



Alexandre Carvalho Costa

**Desenvolvimento de uma Metodologia Incluindo as Emissões de
CO₂ nas Estimativas de Reservas de Petróleo**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Sebastião de Paula Gomes

Rio de Janeiro

Abril de 2025



Alexandre Carvalho Costa

**Desenvolvimento de uma Metodologia Incluindo as Emissões de
CO2 nas Estimativas de Reservas de Petróleo**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação
em Engenharia Mecânica, do Departamento de Engenharia
Mecânica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora
abaixo:

Prof. Dr. Marcos Sebastiao de Paula Gomes

Orientador
Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Dr. Florian Alain Yannick Pradelle

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Instituto de Energia – PUC-Rio

Rio de Janeiro

03 de Abril de 2025

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial do trabalho, é proibida sem a autorização da universidade, do autor e do orientador.

Alexandre Carvalho Costa

Possui título de Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo, concedido pela Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, com 19 anos de experiência na área de Engenharia de Reservatórios, atuando nas áreas de Simulação Numérica de Reservatórios e de Estimativas de Reservas de Óleo e Gás na Petrobras.

Ficha Catalográfica

Costa, Alexandre Carvalho

Desenvolvimento de uma metodologia incluindo as emissões de CO₂ nas estimativas de reservas de petróleo / Alexandre Carvalho Costa ; orientador: Marcos Sebastião de Paula Gomes. – 2025.

102 f. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2025.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Estimativas de reservas. 3. Estimativas de emissões de CO₂ e 4. Captura, Armazenamento e Utilização de CO₂. I. Gomes, Marcos Sebastião de Paula. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

CDD:621

*Dedico este trabalho
aos meus familiares e amigos,
especialmente, ao meu companheiro
Ricardo Andrade, aos meus pais e à
minha irmã Neide.*

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus, que me deu as oportunidades, força de vontade e coragem para superar todos os desafios.

Agradeço também aos meus pais e à minha irmã, pelo apoio incessante e pelas belas atitudes, em todos esses anos, para que eu conseguisse dedicar tanto tempo de minha vida aos estudos, o que me deu suporte para que eu conseguisse dar mais esse passo.

Um agradecimento especial ao meu companheiro, Ricardo Andrade. Sem o seu incentivo e conselhos, eu não teria conseguido concluir este trabalho.

Não posso deixar de agradecer à minha empresa Petrobras, pela disponibilização de parte do meu período de trabalho para me dedicar a esse tão sonhado projeto de mestrado. E pelas contribuições e suporte, claro, de vários de seus colaboradores.

Um agradecimento sincero ao meu orientador, Prof. Dr. Marcos Sebastião de Paula Gomes. Agradeço por entender as dificuldades, principalmente, conciliando mestrado e trabalho. Agradeço pelas trocas de idéias e o suporte com sua experiência.

Por último, quero agradecer à PUC Rio pela oportunidade de estudar em uma instituição tão respeitada. E um agradecimento à CAPES pela bolsa que proporcionou o acesso a este programa de mestrado.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

Resumo

Costa, Alexandre Carvalho; Gomes, Marcos Sebastião de Paula. **Desenvolvimento de uma metodologia incluindo as emissões de CO₂ nas estimativas de reservas de petróleo.** Rio de Janeiro, 2025. 102p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Reservas de óleo e gás são, comumente, estimadas por critérios estabelecidos, como o *Petroleum Resources Management System* (PRMS), reconhecido internacionalmente por órgãos reguladores, empresas e investidores da indústria de óleo e gás. Em função do aquecimento global, pelo uso de combustíveis fósseis, a Agência Internacional de Energia (IEA) estabeleceu três cenários de emissões de gases de efeito estufa (GEE), os quais estão associados à demanda de óleo até 2050. O objetivo desse trabalho é, no processo de estimativas de reservas, considerar as variações de preço em função da demanda por petróleo previstas pelos cenários da IEA. Além disso, desenvolver uma metodologia para incluir custo de carbono das estimativas de emissões de GEE na análise de economicidade das reservas. Como alternativa ao impacto do custo carbono nos fluxos de caixa (FC) não descontados e, consequentemente, no limite econômico (LE) das reservas, os novos projetos de óleo e gás devem avaliar se é mais viável desenvolver um projeto de *Carbon, Capture, Utilization and Storage* (CCUS).

Palavras-chave

Estimativas de Reservas, Estimativas de Emissões de CO₂ e Captura, Armazenamento e Utilização de CO₂.

Abstract

Costa, Alexandre Carvalho; Gomes, Marcos Sebastião de Paula. **Development of a methodology including CO₂ emissions in oil reserve estimates**. Rio de Janeiro, 2025. 102p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Oil and gas reserves are commonly estimated using established criteria, such as the Petroleum Resources Management System (PRMS), which is internationally recognized by regulatory agencies, companies and investors in the oil and gas industry. As a result of global warming due to the use of fossil fuels, the International Energy Agency (IEA) has established three greenhouse gas (GHG) emissions scenarios, which are associated with oil demand up to 2050. The aim of this work is to regard price variations in line with oil demand in the IEA's scenarios for estimating reserves process. In addition, to develop a methodology to include the carbon cost of emissions estimates in the economic analysis of reserves. As an alternative to the impact of carbon costs on undiscounted cash flows and, consequently, on the economic limit of reserves, new oil and gas projects should assess whether it is more viable to develop a Carbon, Capture, Utilization and Storage (CCUS) project.

Keywords

Oil Reserves Estimates, CO₂ Emissions Estimates and Carbon, Capture Utilization and Storage.

Sumário

1 Introdução	15
1.1 Contextualização do Problema.....	15
1.2 Cenários de Previsões de Emissões de GEE.....	19
1.3 Tecnologias de Redução de Emissões ou Remoção de GEE de CO2	22
1.4 Objetivo	23
2 Estimativas de Reservas.....	24
2.1 Petroleum Resources Management System	24
2.2 Economicidade dos Projetos de Óleo e Gás para a Estimativa de Reservas	28
3 Emissões de Gases de Efeito Estufa	30
3.1 Estimativas de Emissões de GEE.....	30
3.1.1 Emissões por Combustão em Equipamentos (Consumo)	40
3.1.2 Emissões associadas às perdas e queimas	41
4 Captura, Utilização e Armazenamento de CO2.....	43
4.1 Captura de CO2	46
4.2 Armazenamento de CO2	47
4.2.1 Critérios de Seleção de Formações Geológicas para Armazenamento de CO2	50
4.2.2 Potencial de Armazenamento de CO2 no Brasil	51
4.2.3 Mecanismos de Armazenamento de CO2 em Aquíferos Salinos	52
4.2.4 CO2-EOR e CCUS.....	55
4.2.5 Quantificação do CO2 Armazenado	60
4.2.6 Medição, Monitoramento e Verificação (MMV).....	62
4.2.7 <i>Storage Resources Management System</i>	64

Sumário

4.3. Receita de Carbono para Projetos de CCUS	70
4.3.1 Mercado Regulado de Carbono.....	70
4.3.2 Créditos Fiscais para CCUS	72
4.3.3 Custos e Receitas de Projetos de Óleo e Gás e de CCUS.....	74
5 Metodologia	80
5.1 Estimativas de Reservas com Custo Carbono.....	80
5.2 Estimativas de Reservas com CCUS	84
6 Resultados e Discussões	87
6.1 Resultados & Discussões – Emissões de Escopo 1	87
6.2 Resultados & Discussões – Emissões de Escopo 1+3	90
7 Considerações Finais	94
7.1 Conclusões.....	94
7.2 Recomendações Futuras	95
8 Referências Bibliográficas	96
Apêndice	99

Lista de Figuras

Figura 01. Esquema ilustrativo do efeito estufa (elaboração própria)	16
Figura 02: Mudanças na temperatura relativa da superfície global entre 1850-1900 (IPCC AR6, 2021)	17
Figura 03: Efeitos das alterações climáticas nas diversas regiões da Terra (IPCC AR6, 2021)	18
Figura 04: Cenários de emissões de CO ₂ e o aumento da temperatura média global em 2100 para cada cenário (IEA, 2023)	20
Figura 05: Cenários de demanda global de óleo e preços de óleo bruto (IEA, 2023)	20
Figura 06: Estrutura de Classificação e de Categorização de Reservas e Recursos de Hidrocarbonetos (SPE PRMS, 2018)	24
Figura 07: Abordagem determinística ou probabilística na definição das curvas 1P (PVD), 2P (PVD + PVL) e 3P (PVD + PVL + PSS) de estimativas de reservas (elaboração própria, 2024)	25
Figura 08: Fluxo de caixa não descontado anualizado pré imposto (barras azuis) e fluxo de caixa não descontado acumulado (linha contínua verde escuro) pré imposto ilustrativos, com a determinação do LE no ano 25 do projeto (elaboração própria).	28
Figura 09: Etapas relacionadas ao CCUS: captura, utilização, transporte, injeção e armazenamento em formações geológicas (NPC, 2019)	44
Figura 10: Projetos de CCUS existentes e planejados no mundo (IOGP, 2020)	45
Figura 11: CO ₂ capturado no mundo por fonte emissora e por cenário, de 2022 a 2050 (IEA, 2023)	46
Figura 12 Esquemático do processo de armazenamento de CO ₂ em reservatórios de óleo e gás (ATLAS BRASILEIRO, 2016)	49
Figura 13: Curvas de permeabilidade relativa genéricas para o CO ₂ (embebição e drenagem) e para a água salgada (MARÇON, 2009)	54
Figura 14: Mecanismos de aprisionamento de CO ₂ (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2022)	54
Figura 15: Recuperação de óleo primária, secundária e terciária, estudada por Merchant, 2010, e fator de recuperação por injeção contínua de CO ₂ simulado (HARO, 2014)	57

Lista de Figuras

Figura 16: Recuperação de óleo primária, secundária e terciária, estudada por Merchant, 2010, e fator de recuperação por injeção alternada de água e CO₂ simulado (HARO, 2014) 58

Figura 17: Representação gráfica do sistema de classificação de recursos para armazenamento de CO₂ (SPE CO2-SRMS, 2017) 66

Figura 18: Representação gráfica do sistema de classificação de recursos de armazenamento de CO₂ (interpretação de SPE CO2-SRMS, 2025) 67

Figura 19: Principais elementos estimativas de recursos para armazenamento de CO₂ (SPE CO2-SRMS, 2025) 68

Figura 20: Mapa destacando mercados de carbono de carbon price, ETS e outras iniciativas globais (WORLD BANK, 2024) 71

Figura 21: Projetos de óleo e gás enfrentam as alternativas de investir em CCUS ou comprar créditos de carbono (adaptado de LOT et al., 2023) 77

Figura 22. Fluxograma para se estimar as emissões associadas ao consumo de uma determinada fonte emissora (adaptado de API Compendium, 2021) 82

Figura 23: Fluxograma da metodologia para avaliar o impacto de custos de emissões de GEE de escopo 1 e escopo 1+3, e a mitigação com CCUS, considerando receitas de carbono com créditos de carbono (ou tarifas de carbono) ou com créditos fiscais (incentivos fiscais ou subsídios governamentais). 86

Lista de Tabelas

Tabela 01: Principais gases causadores de efeito estufa com seus respectivos tempos médios de residência na troposfera e seus potenciais radiativos relativos ao CO ₂ (API,2021)	17
Tabela 02: Abordagens consideradas na estimativa de emissões de GEE (API, 2021)	32
Tabela 03: Valores de pesos moleculares e de poderes caloríficos de hidrocarbonetos e de dióxido de carbono (adaptado de API, 2021)	39
Tabela 04: Fatores de Emissão de CO ₂ por combustão (API, 2021)	41
Tabela 05: Volume de óleo produzido, quantidade de CO ₂ armazenado e emissão de CO ₂ , nos diferentes métodos EOR (HARO, 2014)	58
Tabela 06: Principais diferenças entre os tipos de mercados de carbono	71
Tabela 07: Valores de incentivos fiscais, baseados nos valores de recuperação do novo modelo do 45Q dos EUA	85
Tabela 08: Fluxos de caixa não descontados acumulados por cenários com as sensibilidades de custo carbono e com CCUS para CO ₂ -EOR, considerando somente emissões diretas (escopo 1)	88
Tabela 09: Fluxos de caixa não descontados acumulados por cenários com as sensibilidades de custo carbono e com CCUS para armazenamento dedicado, considerando somente emissões diretas (escopo 1)	89
Tabela 10: Fluxos de caixa não descontados acumulados por cenários com as sensibilidades de custo carbono e com CCUS para CO ₂ -EOR, considerando emissões totais (escopo 1+3)	91
Tabela 11: Fluxos de caixa não descontados acumulados por cenários com as sensibilidades de custo carbono e com CCUS para armazenamento dedicado, considerando emissões totais (escopo 1+3)	92
Tabela 12: Volumes de reservas 1P por cenários com as sensibilidades de custo carbono e com CCUS para armazenamento dedicado e CO ₂ -EOR, considerando emissões totais (escopo 1+3)	92

Lista de Gráficos

Gráfico 01: Previsão de produção de óleo (1P, 2P e 3P) para um projeto ou grupo de projetos de óleo e gás de um determinado campo de petróleo 81

Gráfico 02: Cenários de preço de carbono desenvolvidos a partir de preços atuais de mercados mundiais de carbono (elaboração própria) 83

Lista de Abreviaturas

API – *American Petroleum Institute*

APS – *Announced Pledges Scenario*

BECCS – *BioEnergy Carbon Capture Storage*

CAPEX – *Capital Expenditure* (Despesas de Capital)

CCS – *Carbon Capture and Storage*

CCUS – *Carbon Capture, Utilization and Storage*

CT – *Carbon Tax*

DACCS – *Direct Air Carbon Capture Storage*

ETS – *Emission Trading System*

FC – Fluxo de Caixa

GEE – Gases de Efeito Estufa

GWP – *Global Warming Potential*

IEA – *International Energy Agency*

IPCC – *Intergovernmental Panel Climate Change*

LE – Limite Econômico

NZE -Net Zero Scenario

OPEX – *Operational Expenditure* (Despesas Operacionais)

PRMS – Petroleum Resources Management System

SRMS – Storage Resources Management System

STEPS – Stated Policies Scenario

1 Introdução

O capítulo de introdução desta dissertação tem como objetivo contextualizar o tema abordado, destacando a relevância da pesquisa e delineando com clareza a motivação e os objetivos do trabalho. Além disso, busca compartilhar conceitos essenciais para o completo entendimento dos resultados apresentados nos capítulos subsequentes.

Nas seções iniciais que se seguem será apresentada uma revisão bibliográfica sobre as estimativas de reservas de óleo e gás, sobre as emissões de gases de efeito estufa (GEE) e sobre Captura, Utilização e Armazenamento de CO₂ (CCUS).

1.1 Contextualização do Problema

Os aumentos observados nas concentrações de gases de efeito estufa (GEE) desde cerca de 1.750 são inequivocamente causados por atividades antropogênicas (IPCC AR6, 2021). Concentrações desses gases têm aumentado na atmosfera, atingindo médias de 422 ppm para dióxido de carbono (CO₂), de acordo com o Global Monitoring Laboratory.

Esses gases contribuem para a intensificação do efeito estufa devido ao forçamento radiativo ou forçante radiativa, associado ao potencial de aquecimento global (GWP), que considera o efeito provocado pelo dióxido de carbono como referência. A forçante radiativa é a alteração líquida do fluxo de energia radiativa, descendente menos ascendente, na tropopausa (camada intermediária entre a troposfera e a estratosfera), causado por um elemento forçante da mudança do clima, como uma mudança na concentração de GEE na atmosfera ou uma variação da intensidade solar (Figura 01).

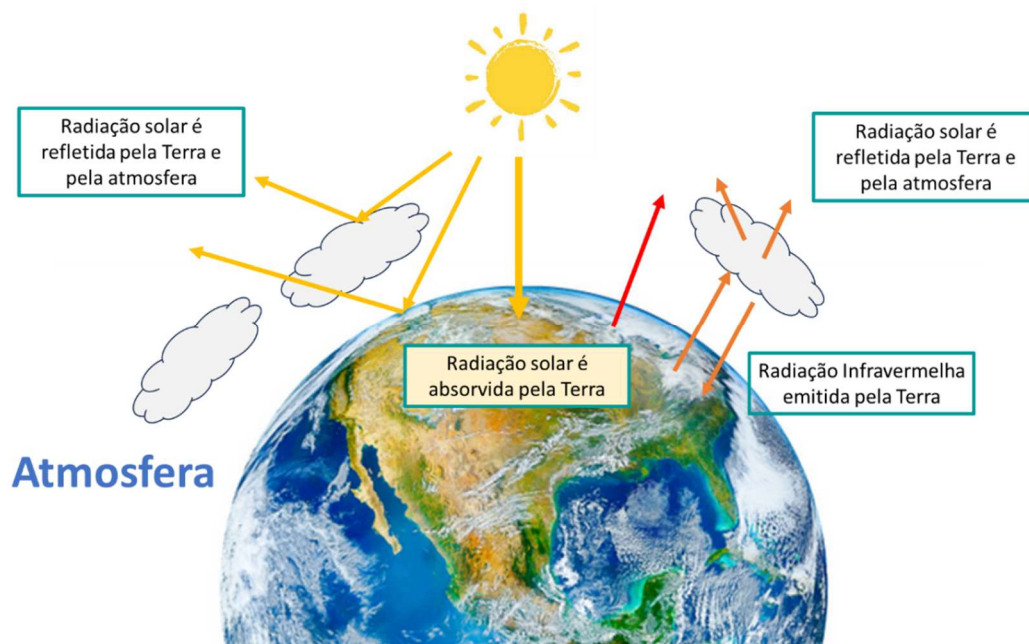


Figura 01. Esquema ilustrativo do efeito estufa (elaboração própria).

O GWP é um índice que mede a forçante radiativa devido à emissão de uma unidade de massa de uma dada substância, acumulado do presente até algum horizonte de tempo escolhido (tipicamente, 100 anos), relativo à substância de referência dióxido de carbono. Assim, o GWP representa o efeito combinado dos diferentes tempos de permanência dessas substâncias na atmosfera e a sua efetividade em causar um forçamento radiativo.

O forçamento radiativo é expresso em Watts por metro quadrado (W/m^2), sendo definido como a alteração relativa ao ano de 1750, e refere-se a um valor médio global e anual. A massa de gases de efeito estufa, normalmente em tonelada de CO_2 equivalente (tCO_{2e}), é calculada considerando a seguinte equação:

$$\text{Massa GEE} = (\text{Massa } \text{CO}_2 + 28 * \text{Massa } \text{CH}_4 + 265 * \text{Massa } \text{N}_2\text{O}) \quad (1.1)$$

A tabela 01 apresenta o GWP dos principais GEE e os seus tempos médios de residência na atmosfera.

Cada uma das últimas quatro décadas foi sucessivamente mais quente do que qualquer década que a precedeu desde 1850 (Figura 02).

Tabela 01. Principais gases causadores de efeito estufa com seus respectivos tempos médios de residência na troposfera e seus potenciais radiativos relativos ao CO₂ (API,2021).

Gás de Efeito Estufa (GEE)	Tempo de residência (anos)	Global Warming Potential (GWP) relativo a 100 anos
Dióxido de carbono (CO ₂)	200 - 250	1
Metano (CH ₄)	~12,2	28
Óxido nitroso (N ₂ O)	~120	265

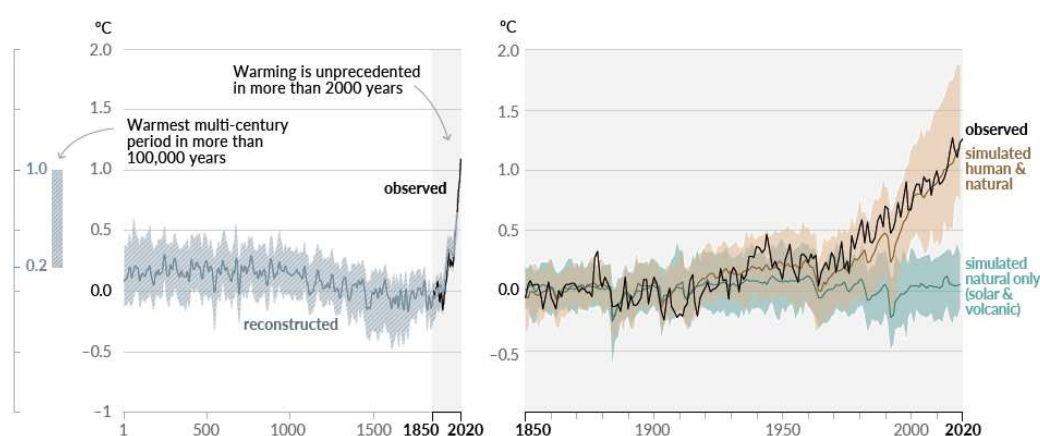


Figura 02: Mudanças na temperatura relativa da superfície global entre 1850-1900 (IPCC AR6, 2021).

A faixa provável de aumento total da temperatura da superfície global causada pelo homem de 1850–1900 a 2010–2019 é de 0,8°C a 1,3°C, com uma melhor estimativa de 1,07°C. Provavelmente, GEE contribuíram para um aquecimento de 1,0°C a 2,0°C, enquanto outros, principalmente aerossóis, contribuíram com um resfriamento de 0,0°C a 0,8°C. Fatores naturais mudaram a temperatura da superfície global em –0,1°C a +0,1°C e a variabilidade interna alterou-a em –0,2°C a +0,2°C (IPCC AR6, 2021).

Em 2019, as concentrações atmosféricas de CO₂ foram maiores do que em qualquer época em pelo menos 2 milhões de anos e as concentrações de CH₄ e N₂O foram maiores do que em qualquer época em pelo menos 800.000 anos (IPCC AR6, 2021).

De acordo com o relatório do IPCC, alterações climáticas acarretarão efeitos catastróficos em várias regiões: ondas de calor, secas mais severas e extensas, fortes precipitações, diminuição de áreas cobertas por neve e ocorrências mais frequentes de ciclones tropicais (Figura 03).

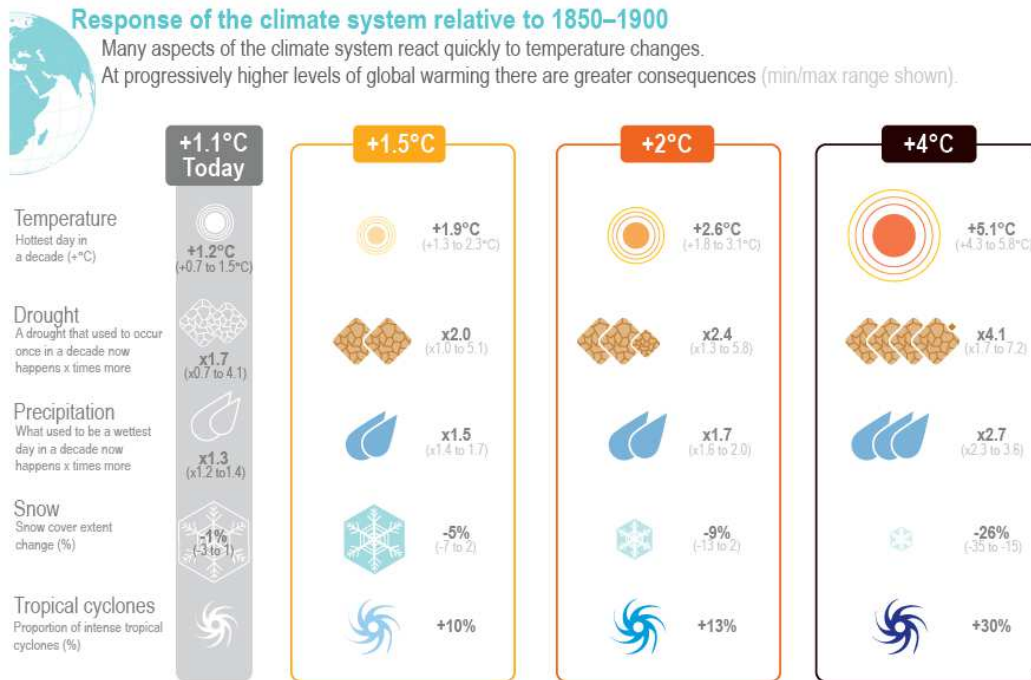


Figura 03: Efeitos das alterações climáticas nas diversas regiões da Terra (IPCC AR6, 2021).

Há novas e fortes evidências de que o aquecimento global observado nos últimos 50 anos é atribuído às atividades humanas e é esperado que atividades antropogênicas continuem a mudar a composição atmosférica ao longo do século XXI (IPCC AR6, 2021).

As principais fontes de emissões de CO₂ antropogênicas são:

- 1) Queima de combustíveis fósseis e biomassa;
- 2) Queimadas de florestas (desmatamento);
- 3) Processos industriais e de extração de recursos

O Acordo de Paris (2015) estabeleceu os objetivos de longo prazo de manter o aumento da temperatura média global abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-

industriais. O ideal é buscar esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C e alcançar emissões líquidas zero (Net Zero Emission) na segunda metade deste século (IPCC AR6, 2021).

De acordo com o último relatório do IPCC, a ciência é inequívoca, as mudanças são sem precedentes e não há mais tempo para atrasos. Na Conferência das Partes de 2021 (COP-26), em Glasgow, na Escócia, foram firmados compromissos de neutralidade das emissões de GEE por 189 países. Mas, se não ocorrerem reduções significativas nas emissões globais desses gases, o objetivo de se limitar o aquecimento global bem abaixo de 2°C e perto de 1,5°C, estabelecido com o Acordo de Paris, não será alcançado (IPCC AR6, 2021).

1.2 Cenários de Previsões de Emissões de GEE

A Agência Internacional de Energia (IEA) realizou modelagens envolvendo demanda de energia e mudanças climáticas e estabeleceu três possíveis cenários. Tais cenários associados às mudanças climáticas relaciona emissões de CO₂ e cenários de demandas de combustíveis fósseis.

O modelo da IEA, Global Energy and Climate (GEC), ajusta oferta e demanda de energia de vários países e regiões, considerando vários combustíveis e tecnologias, incluindo todas as existentes atualmente e as que estão em vias de se tornarem comerciais. O modelo da IEA (GEC model) relaciona políticas, custos e investimentos em questões energéticas.

A figura 04 apresenta as previsões de emissões de CO₂ e a elevação da temperatura média global para cada um dos três cenários da IEA, a serem detalhados a seguir. A figura 05 mostra a variação da demanda por petróleo, em função das previsões de emissões de GEE globais, e as projeções de preços por cenários até 2050.

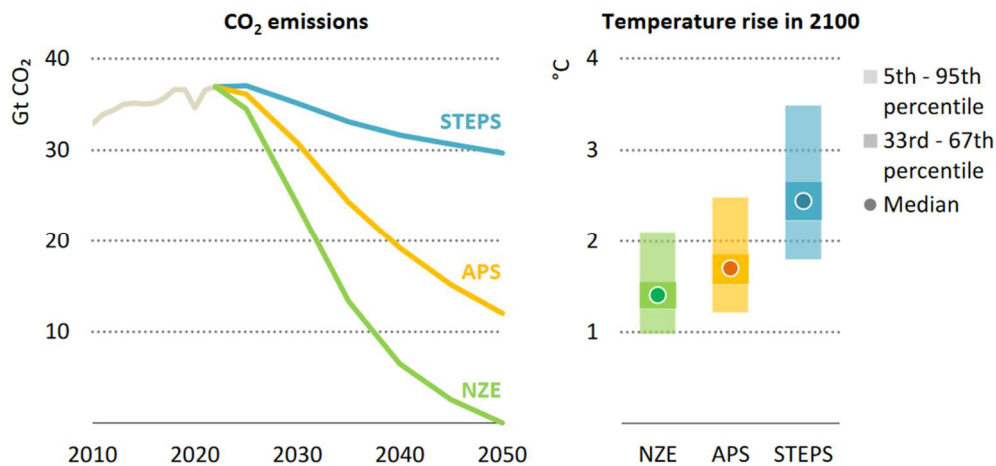
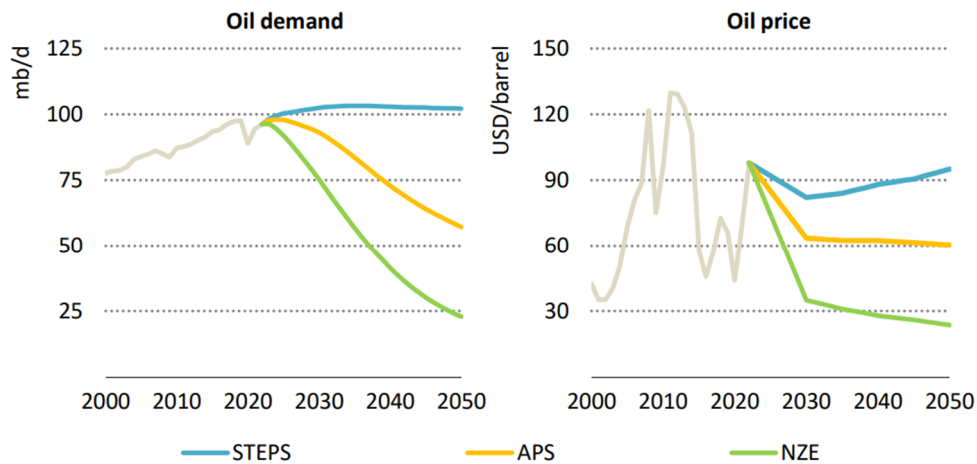


Figura 04: Cenários de emissões de CO₂ e o aumento da temperatura média global em 2100 para cada cenário (IEA, 2023).



IEA. CC BY 4.0.

Figura 05: Cenários de demanda global de óleo e preços de óleo bruto (IEA, 2023).

STEPS - Stated Policies Scenario: Cenário projetado que indica a direção predominante da demanda energética, refletindo políticas existentes e medidas em desenvolvimento. O cenário STEPS está associado a um aumento de temperatura de 2,4 °C em 2100 (com uma probabilidade de 50%). Nos cenários de políticas declaradas é explorado como o sistema de energia evolui se forem mantidas as configurações de políticas e compromissos atuais. Estes incluem as últimas medidas políticas adotadas pelos governos dos países, mas não assume que metas ambiciosas ou metas para todos os setores da economia serão alcançadas, exceto as que têm detalhamento sobre como devem ser atingidas (IEA, 2023).

APS – Announced Pledges Scenario: Cenário que assume que os governos irão cumprir, integral e pontualmente, todos os compromissos relacionados ao clima, incluindo metas de emissões líquidas a longo prazo e outros compromissos assumidos pelas National Determined Contributions (NDCs), e que considera a precificação de carbono para países ainda não regulados. O APS está associado a um aumento de temperatura de 1,7 °C acima dos níveis pré-industriais em 2100. Este cenário é compatível com os objetivos do Acordo de Paris, que visa alcançar a descarbonização das economias mundiais e estabelece como um dos seus objetivos de longo prazo limitar o aumento da temperatura média global a níveis bem abaixo dos 2°C em relação aos níveis pré-industriais e buscar esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C (IEA, 2023).

