



Descarbonização do Setor de Energia no Brasil





transição
energética

Descarbonização do Setor de Energia no Brasil

ESTUDO POR

Instituto E+ Transição Energética

Rua General Dionísio, 14 - Humaitá
Rio de Janeiro/RJ | Brasil | 22271 050
Tel: +55 21 3197 6580

contato@emaisenergia.org
www.emaisenergia.org

COORDENAÇÃO GERAL

Emílio Matsumura

CONSULTORES EXTERNOS

Rafael Kelman (PSR)
Luana Gaspar (PSR)
Tainá Martins (PSR)

REVISÃO TÉCNICA

Pablo Silva
Marina Azevedo

COORDENAÇÃO EDITORIAL

Nathalia Paes Leme

PROJETO GRÁFICO

Débora Klippel

Citar como

Instituto E+ Transição Energética (2022):
Descarbonização do Setor de Energia no Brasil.
Rio de Janeiro/RJ – Brasil

Esta obra está licenciada com uma Licença Creative
Commons Atribuição 4.0 Internacional

PUBLICAÇÃO: Maio 2022

Apoio



Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag

Sumário

	Principais Mensagens	04
	Sumário Executivo	05
	1 ♦ Introdução	15
	2 ♦ Transporte	18
	2.1 Eletrificação	21
	2.2 Hidrogênio	25
	2.3 Biocombustíveis	27
	2.4 Descarbonização da aviação e transporte marítimo	36
	2.5 Uma rota para o Brasil	39
	3 ♦ Indústria	41
	3.1 Panorama Atual e Oportunidades de Descarbonização	41
	3.2 Resumo de Caminhos para a Descarbonização na Indústria	52
	3.3 Medidas para Impulsionar a Descarbonização do Setor	54
	4 ♦ Edifícios	56
	4.1 Panorama Atual e oportunidades de Descarbonização	56
	4.2 Medidas para Impulsionar a Descarbonização do Setor	58
	5 ♦ Eletricidade	61
	5.1 Emissões do setor elétrico no Brasil	62
	5.2 Projeto Sistemas Energéticos do Futuro	64
	5.3 Planejamento da expansão renovável	67
	5.4 Vantagens comparativas do Brasil	71
	5.5 Riscos e oportunidades à descarbonização	72
	6 ♦ Conclusão	74
	7 ♦ Referências	76
	Anexo I: Siglas e Glossário	81
	Anexo II: Metodologia para projeção de veículos elétricos	83

Principais Mensagens

Com o objetivo de contribuir na discussão sobre as oportunidades da descarbonização no Brasil, este estudo apresenta uma discussão detalhada sobre os caminhos/trajetórias de baixo carbono por setor. O relatório é subdividido, de acordo com as categorias consideradas pelo Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa, para os setores de Transportes, Indústria, Edifícios e Eletricidade.

Nesse sentido, este relatório/estudo busca elucidar o contexto geral do tema e, de certo modo, levantar hipóteses a serem aprofundadas em esforço de pesquisa ampliado, cabe destacar algumas das suas mensagens principais:

1. Para o setor de transportes no curto prazo há um maior potencial do etanol, cuja produção poderá ser impulsionada pela plantação de cana energia e pelo etanol de segunda geração. Para o médio/longo prazo, há alto potencial da eletrificação no mercado brasileiro, impulsionada pela matriz elétrica de baixa emissão, de diesel verde, combustível de aviação sustentável (SAF) e hidrogênio/amônia de baixo carbono.
2. As emissões do gasto energético do setor industrial e de produção de combustíveis representaram 6% das emissões brasileiras, que acumularam 128 milhões de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂) em 2019. As cinco atividades industriais com maior impacto nas emissões do setor (cerca de 70% do total) são: i) Exploração de petróleo e gás natural; ii) Refino de petróleo; iii) Indústria química; iv) Produção de cimento; e v) Produção de ferro gusa e aço.
3. O gasto energético proveniente de edificações comerciais, públicas e residenciais representou, em 2019, 7% das emissões do setor de energia, com 30 MtCO₂e ao ano, das quais 90% são derivados da parcela residencial. As principais formas de descarbonizar o setor de edificações são i) Eficiência Energética, voltada aos materiais e técnicas de arquitetura; ii) Autoprodução de energia elétrica focado em sistemas solares fotovoltaicos; iii) Energia solar para aquecimento térmico da água; e iv) Motores elétricos de maior rendimento em eletrodomésticos.
4. A geração de eletricidade representou 13% das emissões do setor energético em 2019, com uma intensidade de emissões de cerca de 87gCO₂e/kWh. Esses níveis de emissão são bastante inferiores à referência global, que é próxima de 475 gCO₂e/kWh. Isso acontece devido à alta participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, principalmente hidrelétrica. Nesse contexto, o maior desafio para o setor elétrico será o de expandir para conseguir responder a demanda de outros setores que apresentam processos de difícil descarbonização, e fazer isso sem aumentar sua parcela de fontes fósseis na matriz.

Finalmente, merece destaque que a implementação das medidas apresentadas para descarbonização poderá ser incentivada a partir de políticas governamentais. No caso de opções que já apresentam viabilidade econômica, como determinadas ações de eficiência energética, o papel do governo poderá se restringir a definição de linhas de crédito específicas, de modo a incentivar a tomada de decisão da empresa ou indivíduo. Já com relação a tecnologias que ainda não apresentam viabilidade econômica, a medida mais eficaz considerada seria a definição de um preço sobre carbono. Com o alto potencial brasileiro para a produção de recursos renováveis, um pequeno preço já seria o suficiente para causar impactos significativos na intensidade de carbono na economia do país.

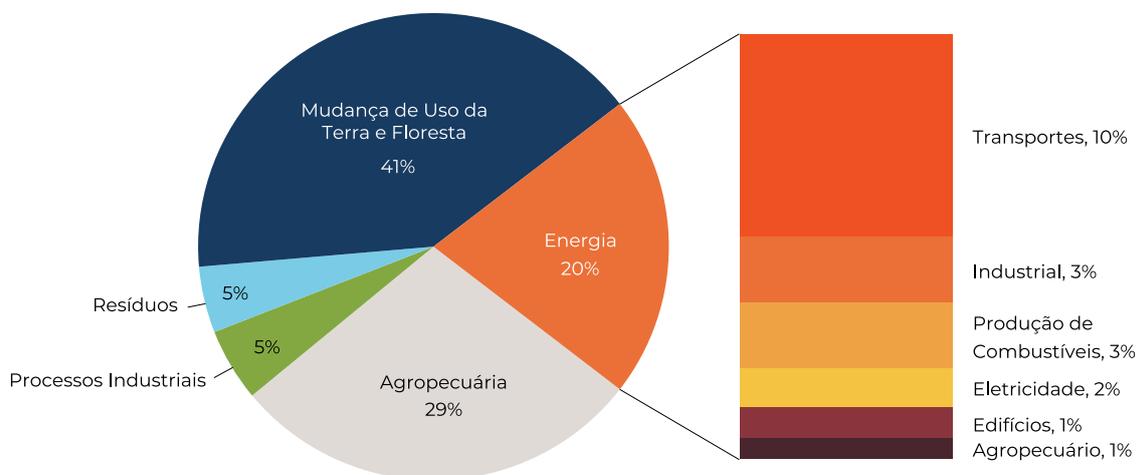


Sumário Executivo

Como parte da COP26, que ocorreu em novembro de 2021 na Escócia, diversos países definiram metas mais ambiciosas para a redução de suas emissões. O Brasil não foi diferente, confirmando a meta de reduzir suas emissões em 50% até 2030, com base nos níveis de 2005, e de atingir a neutralidade climática em 2050 (Governo do Brasil, 2021). O alcance desse objetivo será extremamente desafiador, já que, desde 2005, houve um aumento nas emissões nacionais devido principalmente ao crescimento populacional e ao desenvolvimento econômico.

O cumprimento da meta de 2050 dependerá de uma descarbonização agressiva em todos os setores da economia brasileira. Dentre os setores com maior intensidade de carbono, que são mostrados na Figura 1, esse relatório foca no setor de energia, abordando os caminhos para a descarbonização até 2030 apresentados no relatório “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030” (Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021) e as possíveis tecnologias para atingir a neutralidade climática em 2050. O setor de energia engloba diversos processos que, nesse relatório, foram categorizados como: transportes, indústria, edifícios e eletricidade.

|| Figura 1 Participação de setores e subsetores nas emissões totais brasileiras de 2019



Fonte: Adaptado do Observatório do Clima, 2021



As principais mensagens a serem passadas nesse relatório são:

- » A descarbonização do setor de transportes depende principalmente dos seguintes pontos: eficiência energética, redução da dependência no modal rodoviário e substituição dos combustíveis fósseis por combustíveis de menor impacto de carbono. Para o cenário brasileiro, haveria grande potencial no horizonte até 2050 para o uso de biocombustíveis de modo transversal em todos as categorias de veículos, a eletrificação de veículos leves e ônibus e caminhões que operam por curtas distâncias, e o uso de hidrogênio e amônia no transporte a longas distâncias.
- » A redução das emissões do setor industrial apresenta similaridades com o setor de transporte, por depender também de eficiência energética e da substituição por fontes de energia de menor emissão de GEE, em particular, eletricidade, biomassa e hidrogênio. Utilizada como fonte alternativa de calor para os processos, a eletricidade, em geral, é mais adequada para gerar calor de pequena e média temperatura, enquanto a biomassa e o hidrogênio para calor de alta temperatura. O hidrogênio poderia ainda ser utilizado como matéria-prima em alguns processos, como no caso da redução do minério de ferro no processo de produção de aço. Essa substituição de fonte energética, em geral, demanda diversas alterações no processo industrial, tornando-se uma medida bastante custosa. Por isso, considera-se, em alguns casos, o uso de captura, utilização e armazenamento do carbono (CCUS) acoplado ao processo tradicional ou com pequenas alterações.
- » No caso de edifícios, a transição energética depende principalmente de medidas de eficiência energética. O foco nesse segmento é tanto no uso de equipamentos que tenham um menor consumo energético quanto na construção de edifícios mais eficientes, que demandem menos luz artificial ou controle de temperatura.
- » Como elemento central para a descarbonização desses setores, está o setor elétrico. Uma matriz elétrica de baixa emissão de GEE é primordial para garantir que a eletrificação da economia será benéfica ao meio ambiente. A matriz brasileira já apresenta uma baixa intensidade de carbono, porém será preciso garantir que a expansão dela continuará sendo predominantemente de baixa emissão. Isso só será possível pela expansão da capacidade instalada principalmente das fontes renováveis, como solar e eólica, em sincronia com a instalação de recursos com alta flexibilidade, como sistemas de armazenamento e resposta da demanda e, em último caso, térmicas a gás de ciclo aberto (*peakers*). Além disso, é essencial que não existam mais políticas benéficas a combustíveis fósseis, como o subsídio a carvão e a obrigatoriedade da construção de térmicas a gás pela lei de desestatização da Eletrobras.
- » A implementação das medidas apresentadas para descarbonização poderá ser incentivada a partir de políticas governamentais. No caso de opções que já apresentam viabilidade econômica, como determinadas ações de eficiência energética, o papel do governo poderá se restringir



somente a definir linhas de crédito específicas de modo a incentivar a tomada de decisão da empresa ou indivíduo. Já com relação a tecnologias que ainda não apresentam viabilidade econômica, a medida mais eficaz considerada seria a definição de um preço sobre carbono. Com o alto potencial brasileiro para a produção de recursos renováveis, um pequeno preço já seria o suficiente para causar impactos significativos na intensidade de carbono da economia do país.

De forma mais detalhada, é apresentada a seguir a discussão sobre o caminho para a descarbonização de cada setor.



Transportes

O setor de transportes responde por 10% das emissões brasileiras com 196 milhões de toneladas de CO₂ equivalente ao ano¹ (Observatório do Clima, 2021). Essas emissões são provenientes, em sua maioria, do modal rodoviário, devido à alta dependência brasileira desse modal. Essa, por sua vez, acaba influenciando também a matriz energética do setor, com predominância atual de diesel, gasolina e etanol.

No curto prazo, a descarbonização desse setor dependerá, portanto, de uma maior diversificação dos modais de transporte, já que a emissão de CO₂ por Tonelada quilômetro útil (TKU) transportado é menor no modal ferroviário do que no modal rodoviário. Além disso, o relatório “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030” (Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021) identifica como essencial a qualificação do transporte público e mobilidade elétrica e o aumento do uso de biocombustíveis.

Para o longo prazo, contudo, será necessário haver uma extensa substituição dos combustíveis fósseis utilizados por combustíveis com menor intensidade de carbono. Há um grande leque de opções consideradas para cada tipo de veículo nos modais de transporte. Os combustíveis, por sua vez, poderão ser obtidos por uma pluralidade de fontes, que competirão entre si, como mostrado na Figura 2.

O potencial, as oportunidades e o prazo de implantação de cada combustível é abordado na Tabela 1. Como pode ser visto, no curto prazo, há um maior potencial para o etanol, cuja produção poderá ser impulsionada pela plantação de cana energia e pelo etanol de segunda geração. Para o médio/longo prazo, há alto potencial da eletrificação no mercado brasileiro, impulsionada pela matriz elétrica de baixa emissão, de diesel verde, SAF e hidrogênio/amônia de baixo carbono.



¹ O valor em bilhões de toneladas de carbono equivalente (CO₂e) considera a métrica GWP (potencial de aquecimento global) segundo os fatores de conversão estabelecidos no 5º relatório do IPCC (AR5).

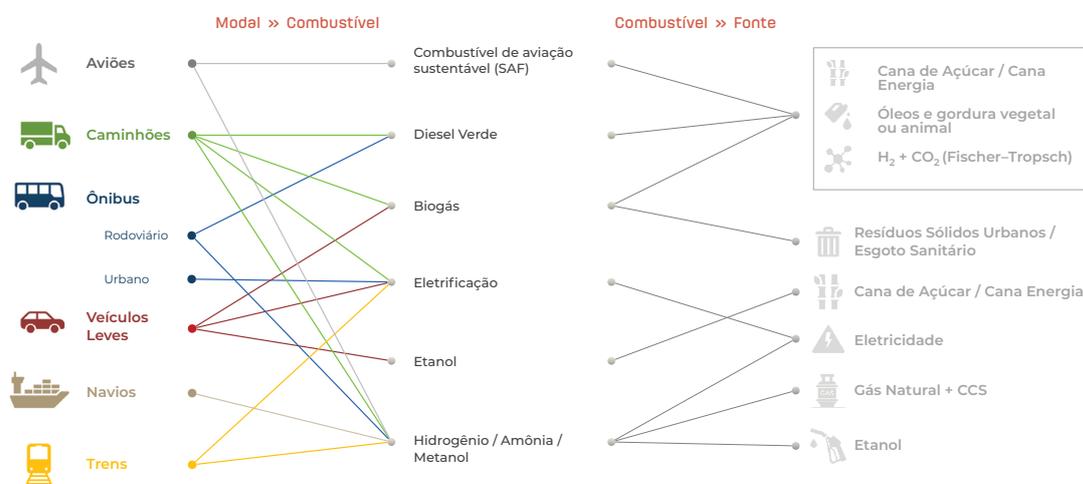
|| Tabela 1 Resumo do potencial, das oportunidades e do prazo de implantação dos combustíveis alternativos no setor de transportes

Solução	Potencial	Oportunidades & Desenvolvimento do mercado	Prazo de implantação
Eletrificação	Alto , impulsionado por uma expansão da matriz elétrica em base renovável, extremamente competitiva.	Ônibus urbanos e veículos comerciais podem liderar essa eletrificação. Já para veículos leves individuais, a transição seria lenta e gradual.	Médio / Longo prazo, crescimento maior a partir de 2030.
Etanol	Alto , impulsionado por cana energia e E2G.	Veículos a etanol híbridos (<i>e-Power</i>) ou com células a combustível poderiam integrar o etanol brasileiro às linhas de produção de veículos elétricos das montadoras globais.	Atual em motores a combustão e longo prazo para célula a combustível.
Biogás	Baixo , porque o mercado em geral é "local" (usuário próximo de sua produção) e a viabilidade é difícil.	Agenda ESG corporativa é um elemento favorável à esta expansão.	Curto prazo para veículos leves e médio prazo para caminhões.
Diesel Verde	Alto , por ser <i>drop-in</i> . Brasil ainda precisa passar pela curva de aprendizado para reduzir custos e ganhar escala.	Anúncio do 1º projeto feito pela BBF/Vibra em Manaus, a partir de palma produzida em zonas degradadas delimitadas por lei.	Médio / Longo prazo.
Biodiesel	Baixo , devido ao limite técnico da mistura do biodiesel com o diesel convencional.	A mistura de biodiesel com diesel já é utilizada no Brasil desde 2004 e, atualmente, está em 10% da mistura.	Atual.
Combustível de aviação sustentável (SAF)	Alto . Deve passar pela curva de aprendizado para reduzir custos e ganhar escala.	As biorefinarias poderão ser projetadas mirando as demandas da aviação e transporte marítimo, considerando os compromissos internacionais firmados (multiprodutos).	Longo prazo.
Hidrogênio / Amônia de baixo carbono	Alto . Principal rota de produção seria a eletrólise pela alta competitividade das fontes renováveis no Brasil, porém outras rotas podem ser consideradas, como por etanol ou gás natural + CCUS, etc.	O maior potencial para a amônia seria no transporte marítimos, enquanto o hidrogênio poderia ser utilizado em caminhões que operam por longas distâncias.	Longo prazo.

Fonte: Elaboração própria



|| Figura 2 Resumo dos combustíveis alternativos para descarbonização de cada modal e suas possíveis fontes



Fonte: Elaboração própria



Indústria

As emissões do gasto energético do setor industrial e de produção de combustíveis representaram 6% das emissões brasileiras com 128 milhões de toneladas de CO₂ equivalente em 2019 (Observatório do Clima, 2021). As cinco atividades industriais com maior impacto nas emissões do setor (cerca de 70% do total) são: exploração de petróleo e gás natural, refino de petróleo, indústria química, produção de cimento e produção de ferro-gusa e aço, como mostrado na Tabela 2.

|| Tabela 2 Emissões do consumo energético dos principais processos emissores dentro do setor industrial e de produção de combustíveis em 2019

Atividade	Emissões (Mt de CO ₂ e GWP-AR5)	Participação (%)
Exploração de petróleo e gás natural	31	24%
Refino de petróleo	24	19%
Química	15	11%
Cimento	12	9%
Ferro-gusa e aço	7	6%
Total	89	70%

Fonte: Elaboração própria, com base no estudo do Observatório do Clima, 2021

Cada um desses processos apresenta soluções customizadas para atingir sua descarbonização. No curto prazo, foca-se em geral no aumento de eficiência energética. Para exemplificar, aproximadamente 70% da energia elétrica utilizada na indústria é consumida por motores elétricos (ao todo cerca de



20 milhões de motores), com tempo de uso que tende a se aproximar da idade média das instalações (20 anos) segundo a Associação Brasileira de Manutenção. Isto representa um grande potencial de redução de consumo, com ações de rápida implementação (Potência Portal, 2021).

Enquanto isso, para o longo prazo, a atenção se volta para tecnologias ainda em desenvolvimento, como é o caso de CCUS, que apresenta grande destaque por não depender de grandes modificações nos processos realizados atualmente. As soluções consideradas para cada processo são resumidas na Tabela 3.

|| Tabela 3 Soluções específicas de curto e longo prazo para descarbonização da indústria

Processo	Principais fontes de emissão	Descarbonização no curto prazo	Descarbonização no longo prazo
Exploração de petróleo e gás natural (E&P)	Emissões fugitivas, ventilação, <i>flare</i> e autoconsumo energético das plataformas.	<ul style="list-style-type: none"> · Eficiência Energética. · Recuperar GEE emitido por meio de unidades de recuperação de vapor. · Evitar vazamentos. · Remover o <i>flare</i> de rotina. 	<ul style="list-style-type: none"> · Captura e reinjeção dos GEEs nos poços de exploração. · Gerar eletricidade renovável perto da plataforma por eólicas offshore. · Reduzir demanda de óleo e gás.
Refino de Petróleo	Consumo energético para processar óleo cru.	<ul style="list-style-type: none"> · Eficiência Energética. · Substituir combustíveis mais poluentes por gás natural. 	<ul style="list-style-type: none"> · Substituir H₂ cinza por azul ou verde. · Gerar energia térmica por meio de eletricidade ou biomassa. · CCUS. · Utilizar biomassa para produção de biocombustíveis <i>drop-in</i>. · Reduzir demanda por derivados de petróleo.
Indústria Química	Petroquímica, fertilizantes e produção de cloro-álcali.	<ul style="list-style-type: none"> · Eficiência Energética. · Usar energia elétrica renovável. · Aumentar reciclagem de plásticos. · Usar células eletrolíticas de membrana na produção de cloro. 	<ul style="list-style-type: none"> · Gerar energia térmica por meio de eletricidade ou biomassa. · Usar biomassa como matéria-prima de petroquímicos básicos e de fertilizantes. · CCUS. · Substituir H₂ cinza por azul ou verde.
Cimento	Aquecimento do forno rotativo para produção de clínquer.	<ul style="list-style-type: none"> · Eficiência Energética. · Reduzir proporção clínquer/cimento. · Usar combustíveis alternativos (gás natural, carvão vegetal, biomassa ou derivados de resíduos urbanos). · Usar energia elétrica renovável. 	<ul style="list-style-type: none"> · CCUS. · Gerar energia térmica por meio de eletricidade ou biomassa. · Reduzir uso de cimento por medidas de eficiência ou utilização de madeira laminada cruzada em construções.
Ferro-gusa e aço	Aquecimento do alto-forno para redução do minério de ferro na etapa de produção de ferro-gusa.	<ul style="list-style-type: none"> · Eficiência Energética. · Criar/adaptar usinas para a utilização de carvão vegetal. · Usar energia elétrica renovável. · Aumentar o uso de sucata para produzir aço. · Redução direta do ferro com gás natural. 	<ul style="list-style-type: none"> · Eletrólise do minério de ferro + fornos elétricos a arco. · Redução direta do ferro com hidrogênio + fornos elétricos a arco. · CCUS.

Fonte: Elaboração própria





Edifícios

O gasto energético proveniente de edificações comerciais, públicas e residenciais representou, em 2019, 7% das emissões do setor de energia com 30 Mt CO₂e ao ano, das quais 90% são derivados da parcela residencial (Observatório do Clima, 2021). As principais formas de descarbonizar esse setor são:

- » Eficiência energética, por adotar materiais e técnicas de arquitetura com maior conforto térmico, aproveitando a iluminação natural.
- » Autoprodução de energia elétrica por meio de sistemas solares fotovoltaicos.
- » Energia solar para aquecimento térmico da água.
- » Motores elétricos de maior rendimento em eletrodomésticos, como em geladeiras e aparelhos de ar-condicionado.

A ampla implementação dessas medidas, contudo esbarra em algumas barreiras. As principais seriam: desinformação dos consumidores, inadequação das linhas de financiamento para ações de eficiência energética, falta de priorização de investimentos por parte de empresas nessas ações, e custos adicionais de tecnologias que consomem menos energia, entre outros. Por outro lado, há oportunidades como o fortalecimento do *Procel* e melhorias na eficiência mínima dos motores elétricos.

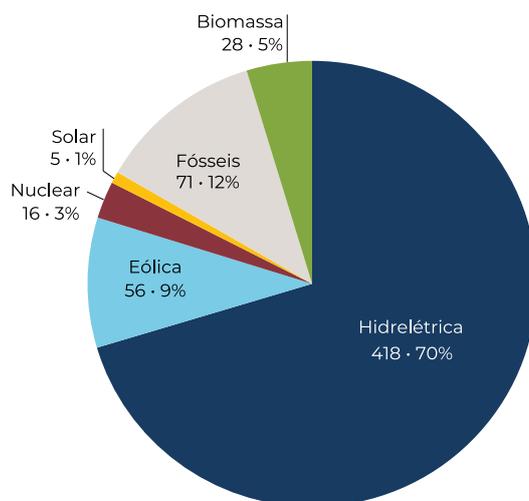


Eletricidade

A geração de eletricidade representou 13% das emissões do setor energético (Observatório do Clima, 2021) com uma intensidade de emissões de cerca de 87g CO₂e/kWh em 2019. Esses níveis de emissão são inferiores à referência global, que é próxima de 475 g CO₂e/kWh (IEA, 2018), já que existe uma alta participação de fontes renováveis, principalmente hidrelétrica, no setor elétrico brasileiro, como mostrado na Figura 3.



|| Figura 3 Produção de eletricidade em 2019. Os valores indicam TWh e % por fonte



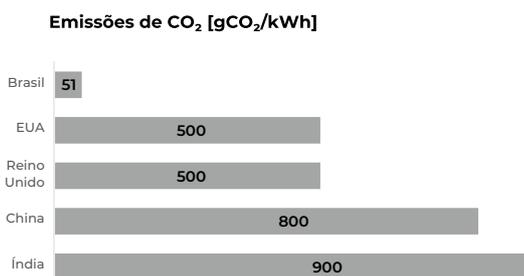
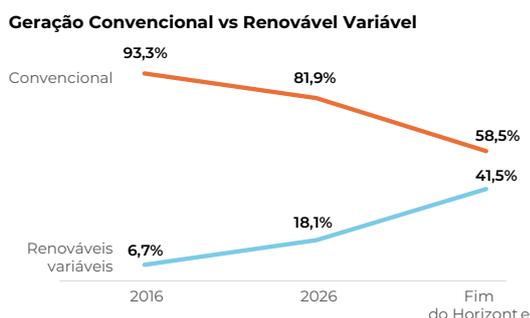
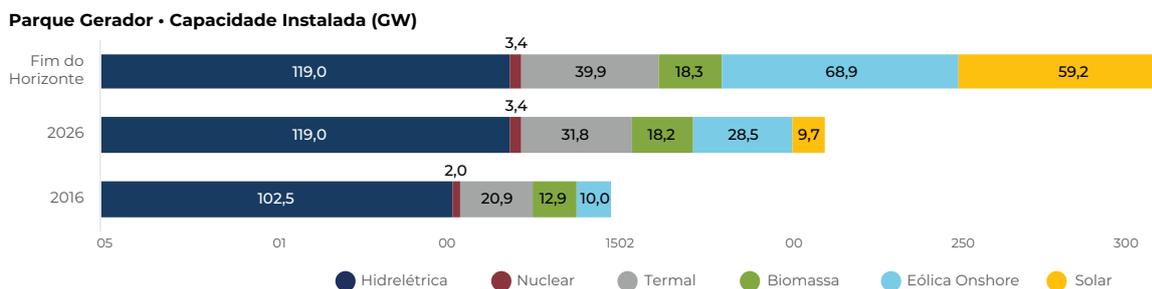
Fonte: ONS, 2021

O nível de emissões, contudo, é bastante dependente das condições hidrológicas do ano em questão. Em casos de seca, as térmicas a combustíveis fósseis são acionadas para trazer equilíbrio entre a oferta e a demanda do sistema. Segundo estudo do Banco Mundial de 2017 (Banco Mundial, 2017), concluiu-se que as emissões das usinas térmicas em um ano seco podem ser o quádruplo daquelas de um ano úmido, impactando diretamente as emissões do setor.

A intensidade de carbono do sistema elétrico pode ainda ser afetada pela forma de expansão da oferta de energia. Para ilustrar, se a expansão do sistema ocorrer a partir de usinas térmicas inflexíveis com gás natural associado à produção de petróleo no pré-sal ou a partir dos 8 GW de térmicas a gás com inflexibilidade mínima de 70% previstas pela Lei de desestatização da Eletrobras (Lei 14.182/2021), haverá um aumento na média das emissões de GEE e uma redução na variabilidade das emissões do sistema.

Essas questões poderão prejudicar o atingimento das metas de descarbonização da economia brasileira, já que um setor elétrico de baixa emissão de GEE será essencial para a eletrificação de setores como transporte e indústria. Assim, haverá uma demanda ainda maior por eletricidade, que deverá ser atendida com fontes de energia de baixa emissão, com predominância das fontes renováveis. Essa expansão renovável do setor elétrico brasileiro é possível e desejável por razões econômicas, segundo o estudo **Sistemas Energéticos do Futuro: Integrando Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil** (Lahmeyer International et al, 2019), como mostrado na Figura 4. Esse estudo demonstra como seria a expansão do sistema elétrico para suprir um mercado 2x maior que o do ano de 2017 (1.200 TWh/ano).

|| Figura 4 Expansão do SIN e taxa de emissão de gases de efeito estufa



Fonte: Adaptado de Lahmeyer International et al, 2019

As conclusões do estudo foram:

- » Haveria um crescimento da energia eólica *onshore* (42 GW) e da fonte solar fotovoltaica centralizada e distribuída (50 GW) em um cenário de expansão que busca minimizar custos de investimento e de operação.
- » Em 2040 a operação do sistema seria 90% renovável (hidrelétricas, biomassa, eólica, solar e nuclear). As hidrelétricas seguiriam como a fonte mais relevante, respondendo por 50% da produção total do sistema.
- » A flexibilidade operativa será chave: as hidrelétricas poderão prestar este serviço pelos próximos 15 anos, aproximadamente. Depois disso será preciso usar recursos como: armazenamento de energia por baterias ou usinas reversíveis, resposta da demanda, potencialização das hidrelétricas existentes e, se necessário, usar térmicas a gás natural por algumas horas ao ano.
- » Ampliações significativas da rede de transmissão serão necessárias, principalmente na região Nordeste, que terá maior conexão de usinas renováveis à rede. Identificamos necessidade de investimentos em mais de 20 mil km de linhas de transmissão da rede básica, totalizando USD 16 bilhões, considerando critério de confiabilidade N-1.

