas, possibilitando a expansão da utilização deste tipo de usinas em diversas regiões do globo e também contribuindo para a redução dos custos do armazenamento do CO<sub>2</sub> em grande escala.

De modo geral, o fluido de trabalho utilizado pelas geotérmicas convencionais é a água presente nas formações rochosas, como nos casos de 3.2.1, 3.2.2 e 3.2.3, ou injetada nos reservatórios artificiais como é feito nos EGS.

Entretanto, estudam-se os benefícios da utilização do CO<sub>2</sub> em estado supercrítico junto com a água do reservatório como fluido de trabalho. O CO<sub>2</sub> em estado supercrítico é facilmente obtido devido às baixas condições de temperatura e pressão necessárias para chegar até esse estado, como pode ser visto na Figura 15.

A Figura 15 mostra o diagrama das fases do CO<sub>2</sub>. Observa-se que ele é obtido em estado supercrítico a uma temperatura e pressão relativamente baixas, a partir da pressão de 73 atm. e temperatura de 31,1 °C.

---

<sup>3</sup> Medida da quantidade de energia do sistema.

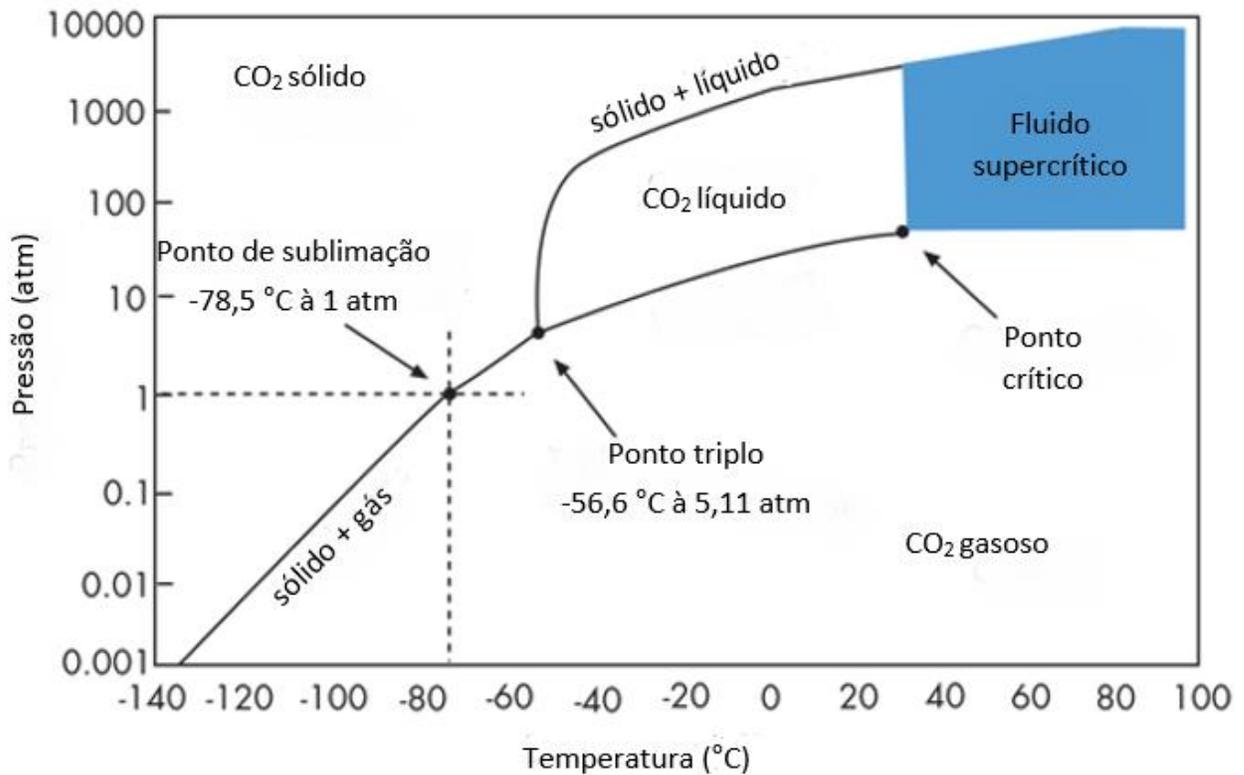


Figura 15 - Diagrama das fases do dióxido de carbono. Adaptado de [37].

Em fluidos supercríticos não há mais distinção entre as fases de gás e de líquido e suas propriedades se misturam. Ou seja, esses fluidos apresentam características de ambas as fases. Uma das vantagens de se utilizar o dióxido de carbono em estado supercrítico é que, quando comparado com a água, sua viscosidade cinemática (propriedade de um gás) é mais baixa, o que permite uma boa absorção do calor apesar de sua relativamente baixa capacidade calorífica e densidade (propriedade de um líquido) que é altamente variável com a temperatura, e um maior coeficiente de expansão térmica permitindo a geração de um Efeito Termossifão mais forte através dos poços de injeção e produção [6], [38].

O Efeito Termossifão acontece devido à diferença de densidade e temperatura do fluido entre os poços de produção e injeção [39].

A equação de Bernoulli descreve o comportamento de fluidos no interior de tubos e relaciona as variáveis de pressão, velocidade, densidade e altura no tubo do fluido:

$$\Delta P + \frac{1}{2}\rho\Delta v^2 + \rho g\Delta h = constante \quad (1)$$

Onde  $\Delta P$  é a diferença de pressão do fluido entre o poço de produção e o poço de extração,  $v$  é a velocidade do fluido,  $\Delta h$  é a diferença entre a altura do reservatório e a da superfície,  $\rho$  a densidade do fluido e  $g$  a aceleração da gravidade.

De forma simplificada, em fluidos estáticos ( $v = 0$ ), a variação de pressão do fluido transforma-se em um produto da densidade ( $\rho$ ) e gravidade vezes a diferença entre a altura do reservatório ( $h_1$ ) e da superfície ( $h_2$ ). Para os fluidos geotérmicos convencionais, como a água, a densidade se altera muito pouco com a variação da temperatura e pressão, sendo assim, a densidade constante e a diferença de altura fixa, não haverá fluxo a menos que haja bombas para a extração do fluido. Como a densidade do  $\text{CO}_2$  tem uma grande variabilidade com a temperatura, ao chegar ao reservatório com uma temperatura mais elevada e expandir-se, dado as propriedades dos fluidos supercríticos, acarretaria em um Efeito Termossifão mais forte que diminuiria, ou até eliminaria, o uso de bombas para levar o fluido do reservatório à superfície. O fluxo de massa gerado pelo efeito a diferentes temperaturas e profundidades pode ser visto na Figura 16. Percebe-se que para todas as profundidades e temperaturas testadas o  $\text{CO}_2$  é melhor do que a água (*brine*<sup>4</sup>, do inglês), principalmente, em profundidades pequenas de 0,5 km a 3 km [39].

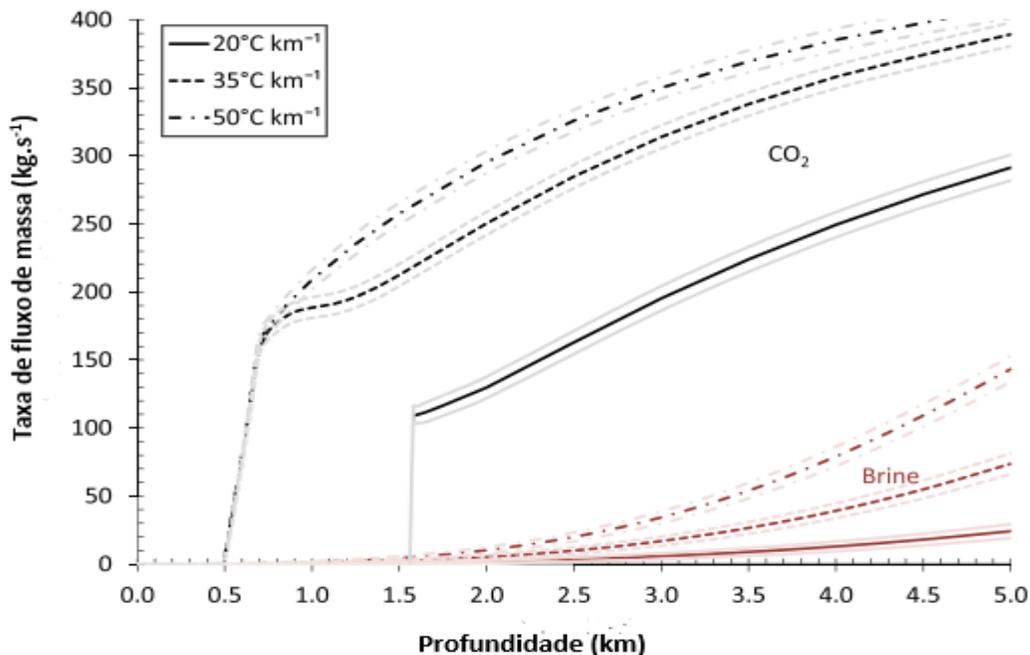


Figura 16 - Taxa de fluxo de massa gerada pelo Efeito Termossifão. Adaptado de [39].

<sup>4</sup> Brine – água que contém concentração de sais.

Para uma simples comparação com os resultados de geotérmicas já existentes, foi feita a modelagem simplificada de uma planta de geração considerando uma estrutura simplificada de apenas 1 poço de injeção (PI – Poço de Injeção) e 4 poços de extração (PE – Poço de Extração), ilustrada na Figura 17. No estudo, foram considerados diversos casos: plantas com uso direto de CO<sub>2</sub> (girando a turbina e produzindo energia) e contando apenas com o Efeito Termossifão, ou com bomba auxiliar; e plantas com uso indireto, onde apenas o calor extraído pelo gás que passa por outro fluido através do trocador de calor é utilizado para movimentar a turbina, entre outros [6].

Os casos simulados incluíram reservatórios com profundidades de 1 a 5 km, gradientes de temperatura de 20, 35 e 50 °C.km<sup>-1</sup>, com a dimensão dos diâmetros dos poços variando 0,14 a 0,41 m, e porosidade dos reservatórios de 10<sup>-15</sup> a 10<sup>-12</sup> m<sup>2</sup>.

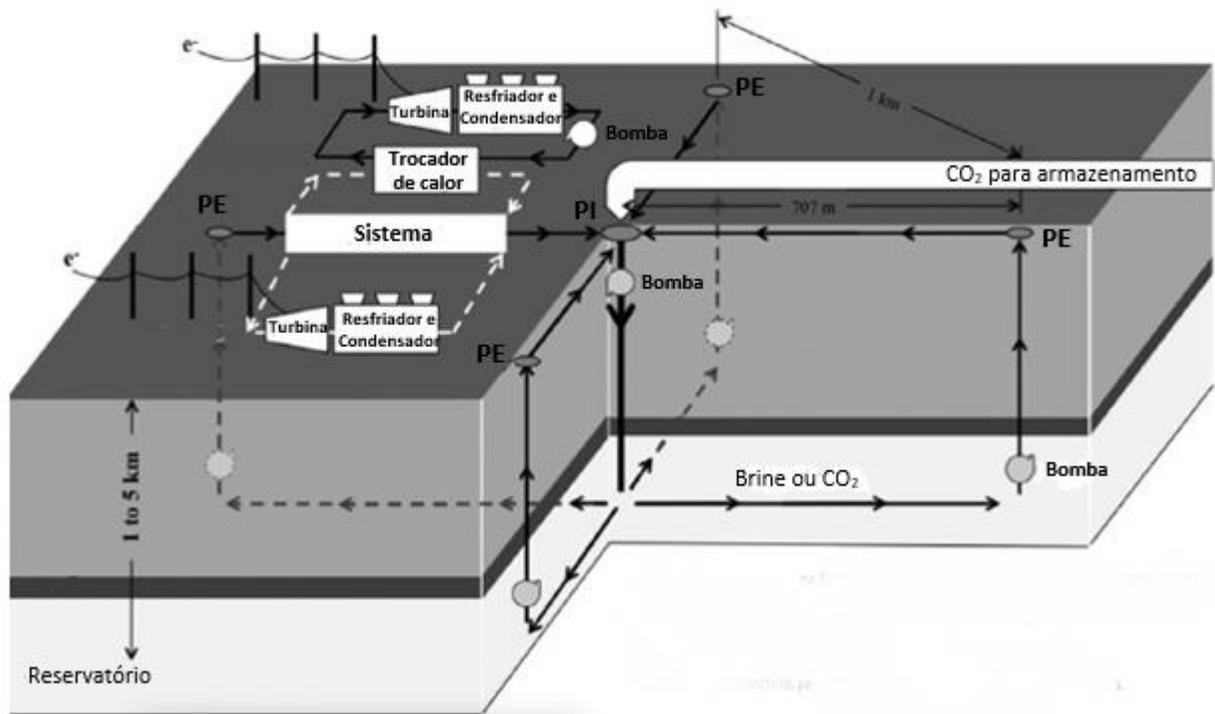


Figura 17 - Esquemático básico mostrando os poços de produção/injeção, reservatórios e planta geotérmica (Sistema). Adaptado de [6].