NZE - Net Zero Scenario: Cenário normativo que mostra um caminho para o setor energético global alcançar emissões líquidas zero de CO₂ até 2050, com as economias avançadas atingindo emissões líquidas zero antes das demais. Este cenário modela alterações significativas no perfil de demanda de energia para alcançar a neutralidade em 2050 (limitar o aumento de temperatura a 1,5°C em relação aos níveis pré-industriais em 2100). Somente no cenário de emissões líquidas zero em 2050 é que se consideram metas específicas – sendo a principal neste caso, limitar o aquecimento global a 1,5 °C – e como serão alcançadas (IEA, 2023).

Em 2021, as emissões globais de CO₂ relacionadas com a energia subiram para 36,6 Gt. No cenário STEPS, elas atingem um patamar em torno de 37 Gt antes de cair lentamente para 32 Gt em 2050, uma trajetória que levaria a um aumento de 2,4 °C na temperatura média global até 2100. Isso é cerca de 1 °C mais baixo do que o estipulado no cenário base anterior ao Acordo de Paris, indicando os avanços desde então. Mas, esses avanços ainda são insuficientes. No cenário APS, o pico de emissões em meados da década de 2020 cairá para 12 Gt em 2050, resultando em uma elevação da temperatura média global projetada em 2100 de 1,7 °C. No cenário NZE, as emissões líquidas de CO₂ caem para 23 Gt em 2030 e para zero em 2050, uma trajetória consistente com a limitação do aumento da temperatura em 1,5 °C

em 2100. O Cenário NZE também considera uma redução de 75% nas emissões de metano relacionadas à energia até 2030 (IEA, 2023).

Como consequências do Acordo de Paris, os países têm implementado um mercado de carbono regulado, de créditos de carbono para fomentar as iniciativas e tecnologias de reduções/remoções de GEE e para conseguir atingir seus compromissos.

1.3 Tecnologias de Redução de Emissões ou Remoção de GEE de CO₂

As opções tecnológicas de redução de emissões líquidas de CO₂ na atmosfera incluem (IPCC AR6, 2021):

- Reduzir o consumo de energia, por exemplo, aumentando a eficiência de conversão e/ou utilização de energia (incluindo promoção de atividades econômicas menos intensivas em energia);
- Mudar para combustíveis menos intensivos em carbono, por exemplo, gás natural em substituição ao carvão;
- Aumentar o uso de fontes de energia renováveis ou nucleares;
- Sequestrar CO₂, aumentando capacidade de absorção biológica em florestas e solos;
- Captura e armazenamento de CO₂ química ou fisicamente (CCUS).

De acordo com a IEA, CCUS é uma tecnologia fundamental tanto para reduzir diretamente as emissões em setores chave da indústria como para remover CO₂ para equilibrar as emissões que são críticas para se atingir as metas Net Zero. O relatório da IEA de 2022 projeta que até 2050, os combustíveis fósseis para usos energéticos representarão apenas 5% do fornecimento total de energia; adicionando combustíveis fósseis usados com Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS), isso aumenta para aproximadamente 20%. A captura de CO₂ totalizará 1,2 Gt em 2030, subindo para 6,2 Gt em 2050. A contribuição do CCUS para a redução das emissões deve ser de cerca de 10% até 2050.

Um marco regulatório para que o operador de um projeto de CCUS possa explorar, desenvolver e armazenar é necessário. Além disso, essa tecnologia depende da regulação de um mercado de carbono, que permita um comércio de emissões com receitas de carbono associadas aos créditos de carbono e/ou aos subsídios governamentais.

1.4 Objetivo

A consideração de custos relativos às emissões e da mitigação das emissões de CO₂ com CCUS, no processo de estimativas de reservas de óleo e gás, se torna imprescindível em um cenário global cada vez mais desafiador do ponto de vista climático.

O objetivo desse trabalho é desenvolver uma metodologia para incluir no processo de estimativas de reservas:

- As variações de preço em função da demanda por petróleo, previstas pelos cenários da IEA;
- O custo de carbono das estimativas de emissões de GEE na análise de economicidade das reservas de projetos de óleo e gás;
- Projeto de CCUS se o impacto do custo carbono nos fluxos de caixa (FC) não descontados e, conseqüentemente, no limite econômico (LE) das reservas for significativo.

2 Estimativas de Reservas

O capítulo 2 ilustra como o processo de estimar reservas de óleo e gás funciona atualmente, baseando-se no critério *Petroleum Resources Management System* (PRMS).

2.1 Petroleum Resources Management System

O PRMS (*Petroleum Resources Management System*) foi desenvolvido pela SPE (*Society Petroleum Engineering*) em parceria com outras instituições e a última versão foi publicada em 2018. Consiste em critério internacionalmente reconhecido para estimar, classificar, categorizar e divulgar recursos de hidrocarbonetos de um projeto ou conjunto de projetos de óleo e gás (reservas de óleo e gás). O termo recursos no PRMS engloba todas as quantidades de óleo e gás descobertos e ainda não descobertos, recuperáveis e não recuperáveis, incluindo os volumes remanescentes e os já produzidos, conforme ilustrado na Figura 06 (SPE PRMS, 2018).

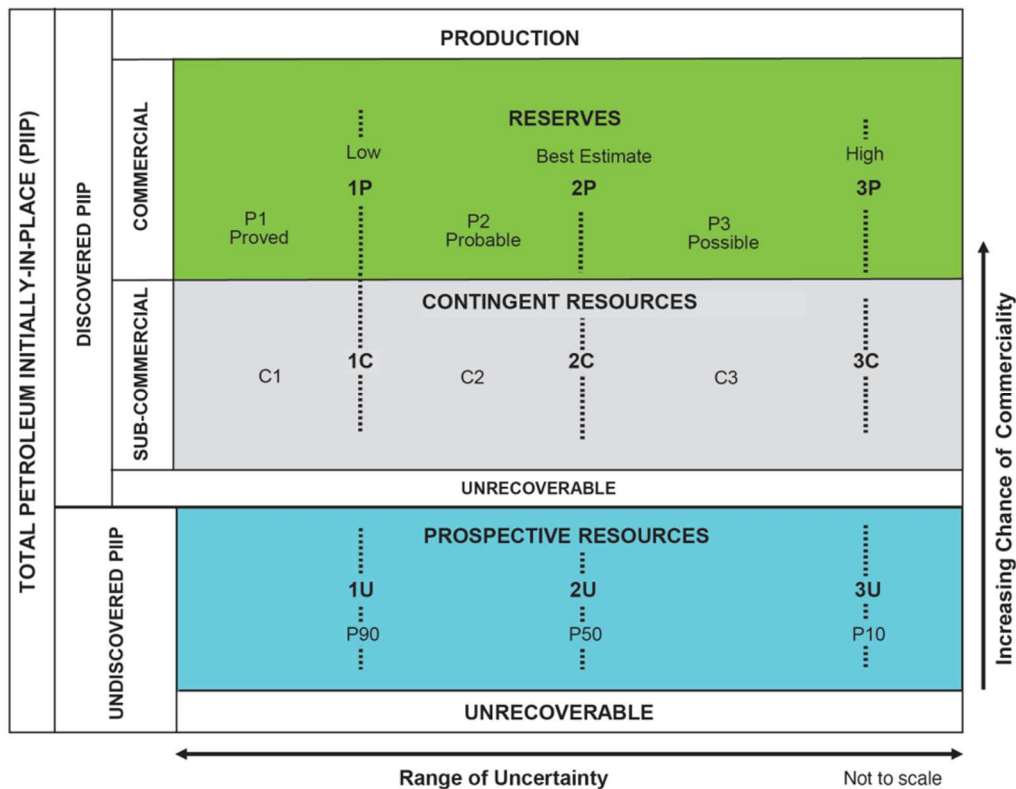


Figura 06: Estrutura de Classificação e de Categorização de Reservas e Recursos de Hidrocarbonetos (SPE PRMS, 2018).

Projetos são classificados de acordo com sua chance de comercialidade (eixo y). A classificação está associada à chance que o projeto tem de ser desenvolvido e alcançar o status de comercial. Define-se, então, se o volume do projeto será Reserva, Recursos Contingentes ou Recursos Prospectivos. As reservas e os recursos estimados para cada projeto são categorizadas para refletir as incertezas (eixo x). A categorização considera as incertezas nas quantidades estimadas potencialmente recuperáveis; inclui todas as incertezas potenciais que podem existir nos dados de geoengenharia e permite definir se o volume do projeto será provado, provável ou possível, no caso de Reservas, ou se será C1, C2, C3, no caso de recursos contingentes. Para ser reserva, o projeto tem que ser comercial (SPE PRMS, 2018).

As reservas são comumente estimadas e divulgadas de forma incremental (provadas, prováveis e possíveis) ou agrupadas em 1P (reservas provadas), 2P (reservas provadas + prováveis) e 3P (reservas provadas + prováveis + possíveis) (SPE PRMS, 2018).

Existem métodos para as estimativas das curvas de produção de óleo e gás de um projeto, sendo basicamente três: analogia, volumetria ou performance. Este último inclui simulação de reservatórios e as incertezas podem ser consideradas por abordagens determinísticas (incremental ou de cenários) ou probabilísticas, conforme a figura 07 (SPE PRMS, 2018).

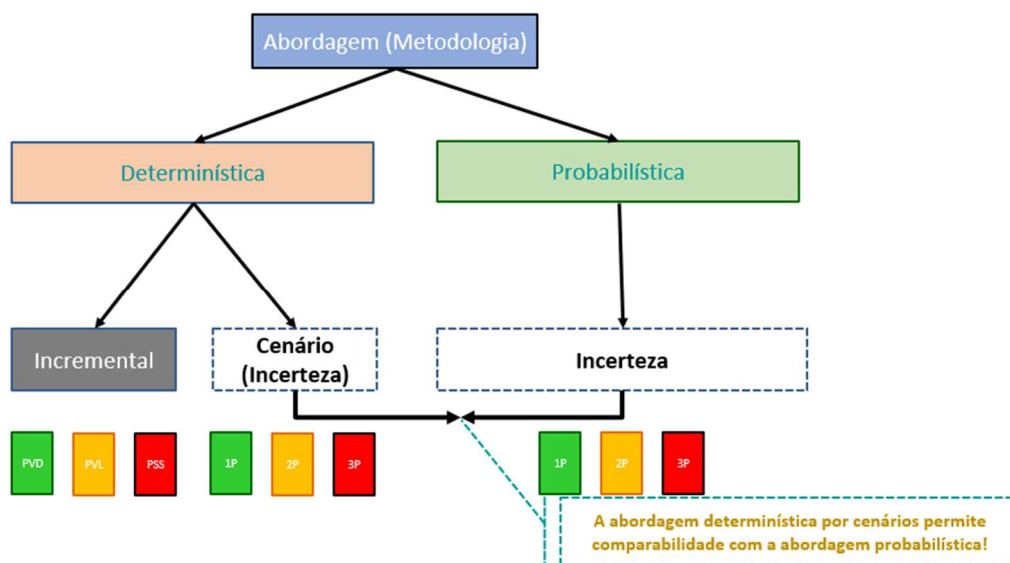


Figura 07: Abordagem determinística ou probabilística na definição das curvas 1P (PVD), 2P (PVD + PVL) e 3P (PVD + PVL + PSS) de estimativas de reservas (elaboração própria, 2024)

*PVD = Provada, PVL = Provável e PSS = Possível.

Reservas são as quantidades de petróleo previstas como comercialmente recuperáveis, com aplicação de projetos de desenvolvimento, em acumulações conhecidas, a partir de uma data, sob condições definidas (SPE PRMS, 2018).

Reservas devem satisfazer 4 condições:

- Os volumes devem ser descobertos;
- Recuperáveis (com tecnologia atual);
- Comerciais (condições sociais, econômicas etc.);
- Remanescentes (a partir da data da avaliação) com base em projetos de desenvolvimento e com titularidade (ter projeto com intenção firme de desenvolvimento, incluindo questões contratuais e legais).

Os volumes de reserva são categorizados de acordo com o nível de incerteza e os projetos podem ser subclassificados com base na maturidade do projeto e/ou caracterizados pelo status do desenvolvimento ou produção (SPE PRMS, 2018).

As reservas Provasdas são as quantidades de petróleo ou gás natural, que a análise de dados de geociências e de engenharia indica alto grau de confiança de que os volumes serão comercialmente recuperados ou pelo menos 90% de probabilidade de que os volumes realmente recuperados serão iguais ou maiores que a estimativa (método probabilístico) (SPE PRMS, 2018).

Reservas Prováveis são os volumes incrementais, com base na análise dos dados de geociências e de engenharia, que apresentam menos chance de serem recuperadas que reservas provadas, porém mais chance de recuperação que reservas possíveis. Quando métodos probabilísticos são utilizados, deve haver 50% de probabilidade que os volumes recuperados reais serão iguais ou maiores que as estimativas P50 (SPE PRMS, 2018).

Reservas Possíveis são os volumes incrementais para os quais a análise dos dados de geociências e de engenharia indica menos potencial de recuperação que

as reservas prováveis. O volume total final recuperado por um projeto tem baixa probabilidade de exceder a soma das reservas Provada, Provável e Possível (3P), o que é equivalente ao cenário de estimativa otimista. Quando métodos probabilísticos são utilizados, deve haver, pelo menos, 10% de probabilidade de que os volumes recuperados reais irão igualar ou exceder as estimativas P10 (SPE PRMS, 2018).

Os volumes classificados como reservas são definidos pela determinação do limite econômico, o qual é obtido onde ocorre o fluxo de caixa acumulado não descontado máximo.

Reservas são quantidades remanescentes de óleo e gás comercialmente recuperáveis, baseadas em projetos de desenvolvimento, de acumulações descobertas, sob condições definidas. Reservas são frequentemente estimadas e divulgadas de forma incremental (provada, provável e possível) ou agrupadas em 1P (reserva provada), 2P (reserva provada + provável) e 3P (reserva provada + provável + possível). Essas categorias representam, basicamente, as incertezas técnicas associadas ao projeto de óleo e gás (SPE PRMS, 2018).

Os volumes classificados como reservas são determinados pelo limite econômico, o qual é obtido do máximo fluxo de caixa acumulado não descontado (ou nominal). Então, movimentações econômicas, tais como projeção de preço de óleo, podem impactar os resultados de reservas.

Os recursos contingentes são os volumes estimados, a partir de uma determinada data, que serão recuperados de reservatórios descobertos, entretanto o projeto não está maduro o suficiente para o desenvolvimento comercial em função de contingências, tais como projetos sem mercado, dependentes de tecnologia que está sendo desenvolvida para ser comercial ou os dados de reservatório são insuficientes para definir claramente a sua comercialidade (SPE PRMS, 2018).

Os recursos prospectivos são os volumes estimados, a partir de uma determinada data, que serão potencialmente recuperáveis de reservatórios não descobertos (SPE PRMS, 2018).

Os volumes não recuperáveis são os volumes descoberto ou não descoberto, que dependem de circunstâncias comerciais, de desenvolvimento tecnológico ou de aquisição de dados adicionais. Se um projeto de desenvolvimento viável não pode ser definido, o volume deve ser classificado como não recuperável (SPE PRMS, 2018).

2.2 Economicidade dos Projetos de Óleo e Gás para a Estimativa de Reservas

Com base no PRMS, Reservas são volumes comerciais e são categorizadas em 1P, 2P e 3P, devido basicamente às incertezas técnicas. Reservas também precisam ser econômicas e são determinadas pela análise do fluxo de caixa anualizado não descontado e pela determinação do limite econômico (LE). LE ocorre no ano em que o fluxo de caixa não descontado pré-imposto acumulado é máximo (Figura 08) e não considera o custo do abandono.

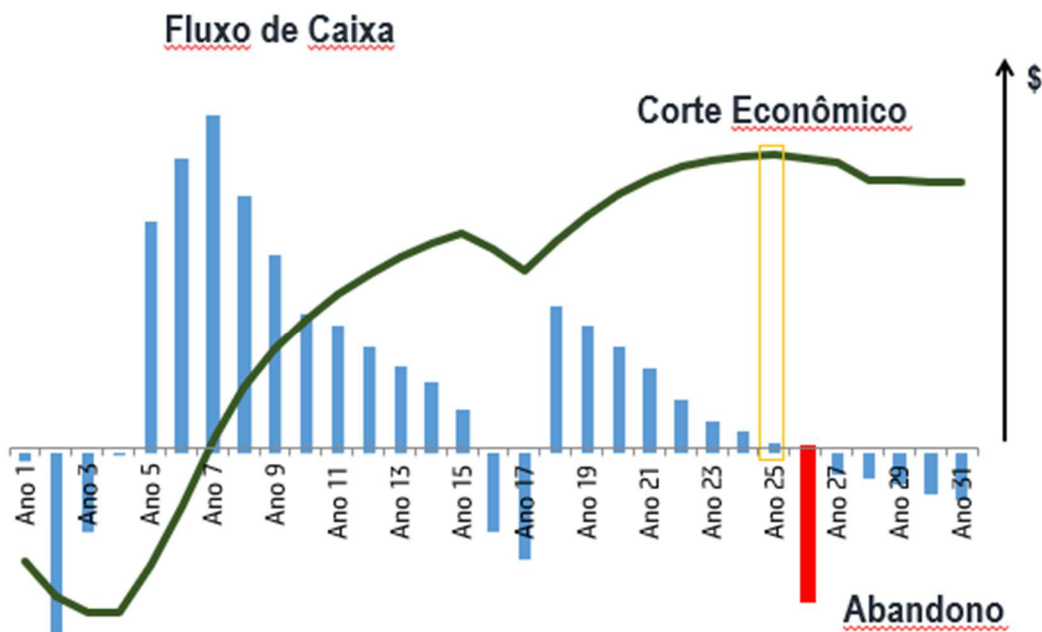


Figura 08: Fluxo de caixa não descontado anualizado pré imposto (barras azuis) e fluxo de caixa não descontado acumulado (linha contínua verde escuro) pré imposto ilustrativos, com a determinação do LE no ano 25 do projeto (elaboração própria).

Para cada categoria de reservas 1P, 2P e 3P de um projeto ou grupo de projetos é realizada essa análise do fluxo de caixa anualizado não descontado pré-imposto e a determinação do limite econômico, conforme as seguintes equações:

$$\begin{aligned} \text{FC PRE} - \text{I} (1\text{P}) &= \text{Receita Óleo} (1\text{P}) \\ &+ \text{Receita Gás Venda} (1\text{P}) - \text{CAPEX} (1\text{P}) - \text{OPEX} (1\text{P}) \end{aligned} \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} \text{FC PRE} - \text{I} (2\text{P}) &= \text{Receita Óleo} (2\text{P}) \\ &+ \text{Receita Gás Venda} (2\text{P}) - \text{CAPEX} (2\text{P}) - \text{OPEX} (2\text{P}) \end{aligned} \quad (2.2)$$

$$\begin{aligned} \text{FC PRE} - \text{I} (3\text{P}) &= \text{Receita Óleo} (3\text{P}) \\ &+ \text{Receita Gás Venda} (3\text{P}) - \text{CAPEX} (3\text{P}) - \text{OPEX} (3\text{P}) \end{aligned} \quad (2.3)$$

3 Emissões de Gases de Efeito Estufa

Neste capítulo é feita uma abordagem sobre as principais fontes de emissões de escopos 1, 2 e 3 na indústria de óleo e gás e como podem ser aplicadas algumas metodologias voltadas para as estimativas de emissões de GEE.

3.1 Estimativas de Emissões de GEE

Para que um sistema de comércio de emissões seja regulamentado e implementado, existe a necessidade de se estimar as emissões de GEE para fins de inventários (dados históricos) e para fins de estimativas (projeções futuras). Existe um conjunto de normas, padrões e protocolos internacionais com metodologias bastante consolidadas para os inventários. Mas, há poucos documentos desenvolvidos para as estimativas das emissões (projeções) da indústria de óleo e gás, sendo atualmente bastante reconhecido o *API Compendium* do Instituto Americano de Petróleo (API, 2021).

O objetivo geral do *API Compendium* é promover o uso de métodos consistentes e metodologias padronizadas para estimar as emissões de GEE provenientes das operações da indústria de petróleo e gás natural (API, 2021).

O API atualizou, em 2021, o seu compêndio de metodologias de emissões de GEE para a indústria de óleo e gás, sendo uma das principais referências utilizadas por empresas e governos para divulgação de estimativas de emissões de GEE, relacionadas às operações de óleo e gás. Esta é a quarta edição do material e a metodologia foi ampliada para incluir CCUS.

O compêndio fornece uma metodologia para estimar, consistentemente, as emissões de GEE ao longo de toda a cadeia de valor das operações de óleo e gás. O compêndio serviu como um recurso essencial para o Programa Nacional de Inventário e Relatórios da EPA (*Environmental Protection Agency*) nos EUA e para outras entidades governamentais em todo o mundo. Além disso, é um dos alicerces do compromisso da indústria de óleo e gás com a transparência e a precisão na comunicação dos seus esforços para reduzir ainda mais as emissões de GEE (API, 2021).

A última atualização incluiu revisões de fatores de emissão com base em estudos de campo realizados pelo API, por seus membros e por acadêmicos. Pela primeira vez, o documento inclui metodologias e fatores de emissão para consumo de combustíveis nas atividades que incluem CCUS. O *API Compendium* tem os seguintes objetivos:

- Fornecer fatores de emissão e metodologias relevantes para estimar as emissões de GEE, com base em documentos públicos atualmente disponíveis;
- Descrever procedimentos detalhados para conversões entre diferentes sistemas de unidades de medida, com particular ênfase na implementação de padrões da indústria de petróleo e gás natural;
- Fornecer descrições da multiplicidade de operações da indústria de petróleo e gás natural – em seus diversos segmentos – e as fontes de emissões de GEE associadas que devem ser consideradas; e,
- Desenvolver exemplos de estimativa de emissões – com base em instalações selecionadas de vários setores petrolíferos e operações da indústria de gás natural – para demonstrar a ampla aplicabilidade das metodologias.

Como resultado, o referido documento reconhece técnicas de cálculo e fatores de emissão para estimar emissões de GEE pelas operações da indústria de petróleo e gás natural. Estas técnicas consideram o cálculo ou estimativa de emissões de todos os setores da indústria de óleo e gás – desde a exploração e produção, passando pelo refino, até a comercialização e distribuição de produtos (API, 2021).

O documento apresenta e ilustra o uso de métodos de estimativa de emissões para dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarbonetos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF₆), para todas as fontes de emissão comuns, incluindo combustão (consumo), perdas e queimas (*flare*).

É importante reforçar que o *API Compendium* não é um padrão nem uma prática recomendada para o desenvolvimento de inventários de emissões. Em vez disso, representa uma compilação de metodologias de estimativa de emissões de GEE.

As metodologias descritas no Compêndio podem ser usadas para orientar a estimativa de emissões de GEE de projetos individuais, de uma unidade de produção de óleo e gás, de um campo da companhia ou de toda a empresa. O propósito da análise de GEE, bem como a disponibilidade de dados, determinará o nível de detalhe e a abordagem de estimativa a ser selecionada. As metodologias nele apresentadas abordam a estimativa de seis espécies de GEE ou famílias de gases (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs e SF₆) de operações da indústria de óleo e gás.

As operações e instalações abordadas vão desde a cabeça do poço até pontos de venda, incluindo exploração e produção (E&P), refino, embarcações marítimas, oleodutos, distribuição e outros transportes. Os métodos apresentados no API *Compendium* se referem apenas às emissões de operações (escopos 1 e 2) e não às que possam ser atribuíveis ao uso do produto (escopo 3).

Segundo API (2021), as emissões de GEE podem ser estimadas a partir de diversas formas: fatores de emissão publicados, fatores de fabricantes de equipamentos, cálculos de engenharia ou por monitoramento (medição).

Tabela 02: Abordagens consideradas na estimativa de emissões de GEE .(API, 2021).

Abordagens	Emissões de CO ₂	Emissões de Combustão de CH ₄ e N ₂ O
Fatores de emissões publicados	Com base em conteúdo médio do combustível; Combustíveis geralmente têm composição consistente.	Com base nas características médias dos equipamentos; Incerteza é consistente com baixa contribuição para as emissões globais.
Fatores de emissões de fabricantes de equipamentos	Emissões de CO ₂ estão mais relacionadas ao tipo de combustível do que às características dos equipamentos; Fatores de emissões publicados por fabricantes de equipamentos estão baseados no tipo de motor, razão ar /	Emissões estão fortemente relacionadas às características dos equipamentos.

	combustível e tipo de combustível	
Estimativas de Engenharia	Altamente confiável para muitas fontes emissoras, mas depende de uso de uma metodologia e de adoção de premissas;	Aplicação limitada para operações da indústria de óleo e gás.
Monitoramento	Pode requerer dados de entrada detalhados	
Monitoramento periódico ou contínuo de emissões ou de parâmetros para estimativa de emissões	Em geral, não é aplicável para operações de óleo e gás, dado o número substancial de fontes de emissões.	Não é prático, dados o número de fontes de emissões e a baixa contribuição para as emissões globais.

Algumas premissas são importantes para a definição dos fatores de emissões, com base na metodologia do documento do API 2021:

- Condições Padrão do Gás – Para escoamento de gás, ao converter de uma base volumétrica para uma base mássica, as condições padrão usadas neste documento são 14,696 libras por polegada quadrada (psia) e 60 graus Fahrenheit (⁰F) (equivalente a 101,325 quilo-Pascal absoluto (kPaa) e 15,6 graus Celsius (0C) em unidades métricas).

- Especificações do poder calorífico – Ao converter entre volume de combustível e energia, é usado preferencialmente o poder calorífico superior.

- Unidades – As unidades são apresentadas na mesma convenção usada na fonte referenciada. Cada fator de emissão é informado em termos de toneladas por unidade de atividade, onde a unidade de atividade é expressa tanto no Sistema Internacional de Unidades (unidades SI) quanto em unidades comumente utilizadas nos EUA.

- Combustão de Combustível - As propriedades do combustível em termos de poder calorífico e de teor de carbono são fornecidas para uma variedade de combustíveis comerciais. As emissões de CO₂ associadas à combustão de combustíveis fósseis ou produtos refinados baseiam-se na conversão de 100% do combustível em dióxido de carbono.

As emissões de CO₂ e CH₄ podem ser bastante variáveis devido aos vazamentos desde a cabeça do poço até os equipamentos nas instalações de produção. A maior parte do gás do reservatório tem menos de 5% de CO₂ (porcentagem molar) e conteúdo superior a 80% de CH₄; no entanto, existem exceções, como é o caso dos campos do Pré-sal da Bacia de Santos (API, 2021).

As operações de separação de óleo/gás e tratamento de gás podem resultar em perdas de CH₄ nas aberturas dos tanques, desidratadores, unidades de amina e compressores. Perdas fugitivas de equipamentos também podem ser uma fonte das emissões de CH₄ (API, 2021).

As emissões relativas ao consumo resultam de compressores alternativos ou turbinas usadas para manusear gás produzido, que pode ser coletado para processamento, reinjetado para aumentar a pressão do reservatório ou, em alguns casos, queimado (API, 2021).

Queima do gás produzido no *flare* pode ocorrer em emergências a fim de evitar condições inseguras ou falhas catastróficas, quando não houver nenhuma infraestrutura para processar o gás (problemas nos equipamentos de compressão), ou quando os volumes de gás produzido são muito baixos para serem economicamente coletados e processados (API, 2021).

O CO₂ usado para EOR pode ser proveniente de reservatórios naturais ou da captura de CO₂ de plantas industriais, como processamento de gás natural, fábricas de fertilizantes, produção de etanol e usinas de hidrogênio. Para maximizar a eficiência e tornar o CO₂-EOR economicamente viável é necessário incorporar, no processo de produção da unidade, um procedimento de reciclagem desse gás para extraí-lo dos fluidos de produção, o que pode ser realizado por três métodos (API, 2021):

- Processo de adição de gás amina, onde o processo de remoção de CO₂ dos fluidos de produção incluem uma absorção física inicial seguida pela reação das aminas básicas com o gás dissolvido.
- Processo de separação por membrana, onde a capacidade de separação por membrana é baseada nas diferenças nas interações físicas ou químicas entre gases

e um material de membrana, que é a razão pela qual um componente passa através da membrana mais rápido que outro.

▪ Líquidos iônicos, que são sais fundidos, que permanecem líquidos mesmo em temperaturas abaixo de 100 °C. Propriedades de líquidos iônicos (como condutividade, densidade, viscosidade, solubilidade de gás e outras) podem ser ajustadas por variar a estrutura dos íons componentes para obter as propriedades desejadas do solvente. Os líquidos iônicos são considerados com alta capacidade de captura de CO₂, alta solubilidade em água, estabilidade térmica, pressão de vapor desprezível, característica físico-química ajustável e baixa toxicidade.

Na etapa de captura, o CO₂ é separado de outros produtos gasosos, comprimido para facilitar o transporte eficiente e, quando necessário, condicionado para transporte. O CO₂ capturado é então transportado até o local de injeção e/ou armazenamento. Os oleodutos são o método mais comum de transporte de CO₂, no entanto, o transporte de CO₂ por navio, caminhão e trem ocorre em uma escala muito menor. Uma vez no local da injeção, o CO₂ pode ser adicionalmente comprimido e depois injetado no reservatório de produção (API, 2021).

Além disso, algumas técnicas de recuperação avançada de petróleo (EOR) envolvem injeção de CO₂ na formação, resultando potencialmente em emissões de CO₂ significativamente maiores do que CH₄ proveniente de ventilações de equipamentos e de perdas fugitivas (API, 2021).

As emissões das atividades de CO₂-EOR podem ocorrer durante cada uma dessas fases (captura, transporte, injeção e armazenamento). As operações associadas à fase de captura requerem o uso de energia (consumo de combustível fóssil e/ou eletricidade adquirida), resultando em consumo (emissões diretas) e/ou emissões indiretas, que também ocorrerão associadas ao consumo energético para compressão e movimentação do CO₂ entre os locais de captura e de injeção (API, 2021).

As emissões fugitivas podem resultar de equipamentos usados como parte do processo de captura. Emissões em menores quantidades também podem ser liberadas sob a forma de CO₂ e CH₄ residuais (não capturados). Emissões devidas ao armazenamento incluem emissões ventiladas, fugitivas, de consumo e indiretas de equipamentos e de requisitos de energia no local da injeção. Além disso, as

emissões podem resultar de vazamentos físicos do local de armazenamento ou de CO₂ não capturado, coproduzido com petróleo e/ou gás, em operações de recuperação melhorada de hidrocarbonetos (API, 2021).

