

revista brasileira de
ENERGIA



Sociedade Brasileira de
Planejamento Energético

EDIÇÃO ESPECIAL I

Volume 27, Nº 3, 3º Trimestre de 2021

Diagramação

Kelly Fernanda dos Reis

Revisão

Arnaldo Walter e Kelly Fernanda dos Reis

**Revista Brasileira de Energia
Vol. 27 - nº 3 - Edição Especial I**

Itajubá, 2021 - SBPE

Editor: Arnaldo Walter
190 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 2317-6652

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que citada a fonte.

revista brasileira de
ENERGIA

A Revista Brasileira de Energia tem como missão:

“Divulgar trabalhos acadêmicos, estudos técnicos e resultados de pesquisas relacionadas ao planejamento energético do país e das suas relações regionais e internacionais.”

Editor Responsável

Arnaldo Walter

Comitê Editorial

Alexandre Salem Szklo

Annemarlen Gehrke Castagna

Edmilson Moutinho dos Santos

Helder Queiroz Pinto Junior

Joaquim Seabra

Kamyla Borges da Cunha

Luiz Augusto Horta Nogueira

Sergio Valdir Bajay

A Revista Brasileira de Energia (RBE) é uma publicação da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), editada trimestralmente.

Diretoria da SBPE

Presidente: Edson da Costa Bortoni

Vice-Presidente: Rubem César Rodrigues Souza

Diretora de Eventos: Juliana Klas

Diretor de Publicações: Arnaldo Walter

Diretor Administrativo: Paula Meyer Soares

Conselho Fiscal

Eduardo Mirko Valenzuela Tundera

Ivo Leandro Dorileo

Jamil Haddad

Conselho Consultivo

Afonso Henriques Moreira Santos

Célio Bermann

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

Jamil Haddad

José Roberto Moreira

Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Tiommo Tolmasquim

Oswaldo Lívio Soliano Pereira

Sergio Valdir Bajay

Secretaria Executiva da SBPE

Kelly Fernanda dos Reis e Lúcia Garrido Rios

Endereço: Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: exec@sbpe.org.br

Os artigos podem ser enviados por meio do site da SBPE

www.sbpe.org.br

EDITORIAL

Como apresentado no Editorial do número anterior, a partir de 2021 a Revista Brasileira de Energia (RBE) publicará regularmente números especiais. A Edição Especial I, publicada em dois números, tem quatorze contribuições de autores convidados, todas elas analisando diferentes aspectos do setor energético brasileiro e seu planejamento. O enfoque é a análise do ocorrido nos últimos anos, principalmente nos anos 2011-2020, e das perspectivas e ações necessárias na década 2021-2030.

O Volume 27, número 3 da RBE publica sete artigos, que tratam das fontes renováveis de energia (bioenergia, eólica e solar fotovoltaica), eficiência energética, pobreza energética, a universalização do acesso aos serviços de energia elétrica, e as emissões de gases de efeito estufa (GEE) nas cadeias energéticas.

O primeiro texto é de Luís Horta Nogueira e coautores, sobre bioenergia. Os autores apresentam uma análise da evolução recente, e destacam o papel atual dos biocombustíveis e da bioeletricidade. Na segunda parte são analisadas perspectivas, inclusive no âmbito do RenovaBio, e alternativas associadas à produção de biocombustíveis líquidos (inclusive para aviação e marítimos), bioeletricidade, biogás e hidrogênio.

Em seu texto, Elbia Gannoum analisa as razões do crescimento acentuado da energia eólica no Brasil, nos últimos anos, e complementa sua contribuição com a análise das perspectivas futuras, principalmente associadas à geração eólica *offshore* e à potencial complementariedade da geração eólica com a produção de hidrogênio.

Por sua vez, Osvaldo Pereira e Ricardo Ruther contribuem com a análise da evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil, e do contexto em que essa ocorreu, com destaque ao papel das políticas públicas. Os autores tratam da questão da queda dos custos e analisam as perspectivas e os desafios que precisam ser vencidos nos próximos anos.

O tema abordado por Afonso Santos e coautores é a eficiência energética e sua inserção no planejamento. Os autores começam com a descrição das principais iniciativas e fazem a contextualização da inserção da eficiência em programas e metas energéticas. Na parte final do artigo, são apresentadas propostas para que melhores resultados sejam alcançados.