O sistema foi modelado através de dois *softwares*, o TOUGH2 [40] e *Engineered Equation Solver* (EES) [41]. A potência fornecida pela usina foi dada através da potência total da turbina menos as perdas nas bombas e trocadores de calor.

A Figura 18 traz uma comparação da potência fornecida pelos pares de poços de produção/injeção considerando seis casos diferentes analisados. Todos os casos têm como referência parâmetros básicos, como: permeabilidade do reservatório de  $5.10^{-14} \text{ m}^2$ , gradiente térmico de  $35 \text{ }^\circ\text{C.km}^{-1}$ , 0,41 m de diâmetro para o poço de injeção, e 0,27 m para o de produção [6].

Observando o gráfico, pode-se concluir que o uso direto do  $\text{CO}_2$  como fluido de trabalho possui uma melhor eficiência na geração de energia, principalmente em locais mais rasos, quando comparado aos outros casos analisados.

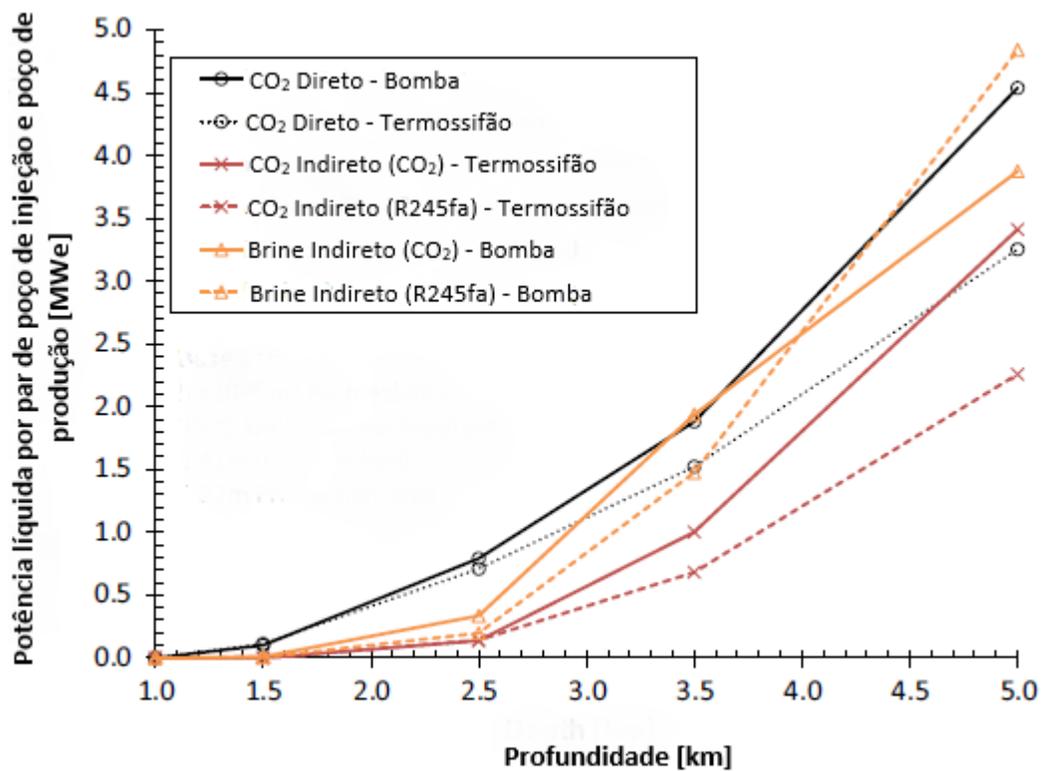


Figura 18 - Comparação da potência fornecida pelo sistema de acordo com os parâmetros base. Adaptado de [39].

Para que seja viável a produção de energia com o uso do  $\text{CO}_2$ , alguns critérios precisam ser atendidos, como:

- O reservatório (aquíferos salinos profundos em bacias sedimentares, em que não existe água potável) precisa estar há pelo menos 800 m da superfície, para que o  $\text{CO}_2$  seja mantido no estado supercrítico;

- O reservatório precisa estar entre camadas impermeáveis de rochas (com o espaço entre poros de 1-10 nm [8] para que não haja risco de vazamento do gás;
- O limite inferior de temperatura do reservatório para a geração de energia é de 100 °C; e
- Para que o processo não seja encarecido com o custo de transporte do CO<sub>2</sub>, as fontes estacionárias do gás devem ser localizadas perto do reservatório utilizado.

Apesar dos critérios citados serem os básicos para que a produção de energia com o uso de CO<sub>2</sub> seja viável, o modelo atual proposto para uma usina geotérmica através da tecnologia Multifluidos já conta com uma estrutura mais complexa.

Tal estrutura é composta dos seguintes elementos: quatro anéis concêntricos, com diversos poços horizontais de injeção e extração, para pressurização dos fluidos de trabalho e depósito e extração dos mesmos do reservatório; além de bombas para pressurização dos fluidos e turbinas para a geração de energia. A Figura 19 traz o diagrama do funcionamento da usina [42].

O dióxido de carbono, que será proveniente de uma fonte estacionária do gás, como de Termelétricas que utilizam combustíveis fósseis, ou grandes indústrias, será injetado no reservatório através dos poços de injeção do segundo anel, deslocando a água proveniente da formação rochosa, de modo que o CO<sub>2</sub> fique contido dentro dos limites dos dois anéis internos. A produção do CO<sub>2</sub> será feita através dos poços de extração do primeiro anel e, após atingir a superfície, passará por uma turbina que funciona conforme ciclo de Brayton que entregará energia ao sistema, será re-pressurizado e re-injetado no reservatório através do segundo anel.

O *brine*, produzido através dos poços do quarto anel, passará por uma turbina que funciona conforme o ciclo orgânico de Rankine (ORC – *Organic Rankine Cycle*), também entregando energia para o sistema e será re-pressurizado e re-injetado no reservatório através do terceiro anel [6], [42].

Um dos grandes desafios da tecnologia CCS é o controle da pressão do reservatório. Para solucionar o caso, parte da água produzida será desviada do ciclo e passará, por exemplo, por uma planta de osmose reversa, para que então se torne potável.

Nas próximas seções, 3.1.5.1 e 3.1.5.2, serão apresentados brevemente os conceitos dos Ciclos de Rankine e Bryton, respectivamente, que descrevem o comportamento de máquinas térmicas movidas a água e a gás, e são empregadas no ciclo de geração de energia das usinas que trabalham com multifluidos, como pode ser observado na Figura 19.

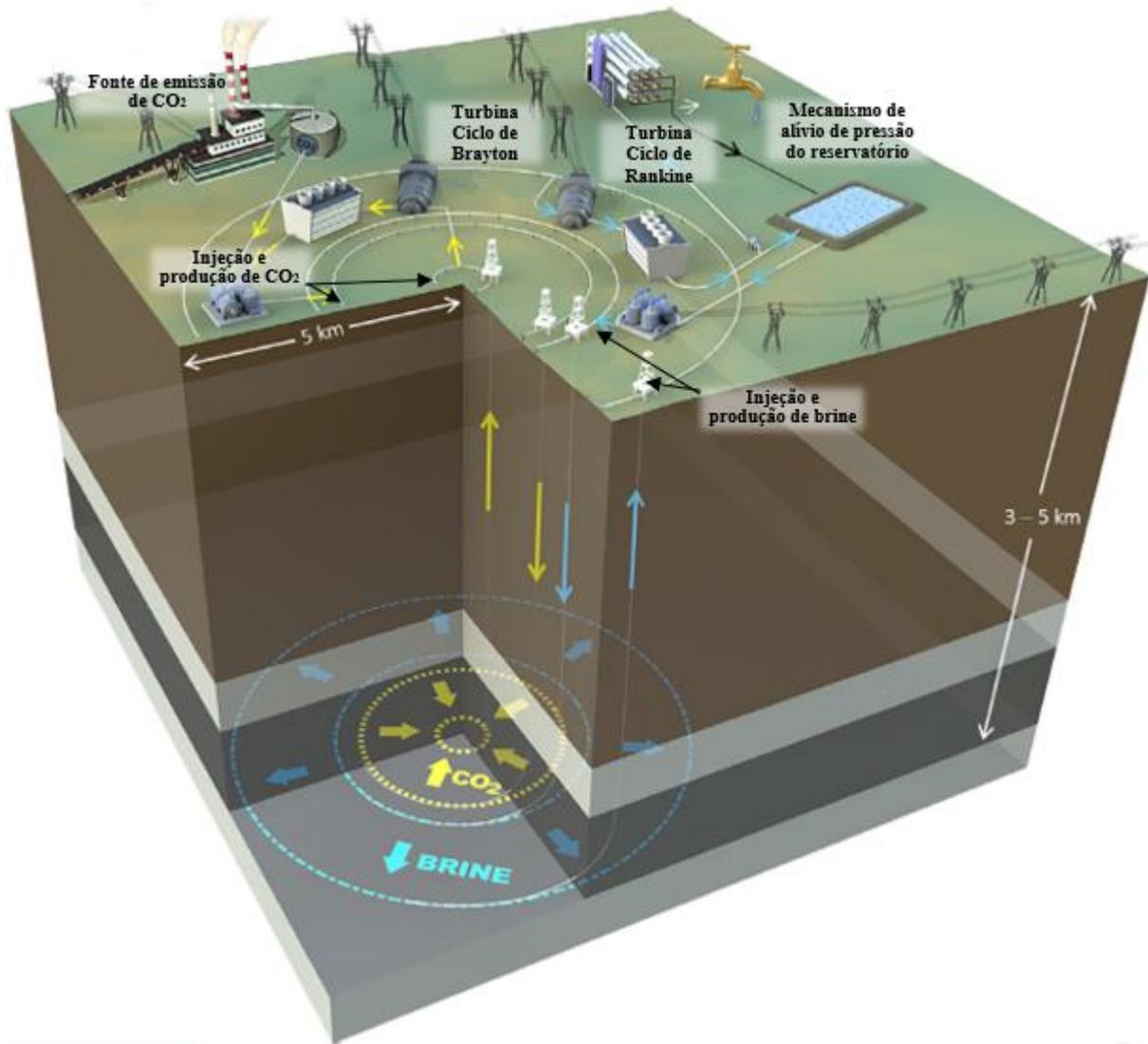


Figura 19 - Diagrama simplificado do funcionamento de uma usina geotérmica através da tecnologia de Sistemas Multifluidos. Adaptado de [42].

### 3.2.5.1. Ciclo de Rankine

O ciclo de Rankine é um modelo termodinâmico que descreve o comportamento do fluido em uma máquina térmica. Ele é vastamente empregado em geração de energia elétrica através de fontes térmicas, que convertem calor em trabalho, e tem como fluido de trabalho a água. A Figura 20 e a Figura 21 mostram o funcionamento do ciclo de Rankine ideal, ou seja, considera-se que o processo não tem irreversibilidades, que não há troca de calor com o ambiente e que o fluido passa através dos componentes à pressão constante [43].

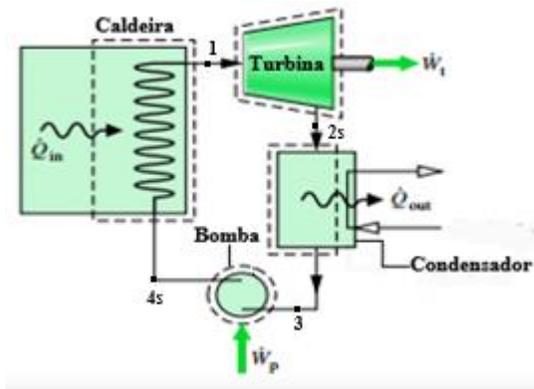


Figura 20 – Diagrama simplificado do ciclo de Rankine ideal. Adaptado de [43].

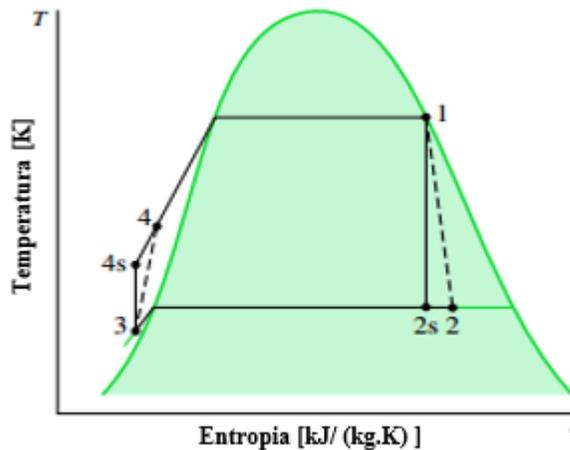


Figura 21 – Diagrama de Temperatura ( $T$ ) versus Entropia<sup>5</sup> ( $s$ ) do ciclo de Rankine. Adaptado de [43].