O dióxido de carbono é emitido principalmente por fontes de combustão (consumo nas instalações de superfície), mas também pode ser emitido pelo gás produzido, pelo processamento, pelo refino e pelas operações de CCUS, através de algumas fontes ventiladas e fugitivas. Isso é particularmente importante em operações que utilizam ou processam gás de campo rico em CO₂. Para estes, o potencial de emissão de CO₂ dependerá da concentração de CO₂ associados à fonte emissora, bem como das práticas de projeto e operação nas instalações (API, 2021).

A concentração de CO₂ no gás natural comercial é geralmente pequena (<3%), de modo que as emissões ventiladas e fugitivas associadas ao seu uso são bem pequenas em comparação às emissões produzidas pelo consumo. No entanto, as emissões ventiladas e fugitivas de CO₂ das operações de CCS podem ser mais significativas do que as dos sistemas de gás natural, mas ainda pequenas em comparação com as emissões de CO₂ devidas ao consumo (API, 2021).

O metano é emitido a partir de perdas fugitivas de equipamentos ou quando o gás natural é ventilado diretamente durante procedimentos de manutenção da operação ou em emergências. O metano também é encontrado nos gases de escape como resultado da combustão incompleta do combustível (API, 2021).

Conforme visto anteriormente, o *API Compendium* se limita apenas às emissões de escopos 1 e 2 da indústria de óleo e gás. A seguir são apresentadas as equações a serem adotadas para as estimativas de emissões de CO₂ de escopos 1 e 2:

$$\text{Emissão de GEE} = \text{Emissão de escopo 1} + \text{Emissão de escopo 2} \quad (3.1)$$

$$\text{Emissão de escopo 1} = \text{Gás consumido} \times \text{Fator de emissão} + \text{Gás Perdido/Queimado} \times \text{Fator de emissão} \quad (3.2)$$

$$\text{Emissão de escopo 2} = \text{Energia importada da rede} \times \text{Fator de intensidade de emissão da rede} \quad (3.3)$$

As emissões de GEE das operações de CO₂-EOR (escopo 1) devem ser abatidas das estimativas de CO₂, ou seja, devem ser descontadas conforme emissões das seguintes fontes potenciais de ventilação de CO₂ em atividades de CO₂-EOR (API, 2021):

- Tanques de armazenamento de petróleo bruto não estabilizados: CO₂ residual arrastado no petróleo produzido usando CO₂-EOR é liberado para a atmosfera em um tanque de armazenamento atmosférico imediatamente a jusante do separador onde o CO₂ sai dos hidrocarbonetos líquidos, junto com CH₄.

- Líquidos de hidrocarbonetos com CO₂-EOR dissolvido: qualquer CO₂, que permaneça arrastado nos hidrocarbonetos líquidos estabilizados após a evaporação do tanque de armazenamento, é perdido para a atmosfera durante as fases de transporte e processamento do petróleo bruto.

- Limpeza da bomba de injeção de CO₂-EOR: as operações EOR usam compressores ou bombas para injetar CO₂ em fase supercrítica em reservatórios. Para eventos de interrupção ou eventos de manutenção, estas bombas de injeção, com alta pressão, podem ser reduzidas à pressão atmosférica, resultando na liberação da fase supercrítica de CO₂ na atmosfera.

Recomenda-se estimar emissões de operações de CCUS, considerando eficiência de captura e de transporte e as emissões associadas às atividades de injeção de CO₂ (Equação 3-4). A equação 3-5 representa uma alternativa para se calcular emissões de bombas e compressores, por exemplo (API, 2021):

$$ECO_2 = Sh_1 * Vh_1 \quad (3.4)$$

Onde:

ECO₂ = Emissões anuais de CO₂ provenientes de CO₂ dissolvido (retido) em hidrocarbonetos líquidos produzidos de projetos EOR (tCO₂/ano);

Sh₁ = Quantidade de CO₂ retida em hidrocarbonetos líquidos, à jusante do tanque de armazenamento, em condições padrão (tCO₂/bbl); e

Vh₁ = Volume total de hidrocarbonetos líquidos produzido em operações EOR (bbl/ano).

$$ECO2 = N * Vu * Rc * GHGCO2 * 0,001 \quad (3.5)$$

Onde:

ECO2 = Emissão anual do sistema de bombas para injeção EOR devido a blowdowns (tCO₂/ano);

N = Número de *blowdowns* para o sistema de bombeio de injeção EOR (eventos/ano);

Vu = Volume físico total das câmaras do sistema de bombas de EOR (incluindo pipelines, manifolds e embarcações) entre as válvulas de isolamento (ft³ ou sm³);

RC = Densidade do gás de injeção EOR nas pressões e temperaturas supercríticas de operação da bomba de injeção (kg/ft³ or kg/m³); e

GHGCO2 = fração mássica de CO₂ na fase crítica de injeção de gás.

Além de uma análise de abatimento de emissões de escopo 1, CO₂-EOR requer análise adicional do ponto de vista de produção incremental de hidrocarbonetos versus emissões de CO₂. EOR aumenta o fator de recuperação de óleo e gás, o que se reflete em aumento de emissão de CO₂ de escopo 3 do projeto. Para CCUS, essa maior produção de hidrocarboneto tem que estar, idealmente, associada a menor emissão líquida de CO₂ em relação ao caso base (sem injeção de CO₂).

As emissões de escopo 3 se referem às emissões indiretas e que estão associadas à descarbonização do produto. O GHG Protocol tem subdividido o escopo 3 em diversas categorias, tais como *Purchased Goods and Services, Fuel- and Energy-Related Activities Not Included in Scope 1 and 2, Upstream Transportation and Distribution, Downstream Transportation and Distribution, Processing of sold products, Use of Sold Products, etc* (GHG PROTOCOL et al., 2013).

De acordo com a ISO DIS 27920, o fator de emissão é uma medida normalizada em termos de atividade, que pode ser usado para converter dados de atividade de uma fonte em dados de emissão. Exemplo: tonelada de emissão por tonelada de combustível consumido. É comum um fator de emissão médio de 0,422 tCO₂/bbl de óleo queimado (IPCC AR6, 2021) e de 0,322 tCO₂/boe de gás natural vendido (gás reserva) (DE GHETTO, 2021) para as estimativas de emissões de escopo 3.

Contudo, subdividir o escopo 3 com base nas categorias do GHG *Protocol*, conforme listadas acima, e aplicar fatores de emissão específicos para cada componente do óleo (reserva) é mais adequado. Esses fatores de emissão médios para o escopo 3 podem ser obtidos, estequiometricamente, com base nos pesos moleculares dos combustíveis utilizados (Tabela 03).

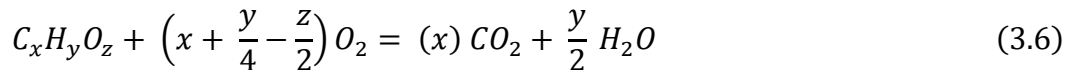
Tabela 03: Valores de pesos moleculares e de poderes caloríficos de hidrocarbonetos e de dióxido de carbono (adaptado de API, 2021).

Compostos		Peso Molecular	Poder Calorífico Superior (60 °F, 1 atm)	
			Btu/scf	MJ/Sm ³
Metano	CH ₄	16,04	1009,7	37,62
Etano	C ₂ H ₆	30,07	1768,8	65,904
Propano	C ₃ H ₈	44,10	2517,5	93,799
n-Butano	C ₄ H ₁₀	58,12	3262,1	121,54
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	72,15	4009,6	149,39
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	86,18	4756,2	177,21
n-Heptano	C ₇ H ₁₆	100,20	5502,8	205,03
Octanos	C ₈ H ₁₈	114,23	6248,9	232,83
Dióxido de Carbono	CO ₂	44,01	N/A	N/A

As estimativas de emissões de GEE, independentemente dos escopos, são frequentemente reportadas em equivalências de dióxido de carbono (CO_{2e}), em que todos os GEE são convertidos para uma base equivalente relativa ao seu GWP. O inventário de emissões (histórico de emissões) deve destacar o valor GWP utilizado na agregação e permitir revisões da estimativa de emissões totais caso seus valores sejam atualizados (API, 2021).

3.1.1 Emissões por Combustão em Equipamentos (Consumo)

CO₂, CH₄ e N₂O são produzidos e/ou emitidos como resultados da combustão incompleta. A combustão de hidrocarbonetos pode ser representada como a seguinte reação, assumindo a combustão completa (API, 2021):



Onde:

x = coeficiente estequiométrico do carbono;

y = coeficiente estequiométrico do hidrogênio;

z = coeficiente estequiométrico do oxigênio.

Emissões de metano resultam de combustão incompleta, a qual também pode resultar em outros produtos tais como monóxido de carbono (CO) ou compostos orgânicos voláteis (VOC). Nas operações de *upstream*, as emissões de N₂O ocorrem por uma série de reações complexas. Em geral, as atividades em que ocorrem emissões de N₂O favorecem as emissões de CH₄. As emissões de N₂O variam de unidade para unidade e até mesmo dentro de uma mesma unidade a depender das condições operacionais diferentes (API, 2021).

Globalmente, as emissões de CH₄ e N₂O das fontes de combustão são significativamente inferiores às emissões de CO₂, numa base de equivalente de CO₂. Emissões de CH₄ e de N₂O para fontes fixas de combustão são calculadas separadamente através de fatores de emissão.

A composição do combustível pode variar ao longo do tempo, de modo que as estimativas de emissões com base no teor de carbono podem ou não ser representativas, dependendo da frequência de amostragem dos dados e da variabilidade da composição do combustível.

É possível se obter fatores de emissão de GEE para as principais fontes. O fator de emissão representa uma taxa média de emissão para uma determinada fonte e, geralmente, é expresso como a massa ou volume de GEE emitido pelo tipo de fonte ou medida de atividade relacionada a fonte de emissão, como por exemplo: scf CH₄/ano/válvula ou gCO₂/L de diesel queimado (API, 2021). Na tabela 04, a seguir, os fatores de emissão relativos ao consumo estão expressos em tCO_{2e} / MMBtu.

Tabela 04: Fatores de Emissão de CO₂ por combustão para o gás natural (API, 2021).

Combustível	PCS	Fator de Emissões de CO ₂	Fator de emissões convertido	
		kg CO ₂ / MM Btu	tCO ₂ / MM Btu (PCS)	tCO ₂ / MM Btu (PCI)
Gás Natural	1,026E-03 MMBtu/scf	53,06	0,0531	0,0590

3.1.2 Emissões associadas às perdas e queimas

Em geral, as perdas fugitivas (e de gás ventilado) estão associadas às emissões de metano. Mas, para campos com elevados teores de CO₂ deve-se considerar, na estimativa de emissões de GEE, o volume perdido de CO₂ desde o poço até a superfície (API, 2021).

Normalmente, um único fator de emissão, englobando perdas fugitivas e as queimas, que são responsáveis por emissões de CO₂ pela queima no *flare*, é considerado. Mas, sempre que possível, pode-se aprofundar nesta fonte de emissões, considerando fatores de emissão específicos para queima e para perdas fugitivas. As queimas podem ainda ser subdivididas em (API, 2021):

a. Queima por razões de segurança (*safety flaring*): Queima de gás na tocha (flare) resultante de corrente oriunda de situações anormais para garantir a segurança da unidade de produção de óleo e gás.

b. Queima de rotina ou queima rotineira (*routine flaring*): Queima de gás na tocha (flare) resultante de corrente oriunda de processos rotineiros e previstos em projeto, tais como:

- Situações não-emergenciais;

▪ Gás proveniente de equipamentos e processos, não associado a razões de segurança, tais como: regeneração de glicol, desaeração de água do mar, flotação no tratamento de água produzida.

c. Queima não-rotineira (*non-routine flaring*): Queima de gás na tocha (*flare*) de corrente oriunda de processos não-rotineiros é tipicamente intermitente e de curta duração, programada ou não programada, tais como:

- Queima relativa a testes na plataforma (testes de segurança, estanqueidade, shutdown);

- Queima devido à indisponibilidade temporária de equipamentos de processo (compressores, instrumentação etc.) ou shutdown da planta;

- Queima durante falha temporária na unidade receptora do gás exportado que impossibilite o recebimento;

- Queima durante o comissionamento de sistemas da unidade de produção de óleo e gás;

- Queima durante manutenções preventivas e inspeções;

- Queima durante modificações construtivas na unidade de produção de óleo e gás;

- Queima durante atividades de intervenção em poços ou reservatório (acidificação etc.);

- Queima durante Teste de Longa Duração (TLD);

- Queima durante a despressurização de riser para atender aos requisitos de garantia de escoamento.

4 Captura, Utilização e Armazenamento de CO₂

No capítulo 4 são discutidas as principais questões sobre a tecnologia de CCUS.

A tecnologia CCS envolve a captura do CO₂ de fontes estacionárias, como indústrias e termelétricas, e o armazenamento em reservatório geológico dedicado, isto é, reservatório utilizado exclusivamente para o armazenamento de CO₂, não envolvendo quaisquer outras atividades, com a finalidade somente para armazenamento permanente (CCS BRASIL REPORT, 2022).

A captura considera também as tecnologias BECCS e DACCS. Na tecnologia BECCS (*Bioenergy Carbon Capture and Storage*) o CO₂ é capturado a partir de fontes estacionárias de bioenergia, ou seja, da produção de um biocombustível ou da geração de energia elétrica, cuja fonte primária é a biomassa. Na tecnologia DACCS (*Direct Air Carbon Capture and Storage*) o CO₂ é capturado do processamento do ar atmosférico, isto é, a sua origem não está relacionada a nenhuma atividade emissora específica. O CO₂ capturado por DACCS ou BECCS é transportado e armazenado em um reservatório geológico dedicado (CCS BRASIL REPORT, 2022).

É comum a terminologia CCU (*Carbon Capture and Utilization*) quando o CO₂ capturado é utilizado diretamente e/ou aplicado como matéria-prima em algum processo industrial. Quando o CO₂ capturado é utilizado no processo de recuperação avançada de petróleo, ficando armazenado permanentemente no reservatório, enquanto aumenta o fator de recuperação do reservatório, é utilizada a sigla CCUS, já vista anteriormente. Esse termo também é, genericamente, utilizado para indicar qualquer processo que envolva captura de CO₂ com utilização e/ou armazenamento geológico (CCS BRASIL REPORT, 2022).

A captura e o armazenamento geológico de CO₂ incluem, portanto, quatro etapas básicas (ATLAS BRASILEIRO, 2016):

- Captura e separação do CO₂ de outros gases originados da fonte emissora estacionária, para atingir um fluxo de alta pureza (tipicamente superior a 90%);

- Transporte de CO₂ desde a fonte emissora até o local de armazenamento, o qual pode ser feito por meio de dutos, caminhões ou navios-tanque;
- Armazenamento de CO₂ em distintas formações geológicas, cada uma com vantagens e desvantagens específicas;
- Medição, monitoramento e verificação de CO₂ (MMV) antes, durante e após a fase de injeção em uma formação geológica.

A figura 09 mostra as principais etapas de um projeto de CCUS.

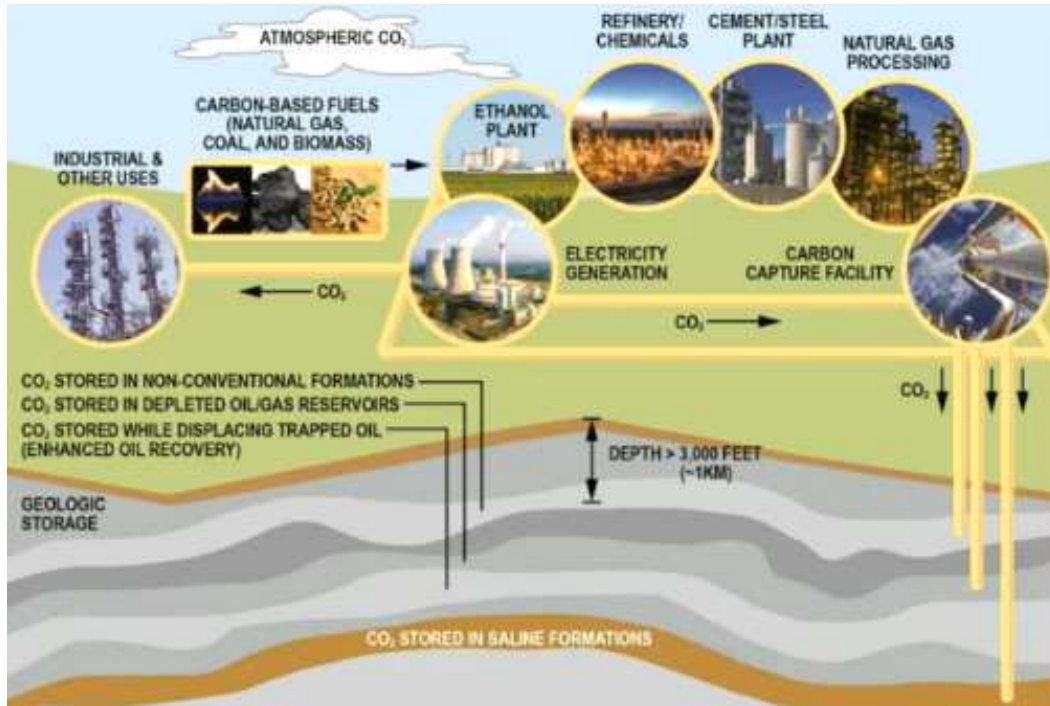


Figura 09: Etapas relacionadas ao CCUS: captura, utilização, transporte, injeção e armazenamento em formações geológicas (NPC, 2019).

Em 2022 foram estimadas a existência de 11 instalações de CCS em construção e 153 projetos adicionais em desenvolvimento (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2022). O CAPEX total em projetos atingiu o recorde de US\$ 3 bilhões em 2022 e a expectativa é de contínuo crescimento, sendo impulsionado pelas quantidades de projetos cada vez maior na América do Norte, onde há programas de incentivos e de créditos fiscais (IEA, 2023).

Também há avanços significativos em outros países, com investimentos em projetos de grande escala no Canadá e na China, e avanços regulamentares importantes no Canadá, na Dinamarca, na Indonésia, no Japão e na Malásia (IEA, 2023).

A Figura 10 mostra a distribuição dos projetos de CCUS no mundo, em operação e planejados. Observa-se a predominância desses projetos nos países europeus, pois a União Européia já tem um mercado de carbono regulado bastante consolidado. Nos EUA também há muitos projetos de CCUS, uma vez que, além de mercado regulado em algumas unidades federativas, tem também uma política de incentivos fiscais para os desenvolvedores de CCUS. Na Ásia e na Oceania, ocorreu um aumento de projetos de CCUS, mais recentemente, o que está muito associado à regulação do mercado de carbono chinês.

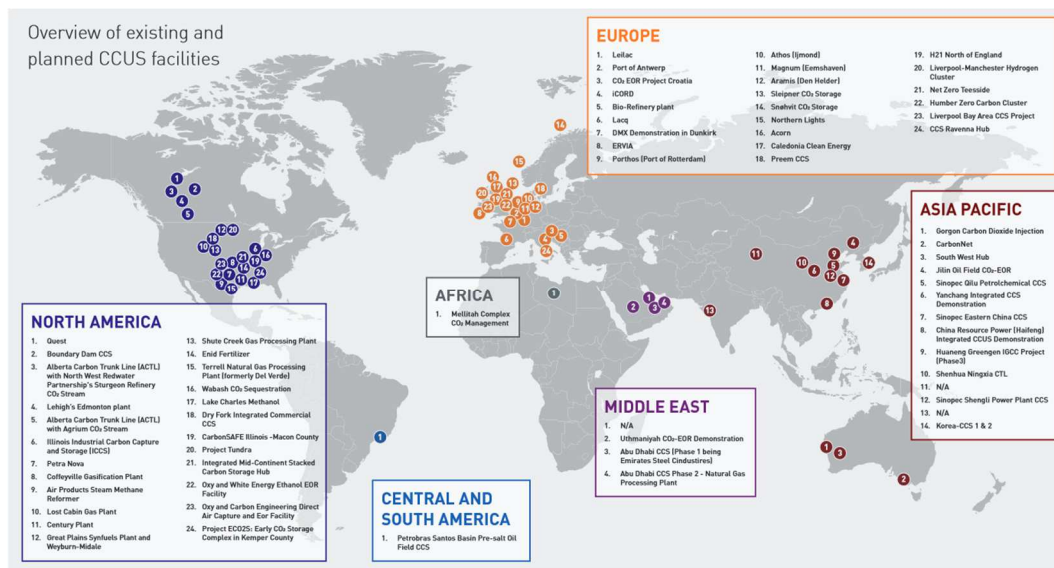


Figura 10: Projetos de CCUS existentes e planejados no mundo (IOGP, 2020).

Mas, as políticas atuais ainda são totalmente insuficientes para os resultados necessários para se alcançar os compromissos governamentais de emissões líquidas zero. No Cenário NZE, a expectativa é que cerca de 1 Gt CO₂ seja capturado em 2030 (incluindo 265 Mt CO₂ provenientes de bioenergia e captura direta de ar) e que 6,2 Gt CO₂ seja capturado em 2050, sendo aproximadamente 90% dos quais armazenados geologicamente (Figura 11) (IEA, 2023).

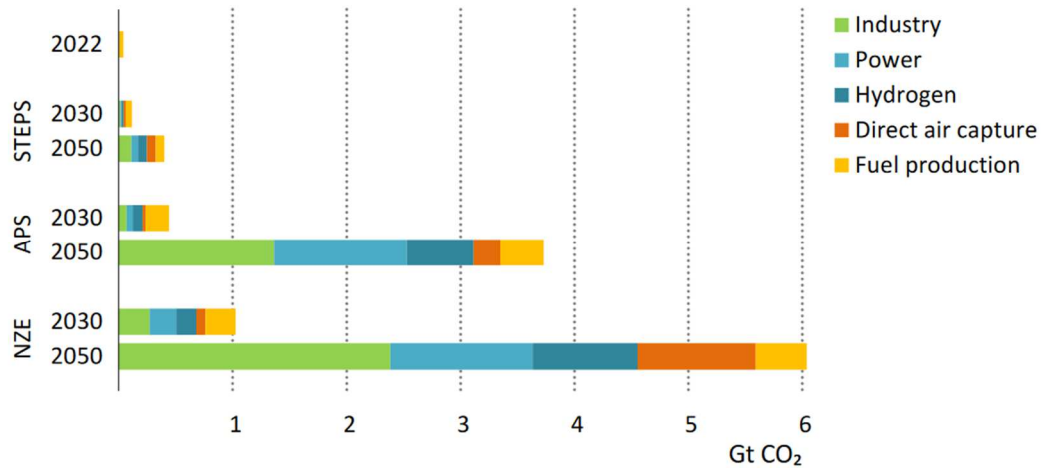


Figura 11: CO₂ capturado no mundo por fonte emissora e por cenário, de 2022 a 2050 (IEA, 2023).

4.1 Captura de CO₂

A captura de CO₂ pode ser realizada através de quatro processos principais: pós-combustão, pré-combustão, oxi-combustão e separação em processos industriais (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Na captura por pós-combustão, ocorre a separação do CO₂ do gás de combustão associado à queima dos combustíveis fósseis ou de biomassa na presença do ar (oxigênio (O₂) e nitrogênio (N₂)) (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Os processos por pós-combustão são muito utilizados na captura de CO₂ em fontes estacionárias e se baseiam, principalmente, no uso de solventes, como aminas, por exemplo, que absorvem o CO₂ seletivamente (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

A captura por pré-combustão ocorre em três etapas: o combustível é convertido em gás (CO e hidrogênio (H₂)). Em seguida, o CO é convertido em CO₂, produzindo mais H₂. Após essa etapa, o CO₂ deve ser separado do hidrogênio, o qual pode ser utilizado para a produção de combustíveis ou energia (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Na oxi-combustão, o combustível é queimado somente com O₂, sendo produzidos CO₂ em altas concentrações e vapor d'água. A desvantagem desse

processo é a necessidade de se separar o oxigênio do ar, o que envolve tecnologia criogênica de alto custo energético (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Em relação aos processos industriais, vários métodos podem ser usados nessa etapa, sendo o mais comum a absorção por aminas. A adsorção sólida com membranas ou zeólitos também é utilizada. Outras tecnologias, tais como líquidos iônicos, que consistem em sais na fase líquida à temperatura ambiente com capacidade de dissolução de CO₂, também estão sendo utilizados nos processos de separação industriais (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

De acordo com a norma ISO DIS 27920, a descrição de um sistema de captura de um projeto de CCS deve envolver:

- A capacidade, a localização e as fronteiras de cada sistema de captura;
- Equipamentos de captura;
- Processos de separação do CO₂ de outros gases;
- Características físicas e químicas de previstas e realizadas em relação ao CO₂ capturado;
- Processos de preparação do fluxo de CO₂ para transporte (compressores, desidratadoras e bombas);
- Perdas potenciais e planejadas relacionadas ao sistema de captura (eficiência de captura).

4.2 Armazenamento de CO₂

O armazenamento geológico de CO₂ envolve a injeção de dióxido de carbono em formações geológicas. As principais opções geológicas, que podem armazenar com segurança grandes quantidades de CO₂ e evitar que este retorne à atmosfera, são (ATLAS BRASILEIRO, 2016):

- Campos de óleo e gás;
- Formações salinas profundas (aquíferos salinos);
- Camadas de carvão.

Cada tipo de reservatório tem suas peculiaridades. Na maioria dos casos, o CO₂ injetado estará em um estado supercrítico (ou fase densa) (pressão > 7,38 megapascal (MPa) e temperatura > 31,1°C). Nessa condição, o CO₂ adquire uma

densidade típica de líquidos, entre 600 e 800 kg/m³, ocupando assim um volume de poro menor, levando a um armazenamento mais eficiente. Para garantir o armazenamento em um estado supercrítico, a profundidade mínima estimada para um reservatório é de cerca de 800 metros (m) (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Rocha reservatório é geralmente adequada para o armazenamento de CO₂ conforme as seguintes propriedades:

- Porosidade: refere-se ao volume de fluido que pode ser contido dentro da rocha em seus volumes porosos, ou seja, os pequenos espaços existentes entre os grãos e/ou fraturas da rocha. A porosidade frequentemente diminui com a profundidade, devido à compactação e cimentação da rocha, ou seja, os volumes porosos tornam-se menores, de modo que menos fluido pode ser armazenado no local (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

- Permeabilidade: refere-se à passagem de um fluido e a conectividade entre os volumes de poros da rocha, isto é, o espaço ou canais que ligam os poros, nos quais o fluido pode percolar no meio poroso. Uma permeabilidade mínima é necessária e especialmente importante nas fases iniciais de um projeto de armazenamento para evitar problemas de injetividade do CO₂ (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

A injeção de CO₂ pode ser realizada especialmente, mas não exclusivamente, em campos de óleo e gás (Figura 12). Campos de petróleo maduros são aqueles em que a produção de hidrocarbonetos está em seus estágios finais, enquanto os campos depletados são aqueles em que somente permanece o petróleo residual (aprisionado nos poros da rocha reservatório). Esta operação pode aumentar a produção de hidrocarbonetos a partir desses campos, resultando em benefícios econômicos. Além disso, esses projetos se beneficiam dos dados geológicos adquiridos em sua exploração e desenvolvimento (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

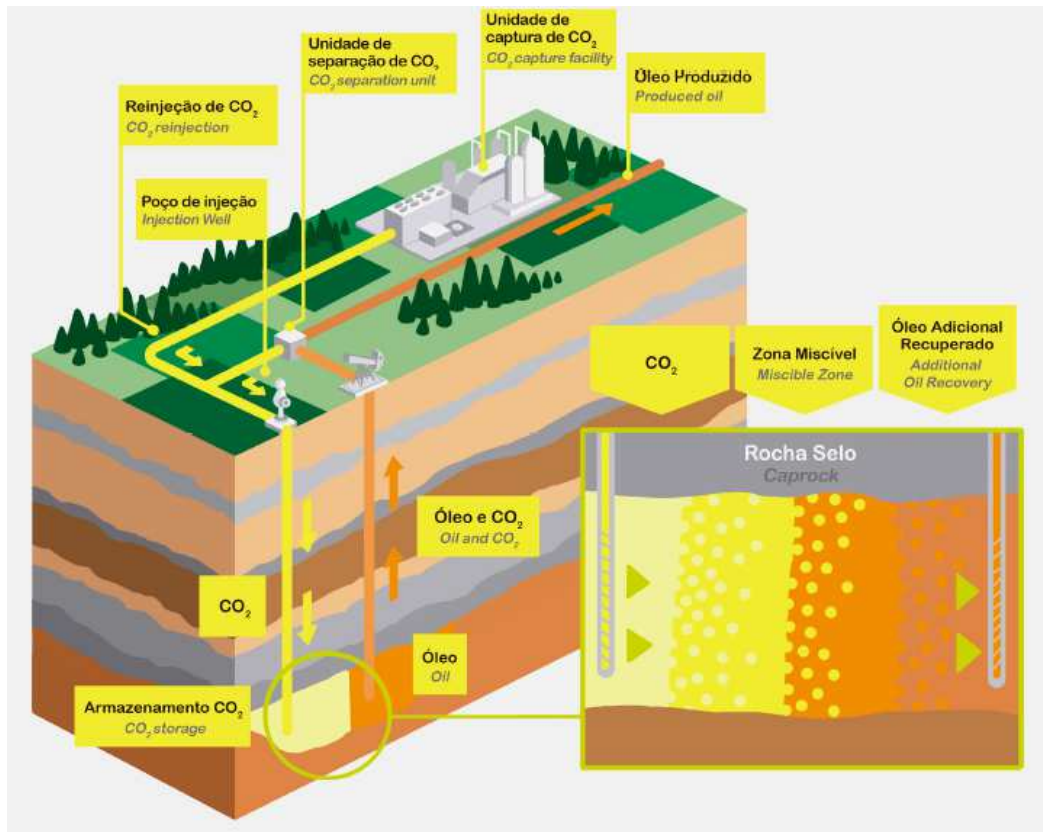


Figura 12: Esquemático do processo de armazenamento de CO₂ em reservatórios de óleo e gás (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Portanto, nos reservatórios depletados, existem as vantagens relacionadas ao investimento (*capital expenditure* - CAPEX) menor, devido à infraestrutura pré-existente e ao fato dos reservatórios já serem bem conhecidos e bem caracterizados. A principal desvantagem é o custo operacional (OPEX) maior, devido à obsolescência dos poços e instalações.