Com esse estudo, é possível concluir que seria possível atender à demanda elétrica extra da eletrificação da economia a partir de uma forte expansão de fontes renováveis. Essa expansão ocorreria de forma competitiva para o sistema como um todo, desde que não sejam criadas políticas ou



regras extraordinárias para incentivar a maior participação de térmicas a combustíveis fósseis no sistema. As tecnologias consideradas na expansão e suas respectivas funções na descarbonização do setor elétrico brasileiro são resumidas na Tabela 4.

|| Tabela 4 Tecnologias para descarbonização do setor elétrico, suas funções e potencial

Tecnologia	Função na descarbonização	Potencial
Hidrelétricas com reservatório	<ul style="list-style-type: none"> · Fonte renovável que mantém a segurança de suprimento ao absorver variações na produção eólica e solar. · Oferece serviços ancilares. · Reservatório servem como proteção para a maior frequência de estações secas decorrente de mudanças climáticas. 	<ul style="list-style-type: none"> · Potencial técnico existe, mas novas hidrelétricas, principalmente com reservatórios, enfrentam forte oposição por receio com impactos socioambientais. · Repotencialização, modernização e ampliação de usinas existentes é econômico e tem baixo impacto. · Flexibilização de restrições operativas associadas.
Solar Fotovoltaica	<ul style="list-style-type: none"> · Energia renovável de baixo risco e impacto. 	<ul style="list-style-type: none"> · Alto potencial para a instalação de sistemas fotovoltaicos tanto em grandes parques do Nordeste e Sudeste, como para a Geração Distribuída.
Eólica	<ul style="list-style-type: none"> · Energia renovável de baixo risco e impacto. 	<ul style="list-style-type: none"> · Alto potencial para a instalação de eólicas onshore, principalmente no Nordeste. Eólicas offshore podem ser instaladas no longo prazo se houver redução de custos, o que é esperado com o desenvolvimento da cadeia de suprimentos no Brasil.
Bateria de ion lítio	<ul style="list-style-type: none"> · Aumentar a flexibilidade operativa do sistema no nível da transmissão e distribuição. Escala de poucos MW. 	<ul style="list-style-type: none"> · Potencial para instalação de baterias no longo prazo, mas é preciso haver redução de custo dessa tecnologia.
Usinas hidrelétricas reversíveis	<ul style="list-style-type: none"> · Aumentar a flexibilidade operativa do sistema para garantir segurança de suprimento mesmo com alta inserção de renováveis variáveis. Escala de muitos MW. 	<ul style="list-style-type: none"> · As hidrelétricas reversíveis poderão evitar a construção de térmicas flexíveis para o atendimento da demanda máxima, reduzindo consumo de gás natural.
Digitalização das redes elétricas	<ul style="list-style-type: none"> · Oferecer resposta da demanda para o sistema, para maior segurança de suprimento e menores custos operativos. 	<ul style="list-style-type: none"> · Seu potencial dependerá de mudanças regulatórias para que os consumidores cativos tenham benefícios econômicos para aderir a esse mecanismo.
Térmicas flexíveis	<ul style="list-style-type: none"> · Flexibilidade operativa ao sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> · Baixo potencial, já que essa tecnologia seria instalada somente caso as soluções de menor intensidade de carbono e mais econômicas sejam insuficientes. Uso infrequente é um desafio, uma vez que a infraestrutura de gasodutos ficará ociosa boa parte do tempo.

Fonte: Elaboração própria



1 ♦ Introdução

Desde 1995, a ONU organiza conferências anuais, conhecidas como COP (Conferência das Partes), para avaliar o progresso e definir novas ações de combate às mudanças climáticas, que reúne os países signatários da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Climáticas (UNFCCC). Como resultado dessas conferências, em 2015, os países participantes da COP21 concordaram em limitar o aquecimento global a valor “bem abaixo” de 2°C e, se possível, a 1,5 °C acima dos níveis pré-industriais, formando o Acordo de Paris.

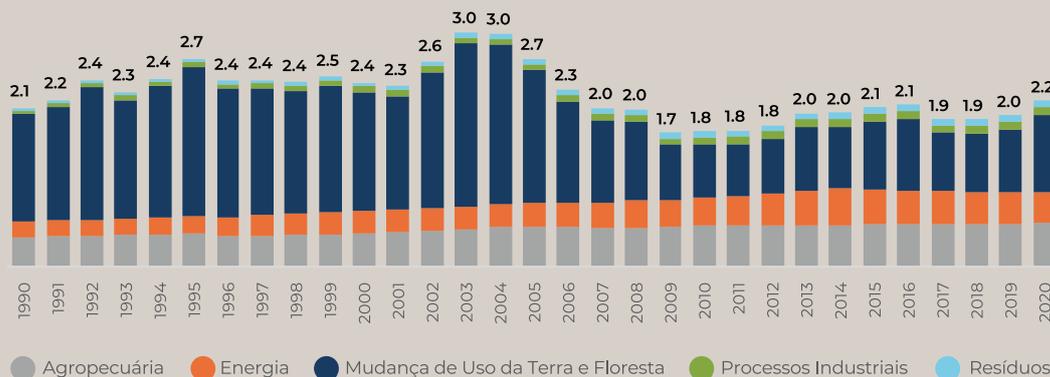
Na COP26, que ocorreu em novembro de 2021 na Escócia, os países signatários do Acordo de Paris deveriam apresentar atualizações de suas metas nacionais de redução de emissões, conhecidas como **Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC)**. Com isso, compromissos mais agressivos para a redução de emissões foram tomados, apesar de ainda insuficientes para limitar o aquecimento a 2°C. Além de compromissos gerais nacionais, importantes acordos foram firmados para setores específicos como: a remoção do uso de carvão nos sistemas elétricos, redução do desmatamento, regras para o mercado de carbono e redução de emissões de metano (CarbonBrief, 2021).

O Brasil assumiu compromissos importantes nessa COP, como a meta de eliminar o desmatamento até 2030, de reduzir a emissão de metano em 30% até 2030 e de atingir 50% da matriz energética limpa até 2030. Além disso, o Brasil se comprometeu, como parte de sua NDC, em reduzir emissões líquidas totais de gases de efeito estufa (GEE) em 50% até 2030, com relação aos níveis de 2005, e atingir a neutralidade de carbono em 2050 (Governo do Brasil, 2021).

O cumprimento da meta de 2050 dependerá de uma descarbonização agressiva em todos os setores da economia brasileira. Isso só será possível com a adoção de disruptivas tecnologias capazes de modificar o status quo das principais atividades emissoras, já que, desde 2005, percebeu-se um aumento nas emissões nacionais devido principalmente ao crescimento populacional e ao desenvolvimento econômico. O único setor que não aumentou desde 2005 foi o de mudança e uso de terra e floresta, como pode ser visto na Figura 1.1, porém esse está aumentando desde 2017 com o crescente desmatamento das florestas brasileiras.



|| Figura 1.1 Evolução das emissões históricas (Gt de CO₂e) por setor do Brasil de 1990 a 2020



Fonte: Adaptado do Observatório do Clima, 2021

Dentre os setores com maior contribuição para as emissões brasileiras, foca-se nesse relatório no setor de energia, abordando os possíveis caminhos para sua descarbonização até 2050. Esse setor representou, em 2020, 18% das emissões nacionais e apresentou um crescimento de 24% em suas emissões desde 2005. A busca pela neutralidade de carbono desse setor apresenta um alto nível de complexidade por considerar inúmeros processos distintos que dependem, em geral, de desenvolvimentos tecnológicos. Esta busca traz muitas oportunidades para o Brasil desenvolver novas áreas de negócios e podem gerar crescimento econômico em bases sustentáveis e alinhadas à agenda ambiental mundial.

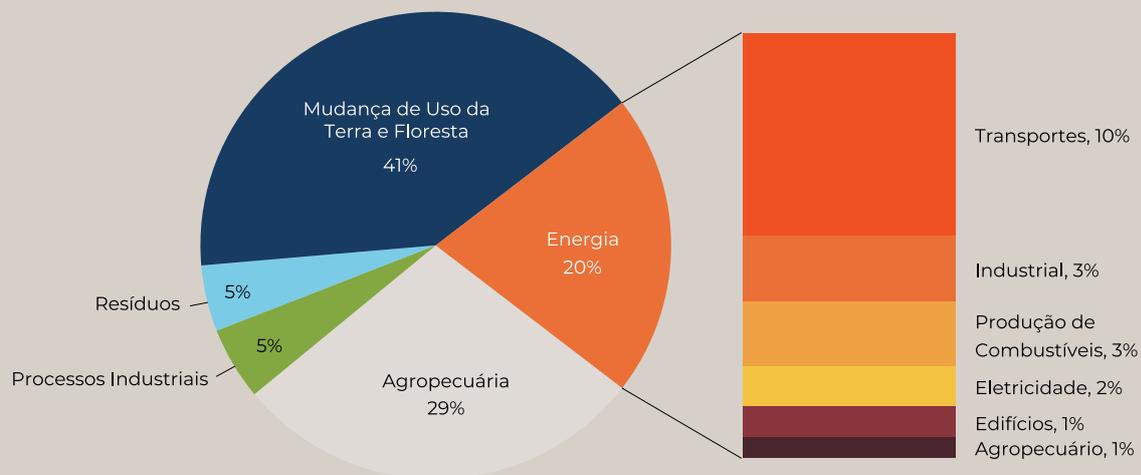
Algumas destas oportunidades para o setor de energia serão detalhadas e quantificadas neste trabalho. Para cada atividade, é apresentado um panorama atual de modo a explicitar as principais causas de suas emissões, são expostos caminhos para a redução de suas emissões até 2030 considerados no relatório “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030” (Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021) e são analisadas opções tecnológicas que permitam o atingimento da neutralidade de carbono em 2050. Ao final do relatório, são feitas recomendações de políticas públicas que poderiam incentivar a adoção de medidas para a descarbonização do setor.

O relatório é subdividido, em geral, de acordo com as categorias consideradas pelo **Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa** (Observatório do Clima, 2021), exibidas na Figura 1.2, com as seguintes agregações de categorias:

- » “Transportes” considera também o uso de diesel do setor agropecuária e no transporte do setor de mineração;
- » “Indústria” inclui tanto a atividade industrial quanto a produção de combustíveis;
- » “Edifícios” considera as emissões dos setores residencial, comercial e público;



Figura 1.2 – Participação de setores e subsetores nas emissões totais brasileiras de 2019²



Fonte: Adaptado do Observatório do Clima, 2021



2 Optou-se por utilizar os níveis de emissão de 2019 por ser um ano mais representativo do histórico do que 2020, já que a crise global causada pelo coronavírus impactou profundamente o funcionamento da economia e, assim, suas emissões.



2 ♦ Transporte

O gasto energético proveniente do setor de transporte representou, em 2019, 48% das emissões do setor de energia ou 10% das emissões totais brasileiras. O modal com maior representação dessas emissões foi o rodoviário com 91% (Observatório do Clima, 2021).

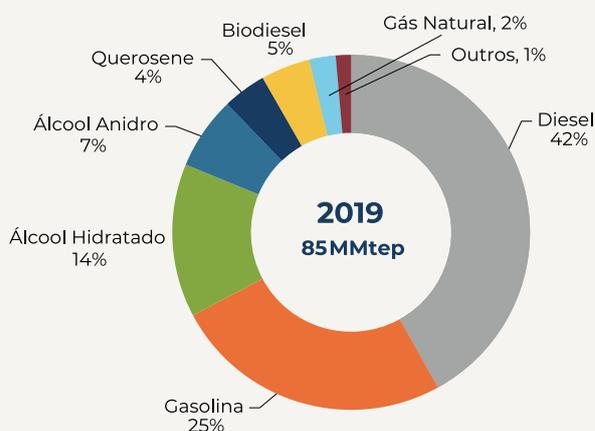
|| Tabela 2.1 Emissões do setor de transporte dentro do setor energético em 2019

Atividade		Emissões (Mt de CO ₂ e GWP-AR5)	Participação (%)
Transporte de carga	Rodoviário	94,0	48%
	Ferroviário	3,4	2%
	Hidroviário	4,2	2%
Transporte de passageiros	Aéreo	10,1	5%
	Rodoviário	84,8	43%

Fonte: Dados do Observatório do Clima, 2021

A alta intensidade de carbono do setor de transportes está relacionada com o alto consumo de combustíveis fósseis como gasolina e diesel, representando 67% da matriz energética do setor (EPE, 2020). O restante da matriz é composto, principalmente, por biocombustíveis, como álcool hidratado (o etanol vendido nos postos), álcool anidro (o etanol misturado à gasolina), e o biodiesel, como é mostrado na Figura 2.1.

|| Figura 2.1 Matriz energética do setor de transporte em 2019

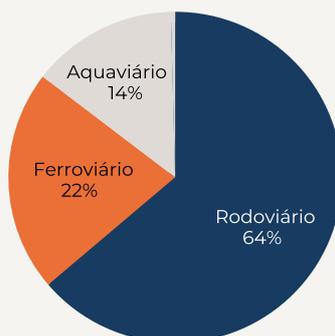


Fonte: EPE, 2020



O formato da matriz energética do setor é bastante influenciado pela alta dependência do modal rodoviário, que representou 64% da TKU (tonelada por quilômetro útil) transportada em 2019 (CNT, 2020), como mostrado na Figura 2.2. Essa alta dependência acaba impactando as emissões, já que as emissões por TKU transportada é maior no modal rodoviário do que em outros modais, como no ferroviário e principalmente no hidroviário.

|| Figura 2.2 Matriz de transporte de carga, considerando tonelada-quilômetro útil (TKU) movimentada.



Fonte: Adaptado de CNT, 2020

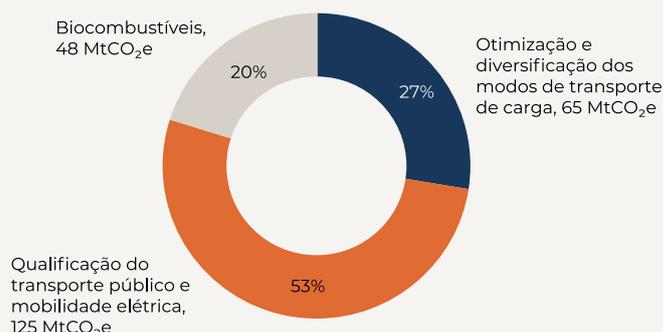
Por esse motivo, o relatório **“Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030”** (Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021) considera, como uma das principais ações para a redução das emissões do setor de transportes brasileiro até 2030, a “otimização e diversificação dos modos do transporte de carga”. Essa ação considera uma maior participação dos modais ferroviários e hidroviário no transporte de carga a partir de investimentos, como na expansão da malha rodoviária, na recuperação de algumas ferrovias subutilizadas e na expansão da capacidade portuária.

Essa ação apresenta um baixo custo marginal de abatimento de emissões, com -124 USD/t CO₂eq, considerando uma taxa de carbono de US\$ 19/tCO₂. O valor negativo indica haver um potencial de **redução de custos** que levaria a uma redução das emissões. Isto demonstra que o setor de transporte nacional representa uma grande oportunidade para o Brasil reduzir suas emissões e ainda aumentar sua competitividade. A dependência histórica do modal rodoviário, menos eficiente e mais poluidor, está por trás deste número e superar as barreiras para impulsionar investimentos nos modais ferroviário e hidroviário é um desafio.

Esse relatório aponta ainda para duas outras importantes ações, que são a ampliação da oferta de biocombustíveis e a qualificação do transporte público e mobilidade elétrica. Com relação à primeira ação, considera-se um maior uso de etanol hidratado em veículos *flex-fuel* e uma complementariedade entre biodiesel e diesel verde (explorado mais adiante) até comporem 20% da mistura com o óleo diesel de origem fóssil, fazendo com que a participação de biocombustíveis na matriz energética chegue a 33% em 2030. Já com relação à segunda ação, são consideradas medidas como: a evolução do uso de veículos elétricos tanto para veículos leves quanto para ônibus e caminhões, um aumento na eficiência energética dos veículos para transporte público e uma maior integração física e tarifária entre esses veículos.

O investimento adicional até 2030 nessas ações de mitigação (representadas na Figura 2.3), que são consideradas em um cenário de mitigação adicional (CMA), em comparação com o cenário referência para o setor de transporte é de R\$ 65 bilhões. Este é o setor que mais demanda investimentos – da ordem de 70% do total – seguido pelo setor de agricultura, silvicultura e outros usos da terra (AFOLU) com 18%, indústria (10%) e oferta de energia (2%).

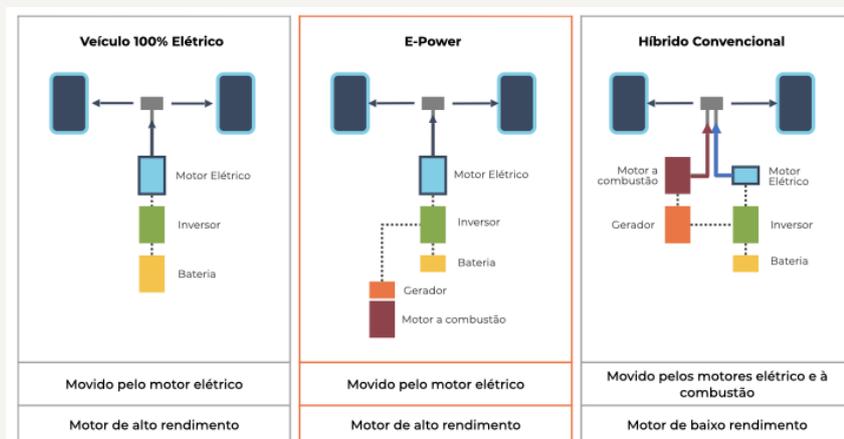
|| Figura 2.3 Emissões evitadas acumuladas para o setor de transporte (MtCO₂e), 2021-2030



Fonte: Instituto Talamo, Centro Clima, 2021

Outra forma para reduzir emissões é aumentar a eficiência dos modais. Nesta categoria uma tecnologia interessante da Nissan denominada “e-Power” consiste num veículo elétrico que possui um motor a combustão interna, que serve para carregar uma pequena bateria. Também há recuperação de energia na frenagem, que é armazenada na bateria. É a bateria que alimenta o motor elétrico para tracionar as rodas. O motor a combustão interna funciona como um gerador que opera no ponto de máxima eficiência. Este motor usualmente consome gasolina, mas parece perfeitamente possível manter este arranjo com o motor consumindo etanol.

|| Figura 2.4 Veículo híbrido com tecnologia e-Power



Fonte: Nissan, 2022

Se por lado há uma complexificação da construção dos veículos, por outro a grande vantagem é aumentar em duas vezes ou mais sua eficiência energética. O Nissan Kicks com e-Power, por exemplo, atinge até 27 km por litro de gasolina na cidade, com uma bateria de somente 1,5 kWh de



capacidade (Auto-Data.NET, 2020). A redução de emissões de gases de efeito estufa seria direta e pode até ser maior que a rota mais divulgada dos veículos elétricos que carregam suas baterias na rede elétrica, principalmente nos países com matriz elétrica ainda muito dependente de combustíveis fósseis, como o carvão.

No caso específico do Brasil, a tecnologia poderia alavancar a produção de etanol, com benefícios grandes sobre a redução de emissões. Algum preço de carbono, por menor que seja, poderia alavancar muito esta rota. Por último, seria uma forma conveniente de integrar o etanol à indústria global, principalmente se mais montadoras adotarem o mesmo conceito da Nissan. Isto porque fica claro que não haveria necessidade de adaptações maiores para esta rota. Na eletrificação do transporte é preciso pensar no carregamento. No caso da produção de hidrogênio verde, a infraestrutura de produção, transporte e distribuição precisa praticamente ser construída do zero. Ou seja, o aumento da eficiência pode em muito curto prazo reduzir emissões de CO₂ no setor de transporte. A massificação da produção desta tecnologia de veículo provavelmente aumentaria seu benefício econômico, pois o prêmio (custo adicional na compra do veículo) seria reduzido. Assim, o menor custo de operação seria mais relevante que o custo adicional da compra, tornando a tecnologia mais interessante para os usuários.

A mudança de modais ou o aumento da eficiência são medidas consideradas para o curto prazo (até 2030). Para a completa descarbonização do setor de transporte, outros combustíveis terão que ser considerados. Nessa seção, abordaremos o potencial de cada combustível na redução adicional da intensidade de carbono do setor.

2.1 ♦ Eletrificação

A eletrificação será solução-chave para o transporte coletivo urbano (ônibus), para os veículos leves e para o transporte de carga de curtas distâncias, responsáveis por boa parte da poluição do ar nos grandes centros³. Algumas empresas já vêm investindo na compra de caminhões elétricos para transporte de carga urbana, ainda que inicialmente mais por estratégia de marketing e menos por economicidade (a conta ainda “não fecha”).

Com relação ao transporte rodoviário de passageiros, espera-se um aumento no número de veículos elétricos impulsionado pela queda dos preços de baterias e pela expansão da oferta de elétricos pelas montadoras globais. Se antes eles eram limitados pelo alto preço de venda, já existem estimativas de que um carro elétrico de passageiros poderá custar o mesmo que um de motor a combustão a partir de 2026 (BloombergNEF, 2021), devido principalmente à redução do preço das baterias. No Brasil, a Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA) projeta que em 2031 o veículo elétrico já será vantajoso em termos de custos (ANFAVEA, 2021).

3 Não consideramos como relevante a eletrificação de ônibus rodoviários e de caminhões de longas distâncias devido aos desafios técnicos gerados pela baixa densidade das baterias.

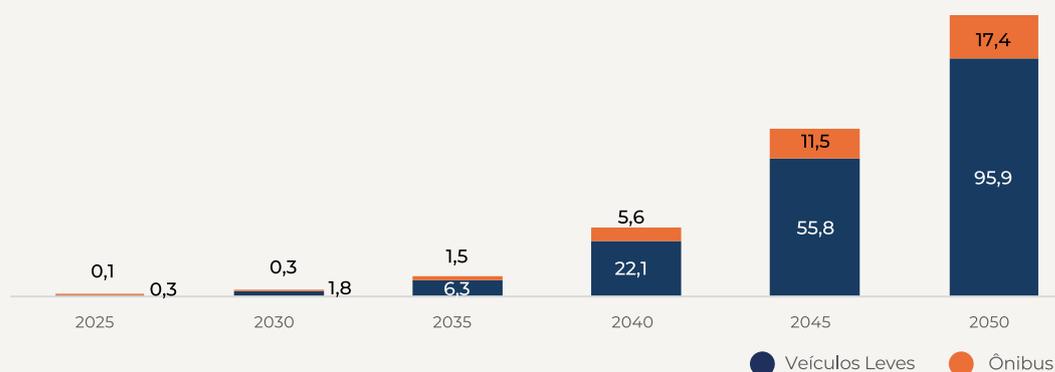




Apesar do Brasil ser o nono maior produtor de veículos do mundo, a participação de veículos elétricos ainda é pequena. Na Europa diversos países já estabeleceram metas para proibição de venda dos carros com motor a combustão até 2030 ou 2035. Mas deve-se ter em mente que são frotas muito menores que a do Brasil, e que os europeus possuem maior poder aquisitivo. No entanto, diferentemente do Brasil, a Europa não usufrui de grandes áreas para produção de biocombustíveis, o que a torna dependente da importação de petróleo para a operação de veículos motores a combustão. Esse contexto reforça a ideia por trás de uma mobilização europeia na direção de veículos elétricos. Já no Brasil, especialistas estimam que essa migração para elétricos também acontecerá, porém de uma forma mais lenta e gradual, com os elétricos disputando mercado com os veículos a gasolina, etanol e GNV (EPBR, 2019). Possivelmente a eletrificação dos ônibus urbanos poderá vir antes, pela baixa concorrência de combustíveis de menor impacto de carbono, além das vantagens relativas a um transporte mais confortável oferecido aos passageiros, redução de ruídos e poluição ambiental.

Para projetar o crescimento da frota de carros elétricos no Brasil e, por consequência, sua demanda elétrica, a PSR desenvolveu um modelo, cujas premissas e metodologia são apresentadas no Anexo II. Por esse modelo, os veículos leves híbrido plug-in e totalmente elétricos representariam, em conjunto, 70% das vendas totais de veículos leves em 2050 e atingiriam uma frota conjunta de 30 milhões de veículos nesse mesmo ano. Uma projeção similar foi feita para ônibus urbanos. Nesse caso, estimou-se que esses representariam 83% das vendas de ônibus urbanos em 2050, atingindo uma frota de 200 mil veículos nesse ano. Obteve-se, então, como resultado uma carga adicional de 113 TWh/ano em 2050, cerca de 1/6 do valor atual, sendo 84% proveniente de veículos leves (BEV e PHEV) e o restante de ônibus elétricos, como apresentado na Figura 2.5.

|| Figura 2.5 Crescimento do consumo elétrico (TWh/ano) por veículos (BEV e PHEV) e ônibus elétricos



Fonte: Elaboração própria

A partir do consumo elétrico, foi feita uma estimativa do acréscimo à demanda máxima do sistema (MW). Essa estimativa é ainda mais complexa e incerta, por depender da potência demandada por tipo de carregamento (se lento, rápido, ultra-rápido) e do desenho de tarifas aos consumidores para que o **fator de coincidência** do carregamento seja o menor possível,





desencorajando o carregamento em momentos de maior demanda elétrica do sistema. Se admitirmos um carregador com demanda média de 4 kW e fator de coincidência de 35%, teríamos em 2050, para uma frota total de 30 milhões de veículos elétricos (resultado da projeção acima), uma demanda adicional de 42 GW, o que representa 47% da demanda máxima atual do sistema elétrico, que é de 90 GW (ONS, 2021).

Existem diversas incertezas nesse valor, pois é possível que no futuro existam múltiplos sistemas de carregamento com características distintas: nos postos “de gasolina”, seria natural esperar carregadores rápidos para os usuários do sistema, portanto cargas elétricas maiores. Nos estacionamentos de centros comerciais e escritórios seria natural imaginar carregadores mais lentos, assim como aqueles que seriam instalados nas residências.

Para os ônibus urbanos, foi feito o mesmo exercício para obter uma estimativa da demanda. Nesse caso, a frota considerada é de 200 mil ônibus elétricos urbanos (resultado da projeção acima) e assume-se um modelo da BYD com bateria de 324 kWh e um tempo médio de carregamento entre 4 e 5h (BYD, 2020). Assim, obteve-se um incremento de 14 GW na demanda elétrica. A vantagem neste caso, é que os ônibus poderiam circular de dia (tem autonomia para isso) e carregar entre meia-noite e 5h da manhã, com menor impacto na rede elétrica.

Os números acima demonstram como a eletrificação esperada do transporte de passageiros e dos ônibus poderá impactar a expansão do setor elétrico, demandando investimentos adicionais. Também representa uma oportunidade para a descarbonização, já que a eletrificação desses veículos poderia evitar a emissão de 73 Mton de CO₂e em 2050, considerando um fator de emissão de 2,7 kgCO₂ por litro de diesel e um consumo específico de 43,5 L/km (MMA, 2011) para os ônibus⁴, além de uma intensidade de carbono de 144 gCO₂/km para os veículos leves (ANFAVEA, 2021). Essa redução de emissões só será possível se for mantido ou reduzido o nível atual de intensidade de carbono (87 gCO₂e/kWh) da matriz elétrica brasileira, que depende de uma expansão da oferta de energia elétrica baseada em fontes renováveis, como será visto no Capítulo 5.

Além de investimentos na expansão do setor elétrico, a eletrificação do transporte necessitará também de altíssimos investimentos em sua cadeia de valor (pesquisa e desenvolvimento, adaptação de fábricas, desenvolvimento de fornecedores, preparação/treinamento da rede de concessionários, etc.) para que o mercado local seja abastecido e a indústria automotiva se mantenha competitiva. Esta transição impactará diversos setores, como indústria de autopeças e oficinas mecânicas, considerando que os veículos elétricos possuem bem menos componentes que os veículos a combustão interna. A inserção de veículos elétricos no Brasil também deve criar oportunidades, por exemplo no setor de semicondutores e baterias, pela recente descoberta de reservas de lítio no Brasil, que pode se tornar um dos maiores produtores de lítio no mundo (U.S. Geological Survey, 2021).