<sup>5</sup> Parcela de energia que não pode mais ser convertida em trabalho em transformações termodinâmicas.

O funcionamento do ciclo, observado na Figura 20 e Figura 21, ocorre da seguinte forma [43]:

- Entre os pontos 3 e 4s o fluido será comprimido através de uma bomba em um processo isentrópico<sup>6</sup> – com entropia ( $s$ ) constante;
- Após a compressão, entre os pontos 4s -1, o fluido passa por uma caldeira onde ganha calor ao longo de um processo isobárico<sup>7</sup>;
- Entre 1e 2s ocorre a expansão do fluido na turbina, transformando calor em trabalho, por meio de um processo isentrópico; e
- Entre 2s e 3, há o resfriamento do fluido à pressão constante, fechando o ciclo.

Nos ciclos reais, as perdas e irreversibilidades devidas principalmente à expansão e compressão na turbina e na bomba causam o descolamento dos pontos 2s e 4s para 2 e 4 (Figura 21), respectivamente, e esses processos deixam de ser isentrópicos. Além disso, na prática, utilizam-se ciclos com superaquecimento do fluido, regeneração e vários estágios na turbina. O rendimento térmico do ciclo é dado por:

$$\eta = \frac{\dot{W}_{cycle}}{\dot{Q}_{in}} \quad (2)$$

Em que  $\dot{W}_{cycle}$  representa o trabalho líquido do conjunto turbina-bomba e  $\dot{Q}_{in}$  o calor fornecido ao fluido pela caldeira.

O ciclo orgânico de Rankine tem a mesma configuração de um ciclo de Rankine tradicional. A principal diferença está no fluido de trabalho. O ORC utiliza fluidos orgânicos (hidrocarbonetos ou refrigerantes) que apresentam ponto de ebulição inferior ao da água, e por isso são utilizados em fontes de calor de baixa temperatura. Esse ciclo apresenta algumas vantagens frente ao ciclo tradicional, entre eles pode-se citar [43], [44].

- Devido ao fato de que os fluidos orgânicos apresentam um baixo ponto de ebulição, é possível extrair calor de fontes de baixa entalpia e, portanto, aumentar a possibilidade de utilização do ciclo;

---

<sup>6</sup> Processo de transformação à entropia constante.

<sup>7</sup> Processo de transformação à pressão constante.

- A configuração da turbina é mais simples, de apenas um ou dois estágios, devido à queda de entalpia na turbina ser menos acentuada do que no ciclo tradicional; e
- O custo de implantação é menor. Em razão do aproveitamento de fontes térmicas de temperaturas menores e queda de entalpia menor nos processos, o ORC funciona em pressões moderadas (30 bar, em geral). Sendo assim, como os requisitos de projetos são menores, os custos da máquina térmica também serão.

### 3.2.5.2. Ciclo de Brayton

Enquanto o ciclo de Rankine representa a operação de turbinas movidas a vapor, o ciclo de Brayton é a representação do modelo termodinâmico que descreve o comportamento do fluido em uma máquina térmica movida a gás. O ciclo de Brayton pode ser aberto, quando o próprio ar da atmosfera é utilizado como fluido, ou fechado, utilizando como fluido um gás diferente do ar atmosférico. O ciclo é composto por um compressor, uma turbina e trocadores de calor. No ciclo ideal consideram-se as operações de expansão e compressão, na turbina e compressor, como isentrópicas. A Figura 22 traz o diagrama simplificado do funcionamento de um ciclo de Brayton ideal [43].

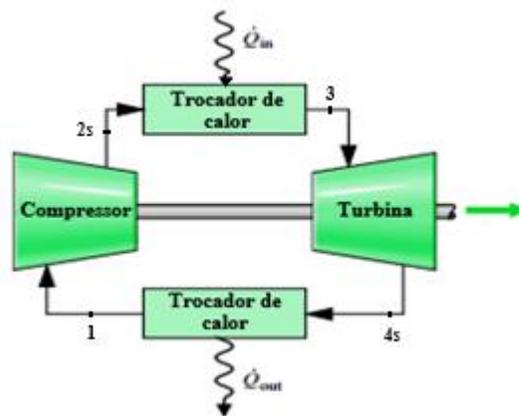


Figura 22 - Diagrama simplificado do Ciclo de Brayton. Adaptado de [43].

As etapas de funcionamento do ciclo de Brayton podem ser observadas na Figura 23.

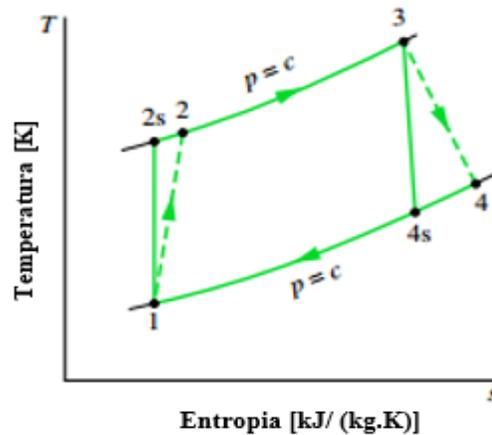


Figura 23- Diagrama de Temperatura ( $T$ ) versus Entropia ( $s$ ) do ciclo de Brayton. Adaptado de [43].

Pela Figura 23:

- Entre os pontos 1 e 2s o fluido entra no compressor, onde passará por uma compressão reversível e adiabática<sup>8</sup>;
- Entre 2s e 3, há o aumento de temperatura do fluido no trocador de calor, à pressão constante;
- Em seguida, entre 3 e 4s, há a expansão do fluido na turbina em um processo isentrópico; e
- Por fim, entre 4s e 1, o fluido perde calor, em um processo isobárico, fechando o ciclo.

Assim como no ciclo real de Rankine, no ciclo real de Brayton há perdas e irreversibilidades devidas, principalmente, à expansão e compressão na turbina e compressor. Devido a esses fatos, a curva real é deslocada dos pontos 2s e 4s para 2 e 4, respectivamente, e esses processos deixam de ser isentrópicos. Além disso, na prática, utilizam-se ciclos com superaquecimento do fluido, regeneração e vários estágios na turbina. O rendimento térmico do ciclo é também dado pela Eq. (2).

<sup>8</sup> Transformação termodinâmica onde não há troca de calor com o ambiente.

### 3.2.5.3. Armazenamento de Energia em usinas em Sistemas Multifluidos

Mundialmente, há uma crescente onda de incentivos à geração de energia a partir de fontes renováveis. No entanto, fontes renováveis possuem características inerentes como: imprevisibilidade e intermitência em seu fornecimento, ou seja, enquanto o perfil da demanda por energia é constante, o fornecimento da energia via as fontes renováveis não o é.

Uma alternativa para sanar essa disparidade seria fazer uso de baterias nesse tipo de sistema. A utilização de baterias para armazenar energia, tanto em larga como em pequena escala, ainda é pouco empregada, mas vem apresentando um aumento significativo ao longo dos últimos anos. Em 2005, a capacidade de armazenamento de energia mundial era de apenas 6 MWh. No ano de 2016, esse número passou para 1.100 MWh. Já em 2017 esse número saltou para 4.000 MWh [45].

Porém, infelizmente, esse crescimento significativo ainda é pouco expressivo em termos numéricos. Estima-se que esse montante de energia armazenada abasteceria apenas cerca de 130 mil residências<sup>9</sup> pelo período de um dia.

Assim, como forma de aproveitar melhor o potencial oferecido pelo sequestro e armazenamento de CO<sub>2</sub>, bem como a sua utilização na produção de energia, esta seção descreverá, através de 3 casos, a utilização do sistema de multifluidos não apenas como gerador de energia, mas também como um grande dispositivo de armazenamento [36].

O propósito é armazenar energia em forma de calor e pressão, através do CO<sub>2</sub> e também *brine*, e entregar energia ao sistema em horários de pico ou em momentos onde haja indisponibilidade das fontes renováveis, principalmente solar e eólicas, em que o desempenho de geração é fortemente dependente de condições climáticas. Do mesmo modo, em períodos em que a demanda do sistema estiver baixa, ou houver excesso de energia, essa energia seria utilizada para pressurizar os fluidos e bombeá-los para o reservatório.

Para fins de análise do potencial que esse armazenamento poderia trazer, e partindo de condições iniciais em que o reservatório possui 125 m e é delimitado por rochas impermeáveis, com a permeabilidade do reservatório de  $1 \cdot 10^{-13} m^2$ , e o gradiente de temperatura da terra de  $37,5 \text{ }^\circ\text{C} \cdot km^{-1}$ , analisou-se em [42] diferentes cenários variando a profundidade do reservatório, e, conseqüentemente, sua temperatura, e pressão do reservatório.

---

<sup>9</sup> Baseado em uma média de países europeus.

Ressalta-se que em [42] há outras análises e outros casos estudados, porém, para esse trabalho foi considerado apenas duas, uma à profundidade de 3 km e outra a 5 km.

A Figura 24 mostra três casos. O primeiro (Sem  $BES^{10}$ ), em que não há armazenamento de energia (linha pontilhada cinza), a profundidade do reservatório é de 3 km (temperatura de 112,5 °C de acordo com o gradiente de temperatura considerado), e a potência entregue ao sistema pela usina é de cerca de 50 MW para um reservatório à pressão de 6 MPa e 75 MW à 10 MPa.

No segundo ( $BES$  Caso A), linha tracejada em vermelho, considera-se o processo de armazenamento de energia funcionando em uma escala de 6 horas para recarga e 18 para descarga. A recarga é o período em que a energia é totalmente empregada para a recirculação dos fluidos de forma que ocorra o armazenamento da energia no reservatório, e o processo de descarga ocorre através da redução da carga ao nível mínimo, onde apenas os processos de injeção de  $CO_2$  ocorrem, e toda a energia armazenada é devolvida ao sistema. Nesse caso, observa-se que a potência armazenada no período de recarga, para o reservatório mantido à 10 MPa foi de cerca de 50 MW, que no período de descarga foram devolvidos ao sistema gerando uma potência de cerca de 100 MW.

Por fim, no terceiro caso ( $BES$  Caso B), linha tracejada verde, em que durante o período de recarga a taxa de extração de calor é reduzida, obtém-se um armazenamento de aproximadamente de 100 MW e 200 MW para o período, para os reservatórios mantidos a 6 MPa e 10 MPa, respectivamente. Para o período de descarga, a energia entregue ao sistema foi em torno de 100 MW e 150 MW.

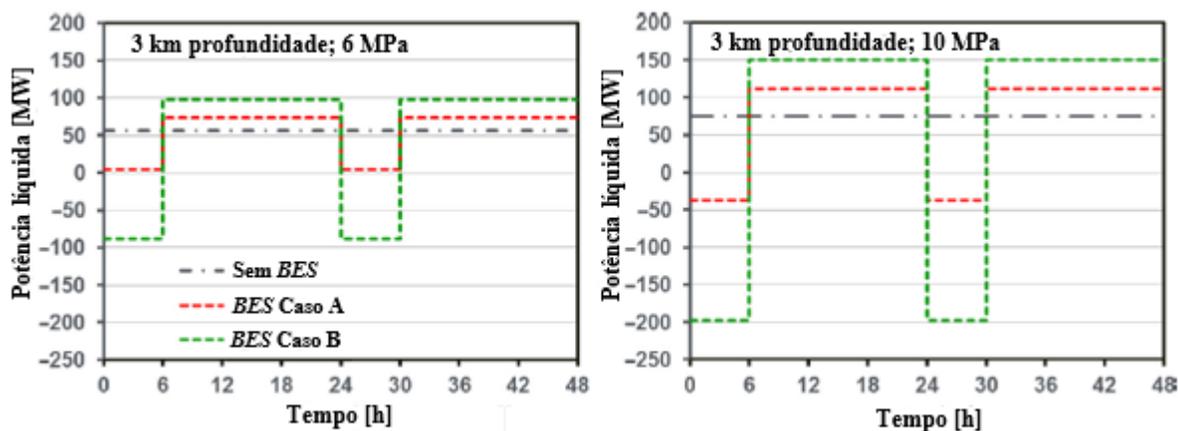


Figura 24 – Potência líquida da usina para o período de 48 horas, com um reservatório a 3 km de profundidade. Adaptado de [42].

<sup>10</sup> BES – Bulk Energy Storage: armazenamento de energia no reservatório.

A mesma análise foi feita para um reservatório a 5 km de profundidade (temperatura de 185,5 °C), conforme a Figura 25.