Uma alternativa para armazenamento de CO₂ em subsuperfície seria injetar em aquíferos salinos, o que requer altos investimentos para a caracterização do reservatório, mas com maior potencial de armazenamento. Formações salinas profundas são formações rochosas com volumes porosos preenchidos com água altamente salina (salgada), também comumente conhecida como salmoura. Um limite arbitrário de 10.000 mg/L de sólidos dissolvidos é, geralmente, considerado o limite mínimo de salinidade adequado para armazenamento geológico de CO₂. Para efeito de comparação, a água potável no Brasil apresenta um limite máximo de 500 mg/L, enquanto a água do mar possui uma salinidade média de 34.600 mg/L (ATLAS BRASILEIRO, 2016)

Aquíferos salinos profundos são mais comuns do que campos de petróleo e depósitos de carvão e possuem um enorme potencial para armazenamento de CO₂. No entanto, há muito menos informação disponível sobre estes reservatórios, em comparação com os dados disponíveis sobre reservatórios de hidrocarbonetos e depósitos de carvão (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

O carvão é uma rocha sedimentar combustível com alto teor de carbono, pois é formada pela decomposição de matéria orgânica a partir de fontes vegetais. Após a injeção, o CO₂ é adsorvido preferencialmente na matriz do carvão, deslocando o metano para o sistema de fraturas do carvão, o qual pode ser produzido como gás livremente (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

4.2.1 Critérios de Seleção de Formações Geológicas para Armazenamento de CO₂

Reservatórios geológicos potenciais para armazenamento de CO₂ devem garantir a integridade do local de armazenamento e a eficiência da atividade, tais como (ATLAS BRASILEIRO, 2016):

- Taxas adequadas de injetividade (envolvendo características como permeabilidade na proximidade de poços de injeção);
- Contenção da rocha selante para prevenir a migração ascendente de CO₂ (*containment*);
- Ambiente geológico estável (geoquímica e geomecanicamente).

A implementação de um projeto de armazenamento vai depender da combinação de diversos fatores favoráveis, que incluem (ATLAS BRASILEIRO, 2016):

- Características da bacia (estratigrafia e profundidade de reservatório adequados, regimes geotérmicos e hidrodinâmicos favoráveis, baixa atividade sísmica);
- Recursos da bacia (ocorrência de óleo e gás para EOR, distância segura dos aquíferos de água doce, disponibilidade de formações salinas profundas);
- Maturidade da indústria de petróleo e infraestrutura (equipamentos, tubulações, poços e dados geológicos existentes);

- Questões sociais e econômicas (níveis de desenvolvimento adequados, oportunidades de financiamento, aceitação pública).

A garantia de armazenamento é uma questão essencial para projetos de CCUS. Apesar do CO₂ ser um gás não combustível de baixa toxicidade, em altas concentrações pode se tornar perigoso à saúde humana e ao meio ambiente. Dessa forma, avaliações de segurança e de riscos são sempre necessárias para avaliar fontes potenciais de vazamentos ou fuga de CO₂ do complexo de armazenamento, a fim de planejar as opções de remediação (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Alguns dos elementos considerados na estimativa de capacidade de armazenamento teórica são: identificação de formações adequadas e valores representativos ou médios para porosidade, permeabilidade, espessura de formação, profundidade, densidade do petróleo, volume de petróleo original e total de reservas (volumes remanescentes) (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

4.2.2 Potencial de Armazenamento de CO₂ no Brasil

No Brasil, a capacidade teórica de armazenamento de CO₂ em campos de petróleo e gás na Bacia de Campos foi estimada supondo que o volume ocupado anteriormente por hidrocarbonetos produzidos está disponível para armazenar CO₂. O documento avaliou o potencial de armazenamento em campos de petróleo e gás, onshore e offshore; no entanto, avaliações quantitativas estavam disponíveis apenas para reservatórios na Bacia de Campos. Os resultados mostraram que essa bacia apresenta significativo potencial para armazenamento de CO₂ em 17 campos petrolíferos analisados, com uma capacidade teórica estimada em 0,95 Gt CO₂. Esta capacidade teórica estimada seria suficiente para armazenar o equivalente a 3,5 anos do total das emissões de fontes estacionárias brasileiras (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Um projeto piloto de armazenamento de CO₂, avaliou o impacto de 20 anos de injeção de CO₂ no campo de petróleo *onshore* de Buracica, para recuperação aprimorada de óleo. O campo de Buracica foi usado para recuperação avançada de petróleo com CO₂, com injeção contínua de CO₂ desde 1987. A injeção de CO₂ (obtido de uma fábrica de fertilizantes nas proximidades) foi alternada com água em sete poços para obter uma maior recuperação a partir do reservatório. O

monitoramento de possíveis vazamentos de CO₂ na superfície, utilizando técnicas geoquímicas, também foi realizado. O projeto foi muito bem-sucedido, resultando na produção de petróleo parcialmente sustentada a partir do campo por aproximadamente 20 anos (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Atualmente, não há muitos dados disponíveis sobre formações salinas no Brasil, como é geralmente o caso em outros lugares do mundo para esse tipo de reservatório. A maior parte da informação existente está relacionada a aquíferos de água doce, que não são adequados para o armazenamento. Formações salinas profundas podem ser encontradas na maioria das bacias terrestres, especialmente nas Bacias do Parnaíba, São Francisco, Amazonas e Paraná, e offshore (Bacias de Campos e Santos) (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Uma das formações mais promissoras para armazenamento geológico no Brasil são os arenitos da Formação Rio Bonito (Grupo Guatá, da Bacia do Paraná), devido às suas características favoráveis, como porosidade e permeabilidade e, sobretudo, à proximidade de fontes estacionárias de CO₂ nas regiões sul e sudeste (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Outras formações na Bacia do Paraná estudadas e consideradas para o armazenamento de CO₂ são a Formação Furnas (Grupo Paraná) e as formações de Campo Mourão, Lagoa Azul e Taciba (Grupo Itararé). As seções superiores das formações Pirambóia e Botucatu (Grupo São Bento) detêm o Aquífero Guarani, um dos maiores aquíferos de água doce do mundo, que não pode ser usado para armazenamento (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

4.2.3 Mecanismos de Armazenamento de CO₂ em Aquíferos Salinos

Os principais mecanismos de armazenamento de CO₂ em aquíferos salinos profundos podem ser classificados em físico, iônico, mineral e por gás residual (MARÇON, 2009).

Físico: CO₂ é armazenado em fase separada (imiscível) no estado supercrítico, dependendo das condições de T e P, as quais estão diretamente relacionadas com a profundidade, gradiente geotérmico, temperatura da superfície

e massa específica da água da formação geológica. Em condições geológicas mais comuns, a massa específica do CO₂ é menor que a massa específica da água, o que ocasiona segregação gravitacional e então o CO₂ é aprisionado no topo da estrutura, pela rocha selante. Nesse mecanismo, o risco de vazamento vai depender do potencial selante da estrutura (MARÇON, 2009).

Iônico ou de solubilidade: o carbono é retido em espécies dissolvidas na água subterrânea (CO₃²⁻, HCO₃⁻, por exemplo, com a proporção das espécies variando principalmente em função do pH). A solubilidade do dióxido de carbono aumenta com a pressão e diminui com a temperatura e salinidade da água de formação. Assim aquíferos salinos retêm menos CO₂ na forma dissolvida do que aquíferos de água doce, sob as mesmas condições de P e T. Neste mecanismo o risco de vazamento é considerado baixo (MARÇON, 2009).

Mineral: o carbono é imobilizado na estrutura de uma fase sólida como calcita (CaCO₃), dolomita (CaMg(CO₃)₂), siderita (FeCO₃), ankerita ((Ca,Mg,Fe)CO₃) ou dawsonita (NaAlCO₃(OH)₂). Mesmo sendo considerado um processo lento (centenas de anos) em condições geológicas normais, em função da existência de barreiras químicas cinéticas, o aprisionamento mineral já foi demonstrado tanto experimentalmente como por simulação numérica. O carbono será permanentemente incorporado na litosfera e, por isso, é considerado o mais seguro e duradouro mecanismo de armazenamento. A desvantagem em relação aos outros mecanismos é que a formação de fases minerais pode provocar danos de formação, com redução de propriedades permoporosas (MARÇON, 2009).

Aprisionamento por gás residual: à medida que o CO₂ é injetado no meio poroso, sua saturação aumenta até que ele forma uma fase contínua e começa a fluir (processo de drenagem). Quanto ao processo inverso, ou seja, o meio poroso está inicialmente saturado com CO₂ e a fase água vai aumentando gradativamente sua saturação, dá-se o nome de embebição (Figura 13). A diferença fundamental entre as curvas de permeabilidade relativa dos dois processos reside na saturação mínima que produz fluxo de CO₂ (MARÇON, 2009).

No caso de rocha molhável à água, em um processo de embebição, a água penetra no meio poroso, alojando-se na parede dos poros e nos capilares de menor

diâmetro, deslocando o CO₂ para os capilares de maior diâmetro, nos quais existe uma corrente contínua deste fluido. Esse processo continua até que a saturação de CO₂ seja reduzida a um valor residual tal que o CO₂ fica isolado, deixando de fluir devido ao efeito Jamin. O risco de vazamento de CO₂ retido através desse mecanismo pode ser considerado baixo (MARÇON, 2009).

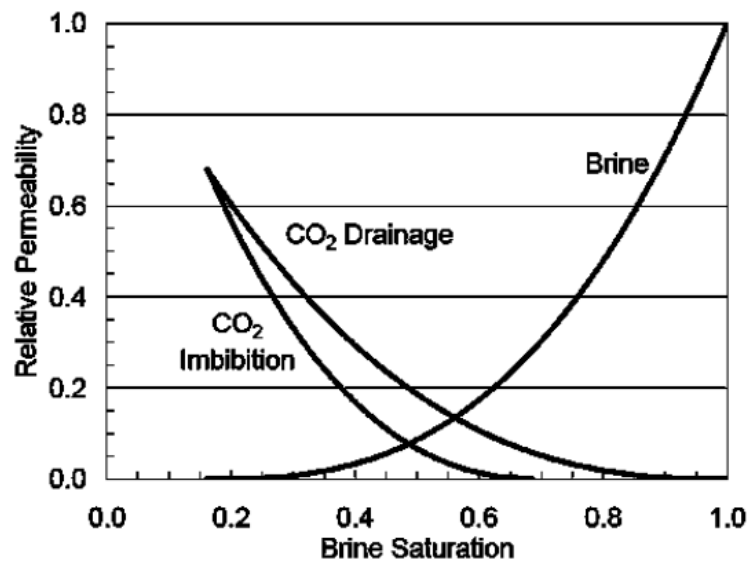


Figura 13: Curvas de permeabilidade relativa genéricas para o CO₂ (embebição e drenagem) e para a água salgada (MARÇON, 2009).

O carbono, inicialmente, retido por aprisionamento físico pode eventualmente ser aprisionado ionicamente (por dissolução progressiva de parte supercrítica, por exemplo) ou em um mineral (por carbonatação a partir de carbono dissolvido), com o tempo geológico (Figura 14).

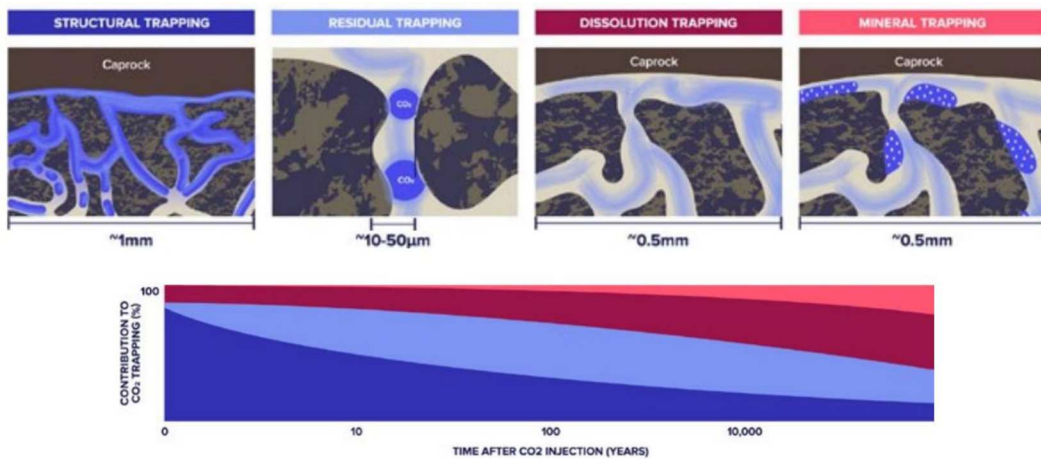


Figura 14: Mecanismos de aprisionamento de CO₂ (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2022).

É necessário também considerar o efeito indesejável decorrente da existência de falhas que poderão se tornar condutivas, devido ao aumento de pressão durante a injeção do CO₂. Já o regime hidráulico deve prover um deslocamento das águas de formação numa escala de tempo geológico, diminuindo desta forma a possibilidade da água com CO₂ dissolvido atingir rapidamente uma rota de escape (MARÇON, 2009).

Outra característica desejável do regime hidráulico é que ele favoreça o aprisionamento do CO₂ por mecanismo mineral. As melhores condições para o armazenamento de CO₂ são similares às características adequadas para a existência de acumulações de hidrocarbonetos. Assim, é possível em alguns casos aproveitar a infraestrutura já instalada nos locais produtores de petróleo e gás natural (MARÇON, 2009).

Uma das práticas sugeridas para maximizar a quantidade de CO₂ retido por efeitos capilares é injetar na base da estrutura. Como o CO₂ é menos denso que a água salgada nas condições de P&T dos aquíferos, terá fluxo ascendente por efeito gravitacional. Com isso fica para trás a saturação residual (como consequência a dissolução na água é limitada) (MARÇON, 2009).

Recomenda-se que o volume máximo de CO₂ a ser injetado seja estimado de tal forma que ao subir nunca atinja o topo selante como uma fase livre (imiscível). O CO₂ armazenado deste modo terá probabilidade muito baixa de escapar do aquífero (MARÇON, 2009).

O aprisionamento por gás residual pode ser otimizado pela injeção simultânea ou alternada de gás e água. Além de ser possível reter como gás residual uma maior quantidade de CO₂, a injeção de água também diminui o risco de vazamento, já que o CO₂ fica imóvel antes de atingir o topo selante da estrutura (MARÇON, 2009).

4.2.4 CO₂-EOR e CCUS

Ao longo da vida produtiva de um campo de petróleo, diferentes técnicas podem ser utilizadas para melhorar a sua recuperação de hidrocarbonetos, incluindo a injeção de CO₂. Na recuperação melhorada de petróleo (em inglês *Enhanced Oil*

Recovery - EOR) com CO₂ (CO₂-EOR), o dióxido de carbono é injetado no campo através de poços de injeção de alta pressão. (HARO, 2014).

Neste processo, o CO₂ torna-se miscível com o óleo e, à medida que o petróleo continua a ser produzido ao longo do tempo, o CO₂ injetado, gradualmente, começa a chegar nos poços produtores. A maior parte do CO₂ produzido com petróleo é “reciclado” ou separado e reinjetado de volta no campo (HARO, 2014).

A injeção de CO₂ miscível, inicialmente, aumenta a produção de petróleo e a pressão do reservatório. No entanto, em geral, avanço rápido de CO₂, estouro de RGO e canalização de CO₂ logo são observados em poços produtores periféricos. O desempenho do CO₂ diminui devido à heterogeneidade do reservatório e à razão de mobilidade desfavorável entre o CO₂ injetado e os fluidos do reservatório, resultando em baixa eficiência de varrido areal, com alta RGO e canalização de CO₂ (HARO, 2014).

A injeção de gás próxima da miscibilidade ou miscível serve para melhorar a eficiência de deslocamento e reduzir a saturação de óleo residual, a níveis menores que os tipicamente obtidos com a injeção de um fluido que não consegue retirar o petróleo para fora dos poros da rocha, devido às elevadas tensões interfaciais (HARO, 2014).

São necessárias estratégias de injeção a fim de encontrar o melhor ajuste entre a pressão próxima à miscibilidade e a pressão mínima de miscibilidade (MMP) em que se procura reduzir substancialmente e, se possível, eliminar as tensões interfaciais. Assim, a partir da MMP, um decréscimo pequeno na pressão gera apenas uma redução bem pequena na recuperação (HARO, 2014).

Haro, em seu estudo de otimização, considerou os seguintes parâmetros que afetam o CO₂-EOR:

- i. Número ótimo de poços produtores e injetores;
- ii. Injeção cíclica (reaproveitamento do gás produzido);
- iii. Injeção próxima a miscibilidade e miscível;
- iv. Segregação gravitacional;
- v. Taxa de injeção e taxa de produção

vi. Razão WAG

Haro considerou o método de recuperação CO₂-EOR acoplado com armazenamento de carbono. O estudo incluiu o uso do processo de injeção contínua de gás (CGI) e do processo de injeção alternada de água e gás (WAG) descritos com mais detalhes a seguir. As Figuras 15 e 16 mostram, respectivamente, a influência das recuperações melhoradas por CGI e WAG, simuladas por Merchant em 2010, em relação às recuperações primárias e secundárias. Além disso, apresentam o fator de recuperação simulado por Haro com CGI e WAG, respectivamente.

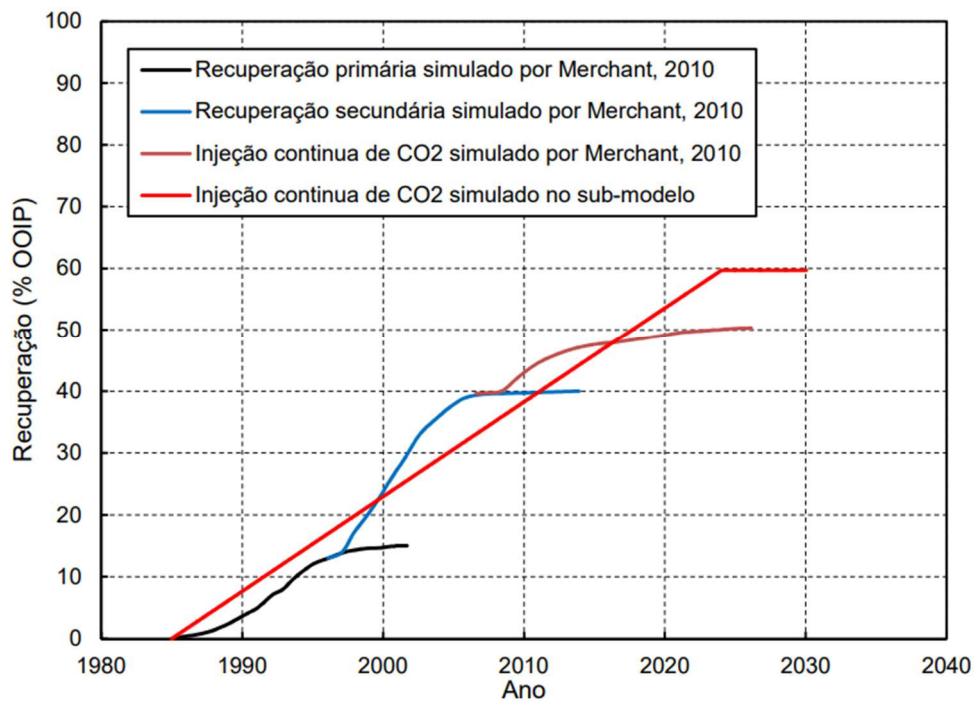


Figura 15: Recuperação de óleo primária, secundária e terciária, estudada por Merchant, 2010, e fator de recuperação por injeção contínua de CO₂ simulado (HARO, 2014).

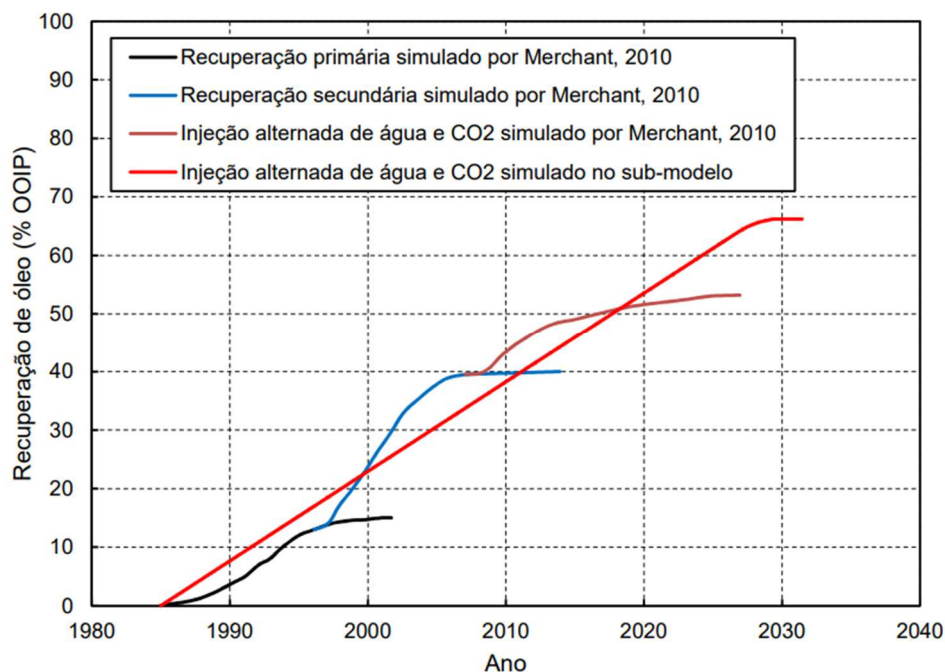


Figura 16: Recuperação de óleo primária, secundária e terciária, estudada por Merchant, 2010, e fator de recuperação por injeção alternada de água e CO₂ simulado (HARO, 2014).

Em termos de armazenamento de CO₂, a maior quantidade de CO₂ armazenado fica com o CGI (injeção contínua de CO₂) e o óleo incremental produzido não é tão menor (Tabela 05). Em todos os casos avaliados, todos os métodos de CO₂-EOR analisados não atingiram o critério de adicionalidade, sendo necessário armazenamento de CO₂ adicional após o término da produção de petróleo ou a injeção de CO₂ complementar em um reservatório diferente do que está sendo produzido (HARO, 2014).

Tabela 05: Volume de óleo produzido, quantidade de CO₂ armazenado e emissão de CO₂, nos diferentes métodos EOR (HARO, 2014).

Método EOR	Razão WAG	Pressão média do reservatório	Óleo produzido		CO ₂ armazenado	
		(kPa)	MMbbl	MMton emissão de CO ₂	MMton	% emissão de CO ₂
CGI		18.860	121,74	52,35	26,98	51,53
WAG	constante		131,07	56,36	16,15	28,66
WAG	variável		134,21	57,71	14,41	24,97
CGI		19.650	122,54	52,69	28,84	54,74
WAG	constante		133,20	57,27	18,76	32,76
WAG	variável		140,38	60,36	15,70	26,01

Fator de conversão: 0,43 toneladas de CO₂/ barris de óleo (IPCC, 2006)

A reinjeção de CO₂ produzido como medida de mitigação representa um benefício ambiental, que se justifica pelo grande passivo climático que seria gerado caso o CO₂ fosse liberado na atmosfera. A introdução de um mercado regulado de carbono, com um sistema de créditos de carbono, por exemplo, pode possibilitar uma fonte extra de receita ou uma redução de custos de reinjeção ou ainda um abatimento de custos por emissões de GEE (HARO, 2014).

Dentre os casos simulados por Haro, a quantidade máxima de CO₂ armazenado alcançou 51,06% das emissões, isto mostra que o CO₂-EOR consegue reduzir um percentual das emissões. Para que o processo CO₂-EOR, realmente, se configure em projeto de CCUS é necessário capturar mais que as quantidades emitidas pela utilização do petróleo recuperado (HARO, 2014).

Para se caracterizar como CCUS, é necessário armazenar a outra parcela das emissões de CO₂, que poderá ser injetada após a conclusão da produção de petróleo (no mesmo reservatório) ou em outra formação geológica com armazenamento dedicado. Planos de monitoramento também são necessários para que o CO₂-EOR se configure como CCUS, para garantir que o CO₂ armazenado permaneça isolado da atmosfera e da biosfera na ordem de milhares de anos e para que o processo de armazenamento seja permanente e seguro (HARO, 2014).

O plano de monitoramento proporcionará a compreensão das complexas relações de subsuperfície, como presença de falhas ou fraturas, integridade de poço e potencial selante da capeadora, além de verificar o comportamento da pluma de CO₂ com o tempo. Estes são indicadores essenciais para um armazenamento seguro, que permitirá controlar e mitigar os riscos de *containment* de CO₂ (modificado de (HARO, 2014)).

De acordo com Wang, é difícil estimar e certificar a redução das emissões de GEE em um projeto de CO₂-EOR para CCUS. Ele elaborou um método de quantificação de redução de emissões de carbono para projeto de CCUS com injeção de CO₂ para EOR. A partir de dados de consumo de energia, de perdas fugitivas, de queimas e de monitoramento do projeto no campo petrolífero de Jilin, foram determinadas a eficiência líquida de redução de emissões em cerca de 91,1% com uma eficiência de armazenamento de 80%.

A quantificação e a estimativa de redução das emissões de carbono para projetos de CCUS com CO₂-EOR com diferentes concentrações e escalas indicam que a eficiência líquida certificada de redução de emissões pelos projetos de fonte de gás de baixa concentração representados por energia movida a carvão é de cerca de 37,1%, e a eficiência certificada de redução líquida de emissões dos projetos de fonte de gás de alta concentração representados pela produção de hidrogênio a gás natural é de cerca de 88,9% (WANG et al., 2023).

As orientações do IPCC para Inventários Nacionais de Emissões de GEE não fornecem um método de cálculo para reduções de emissões. A Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas publicou uma metodologia de contabilização para reduções certificadas de emissões, em inglês *Certified Emissions Reductions* (CER), de projetos de CCS; mas sem nenhuma solução prática ou sem nenhum exemplo de aplicação desta metodologia (WANG et al., 2023).

O Comitê Técnico de Captura, Transporte e Armazenamento de CO₂ (ISO/TC 265) estabeleceu um padrão para a quantificação e verificação de todo o processo de tecnologia CCS dentro da estrutura de padrões ISO que não foi promulgada. A EPA dos Estados Unidos emitiu orientações metodológicas sobre cálculo e sistema de certificação, que abrange a previsão, cálculo, plano de monitoramento e outros aspectos do armazenamento geológico de CO₂ (WANG et al., 2023).

4.2.5 Quantificação do CO₂ Armazenado

Para o armazenamento dedicado (aquíferos salinos ou reservatórios depletados) a ISO 27920 *Carbon dioxide capture, transportation and geological storage* (CCS) - *Quantification and Verification* fornece diretrizes para a quantificação de massa de CO₂ armazenado.

As equações 4-1 e 4-2 fornecem emissões de CO₂ dos processos de captura e de transporte, respectivamente. Através da equação 4-3 é possível estimar a massa de CO₂ armazenada na formação geológica, no caso de armazenamento dedicado (ISO DIS 27920, 2020):

$$Mass\ CO2_{capture} = Mass\ CO2_{source} - Mass\ CO2_{loss\ capture} \quad (4.1)$$

$$Mass\ CO2_{transport} = Mass\ CO2_{capture} - Mass\ CO2_{loss\ transport} \quad (4.2)$$

$$Mass\ CO2_{storage} = Mass\ CO2_{transport} - Mass\ CO2_{loss\ storage} \quad (4.3)$$

Para CO₂-EOR, a ISO 27916 *Carbon dioxide capture, transportations and geological storage* é mais apropriada para a quantificação da massa armazenada (**m_{stored}**), conforme equação 4-4 a seguir:

$$m_{stored} = m_{input} - m_{loss\ operation} - m_{loss\ EOR\ complex} \quad (4.4)$$

m_{stored} deve ser calculada pela quantificação das seguintes variáveis:

m_{input} = massa total de CO₂ mreceived pelo projeto de EOR, incluindo o CO₂ nativo **m_{native}** se aprovado pela regulação do país;

m_{loss operations} = massa total perdida de CO₂ nas operações do projeto;

m_{loss EOR complex} = massa total de CO₂ perdida do EOR *complex* (massa de CO₂ proveniente de vazamento por falhas, integridade de poços etc.).

O termo EOR *complex* refere-se ao reservatório do projeto com a capeadora e o volume adicional circundante em subsuperfície, conforme definido pelo operador, no interior dos quais o CO₂ injetado permanecerá armazenado por longo prazo (*containment*).

A ISO 27916 tem como objetivo quantificar e documentar o total de CO₂ que é armazenado no caso de injeção de dióxido de carbono para EOR. O documento reconhece que o CO₂-EOR é um mecanismo de recuperação de óleo e gás, que pode ser configurado como CCUS. Contudo, garantia de segurança e contenção por longo prazo (ou seja, permanente) do CO₂ armazenado são necessárias para ser CCUS, inclusive com monitoramento após o término da injeção de CO₂.

Em geral, métodos para quantificar a massa de CO₂ armazenada deve utilizar os seguintes princípios da ISO 27916:

- a) A massa de CO₂ relacionada ao CO₂-EOR [**m_{stored}**] será determinada pela subtração de perdas da entrada;
- b) A maneira como a massa de CO₂ armazenada, associada ao CO₂-EOR, é quantificada garante a integridade e evita a alocação duplicada. Dióxido de carbono reciclado e reinjetado no reservatório para EOR não será quantificado como massa armazenada CO₂ [**m_{stored}**]. Perdas de instalações de separação de CO₂ devem ser estimadas.
- c) CO₂ nativo produzido e capturado em sistemas de CO₂-EOR [**m_{native}**] deve ser medido, documentado e pode ser considerado em [**m_{input}**] se aprovado pela autoridade regulatória.
- d) O operador deve quantificar qualquer CO₂ que é produzido de EOR e transferido do complexo EOR (**EOR complex**).
- e) Resultados da quantificação podem ser expressos tanto em unidades de massa ou em unidade de volume convertíveis para massa.

4.2.6 Medição, Monitoramento e Verificação (MMV)

Essa seção aborda sobre o plano de medição, monitoramento e verificação, necessário para a garantia de armazenamento permanente de CO₂ nos projetos de CCUS.

O CO₂ provavelmente permanecerá armazenado por milhões de anos, no entanto, em qualquer projeto, a garantia de contenção deve ser certificada através do monitoramento do CO₂ em subsuperfície (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

O monitoramento atmosférico, do solo e da água subterrânea rasa também é essencial para garantir que quaisquer impactos associados possam ser rapidamente mitigados (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Operações de monitoramento devem ser realizadas antes, durante e após a fase de injeção (sempre em comparação com medições de referência), e geralmente contam com tecnologias comprovadas utilizadas na indústria de óleo e gás (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

Métodos geofísicos (sísmica e resistividade elétrica) são utilizados predominantemente. Métodos geoquímicos também podem ser utilizados para

avaliar o movimento de CO₂ em subsuperfície através de análises de fluidos (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

De acordo com a Agência Internacional de Energia, “arcabouços legais e regulatórios são essenciais para assegurar que o armazenamento geológico de CO₂ seja seguro e eficaz e que os locais de armazenamento e os riscos associados sejam devidamente gerenciados após o término de um projeto”.