4 Assumiu-se uma composição de 10%, em volume, de biodiesel na mistura com diesel fóssil.



Há, contudo, ainda algumas barreiras a serem ultrapassadas. A principal delas seria a necessidade de investimentos massivos na preparação de infraestrutura para o carregamento dos veículos. Segundo estudo da ANFAVEA (ANFAVEA, 2021), para uma frota de apenas 3 milhões de veículos elétricos e híbridos plugin já seriam necessários 150 mil postos de carregamento, que requereria um investimento de aproximadamente 14 bilhões de reais. Além da infraestrutura necessária, outras barreiras consideradas são os altos custos de investimento adicional, a aversão ao risco e a falta de experiência operacional por ser uma tecnologia nova, além da dificuldade de cidades grandes revenderem os ônibus elétricos para cidades de menor porte, que provavelmente demorarão mais para desenvolverem a infraestrutura necessária (ANTP, 2019).

Dois desafios, cuja importância depende da aplicação, são a autonomia e o tempo de recarga. Os veículos leves atuais apresentam autonomia de 315 km (Electric Vehicle Database, 2021), em média, enquanto um ônibus urbano padrão pode apresentar entre 250 e 350 km (INSIDEEVs, 2020). Já o tempo de carregamento pode variar de alguns minutos até várias horas, já que depende do tamanho da bateria e da potência do carregador. Esses empecilhos podem não ser relevantes para carros utilizados somente para deslocamento na cidade, mas demandarão atenção no caso de ônibus que fazem trajetos longos.

Outra atividade que é bastante impactada pela baixa autonomia e pelo alto tempo de carregamento é a mineração. Essa atividade, cujos caminhões respondem por 30% de suas emissões globais (Notícias de Mineração Brasil, 2021), busca altas autonomies de modo a manter seus níveis de produtividade atual. Uma solução encontrada foi realizar a troca da bateria dos equipamentos de modo a poupar o tempo que seria gasto com carregamento (Tech Crunch, 2021). Grandes empresas do setor como BHP, Vale e Rio Tinto (EPBR, 2021) estão investindo na eletrificação de seus equipamentos por acreditarem ser uma forma econômica de reduzir as emissões de suas operações, além de aumentar a segurança de seus funcionários ao reduzir a geração de calor e a emissão de gases prejudiciais à saúde, principalmente em minas subterrâneas.

Além da mineração, a eletrificação também é considerada a principal solução para descarbonizar o modal ferroviário. Para isso, o método já comercialmente disponível seria a eletrificação da infraestrutura, pela instalação de catenárias. Esse esforço, contudo, depende de grandes investimentos, especialmente se a ferrovia passar em locais distantes da rede elétrica. Assim, uma opção que ainda está em desenvolvimento é a utilização de locomotivas a bateria, que poderiam ser recarregadas tanto em estações específicas de recarga quanto por catenárias que podem existir pelo percurso. Infelizmente, as autonomies atingidas ainda são baixas, de modo que possam ser utilizadas, no curto prazo, soluções híbridas com diesel. Por fim, considera-se, também, para o longo prazo, o uso de hidrogênio em células de combustível, tópico que será abordado na próxima seção.





2.2 ♦ Hidrogênio

Além da eletrificação, o transporte rodoviário poderia ser descarbonizado ainda pelo uso de célula a combustível abastecida por hidrogênio. Esse combustível apresenta vantagens com relação aos veículos a bateria (BEV – *battery electric vehicle*) por permitir um tempo menor de “recarga”, sendo abastecido de modo similar ao GNV, e por apresentar em média uma autonomia maior pelo mesmo peso, já que o hidrogênio apresenta uma maior densidade energética que as baterias. Por esse motivo, o uso do hidrogênio como combustível é considerado principalmente para caminhões e ônibus que operam por longas distâncias, apesar de ter aplicação também em veículos leves.

Os veículos a célula de combustível (FCEV – *fuel-cell electric vehicle*) dependem de um motor elétrico e de um tanque, em geral a altas pressões (entre 500 e 700 bar), com H₂ comprimido. A energia elétrica necessária para o funcionamento do motor é suprida por uma pequena bateria que concentra a energia gerada a partir da reação química, que ocorre na célula de combustível, entre o hidrogênio armazenado e o oxigênio presente no ar, formando como subproduto das moléculas de água. A tecnologia de célula de combustível já se encontra comercialmente disponível para ônibus e veículos leves com uma frota global de mais de 40 mil veículos na metade de 2021 (IEA, 2021), porém o custo de aquisição dos FCEV ainda é em geral maior do que de BEVs e de veículos com motor a combustão interna (ICE – *internal combustion engine*). Até 2030, contudo, a expectativa é que haja uma redução tanto do custo de aquisição do veículo quanto do custo do hidrogênio, de modo que o custo total de propriedade do FCEV se torne menor do que dos BEVs e ICEs (Hydrogen Council, 2021).

O benefício ambiental do uso do hidrogênio como combustível, contudo, depende de seu método de produção. Em 2020, cerca de 87 milhões de toneladas de hidrogênio foram produzidas globalmente, porém quase a totalidade foi proveniente de combustíveis fósseis como gás natural e carvão. Com isso, a produção desse composto nesse ano representou 2,6% das emissões globais (IEA, 2021). Para reduzir a intensidade de carbono dessa atividade, estão sendo considerados métodos alternativos de produção, que são diferenciados de acordo com sua cor. Dentre eles, maior destaque está sendo dado ao hidrogênio verde, produzido a partir da eletrólise da água com o uso de energia elétrica renovável, e ao hidrogênio azul, que tem processo equivalente ao hidrogênio de fontes fósseis, porém com uma posterior etapa de captura e sequestro do carbono (CCS, em inglês).

No Brasil, esses dois métodos de produção poderiam ser explorados. A produção do hidrogênio azul poderia ser alavancada com a utilização do gás natural do pré-sal com CCS nas bacias sedimentares offshore. Essa tecnologia, contudo, ainda apresenta baixa viabilidade econômica, tendo somente 60 plantas espalhadas pelo mundo (Engie, 2021). No Brasil, os projetos de CCS estão principalmente em fase pré-competitiva, estudos acadêmicos ou desenvolvimento piloto, havendo somente uma planta





de CCS, que está ativa desde 2013 na bacia de Santos (pré-sal) com uma pequena captura de 1 milhão de toneladas de CO₂/ano.

Com isso, considera-se como mais provável no Brasil a produção do hidrogênio verde. Esse método colhe as vantagens comparativas brasileiras de produção de energia elétrica renovável por diversas fontes, como hidrelétricas, parques eólicos, cogeração com bagaço de cana de açúcar e usinas solares fotovoltaicas (ver Capítulo 5). Estima-se que o hidrogênio verde no Brasil poderia ser produzido atualmente a US\$ 2,5-3,0/kg⁵, enquanto a média global está próxima de US\$ 5,5/kg (Hydrogen Council, 2021). Com esses custos baixos, o Brasil poderia se tornar um grande exportador da molécula, além de utilizá-la internamente no transporte e na indústria.

Segundo o relatório Net Zero da IEA (IEA, 2021), a demanda para 2050 de hidrogênio verde alcançaria 528 milhões de toneladas/ano no cenário de neutralidade de emissões. Se o *market share* do Brasil for de 1%, seriam pouco mais de 5 milhões de toneladas de H₂ verde a serem produzidos por ano, o que representaria um consumo elétrico (assumindo produção de 20 kg H₂/MWh) da ordem de 250 TWh/ano. Considerando uma taxa de crescimento média do consumo de energia elétrica do Brasil de 2,5% ao ano, o mercado em 2050 seria pouco mais que o dobro do atual, portanto, da ordem de 1.200 TWh/ano, assim a produção de H₂ verde poderia chegar a representar algo como 20% do mercado elétrico brasileiro em 2050. Assumindo que a produção ocorreria de forma contínua, a demanda elétrica resultante seria da ordem de 30 GW, o que representa 1/3 da demanda máxima atual ou 1/6 da demanda máxima de 2050.

O relatório do IEA (IEA, 2021) também apresenta o uso esperado do hidrogênio, sendo a maior parte para indústria, transporte e eletricidade (que no caso do Brasil, pode fazer menos sentido, considerando a perda energética no processo de conversão e o fato do Brasil já ter recursos de armazenamento de energia abundantes, que são as usinas hidrelétricas). Assim, se metade deste hidrogênio verde produzido no Brasil for utilizado em indústrias, como a de produção de aço (em substituição ao coque, por exemplo), e a outra metade for utilizada no transporte (em substituição ao diesel, por exemplo), é possível estimar a redução de gases de efeito estufa correspondente a 75 milhões de tCO₂/ano, como indicado abaixo.

- » Na produção de aço: 14 t aço/tH₂ * 1,4 tCO₂/t aço ≈ 20 tCO₂/tH₂, que se aplicado a 2,5 milhões tH₂/ano (metade da produção estimada para o Brasil) atinge 50 milhões de tCO₂/ano evitadas.
- » Em substituição ao diesel no transporte de caminhões, podemos estimar uma emissão evitada de 2,7 kg CO₂/litro de diesel 3,8 litros diesel/kg H₂ ≈ 10 kg CO₂/kg H₂, que se aplicado a 2,5 milhões tH₂/ano (a outra metade da produção estimada para o Brasil) atinge 25 milhões de tCO₂/ano evitadas.

5 Para essa estimativa, considerou: (a) o preço de compra de eletricidade renovável de US\$ 30 por MWh, (b) investimento na planta de eletrólise de US\$ 1120/kW, (c) fator de utilização da planta de 90%, (d) eficiência de eletrólise de 20 kg de H₂/MWh, (e) vida útil de 10 anos e (f) taxa interna de retorno de 10%.





2.3 ♦ Biocombustíveis

Apesar do potencial de novas tecnologias para a descarbonização do transporte rodoviário, estima-se que a renovação da frota será lenta e gradual. A frota circulante em 2030 ainda será quase totalmente composta por motores *flex* (gasolina/etanol) para veículos leves e por motores a diesel para caminhões e ônibus.

Logo, a demanda por álcool hidratado e álcool anidro – presente em 27% do *blend* da gasolina (o Brasil ocupa a liderança global neste quesito) – exigirá altos investimentos da indústria sucroalcooleira, algo em torno de R\$ 50 bilhões em 15 anos (ANFAVEA, 2021). O mesmo raciocínio vale para os produtores de diesel e biodiesel.

De acordo com o relatório “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030” (Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021), os biocombustíveis de primeira geração devem permanecer altamente relevantes tanto em um cenário de referência, como em um cenário de mitigação adicional⁶. No cenário referência, a mistura de biodiesel no óleo diesel mineral atinge 15% (B15) em 2023, se mantendo neste nível até o final de 2030. Diferentemente, o cenário de mitigação adicional considera que misturas de biodiesel a partir de 10% são complementadas, preferencialmente, com diesel verde (por exemplo, **óleo vegetal hidrotratado**, HVO) até atingirem 20%. O *market share* de etanol hidratado em relação à gasolina, nos abastecimentos dos veículos *flex-fuel*, atinge 34%, no cenário REF, e 37% no CMA.

Em síntese, a participação dos biocombustíveis no uso de energia do setor de transportes nos cenários REF e CMA atinge, respectivamente, 27% e 28%, em 2025 e, 28% e 33%, em 2030. A diferença de apenas 5% de penetração de biocombustíveis entre os cenários decorre do atendimento das metas do RenovaBio já no cenário REF. Biocombustíveis avançados como bioquerosene, bio-óleo e biometano possuem mercados representativos após 2030.

2.3.1 ♦ Etanol

Para suprir esse aumento de demanda por etanol, será necessário aumentar a capacidade produtiva brasileira. Há perspectiva de que esse aumento de produção seja possível mesmo sem expandir a área dos canaviais, pelo aumento da produtividade da cana de açúcar, tanto em toneladas de cana por hectare como em produtos derivados (litros de etanol por hectare ou toneladas de bagaço por hectare). Esta maior produção, se vier acompanhada por avanços tecnológicos pelo uso final

6 O relatório “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030” [2] utilizou como cenário referência (REF) as políticas vigentes e as tendências de desempenho das medidas de mitigação do setor de transporte, com foco na eficiência energética dos veículos leves e na ampliação da oferta de biocombustíveis. Já o cenário CMA (Cenário de Mitigação Adicional), além de incorporar as medidas do cenário REF, contemplou uma visão estratégica, com foco na ampliação, na integração e na qualificação da infraestrutura e dos sistemas de transportes, além da eletrificação de atividades-chave como transporte público e transporte urbano de carga.





do combustível (como seu uso em veículos elétricos com a instalação de célula de combustível, visto mais adiante), poderá expandir fortemente a indústria sucroalcooleira e até aumentar sua aceitação pelos mercados globais.

O aumento de produtividade da cana pode ser atingido a partir do uso do etanol de segunda geração. Enquanto o etanol tradicional ou de “primeira geração” (E1G) é produzido a partir da fermentação do caldo ou melaço da cana-de-açúcar, o etanol de segunda geração (E2G) é feito a partir de açúcares extraídos da celulose da planta, presentes na palha e no bagaço da cana-de-açúcar, mas também na palha de milho, madeira, sorgo, dentre outros. O resultado é indistinguível: E1G ou E2G se diferenciam somente pelo processo de produção. Vale mencionar que o E2G não substitui o E1G, mas o complementa. Afinal o etanol segue sendo produzido pela fermentação do caldo de cana (E1G), mas consegue também ser produzido a partir da quebra da celulose.

O custo de produção do etanol 2G ainda é alto, mas há sinais claros de que a indústria vem investindo nesta tecnologia. A Raízen anunciou planos para implementar mais 20 plantas de etanol 2G nos próximos dez anos (JornalCana, 2021). Em agosto de 2021, ela fez o primeiro IPO (oferta pública inicial) de E2G do mundo, levantando quase R\$ 7 bilhões. A empresa também disse ter vendido toda a produção de E2G de suas plantas futuras. Finalmente, fechou um acordo para fornecer E2G à equipe de Fórmula 1 da Ferrari a partir de 2022. Estes investimentos sinalizam redução de custos de produção do E2G nos próximos anos, e talvez a consolidação da tecnologia após muitos anos de pesquisa e grandes dificuldades de escalar a produção.

O etanol de segunda geração tem vantagens em relação ao de primeira geração (BNDES, 2016):

- » produção de biocombustível durante a entressafra da cana-de-açúcar: ao contrário da cana-de-açúcar, que deve ser processada após a colheita, os resíduos agrícolas resultantes da produção do etanol de primeira geração (E1G) podem ser armazenados e utilizados posteriormente, em períodos de entressafra, quando as usinas estão ociosas. Esses novos insumos podem também viabilizar a produção de etanol em regiões e países com escassez ou inadequação de áreas para o cultivo da cana.
- » vantagem logística e aproveitamento de subprodutos e coprodutos da produção tradicional: a palha e o bagaço armazenam 2/3 do potencial energético da cana-de-açúcar e estão disponíveis na própria unidade de produção.

A segunda promessa de aumento de produtividade é o uso da variedade cana-energia, desenvolvida a partir do cruzamento genético de tipos ancestrais e híbridos comerciais de cana-de-açúcar. Mesmo sem expandir a área de cultivo, será possível dobrar a produção de etanol e mais que dobrar a produção de bagaço através do uso da variedade cana-energia.

A cana-energia é mais robusta, tem maior teor de fibra e potencial produtivo. Por ser extremamente rústica, pode ainda ser plantada em áreas





degradadas de pasto, sem competir com a produção de alimentos (GranBio, 2021). Com um hectare plantado de cana convencional uma usina produz 8,2 toneladas de açúcar, 1,7 mil litros de etanol e 5,6 MWh de energia elétrica excedente. Já com um hectare plantado de cana-energia, essa usina produz quantidade igual de açúcar, 4,6 mil litros de etanol e 20 MWh de energia elétrica excedente.

A cana-energia até recentemente tinha menos apelo por não ser adequada à produção de açúcar de mesa, o produto “mais nobre” dos canaviais pela dificuldade de cristalizar a sacarose de seu caldo. Felizmente, um grupo de pesquisadores do Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol (hoje Laboratório Nacional de Biorrenováveis) desenvolveu uma levedura capaz de superar esse obstáculo (Canal Jornal da Bioenergia, 2021).

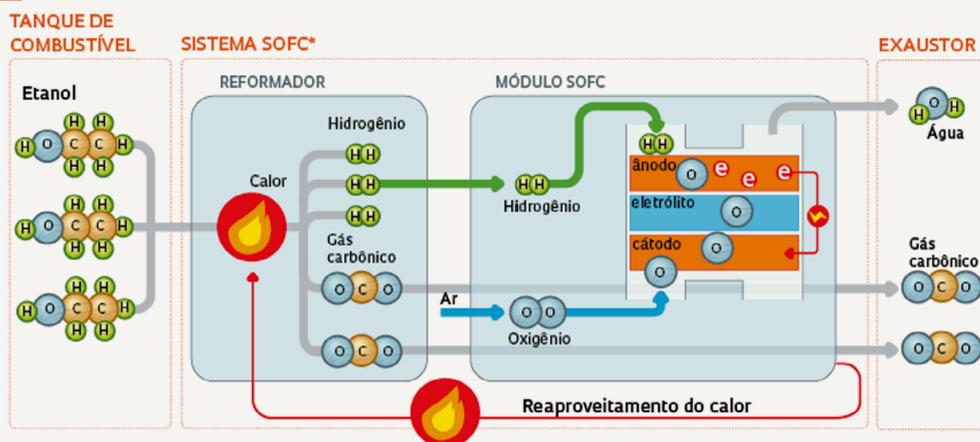
Segundo o Prof. Gonçalo Amarante Guimarães Pereira (Unicamp), com a combinação de etanol de segunda geração e cana-energia seria possível atingir uma produtividade em 2025 de 24,8 litros de etanol por hectare. Considerando-se a demanda global por gasolina de 1,3 trilhão de litros/ano, que em termos de volume equivalente de etanol, seria 1,86 trilhão de litros/ano, seriam necessários 75 milhões de hectares de canaviais com esta alta produtividade para atender a demanda global por gasolina. Cabe destacar que o Brasil tem cerca de 140 milhões de hectares de áreas degradadas – isto é, terras abandonadas que são mal utilizadas ou estão em processo de erosão –, segundo dados do Departamento de Florestas do Ministério do Meio Ambiente (MMA), divulgados durante o 9º Simpósio Nacional de Recuperação de Áreas Degradadas. O Prof. Gonçalo conclui que com metade das áreas degradadas no Brasil seria possível abastecer o equivalente ao consumo de gasolina de todo o mundo.

A capacidade de aumento de produção do etanol viabiliza novas tecnologias no uso final do combustível que poderiam potencializar a integração deste combustível às linhas de veículos elétricos globais. Além da tecnologia *e-Power*, citada anteriormente, considera-se também a possibilidade do uso de célula a combustível movida a etanol. A utilização do etanol ao invés do hidrogênio nesse tipo de tecnologia traria o benefício de permitir o uso da cadeia de suprimento já madura do etanol, que permite abastecer o veículo em qualquer posto. Além disso, o etanol, por ser líquido à temperatura ambiente, é mais fácil de ser transportado e não necessita de tanques de alta pressão ou criogênicos para seu armazenamento no veículo.

Estuda-se duas possíveis formas para o funcionamento dessa tecnologia. A primeira considera o uso do etanol diretamente na célula a combustível, o que dependeria de modificações nos dispositivos já existentes. Na segunda, apresentada na Figura 2.6, o etanol presente no tanque do veículo passaria, primeiramente, por um reformador a vapor para produzir H_2 e CO_2 . Esse hidrogênio seria, então, alimentado a uma célula a combustível que geraria a eletricidade necessária para mover o carro.



|| Figura 2.6 Funcionamento da célula a combustível a etanol com reformador



Fonte: Pesquisa Fapesp, 2021

No Brasil, grupos de pesquisa em universidades, empresas do setor automotivo e centros de estudos foram criados no intuito de desenvolver essa tecnologia e torná-la economicamente viável. A parceria mais antiga e avançada envolve a montadora japonesa Nissan e o Ipen (Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares). Firmada em 2019, foi renovada em junho de 2021 após obter promissoras avanços (Pesquisa Fapesp, 2021).

A montadora alemã Volkswagen anunciou em julho de 2021 que irá constituir no Brasil um centro de pesquisa e desenvolvimento (P&D) para biocombustíveis, e a célula a combustível a etanol é um dos objetivos. A montadora acredita que transformar o Brasil num polo de desenvolvimento de tecnologias baseadas em biocombustíveis pode ser a chance de dar uma sobrevida ao parque industrial de veículos e de autopeças brasileiro até o país e a região entrarem na era do carro elétrico (Valor, 2021).

A Bosch tem plano global de investir 1 bilhão de euros no projeto de célula combustível entre 2021 e 2024 (Valor, 2021) e acredita que enquanto esse tipo de tecnologia a partir do etanol não avança, é possível compensar o tempo perdido no desenvolvimento do carro elétrico por meio da intensificação na produção de híbridos que possam ser abastecidos com etanol, como uma transição para inserir o país no contexto mundial de eletrificação dos transportes.

2.3.2 ♦ Biodiesel e diesel verde

Além do etanol, o diesel verde também pode ser uma oportunidade para o Brasil. A ANFAVEA prevê que em 2035, 90% dos caminhões e ônibus do Brasil ainda serão a diesel (ANFAVEA, 2021), o que demandará investimentos significativos e mandatórios na produção de **diesel verde** para a frota circulante, que é produzido de forma diferente do biodiesel convencional utilizado no Brasil.



O biodiesel convencional é obtido de um processo em que triglicerídeos presentes nos óleos e gordura vegetal ou animal reagem com um álcool (como o metanol) na presença de um catalisador ácido, gerando éster e glicerina (ANP, 2020). O processo é repetido algumas vezes, ou seja, ésteres reagem com álcool na presença de um catalisador, gerando novos ésteres. Assim, o biodiesel é, de fato, uma combinação de diferentes ésteres e por isso esse processo de produção é conhecido como “transesterificação”. O país produziu 6,4 bilhões de litros de biodiesel em 2020 e possui capacidade de produção de 9,3 bilhões de litros/ano, de acordo com o MME, com faturamento recorde de R\$ 26 bilhões (MME, 2020). Cerca de 70% do biodiesel brasileiro é feito a partir de óleo de soja.

O biodiesel só pode ser comercializado após sua purificação para que atenda à especificação da qualidade (teores de glicerinas presentes no biodiesel base éster podem causar depósitos em bombas, bicos injetores e filtros dos veículos, por exemplo). O biodiesel é usado principalmente em motores de ignição por compressão (ciclo Diesel).

A mistura do biodiesel ao diesel fóssil teve início no Brasil em 2004, com o PNPB – Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel, e vem aumentando desde então. Chegou em 2020 ao valor de 12% (B12), com previsão de uso de B13 em 2021 (não concretizada), seguida de B14 em 2022 e B15 em 2023, de acordo à Resolução CNPE nº 16/2018. Na realidade, houve uma redução da mistura para B10 devido à forte demanda internacional pela soja, o que pressiona os preços do biodiesel em momento de alta de preço do diesel internacional. Assim, este “retrocesso” para o B10 decorre de preocupação inflacionária e espera-se que seja revertido para o B13 (que já deveria estar em vigor) ou maior – como previsto – assim que possível.

Cabe observar que há limite para que a mistura não tenha problemas de congelamento, formação de borras, entupimentos de filtros e deterioração precoce de peças metálicas dos motores. Um dos problemas mais sérios é a incompatibilidade entre os contaminantes metálicos presentes no biodiesel e os catalisadores de tratamento de gases de exaustão, que inviabilizam o uso de tecnologia para atender aos requisitos de emissões que entrarão em vigor, em 2022/2023, com a fase P8 do PROCONVE – Programa de Controle de Poluição do Ar por Veículos Automotores, do CONAMA – Conselho Nacional do Meio-Ambiente. Por esses motivos, o potencial do uso de biodiesel tradicional em um cenário de transição energética é pequeno.

Já o **biodiesel parafínico** ou **diesel verde** é um combustível formado por uma mistura de hidrocarbonetos com composição química semelhante à do combustível fóssil (EPE, 2020) e já bastante difundido em países europeus e EUA. São quatro as rotas possíveis (EPBR, 2020):

- » **Hidrotratamento de óleo vegetal** (HVO do inglês *Hydrotreated Vegetable Oil*) – tecnologia de produção a partir da hidrogenação de óleos vegetais ou gorduras animais, que foi desenvolvida para solucionar os problemas já identificados no biodiesel base éster, uma vez que a hidrogenação remove as duplas ligações, os átomos de oxigênio e os contaminantes (glicerinas e metais). O resultado é





um produto semelhante ao óleo diesel mineral em sua constituição e muito mais adequado aos motores que trabalham no ciclo diesel. A hidrogenação direta permite a redução de etapas de processos e de custos de produção e ainda evita a utilização do metanol de origem fóssil na produção.

- » **Fischer-Tropsch** – processo químico para a produção de combustíveis sintéticos, como o diesel verde, a partir de uma mistura de gases constituída principalmente por monóxido de carbono e hidrogênio. Essa mistura pode ser produzida por combustíveis fósseis, como gás natural ou carvão, mas também por fontes renováveis, principalmente por biomassa pelo método *biomass-to-liquid* (BTL).
- » **Processos Fermentativos** – utilizam leveduras geneticamente modificadas para atuar no caldo de cana e gerar o farneseno (ao invés do etanol), que é uma substância similar ao diesel. Existe apenas uma planta comercial, com capacidade de 40 mil toneladas por ano de farneseno em Brotas-SP.
- » **Oligomerização de álcoois** – conhecida comercialmente como ATJ ou *Alcohol to jet*, consiste na conversão de álcoois (como o etanol) em diesel e querosene de aviação renováveis. Inicia-se com o processo de desidratação do álcool seguida da oligomerização das moléculas formadas para gerar os hidrocarbonetos que darão origem aos biocombustíveis. Finalmente, estes são separados por destilação, e hidrogenados, seguidos de fracionamento para produzir o biodiesel verde.

No Brasil as especificações do diesel verde foram regulamentadas pela Resolução ANP nº 842/2021. O diesel verde pode ser adicionado em qualquer proporção, ou seja, poderia substituir 100% do diesel fóssil, mas o teor compulsório do biodiesel base éster deve ser observado.

O diesel verde tem diversas vantagens em relação ao diesel fóssil ou biodiesel convencional:

- » É um combustível drop-in, ou seja, tem composição equivalente ao diesel de origem fóssil, podendo usar a infraestrutura existente. Com isso, ele pode tanto ser adicionado ao diesel fóssil como fazer parte da mistura biodiesel e usado em motores diesel da frota atual sem modificações.
- » Tem um número de cetanos alto⁷, o que melhora o desempenho do motor.
- » Emite menos gases de efeito estufa (de 50% a 90% a menos que o diesel fóssil) e de outros poluentes, como enxofre e NOx em comparação ao diesel fóssil e biodiesel.
- » Pode ser distribuído através de dutos existentes, ao contrário do biodiesel convencional, o que é uma grande vantagem logística.



7 Medida indireta do retardo entre a injeção do óleo diesel no cilindro e o início da combustão.



O diesel parafínico renovável e o biodiesel poderão competir em um primeiro momento pela mesma matéria-prima, especialmente o óleo de soja, também exportado. No médio prazo, entretanto, outras soluções devem ser adotadas, como o uso da glicerina (subproduto da produção de biodiesel) que poderá servir de insumo, com queda de custos com relação ao óleo de soja.

Uma barreira da recente regulamentação é manter a compulsoriedade do uso de biodiesel base éster na mistura com diesel. A competição do diesel verde com o biodiesel seria mais vantajosa ao consumidor final, considerando que o biodiesel atualmente custa pelo menos 50% a mais que o diesel fóssil. A EPE, por exemplo, sugere que seja eliminada da regulamentação a expressão “mistura ternária”, mantendo somente o termo “mistura”, de forma a permitir a substituição total do diesel pelo diesel verde, sem a obrigatoriedade de mistura com o biodiesel. (EPBR, 2020)

O Brasil ainda não produz diesel verde em escala comercial. A Resolução ANP nº 842/2021 é um bom ponto de partida, mas seria importante que fosse permitido que o diesel verde também contasse como biodiesel, que tem mistura compulsória. Com a conclusão do marco regulatório, em 2021, acredita-se que a partir de 2025 o Brasil já tenha plantas de diesel verde, uma vez que os projetos levam em média quatro anos até a entrada em operação (Brasil Energia, 2020). Por enquanto há um único projeto anunciado pelas empresas BBF e Vibra para a primeira bio-refinaria de diesel verde do Brasil, que deverá entrar em operação em 2025 (Valor, 2021). O investimento de R\$ 1,8 bilhão será feito pela BBF, enquanto a Vibra comprará 100% da produção. A bio-refinaria terá capacidade de produção de 500 milhões de litros de diesel verde por ano e será instalada na Zona Franca de Manaus. Considerando um fator de emissão de 2,7 kg de CO₂ por litro de diesel consumido, este projeto sozinho terá o potencial de evitar a emissão de 1,35 milhões de tCO₂/ano. Até 2026, mais de 120 mil hectares de palma serão plantados em regiões delimitadas no Zoneamento Agroecológico da palma, para garantir matéria-prima para o projeto, conforme foi pontuado pelas empresas.

