



O SETOR DE ÓLEO E GÁS BRASILEIRO EM UM CONTEXTO DE EMISSÕES LÍQUIDAS NULAS (NET ZERO EMISSIONS)

Elaborada pelo Laboratório Cenergia/PPE/COPPE/UFRJ

Em parceria com:

Apresentação

A Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, na sigla em inglês) do Brasil projeta uma redução de 50% das emissões de Gases do Efeito Estufa (GEEs) até 2030 em relação ao ano de 2005 e visa a neutralidade das emissões em 2050. O alcance desses objetivos passa diretamente pelo setor de energia e tem desdobramentos particularmente importantes para o setor de óleo e gás (O&G) que, além de buscar caminhos para a redução das suas próprias emissões, poderá contribuir de forma decisiva.

Diante desse contexto, o setor energético brasileiro se destaca em função de suas potencialidades. Em 2021, as energias renováveis corresponderam a cerca de 45% da matriz energética brasileira, o que coloca o país em destaque em termos de transição energética¹. O país também conta com uma indústria de O&G robusta e que deve atrair, ao longo dos próximos 10 anos, mais de US\$ 200 bi² em investimentos, além de proporcionar, em média, mais de 700 mil postos de trabalho por ano no período³.

Além da sua importância em termos socioeconômicos e de segurança energética, a *expertise* técnica, a cultura de inovação, a capacidade de mobilização de recursos para viabilizar investimentos, os recursos de engenharia e de gerenciamento de projetos em larga escala também são características associadas às grandes empresas de O&G. Assim, a construção de um futuro descarbonizado tem pela frente um caminho de desenvolvimento tecnológico que pode ser construído com contribuições importantes vindo da indústria de O&G.

O setor também tem papel importante na cadeia produtiva das energias renováveis. Um exemplo é a fabricação de equipamentos voltados para a geração solar fotovoltaica. Por estar altamente concentrada na China e ser intensiva em eletricidade, estima-se que atualmente a participação dos combustíveis fósseis nessa cadeia produtiva é de cerca de 70%⁴. Vale destacar também a participação do setor de O&G no desenvolvimento de tecnologias convergentes com o processo de transição energética como é o caso dos mecanismos de captura e armazenamento de carbono e das renováveis *offshore*.

O maior engajamento das principais *majors* do setor na transição energética também pode ser constatado por meio da evolução dos investimentos destas em tecnologias voltadas para energias renováveis ao longo dos últimos anos. Para 2022 estima-se que esse volume seja superior a US\$ 16 bi, cerca oito vezes o valor verificado em 2015⁵.

Há, portanto, uma mobilização dentro do setor de O&G e reflexos também podem ser percebidos na atuação do IBP como entidade representativa. Com relação a este aspecto, vale destacar algumas das importantes atividades conduzidas pelo Instituto como, por exemplo, o projeto de impacto da precificação de carbono e a elaboração do primeiro inventário de emissões de gases de efeito estufa do setor de O&G. Além disso, o IBP também se posiciona no âmbito da transição energética com base em pilares da atuação do setor de O&G para uma trajetória de descarbonização até 2050.

Buscando trazer materialidade ao posicionamento do IBP frente ao processo de transição energética, foi identificada a necessidade de estudos técnicos para um *roadmap* tecnológico para descarbonização e é neste contexto que ganhou forma o projeto de pesquisa "**O setor de O&G brasileiro em um contexto de emissões líquidas nulas de carbono (*net zero carbon emissions*)**". A concretização do trabalho se deu no final de 2021 com o alinhamento entre o

Comitê de Transição Energética, a Comissão de Mudanças Climáticas do IBP e os Professores Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo, do Laboratório Cenergia/PPE/COPPE/UFRRJ, especialistas no tema.

O projeto contempla os seguintes estudos específicos:

1. Caracterização das rotas tecnológicas capazes de prolongar a sobrevida do setor de O&G no Brasil;
2. Estimativa de orçamentos de carbono considerando diferentes critérios alocativos para uma transição energética justa no mundo;
3. Realização da modelagem de cenários do papel do setor de O&G para o atendimento de metas nacionais, e do próprio setor, de emissões líquidas nulas de GEEs (ou de CO₂) em 2050;
4. Análise do papel do setor de O&G para que o Brasil atinja emissões líquidas nulas de GEEs (ou de CO₂) em 2050; e
5. Análise das possibilidades para que o próprio setor de O&G brasileiro atinja emissões líquidas nulas de GEEs (ou de CO₂) em 2050.

O primeiro relatório desse projeto engloba os três primeiros estudos específicos e tem como objetivo apresentar uma avaliação de possíveis trajetórias de emissões de GEEs brasileiras considerando diferentes critérios alocativos, além de explorar opções de mitigação e de adaptação para os segmentos de *upstream* e *downstream* no país. Para isso, são apresentadas propostas de alternativas para a mitigação das emissões, além da discussão de oportunidades para o aproveitamento das infraestruturas do setor diante deste novo contexto.

Como desdobramento, o trabalho busca lançar luz sobre as discussões envolvendo a temática da transição energética a partir de uma abordagem integrada ao setor de O&G, mostrando que as atividades desse setor têm sinergias importantes com as necessidades associadas à descarbonização. O primeiro relatório já dá um passo importante nessa direção ao apresentar possíveis rotas tecnológicas para a descarbonização, além de estudos de modelagens que associem as metas nacionais de descarbonização à atuação do setor no país. As próximos etapas do projeto deverão pavimentar um caminho para que sejam alcançadas as melhoras estratégias para o caso brasileiro.

E por fim, não podia deixar de dar um tom pessoal a essa introdução, agradecendo enormemente aos professores Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo, parceiros e orientadores, a quem nutro um carinho e uma admiração profundas; e à equipe técnica do Laboratório Cenergia/PPE/COPPE/UFRRJ, onde tenho o orgulho de ter obtido uma das minhas mais importantes formações. É uma satisfação contar com a qualidade deste trabalho, que mais uma vez mostra a importância da parceria do IBP com grupos qualificados e de altíssimo nível técnico.

Fernanda Delgado
Diretora Executiva Corporativa
IBP

¹ EPE. Balanço Energético Nacional 2022

² Estimativa considerando uma taxa de câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 5,22 (fechamento em 29 de junho de 2022)

³ Projeção do IBP a partir de dados extraídos do Vantage, Leggio (2022), Petrobras (2021) e IBGE (Matriz Insumo Produto 2015)

⁴ IEA, 2022. "Solar PV Global Supply Chains"

⁵ IEA, 2022. "World Energy Investment". Valor estimado tendo como base grupo selecionado de empresas.

Sumário

1. Introdução	3
2. Trajetórias de emissões sob diferentes critérios alocativos.....	6
3. Upstream	14
3.1. <i>Medidas de mitigação no upstream</i>	<i>14</i>
3.1.1. Controle de emissões fugitivas intencionais ou projetadas	15
3.1.1.1. <i>Flaring</i>	<i>16</i>
3.1.1.2. <i>Venting</i> de gás associado	25
3.1.1.3. <i>Venting</i> de tanques de armazenamento	26
3.1.1.4. <i>Venting</i> de sistemas de controle pneumáticos	29
3.1.1.5. <i>Venting</i> de compressores.....	30
3.1.2. Controle de emissões fugitivas não-intencionais	32
3.1.3. Controle de emissões da combustão para usos energéticos.....	34
3.2. <i>Oportunidades para adaptação da infraestrutura do upstream</i>	<i>44</i>
3.2.1. Balanceamento de Portfólio (combustíveis fósseis).....	45
3.2.2. Diversificação de Portfólio (renováveis/tecnologias de baixo carbono)	46
3.2.2.1. Hidrogênio de baixo carbono	46
3.2.2.2. <i>Carbon Capture and Storage / Utilization (CCS/CCUS)</i>	<i>50</i>
3.2.2.3. <i>Eólica offshore</i>	<i>53</i>
3.2.2.4. Alternativas de descomissionamento	55
4. Refino.....	56
4.1. <i>Medidas de mitigação em refinarias</i>	<i>56</i>
4.1.1. Eficiência energética	59
4.1.2. Captura de carbono	65
4.1.3. Integração com fontes renováveis de energia	67
4.2. <i>Oportunidades para adaptação da infraestrutura do refino</i>	<i>69</i>
4.2.1. Processamento de cargas renováveis para produção de hidrocarbonetos líquidos	70

4.2.1.1. Oleaginosas, óleos e gorduras residuais	71
4.2.1.2. Biomassa sacarínea e amilácea	74
4.2.1.3. Biomassa lignocelulósica	75
4.2.1.4. Hidrogênio renovável	80
4.2.1.5. Características gerais.....	81
4.2.1.6. Exemplos de aplicação	87
4.2.2. Processamento de cargas renováveis para produção de hidrogênio	88
4.2.3. Integração refino-petroquímica	89
4.2.4. Reciclagem química	92
5. Comentários finais	93
6. Referências	94

1. Introdução

O cumprimento dos objetivos do Acordo de Paris se traduz na necessidade de redução de emissões globais de gases de efeito estufa (GEEs), com o atingimento de emissões líquidas nulas já nas próximas décadas (Rogelj et al., 2018). Dessa forma, foram estabelecidas ações para combater a mudança climática, através das quais os países se comprometeram a limitar o aquecimento médio global bem abaixo de 2°C, almejando limitá-lo a 1,5°C (UNFCCC, 2022a). A mais recente Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, na sigla em inglês) brasileira prevê uma redução de 50% de suas emissões de GEEs até 2030 em relação ao ano-base de 2005 e visa uma neutralidade de emissões de GEEs em 2050 (UNFCCC, 2022b).

Neste contexto, modelos de avaliação integrada (*Integrated Assessment Models* - IAMs, na sigla em inglês) são ferramentas úteis para analisar estratégias que os países podem adotar para o alcance desses objetivos, assim como estimar seus respectivos custos. Os IAMs auxiliam na avaliação de políticas climáticas a partir da otimização de diferentes cenários, fornecendo um amplo conjunto de informações para a elaboração de um planejamento de longo prazo por parte dos tomadores de decisão de cada país (Nordhaus, 2018; Weyant, 2017).

Assim, além dos cenários mais tendenciais, que buscam atingir metas de mitigação de emissões de GEEs considerando a manutenção das políticas vigentes (Riahi et al., 2021), há aqueles que consideram uma maior adoção de tecnologias de baixo carbono, mudanças comportamentais e a implementação de diferentes políticas climáticas, norteados, em geral, pelos *Shared Socioeconomic Pathways* (SSPs) que indicam possíveis narrativas socioeconômicas do futuro (O'Neill et al., 2017).

Ademais, sendo um objetivo climático global, torna-se necessário identificar o papel de cada país ou região para o seu atendimento. Conforme a literatura técnico-científica, são propostos e avaliados diferentes critérios de alocação de emissões futuras entre países ou regiões, para garantia de uma transição energética justa (Gignac & Matthews,

2015; Höhne et al., 2014; Kanitkar et al., 2013; Matthews, 2016; Pan et al., 2017; Raupach et al., 2014; van den Berg et al., 2020).

Dessa forma, a partir da simulação e dos resultados de custo ótimo de um IAM global desenvolvido e aplicado no CENERGIA/COPPE/UFRJ, este trabalho apresenta os impactos de diferentes critérios alocativos de emissões de GEEs nas trajetórias de emissões brasileiras, de forma a avaliar os desafios e oportunidades do país em reduzir suas emissões de GEEs, contribuindo para os objetivos do Acordo de Paris. Mais especificamente, essa análise também permite avaliar quão aderente é o compromisso brasileiro assumido na última COP, em 2021, de reduzir a zero suas emissões líquidas de GEEs até 2050, assim como papel que o Brasil deveria ter num mundo até 1,5°C mais quente, conforme diferentes critérios alocativos de emissões.

Em diversas trajetórias de descarbonização presentes na literatura, é reconhecido que o setor de óleo e gás (O&G) possui papel primordial no alcance das metas climáticas, já que o uso de combustíveis fósseis é a principal fonte de emissões de dióxido de carbono (CO₂), o mais importante GEE (USEPA, 2021). O sexto relatório do Grupo III do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2022) mostra que trajetórias consistentes com a meta de 1,5°C envolvem um declínio, entre 19 e 54%, no uso do óleo bruto em 2050 referente aos níveis de 2020, e um declínio entre 21 e 61% no uso de gás natural. Por sua vez, estudo da Agência Internacional de Energia (IEA, 2021) indica a diminuição de cerca de 4% ao ano, entre 2020 e 2050, na demanda por óleo como consistente com a trajetória para atingir emissões líquidas nulas de dióxido de carbono globalmente em 2050 no setor de energia. Em relação ao gás natural, o mesmo estudo mostra declínio de mais de 5% ao ano em sua demanda ao longo da década de 2030, taxa que diminui a partir de 2040.

No entanto, muitos projetos de extração e processamento de recursos de óleo e gás, tanto em desenvolvimento quanto os que já se encontram em operação, podem ser inconsistentes com as metas climáticas globais (Höhne et al., 2020; Roelfsema et al.,

2020; SEI et al., 2021) e, portanto, possuem grande risco associado a ativos afundados (*stranded assets*)¹ (Caldecott et al., 2016).

Ainda que estas tendências apontem para a substituição dos produtos formados na indústria de óleo e gás, há particularidades e complexidades neste setor que permitem sua integração a este novo contexto. Tal integração passa por medidas de mitigação das emissões de GEEs nas operações do setor e pelo aproveitamento de sua infraestrutura para novos fins.

Medidas de mitigação são importantes visto que cenários de baixo carbono demonstram que a indústria de óleo e gás ainda desempenhará papel relevante nas próximas décadas, por exemplo para fornecer matéria-prima para o setor petroquímico e para atender setores de difícil descarbonização como o transporte de longa distância (IEA, 2021a). Ademais, embora as emissões referentes à operação do setor de óleo e gás sejam menos importantes do que aquelas derivadas do consumo final de seus produtos (McKinsey, 2020), elas também requerem atenção. Em 2015, 9% dos GEEs lançados globalmente na atmosfera estavam relacionados às operações desta indústria (McKinsey, 2020). Portanto, é fundamental que empresas de óleo e gás se empenhem para minimizar estas emissões operacionais (ou de escopos 1 e 2), possibilitando assim a entrega de produtos menos intensivos em carbono (IEA, 2020a).

Por sua vez, o aproveitamento da infraestrutura do setor para novos fins é essencial, já que a grande contribuição em termos de emissões de GEEs desta indústria (mais de três quartos) está atrelada ao consumo final dos produtos (McKinsey, 2020). O emprego de ativos do setor em oportunidades alinhadas a objetivos de baixo carbono, portanto, diminui os riscos associados à efetividade da transição energética, como os possíveis custos afundados da cadeia de petróleo mencionados anteriormente (Caldecott et al., 2016).

¹ Ativos que, em algum momento anterior ao final de sua vida útil, deixam de prover retorno econômico, em geral como resultado de mudanças externas, por exemplo, decorrentes da transição para uma economia de baixo carbono (IRENA, 2017b).

Desta maneira, o presente estudo visa a avaliar o papel do setor de óleo e gás brasileiro em um contexto de atingimento, em nível nacional, de emissões líquidas nulas tanto de dióxido de carbono (*net zero carbon emissions*) como também de GEEs (*net zero greenhouse gas (GHG) emissions*) em 2050. Neste primeiro produto, discutem-se trajetórias de emissões de GEEs brasileiras sob a ótica de diferentes critérios alocativos (Capítulo 2) e, na sequência, são avaliadas opções de mitigação e oportunidades para aproveitamento da infraestrutura do setor nos segmentos de *upstream* (Capítulo 3) e refino (Capítulo 4). Em seguida, são feitos comentários finais de forma a resumir os pontos principais do relatório (Capítulo 5).

2. Trajetórias de emissões sob diferentes critérios alocativos

Como mencionado anteriormente, os IAMs são utilizados para a avaliação de políticas climáticas a partir da elaboração de cenários de médio e longo prazo, que são construídos a partir de um conjunto de premissas e restrições. O orçamento de carbono remanescente é uma das restrições mais importantes, visto que limita o aumento de temperatura média global de acordo com a meta climática desejada.

Os orçamentos de carbono remanescente representam a quantidade máxima de dióxido de carbono equivalente ($\text{CO}_{2\text{eq}}$) que pode ser emitida até o fim do século para limitar o aumento da temperatura média da superfície global a determinado nível em relação aos níveis de temperatura do período pré-industrial (IPCC, 2019). Tais orçamentos estão relacionados a uma probabilidade de se manter este aumento da temperatura. Além das emissões de dióxido de carbono, esta estimativa também leva em conta as contribuições de outros GEEs, como metano (CH_4) e óxido nitroso (N_2O), que apresentam um ciclo de vida menor do que o dióxido de carbono na atmosfera, mas maiores potenciais de aquecimento.

Dessa forma, os diferentes orçamentos de carbono remanescente são utilizados em IAMs como restrição em cenários de baixo carbono, limitando as emissões para o alcance de ambições climáticas específicas. A partir dos resultados de otimização desses modelos, obtêm-se as denominadas trajetórias de emissões (globais e regionais), que

são classificadas de acordo com sua trajetória de temperatura ao longo do tempo (Riahi et al., 2021).

Assim, os cenários mais conhecidos são as trajetórias de 1,5°C e 2°C, que correspondem aos orçamentos de carbono remanescentes a um aumento de temperatura de 1,5°C e 2°C, respectivamente, acima dos níveis pré-industriais até o fim do século, podendo ou não haver *overshooting*². Portanto, um mesmo orçamento de carbono permite o alcance de determinada temperatura por diferentes caminhos, ou seja, por diferentes trajetórias de emissões, que normalmente sofrem alterações de acordo com as políticas climáticas estabelecidas em cada cenário.

O estudo de van den Berg et al. (2020) discute as implicações de diferentes abordagens de compartilhamentos de esforços (*effort-sharing*) entre países para o alcance de uma ambição climática desejada. Dessa forma, são propostos seis critérios de alocação de emissões baseados em princípios de equidade, são eles: *grandfathering*, convergência *per capita* imediata, convergência *per capita*, emissões *per capita* acumuladas iguais, aptidão a pagar e *greenhouse development rights*.

A partir desses princípios são propostas duas abordagens de distribuições de emissões entre os países: a partir do orçamento global de carbono remanescente ou da trajetória global de emissões. A principal diferença entre elas é que a primeira permite diferentes trajetórias regionais de emissões para o alcance do orçamento de carbono global, enquanto a segunda delimita as trajetórias regionais de acordo com a trajetória global pré-estipulada. Neste estudo, adota-se a abordagem da trajetória global de emissões para o cálculo das trajetórias brasileiras.

Deste modo, esta seção busca avaliar as trajetórias de emissões de um cenário de 1,5°C sob a ótica de diferentes critérios de alocação de emissões entre países ou regiões, e compará-las com o resultado de custo ótimo (CO), em que a distribuição de emissões

² Cenários que permitem o *overshoot* de temperatura possibilitam que o limite de aquecimento seja ultrapassado temporariamente ao longo da trajetória, porém são altamente dependentes de tecnologias de emissões negativas para limitarem o aumento de temperatura máximo desejado até o ano de 2100 (IPCC, 2019; Riahi et al., 2021). A possibilidade *overshoot* de temperatura pode também levar a impactos irreversíveis da Mudança Climática Global, não obstante o uso de tecnologias de emissão negativa após o pico de temperatura.

entre países ou regiões se dá pela solução de mínimo custo do modelo IAM - isto é, a alocação, nesse caso, se baseia no diferencial de países ou regiões em relação ao custo de abatimento de emissões: países ou regiões com menor custo de abatimento de emissões reduzem relativamente mais suas emissões.

Em relação aos critérios de equidade, a abordagem **grandfathering** (GF) se baseia no princípio da soberania, ou seja, considera que os países poluidores adquiriram “direitos de emitir” devido ao costume e uso de fontes fósseis (van den Berg et al., 2020). Portanto, este método defende que a trajetória de emissão (ou o orçamento de carbono remanescente) de certo país deve ser proporcional ao total atual emitido (Höhne et al., 2014; Pan et al., 2017).

A abordagem de **convergência per capita imediata** (IEPC, na sigla em inglês) se baseia no princípio da igualdade, ou seja, defende que todos os seres humanos têm direitos individuais iguais sobre bens coletivos globais (Pan et al., 2017; van den Berg et al., 2020), de modo que deve ser alcançada uma convergência *per capita* imediata nas emissões dos países. Dessa forma, considera as projeções de distribuição populacional.

A abordagem de **convergência per capita** (PCC, na sigla em inglês) se baseia nos princípios da soberania e da igualdade, sendo uma combinação dos dois critérios mencionados anteriormente. Assim, estabelece-se a trajetória de emissão (ou o orçamento remanescente de carbono) do país tanto em relação ao nível de emissão atual quanto à distribuição populacional (van den Berg et al., 2020).

A abordagem de **emissões per capita acumuladas iguais** (ECPC, na sigla em inglês) se baseia nos princípios da igualdade e responsabilidade, em que este último defende que emissões históricas devem ser consideradas para a distribuição do orçamento de carbono devido à grande desproporção de emissões históricas realizadas pelos países desenvolvidos. Assim, considera projeções de distribuição populacional e também leva em conta débitos (ou créditos) relacionados às emissões históricas (Raupach et al., 2014; van den Berg et al., 2020). Esse critério é calculado apenas pela abordagem de orçamento de carbono e, portanto, não é considerado neste estudo.

A abordagem **greenhouse development rights** (GDR) defende os princípios de responsabilidade, capacidade e necessidade, em que o penúltimo refere-se à

capacidade de um país de arcar com os custos da transição energética e o último refere-se à necessidade de um país se desenvolver. Assim, o critério visa assegurar o direito dos indivíduos em atingirem um nível digno de desenvolvimento humano sustentável. Sua alocação utiliza o indicador *Responsibility-Capacity Index* (RCI) que considera o PIB *per capita*, medidas de distribuição de renda e emissões históricas (van den Berg et al., 2020).

Finalmente, a abordagem de **aptidão a pagar** (AP) se baseia nos princípios de capacidade e necessidade. Essa abordagem considera que metas de redução de emissões (ou de orçamento de carbono) no cenário de base (*baseline*) sejam alocadas com base no PIB *per capita* dos países (Pan et al., 2017; van den Berg et al., 2020).

A Figura 1 resume as premissas consideradas nos cálculos de cada critério de equidade considerado neste estudo e da abordagem de custo ótimo (CO).

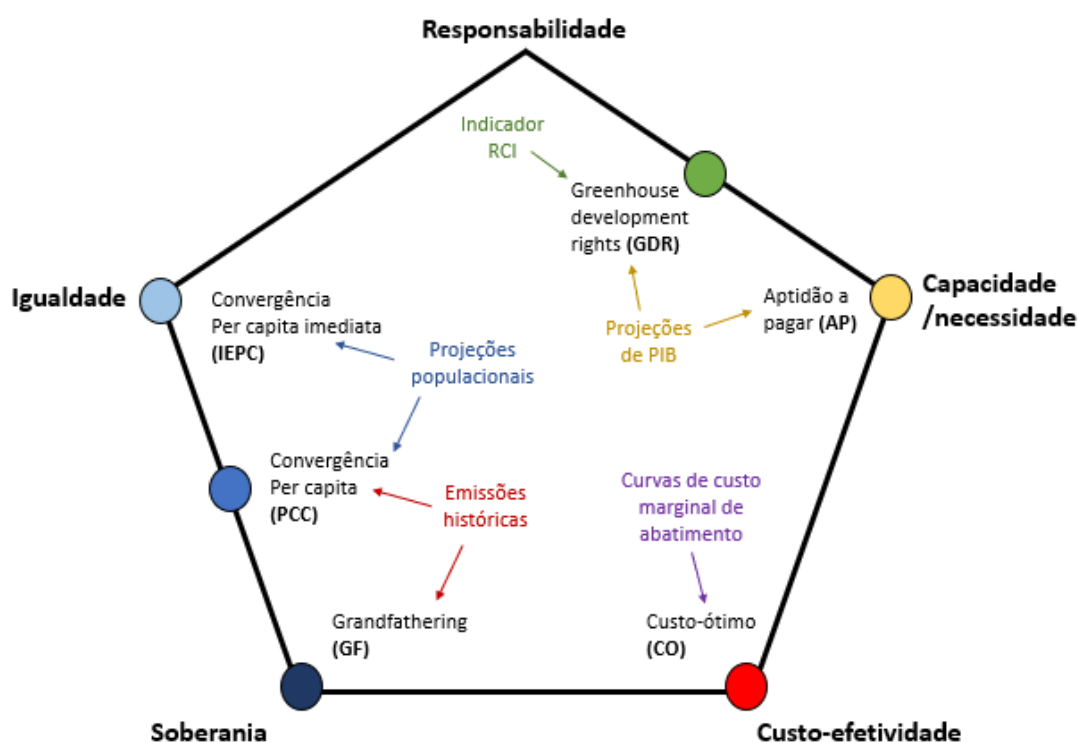


Figura 1: Abordagens de critérios de equidade e custo ótimo. Fonte: adaptado de Riahi et al. (2021).

Com a finalidade de analisar os impactos da adoção desses critérios nas trajetórias de emissões brasileiras de longo prazo, utilizam-se os resultados de um IAM global para

o cálculo das novas trajetórias do país considerando as abordagens de equidade descritas acima.

Dessa forma, adota-se como base um cenário do modelo COFFEE³, com orçamento global de carbono remanescente de 400 GtCO₂ de 2018 a 2100, que equivale a um aquecimento global de 1,5°C com 50% de probabilidade (Riahi et al., 2021). Opta-se por um orçamento de carbono mais restritivo, visto que indica desafios compatíveis ao objetivo de zerar emissões líquidas até meados do século. Assim, utiliza-se a metodologia descrita por van den Berg et al. (2020) para os cálculos das trajetórias de emissões de GEEs do Brasil considerando as abordagens de critérios de equidade.

A Figura 2 e a Figura 3 apresentam os resultados das trajetórias de emissões brasileiras de GEEs e dióxido de carbono, respectivamente, segundo as abordagens de critério de equidade e custo ótimo. Observa-se que, ao considerar critérios de equidade para a alocação de emissões do Brasil, as trajetórias de GEEs e dióxido de carbono são bem menos restritivas do que a trajetória de custo ótimo definida pelo modelo COFFEE. Não obstante, em todos os casos percebe-se a necessidade de redução de emissões em todo o período de análise, em particular na presente década (2020-2030), porém segundo diferentes taxas de redução.

³ O modelo COFFEE (Drouet et al., 2021; Harmsen et al., 2021; Hasegawa et al., 2021; Riahi et al., 2021; Rochedo et al., 2021; Roelfsema et al., 2020; van Soest et al., 2021) é um IAM global que representa os principais setores da economia (energético, edifícios residenciais e comerciais, transporte de passageiros e cargas, indústria e resíduos) e o uso do solo de dezoito regiões globais. Entre as regiões, destacam-se os países do BRICS (Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul) e outras grandes economias mundiais (África, Austrália e Nova Zelândia, Canadá, América Central, Região Cáspia, Europa Ocidental, Japão, Coreia do Sul, Oriente Médio, Resto da Ásia e Oceania, Resto da América do Sul, Estados Unidos da América e Resto da Europa). Trata-se de um modelo de programação linear, cuja função-objetivo é a minimização de custo de todo o sistema energético e uso do solo, simultaneamente, para alcançar a demanda de energia e de alimentos, sujeitos a restrições. Esse modelo gerou uma das cinco trajetórias ilustrativas do último relatório de avaliação do Grupo III do IPCC (*Assessment Report 6 - WGIII*), sendo reconhecido com um dos mais importantes IAMs globais e o único desenvolvido e aplicado por centro de pesquisa fora da OCDE.

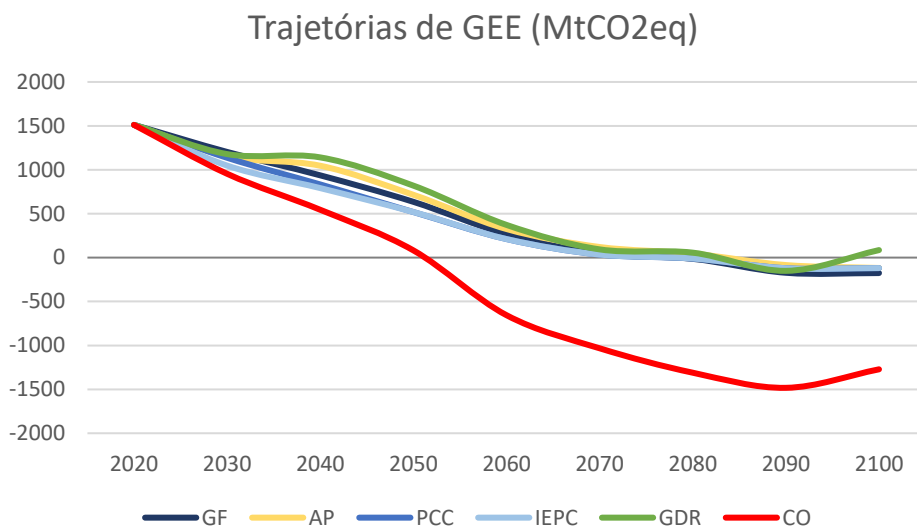


Figura 2: Trajetórias de emissões de GEEs do Brasil considerando critérios de equidade e custo ótimo.
Fonte: elaboração própria.

Dessa forma, o Brasil apresenta vantagens ao considerar aspectos de equidade para os cálculos de suas emissões futuras. Em contraposição ao cenário de custo ótimo, que estabelece o atingimento de emissões líquidas nulas de GEEs do país em 2051, as trajetórias de equidade indicam o alcance de *net zero GHG* no país cerca de vinte a trinta anos depois. De certo modo, verifica-se que a ambição anunciada pelo governo brasileiro na COP de 2021 é consistente com a trajetória de custo ótimo, portanto.

Desde já, no entanto, todas as trajetórias de GEEs indicam uma grande necessidade de restrição das emissões brasileiras. As trajetórias dos critérios de equidade indicam uma redução brusca das emissões de GEEs, que decrescem à metade entre 2045 e 2050 comparadas aos níveis de 2020.

Ademais, essas reduções devem vir, principalmente, do uso do solo, sendo indispensável o controle efetivo do desmatamento no Brasil, que é a estratégia de mitigação de menor custo e maior potencial no país.

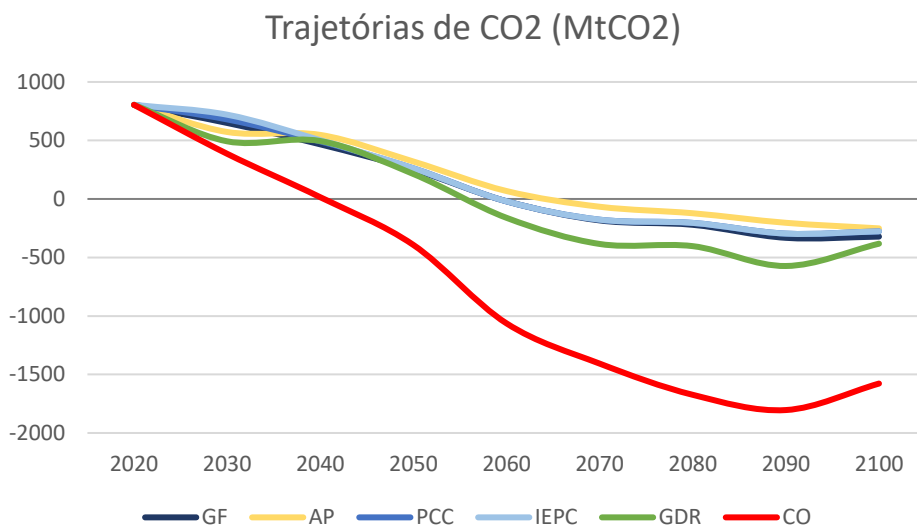


Figura 3: Trajetórias de emissões de dióxido de carbono do Brasil considerando critérios de equidade e custo ótimo. Fonte: elaboração própria.

Com relação as trajetórias de emissões de dióxido de carbono brasileiras, o resultado de custo ótimo indica o alcance de *net zero CO₂* em 2040, enquanto as trajetórias que consideram critérios de equidade prevêem o atingimento de emissões nulas líquidas entre 2055 e 2065. Ao comparar as Figuras 2 e 3, observa-se que as trajetórias de dióxido de carbono antecipam as trajetórias de GEEs em aproximadamente quinze anos, ou seja, para que o país seja *net zero GHG* precisa se tornar *net zero CO₂* cerca de quinze anos antes.