A responsabilidade a longo prazo sobre possíveis vazamentos do CO₂ armazenado ou qualquer outro dano potencial tem sido considerado como um dos assuntos mais controversos relacionados à regulamentação do CCUS, especialmente, se o projeto puder ser considerado como parte de um esquema de comércio de emissões com base em projetos.

Os riscos potenciais do armazenamento geológico podem surgir de vazamentos em poços de injeção, poços abandonados, vazamento através de falhas e camadas selantes sem eficácia. O vazamento de CO₂ pode, potencialmente, degradar a qualidade das águas subterrâneas, causar danos em recursos minerais ou de hidrocarbonetos e têm efeitos letais sobre plantas e animais do subsolo (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

A liberação de CO₂ de volta à atmosfera também pode criar preocupações de segurança locais. Evitar ou mitigar estes impactos exige uma supervisão regulamentar eficaz, um programa de monitoramento apropriado, que forneça aviso prévio de que o local de armazenamento não está funcionando conforme previsto e implementação de métodos de remediação para interromper ou controlar o armazenamento de CO₂ (ATLAS BRASILEIRO, 2016).

A seguir é feita uma abordagem sobre o SRMS, que é o critério que deve ser amplamente adotado para a estimativa, classificação, categorização e divulgação das quantidades armazenáveis de CO₂ dos projetos de CCUS. O SRMS, que é baseado no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS), mostrado no capítulo 2, fornece um conjunto de definições consistentes e um sistema de classificação para recursos de armazenamento de CO₂ e visa reduzir a natureza

subjetiva da avaliação de recursos e permitir comparabilidade do potencial desses recursos (SPE CO₂-SRMS, 2017).

4.2.7 Storage Resources Management System

O SRMS é baseado no Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS) e fornece um conjunto de definições consistentes e um sistema de classificação simples, porém adequado, para recursos para armazenamento de CO₂. Visa reduzir a natureza subjetiva da avaliação de recursos e permitir comparabilidade do potencial de recursos armazenáveis de CO₂ (SPE CO₂-SRMS, 2017).

O desenvolvimento do SRMS visa fornecer apoio semelhante à indústria de CCUS como o PRMS, visto na seção anterior, faz para a indústria do petróleo, apoiando o desenvolvimento de projetos de petróleo por meio da classificação de recursos para investimento.

Mais especificamente para o CCUS, o SRMS visa:

- Permitir que os países mapeiem a progressão da maturidade dos recursos de armazenamento.
- Criar consistência no uso da terminologia de recursos para melhorar a comunicação das principais questões entre profissionais, financiadores, reguladores e formuladores de políticas.
- Melhorar a confiança de potenciais clientes para tomada de decisões em relação às avaliações de recursos de armazenamento de CO₂.

O recurso para armazenamento de CO₂ é definido como a quantidade de CO₂ (massa ou volume) que pode ser armazenada em uma formação geológica. O SRMS fornece uma aproximação consistente para estimar quantidades armazenáveis de CO₂, avaliar projetos de desenvolvimento e apresenta resultados dentro de uma estrutura de classificação abrangente (SPE CO₂-SRMS, 2017).

A aplicação de um sistema de classificação de recursos de armazenamento de CO₂ consistente permite comparações entre projetos, entre grupos de projetos e de eficiência de armazenamento (injetividade de CO₂) (SPE CO₂-SRMS, 2017).

A seguir, algumas definições e conceitos importantes do SRMS (Figura 17):

▪ **Recursos de Armazenamento Totais:** volume poroso total disponível em determinada formação geológica (volumes porosos descobertos e não descobertos)

▪ **Stored:** Volumes já ocupados com CO₂ injetado, ou seja, são os volumes não remanescentes.

▪ **Capacidades:** São as quantidades de recursos de armazenamento de CO₂, que correspondem aos volumes porosos comerciais, ou seja, disponíveis para injeção de CO₂ e se relacionam com fatores técnicos e de comercialidade (ex. economicidade). Inclui avaliação de “*containment*”, categorização (incertezas) e status dos projetos.

As capacidades, portanto, satisfazem 4 critérios:

1. Quantidades descobertas e caracterizadas (inclui contenção)
2. Projeto comercial
3. Remanescentes (disponíveis a partir de determinada data)
4. Taxa de injeção de CO₂ definida e factível

▪ **Recursos contingentes:** correspondem aos volumes com alguma contingência. Recomenda-se avaliar as contingências para a viabilidade comercial do projeto.

▪ **Recursos prospectivos:** correspondem aos volumes que ainda necessitam de aquisição de dados e estudos para viabilidade técnico-comercial.

▪ **Recursos inacessíveis:** volumes dependentes de tecnologias novas, regulação, etc.

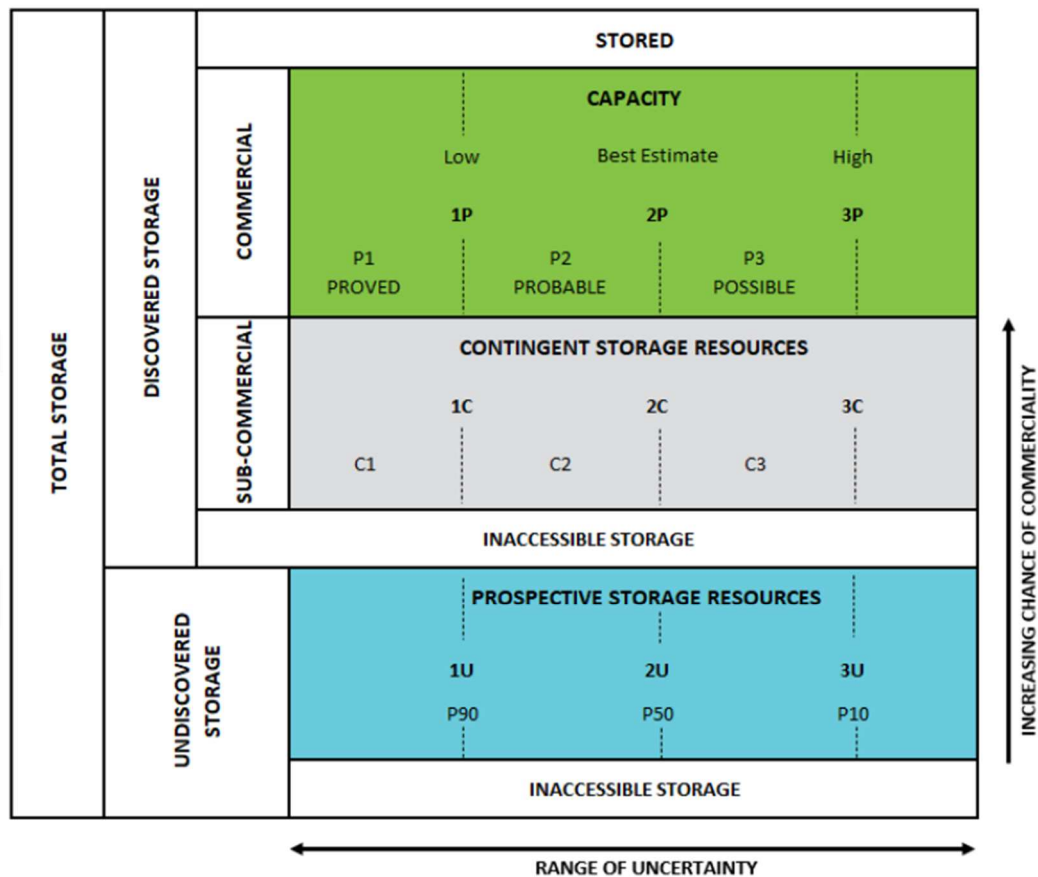


Figura 17: Representação gráfica do sistema de classificação de recursos para armazenamento de CO₂ (SPE CO₂-SRMS, 2017).

Um fluxograma de classificação derivado da documentação SRMS, também foi desenvolvido e atualizado, e tem sido usado para auxiliar o processo de classificação ao longo da avaliação (Figura 18).

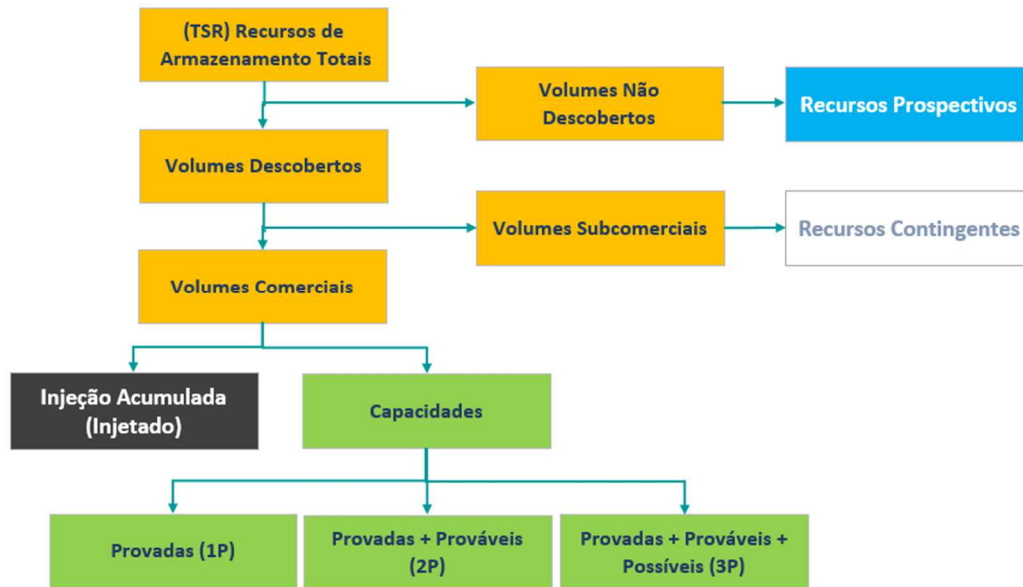


Figura 18: Representação gráfica do sistema de classificação de recursos de armazenamento de CO₂ (interpretação de SPE CO₂-SRMS, 2025).

Não há políticas ou regulações que proíbam explicitamente projetos de CO₂-EOR de se tornarem projetos de CCUS. De fato, a agência de energia americana, a União Européia e as diretrizes do IPCC para CCS se referem ao CO₂-EOR como um tipo possível de CCS. Em 2025, foi publicada uma atualização do documento, visando incluir CO₂-EOR como CCUS e maiores esclarecimentos sobre outros pontos do critério, como por exemplo, avaliação de *containment*.

De acordo com o SRMS, para CO₂-EOR ser reconhecido como um projeto de CCUS, deve considerar:

- Caracterização da formação e modelagem geológica;
- Termos contratuais com as fontes emissoras de CO₂;
- Monitoramento geológico e geomecânico do local de armazenamento;

Porém, para os volumes armazenáveis com CO₂-EOR serem reconhecidos como recurso de armazenamento, deve avaliar:

- Capacidade de armazenamento, relacionada aos volumes (inclui *containment*);
- Injetividade: viabilidade técnica e econômica;
- Integridade: inclui monitoramento para não migração de CO₂ e baixo risco de exsudação.

CO₂-EOR não foi desenhado para as propostas de CCS: reservatórios de petróleo não são monitorados para retenção de CO₂ no longo prazo após o término das operações. Regulações atuais para projetos de EOR antecipam que os poços serão descomissionados e abandonados após o término das operações de EOR. Novos projetos de óleo e gás com EOR podem ser planejados para CCUS, incluindo avaliação, monitoramento e outros requisitos no projeto original (planejamento deve incluir CCUS no longo prazo após a fase de operação com EOR).

Pelo SRMS, os principais elementos requeridos para estimativas de recursos para armazenamento de CO₂ (Figura 19):

- Formação Geológica (Reservatórios de óleo e gás ou aquíferos salinos)
- Projeto
- Property (Direito)

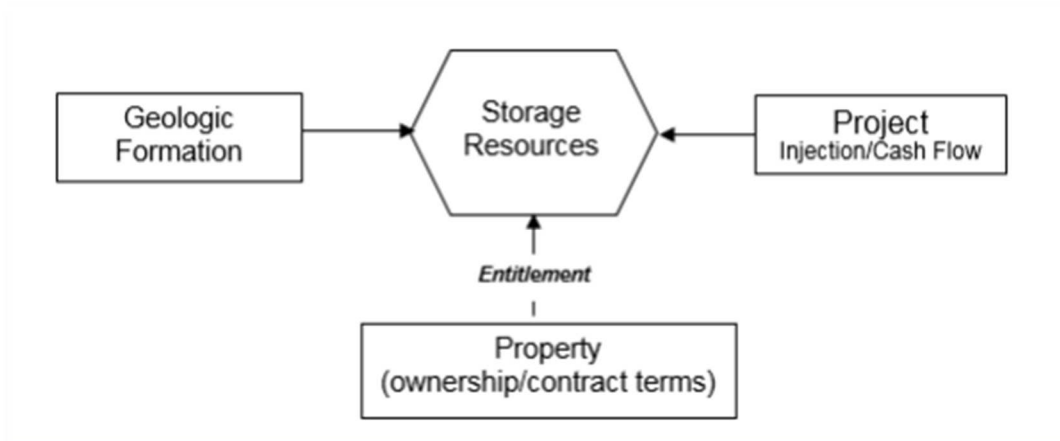


Figura 19: Principais elementos estimativas de recursos para armazenamento de CO₂ (SPE CO₂-SRMS, 2025)

É necessária a caracterização formação geológica e das propriedades de rocha e de fluidos, que afetam o armazenamento de CO₂, incluindo injetividade e *containment* (selo ou rocha capeadora) (SPE CO₂-SRMS, 2025).

Property refere-se ao direito adquirido de explorar, desenvolver e armazenar dióxido de carbono (SPE CO₂-SRMS, 2025). Para isso é fundamental que exista uma legislação que defina o marco regulatório para CCUS. No Brasil, foi sancionada a lei 14.993/24, a qual passa por detalhamento.

Finalmente, a estimativa de recursos para armazenamento de CO₂ requer a aplicação de um projeto. São basicamente quatro tipos de projetos, cada um com seu mecanismo para refletir a avaliação econômica ($VPL > 0$, por exemplo) e dar suporte à determinação da comercialidade do projeto (SPE CO₂-SRMS, 2025):

1. Requisito do governo ou metas externas prometidas por uma entidade, que permitem um tipo de "licença da entidade para manter a operação" ao atingir metas de redução de emissões. O componente econômico da determinação da comercialidade do projeto será avaliado de forma integrada, juntamente com os ativos da entidade que estão fornecendo a fonte para o projeto e, portanto, contribuem para os requisitos de redução de emissões de um governo ou metas declaradas por esta entidade;

2. Projeto de conformidade que exige que o(s) projeto(s) da fonte emissora operem sob condições de armazenamento de CO₂, sendo alcançado para reduzir a emissão. O componente econômico da determinação da comercialidade do projeto será avaliado de forma integrada, juntamente com o(s) ativo(s) do emissor

3. O projeto é um tipo de comerciante ou provedor de serviços de armazenamento de CO₂. O componente econômico da determinação de comercialidade do projeto será baseado nas receitas (onde as fontes de receita podem incluir créditos, compensações e mecanismos de conformidade) das quantidades armazenáveis de CO₂.

4. Um projeto que fornece armazenamento enquanto melhora a recuperação de hidrocarbonetos (CO₂-EOR). O componente econômico da determinação da comercialidade do projeto será integrado ao projeto de recuperação de hidrocarbonetos melhorada e pode incluir outros incentivos para redução de emissões.

Essas questões econômicas do CCUS serão aprofundadas na seção a seguir e estão, diretamente, relacionadas aos marcos regulatórios do mercado de carbono e/ou aos mecanismos de incentivos fiscais ou de tributação.

4.3. Receita de Carbono para Projetos de CCUS

4.3.1 Mercado Regulado de Carbono

O artigo 6 do Acordo de Paris prevê dois instrumentos de mercado de carbono:

- O primeiro deles é uma espécie de comércio dos resultados de mitigação atingidos por cada país. Esses resultados de reduções de emissões ou remoções de GEE, realizadas no território de um país a partir de 2020, excedentes em relação aos seus compromissos climáticos, podem ser transferidos para que outro país use tais excedentes para abater do cumprimento de sua meta climática.

- O segundo instrumento permite a mitigação por meio de projetos de redução de emissões ou remoção de GEE certificados por um mecanismo vinculado ao Acordo de Paris.

Os mercados de carbono atualmente têm se configurado em ((WORLD BANK, 2024):

- *Carbon Tax* (CT) em que o arcabouço regulatório é baseado em tributação ou taxação. O governo define o preço das emissões (a alíquota do imposto). O volume resultante de reduções de emissões alcançadas pela política é determinado pela resposta das entidades emissoras ao preço estabelecido.

- *Emission Trading System* (ETS) em que o arcabouço regulatório é baseado no mercado de carbono cap and trade, em que há um limite de emissão de GEE por setor e/ou atividade da economia. O preço de carbono nesse modelo de mercado, normalmente, é uma função da oferta e procura por unidade de emissão (tCO_{2e})

A tabela a seguir mostra as principais diferenças entre estes dois tipos de mercado. A Figura 20 apresenta os principais mercados de carbono no mundo e sua distribuição de acordo com os modelos implementados, além de mostrar os países em que o mercado regulado se encontra em implementação.

Tabela 06: Principais diferenças entre os tipos de mercados de carbono

Características	CT	ETS
Preços	Certeza sobre os preços das emissões	Os preços de emissões de CO ₂ variam
Emissões	O nível de emissões varia	Constante de acordo com o limite (há uma meta de emissões por setor da economia)
Controle	Controle definido por tCO ₂ emitida	Controle definido por licenças (tCO ₂ emitido) Créditos de carbono em relação aos excedentes das metas ou da NDC

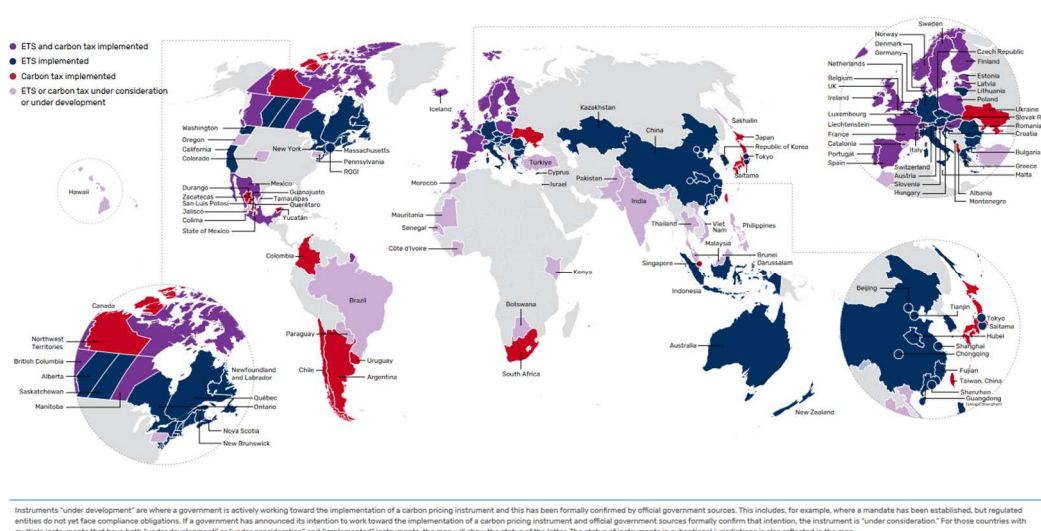


Figura 20: Mapa destacando mercados de carbono de carbon price, ETS e outras iniciativas globais (WORLD BANK, 2024).

O ETS (legenda azul marinho) é bastante consolidado na União Europeia, com um mercado de carbono mais maduro e com preços de carbono mais elevados do que o restante do mundo, onde é adotado desde 2005 (CEBDS, 2024).

Nos EUA é mais comum uma política de incentivos para o CCUS, que será melhor detalhada mais à frente. De qualquer modo, algumas federações, como a Califórnia, além dos subsídios, já estabeleceram um mercado regulado de carbono. A China, mais recentemente, implantou um mercado do tipo ETS. O *Carbon Tax* (legenda vermelha) é menos comum quando comparado com o ETS. Tem sido comum a adoção dos dois modelos em alguns países (legenda roxa), como a Noruega, mas são adotados para setores distintos.

Finalmente, alguns países estão em fase de implementação (legenda lilás). O mercado de carbono no Brasil tem se configurado em um modelo ETS, através da Lei 15.042/24 que institui o SBCE (Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões). Além disso, há a expectativa de se criar um Plano Nacional de Alocação, aplicado aos emissores cujas fontes emitam anualmente mais de 25.000 tCO_{2e} (CEBDS, 2024).

A precificação de carbono é um instrumento essencial na transição para uma economia verde e para permitir a incorporação de custos sociais, econômicos e ambientais causados pelas emissões de GEE. Além disso, permite a inserção dos agentes regulados no uso dos instrumentos de mercado do Acordo de Paris. A precificação não só garante o custo-efetividade para atingir as metas de mitigação, mas também amplia oportunidades de negócios para mitigação e inovação tecnológica (CEBDS, 2023).

O comércio de redução de emissões em mercados voluntários entre empresas e indivíduos atende a uma meta voluntária corporativa ou individual com créditos gerados por outras empresas e indivíduos, e certificados por terceiros, com princípios que variam entre as certificadoras de tais créditos. No entanto, as transações voluntárias não obedecem a um marco regulatório comum (CEBDS, 2023).

As principais experiências com o comércio de emissões são os mercados jurisdicionais, regulados com regras e metas decididas a nível regional, nacional ou subnacional. Nesses sistemas de mercado, cada jurisdição decide seu marco regulatório para dar garantia jurídica ao mercado e ao cumprimento das metas das fontes reguladas, definindo objetivos, natureza jurídica das permissões, plataformas e regras de comércio, relato e registro das transações (CEBDS, 2023).

4.3.2 Créditos Fiscais para CCUS

O 115^o Congresso Americano *Future Act and Carbon Capture Act* de 2018 expandiu e estendeu as regulamentações sobre a seção 45Q dos créditos fiscais da legislação americana. A seção 45Q fornece créditos com base em desempenho de

usinas de energia e instalações industriais que capturam e armazenam CO₂, que seriam emitidos para a atmosfera.

O crédito é relacionado à instalação e ao uso de equipamentos de captura de carbono nas fontes industriais, plantas de gás/carvão, ou facilidades que removem diretamente CO₂ da atmosfera (DACCS). Os créditos vão diretamente para as entidades que fazem a captura (proprietários das facilidades de captura), mas pode ser transferido para as entidades envolvidas no uso e no armazenamento.

O *FUTURE Act*, também conhecido como *Enhanced 45Q*, foi aprovado bipartidariamente em fevereiro de 2018, ampliando os créditos fiscais do 45Q – seção do código de receita interna americano que criou o CCUS tax credit em 2008.

O 45Q previa o limite de 75 Mt de CO₂ armazenados, após o qual os créditos não estariam mais disponíveis. As principais modificações em 2018 foram as seguintes:

- Aumentou o crédito tributário para o CO₂ usado em recuperação melhorada de óleo e gás natural de US\$ 10 (atual) para US\$ 35 por tonelada em 2026;
- Aumentou o crédito tributário para o CO₂ capturado e armazenado em formações salinas de US\$ 20 (atual) para US\$ 50 por tonelada em 2026;
- A partir de 2026, os novos valores serão indexados pela inflação;
- Removeu o limite de 75 Mt do programa estabelecido em 2008;
- Incluiu outros “usos” que não EOR e projetos de Direct Air Capture.

Para usufruir do incentivo, os projetos elegíveis devem iniciar a construção (ou retrofit) até 2024 e podem receber os créditos por 12 anos a partir do início da operação da instalação.

Os seguintes limites anuais por tipo de empreendimento foram definidos:

- 500.000 t/ano para usinas de energia
- 100.000 t/ano para instalações industriais
- 25.000 t/ano para instalações industriais piloto

Mais recentemente, houve mais uma revisão nos valores do crédito tributário a depender da finalidade do CCUS:

- Reduções de emissões: US\$ 60 e 85 / tCO₂ para EOR ou para armazenamento dedicado (aquíferos salinos, por exemplo), respectivamente;
- Remoções de emissões (com DACCS ou outras tecnologias): US\$ 130 e 180 / tCO₂ para EOR ou para armazenamento dedicado, respectivamente.

Podemos observar que o incentivo é menor para EOR, pois, nesses casos, o projeto já conta com uma receita adicional pelo óleo e gás incrementais com a injeção de CO₂.

Nos EUA, há um forte apoio do governo federal através do sistema de crédito fiscal 45Q e do apoio estatal na forma do sistema de crédito *Low Carbon Fuel Standards* (LCFS) da Califórnia.

No Canadá, embora os projetos de CCUS estejam sendo geralmente apoiados pelos governos, o CCUS tem potencial para ser uma indústria independente e impulsionada pelo setor privado (TERDAL; STEEGHS; WALTER, 2022).

Globalmente, os países estão implementando diferentes abordagens para a implantação do CCUS. Por exemplo, o projeto *Longship* da Noruega é, predominantemente, financiado pelo Governo (UN, 2023).

4.3.3 Custos e Receitas de Projetos de Óleo e Gás e de CCUS

O custo de produção de petróleo e gás pode ser dividido em custos operacionais (OPEX) e custos de capital (CAPEX). O CAPEX inclui o custo de compra da licença para explorar e produzir hidrocarbonetos, custos de exploração, custos de caracterização do reservatório e o custo de construção da infraestrutura, incluindo perfuração dos poços, aquisição de poços e dados geológicos e construção de oleodutos, plataformas e equipamento de processamento (HASTINGS; SMITH, 2019).

O CAPEX é amortizado por um período fixo que depende dos contratos de licença e regime tributário do país, mas também está relacionado ao tamanho do campo e pode ser de 3 a 30 anos. Além disso, em alguns contratos de licença, deve ser prevista a desativação de instalações, seja na forma de uma taxa, uma provisão ou tributação (HASTINGS; SMITH, 2019).

OPEX refere-se à operação contínua das instalações de produção e inclui reparo e manutenção, energia, pessoal, intervenções em poços, transporte de óleo e gás, custos de marketing e custos de descarte de água (HASTINGS; SMITH, 2019).

A soma do OPEX e CAPEX dividido pelo volume de produção fornece o custo de extração por barril de petróleo (HASTINGS; SMITH, 2019)

O fluxo de caixa não descontado antes dos impostos (pré-imposto) é a diferença entre a receita proveniente da venda de hidrocarbonetos e os dispêndios (soma de OPEX e CAPEX), conforme mostrado na seção 2.2 para as categorias de reservas 1P, 2P e 3P.

Com a regulação do mercado de carbono, conforme lei 15.042/24, a expectativa é que haja um custo de carbono relativo às emissões associadas aos volumes de reservas. O custo de carbono pode alterar os fluxos de caixa não descontados e, conseqüentemente, o limite econômico e os volumes de reservas, conforme ilustrado nas equações abaixo:

$$\begin{aligned} &FC\ PRE - I\ (1P) \\ &= Receita\ Óleo\ (1P) + Receita\ Gás\ Venda\ (1P) - CAPEX(1P) \\ &- OPEX\ (1P) - CUSTO\ CARBONO\ (1P) \end{aligned} \quad (4.5)$$

$$\begin{aligned} &FC\ PRE - I\ (2P) \\ &= Receita\ Óleo\ (2P) + Receita\ Gás\ Venda\ (2P) - CAPEX(2P) \\ &- OPEX\ (2P) - CUSTO\ CARBONO\ (2P) \end{aligned} \quad (4.6)$$

$$\begin{aligned} &FC\ PRE - I\ (3P) \\ &= Receita\ Óleo\ (3P) + Receita\ Gás\ Venda\ (3P) - CAPEX(3P) \\ &- OPEX\ (3P) - CUSTO\ CARBONO\ (3P) \end{aligned} \quad (4.7)$$

Os projetos de recursos tradicionais esperam que determinados limites financeiros sejam atingidos. Por exemplo, projetos típicos dignos de investimento exigem valor presente líquido (VPL) positivo para o custo de capital. No entanto, o CCUS é um método de mitigação para apoiar os esforços na luta contra o aquecimento global (CHERNIK; CANIGGIA, 2023).

As Decisões Finais de Investimento (FID) para projetos de CCUS não requerem, necessariamente, que o projeto seja comercial. Portanto, o FID poderá ser realizado mesmo que o projeto seja subcomercial, para atingir outros objetivos, como compromissos climáticos ou de conformidade (CHERNIK; CANIGGIA, 2023).

As questões econômicas do CCUS estão diretamente relacionadas aos marcos regulatórios do mercado de carbono e/ou aos mecanismos de incentivos fiscais ou subsídios. Além disso, um investimento subcomercial também pode ser mitigado pela geração de créditos voluntários de carbono, se ainda não houver uma receita de carbono suportada por instrumentos de mercado.

A regulamentação da aplicação de CCUS como ferramenta de mitigação de emissões de GEE trará impactos nas análises de viabilidade técnica e econômica dos projetos de óleo e gás, uma vez que as suas aprovações e implantações em um cenário de descarbonização devem passar a exigir produtos com intensidade de carbono cada vez menores.

Isso impactaria em uma receita de carbono subsidiando os projetos de CCUS vinculados aos projetos de óleo e gás. Nesse caso, a receita de carbono, o CAPEX e o OPEX do projeto de CCUS vão alterar os fluxos de caixa não descontados e, provavelmente, o limite econômico e os volumes de reservas, conforme ilustrado nas equações abaixo:

FC PRE – I (1P)

$$= \text{Receita Óleo (1P)} + \text{Receita Gás Venda (1P)} - \text{CAPEX (1P)} - \text{OPEX (1P)} \\ + \text{RECEITA CARBONO (1P)} - \text{CAPEX CCUS (1P)} - \text{OPEX CCUS (1P)} \quad (4.8)$$

FC PRE – I (2P)

$$= \text{Receita Óleo (2P)} + \text{Receita Gás Venda (2P)} - \text{CAPEX (2P)} - \text{OPEX (2P)} \\ + \text{RECEITA CARBONO (2P)} - \text{CAPEX CCUS (2P)} - \text{OPEX CCUS (2P)} \quad (4.9)$$

FC PRE – I (3P)

$$= \text{Receita Óleo (3P)} + \text{Receita Gás Venda (3P)} - \text{CAPEX (3P)} - \text{OPEX (3P)} \\ + \text{RECEITA CARBONO (3P)} - \text{CAPEX CCUS (3P)} - \text{OPEX CCUS (3P)} \quad (4.10)$$

Lot et al. (2023) estruturou o seguinte fluxograma (Figura 21) para a seguinte consideração de investimento para novos projetos de óleo e gás, com tomada de decisão entre pagar pelas emissões associada aos volumes de reservas ou fazer projeto de CCUS para mitigação dessas emissões.