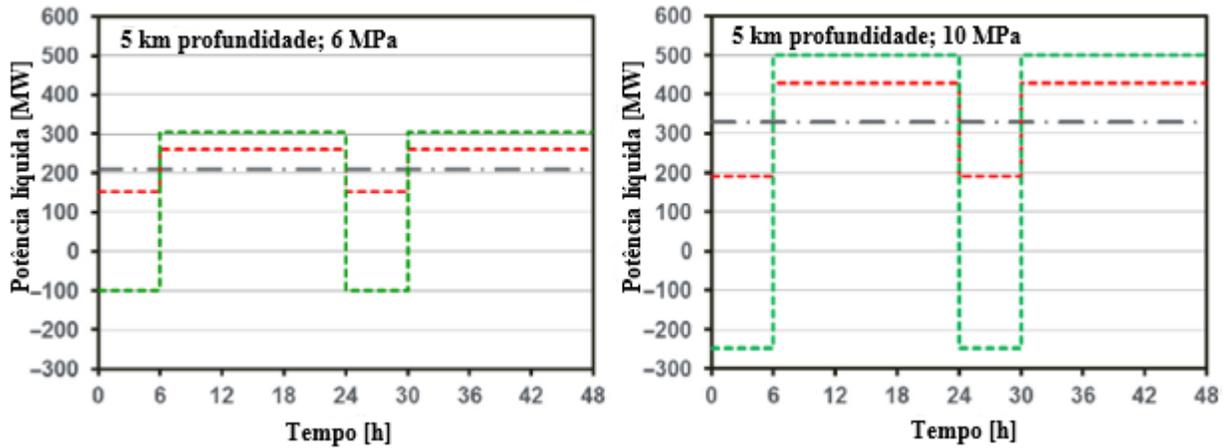


Figura 25 - Potência líquida da usina para o período de 48 horas, com um reservatório a 5 km de profundidade. Adaptado de [42].

É notável a influência significativa que a temperatura do reservatório tem sobre a potência líquida da usina. Observando a Figura 24 e Figura 25, para um reservatório com pressão de 6 MPa, percebe-se que ao aumentar a profundidade, e conseqüentemente a temperatura devido ao gradiente de temperatura da terra, a potência líquida entregue no primeiro caso (Sem BES) passa de cerca de 50 MW, na profundidade de 3 km, para 200 MW em 5 km, uma potência quatro vezes maior. O mesmo ocorre para os casos A e B. No caso A, o aumento da temperatura resultou em uma potência 3,3 vezes maior, passando de 75 MW para 250 MW e, no caso B, 3 vezes maior, passando de 100 MW, à 3 km, para 300 MW à profundidade de 5 km.

Com o reservatório a pressão de 10 MPa o comportamento também é similar e dependente da temperatura. Os resultados nos casos Sem BES, BES Caso A e BES Caso B os resultados foram 4, 4,1 e 3,3 vezes maior quando comparados a potência entregue à 3 km e 5 km. O resumo desses resultados pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1 – Comparação entre a potência do sistema do reservatório à 3 km em relação ao de 5 km.

Pressão do Reservatório [MPa]	Sem BES	BES Caso A	BES Caso B
6	4.0	3.3	3.0
10	4.0	4.1	3.3

### 3.3. Considerações Finais

Em 2015, durante a COP-21, muitos esforços foram envidados no sentido de promover metas de desenvolvimento sustentável entre as nações, resultando em um acordo assinado por 195 países, conhecido como Acordo de Paris. Porém, em 1º de junho de 2017, Donald Trump, atual Presidente dos Estados Unidos, anunciou a saída do acordo, alegando que as obrigações prejudicariam o país e os deixariam em desvantagem econômica em relação a outras grandes potências mundiais. Trump alegou que um dos setores mais impactados seria o da indústria de carvão, culminando, por exemplo, no desemprego de trabalhadores deste setor [46].

Ainda é cedo para avaliar os impactos da saída dos Estados Unidos, que contribui com uma grande parcela de emissões de GEE, do Acordo de Paris. Porém, é motivo de preocupação o cumprimento das metas estabelecidas, como a de limitar o aumento da temperatura média global a 2 °C. Além disso, há uma preocupação com o reflexo dessa decisão dos Estados Unidos em outros países do mundo, e no conseqüente comprometimento dessas nações com o acordo [47]. A decisão do governo americano foi criticada por diversas grandes empresas, como *Google*, *General Motors* e *Microsoft*, que condenaram a ação e reafirmaram seus compromissos com o meio ambiente e o desenvolvimento sustentável, e também repercutiu negativamente no cenário político mundial. França, Alemanha, Japão e diversas outras nações desaprovaram o feito e reafirmaram seus compromissos com o acordo [48].

Seria prematuro fazer uma análise quantitativa das conseqüências que esta decisão da administração do governo Trump ocasionará sobre os orçamentos de políticas e pesquisas relacionadas às mudanças climáticas, dentre elas, o CCS e a utilização do CO<sub>2</sub> na geração de energia, discutidos neste trabalho. Mas pode-se dizer que, qualitativamente, a retirada do acordo de um país tão influente e importante, político e economicamente, como os Estados Unidos, em um momento em que a preocupação e comprometimento dos países com o tema tem crescido expressivamente é, de fato, negativa, e parece seguir a contramão das tendências mundiais, que tem incentivado cada vez mais a inserção de fontes renováveis de energia.

Ademais, quanto as tecnologias discutidas neste capítulo, Vapor Seco, *Flash Steam* e Ciclo Binário, estas já são tecnologias dominadas e empregadas nas usinas geotérmicas existentes. Porém, esbarram na limitação geológica, estando dependentes da existência de fluidos de alta

temperatura para que seja possível a exploração do potencial geotérmico, fato este, que limita a expansão e uso da fonte.

Entretanto, as novas tecnologias em desenvolvimento, EGS e Sistemas Multifluidos, indicam não apenas uma possibilidade de ampliação da exploração dos recursos geotérmicos disponíveis em diversos países, como também uma melhor eficiência na extração desses recursos. Isto pode ser visto, principalmente, em Sistemas Multifluidos em que o emprego do CO<sub>2</sub> como um segundo fluido de trabalho permitiria o aproveitamento de grandes reservatórios, como é o caso das bacias sedimentares, o armazenamento de grandes quantidades do gás, uma melhor eficiência na extração do calor quando comparado com usinas geotérmicas que utilizam apenas água e também a possibilidade do uso desse sistema como armazenador de energia. O fato desse sistema funcionar como armazenador e entregar energia ao sistema assim que solicitado, poderia, por exemplo, beneficiar países com uma matriz energética predominantemente térmica, em que a resposta à demanda de energia do sistema é mais lenta, garantindo dessa forma uma maior segurança em momentos de picos da carga.

## **4. O DIÓXIDO DE CARBONO NA GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL: PERSPECTIVAS E POSSIBILIDADES**

O Capítulo 4 apresentará o cenário sobre o mercado de energia brasileiro e um estudo realizado sobre o potencial geotérmico encontrado na Bacia do Paraná. Na Seção 4.1 encontra-se um panorama do mercado de energias renováveis no Brasil focado, principalmente, nas fontes eólica e solar que tiveram maior desenvolvimento e investimento ao longo dos anos no país. Serão expostas também as recentes dificuldades do setor, que trazem entraves para o crescimento deste mercado e a possível inclusão de uma nova fonte renovável. Na Seção 4.2, encontram-se resultados de pesquisas realizadas sobre o mapeamento geotérmico da Bacia do Paraná e potenciais reservatórios para a utilização do CO<sub>2</sub> para geração de energia no Brasil.

### **4.1. O Mercado de Energias Renováveis no Brasil**

Após a crise energética de 2001 que foi causada, entre outros fatores, pela falta de investimento em infraestrutura de geração e distribuição de energia elétrica, e ainda agravada pelo baixo nível de aflúências registradas naquele ano, o setor de energia passou por uma grande reestruturação [49]. Houve um grande investimento em novas linhas de transmissão, projetos estruturantes como as usinas Jirau, Santo Antônio e Belo Monte e também incentivos à inclusão de fontes alternativas de geração de energia na matriz energética, visando mitigar os riscos de futuros racionamentos de energia elétrica.

O primeiro leilão de contratação de energia de fontes eólicas no Brasil ocorreu em 2009 e possibilitou a contratação de 71 empreendimentos na modalidade Energia de Reserva, totalizando 1,8 GW de potência instalada [50]. A modalidade de contratação de Energia de Reserva foi concebida para aumentar a segurança de fornecimento de energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN), onde a energia dos parques contratados é exclusivamente para esse propósito [51]. Até março de 2017, segundo informações divulgadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), esse número atingiu o montante de 10,4 GW de potência instalada, com 418 empreendimentos já em operação comercial [52]. Em outubro de 2017, mês em que se iniciará o suprimento dos contratos das usinas que venderam energia no 6º Leilão de Reserva, que ocorreu em 2014, haverá o acréscimo de mais 769 MW referente à contratação de 31 usinas. A Figura 26,

retirada do Boletim Mensal de Geração Eólica do Operador Nacional do Sistema (ONS) mostra o histórico da capacidade instalada e geração de usinas eólicas do SIN [53].

Nota-se que as usinas eólicas com despacho Tipo III (sem relacionamento com o ONS) não estão contempladas na Figura 26.

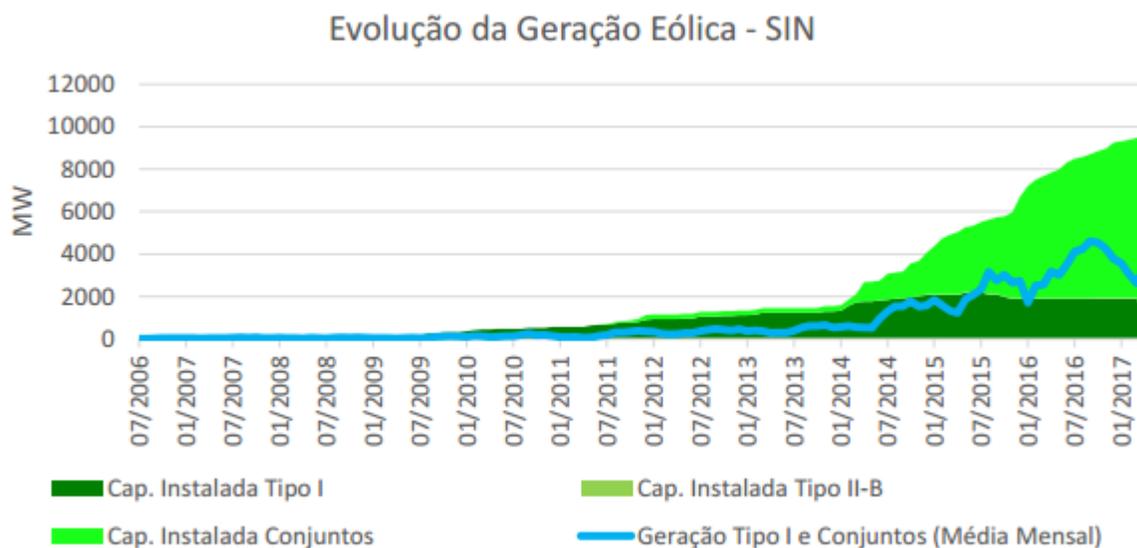


Figura 26 - Histórico da capacidade instalada e geração de usinas eólicas do SIN [53].

Entretanto, a Tabela 2 abaixo, traz a capacidade eólica instalada dividido por tipo de despacho<sup>11</sup>, totalizando os 10,4 GW.

Tabela 2 – Capacidade Instalada das usinas eólicas do SIN em operação comercial [53].

Capacidade Instalada (MW)					
Tipo I	Tipo II-B	Conjuntos	Total ONS	Tipo III	Total
1.113,99	50,78	8.371,86	9.536,62	872,92	10.409,54

De geração solar, segundo informações da CCEE, até o mês de março de 2017 havia apenas 8 pequenos empreendimentos que somam ao todo 18,6 MW de potência instalada e que não estão vinculados com leilões [52]. O primeiro leilão de energia que contou com a participação da fonte ocorreu em 2014, e tem o início do suprimento dos contratos datados para outubro de 2017. O

<sup>11</sup> Os tipos de despachos citados na Tabela 2 estão definidos no Submódulo 26.1 dos Procedimentos de Rede do ONS [54], e podem ser conferidos no ANEXO A.

montante negociado no 6º Leilão de Energia de Reserva (LER) de 2014, primeiro que contou com a participação da fonte solar, foi de 889,66 MW de potência instalada de 31 usinas [55]. No ano de 2015, ocorreram mais dois LER que contaram com a participação da fonte e, ao todo, mais 1,76 GW de potência foi contratada e começará a ser entregue ao sistema nos anos de 2017 e 2018 [56], [57].