Além disso, a Figura 4 apresenta os orçamentos de dióxido de carbono alocados ao Brasil de 2010 a 2050 do cenário de 1,5°C para cada critério de equidade, comparando-os com o orçamento de custo ótimo. Observa-se que, enquanto o custo ótimo do cenário de 1,5°C aloca ao Brasil um orçamento na ordem de 14 GtCO₂, os critérios alocativos se aproximam do orçamento de custo ótimo de um cenário de 2°C, equivalente a 26 GtCO₂ (Riahi et al., 2021). Portanto, os critérios de equidade não diferem muito em relação ao limite total de emissões de dióxido de carbono até 2050 e, também, são bem próximos do orçamento de custo ótimo de 2°C, indicando que um Brasil *justo* num mundo de aquecimento de até 1,5°C equivale a um Brasil custo ótimo num mundo de 2,0°C.

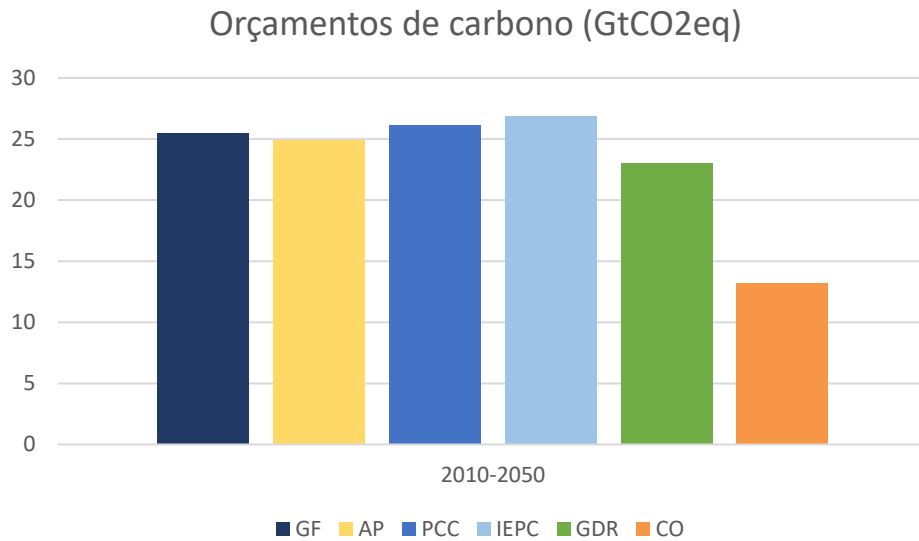


Figura 4: Orçamentos de carbono remanescente para o Brasil considerando critérios de equidade e custo ótimo. Fonte: elaboração própria.

Ademais, conforme foi demonstrado anteriormente, nenhum dos critérios de equidade se aproxima da ambição proposta pela NDC brasileira, que visa uma neutralidade de GEEs no ano de 2050. De fato, a trajetória de custo ótimo é a que mais se aproxima da NDC brasileira. Isso pode ser explicado, em grande parte, devido aos critérios de equidade restringirem principalmente as emissões de países desenvolvidos, enquanto os países em desenvolvimento passam por uma transição mais lenta. Porém, sob um aspecto de justiça, isso não necessariamente representa *equidade* entre as regiões, pois permite que os países em desenvolvimento continuem fazendo uso de fontes energéticas que não serão mais um padrão no futuro, enquanto os países desenvolvidos transitam para uma matriz energética majoritariamente renovável. Portanto, é importante considerar uma transição mais rápida para os países em desenvolvimento como, por exemplo, a partir de pacotes de investimentos em tecnologias de baixo carbono financiados por países desenvolvidos aptos a arcarem com a transição, conforme discutido no âmbito do Acordo de Paris.

Dessa forma, com o objetivo de avaliar o papel do setor de óleo e gás brasileiro em um contexto de atingimento de emissões líquidas nulas em 2050, as próximas seções discutem sobre opções de mitigação e oportunidades de adaptação nos segmentos de *upstream* e refino de petróleo.

3. Upstream

3.1. Medidas de mitigação no *upstream*

O segmento *upstream*, que concentra as atividades de exploração e produção (E&P), responde por cerca de dois terços das emissões operacionais do setor de óleo e gás (McKinsey, 2020). Emissões de GEEs podem se dar através de múltiplas fontes em diferentes processos/equipamentos do segmento e variam conforme diferentes fatores, tais como: presença ou não de infraestrutura para comercialização de gás, características do reservatório, idade do campo, as técnicas de produção adotadas, a localização e questões relativas à logística, além de questões regulatórias e as práticas de controle de emissões aplicadas (IOGP, 2022). Dados mostram, por exemplo, que óleos com grau API ≤ 20 podem ser em média três vezes mais intensivos em emissões de carbono do que aqueles com grau API ≥ 50 . De maneira geral, além de campos produtores de óleos mais pesados, campos *offshore* e ativos maduros tendem a ser mais emissores por envolverem operações mais energo-intensivas (McKinsey, 2019).

Apesar de o volume de GEEs emitido variar de acordo com todos os parâmetros citados anteriormente, usualmente a maior parcela de emissões do E&P (em torno de 70-75%) deriva da combustão de fontes fósseis a fim de prover energia para as suas próprias instalações e processos produtivos (Wood Mackenzie, 2021a) (OGCI, 2020).

O dióxido de carbono e o metano são os principais gases emitidos no setor. Emissões resultantes da combustão consistem majoritariamente em dióxido de carbono. Outra relevante fonte emissora deste gás no *upstream* é o *flaring*. No caso das emissões de metano, destacam-se o *venting* e as emissões fugitivas não intencionais. Emissões de óxido nitroso também são relatadas, mas suas contribuições são mínimas e, portanto, não são abordadas neste estudo.

Atualmente, são conhecidas diferentes oportunidades para redução de emissões de GEEs nas atividades de E&P, para minimizar emissões tanto de dióxido de carbono quanto de metano. Tais oportunidades contemplam desde medidas simples amplamente difundidas na indústria, até outras mais complexas e custosas, que dependem do emprego de tecnologias ainda em estágios iniciais de desenvolvimento.

O levantamento das medidas de mitigação e oportunidades de adaptação para realização do presente estudo foi mais direcionado ao ambiente *offshore*, tendo em vista que a produção *onshore* no Brasil contribui atualmente com apenas cerca de 7% da produção total, apresentando ainda tendência de declínio acentuado nas próximas décadas. Ênfase também foi dada ao ambiente do pré-sal, principal área produtora de petróleo no Brasil desde 2017 (~70% da produção nacional (ANP, 2021a) e à unidade produtora consagrada para águas profundas, os navios FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*). No entanto, cabe mencionar que muitas das tecnologias a serem discutidas a seguir seriam aplicáveis tanto em processos *offshore* quanto em *onshore*.

Para um melhor entendimento de medidas adotadas no âmbito nacional, suas perspectivas futuras de implementação e da diversificação das atividades do setor, é importante observar que, além da Petrobras, que respondeu por 93% da produção nacional como operadora em 2021 (ANP, 2021a), atuam também no ambiente *offshore* multinacionais, em particular as “Majors” europeias, que usualmente apresentam os melhores indicadores de performance em carbono do setor (Shell, Total, Equinor, Petrogal, Repsol), ao menos em nível mundial, e altos recursos para investimentos em tecnologias de baixo carbono.

A seguir são apresentadas as principais fontes emissoras associadas as atividades de E&P e as melhores tecnologias identificadas na literatura para reduzir ou mesmo eliminar emissões.

As fontes emissoras do *upstream* foram agrupadas em três categorias principais, em alinhamento com a metodologia de inventários do IPCC (IPCC, 2006): fugitivas intencionais ou projetadas (*flaring* e *venting*); fugitivas não-intencionais (vazamentos inesperados) e emissões provenientes da combustão para atender as demandas energéticas das atividades de E&P.

3.1.1. Controle de emissões fugitivas intencionais ou projetadas

De acordo com IPCC (2006), são consideradas emissões fugitivas intencionais aquelas que são esperadas de acontecer, ou seja, quando a condução das operações/processos e o funcionamento de equipamentos foram projetados já

considerando que haveria a necessidade de lidar com um gás excedente/residual. Neste grupo, encontram-se as práticas de *flaring* e *venting*:

3.1.1.1. *Flaring*

A queima do gás natural em *flare* resulta na liberação de volumes expressivos de dióxido de carbono para a atmosfera. Em alguns países, o *flaring* se estabeleceu como prática corriqueira da indústria sob nenhuma restrição, o que contribui com a adição indevida e desnecessária de volumes significativos de GEEs na atmosfera. Segundo o Banco Mundial (The World Bank, 2022a), a quantidade de gás natural queimado na indústria de petróleo e gás em 2020 atingiu 1,43 trilhões de metros cúbicos. Com relação ao *upstream*, cerca de 22% das emissões do segmento podem ser atribuídas à prática do *flaring* (Masnadi et al., 2018).

O *flaring* pode ser classificado em dois tipos principais:

Flare de rotina

O *flare* de rotina ocorre quando o gás associado excedente e gases residuais resultantes de operações da plataforma são queimados de forma permanente ou semipermanente. Desde 2015, uma iniciativa do Banco Mundial denominada *Global Gas Flaring Reduccion Partnership* (GGFR) vem impulsionando o desenvolvimento e emprego de novas tecnologias para combater esta prática e o fortalecimento da regulação em vários países para a adoção de medidas mais restritivas no que diz respeito a essa questão. Como signatários desta iniciativa, diversas empresas e países se comprometeram a importante meta de eliminar o *flare* de rotina até 2030.

Regulações que imponham limites ao *flaring* são tidas como um caminho promissor para redução das emissões desta prática. Um exemplo de sucesso neste sentido é o caso da Noruega, aonde, em 1971, o governo introduziu o banimento do *flare* de rotina, passando a requerer a apresentação de planos para a utilização do gás associado dos operadores juntamente com o plano de desenvolvimento dos campos, além de submeter a prática à taxaço de carbono (Wood Mackenzie, 2021a).

No cenário brasileiro, desde 2000, a ANP já sinaliza a necessidade de se direcionar esforços para aumentar o aproveitamento do gás natural nas operações de produção

de óleo e gás, impondo limitações relacionadas ao *flare* de rotina, como por exemplo, restringindo os volumes de queima e períodos de execuções dos Testes de Longa Duração (TLDs).

Atualmente, na indústria brasileira *offshore*, o *flare* de rotina é pouco utilizado. Conforme ANP (2020) o índice de reaproveitamento de gás associado em unidades de produção no país, conhecido como Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA) deve ser de no mínimo 97%. Esta limitação reforça as restrições da ANP com relação às queimas e perdas de gás no território nacional, as quais impulsionam melhores performances das operadoras no que se refere a essa questão. Como resultado, a evolução destes indicadores no país apresentou melhorias significativas na última década. Na Figura 5, é possível perceber que entre os anos de 2009 e 2021, o volume de queimas e perdas de gás no país sofreu uma redução de 64%, com o IUGA atingindo cerca de 98% em 2021 (ANP, 2021a).

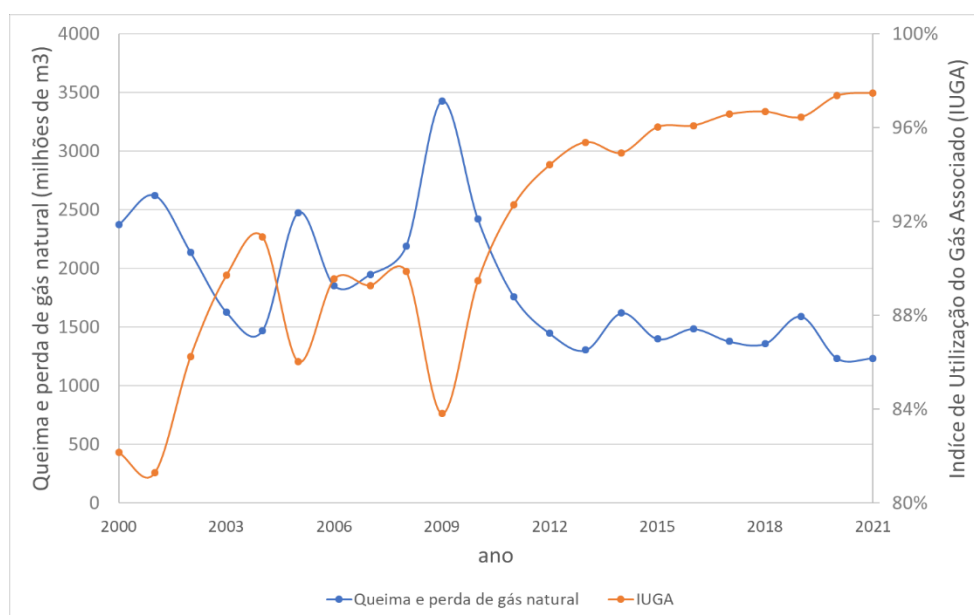


Figura 5: Evolução histórica da queima de gás e do IUGA. Fonte: elaboração própria a partir dos dados da ANP (2021a).

O avanço alcançado permitiu ao país estar ranqueado dentre os países produtores de óleo com melhores indicadores de intensidade do flare, sendo inclusive destacado como exemplo de sucesso regulatório a ser seguido por países mais atrasados nesta questão (The World Bank, 2022b). Blanco (2016) também destaca que emissões atribuídas ao *flare* nas plataformas na costa brasileira foram significativamente menores

em comparação às de plataformas instaladas em nível mundial, ressaltando a importância do impacto das regulações adotadas pela ANP, além do acompanhamento destes processos pelo IBAMA.

Cabe ressaltar também que a Petrobras é uma das signatárias do acordo do Banco Mundial, tendo se comprometido a zerar o *flare* de rotina em suas operações até 2030. Recentemente, a companhia reportou que a implantação do *flare* fechado é uma das medidas para a qual será deslocada importante parcela do orçamento do plano de descarbonização das suas atividades de produção de petróleo e gás natural, o qual teve seu orçamento total estimado no plano de negócios da companhia em US\$ 850 milhões até 2024 (EPBR, 2019). Outras operadoras atuantes no *offshore* brasileiro também são signatárias do acordo.

Flare de emergência

O *flare* de emergência é uma medida de segurança padrão amplamente adotada em instalações de produção de óleo e gás. Seu propósito é permitir que qualquer gás excedente e inesperado que venha a se acumular durante as operações seja queimado de forma segura e eficaz. Desta forma, é aplicado a fim de se evitar o escapamento/acúmulo de gases inflamáveis na atmosfera, minimizando os riscos às pessoas, às instalações e ao meio ambiente.

Esta tipologia de *flare* envolve situações temporárias (horas ou dias) em que surge a necessidade de um alívio rápido de pressão a fim de evitar um acidente, como, por exemplo, quando se tem um *kick* durante a perfuração de poços.

Dada sua característica de segurança operacional, ao contrário do *flare* de rotina, o *flare* de emergência ainda deve persistir por um bom tempo nas operações de E&P (Alsuwailem, 2021). Entretanto, emissões resultantes do *flare* de emergência também podem ser minimizadas através da adoção de projetos de engenharia de sistema integrados em ativos novos e existentes (IEA, 2021b).

Eficiência do *flare*

Além das emissões de dióxido de carbono, quantidades significativas de metano também podem ser liberadas na atmosfera como resultado de combustão incompleta

no *flare*. A eficiência de queima no *flare* vai depender de múltiplos fatores, associados ao *design* do queimador (ex: diâmetro), às condições operacionais (ex: composição e velocidade de saída do gás) e às condições ambientais (ex: velocidade do vento, umidade do ar no momento da queima) (UNECE, 2019).

A idade do campo também influencia na eficiência de combustão. A medida que a produção começa a entrar em declínio, as vazões do gás direcionado para queima vão diminuindo e, em consequência, permitem que a chama do *flare* seja mais facilmente afetada por condições ambientais, como ventos mais fortes ou mais variáveis, o que pode resultar na diminuição da eficiência ou até mesmo extinguir totalmente a chama, o que significa que o gás é liberado diretamente para a atmosfera (IEA, 2021b).

Em equipamentos devidamente projetados e sob condições ambientais ideais, a eficiência de queima na tocha do *flare* atinge cerca de 98% (IPIECA, 2018). Contudo, condições adversas e falhas de projeto acarretam perdas de eficiência, comumente permitindo que níveis de eficiência bem mais baixos sejam praticados na indústria (valores entre 60-70% foram reportados). Considerando as práticas correntes de operação e manutenção adotadas pela indústria, além das regulações vigentes no que se refere a essa prática, estima-se 92% como uma média padrão para essa eficiência em nível global (IEA, 2021b).

Segundo Hargreaves (2019), quando comparada a composição das emissões provenientes do *flare* em atividades de E&P em três países, Canadá, Reino Unido e Brasil (Petrobras), constatou-se que a eficiência de queima nas plataformas brasileiras foi inferior, com um percentual de metano em sua composição de 21% enquanto nos outros dois países esse percentual respondia por 11 e 12%, respectivamente. Além disso, dados da Petrobras demonstraram que a fonte emissora que mais contribuiu para as emissões de metano nas operações de E&P da companhia em 2017 foi o *flaring* (36%), ultrapassando as emissões de metano por *venting* (35%). Portanto, é imprescindível se atentar para as condições de eficiência da queima no *flare* no país.

Melhores Tecnologias Disponíveis

Uma das principais medidas para eliminar o *flare* de rotina é prover um destino útil para o gás associado produzido no campo. Diferentes alternativas estão disponíveis aos

operadores, mas incorrem em custos e podem vir a diminuir sua rentabilidade, caso o gás não seja comercializável. Portanto, tais alternativas devem ser cuidadosamente analisadas previamente ao plano de desenvolvimento do campo, levando-se em consideração sua aplicabilidade para diferentes escalas de projeto. A Figura 6 traz um demonstrativo das tecnologias sendo consideradas para uso do gás associado a nível mundial por escala de projeto.

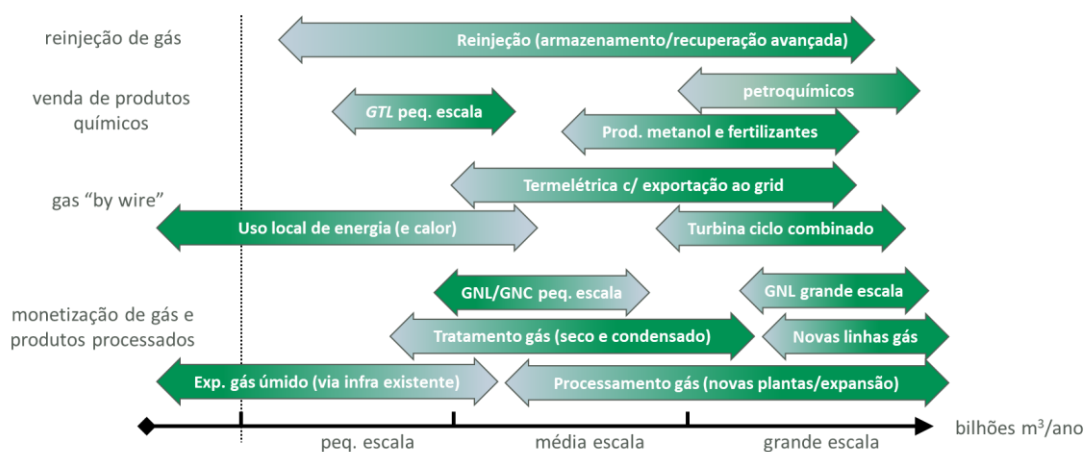


Figura 6: Opções de utilização de gás por escala de projeto. Fonte: adaptado de IOGP (2021).

O uso do gás natural para a geração de energia na própria unidade de produção é uma das opções mais difundidas na indústria. Neste caso, o gás proveniente do reservatório (ou fração deste gás) é direcionado a um processo de separação e tratamento para ser utilizado como combustível nas turbinas ou motores alternativos. Em plataformas *offshore* em águas brasileiras, o aproveitamento do gás para a geração elétrica é uma prática consolidada.

Outra alternativa aplicada no caso brasileiro é a reinjeção deste gás no próprio reservatório, com vistas a manutenção de pressão e recuperação avançada de óleo (EOR, na sigla em inglês), uso que tem sido adotado na maior parte dos campos do pré-sal nos últimos anos. Tendo em vista as características peculiares deste gás (altas concentrações de dióxido de carbono, entre 10-45%), a ausência de infraestrutura de escoamento e a obrigação de aproveitamento de gás associado, esta tem sido frequentemente a solução para o gás associado em detrimento do *flare* de rotina (ANP, 2020; EPE, 2020).

As demais medidas de mitigação/alternativas tecnológicas apresentadas na Figura 6, no caso brasileiro, não incorreriam diretamente na redução de emissões, mas sim na minimização dos volumes de gás reinjetados. Sendo assim, tais tecnologias devem ser encaradas como opções de monetização do gás natural e não para eliminação de emissões do *flare* de rotina.

Um estudo desenvolvido através de uma parceria entre a EPE, PPSA, BNDES, MME e ANP (EPE, 2020) explora oportunidades para monetização do gás natural do pré-sal, considerando suas particularidades, como os altos teores de dióxido de carbono no gás e a distância dos campos até a costa.

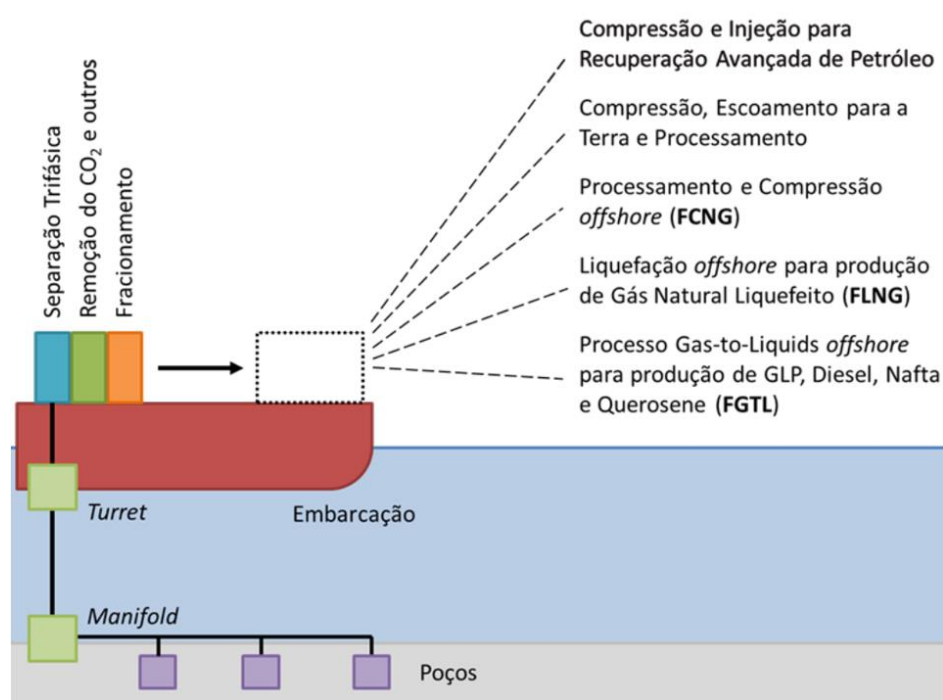


Figura 7: Alternativas para monetização do gás natural do pré-sal. Fonte: EPE (2020).

Ademais, o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI) recentemente se propôs a financiar projetos de desenvolvimento de tecnologias para monetização do gás-natural oriundo da exploração do pré-sal, disponibilizando um valor total de R\$ 15 milhões para este fim. Além de projetos de liquefação do gás natural e de sua transformação em hidrocarbonetos líquidos, apontados pelo estudo da PPSA, o governo visa priorizar também o financiamento de projetos para desenvolvimento da tecnologia

GTW (*Gas-to-Wire*) (MCTI, 2022). A seguir, essas opções apresentadas para a monetização do gás são discutidas:

- Processamento e compressão *offshore* (*Floating Compressed Natural Gas: FCNG*)

A tecnologia de processamento e compressão do gás natural para obtenção de gás natural comprimido (GNC) é considerada simples e este produto pode ser facilmente colocado no mercado. Para atingir o status de GNC, o gás natural precisa ser comprimido em torno de 100-250 bar e as vezes resfriado até -40°C (Economides et al., 2008).

As técnicas para processamento e compressão de gás são dominadas pela indústria *offshore*, pois praticamente todos os FPSOs em operação requerem sua aplicação para que o gás produzido possa ser exportado por gasodutos ou mesmo reinjetado nos reservatórios. Esse é o mesmo princípio para se produzir o GNC offshore, sendo que neste caso o gás comprimido precisa ser transportado por navios cargueiros de GNC, ao invés de um gasoduto.

Segundo Stenning (2012), o FCNG é uma alternativa viável que vêm atraindo a atenção da indústria. Seu nicho econômico são projetos em águas mais profundas, onde maiores distâncias estão envolvidas, assim como com FLNG (*Floating Liquefied Natural Gas*), mas normalmente para atender menores demandas de gás do que o FLNG. Os autores também comparam essas tecnologias, demonstrando que o FCNG pode oferecer vantagens competitivas perante a tecnologia de FLNG, como menores custos e maior segurança operacional.

- Liquefação *offshore* (*Floating Liquefied Natural Gas: FLNG*)

Quando gasodutos *offshore* são inviáveis, por razões como altas distancias da costa, profundidade da lâmina d'água ou quaisquer restrições no terreno, a alternativa mais bem consolidada na indústria para o escoamento do gás é o transporte deste energético como gás natural liquefeito (GNL) (Economides et al., 2008).

O conceito de liquefação embarcada de GNL, ou FLNG (*Floating Liquefied Natural Gas*), consiste em uma unidade (navio) que acomoda conjuntamente as etapas de produção, processamento, liquefação e armazenamento do gás. Para atingir o status de GNL, o gás produzido precisa ser processado e resfriado a -162°C, para que seu volume

seja reduzido em 600 vezes. Sob estas condições, o GNL é descarregado para os navios especializados no seu transporte, cargueiros GNL, os quais o manterão devidamente acondicionados durante seu transporte por longas distâncias. A cadeia para comercialização do GNL é complexa e envolve toda uma infraestrutura complementar, como terminais de armazenamenro onshore e de regaiseificação.

- Processo *Gas-to-Liquid offshore (Floating Gas-to-Liquid: FGTL)*

Plantas de conversão *Gas-to-liquid* consistem em equipamentos modulares capazes de desempenhar os processos necessários para a produção de combustíveis sintéticos através do gás natural. A conversão do gás natural em hidrocarbonetos líquidos se dá a partir de dois processos principais: a conversão do gás natural em gás de síntese⁴, o qual é posteriormente submetido à síntese de Fischer-Tropsch (FT) para formação dos hidrocarbonetos de maior massa molecular (Schaeffer, et al., 2017). Existe também a possibilidade de conversão do gás em metanol, através das plantas denominadas *gas-to-methanol*. A implementação destas duas tecnologias vem sendo explorada em campos de óleo e gás ao redor do mundo.

- Gas-to-Wire (GTW)

A concepção básica da tecnologia GTW (*Gas-to-Wire*) consiste na queima do gás em instalações de geração de energia *offshore*, diretamente abastecidas pelos campos locais de produção de gás, sendo a eletricidade gerada transmitida para a costa via cabeamento submarino.

As alternativas discutidas até o momento usualmente estão associadas a significativos potenciais de abatimento pois atuam diretamente na eliminação da causa, impedindo a prática do *flaring*. É evidente que a atuação na causa é o caminho mais apropriado, devendo o *flare* ser utilizado apenas como último recurso. Entretanto, quando a prática de *flaring* precisa permanecer ocorrendo, como é o caso do *flare* de segurança, também existem medidas de mitigação disponíveis para minimizar emissões desta prática, conforme a seguir:

⁴ Mistura composta principalmente de hidrogênio e monóxido de carbono.

- Implementação de dispositivo de ignição

O piloto de ignição reduz consideravelmente as emissões, uma vez que ele elimina a necessidade de se ter uma tocha acesa constantemente, configuração mais tradicional que visa permitir que o fluxo de gás seja queimado quando passar por ali. Este dispositivo tem um sensor que permite que ele só inflame quando há a passagem do gás natural, evitando, portanto, queimas desnecessárias.

- Substituição dos queimadores

Trata-se da substituição dos queimadores do *flare* por outros de *design* mais moderno que permitam misturas adequadas do combustível/ar. Em campos na Noruega, duas medidas de (re)instalação de queimadores piloto implementadas em 2010 e 2011 reduziram conjuntamente a queima de cerca de 3,5 milhões de m³/ano (Carbon Limits, 2014).

- Implementação de Sistema de Recuperação de Gases do *Flare* (*Flare* fechado)

Sistemas de recuperação de gases de *flare* (FGRU, na sigla em inglês) permitem que os fluxos gasosos usualmente direcionados ao *flare* sejam capturados, processados e destinados para uma finalidade útil ao invés de serem queimados (ex: para a alimentação de sistemas pneumáticos), conseqüentemente, minimizando as emissões de GEEs.

Estes sistemas podem ser aplicáveis tanto para plataformas novas, como podem ser instalados em plataformas já em operação por se tratar de unidades modulares (Jones et al., 2021). Recentemente, a Petrobras reportou a instalação de FGRUs em três de suas plataformas (P-66, P-70 e P-77), estimando que o potencial de redução de emissões com o uso do sistema nessas três plataformas será de cerca de 80 mil toneladas de dióxido de carbono equivalente por ano (Petrobras, 2022a). Ainda em 2022, a companhia pretende instalar esses sistemas em mais oito plataformas operantes nas bacias de Campos e de Santos. Com relação a novos projetos, todos já incluem estes sistemas, que também passaram a ser exigidos em unidades afretadas.

- Medidas para aumentar a eficiência da queima

Reduções de emissões decorrentes do *flare* também podem ser obtidas através de medidas focadas no aumento da eficiência da queima, neste caso, visando atacar especificamente as emissões de metano. A substituição dos queimadores do *flare* e a instalação de sistemas de ignição são citadas como medidas para aumentar a eficiência da queima. A adoção destas medidas em conjunto teria o potencial de elevar a eficiência da queima para até 99,8% (UNECE, 2019).

Além disso, práticas operacionais podem ser adotadas visando a melhoria de eficiência da queima em *flare*, tal como melhorias em campanhas de manutenção de sistemas de *flare*. Campanhas mais frequentes podem vir a evitar problemas, como o impedimento de fluxos adequados de gás nas pontas dos queimadores devido a bloqueios por fuligem decorrente de queimas inadequadas de gases no sistema (IEA, 2021b). Hargreaves (2019), também traz algumas sugestões nesse sentido, tais como: utilização de câmeras para monitoramento da queima; determinação de uma eficiência mínima do sistema de queima em tocha; e ou de temperatura mínima de queima.

3.1.1.2. *Venting* de gás associado

De maneira geral, o conceito de *venting* é empregado na indústria para designar a liberação controlada de correntes gasosas “*in natura*”, consideradas excedentes ou residuais. Tais correntes gasosas podem se originar em diferentes processos/instalações das unidades de E&P. Usualmente, a corrente gasosa que responde pelas maiores frações do *venting* é a de gás associado que é descartado na ausência de infraestrutura para o seu aproveitamento, foco deste subtópico. Demais correntes gasosas originárias de processos/instalações distintos serão abordadas em outros subtópicos (3.1.1.3 a 3.1.1.5).

Esta liberação “*in natura*” do gás, ou seja, sem qualquer queima ou tratamento, resulta na adição de grandes quantidades de metano para a atmosfera, uma vez que este é o principal componente do gás natural. Entretanto, devido ao alto potencial de aquecimento (GWP, na sigla em inglês) do gás metano, a adoção do *flaring* tende a ser priorizada na indústria, uma vez que ela proporciona a queima do gás.

Diante dessa possibilidade, e da crescente percepção da importância de que ações focadas em se limitar emissões de metano teriam para o combate as mudanças climáticas, o volume de gás ventado na atmosfera tem se reduzido, sendo significativamente menor do que as contribuições por *flaring*. Reduções importantes do volume de gás liberado na atmosfera por meio do *venting* de operações de óleo e gás ao redor do mundo têm sido reportadas. No Reino Unido, por exemplo, a prática do *venting* sofreu uma redução de 34% de 2018 para 2019 (UKOGA, 2020).

Melhores Tecnologias Disponíveis

Para mitigação de emissões relacionadas ao *venting* de gás associado, as medidas aplicáveis seriam as mesmas já discutidas para o *flaring*. Para combater o *venting* resultante de outras razões, como a liberação de fluxos de gases residuais de equipamentos ou processos (ex: *venting* de sistemas pneumáticos, *venting* de tanques de armazenamento, etc), são indicadas medidas direcionadas à eliminação da causa, as quais serão apresentadas separadamente nas seções que contemplem os equipamentos/processos específicos destas causas.

Vale destacar que, caso as causas não sejam eliminadas, assim como os gases direcionados ao *flare*, os gases ventilados também podem ser capturados para armazenamento ou utilização em diversos fins.