2.3.2 ♦ Biogás

O biogás é produzido a partir da atuação de bactérias anaeróbicas sobre resíduos orgânicos dentro de biorreatores. Seu componente energético é o metano, que pode ter sua concentração variada de 50 a 70% enquanto a participação do dióxido de CO₂ varia entre 30 e 45% e outros gases, como nitrogênio, sulfeto de hidrogênio e oxigênio, participam na faixa de 0 a 3%.

A purificação do biogás produz o biometano, que apresenta qualidade equivalente à do gás natural por possuir os mesmos parâmetros de combustão. O biometano pode ser utilizado da mesma forma que o





gás natural veicular (GNV), sem necessidade de adaptação dos veículos. Este aspecto pode ser interessante se houver um aumento da oferta do biometano nos postos de abastecimento com gás natural. Também pode ser utilizado na indústria, em substituição ou complemento ao gás natural.

O potencial teórico do biometano é gigantesco. De acordo com a ABiogás (Associação Brasileira de Biogás, 2020), o Brasil tem potencial para cerca de 120 milhões de m³/dia de biometano, o que poderia substituir 70% do consumo de diesel do país ou 36% do consumo de energia elétrica (Associação Brasileira de Biogás, 2018). Desse total, 94% viriam em partes semelhantes dos setores sucroenergético e agropecuário. Os demais 6% seriam gerados pelo setor de saneamento. Na opinião da PSR, existem diversas barreiras que reduzem o aproveitamento deste potencial, principalmente o desconhecimento e a inviabilidade econômica dos investimentos.

Setor Sucroenergético: 109 milhões m³/dia de biogás (57 milhões de m³/dia de biometano) distribuídos em palha da cana (43%), bagaço da cana (41%), torta de filtro (4%) e vinhaça (12%).

A biomassa para a produção de biogás da indústria sucroalcooleira possui como concorrentes a queima direta para cogeração de energia elétrica e, como já visto, a produção de etanol de segunda geração (E2G). A torta de filtro e vinhaça podem ser aproveitados, sendo que há uma tendência de aproveitar estes resíduos na própria agricultura. A vinhaça vem sendo usada com sucesso em fertirrigação de canaviais, com vantagens como a elevação do pH do solo, aumento da disponibilidade e imobilização de certos nutrientes (como o potássio e o cálcio) e aumento da população microbiana, que reduzem a necessidade de fertilizantes artificiais. Por conta destas questões, somente uma parcela menor deste potencial deverá ser efetivada. Entretanto, alguns casos merecem ser destacados:

- » Recentemente a usina Cocal e a GasBrasiliano uniram esforços para produzir e distribuir biometano a partir resíduos da sua planta de etanol na região de Ribeirão Preto. A GasBrasiliano investirá R\$ 30 milhões no gasoduto de distribuição do biometano de Cocal a um grande consumidor industrial, que usará o biometano em suas operações (Valor, 2021). A Cocal, por sua vez, investirá R\$150 milhões na produção do gás. O projeto pode ser replicado por outros municípios do noroeste paulista com potencial de produção de biometano do setor sucroenergético e produção industrial.
- » Outro exemplo interessante é a parceria entre a Scania – fabricante de caminhões – e a Comgás (maior distribuidora de gás do país) para mapear possíveis redes de distribuição do biometano para substituir o diesel no transporte de cargas (Valor, 2021). O caminhão custa em torno de 30% mais do que um com motor a diesel, mas a redução de custos operativos mais que compensa esta diferença no longo prazo. Grandes transportadoras e empresas multinacionais preocupadas com sua pegada de CO₂ são mercado-alvo para estes caminhões usando biometano (Probiogás, 2016).





Cabe destacar que o uso de biometano oriundo de produtos e resíduos orgânicos agrossilvipastoris em veículos (GNV) e instalações residenciais e comerciais foi regulamentado recentemente pela resolução ANP nº 8/2015.

Agronegócio: 105 milhões de m³/dia de biogás (53 milhões de m³/dia de biometano) distribuídos em dejetos de animais (44%), palha de milho (17%), abatedouros (15%), casca de grão de soja (13%), laticínios (9%) e processamento da mandioca (2%).

Uma análise inicial deve atentar para o fato de que somente 10% da criação de gado no país é intensiva, portanto, passível de geração de biogás. Para dificultar ainda mais, parte relevante dos produtores é de pequeno porte, o que dificulta o aproveitamento dos dejetos, que tem o maior potencial de biogás no agronegócio, com 44%.

Para a palha de milho talvez seja possível aproveitá-la para produção de etanol de segunda geração (E2G) ou outros biocombustíveis, como discutido no caso da sucroalcooleira. No caso dos abatedouros, a concorrência potencial é com a produção do biodiesel, um produto de fácil colocação no mercado. No caso da casca de grão de soja pode haver algum aproveitamento, pois as empresas são grandes e capitalizadas, e poderiam usar o biogás em suas operações, inclusive no frete. A indústria de laticínios apresenta desafios logísticos por sua elevada fragmentação, com pequenos produtores vendendo leite a grandes grupos. O processamento da mandioca, por sua vez, tem um potencial relativamente pequeno.

Como no caso da indústria de sucroenergética, essas questões provavelmente farão com que uma parte pequena deste potencial seja, de fato, aproveitada.

Saneamento: 13 milhões de m³/dia de biogás (7 milhões de m³/dia de biometano) distribuídos em esgoto sanitário (75%) e resíduos sólidos urbanos (25%).

O biogás pode ser um grande aliado da universalização do esgotamento sanitário do país, uma vez que reduz os gastos energéticos das empresas, como é o caso da estação de tratamento de esgoto de Franca da Sabesp que utiliza biometano com combustível para sua frota (Sabesp, 2018), além de poder trazer receita adicional para unidades de maior porte. O potencial advém da fração orgânica dos Resíduos Sólidos e Urbanos (RSU) e o esgotamento sanitário. Cabe destacar a Resolução ANP nº 685/2017, que estabeleceu regras para aprovação do controle da qualidade e a especificação do biometano de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto para uso veicular e para clientes residenciais, industriais e comerciais.

Para difundir o biometano como combustível, é necessário considerar a rentabilidade total da cadeia de valor agregado desde a geração do biogás passando pelo seu tratamento até sua distribuição através de redes de gás





e postos de abastecimento. Um exemplo interessante foi o anúncio de que uma das maiores fabricantes de vidro do Brasil, a Wheaton, fez parceria com a ZEG para substituir parte do gás natural usado na produção de vidros por biometano produzido em um aterro sanitário na cidade de São Paulo (Canal Energia, 2021). A Wheaton usará um combustível produzido, comprimido e distribuído por caminhão a menos de 40 km da fábrica, viabilizando a economia circular e a geração distribuída de energia.

As vantagens de utilizar e investir no biometano são várias. Primeiramente, diminui o uso de combustíveis fósseis, reduzindo as emissões dos gases do efeito estufa, e sua geração é limpa. Ao utilizar esse gás em frotas de veículos pesados, é possível diminuir a emissão de GEE por veículo em 85% e suprir quase 25% da frota nacional. Outro ponto é que ele ajuda no gerenciamento e reciclagem dos resíduos, colaborando com o passivo ambiental e gerando independência energética. Entretanto, do total de mais de 500 usinas de biogás operando no país, atualmente menos de 10% produz biometano, totalizando cerca de 2 milhões de m³/dia.

Até 2030, a projeção da Associação Brasileira do Biogás (ABiogás) é chegar a 32 milhões de m³/dia, o que demandaria investimentos da ordem de R\$ 50 bilhões (GNPW Group, 2021). Apesar de alguns projetos interessantes – mencionados anteriormente – começarem a ser desenvolvidos (e, em certos casos, com potencial de serem replicados), no entendimento da PSR esta projeção de crescimento em 10 anos parece otimista, considerando todos os desafios mencionados. Vale lembrar que um dos principais usos potenciais, a substituição do diesel pelo biometano na frota rodoviária, enfrenta barreiras como: **(i) necessidade de infraestrutura de distribuição adequada e própria, por se tratar de combustível gasoso; (ii) alto investimento para as instalações de purificação e condicionamento do combustível e (iii) poucos modelos de veículos pesados com sistema de motor já compatível com o biometano (CNT, 2021).**

Além de oferecer destinação para resíduos da agropecuária, o biometano também pode ser usado como combustível para máquinas agrícolas, como nos tratores da New Holland (União Nacional da Bioenergia, 2021). Para além da vantagem ambiental, percebe-se uma vantagem logística clara, pois o consumo do combustível seria próximo de onde ele seria produzido.

2.4 ♦ Descarbonização da aviação e transporte marítimo

A redução das emissões de gases de efeito estufa derivadas do uso de combustível de aviação e marítimo não fazem parte de contribuições nacionais, e sim de acordos internacionais⁸. A *International Air Transport Association* (IATA) estabeleceu uma meta de redução de 50% das emissões de CO₂ até 2050, tendo como referência o ano de 2005 (IATA, 2021), e a

8 Para ilustrar sua importância, se o setor de aviação civil internacional fosse uma nação, estaria entre os 10 maiores emissores do planeta (World Resources Institute, 2014).





International Maritime Organization (IMO) estabeleceu a mesma meta de redução até 2050, mas com relação às emissões de 2008. A IATA prevê que essa meta será atingida por uma combinação de medidas: combustível de aviação sustentável (*Sustainable Aviation Fuel*, SAF), novas tecnologias (relacionadas a novos sistemas de propulsão e novas aeronaves), melhorias operacionais e de infraestrutura, captura de carbono e compensação.

A necessidade de busca de combustíveis alternativos para redução de emissões no transporte marítimo e aéreo pode se tornar uma oportunidade para o Brasil, que deve se planejar para atuar de forma estratégica, identificando rotas tecnológicas que possam preferencialmente atuar em ambos os setores (coprodução de combustíveis alternativos). Esse tema foi abordado em estudo da Coppe/UFRJ para o Instituto Clima e Sociedade (iCS) (COPPE UFRJ, 2021). Um dos aspectos destacados é a importância da produção de combustíveis *drop-in*, ou seja, com capacidade de adoção imediata, por não dependerem de adaptações da frota de navios e aviões existente ou da construção de navios e aviões com novas tecnologias, o que pode atrasar muito a adoção. Vale lembrar que a vida útil média das embarcações é de 30-40 anos, e aeronaves, de 25 a 35 anos, ou seja, a frota atual deverá continuar em operação por muitos anos.

Com relação à aviação, foi criado em 2016 pela Organização da Aviação Civil Internacional (ICAO, sigla em inglês) o programa CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), que tem o objetivo de neutralizar o crescimento de emissões de carbono em voos internacionais. Por esse acordo, as companhias aéreas que não atingirem as metas de neutralidade de emissões pela aplicação de medidas, como o uso de combustíveis sustentáveis para a aviação, terão que comprar créditos no mercado de carbono. O Brasil é membro da ICAO e vai participar da fase obrigatória do CORSIA a partir de 2027.

Apesar da substituição dos combustíveis fósseis por sustentáveis ser considerada a forma mais eficiente para atingir a neutralidade até 2050, atualmente dos 390 bilhões de litros de querosene de aviação produzidos no mundo, somente 14 milhões de litros são SAF (0,003%), que custam entre três e quatro vezes o valor do querosene de aviação convencional, sendo essa a principal limitação para seu uso em larga escala.

Um estudo da *Roundtable on Sustainable Biomaterials* (RSB) (RSB & Agroicone, 2021) aponta que o Brasil tem capacidade de produzir 9 bilhões de litros de biocombustíveis de aviação por ano, volume maior que total consumido anualmente pelo Brasil. A pesquisa se baseou em cinco matérias-primas: resíduos de bagaço e da palha de cana, indústria de madeira, óleo de cozinha usado, sebo bovino e gases da indústria siderúrgica, combinadas em sete rotas de produção de SAF com as tecnologias Fischer Tropsch, HEFA (*Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*, processo que utiliza as mesmas matérias-primas do biodiesel) e *Alcohol to Jet* (ATJ). O estudo concluiu que os resíduos de cana e madeira poderiam suprir, respectivamente, 90% e 30% da demanda total de querosene de aviação pela rota ATJ.





A produção de SAF, contudo, enfrenta como principais desafios seu alto custo e a falta de padronização. É necessário garantir que as aeronaves tenham a mesma performance independente do país no qual abasteçam e que não sejam necessárias adaptações nas aeronaves. Essa questão poderia ser solucionada com uma certificação internacional, porém os processos de certificação são complexos e custosos, e envolvem um esforço conjunto de produtores de SAF, agências reguladoras, laboratórios, universidades e fabricantes de equipamentos.

Enquanto a Boeing aposta em SAF como o combustível do futuro da aviação, a Embraer e a Airbus acreditam que o uso de hidrogênio também será viável para aeronaves maiores (Folha de S. Paulo, 2021). Esse combustível, contudo, é considerado para o longo prazo já que, ao contrário do SAF, ele não é um combustível *drop-in* e, portanto, depende do desenvolvimento de novas aeronaves. Além disso, devido à baixa densidade energética do hidrogênio, maior espaço da aeronave seria ocupado pelo combustível, sacrificando espaço destinado a passageiros ou carga.

Assim como para a aviação, há também potencial para o uso de biocombustíveis avançados na navegação. Para a produção desses combustíveis, rotas de produção similares às utilizadas para a produção de biodiesel e SAF seriam utilizadas, como HVO e HEFA. Nessa indústria, considera-se também o uso de hidrogênio e de amônia. Esses combustíveis seriam inseridos inicialmente em navios com motores a combustão, mas no longo prazo haveria a adaptação para a utilização de células de combustível para obter uma maior eficiência e eliminar a emissão de óxidos de nitrogênio. A amônia apresenta como benefício sua maior densidade energética em relação ao hidrogênio, podendo ser armazenada em sua forma líquida a -33°C (ou em tanque de pressão próxima a 10 bar), enquanto o hidrogênio precisa de uma temperatura de -253°C para se tornar líquido. Por esse motivo, a IEA aponta a amônia como sendo o combustível com maior participação no consumo energético do setor de navegação em um cenário de neutralidade climática em 2050.

Assim como para o hidrogênio, o Brasil teria grande potencial para produção tanto de amônia azul quanto verde. A amônia (NH_3) é produzida a partir de um processo conhecido como Haber-Bosch, em que ocorre a reação entre o hidrogênio produzido e o nitrogênio retirado do ar. Segundo relatório do Banco Mundial (Englert, D. et al, 2021), o Brasil teria grande potencial para a produção de amônia azul, podendo cobrir entre 2 e 9% da demanda global de amônia para navegação marítima até 2050, tendo como investimento necessário entre 24 e 107 bilhões de dólares, respectivamente. O estudo menciona ainda um trabalho que estimou o potencial para CCS no Brasil de 2,03 bilhões de toneladas de CO_2 , só atrás dos EUA (Englert, D. et al, 2021). Haveria também o potencial de produção de amônia verde no Brasil, se aproveitando do hidrogênio verde barato que poderia ser gerado com as diversas fontes de geração de energia elétrica renovável.

Por fim, há também uma grande oportunidade para o Brasil no **acoplamento** entre cadeias produtivas de biocombustíveis para navegação e aviação, especialmente se considerarmos o aumento de





produção de biomassa (ex. difusão do uso da cana-energia), aumento sustentado da produção de soja e início esperado da produção de diesel verde no país. Com a regulamentação do mercado e o início do uso do bioquerosene de aviação, é esperado que ocorra a construção de unidades dedicadas para produção dos diversos tipos de combustíveis verdes. Haverá uma coexistência de possíveis combustíveis, porém a competição levará à melhoria de sua qualidade e redução de custos.

2.5 ♦ Uma rota para o Brasil

Ao longo dessa seção foram abordadas com profundidade as diferentes rotas para a descarbonização do setor de transporte. Como pôde ser visto, diversos combustíveis poderão fazer parte dessa transição energética e competirão entre si por seu espaço no mercado. Adequando as opções tecnológicas descritas à realidade brasileira, é possível estimar um caminho para reduzir as emissões do setor de transporte no Brasil, levando em conta o tempo para implantação das medidas e seu potencial.

No curto prazo, uma das principais opções na mesa seria implementar iniciativas para alcançar uma redução na dependência do modal rodoviário com maior oferta de malha ferroviária, navegação de cabotagem e navegação interior. O Ministério da Infraestrutura tem conseguido avançar com programas importantes, como o Pro Trilhos, para aumentar a malha ferroviária com recursos privados disputando leilões por concessões. A previsão do Ministério é aumentar 13 mil km de trilhos e atrair investimentos privados da ordem de 166 bilhões reais no setor (Governo do Brasil, 2021). Segundo o Plano Nacional de Logística 2035, considerando somente projetos previstos pelo Ministério de Infraestrutura e os que já estão em andamento, haveria um aumento na participação do modal ferroviária no transporte de carga para 35% em 2035, enquanto a participação do rodoviário cairia para 51% (Ministério da Infraestrutura, 2021). Esses investimentos têm impacto positivo nos indicadores de custo e eficiência do transporte no Brasil, além de conseguirem reduzir o perfil de emissões no setor de transporte.

A segunda medida no curto prazo é aumentar a eficiência energética no transporte, em especial no rodoviário, o que também cortará emissões. Isso poderia ser atingido com a tecnologia *e-Power* da Nissan, que acopla veículos a combustão interna (que poderia usar etanol) com motor elétrico e bateria. No médio/longo prazo, o etanol também poderia ser utilizado tanto diretamente quanto como fonte de hidrogênio para veículos com células de combustível. Estas opções são estratégicas para o Brasil porque podem conciliar a produção nacional do etanol de cana de açúcar – que deve aumentar com o cultivo de cana energia com o E2G – com os veículos produzidos por grandes fabricantes globalmente, que tenderão a ser eletrificados.

Por último, uma aplicação mais local, que também pode ser empregada no curto prazo, seria a produção de biogás. Esse combustível poderia ser





utilizado em frotas de caminhões municipais, como no caso das próprias empresas de saneamento ou coleta de lixo urbano, ou de máquinas agrícolas, com o biogás sendo produzido por rejeitos da indústria canavieira, como no caso da vinhaça.

Para o médio/longo prazo, a eletrificação do transporte parece ser uma aposta segura para os veículos urbanos, o que no caso do Brasil ajudaria muito no esforço de descarbonização, considerando que a eletricidade poderá ser produzida majoritariamente por fontes renováveis de forma competitiva, como será visto no Capítulo 5. Na visão da PSR, o uso de veículos elétricos – automóveis e ônibus urbanos – deverá crescer muito nas próximas décadas com o barateamento da tecnologia das baterias e massificação de produção. Para grandes corredores urbanos, a eletrificação talvez seja feita de forma mais competitiva por tróleis, sem o uso de baterias, ou mesmo por caminhões alimentados por pantógrafos. As análises mostram que será importante reforçar o sistema de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica para acomodar as cargas decorrentes deste processo de eletrificação de transporte.

No longo prazo, o transporte de carga a distância poderá adotar o hidrogênio verde, ou seja, produzido com eletrólise da água com fontes renováveis. O Brasil teria um diferencial competitivo muito grande se puder qualificar como hidrogênio verde aquele produzido com alimentação direta da rede elétrica. Para isso, a matriz elétrica brasileira deverá manter ou reduzir o fator de emissão por energia elétrica gerada. Esta é mais uma oportunidade que poderá ser desperdiçada se o Brasil aumentar as emissões na produção de energia, o que pode ocorrer pela construção de térmicas a gás inflexíveis.

Finalmente, o enorme potencial de biocombustíveis pode ser um diferencial para o Brasil tanto para produção de combustíveis sustentáveis para a aviação (SAF), como de biocombustíveis avançadas para a navegação, em função de acordos internacionais assumidos. O diesel verde em especial, por ser um combustível *drop-in*, tem a enorme vantagem de poder ser empregado no curto prazo pelos navios ou caminhões existentes. O hidrogênio ou a amônia, por exemplo, dependem da substituição das frotas – um processo longo e gradual, considerando a longa vida útil da frota em operação. Há muitas rotas tecnológicas concorrentes, que disputarão recursos, como o etanol diretamente ou a biomassa derivada da indústria canavieira (ou plantação de eucaliptos). É difícil estabelecer a rota que será dominante, mas é possível prever que o Brasil poderá ser bastante competitivo se souber aproveitar estas oportunidades trazidas por acordos globais de descarbonização dos setores aéreo e, principalmente, marítimo, com oferta competitiva de biocombustíveis. O prêmio sobre os combustíveis fósseis deverá ser até elevado, desde que seja o menor possível considerando a oferta global de combustíveis não fósseis que pode ser adotada por estes setores.





3 ♦ Indústria

3.1 ♦ Panorama Atual e Oportunidades de Descarbonização

O gasto energético proveniente do setor industrial e da produção de combustíveis representou, em 2019, 31% das emissões do setor de energia ou 6% das emissões totais brasileiras (Observatório do Clima, 2021). Dentro dessas atividades, os processos que mais contribuíram foram: exploração de petróleo e gás natural, refino de petróleo, produção de cimento, produção de ferro-gusa e aço e a indústria química, como pode ser visto na Tabela 3.1. Esses processos serão abordados em maior detalhe nessa seção.

|| Tabela 3.1 Emissões da indústria e da produção de combustíveis dentro do setor energético por processo em 2019

Atividade	Emissões (Mt de CO ₂ e GWP-AR5)	Participação (%)
Exploração de petróleo e gás natural	31,2	24%
Refino de petróleo	24,0	19%
Química	14,7	11%
Cimento	11,8	9%
Ferro-gusa e aço	7,1	6%
Alimentos e bebidas	5,7	4%
Papel e celulose	5,2	4%
Cerâmica	4,8	4%
Mineração e pelotização	4,7	4%
Não ferrosos e outros da metalurgia	4,2	3%
Transporte de gás natural	3,2	3%
Produção de carvão mineral e outros	2,7	2%
Outros ⁹	8,6	7%
Total	127,8	100%

Fonte: Observatório do Clima, 2021



9 Outros inclui produção de álcool, indústria têxtil, produção de carvão vegetal, ferro ligas e outras indústrias.



3.1.1 ♦ Exploração de Petróleo e Gás Natural

A exploração de petróleo e gás natural no Brasil foi responsável, em 2019, pela emissão de aproximadamente 31 Mt de CO₂ equivalente, representando cerca de 1,6% de todas as emissões brasileiras (Observatório do Clima, 2021). Essas emissões vieram da produção de pouco mais de 3 milhões de barris de petróleo/dia e 125 milhões de m³/dia de gás natural (ANP, 2021).

No Brasil, a produção de gás natural ocorre principalmente em conjunto com a produção de óleo cru, já que a maioria dos campos produtores de óleo apresentam grandes quantidade de gás associado. Nesses campos, o petróleo que chega à plataforma compõe uma mistura com gás natural e água e, por isso, tem que passar por um processo de separação antes de ser tratado, armazenado em tanques e, por fim, enviado para a refinaria. Durante o armazenamento, alguns hidrocarbonetos leves dissolvidos no óleo cru, como o metano, se volatilizam e são liberados na atmosfera (*venting*) (MCTI, 2017).

O gás natural resultante do processo de separação do óleo passa por outros processos de separação para remover partículas oleosas, água e gás carbônico, além de ser comprimido. Após esses tratamentos, o gás pode ser vendido, utilizado para autoconsumo da plataforma, seja para geração de eletricidade ou para fins não energéticos, ou reinjetado no poço de modo a aumentar a produção de petróleo (*enhanced oil recovery* – EOR). Parte desse gás, contudo, é liberado na atmosfera intencionalmente para alívio de pressão do processo, seja diretamente (por sistemas de ventilação) ou após queima em *flares*, mas também de forma não intencional (emissões fugitivas) devido a vazamentos (MCTI, 2017).

Na etapa de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, as principais atividades que impactam as emissões são o autoconsumo do gás natural produzido no campo, em sua maioria para a geração de energia elétrica, a queima em *flares* e *venting* ou emissões fugitivas, cujo impacto dependerá da quantidade de metano no gás liberado. Segundo estudo da McKinsey (McKinsey & Company, 2020), as emissões fugitivas ou *venting* seriam responsáveis por 76% de todas as emissões na exploração de óleo e gás, enquanto o restante seria dividido entre a queima dos gases e as operações de exploração e perfuração.

A liberação de gás diretamente para atmosfera (*venting* ou emissões fugitivas) pode ser reduzida por meio da utilização de unidades de recuperação de vapor (URV), que permitem a captura do gás para posterior aproveitamento, como na geração de energia elétrica na plataforma. Além disso, é possível evitar o vazamento de gás natural a partir do aprimoramento da identificação e reparo dos vazamentos, da utilização de melhores tecnologias de vedação e do aumento da frequência de manutenções.

A redução do impacto ambiental da ventilação também é feita atualmente pela queima em *flares*. Com o *flare*, os gases liberados pelo processo passam por uma etapa de combustão de modo a produzir gás carbônico





e água, evitando a liberação dos gases mais nocivos ao meio ambiente, como o metano. Apesar de ser um procedimento para redução de impacto ambiental se utilizado ocasionalmente, seja por medida de segurança ou para testes, deve-se evitar o uso excessivo desse procedimento, como é o caso do *flare* “de rotina”, que é utilizado durante a operação normal da planta na ausência de demanda interna ou externa e da possibilidade de reinjeção. Por isso, o World Bank criou uma iniciativa chamada *Zero Routine Flaring by 2030 (ZRF)* (World Bank, 2021), da qual a Petrobras é signatária, que tem o objetivo de eliminar essa prática até 2030.

O Brasil já apresenta uma intensidade menor de *flaring* (1 m³ de gás/barril de petróleo contra 5 m³/barril da média mundial (World Bank, 2021)), principalmente devido à regulamentação da ANP sobre o nível de queima permitido. Para reduzir o impacto do *flaring* no Brasil, deve-se considerar o uso de *flares* mais eficientes para evitar o escape do metano e a possibilidade de reinjeção do gás proveniente do *flare* nos poços ativos.

Por fim, a redução do impacto do uso do gás natural na operação de E&P poderia ser atingida com medidas de eficiência e pelo uso de energia renovável. A quantidade utilizada do metano pode ser reduzida pela eletrificação total dos processos realizados na planta, que permite o atingimento de uma maior eficiência energética. Por estimativa do IBP, uma planta 100% eletrificada poderia levar a uma redução de 18% nas emissões de CO₂, considerando uma geração por turbina a gás (IBP, 2021). Uma redução ainda maior poderia ser atingida, se a planta fosse conectada à rede elétrica ou fosse suprida por projetos de energia renovável.

Há ainda uma medida que poderia descarbonizar a exploração de O&G de forma transversal, que é a captura e armazenamento do carbono gerado. Os gases de efeito estufa gerados na queima e na geração de eletricidade poderiam ser capturados e reinjetados nos poços de exploração, aprimorando a recuperação do petróleo por aumento da pressão do poço. A Petrobras já usa essa tecnologia em poços do pré-sal na bacia de Santos, tendo injetado 4,6 milhões de toneladas de CO₂ em 2019 (Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021).

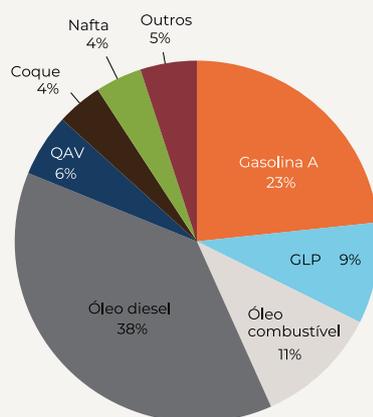
Segundo o estudo “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030”, as emissões do segmento de E&P reduziram em 32% até 2030 com relação aos níveis de 2015, tendo como principal barreira o alto custo para substituição de equipamentos (Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021). No longo prazo, poderia haver uma redução ainda maior das emissões absolutas dessa atividade devido ao menor consumo de combustíveis fósseis. Segundo a Agência Internacional de Energia (ou IEA, pela sigla em inglês), em um cenário de atingimento de neutralidade climática em 2050, a demanda global por petróleo e por gás natural diminuiria em 75% e 55%, respectivamente, com relação aos níveis de 2020 (IEA, 2021).