Conforme dados divulgados pela CCEE [52], Figura 27, a fonte eólica já representa, aproximadamente, 7% da matriz energética brasileira, enquanto a solar representa aproximadamente 0,01%.

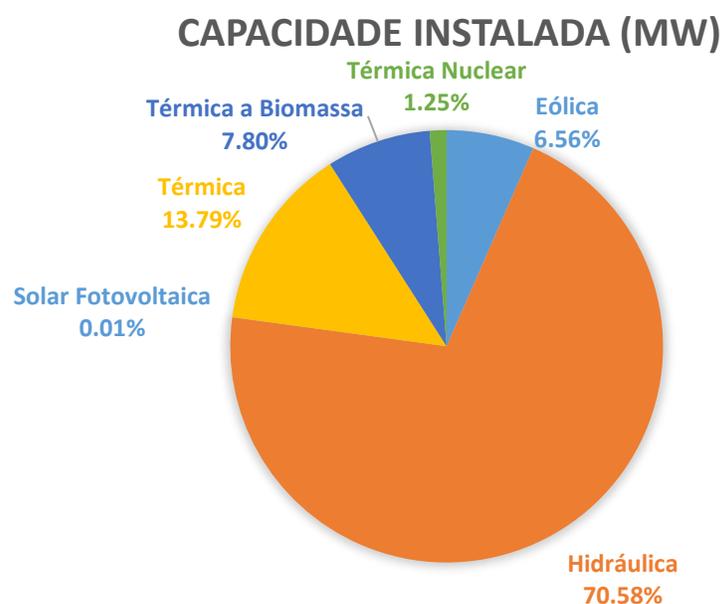


Figura 27 – Representação da Capacidade Instalada, por fonte, da matriz energética brasileira [52].

O crescimento da utilização de energia renovável na matriz energética do Brasil tem como causa, além das condições climáticas favoráveis e do compromisso firmado pelo país na COP-21, a política de incentivos empregados a essas fontes que tem como objetivo fomentar o desenvolvimento, conferindo competitividade, às usinas de fontes alternativas de energia [58]. São consideradas fontes alternativas as usinas eólicas, solares, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), biomassa e cogeração qualificada. Esse incentivo ocorre por meio de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Assim como os consumidores do SIN, os geradores de energia também têm como obrigação o pagamento dos encargos da TUST e TUSD, para que a energia gerada possa ser escoada. A Lei

9.427 de 1996 instituiu que, empreendimentos de fontes eólica e solar com potência injetada inferior à 30 MW têm direito a um desconto de pelo menos 50% nas tarifas de uso do sistema (TUST/TUSD). Em novembro de 2016, houve uma modificação no limite de potência injetada que dará direito ao desconto referido (Lei 13.360/2016), para os empreendimentos que participaram de leilão ou obtiveram a outorga a partir de 2016, há direito ao desconto nas tarifas desde que a potência injetada pela usina não ultrapasse 300 MW.

Entretanto, os cenários de incertezas políticas do país, da sobre contratação das distribuidoras do SIN, bem como os atrasos de grandes obras de transmissão preocupam o mercado de energias renováveis do Brasil.

Desde meados de 2014, ano em que a crise político-econômica do Brasil começou a se agravar, diversos setores foram impactados e, dentre eles, está o setor de energia. A contração das distribuidoras do país é feita através dos leilões de energia. Esses leilões ocorrem em média 5 anos antes do início da entrega de energia e tem o período de suprimento de cerca de 20 anos, e a distribuidora é obrigada a contratar 100% da energia para atender a estimativa de consumo de seu mercado. Sobre contratações de até 105% podem ser repassadas aos consumidores. Valores acima disso não podem ser repassados e ficam como prejuízo para as distribuidoras [59], [60]. A redução da atividade econômica do país e a forte onda de migração de unidades para o Mercado Livre de Energia agravaram a situação, e segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), em 2016 havia uma sobra de 107,1% nas distribuidoras podendo chegar até 113,9%, em 2019, segundo relatório divulgado pela empresa EDP – Energias do Brasil, problema que se estenderá até 2021 caso nada seja feito [61].

Atendendo o pleito das distribuidoras, o Ministério de Minas e Energia (MME) está trabalhando com mecanismos para amenizar esse problema e reduzir o impacto financeiro que as distribuidoras vêm sofrendo. No último dia 30 de maio, através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) de Energia Nova, houve a descontração permanente de 1.362,746 MWm, válidos a partir de 2018. Porém, considerando esse montante, ainda há sobras declaradas pelas distribuidoras no valor de aproximado de 1.978 MWm [62]. Ainda esse ano, está previsto um Leilão de Descontração de Energia de Reserva, que deve ser realizado até 31 de agosto de 2017, e com a redução da sobre contratação devido às rodadas do MCSD de Energia Nova e do Leilão de Descontração, as distribuidoras apontam para a necessidade de se contratar energia a partir do fornecimento de 2022, sinalizando a realização de um leilão ainda esse ano [63], [64].

Só há leilão quando as distribuidoras sinalizam ao MME a presença de déficit de energia para os anos seguintes. E quando os leilões não ocorrem, toda a cadeia de produção de infraestrutura para a construção de usinas sofre com a falta de demanda, principalmente das fontes eólica e solar que se instalaram no país há pouco tempo.

Empresas como a Nordex, Vestas do Brasil e GE Wind, fabricantes de aero geradores, declararam a preocupação com a situação de falta de leilões no país e tem pressionado o MME para a realização de pelo menos um ainda esse ano de 2017. No ano passado não houve leilão com a participação das fontes eólica e solar, a justificativa é que haverá grande impacto nas empresas, principalmente nos anos de 2018 e 2019, quando grande parte dos projetos contratados nos leilões de 2014 e 2015 termina [65].

Outro entrave que prejudica o mercado de energia é o de atraso em grandes obras de transmissão. Desde 2015, as obras das linhas de transmissão que fariam o escoamento da energia de Belo Monte para o Nordeste estão paralisadas. Essas obras são de responsabilidade da empresa espanhola Abengoa, que entrou em pedido de recuperação judicial na Espanha e no Brasil [66], [67]. Em dezembro de 2016 estava programado um LER para as fontes eólica e solar. A Nota Técnica 121/2016 elaborada pelo ONS e EPE traz informações da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração nos barramentos candidatos (onde os geradores declararam interesse em fazer a conexão), divididos por estados, áreas e subáreas do SIN.

Nessa Nota Técnica, a capacidade de escoamento dos barramentos dos estados da Bahia e Rio Grande do Norte estavam zerados. Nos estados do Ceará e Piauí, diversos pontos também estavam com capacidade zero de conexão, sendo o principal motivo desta situação o atraso nas obras da Abengoa. Esse fato inviabilizou a participação no leilão de muitos empreendimentos, principalmente das fontes eólicas, dado que devido ao perfil de ventos, o Nordeste é o local mais apropriado para a instalação das usinas, que ficariam sem acesso ao sistema e seriam incapazes de escoar sua produção. Por fim, o certame acabou sendo cancelado pelo MME cinco dias antes da sua realização devido à redução nas projeções de carga para os próximos anos [68], [69].

No momento, os pontos citados anteriormente dificultam a expansão de exploração não só de fontes renováveis, como também da exploração de fontes com um custo operativo mais baixo, como é o caso das hidrelétricas, e, possivelmente, seriam entraves para a inclusão de um novo tipo de fonte no Brasil, como as geotérmicas.

Segundo a CCEE, não há registros da presença de usinas geotérmicas que estejam em operação no Brasil. Na próxima seção serão apresentadas informações sobre o levantamento de potenciais reservatórios, gradiente de temperatura e mapeamento de fontes estacionárias de CO<sub>2</sub> no Brasil, características importantes para verificar a viabilidade da instalação de usinas geotérmicas movidas a CO<sub>2</sub> para a geração e energia.

#### **4.2. Perspectivas e Possibilidades**

Para avaliar a possibilidade da utilização do dióxido de carbono na geração de energia é necessário investigar dois aspectos que tem grande influência na eficiência de usinas geotérmicas: as propriedades dos potenciais reservatórios, como capacidade de armazenamento, extensão, profundidade, densidade e porosidade das rochas que o compõe; e a qualidade dos recursos geotérmicos desses reservatórios, visto que, conforme a seção 3.1.5. a temperatura interfere de forma significativa na potência líquida entregue pela usina.

Até o presente momento, por se tratar de fontes de baixa entalpia, os recursos geotérmicos do Brasil têm sido utilizados de forma a aproveitar diretamente o calor para fins de lazer e recreação, como em parques aquáticos localizados na região Sudeste/Sul do país [27].

Existem poucos estudos sobre o gradiente e fluxo geotérmico das regiões brasileiras e, em sua maioria, esses estudos restringem-se a profundidades menores do que 3 km. A obtenção desses dados, de modo geral, é difícil e complexa, e depende da existência de poços e minas que, muitas das vezes, são muitos rasos para se obter dados de qualidade [70]. Em 2009, em um trabalho realizado no Observatório Nacional (ON), apresentou-se uma avaliação preliminar dos recursos geotérmicos da Bacia do Paraná.

A Bacia do Paraná estende-se por uma área de cerca de 1,4 milhões de km<sup>2</sup> pelos territórios do Brasil, Argentina, Paraguai e Uruguai. No Brasil, a bacia abrange diversos estados e sua maior porção se encontra nos estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, conforme ilustra a Figura 28.

Segundo [70], conforme as conjunturas geológicas e geofísicas da bacia existem indicativos que apontam para a possível presença de recursos geotermiais de média e alta entalpia. Dentre os fatores citados, os mais relevantes são: as anomalias geotérmicas características da região; presença de grandes aquíferos que servem como reservatórios dos recursos termais, como o Aquífero Guarani; e a formação geológica, que conta com uma camada impermeável, e permite que esses recursos permaneçam acumulados na bacia sedimentar.

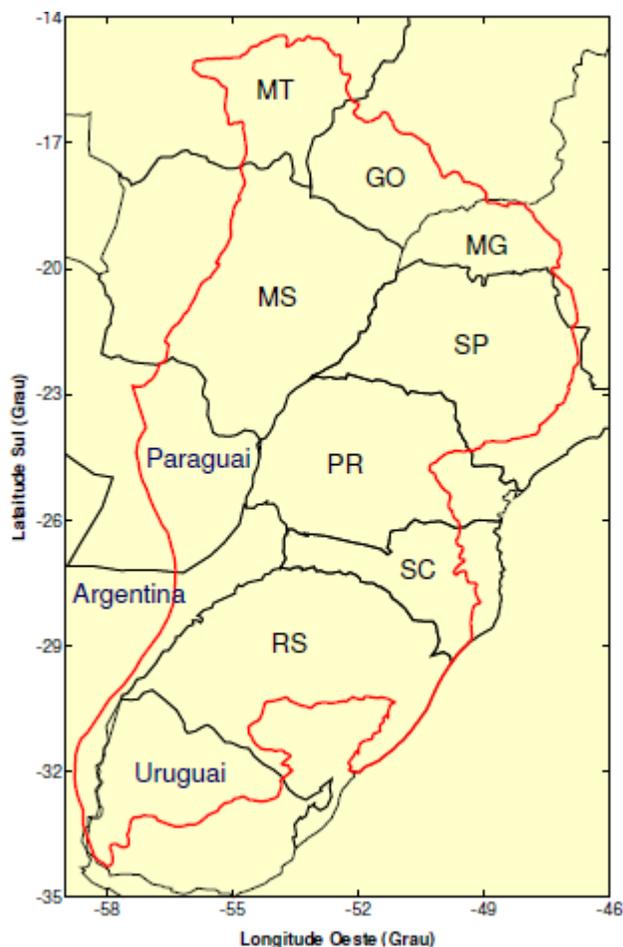


Figura 28 – Bacia sedimentar do Paraná, delimitada pelo contorno vermelho [70].

Foram analisados aproximadamente 383 poços localizados em território brasileiro para a determinação das características gerais da bacia, como gradiente geotérmico, fluxo geotérmico e condutividade da formação. Diversas metodologias de coleta e análise dos dados foram utilizadas, desde medições diretas nos poços, como extrapolação dos dados obtidos através de análises de informações secundárias do banco de dados através de modelos matemáticos.

Essa análise permitiu o mapeamento preliminar dos recursos geotérmicos e a elaboração de mapas com base nos dados analisados. A Figura 29 mostra a distribuição da temperatura na bacia, considerando uma profundidade de até 3 km.