3.1.1.3. *Venting* de tanques de armazenamento

Tanques de armazenamento são usados no segmento de *upstream* para acondicionar óleo e condensados de forma temporária. Os tanques permitem um acondicionamento adequado durante a espera até a venda e transporte fora do local, possibilitando um fluxo estável entre os poços produtores e o transportador final do fluido, seja esse via dutos, navios ou caminhões.

Nos campos *offshore*, óleo e condensados produzidos nos poços conectados a FPSO são armazenados em tanques de armazenamento na própria FPSO ou transferidos para tanques de FSO (*Floating Storage and Offloading*) até que sejam direcionados ao seu destino final.

Durante a estocagem, as frações de hidrocarbonetos leves que estão dissolvidas no óleo e condensados (majoritariamente metano – respondendo usualmente entre 40 e 60% da composição) evaporam devido a diferentes fenômenos, especialmente pelo diferencial de pressão. Mecanismos de agitação do fluido e condições ambientais também vão acarretar, em menor escala, perdas evaporativas. Os vapores resultantes ficam contidos no espaço entre a superfície do líquido e o teto do tanque (USEPA, 2006a). Os tanques de teto fixo não podem conter nenhuma pressão significativa acima da pressão atmosférica e, portanto, esses vapores são frequentemente descartados por meio da prática do *venting* ou direcionados para a queima em *flare*. O volume descartado vai depender das características do óleo/condensado e dos níveis de perdas evaporativas que vão se dar em menor ou maior grau, sob a influência de fatores, tais como a agitação do fluido e condições de temperatura local.

Melhores Tecnologias Disponíveis

Uma medida importante para redução de emissões provenientes de tanques de armazenamento é a instalação de Unidades de Recuperação de Vapor (URV), sistemas que possibilitam a coleta destes vapores ricos em hidrocarbonetos e seu redirecionamento para um uso produtivo, como por exemplo seu uso como combustível na plataforma ou para *gas lift*⁵. Dados demonstram que a medida contempla alto potencial de abatimento, atingindo cerca de 95% de redução das emissões de metano dos tanques, quando em condições ideais de operação (USEPA, 2006a).

Recomenda-se que a URV seja dimensionada de forma a atender os volumes máximos de vapores esperados dos tanques, levando-se em consideração o planejamento futuro da produção. Os custos para instalação de uma URV vão variar conforme suas especificações de projeto e fatores operacionais. Considerando a variação de capacidade destas unidades, estima-se um custo total de U\$35.000 para a

⁵ A tecnologia de *gas lift* aumenta as taxas de produção de petróleo injetando gás comprimido na seção inferior da tubulação através do anel de tubo de revestimento e um orifício instalado na coluna de tubulação. Ao entrar na tubulação, o gás comprimido afeta o fluxo do líquido de duas maneiras: a expansão impulsiona o óleo para a superfície e o gás reduz a densidade do fluido, permitindo que o óleo flua mais facilmente (Guo et al., 2017).

aquisição e instalação de uma URV de menor porte ($\sim 700 \text{ m}^3/\text{d}$) e seus equipamentos auxiliares. Para uma de maior porte ($\sim 14.150 \text{ m}^3/\text{d}$) estes custos chegam a atingir U\$105.000. Custos anuais de operação e manutenção para elas foram apontados como U\$7.400 e U\$16.800, respectivamente (CCAC, 2017a).

Cabe ressaltar que tais custos foram estimados a partir de operações *onshore* nos Estados Unidos. A instalação de URVs em áreas remotas pode incorrer em custos finais consideravelmente maiores. Portanto, se estimados para o pré-sal estes custos tendem a ser maiores. Além da questão da logística, características peculiares dos campos do pré-sal, como por exemplo os altos teores de dióxido de carbono que implicam maiores níveis de corrosão, vão requer manutenções mais frequentes, incorrendo também em maiores custos de operação e manutenção.

No entanto, o direcionamento destas correntes gasosas para um uso útil melhora a economia do projeto, usualmente implicando em ganhos superiores aos custos. Além dos vapores provenientes das tancagens, as URVs podem ser conectadas a outros sistemas/equipamentos das plataformas (por exemplo de sistemas pneumáticos ou desidratador de glicol), a fim de recuperar outros fluxos gasosos residuais que estejam sendo ventilados ou queimados e tendendo a melhorar ainda mais a rentabilidade do projeto.

Segundo IEA (2021b), a instalação de unidades de recuperação de vapor se destaca como uma medida custo-efetiva e de alto potencial de abatimento de metano, especialmente nos campos *offshore* de produção de óleo, conforme ilustrado na Figura 8.

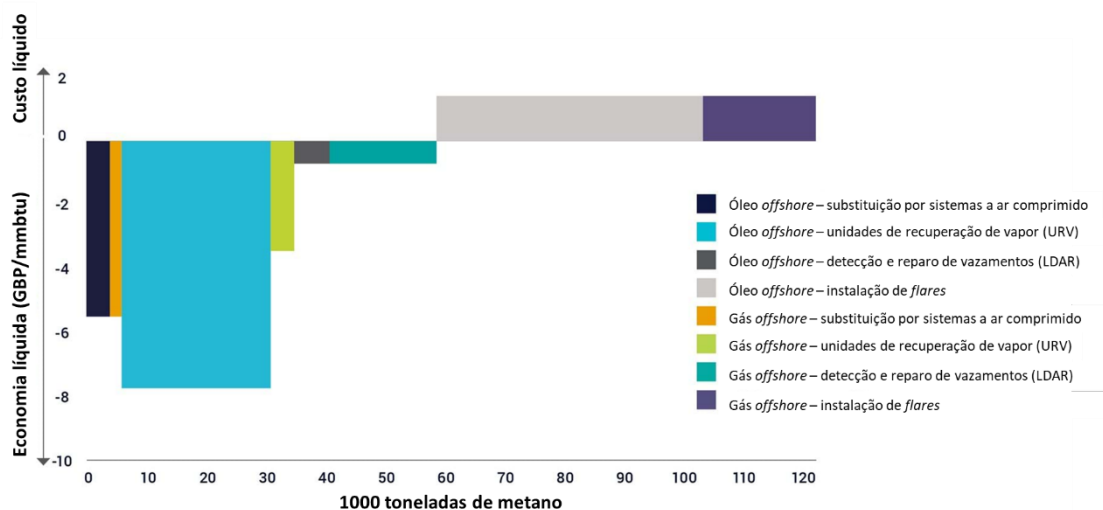


Figura 8: Custos de abatimento do metano. Fonte: adaptado de IEA, como citado em Wood Mackenzie (2021a).

3.1.1.4. Venting de sistemas de controle pneumáticos

Sistemas de controle pneumáticos alimentados a gás natural pressurizado são largamente utilizados na indústria de óleo e gás para controlar e operar válvulas e bombas nas instalações de produção, desempenhando processos rotineiros, como a regulação de pressão e temperatura. A adoção destes sistemas permite o funcionamento automático destes componentes na ausência de eletricidade, uma condição típica em locais de produção de óleo e gás, especialmente em instalações *offshore*.

Entretanto, sistemas pneumáticos são projetados para ventar esse gás para a atmosfera, acarretando volumes significativos de emissões de metano. As emissões de sistemas pneumáticos podem se dar de forma intermitente ou contínua, e a taxa de emissão pode variar, dependendo da função, design e características de operação de cada dispositivo (CATF, 2022).

Melhores Tecnologias Disponíveis

A conversão de sistemas de controle pneumáticos movidos a gás natural em sistemas de ar comprimido elimina por completo as emissões de metano, além de prover maior nível de segurança às operações, uma vez que será eliminado o uso de gás natural, uma substância inflamável. Cabe ressaltar, porém, que para uma aplicação custo-efetiva desta medida deve-se observar a necessidade de suprimento acessível e

confiável de eletricidade ao campo. Algumas opções para fornecimento de eletricidade aos sistemas pneumáticos seriam: geradores ou motores a gás natural *onsite*, eletricidade importada do grid ou ainda dispositivos alimentados com eletricidade gerada por energia solar (USEPA, 2006b).

Tendo em vista que o uso do gás natural é eliminado por completo nestes sistemas, a redução esperada com a implementação de sistemas a ar comprimido é de 100% das emissões.

Sistemas a ar comprimido funcionam da seguinte maneira: o ar atmosférico é comprimido e depois armazenado em um tanque antes de ser filtrado e finalmente secado para que possa ser utilizado no instrumento alvo. Portanto, para que sistemas a ar comprimido funcionem, um conjunto de equipamentos (compressor de ar, fonte de alimentação para o compressor, desidratador, invólucro e tubulação à prova de intempéries, e tanque) precisa ser adquirido e instalado.

Sendo assim, os custos de instalação e operação do sistema englobam os custos de aquisição e instalação de cada um desses componentes. Um custo estimado para a conversão padrão de um sistema a gás natural por um de ar comprimido entre U\$45.000 e U\$75,000. Custos anuais de O&M somam U\$ 18.000, estando a maior parcela (~75%) associada aos custos de energia elétrica para alimentar o motor do compressor (CCAC, 2017b).

3.1.1.5. *Venting* de compressores

Compressores centrífugos

Para evitar que o gás natural a altas pressões escape da carcaça de compressores centrífugos, os eixos rotativos destes compressores são vedados, geralmente por meio de duas tecnologias principais: as chamadas vedações “úmidas” onde o agente que promove a barreira a eventuais escapes é o óleo, ou vedações “secas”, quando o gás é empregado como elemento de vedação.

Nos compressores com selagem “úmida”, o óleo sob alta pressão circula entre os anéis ao redor do eixo do compressor, formando uma barreira. Desta forma, vazamentos para a atmosfera são praticamente eliminados. Entretanto, pequenos

volumes de gás acabam sendo absorvidos pelo óleo. O óleo contaminado precisa então ser direcionado a um tanque de degaseificação antes de ser recirculado no sistema, a fim de manter sua viscosidade e lubrificidade. Os gases extraídos no tanque de degaseificação são comumente ventados para a atmosfera, sendo os grandes responsáveis pelas emissões dos compressores centrífugos.

Melhores Tecnologias Disponíveis

Uma medida disponível é a conversão de vedações “úmidas” do compressor em vedações “secas”. Compressores com vedações “secas” operam sem a necessidade de um óleo circulante. São sistemas mais modernos em que a selagem é feita com o próprio gás. Funcionam por meio de um princípio mecânico, mais simples, apresentando menos componentes auxiliares e consumindo menos energia. Portanto, costumam apresentar menores custos de aquisição, instalação e manutenção.

Atualmente, cerca de 90% de todos os compressores novos já funcionam por meio da selagem a gás (CCAC, 2017c). Entretanto, para compressores já existentes, nem sempre a conversão da selagem de óleo para gás será factível, vai depender do *design* da carcaça do compressor e demais requisitos operacionais. Em alguns casos, o compressor inteiro precisa ser substituído.

Para fins de estimativa dos potenciais de abatimento desta substituição, pode-se comparar fatores de emissão padrão típicos para cada configuração. Enquanto o fator padrão de emissão de metano estabelecido para compressores com selagem a óleo é 60,6 m³/h, o para selagem a gás é reduzido para 10,2 m³/h (CCAC, 2017c).

A instalação de vedações secas mecânicas em compressores de vedação úmida existentes tem um custo estimado de U\$324.000 (considerando a instalação de duas selagens por compressor). Apesar destes custos iniciais, os custos anuais de manutenção que podem chegar a U\$140.000 para compressores a óleo, reduzem usualmente estando em uma faixa entre U\$8.400 a U\$14.000 (CCAC, 2017c).

Compressores recíprocos

Compressores recíprocos funcionam por meio de pistões que comprimem o gás. A fim de evitar escapamentos do gás natural comprimido a alta pressão no cilindro do

compressor, a haste que transmite o movimento do motor para os pistões é envolvida por meio de um invólucro, um elemento de vedação. Entretanto, dependendo da sua condição, este invólucro pode se tornar uma importante fonte de emissões de metano no compressor. Mesmo invólucros novos são passíveis de vazamentos, mas com o desgaste do tempo estes vazamentos tornam-se mais volumosos. Em condições normais de operação, invólucros novos podem emitir cerca de 0,34 m³/h. Enquanto emissões de invólucros mais antigos e desgastados podem atingir valores entre 0,68 a 4,25 m³/h, em compressores de grande porte (USEPA, 2006c).

Melhores Tecnologias Disponíveis

Uma medida para redução de tais emissões consiste na troca mais frequente (em até três anos) do invólucro ao redor da haste do compressor, em paralelo a execução de inspeções regulares para verificar a condição deste elemento, identificando e corrigindo eventuais vazamentos excessivos. Uma alternativa é a captura deste gás para uma finalidade útil, como por exemplo, adicionando-o à mistura combustível/ar para o motor do compressor.

O custo total estimado para a aquisição e substituição do invólucro e componentes adicionais necessárias, incluindo a mão de obra para o serviço de troca, fica em torno de \$6.150 a \$11.100 (CCAC, 2017c).

3.1.2. Controle de emissões fugitivas não-intencionais

Consistem em liberações não-intencionais de metano para a atmosfera passíveis de ocorrer ao longo das instalações de E&P. Neste grupo estão englobados escapamentos dispersos de metano provenientes de diferentes equipamentos e processos, como resultado de causas distintas, por exemplo: eventuais desgastes de peças, falhas em vedações, ações de corrosão e defeitos de fabricação. Tais vazamentos podem vir a ocorrer a partir de uma vasta gama de componentes e equipamentos, tais como válvulas, flanges, vedações de bombas e componentes de compressores (UNECE, 2019).

Melhores Tecnologias Disponíveis

A implementação de programas rigorosos de monitoramento, medição e reparo, em consonância com a metodologia internacionalmente conhecida como LDAR (*Leak*

Detection and Repair), é uma medida essencial para controle das emissões fugitivas enquadradas neste grupo. A metodologia LDAR, adotada desde a década de 1970 pela Agência de Proteção Ambiental Americana (EPA, na sigla em inglês) para a redução de emissões fugitivas em instalações de óleo e gás, requer campanhas periódicas de verificação das condições dos equipamentos e componentes potencialmente emissores. Sua finalidade é detectar eventuais defeitos e vazamentos e repará-los logo que possível.

Atualmente, a configuração padrão destes programas envolve inspeções *in-loco* por trabalhadores equipados com câmeras de imageamento óptico, câmeras diferenciadas que possibilitam a detecção da luz infravermelha, permitindo que os inspetores visualizem vazamentos de gás em tempo real. Essas câmeras também são capazes de fazer uma varredura em grandes áreas, identificando o ponto preciso de escape, o que facilita muito a ação para reparo. Programas que adotam o uso destas câmeras especializadas em detrimento dos instrumentos mais tradicionais e mais intensivos em mão de obra indicados na metodologia da EPA costumam ser denominados *Smart LDAR*.

A metodologia *Smart LDAR* consiste em um programa mais custo-efetivo, uma vez que elimina a necessidade de se visitar e medir manualmente cada componente/processo das instalações individualmente. Além disso, o *Smart LDAR* tem como vantagem a facilidade de se detectar com maior rapidez fontes principais de vazamento de metano (*super-emitters*), possibilitando concentrar reparos nas maiores oportunidades de redução. A tendência é de que programas de monitoramento, medição e reparo se tornem ainda mais custo-efetivos, devido ao amadurecimento e surgimento de novas tecnologias de detecção de emissões fugitivas, tais como: sensores de monitoramento contínuo, veículos aéreos não tripulados (UAVs, na sigla em inglês), e satélites (Wood Mackenzie, 2021a).

Em instalações *offshore*, a implementação destes programas são uma prática cada vez mais comum, tendo o uso de drones e satélites avançados, como os operados pela GHGsat, para a detecção e mensuração de emissões crescido nos últimos anos (Jones et al., 2021).

Programas LDAR/*Smart* LDAR apresentam especificações detalhadas conforme a estruturação e necessidades de cada instalação. O potencial de redução de emissões em consequência destes programas vai depender do escopo coberto pelo mesmo, os métodos adotados e a frequência de execução. Reduções entre 40 e 80% de emissões fugitivas não-intencionais foram detectadas em instalações com manutenção destes programas (Jones et al., 2021). De acordo com IEA (2021b), a implementação de programa LDAR com inspeções trimestrais (frequência adotada com sucesso em muitos países) teria o potencial de reduzir as emissões fugitivas em cerca de dois terços.

Com relação aos custos de implementação desta medida, eles variam de acordo com as especificações de customização de cada programa. Para implementação de um programa com uso de câmera de imageamento óptico (FLIR *Model* GF320), os custos iniciais estariam em torno de U\$105.000 para aquisição da câmera e instrumentos auxiliares. Assumindo uma taxa de mão de obra de U\$30,46/h, o custo com mão de obra para execução de uma campanha de inspeção variou entre U\$1.200 a U\$2.400, conforme a dimensão da instalação (CCAC, 2017d).

3.1.3. Controle de emissões da combustão para usos energéticos

O consumo energético é o principal contribuinte para as emissões de GEEs em atividades de E&P, usualmente respondendo por cerca de 70% das emissões do segmento (OGCI, 2020). Esse consumo se desdobra na demanda por eletricidade e calor para alimentação de diferentes processos da própria plataforma e no consumo de combustíveis para abastecimento de embarcações de apoio.

Toda plataforma, além de uma planta de processos (onde ocorre a separação/processamento dos fluidos - óleo/gás/água), também possui uma planta de utilidade, onde são gerados energia elétrica e energia térmica para abastecimento da planta de processos. A eletricidade é então gerada nesta planta através de turbinas a gás ou motores a combustão interna. Para alimentação do sistema de geração de eletricidade, utiliza-se uma fração do próprio gás extraído na plataforma (autoconsumo). Segundo Maia (2007), o consumo interno de gás natural em instalações de produção de petróleo *offshore* pode corresponder a até 14% do volume total produzido.

Em suma, pode-se dizer que as emissões desta categoria consistem em emissões provenientes de processos de combustão (majoritariamente dióxido de carbono) para geração de energia térmica e elétrica. Turbinas a gás empregadas para geração elétrica são particularmente importantes: a combustão nestas turbinas responde sozinha por cerca de 60-63% das emissões totais do *upstream* (Wood Mackenzie, 2021a).

Nota-se que a demanda energética de campos de óleo e gás vai depender de fatores tais como: operações *onshore* ou *offshore*; características do óleo (grau API) e do reservatório; estágio de recuperação do campo (primário, secundário ou terciário); dentre outros. Operações em ambiente *offshore* e poços em maiores profundidades, características da produção brasileira, requerem maiores quantidades de energia, o que vai afetar o perfil de emissões do campo, resultando em maiores volumes de emissões, caso medidas de mitigação não sejam adotadas.

Melhores Tecnologias Disponíveis

A redução de emissões provenientes da combustão pode se dar por diferentes caminhos. Alternativas envolvem desde simples ações com vistas a melhoria de eficiência energética de processos/instalações, até medidas mais complexas que requerem o desenvolvimento/aprimoramento de tecnologias específicas.

Nesta linha, se enquadram alternativas que requerem mudanças estruturais, envolvendo toda uma reestruturação do *design* das plataformas, sendo, portanto, aplicáveis somente a novas instalações, mas que, além de importantes oportunidades de abatimento de emissões, podem representar também potenciais caminhos para a diversificação de negócios do E&P. Estas medidas serão mais bem abordadas na seção 3.2.

Nguyen et al. (2016), relatam que a redução da demanda energética em plataformas e, conseqüentemente, das emissões por processos de combustão, pode ser atingida por meio de diferentes caminhos, por exemplo: minimizando a demanda por energia em processos de aquecimento/separação do petróleo; aumentando a eficiência da planta de geração e eletrificando plataformas. Os autores também citam como medida de mitigação a implementação da tecnologia de captura e armazenamento de dióxido de

carbono (CCS, na sigla em inglês), entretanto, observam que a etapa de captura desta tecnologia ainda envolve uma alta penalidade energética.

Grainger et al. (2021) também se referem a medidas de melhoria de eficiência energética, a CCS e a eletrificação de plataformas, apresentando três configurações possíveis para essa eletrificação (*power from shore, offshore power plants with CCS e offshore wind*). Os autores introduzem também novas alternativas relacionadas ao uso de hidrogênio ou amônia em plataformas, além do uso de biocombustíveis e combustíveis sintéticos.

A seguir, as medidas identificadas para mitigação de emissões por processos de combustão em usos energéticos são apresentadas individualmente, e suas aplicabilidades correlacionadas ao cenário *offshore* brasileiro, sempre que possível:

- Condução de Operações Remotas

Avanços tecnológicos na área de TI podem permitir que a realização de diferentes atividades até então conduzidas na plataforma venham a se dar por suporte remoto. Plataformas não tripuladas operadas remotamente acarretariam tanto na diminuição dos números de viagens necessárias as plataformas, como na redução da demanda energética interna das plataformas, resultando, portanto, na redução de emissões operacionais (DNV, 2020). Em 2018, uma primeira plataforma com operações 100% remotas foi implementada na Noruega pela Equinor, que continua trabalhando para o aprimoramento desta tecnologia (Howard, 2018).

- Logística Integrada/Digitalizada

Tradicionalmente, em operações *offshore* de E&P, as operadoras contratam os serviços de transporte de carga (equipamentos, produtos, resíduos, hotelaria, etc.) individualmente, sendo elas próprias as responsáveis pelas questões de logística envolvendo os modais marítimo e aéreo, como frotas necessárias e combustível requerido.

Uma proposta mais moderna vem surgindo, conhecida como Logística Integrada. Na logística integrada, frequentemente há a terceirização dos serviços de logística, sendo a responsabilidade delegada a uma empresa especializada exclusivamente a este fim.

Desta forma, os transportes tendem a ser otimizados e há possibilidade de compartilhamento de infraestrutura entre operadoras. No ambiente offshore brasileiro, um projeto pioneiro de logística integrada está em andamento desde 2021, uma parceria entre a CBO e a Petrobras. Inovações no campo da digitalização, tais como rastreamento por GPS e algoritmos também permitem a otimização das rotas logísticas. A Equinor, que já emprega logística digitalizada no Campo de Mariner no Reino Unido, reportou que vem trabalhando para a adoção desta inovação em suas operações no Brasil (Van der Ven, 2021).

Melhorias logísticas obtidas através da integração e digitalização vão impactar diretamente na redução do consumo de combustível e, por consequência, na redução de emissões (IHS, 2021). A utilização de impressoras 3D também podem vir a implicar em reduções adicionais no uso de combustíveis para transporte de equipamentos até a plataforma, uma vez que, com o seu uso, pode se tornar possível a fabricação de componentes requeridos nas operações dentro da própria plataforma (DNV, 2020).

Estudos demonstram que a implementação conjunta de medidas de otimização logística e operações remotas, apresentam um potencial de ganhos de eficiência entre 20-40%, implicando reduções semelhantes nas emissões veiculares (IHS, 2021).

- Substituição de Diesel por gás natural nas plataformas

Apesar de o gás natural ser empregado em larga escala nos campos *offshore*, alguns equipamentos/processos nas plataformas permanecem sendo alimentados por diesel ou mesmo óleo cru. Com isso, uma medida esperada seria a substituição destes combustíveis pelo gás natural, combustível menos emissor, sempre que viável.

Apesar de sua relativa facilidade de obtenção em grande parte dos campos, existem ativos produtores de óleo em que o volume de gás associado é baixo, implicando com que nas plataformas operantes nestes campos o consumo de diesel seja mais significativo. Um caso particular pode servir de exemplo para este tipo de situação: no campo de Peregrino, o diesel será substituído pelo gás natural que será importado de outro campo, tendo em vista sua baixa produção de gás associado. Tal medida foi anunciada recentemente pela Equinor, que estima que o potencial de redução esperado com a aplicação desta medida seja de 100.000 tCO₂/ano (Van der Ven, 2021)..

- Contratação/afretamento de fontes móveis menos emissoras

Como exemplo podemos citar o caso da Equinor que anunciou em 2017 o fretamento de embarcações de apoio movidas por sistemas de energia híbrida (ex: bateria Corvus Energy) (Shojaeddini et al., 2019). O uso de biocombustíveis e combustíveis sintéticos também é apontado como uma opção para navios de abastecimento e plataformas de perfuração (Grainger, et al., 2021).

No Brasil, a Petrobras anunciou a contratação de duas embarcações *Eco Type*, denominadas assim por apresentarem menor consumo, além de baixos teores de enxofre. Segundo a companhia, de janeiro a agosto de 2021, estas embarcações apresentaram uma redução de consumo médio de combustível de 24% quando comparadas às embarcações convencionais da mesma classe. Navios Suezmax DP-2 Eco Type construídos para as operações de alívio em águas profundas e ultraprofundas na costa brasileira também foram adquiridos e tem demonstrado um consumo médio de combustível 20% inferior ao das demais embarcações de mesmo porte na frota, implicando na redução de cerca de 31 mil tCO_{2e} em 2021. Outros navios desta classe serão adquiridos nos próximos anos (Petrobras, 2022b).

- Substituição de turbinas a ciclo simples pelas de ciclo combinado

Usualmente, a demanda elétrica de instalações marítimas típicas de produção de óleo e gás é suprida através de um sistema de geração a gás natural, majoritariamente composto por turbinas de ciclo simples que atingem uma eficiência de 35-40%. A adição de turbinas a ciclo combinado tem o potencial de reduzir as emissões de dióxido de carbono em até 25%. Além disso, elas podem vir a ser um favorecedor para a instalação de sistemas compactos de captura de dióxido de carbono, uma vez que o ciclo combinado pode fornecer calor e eletricidade aos processos de captura e compressão (Grainger et al., 2021). Instalação de turbinas a gás com ciclo combinado na FPSO do campo de Bacalhau foi outra medida de redução de emissões apontada recentemente pela Equinor (Van der Ven, 2021).

- Implementação de um Sistema Ciclo Rankine Orgânico (CRO)

Usualmente, turbinas a gás são dimensionadas para operar em condições específicas, denominadas ISO. Entretanto, em plataformas, as condições de operação são relativamente variáveis no curto prazo e consideravelmente distintas no longo prazo, com a demanda energética se intensificando no final da vida útil do campo com a necessidade de maximização de processos para a recuperação do óleo. Com isso, a turbina acaba por operar durante muitos anos fora do seu ponto ótimo (*off-design*).

Com vistas a oferecer maior flexibilidade na operação, sem variar muito as condições da turbina, ciclos secundários de geração de potência costumam ser empregados. Uma opção que pode se mostrar vantajosa para plantas offshore, tendo em vista suas limitações de peso e espaço, é adoção do Ciclo Rankine Orgânico (CRO), o qual apresenta maior simplicidade de componentes, com tamanho e peso reduzidos quando comparados aos requerimentos de turbinas funcionando a ciclo a vapor.

Gonçalves (2015) avaliou a instalação de um módulo Ciclo Rankine Orgânico (CRO) na exaustão da turbina a gás de uma FPSO, aproveitando o calor descartado pelos gases da turbina principal, concluindo que esta medida gerou uma economia de 10% a 15% de gás natural na unidade. O autor aponta ainda que, considerando que estas instalações costumam contar com duas turbinas a gás (TAG), o uso de um CRO poderia ter ainda maior impacto se, com a sua utilização, uma das turbinas pudesse ser desligada. Assim, ao invés de duas TAG funcionando com carga parcial, apenas uma ficaria ligada com um CRO funcionando como ciclo de fundo. Desta forma, esta única turbina operaria mais próxima as suas condições *design* ideal, atingindo maior eficiência.

- Eletrificação de plataformas

Em plataformas eletrificadas, ou *all electric*, todos os equipamentos passam a ser acionados por motores elétricos, alimentados pela energia elétrica gerada *offsite*. Enquanto iniciativas de eletrificação em campos *onshore* são mais simples e já se encontram em andamento ou em estágios avançados de planejamento, a eletrificação de plataformas *offshore* envolve um maior nível de complexidade, existindo poucos casos de sucesso até o momento (Wood Mackenzie, 2021a). Entretanto, muito vem se

evoluindo nesta área e diferentes possibilidades para a eletrificação de plataformas *offshore* estão sendo exploradas, conforme a seguir.

Na configuração *Power from Shore (Pfs)*, a necessidade de geração de energia a bordo da plataforma é eliminada sendo substituída pela sua eletrificação, total ou parcial, através de um fornecimento seguro proveniente do grid *onshore*. Entretanto, para que essa configuração seja viável, é necessário, primeiramente, que a energia gerada *onshore* seja altamente baseada em fontes renováveis. Além disso, a infraestrutura para possibilitar essa transmissão e distribuição através de cabeamento submarino é complexa e mais custosa à medida que se aumenta o distanciamento da costa.

Na Noruega, há um fornecimento confiável de energia na costa, altamente baseado em renováveis, o Pfs tem se tornado uma opção atrativa (Jones et al., 2021). Campos no país já adotaram essa tecnologia, e segundo a *Norwegian Petroleum Directorate*, até 2023, um total de dezesseis instalações de óleo e gás *offshore* serão alimentadas por eletricidade proveniente da costa, o que evitará a liberação de emissões equivalentes a ¼ das emissões totais do setor de óleo e gás do país em 2019 (DNV, 2020).

No Reino Unido, projetos Pfs também estão sob avaliação e o objetivo é de que até 2027 pelo menos dois estejam operacionais. Estimou-se que a alimentação das instalações de óleo e gás *offshore* do país com eletricidade proveniente do grid *onshore* poderia levar a uma redução de 2-3 milhões de toneladas de CO₂/ano (NSTA, 2021).

Na Holanda, China, e Emirados Árabes projetos Pfs também já se encontram operacionais ou em estágios avançados de planejamento (DNV, 2020).

Jones et al. (2021) ressaltam que, enquanto altos potenciais de redução podem ser esperados com implementação do Pfs (~78%), os custos associados a implementação desta alternativa (U\$ 293/tCO₂) são impeditivos para muitos operadores.

O baixo fator de emissão do *grid* brasileiro pode ser apontado como uma vantagem para a implementação desta tecnologia. Entretanto, os campos do pré-Sal estão localizados a grandes distâncias da costa (~200 km) em lâmina d'água com profundidades de 2000 m, fatores desafiadores para o Pfs (Graiger et al., 2021). No

Brasil, talvez essa aplicação possa ser direcionada para campos do pós-sal em algumas bacias.

Uma outra opção para a eletrificação de plataformas consiste na integração direta com fontes renováveis a serem geradas também no próprio ambiente *offshore*. Diferentes fontes renováveis estão sendo avaliadas para esse propósito de alimentação de plataformas, tais como a energia eólica, a energia de ondas, além de modelos híbridos com associações entre eólica e marés ou marés com solar.

Haces-Fernandez et. al. (2018) investigaram diferentes opções para eletrificação de plataformas no Golfo do México, sendo estas alimentadas diretamente a partir de eólica *offshore*, da energia de ondas e, em um terceiro caso, por meio da integração destas duas fontes, concluindo que as três propostas consideradas consistem em aplicações viáveis e com resultados promissores.

Novgorodcev Jr & Jarquín-Laguna (2020) analisaram diferentes tecnologias renováveis *offshore*, a fim de ranqueá-las conforme melhor aplicabilidade para eletrificação de plataformas situadas em águas ultra profundas. Para desenvolvimento do estudo foram usados dados do campo de Meros, situado no pré-Sal brasileiro. Resultados evidenciaram que a melhor opção para eletrificação de plataformas neste ambiente seria a integração com a eólica *offshore*, seguido pela energia de ondas, depois por pequenos reatores nucleares modulares submarinos e finalmente através da conversão de energia térmica oceânica.

Taveira-Pinto et al. (2019) também conduziram uma análise de viabilidade focada na implementação da energia de ondas para alimentação de plataformas em águas ultra profundas. Conclusões do estudo demonstraram que o desligamento de metade das turbinas a gás em prol da alimentação por eletricidade provenientes de unidades de geração de energia por ondas (*wave farms*) acarretaria uma redução de cerca de 140.960 tCO₂/ano. A combinação de energia de ondas com solar para abastecimento de plataformas também foi investigada e resultados apontaram vantagens nesta integração (Oliveira-Pinto et al., 2020).

Ao redor do mundo, operadores vem considerando a adoção de projetos de eletrificação via integração com renováveis e trabalhando para o aprimoramento destas

tecnologias e aplicação tanto em campos onshore quanto offshore. A Eni e a Politecnico di Torino vêm progredindo neste sentido e pretendem disponibilizar uma versão de seu Conversor de Energia das Ondas do Mar Inercial (ISWEC, na sigla em inglês) para usos em plataformas *offshore* de médio a grande portes até o final de 2022 (Eni, 2022).

No Reino Unido, o órgão regulador do setor de óleo e gás (OGA, na sigla em inglês), orientou que os operadores busquem implementar projetos de eletrificação de plataformas a partir da integração com a eólica offshore, visando reduções de emissões e benefícios econômicos. Na costa da Noruega, a Equinor vem desenvolvendo a primeira fazenda eólica offshore para alimentação de plataformas (*Tampen Hywind*) (DNV, 2020).