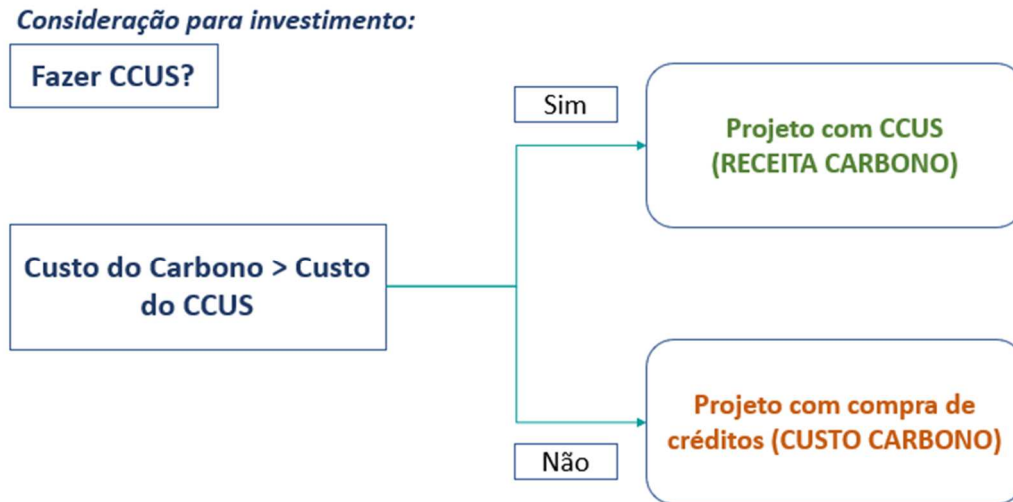


Figura 21: Projetos de óleo e gás enfrentam as alternativas de investir em CCUS ou comprar créditos de carbono (adaptado de LOT et al., 2023).

De Gheto et al. (2021) desenvolveram um algoritmo para análise de economicidade de CCS. Embora simplificado, o modelo contém todas as principais variáveis independentes de um projeto de desenvolvimento de campo de óleo e gás: CAPEX, reservas, taxa de produção inicial, OPEX, participação total do governo, preço do petróleo, tempo de execução do projeto, platô de produção e duração do projeto. Eles desenvolveram, na verdade, uma metodologia simplificada, que calcula a economicidade do desenvolvimento de campos de petróleo e gás com CCS e é particularmente adequada para estudos de viabilidade e análise de diferentes cenários.

A economicidade é em termos de Taxa Interna de Retorno (TIR). As variáveis independentes são: despesas de capital CAPEX, duração da execução do projeto, coeficiente de taxa de declínio exponencial, reservas, duração do platô de produção (se houver), duração do período de produção, despesas operacionais OPEX e participação total do governo.

O método de De Ghetto et al. (2021) foi testado com sucesso em vários casos de desenvolvimento de campo com economia calculada com modelos sofisticados. Durante os estudos de viabilidade de desenvolvimento de campo, a precisão das estimativas de custo é de cerca de +/- 40%.

Portanto, ser extremamente preciso nas avaliações econômicas nesta fase é um contrassenso; em vez disso, vale a pena gastar mais esforço para entender o impacto na taxa interna de retorno, TIR, das variáveis independentes mais importantes (reservas, CAPEX, OPEX, preço do petróleo, impostos) e para avaliar rapidamente diferentes arquiteturas de desenvolvimento e escolhas técnicas.

A principal limitação do método de De Ghetto é que o OPEX e a taxação são considerados constantes e para a taxa de declínio só foi considerada a do tipo exponencial. Por outro lado, essas suposições são geralmente consideradas pelos modelos econômicos mais sofisticados.

A equação 4-11 relaciona o CAPEX de CCUS com o custo unitário de CCUS e as Reservas (NP) (DE GHETTO, 2021):

CAPEX CCUS (MM \$)

$$= CCUS \text{ unit cost } \left[\frac{\$}{tCO_2} \right] * 0,322 \left[\frac{tCO_2}{boe} \right] * NP[MMboe] * E \quad (4.11)$$

Onde: NP equivale aos volumes de reservas de óleo e gás do projeto e E é o percentual de reservas consumidas nas operações (consumo).

A tecnologia de captura de carbono é responsável pelos principais custos dos projetos de CCUS. O custo do transporte é baseado na distância entre fontes de CO₂ e áreas de armazenamento, condições geográficas e quantidade de gás. Transporte de CO₂ via gasodutos é mais econômico se a vazão for alta (AYDIN et al., 2022). Com base em dados da indústria, estima-se que a captura é responsável por cerca de 70% dos investimentos e custos de um projeto de CCUS.

O preço de carbono de equilíbrio para desenvolver um projeto *standalone* para uma planta de captura de CO₂ para injeção é relativamente alto. Contudo, a

indústria está atuando para reduzir esse custo pela implementação de novas tecnologias (KHURANA; BECK, 2022).

Uma abordagem de projetos mais regionais, do tipo *hubs*, tem se apresentado mais atrativa. Operadoras de óleo e gás estão visando esse modelo de armazenamento *hub*, onde o operador adquire licenças em aquíferos salinos ou reservatórios depletados de óleo e gás para armazenamento de CO₂. Um aumento na implementação de EOR levará ao aumento de receitas, mas o projeto fica fortemente dependente do preço de óleo (KHURANA; BECK, 2022).

Haro concluiu que a principal dificuldade para a implantação e progressão de projetos de armazenamento de CO₂ é o alto custo. Estes custos podem ser reduzidos, desde que a prioridade seja combinar armazenamento de CO₂ com as tecnologias EOR, devido às receitas da recuperação de hidrocarbonetos, que podem auxiliar a compensar as despesas do processo de captura de CO₂.

O CO₂-EOR oferece a oportunidade de armazenar CO₂ com a vantagem de recuperação adicional de petróleo e gás. A receita dessa produção incremental de petróleo e gás fornece uma vantagem econômica para um sistema que captura CO₂ e utiliza esse CO₂ para EOR em oposição a um projeto de armazenamento dedicado, que não o utiliza (HARO, 2014).

A receita de carbono, vinculada ao projeto de CCUS, se originará da venda de créditos (em caso de projeto de armazenamento de CO₂ integrado) ou de tarifas de carbono pré-definidas em contratos (projeto de armazenamento de CO₂ *standalone*). Uma outra opção é a receita de carbono ser proveniente de uma política de incentivos fiscais ou subsídios.

A seguir será mostrada a metodologia desse trabalho, incluindo todas essas questões de custo de carbono, CAPEX e OPEX de CCUS e as receitas de carbono (créditos/tarifas de carbono ou incentivos/subsídios).

5 Metodologia

A metodologia, aqui desenvolvida, propõe uma alteração no modelo econômico de novos projetos de óleo e gás e, conseqüentemente, na estimativa de reservas de hidrocarbonetos. A avaliação do fluxo de caixa não descontado e a determinação do limite econômico das reservas dos projetos de óleo e gás, para cada cenário de preços de óleo vinculado às demandas de combustíveis fósseis em função das estimativas de emissões da IEA, devem considerar:

1. Estimativas de Reservas com custo CARBONO associado com a compra de créditos pelas emissões de GEE a partir da regulação do mercado de carbono ou;
2. Estimativas de Reservas com projeto de óleo e gás englobando um projeto de CCUS, incluindo investimentos, custos e receitas de carbono desses projetos de armazenamento.

5.1 Estimativas de Reservas com Custo Carbono

A precificação de carbono se baseia em uma curva de previsão de emissão de GEE, a depender dos seguintes escopos:

- Escopo 1: corresponde às emissões diretas dos projetos ou ativos de óleo e gás.
- Escopo 2: corresponde às emissões indiretas associadas à geração de energia elétrica por terceiros para atender às operações de um projeto ou ativo.
- Escopo 3: corresponde a todas as emissões indiretas (não incluídas no escopo 2) que ocorrem na cadeia de valor do projeto ou ativo, incluindo as emissões nas etapas *upstream* e *downstream*.

As reservas são os volumes remanescentes de óleo e gás e são estimadas e categorizadas em 1P, 2P e 3P com base em simulação numérica (Gráfico 01), utilizando abordagens determinísticas ou probabilísticas, conforme detalhado na seção 2.2, ou por meios de análises de declínio.

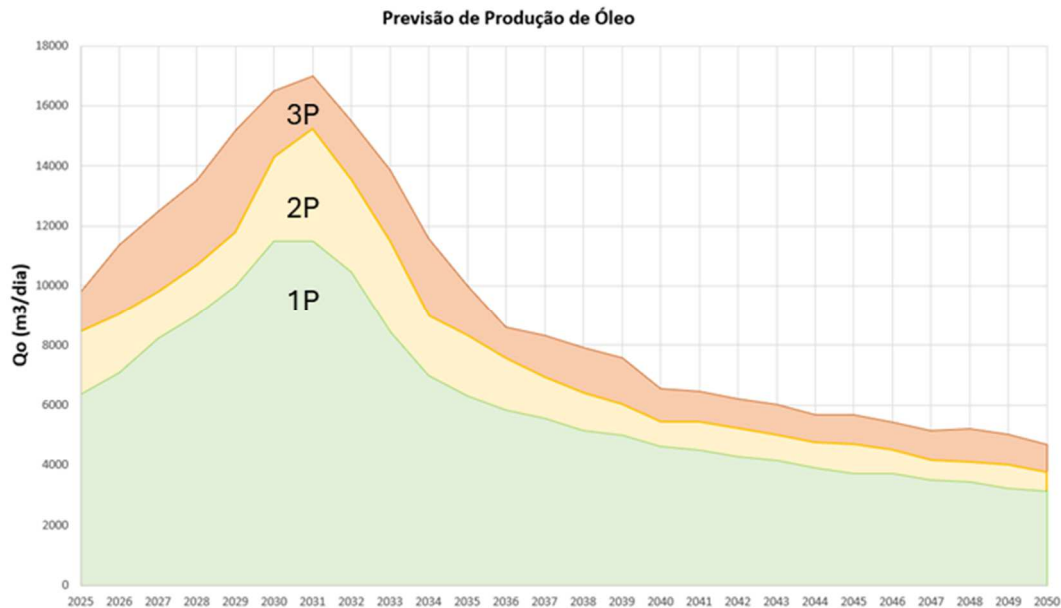


Gráfico 01: Previsão de produção de óleo (1P, 2P e 3P) para um projeto ou grupo de projetos de óleo e gás de um determinado campo de petróleo (elaboração própria).

Conforme visto anteriormente, no capítulo 3, as estimativas de emissões de GEE consideram três principais fontes de emissões de GEE, escopos 1 e 2, nos projetos de óleo e gás: consumo no processamento de petróleo bruto, perdas fugitivas/ventilação (através de vazamentos de válvulas, flanges, tubulações ou ventilação) e queima (associada ao *flare*).

Comumente, para a estimativa de emissões, é necessário realizar alguma equivalência de energia, utilizando-se um fator de conversão energética para converter m³ de gás natural para BTU, por exemplo. A convenção adotada nos resultados desse trabalho foi 1 MMBTU = 26,8 m³ de gás natural, baseado no API 2021. Essa equivalência pode ser calculada de forma mais adequada quando o poder calorífico do gás do projeto estiver disponível.

A partir das curvas categorizadas 1P, 2P e 3P de consumo e perdas (inclui queimas) de gás estimados, é possível aplicar fatores de emissão, com base na metodologia do *API Compendium*, para as estimativas de emissões de GEE de escopos 1 e 2 do projeto de óleo e gás, ou aplicar abordagens mais detalhadas para estimativas das emissões, com base no fluxograma a seguir (Figura 22).

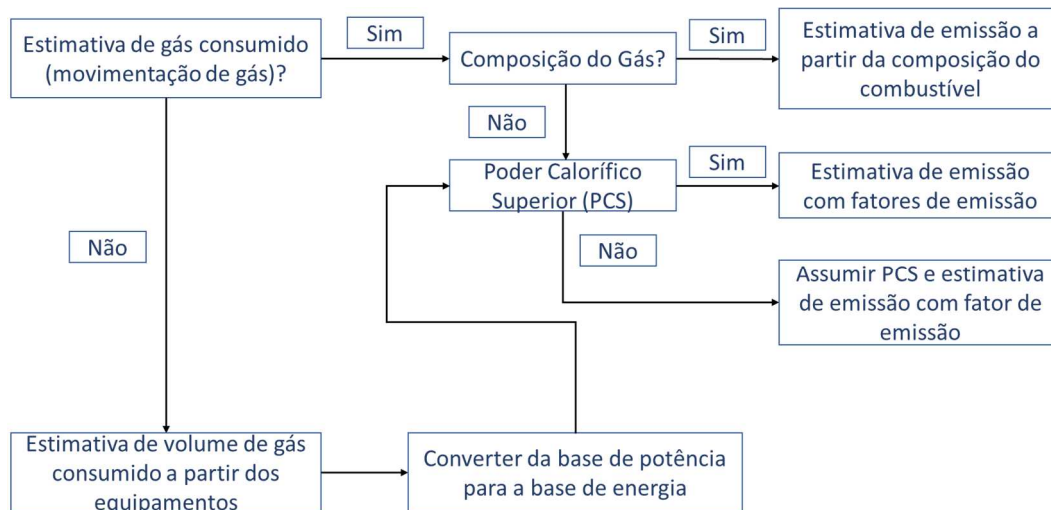


Figura 22. Fluxograma para se estimar as emissões associadas ao consumo de uma determinada fonte emissora (adaptado de API Compendium, 2021).

Os fatores de emissão de CO₂ são convertidos da base de carbono (carbono emitido por energia do combustível) para a base de CO₂, assumindo que todo o carbono queimado é oxidado para formar CO₂.

No passado, alguns protocolos assumiram que somente uma fração de carbono emitido é oxidado, contudo, a premissa de 100% de oxidação é uma abordagem comum, adotada pelo IPCC (2006), IEA (2011) e EPA (2008), pois a menos que seja sequestrado, é provável que se oxide em 100 anos.

A partir das projeções de emissões, custos de carbono por tCO_{2e} emitida são aplicados no fluxo de caixa do projeto. De acordo com o API *Compendium* (2021), para combustível gás natural, o fator de emissão para o consumo de gás natural é de 0,0531 tCO₂/MMBTU (PCS) (Tabela 04).

Resultados desse trabalho não incluem emissões de CH₄ e N₂O das fontes de combustão. Segundo API *Compendium*, o fator de emissão para CH₄ e N₂O seria na ordem de 1,0 x 10⁻⁶ tCH₄/MMBTU e 1,0 x 10⁻⁷ tN₂O/MMBTU, respectivamente.

Estimar a emissão anual devida ao consumo de gás in tCO_{2e}. Pode-se assumir que a combustão é completa e que somente o CO₂ é emitido. Estimar também as emissões anuais por queimas e por perdas fugitivas em tCO_{2e}.

O cálculo do custo de carbono depende de preços e premissas do mercado de carbono, baseado em ETS, por exemplo. Sendo um mercado do tipo *cap-and-trade*, haverá um limite de emissões por fonte estacionária (consideração nos resultados desse trabalho de um *cap* de de 25.000 tCO_{2e}/ano e a fonte estacionária é uma unidade de produção do projeto (plataforma)). O custo carbono deve descontar a permissão ou cota da fonte estacionária, ou seja, deve ser aplicado apenas à curva de emissão a ser tributada.

Finalmente, o custo relativo à compra de créditos de carbono é obtido, baseando-se nas estimativas de emissões tributadas, considerando análises de sensibilidades de preço de carbono por tCO_{2e}. Sensibilidades de preço de carbono de US\$ 50 / tCO_{2e}, US\$ 100 / tCO_{2e} e US\$ 200 / tCO_{2e}, no longo prazo (Gráfico 02), foram consideradas para as análises de resultados no capítulo 6.

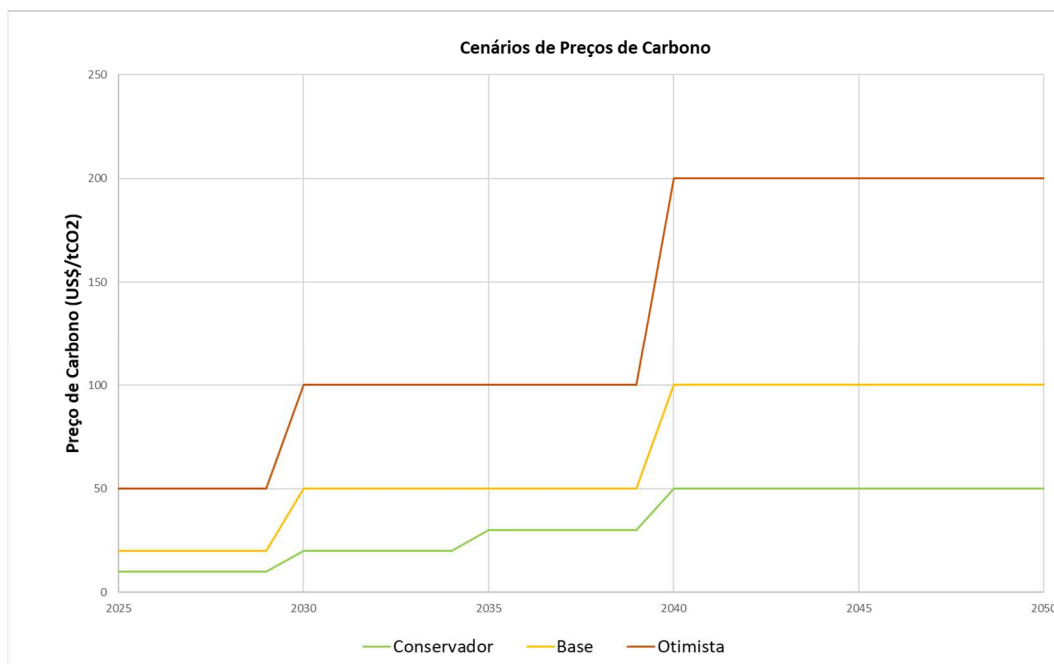


Gráfico 02: Cenários de preço de carbono desenvolvidos a partir de preços atuais de mercados mundiais de carbono (elaboração própria).

Os custos de carbono por tCO_{2e} emitida são acrescentados ao fluxo de caixa não descontado do projeto, para analisar impactos no limite econômico e, consequentemente, nos volumes de reservas.

Se necessário, expandir a sensibilidade para o escopo 3, buscando diversificação rentável e descarbonização do produto (reservas de óleo e gás

venda). É necessário utilizar fator de emissão para escopo 3 e é recomendado diferenciar o fator de emissão para o óleo e para o gás. Resultados desse trabalho consideraram os seguintes fatores 0,422 e 0,322 tCO_{2e} / boe para óleo e gás, respectivamente, conforme comentado anteriormente.

5.2 Estimativas de Reservas com CCUS

Resultados da etapa anterior (seção 5.1) devem ser comparados com cenários envolvendo CCUS.

Conforme vimos anteriormente, para considerar CCUS é necessária uma premissa de CAPEX/boe (Equação 4-11) para a implementação de CCUS e valores de sensibilidades de custos de operações de CCUS devem ser adotados. Primeiramente, o projeto deve mitigar suas emissões de escopos 1 e 2, evitando a compra de créditos de carbono ou as despesas com carbono da etapa anterior.

As estimativas de custos para novas tecnologias de remoções de GEE consideram o seu potencial de remoção de carbono e o seu nível de maturidade. Diante das incertezas quanto aos custos do CCUS, foram adotados valores de OPEX / tCO_{2e} removida disponíveis na literatura. Para a análise de resultados (capítulo 6) foram escolhidos os valores de custos unitários US\$ 50, 70 and 100 / tCO_{2e} emitida. Outros valores podem ser utilizados para fins de sensibilidade, o que foi representado na Figura 23 pelo símbolo de reticências.

Custos unitários de CCUS aumentam, em relação à remoção de escopo 1, quando remoções de escopo 3 são englobadas, principalmente se realizadas por DACCS. Como recomendação para trabalhos futuros, deve-se buscar valores diferenciados de custos unitários, quando se considera escopo 3, e outra consideração para CAPEX diferente da proposta pela equação 4-11 para incluir DACCS.

As receitas são provenientes da venda de créditos ou de incentivos fiscais no fluxo de caixa nominal dos projetos, com a mitigação das emissões associadas ao consumo, vinculadas ao gás reserva do percentual consumido, que correspondem ao escopo 1, conforme considerado nas etapas anteriores. É importante considerar

nas estimativas de emissões de escopo 3 apenas as reservas de óleo e as de gás venda.

Avaliações de remoções de emissões de GEE por CO2-EOR e por armazenamento dedicado (aquífero salino ou reservatórios depletados) são importantes, considerando receita de carbono oriunda de créditos (ou tarifas) de carbono (Gráfico 02) ou créditos fiscais (ou subsídios), conforme tabela 07.

Tabela 07: Valores de incentivos fiscais, baseados nos valores de recuperação do novo modelo do 45Q dos EUA.

US\$ / tCO _{2e}	CO2-EOR	Armazenamento dedicado
Redução ^{1,2}	60	85
Remoção ³	130	180

Além das receitas dos créditos de carbono ou dos créditos fiscais, os projetos de CCUS podem ter as capacidades de armazenamento estimadas, categorizadas e divulgadas. As capacidades, assim como as reservas, devem se tornar um ativo importante e complementar para a indústria de óleo e gás. É recomendado estimá-las com base em critério internacionalmente aceito, como o SRMS conforme visto nos capítulos anteriores.

A Figura 23 sintetiza a metodologia proposta nas seções anteriores, em que a parte superior resume o processo de estimativas de emissões (seção 5.1) e a parte inferior engloba a associação de CCUS a um projeto de óleo e gás, com receita de carbono originando-se de créditos de carbono ou de créditos fiscais.

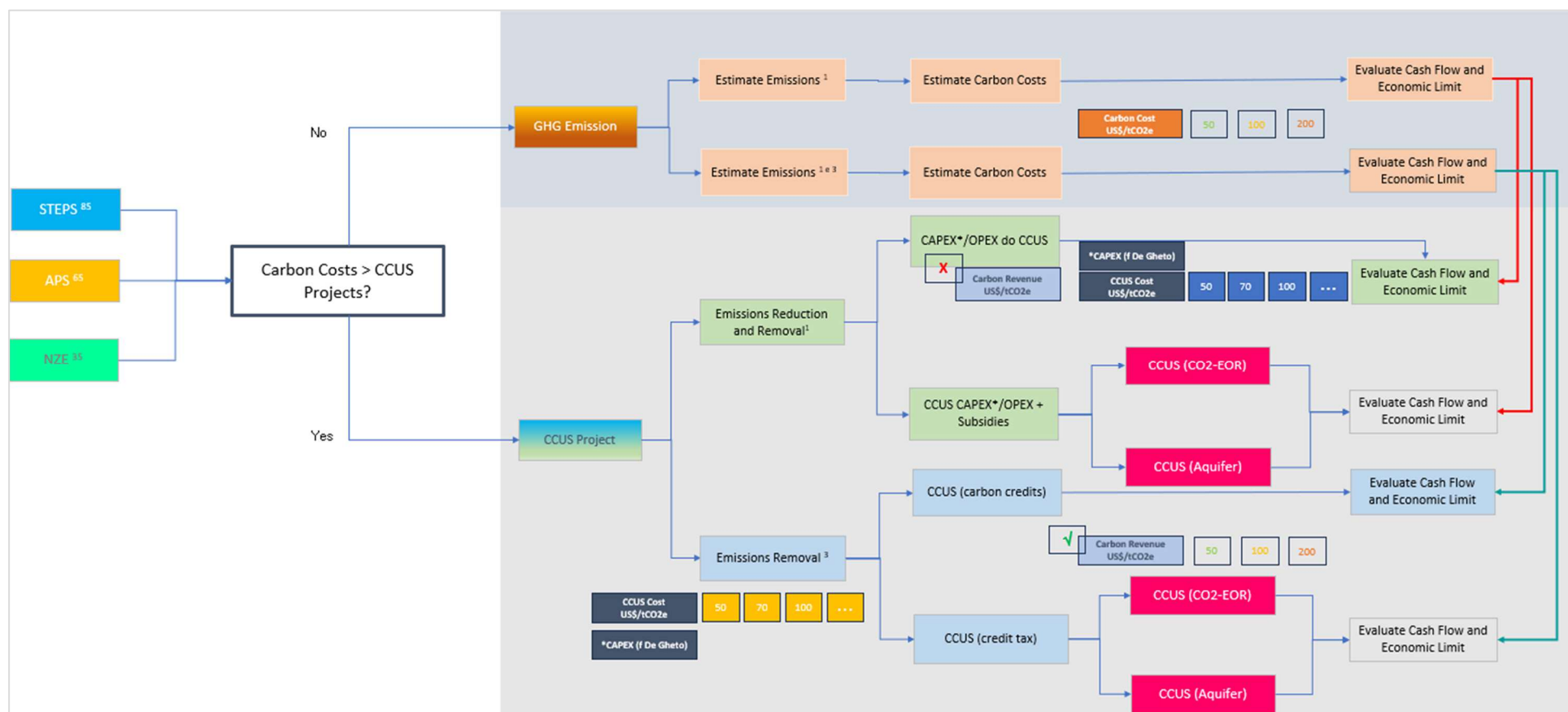


Figura 23: Fluxograma da metodologia para avaliar o impacto de custos de emissões de GEE de escopo 1 e escopo 1+3, e a mitigação com CCUS, considerando receitas de carbono com créditos de carbono (ou tarifas de carbono) ou com créditos fiscais (incentivos fiscais ou subsídios governamentais).

6 Resultados e Discussões

Os resultados considerados nesse trabalho foram desenvolvidos em ferramenta excel e os dados de entrada são provenientes de um projeto típico de óleo e gás *offshore*, considerando uma unidade de produção, com capacidade de produção de líquido de 150 mil m³/dia, com 10 poços produtores e 8 injetores. Os dados de entrada e as premissas assumidas estão mais detalhados no Apêndice

Basicamente, projetos *offshore* usam somente gás natural como combustível em suas operações (consumo do próprio gás produzido). Então, os resultados deste trabalho não consideram as emissões de escopo 2 (quando há aquisição de energia de terceiros).

Os resultados desse trabalho não contemplam DACCS, pois a tecnologia ainda é muito cara, e só o custo de captura com essa tecnologia deve estar em torno de US\$ 500 a 1200 / tCO₂. Além disso, o CAPEX para essa tecnologia é diferenciado e a equação 4-11 não foi desenvolvida para essas abordagens, conforme já destacado no capítulo 5.

Finalmente, as tabelas 08, 09, 10 e 11 apresentam os resultados dos fluxos de caixa não descontados (para determinação do limite econômico) para o caso base (sem efeitos de emissões de GEE e sem CCUS), para o caso de emissões com modelo ETS e para os casos com CCUS (CO₂-EOR e aquífero salino), com receitas de créditos de carbono e de créditos fiscais, considerando as incertezas técnicas (1P, 2P e 3P) e as incertezas de demanda de óleo (cenários de preços de óleo STEPS, APS e NZE).

6.1 Resultados & Discussões – Emissões de Escopo 1

A coluna E da tabela 08 corresponde ao fluxo de caixa não descontado acumulado do caso base (projeto sem custo com emissões e sem CCUS).

Tabela 08: Fluxos de caixa não descontados acumulados por cenários com as sensibilidade de custo carbono e com CCUS para CO₂-EOR, considerando somente emissões diretas (escopo 1).

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Tipo de CCUS	Categorias de Reservas	Cenário IEA	Preço de Óleo (US\$/bbl)	FC Não Descontado Caso Base MM US\$	FC Custo Emissão MM US\$	FC CCUS (US\$ 50 custo) MM US\$	FC CCUS (US\$ 70 custo) MM US\$	FC CCUS (US\$ 100 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 50 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 70 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 100 custo) MM US\$
CO ₂ -EOR	1P	STEPS 1 @50	85	26934	26724	27338	26942	26348	27765	27369	26775
CO ₂ -EOR	1P	STEPS 1 @100	85	26934	26507	27358	26962	26367	27785	27389	26795
CO ₂ -EOR	1P	STEPS 1 @200	85	26934	26070	27402	27005	26411	27829	27433	26838
CO ₂ -EOR	1P	APS 1 @50	65	19601	19390	19638	19242	18648	20065	19669	19075
CO ₂ -EOR	1P	APS 1 @100	65	19601	19174	19658	19262	18668	20085	19689	19095
CO ₂ -EOR	1P	APS 1 @200	65	19601	18736	19702	19306	18711	20129	19733	19139
CO ₂ -EOR	1P	NZE 1 @50	35	8601	8390	8088	7692	7098	8515	8119	7525
CO ₂ -EOR	1P	NZE 1 @100	35	8601	8174	8108	7712	7118	8535	8139	7545
CO ₂ -EOR	1P	NZE 1 @200	35	8601	7737	8152	7756	7162	8579	8183	7589
CO ₂ -EOR	2P	STEPS 1 @50	85	33672	33404	35864	35359	34601	36405	35900	35141
CO ₂ -EOR	2P	STEPS 1 @100	85	33672	33129	35882	35377	34619	36423	35917	35159
CO ₂ -EOR	2P	STEPS 1 @200	85	33672	32570	35926	35420	34662	36466	35961	35203
CO ₂ -EOR	2P	APS 1 @50	65	24495	24227	25770	25265	24507	26311	25805	25047
CO ₂ -EOR	2P	APS 1 @100	65	24495	23952	25788	25283	24525	26329	25823	25065
CO ₂ -EOR	2P	APS 1 @200	65	24495	23394	25832	25326	24568	26372	25867	25109
CO ₂ -EOR	2P	NZE 1 @50	35	10731	10463	10629	10124	9366	11170	10664	9906
CO ₂ -EOR	2P	NZE 1 @100	35	10731	10187	10647	10142	9384	11188	10682	9924
CO ₂ -EOR	2P	NZE 1 @200	35	10731	9629	10691	10185	9427	11231	10726	9968
CO ₂ -EOR	3P	STEPS 1 @50	85	40669	40333	45361	44740	43809	46022	45401	44470
CO ₂ -EOR	3P	STEPS 1 @100	85	40669	39989	45376	44755	43824	46037	45416	44485
CO ₂ -EOR	3P	STEPS 1 @200	85	40669	39291	45420	44799	43867	46081	45460	44528
CO ₂ -EOR	3P	APS 1 @50	65	29586	29250	32616	31995	31064	33277	32656	31724
CO ₂ -EOR	3P	APS 1 @100	65	29586	28906	32631	32010	31079	33292	32671	31740
CO ₂ -EOR	3P	APS 1 @200	65	29586	28208	32675	32054	31122	33336	32715	31783
CO ₂ -EOR	3P	NZE 1 @50	35	12962	12626	13499	12878	11946	14160	13539	12607
CO ₂ -EOR	3P	NZE 1 @100	35	12962	12282	13514	12893	11961	14174	13553	12622
CO ₂ -EOR	3P	NZE 1 @200	35	12962	11584	13557	12936	12005	14218	13597	12666

O fluxo de caixa com emissões (coluna F) é calculado considerando o custo carbono sobre as emissões tributadas (emissões estimadas subtraindo o limite de 25.000 tCO_{2e} anuais). Para o projeto em análise, considerando apenas emissões de escopo 1, o custo carbono não altera o limite econômico, ou seja, não há impactos nos volumes de reservas.