3.1.2 ♦ Refino de Petróleo

O refino de petróleo no Brasil foi responsável, em 2019, pela emissão de aproximadamente 24 Mt de CO₂e, representando cerca de 1,2% de todas as emissões brasileiras (Observatório do Clima, 2021). As emissões foram provenientes do uso de 618 milhões de barris de petróleo bruto para a produção de 108 MMm³ de derivados energéticos e não-energéticos, cuja composição é mostrada no gráfico abaixo (ANP, 2021).

|| Figura 3.1 Produção de derivados em refinarias no Brasil, 2019



Fonte: ANP, 2021; Englert, D. et al, 2021

O impacto do setor de refinaria nas emissões brasileiras está relacionado ao alto consumo energético do processamento do óleo cru, que envolve inicialmente uma etapa de destilação seguida por processos de conversão, como reforma catalítica e hidrocrackeamento, e à produção do hidrogênio a partir da reforma a vapor do metano (SMR – sigla em inglês). A geração de calor para esses processos é em geral realizada a partir de gás natural, que é utilizado também como matéria-prima para a produção de hidrogênio para utilização no hidrotreatamento e hidrocrackeamento do óleo. O perfil de demanda não segue um padrão entre refinarias, já que depende da especificação do petróleo, do portfólio de derivados produzidos e da tecnologia utilizada.

Para descarbonizar esse setor no curto prazo, algumas medidas de eficiência energética são consideradas, como modernização dos equipamentos, integração energética e o uso de sistemas de controle avançados. Além disso, considera-se a substituição de combustíveis mais poluentes por gás natural, já que ainda existem plantas no Brasil que usam coque, óleo combustível ou nafta como fontes de energia, com uma inserção parcial de biometano, como forma de causar uma redução ainda maior nas emissões, assim como já é feito desde 2014 na Refinaria Duque de Caxias da Petrobras (Petrobras, 2014). Com medidas de mitigação de emissões de curto prazo, o estudo “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030” estima que as emissões do segmento de refino reduziriam em 30% até 2030 com relação aos níveis de 2015 (Observatório do Clima, 2021).

No longo prazo, considera-se, como medida adicional para o Brasil, a substituição do hidrogênio gerado a partir da reforma a vapor do metano



("hidrogênio cinza") por hidrogênio de baixo impacto de carbono, como o hidrogênio verde ou o azul, que é produzido por SMR com captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS). O hidrogênio azul teria o benefício de se aproveitar da ampla disponibilidade de gás natural nas refinarias, porém dependeria da construção de gasodutos para transporte do CO₂ para o local de seu armazenamento geológico. Além da substituição do hidrogênio, considera-se também a substituição de combustíveis fósseis por eletricidade para a geração de calor, principalmente, de baixa e média temperatura, já que a tecnologia já está com alto nível de maturidade, e por biomassa para calor de alta temperatura, principalmente biometano por não necessitar de alterações nos processos que já usam gás natural.

Além disso, considera-se a utilização de CCUS em etapas com alta concentração de CO₂ além da produção de hidrogênio. Para isso, algumas adaptações devem ser feitas no processo para produzir uma corrente de CO₂ mais pura e, portanto, mais fácil de ser separada, assim como é feito desde 2015 em uma unidade de craqueamento catalítico fluido da Petrobras a partir da substituição da corrente de ar por oxigênio puro (Petrobras, 2015). A junção da geração de calor por biomassa com CCUS poderia tornar as refinarias negativas em carbono. A implementação dessas medidas, contudo, apresenta como principais barreiras o custo de adaptação da planta e da infraestrutura para o transporte do CO₂, e a ainda não atingida maturidade comercial da tecnologia. O custo de transporte do gás carbônico poderia ser reduzido se a infraestrutura for compartilhada com outras plantas, como térmicas, siderúrgicas ou cimenteiras.

Uma redução ainda mais abrupta das emissões poderia ser atingida pela redução do refino de combustíveis fósseis. Considera-se o uso de biomassa como matéria-prima para a produção de combustíveis, como o diesel verde, ou até a produção de combustíveis sintéticos pelo processo de *Fischer-Tropsch* com o uso de hidrogênio e gás carbônico capturado no processo. Ademais, a estimada redução da demanda por petróleo e derivados poderia diminuir drasticamente a produção das refinarias. Segundo estudo da IEA (IEA, 2021), a produção das refinarias reduziria em 85% entre 2020 e 2050 em um cenário de neutralidade climática.

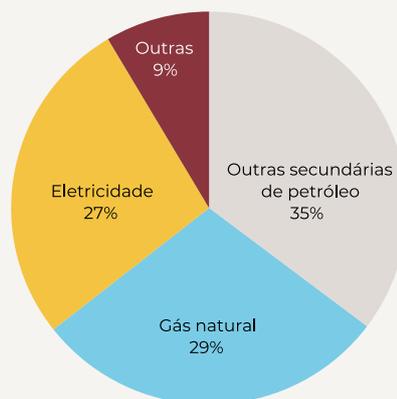
3.1.3 ♦ Indústria Química

A indústria química no Brasil foi responsável, em 2019, pela emissão de aproximadamente 18 Mt de CO₂e, representando cerca de 0,9% de todas as emissões brasileiras. Desse total, 73% das emissões são provenientes da produção de energia térmica necessária para os processos produtivos utilizados, 7% são da autoprodução de energia elétrica e o restante é gerado pelos próprios processos (Observatório do Clima, 2021).

As emissões da indústria química estão associadas ao alto consumo energético de seus processos, que somaram, em 2019, 6,7 Mtep. A matriz energética desse setor é focada principalmente em gás natural, eletricidade e derivados de petróleo, como mostrado na figura a seguir.



|| Figura 3.2 Consumo energético total por fonte na indústria química em 2019



Fonte: EPE, 2020

A indústria química engloba diversas categorias de produtos que contribuem para o consumo energético e para as emissões desse setor. Apesar dessa heterogeneidade, três grupos de produtos são mais relevantes para as emissões do setor por incluírem processos com alta intensidade energética, que são os produtos petroquímicos, fertilizantes e cloro-álcali.

Os processos produtivos do grupo cloro-álcali têm como principal componente a produção do cloro. Nesse processo, realiza-se a eletrólise do sal NaCl em solução aquosa para produzir cloro e, como subprodutos, soda cáustica (hidróxido de sódio) e hidrogênio. O principal insumo energético desse processo é a eletricidade, correspondendo a 63% da energia consumida, e o restante corresponde à energia térmica necessária principalmente para passagem da solução aquosa de soda cáustica pelo evaporador e para aquecimento da salmoura (solução de água saturada de sal) (MCTI, 2017).

No grupo de fertilizantes, o composto que mais demanda energia em seu processo produtivo é a amônia. A produção de amônia é feita a partir do processo Haber-Bosch no qual o hidrogênio, geralmente produzido a partir da reforma a vapor do gás natural, reage com o nitrogênio presente no ar para produzir amônia. Esse processo depende bastante do gás natural, não só como matéria-prima para o hidrogênio (que corresponde a entre 50 e 60% do GN utilizado (MCTI, 2017)), mas também como fonte de energia térmica.

Com relação à indústria petroquímica, ela pode ser subdividida em produtos de primeira, segunda e terceira geração, dependendo da fase de transformação da matéria-prima derivada do petróleo. Os produtos de primeira geração são os petroquímicos básicos, olefinas e aromáticos, que resultam do craqueamento da nafta ou do gás natural. A partir desses, se produz os produtos de segunda geração ou intermediários, como polietileno, PVC e outros. Por fim, a partir da transformação dos produtos intermediários são obtidos os de terceira geração, que são os produtos que chegam ao consumidor, como plásticos e borrachas.

Os produtos de primeira geração são em média mais intensivos em energia e dependem principalmente de energia térmica para romper as ligações



químicas da matéria-prima utilizada, que é costumeiramente nafta ou gás natural. Para os de segunda geração, as etapas de maior consumo energético são costumeiramente provenientes de energia térmica necessária para as reações e/ou para as etapas de purificação do produto. Por fim, os de terceira geração apresentam o maior consumo térmico nas etapas de polimerização e separação do produto, e utiliza-se de energia elétrica para acionamento de motores em etapas como de centrifugação, extrusão, peletização, entre outras.

Para reduzir as emissões desses grupos de produtos existem algumas ações que são transversais entre os setores que podem aumentar a eficiência energética desses processos, como por exemplo a adoção de equipamentos mais eficientes, o maior uso de catalisadores, a cogeração para geração combinada de calor e eletricidade e a integração energética. Segundo estudo “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030”, medidas de eficiência energética seriam as mais importantes para redução de emissões até 2030. Espera-se uma redução de 8% no consumo energético, resultando em uma redução de 8% nas emissões da indústria química (Observatório do Clima, 2021).

Além da eficiência energética, é possível atingir redução de emissões a partir do uso de energia elétrica de fontes renováveis, do aumento da reciclagem de plásticos para reduzir o consumo de matéria-prima de origem fóssil, uso de células eletrolíticas de membrana na produção de cloro, já que é um método com menor consumo energético e a substituição de reforma a vapor por reforma autotérmica na produção de amônia e metanol. Essas medidas poderiam ser implementadas com tecnologias já disponíveis comercialmente.

Para o longo prazo, algumas tecnologias ainda em fase de desenvolvimento poderiam trazer um corte mais amplo de emissões. Algumas opções consideradas são: geração de calor a partir da utilização de eletricidade (calor de baixa e média temperatura) e biomassa (calor de alta temperatura), CCUS e o uso de hidrogênio verde como matéria-prima na produção de amônia e metanol. No caso do metanol, se for utilizado um CO₂ de origem não fóssil, como de biomassa, poderia ser produzido um metanol “verde” que poderia servir de matéria-prima para a produção de polímeros na petroquímica, descarbonizando o setor.

No caso do Brasil, há um enorme potencial para a produção de biomassa, que torna esse um dos principais caminhos para a descarbonização da produção de petroquímicos e metanol. Já com relação à produção de amônia, o uso do hidrogênio verde como matéria-prima seria uma boa opção para o Brasil, devido à abundância de recursos renováveis no território brasileiro capazes de gerar uma eletricidade limpa e barata. Essa energia renovável será importante também para reduzir a intensidade de carbono da autoprodução de energia elétrica para processos químicos, como a produção de cloro e conformação de polímeros.





3.1.4 ♦ Cimento

A produção do cimento no Brasil foi responsável, em 2019, pela emissão de aproximadamente 32 Mt de CO₂e, representando cerca de 1,6% de todas as emissões brasileiras. Desse total, 62% das emissões são geradas diretamente pelo próprio processo produtivo e o restante é referente ao seu consumo energético (Observatório do Clima, 2021).

Essas emissões foram provenientes da produção de 57 milhões de toneladas de cimento em 2019 (Sindicato Nacional da Indústria do Cimento, 2020), o que significa que 0,6 toneladas de CO₂ e são emitidas para cada tonelada de cimento produzido. O consumo energético desse setor em 2019 foi de 3,9 Mtep, sendo atendido principalmente por coque de petróleo e eletricidade, representando 71% e 13%, respectivamente (EPE, 2020).

O cimento produzido no Brasil é proveniente do processo por via seca. Nesse processo, as matérias-primas já extraídas, que são principalmente calcário e argila, passam por etapas de britagem, moagem e homogeneização de modo a formar uma mistura em uma composição adequada ao processo, conhecida como farinha. Essa farinha é então preaquecida a cerca de 800°C e, em seguida, inserida em um forno rotativo a 1500 °C para o processo de calcinação de modo a formar o clínquer, que é o produto intermediário do cimento. O clínquer é então resfriado e moído junto a gesso e outros aditivos para formar o cimento Portland, que é o tipo de cimento consumido no mercado brasileiro (MCTI, 2017).

O principal consumo energético desse processo, cerca de 86%, está relacionado com o uso de combustíveis para atingir a temperatura necessária para o forno rotativo (MCTI, 2017). Como essa etapa está relacionada à produção de clínquer, uma menor necessidade desse composto pode diminuir substancialmente o consumo energético desse processo. Isso pode ser atingido com uma maior utilização de aditivos, cuja quantidade permitida dependerá da aplicação do cimento produzido. A indústria brasileira já tem tradição com a utilização de aditivos, apresentando uma relação entre clínquer e cimento menor que a média global (64% no Brasil (Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021) contra 71% no mundo (IEA, 2021) em 2020).

Além do maior uso de aditivos, a redução de emissões pode ser atingida com ações para aumentar a eficiência energética e aumentar a utilização de combustíveis alternativos como biomassa, derivados de resíduos urbanos, gás natural ou carvão vegetal. Essas são medidas que poderiam ser adotadas no curto prazo, dependendo de investimentos nas plantas atuais.

De acordo com estudo “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030”, medidas de aumento da eficiência energética do processo poderiam reduzir em 5% o consumo de energia até 2030, considerando somente tecnologias já maduras atualmente. Estima-se também que haveria um aumento de 15% no uso de fontes biogênicas como combustível e uma redução da razão de clínquer no cimento (de 64% para 58%). Com essas





medidas, o setor de cimento conseguiria reduzir suas emissões em 22% até 2030 (Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021).

Uma descarbonização mais completa do processo dependerá do desenvolvimento de novas tecnologias. A principal tecnologia necessária seria a CCUS (IEA, 2021), já que aproximadamente 52% do carbono gerado pelo processo é proveniente do processo de calcinação, em que carbonato de cálcio (CaCO_3) é convertido em cal (CaO) e gás carbônico (CO_2) (McKinsey & Company, 2020). Novas soluções consideram a utilização desse carbono capturado para a formação do concreto junto com os materiais atualmente utilizados, que são água e areia. Essa adição reduziria a quantidade de cimento necessária para gerar o concreto, além de economizar água e sequestrar até 30% do carbono gerado no processo de produção do cimento (McKinsey & Company, 2020).

Contudo, o processo de calcinação não gera CO_2 puro, já que no forno rotativo ocorre também a queima dos combustíveis fósseis para a geração de calor. Gera-se, então, uma mistura de gases que dificulta a captura do gás carbônico, já que demanda um posterior processo de separação. Com isso, algumas startups, como a Calix e a Sublime Systems, estão desenvolvendo soluções para eletrificar o processo, de modo que o carbono gerado seja puro, facilitando o processo de captura. Na solução desenvolvida pela Calix, há ainda a possibilidade de geração de calor para o processo por outros meios, como pela queima de hidrogênio ou biomassa. O uso da biomassa como única fonte de calor junto com a tecnologia de CCUS traria a possibilidade de transformar a produção de cimento em um processo negativo em emissões (Agora Energiewende, 2021).

Por fim, além das medidas para reduzir a intensidade de carbono do processo produtivo, uma forma de reduzir as emissões desse setor seria reduzir a demanda pelo cimento. Para atingir isso, considera-se a utilização do concreto de forma mais eficiente em construções, o aumento da vida útil de prédios e infraestrutura, e a reciclagem de materiais provenientes de demolições. Além disso, considera-se a substituição do concreto, em algumas aplicações, por materiais alternativos, como madeira laminada cruzada (*cross laminated timber* – CLT)¹⁰.

3.1.4 ♦ Ferro-gusa e aço

A produção de ferro-gusa e aço no Brasil foi responsável, em 2019, pela emissão de aproximadamente 48 Mt de CO_2 e, representando cerca de 2,4% de todas as emissões brasileiras. Desse total, 85% das emissões são geradas diretamente pelo processo produtivo, principalmente devido à utilização de altos-fornos na etapa de redução do minério de ferro para produzir ferro-gusa, que é um produto intermediário para a produção do aço. O restante

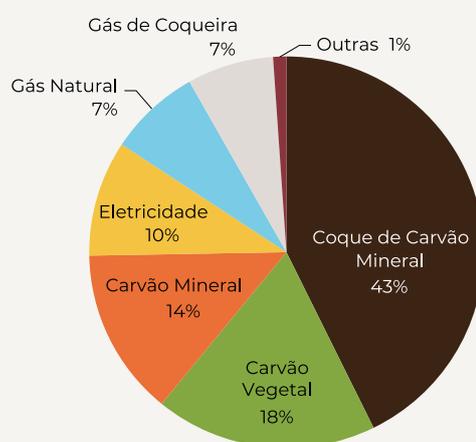
10 Tecnologia desenvolvida em 1990 na Áustria para a produção de painéis de madeira, que permite aumento da resistência, durabilidade, resistência a incêndio e leveza do material. A CLT pode substituir o concreto inclusive na construção de prédios, como é o caso de uma torre de 18 andares construída na Noruega (Vox, 2020).



das emissões é referente ao consumo energético do processo, que envolve principalmente a autoprodução de energia elétrica e a geração de calor (Observatório do Clima, 2021).

O nível de relevância desse subsetor no quadro de emissões brasileiras está relacionado com seu alto consumo energético e com a alta capacidade de produção do Brasil, que foi, em 2019, o nono maior produtor mundial de aço. O Brasil chegou a produzir 33 Mton de aço bruto e 26 Mton de ferro-gusa em 2019 (Instituto Aço Brasil, 2020), havendo um consumo energético associado de 16 Mtep (EPE, 2020). A energia necessária para esse processo é fornecida principalmente a partir de carvão mineral, com uma menor participação do carvão vegetal, como mostrado na Figura 3.3.

|| Figura 3.3 Consumo energético total por fonte da produção de aço e ferro-gusa em 2019



Fonte: EPE, 2020

A fonte de energia utilizada dependerá do processo escolhido para a produção desses produtos. No Brasil, 5 em cada 6 usinas de produção do aço utilizam a rota integrada (Instituto Aço Brasil, 2020), que realiza as três fases básicas desse processo produtivo, que são: a redução do minério de ferro para produção de ferro-gusa, posterior refino para reduzir o teor de carbono no produto e conformação mecânica para adequar o aço ao formato do produto que será vendido. O restante das usinas utiliza a rota semi-integrada, que é composta somente pelas fases de refino e conformação mecânica, e, por isso, utilizam principalmente sucata como fonte de ferro reduzido.

As usinas com rota integrada têm em média uma intensidade de emissões maior do que a rota semi-integrada, emitindo entre 1700 e 1800 kg de CO₂/ton de aço enquanto a semi-integrada emite cerca de 400 kg de CO₂/ton de aço. Essa diferença está principalmente associada às etapas de tratamento das matérias-primas, como o coque e o minério de ferro, e de redução do minério com a utilização de alto-forno, que tem intensidade energética de cerca de 12 GJ/ton de aço devido à necessidade de calor e de agentes redutores, como o coque, carvão e gás natural (MCTI, 2017). Por não ter a etapa de redução, o maior gasto energético nas usinas semi-integradas é proveniente da etapa de refino. Nesse tipo de usina, utiliza-se em geral fornos elétricos a arco (FEA) para derreter o ferro e reduzir a quantidade de carbono, enxofre e outros aditivos de modo a produzir um aço com melhor qualidade.



Esse método, contudo, só é utilizado em 22% das usinas produtoras de aço (Instituto Aço Brasil, 2020). O restante utiliza basicamente fornos conversores a oxigênio (BOF) em que o oxigênio se envolve em reações exotérmicas com esses aditivos, podendo transformar o processo em um produtor líquido de energia.

Para reduzir as emissões desses processos industriais, diversas medidas são consideradas. Com tecnologias já disponíveis atualmente, é possível atingir redução de emissões no curto prazo por um aumento na eficiência energética do processo, no uso de energia elétrica renovável, no uso de sucata com fornos de arcos elétricos para a produção do aço (cada tonelada de sucata reciclada evita a emissão de 1,5 tCO₂ (Instituto Aço Brasil, 2020)) e no uso de combustíveis menos emissores, como carvão vegetal ou gás natural, pela adaptação do processo produtivo.

O uso de carvão vegetal como fonte de energia para o processo já está consolidado no Brasil, sendo cerca de 11% da produção de aço nacional sendo feita com o uso desse combustível (Instituto Aço Brasil, 2020). Esse carvão é obtido principalmente de florestas plantadas com eucalipto, como é o caso da usina Aço Verde do Brasil, que se tornou a primeira usina siderúrgica neutra em carbono do mundo por usar esse combustível. A empresa possui 50 mil hectares de eucalipto plantados para produção sustentável de carvão vegetal e ferro-gusa (AVB, 2021).

Há, contudo, barreiras para a substituição do carvão mineral pelo vegetal. Para usar esse combustível, seria necessária uma grande adaptação no processo produtivo, já que, devido a suas propriedades mecânicas, não é possível utilizá-lo em altos fornos de grande porte. Assim, seria necessário utilizar um maior número de altos fornos menores para produzir a mesma quantidade de aço, prejudicando a competitividade do aço brasileiro (Instituto Aço Brasil, 2017). Além disso, o uso do carvão vegetal demandaria o plantio de vastas áreas com florestas, em geral, de eucalipto. Deve-se assegurar, nesse caso, que essa demanda não afete a disponibilidade de área para a produção de alimentos e que a biomassa utilizada não seja fruto de desmatamento.

Com relação às medidas de eficiência energética, o estudo “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030” estima que essas medidas poderiam reduzir em 5% o consumo de energia do processo até 2030, considerando somente tecnologias já maduras atualmente. Estima-se também que haveria um aumento de 2% no uso de carvão vegetal como combustível. Com essas medidas, o setor de ferro-gusa e aço conseguiria reduzir suas emissões em 10% até 2030 (Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021).

Além das medidas de curto prazo, algumas tecnologias disruptivas podem acarretar reduções ainda mais significativas nas emissões do processo. Segundo o IEA (IEA, 2021), em 2050 os processos tradicionais de produção de aço representariam somente 5% de todo o aço primário produzido no mundo. O restante seria produzido a partir de eletrólise do minério de ferro + FEA (13%), ferro diretamente reduzido (DRI) com hidrogênio + FEA (29%) e





integração dos processos tradicionais com alguma forma de CCUS (53%). A descrição de cada tecnologia e seus respectivos níveis de desenvolvimento tecnológico estão na Tabela 3.2.

A tecnologia de redução direta do ferro (DRI) já é utilizada atualmente, representando cerca de 7% de todo o aço produzido mundialmente (IEA, 2020). Esse processo realiza a redução do minério de ferro em seu estado sólido, utilizando principalmente gás natural como agente redutor, e realiza o refino em fornos elétricos a arco, apresentando uma intensidade de carbono cerca de 36% menor do que o processo tradicional com o uso de carvão (IEA, 2020). Utilizando o gás natural, essa tecnologia poderia ser uma medida de curto prazo para reduzir as emissões da produção de aço no Brasil, tirando proveito da expectativa de maior oferta de gás pelo pré-sal. Para obter uma maior descarbonização desse processo, poderia haver a inserção gradual de hidrogênio renovável na mistura com o gás natural, obtendo, no longo prazo, um processo dependente somente do hidrogênio como agente redutor (Agora Industry, 2021). As principais desvantagens dessa tecnologia seriam a necessidade de utilizar minério de ferro de mais alta qualidade, o mais alto custo com relação ao processo tradicional com carvão e a possível perda de competitividade do aço brasileiro caso o preço do gás nacional se mantenha alto (IEA, 2020).

|| Tabela 3.2 Tecnologias para descarbonização do setor de ferro-gusa e aço

Tecnologia	Nível de desenvolvimento	Descrição
Alto-forno + CCUS	Grandes Protótipos (TRL ¹¹ = 5)	· CCUS associada ao processo tradicional de redução do minério de ferro com o uso de alto-forno.
DRI com gás natural + CCUS	Operação Comercial (TRL = 9)	· Algumas plantas em operação no mundo já utilizam esse processo atrelado à captura do carbono.
Redução direta do ferro com H ₂ + FEA	Grandes Protótipos (TRL = 5)	· Substituir o combustível fóssil utilizado tanto como agente redutor quanto como fonte de vapor com alta temperatura por H ₂ . · Planta piloto operando na Suécia (parte do projeto Hybrit).
Eletrólise do minério de ferro + FEA	Pequenos Protótipos (TRL = 4)	· Usar eletrólise para converter minério de ferro em ferro líquido e oxigênio. · A empresa Boston Metals inaugurou protótipo de célula eletrolítica em 2014 e busca instalar planta piloto em futuro próximo. A Vale investiu na empresa para desenvolver essa tecnologia de produção de aço "verde".

Fonte: IEA, 2020

3.2 ♦ Resumo de Caminhos para a Descarbonização na Indústria

As atividades industriais e de produção de combustíveis têm alto impacto nas emissões do setor de energia. Essas categorias englobam diversos processos, cada um com suas soluções customizadas para alcançar a descarbonização.

11 *Technology readiness level* (TRL) é um parâmetro que mede o nível de maturidade de determinada tecnologia dentro de uma escala que vai de 1 (ideia inicial) até 11 (atingimento do crescimento previsto). O valor de cada parâmetro é apresentado no glossário.





Dentre eles, cinco se destacam por serem mais energo-intensivos e, em alguns casos, apresentarem maior risco de emissões fugitivas de metano: exploração de óleo e gás, refino de petróleo, cimento, ferro-gusa e aço, e indústria química.

O caminho para a descarbonização desses processos foca, no curto prazo, no aumento de eficiência energética. Contudo uma redução mais drástica de emissões depende de tecnologias ainda em desenvolvimento ou que ainda não são economicamente viáveis. Dentre essas tecnologias, a captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) está recebendo atenção por, em geral, não depender de grandes modificações nos processos realizados atualmente.

Além dessas medidas transversais, cada um desses processos apresenta soluções específicas de curto e longo prazo, como é resumido na tabela a seguir.

|| Tabela 3.3 Soluções específicas de curto e longo prazo para a descarbonização da indústria

Processo	Principais fontes de emissão	Descarbonização no curto prazo	Descarbonização no longo prazo
Exploração de petróleo e gás natural (E&P)	Emissões fugitivas, ventilação, <i>flare</i> e autoconsumo energético das plataformas	<ul style="list-style-type: none">· Eficiência Energética.· Recuperar GEE emitido por meio de unidades de recuperação de vapor.· Evitar vazamentos.· Remover o <i>flare</i> de rotina.	<ul style="list-style-type: none">· Captura e reinjeção dos GEEs nos poços de exploração.· Gerar eletricidade renovável perto da plataforma por eólicas offshore.· Reduzir demanda de óleo e gás.
Refino de Petróleo	Consumo energético para processar óleo cru	<ul style="list-style-type: none">· Eficiência Energética.· Substituir combustíveis mais poluentes por gás natural.	<ul style="list-style-type: none">· Substituir H₂ cinza por azul ou verde.· Gerar energia térmica por meio de eletricidade ou biomassa.· CCUS.· Utilizar biomassa para produção de biocombustíveis <i>drop-in</i>.· Reduzir demanda por derivados de petróleo.
Indústria Química	Petroquímica, fertilizantes e produção de cloro-álcali	<ul style="list-style-type: none">· Eficiência Energética.· Usar energia elétrica renovável.· Aumentar reciclagem de plásticos.· Usar células eletrolíticas de membrana na produção de cloro.	<ul style="list-style-type: none">· Gerar energia térmica por meio de eletricidade ou biomassa.· Usar biomassa como matéria-prima de petroquímicos básicos e de fertilizantes.· CCUS.· Substituir H₂ cinza por azul ou verde.
Cimento	Aquecimento do forno rotativo para produção de clínquer	<ul style="list-style-type: none">· Eficiência Energética.· Reduzir proporção clínquer/cimento.· Usar combustíveis alternativos (gás natural, carvão vegetal, biomassa ou derivados de resíduos urbanos).· Usar energia elétrica renovável.	<ul style="list-style-type: none">· CCUS.· Gerar energia térmica por meio de eletricidade ou biomassa.· Reduzir uso de cimento por medidas de eficiência ou utilização de madeira laminada cruzada em construções.
Ferro-gusa e aço	Aquecimento do alto-forno para redução do minério de ferro na etapa de produção de ferro-gusa	<ul style="list-style-type: none">· Eficiência Energética· Criar/adaptar usinas para a utilização de carvão vegetal· Usar energia elétrica renovável· Aumentar o uso de sucata para produzir aço· Redução direta do ferro com gás natural	<ul style="list-style-type: none">· Eletrólise do minério de ferro + fornos elétricos a arco· Redução direta do ferro com hidrogênio + fornos elétricos a arco· CCUS

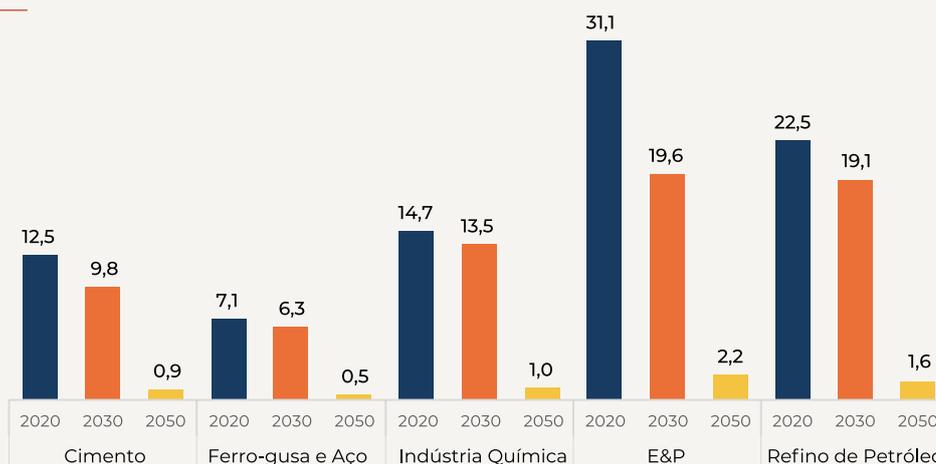
Fonte: Elaboração própria





A partir das medidas listadas acima, seria possível traçar um caminho para o atingimento da neutralidade de carbono, como mostrado na figura a seguir. A evolução das emissões até 2030 retrata números apresentados no relatório “Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030” (Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021), enquanto para o horizonte de 2030 a 2050 considera a estimativa do IEA de necessidade de redução de 93% das emissões do setor industrial para atingimento da neutralidade climática global (IEA, 2021).

|| Figura 3.4 Evolução das emissões (Mton CO₂e GWP-AR5) para o consumo energético na indústria



Fonte: Elaboração própria com dados para 2030 do Instituto Talanoa, Centro Clima, 2021

Esses processos apresentados representam cerca de 70% das emissões do consumo energético da indústria e da produção de combustíveis. O restante das emissões se encontra pulverizado por diversos subsetores, como de alimentos e bebidas, papel e celulose, cerâmica, entre outros.