A intermitência dos recursos eólicos pode comprometer a confiabilidade/disponibilidade da geração eólica e acarretar impactos diretos a produção dos campos. Diante desta questão, conceitos que visam integrar a eólica offshore com possíveis formas de armazenamento de energia local, como em baterias, ou hidrogênio verde, também vem sendo explorados. Nesta linha, um projeto piloto conhecido como *Deep Purple Project* está sendo desenvolvido pela TechnipFMC (Jones et al., 2021; TechnipFMC, 2021).

Outra opção para a eletrificação de plataformas envolve o conceito de *Power Hub*, que se refere a configuração na qual a geração elétrica seja concentrada em uma única planta *offshore*, uma plataforma flutuante dedicada exclusivamente a este fim, sendo a energia gerada nesta planta central distribuída para outras plataformas no seu entorno. Com a concentração dos equipamentos de geração em uma unidade dedicada a este fim, limitações de capacidade de peso e espaço deixam de ser um problema, permitindo que geradores mais eficientes sejam empregados. Assim, é possível que estas plantas sejam planejadas para atendimento de maiores capacidades e apresentem melhor eficiência.

Esta opção deve ser a priorizada para a eletrificação de plataformas no Brasil, tendo em vista a recente movimentação de agentes do setor de óleo e gás em busca de uma alteração na Resolução CONAMA 382, a qual estabelece limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas, entre elas, os turbogeradores em plataformas. Com esta revisão, a limitação de turbogeradores a até 100 MW de potência deixa de

existir, permitindo que vários equipamentos sejam instalados em uma mesma FPSO (ultrapassando essa capacidade total), requisito necessário para a viabilização do conceito de *Power Hub* (EPBR, 2021).

A Petrobras já anunciou seu intuito implementar plataformas *all electric* a partir da energia gerada em um só ponto, de forma mais otimizada. Segundo a companhia, essa configuração mais eficiente do que a geração descentralizada, permitirá uma redução de até 20% das emissões de GEEs por barril de petróleo produzido (Petrobras, 2022b).

Na Figura 9, é possível observar o significativo potencial de abatimento associados às tecnologias de eletrificação de plataformas. Entretanto, também fica evidente que a maioria delas envolve um alto nível de complexidade, e algumas configurações ainda se encontram em estágios iniciais de desenvolvimento, como é o caso do *Power Hub* com CCS.

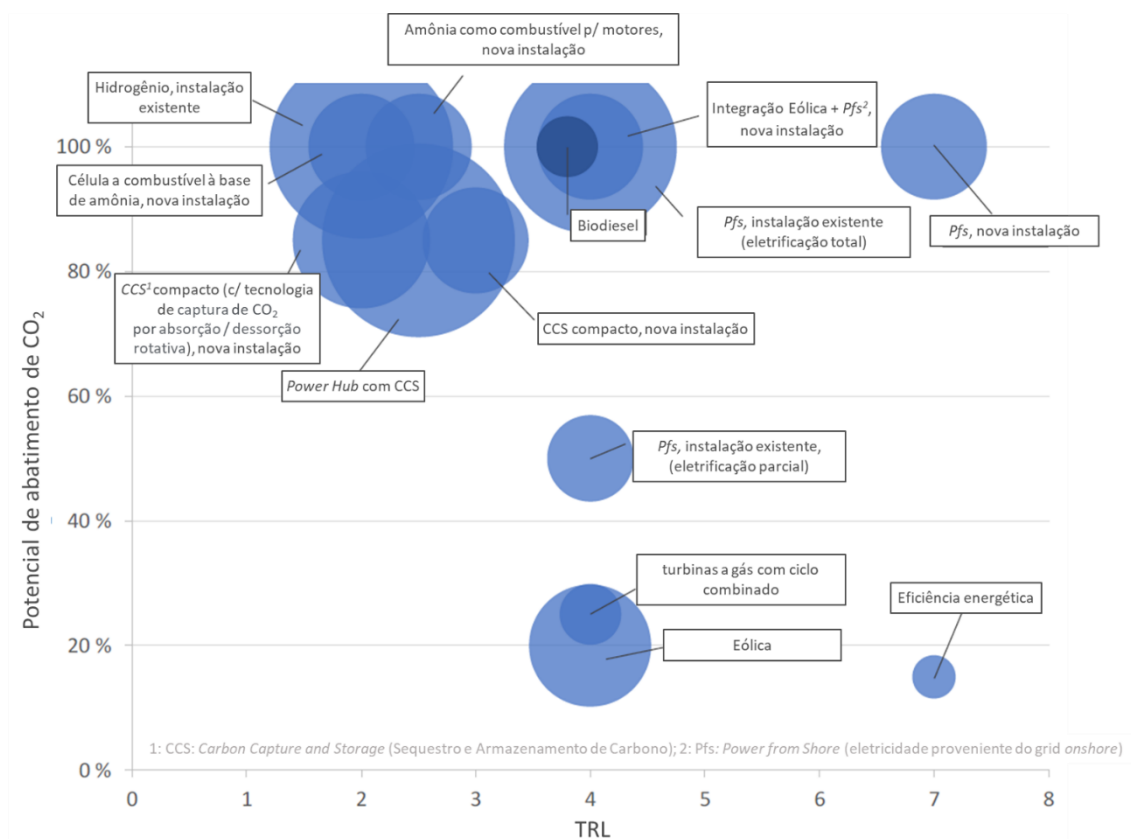


Figura 9: Diagrama de bolhas dos potenciais de abatimento vs nível de prontidão da tecnologia (TRL, na sigla em inglês). Bolhas maiores indicam maior nível de complexidade de implementação. Fonte: adaptado de Grainger et al. (2021).

Em suma, cabe lembrar que enquanto estas medidas focadas na substituição da geração de energia convencional das plataformas envolvem altos níveis de complexidade e altos custos associados, medidas simples e econômicas podem inclusive gerar receitas adicionais. Portanto, em paralelo ao amadurecimento destas tecnologias, ações imediatas podem e devem ser tomadas com vistas a descarbonização das atividades do E&P, especialmente no que se refere a mitigação do gás metano.

3.2. Oportunidades para adaptação da infraestrutura do *upstream*

A transição energética impõe importantes desafios ao setor de óleo e gás. No *upstream*, além de um cenário regulatório cada vez mais focado na redução de emissões provenientes das operações, que requerem esforços direcionados a implementação de medidas de mitigação (discutidas na seção 3.1 deste relatório), existe o próprio risco de continuidade das atividades do segmento. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2021a), para um cenário *Net Zero* em 2050 a demanda global por óleo deve cair a cerca de $\frac{1}{4}$ dos atuais 90mboe/d, enquanto a demanda por gás teria uma queda um pouco menos expressiva, mas também significativa, decaindo a pouco mais da metade da demanda atual de ~ 3900 bcm/d. Além disso, a pressão pública sobre indústrias intensivas em carbono vem se intensificando a medida que os efeitos das mudanças climáticas tornam-se cada vez mais evidentes.

Diante de tais projeções, entende-se que um mercado consumidor destes fósseis deve persistir nas próximas décadas. Entretanto, este mercado se tornará cada vez mais competitivo, e somente sobreviverão as companhias que demonstrarem baixos custos de produção com alta performance em carbono e consigam expandir seus negócios em direção a tecnologias sustentáveis. Portanto, torna-se necessário explorar oportunidades para diversificação das atividades do *upstream*, buscando atividades sinérgicas que proporcionem possibilidades de adaptação e envolvam rotas tecnológicas capazes de proporcionar sobrevida ao segmento.

Os recursos e a expertise da indústria de óleo e gás são reconhecidos como características vantajosas para o desenvolvimento de novas tecnologias apontadas como necessárias para o abatimento de emissões, inclusive em setores considerados

mais desafiadores (*hard-to-abate*), e para a produção de combustíveis de baixo carbono que terão sua demanda aumentada nas próximas décadas (IEA, 2021a). Desta forma, acredita-se que a indústria pode desempenhar um papel de liderança no desenvolvimento destas tecnologias e na produção de combustíveis alternativos em escala.

Importantes passos vem sendo dados por companhias de óleo e gás ao redor do mundo a fim de atacar os desafios relacionadas as mudanças climáticas. Além do foco em redução das emissões operacionais no seu *core business*, movimentações importantes para balanceamento/diversificação de portfólio têm acontecido na indústria, unindo ações voltadas para desinvestimentos seletivos em ativos de óleo e gás, a investimentos direcionados a renováveis e tecnologias de baixo carbono.

A seguir, estas ações e principais tecnologias consideradas sinérgicas e/ou potencialmente favoráveis para serem desenvolvidos pela indústria serão discutidos separadamente.

3.2.1 Balanceamento de Portfólio (combustíveis fósseis)

Ações de gestão de portfólio visam priorizar a exploração e desenvolvimento de ativos de óleo e gás menos carbono-intensivos perante outros mais intensivos. Para esta tomada de decisão são considerados ainda ativos de maior alinhamento às estratégias da companhia e, logicamente, ativos associados aos menores custos de extração. De acordo com a Rystard Energy (2022), desde o começo de 2019, as Majors já venderam quase US\$ 50 bilhões em ativos e tem mais outros US\$ 40 bilhões a venda, a fim de alinharem seus portfólios com suas novas estratégias de baixo carbono.

No Brasil, a estratégia de gestão de portfólio assumida pela Petrobras tem priorizado a exploração no pré-sal, tendo em vista a sua expertise para atuação em águas profundas e ultra profundas, que a permite produzir um óleo altamente competitivo, com baixa intensidade de carbono (10 kgCO₂e/boe vs uma média global de 17 kgCO₂e/boe) e custos de extração mais baixos do que em seus ativos em águas rasas (Petrobras, 2022c) . Com isso, a companhia tem desinvestido de ativos em campos maduros onshore e de águas rasas, abrindo oportunidades para companhias menores. Como resultado, em 2021, a ANP registrou um número recorde de 118 transferências

de contratos de exploração e produção (E&P), quase o dobro do ano anterior (ANP, 2021a).

Cabe ressaltar que apesar de ser uma estratégia interessante do ponto de vista empresarial, sua aplicação a nível do setor de óleo e gás como um todo requer atenção. É possível que operadoras menores e menos comprometidas com questões ambientais venham a adquirir ativos antes operados por operadoras acostumadas a atender altos padrões de performance em carbono, implicando com isso em um aumento das emissões totais do setor.

Em um relatório publicado pelo Environmental Defense Fund (EDF, 2022) são ilustrados três estudos de caso nos quais o perfil emissor das operações do campo aumentou após a troca de operador, com destaque para o campo de óleo Umuechem, na Nigéria, antes operado por uma parceria entre Shell, TotalEnergies e Eni. Sob a gestão do novo operador, a companhia Trans-Niger Oil & Gas (TNOG), o volume de gás queimado no flare aumentou significativamente.

Entretanto, uma análise em nível nacional poderia orientar tomadas de decisões neste sentido, onde a construção de portfólios com melhor desempenho deveria ranquear como melhores apostas os recursos de menor intensidade de carbono (ex: gás natural) ou aqueles para os quais já existam tecnologias disponíveis para compensar totalmente as emissões provenientes da exploração de recursos de maior complexidade (Paul Gargett, 2019).

3.2.2. Diversificação de Portfólio (renováveis/tecnologias de baixo carbono)

3.2.2.1. Hidrogênio de baixo carbono

Além da eletrificação de usos finais atualmente providos por fontes fósseis, que desponta como grande alavanca da transição (IRENA, 2022), a produção de combustíveis alternativos que tenham a capacidade de fornecer serviços energéticos com baixa ou zero emissões de carbono também é essencial. Uma opção em voga atualmente é o Hidrogênio (H₂), o qual tem como potencial vantagem sua versatilidade tanto com relação as suas opções de produção, quanto as suas possibilidades de aplicação, podendo inclusive ser utilizado nos setores *hard-to-abate*. Em 2019 e 2020,

investimentos neste combustível apresentaram o maior aumento (108%) entre as tecnologias sustentáveis sendo buscadas pela indústria de óleo e gás (Lepic, 2020).

Uma das opções de produção do hidrogênio se dá através do uso do gás natural como matéria-prima base. Um esquema de cores se estabeleceu como padrão para diferenciação do hidrogênio produzido a partir de três critérios principais: matéria-prima, processo empregado e nível de ocorrência de emissões. Com base nessa classificação, o hidrogênio produzido a partir do gás natural, majoritariamente através da tecnologia de reforma a vapor, é conhecido como hidrogênio cinza. Entretanto, quando o CCS/CCUS é acoplado as etapas de produção do hidrogênio cinza, ou seja, sendo as emissões de dióxido de carbono (subproduto do processo de reforma a vapor) capturadas e sequestradas, por meio de armazenamento final em reservatórios geológicos ou uso para outras finalidades, o hidrogênio passa a ser denominado de azul (EPE, 2022).

Atualmente, o hidrogênio cinza constitui a maior parcela deste energético disponível no mercado global (cerca de 60%) (IEA, 2019). Portanto, a difusão das tecnologias necessárias para a produção do hidrogênio azul poderia implicar em importantes reduções de emissões.

No Brasil, um estudo desenvolvido pela EPE (2022) introduz a rota de produção do hidrogênio azul no ambiente do pré-Sal, em campos com produção de gás/gás associado com altas concentrações de dióxido de carbono. Nesta configuração, haveria o posicionamento de unidades de produção do hidrogênio próximas a FPSOs, de onde viria o gás natural produzido para ser utilizado como matéria-prima. Finalizado o processo de produção, o produto (hidrogênio) seria então exportado para a costa e o subproduto deste processo (dióxido de carbono) capturado para injeção em cavernas salinas nos arredores, para fins de sequestro permanente. Adicionalmente, frações excedentes do dióxido de carbono produzido junto ao gás associado do pré-Sal (considerados superiores a capacidade de reinjeção do reservatório) seriam também direcionadas a estas cavernas salinas, aumentando o volume total de dióxido de carbono sequestrado no processo.

Tal modelo de negócio se configura como uma interessante oportunidade de adaptação para o E&P, à medida que integra a possibilidade de se produzir um hidrogênio menos emissor do que o cinza (tecnologia predominante atualmente), a necessidade de se dar um uso útil ao expressivo volume de gás produzido no pré-sal, e ainda a possibilidade de alavancar/amadurecer a tecnologia de CCS/CCUS no país.

Na Figura 10, é apresentada a configuração do modelo de negócio esperado para produção do hidrogênio azul offshore. Além de dar um novo uso ao gás natural, justificando a continuidade da sua produção, a ideia permite a reinjeção de parcela do dióxido de carbono com fins de recuperação melhorada do óleo/gás (técnica já sendo aplicada) e ainda viria a viabilizar o sequestro de dióxido de carbono em cavernas de sal em águas ultra profundas, uma inovação a nível mundial. Nos últimos anos esta tecnologia tem ganhado atenção no país, com o desenvolvimento de diversas linhas de pesquisa no tema, mas sua aplicação ainda é sem precedentes (RCGI, 2018).

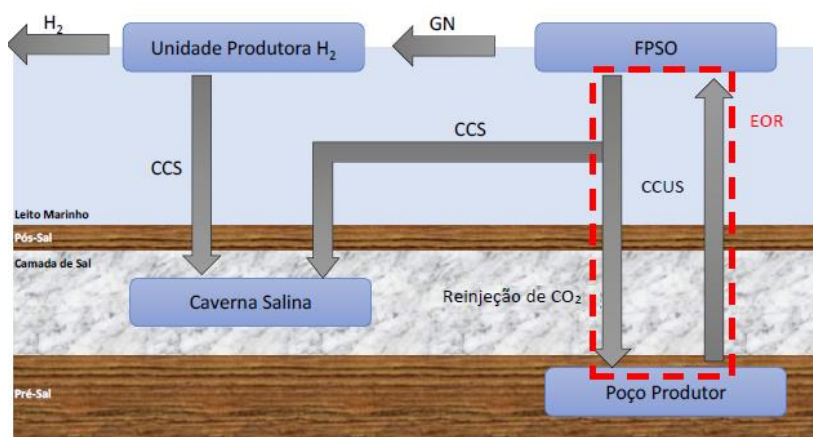


Figura 10. Esquema da rota de produção para o Hidrogênio azul offshore com CCUS (CCS e EOR).
Fonte: EPE (2022).

Por outro lado, é preciso pontuar que questionamentos a respeito dos benefícios climáticos do hidrogênio azul tem se intensificado nos últimos anos, em especial após a publicação de um estudo que concluiu que o hidrogênio azul pode vir a produzir 20% mais emissões de carbono na geração de calor do que o uso de gás natural (Howarth & Jacobson, 2021).

Tais questionamentos tem implicado em um retardamento de iniciativas com essa finalidade, abrindo espaço para uma outra opção, que também começa a ser explorada pela indústria de óleo e gás, a produção do hidrogênio verde. A rota para produção do

hidrogênio verde se dá através da tecnologia de eletrólise da água, sendo que nesta rota a energia para abastecimento do processo deve provir de uma fonte renovável, tornando-a uma opção mais sustentável a longo prazo.

Apesar de não apresentar uma ligação direta com a indústria como ocorre na produção do hidrogênio azul com o uso do gás natural, com as companhias de óleo e gás cada vez mais adentrando o ramo de renováveis, tornando-se companhias integradas de energia, a produção do hidrogênio verde também começa a ser vista como um possível caminho. Especialmente em um horizonte de médio prazo, apresentando-se como complementar ao hidrogênio azul, que tem sua projeção de produção estimada mais para um curto prazo, principalmente para a substituição do hidrogênio cinza.

Ademais, a economia do hidrogênio se apresenta como um interessante caminho para a indústria de óleo e gás devido à possibilidade de compartilhamento de infraestrutura, tecnologia e conhecimento atrelados ao segmento do midstream. Isto porque o hidrogênio é um combustível que utiliza infraestrutura semelhante à do setor de gás natural, como armazenamento, liquefação, regaseificação, transporte em gasodutos e distribuição de gás (Hunt et al., 2022).

No Brasil, um exemplo recente demonstra o potencial interesse de companhias de óleo e gás na economia do hidrogênio: a Shell acaba de firmar uma parceria com o Porto do Açu para a construção da primeira planta-piloto de produção de hidrogênio verde no país, a qual será construída nas instalações do porto (Shell, 2022).

Uma configuração inovadora para a produção do hidrogênio verde, que poderia ser enxergada como de maior potencial sinérgico com a indústria de óleo e gás, é apresentada por Hunt et al. (2022). Os autores propõem a produção de hidrogênio verde em zonas costeiras, através do uso de navios de eletrólise, uma abordagem flexível que permitiria a produção deste energético em locais da costa que apresentassem os menores custos de eletricidade. Os autores exploram ainda potenciais arranjos para o funcionamento destes navios no Brasil, apontando que esta poderia ser uma solução interessante para o país tendo em vista o alto potencial de produção eólica na costa.

3.2.2.2. Carbon Capture and Storage / Utilization (CCS/CCUS)

A tecnologia conhecida como CCS, acrônimo do inglês *Carbon Capture and Storage*, consiste na separação e captura do dióxido de carbono proveniente de fontes pontuais antropogênicas a fim de evitar sua liberação para a atmosfera. Após a etapa de captura, é feito o transporte deste gás até formações geológicas subterrâneas nas quais ele possa ser armazenado de forma segura e permanente.

Embora não sejam as únicas formações consideradas apropriadas para o armazenamento, reservatórios de óleo/gás são uma das opções mais favoráveis para o sequestro de dióxido de carbono pois reúnem condições ideais como: a existência comprovada de uma rocha selante acima do reservatório, o vasto conhecimento e experiência já adquiridos pela indústria em lidar com as características geológicas de tal reservatório, além da possibilidade do aproveitamento da infraestrutura já existente no campo para a injeção do dióxido de carbono (Brennan & Burruss, 2006).

Desta forma, campos de óleo e gás depletados se apresentam como pontos promissores para a injeção de dióxido de carbono, podendo as estruturas do campo até então produtor serem revertidas para operação de CCS. Ademais, quando campos ativos forem considerados como formação alvo para o armazenamento do dióxido de carbono, um método para recuperação melhorada do óleo (*Enhanced Oil Recovery – EOR*) pode ser conduzido em paralelo, tendo em vista que o dióxido de carbono é um dos elementos usualmente utilizados pela indústria para desenvolvimento de métodos terciários, dependendo das características do reservatório e dos hidrocarbonetos. Projetos que combinem o método de *CO₂-EOR* ao armazenamento geológico são classificados como *CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage)*, pois nestes o dióxido de carbono se propõe a uma finalidade comercial (podendo contribuir para um incremento da reserva em até 23%) ao invés de ser simplesmente descartado (MCTI, 2017).

No pré-sal brasileiro, desde 2011 a Petrobras aplica o método de *CO₂-EOR* na Bacia de Santos, utilizando-se do alto teor de dióxido de carbono no gás natural produzido. Até junho de 2021, 21,4MtCO₂ haviam sido injetados em reservatórios do pré-sal e a intenção é de que esse volume chegue a 40MtCO₂ até 2025. Com isso, a companhia tem

contribuído para a evolução tecnológica, redução de custos e demonstração da segurança da tecnologia CCUS (Global CCS Institute, 2021).

Além de constar como uma opção tecnológica para mitigação das emissões operacionais do próprio *upstream*, o CCS/CCUS despontam como tecnologias essenciais para impedir a entrada de volumes adicionais de dióxido de carbono na atmosfera resultantes de atividades emissoras distintas, inclusive de setores *hard-to-abate*. Adicionalmente, estas tecnologias podem ser associadas a captura de dióxido de carbono de processos de base biológica (BECCS, na sigla em inglês) e prover um destino ao dióxido de carbono removido diretamente da atmosfera através da tecnologia de captura direta do ar (DAC, na sigla em inglês) (IEA, 2021a).

Projeções do cenário *Net Zero* 2050 da Agência Internacional de Energia (IEA, 2021a) apontam como imprescindível a adoção destas tecnologias em larga escala. Entretanto, seu atual nível de implementação ainda se encontra em estágios iniciais, com poucos projetos em escala comercial ao redor do mundo, os quais conjuntamente respondem pela captura de um volume de aproximadamente 40MtCO₂/ano. De acordo com tais projeções, até 2050 este volume deve aumentar expressivamente, atingindo a marca de 7,6GtCO₂/ano.

Com a necessidade de escalada desta tecnologia, nos últimos anos fortes investimentos têm sido dedicados a este fim, resultando em um crescimento de 48% entre 2020-2021 (Global CCS Institute, 2021). Mais de um terço dos gastos totais com projetos de CCUS derivaram da indústria de óleo e cerca de três quartos do dióxido de carbono capturado atualmente para este fim se refere a operações de petróleo e gás. Ou seja, fica claro que o envolvimento da indústria é essencial para que o amadurecimento desta tecnologia se dê no nível e tempo requeridos (IEA, 2020a).

Sendo assim, pode-se dizer que a indústria ocupa posição privilegiada para contribuir com o desenvolvimento do CCS e tem se mostrado empenhada em alavancar o emprego desta tecnologia em escala global. Uma demonstração disso é o compromisso da *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI) de assumir a liderança nesta área como uma de suas principais prioridades. Em 2019, essa associação deslançou uma iniciativa para impulsionar o surgimento de hubs de CCS ao redor do mundo. Tendo em

vista os investimentos altamente intensivos e de longo prazo associados a construção de instalações de CCS, a ideia de hubs de CCS tem sido bastante explorada nos últimos anos (OGCI, 2020).

A ideia de hubs de CCS consiste na operacionalização de projetos de CCS de grande porte por meio da associação de diferentes emissores de volumes menores de dióxido de carbono, ou seja, com a captura do gás se dando a partir de diferentes clientes, aumentando assim o volume total a ser transportado e armazenado de forma integrada. Desta forma, a infraestrutura para o transporte e armazenamento do dióxido de carbono seriam centralizadas e compartilhadas por todos os contribuidores individuais e conhecimentos adquiridos propagados, uma alternativa interessante para acelerar a redução de custos destes projetos, além da redução dos riscos de armazenamento (Global CCS Institute, 2016).

Um exemplo de Hub de CCS em desenvolvimento pela indústria é o projeto *Northern Lights* operado pela Equinor com os parceiros Shell e Total, com o início de suas atividades previsto para 2024. O projeto envolverá a captura de dióxido de carbono de diferentes clientes. Inicialmente, o gás será obtido de uma planta de cimento e uma usina *waste-to-energy* na Noruega, mas a intenção é expandir a cartela de clientes visando atender toda a Europa (Northern Lights, 2022). A fim de prover a flexibilidade necessária para atender os diferentes pontos emissores, em diferentes tempos de projeto, o meio adotado para o transporte do dióxido de carbono serão navios. Sendo assim, o desenvolvimento de navios adequados a este tipo de transporte é parte essencial do projeto. Esta configuração consolida a possibilidade de empresas de óleo e gás virem a prestar serviços de transporte e injeção de dióxido de carbono, especialmente no ambiente *offshore*.

Tratando-se do contexto nacional, estudos demonstram que o Brasil conta com enormes potenciais tanto para captura do dióxido de carbono, quanto para o seu armazenamento. Para a captura, destacam-se principalmente fontes provenientes da extração e refino de petróleo, siderurgia, fábricas de cimento e destilarias de etanol (Rochedo, et al., 2016). No caso de armazenamento, destacam-se os reservatórios do pré-sal das bacias de Campos e Santos, onde operações de CO₂-EOR já se encontram em

andamento. Outra possibilidade é a construção de cavernas de sal para este fim (RCGI, 2018).

Portanto, o desenvolvimento de Hubs *offshore* de CCS no país se apresenta como um potencial caminho para a diversificação das atividades da indústria, com o transporte via navios sendo uma opção atrativa para a logística do dióxido de carbono, tendo em vista a concentração de fontes emissoras na costa, suas características sazonais de produção e a disponibilidade de reservatórios adequados para injeção no ambiente offshore, especialmente na região sudeste (Nogueira et al., 2022). Desta forma, a junção de potenciais clientes interessados nas atividades de transporte e injeção de dióxido de carbono, aliada às vantagens competitivas da indústria para atuação no ambiente marinho e sua expertise nas técnicas de injeção e conhecimentos adquiridos para o transporte de dióxido de carbono se apresentam como vantagens competitivas para atuação da indústria neste novo nicho de mercado.

3.2.2.3. Eólica *offshore*

Outra oportunidade que tem sido apontada como atraente para diversificação de portfólio da indústria é a eólica *offshore*. A geração eólica tem crescido fortemente e é apontada, juntamente com a solar fotovoltaica, como carro-chefe para a redução de emissões do setor elétrico nas próximas décadas. Segundo a IEA (2021a), no cenário *net zero 2050* aproximadamente 90% da geração global de eletricidade em 2050 virá de fontes renováveis, com energia solar fotovoltaica e eólica juntas representando cerca de 70% deste total.

A geração *onshore* responde pela maior porcentagem de crescimento dessa fonte, mas grande atenção vem sendo dada ao *offshore* devido às condições de ventos de maior intensidade e constância neste ambiente, que proporcionam maiores capacidades de geração. Além disso, essa tecnologia tem se desenvolvido muito rápido e, nos últimos anos, sua participação vem crescendo. Em 2020, cerca de 5% da capacidade instalada total de energia eólica (114 GW) se deu por projetos *offshore*. Em 2030 espera-se que esta porcentagem suba para cerca de 20%, de uma capacidade instalada total de 390GW (IEA, 2021a).

Entretanto, o desenvolvimento dessa atividade no ambiente *offshore* envolve a instalação de gigantescas estruturas (fixas ou móveis), que demandam maior complexidade e tempo de instalação do que em terra e sua operação se dá sob condições que podem ser muito mais severas do que as do ambiente *onshore*. Nesse contexto, destacam-se o *know-how*, infraestrutura e fornecedores da indústria de óleo e gás, dos quais o desenvolvimento eólico offshore poderia se beneficiar imensamente.

Ademais, o nível de investimento esperado na geração de energia no mar é alto e acredita-se que ele possa ser ancorado pela indústria de óleo e gás, tendo em vista a possibilidade de compartilhamento de infraestruturas, serviços, tecnologias e equipamentos, implicando na redução das despesas. A Equinor é uma das operadoras que está apostando fortemente nessas sinergias, tendo selecionado a eólica *offshore* como uma de suas prioridades para avançar como parte de sua estratégia para a transição energética (Equinor, 2020).

O Brasil se destaca dentre os países com maior potencial para geração *offshore* e tem se tornado um dos recentes polos de interesse para o desenvolvimento de novos projetos para instalação desta tecnologia. Segundo o IBAMA (2022), o número de pedidos de autorização para licenciamento de complexos eólicos offshore apresentou um crescimento vertiginoso nos últimos três anos, passando atualmente (até 20 de abril de 2022) da marca de 50 processos sob avaliação, registrando uma participação importante de *players* da indústria de óleo e gás.

Finalmente, além de os setores eólico e de óleo e gás *offshore* compartilharem sinergias relativas às cadeias de suprimento e logística e até mesmo similaridades referentes a processos de licenciamento, o desenvolvimento de complexos eólicos *offshore* próximos a instalações de produção de óleo e gás poderia vir a viabilizar a eletrificação das plataformas, medida que é buscada pelas operadoras para redução de suas emissões, conforme antes destacado neste documento. Ao mesmo tempo, o acesso à eletricidade de baixo custo diretamente de parques eólicos *offshore* para operadores de óleo e gás criaria oportunidades comerciais para a expansão desses empreendimentos eólicos (Rystard Energy, 2020).

3.2.2.4. Alternativas de descomissionamento

O descomissionamento de plataformas offshore, ou seja, a desmontagem, descontaminação e remoção de equipamentos de processo e estruturas de instalações (Ruivo & Morooka, 2001), se faz necessário com o fim da vida produtiva dos campos de petróleo *offshore*, quer seja pela depletação dos reservatórios que já vem produzindo há décadas (Lakhala et al., 2009) ou pela aceleração da devolução dos ativos por conta de estratégias competitivas e modelos de negócios capazes de apoiar a transição energética das operadoras (Baron & Fischer, 2015).

Desta forma, diante do atual contexto global de emergência climática e ainda, no caso particular do Brasil, com a vida útil de diversos campos se aproximando do fim, o descomissionamento tem sido um tema bastante discutido a nível global e nacional. Tendo em vista que as operações de óleo e gás envolvem estruturas de grande porte cujo processo de descarte é complexo e caro e apresenta potenciais impactos ao meio ambiente, é importante que diferentes alternativas sejam estudadas, a fim de se minimizar tais impactos, e reduzir os custos associados.

Com essa finalidade, diretrizes internacionais de descomissionamento vêm sendo revisadas nos últimos anos, constatando que a remoção parcial oferece melhores resultados ambientais do que a remoção completa (Lakhala et al., 2009); (Henrion et al., 2015). Essa constatação levou algumas nações a permitirem a permanência de estruturas abandonadas no mar para atuarem como recifes artificiais e/ou encontrarem soluções alternativas para o reaproveitamento sustentável desses ativos (Margheritini et al., 2020) (Delgado et al., 2021).

A busca por soluções alternativas pode vir a abrir caminhos para novas atividades da indústria. Novos usos têm sido estudados para o reaproveitamento de tais estruturas, inclusive para viabilizar algumas das tecnologias mencionadas neste estudo, tais como: utilização de plataformas como bases offshore para manutenção de parques eólicos (Schaeffel et al., 2019), para pontos de injeção de dióxido de carbono em campos esgotados (Jones et al. 2021); e ainda para a instalação de fazendas fotovoltaicas ou para a instalação de equipamentos para dessalinização de água do mar (Capobianco et al., 2021).

4. Refino

4.1. Medidas de mitigação em refinarias

Entre os processos da cadeia de valor dos combustíveis derivados de petróleo, a etapa de refino contribui de forma significativa para as emissões de ciclo de vida desses energéticos. Em 2018, o refino teve participação em 4% das emissões mundiais de dióxido de carbono (Concawe, 2018a).

Conforme descrito no Capítulo 1 deste texto, o cumprimento das metas estabelecidas no Acordo de Paris se traduz na necessidade de redução das emissões globais de GEEs, com o atingimento de emissões líquidas nulas nas próximas décadas (Rogelj et al., 2018). Neste contexto, trajetórias de baixo carbono apontam para uma diminuição no uso do petróleo para prover energia nos próximos anos, o que traz impactos para a operação convencional de refinarias. Trajetórias deste tipo podem ser encontradas em IEA (2021a) e IPCC (2022), conforme consta no Capítulo 1. Na trajetória apresentada por IEA (2021a), o setor de refino de petróleo enfrenta queda de 85% em suas operações convencionais até 2050. Se, por um lado, as projeções apontam uma redução no uso de refinarias para atender às ambições climáticas, por outro lado, o mundo ainda é fortemente dependente de seus produtos para diversas atividades econômicas, especialmente em setores que ainda não possuem alternativas triviais de baixo carbono, como o transporte de longa distância.