O CCUS é tecnologia muito cara e sua receita é muito pequena, para os casos em que se considera apenas emissões de escopo 1, pois somente as emissões permitidas, que foram mitigadas, podem ser geradoras de créditos (o que equivale nesse trabalho às 25.000 tCO_{2e} anuais). O excedente de escopo 1 mitigado não gera receita, servindo apenas para evitar a tributação (custo carbono).

Esses cenários com CCUS (fluxos de caixa nas colunas G, H e I) não são suficientes em nenhum dos casos analisados para substituir o custo carbono pelas emissões (compra de créditos), devido aos CAPEX e OPEX tão elevados e à receita tão pouco significativa.

O incentivo para o CCUS melhora a receita (colunas J, K e L), pois nesses casos toda a emissão do escopo 1 poderá usufruir do subsídio. Dessa forma, em alguns cenários, são suficientes para substituir o custo carbono.

Como exemplo, no cenário APS (US\$ 65/bbl), observa-se que para custos de CCUS da ordem de US\$ 50/tCO_{2e}, e preço de carbono elevado da ordem de US\$200/tCO_{2e}, o CCUS associado ao projeto de óleo e gás se apresenta atrativo. Com custos de CCUS da ordem de US\$ 70/tCO_{2e}, praticamente, não há diferenças de fluxos de caixa comparado aos casos com pagamento pelas emissões.

Tabela 09: Fluxos de caixa não descontados acumulados por cenários com as sensibilidade de custo carbono e com CCUS para armazenamento dedicado, considerando somente emissões diretas (escopo 1).

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Tipo de CCUS	Categorias de Reservas	Cenário IEA	Preço de Óleo (US\$/bbl)	FC Não Descontado Caso Base MM US\$	FC Custo Emissão MM US\$	FC CCUS (US\$ 50 custo) MM US\$	FC CCUS (US\$ 70 custo) MM US\$	FC CCUS (US\$ 100 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 50 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 70 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 100 custo) MM US\$
Armazenamento Dedicado	1P	STEPS 1 @50	85	26934	26724	25966	25571	24977	26571	26176	25583
Armazenamento Dedicado	1P	STEPS 1 @100	85	26934	26507	25987	25592	24999	26593	26197	25604
Armazenamento Dedicado	1P	STEPS 1 @200	85	26934	26070	26031	25636	25042	26636	26241	25648
Armazenamento Dedicado	1P	APS 1 @50	65	19601	19390	18633	18237	17644	19238	18843	18249
Armazenamento Dedicado	1P	APS 1 @100	65	19601	19174	18654	18259	17665	19259	18864	18271
Armazenamento Dedicado	1P	APS 1 @200	65	19601	18736	18698	18302	17709	19303	18908	18314
Armazenamento Dedicado	1P	NZE 1 @50	35	8601	8390	7633	7238	6644	8238	7843	7250
Armazenamento Dedicado	1P	NZE 1 @100	35	8601	8174	7654	7259	6666	8260	7864	7271
Armazenamento Dedicado	1P	NZE 1 @200	35	8601	7737	7698	7303	6709	8303	7908	7315
Armazenamento Dedicado	2P	STEPS 1 @50	85	33672	33404	32434	31930	31174	33200	32696	31940
Armazenamento Dedicado	2P	STEPS 1 @100	85	33672	33129	32455	31951	31195	33221	32717	31961
Armazenamento Dedicado	2P	STEPS 1 @200	85	33672	32570	32499	31995	31239	33265	32761	32005
Armazenamento Dedicado	2P	APS 1 @50	65	24495	24227	23257	22753	21998	24023	23519	22764
Armazenamento Dedicado	2P	APS 1 @100	65	24495	23952	23278	22775	22019	24044	23541	22785
Armazenamento Dedicado	2P	APS 1 @200	65	24495	23394	23322	22818	22063	24088	23584	22829
Armazenamento Dedicado	2P	NZE 1 @50	35	10731	10463	9492	8989	8233	10259	9755	8999
Armazenamento Dedicado	2P	NZE 1 @100	35	10731	10187	9514	9010	8254	10280	9776	9020
Armazenamento Dedicado	2P	NZE 1 @200	35	10731	9629	9557	9054	8298	10324	9820	9064
Armazenamento Dedicado	3P	STEPS 1 @50	85	40669	40333	39144	38526	37599	40081	39462	38535
Armazenamento Dedicado	3P	STEPS 1 @100	85	40669	39989	39166	38547	37620	40102	39484	38556
Armazenamento Dedicado	3P	STEPS 1 @200	85	40669	39291	39209	38591	37664	40146	39527	38600
Armazenamento Dedicado	3P	APS 1 @50	65	28586	29250	28062	27443	26516	28998	28380	27452
Armazenamento Dedicado	3P	APS 1 @100	65	28586	28906	28083	27465	26537	29019	28401	27473
Armazenamento Dedicado	3P	APS 1 @200	65	28586	28208	28127	27508	26581	29063	28445	27517
Armazenamento Dedicado	3P	NZE 1 @50	35	12962	12626	11438	10819	9892	12374	11756	10828
Armazenamento Dedicado	3P	NZE 1 @100	35	12962	12282	11459	10841	9913	12395	11777	10850
Armazenamento Dedicado	3P	NZE 1 @200	35	12962	11584	11503	10884	9957	12439	11821	10893

Análises semelhantes podem ser observadas para o CCUS com armazenamento dedicado (tabela 09). Por simplificação, neste trabalho não foi considerada diferença de massa armazenada entre armazenamento dedicado (que tende a ser mais eficiente) e CO₂-EOR, o que exige simulação numérica. Dessa forma, não há diferenças de receitas com créditos de carbono e as diferenças nos fluxos de caixa não descontados anualizados (colunas G,H e I), em relação ao CO₂-EOR, são por causa da receita adicional com as produções incrementais da recuperação suplementar.

Finalmente, os incentivos com armazenamento dedicado são maiores, mas como existe receita da produção incremental com o CO₂-EOR, os fluxos de caixa do armazenamento dedicado são menores. A simplificação em relação à estimativa da massa armazenada pode ter afetado esses resultados e merece ser destacada como ponto de melhorias para trabalhos futuros. Mesmo assim, esses cenários com

incentivos são suficientes para reverter o custo carbono em alguns cenários da mesma forma que o CO₂-EOR.

Embora os cenários com CCUS, em geral, se mostrem menos atrativos do ponto de vista de economicidade, é provável que ganhem visibilidade na tomada de decisão, pois outros fatores podem afetar os volumes de reservas, futuramente. Por exemplo, uma análise recomendada seria analisar as reservas, com projeto de CCUS associado, com um preço diferenciado, ou seja, mais elevado.

Além disso, o CCUS deve ser estruturado como um novo modelo de negócios, podendo ser mais abrangente e propor uma descarbonização do produto. Nesses casos, o projeto de CCUS deve considerar as emissões de escopo 3, conforme proposto na metodologia (Figura 23).

6.2 Resultados & Discussões – Emissões de Escopo 1+3

Os resultados da tabela 10 indicam que um custo carbono incluindo o escopo 3 traz impactos significativos nos volumes de reservas dada a relevância do escopo 3 em termos de quantidades de emissões de GEE (coluna E e F).

Observa-se que, nesses casos, o projeto com mitigação das emissões com CCUS é mais atrativo do ponto de vista comercial para preços de óleo muito baixos, como o do cenário NZE da IEA, da ordem de US\$ 35 / bbl no longo prazo, e custo do carbono dos cenários propostos de US\$ 100 ou 200 / tCO_{2e}, altera o limite econômico e os volumes de reservas, de forma significativa, do projeto em análise.

Tabela 10: Fluxos de caixa não descontados acumulados por cenários com as sensibilidade de custo carbono e com CCUS para CO₂-EOR, considerando emissões totais (escopo 1+3).

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Tipo de CCUS	Categorias de Reservas	Cenário IEA	Preço de Óleo (US\$/bbl)	FC Não Descontado Caso Base MM US\$	FC Custo Emissão MM US\$	FC CCUS (US\$ 50 custo) MM US\$	FC CCUS (US\$ 70 custo) MM US\$	FC CCUS (US\$ 100 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 50 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 70 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 100 custo) MM US\$
CO ₂ -EOR	1P	STEPS 1,3 @50	85	26934	22396	23418	19641	13976	29395	25618	19953
CO ₂ -EOR	1P	STEPS 1,3 @100	85	26934	17633	28198	24422	18757	29394	25617	19952
CO ₂ -EOR	1P	STEPS 1,3 @200	85	26934	7909	37967	34190	28526	29394	25617	19952
CO ₂ -EOR	1P	APS 1,3 @50	65	19601	15063	15718	11941	6276	21695	17919	12253
CO ₂ -EOR	1P	APS 1,3 @100	65	19601	10300	20498	16722	11057	21694	17917	12253
CO ₂ -EOR	1P	APS 1,3 @200	65	19601	576	30267	26490	20826	21694	17917	12253
CO ₂ -EOR	1P	NZE 1,3 @50	35	8601	4063	4168	391	-5274	10145	6369	704
CO ₂ -EOR	1P	NZE 1,3 @100	35	8601	-700	8949	5172	-493	10144	6367	703
CO ₂ -EOR	1P	NZE 1,3 @200	35	8601	-10424	18717	14941	9276	10144	6367	703
CO ₂ -EOR	2P	STEPS 1,3 @50	85	33672	28028	30708	25774	18374	38559	33625	26225
CO ₂ -EOR	2P	STEPS 1,3 @100	85	33672	22086	36960	32027	24628	38555	33622	26223
CO ₂ -EOR	2P	STEPS 1,3 @200	85	33672	9983	49703	44770	37371	38555	33622	26223
CO ₂ -EOR	2P	APS 1,3 @50	65	24495	18852	20613	15680	8280	28465	23531	16131
CO ₂ -EOR	2P	APS 1,3 @100	65	24495	12910	26866	21933	14534	28461	23528	16129
CO ₂ -EOR	2P	APS 1,3 @200	65	24495	806	39609	34676	27277	28461	23528	16129
CO ₂ -EOR	2P	NZE 1,3 @50	35	10731	5087	5472	539	-6861	13324	8390	990
CO ₂ -EOR	2P	NZE 1,3 @100	35	10731	-855	11725	6792	-607	13320	8387	988
CO ₂ -EOR	2P	NZE 1,3 @200	35	10731	-12958	24467	19535	12136	13320	8387	988
CO ₂ -EOR	3P	STEPS 1,3 @50	85	40669	33856	38826	32604	23270	48763	42540	33207
CO ₂ -EOR	3P	STEPS 1,3 @100	85	40669	26707	46686	40466	31135	48755	42535	33204
CO ₂ -EOR	3P	STEPS 1,3 @200	85	40669	12095	62767	56546	47215	48755	42535	33204
CO ₂ -EOR	3P	APS 1,3 @50	65	29586	22773	26081	19859	10525	36018	29795	20462
CO ₂ -EOR	3P	APS 1,3 @100	65	29586	15624	33941	27721	18390	36010	29790	20459
CO ₂ -EOR	3P	APS 1,3 @200	65	29586	1012	50022	43801	34470	36010	29790	20459
CO ₂ -EOR	3P	NZE 1,3 @50	35	12962	6149	6963	741	-8592	16900	10678	1345
CO ₂ -EOR	3P	NZE 1,3 @100	35	12962	-1000	14824	8603	-728	16893	10672	1341
CO ₂ -EOR	3P	NZE 1,3 @200	35	12962	-15612	30905	24684	15353	16893	10672	1341

Em contrapartida, os elevados CAPEX e OPEX de CCUS impactam a economicidade do projeto de óleo e gás, quando o preço do carbono (que será nesse caso convertido em receita) for da ordem de US\$ 50 ou 100 / tCO_{2e}. Somente em um cenário de preços de carbono da ordem de US\$ 200 / tCO_{2e} no longo prazo é que o projeto com CCUS será comercial para mitigar suas próprias emissões e manterá os volumes de reservas do caso base.

Nos cenários com incentivos, se o custo da tecnologia não for muito elevado (CCUS unitário da ordem de US\$ 50 / tCO_{2e}), o projeto com CCUS se mostra mais atrativo que até mesmo o caso base do ponto de vista econômico quando se considera CO₂-EOR, que tem receita adicional com a produção incremental.

A tabela 11 apresenta os mesmos resultados para o caso em que o CCUS é em aquífero salino (armazenamento dedicado). Observa-se que nesse caso as receitas com o incentivo são muito significativas, compensando até mesmo a receita adicional da produção incremental do CO₂-EOR.

Capítulo 7. Considerações Finais

Tabela 11: Fluxos de caixa não descontados acumulados por cenários com as sensibilidade de custo carbono e com CCUS para armazenamento dedicado, considerando emissões totais (escopo 1+3).

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Tipo de CCUS	Categorias de Reservas	Cenário IEA	Preço de Óleo (US\$/bbl)	FC Não Descontado Caso Base MM US\$	FC Custo Emissão MM US\$	FC CCUS (US\$ 50 custo) MM US\$	FC CCUS (US\$ 70 custo) MM US\$	FC CCUS (US\$ 100 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 50 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 70 custo) MM US\$	FC CCUS incentivo (US\$ 100 custo) MM US\$
Armazenamento Dedicado	1P	STEPS 1,3 @50	85	26934	22396	22236	18626	13211	32120	28510	23095
Armazenamento Dedicado	1P	STEPS 1,3 @100	85	26934	17633	26782	23172	17757	32120	28510	23095
Armazenamento Dedicado	1P	STEPS 1,3 @200	85	26934	7909	36069	32459	27044	32120	28510	23095
Armazenamento Dedicado	1P	APS 1,3 @50	65	19601	15063	14903	11293	5878	24787	21177	15762
Armazenamento Dedicado	1P	APS 1,3 @100	65	19601	10300	19449	15839	10424	24787	21177	15762
Armazenamento Dedicado	1P	APS 1,3 @200	65	19601	576	28736	25126	19711	24787	21177	15762
Armazenamento Dedicado	1P	NZE 1,3 @50	35	8601	4063	3903	293	-5122	13787	10177	4762
Armazenamento Dedicado	1P	NZE 1,3 @100	35	8601	-700	8449	4839	-576	13787	10177	4762
Armazenamento Dedicado	1P	NZE 1,3 @200	35	8601	-10424	17736	14126	8711	13787	10177	4762
Armazenamento Dedicado	2P	STEPS 1,3 @50	85	33672	28028	27755	23238	16463	40146	35629	28854
Armazenamento Dedicado	2P	STEPS 1,3 @100	85	33672	22086	33422	28905	22130	40146	35629	28854
Armazenamento Dedicado	2P	STEPS 1,3 @200	85	33672	9983	44967	40450	33675	40146	35629	28854
Armazenamento Dedicado	2P	APS 1,3 @50	65	24495	18852	18579	14062	7287	30969	26453	19677
Armazenamento Dedicado	2P	APS 1,3 @100	65	24495	12910	24245	19729	12953	30969	26453	19677
Armazenamento Dedicado	2P	APS 1,3 @200	65	24495	806	35791	31274	24498	30969	26453	19677
Armazenamento Dedicado	2P	NZE 1,3 @50	35	10731	5087	4814	297	-6478	17205	12688	5913
Armazenamento Dedicado	2P	NZE 1,3 @100	35	10731	-855	10481	5964	-811	17205	12688	5913
Armazenamento Dedicado	2P	NZE 1,3 @200	35	10731	-12958	22026	17509	10734	17205	12688	5913
Armazenamento Dedicado	3P	STEPS 1,3 @50	85	40669	33856	33478	28011	19811	48489	43022	34822
Armazenamento Dedicado	3P	STEPS 1,3 @100	85	40669	26707	40283	34816	26616	48489	43022	34822
Armazenamento Dedicado	3P	STEPS 1,3 @200	85	40669	12095	54197	48730	40530	48489	43022	34822
Armazenamento Dedicado	3P	APS 1,3 @50	65	29586	22773	22396	16929	8728	37407	31940	23739
Armazenamento Dedicado	3P	APS 1,3 @100	65	29586	15624	29201	23734	15533	37407	31940	23739
Armazenamento Dedicado	3P	APS 1,3 @200	65	29586	1012	43115	37648	29447	37407	31940	23739
Armazenamento Dedicado	3P	NZE 1,3 @50	35	12962	6149	5772	305	-7896	20783	15316	7115
Armazenamento Dedicado	3P	NZE 1,3 @100	35	12962	-1000	12577	7110	-1091	20783	15316	7115
Armazenamento Dedicado	3P	NZE 1,3 @200	35	12962	-15612	26491	21024	12823	20783	15316	7115

Para finalizar, a tabela 12 mostra os volumes de reservas 1P para os cenários acima considerados incluindo escopo 3.

Tabela 12: Volumes de reservas 1P por cenários com as sensibilidade de custo carbono e com CCUS para armazenamento dedicado e CO2-EOR, considerando emissões totais (escopo 1+3).

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Tipo de CCUS	Categorias de Reservas	Cenário IEA	Preço de Óleo (US\$/bbl)	Reserva Caso Base MM boe	Reserva com Emissões MM boe	Reserva com CCUS MM boe @50	Reserva com CCUS MM boe @70	Reserva com CCUS MM boe @100	Reserva com incentivo MM boe @50	Reserva com incentivo MM boe @70	Reserva com incentivo MM boe @100
CO2-EOR	1P	STEPS 1,3 @50	85	405	405	405	405	405	405	405	405
CO2-EOR	1P	STEPS 1,3 @100	85	405	405	405	405	405	405	405	405
CO2-EOR	1P	STEPS 1,3 @200	85	405	301	405	405	405	405	405	405
CO2-EOR	1P	APS 1,3 @50	65	405	405	405	405	405	405	405	405
CO2-EOR	1P	APS 1,3 @100	65	405	405	405	405	405	405	405	405
CO2-EOR	1P	APS 1,3 @200	65	405	301	405	405	405	405	405	405
CO2-EOR	1P	NZE 1,3 @50	35	405	345	405	175	0	405	405	345
CO2-EOR	1P	NZE 1,3 @100	35	405	301	405	301	104	405	405	345
CO2-EOR	1P	NZE 1,3 @200	35	405	104	405	405	301	405	405	345
Armazenamento Dedicado	1P	STEPS 1,3 @50	85	385	385	385	385	385	385	385	385
Armazenamento Dedicado	1P	STEPS 1,3 @100	85	385	385	385	385	385	385	385	385
Armazenamento Dedicado	1P	STEPS 1,3 @200	85	385	286	385	385	385	385	385	385
Armazenamento Dedicado	1P	APS 1,3 @50	65	385	385	385	385	385	385	385	385
Armazenamento Dedicado	1P	APS 1,3 @100	65	385	385	385	385	385	385	385	385
Armazenamento Dedicado	1P	APS 1,3 @200	65	385	286	385	385	385	385	385	385
Armazenamento Dedicado	1P	NZE 1,3 @50	35	385	328	385	166	0	385	385	385
Armazenamento Dedicado	1P	NZE 1,3 @100	35	385	286	385	286	99	385	385	385
Armazenamento Dedicado	1P	NZE 1,3 @200	35	385	99	385	385	286	385	385	385

É possível observar que os volumes de reserva do projeto em análise seriam impactados em quaisquer cenários de preço de carbono da ordem de US\$ 200 / tCO_{2e} no longo prazo e nos cenários em que o preço de óleo é muito baixo, da ordem de US\$ 35,00 / bbl.

O CCUS, como forma de mitigação das emissões de GEE, pode ser uma alternativa às reduções de volumes de reservas, nos casos acima mencionados, se os custos operacionais das atividades de armazenamento de CO₂ não forem tão

elevados (da ordem de US\$ 50,00 /tCO_{2e}), tanto com receitas provenientes de créditos de carbono quanto de incentivos.

Em relação às políticas de incentivos, com as premissas consideradas, o CO₂-EOR não é suficiente para evitar desincorporações de reservas, se os custos operacionais do CCUS forem muito elevados (da ordem de US\$ 100 / tCO_{2e} ou mais).

No armazenamento dedicado, como o incentivo é maior, os volumes de reservas 1P são mantidos em todos os cenários de preços de óleo analisados e de custos operacionais das atividades de CCUS.

7 Considerações Finais

7.1 Conclusões

Reservas de óleo e gás estão diretamente relacionadas ao limite econômico e podem ser afetadas pelos custos de carbono das emissões de GEE. A metodologia proposta permite comparabilidade técnico-econômica entre abordagens de dispêndios com custos de emissões ou receitas com projetos de CCUS, auxiliando na tomada de decisão em novos projetos de óleo e gás, na decisão de manutenção dos volumes de reservas já divulgados e, principalmente, na decisão de investimento para a incorporação de novos volumes de reservas, menos intensivos em carbono em concordância com os compromisso climáticos.

Se os custos de carbono forem muito elevados, podem viabilizar o desenvolvimento de projeto de CCUS. Embora essas tecnologias ainda sejam muito caras, em um mercado regulado, elas gerarão receitas de carbono. Ainda há muitas incertezas nas questões econômicas do CCUS, pois estão fortemente relacionadas ao marco regulatório do armazenamento de CO₂ em subsuperfície e à regulação de um mercado de carbono.

A alternativa de CCUS com CO₂-EOR aumenta as receitas e as reservas pela recuperação incremental de óleo e gás do projeto, requer menores investimentos em infraestrutura, mas exige estimativa e certificação mais complexa de adicionalidade da redução e/ou remoção das emissões.

A maioria dos projetos de CO₂-EOR não são projetados considerando o armazenamento; no entanto, pode ser que alguns pequenos ajustes no projeto tornem essa integração CCS/CO₂-EOR vantajosa.

No setor de *upstream*, haverá uma atividade crescente em CCUS, a fim de melhorar a sustentabilidade dos projetos de desenvolvimento de campos de petróleo e gás: O alto custo do CCS reduzirá a lucratividade de tais projetos até que haja um avanço tecnológico que reduza drasticamente o custo de captura.

7.2 Recomendações Futuras

Ao se aplicar a metodologia proposta, é importante considerar as incertezas técnicas e as estimativas de quantidades armazenáveis, (m_{stored}) através do suporte da simulação numérica, tanto para armazenamento dedicado como para CO₂-EOR.

Cada projeto deve considerar a sua melhor estimativa de emissões e sempre que possível, evitar fatores de emissão médios que podem ter muitas simplificações. Uma melhoria para trabalhos futuros seria criar uma metodologia para estimativas de consumo e de perdas/queimas, com maiores detalhes técnicos.

Recomenda-se envolver uma otimização do ponto de vista de descarbonização do produto (inclusão do escopo 3 na análise) total ou parcial em função da economicidade. Além disso, utilizar fatores de emissão do escopo 3 relacionados a cada produto ou combustível a que se destinam as reservas de óleo e gás. Por exemplo, utilizar fatores de emissão da gasolina como combustível para o percentual da reserva do projeto que será destinada para esse tipo de combustível. O mesmo para o diesel e outros derivados.

Em relação ao CCUS, seria interessante considerar, na receita do projeto, o impacto de preços de óleo e gás diferenciados (compensação por atributo), como forma de incentivo por se tratar de reservas menos intensivas em carbono (*“reservas verdes”*)

É importante evoluir na consideração orçamentária, principalmente no CAPEX para projetos de CCUS, de forma a englobar tecnologias como DACSS e BECCS, por exemplo.

8 Referências Bibliográficas

API-American Petroleum Institute. Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the natural gas and oil industry. Washington, DC: API, 2021, 898p. Compendium.

ATLAS BRASILEIRO. Brazilian Atlas of CO₂ Capture and Geological Storage. Rio Grande do Sul: EdiPUCRS, 2014, 67p. Atlas.

AYDIN, Hakki et al. Latest Technologies and Methods for Carbon Capture and Underground Gas Storage. In: **SPE Western Regional Meeting**. SPE, 2022. p. D011S006R006.

CCS BRASIL. 1º Relatório Anual de CCS no Brasil. São Paulo: CCS Brasil, 2023, 43p. Relatório.

CEBDS- Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável. CO₂ Proposta de Marco Regulatório para o Mercado de Carbono brasileiro. Rio de Janeiro: **CEBDS**, 2021, 88p. Relatório.

CEBDS- Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável. Posicionamento do setor empresarial brasileiro pela urgência da criação de um mercado regulado de carbono no brasil. **CEBDS**, Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: < <https://cebds.org/publicacoes/posicionamento-do-setor-empresarial-brasileiro-pela-urgencia-da-criacao-de-um-mercado-regulado-de-carbono-no-brasil/>> Acesso em: mai. 2024.

CHERNIK, Paul S.; CANIGGIA, Matteo. A Novel Approach to Communicate a CO₂ Storage Resources Management System Classification Framework. In: **SPE Energy Transition Symposium**. SPE, 2023. p. D011S002R007.

DE GHETTO, G.; RESTELLI, M.; DANIELE, Rudellin. A Simplified Method to Calculate the Economics of Field Development with Carbon Capture and Storage. In: **OMC Med Energy Conference and Exhibition**. OnePetro, 2021.

GHG PROTOCOL-Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions. Washington DC: World Resources Institute e World Business Council for Sustainable Development, 2013, p. 182. Relatório.

GLOBAL CCS INSTITUTE. Global Status of CCS 2022. Washington DC: GCCSI, 2022, p. 68. Relatório.

HARO, H.A.V. **Simulação de Injeção de CO₂ em Reservatórios de Petróleo para EOR e Armazenamento de Carbono**. Rio de Janeiro, 2014. 172p. Tese de Doutorado – Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica.

HASTINGS, Astley; SMITH, Pete. Decarbonizing Anthropogenic Activity: The Oil and Gas Industry is a Major Component of the Solution. In: **SPE Offshore Europe Conference and Exhibition**. SPE, 2019. p. D021S007R001.

IEA-International Energy Agency. World Energy Outlook 2023. Paris: IEA, 2023, 355p. Relatório.

IOGP-International Association of Oil and Gas Producers. Disponível em: <<https://www.iogp.org>>.

IPCC AR6-Intergovernmental Panel on Climate Change. The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment. Cambridge: IPCC, 2021, 2391p, Relatório.

ISO-International Organization for Standardization. DIS 27920: Carbon dioxide capture, transportation and geological storage (CCS)-Quantification and Verification. Switzerland. 2019.

ISO-International Organization for Standardization. DIS 27916: Carbon dioxide capture, transportation and geological storage - Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO2-EOR). Switzerland. 2019.

KHURANA, Sandeep; BECK, Steven. Carbon Capture, Utilization, and Sequestration Value Chain. In: **Offshore Technology Conference**. OTC, 2022. p. D021S025R003.

LOT, Hasnor et al. Business Model of Carbon Capture and Storage (CCS) Projects for High-CO2 Fields. In: **SPE Europepec featured at EAGE Conference and Exhibition**. SPE, 2023. p. D022S003R006.

MARÇON, D. R. **Modelagem numérica da injeção de CO2 em aquíferos salinos: investigação dos parâmetros relevantes para otimizar o armazenamento em projetos de CCS – carbon capture and storage**. Rio de Janeiro, 2009. 171p. Dissertação de Mestrado – Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica.

NPC-National Petroleum Council Report. Carbon Capture, Use, and Storage (CCUS) Report. Chapter Two CCUS Suplly Chains and Economics. Washington, D.C, NPC, 2019, 27p. Relatório.

SPE PRMS - Society of Petroleum Engineers. Petroleum Resources Management System. Richardson: SPE, 2018, 57p. Relatório.

SPE SRMS - Society of Petroleum Engineers. Storage Resources Management System. Richardson: SPE, 2017, 50p. Relatório.

SPE SRMS - Society of Petroleum Engineers. Storage Resources Management System. Richardson: SPE, 2025, 42p. Relatório.

TERDAL, Rohit; STEEGHS, Nathan; WALTER, Craig. Carbon, Capture, Utilization and Storage CCUS: How to Commercialize a Business with No Revenue. In: **SPE Canadian Energy Technology Conference**. SPE, 2022. p. DOI10.2118/208905-MS.

UN-United Nation. Sectoral Risk Briefings: Insights for Financial Institutions | Climate Risks in the oil & gas Sector. Nova Iorque, 2023, p. 54. Relatório.

WANG Fang; LIAO Guangzhi; SU Chunmei; WANG Feng; MA Jianguo; YANG Yongzhi. Carbon emission reduction accounting method for a CCUS-EOR project. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, v. 50, n. 4, p. 989–1000.

WORLD BANK-States and Trends of Carbon Pricing. Washington DC: WORLD BANK, 2024, p.76.

Apêndice

O apêndice consiste em partes das planilhas desenvolvidas em excel, para mais detalhes na aplicação da metodologia proposta no capítulo 5 e para possíveis esclarecimentos sobre os resultados apresentados no capítulo 6.

Nas planilhas estão as curvas anualizadas de óleo e gás para as estimativas de reservas 1P, 2P e 3P do projeto base (sem considerar estimativas de emissões e sem CCUS).

Preços de óleo são baseados nos cenários da IEA e para preços de gás foi considerado do valor constante de US\$ 0,20 /m³.

OPEX e CAPEX foram assumidos com base em métricas da indústria e foram considerados para o projeto os valores de US\$ 6,00 / boe para ambos.

Com as receitas de óleo e gás e com os dispêndios com custos operacionais e investimentos, obtém-se o fluxo de caixa anualizado e determina-se o limite econômico das reservas 1P, 2P e 3P.

Partindo-se do caso base, são aplicadas as etapas da metodologia para incluir o custo de carbono no fluxo de caixa anualizado, com a consequente alteração no limite econômico.

Da mesma forma, incrementando as receitas de óleo e gás com as receitas de carbono (de créditos ou de incentivos) e acrescentando os custos operacionais e os investimentos adicionais com o projeto de CCUS integrado ao projeto de óleo e gás, é possível reproduzir os fluxos de caixas anualizados com armazenamento dedicado ou CO₂-EOR e os novos limites econômicos das reservas 1P, 2P e 3P.