Muitas das medidas apresentadas nessa seção poderiam ser aplicadas de forma transversal nesses setores, como CCUS, substituição de combustíveis fósseis por biomassa, eletrificação dos processos e eficiência energética, cujo potencial médio de redução de emissões dentro do setor industrial é estimado entre 25 e 30% (IEA, 2021). Contudo, uma análise das medidas específicas para cada setor seria necessária.

3.3 ♦ Medidas para Impulsionar a Descarbonização do Setor

Considerando as emissões do consumo energético da indústria e da produção de combustíveis, o setor de E&P foi o principal emissor em 2019. O principal incentivo para descarbonizar esse setor seria a definição de limites às emissões fugitivas e ao *flare*. Esses incentivos já estão começando a surgir por iniciativa do governo brasileiro, como a Resolução ANP n° 806/2020 que define limites para a queima e perda de gás natural e petróleo, e por iniciativas globais, como o *Zero Routine Flaring by 2030* do Banco Mundial.

Sem levar em conta a produção de combustível, os outros principais processos produtivos, em geral, envolvem a produção de produtos com baixo valor agregado, como aço e cimento, resultando em baixas margens de lucro. Esse fato é um grande empecilho para a adoção das medidas



citadas para a descarbonização, já que essas dependem de grandes investimentos. Por esse motivo, a descarbonização desse setor só será possível se forem definidas e executadas políticas públicas capazes de incentivar esse movimento pelas indústrias. A estratégia de adoção das políticas públicas deverá refletir as características singulares do Brasil e pode variar dependendo do processo. Alguns exemplos seriam:

- » **Mercado de carbono:** a instauração de um sistema de comércio de emissões no Brasil teria um impacto amplo em toda economia brasileira e seria importante tanto para incentivar a realização de ajustes nos processos atuais para reduzir emissões quanto para tornar tecnologias menos intensivas em carbono mais competitivas. A instauração desse tipo de mecanismo no Brasil já se encontra em discussão por meio do Projeto de Lei 528/2021. Esse PL visa instituir um Mercado Brasileiro de Reduções de Carbono (MBRE) em duas fases, sendo a primeira voluntária e a segunda mandatária, com abrangência em diversos setores da economia.
- » **Criação de linha de crédito para financiar a adoção de tecnologias com menor intensidade de carbono:** essa medida reduziria o impacto do custo de capital da solução no fluxo de caixa das indústrias e poderia tornar algumas medidas de curto prazo já economicamente vantajosas. Um exemplo desse tipo de medida foi o recente programa do BNDES “Programa de Garantia a Crédito para Eficiência Energética”.
- » **Capacitação sobre formas de descarbonização para trabalhadores da indústria:** informar sobre tecnologias já disponíveis no mercado para a redução de emissões, seus custos e forma de funcionamento.
- » **Criar estratégia de descarbonização por setor:** criar um plano para os setores mais emissores de modo a aumentar a eficiência das políticas públicas adotadas.
- » **Financiar pesquisa e desenvolvimento de modo a capturar ao máximo os recursos específicos do Brasil:** a abundância de recursos naturais no território brasileiro fornece uma ampla gama de soluções possíveis para a descarbonização dos setores.
- » **Criar um mecanismo de certificação para diferenciar produtos verdes dos que utilizam combustíveis fósseis sem CCUS:** isso permitiria que produtos provenientes de processos produtivos com menor impacto de carbono pudessem ser adquiridos por consumidores dispostos a pagar um prêmio verde por eles, ou seja, um preço maior do que o proveniente dos processos tradicionais.
- » Realizar as mudanças regulatórias necessárias para a implementação de CCUS.



4. Edifícios

4.1 ♦ Panorama Atual e oportunidades de Descarbonização

O gasto energético proveniente de edificações comerciais, públicas e residenciais representou, em 2019, 7% das emissões do setor de energia ou 1,5% das emissões totais brasileiras. A parcela residencial representa 90% das emissões em edificações. Apesar de em termos absolutos ser este um segmento de menores emissões, analisaremos algumas opções de mitigação.

|| Tabela 4.1 Emissões energéticas residenciais, do comércio e poder público em 2019

Atividade	Emissões (Mt de CO ₂ e GWP-AR5)	Participação (%)
Comercial	2,00	7%
Público	0,87	3%
Residencial	26,82	90%

Fonte: SEEG, 2021; Observatório do Clima, 2021

As principais medidas para reduzir emissões de edifícios seriam a redução do consumo por eficiência energética e autossuficiência renovável da geração, com geração fotovoltaica. Os edifícios *Net Zero* são inteligentes, ao se tornarem autossustentáveis em energia e água. São ainda **eficientes**, ao adotarem materiais e técnicas de arquitetura que oferecem maior conforto térmico e aproveitam a iluminação e condição térmica natural. A eficiência energética reduz a necessidade de produção de energia local, mas é frequentemente prejudicada por insuficiência de área ou sombreamento no sistema de módulos fotovoltaicos. Um edifício eficiente pode reduzir pela metade seu consumo, o que reduz a capacidade necessária do sistema fotovoltaico *rooftop* (Green Building Council, 2017).

A principal barreira para a instalação de energia solar ainda é seu custo. Embora seja um investimento atrativo e os preços tenham caído drasticamente nos últimos anos, uma pequena parte da população possui recursos disponíveis para investir num sistema residencial ou comercial. Neste sentido, entretanto, muitos bancos e instituições financeiras tem oferecido financiamentos de sistemas solares residenciais e comerciais.



Com eles, a adoção passou a ser mais vantajosa, com a parcela da prestação da dívida da compra dos equipamentos se aproximando, em alguns casos, do valor que seria pago para a concessionária. Dessa forma, há uma manutenção das despesas durante o período de amortização, seguido de enorme benefício após este período, com o cliente pagando o valor mínimo à distribuidora de energia previsto pela regulação. Este acesso ao financiamento vem aumentando bastante o número de sistemas solares *rooftop* nos últimos anos. Outro modelo comercial que vem crescendo nos últimos anos é o prestado por empresas que oferecem um desconto em relação à tarifa de energia, tipicamente entre 10 e 20%. Neste caso, o cliente não é proprietário do sistema, mas aceita que este seja instalado em troca de um desconto para si. Este pagamento remunera o investimento da empresa prestadora do serviço, trazendo um ganha-ganha.

A energia solar para aquecimento térmico da água também pode ser incentivada por programas governamentais, como no caso do Minha Casa Minha Vida, em que foi componente obrigatória. Os programas de eficiência energética das concessionárias de energia também podem ser usados. Finalmente, uma certificação energética de residências também poderia ser criada no Brasil, o que tende a valorizar este tipo iniciativa. As pessoas passam a instalar sistemas de produção de energia elétrica e aquecimento e a buscar maior eficiência nas instalações residenciais, se quando forem vender seus imóveis, puderem indicar ter selo "A" de eficiência energética. Sendo assim, esta certificação seria um instrumento público que se alavancaria no mercado imobiliário. Vale lembrar que o aquecimento térmico usualmente tem *payback* bastante pequeno, sendo altamente rentável, quando possível ser aplicado.

A previsão do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) (EPE, 2020) é de que, em 2050, 24% do aquecimento de água das residências será feito através de energia solar. O documento projeta que até 2050 seja feita a instalação de aproximadamente 250 m² de painéis de aquecimento através de energia solar para cada 1.000 habitantes. De acordo com o estudo, cerca de 15 milhões de domicílios ou 13% do total será atendida por energia solar, evitando emissões de gases de efeito estufa com consumo de alguma fonte de energia fóssil, seja para produzir energia elétrica ou aquecer a água por eletricidade ou gás natural.

O CEBDS (PSR, 2016) destaca que um grande potencial técnico para conservação de energia é a adoção de motores elétricos de alto rendimento. As geladeiras, por exemplo, representam 1/3 do consumo elétrico residencial e a etiqueta de eficiência energética do Inmetro não é atualizada há 15 anos (Instituto Escolhas, 2021). Por conta disso atualmente existem no mercado brasileiro refrigeradores que não chegariam às lojas em países como México, Índia e Quênia (O Globo, 2021). Em prédios públicos, aparelhos de ar-condicionado mais eficientes também contribuiriam para a redução do consumo (Instituto Escolhas, 2021). A classificação da eficiência dos aparelhos de ar-condicionado já foi revisada em 2019.

O Programa Brasileiro de Etiquetagem do Inmetro diferencia os produtos, classificando-os de acordo com a sua eficiência energética (INMETRO, 2021). Já o selo PROCEL possui caráter voluntário, e reconhece os produtos mais eficientes em cada categoria, em geral os classificados como “A” na etiquetagem do Inmetro.

No Brasil, a norma regulatória que embasa o Programa Brasileiro de Etiquetagem é a IEC 2005, mas internacionalmente se utiliza a IEC 2015, que tem padrões mais rígidos. O Inmetro já abriu consulta pública para a atualização da etiquetagem de refrigeradores prevista para acontecer em fases, realizando a criação de subclasses dentro da **categoria “A”** a partir de 2022 e aderindo aos padrões internacionais até 2030 (Instituto Escolhas, 2021). Esse período seria necessário para a adequação da indústria. O programa de etiquetagem também é aplicável para o nível de eficiência energética de edificações, sendo um retrato do potencial de economia de energia daquela edificação na etapa de projeto ou na etapa de edificação construída. Para obtenção do Selo PROCEL Edificações, é necessário primeiramente obter a Etiqueta PBE Edifica, classe A, para os três sistemas avaliados: envoltória, sistema de iluminação e sistema de condicionamento de ar.

No Brasil, entretanto, a etiquetagem de edificações tornou-se obrigatória desde 2014 somente para edifícios novos e reformas da administração pública Federal direta. Além disso, só existem incentivos fiscais para a construção, reforma, ampliação e modernização de hotéis que obtenham certificação de eficiência energética nível “A” no PROCEL Edificações.

Além de medidas de eficiência energética, a descarbonização do setor de edifícios poderia ocorrer a partir da substituição do gás natural utilizado por biogás e da eletrificação de equipamentos. Com relação ao biogás, o combustível poderia ser inserido diretamente na rede de gasodutos brasileira e ser utilizado por equipamentos que já usem gás natural, sem precisar de adaptações. Essa medida, contudo, ficaria restrita a locais que já tenham acesso à rede de distribuição de GN, porém em 2020 somente 10% dos municípios brasileiros tinham acesso ao gás canalizado (Cenários Gás, 2020). Já com relação à eletrificação, ela poderia ser atingida pela troca de fogões e aquecedores de água por equipamentos elétricos que já estão comercialmente disponíveis. Essa solução traz como principal desvantagem o alto custo dos equipamentos, que reduziriam o potencial de adesão social.

4.2 ♦ Medidas para Impulsionar a Descarbonização do Setor

Um estudo para o CEBDS (PSR, 2016) apontou que apesar de o governo contar com programas nacionais tradicionais de eficiência energética, como PROCEL e Programa Brasileiro de Etiquetagem, sua atuação pode ser aprimorada. O relatório identificou uma série de barreiras no setor, que carecem de medidas específicas para serem superadas. As principais são:

- » **Desinformação:** Consumidores desconhecem tecnologias de conservação ou não têm clareza sobre seu desempenho ou custo-benefício;
- » **Custos de agência:** Quem compra um equipamento pode não ser a mesma pessoa que paga a conta pela energia consumida;
- » **Expansão:** Priorização por agentes econômicos por investimentos na expansão de suprimento (construção de novas usinas e redes de energia) em relação à conservação;
- » **Financiamento:** Inadequação das linhas de financiamento para ações de eficiência energética, como no caso da exigência de garantias bancárias muito restritivas ou da complexidade no atendimento de requisitos administrativos para a liberação do financiamento, agravada pela baixa qualidade técnica de muitos projetos;
- » **Priorização de investimentos:** Empresas podem ter um nível de endividamento elevado, de modo que os empréstimos e investimentos voltados para conservação de energia, que usualmente não é a atividade fim dessas empresas, não têm espaço no plano de ações;
- » **Aversão ao risco:** Gestores empresariais e mesmo consumidores residenciais temem riscos técnicos decorrentes de novas tecnologias que consumam menos energia;
- » **Custos adicionais:** Por vezes, a implantação de uma tecnologia nova exige adaptação da infraestrutura e capacitação adicional dos operadores, o que encarece indiretamente a medida de EE ou a torna menos atrativa;
- » **Falta de recursos humanos e de capital:** Os recursos humanos de uma empresa, seja de pequeno ou grande porte, comumente estão sobrecarregados, sendo difícil atribuir-lhes a função adicional de fomentar a EE. Além disso, muitas vezes faltam recursos para investir nesse segmento.

Para superar essas barreiras, o estudo (PSR, 2016) propõe algumas medidas de fomento à eficiência energética para o horizonte 2016-2030, das quais as principais são:

- » Tributação reduzida e “rebates” para equipamentos mais eficientes;
- » Revisão da certificação e requisitos de eficiência energética mínima;
- » Conscientização em relação a melhores hábitos de consumo;
- » Desligar aparelhos em modo de espera e uso de “tomadas inteligentes”, que possuem interruptores próprios pode facilitar essa ação;
- » Instalar aquecedores solares para aquecimento de água;

- » Construir e reformar casas, considerando uma participação maior de iluminação natural e/ou novas tecnologias de reflexão de luz (que mantêm a luminosidade com uma menor potência requerida de lâmpadas);
- » Avaliar possibilidade de utilização de biogás de aterro sanitário nas residências e aproveitamento energético de resíduos urbanos nas residências;
- » Aumentar o incentivo econômico das tarifas finais de energia elétrica aos consumidores residenciais e comerciais para induzir mudança no padrão de consumo, principalmente no horário de máxima demanda, para reduzir necessidade de geração. A tarifa branca mostrou-se insuficiente para induzir este comportamento, haja vista a baixa adesão da população. A resposta da demanda, que avançou muito nos EUA e Europa nos últimos anos, também tem um espaço interessante de crescimento e pode ser incentivada com mecanismos regulatórios adequados pela ANEEL.



5. Eletricidade

De acordo com o SEEG, as emissões da geração de eletricidade no Brasil em 2019 foram cerca de 52 milhões de toneladas, representando 13% das emissões do setor energético ou 2,6% das emissões totais. Sendo a geração de energia em 2019 cerca de 594 TWh (ONS, 2021), a intensidade de carbono do setor elétrico brasileiro foi de 87 gCO₂e/kWh, cerca de 5,5 vezes menor do que a média global de 2018 (475 g CO₂eq/kWh) (IEA, 2018). A razão desse nível baixo de emissões é bem conhecida: por quase um século a matriz elétrica nacional se desenvolveu pelo aproveitamento do enorme potencial hidrelétrico com uma participação térmica a combustíveis fósseis bastante modesta. Nas duas últimas décadas, outras fontes renováveis entraram na matriz, como a energia produzida pela queima de biomassa, sobretudo cana de açúcar, a energia eólica e, mais recentemente, a energia solar fotovoltaica.

O desafio para o Brasil será manter uma matriz elétrica de baixa emissão considerando o crescimento da demanda elétrica. É possível e até desejável fazer isso, como será visto mais adiante, mas há dois riscos de aumento significativo das emissões do setor elétrico:

1. Desenvolvimento de usinas a gás natural do pré-sal essencialmente inflexíveis (geram energia o tempo inteiro), caso se tornem competitivas;
2. Interferências políticas no planejamento energético, como no caso da Lei 14.182/2021 de desestatização da Eletrobras. Essa lei aumenta a oferta térmica a gás natural em 8 GW e prevê uma inflexibilidade mínima de 70%. Estabelece ainda que parte desta oferta deverá ser construída em estados ainda sem infraestrutura de gás natural. Uma estimativa preliminar conservadora é que 20 milhões de tCO₂/ano serão acrescidos pelos próximos vinte ou mais anos. Outro exemplo recente foi uma emenda inserida e aprovada de última hora no Projeto de Lei 712/2019, que estabelece continuidade para um subsídio para geração de energia elétrica a carvão, da ordem de R\$ 840 milhões/ano.

Esses pontos vão no sentido contrário do esforço global de reduzir as emissões das matrizes elétricas como medida essencial para a descarbonização do planeta. Nesse intuito, será preciso reduzir o uso dos combustíveis fósseis e aumentar a participação de fontes renováveis de energia, como a energia solar fotovoltaica e eólica tanto onshore como offshore.

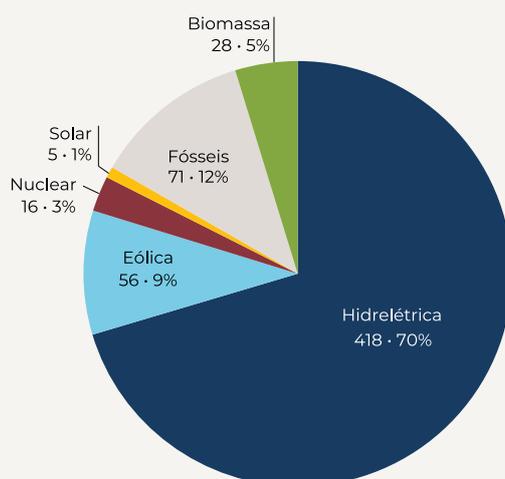


Há, ainda, a possibilidade de a energia nuclear ganhar maior relevância, após passar por período de forte rejeição decorrente do acidente de Fukushima de 2011. Seu uso ainda é muito controverso: enquanto a França, por exemplo, tem sinalizado interesse em voltar a investir nesta fonte, que responde por cerca de 70% da eletricidade produzida no país, a Alemanha, por sua vez, prometeu descomissionar todas suas usinas nucleares até 2022. Outro forte debate no âmbito da União Europeia é se a energia nuclear deve ou não ser considerada “verde”. Essa classificação tem implicações importantes, por exemplo, em condições de financiamento mais vantajosas e subsídios (The Economist, 2021).

5.1 ♦ Emissões do setor elétrico no Brasil

O próximo gráfico mostra como foi a produção de eletricidade no Brasil por fonte em 2019 (ONS, 2021). Dos 594 TWh produzidos, 70% foram provenientes da fonte hidrelétrica e 12% (71 TWh) foram gerados a partir da queima de combustíveis fósseis.

|| Figura 5.1 Produção de eletricidade em 2019. Os valores indicam TWh e % por fonte



Fonte: ONS, 2021

O acionamento das usinas térmicas ocorre em situações de desequilíbrio entre oferta e demanda, aumentando as emissões do setor. Isto também ocorre em situações de desequilíbrio “estrutural” entre oferta e demanda, se houver uma seca excepcional, como em 2021. A hidrologia desfavorável desse ano fez com que todas as usinas térmicas fossem ligadas, mesmo as mais caras, para atender a demanda e buscar recompor o baixo nível dos reservatórios, de modo que, em 2021, 105 TWh foram gerados por térmicas a combustíveis fósseis (64% superior da geração de 2020). Naturalmente que, nestas situações, as emissões do setor elétrico podem aumentar bastante.

Em 2017, o Banco Mundial (Banco Mundial, 2017) publicou um estudo buscando relacionar as emissões de GEE do setor elétrico no Brasil com a variabilidade nas condições hidrológicas no Brasil. As principais conclusões desse estudo foram:

1. Em caso de hidrologia seca e menor disponibilidade hidroelétrica, há maior acionamento de termelétricas, que aumentam as emissões de gás de efeito estufa.
2. As emissões das usinas térmicas em ano seco podem ser 4 vezes maiores do que aquelas de um ano úmido.
3. As emissões cumulativas num horizonte de 15 anos para condições hidrológicas adversas, ainda que plausíveis, seriam o dobro daquelas para condições hidrológicas mais favoráveis.

Estas conclusões são referenciais, pois foram feitas há alguns anos para o plano de expansão previsto da época. Uma evolução da matriz elétrica diferente da concebida nesse trabalho altera os resultados. Para ilustrar, a mencionada Lei Nº 14.182/2021 aumentará as emissões de GEE e reduzirá sua variabilidade porque a geração será pelo menos 70% inflexível. Se, por outro lado, o país expandir mais com térmicas flexíveis usando GNL importado, a média das emissões poderá aumentar menos, mas a variabilidade das emissões subirá, pois o componente hidrológico terá maior peso. Por último, se a expansão da matriz usar menos fontes fósseis e ainda for possível descomissionar térmicas fósseis ao fim da concessão, as emissões diminuirão.

De uma forma geral é possível argumentar que **(1)** as emissões do setor elétrico brasileiro (tCO₂) são baixas em termos relativos (se considerarmos o total de energia produzida) da ordem de 1/5 da média global; **(2)** mesmo em anos com aumentos significativos do acionamento das térmicas, como em 2021, provocados por uma hidrologia desfavorável, as emissões de GEE do setor elétrico não atingem 10% do total nacional; **(3)** o aumento das emissões depende fortemente da evolução da matriz elétrica; **(4)** o setor elétrico será peça chave para o Brasil atingir um plano de emissões líquidas nulas (“net zero”). Apesar da matriz elétrica nacional ter peso relativamente pequeno nas emissões atuais, se for possível expandi-la nos próximos 10 ou 20 anos com fontes renováveis e algum recurso de armazenamento, o setor elétrico poderá ser central na descarbonização da economia pela eletrificação do transporte e da indústria, e pela produção de hidrogênio e amônia verde.

Uma expansão com fontes renováveis e mecanismos de flexibilização da oferta e demanda serão cruciais para reduzir emissões de gases de efeito estufa de outros setores da economia, como no setor de transporte. Se ônibus urbanos forem eletrificados e a produção de energia elétrica for limpa, as emissões da queima de diesel são evitadas e consegue-se, de forma competitiva, abater as emissões. Este mesmo raciocínio vale para muitas outras demandas elétricas que podem ser originadas nesse processo de transição energética como vimos nos capítulos sobre transporte e indústria.

O aumento previsto no consumo (TWh/ano) e demanda máxima (MW) por eletricidade terá dois **motores:**

(i) Crescimento vegetativo por atividade econômica e crescimento populacional.

De fato, os drivers históricos mais importantes para o crescimento do mercado de energia elétrica eram o crescimento econômico, crescimento populacional, programas de universalização do acesso à energia e projetos eletrointensivos, como a produção de alumínio. Nos últimos anos houve uma redução da importância relativa dos dois últimos fatores uma vez que, felizmente, quase 100% da população tem acesso à energia elétrica e hoje a lógica econômica para a instalação de cargas eletrointensivas no país é menor que no passado.

(ii) Novas cargas elétricas

Produção de hidrogênio verde e derivados, eletrificação direta de processos que hoje usam combustíveis fósseis na indústria e no transporte (eletrificação do transporte público e particular), como visto nos capítulos anteriores. Estas cargas resultarão de novas atividades decorrentes da transformação energética, impulsionadas globalmente pela necessidade de reduzir emissões.

5.2 ♦ Projeto Sistemas Energéticos do Futuro

É possível expandir a oferta de energia elétrica no Brasil de forma a controlar as emissões de GEE? O projeto **Sistemas Energéticos do Futuro: Integrando Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil** (Lahmeyer International et al, 2019), financiado pela GIZ no âmbito da cooperação técnica Brasil-Alemanha, avaliou exatamente esta questão, considerando a viabilidade de aumentar a participação das fontes renováveis no Brasil, como eólica e solar fotovoltaica.

Para assegurar que não haja degradação na confiabilidade de operação do SIN o estudo realizou análises estáticas e dinâmicas da rede elétrica do futuro, que também orientaram sobre as medidas de mitigação adequadas. As análises incluíram: **(1)** fluxo de potência ótimo; **(2)** análise de contingências; **(3)** análise de potência de curto-circuito, **(4)** análise de estabilidade a pequenas perturbações, **(5)** estabilidade de frequência e estabilidade transitória.

As análises concluíram que é tecnicamente viável uma expansão massiva de fontes de energia renovável variável para suprir uma expansão do mercado.

O estudo avaliou quais opções de expansão devem ser consideradas visando minimizar o custo de investimento e operação do sistema elétrico, considerando-se o atendimento de três requisitos do sistema: energia, demanda máxima e reservas operativas. O estudo buscou avaliar um mix de geração que respeitasse o equilíbrio técnico e econômico entre os custos de geração e operação, mantendo bons indicadores de desempenho

técnico do SIN. Todas as tecnologias foram representadas como opções de expansão, modeladas por parâmetros técnicos e restrições operativas por um lado, e custo de investimento e operação por outro.

O horizonte temporal não foi explicitado. Ao invés de definir um horizonte e uma taxa de crescimento do mercado, optou-se por determinar um portfólio de tecnologias capaz de atender um mercado de energia elétrica igual ao dobro do mercado de 2017 (ONS), independentemente de quando ocorrer. O interesse foi menos nos resultados numéricos do estudo de caso e mais nos *insights* para as práticas de expansão e operação do sistema obtidas deste exercício.

O estudo também avaliou com ajuda de modelos de planejamento da expansão da transmissão os reforços na rede necessários para acomodar esta expansão de capacidade.

Foi demonstrado que na realidade a expansão de fontes renováveis é a opção mais econômica para o atendimento do crescimento da demanda elétrica, considerando um portfólio de projetos candidatos de diferentes tecnologias, distribuídos em diversas partes do Brasil. Por sua vez, as hidrelétricas são fundamentais para esta trajetória pois conseguem absorver flutuações de curto prazo da produção eólica e solar.

No longo prazo, será preciso contratar recursos de oferta para aumentar a **flexibilidade operativa** do sistema de forma a garantir o atendimento da demanda máxima e uma reserva adequada para manter o serviço de energia elétrica, mesmo na ocorrência de fortes flutuações na produção solar ou eólica ou aumento da demanda elétrica. Isto será importante, principalmente considerando-se que hidrelétricas tradicionais provavelmente terão maior dificuldade de serem construídas, considerando as restrições socioambientais a esta alternativa.

As opções de menor impacto ambiental para aumentar a oferta destes serviços são os sistemas de armazenamento de energia, como usinas hidrelétricas reversíveis ou baterias de lítio-íon, que consomem energia em momentos de menor demanda e contribuem com o sistema, gerando energia ou oferecendo reserva, em períodos de maior demanda. É possível ainda extrair mais flexibilidade operativa do sistema hidrelétrico existente, avaliando o conjunto de restrições operativas das hidrelétricas (ex. vazões mínimas e máximas, volumes mínimos e máximos) que poderiam ser flexibilizadas para aumentar a resposta do sistema hidrelétrico para mitigar essa variabilidade da demanda líquida (demanda menos produção de fontes renováveis não despachadas centralizadamente). Também deve-se avaliar como aumentar a oferta de potência destas usinas com ações de modernização do sistema hidrelétrico, cujo tempo médio de serviço já supera 40 anos. Dentre as possibilidades estão a ampliação da potência de usinas existentes pela instalação de novas turbinas e geradores em algumas usinas com poços de espera ou medidas para aumentar a eficiência das máquinas e o isolamento térmico de geradores, por exemplo.