De maneira geral, refinarias mais complexas possuem as maiores intensidades de carbono, pois convertem óleo pesado em produtos de alto valor agregado, o que envolve unidades severas de conversão como hidrocraqueamento, coqueamento e visco-redução, que são energointensivas (Abdul-Manan et al., 2017). Para o futuro, é esperado o aumento de emissões, uma vez que é preciso uma maior complexidade para processar óleos que tendem a ter menor qualidade (Abdul-Manan et al., 2017; Draeger et al., 2022; Ferreira Coelho & Szklo, 2015; Szklo et al., 2021). A produção de derivados cada vez mais especificados, com menor teor de contaminantes, também intensifica essa tendência, devido à necessidade de unidades de hidrotreatamento (HDT) com condições reacionais cada vez mais severas e com maior consumo de hidrogênio.

As unidades responsáveis pelas maiores emissões de dióxido de carbono nas refinarias são fornos e caldeiras, unidades de craqueamento catalítico, plantas de utilidades (geração de eletricidade e vapor) e unidades de geração de hidrogênio (Abdul-Manan et al., 2017; Marafi et al., 2017; Yao et al., 2018). A participação varia de acordo com cada refinaria, mas a Figura 11 traz um esquema com o balanço de massa, mostrando as principais unidades emissoras de uma refinaria de média conversão (setas em vermelho).

Gerenciamento de Combustíveis da Refinaria

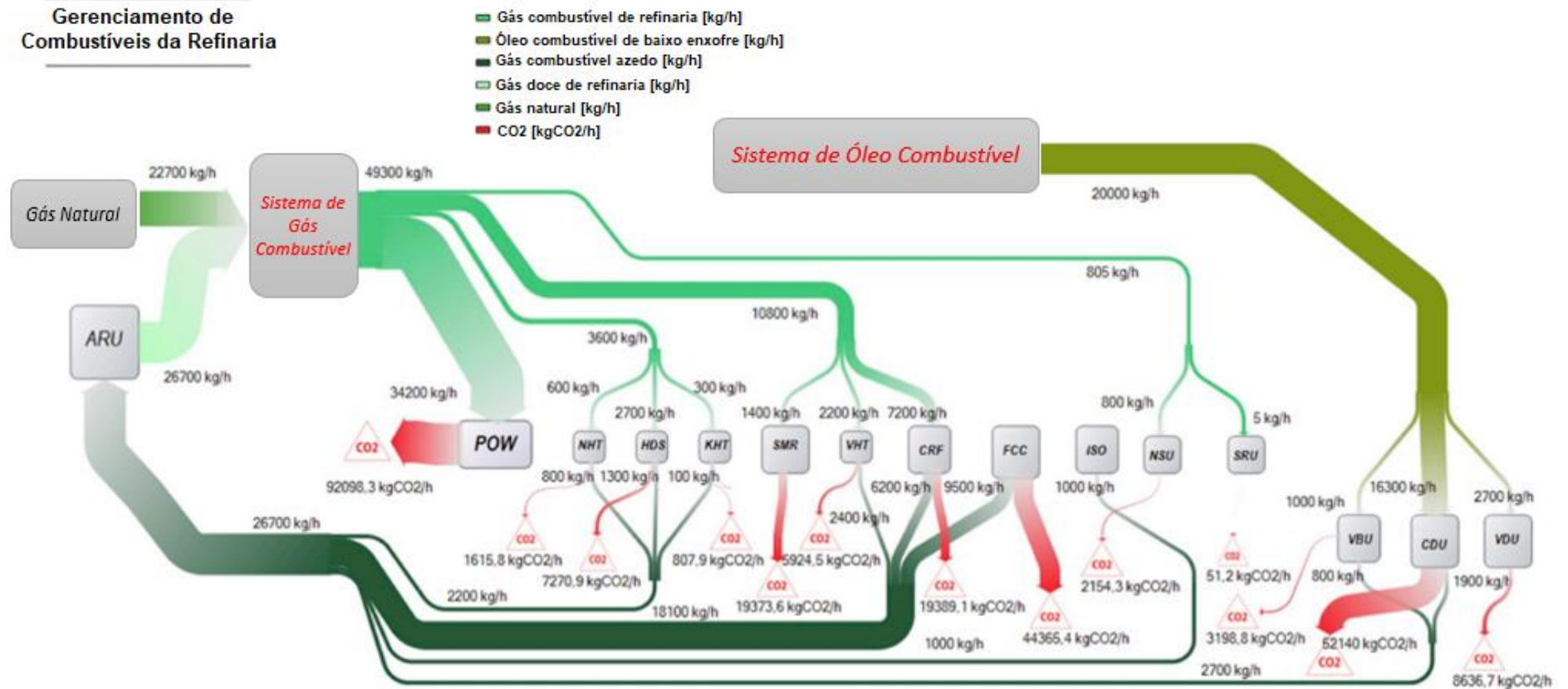


Figura 11: Esquema de entradas de combustíveis e emissões de dióxido de carbono de uma refinaria de média conversão. Fonte: adaptado de Mastropasqua et al. (2020). Observação: o esquema não representa uma refinaria típica brasileira e há unidades que não existem em refinarias do Brasil.

Devido à natureza esparsa das fontes de emissões nas refinarias e diferentes concentrações de dióxido de carbono no exausto das unidades emissoras, não há um custo único para captura de carbono e muitas vezes sua implementação é um desafio e as medidas de mitigação das emissões no refino são variadas (Yao et al., 2018).

4.1.1. Eficiência energética

As medidas de eficiência energética são ações que procuram produzir o mesmo serviço energético com menor consumo de energia. Elas estão relacionadas não só a novas tecnologias, mas também a boas práticas e mudanças operacionais. Medidas desse tipo podem ser interpretadas também como “plantas de geração de energia invisíveis”, uma vez que aumentam a energia líquida disponível em unidades de produção.

Ao mesmo tempo, planos de eficiência energética envolvem um custo de investimento, o que muitas vezes desestimula sua adoção, embora comumente após anos ou até mesmo meses, o capital investido para implementação da eficiência energética seja recuperado devido à economia trazida com a implementação dessas medidas.

Em seus estudos, Yáñez et al. (2022) desenvolveram um plano de mitigação de emissões para indústrias complexas e aplicaram um estudo de caso para uma refinaria da Colômbia. Para a proposição de medidas de redução de emissões de GEEs em refinarias, eles sugerem a seguinte abordagem: 1. Elaboração do inventário das instalações existentes e de parâmetros relevantes dos processos (como emissões de dióxido de carbono, capacidades de operação, balanços de massa e energia); 2. Identificação e coleta de dados de opções de mitigação de GEEs; 3. Identificação dos impactos das opções de mitigação nos equipamentos da refinaria; 4. Identificação das interações entre as opções de mitigação (potencial de redução de GEEs, possíveis sinergias, economias de escala, efeitos de *lock-in* etc.); 5. Estimativa do potencial de redução de emissões de GEEs das medidas individuais e em conjunto; 6. Escolha do portfólio de tecnologias de mitigação a serem utilizadas.

Para a medição da eficiência de uma planta, o uso de indicadores é fundamental, uma vez que possibilitam identificar padrões de consumo vigentes, e a comparação com

referências externas de outras plantas, da legislação em vigor ou mesmo com manuais do fabricante. Dessa forma é possível identificar desvios e os processos chave a serem aprimorados para reduzir o consumo de energia, os custos do processo e as emissões de gases de efeito estufa resultantes de um baixo desempenho (ARPEL, 2013a). Dois indicadores importante são comumente utilizados para quantificar a eficiência energética das unidades de refinarias, o índice de complexidade de Nelson e índice de Solomon (Guedes, 2015). O índice de complexidade de Nelson é um indicador que relaciona a capacidade de conversão secundária de uma refinaria com sua capacidade de processamento (capacidade de destilação primária) e ajuda na quantificação e comparação da complexidade de refinarias de petróleo (ANP, 2021b; EPE, 2018). O índice de Solomon (também chamado de Índice de Intensidade Energética) estima a eficiência energética de unidades de processamento do refino, relacionando o consumo total de energia com o “padrão Solomon” (ARPEL, 2013b).

Em seus estudos Zhao et al. (2021) desenvolveram um modelo para calcular o consumo de energia e emissões no nível de processo de refinarias. Eles também calcularam o potencial de redução do consumo de energia do setor de refino da China e os resultados indicaram um potencial de 12% de redução do consumo de energia em 2050 e 10% de redução das emissões de dióxido de carbono.

De maneira geral, as medidas de mitigação de emissões de gases de efeito estufa relacionadas à eficiência energética no refino envolvem a troca de combustível (por um outro cuja queima é mais eficiente); modernização de equipamentos, quando estão desgastados, para ter equipamentos que trabalhem na eficiência de projeto; aproveitamento de calor resultante de unidades de processo para pré-aquecer correntes de entrada de outros processos; medidas em bombas, fornos, flare, caldeiras e linhas de vapor; entre outras (Guedes, 2015; Morrow, et al., 2011; Tao et al., 2019; Yáñez et al., 2022; Zhao et al., 2021). Em 2021, a Petrobras lançou o Programa RefTOP⁶ que, entre outras medidas, inclui iniciativas de eficiência energética em refinarias, como melhor aproveitamento do gás natural, energia elétrica e vapor.

⁶ Mais informações em Petrobras (2021).

Muitas das medidas de eficiência energética para refinarias são de baixa complexidade tecnológica e custo de médio a baixo (em relação a outros tipos de medidas). Ainda, nos estudos de Yáñez et al. (2022) esse tipo de medida representou 12% dos custos totais de investimento mas cerca de 60% do potencial total de economia de energia.

A Tabela 1 mostra as medidas de eficiência energética para o refino que são consideradas Melhores Tecnologias Disponíveis, isto é, medidas que estão disponíveis em nível comercial para o setor de refino do petróleo⁷.

⁷ Medidas de eficiência energética adicionais podem ser encontradas em Tao et al. (2019) e em Yáñez et al. (2022).

Tabela 1: Medidas de eficiência energética para o refino (Melhores Tecnologias Disponíveis).

Medida de eficiência energética	Finalidade	Unidade de processo do refino	Exemplos de aplicação	Custos	Comentários
Substituição de combustíveis líquidos por gasosos	Substituir combustíveis por outros de menor fator emissão e queima homogênea. Ex: óleo combustível pelo gás natural.	UDA, UDV, URC, HDT, RFCC, FCC, HCC, UCR, ALQ, UGH, DSF	REDUC	-	Pode resultar em um aumento do custo operacional, dependendo do contexto do mercado de gás natural.
Modernização de fornos	Instalação de novos fornos.	UDA, UDV, URC, HDT, RFCC, FCC, HCC, UCR, ALQ, UGH, DSF	Queimadores <i>Low Nox</i> na REDUC; Unidades da Refinaria de Richmond, Califórnia, com fornos ULE (<i>Ultra Low Emission</i>).	US\$ 0,0039/MJ de energia conservada	Potencial de aumento de até 10% na eficiência do refino. Em algumas unidades é possível uma economia no consumo de combustíveis de 14,1 MJ/bb; Porém o aumento de eficiência depende das condições dos queimadores, suas disposições e características de queima.
Manutenção e controle da injeção de ar em fornos	Evitar o excesso de ar, para que não exceda o limite de 2 a 3% de oxigênio visando uma combustão completa.	UDA, UDV, URC, HDT, RFCC, FCC, HCC, UCR, ALQ, UGH, DSF	Refinaria da Valero em Houston.	-	Simplicidade e fácil implementação; 4% melhoria na eficiência energética dos fornos (fornos representam cerca de 35% do consumo energético da refinaria).
Pré-aquecimento do ar em fornos	Aproveitamento do calor dos gases de exaustão para reduzir combustível adicional para geração de calor.	UDA, UDV, URC, HDT, RFCC, FCC, HCC, UCR, ALQ, UGH, DSF	-	Coqueamento retardado - 0,0126 US\$/MJ e HCC - 0,01407 US\$/MJ de energia conservada.	Economia de até 18% em combustíveis, dependendo das condições do exausto.
Integração energética e mássica (exemplo tecnologia Pinch)	Ferramenta prática que avalia o ganho de eficiência no uso da energia, água e hidrogênio através da integração de processos e maximização da recuperação energética.	UDA, UDV, URC, HDT, RFCC, FCC, HCC, UCR, ALQ, UGH, DSF	Aplicado por mais de 40 refinarias no mundo, ex: as refinarias Amoco (EUA), Agip (Itália), algumas refinarias da Shell na Europa, e da Exxon no Reino Unido e Holanda.	20 US\$/GJ de energia conservada.	Potencial de economia de energia é muito superior ao de técnicas convencionais como recuperação de calor e isolamentos.

Controle de incrustação	Reduzir incrustações (incrustações impedem a transferência de calor, o que aumenta o consumo de combustíveis).	UDA, UDV, URC, HDT, RFCC, FCC, HCC, UCR, ALQ, UGH, DSF	-	-	-
Sistemas de controle avançados	Trata-se de modelos computacionais e uso de sensores para melhorar a confiabilidade e controle da produção, reduzindo as paradas para manutenção e seus custos.	UDA, UDV, URC, HDT, RFCC, FCC, HCC, UCR, ALQ, UGH, DSF	-	Alto custo, pois além da troca de equipamentos de medição e controle também é trocado o software de controle específico das unidades.	Ganhos energéticos variam entre 2 a 18%.
Turbo-expansores	Recupera parte da energia do gás combustível gerado pelo FCC, através da instalação de um turbo-expansor redutor de pressão. Esta energia pode ser utilizada no compressor da unidade ou encaminhada à rede.	RFCC, FCC, HCC	Refinarias da Valero em Houston, Texas e Wilmington, Califórnia e também a refinaria em Edmonton (Canadá). Petrobras instalou me unidades de FCC em 4 refinarias.	-	Processo caracterizado por grandes volumes de gases a elevadas temperaturas (cerca de 700oC) operando de forma contínua a baixas pressões. Um sistema de recuperação de energia pode reduzir cerca de 7-10% do Índice de Intensidade Energética da refinaria.
Modernização do sistema de flare	Aumentar a eficiência de combustão do piloto, instalar monitoramento ótico do piloto ou eliminar o piloto do flare.	UDA, URC, RFCC, FCC, HCC, UCR	-	-	Refinadores questionam a confiabilidade deste sistema.
Redução/ reaproveitamento das correntes enviadas ao flare	Reduzir a queima no flare, por meio da coleta e compressão do gás de flare e injeção em gasodutos para processamento e comercialização, geração de eletricidade ou cogeração.	UDA, URC, RFCC, FCC, HCC, UCR	Chevron Texaco em Pascagoula (Mississipi) e até pequenas refinarias como a Lion Oil Co (El Dorado, Arkansas).	-	Medida baseada em práticas operacionais (como melhor controle de purga), por isso é rapidamente implementada e de baixo custo de implementação. Potencial de recuperação do gás de 95% e redução da produção de gás de exausto.
Modernização de bombas	Modernizar bombas, para que fiquem com as condições de operações de acordo com as quais foram projetadas.	UDA, UDV, URC, HDT, UCR, DSF	-	-	Os ganhos energéticos pela substituição de bombas variam de 2 a 10%.

Operação, manutenção e monitoramento de bombas	Usar o monitoramento do equipamento em conjunto com a operação e manutenção para verificar falhas/problemas nos sistemas e facilitar a resolução.	UDA, UDV, URC, HDT, UCR, DSF	-	-	Na indústria norte-americana, foi estimado um potencial de redução de consumo elétrico de cerca de 2 a 7%.
Correção do superdimensionamento de bombas	Usar engrenagens e correias ou motores com velocidades reduzidas para corrigir o superdimensionamento de bombas.	UDA, UDV, URC, HDT, UCR, DSF	-	-	Estima-se que a correção do superdimensionamento pode reduzir de 15 a 25% no consumo elétrico associado às bombas.
Bombas com velocidade variável	Regular a velocidade da bomba.	UDA, UDV, URC, HDT, UCR, DSF	Refinaria da Chevron em Richmond (Califórnia, EUA).	-	Payback time de novas instalações é da ordem de meses; controle de 10% da velocidade promovem economias de 20% e controle de 20% podem atingir 40% de conservação de energia.
Modernização de compressores e compressores com velocidade variável	Instalação de motores mais eficientes nos compressores.	URC, HDT, RFCC, FCC, DSF	-	-	Pode reduzir o consumo energético anual em até 2% e o retorno do investimento ocorre em menos de três anos; a implementação de reguladores de velocidade em compressores rotativos de ar pode reduzir em até 15% o consumo de energia.
Ventiladores com velocidade variável	Regular a velocidade dos ventiladores.	UDA, UDV, URC, HDT, RFCC, FCC, HCC, UCR, ALQ	-	-	O uso de moduladores de velocidade em ventiladores pode garantir uma redução que pode variar de 14 a 49%.
Aumento do isolamento das linhas de vapor	Reduzir perda de calor, por meio de maior isolamento.	UDA, UDV, URC, HDT, RFCC, FCC, HCC, UCR, ALQ, UGH, DSF	-	-	Economias de energia exatas e períodos de retorno variam de acordo com a situação específica na planta.

Fonte: elaboração própria com base em Guedes (2015), Tao et al. (2019) e Yáñez et al. (2022). UDA – Unidade de Destilação Atmosférica; UDV – Unidade de Destilação a Vácuo; URC – Unidade de Reforma Catalítica; HDT – Unidade de Hidrotratamento; RFCC – Craqueamento catalítico fluido de resíduos; FCC – Craqueamento catalítico fluido; HCC – Unidade de Hidrocraqueamento; UCR – Unidade de Coqueamento Retardado; ALQ – Unidade de Alquilação; UGH – Unidade de Geração de Hidrogênio; DSF – Unidade de Desasfaltação a Propano.

4.1.2. Captura de carbono

A captura de carbono é uma alternativa que envolve a separação do dióxido de carbono de correntes de gases. Quanto maior sua concentração na corrente, mais fácil é separá-lo. De maneira geral, as tecnologias de captura podem ser classificadas quanto ao princípio de separação, como absorção química, absorção física, adsorção, *loop* químico, membranas e separação criogênica (Concawe, 2018b). Quanto à etapa do processo em que a captura ocorre, ela pode ser separada em três tipos: pré-combustão, pós combustão e oxicombustão (Yao et al., 2018).

Em sistemas pré-combustão, os combustíveis são convertidos em gás de síntese e assim o carbono é removido preliminarmente à combustão, mas esse método não é reportado com frequência para refinarias. Em contrapartida, os sistemas pós-combustão são a tecnologia de captura mais madura (Escudero et al., 2016), em que o dióxido de carbono é capturado do gás de exausto resultante de processos de combustão, como caldeiras e fornos. Por fim, na oxicombustão, o combustível é queimado com oxigênio puro, em vez de ar e assim o gás resultante é basicamente vapor d'água e dióxido de carbono, facilmente separados por meio de resfriamento/compressão (De Mello et al., 2013; Yao et al., 2018). Apesar de a pós-combustão ser considerada o processo de captura mais viável para o refino e petroquímica, com custos de abatimento entre 70-120 USD/tCO₂, as fontes dispersas de dióxido de carbono e a baixa concentração desse gás nas correntes tornam a captura em plantas de refino um desafio (Escudero et al., 2016).

Os sistemas de captura pós-combustão são frequentemente aplicados em unidades de reforma a vapor (Yao et al., 2018), craqueamento catalítico fluido (FCC, na sigla em inglês) e sistemas de cogeração de eletricidade e calor. O processo mais comumente empregado é a captura com solvente MEA⁸, com eficiência de captura de 90% mesmo para baixas concentrações de dióxido de carbono no exausto (4 a 16%) (Yáñez et al., 2022).

⁸ A monoetanolamina (MEA) é uma amina primária muito utilizada industrialmente, com elevadas taxas de remoção de gases ácidos, como o dióxido de carbono.

No FCC, também é possível capturar o gás carbônico resultante da regeneração do catalisador por meio da separação via oxidação (De Mello et al., 2013; Silva et al., 2022). Esse tipo de captura também é adequado para sistemas de cogeração de eletricidade e calor (Escudero et al., 2016). No entanto, o desafio da oxidação está na obtenção de oxigênio puro, etapa que resulta em grande penalidade energética devido ao elevado consumo de eletricidade de uma unidade de separação do ar.

Em seus estudos, Yao et al. (2018) estimaram os custos e o potencial de captura de carbono em refinarias dos Estados Unidos (Figura 12). Foram elaborados dois cenários: um para captura pós-combustão em fontes dispersas e outro para captura centralizada com captura pré-combustão e oxidação. Para a captura pós combustão foram avaliadas quase todas as unidades da refinaria (linha preta e média de custos em verde); para a captura via oxidação, foi avaliada a unidade de FCC (linha vermelha); e para a captura pré-combustão foi considerada a descarbonização dos combustíveis utilizados em todas as unidades do refino (linha vermelha):

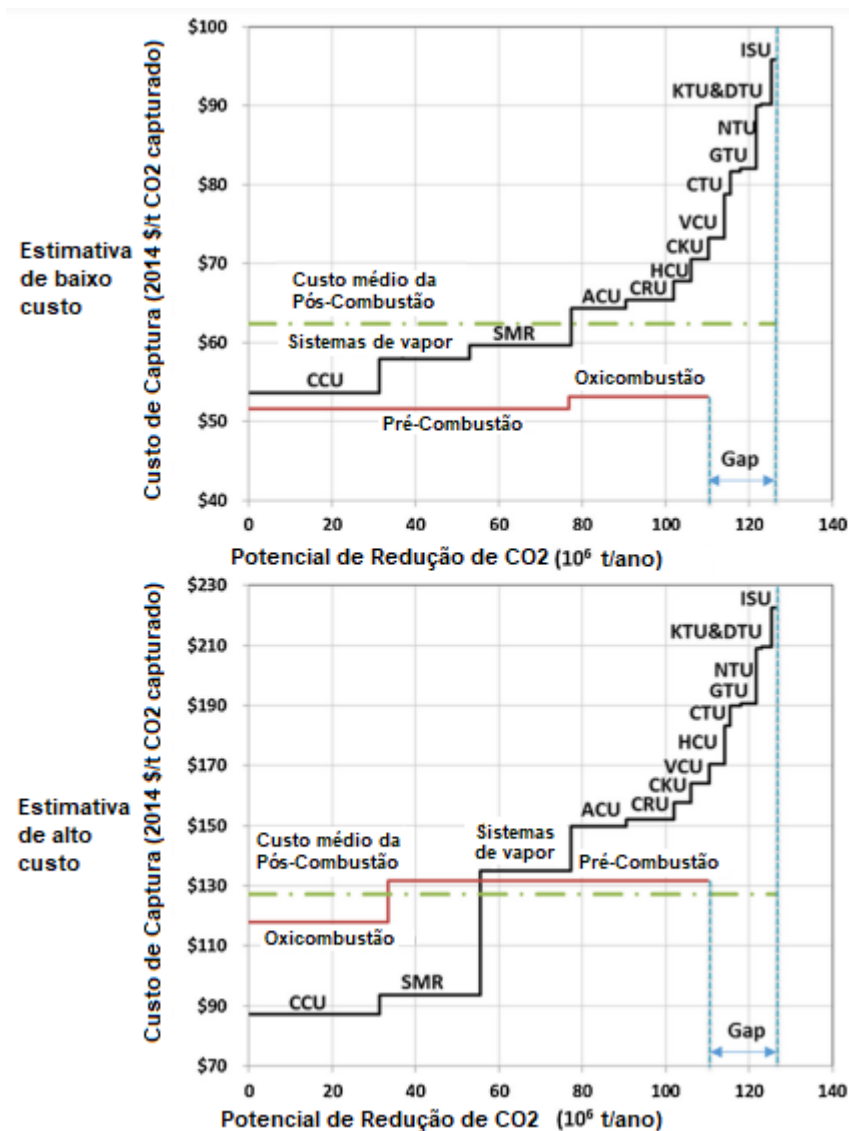


Figura 12: Potencial e custos de abatimento da captura de carbono em refinarias dos Estados Unidos. Fonte: adaptado de Yao et al. (2018). ADU – Destilação atmosférica; VDU – Destilação a vácuo; CKU – Coqueamento; HCU – Hidrocraqueamento; CTU – Hidrotratamento; CCU – Craqueamento catalítico; DTU Hidrotratamento de alta severidade; KTU- Tratamento de querosene (baixa severidade); GTU – Hidrotratamento de gasolina; NTU – Tratamento de Nafta; CRU- Reforma catalítica; ISU – Isomerização; AKU – Alquilação.

4.1.3. Integração com fontes renováveis de energia

Um outro tipo de medida de mitigação de gases de efeito estufa possível para o refino do petróleo é a utilização de fontes renováveis de energia. As aplicações incluem a substituição de fontes de energia elétrica convencionais, conectadas à rede ou não, por geração solar fotovoltaica (FV) ou geradores eólicos para alimentar equipamentos e instrumentos elétricos, como válvulas, bombas e caldeiras. Para aplicações em que energia é fornecida em forma de calor, como a produção de vapor, a opção de mitigação

envolve a energia solar térmica, por exemplo (Absi Halabi et al., 2015; Yáñez et al., 2022).

A integração com fontes renováveis de energia pode ser aplicada também à unidade de geração de hidrogênio, com a rota de produção via eletrólise da água. Nessa reação, uma corrente elétrica é utilizada para separar a água em hidrogênio e oxigênio, e quando são empregadas fontes renováveis de energia, o processo resulta em zero emissões diretas de GEEs. Os custos decrescentes e o avançado grau de maturidade tecnológica da energia solar FV e da energia eólica as tornam opções interessantes para a produção de hidrogênio. A Figura 13 e a Figura 14 mostram a evolução do CAPEX da energia eólica e energia solar FV no Brasil, respectivamente.

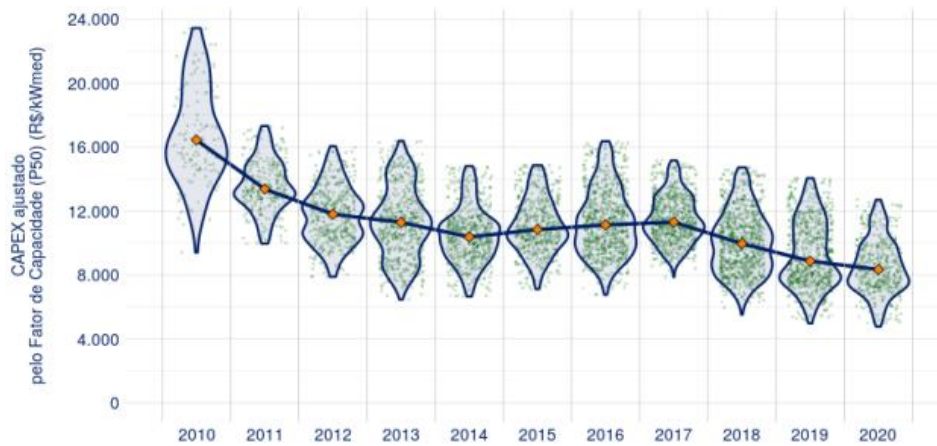


Figura 13: Evolução do CAPEX da energia eólica no Brasil. Fonte: EPE (2021).

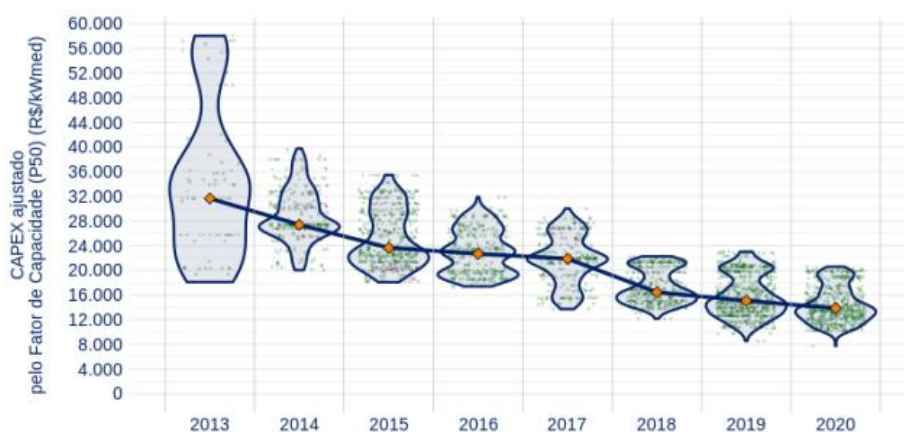


Figura 14: Evolução do CAPEX da energia solar FV no Brasil. Fonte: EPE (2021).

Uma desvantagem da eletrólise da água é o alto consumo de água: a proporção é de cerca de 11 litros/kgH₂ (Argonne, 2015). Outro desafio dessa rota são os altos custos dos equipamentos nos quais ocorre a eletrólise, os eletrolisadores. No entanto, alguns autores e agências internacionais defendem que essa barreira tende a ser superada à medida que a tecnologia ganhe maiores escalas, pois seu custo unitário tende a diminuir devido a economias de escala (Götz et al., 2016; IEA, 2019; IRENA, 2018). O custo nivelado do hidrogênio produzido a partir de energia eólica varia de 4,61 a 10,01 USD/kgH₂, enquanto para energia solar FV esse valor é de 7,1 a 14,87 USD/kgH₂. Em comparação, o hidrogênio produzido a partir da reforma a vapor do metano tem um custo nivelado variando entre 1,03 a 2,16 USD/kgH₂ (Parkinson et al., 2019). Recentemente, a S&P Global elaborou um site que apresenta os preços de hidrogênio para diversas rotas de produção verificadas nos EUA, Europa, Ásia/Pacífico e Oriente Médio, atualizados mensalmente (S&P Global, 2022).

Os eletrolisadores são classificados de acordo com o tipo de eletrólito empregado: eletrolisador Alcalino (AEL, na sigla em inglês); Eletrolisador com membrana de troca de prótons (PEM, na sigla em inglês); e Eletrolisador de óxido sólido (SOEC, na sigla em inglês). O eletrolisador SOEC ainda está na fase de pesquisa e desenvolvimento, mas os eletrolisadores AEL e PEM estão disponíveis comercialmente. De todas as tecnologias, a AEL é a mais consolidada e pode chegar a eficiências de 67% (Schiebahn et al., 2015). Como a eletrólise da água gera oxigênio puro como subproduto, há a possibilidade de integrar o processo de eletrólise, para a produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis, com a captura de carbono via oxidação em refinarias. Silva et al. (2022) avaliaram essa configuração em um estudo de caso para a REFAP, e seus resultados indicaram um potencial de redução das emissões de GEEs da refinaria de até 22%.

4.2. Oportunidades para adaptação da infraestrutura do refino

Conforme descrito na seção 4.1, trajetórias de descarbonização consistentes com o atingimento das metas do Acordo de Paris indicam uma diminuição no uso do petróleo para prover energia nos próximos anos, impactando a operação convencional do refino.

Globalmente, o setor de refino já enfrenta crescimento mais lento da demanda⁹. A despeito disto, investimentos importantes ocorreram no setor nos anos recentes e encontram-se programados para os próximos anos, em especial em países em desenvolvimento na Ásia e Oriente Médio (IEA, 2020b).

Assim, torna-se importante avaliar como refinarias, existentes ou programadas, podem adaptar-se a este contexto de transição energética, de maneira a evitar ativos afundados. As próximas seções elencam estratégias neste sentido, e que podem ser avaliadas para o contexto brasileiro.

4.2.1. Processamento de cargas renováveis para produção de hidrocarbonetos líquidos

Alternativamente à sua produção a partir de óleos de origem fóssil, produtos de valor agregado compostos por hidrocarbonetos líquidos – GLP, nafta, querosene, diesel etc. – podem ser obtidos empregando-se cargas renováveis. Tais cargas podem originar-se de biomassa (Holden & Gilpin, 2013) ou da síntese química entre hidrogênio renovável¹⁰ e dióxido de carbono (Brynolf et al., 2018).

Em termos de instalações de produção, três tipos de estratégias são possíveis para o processamento destas cargas renováveis: a construção de plantas totalmente novas; a conversão completa de refinarias tradicionais; e, como meio-termo, a conversão parcial de refinarias tradicionais, com o recebimento de cargas de origem renovável e também de óleos de origem fóssil. Neste último caso, tem-se o processamento conjunto, em uma mesma unidade da refinaria, de óleos renováveis e fósseis, estratégia conhecida pela expressão “coprocessamento” (van Dyk et al., 2019a). Desta forma, os produtos finais possuem carbono de origem renovável e fóssil.

⁹ A pandemia da COVID-19 causou colapso histórico na demanda do setor mas, mesmo antes disso, um crescimento mais lento já era percebido (IEA, 2020c).

¹⁰ Uma revisão bibliográfica sobre rotas de produção de hidrogênio renovável pode ser acessada em Wang et al. (2019).

Enquanto a primeira estratégia potencializa o risco de que os ativos do refino convencional se tornem afundados, as outras duas alternativas levam à adaptação – total ou parcial – da infraestrutura existente.