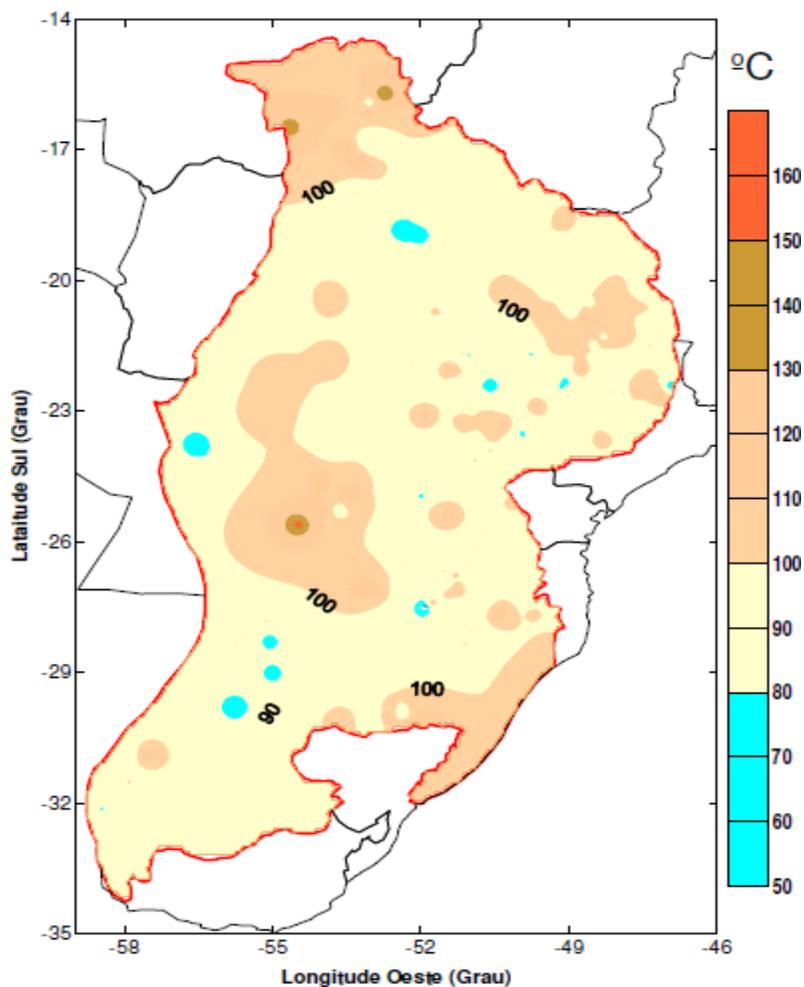


Figura 29 – Temperatura da Bacia do Paraná em profundidades de até 3km da superfície [70].

Observa-se na Figura 29 que na profundidade de até 3 km, as temperaturas constatadas estão entre a faixa de 80 °C e 90 °C na maior parte da bacia, não sendo adequadas para a implantação de usinas geotérmicas para a geração de energia, que tem como limite inferior a temperatura de 100 °C. Entretanto, nessa mesma profundidade, nota-se a presença de alguns bolsões onde seria possível encontrar os recursos variando entre 100 °C e 130 °C.

Contudo, conforme a Figura 30, em profundidades de até 5 km da superfície, há o indicativo de recursos de alta entalpia.

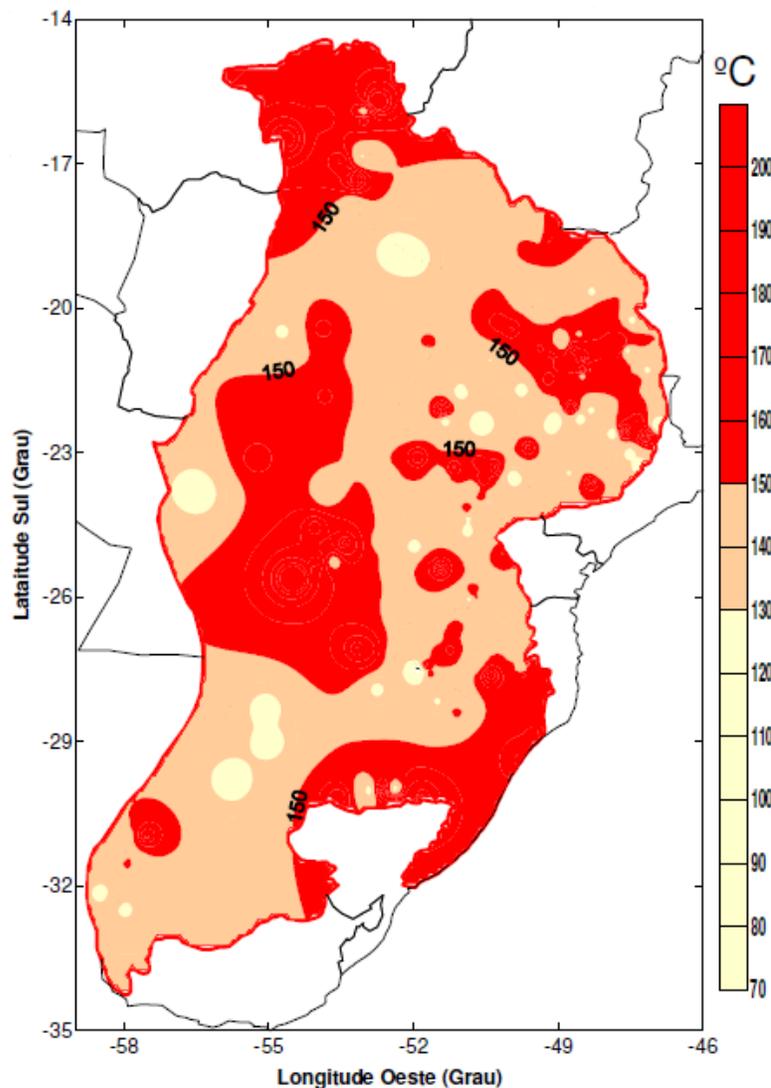
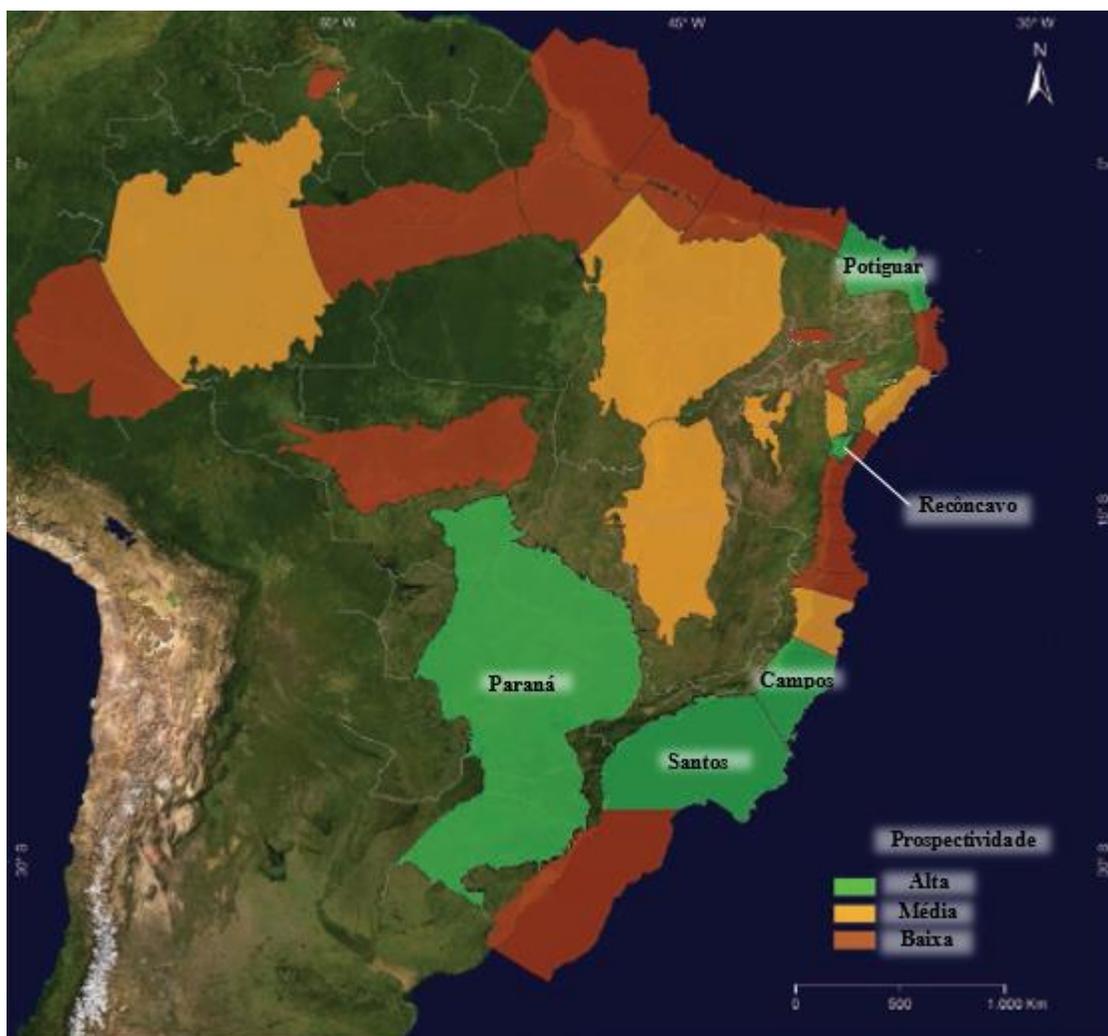


Figura 30 - Temperatura da Bacia do Paraná em profundidades de até 5km da superfície [70].

De acordo com a variação de temperatura em profundidades de até 5 km, é possível notar a presença da temperatura de 130 °C na maior parte do território da bacia, e também a existência de grandes bolsões com temperatura mínima de 150 °C. Especialmente esses locais, onde há a presença de recursos a 150 °C, seriam viáveis para fins de geração de energia.

Os resultados encontrados em [70], Figura 29 e Figura 30, vem ao encontro dos estudos realizados pelos pesquisadores do CEPAC. No Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento de

CO<sub>2</sub> [23], lançado em 2016 pelo CEPAC, a Bacia sedimentar do Paraná, juntamente com as Bacias de Santos, Campos, Recôncavo e Potiguar, são classificadas como de alta prospectividade para o armazenamento de dióxido de carbono, conforme verificado na Figura 31 na cor verde.



Duas formações da Bacia do Paraná, Formação Rio Bonito (Grupo Guatá) e Formação Furnas (Grupo Paraná), identificadas, respectivamente, na Figura 32, chamam a atenção dos pesquisadores por suas características favoráveis ao armazenamento de CO<sub>2</sub>, como porosidade e densidade das rochas, e a grande proximidade de fontes estacionárias de emissão [23].

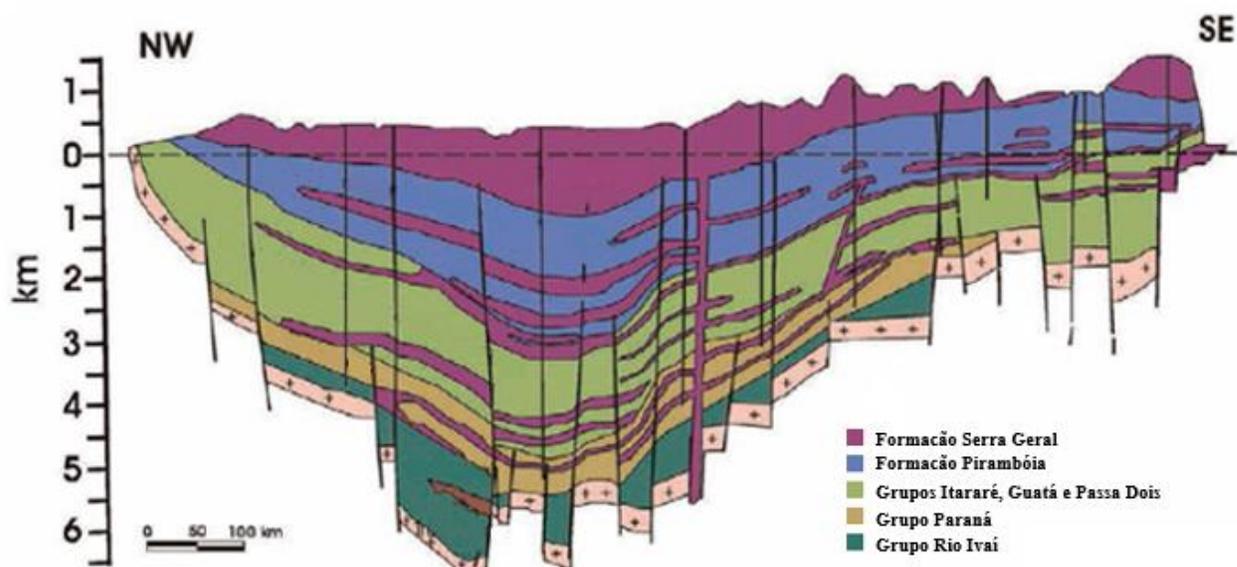


Figura 32 – Formações geológicas da Bacia do Paraná. Adaptado de [23].