Algumas opções complementares para o aumento da flexibilidade operativa incluem ainda:

(i) A digitalização das redes elétricas

Esta medida alteraria o papel dos consumidores de energia elétrica de passivos para ativos. Medidores e sistemas inteligentes (digitalização) podem fazer com que os consumidores contribuam com o sistema em momentos de maior *stress*. Isto já é uma realidade em alguns mercados que possuem agentes econômicos que agregam a carga de milhares de consumidores finais e vendem uma resposta da demanda “no atacado” aos operadores das redes elétricas. Estes agentes negociam, por exemplo, uma alteração no termostato de sistemas de ar-condicionado de consumidores finais em troca de alguma recompensa. Quanto maior a flexibilidade da demanda autorizada, maior o benefício.

A maneira mais usual é através da instalação de termostatos inteligentes. Se um cliente admite um aumento de até 3 graus na temperatura do ar de sua casa por até 30 min, por exemplo, sua recompensa será maior que a de um consumidor que só admite um aquecimento de 1 grau pelo mesmo período. Com mecanismo replicado em milhares de clientes, o efeito agregado é de uma carga significativa, que pode deixar de existir nos momentos mais críticos para os operadores das redes. Esta flexibilidade, como se pode imaginar, tem grande valor para o sistema por evitar ou postergar investimentos em nova oferta de geração e transporte de energia por empresas de transmissão de energia (rede básica) ou distribuidoras. Percebendo o potencial comercial do acesso às informações de consumidores residenciais, a Google investiu USD 1 bilhão na compra da empresa de termostatos inteligentes Nest. Sem nenhuma ativo de geração de energia, a Google pode operar no mercado como comercializadora de energia, vendendo resposta da demanda.

A Tesla também está lançando o *Autobidder*, que pode se conectar com baterias de seus dispositivos (sejam eles veículos elétricos conectados às redes ou baterias PowerWall) para oferecer serviços para a rede de energia elétrica. Ao fazer isso, é remunerada, transferindo parte dos benefícios aos consumidores que, desta forma, rentabilizam seus investimentos.

(ii) Oferta térmica flexível

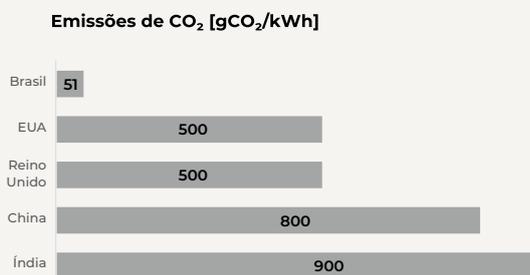
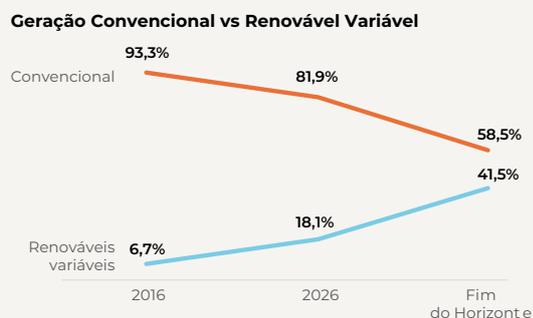
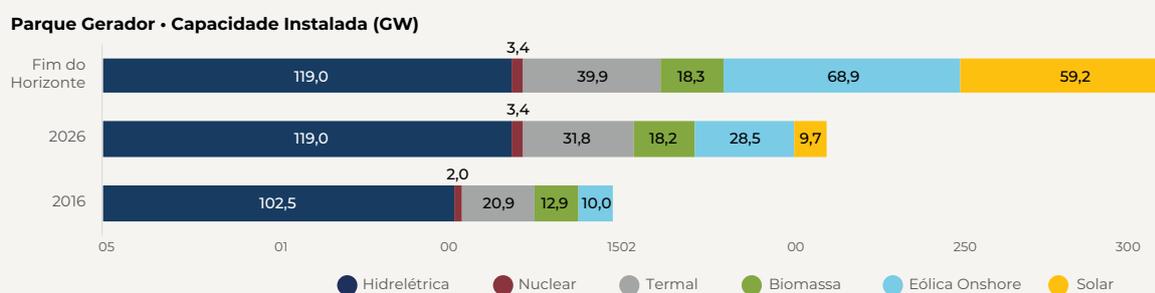
Se os mecanismos de flexibilidade anteriores forem insuficientes para manter uma operação segura do sistema elétrico, considerando-se as flutuações de produção renovável, o sistema elétrico talvez precise adotar uma solução tradicional: investir em usinas térmicas flexíveis que são acionadas poucas vezes por ano, por períodos curtos. Estas usinas são conhecidas internacionalmente como *peaker units*. Elas têm menor custo de investimento (CAPEX) e maior custo de operação (OPEX). A lógica é que a operação destas usinas ocorrerá por poucas horas no ano. Assim, o impacto sobre os custos operativos pode ser controlado mesmo que as plantas sejam menos eficientes. Isto explica por que, em geral, essas

térmicas operam a gás em ciclo aberto (menos eficientes que as usinas a ciclo combinado que possuem CAPEX bem maior). Pela mesma razão as emissões de gases de efeito estufa podem não ser significativas, como já foi discutido.

5.3 ♦ Planejamento da expansão renovável

Verificou-se através do estudo da GIZ que a energia eólica e solar fotovoltaica possuem grande potencial de crescimento no período analisado. Isso acontece principalmente por razão econômica (mínimo valor presente dos custos de investimento e operação), conforme observado seguir.

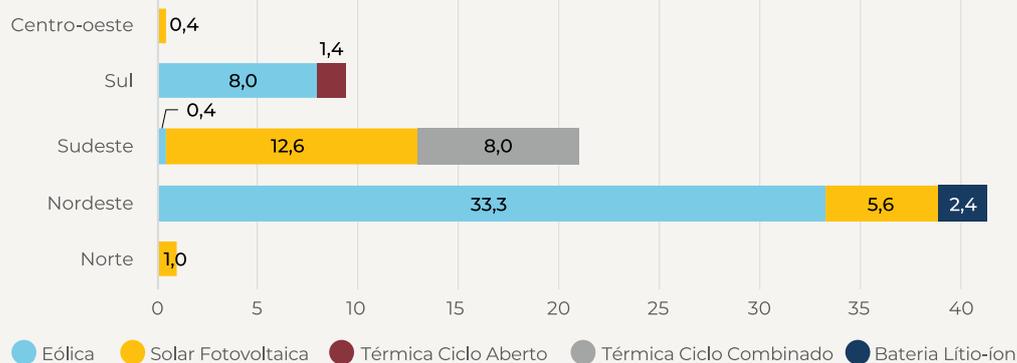
|| Figura 5.2 Expansão do SIN e taxa de emissão de gases de efeito estufa



Fonte: adaptado de Lahmeyer International et al, 2019

No caso da energia solar fotovoltaica, cerca de metade da expansão em termos de capacidade é conseguida com usinas centralizadas e a outra metade através da geração distribuída, que possui fator de capacidade menor por usualmente não ser instalada em condições ideais e por não possuir rastreadores (*trackers*) de um eixo, o que é considerado no caso das usinas centralizadas. Em termos de distribuição espacial, o sistema com maiores investimentos é o Nordeste, incluindo 33 GW de capacidade eólica e 6 GW de capacidade solar centralizada, além de um sistema de armazenamento de curta duração (1 hora) com 2,4 GW, ou 2,4 GWh de armazenamento de energia. O sistema Sul recebe 8 GW de energia eólica e o sistema com maior penetração de energia solar fotovoltaica é o Sudeste, com 13 GW de capacidade. Térmicas em ciclo aberto e combinado são instaladas somando 9,4 GW, das quais 8 GW no Sudeste.

|| Figura 5.3 Expansão por fonte e por região do SIN



Fonte: adaptado de Lahmeyer International et al, 2019

Um resultado importante do estudo é que **a base hidrelétrica do Brasil viabiliza a expansão da energia solar e eólica**, reduzindo a necessidade de usinas a gás usadas na reserva de geração. O estudo mostrou também que a operação dos reservatórios das hidrelétricas da região Nordeste poderá ser alterada, uma vez que menos água precisará ser transferida do período úmido para o seco pelo aumento da geração eólica, que coincide com o período de menor hidrologia na região Nordeste.

Os resultados indicaram ainda que ao final do horizonte, os marginais de energia do Nordeste – que receberá boa parte dos investimentos em nova oferta – poderão ser menores na época seca pelo aumento da produção eólica nesta época do ano. A **sinergia sazonal** entre a geração eólica e as afluições na região N/NE eleva o uso do sistema de transmissão de Belo Monte: durante a estação seca, apenas uma pequena fração da capacidade de geração e do sistema de transmissão de Belo Monte é usada. A capacidade ociosa de transmissão é então utilizada para exportar energia renovável do Nordeste para o Sudeste por meio dos elos de corrente contínua de Belo Monte, aumentando assim seu valor agregado para o sistema.

Vale ressaltar **a complementaridade** entre a energia eólica – que aumenta à noite – e a energia solar, o que **permite um uso compartilhado das instalações de transmissão**.

Para a configuração final do sistema, houve uma penetração instantânea máxima de energia solar e eólica de cerca 70% da carga instantânea. As simulações estáticas e dinâmicas indicam que o SIN pode ser operado de forma estável, segura e confiável de acordo com os critérios de planejamento e operação do sistema pré-estabelecidos mesmo nestas condições extremas.

Sob **condições extremas de penetração instantânea** de solar e eólica, problemas locais de insuficiência de potência de curto-circuito puderam ser **remediados com a instalação de compensadores síncronos** em subestações próximas aos hubs principais parques eólicos e solares. A contribuição destes parques para as funções do sistema (**controle de tensão, injeção de corrente durante falhas**) é necessária para uma operação estável.

O estudo da GIZ mostrou ainda que **é preciso adequar o planejamento da expansão da oferta** de energia elétrica de forma a incorporar a incerteza e variabilidade da produção eólica e solar fotovoltaica, que possuem características distintas às tradicionais incertezas hidrológicas que impactam a produção nas usinas hidrelétricas. O planejamento setorial deve ainda considerar que alguns parâmetros estão em franca modificação, como a evolução dos custos de tecnologias de armazenamento ou o aumento da capacidade individual de turbinas eólicas.

Em resumo, há uma complexificação do processo de planejamento energético tanto pelo lado da oferta (modelagem de fontes variáveis de produção, sistemas de armazenamento de energia, crescimento da geração distribuída, resposta da demanda etc.) como pelo lado da demanda, como a previsão de novas cargas oriundas de transformações globais.

Dentre as adequações apontadas pelo estudo está a **necessidade de uma metodologia de planejamento “estado-da-arte” que considere a forte integração entre os estudos energéticos e elétricos**. Esta metodologia requer maior resolução temporal e espacial. A simulação cronológica deve contar com representação horária ou menor e modelagem detalhada das sazonalidades das fontes e das correlações temporais e espaciais entre velocidade do vento, radiação solar e vazões. Isso permite aproveitar ao máximo o “efeito portfólio” para aumento da confiabilidade e redução de custos de operação.

5.3.1 ♦ Aspectos sobre a expansão do sistema

Para a expansão prevista no estudo da GIZ, a operação do sistema poderia ser 90% limpa, baseada nas hidrelétricas, fontes renováveis, biomassa e nuclear. As hidrelétricas seguiriam como a fonte mais relevante, respondendo por 50% da produção total do sistema.

Isto significa uma intensidade de emissões das mais baixas do mundo (~50g CO₂eq/kWh). Como referência, este valor é pouco mais de um décimo da média global (475 g CO₂eq/kWh) em 2018 (IEA, 2018). **As baixas emissões de GEE resultantes desta expansão poderiam ser compensadas por estratégias de fixação de carbono**, por exemplo soluções baseadas na natureza (recuperação de áreas florestais degradadas ou captura de CO₂ da queima do bagaço da cana, que geraria emissões negativas de CO₂).

Foi visto também que **a flexibilidade operativa será chave**: as hidrelétricas poderão prestar este serviço pelos próximos 15 anos, aproximadamente. Depois disso será preciso usar recursos como: armazenamento de energia por baterias ou usinas reversíveis, resposta da demanda, potencialização das hidrelétricas existentes e, se necessário, usar térmicas a gás natural.

Fortes reforços de transmissão serão necessários, principalmente na região Nordeste, que terá maior conexão de usinas renováveis à rede. Identificamos necessidade de investimentos em mais de 20 mil km

de linhas de transmissão da rede básica, totalizando USD 16 bilhões, considerando critério de confiabilidade N-1.

5.3.2 ♦ Aspectos sobre a operação do sistema

A “safra de ventos” do Nordeste (meses de maior produção eólica) coincide com o período seco. Este aspecto é chave para a expansão do SIN porque a entrada maciça da geração eólica pode ser interpretada como um reservatório virtual (menos água precisa ser transferida do período de chuvas para o período de estiagem). A penetração maciça das fontes renováveis também terá impactos na operação de reservatórios. Observamos que Sobradinho, por exemplo, opera em níveis mais elevados a maior parte do tempo. O aumento da participação das fontes renováveis poderá modificar a sazonalidade dos preços de energia (PLD), reduzindo os valores durante a estação de seca, já que são meses em que ocorre a “safra de ventos”. O Nordeste se tornará um grande exportador de energia renovável, atingindo os limites de capacidade de transferência durante este período.

Outro aspecto interessante é que durante a “safra de ventos” as eólicas do Nordeste poderão abastecer a demanda do Sudeste exportando eletricidade para a região Norte, que poderia usar o sistema de transmissão de Belo Monte, porque neste período há ociosidade.

5.3.3 ♦ Térmicas com Captura de Carbono

Para alcançar um Net Zero, podem ser necessários esforços adicionais para remoção completa do carbono. Uma possibilidade é denominada *Gas to Wire* com captura e sequestro de carbono. Nesse caso, a geração térmica a gás associada à produção de petróleo offshore é feita na própria plataforma, com a injeção do CO₂ da combustão no campo de petróleo, o que aumentaria a extração de petróleo. A eletricidade é transportada por cabos submarinos (Machado, 2012). Se viável, a opção representa uma usina térmica com baixa intensidade de carbono. Entretanto, será preciso avançar mais nos detalhes técnicos e econômicos desta opção.

A opção de captura e sequestro do carbono poderia ser utilizada ainda para térmicas a combustíveis fósseis onshore. O Rio de Janeiro, que possui pouco mais de 10 GW de térmicas fósseis de acordo com a ANEEL (ANEEL, 2022), poderia ser um ponto de partida considerando o menor custo do transporte do CO₂ aos campos do pré-sal. Segundo o relatório *Global Storage Portfolio*, do Global CCS Institute (Global CSS Institute, 2016), haveria potencial teórico para o armazenamento geológico do CO₂ no Brasil na ordem de 2.000 GtCO₂.

Há também possibilidades para obter emissões negativas, como pela recuperação e replantio de florestas e o Bio-CCS (Fabio T.F. da Silva, et al, 2018), que poderia capturar o CO₂ da fermentação alcoólica nas destilarias, e transportá-lo por caminhões e dutos de gás carbônico para a bacia de Campos, onde o CO₂ seria injetado e conseqüentemente estocado,

aumentando a produção de óleo, como no caso do *Gas to Wire*. O potencial é limitado – no limite pouco mais de 20 milhões de toneladas, para a produção existente – e os custos de abatimento dessa opção não são competitivos.

5.4 ♦ Vantagens comparativas do Brasil

Como visto, o Brasil possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo; cerca de 50% de nossa energia provém de fontes renováveis, em contraste com 16% da média mundial. No setor elétrico, esta proporção de energia de baixa intensidade de carbono sobe para 87%, como mostram os dados operativos do ONS. Uma boa parte desta eletricidade é produzida pelas usinas hidroelétricas do país. O potencial inexplorado para expansão eólica e solar é ainda muito grande.

Os resultados do estudo do GIZ (Lahmeyer International et al, 2019) não indicaram a expansão de cogeração com biomassa de cana de açúcar como uma opção viável, considerando a realidade da estrutura atual de custos da indústria sucroalcooleira. Contudo, isso pode mudar se houver uma abundância de oferta de biomassa (bagaço e palha) com o avanço da cana-energia. É certo que neste sentido esta biomassa será “disputada” pelo setor de combustíveis, seja para produzir etanol de segunda geração ou outros biocombustíveis, como diesel verde. Não é fácil antecipar qual será seu uso mais indicado. Pode haver um “ressurgimento” da expansão da bioeletricidade, que contribuiu de maneira significativa para a expansão elétrica no passado.

Um dos maiores obstáculos para a inserção econômica das fontes renováveis nos demais países é o caráter intermitente delas, isto é, a produção de energia pode variar bastante de um minuto para o outro (caso da eólica) ou sazonalmente (caso da biomassa, cuja produção se concentra no período de safra da cana de açúcar, de maio a novembro). Neste sentido, **o Brasil apresenta vantagens comparativas claras** para perseguir uma rota de Net-Zero com relação a muitos países. Usando a linguagem do livro *How to Avoid a Climate Disaster*, do Bill Gates (Bill Gates, 2021), o prêmio verde aqui é baixo. As razões são:

(i) Efeito portfólio

A variação das fontes não é uníssona, isto é, a geração eólica de uma região pode estar aumentando, porém a de outra região pode estar diminuindo. Da maneira análoga a uma carteira de ações, isto significa que a produção total de energia eólica varia menos do que as produções individuais. O aproveitamento desta diversidade, no entanto, requer que o país tenha uma grande extensão territorial (o vento em um país pequeno varia da mesma maneira em todo o território) e que a rede de transmissão seja bastante robusta, para transportar a energia excedente das regiões em que está ventando forte para as que estão em calmaria.

(ii) Rede de transmissão e Leilões

O Brasil além de ter um território extenso, tem a vantagem de possuir um único Sistema Interligado Nacional (SIN) e há muitos anos organizar leilões para a contratação de nova oferta de geração. Nesses leilões, os vencedores conseguem contratos de longo prazo para venda de energia que facilitam o financiamento dos projetos (*project finance*). Já os leilões de transmissão são fundamentais para viabilizar a expansão das fontes renováveis (outra vantagem comparativa significativa do Brasil). Tais características do setor elétrico brasileiro reduzem os riscos de conflitos sociais e os riscos associados às complexidades de operações em mercados desconexos.

(iii) Armazenamento de energia e backup

O Brasil tem **grandes reservatórios** e possibilidades de, no futuro, investir em usinas reversíveis com grande flexibilidade operativa, maior até que as hidrelétricas tradicionais, que possuem restrições hidráulicas ligadas aos usos múltiplos da água nas bacias hidrográficas.

No longo prazo, o Brasil poderá contar com sistemas de armazenamento de energia, complementado por mecanismo de resposta da demanda, aumento de flexibilidade hidrelétrica e, se necessário, usinas térmicas a gás natural em ciclo aberto, que na maior parte do tempo ficariam de *stand by*.

5.5 ♦ Riscos e oportunidades à descarbonização

Os maiores riscos para a agenda de descarbonização do setor energético fortemente calcada na eletrificação da economia e produção de energia elétrica limpa e renovável **são os lobbies** que atuam no sentido de promover o uso de fontes fósseis, que por vezes conseguem ser bem-sucedidos. Um exemplo recente foi a Lei N° 14.182/2021, que trata da desestatização da Eletrobras. Ela estabeleceu para os próximos anos a contratação de 8 GW de térmicas a gás com **inflexibilidade mínima** de 70%. Isto significa um salto das emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico do país.

Considerando um fator de emissão de 0,4 tCO₂/MWh, a produção conjunta destas usinas liberaria por 0,70 * 8.000 MW * 8.760 h/ano * 0,4 tCO₂/MWh ≈ **20 milhões de toneladas de CO₂ por ano**, o que representa um aumento mínimo de 30% das emissões atuais.

Além de atrapalhar muito a agenda para um Net Zero nacional em 2050, esta oferta térmica será construída com recursos menos competitivos, seja pelo elevado preço do gás natural ou porque parte da oferta será construída em estados sem infraestrutura de gasodutos. Assim, além do “impacto climático” a Lei terá um “impacto tarifário”.

Por outro lado, **a grande oportunidade para reduzir as emissões de setores como o de transporte ou indústria, será pela combinação da eletrificação (de veículos e processos industriais) com a produção de uma energia elétrica limpa competitiva**, através de fontes renováveis.

A carga elétrica deverá crescer pela substituição de energéticos, como no caso de ônibus urbanos, em que se todos fossem eletrificados o consumo aumentaria 15 TWh/ano e a demanda em torno de 7 GW. Ou os 42 milhões de veículos elétricos previstos para 2050 que acrescentariam cerca de 100 TWh/ano de consumo elétrico (cerca de 1/6 do valor atual) e 60 GW de demanda (2/3 da demanda máxima atual).

Finalmente, a produção de hidrogênio renovável, seja para uso direto ou como insumo para produção de amônia verde ou combustíveis sintéticos, poderia representar algo como 20% do mercado elétrico brasileiro em 2050. Assumindo que a produção ocorreria de forma contínua, a demanda elétrica resultante seria da ordem de 30 GW, o que representa 1/3 da demanda máxima atual ou 1/6 da demanda máxima de 2050.

O setor elétrico pode ser um grande vetor para a descarbonização da economia porque a expansão ótima (de mínimo custo para o consumidor) do Brasil já é largamente renovável. Não é exagero dizer que **o Brasil é um dos países com maior potencial para liderar uma agenda de descarbonização** em que um dos pilares centrais é a oferta de energia limpa e competitiva.



Conclusão

Nesse relatório, foi avaliado o potencial de redução de emissões de gases de efeito estufa do setor de energia brasileiro. Sempre que possível, foi apresentada a atratividade econômica de cada alternativa considerada, com destaque para as vantagens comparativas do Brasil e o potencial para gerar novos negócios. Neste sentido, o país pode e deve enxergar oportunidades na agenda climática, que poderão ser alavancadas por um mercado global de carbono estabelecido. Neste caso, o país pode ser um grande vendedor de créditos atrelados tanto ao setor AFOLU (não coberto por este relatório), em atividades relacionadas à proteção, restauração ou replantio florestal, manejo do solo e agrobusiness, quanto ao setor energético.

De um modo geral, as tecnologias apresentadas como centrais na transição para uma economia com menos carbono se baseiam na expansão de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis e da biomassa. Ambos os recursos são essenciais para a descarbonização da indústria e do transporte, sendo o primeiro utilizado diretamente, na eletrificação de processos e veículos, ou como principal insumo para a produção de hidrogênio e amônia verde. A demanda por esses recursos seria tanto interna quanto para exportação, principalmente devido aos compromissos internacionais de redução de emissões firmados no segmento de transporte marítimo e aviação.

O Brasil teria vantagens comparativas na expansão da produção desses recursos. Essas vantagens estão basicamente associadas à grande disponibilidade de área com bons recursos naturais para produção competitiva de energia renovável. No caso da geração elétrica, sua escalabilidade está associada também à capacidade de hidrelétricas com grandes reservatórios de manter a segurança de suprimento do sistema, mesmo com a intermitência de fontes como solar e eólica, e aos mecanismos estabelecidos para expansão dessas fontes, seja através do mercado livre ou via leilões centralizados, que facilitam também a implementação de novas linhas de transmissão (um grande gargalo para a eletrificação da economia nos EUA, por exemplo). No caso de biocombustíveis, a vantagem brasileira está associada ao domínio tecnológico do uso da biomassa, facilitando o aperfeiçoamento de rotas existentes (ex. etanol de segunda geração e cana energia) ou o desenvolvimento de novos produtos (ex. diesel verde e SAF).

Como eles serão soluções transversais entre os setores, diversas rotas tecnológicas acabarão competindo por esses mesmos recursos. Resíduos agrícolas podem gerar biogás para abastecer uma indústria local, podem ser utilizados para produção de etanol, ou podem ainda ser utilizados para diesel verde por algumas rotas tecnológicas concorrentes, todas ainda incipientes no Brasil. Qual o melhor uso para esta biomassa? Qual o melhor uso do



biocombustível gerado? Em muitos casos não é possível atestar quais rotas avançarão e quais não. De modo geral, o mercado perseguirá oportunidades para oferecer soluções para segmentos dispostos a pagar bons “prêmios verdes”.

Será papel do governo, portanto, regular o mercado de modo a assegurar que esteja ocorrendo realmente uma redução da pegada de carbono da economia brasileira. Deve-se definir mecanismos de certificação para garantir que a energia elétrica utilizada seja realmente de baixa emissão ou que a biomassa utilizada não esteja afetando a produção de alimentos ou causando desmatamentos, como foi o caso em países do sudeste asiático com o óleo de palma.

A atuação governamental será relevante ainda para orientar respostas do mercado através de políticas que conjuguem menos emissões com economias. Um bom exemplo é o setor de transporte de carga, que seria mais bem servido com o desenvolvimento de novas ferrovias, navegação de cabotagem e navegação fluvial em lugar da saturada, pouco competitiva e poluente opção pelo modal rodoviário. Ainda que o investimento seja basicamente privado, caberá ao governo criar as condições para que os grupos privados participem dos leilões de concessão de infraestrutura. Quanto menor o risco percebido, maior a concorrência e menor a tarifa aos usuários finais, reduzindo o “custo Brasil”.

Um segundo exemplo seria a criação de linhas de crédito específicas para medidas que aumentem a eficiência energética, como está sendo feito para pequenas e médias empresas a partir do “Programa de Garantia a Crédito para Eficiência Energética” criado recentemente pelo BNDES. As linhas de crédito específicas podem estimular a tomada de decisão por empresas e pessoas físicas a realizar modificações que já significariam uma economia no longo prazo, porém dependem de um alto custo de investimento, como a troca de equipamentos ultrapassados e a integração energética de processos industriais. A eficiência energética poderia ainda ser estimulada pela definição de maiores níveis mínimos de eficiência exigidos em equipamentos, impactando tanto a indústria quanto aparelhos domésticos, como geladeiras.

Por fim, políticas públicas serão ainda essenciais para a superação das duas principais barreiras para a inserção das novas tecnologias consideradas para descarbonização, que são nível de maturidade tecnológica e viabilidade econômica. Para atacar esses pontos, considera-se, além do apoio e estímulo a linhas de pesquisas voltadas a esse tema, a adoção de um preço de carbono. Esse mecanismo beneficiaria medidas com baixo impacto de carbono de forma imparcial à tecnologia escolhida. Alguns estudos sugerem que preços relativamente baixos seriam capazes de induzir movimentos interessantes na economia nacional.

Através das políticas públicas listadas, o Brasil poderá tirar maior proveito de suas vantagens comparativas relativas à produção econômica de energia elétrica renovável e biocombustíveis, construindo seu caminho para a descarbonização da economia. Haveria ainda oportunidade para que o país assuma um papel importante na descarbonização global, desde que o Brasil demonstre ao mundo um maior apreço pela questão ambiental.