A adaptação de refinarias convencionais, seja total ou parcial, permite o aproveitamento não só de unidades de processo, que definem a porção ISBL (*Inside Battery Limits*) da planta, como também de estruturas OSBL (*Outside Battery Limits*), incluindo: utilidades, tanques de armazenamento, sistemas de distribuição e prédios administrativos. Ademais, a mão-de-obra especializada presente no refino de petróleo também pode ser empregada. A conversão parcial de refinarias via coprocessamento, especificamente, é tida como uma opção que pode ser prontamente aplicada em instalações existentes (Al-Sabawi et al., 2012; Han et al., 2020). De acordo com Yáñez et al. (2021), o coprocessamento apresenta potencial para acelerar a transição em direção a combustíveis mais sustentáveis. Segundo van Dyk et al. (2019b), o coprocessamento é uma estratégia chave para a expansão da produção de biocombustíveis.

As seções 4.2.1.1 a 4.2.1.4 descrevem, para diversos tipos de matéria-prima renovável, rotas de produção de hidrocarbonetos líquidos. Destacam-se as unidades de processo de refinarias usuais que podem ser aproveitadas em estratégias de adaptação total e também parcial, ou seja, possibilidades de coprocessamento são descritas. Ressalta-se que, devido à multiplicidade de rotas existentes, especialmente com o emprego de biomassa como matéria-prima (Holden & Gilpin, 2013), a presente descrição não esgota as possibilidades de uso da infraestrutura do refino com cargas renováveis. A seção 4.2.1.5 resume, para cada rota produtiva, as unidades de processo de refinarias que podem ser empregadas e, além disso, traz uma análise da maturidade tecnológica, de vantagens e desvantagens e avalia brevemente custos associados a cada alternativa. Por fim, a seção 4.2.1.6 traz exemplos de aplicação destas estratégias globalmente e no Brasil.

4.2.1.1. Oleaginosas, óleos e gorduras residuais

Oleaginosas incluem cultivos como soja, colza, canola, algodão e palma, entre outros, a partir dos quais é possível a obtenção de óleos vegetais (SVOs, na sigla em inglês), via técnicas de extração e/ou prensagem (Al-Sabawi et al., 2012; Oliveira, 2015).

A composição destes óleos inclui, principalmente, triglicerídeos. Óleos residuais de cozinha (UCOs, na sigla em inglês) e gordura animal possuem composição semelhante aos SVOs (Carmona et al., 2019). Estes três tipos de matérias-primas, em geral, apresentam instabilidade química e térmica, alta viscosidade e tendência a formar depósitos, propriedades que dificultam seu emprego direto como combustível (Dupain et al., 2007). A situação é ainda mais crítica no caso de UCOs e gorduras, que consistem em insumos mais heterogêneos e com maior presença de impurezas (Carvalho et al., 2019). Dessa forma, sua conversão é necessária para que possam ser considerados produtos de valor agregado. A Figura 15 ilustra rotas possíveis para transformação de oleaginosas, UCOs e gordura animal em produtos finais. Em amarelo, destacam-se unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas em cada caso:

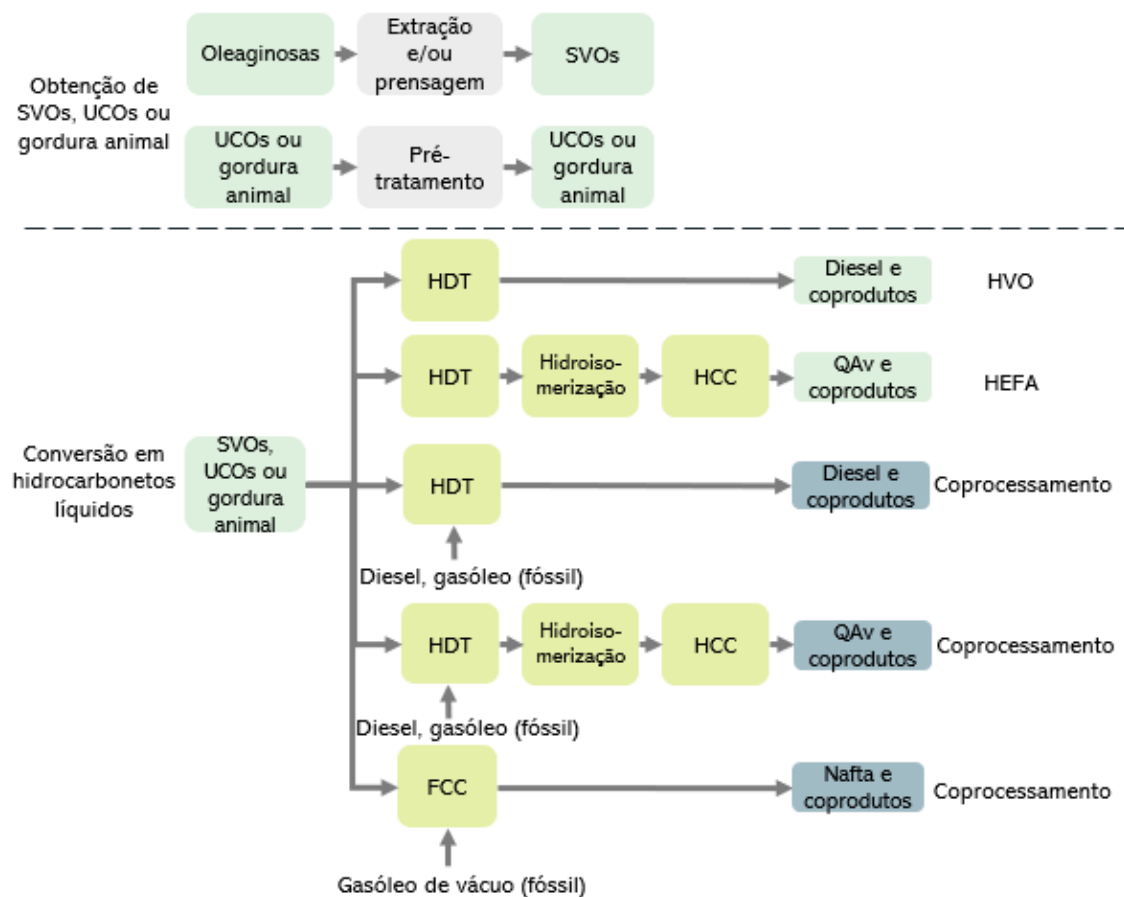


Figura 15: Transformação de oleaginosas, UCOs e gordura animal em produtos finais via rotas diversas. Em amarelo, unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas em cada caso. Fonte: elaboração própria.

O processamento destes insumos em unidades de HDT é uma das opções ilustradas na Figura 15. Esta operação promove a estabilização da carga através da conversão de insaturações em ligações simples e da remoção de elementos indesejáveis como oxigênio (Gary & Handwerk, 2001). O produto principal obtido é um líquido semelhante ao diesel de origem fóssil, conhecido pela sigla HVO (*Hydrotreated Vegetable Oil*).

Outra rota possível ilustrada na Figura 15 envolve a inclusão, depois da unidade de HDT, de etapas de hidroisomerização e hidrocraqueamento catalítico (HCC), de forma a ramificar e encurtar as cadeias de hidrocarbonetos. Estas operações garantem a adequação a propriedades necessárias aos combustíveis de aviação (Carvalho et al., 2019). O produto principal é semelhante ao querosene de origem fóssil e é conhecido pela sigla HEFA-SPK (*Hydroprocessed Esters and Fatty Acids Synthetic Paraffinic Kerosene*).

A Figura 15 mostra ainda opções de coprocessamento, visto que as duas rotas descritas nos parágrafos anteriores podem também operar com cargas fósseis usuais (diesel ou gasóleo) e uma fração de SVOs, UCOs ou gordura animal, estratégia que pode ser prontamente aplicada. De fato, a norma ASTM D1655 já permite a produção de QAv via coprocessamento empregando até 5% em volume de carga de SVOs ou gorduras (ICAO, 2021). Ademais, o coprocessamento deste tipo de carga também é possível em conjunto com gasóleos de vácuo fósseis na unidade de FCC, que converte frações pesadas em produtos de maior valor agregado como a nafta (Gary & Handwerk, 2001). Em todos os casos de coprocessamento, os produtos obtidos possuem um teor de carbono renovável que é função da quantidade de óleo renovável na carga.

Informações a respeito do coprocessamento em HDT podem ser encontradas em Al-Sabawi et al. (2012); Carmona et al. (2019); Tóth et al. (2010) e Varakin et al. (2020). Estudos a respeito do coprocessamento em FCC incluem Bielansky et al. (2010) e Dupain et al. (2007). Em geral, ainda que alguns trabalhos avaliem valores mais altos, as frações mássicas de carga renovável na entrada das unidades devem atingir um máximo de 15%. De acordo com Yáñez et al. (2021), limitações técnicas definem a substituição dos óleos fósseis até este teor. Para o coprocessamento em HDT, catalisadores usuais podem ser normalmente aplicados, mas também existem estudos a respeito de novos

catalisadores. Já no caso do coprocessamento em FCC, observa-se majoritariamente a aplicação de catalisadores comerciais de equilíbrio (E_{cat}), semelhantes aos utilizados em operações convencionais. Em relação às condições de temperatura de reação, de maneira geral, não se observam mudanças significativas em comparação à utilização usual das unidades. Já a pressão de hidrogênio, variável relevante apenas no caso do HDT, deve ser mais elevada em comparação com o processamento de cargas fósseis somente.

4.2.1.2. Biomassa sacarínea e amilácea

Matérias-primas sacaríneas incluem a cana-de-açúcar e a beterraba, entre outros. As amiláceas, por sua vez, podem ser exemplificadas pelo milho e pelo trigo. A partir destes insumos, é possível obter diferentes tipos de álcoois (Pechstein & Kaltschmitt, 2018). Neste trabalho, exemplificam-se rotas de obtenção de etanol e butanol.

Enquanto os materiais sacaríneos apresentam moléculas de glicose facilmente disponíveis a partir de um processo de extração, resultando em uma solução de açúcares, nos amiláceos, unidades de glicose formam moléculas maiores, sendo necessária também uma etapa de hidrólise enzimática para obter tal solução. Em todo caso, esta solução pode ser submetida a diferentes processos fermentativos. O mais comum é a fermentação alcoólica, que resulta na síntese do etanol. Este etanol pode ainda ser empregado como intermediário para a produzir um acetaldeído que, então, é convertido a butanol. Outra rota fermentativa possível é a conhecida como ABE, que produz usualmente acetona, butanol e etanol. Entretanto, é possível focar na síntese de n- e iso-butanol através de um processo melhorado, sem acetona e etanol como coprodutos (Pechstein & Kaltschmitt, 2018). Todos estes álcoois podem ser convertidos a hidrocarbonetos líquidos, com foco em querosene de aviação, via rota conhecida por AtJ (*Alcohol-to-Jet*). A Figura 16 ilustra rotas de transformação de biomassa sacarínea ou amilácea em produtos finais. Em amarelo, destacam-se unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas:

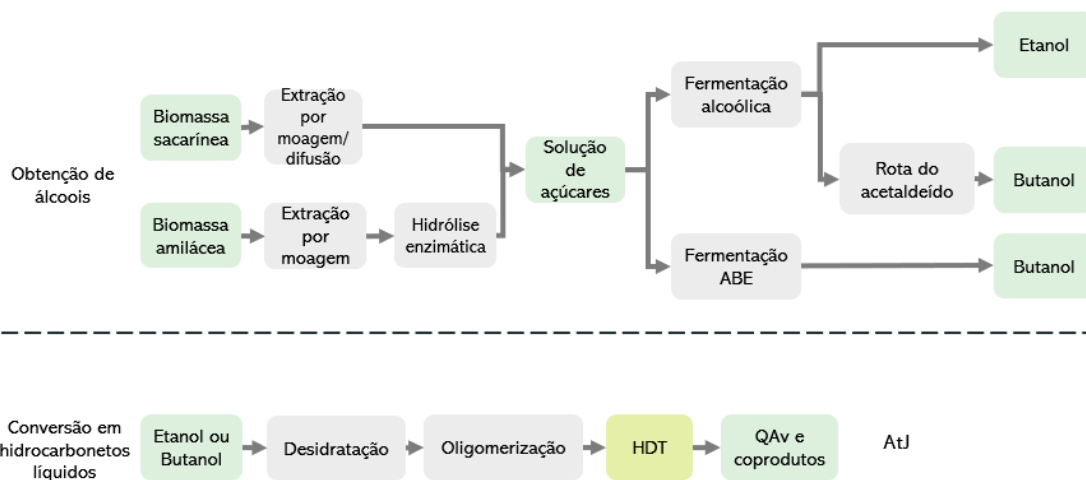


Figura 16: Transformação de biomassa sacarínea ou amilácea em produtos finais via rota AtJ. Em amarelo, unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas em cada caso. Fonte: elaboração própria.

O etanol, o n-butanol ou o iso-butanol podem ser processados em unidades de desidratação, o que leva à remoção do oxigênio de suas moléculas e à síntese de respectivos alcenos, isto é, hidrocarbonetos com ligação dupla. Visto que o querosene de aviação consiste em moléculas maiores e com ligações simples, a unidade de oligomerização é empregada para combinar moléculas, produzindo estruturas maiores, e o HDT é usado para a remoção de insaturações (Pechstein & Kaltschmitt, 2018). O produto principal obtido é semelhante ao querosene de origem fóssil e é conhecido pela sigla AtJ-SPK (*Alcohol-to-Jet Synthetic Paraffinic Kerosene*).

4.2.1.3. Biomassa lignocelulósica

Matéria-prima lignocelulósica é um termo que abrange biomassa composta principalmente por moléculas de celulose, hemicelulose e lignina. Este é o tipo de biomassa mais abundante no mundo, e inclui resíduos agrícolas e florestais, entre outros materiais (Dahmen et al., 2019). Estes insumos podem passar por diferentes rotas produtivas que, em última instância, resultam em produtos finais compostos por hidrocarbonetos líquidos.

Uma possibilidade é a sua utilização para a produção de álcoois, em processos semelhantes aos descritos para os materiais sacaríneos e amiláceos. No caso da biomassa lignocelulósica, entretanto, é necessária uma etapa de hidrólise enzimática ácida, após a etapa de extração, de maneira a se obter uma solução fermentável de

açúcares. De forma similar ao descrito na seção anterior, esta solução pode passar por um processo de fermentação alcoólica, produzindo etanol, que pode ainda ser empregado como intermediário, via rota do acetaldeído, para obter butanol. Alternativamente, a solução de açúcares pode ser submetida à fermentação ABE com foco na síntese de n- e iso-butanol (Pechstein & Kaltschmitt, 2018). Estes álcoois podem, então, ser convertidos a hidrocarbonetos líquidos, principalmente querosene de aviação, via rota AtJ descrita na seção anterior. A Figura 17 ilustra a transformação de biomassa lignocelulósica em produtos finais através destes processos. Em amarelo, destacam-se unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas:

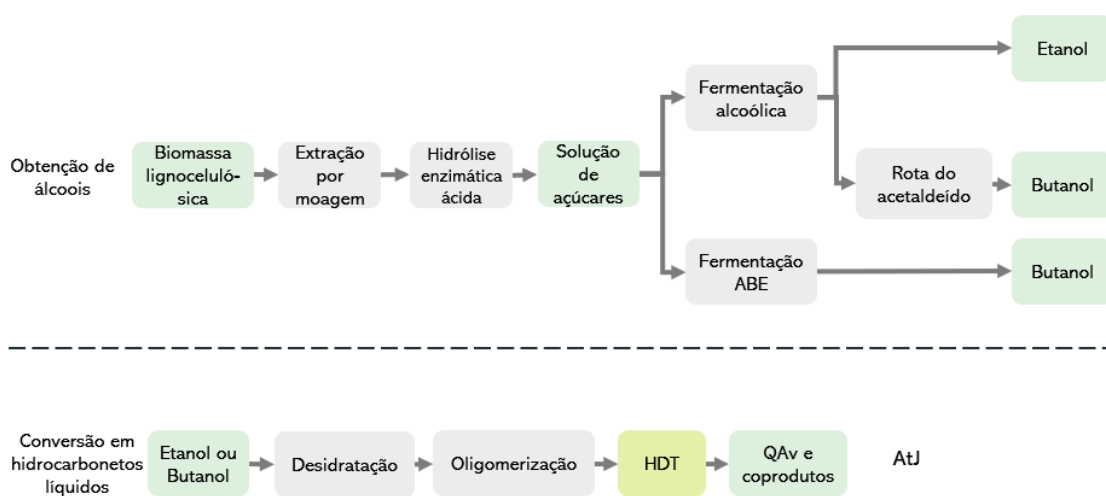


Figura 17: Transformação de biomassa lignocelulósica em produtos finais via rota AtJ. Em amarelo, unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas em cada caso. Fonte: elaboração própria.

Conforme descrito anteriormente, o etanol, o n-butanol ou o iso-butanol são processados em unidades de desidratação, oligomerização e HDT, o que leva à síntese de querosene de aviação como produto principal. Este produto, conhecido como AtJ-SPK e é semelhante ao querosene fóssil.

A biomassa lignocelulósica pode também ser empregada para a produção de gás de síntese. Esta conversão se dá através de uma etapa inicial de pré-tratamento, que serve para adequar o teor de umidade e a granulometria do material aos requisitos do processo seguinte, de gaseificação. Esta unidade, então, é responsável pela oxidação parcial do material, em presença limitada de oxigênio, já resultando em gás de síntese. Este gás pode ser usado em diversos processos reativos, e as etapas subsequentes

prestam-se a limpeza, ajuste de composição e remoção de gases ácidos, de maneira a adequá-lo ao uso desejado: no caso, a síntese de hidrocarbonetos líquidos via unidade de Fischer-Tropsch (FT) e posterior tratamento para obtenção de produtos de valor agregado. A Figura 18 ilustra transformações possíveis. Em amarelo, destacam-se unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas:

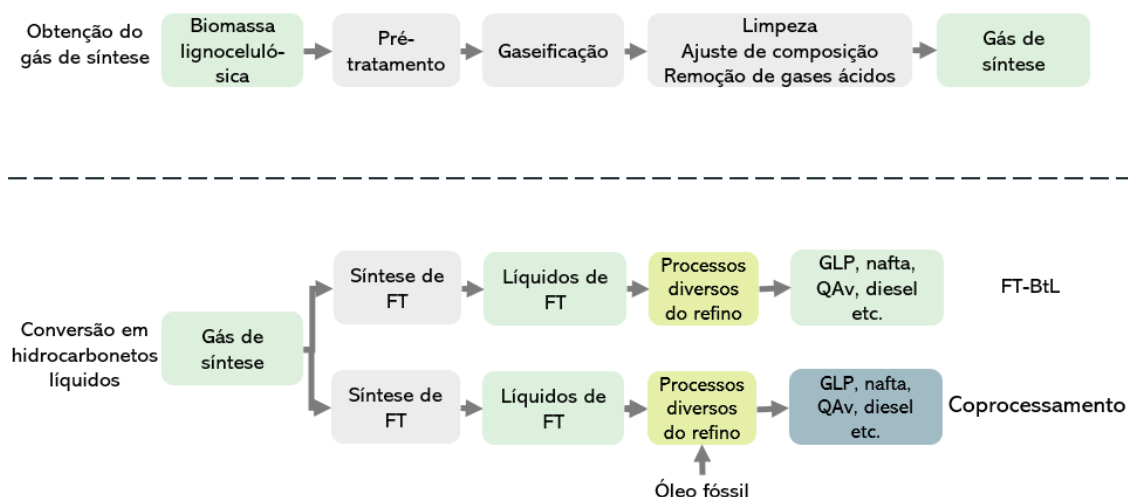


Figura 18: Transformação de biomassa lignocelulósica em produtos finais via rotas diversas (gás de síntese como intermediário). Em amarelo, unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas em cada caso. Fonte: elaboração própria.

Os líquidos de Fischer-Tropsch, obtidos após a síntese de mesmo nome, consistem em uma mistura de hidrocarbonetos semelhante ao óleo de origem fóssil. Desta forma, esta é uma carga que pode usufruir de uma grande variedade de processos do refino, a começar pela própria destilação, necessária para separá-la em diferentes frações. Na sequência, estas frações podem ser encaminhadas a diferentes unidades, a depender de suas características e dos produtos finais que se deseja obter. Tais produtos são semelhantes aos seus pares de origem fóssil, e a rota é conhecida por FT-BtL (*Fischer-Tropsch Biomass-to-Liquids*) (Tagomori et al., 2019).

A Figura 18 mostra também a opção de coprocessamento, isto é, de alimentação conjunta de óleo obtido via Fischer-Tropsch e de óleos fósseis em unidades do refino. Este tipo de estratégia possui maior prontidão para aplicação do que a reformulação completa da refinaria e, de fato, a norma ASTM D1655 já permite a produção de QAv

via coprocessamento com até 5% em volume de hidrocarbonetos de Fischer-Tropsch na carga (ICAO, 2021). Assim, os produtos obtidos possuem um teor de carbono renovável.

A biomassa lignocelulósica pode ainda ser utilizada para a produção de óleo de pirólise, também conhecido como bio-óleo. Após uma etapa de pré-tratamento, que novamente tem o objetivo de ajustar o conteúdo de água e o tamanho das partículas do material lignocelulósico, este é encaminhado ao reator de pirólise. Nele, a elevadas temperaturas e sem oxigênio, a biomassa é convertida em uma fração líquida, em uma fase gasosa e em outra sólida. A pirólise pode ocorrer a diferentes temperaturas e taxas de aquecimento, resultando em diferentes rendimentos de produtos. A pirólise rápida é o processo que favorece a obtenção da fase líquida desejada – ou óleo de pirólise –, a temperaturas de aproximadamente 500°C e tempos de residência curtos (Peters, 2015). Estes óleos apresentam características indesejáveis como instabilidade química e térmica, além de viscosidade que aumenta rapidamente com o aquecimento, levando a fenômenos de polimerização, separação de fases e formação de coque (Han et al., 2020). Assim, necessitam passar por processos para que possam ser usados como produtos finais. A Figura 19 ilustra possibilidades para sua transformação. Em amarelo, destacam-se unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas em cada caso:

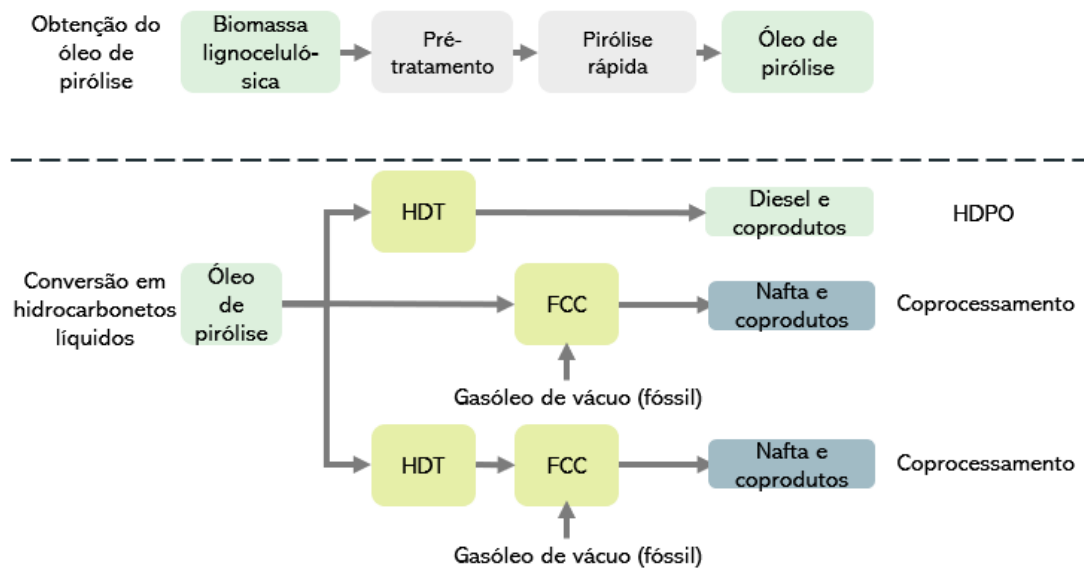


Figura 19: Transformação de biomassa lignocelulósica em produtos finais via rotas diversas (óleo de pirólise como intermediário). Em amarelo, unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas em cada caso. Fonte: elaboração própria.

Com o processamento do óleo de pirólise em unidades de HDT, é possível aumentar a estabilidade desta carga, removendo-se insaturações e elementos indesejáveis como oxigênio (Gary & Handwerk, 2001). O principal produto obtido é semelhante ao diesel fóssil e é conhecido pela sigla HDPO (*Hydrotreated Pyrolysis Oil*).

A Figura 19 mostra ainda a opção de coprocessamento de óleos de pirólise em FCC. O coprocessamento destes óleos em HDT, por sua vez, apresenta dificuldades como a necessidade de condições de operação severas e de catalisadores compostos por metais nobres (Sousa-Aguiar et al., 2018). Assim, em geral, esta opção não é considerada. No FCC – unidade que converte frações pesadas em produtos finais – o óleo de pirólise é alimentado em conjunto com gasóleo de vácuo de origem fóssil. Esta alimentação pode ser feita de forma direta ou após o hidrotreatamento do óleo de pirólise. Mais informações sobre estas opções podem ser encontradas no trabalho de Wang et al. (2018). Os produtos líquidos obtidos possuem um teor de carbono renovável que é função da quantidade de óleo renovável na carga.

Informações a respeito do coprocessamento em FCC podem ser encontradas em Le-Phuc et al. (2020); Han et al. (2020); Pinho et al. (2017, 2015) e Wang et al. (2018). Em

geral, ainda que alguns trabalhos avaliem valores mais altos, as frações mássicas de óleo de pirólise na entrada das unidades devem atingir um máximo de 15% (Yáñez et al., 2021). Devido à pior qualidade do óleo de pirólise se comparado ao SVO, o aumento desta proporção se torna ainda mais desafiador. Em relação ao catalisador utilizado, é possível a aplicação da opção comercial (E_{cat}), de forma semelhante ao que é empregado tradicionalmente. As condições de temperatura aplicadas também são semelhantes à operação convencional.

4.2.1.4. Hidrogênio renovável

Ainda que cerca de 96% do hidrogênio atual provenha de fontes fósseis (IRENA, 2018), sua produção empregando fontes renováveis também é possível. Uma revisão de tecnologias para tal pode ser encontrada em Wang et al. (2019) e, entre elas, destaca-se a eletrólise da água usando eletricidade renovável, que tem atraído crescente interesse em anos recentes (IEA, 2019). O processo coproduz oxigênio e, em um contexto de aplicação desta tecnologia em refinarias, este gás pode ser empregado para captura de dióxido de carbono no FCC via oxidação. Esta possibilidade foi aprofundada em Silva et al. (2022).

Este hidrogênio, por sua vez, pode ser utilizado para produzir gás de síntese. Esta conversão se dá pela reação com dióxido de carbono resultante de captura de uma fonte de emissão – por exemplo, uma localidade industrial – ou da atmosfera. A reação em questão, conhecida como RWGS (*Reverse Water-Gas Shift*) leva à produção de água e monóxido de carbono. Etapas subsequentes são empregadas para ajustar a composição do gás de síntese formado, adequando-o para uso como insumo em um reator de Fischer-Tropsch. Após tratamento dos líquidos formados, obtêm-se produtos de valor agregado (Brynolf et al., 2018; Fonte, 2021). A Figura 20 ilustra transformações possíveis. Em amarelo, destacam-se unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas:

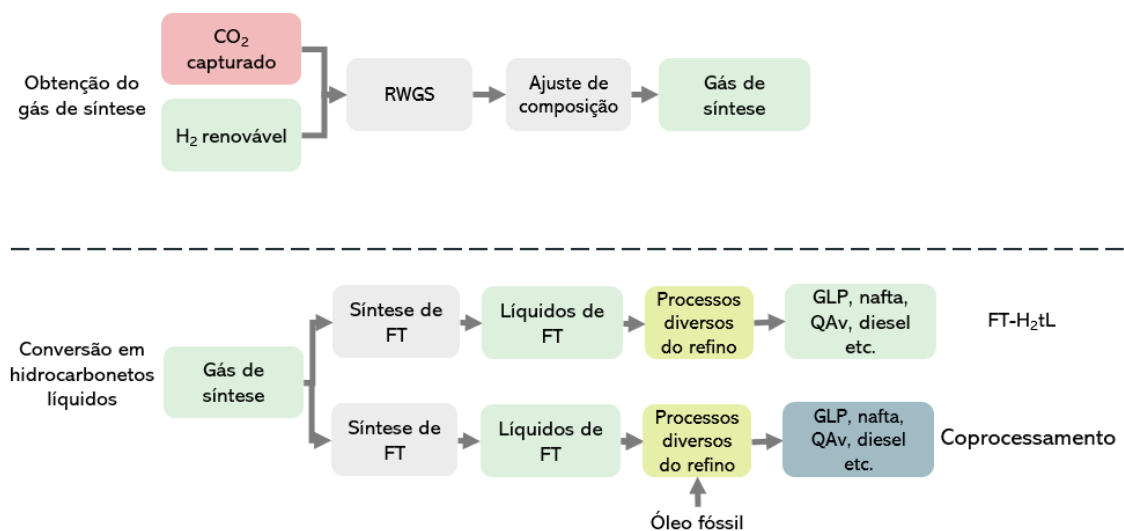


Figura 20: Transformação de hidrogênio renovável em produtos finais via rotas diversas. Em amarelo, unidades de processo do refino que podem ser aproveitadas em cada caso. Fonte: elaboração própria.

As rotas apresentadas na Figura 20 são semelhantes às da Figura 18, ainda que o gás de síntese tenha origem diferente. Assim, de forma semelhante ao que ocorre no caso da rota FT-BtL, os líquidos de Fischer-Tropsch, obtidos após a síntese de mesmo nome, consistem em uma mistura de hidrocarbonetos análoga ao óleo fóssil. Desta forma, esta carga pode usufruir de diversos processos do refino, incluindo a destilação. As frações obtidas podem ser encaminhadas a diferentes unidades, obtendo-se assim diferentes produtos finais, todos semelhantes aos seus correspondentes fósseis. Neste trabalho, empregou-se a denominação FT- H_2tL (*Fischer-Tropsch Hydrogen-to-Liquids*) para descrever esta rota.

Ademais, o coprocessamento também é uma opção neste caso, isto é: é possível alimentar conjuntamente no refino o óleo obtido de Fischer-Tropsch e óleos fósseis. Novamente, esta é uma estratégia de maior prontidão tecnológica se comparada à reformulação total da refinaria, e enquadra-se na norma ASTM D1655 para produção de QAv empregando até 5% em volume de hidrocarbonetos de Fischer-Tropsch (ICAO, 2021). Os produtos obtidos possuem um teor de carbono renovável.

4.2.1.5. Características gerais

A Tabela 2 resume, para cada rota produtiva descrita, as unidades de processo de refinarias convencionais que podem ser aproveitadas. Além disso, a tabela também traz

dados relativos à maturidade tecnológica e a vantagens e desvantagens associadas a cada alternativa.

Após a tabela, é feito um aprofundamento a respeito dos itens “maturidade tecnológica” e “vantagens e desvantagens”. Ademais, faz-se um breve comentário a respeito de custos associados às rotas avaliadas.

Tabela 2. Unidades de refinarias convencionais que podem ser aproveitadas, maturidade tecnológica, vantagens e desvantagens para cada rota avaliada.

Matéria-prima	Rota de produção	Unidades de processo do refino	Maturidade tecnológica (TRL)	Vantagens	Desvantagens
Oleaginosas, óleos e gorduras residuais	Produção de HVO	HDT	9	<ul style="list-style-type: none"> • Produtos <i>drop-in</i> • Tecnologias maduras 	<ul style="list-style-type: none"> • Competição com outros usos (setor de alimentos, biodiesel) • Mudança de uso do solo
	Produção de HEFA	HDT, Hidroisomerização, HCC	9		
	Coprocessamento (HDT)	HDT	9		
	Coprocessamento (HDT, hidroisomerização, HCC)	HDT, Hidroisomerização, HCC	9		
	Coprocessamento (FCC)	FCC	9		
Biomassa sacarínea e amilácea	AtJ	HDT	7 (etanol) 4 (butanol)	<ul style="list-style-type: none"> • Produtos <i>drop-in</i> • Oportunidade para o setor alcooleiro 	<ul style="list-style-type: none"> • Competição com outros usos (setor de alimentos, etanol) • Nível comercial não atingido, ainda que a produção de etanol seja estabelecida
Biomassa lignocelulósica	AtJ	HDT	7 (etanol) 4 (butanol)	<ul style="list-style-type: none"> • Produtos <i>drop-in</i> • Oportunidade para o setor alcooleiro • Uso de matéria-prima residual 	<ul style="list-style-type: none"> • Nível comercial não atingido
	FT-BtL	Refinaria como um todo	7	<ul style="list-style-type: none"> • Produtos <i>drop-in</i> • Uso de matéria-prima residual 	<ul style="list-style-type: none"> • Nível comercial não atingido
	Coprocessamento (líquidos de FT em processos diversos)	Refinaria como um todo	7		
	Produção de HDPO	HDT	5	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de matéria-prima residual 	<ul style="list-style-type: none"> • Nível comercial não atingido • Baixa qualidade do óleo de pirólise • Pode ser mais adequado para compor misturas com diesel fóssil
	Coprocessamento (óleo de pirólise em FCC)	HDT, FCC	5	<ul style="list-style-type: none"> • Produtos <i>drop-in</i> • Uso de matéria-prima residual 	<ul style="list-style-type: none"> • Nível comercial não atingido • Baixa qualidade do óleo de pirólise
Hidrogênio renovável	FT-H ₂ tL	Refinaria como um todo	4	<ul style="list-style-type: none"> • Produtos <i>drop-in</i> • Integração com a “economia do hidrogênio” 	<ul style="list-style-type: none"> • Baixa maturidade tecnológica
	Coprocessamento (líquidos de FT em processos diversos)	Refinaria como um todo	4		

Fonte: elaboração própria.