1) Curvas do projeto base de óleo e gás (sem custo carbono e sem CCUS):

Categorias de Reservas	ANO	ÓLEO (m³/d)	GÁS NATURAL (1000m3/dia)	PERDA TOTAL (1000m3/dia)	QUEIMA NÃO TOTAL (1000m3/dia)	INIEÇÃO GÁS TOTAL (1000m3/dia)	CONSUMO GÁS NATURAL (1000m3/dia)	IMPORTAÇÃO GÁS NATURAL (1000m3/dia)	%Perda	%Consumo	BOE Produzido MM boe	BOE VENDA (MM Boe oil)	BOE VENDA (MM Boe gas)	BOE Reserva MM boe	Preço de Óleo (US\$/bbl)	Preço de Gás (US\$/m3)	CAPEX/boe (US\$/boe)	OPEX/boe (US\$/boe)	Receita de Óleo (MM US\$)	Receita de Gás (MM US\$)	Fluxo de Caixa Não Descontado MM US\$
1P	2025	6369	554	30	0	0	201	0	5%	8%	15,89	14,62	0,74	15,36	65	0,2	6	6	950,4027856	23,57674434	783
1P	2026	7097	621	33	0	0	203	0	5%	7%	17,72	16,29	0,88	17,17	65	0,2	6	6	1058,98397	28,03800782	874
1P	2027	8236	731	39	0	0	217	0	5%	7%	20,59	18,91	1,09	20,00	65	0,2	6	6	1229,084195	34,68597209	1017
1P	2028	9000	850	34	0	0	218	0	4%	6%	22,61	20,66	1,37	22,03	65	0,2	6	6	1343,029545	43,63271139	1115
1P	2029	10000	1100	27	0	0	268	0	2%	7%	25,48	22,96	1,85	24,81	65	0,2	6	6	1492,25505	58,7816447	1245
1P	2030	11498	1321	36	0	0	410	0	3%	9%	29,43	26,40	2,01	28,41	65	0,2	6	6	1715,741053	63,88083501	1426
1P	2031	11509	1188	33	0	0	372	0	3%	8%	29,15	26,42	1,80	28,22	65	0,2	6	6	1717,431639	57,17255444	1425
1P	2032	10465	1089	30	0	0	388	0	3%	9%	26,53	24,03	1,54	25,57	65	0,2	6	6	1561,654954	48,99461132	1292
1P	2033	8435	976	25	0	0	370	0	3%	11%	21,60	19,36	1,33	20,70	65	0,2	6	6	1258,717135	42,37539802	1042
1P	2034	6981	670	11	0	0	241	0	2%	9%	17,56	16,03	0,96	16,99	65	0,2	6	6	1041,706939	30,51284778	861
1P	2035	6318	591	10	0	0	242	0	2%	10%	15,86	14,50	0,78	15,28	65	0,2	6	6	942,7958322	24,73588824	777
1P	2036	5828	538	9	0	0	219	0	2%	9%	14,61	13,38	0,71	14,09	65	0,2	6	6	869,7087147	22,62875953	717
1P	2037	5569	505	8	0	0	230	0	2%	10%	13,95	12,79	0,61	13,40	65	0,2	6	6	831,0920643	19,45768442	683
1P	2038	5151	468	8	0	0	229	0	2%	11%	12,90	11,83	0,53	12,36	65	0,2	6	6	768,6375483	16,87709234	631
1P	2039	4508	447	7	0	0	227	0	2%	11%	12,52	11,50	0,49	11,98	65	0,2	6	6	747,2857386	15,53406973	613
1P	2040	4632	414	7	0	0	223	0	2%	12%	11,58	10,63	0,41	11,05	65	0,2	6	6	691,2952851	13,11138469	565
1P	2041	4502	399	7	0	0	247	0	2%	14%	11,25	10,34	0,33	10,67	65	0,2	6	6	671,7991133	10,58799589	547
1P	2042	4270	380	6	0	0	237	0	2%	14%	10,68	9,80	0,31	10,12	65	0,2	6	6	637,2079548	9,994761791	519
1P	2043	4167	368	6	0	0	242	0	2%	15%	10,41	9,57	0,28	9,84	65	0,2	6	6	621,8016434	8,75930638	506
1P	2044	3910	348	6	0	0	258	0	2%	17%	9,78	8,98	0,19	9,17	65	0,2	6	6	583,4783602	6,16582967	472
1P	2045	3738	316	5	0	0	253	0	2%	17%	9,35	8,58	0,18	8,76	65	0,2	6	6	557,74853186	5,49355909	451
1P	2046	3720	329	5	0	0	266	0	2%	18%	9,29	8,54	0,13	8,67	65	0,2	6	6	555,0662367	4,219116635	448
1P	2047	3496	312	5	0	0	286	0	2%	21%	8,74	8,03	0,05	8,07	65	0,2	6	6	521,6380658	3,543125964	418
1P	2048	3449	306	5	0	0	282	0	2%	21%	8,62	7,92	0,04	7,96	65	0,2	6	6	514,6866035	3,417256993	413
1P	2049	3233	289	5	0	0	285	0	2%	22%	8,09	7,42	0,00	7,42	65	0,2	6	6	482,4799272	-0,05181648	385
2P	2050	3132	280	4	0	0	280	0	2%	22%	7,83	7,19	-0,01	7,18	65	0,2	6	6	467,3071633	-0,353079737	373
2P	2025	8450	752	40	0	0	273	0	5%	8%	21,12	19,40	1,01	20,40	65	0,2	6	6	1260,910555	31,98423207	1039
2P	2026	9051	808	43	0	0	265	0	5%	7%	22,63	20,78	1,15	21,93	65	0,2	6	6	1350,643799	36,51053679	1116
2P	2027	9791	874	46	0	0	259	0	5%	7%	24,48	22,48	1,30	23,78	65	0,2	6	6	1461,051959	41,46319038	1209
2P	2028	10700	950	43	0	0	275	0	5%	6%	26,75	24,56	1,45	26,02	65	0,2	6	6	1596,712904	46,11926675	1322
2P	2029	11880	1180	35	0	0	315	0	3%	3%	29,82	27,09	1,47	28,56	65	0,2	6	6	1763,860959	46,73667724	1468
2P	2030	14319	1407	41	0	0	460	0	3%	8%	36,10	32,87	2,08	34,95	65	0,2	6	6	2136,756171	66,17874592	1770
2P	2031	15247	1539	39	0	0	456	0	3%	7%	38,54	35,00	2,40	37,40	65	0,2	6	6	2275,252855	76,19229178	1889
2P	2032	13536	1316	35	0	0	454	0	3%	8%	34,10	31,07	1,90	32,97	65	0,2	6	6	2019,870833	60,396978	1671
2P	2033	11500	1188	33	0	0	466	0	3%	8%	29,13	26,40	1,58	27,98	65	0,2	6	6	1716,093308	50,27798096	1417
2P	2034	8991	830	13	0	0	499	0	2%	8%	25,55	20,54	1,19	21,83	65	0,2	6	6	1341,468755	37,79399674	1109
2P	2035	7435	749	12	0	0	307	0	2%	9%	20,86	19,14	0,99	20,12	65	0,2	6	6	1243,846072	33,86859551	1025
2P	2036	7578	682	11	0	0	278	0	2%	9%	18,96	17,40	0,90	18,30	65	0,2	6	6	1130,792828	28,72470415	932
2P	2037	6933	626	10	0	0	285	0	2%	10%	17,35	15,92	0,76	16,68	65	0,2	6	6	1034,639786	24,11509629	851
2P	2038	6403	585	10	0	0	287	0	2%	11%	16,04	14,70	0,66	15,36	65	0,2	6	6	955,5439934	21,09229125	784
2P	2039	6027	551	9	0	0	280	0	2%	12%	15,10	13,84	0,60	14,44	65	0,2	6	6	899,4003433	19,08888257	737
2P	2040	5458	503	8	0	0	277	0	2%	13%	13,69	12,53	0,50	13,03	65	0,2	6	6	814,4093958	15,84275407	666
2P	2041	5438	494	8	0	0	306	0	2%	14%	13,62	12,48	0,41	12,90	65	0,2	6	6	811,4808901	13,13225092	661
2P	2042	5223	477	8	0	0	297	0	2%	14%	13,09	11,99	0,39	12,39	65	0,2	6	6	779,426203	12,54492517	635
2P	2043	5010	459	7	0	0	302	0	2%	15%	12,56	11,50	0,34	11,85	65	0,2	6	6	747,6929905	10,94674865	608
2P	2044	4757	440	7	0	0	326	0	2%	17%	11,93	10,92	0,25	11,17	65	0,2	6	6	709,866559	7,795425781	574
2P	2045	4710	411	7	0	0	324	0	2%	17%	11,80	10,81	0,23	11,04	65	0,2	6	6	702,8344991	7,29815192	569
2P	2046	4532	413	7	0	0	334	0	2%	19%	11,35	10,40	0,17	10,57	65	0,2	6	6	676,2841096	5,308817916	545
2P	2047	4169	388	6	0	0	355	0	2%	21%	10,46	9,57	0,06	9,63	65	0,2	6	6	622,1069601	3,918117663	498
2P	2048	4120	377	6	0	0	347	0	2%	21%	10,32	9,46	0,05	9,51	65	0,2	6	6	614,7379783	3,742937872	493
2P	2049	4015	364	6	0	0	360	0	2%	22%	10,05	9,22	0,00	9,22	65	0,2	6	6	599,1718679	-0,06531628	478
2P	2050	3763	345	5	0	0	345	0	2%	23%	9,43	8,64	-0,01	8,62	65	0,2	6	6	561,3257111	-0,42309086	448
2P	2025	8824	883	47	0	0	321	0	5%	8%	24,58	22,55	1,18	23,74	65	0,2	6	6	1466,032333	37,56925234	1209
3P	2026	11386	1043	56	0	0	342	0	5%	8%	28,53	26,14	1,48	27,62	65	0,2	6	6	1699,11754	47,10536896	1404
3P	2027	12500	1103	58	0	0	328	0	5%	7%	31,23	28,70	1,65	30,34	65	0,2	6	6	1865,318813	52,35562375	1543
3P	2028	13500	1290	55	0	0	347	0	4%	6%	33,95	30,99	2,04	33,03	65	0,2	6	6	2014,544318	64,84920952	1672
3P	2029	15000	1500	44	0	0	524	0	3%	9%	38,34	34,90	2,14	37,04	65	0,2	6	6	2286,227676	68,04135536	1876
3P	2030	16488	1669	51	0	0	559	0	3%	8%	41,68	37,85	2,43	40,28	65	0,2	6	6	2460,45035	77,32323105	2038
3P	2031	17000	1740	45	0	0	575	0	3%	8%	43,02	39,03	2,57	41,60	65	0,2	6	6	2536,833585	81,76497746	2102
3P	2032	15511	1546	45	0	0	572	0	3%	9%	39,16	35,61	2,13	37,74	65	0,2	6	6	2314,636808	67,78576686	1913
3P	2033	13849	1347	37	0	0	526	0	3%	9%	34,89	31,79	1,80	33,60	65	0,2	6	6	2066,658509	57,2670076	1705
3P	2034	11600	996	17	0	0	352	0	2%	8%	26,92	26,63	1,44	26,07	65	0,2	6	6	1731,015868	45,77532061	1430
3P	2035	8991	882	15	0	0	384	0	2%	9%	24,96	22,94	1,18	24,11	65	0,2	6	6	1490,93302	37,40753536	1223
3P	2036	8590	814	14	0	0	324	0	2%	9%	21,59	19,72	1,09	20,81	65						

2) Curvas do projeto de óleo e gás com custo carbono de emissões de escopo 1, com o cenário APS com preço de carbono de US\$ 100 /

tCO2e:

Cenário IEA	Escopo	Categorias de Reservas	ANO	OLEO [m³/d]	GÁS NATURAL [1000m³/dia]	Fluxo de Caixa Não Descontado MM US\$	Fator de Emissão Consumido de Gás PCS (tCO2e/MMBTU)	Fator de Emissão Perdas Fugitivas e Queima	Emissão por Consumo (tCO2e)	Emissão por Perda/Queima (tCO2e)	Emissão Tributada (tCO2e)*1	Indicador escopo 1e 3	Custo da Emissão MM US\$	FC Custo Emissão MM US\$	FC Custo Emissão Acum	Reserva com Emissão MM boe	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
APS 1 @100	1	1P	2025	6907	554	783	0,0531	0,022671429	2738573,1	145414,2397	62087,38029	182506	97%	3,650113327	779,614374	779,614373	15,36
APS 1 @100	1	1P	2026	7287	621	874	0,0531	0,022671429	2767867,901	146973,7855	62751,51941	18475	97%	3,694506099	870,7233346	1650,337952	17,17
APS 1 @100	1	1P	2027	8236	731	1017	0,0531	0,022671429	2960192,547	157186,2242	67111,79388	199298	97%	3,985960362	1012,730637	2663,068289	20,00
APS 1 @100	1	1P	2028	9000	850	1115	0,0531	0,022671429	2968489,41	157626,7877	67299,89563	199927	98%	3,998533667	1111,305441	3774,37373	22,03
APS 1 @100	1	1P	2029	10000	1100	1245	0,0531	0,022671429	3650981,28	193987,106	82772,96131	251640	97%	5,032801346	1240,211917	5014,585647	24,81
APS 1 @100	1	1P	2030	11495	1321	1426	0,0531	0,022671429	5187096,176	296706,669	126881,9547	398388	97%	19,91938608	1406,555026	6421,140873	28,41
APS 1 @100	1	1P	2031	11509	1188	1425	0,0531	0,022671429	5066155,521	269012,5822	114856,983	358870	97%	17,94349206	1406,869039	7828,009712	28,22
APS 1 @100	1	1P	2032	10465	1089	1292	0,0531	0,022671429	5279619,711	280347,8067	1169696,5212	375044	96%	18,75221639	1273,592806	9101,602518	25,57
APS 1 @100	1	1P	2033	8435	976	1042	0,0531	0,022671429	5037033,598	267466,4841	114196,7474	356663	97	17,83161557	1023,999624	10125,60214	20,70
APS 1 @100	1	1P	2034	6981	670	861	0,0531	0,022671429	3279710,2	174151,6116	74375,1553	232508	97%	11,17416136	850,2799182	10975,89206	16,90
APS 1 @100	1	1P	2035	6318	591	777	0,0531	0,022671429	3297430,22	175093,5447	74737,45371	224851	96%	11,24214992	765,9650884	11741,74815	15,28
APS 1 @100	1	1P	2036	5828	538	717	0,0531	0,022671429	2979501,486	158211,5289	67549,55512	200761	96%	10,3805042	706,9298522	12448,777	14,09
APS 1 @100	1	1P	2037	5569	505	683	0,0531	0,022671429	3135182,985	166478,2165	71079,07711	212557	96%	10,62786468	672,5774246	13121,35442	13,40
APS 1 @100	1	1P	2038	5151	468	631	0,0531	0,022671429	3122919,608	165877,0312	70801,04883	211628	96%	10,5814604	620,1343739	13741,4688	12,36
APS 1 @100	1	1P	2039	5008	447	613	0,0531	0,022671429	3098187,165	164513,7385	70240,33902	209754	96%	10,4877038	602,0286002	13433,51742	11,98
APS 1 @100	1	1P	2040	4632	414	565	0,0531	0,022671429	3101014,047	164663,8459	70304,41846	209968	95%	20,99682644	544,3051931	14887,82262	11,05
APS 1 @100	1	1P	2041	4502	399	547	0,0531	0,022671429	3365479,632	178706,9685	76300,23109	230007	95%	23,00071996	524,3786839	15412,20131	10,67
APS 1 @100	1	1P	2042	4270	380	519	0,0531	0,022671429	3227128,072	171368,6249	73167,07231	219336	95%	21,95356972	497,1432764	15909,34458	10,12
APS 1 @100	1	1P	2043	4007	368	506	0,0531	0,022671429	3293511,376	174886,4514	74666,60678	224554	94%	22,45540592	482,125941	16392,52778	9,86
APS 1 @100	1	1P	2044	3910	348	472	0,0531	0,022671429	3513513,167	186567,5491	79656,36279	241224	93%	24,12239119	448,2166712	16840,74385	9,17
APS 1 @100	1	1P	2045	3738	336	451	0,0531	0,022671429	3441262,714	182731,0501	78018,34182	235749	93%	23,57499319	427,6582158	17268,40206	8,76
APS 1 @100	1	1P	2046	3720	329	448	0,0531	0,022671429	3617475,285	192087,9377	82013,33254	249101	93%	24,91012702	422,8483792	17691,25044	8,67
APS 1 @100	1	1P	2047	3496	312	418	0,0531	0,022671429	3896570,997	206907,9199	88340,83103	270249	92%	27,03487551	391,2535004	18082,50994	8,07
APS 1 @100	1	1P	2048	3449	306	413	0,0531	0,022671429	3842270,459	204024,5614	87109,79026	276134	92%	26,61342116	386,030849	18464,53459	7,96
APS 1 @100	1	1P	2049	3233	289	385	0,0531	0,022671429	3884627,866	206273,7387	88070,0632	269344	91%	26,93438209	358,4487664	18826,98336	7,42
APS 1 @100	1	1P	2050	3132	280	373	0,0531	0,022671429	3813432,836	202493,2836	86455,97015	263949	91%	26,39492537	346,5850719	19173,56843	7,18
APS 1 @100	1	2P	2025	8450	752	1039	0,0531	0,022671429	3723206,519	197702,2662	84410,41066	257113	97%	5,142253537	1034,257683	1034,257683	20,40
APS 1 @100	1	2P	2026	9051	808	1116	0,0531	0,022671429	3609739,468	191466,8998	81748,1705	248215	97%	4,964301278	1110,517193	2144,829616	21,93
APS 1 @100	1	2P	2027	9791	874	1209	0,0531	0,022671429	3532585,882	187580,3103	80088,76849	242669	97%	4,853381676	1203,860248	3348,69863	23,78
APS 1 @100	1	2P	2028	10700	950	1322	0,0531	0,022671429	3744381,029	198826,6326	84890,46704	258717	97%	5,174341993	1316,708204	4665,398067	26,02
APS 1 @100	1	2P	2029	11800	1190	1450	0,0531	0,022671429	7009588,087	372208,1274	158917,3756	506127	96%	10,12253006	1439,609187	6105,007554	28,56
APS 1 @100	1	2P	2030	14319	1407	1770	0,0531	0,022671429	6238559,762	332125,5234	141890,4906	449220	97%	22,46100707	1747,225139	7852,232394	34,95
APS 1 @100	1	2P	2031	15247	1539	1889	0,0531	0,022671429	6235841,723	330661,1955	140922,0116	445983	97%	22,29916035	1866,607669	9718,920902	37,40
APS 1 @100	1	2P	2032	13536	1316	1671	0,0531	0,022671429	6178995,188	328104,6445	140086,6481	443191	97%	22,15956463	1648,966257	11367,88632	32,97
APS 1 @100	1	2P	2033	11500	1188	1417	0,0531	0,022671429	6347788,672	337067,5785	143913,4375	455981	96%	22,7995008	1394,036999	12761,92332	27,98
APS 1 @100	1	2P	2034	8991	830	1109	0,0531	0,022671429	4076020,846	216436,7069	92409,21546	283846	97%	14,1929612	1094,700565	13856,62388	21,83
APS 1 @100	1	2P	2035	8335	749	1025	0,0531	0,022671429	4384237,24	222182,9975	94982,63572	292046	96%	14,60228166	1010,321276	14866,96616	20,12
APS 1 @100	1	2P	2036	7578	682	932	0,0531	0,022671429	3783755,969	200917,4419	85783,15317	261701	97%	13,08502976	918,8706348	15785,83679	18,30
APS 1 @100	1	2P	2037	6933	626	851	0,0531	0,022671429	3885631,086	206327,0306	88092,80761	269420	96%	13,47099091	837,031367	16622,86816	16,68
APS 1 @100	1	2P	2038	6403	585	784	0,0531	0,022671429	3902911,598	207744,6059	88484,58152	270729	96%	13,53645937	770,5741028	17393,44226	15,36
APS 1 @100	1	2P	2039	6027	551	737	0,0531	0,022671429	3814096,65	202528,479	86470,9709	263999	95%	13,1099738	724,065072	18111,52787	14,44
APS 1 @100	1	2P	2040	5458	503	666	0,0531	0,022671429	3730677,874	200222,9951	85486,65409	260710	95%	26,07096492	640,0577204	18757,58559	13,03
APS 1 @100	1	2P	2041	5438	494	661	0,0531	0,022671429	4174196,979	212648,8596	94635,00866	291285	94%	29,12848683	632,0502991	19389,63589	12,90
APS 1 @100	1	2P	2042	5223	477	635	0,0531	0,022671429	4050721,809	215093,3281	91835,65016	281929	94%	28,19289782	606,7459061	19996,3818	12,39
APS 1 @100	1	2P	2043	5010	459	608	0,0531	0,022671429	4115992,65	218599,2097	93315,43136	286875	94%	28,68746431	579,2594024	20975,6402	11,88
APS 1 @100	1	2P	2044	4757	440	574	0,0531	0,022671429	4442116,08	235478,3638	100709,1174	311585	93%	31,15548113	513,315622	21118,97176	11,17
APS 1 @100	1	2P	2045	4710	431	569	0,0531	0,022671429	4411110,834	234229,9853	100006,1842	309236	93%	30,92361695	537,5899981	21656,56176	11,04
APS 1 @100	1	2P	2046	4532	413	545	0,0531	0,022671429	4551786,373	241699,8564	103195,4996	318995	93%	31,88953561	513,3596568	22169,92142	10,57
APS 1 @100	1	2P	2047	4169	388	498	0,0531	0,022671429	4838418,047	256919,9983	109693,8491	341614	92%	34,16138474	464,3319543	22634,25337	9,63
APS 1 @100	1	2P	2048	4120	377	493	0,0531	0,022671429	4725211,257	250098,7178	107127,895	333036	92%	33,30360073	459,3068654	23993,56024	9,51
APS 1 @100	1	2P	2049	4015	364	478	0,0531	0,022671429	4896693,912	260014,4467	111015,0463	346029	91%	34,6029493	434,8478738	23537,40811	9,22
APS 1 @100	1	2P	2050	3762	345	448	0,0531	0,022671429	4698694,03	249500,653	106526,1061	331027	91%	33,10267591	414,6714474	23952,07956	8,62
APS 1 @100	1	3P	2025	9824	883	1209	0,0531	0,022671429	4370641,536	232081,0656	99088,08739	306170	97%	6,123390509	1202,479404	1202,479404	23,74
APS 1 @100	1	3P	2026	11886	1043	1404	0,0531	0,022671429	4653347,173	247092,7349	105498,0281	317591	97%	6,551815259	1397,255797	2599,75201	27,62
APS 1 @100	1	3P	2027	12500	1103	1543	0,0531	0,022671429	4462449,512	236956,9691	101170,1054	32126	97%	6,262523809	1536,649553	4136,384754	26,34
APS 1 @100	1	3P	2028	13500	1290	1672	0,0531	0,022671429	4725595,485								

3) Curvas do projeto de óleo e gás com CCUS mitigando emissões de escopo 1, com o cenário APS com preço de carbono de US\$ 100 / tCO2e, com receita proveniente de créditos de carbono ou de créditos fiscais:

Cenário IEA	Escopo	Categorias de Reservas	ANO	OLEO (m³/d)	GÁS NATURAL (1000m³/d)	Fluxo de Gás Não Descontado MM US\$	Emissão Tributada (tCO2a) ¹	CAPEX CCUS (MM US\$) @70		CAPEX CCUS (MM US\$) @70		CAPEX CCUS (MM US\$) @70		FC CCUS (US\$ 50 custo)		FC CCUS (US\$ 70 custo)		FC CCUS (US\$ 100 custo)		Receita CCUS (MM US\$) anuais		FC CCUS (US\$ 50 custo)		FC CCUS (US\$ 70 custo)		FC CCUS (US\$ 100 custo)		Receita CCUS (MM US\$) anuais		FC CCUS (US\$ 50 custo) com incentivo		FC CCUS (US\$ 70 custo) com incentivo		FC CCUS (US\$ 100 custo) com incentivo	
								MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$
APS 1 @100	1	1P	2025	6369	554	783	182506	20	28	39	754	743	726	1	755	743	726	18	773	761	744														
APS 1 @100	1	1P	2026	7097	621	874	184725	20	28	40	845	834	816	1	846	834	817	18	864	852	834														
APS 1 @100	1	1P	2027	8236	711	1017	199298	21	30	43	985	973	954	1	986	973	955	19	1005	992	974														
APS 1 @100	1	1P	2028	9000	800	1115	199927	22	30	43	1084	1071	1052	1	1084	1072	1053	19	1103	1091	1072														
APS 1 @100	1	1P	2029	10000	1100	1245	251640	26	37	53	1206	1191	1167	1	1207	1191	1168	24	1230	1215	1191														
APS 1 @100	1	1P	2030	11498	1321	1426	298338	40	56	80	1366	1342	1306	1	1368	1344	1308	36	1404	1380	1344														
APS 1 @100	1	1P	2031	11509	1188	1425	358870	36	51	73	1370	1349	1316	1	1372	1350	1317	33	1404	1383	1350														
APS 1 @100	1	1P	2032	10465	1089	1292	375044	38	53	76	1236	1213	1179	1	1237	1214	1180	34	1271	1248	1214														
APS 1 @100	1	1P	2033	8435	976	1042	356663	36	50	72	988	967	934	1	989	968	936	32	1022	1000	968														
APS 1 @100	1	1P	2034	6981	670	861	223508	24	33	47	827	813	792	1	828	814	793	21	849	835	814														
APS 1 @100	1	1P	2035	6318	591	777	224851	24	33	47	742	728	707	1	744	730	709	21	765	751	730														
APS 1 @100	1	1P	2036	5828	538	717	203761	21	30	43	686	673	654	1	687	674	655	19	706	693	675														
APS 1 @100	1	1P	2037	5569	505	683	212557	22	31	45	650	637	617	1	651	638	618	20	672	658	639														
APS 1 @100	1	1P	2038	5151	468	631	211628	22	31	44	598	585	565	1	599	586	566	20	619	606	586														
APS 1 @100	1	1P	2039	5008	447	613	209754	22	31	44	580	567	547	1	581	568	549	20	601	588	569														
APS 1 @100	1	1P	2040	4632	414	565	209968	22	31	44	530	517	496	3	535	522	503	20	555	542	523														
APS 1 @100	1	1P	2041	4502	399	547	230007	24	33	47	512	498	477	3	515	501	479	22	536	522	501														
APS 1 @100	1	1P	2042	4270	380	519	219536	21	32	45	485	472	452	3	488	474	454	21	509	495	475														
APS 1 @100	1	1P	2043	4167	368	506	224554	23	32	46	471	458	437	3	474	460	439	21	495	481	461														
APS 1 @100	1	1P	2044	3910	348	472	241224	25	34	49	436	421	399	3	438	424	402	23	461	446	424														
APS 1 @100	1	1P	2045	3738	336	461	235148	24	34	48	415	401	380	3	418	404	382	23	440	426	404														
APS 1 @100	1	1P	2046	3720	329	448	249301	25	35	50	410	395	373	3	413	398	375	23	436	421	398														
APS 1 @100	1	1P	2047	3496	312	418	270249	27	37	54	378	362	338	3	381	364	340	25	406	389	365														
APS 1 @100	1	1P	2048	3449	306	413	266134	26	37	53	373	357	333	3	375	360	336	25	400	384	361														
APS 1 @100	1	1P	2049	3233	289	385	269344	27	37	53	345	329	305	3	348	332	308	25	373	357	333														
APS 1 @100	1	1P	2050	3132	280	373	263949	26	36	52	334	318	295	3	336	321	297	25	361	345	322														
APS 1 @100	1	2P	2025	8450	752	1039	257113	27	33	47	1033	1000	984	1	1000	984	961	24	1024	1008	985														
APS 1 @100	1	2P	2026	9051	808	1116	248215	26	36	52	1077	1062	1039	1	1078	1062	1039	23	1101	1086	1062														
APS 1 @100	1	2P	2027	9791	874	1209	242669	26	36	51	1171	1156	1133	1	1172	1157	1134	23	1194	1179	1157														
APS 1 @100	1	2P	2028	10700	950	1322	297817	27	34	54	1282	1266	1242	1	1283	1266	1242	26	1306	1290	1266														
APS 1 @100	1	2P	2029	11800	1190	1450	506327	50	70	100	1375	1344	1299	1	1375	1345	1300	45	1420	1390	1345														
APS 1 @100	1	2P	2030	14319	1407	1770	449220	45	63	90	1702	1675	1635	1	1703	1676	1636	40	1744	1717	1676														
APS 1 @100	1	2P	2031	15247	1539	1889	456983	46	63	90	1822	1795	1755	1	1823	1796	1756	40	1863	1836	1796														
APS 1 @100	1	2P	2032	13536	1316	1671	443191	44	62	89	1605	1578	1538	1	1606	1579	1539	40	1646	1619	1579														
APS 1 @100	1	2P	2033	11500	1188	1417	455981	45	63	91	1349	1321	1281	1	1350	1323	1282	41	1391	1364	1323														
APS 1 @100	1	2P	2034	8991	830	1059	233646	29	41	59	1065	1048	1022	1	1067	1049	1023	26	1091	1075	1049														
APS 1 @100	1	2P	2035	8335	749	1025	220246	30	42	60	980	962	936	1	982	964	937	27	1009	991	964														
APS 1 @100	1	2P	2036	7578	682	932	261701	27	38	54	892	876	851	1	893	877	853	24	917	901	877														
APS 1 @100	1	2P	2037	6933	626	851	209420	28	39	56	899	793	768	1	911	794	769	25	896	819	794														
APS 1 @100	1	2P	2038	6403	585	784	270729	28	36	56	743	726	701	1	744	728	703	25	769	733	728														
APS 1 @100	1	2P	2039	6027	551	737	263999	27	38	54	697	681	657	1	698	682	658	25	723	707	682														
APS 1 @100	1	2P	2040	5458	503	666	260720	27	37	53	626	611	587	3	629	613	589	24	653	637	613														
APS 1 @100	1	2P	2041	5438	494	651	291385	29	41	59	617	600	573	3	620	602	576	27	647	629	603														
APS 1 @100	1	2P	2042	5223	477	635	281929	29	40	57	592	575	550	3	595	578	552	26	621	604	578														
APS 1 @100	1	2P	2043	5010	459	608	288675	29	40	58	565	547	522	3	567	550	524	27	594	576	551														
APS 1 @																																			