Nessas formações, Rio Bonito e Furnas, há a presença de aquíferos salinos. Conforme a Figura 32, as formações se estendem a profundidades de até 5 km da superfície. Comparando os resultados divulgados pelo Atlas com os resultados de mapeamento geotérmico da Bacia do Paraná do ON, pode-se observar que existe perspectiva de que o recurso geotérmico desses aquíferos seja encontrado em temperaturas acima de 100 °C. Entretanto, até o momento, é difícil avaliar o real potencial dessas formações. Há muito pouco dado relacionado aos aquíferos salinos no Brasil, o que torna difícil estimar até mesmo qual o potencial de armazenamento da formação, em sua maioria. Os dados existentes dizem respeito aos aquíferos de água potável, inviáveis para o armazenamento de CO<sub>2</sub>, devido aos riscos de contaminação da água.

Ainda assim, em uma análise superficial, a possível presença de recursos geotérmicos acima de 100 °C nessas formações, a grande concentração de fontes estacionárias de emissão de CO<sub>2</sub> e as características favoráveis ao armazenamento do gás indicam a possível viabilidade de instalação de uma usina geotérmica movida a CO<sub>2</sub> na Bacia do Paraná, como a de sistemas Multifluidos apresentada na seção 3.1.5.

### 4.3. Considerações Finais

O Brasil tem realizado esforços em direção à utilização do CCS e conta com um projeto operando em escala comercial desde 2013 no Campo de Lula para Recuperação Avançada de Petróleo (apresentado na seção 2.5), que armazena cerca de 0,7 MtonCO<sub>2</sub>/ano [24]. Porém, com relação ao CCS para a geração de energia no Brasil, é necessária a realização de estudos aprofundados relacionados, principalmente, a obtenção de dados mais precisos sobre as localidades onde há fontes de média e alta entalpia, as estruturas geofísicas dos potenciais reservatórios e a capacidade real de armazenamento do gás, como exemplo das Formações Rio Bonito e Furnas, possibilitando o desenvolvimento de um modelo econômico para avaliar a viabilidade da inserção da fonte no país.

Todavia, com base na conjuntura do mercado de energia exposto em 4.1, e dado a dificuldade enfrentada por investidores de fontes já consolidadas no país no atual momento de crise, sem perspectivas de muitas mudanças em um horizonte de médio prazo, não seria fácil a introdução de uma nova fonte de energia, principalmente se não houver uma política de incentivos, como existe até hoje para as fontes eólica e solar [71].

## 5. CONCLUSÃO

O propósito deste trabalho foi o de apurar, baseado em um amplo estudo bibliográfico, a possibilidade de se utilizar a tecnologia CCS para a geração de energia no Brasil. Uma de suas motivações foi o recente comprometimento de diversos países na COP-21, realizada em dezembro de 2015, com objetivos de mitigar os efeitos que os GEE vêm causando no meio ambiente. Na COP-21, 195 países comprometeram-se em implantar medidas de desenvolvimento sustentável, dentre elas, a de diminuição do índice de emissão de CO<sub>2</sub>. O CCS tem um papel importante a desempenhar para que esses objetivos sejam atingidos, visto que, com a implementação dessa tecnologia em escala global seria possível sequestrar grandes quantidades de CO<sub>2</sub> da atmosfera, que ficariam então armazenadas no subsolo.

Ao nível mundial, no contexto de Recuperação de Petróleo, muito já foi desenvolvido sobre a captura e armazenamento do dióxido de carbono. Existem projetos operando há mais de 40 anos e que são responsáveis por armazenar mais de 40 MtonCO<sub>2</sub>/ano, o que demonstra que, no que diz respeito ao armazenamento do gás em campos de petróleo, a tecnologia está dominada e é segura.

No Brasil, até o momento, existe apenas um projeto em operação localizado na área do Pré-Sal, no Campo de Lula, com capacidade de armazenar 1 MtonCO<sub>2</sub>/ano.

No entanto, com a finalidade de expandir a possibilidade da implementação do CCS ao nível mundial, prospecta-se utilizar bacias sedimentares como reservatórios do gás. Assim, para tornar viável economicamente a utilização dessas bacias, estuda-se a implantação de usinas geotérmicas que utilizariam o CO<sub>2</sub> armazenado, também o *brine* proveniente do reservatório, em um sistema multifluidos que permitirá a geração de energia com recursos geotérmicos de menor qualidade (a partir de 100 °C) e profundidades mais rasas, diferente do que ocorre com os sistemas geotérmicos atuais, que necessitam de recursos de alta entalpia (pelo menos 150 °C) para um bom funcionamento. Esses recursos de alta entalpia são encontrados em profundidades rasas apenas em localidades onde há atividade vulcânica mais intensa, fator limitante para a expansão da utilização de geotérmicas convencionais no mundo.

Além disso, a inserção do CO<sub>2</sub> em estado supercrítico como fluido de trabalho em usinas geotérmicas traz algumas vantagens quando comparado com a água, fluido utilizado nas geotérmicas convencionais. Devido às propriedades do fluido supercrítico, o Efeito Termossifão

criado é mais forte, fazendo com que a utilização do CO<sub>2</sub>, principalmente nas temperaturas mais baixas, seja mais eficiente e permita uma redução da utilização de bombas para a circulação do fluido, diminuindo os custos do projeto.

Também, a utilização de recursos geotérmicos com temperaturas menores possibilita a utilização de máquinas térmicas com configurações mais simples para a geração de energia, impactando positivamente também no orçamento dos projetos.

Outro ponto observado é que, devido à alta capacidade de armazenagem inerente às bacias sedimentares, esse sistema pode se comportar como um grande “bateria”, armazenando energia em forma de pressão e temperatura, viabilizando a entrega dessa energia em períodos em que a demanda do sistema estiver baixa, ou armazenando-a quando houver excesso no sistema, utilizando essa energia remanescente para pressurizar os fluidos e bombeá-los para o reservatório.

Os casos analisados mostram a forte influência da temperatura na potência armazenada e/ou entregue novamente ao sistema. Um aumento de temperatura de 70 °C foi responsável por melhorar a eficiência do mecanismo em cerca de 3 a 4 vezes.

Por fim, em âmbito nacional, de acordo com as informações mapeadas, constata-se a possível existência de recursos geotérmicos variando de 100 °C a 150 °C a profundidades de 3 a 5 km na Bacia do Paraná, temperaturas pré-requisito para que seja viável a utilização desses recursos para geração de energia. Aliado a esses dados, há dois aquíferos salinos na Bacia do Paraná, Formação Rio Bonito e Furnas, apontados como potenciais reservatórios de armazenamento de CO<sub>2</sub> que se estendem a profundidade de até 5 km. Assim, de forma superficial, a combinação de possíveis recursos geotérmicos acima de 100 °C nessas formações associada com a grande concentração de fontes estacionárias de emissão de CO<sub>2</sub> indicam uma eventual viabilidade de instalação de uma usina geotérmica movida a CO<sub>2</sub> na Bacia do Paraná, como a de sistemas multifluidos apresentada neste documento.

Porém, muito precisa ser feito ainda para que se possa fazer qualquer afirmação acerca da viabilidade citada. A falta de dados sobre esses aquíferos dificulta até mesmo estimativas preliminares, como a capacidade de armazenamento das formações, vital para as análises e desenvolvimentos de modelos para estudos aprofundados sobre as possibilidades da utilização de CO<sub>2</sub> na geração de energia no Brasil.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] United Nations, “Sustainable Development Goals.” [Online]. Disponível em: <http://www.un.org/sustainabledevelopment/sustainable-development-goals/>. [Acessado em: 23-nov-2015].
- [2] COP-21, “Find out more about COP21.” [Online]. Disponível em: <http://www.cop21paris.org/about/cop21/>. [Acessado em: 23-nov-2015].
- [3] S. M. Benson *et al.*, “Chapter 13: Carbon Capture, Utilization and Storage: An Important Part of a Response to Climate Change,” in *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*, 2012, pp. 993–1068.
- [4] Global CCS Institute, “What is CCS?” [Online]. Disponível em: <http://www.ccsassociation.org/what-is-ccs>. [Acessado em: 16-mar-2016].
- [5] R. N. Horne and J. W. Tester, “Geothermal energy: An emerging option for heat and power,” *Bridg.*, vol. 44, no. 1, pp. 7–15, 2014.
- [6] B. M. Adams, T. H. Kuehn, J. M. Bielicki, J. B. Randolph, and M. O. Saar, “A comparison of electric power output of CO<sub>2</sub> Plume Geothermal (CPG) and brine geothermal systems for varying reservoir conditions,” *Appl. Energy*, vol. 140, pp. 365–377, 2015.
- [7] J. B. Randolph and M. O. Saar, “Combining geothermal energy capture with geologic carbon dioxide sequestration,” *Geophys. Res. Lett.*, vol. 38, no. 10, 2011.
- [8] S. M. Benson and J. Friedmann, “Carbon Capture, Utilization, and Storage: An Important Part of a Response to Climate Change,” *Glob. Energy Assess.*, 2012.
- [9] R. K. Pachauri and A. Reisinger, “Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of IPCC Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report,” 2007.
- [10] US Energy Information Administration, “International Energy Statistics,” 2016. [Online]. Disponível em: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm>. [Acessado em: 23-fev-2016].
- [11] Global CCS Institute, “How CCS works - Capture,” 2016. [Online]. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/understanding-ccs/how-ccs-works-capture>. [Acessado em: 03-out-2016].
- [12] Office Of Fossil Energy, “Pre-Combustion Carbon Capture Research,” 2016. [Online]. Disponível em: <https://energy.gov/fe/science-innovation/carbon-capture-and-storage-research/carbon-capture-rd/pre-combustion-carbon>. [Acessado em: 03-out-2016].
- [13] R. S. Middleton and J. M. Bielicki, “A scalable infrastructure model for carbon capture and

storage: SimCCS,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 3, pp. 1052–1060, 2009.

- [14] R. S. Middleton, M. J. Kuby, and J. M. Bielicki, “Generating candidate networks for optimization: The CO<sub>2</sub> capture and storage optimization problem,” *Comput. Environ. Urban Syst.*, vol. 36, no. 1, pp. 18–29, 2011.
- [15] Global CCS Institute, “Large-scale CCS facilities.” [Online]. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects#map>. [Acessado em: 01-jan-2016].
- [16] Global CCS Institute, “Val Verde Natural Gas Plants.” [Online]. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/projects/val-verde-natural-gas-plants>. [Acessado em: 21-mar-2016].
- [17] Global CCS Institute, “Sleipner CO<sub>2</sub> Storage Project.” [Online]. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/projects/sleipner-co2-storage-project>. [Acessado em: 21-mar-2016].
- [18] European Commission, “Questions and Answers on the proposal for a directive on the geological storage of carbon dioxide,” 2008. [Online]. Disponível em: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_MEMO-08-36\\_en.htm?locale=en](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-08-36_en.htm?locale=en). [Acessado em: 28-mar-2016].
- [19] MIT, “Sleipner Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project,” *Carbon Capture & Sequestration Technologies at MIT*. [Online]. Disponível em: <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/sleipner.html>. [Acessado em: 28-mar-2016].
- [20] Club CO<sub>2</sub>, “Deep saline Aquifers.” [Online]. Disponível em: <http://www.captage-stockage-valorisation-co2.fr/en/deep-saline-aquifers>. [Acessado em: 21-mar-2016].
- [21] R. S. Iglesias, J. M. Ketzer, C. L. Melo, R. Heemann, and C. X. Machado, “Carbon capture and geological storage in Brazil: an overview,” *Greenh. Gases Sci. Technol.*, vol. 5, no. 2, pp. 119–130, 2015.
- [22] G. C. Rockett, C. X. Machado, J. M. M. Ketzer, and C. I. Centeno, “The CARBMAP project: Matching CO<sub>2</sub> sources and geological sinks in Brazil using geographic information system,” *Energy Procedia*, vol. 4, pp. 2764–2771, 2011.
- [23] J. M. Ketzer, C. X. Machado, G. C. Rockett, and R. S. Iglesias, “Brazilian Atlas of CO<sub>2</sub> Capture and Geological Storage,” 2015.
- [24] Global CCS Institute, “Petrobras Lula Oil Field CCS Project.” [Online]. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/projects/petrobras-lula-oil-field-ccs-project>. [Acessado em: 05-dez-2016].
- [25] J. B. Randolph and M. O. Saar, “Coupling carbon dioxide sequestration with geothermal

energy capture in naturally permeable, porous geologic formations: Implications for CO<sub>2</sub> sequestration,” *Energy Procedia*, vol. 4, pp. 2206–2213, 2011.