Maturidade tecnológica

A maturidade tecnológica das rotas apresentadas foi avaliada a partir do sistema TRL (*Technology Readiness Level*), ilustrado na Figura 21 (CAAFI, 2010).

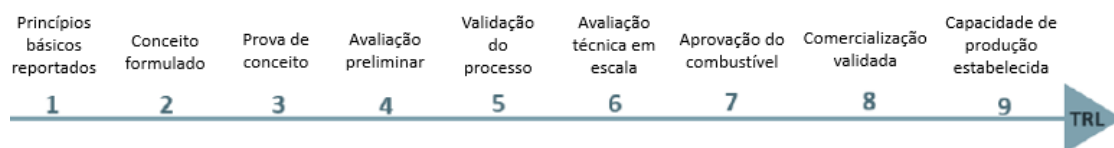


Figura 21: Sistema TRL. Fonte: elaboração própria com base em CAAFI (2010).

Os valores atribuídos no presente trabalho para cada rota, apresentados na Tabela 2, basearam-se em IRENA (2017a) e são descritos a seguir.

De forma geral, as rotas que utilizam oleaginosas, óleos ou gorduras residuais – produção de HVO, HEFA e as opções de coprocessamento – já possuem TRL 9. Desta maneira, estas são as opções de maior prontidão para aproveitamento de ativos do refino.

Em relação à transformação de biomassa sacarínea e amilácea em produtos finais via rota AtJ, a maturidade tecnológica atinge o nível 7 quando o álcool empregado é o etanol. Para o butanol, Pechstein & Kaltschmitt (2018) ressaltam que sua produção a partir de biomassa ainda encontra-se a nível de pesquisa e desenvolvimento. Assim, neste caso, atribui-se TRL 4 para a rota.

Para a conversão de biomassa lignocelulósica em hidrocarbonetos líquidos via AtJ, os mesmos parâmetros descritos no parágrafo anterior se aplicam. Já a conversão via rota FT-BtL é, em geral, classificada com TRL 7, valor que também se aplica ao coprocessamento dos líquidos de Fischer-Tropsch associados a esta rota em unidades do refino. As rotas que envolvem o óleo de pirólise – produção do HDPO e coprocessamento em FCC – são classificadas com TRL 5. Isto se deve, de forma geral, à baixa qualidade do óleo de pirólise, que traz desafios para seu processamento e uso.

Por fim, a conversão do hidrogênio renovável em produtos finais via rota FT-H₂tL apresenta TRL 4, valor que também se aplica ao coprocessamento dos líquidos de Fischer-Tropsch associados a esta rota em unidades do refino. Estas rotas requerem a

integração de diversas tecnologias em níveis diferentes de maturidade, o que faz com que ainda se encontrem em nível de avaliação preliminar.

Vantagens e desvantagens

Os produtos formados pelas rotas descritas, em geral, apresentam a vantagem de serem *drop-in*, isto é: podem ser empregados em motores convencionais (no caso dos combustíveis) e utilizar equipamentos e infraestrutura já existentes (Geleynse, Brandt, Garcia-Perez, Wolcott, & Zhang, 2018; Karatzos, Mcmillan, & Saddler, 2014; Pechstein & Kaltschmitt, 2018; Tagomori, 2017; van Dyk et al., 2019b). A exceção é o HDPO: a depender de suas propriedades, o HDPO pode ser mais adequado para compor misturas com o diesel fóssil, em vez de ser empregado diretamente como um produto *drop-in* (Carvalho et al., 2021).

Entre as principais vantagens das rotas que utilizam-se de oleaginosas, óleos e gorduras residuais, destaca-se sua maturidade tecnológica (IRENA, 2017a). Como desvantagem, aponta-se o fato de que parte das culturas empregadas são alimentícias e também encontram uso na produção de biodiesel, incorrendo em impactos associados à competição com outros setores e a mudanças no uso do solo (Khan, 2018).

Já as rotas que utilizam biomassa sacarínea e amilácea apresentam a vantagem de gerar uma nova oportunidade para o setor alcooleiro (Hull, 2022). Assim, esta alternativa traz a possibilidade de integração entre refinarias de petróleo e usinas de álcool. Por outro lado, além do uso na fabricação de etanol, os cultivos empregados são alimentícios, isto é, pode haver competição com estes setores (Yao et al., 2017). Além disso, a rota AtJ não atingiu, ainda, nível comercial (IRENA, 2017a).

A biomassa lignocelulósica apresenta, de maneira geral, a vantagem de não possuir fins alimentícios e, muitas vezes, consistir de material residual (Dahmen et al., 2019). Especificamente no caso da rota AtJ há, também, a vantagem de gerar oportunidade para o setor alcooleiro, uma vez que é possível o uso de resíduos como o bagaço de cana (Klein et al., 2018). Como desvantagens, pode-se apontar que nenhuma das rotas que empregam este tipo de matéria-prima possui, no momento atual, nível comercial de desenvolvimento (IRENA, 2017a). As rotas que envolvem sua transformação em óleo de

pirólise apresentam, ainda, desafios relacionados à baixa qualidade deste tipo de óleo (Han et al., 2020).

Por fim, a utilização de hidrogênio renovável diversifica as possibilidades para geração de hidrocarbonetos líquidos para além do emprego de biomassa. Além disso, possibilita a integração de estruturas do refino com a nascente economia do hidrogênio, que tem atraído atenção nos anos recentes (IEA, 2019; IHS Markit, 2020). Por outro lado, este tipo de estratégia apresenta baixa maturidade tecnológica (Fonte, 2021).

Custos

Enquanto a conversão total de plantas tradicionais para processar cargas renováveis incorre em custos de capital mais significativos, estratégias de coprocessamento são tidas como opções em que pouco investimento em capital adicional é necessário, uma vez que utilizam a infraestrutura e a configuração já existentes em refinarias (Al-Sabawi et al., 2012; Han et al., 2020). De toda forma, existem alguns itens que podem incorrer em custos importantes não só em refinarias convertidas, mas também para aquelas operando com coprocessamento. Este itens encontram-se listados a seguir:

- Insumos: o emprego deste tipo de estratégia em refinarias requer a compra dos insumos a serem processados, ou seja, incorre em custos operacionais. Os insumos em questão – SVOs, UCOs, gordura animal, hidrocarbonetos derivados da desidratação e oligomerização de álcoois, líquidos de Fischer-Tropsch ou óleo de pirólise, a depender da rota empregada – têm seu valor de aquisição atrelado a seus custos de produção e logísticos. Ademais, em alguns casos, este valor é impactado pela existência de outros usos bem estabelecidos para a matéria-prima, como ocorre com SVOs e etanol de cana e milho (Szklo et al., 2021), conforme destacado na Tabela 2. Alternativamente a adquiri-los, a refinaria pode investir na síntese destes insumos em suas instalações. Neste caso, há impacto em custos de capital.
- Hidrogênio: unidades como o HDT e o HCC demandam hidrogênio. Estas unidades, em especial o HDT, estão presentes em grande parte das rotas avaliadas nesta seção, conforme fica claro na Tabela 2. O processamento de cargas provenientes de biomassa em unidades de HDT, em geral, pode requerer uma quantidade ainda maior de hidrogênio do que ocorre em sua operação usual (Yáñez

et al., 2021) e, assim, a aquisição deste gás impacta em custos operacionais. Alternativamente, pode-se investir em capacidade de produzi-lo, o que impacta em custos de capital.

- Catalisadores: em algumas unidades do refino é possível a utilização de catalisadores convencionais mesmo com a inserção de cargas renováveis – é o que ocorre, por exemplo, no coprocessamento em FCC, conforme ressaltado nas seções 4.2.1.1 e 4.2.1.3. Em outras situações, novos catalisadores têm sido avaliados – por exemplo, para o coprocessamento em HDT, conforme ressaltado na seção 4.2.1.1. Nestes casos, os custos operacionais da refinaria podem ser impactados.

4.2.1.6. Exemplos de aplicação

Apenas as rotas que utilizam oleaginosas, óleos e gorduras residuais como matérias-primas apresentam TRL 9. Assim, é natural que estas sejam as rotas primordialmente envolvidas em refinarias que, atualmente, já realizam o aproveitamento de sua estrutura para processar cargas renováveis. IHS Markit (2020) lista as iniciativas existentes na Europa e nos Estados Unidos.

Como exemplo, pode-se citar a refinaria de La Mède, da empresa Total, no sul da França. Em 2015, a empresa anunciou planos para converter completamente esta instalação, que era uma refinaria de petróleo, em uma bio-refinaria. A operação da bio-refinaria começou em 2019 e, atualmente, seu produto principal é o HVO, com capacidade de produção de 500.000 toneladas por ano. As matérias-primas principais utilizadas são oleaginosas, incluindo colza, girassol e palma. Além disso, também é possível processar UCOs e gordura animal (TOTAL, 2020).

Outro exemplo encontra-se na refinaria de Lingen, da empresa bp, na Alemanha. Nela, é feito o coprocessamento de UCOs em conjunto com óleo de origem fóssil, com foco na produção de QAv (bp, 2022). Esta estratégia está de acordo com a norma ASTM D1655, conforme explicado na seção 4.2.1.1, e pode auxiliar no cumprimento de mandatos iniciais de mistura entre querosene renovável e querosene fóssil (Energy Intelligence, 2022).

No Brasil, em 2006, a Petrobras patenteou tecnologia para coprocessamento de óleos vegetais ou gorduras animais com diesel fóssil em unidades de HDT,

denominando-a de H-BIO. Em 2020, testes em escala industrial foram concluídos na REPAR, com o processamento de óleo de soja. Entretanto, o H-BIO ainda aguarda regulamentação da ANP (Petrobras, 2020).

4.2.2. Processamento de cargas renováveis para produção de hidrogênio

Conforme comentado brevemente na seção 4.2.1.5, processos como o HDT e o HCC demandam hidrogênio. Ainda que este gás seja produzido pela reforma catalítica, ela – quando existente em uma refinaria – não o faz em quantidades suficientes. Assim, é necessária uma unidade específica para produzi-lo, a Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH). No Brasil, o processo utilizado em UGHs é a reforma a vapor de frações leves ou de metano. Esta também é a tecnologia dominante em refinarias globalmente (Guedes, 2015).

O processo de reforma a vapor envolve emissões de dióxido de carbono, visto que este gás é liberado em suas reações (Szklo et al., 2012). Por isso, opções de mitigação em refinarias incluem a adição da captura de carbono nas UGHs usuais ou a substituição da reforma a vapor pela geração de hidrogênio a partir da eletrólise da água empregando eletricidade renovável. Estas estratégias foram abordadas nas seções 4.1.2 e 4.1.3 deste relatório, respectivamente. Além destas alternativas, o processamento de biometano para gerar hidrogênio é uma opção que não só promove a mitigação de emissões, como também preserva o uso das UGHs da forma como atualmente operam. Esta opção foi avaliada para a RNEST em Silva et al. (2022).

O biometano é produzido pela purificação do biogás, que é obtido pela digestão anaeróbica de matéria orgânica e consiste em uma mistura de metano, dióxido de carbono e pequenas quantidades de outros gases. O biometano pode também ser produzido pela gaseificação de biomassa sólida seguida de metanação. Em todo caso, este gás é semelhante ao metano formado a partir de fontes fósseis, podendo ser usado diretamente em infraestruturas e equipamentos já existentes (IEA, 2020c) – o que inclui seu emprego na reação de reforma a vapor, em UGHs, sem a necessidade de modificações.

Esta estratégia, portanto, ajuda na mitigação de emissões da refinaria – visto que o dióxido de carbono liberado nas reações passa a ser de origem biogênica – e é uma

possibilidade para a preservação dos ativos de produção de hidrogênio existentes. Ademais, caso seja feita a inclusão de uma unidade para captura do dióxido de carbono biogênico gerado no processo, obtêm-se emissões negativas.

Por fim, conforme já apontado na seção 4.2.1.5, ressalta-se que grande parte das rotas descritas envolvem o aproveitamento de unidades que demandam hidrogênio, em especial o HDT. Além disso, o processamento de cargas provenientes de biomassa em unidades de HDT, em geral, pode requerer uma quantidade ainda maior de hidrogênio do que ocorre em sua operação usual (Yáñez et al., 2021). Tendo isso em vista, alternativas às UGHs convencionais – sejam as descritas nas seções 4.1.2 e 4.1.3 ou na presente seção – tornam-se ainda mais relevantes.

4.2.3. Integração refino-petroquímica

A indústria petroquímica emprega matérias-primas provenientes do refino de petróleo e do processamento de gás natural e os converte em produtos de maior valor agregado através de variadas tecnologias. O setor atualmente sintetiza uma diversidade de produtos, incluindo plásticos, fertilizantes, borracha sintética, detergentes, solventes, aditivos, explosivos, adesivos, entre outros (Clews, 2016).

Trajetórias de baixo carbono consistentes com o atingimento das metas do Acordo de Paris – por exemplo, a presente em IEA (2021a), conforme descrito no Capítulo 1 – mostram que fontes fósseis preservam sua importância como matéria-prima na indústria petroquímica. Enquanto observa-se uma diminuição na demanda por produtos tradicionais do refino como gasolina automotiva, a demanda por produtos petroquímicos aumenta. Neste tipo de aplicação, não ocorre combustão do material fóssil, ou seja, o dióxido de carbono associado não é emitido.

Desta maneira, uma possibilidade para refinarias adaptarem-se ao contexto de transição energética consiste em focar na integração com a indústria petroquímica (IHS Markit, 2020). Os parágrafos a seguir descrevem unidades de processo adequadas para a integração refino-petroquímica, com base na análise feita por Gomes (2011).

O craqueamento a vapor é o principal processo do setor petroquímico para a produção de olefinas (eteno, propeno e butadieno) e aromáticos (benzeno, tolueno e

xilenos). Estes compostos, conhecidos como petroquímicos básicos, são posteriormente usados para sintetizar produtos de maior valor agregado. A unidade de craqueamento a vapor pode ser construída para processar etano, propano, GLP, nafta leve ou gasóleo, com rendimentos variáveis a depender da carga utilizada. De acordo com Gomes (2011), o craqueamento a vapor pode ser empregado dentro de refinarias, seja através de unidade para processar nafta leve – que possui baixo valor para a produção de gasolina – ou de unidade processar cargas mais pesadas – de forma a destinar uma gama maior de correntes do refino. Desta maneira, configura-se uma oportunidade para promover a integração entre refino e petroquímica.

A reforma catalítica é um processo utilizado em refinarias e que converte a nafta em uma variedade de produtos, incluindo compostos aromáticos, gás de refinaria, hidrocarbonetos na faixa do GLP, da própria nafta e mais pesados, além de hidrogênio. Originalmente desenvolvido para aprimorar a nafta de baixa octanagem, o processo é aplicado para outros fins como, por exemplo, a obtenção de aromáticos de alta pureza (Meyers, 2004). A produção de aromáticos como benzeno e p-xileno por esta unidade é exatamente o que pode contribuir para a flexibilidade da refinaria e sua integração com o setor petroquímico, visto que estes compostos são petroquímicos básicos, posteriormente usados para síntese de produtos de maior valor, conforme explicado no parágrafo anterior.

A unidade de FCC, em um contexto de integração entre o refino e a petroquímica, assume um papel relevante devido à diversidade e à importância de suas correntes para ambos os processos. Essa diversidade de contribuição do FCC é mostrada na Tabela 3, que apresenta as correntes de refino e seus possíveis usos na petroquímica. Além disso, destaca-se, como correntes de maior valor para a petroquímica as correntes de propeno e gás combustível de FCC.

Tabela 3: Correntes do refino e seus usos na petroquímica.

Corrente de refino	Corrente petroquímica	Uso alternativo no refino
Gás combustível de FCC	Eteno	Gás combustível
	Produção de etilbenzeno	
Propeno de FCC	Propeno	Alquilação
	Produção de polipropileno	
	Produção de isopropanol	
	Produção de cumeno	
Propeno e butenos de FCC	Produção de oligômeros	Alquilação/ Produção de MTBE
Butenos de FCC	Produção de metil-etil-cetona	
Reformado	BTX	Formulação de gasolina
GLP	Produção de eteno	Produto de refino
Nafta	Produção de eteno	Formulação de gasolina
Querosene	n-parafinas	Produto de refino
LCO de FCC	Produção de naftaleno	Formulação de diesel (após HDT)
		Formulação de óleo combustível

Fonte: Mazin (2014).

As olefinas leves geradas nas unidades de FCC normalmente são destinadas à produção de GLP para comercialização e de gás combustível, para utilização em processos da própria refinaria. Como a corrente de GLP é rica em propeno e butenos, e a do gás combustível é rica em eteno, produtos de interesse para a petroquímica, uma possibilidade para a integração refino-petroquímica é utilizar unidades para separação e purificação destas olefinas e assim utilizá-las para a produção de bens de alto valor agregado, em vez de como combustíveis. No Brasil, a Braskem dispõe de tecnologia para separação e tratamento do etano e eteno, também chamados de HLR (hidrocarbonetos leves de refinaria): a UPGR (Unidade de Processamento de Gás de Refinaria). Após a separação e tratamento, o eteno segue para a produção de resinas termoplásticas, enquanto o etano é destinado ao processo de pirólise, onde é convertido em mais eteno. No entanto, há alguns obstáculos para a viabilização econômica da instalação de novas UPGRs: a baixa disponibilidade e o elevado preço do gás natural no Brasil representam um impedimento, pois a refinaria, ao comercializar seu HLR, deve substituí-lo por gás natural.

O FCC petroquímico possui um rendimento maior em olefinas leves do que o FCC tradicional, por isso é apontado como uma tecnologia com potencial para a integração entre o refino e petroquímica. Enquanto no processo tradicional de FCC a nafta é a corrente de maior interesse, na versão petroquímica da unidade são feitas mudanças

em catalisadores e nas condições operacionais visando o aumento da produção das olefinas, principalmente o propeno (De Oliveira Magalhães, 2009; Moreira, 2008).

Atualmente, cerca de 30% das refinarias do mundo já são integradas com a produção de petroquímicos. O protagonismo pertence à Ásia, que possui o maior número de localidades integradas globalmente. Na China, por exemplo, há um domínio de refinarias relacionadas à produção de petroquímicos e, no Oriente Médio, o interesse por esta integração tem crescido recentemente (Wood Mackenzie, 2021b). No Brasil, é comum a integração refino-petroquímica e apenas a REGAP e a REAMAN, entre as refinarias que possuem unidades de FCC, não separam o propeno para venda como petroquímico (Pinho, 2010). A Tabela 4 mostra as refinarias que possuem unidades de separação de propeno, com seus respectivos destinos.

Tabela 4: Refinarias que possuem unidades de separação de propeno, com seus respectivos destinos.

Refinaria	Destino
RLAM (BA)	Dow e Braskem
RECAP/RPBC (SP)	Braskem
REDUC (RJ)	Braskem
REFAP (RS)	Braskem
REVAP (SP)	Braskem
REPLAN (SP)	Braskem
REPAR (PR)	Braskem

Fonte: Mazin (2014).

O programa RefTOP, da Petrobras, mencionado na seção 4.1.1, também prevê o aumento da produção de derivados de interesse para a indústria petroquímica, como o propeno.

4.2.4. Reciclagem química

Reciclagem química é um termo que compreende diversos métodos de decomposição de resíduos plásticos em seus constituintes e em outras substâncias, como hidrocarbonetos sólidos, líquidos ou gasosos. Este tipo de reciclagem modifica a estrutura química dos polímeros em questão, diferentemente de outros processos que apenas causam mudanças físicas (Manzuch et al., 2021).

Lopez et al. (2017) apontam as seguintes tecnologias como adequadas para a realização de reciclagem química: pirólise (que pode ser acoplada com uma unidade de

reforma), gaseificação, FCC e HCC. O FCC e o HCC são unidades comuns em refinarias e, desta forma, a reciclagem química torna-se uma opção para uso destes ativos.

A incorporação de reciclagem química em refinarias possui diversas vantagens, além do uso de ativos que poderiam vir a tornar-se afundados. A estratégia contribui para destinar corretamente resíduos plásticos e diminuir emissões que são causadas pela sua queima. Em paralelo, matéria-prima sustentável para as refinarias e para o setor petroquímico é produzida. Ademais, a estratégia torna a indústria petroquímica – e a crescente demanda por seus produtos – mais sustentável, uma vez que auxilia na destinação adequada de seus resíduos. Por outro lado, desafios relacionam-se a custos altos, à necessidade de processamento de grandes quantidades de plástico de forma a tornar o processo comercialmente viável e à falta de legislação e regulação (Casey, 2020).

Em geral, as iniciativas deste tipo encontram-se em escala piloto. Um exemplo encontra-se na refinaria de Schwechat da empresa OMV, na Áustria, que converte resíduos plásticos em produtos empregados como combustíveis ou matéria-prima útil para a indústria petroquímica (Casey, 2020).

5. Comentários finais

O objetivo central deste projeto de pesquisa é avaliar o papel do setor de óleo e gás brasileiro para o atingimento de emissões líquidas nulas tanto de dióxido de carbono como também de GEEs no país em 2050. Assim, este primeiro produto teve o propósito de investigar as trajetórias de emissões de GEEs brasileiras de 1,5°C sob a ótica de diferentes critérios alocativos e, posteriormente, explorar as opções de mitigação e adaptação para os segmentos de *upstream* e de refino do país.

Em primeiro lugar, ao analisar as trajetórias de emissões brasileiras sob os diversos critérios de equidade, observou-se a necessidade de uma queda brusca das emissões do país nos próximos anos. Portanto, o controle efetivo do desmatamento no Brasil é fundamental como estratégia de mitigação de curto e médio prazo. Além disso, foi mostrado que os orçamentos de carbono dos critérios de equidade se aproximam do

orçamento de carbono de custo ótimo de 2°C, indicando que um Brasil *justo* de 1,5°C representa um Brasil custo ótimo de 2°C.

Em seguida, o relatório detalhou estratégias de mitigação das emissões de GEEs nas operações do setor de óleo e gás e de aproveitamento de sua infraestrutura para novos fins, de maneira que esta indústria possa contribuir com o atingimento de objetivos climáticos e adequar-se a este contexto.

No *upstream*, elencaram-se medidas de mitigação aplicadas a três classes de emissões: fugitivas intencionais ou projetadas (*flaring* e *venting*), fugitivas não-intencionais (vazamentos inesperados) e provenientes da combustão para atender as demandas energéticas das atividades do segmento. Oportunidades para aproveitamento de infraestrutura relacionam-se ao balanceamento e à diversificação do portfólio. No refino, a mitigação de emissões passa por medidas de eficiência energética, pela instalação de captura de carbono em unidades emissoras e pelo emprego de fontes renováveis de energia. Para o aproveitamento da infraestrutura deste segmento, diversas oportunidades existem, incluindo o processamento de cargas renováveis para a síntese dos produtos finais e do hidrogênio, a integração com o setor petroquímico e a reciclagem química.

O segundo produto deste estudo envolverá a análise de dois cenários de um modelo de avaliação integrada brasileiro (o BLUES): um que considera o aumento da temperatura média global em 1,5°C e o outro que é baseado na NDC brasileira. A partir dos resultados de custo ótimo destes cenários e com base nas opções de mitigação de emissões operacionais e oportunidades de adaptação da infraestrutura do setor, será possível investigar as melhores estratégias para o setor de óleo e gás brasileiro.

6. Referências

- Abdul-Manan, A. F. N., Arfaj, A., & Babiker, H. (2017). Oil refining in a CO2 constrained world: Effects of carbon pricing on refineries globally. *Energy*, 121, 264–275. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.046>
- Absi Halabi, M., Al-Qattan, A., & Al-Otaibi, A. (2015). Application of solar energy in the oil industry - Current status and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy*

- Reviews, 43, 296–314. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.030>
- Al-Sabawi, M., Chen, J., & Ng, S. (2012). Hydroprocessing of Biomass-Derived Oils and Their Blends with Petroleum Feedstocks: A Review. *Energy and Fuels*, 26(9), 5355–5372. <http://doi.org/10.1021/ef3006417>
- Alsuwailam, M. (16 de 03 de 2021). The Road to Zero Routine Gas Flaring: A Case Study from Saudi Arabia . OnePetro, pp. Paper Number: IPTC-21182-MS.
- ANP (2020). RESOLUÇÃO Nº 806, DE 17 DE JANEIRO DE 2020. Rio de Janeiro, Rj, Brasil: Diário Oficial da União.
- ANP (2021a). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2021. Rio de Janeiro: AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.
- ANP (2021b). RESOLUÇÃO ANP No 852, DE 23 DE SETEMBRO DE 2021. Retrieved from <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-852-de-23-de-setembro-de-2021-347059938>
- Argonne. (2015). Development of a Life Cycle Inventory of Water Consumption Associated with the Production of Transportation Fuels.
- ARPEL (2013a). Índices de Energía en la Industria de Petróleo y Gas - Guía ARPEL Nº MP01-2013. Retrieved from https://silo.tips/queue/guia-arpel-indices-de-energia-en-la-industria-de-petroleo-y-gas?&queue_id=-1&v=1653490296&u=MjgwNDpkNDE6YWYzNzozMDAwOjdjOGQ6YTUzNjo0MGI5OmMxMzA=
- ARPEL (2013b). Índices de Energía en la Industria de Petróleo y Gas - Guía ARPEL Nº MP01-2013.
- Baron, R., & Fischer, D. (2015). Divestment and Stranded Assets in the Low-carbon Transition. Background paper for the 32nd Round Table on Sustainable Development. OECD Headquarters, Paris.
- Bielansky, P., Reichhold, A., & Schonberger, C. (2010). Processing of pure vegetable oils in a continuous FCC pilot plant. In *Refereed Proceedings The 13th International Conference on Fluidization - New Paradigm in Fluidization Engineering*. Engineering

Conferences International.

Blanco, V. L. (2016). Diagnóstico de emissões de gases de efeito estufa em plataformas FPSal. Dissertação de Mestrado. Campinas, SP, Brasil: Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM) - Unicamp.

bp. (2022). bp refinery in Lingen starts production of sustainable aviation fuel from used cooking oil. Retrieved May 23, 2022, from <https://www.bp.com/en/global/air-bp/news-and-views/press-releases/bp-refinery-in-lingen-starts-production-of-saf.html>

Brennan, S. T., & Burruss, R. C. (15 de Dezembro de 2006). Specific Storage Volumes: A Useful Tool for CO2 Storage Capacity Assessment. *Natural Resources Research*, pp. volume 15, pages165–182.

Brynolf, S., Taljegard, M., Grahn, M., & Hansson, J. (2018). Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(May), 1887–1905. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288>

CAAFI. (2010). Fuel Readiness Level. Retrieved from <http://www.caafi.org/information/fuelreadinesstools.html>

Caldecott, B., Elizabeth, H., Cojoianu, T., Kok, I., & Pfeiffer, A. (2016). Stranded Assets: A Climate Risk Challenge. Retrieved from <https://publications.iadb.org/handle/11319/7946>

Capobianco, N., Basile, V., & Loia, F. V. (1 de Junho de 2021). Toward a Sustainable Decommissioning of Offshore Platforms in the Oil and Gas Industry: A PESTLE Analysis. *Sustainability*, p. Volume 13 Issue 11 .

Carbon Limits. (2014). Assessment of flare strategies, techniques for reduction of flaring and associated emissions, emission . Noruega: Norwegian Environment Agency.