Referências

Agora Energiewende and Wuppertal Institute (2021). **Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe: Policy and Technology Pathways for Raising EU Climate Ambition.**

Agora Industry, Wuppertal Institute and Lund University (2021). **Global Steel at a Crossroads. Why the global steel sector needs to invest in climate-neutral technologies in the 2020s.**

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA).** Acesso em 11 de Janeiro de 2022, disponível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrjoiNjc4OGYyYjQ0YWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1Mjc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjYtNDZlMjM0MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIM-SisimMiOjR9>

ANFAVEA (2021). **O caminho da descarbonização do setor automotivo no Brasil.** Acesso em 06 de Novembro de 2021, disponível em https://anfavea.com.br/docs/APRESENTA%C3%87%C3%83O_ANFAVEA_E_BCG.pdf

Anfavea (2021). **Anuário da Indústria Automobilística Brasileira.**

ANP (2021). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2021.**

ANP (2020). **Especificação do biodiesel.** Acesso em 07 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/biodiesel/especificacao-do-biodiesel>

ANTP (2019). **Mobilidade Elétrica: o Ônibus Elétrico Aplicado ao Transporte Público no Brasil.**

Associação Brasileira de Biogás (2020). **O potencial brasileiro de biogás.** Acesso em 08 de Novembro de 2021, disponível em https://abiogas.org.br/wp-content/uploads/2020/11/NOTA-TECNICA_POTENCIAL_ABIOGAS.pdf

Associação Brasileira de Biogás (2018). **PNBB - Proposta de Programa Nacional do Biogás e do Biometano.** Acesso em 08 de Novembro de 2021, disponível em https://abiogas.org.br/wp-content/uploads/2021/01/PNBB_Versao_Final.pdf

Auto-Data.NET (2020) **Nissan Kicks (P15, Asia) e-Power 1.2 (129 Hp) Hybrid.** Acesso em 04 de Janeiro de 2022, disponível em: <https://www.auto-data.net/en/nissan-kicks-p15-asia-e-power-1-2-129hp-hybrid-41895>

Aço Verde do Brasil – AVB. (2021). **Primeira usina siderúrgica carbono neutro do mundo.** Acesso em 29 de Novembro de 2021, disponível em <https://avb.com.br/primeira-usina-siderurgica-carbono-neutro-do-mundo-2/>

Banco Mundial (2017). **Cenário de baixa hidrologia para o setor elétrico brasileiro (2016-2030) - Impacto do Clima nas Emissões de Gases de Efeito Estufa (sumário executivo).**

Bass, F. M. (1969). **A new product growth for model consumer durables.**

Brasil Energia (2020). **Diesel verde: país se prepara para nova geração de biocombustíveis.** Acesso em 08 de Novembro de 2021, disponível em <https://editorabrasilenergia.com.br/diesel-verde-pais-se-prepara-para-nova-geracao-de-biocombustiveis/>

BNDDES (2016). **Etanol 2G: inovação em biocombustíveis.** Acesso em 25 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/noticias/noticia/etanol-2g-inovacao-biocombustiveis>

BloombergNEF (2021). **Electric Vehicle Outlook.**

BloombergNEF (2021). **Hitting the EV Inflection Point. Commissioned by Transport & Environment.** Acesso em 25 de Outubro de 2021, disponível em https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/08/2021_05_05_Electric_vehicle_price_parity_and_adoption_in_Europe_Final.pdf

BYD (2020). **BYD D9A 20.410 PADRON PISO ALTO.** Acesso em 20 de Dezembro de 2021, disponível em http://www.byd.ind.br/2020/wp-content/uploads/2020/12/BYD-D9A-20.410-v-7.0-2020_print-min.pdf



Canal Energia (2021). **Wheaton vai usar biometano para substituir parte do gás natural na produção de vidro.** Acesso em 12 de Novembro de 2021, disponível em <https://canalenergia.com.br/noticias/53180321/wheaton-vai-usar-biometano-para-substituir-parte-do-gas-natural-na-producao-de-vidro>

Canal Jornal da Bioenergia (2021). **Cana-de-açúcar ideal para cogeração de energia.** <https://www.canalbioenergia.com.br/supercana-e-solucao-para-aumentar-cogerao-de-energia/>

CarbonBrief (2021). **COP26: Key outcomes agreed at the UN climate talks in Glasgow.** Acesso em 30 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.carbonbrief.org/cop26-key-outcomes-agreed-at-the-un-climate-talks-in-glasgow>

Cenários Gás (2020). **Novas Estratégias para a Interiorização do Gás Natural no Brasil.** Acesso em 29 de Outubro de 2021, disponível em <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/novas-estrategias-para-a-interiorizacao-do-gas-natural-no-brasil/>

Centro Clima, COPPE/UFRJ. **Emissão de Gases de Efeito Estufa – 2050: Implicações Econômicas e Sociais do Cenário de Plano Governamental.**

Confederação Nacional do Transporte - CNT (2020). **Boletins Técnicos CNT: Boletim Estatístico.**

CNT, Confederação Nacional do Transporte (2021). **Biometano: Uma Alternativa Limpa para o Modal Rodoviário.** Disponível em <https://cnt.org.br/documento/dbfbc58-6a50-4a6d-a43a-ddf-26f5365f6>

COPPE UFRJ (2021). **Sinergias entre as metas de descarbonização dos setores marítimo e de aviação.** Planeta COPPE Notícias. Acesso em 08 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.coppe.ufrj.br/pt-br/planeta-coppe-noticias/noticias/sinergias-entre-metas-de-descarbonizacao-dos-setores-maritimo-e-de>

Deloitte (2019). **Future of Automotive Sales and Aftersales: Future of Automotive Sales and Aftersales.**

Engie. Além da Energia (2021). **Conheça 5 projetos de captura, utilização e armazenamento de carbono.** Acesso em 03 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.alemداenergia.engie.com.br/conheca-5-projetos-de-ccus-no-mundo/>

Englert, D., Losos, A., Raucci, C., & Smith, T. (2021). **Volume 1: The Potential of Zero-Carbon Bunker Fuels in Developing Countries.** Washington, DC: World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35435>. License: CC BY 3.0 IGO.

Electric Vehicle Database. **Range of full electric vehicles.** Acesso em 23 de Dezembro de 2021, disponível em <https://ev-database.org/cheatsheet/range-electric-car>

EPE (2020). **Balanco Energético Anual 2020.**

EPE (2020). **Combustíveis renováveis para uso em motores do ciclo Diesel.** Acesso em 08 de Novembro de 2021, disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-467/NT_Combustiveis_renovaveis_em_%20motores_ciclo_Diesel.pdf

EPE (2020). **Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050).** <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>

EPBR (2021). **BHP, Vale e Rio Tinto querem eletrificar caminhões usados nas minas.** Acesso em 23 de Dezembro de 2021, disponível em <https://epbr.com.br/bhp-vale-e-rio-tinto-querem-eletrificar-caminhoes-usados-nas-minas/>

EPBR (2019). **Dossiê carros elétricos: futuro eletrizante no setor de transportes.** Acesso em 06 de Novembro de 2021, disponível em <https://epbr.com.br/dossie-carros-eletricos-futuro-eletrizante-no-setor-de-transportes-por-marcelo-gauto/>

EPBR (2020). **HVO desponta como tendência para produção de diesel renovável.** Acesso em 08 de Novembro de 2021, disponível em <https://epbr.com.br/hvo-desponta-como-tendencia-para-producao-de-diesel-renovavel/>

EPBR (2020). **Agricultura e Economia divergem sobre especificação do diesel verde.** Acesso em 08 de Novembro de 2021, disponível em <https://epbr.com.br/agricultura-e-economia-divergem-sobre-especificacao-do-diesel-verde/>

Fabio T.F. da Silva, Francielle M. Carvalho, Jorge Luiz G. Corrêa, Paulo R. de C. Merschmann, Isabela S. Tagomori, Alexandre Szklo, Roberto Schaeffer, **CO₂ capture in ethanol distilleries in Brazil: Designing the optimum carbon transportation network by integrating hubs, pipelines and trucks,** International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 71, 2018, Pages 168-183, ISSN 1750-5836, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.02.018>.



Folha de S. Paulo (2021). **Airbus desenvolve avião neutro em carbono e pede apoio de governos.** Acesso em 02 de Outubro de 2021, disponível em <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2021/10/airbus-diz-que-tera-aviao-carbono-neutro-em-2035-mas-cobra-solucao-global.shtml>

Gates, Bill (2021). **How to Avoid a Climate Disaster: The Solutions We Have and the Breakthroughs We Need.**

Governo do Brasil (2021). **Em nova meta, Brasil irá reduzir emissões de carbono em 50% até 2030.** Acesso em 22 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2021/10/em-nova-meta-brasil-ira-reduzir-emissoes-de-carbono-em-50-ate-2030>

Governo do Brasil (2021). **Governo Federal moderniza infraestrutura ferroviária e abre caminho renascimento dos trilhos com investimentos privados.** Acesso em 02 de Fevereiro de 2022, disponível em <https://www.gov.br/pt-br/noticias/transito-e-transportes/2021/12/governo-federal-moderniza-infraestrutura-ferroviaria-e-abre-caminho-renascimento-dos-trilhos-com-investimentos-privados>

Global CSS Institute (2016). **Global Storage Portfolio: A global assessment of the geological CO₂ storage resource potential.**

GNPW Group (2021). **O potencial do biometano no Brasil!** Acesso em 09 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.gnpw.com.br/energia-pt/o-potencial-do-biometano-no-brasil/>

GranBio. **O que é Cana-Energia?** Acesso em 25 de Novembro de 2021, disponível em <http://www.granbio.com.br/conteudos/cana-energia/>

Green Building Council – Brasil. (2017). **Net Zero: realidade mais viável do que se imagina.** Acesso em 12 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.gbcbrasil.org.br/net-zero-realidade-mais-viavel-do-que-se-imagina/>

Hydrogen Council. (2021). **Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness.**

IATA (2021). **Airline commitment to Net Zero 2050.** Acesso em 11 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.iata.org/en/iata-repository/pressroom/presentations/environment-net-zero-carbon-at-iata-agm-2021/>

IBP (2021) **Resolução CONAMA 382/2006 para unidades de produção offshore.**

IEA (2021). **How Energy Efficiency Will Power Net-Zero Climate Goals.** Acesso em 30 de Dezembro de 2021, disponível em <https://www.iea.org/commentaries/how-energy-efficiency-will-power-net-zero-climate-goals>

IEA (2021). **Global Hydrogen Review 2021.**

IEA (2021). **Net Zero by 2050.**

IEA (2020). **Global crude steel production by process route and scenario, 2019-2050.** Acesso em 27 de Dezembro de 2021, disponível em <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-crude-steel-production-by-process-route-and-scenario-2019-2050>

IEA (2020). **Iron and Steel Technology Roadmap.**

IEA (2018). **Global Energy & CO₂ Status Report 2019.** Acesso em 12 de dezembro de 2021, disponível em <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019>

Instituto Escolhas (2021). **Lançamento de estudo: “o que você ganha com uma geladeira que consome menos energia?”.** Acesso em 12 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.escolhas.org/webinar-escolhas-o-que-voce-ganhar-com-uma-geladeira-que-consome-menos-energia/>

Instituto Aço Brasil (2020). **Anuário Estatístico 2020.**

Instituto Aço Brasil (2020). **Posicionamento – Mudanças Climáticas.** Acesso em 12 de Dezembro de 2021, disponível em https://acobrasil.org.br/site/wp-content/uploads/2021/09/ACOBASIL_Position_Paper_Mudan%C3%A7as_Climaticas.pdf

Instituto Aço Brasil, CNI (2017). **A indústria do aço no Brasil.**

Instituto Escolhas (2021). **Como geladeiras e aparelhos de ar-condicionado mais eficientes podem ajudar o governo a gastar menos?** Acesso em 12 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.escolhas.org/como-geladeiras-e-aparelhos-de-ar-condicionado-mais-eficientes-podem-ajudar-o-governo-gastar-menos-2/>

Instituto Talanoa; Centro Clima (2021). **Clima e Desenvolvimento: Visões para o Brasil 2030 – Documento de Cenários e Políticas Climáticas.**



INMETRO (2021). **Atualização do programa de etiquetagem de refrigeradores poderá gerar economia superior a R\$ 30 bilhões na conta de luz dos brasileiros.** Acesso em 12 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.gov.br/inmetro/pt-br/centrais-de-conteudo/noticias/atualizacao-do-programa-de-etiquetagem-de-refrigeradores-podera-gerar-economia-superior-a-r-30-bilhoes-na-conta-de-luz-dos-brasileiros>

INSIDEEVs (2020). **Primeiro ônibus 100% elétrico rodoviário inicia operações no Brasil.** Acesso em 23 de Dezembro de 2021, disponível em <https://insideevs.uol.com.br/news/452672/onibus-eletrico-rodoviario-brasil/>

INSIDEEVs (2014). **BYD Electric Bus Test Results in Canada.** Acesso em 22 de Dezembro de 2021, disponível em <https://insideevs.com/news/321092/byd-electric-bus-test-results-in-canada/>

JornalCana (2021). **Raízen investe no etanol 2G e prevê mais 20 plantas para sua produção nos próximos 10 anos.** Acesso em 25 de Novembro de 2021, disponível em <https://jornalcana.com.br/raizen-investe-no-etanol-2g-e-preve-mais-20-plantas-para-sua-producao-nos-proximos-10-anos/>

Lahmeyer International, Tractebel Engineering e PSR Soluções e Consultoria em Energia (2019). **Sistemas Energéticos do Futuro: Integrando Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil**

Machado, PB; Monteiro, JGM; Medeiros, JL; Epsom, HD; Araujo, OQF. (2012). **Supersonic separation in onshore natural gas dew point plant.** Journal of Natural Gas Science and Engineering 6, 43-49.

Ministério da Infraestrutura, Empresa de Planejamento Energético. (2021). **Plano Nacional de Logística 2035.**

Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (2017). **Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil.**

McKinsey & Company (2016). **Automotive revolution – perspective towards 2030.**

McKinsey & Company (2020). **The future is now: How oil and gas companies can decarbonize.**

McKinsey & Company (2020). **Laying the foundation for zero-carbon cement.** Acesso em 04 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.mckinsey.com/industries/chemicals/our-insights/laying-the-foundation-for-zero-carbon-cement>

MMA (2011). **Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários.**

MME (2020). **Resultados dos Biocombustíveis. Ministério de Minas e Energia.** Acesso em 07 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/resultados-dos-biocombustiveis-em-2020/resultados-biocombustiveis-2020>

Nissan. **E-POWER.** Acesso em 04 de Janeiro de 2022, disponível em: https://www.nissan-global.com/EN/TECHNOLOGY/OVERVIEW/e_power.html

Notícias de Mineração Brasil (2021). **Descarbonização de caminhões de transporte já é realidade.** Acesso em 10 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.noticiasdemineracao.com/sustentabilidade/news/1404603/descarboniza%C3%A7%C3%A3o-de-caminh%C3%B5es-de-transporte-j%C3%A1-e-realidade>

Observatório do Clima. **Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) – Brasil.** Acesso em 02 de Novembro de 2021, disponível em <http://seeg.eco.br/>

O Globo (2021). **Defasado, selo de consumo de energia do Inmetro para eletrodomésticos não ajuda na conta de luz e será reformulado.** Acesso em 12 de Novembro de 2021, disponível em <https://oglobo.globo.com/economia/defesa-do-consumidor/defasado-selo-de-consumo-de-energia-do-inmetro-para-eletrrodomesticos-nao-ajuda-na-conta-de-luz-sera-reformulado-25048639>

ONS. **Histórico da Operação.** Acesso em 12 de dezembro de 2021, disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>

Petrobras (2014). **Refinaria gera energia com biogás do Aterro de Gramacho.** Acesso em 30 de Dezembro de 2021, disponível em <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/refinaria-gera-energia-com-biogas-do-aterro-de-gramacho.htm>

Petrobras (2015). **Desenvolvemos tecnologia inédita que reduz emissão de gases que provocam o efeito estufa.** Acesso em 30 de Dezembro de 2021, disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/desenvolvemos-tecnologia-inedita-que-reduz-emissao-de-gases-que-provocam-o-efeito-estufa.htm>

Pesquisa Fapesp (2021). **Elétricos movidos a etanol.** Acesso em 07 de Novembro de 2021, disponível em <https://revistapesquisa.fapesp.br/eletricos-movidos-a-etanol/>



Potência Portal (2021). **Motores elétricos e eficiência energética**. Acesso em 20 de Dezembro de 2021, disponível em <https://revistapotencia.com.br/portal-potencia/energia/motores-eletricos-e-eficiencia-energetica/>

Probiogás (2016). **Biometano como combustível veicular. Brasil**. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Organizadores: Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ); autor, Uwe Becher. - Brasília, DF: Ministério das Cidades, 2016. 101 p.: il. - (Desenvolvimento do mercado de biogás; 5). ISBN: 978-85-7958-059-8. Disponível em https://www.giz.de/en/downloads/giz_biogas_como_combustivel_digital_simples.pdf

PSR Soluções e Consultoria em Energia. (2016). **Consumo eficiente de energia elétrica: uma agenda para o Brasil. Rio de Janeiro: Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS)**.

RSB & Agroicone. (2021). **Feedstock Availability for Sustainable Aviation Fuel in Brazil: Challenges and Opportunities. Roundtable on Sustainable Biomaterials**. Geneva, Switzerland.

Sabesp (2018). **Sabesp testa desempenho de motor Audi com gás gerado no tratamento de esgoto**. Acesso em 12 de Novembro de 2021, disponível em <http://site.sabesp.com.br/site/imprensa/noticias-detalle.aspx?secaoid=65&id=7968>

Sindicato Nacional da Indústria do Cimento (2020). **Relatório Anual de 2019**.

Tech Crunch. **Mining – where electrification meets innovation**. Acesso em 23 de Dezembro de 2021, disponível em <https://techcrunch.com/sponsor/sandvik/mining-where-electrification-meets-innovation/>

The Economist. (2021). **Nuclear energy united Europe. Now it is dividing the club**. Acesso em 30 de Outubro de 2021, disponível em <https://www.economist.com/europe/2021/10/30/nuclear-energy-united-europe-now-it-is-dividing-the-club?frsc=dg%7Ce>

U.S. Geological Survey. (2021). **Mineral Commodity Summaries: Lithium**. Acesso em 07 de Novembro de 2021, disponível em <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-lithium.pdf>

União Nacional da Bioenergia (2021). **Trator New Holland movido a biometano chega ao mercado mundial em 2021**. Acesso em 12 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.udop.com.br/noticia/2021/04/13/trator-new-holland-movido-a-biometano-chega-ao-mercado-mundial-em-2021.html>

Valor (2021). **Gas Brasileiro busca novos mercados com biometano**. Acesso em 09 de Novembro de 2021, disponível em <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2021/09/28/gasbrasileiro-busca-novos-mercados-com-biometano.ghtml>

Valor (2021). **Scania e Comgás saem em busca do 'pré-sal caipira'**. Acesso em 09 de Novembro de 2021, disponível em <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2021/05/18/parceria-sai-em-busca-do-pre-sal-caipira.ghtml>

Valor (2021). **Com apoio da Vibra, BBF fará a 1ª usina de diesel verde do país**. Acesso em 24 de Novembro de 2021, disponível em <https://valor.globo.com/agronegocios/noticia/2021/11/24/com-apoio-da-vibra-bbf-fara-a-1a-usina-de-diesel-verde-do-pais.ghtml>

Valor (2021). **Conheça os planos da Volks que podem ajudar a salvar a indústria automotiva local**. Acesso em 07 de Novembro de 2021, disponível em <https://valor.globo.com/um-so-planeta/noticia/2021/07/12/brasil-sera-centro-de-excelencia-de-motor-flex-para-hibridos-da-volks.ghtml>

Valor (2021). **Bosch aposta em etanol no carro elétrico**. Acesso em 07 de Novembro de 2021, disponível em <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2021/05/11/bosch-aposta-em-etanol-no-carro-eletrico.ghtml>

Vox (2020). **The hottest new thing in sustainable building is, uh, wood**. Acesso em 29 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.vox.com/energy-and-environment/2020/11/15/21058051/climate-change-building-materials-mass-timber-cross-laminated-ct>

World Resources Institute. (2014). **6 Graphs Explain the World's Top 10 Emitters**. Acesso em 11 de Novembro de 2021, disponível em <https://www.wri.org/insights/6-graphs-explain-worlds-top-10-emitters>

World Bank (2021). **Global Gas Flaring Tracker Data**. Acesso em 29 de Dezembro de 2021, disponível em <https://www.ggfrdata.org/>

World Bank (2021). **Zero Routine Flaring by 2030**. Acesso em 29 de Dezembro de 2021, disponível em <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030>



Siglas e Glossário

Siglas

- AFOLU:** Setor de agricultura, florestas e outros usos do solo
- ANFAVEA:** Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
- ANP:** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- AR5:** 5º Relatório do IPCC
- ATJ (Alcohol to jet):** álcool para combustível de aviação
- BEV (battery electric vehicle):** veículo elétrico a bateria
- BTL (biomass-to-liquid):** biomassa para líquido
- CAPEX:** custo de investimento
- CEBDS:** Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável
- COP:** Conferência das Partes
- CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation):** Esquema de Compensação e Redução de Carbono para a Aviação Internacional
- CCS:** Captura e armazenamento de carbono
- CCUS:** Captura, utilização e armazenamento de carbono
- CNPE:** Conselho Nacional de Política Energética
- DRI (direct reduced iron):** ferro diretamente reduzido
- E1G e E2G:** etanol de primeira e de segunda geração, respectivamente
- E&P:** exploração e produção
- FCEV (fuel cell electric vehicle):** veículo elétrico com célula a combustível
- FEA:** forno elétrico a arco
- GEE:** Gases de efeito estufa
- GN:** gás natural
- GNV:** gás natural veicular
- GWP:** Potencial de aquecimento global
- HEFA (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids):** ésteres e ácidos graxos hidroprocessados
- HVO (Hydrotreated Vegetable Oil):** Hidrotratamento de óleo vegetal
- IATA (International Air Transport Association):** Associação Internacional de Transportes Aéreos
- ICAO (International Civil Aviation Organization):** Organização da Aviação Civil Internacional
- ICE (Internal combustion engine):** motor de combustão interna
- IEA (International Energy Agency):** Agência Internacional de Energia
- IPO (Initial public offering):** Oferta pública inicial, que representa a primeira vez que uma empresa faz uma oferta de ações ao mercado.
- IPCC:** Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
- NDC:** Contribuição Nacionalmente Definida
- ONS:** operador nacional do sistema
- OPEX:** custo de operação



PHEV (plug-in hybrid electric vehicle): veículo elétrico híbrido *plug-in*, ou seja, que combina motor a combustão interna com um motor elétrico e uma bateria, que pode se carregar por frenagem ou por uma fonte externa

P&D: pesquisa e desenvolvimento

RSU: resíduos sólidos urbanos

SAF (Sustainable Aviation Fuel): Combustível de aviação sustentável

SIN: Sistema Interligado Nacional

SMR (Steam Methane Reforming): reforma a vapor do metano

UNFCCC: Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

TKU: Tonelada quilômetro útil

Glossário

Combustível drop-in: Os denominados biocombustíveis drop-in são combustíveis, em geral produzidos a partir de biomassa, que apresentam especificações similares às das combustíveis fósseis, permitindo que eles substituam esses combustíveis em suas aplicações atuais sem a necessidade de adaptações aos equipamentos.

Dióxido de carbono equivalente (CO₂e): Métrica utilizada para comparar emissões de diferentes gases de efeito estufa de acordo com seu potencial de aquecimento global (GWP), convertendo sua quantidade na quantidade equivalente de gás carbônico com o mesmo GWP.

Prêmio Verde: preço adicional de se escolher uma tecnologia de baixo impacto de carbono sobre outra que emita mais gases de efeito estufa.

Technology readiness level (TRL): Parâmetro que mede o nível de maturidade de determinada tecnologia dentro de uma escala que vai de 1 (ideia inicial) até 11 (atingimento do crescimento previsto). O significado de cada nível de escala é: (TRL 1) definição dos princípios básicos; (TRL 2) formulação do conceito e aplicação da solução; (TRL 3) realização experimento que comprova o conceito; (TRL 4) desenvolvimento de protótipo em escala de laboratório; (TRL 5) teste de componentes na escala em que será utilizado; (TRL 6) comprovação de funcionamento do protótipo na escala em que será utilizado; (TRL 7) demonstração pré-comercial da tecnologia em condições esperadas; (TRL 8) demonstração comercial da solução; (TRL 9) operação comercial, mas com necessidade de melhorias para ficar competitiva; (TRL 10) operação comercial com solução competitiva, porém ainda com necessidade de desenvolvimento de integração com o setor em que opera; (TRL 11) operação comercial com atingimento da escala esperada. (IEA, 2020)



ANEXO II

Metodologia para projeção de veículos elétricos

A projeção de demanda elétrica adicional do setor de transporte até 2050 foi calculada com base em uma estimativa de crescimento da frota de ônibus urbanos e veículos leves elétricos e híbridos. Nesse caso, adotou-se como premissa de que não haveria uma relevante participação de caminhões e ônibus rodoviários elétricos.

A frota de cada tipo de veículo considerado foi estimada a partir do acumulado das vendas desses veículos nos anos do horizonte, que foi obtida pela multiplicação de duas componentes: venda total por categoria em cada ano e participação dos veículos elétricos nessas vendas. A evolução da segunda componente foi feita utilizando o modelo de difusão de BASS, que representa a forma em que novos produtos são adotados pela sociedade (Bass, F. M., 1969). A equação desse modelo é apresentada abaixo.

$$A(t) = M * \frac{1 - e^{-(p+q)*t}}{1 + \frac{q}{p} * e^{-(p+q)*t}}$$

Em que:

- » ***t*** – Intervalo de tempo. Nesse caso, foi considerada a diferença em anos entre o ano inicial e o ano de projeção.
- » ***A(t)*** – Valor acumulado dos adotantes de cada tecnologia, que, nesse caso, foi retratado como a participação de veículos leves híbridos e elétricos e de ônibus elétricos sobre as vendas totais de veículos leves e ônibus, respectivamente.
- » ***M*** – Mercado potencial, que foi retratado como a participação de cada um desses veículos nas vendas de 2050.
- » ***q*** – Coeficiente de imitação.
- » ***p*** – Coeficiente de inovação.

Para definir o mercado potencial nessa projeção, adotou-se como premissa que em 2050 os carros e ônibus elétricos atingiriam a mesma participação nas vendas do que a estimativa feita pela BloombergNEF (BloombergNEF, 2021) para a média mundial em 2040 para cada categoria. Com esse objetivo, foram estimados os outros valores necessários para usar o modelo de Bass começando em 2019. Os valores considerados para cada tipo de veículo foram os seguintes.



|| Tabela 1 Parâmetros para utilização do modelo Bass

Variável	Veículo leve elétrico	Veículo leve híbrido Plugin	Ônibus elétricos
<i>p</i>	9*10 ⁻⁵	0,01	3*10 ⁻⁴
<i>q</i>	0,41	0,40	0,40
<i>M</i>	0,65	0,05	0,83

Fonte: Elaboração própria

Por outro lado, a venda total por categoria foi calculada a partir de uma estimativa de crescimento da frota total e de uma curva de sucateamento dos veículos, de acordo com a fórmula.

$$Vendas_t = Frota_t - Frota_{t-1} + Sucateamento_t$$

A frota total foi projetada a partir da adoção de uma premissa de que seu crescimento seria similar à média de crescimento em período econômico desfavorável (2013 a 2020) para cada categoria, que foi 2,6% ao ano para veículos leves e 0,6% ao ano para ônibus (Anfavea, 2021). Para os veículos leves, adotou-se ainda que haveria uma redução de 45% no crescimento da frota a partir de 2030, com evolução linear a partir de 2021, devido ao efeito que os serviços de compartilhamento de carros (ex: uber) têm nas vendas de carros particulares¹². Assim, o crescimento da frota considerado a partir de 2030 seria de 1,4% ao ano.

Com relação ao parâmetro de sucateamento, seu cálculo é apresentado na tabela abaixo.

|| Tabela 2 Fórmula para cálculo de sucateamento

Categoria	Função de sucateamento	Parâmetros
Veículos leves	$S_t = \exp(-\exp(\alpha + \beta t))$	$\alpha = 1,798; \beta = -0,137;$ $t =$ idade do veículo em anos
Ônibus	$S_t = \frac{1}{1 + \exp(\alpha(t - t_0))} + \frac{1}{1 + \exp(\alpha(t + t_0))}$	$\alpha = 0,16; t_0 = 19,1;$ $t =$ idade do veículo em anos

Fonte: Centro Clima, COPPE/UFRJ (Centro Clima et al)

Com a frota de veículos elétricos e híbridos estimada, foi calculada a demanda elétrica a partir da multiplicação da quantidade de veículos pelos valores de consumo elétrico por quilômetro rodado e distância rodada em média ao ano. Para veículos leves, considerou-se que haveria um aumento de 12% na distância média percorrida a partir de 2030, com uma evolução



12 A taxa de redução de 45% foi calculada a partir da redução da projeção de crescimento da frota no relatório (McKinsey & Company, 2016).

linear a partir de 2021, para contabilizar o aumento do uso de serviços de compartilhamento de carros¹³. Os valores adotados foram:

|| Tabela 3 Parâmetros de consumo elétrico e distância média percorrida para cada categoria

Variável	Veículo leve elétrico	Veículo leve híbrido Plugin	Ônibus elétricos
Consumo elétrico (kWh/km) (ANFAVEA, 2021), (INSIDEEVs, 2014)	0,19	0,28	1,5
Distância Média (km/ano) (ANFAVEA, 2021), (MCTI, 2017)	15.030	9.168	56.916

Fonte: Elaboração própria, com dados do ANFAVEA, 2021; INSIDEEVs, 2014; MCTI, 2017

Com isso, foi possível obter a demanda elétrica por ônibus e veículos leves por ano até 2050.



13 Considerou-se o incremento na distância média admitida para os Estados Unidos no cenário disruptivo do relatório (Deloitte, 2019).



Sobre o Instituto E+ Transição Energética:

O Instituto E+ Transição Energética é um *think tank* independente que promove o amplo diálogo para pautar a transição energética como vetor para o crescimento econômico de baixo carbono.

Com foco no debate baseado em evidências científicas, o Instituto E+ trabalha com uma equipe multidisciplinar e parceiros, produzindo conhecimento e estudos sobre soluções tecnológicas, sociais e econômicas para uma transição energética eficaz e eficiente.

www.emaisenergia.org

Siga Instituto E+ Transição Energética

 [emaistransicaoenergetica](https://www.linkedin.com/company/emaistransicaoenergetica)

 [emaistransicao](https://www.facebook.com/emaistransicao)

 [emaistransicao](https://www.instagram.com/emaistransicao)

 [emaistransicaoenergetica](https://www.youtube.com/channel/UC...)