- [26] R. Bertani, “Geothermal Power Generation in the World 2010 – 2014 Update Report,” *Proc. World Geotherm. Congr. 19-25 April 2015*, pp. 1–19, 2015.
- [27] N. K. S. Arboit, S. T. Decezaro, G. M. do Amaral, T. Liberalesso, V. M. Mayer, and P. D. da C. Kemerich, “Potencialidade De Utilização Da Energia Geotérmica No Brasil – Uma Revisão De Literatura,” *Geogr. Dep. Univ. Sao Paulo*, vol. 26, pp. 155–168, 2013.
- [28] Office of Efficiency & Renewable Energy, “Electricity Generation.” [Online]. Disponível em: <https://energy.gov/eere/geothermal/electricity-generation>. [Acessado em: 03-jan-2017].
- [29] Office of Efficiency & Renewable Energy, “Energy 101: Geothermal Energy,” 2016. [Online]. Disponível em: <https://energy.gov/eere/videos/energy-101-geothermal-energy>. [Acessado em: 05-nov-2017].
- [30] California Energy Commission, “The Geysers geothermal field is the largest producer of geothermal electricity in the world,” 2017. [Online]. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/tour/geysers/>. [Acessado em: 04-nov-2017].
- [31] Office of Efficiency & Renewable Energy, “How an Enhanced Geothermal System Works.” [Online]. Disponível em: <https://energy.gov/eere/geothermal/how-enhanced-geothermal-system-works>. [Acessado em: 03-jan-2017].
- [32] Office of Efficiency & Renewable Energy, “What is an Enhanced Geothermal System (EGS)?” [Online]. Disponível em: [https://energy.gov/sites/prod/files/2016/05/f31/EGS Fact Sheet May 2016.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2016/05/f31/EGS_Fact_Sheet_May_2016.pdf). [Acessado em: 03-fev-2017].
- [33] Office of Efficiency & Renewable Energy, “Integrated EGS R&D FOA Selections.” [Online]. Disponível em: <https://energy.gov/eere/geothermal/downloads/integrated-egs-rd-foa-selections>. [Acessado em: 03-fev-2017].
- [34] D. Levitan, “Geothermal Energy’s Promise and Problems,” *IEEE Spectrum*, 2011.
- [35] Reuters, “Geothermal energy gets cash but hits roadblocks.” [Online]. Disponível em: <http://www.reuters.com/article/us-energy-geothermal-analysis/geothermal-energy-gets-cash-but-hits-roadblocks-idUSTRE61M5CY20100223>. [Acessado em: 03-set-2017].
- [36] T. A. Buscheck, “Earth Battery,” vol. 137, no. 12, 2015.
- [37] Power Engineering International, “CO<sub>2</sub> flow measurement key in CCS schemes.” [Online]. Disponível em: <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-18/issue-4/features/co2-flow-measurement-key-in-ccs-schemes.html>. [Acessado em: 20-mai-2017].
- [38] Global CCS Institute, “The Properties of CO<sub>2</sub>.” [Online]. Disponível em:

<https://hub.globalccsinstitute.com/publications/hazard-analysis-offshore-carbon-capture-platforms-and-offshore-pipelines/21-properties-co2>. [Acessado em: 19-abr-2017].

- [39] B. M. Adams, T. H. Kuehn, J. M. Bielicki, J. B. Randolph, and M. O. Saar, “On the importance of the thermosiphon effect in CPG (CO<sub>2</sub> plume geothermal) power systems,” *Energy*, vol. 69, pp. 409–418, 2014.
- [40] Lawrence Berkeley National Laboratory, “TOUGH: Suite of Simulators for Nonisothermal Multiphase Flow and Transport in Fractured Porous Media.” [Online]. Disponível em: <http://esd1.lbl.gov/research/projects/tough/>. [Acessado em: 18-abr-2017].
- [41] F-Chart Software, “EES: Engineering Equation Solver.” [Online]. Disponível em: <http://www.fchart.com/ees/>. [Acessado em: 19-abr-2017].
- [42] T. A. Buscheck *et al.*, “Multifluid geo-energy systems: Using geologic CO<sub>2</sub> storage for geothermal energy production and grid-scale energy storage in sedimentary basins,” *Geosphere*, vol. 12, no. 3, pp. 678–696, 2016.
- [43] M. J. Moran and H. N. Shapiro, *Fundamentals of engineering thermodynamics*, 5th ed. Honoken, 2006.
- [44] J. Gonçalves, “Análise do Aproveitamento de resíduos Térmicos em um FPSO Através do Ciclo Rankine Orgânico,” Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- [45] N. Thomas, “Geração solar cresce e acelera debate sobre Armazenamento,” *Valor Econômico*. [Online]. Disponível em: <http://www2.valor.com.br/empresas/4978738/geracao-solar-cresce-e-acelera-debate-sobre-armazenamento>. [Acessado em: 24-mai-2017].
- [46] The Guardian, “Donald Trump confirms US will quit Paris climate agreement.” [Online]. Disponível em: <https://www.theguardian.com/environment/2017/jun/01/donald-trump-confirms-us-will-quit-paris-climate-deal>. [Acessado em: 27-jul-2017].
- [47] M. McGrath, “Cinco efeitos globais da saída dos EUA do Acordo de Paris,” *BBC*. [Online]. Disponível em: <http://www.bbc.com/portuguese/internacional-40114352>. [Acessado em: 27-jul-2017].
- [48] E. Crooks, “Business and world leaders criticise Trump’s Paris exit,” *Financial Times*. [Online]. Disponível em: <https://www.ft.com/content/71a43384-4707-11e7-8d27-59b4dd6296b8>. [Acessado em: 27-jul-2017].
- [49] Marcus Eduardo Chagas, “Setor Elétrico Brasileiro: o modelo após a reforma de 2004,” Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.
- [50] CCEE, “2º Leilão de Energia de Reserva (Edital nº 003/2009 - ANEEL) - Resumo

Vendedor,” 2009.

- [51] ANEEL, “Resultado de Leilões.” [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>. [Acessado em: 13-mai-2017].
- [52] CCEE, “InfoMercado - Dados Individuais,” 2017.
- [53] ONS, “Boletim Mensal de Geração Eólica - Abril/2017,” 2017.
- [54] ONS, “Submódulo 26.2 - Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas,” *Procedimentos Rede*, p. 14, 2011.
- [55] CCEE, “6º Leilão de Energia de Reserva (Edital nº 008/2014 - ANEEL) - Resumo Vendedor,” 2014. .
- [56] CCEE, “7º Leilão de Energia de Reserva (Edital nº 008/2015 - ANEEL) - Resumo Vendedor,” 2015. .
- [57] CCEE, “8º Leilão de Energia de Reserva (Edital nº 009/2015 - ANEEL) - Resumo Vendedor,” 2015. .
- [58] E. Montalvão and R. M. da Silva, “Descontos na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas: uma avaliação,” p. 57, 2015.
- [59] EDP - Energias do Brasil S.A., “Contribuição à Audiência Pública ANEEL nº 12/2016: Mecanismos de Adequação dos Níveis de Contratação de Energia por Meio de Acordos Bilaterais,” 2016.
- [60] M. Barros, M. F. de Mello, and R. C. Souza, “Aquisição de energia no mercado cativo brasileiro: simulações dos efeitos da regulação sobre o risco das distribuidoras,” pp. 303–322, 2008.
- [61] C. Medeiros, “Distribuidoras tem sobra de energia em torno de 3.000 MW médios,” *Canal Energia*. [Online]. Disponível em: <http://canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Retrospectiva.asp?id=110607&a=2016>. [Acessado em: 18-mai-2017].
- [62] CCEE, “Resultados Finais MCSD Energia Nova A4+ - mai/17.” [Online]. Disponível em: [www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/comunicados/detalhe\\_comunicado](http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/comunicados/detalhe_comunicado). [Acessado em: 29-mai-2017].
- [63] Isto É, “CCEE: distribuidoras reduzem contratação de 1.362 MW médios em sobras,” 2017. [Online]. Disponível em: <http://istoe.com.br/ccee-distribuidoras-reduzem-contratacao-de-1-362-mw-medios-em-sobras/>. [Acessado em: 31-mai-2017].
- [64] M. Godoi, “Ministro já vê espaço para um leilão A-5 este ano,” *Canal Energia*, 2017.

- [Online]. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53019546/ministro-ja-ve-espaco-para-um-leilao-a-5-este-ano>. [Acessado em: 06-jan-2017].
- [65] C. Maia and R. Polito, “Sem leilões, fornecedores de eólicas alertam para grave crise no setor,” *Valor Econômico*, 2017. [Online]. Disponível em: <http://www.valor.com.br/empresas/4986800/sem-leiloes-fornecedores-de-eolicas-alertam-para-grave-crise-no-setor>. [Acessado em: 31-mai-2017].
- [66] W. Freire, “Atraso em obras da Abengoa podem causar restrição de geração em Belo Monte,” 2017. [Online]. Disponível em: <http://udop.com.br/index.php?item=noticias&cod=1132474>. [Acessado em: 30-mai-2017].
- [67] R. Polito, “ONS retira linha da Abengoa do plano 2016-2020,” *Turnaround Management Association do Brasil - TMA Brasil*. [Online]. Disponível em: <http://www.tmabrasil.org/materias/noticias-na-midia/ons-retira-linha-da-abengoa-do-plano-2016-2020>. [Acessado em: 30-mai-2017].
- [68] ONS, “2º LER/2016: Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT E ICG,” 2016.
- [69] EPE, “Queda de demanda por energia elétrica cancela 2º LER 2016,” 2016. [Online]. Disponível em: [www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/2º Leilão de Energia de Reserva 2016 - CANCELADO/Quedadedemandaporennergiaelétricacancela2ºLER2016.aspx](http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/2º%20Leilão%20de%20Energia%20de%20Reserva%20-%20CANCELADO/Quedadedemandaporennergiaelétricacancela2ºLER2016.aspx). [Acessado em: 01-jun-2017].
- [70] A. J. D. L. Gomes, “Avaliação de recursos geotermiais da Bacia do Paraná,” Tese de Doutorado, Observatório Nacional/MCT, 2009.
- [71] ANEEL, *Resolução Normativa nº 77/2004*. 2004, p. 8.
- [72] Y. Veloso, A. Cruz, L. Machado, and A. P. S. C. de Santana, “Método de recuperação avançada de petróleo utilizando injeção de glicerina bruta e polímeros,” *Cad. Grad.*, vol. 2, no. 2, pp. 37–48, 2014.
- [73] D. E. Lumley and R. A. Behrens, “Practical Issues of 4D Seismic Reservoir Monitoring: What an Engineer Needs to Know,” *Soc. Pet. Eng.*, vol. 1, no. 6, 1998.

## **ANEXO A – TIPOS DE DESPACHO ONS**

### **TIPO I**

#### **São consideradas na modalidade Tipo I:**

- (a) Usinas conectadas na rede básica que afetam a operação eletro energética do SIN;
- (b) Usinas conectadas fora da rede básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribui para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para a rede de operação; e
- (c) Usinas hidrelétricas com potência instalada superior a 30 MW.

### **TIPO II**

São consideradas na modalidade Tipo II as usinas que não causam impactos na segurança elétrica da rede de operação, mas que afetam os processos de planejamento, programação da operação, operação em tempo real, normatização, pré-operação e pós-operação, e, portanto, há necessidade da sua representação individualizada ou na forma de Conjunto de Usinas, nestes processos.

As usinas deste grupo serão classificadas em três subgrupos: Tipo II-A, Tipo II-B e Tipo II-C.

#### **São consideradas usinas do Tipo II-A:**

- (a) Usinas Termoelétricas que têm Custo Variável Unitário positivo e que são despachadas por ordem de mérito.

#### **São consideradas usinas do Tipo II-B:**

- (a) Usinas para as quais se identifica a necessidade de sua representação individualizada nos processos de planejamento e programação da operação, e eventualmente na operação em tempo real, normatização e pré-operação.
- (b) Usinas hidráulicas cujo reservatório impacta a operação de usinas Tipo I.
- (c) Usinas que em função das características da fonte primária de geração, apresentam limitações que impedem o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática, tais como: PCH, biomassa, cogeração, eólica e fotovoltaica.

#### **São consideradas usinas do Tipo II-C:**

- (a) Usinas que constituem um Conjunto de Usinas.

### **TIPO III**

As usinas classificadas na modalidade de operação Tipo III não têm relacionamento operacional com o ONS. Entretanto, o envio de seus dados para o processo de consolidação da carga e programação diária é de responsabilidade da distribuidora na qual a usina estiver conectada.

#### **São consideradas usinas do Tipo III:**

- (a) Usinas conectadas fora da rede básica e que não causam impactos na operação eletro energética do SIN.
- (b) Empreendimentos de autoprodução conectados na Rede Básica, cuja demanda seja permanentemente maior que a geração.