Carmona, H. D. P. ., Alfaro, O. de la T., Alayón, A. B., Vázquez, M. A. R., & Hernández, J. J. M. (2019). Co-processing of straight run gas oil with used cooking oil and animal fats. *Fuel*, 254(June 2018), 115583. <http://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.05.166>

Carvalho, F., da Silva, F. T. F., Szklo, A., & Portugal-Pereira, J. (2019). Potential for biojet production from different biomass feedstocks and consolidated technological

- routes: a georeferencing and spatial analysis in Brazil. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 13(6), 1454–1475. <http://doi.org/10.1002/bbb.2041>
- Carvalho, F., Portugal-pereira, J., Junginger, M., & Szklo, A. (2021). Biofuels for maritime transportation: A spatial, techno-economic, and logistic analysis in brazil, europe, south africa, and the usa. *Energies*, 14(16). <http://doi.org/10.3390/en14164980>
- Casey, S. (2020). Waste recycling : an opportunity. *Digital Refining*, (August), 1–4. Retrieved from <https://cdn.digitalrefining.com/data/articles/file/1002493-wra-waste-recycGBPe.pdf>
- CATF. (s.d.). Fonte: Site da Clean Air Task Force: <https://www.catf.us/work/super-pollutants/methane-mitigation-program/#leaks>
- CCAC (2017a). Technical Guidance Document Number 6: Unstabilized Hydrocarbon Liquid Storage Tanks. Climate and Clean Air Coalition .
- CCAC (2017b). Technical Guidance Document Number 1: Natural Gas-Driven Pneumatic Controllers and Pumps. Climate and Clean Air Coalition.
- CCAC (2017c). Technical Guidance Document Number 4: Reciprocating Compressors Rod Seal/Packing Vents. Climate and Clean Air Coalition.
- CCAC (2017d). Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks. Climate and Clean Air Coalition.
- Clews, R. J. (2016). Fundamentals of the petroleum industry. In *Project Finance for the International Petroleum Industry* (pp. 83–99). Elsevier Inc. <http://doi.org/10.1016/B978-0-12-800158-5/00005-0>
- Concawe. (2018a). Concawe Review, 27(1). Retrieved from https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Concawe-Review-27-1_webfile.pdf
- Concawe. (2018b). Concawe Review, 27(1).
- Dahmen, N., Lewandowski, I., Zibek, S., & Weidtmann, A. (2019). Integrated lignocellulosic value chains in a growing bioeconomy: Status quo and perspectives. *GCB Bioenergy*, 11(1), 107–117. <http://doi.org/10.1111/gcbb.12586>
- De Mello, L. F., Gobbo, R., Moure, G. T., & Miracca, I. (2013). Oxy-combustion technology

- development for Fluid Catalytic Crackers (FCC) - Large pilot scale demonstration. *Energy Procedia*, 37, 7815–7824. <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.562>
- De Oliveira Magalhães, M. V. (2009). Integrating refining to petrochemical. *Computer Aided Chemical Engineering* (Vol. 27). Elsevier Inc. [http://doi.org/10.1016/S1570-7946\(09\)70238-X](http://doi.org/10.1016/S1570-7946(09)70238-X)
- Delgado, F., Moura, R., & França, M. (2021). *Descomissionamento Offshore no Brasil*. Rio de Janeiro: FGV Energia.
- DNV. (6 de Outubro de 2020). Fonte: Site da DNV: <https://www.dnv.com/oilgas/perspectives/routes-to-reduce-emissions-from-oil-and-gas-production.html>
- Draeger, R., Cunha, B. S. L., Müller-Casseres, E., Rochedo, P. R. R., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2022). Stranded crude oil resources and just transition: Why do crude oil quality, climate ambitions and land-use emissions matter. *Energy*, 124451. <http://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2022.124451>
- Drouet, L., Bosetti, V., Padoan, S., Aleluia Reis, L., Bertram, C., Dalla Longa, F., ... Tavoni, M. (2021). Net zero emission pathways reduce the physical and economic risks of climate change. *Nature Climate Change*. <http://doi.org/10.1038/s41558-021-01218-z>
- Dupain, X., Costa, D. J., Schaverien, C. J., Makkee, M., & Moulijn, J. A. (2007). Cracking of a rapeseed vegetable oil under realistic FCC conditions. *Applied Catalysis B: Environmental*, 72(1–2), 44–61. <http://doi.org/10.1016/j.apcatb.2006.10.005>
- Economides, M., Wang, X., & Marongiu-Porcu, M. (28 de 10 de 2008). *The Economics of Compressed Natural Gas Sea Transport*. Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition.
- EDF. (2022). *Transferred Emissions: How Risks in Oil and Gas M&A Could Hamper the Energy Transition*. Environmental Defense Fund.
- Energy Intelligence. (2022). *Refinery Co-Processing May Help Meet Early SAF Mandates*. Retrieved May 23, 1987, from <https://www.energyintel.com/0000017d-9a80-d04d-a9fd-bf9d4bd80000>

- Eni (2022). ISWEC: energy from the sea. Acesso em 15 de Junho de 2022, disponível em Site da Eni: <https://www.eni.com/en-IT/operations/iswec-eni.html>
- EPBR (2019). Fonte: Site da agência epbr: <https://epbr.com.br/os-planos-de-descarbonizacao-da-petrobras-e-o-desafio-global-para-eliminar-o-flaring/>
- EPBR (2021). Fonte: Site da agência epbr: <https://epbr.com.br/conama-revoga-limites-de-emissao-para-eletrificacao-de-fpsos/>
- EPE (2018). Panorama do Refino e da Petroquímica no Brasil. Nota Técnica Dpg-Spt No 04/2018, 73. Retrieved from https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-/topico-412/NT_Refino_e_Petroquimica_2018.11.01.pdf
- EPE (2020). Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré Sal. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2021). Caderno de Preços da Geração 2021.
- EPE (2022). NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/02/2022. Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS.
- Escudero, A. I., Espatolero, S., & Romeo, L. M. (2016). Oxy-combustion power plant integration in an oil refinery to reduce CO2 emissions. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 45, 118–129. <http://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.12.018>
- Ferreira Coelho, J. M., & Szklo, A. (2015). Dealing with petroleum surpluses in Brazil through optimization refining model. *Energy Strategy Reviews*, 6, 80–91. <http://doi.org/10.1016/j.esr.2015.04.001>
- Fonte, C. B. (2021). Avaliação de rota de produção de eletrocombustíveis para aviação utilizando eletricidade solar fotovoltaica e captura de dióxido de carbono diretamente do ar. UFRJ.
- Gary, J. H., & Handwerk, G. E. (2001). *Petroleum Refining: Technology and Economics*. Chemical Engineering Science. Golden, Colorado, USA: Marcel Dekker, Inc. [http://doi.org/10.1016/0009-2509\(94\)87025-x](http://doi.org/10.1016/0009-2509(94)87025-x)
- Geleynse, S., Brandt, K., Garcia-Perez, M., Wolcott, M., & Zhang, X. (2018). The Alcohol-

- to-Jet Conversion Pathway for Drop-In Biofuels: Techno-Economic Evaluation. *ChemSusChem*, 11(21), 3728–3741. <http://doi.org/10.1002/cssc.201801690>
- Gignac, R., & Matthews, H. D. (2015). Allocating a 2°C cumulative carbon budget to countries. *Environmental Research Letters*. <http://doi.org/10.1088/1748-9326/10/7/075004>
- Global CCS Institute (2016). *The Global Status of CCS. Special Report: Understanding Industrial CCS Hubs and Clusters*. Melbourne, Australia.
- Global CCS Institute (2021). *CCS Facilities Database*. Acesso em 5 de Junho de 2022, disponível em Site do Global CCS Institute: <https://co2re.co/FacilityData>
- Gomes, G. L. (2011). *Análise da integração refino-petroquímica - Oportunidades econômicas, estratégicas e ambientais*. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Gonçalves, J. R. (2015). *ANALISE DO APROVEITAMENTO DE RESÍDUOS TERMICOS EM UM FPSO ATRAVÉS DO CICLO RANKINE ORGÂNICO*. Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: UFRJ.
- Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., ... Kolb, T. (2016). Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, 85, 1371–1390. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). Part IV: Artificial Lift Methods. In B. Guo, X. Liu, & X. B. T.-P. P. E. (Second E. Tan (Eds.), (pp. 513–514). Boston: Gulf Professional Publishing. <http://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809374-0.00041-6>
- Grainger, D., Bindingsbø, A., Brekke, O., Koeijer, G., Nilssen, O., & Pettersen, J. (8 de Abril de 2021). Reducing CO₂ Emissions from Offshore Oil and Gas Production. *Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference 15-18 March 2021*.
- Guedes, F. P. D. C. (2015). *Avaliação de Alternativas para Redução do Uso Final de Energia no Setor de Refino de Petróleo Brasileiro e Estimativa de Custos de Abatimento de Emissões de Gases de Efeito Estufa*. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Retrieved

from

http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/guedes_fernanda.pdf

Haces-Fernandez, F., Li, H., & Ramirez, D. (27 de Abril de 2018). Assessment of the Potential of Energy Extracted from Waves and Wind to Supply Offshore Oil Platforms Operating in the Gulf of Mexico. *Energies*, pp. 11(5), 1084.

Han, X., Wang, H., Zeng, Y., & Liu, J. (2020). Advancing the application of bio-oils by co-processing with petroleum intermediates: A review. *Energy Conversion and Management: X*, 10, 100069. <http://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100069>

Hargreaves, F. M. (2019). OPÇÕES DE MITIGAÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NA. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: PPE UFRJ.

Harmsen, M., Kriegler, E., van Vuuren, D. P., van der Wijst, K.-I., Luderer, G., Cui, R., ... Zakeri, B. (2021). Integrated assessment model diagnostics: key indicators and model evolution. *Environmental Research Letters*, 16(5), 54046. <http://doi.org/10.1088/1748-9326/abf964>

Hasegawa, T., Fujimori, S., Frank, S., Humpenöder, F., Bertram, C., Després, J., ... Riahi, K. (2021). Land-based implications of early climate actions without global net-negative emissions. *Nat Sustain*. <http://doi.org/10.1038/s41893-021-00772-w>

Henrion, M., Bernstein, B., & Swamy, S. (2015). A multi-attribute decision analysis for decommissioning offshore oil and gas platforms. *Integrated environmental assessment and management*, pp. 11(4), 594-609.

Höhne, N., den Elzen, M., & Escalante, D. (2014). Regional GHG reduction targets based on effort sharing: a comparison of studies. *Climate Policy*, 14(1), 122–147. <http://doi.org/10.1080/14693062.2014.849452>

Höhne, N., den Elzen, M., Rogelj, J., Metz, B., Fransen, T., Kuramochi, T., ... others. (2020). Emissions: world has four times the work or one-third of the time. *Nature*, 579.

Holden, E., & Gilpin, G. (2013). Biofuels and sustainable transport: A conceptual discussion. *Sustainability (Switzerland)*, 5(7), 3129–3149. <http://doi.org/10.3390/su5073129>

Howard, M. (2018). Fonte: Offshore Engineer:

<https://www.oedigital.com/news/442617-unmanned-platform-starts-production-at-oseberg-vestflanken-2>

Hull, A. (2022). The Alcohol-To-Jet process : A Retrofit for 1G ethanol plants ATJ Process.

Hunt, J. D., Nascimento, A., Nascimento, N., Vieira, L. W., & Romero, O. J. (Maio de 2022). Possible pathways for oil and gas companies in a sustainable future: From the perspective of a hydrogen economy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. Volume 160, 112291.

IBAMA (2022). Fonte: Site do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.: http://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/2022-04-20_Usinas_Eolicas_Offshore_Ibama.pdf

ICAO (2021). Conversion processes. Retrieved May 23, 1987, from <https://www.icao.int/environmental-protection/GFAAF/Pages/Conversion-processes.aspx>

IEA (2019). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. International Energy Agency.

IEA (2020a). The Oil and Gas Industry in Energy Transitions: Insights from IEA analysis. International Energy Agency.

IEA. (2020b). Sustainable Recovery: World Energy Outlook Special Report. World Energy Outlook, 185

IEA (2020c). An introduction to biogas and biomethane. Retrieved May 26, 2022, from <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth/an-introduction-to-biogas-and-biomethane>

IEA (2021a). Net Zero by 2050 A Roadmap for the global energy sector.

IEA (2021b). Flaring Emissions - Tracking report. Paris: International Energy Agency.

IHS Markit (2020). Reduce, repurpose, reinvent: Long-term refinery outlook defined by diverging regional imperatives. Retrieved January 25, 2021, from <https://ihsmarkit.com/research-analysis/reduce-repurpose-reinvent-longterm->

refinery-outlook.html

IHS Markit (2021). Upstream oil and gas meeting its challenges through innovation.

Fonte: Site da Ihsmarkit: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/upstream-oil-and-gas-meeting-its-challenges-through-innovation.html>

IOGP (2022). Environmental performance indicators – Europe 2020 data. Inglaterra: International Association of Oil and Gas Producers.

IPCC (2006). IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Fonte: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>

IPCC (2019). Annex I: Glossary [van Diemen, R. (ed.)]. In: Climate Change and Land: an IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems.

IPCC (2022). Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. (P. R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, ... J. Malley, Eds.). Cambridge, UK and New York, NY, USA: Cambridge University Press. <http://doi.org/10.1017/9781009157926>

IPIECA (2018). Methane glosary. London: International Petroleum Industry Environmental Conservation Association.

IRENA (2017a). Biofuels for aviation: Technology brief. Abu Dhabi.

IRENA (2017b). Stranded Assets and Renewables: How the energy transition affects the value of energy reserves, buildings and capital stock. Abu Dhabi. Retrieved from www.irena.org/remap

IRENA (2018). Hydrogen From Renewable Power: Technology outlook for the energy transition. Abu Dhabi. Retrieved from www.irena.org

IRENA (2022). The World Energy Transitions Outlook . International Renewable Energy Agency.

Jones, S., Joyce, A., & Balasubramanian, N. (7 de Setembro de 2021). Decarbonisation-

- Act Now: An Accessible Pathway for All Upstream Operators to Reduce Direct Emissions. OnePetro, p. SPE Offshore Europe Conference & Exhibition.
- Kanitkar, T., Jayaraman, T., D'Souza, M., & Purkayastha, P. (2013). Carbon budgets for climate change mitigation-a GAMS-based emissions model. *Current Science*.
- Karatzos, S., Mcmillan, J., & Saddler, J. (2014). The potential and challenges of drop in biofuels (Vol. Task 39).
- Khan, M. Y. (2018). Waste Vegetable Oils (WVO) as compression ignition engine fuel: a review. In *Conference Proceeding of 2nd International conference on Science, Technology & Management (ICSTM-2018)* (p. 12). Chandigarh, India.
- Klein, B. C., Chagas, M. F., Junqueira, T. L., Rezende, M. C. A. F., Cardoso, T. de F., Cavalett, O., & Bonomi, A. (2018). Techno-economic and environmental assessment of renewable jet fuel production in integrated Brazilian sugarcane biorefineries. *Applied Energy*, 209(August 2017), 290–305. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.079>
- Lakhala, S., Khanb, M., & RafiquIslamb, M. (Fevereiro de 2009). An “Olympic” framework for a green decommissioning of an offshore oil platform. pp. Volume 52, Issue 2, Pages 113-123.
- Le-Phuc, N., Ngo, P. T., Ha, Q. L. M., Tran, T. V., Phan, T. T., Luu, L. C., ... Phan, B. M. Q. (2020). Efficient hydrodeoxygenation of guaiacol and fast-pyrolysis oil from rice straw over PtNiMo/SBA-15 catalyst for co-processing in fluid catalytic cracking process. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 8(2), 103552. <http://doi.org/10.1016/j.jece.2019.103552>
- Lepic, B. (2020). Fonte: Site da Offshore Energy: <https://www.offshore-energy.biz/hydrogen-on-oil-and-gas-decarbonisation-horizon/>
- Lopez, G., Artetxe, M., Amutio, M., Bilbao, J., & Olazar, M. (2017). Thermochemical routes for the valorization of waste polyolefinic plastics to produce fuels and chemicals. A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73(January), 346–368. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.142>
- Maia, J. L. (2007). Separação e captura do dióxido de carbono em instalações marítimas

- de produção de. Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Hidráulica e Sanitária). São Paulo, SP, Brasil: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- Manzuch, Z., Akelyte, R., Camboni, M., & Carlander, D. (2021). Chemical Recycling of Polymeric Materials from Waste in the Circular Economy.
- Marafi, M., Stanislaus, A., & Furimsky, E. (2017). Developments in Petroleum Refining. Handbook of Spent Hydroprocessing Catalysts, 7–25. <http://doi.org/10.1016/b978-0-444-63881-6.00002-0>
- Margheritini, L., Colaleo, G., Contestabile, P., Bjørgård, T. L., Simonsen, M. E., Lanfredi, C., & Vicinanza, D. (2020). Development of an Eco-Sustainable Solution for the Second Life of Decommissioned Oil and Gas Platforms: The Mineral Accretion Technology. *Sustainability*, pp. 12(9), 3742.
- Masnadi, M. S. (31 de 08 de 2018). Global carbon intensity of crude oil production. *Science*, pp. 851-853.
- Mastropasqua, L., Pegorin, A., & Campanari, S. (2020). Low fuel utilisation solid oxide fuel cell system for CO₂-free hydrogen production in oil refineries. *Journal of Power Sources*, 448(September), 227461. <http://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2019.227461>
- Matthews, H. D. (2016). Quantifying historical carbon and climate debts among nations. *Nature Climate Change*. <http://doi.org/10.1038/nclimate2774>
- Mazin, A. P. R. (2014). A integração refino-petroquímica visando à produção de aromáticos no Brasil sob a ótica da prospecção tecnológica. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Retrieved from <http://186.202.79.107/download/a-integracao-refino-petroquimica-visando-a-producao-de-aromaticos.pdf>
- McKinsey (2020). The future is now: How oil and gas companies can decarbonize. Retrieved May 25, 2022, from <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize>
- McKinsey (2019). Fonte: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/toward-a-net-zero-future-decarbonizing-upstream-oil-and-gas-operations#:~:text=Toward%20a%20net%2Dzero%20future%3A%20Decarbonizing%20upstream%20oil%20and%20gas%20operations,-December%206%2C%2020>

- MCTI (2022). Fonte: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/noticias/2022/03/governo-federal-lanca-chamada-de-r-15-milhoes-para-aproveitamento-economico-do-gas-natural-gerado-no-pre-sal>
- Meyers, R. A. (2004). Handbook of Petroleum Refining Processes (Vol. 4). McGraw-Hill Handbooks.
- Moreira, F. de S. (2008). A Integração Refino Petroquímica Como Alternativa Para Atendimento Do Crescente Mercado De Petroquímicos, 149.
- Morrow, W. R., Marano, J., Sathaye, J., Hasanbeigi, A., & Xu, T. (2011). E RNEST O RLANDO L AWRENCE B ERKELEY N ATIONAL L ABORATORY Modeling Electric Vehicle Benefits Connected to Smart Grids, (February).
- Nguyen, T.-V., Tock, L., Breuhaus, P., Maréchal, F., & Elmegaard, B. (1 de Janeiro de 2016). CO2-mitigation options for the offshore oil and gas sector. Applied Energy, pp. Volume 161, 1 January 2016, Pages 673-694.
- Nogueira, T., Rochedo, P. R., & Szklo, A. (Maio de 2022). Evaluation of offshore CO2 transport alternatives in Brazil. International Journal of Greenhouse Gas Control, pp. Volume 116, 103629.
- Nordhaus, W. (2018). Evolution of modeling of the economics of global warming: changes in the DICE model, 1992–2017. Climatic Change, 148, 623–640. <http://doi.org/10.1007/s10584-018-2218-y>
- Northern Lights (2022). Acesso em 10 de Junho de 2022, disponível em Site da Northern Lights: <https://norlights.com/how-to-store-co2-with-northern-lights/>
- Novgorodcev Jr, A. R., & Jarquín-Laguna, A. (2020). Multi-criteria analysis to rank offshore renewable technologies to support deep-water oil and gas production. In Multi-criteria analysis to rank offshore renewable technologies to support deep-water oil and gas production.
- NSTA (2021). Fonte: Site da North Sea Transition Authority: <https://www.nstauthority.co.uk/news-publications/news/2021/three-winners-named-for-1m-offshore-electrification-competition/>

- O'Neill, B. C., Kriegler, E., Ebi, K. L., Kemp-Benedict, E., Riahi, K., Rothman, D. S., ... Solecki, W. (2017). The roads ahead: Narratives for shared socioeconomic pathways describing world futures in the 21st century. *Global Environmental Change*, 42, 169–180. <http://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2015.01.004>
- OGCI (2020). DELIVERING ON A LOW CARBON FUTURE: A PROGRESS REPORT FROM THE OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE. Oil and Gas Climate Initiative.
- Oliveira, A. (2015). Processo de extração do óleo vegetal. Retrieved June 7, 2021, from <https://www.producaodebiodiesel.com.br/biocombustiveis/processo-de-extracao-do-oleo-vegetal>
- Oliveira-Pinto, S., Rosa-Santos, P., & Taveira-Pinto, F. (2020). Assessment of the potential of combining wave and solar energy resources to power supply worldwide offshore oil and gas platforms. *Energy Conversion and Management*, pp. Volume 223, 113299.
- Oliveira-Pinto, S., Rosa-Santos, P., & Taveira-Pinto, F. (2019). Electricity supply to offshore oil and gas platforms from renewable ocean wave energy: Overview and case study analysis. *Energy Conversion and Management*, pp. Volume 186, Pages 556-569.
- Pan, X., Elzen, M. den, Höhne, N., Teng, F., & Wang, L. (2017). Exploring fair and ambitious mitigation contributions under the Paris Agreement goals. *Environmental Science & Policy*, 74, 49–56. <http://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.envsci.2017.04.020>
- Parkinson, B., Balcombe, P., Speirs, J. F., Hawkes, A. D., & Hellgardt, K. (2019). Levelized cost of CO₂ mitigation from hydrogen production routes. *Energy and Environmental Science*, 12(1), 19–40. <http://doi.org/10.1039/c8ee02079e>
- Pechstein, J., & Kaltschmitt, M. (2018). Liquid Hydrocarbon Fuels Derived from Alcohols. In *Energy from Organic Materials (Biomass)* (pp. 1023–1046). http://doi.org/10.1007/978-1-4939-7813-7_1039
- Peters, J. F. (2015). Pyrolysis for biofuels or biochar? A thermodynamic, environmental and economic assessment. Universidad Rey Juan Carlos.

- Petrobras. (2022a). Fonte: https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=984071
- Petrobras (2022b). Relatório de Sustentabilidade 2021. Rio de Janeiro.
- Petrobras (2022c). Why Petrobras will keep exploring Brazil's oil 'treasure'. (bnamericas, Entrevistador) Fonte: Site da bnamericas: <https://www.bnamericas.com/en/interviews/why-petrobras-will-keep-exploring-brazils-oil-treasure#:~:text=Petrobras%20supplies%20less%20than%203,finance%20a%20fair%20energy%20transition>
- Petrobras. (2021). Lançamos programa para nos posicionar entre as melhores refinadoras de petróleo no mundo. Retrieved June 10, 2022, from <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/lancamos-programa-para-nos-posicionar-entre-as-melhores-refinadoras-de-petroleo-no-mundo.htm>
- Petrobras. (2020). Concluímos testes para produção de diesel renovável. Retrieved May 12, 2022, from <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/concluimos-testes-para-producao-de-diesel-renovavel.htm>
- Pinho, A. D. (2010). Oportunidades de integração refino-petroquímica. In Rio oil & gas conference proceedings. Rio de Janeiro.
- Pinho, A. de R., de Almeida, M. B. B., Mendes, F. L., Casavechia, L. C., Talmadge, M. S., Kinchin, C. M., & Chum, H. L. (2017). Fast pyrolysis oil from pinewood chips co-processing with vacuum gas oil in an FCC unit for second generation fuel production. *Fuel*, 188, 462–473. <http://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.10.032>
- Pinho, A., De Almeida, M. B. B., Mendes, F. L., Ximenes, V. L., & Casavechia, L. C. (2015). Co-processing raw bio-oil and gasoil in an FCC Unit. *Fuel Processing Technology*, 131, 159–166. <http://doi.org/10.1016/j.fuproc.2014.11.008>
- Raupach, M. R., Davis, S. J., Peters, G. P., Andrew, R. M., Canadell, J. G., Ciais, P., ... Le Quéré, C. (2014). Sharing a quota on cumulative carbon emissions. *Nature Climate Change*, 4(10), 873–879. <http://doi.org/10.1038/nclimate2384>

- Riahi, K., Bertram, C., Huppmann, D., Rogelj, J., Bosetti, V., Cabardos, A.-M., ... Zakeri, B. (2021). Cost and attainability of meeting stringent climate targets without overshoot. *Nature Climate Change*, 11(12), 1063–1069. <http://doi.org/10.1038/s41558-021-01215-2>
- Robert W. Howarth, M. Z. (2021). How green is blue hydrogen? *Energy Science & Engineering*, pp. 1676-1687.
- Rochedo, P. R. R., Fragkos, P., Garaffa, R., Couto, L. C., Baptista, L. B., Cunha, B. S. L., ... Szklo, A. (2021). Is Green Recovery Enough? Analysing the Impacts of Post-COVID-19 Economic Packages. *Energies* . <http://doi.org/10.3390/en14175567>
- Rochedo, P. R., Costa, I. V., Império, M., Hoffmann, B., Merschmann, P. R., Oliveira, C., & Szklo, A. &. (2016). Carbon capture potential and costs in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, pp. Volume 131. Pages 280-295.
- Roelfsema, M., van Soest, H. L., Harmsen, M., van Vuuren, D. P., Bertram, C., den Elzen, M., ... Vishwanathan, S. S. (2020). Taking stock of national climate policies to evaluate implementation of the Paris Agreement. *Nature Communications*, 11(1), 2096. <http://doi.org/10.1038/s41467-020-15414-6>
- Rogelj, J., Shindell, D., Jiang, K., Fifita, S., Forster, P., Ginzburg, V., ... Vilariño, M. V. (2018). Mitigation pathways compatible with 1.5°C in the context of sustainable development. In *Special Report on the impacts of global warming of 1.5 °C*. Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Ruivo, F. &. (2001). *Decommissioning Offshore Oil and Gas Fields* . Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 2001.
- Rystard Energy. (2020). Fonte: Press Release. Site da Rystard Energy.: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/top-north-sea-emitter-uk-needs-to-electrify-its-rising-oil-and-gas-output-to-reach-climate-goals/>
- Rystard Energy. (2022). Energy transition in the upstream sector: Five key trends for 2022. Rystard Energy. Fonte: Site da Rystard Energy. E&P Newsletter.
- S&P Global. (2022). Platts hydrogen price wall. Retrieved June 10, 2022, from

https://www.spglobal.com/commodityinsights/PlattsContent/_assets/_files/en/specialreports/energy-transition/platts-hydrogen-price-wall/index.html

Schaeffer, R., Szklo, A., Lucena, A., Guedes, F., Costa, I., & Império, M. &. (2017). MODELAGEM SETORIAL DE OPÇÕES DE BAIXO CARBONO PARA O SETOR DE ÓLEO E GÁS NATURAL. Brasília: MCTI.

Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Tietze, V., Kumar, B., & Stolten, D. (2015). Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(12), 4285–4294. <http://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.123>

SEI, IISD, ODI, E3G, & UNEP. (2021). *The Production Gap Report 2021*.

Shell. (2022). Site da Shell Brasil. Fonte: <https://www.shell.com.br/imprensa/comunicados-para-a-imprensa-2022/shell-brasil-e-porto-do-acu-anunciam-projeto-inedito-em-hidrogenio-verde.html>

Shojaeddini, E., Naimoli, S., Ladislaw, S., & Bazlian, M. (2019). Oil and gas company strategies regarding the energy transition. *Progress in Energy*, pp. 1(1), 012001.

Silva, F. T. F. da, Schaeffer, R., Szklo, A., Lucena, A. F. P., Rochedo, P. R. R., Portugal-Pereira, J., ... Baltar, E. (2022). Plano de descarbonização de Pernambuco. Retrieved from https://semas.pe.gov.br/wp-content/uploads/2022/04/2022_03_16__plano_descarbonizacao_pernambuco-v7.pdf

Silva, G., Rochedo, P. R. R., & Szklo, A. (2022). Renewable hydrogen production to deal with wind power surpluses and mitigate carbon dioxide emissions from oil refineries Levelized Cost of Hydrogen. *Applied Energy*, 311(March 2021), 118631. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118631>

Sousa-Aguiar, E. F., Ximenes, V. L., Almeida, J. M. A. R. de, Romano, P. N., & Carvalho, Y. (2018). Catalysts for Co-processing Biomass in Oil Refining Industry. In F. Frusteri, D. Aranda, & G. Bonura (Eds.), *Sustainable catalysis for biorefineries* (p. 25). Royal Society of Chemistry.

Stenning, D. G., Fitzpatrick, J. P., & Trebble, M. A. (2012). Floating CNG, a simpler way to

- monetise offshore gas. OnePetro, p. Offshore Technology Conference.
- Szklo, A. S., Uller, V. C., & Bonfá, M. H. P. (2012). Fundamentos do Refino de Petróleo: Tecnologia e Economia. (Editora Interciência, Ed.) (3a edição). Rio de Janeiro.
- Szklo, A., Portugal-Pereira, J., Rochedo, P. R. R., Schaeffer, R., Hollanda, L., Lorentz, L., ... Draeger, P. L. B. M. R. (2021). Sinergias entre as metas de descarbonização dos setores de aviação e de transporte marítimo.
- Tagomori, I. S. (2017). Potencial técnico e econômico para a produção de Fischer-Tropsch Diesel a partir de biomassa (FT-BTL) associada à captura de carbono no Brasil. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Tagomori, I., Rochedo, P., & Szklo, A. (2019). Techno-economic and georeferenced analysis of forestry residues-based Fischer-Tropsch diesel with carbon capture in Brazil. *Biomass and Bioenergy*, 123, 134–148. <http://doi.org/10.1016/j.biombioe.2019.02.018>
- Tao, Y., Li, H., Wen, Z., Chen, H., Xu, W., & Evans, S. (2019). A hybrid scenario analysis for the selection of future greenhouse gas emissions reduction technologies in China's oil and gas industry. *Journal of Cleaner Production*, 223, 14–24. <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.144>
- TechnipFMC. (2021). Fonte: Site da TechnipFMC: <https://www.technipfmc.com/en/media/news/2021/02/deep-purple-pilot-project-gets-support-from-innovation-norway/>
- The World Bank. (2022a). Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). Acesso em 8 de Junho de 2022, disponível em <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>
- The World Bank. (2022b). Global Flaring and Venting regulations. Acesso em 8 de Junho de 2022, disponível em <https://www.worldbank.org/en/topic/extractiveindustries/publication/global-flaring-and-venting-regulations>
- TOTAL. (2020). La Mède: A facility for the energies of tomorrow. Retrieved January 25, 2021, from <https://www.total.com/energy-expertise/projects/bioenergies/la->

mede-a-forward-looking-facility

- Tóth, C., Baladincz, P., Kovács, S., & Hancsók, J. (2010). Producing diesel fuel by co-hydrogenation of vegetable oil with gas oil. *Chemical Engineering Transactions*, 21, 1219–1224. <http://doi.org/10.3303/CET1021204>
- UKOGA. (2020). UKCS Flaring & Venting Report. London: UK Oil & Gas Authority.
- UNECE. (2019). Best Practice Guidance for Effective Methane Management in the Oil and Gas Sector; Monitoring, Reporting and Verification (MRV) and Mitigation. United Nations Economic Commission for Europe. Energy Series, No. 65; ECE/ENERGY/129.
- UNFCCC (2022a). Nationally Determined Contributions (NDCs). Retrieved June 6, 2022, from <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/nationally-determined-contributions-ndcs/nationally-determined-contributions-ndcs>
- UNFCCC (2022b). NDC Registry.
- USEPA (2021). Global Greenhouse Gas Emissions Data. Retrieved August 24, 2021, from <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data>
- USEPA. (2006a). Installing Vapor Recovery Units on Storage Tanks. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners. Washington: United States Environmental Protection Agency Air and Radiation.
- USEPA. (2006b). Convert Gas Pneumatic Controls To Instrument Air. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners . Washington: United States Environmental Protection Agency Air and Radiation.
- USEPA. (2006c). Reducing Methane Emissions From Compressor Rod Packing Systems. Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners . Washington: United States Environmental Protection Agency Air and Radiation.
- van den Berg, N. J., van Soest, H. L., Hof, A. F., den Elzen, M. G. J., van Vuuren, D. P., Chen, W., ... Blok, K. (2020). Implications of various effort-sharing approaches for national carbon budgets and emission pathways. *Climatic Change*, 162(4), 1805–1822. <http://doi.org/10.1007/s10584-019-02368-y>

- Van der Ven, P. (2021). 1 Seminário Descarbonização do E&P - 18 a 22 de Outubro. (S. B. Section, Entrevistador)
- van Dyk, S., Su, J., McMillan, J. D., & Saddler, J. (John). (2019a). Potential synergies of drop-in biofuel production with further co-processing at oil refineries. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 13, 760–775. <http://doi.org/10.1002/bbb>
- van Dyk, S., Su, J., McMillan, J. D., & Saddler, J. (John) N. (2019b). “Drop-in” Biofuels: the key role that co-processing will play in its production.
- van Soest, H., Reis, L. A., Baptista, L. B., Bertram, C., Després, J., Drouet, L., ... Vuuren, D. van. (2021). Global roll-out of comprehensive policy measures may aid in bridging emissions gap. *Nat Commun*, 12, 6419. <http://doi.org/10.1038/s41467-021-26595-z>
- Varakin, A. N., Mozhaev, A. V., Pimerzin, A. A., & Nikulshin, P. A. (2020). Toward HYD/DEC selectivity control in hydrodeoxygenation over supported and unsupported Co(Ni)-MoS₂ catalysts. A key to effective dual-bed catalyst reactor for co-hydroprocessing of diesel and vegetable oil. *Catalysis Today*, 357(January), 556–564. <http://doi.org/10.1016/j.cattod.2019.06.005>
- Wang, C., Venderbosch, R., & Fang, Y. (2018). Co-processing of crude and hydrotreated pyrolysis liquids and VGO in a pilot scale FCC riser setup. *Fuel Processing Technology*, 181(October), 157–165. <http://doi.org/10.1016/j.fuproc.2018.09.023>
- Wang, M., Wang, G., Sun, Z., Zhang, Y., & Xu, D. (2019). Review of renewable energy-based hydrogen production processes for sustainable energy innovation. *Global Energy Interconnection*, 2(5), 436–443. <http://doi.org/10.1016/j.gloi.2019.11.019>
- Weyant, J. (2017). Some contributions of integrated assessment models of global climate change. *Review of Environmental Economics and Policy*, 11(1), 115–137.
- Wood Mackenzie. (2021a). Fonte: <https://www.woodmac.com/news/opinion/is-net-zero-oil-and-gas-production-possible/#form>
- Wood Mackenzie. (2021b). Petrochemical integration defines long term downstream winners and losers.
- Yáñez, É., Meerman, H., Ramírez, A., Castillo, É., & Faaij, A. (2021). Assessing bio-oil co-processing routes as CO₂ mitigation strategies in oil refineries. *Biofuels, Bioproducts*

- and Biorefining, 15(1), 305–333. <http://doi.org/10.1002/bbb.2163>
- Yáñez, É., Meerman, H., Ramírez, A., Castillo, É., & Faaij, A. (2022). Fully integrated CO₂ mitigation strategy for an existing refinery: A case study in Colombia. *Applied Energy*, 313(November 2021). <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118771>
- Yao, G., Staples, M. D., Malina, R., & Tyner, W. E. (2017). Stochastic techno-economic analysis of alcohol-to-jet fuel production. *Biotechnology for Biofuels*, 10(1), 18. <http://doi.org/10.1186/s13068-017-0702-7>
- Yao, Y., Marano, J., Morrow, W. R., & Masanet, E. (2018). Quantifying carbon capture potential and cost of carbon capture technology application in the U.S. refining industry. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 74(April), 87–98. <http://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.04.020>
- Zhao, F., Fan, Y., & Zhang, S. (2021). Assessment of efficiency improvement and emission mitigation potentials in China's petroleum refining industry. *Journal of Cleaner Production*, 280(x). <http://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124482>



CONECTAR TODA A INDÚSTRIA PARA IR CADA VEZ MAIS LONGE.
ISSO GERA ENERGIA.



/ibpbr



@ibpbr



@ibp_br



/IBPbr



/ibpbr

Expediente

Presidência/CEO do IBP:
Roberto Furian Ardenghy

Diretoria Executiva Corporativa:
Fernanda Delgado

Gerência de Sustentabilidade:
Carlos Victal

Gerência de Análise Econômica:
Raquel Filgueiras
André Alves

**Gerência de Comunicação e
Relacionamento com Associados:**
Tatiana Campos

Coordenação Editorial:
Priscila Zamponi
Bruna Freire

Direção de Arte - Capa:
Alexandre Romão