Antonella Mazzone e coautores abordam a pobreza energética, que é uma das dimensões da pobreza, em sentido amplo, e das desigualdades existentes nos Brasil. Os autores exploraram o objetivo de contextualizar a questão e propor métricas para que haja melhor avaliação do problema energética e de sua dimensão no âmbito da pobreza, em âmbito mais geral. Apesar da ausência de dados, por ser problemas recente, ao final os autores fazem uma reflexão sobre os efeitos da crise sanitária de 2020-2021 sobre a distribuição de renda e a pobreza energética.

Em associação com o tema do artigo anterior, André Ferreira e Felipe Silva tratam o problema dos segmentos populacionais que ainda não têm acesso aos serviços providos pela energia elétrica, apesar dos resultados positivos alcançados pelos programas governamentais que foram implementados nos últimos anos. Tendo por base um estudo que indica existir quase um milhão de pessoas sem acesso à eletricidade, principalmente na região norte do Brasil, os autores analisam o programa governamental proposto em 2020, e apontam melhorias possíveis.

O último artigo publicado neste número foi escrito por Arnaldo Walter, mas não era esse o plano inicial, e tampouco pode ser considerada a solução ideal. Dadas restrições profissionais das pessoas que foram inicialmente convidadas, e para que não houvesse atraso na publicação desta Edição Especial, o próprio Editor da RBE assumiu a tarefa. No texto é o analisado o papel do Brasil entre os maiores emissores de gases de efeito estufa, e o perfil de suas emissões. Após a apresentação do perfil das emissões em energia, e como essas têm evoluído nos últimos anos, foram analisadas as oportunidades de redução das emissões nas cadeias energéticas, bem como as perspectivas até 2030.

A todos, desejo boa leitura!

Arnaldo Walter
Editor Responsável da Revista Brasileira de Energia

SUMÁRIO

BIOENERGIA NO BRASIL: ONDE ESTAMOS E QUAIS NOSSOS HORIZONTES.....08

Luiz A Horta Nogueira, Rafael Silva Capaz, Electo Silva Lora

ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: OS MOTIVOS DO SUCESSO E O FUTURO DOS NOSSOS BONS VENTOS.....44

Elbia Gannoum

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....61

Oswaldo Soliano Pereira, Ricardo Ruther

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUA INSERÇÃO NO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO.....85

Afonso Henriques Moreira Santos, Jamil Haddad, Sergio Valdir Bajay

A MULTIDIMENSIONALIDADE DA POBREZA NO BRASIL: UM OLHAR SOBRE AS POLÍTICAS PÚBLICAS E DESAFIOS DA POBREZA ENERGÉTICA.....110

Antonella Mazzone, Talita Cruz, Paula Bezerra, Régis Rathmann, André F. P. Lucena, Roberto Schaeffer, Alexandre Szklo

UNIVERSALIZAÇÃO DO ACESSO AO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: EVOLUÇÃO RECENTE E DESAFIOS PARA A AMAZÔNIA LEGAL.....135

André Luís Ferreira, Felipe Barcellos e Silva

EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO SETOR DE ENERGIA, NO BRASIL.....155

Arnaldo Walter

BIOENERGIA NO BRASIL: ONDE ESTAMOS E QUAIS NOSSOS HORIZONTES

Luiz Augusto Horta Nogueira^{1,2}

Rafael Silva Capaz¹

Electo Silva Lora¹

¹Universidade Federal de Itajubá

²Universidade Estadual de Campinas

DOI: 10.47168/rbe.v27i3.640

RESUMO

A bioenergia representa uma alternativa fundamental e estratégica para a tão ambicionada transição energética para sistemas renováveis e mais sustentáveis. Considerando as características edafoclimáticas e amplo território, o Brasil pode ocupar um relevante protagonismo nesta transição. Além do mais, a “vocação natural” do Brasil à bioenergia já é confirmada pela contribuição substancial dos recursos bioenergéticos, em suas formas mais modernas, na oferta interna de energia. Este trabalho discorre sobre a produção e uso da bioenergia no país, desde aspectos históricos, passando pelo seu potencial e perspectivas de novos mercados, como combustíveis líquidos, biogás, hidrogênio e bioeletricidade.

Palavras-chave: Bioenergia, Biocombustíveis, Biogás, Hidrogênio, Bioeletricidade.

ABSTRACT

Bioenergy represents a fundamental and strategic alternative for the ambitious energy transition to renewable and more sustainable systems. Considering its edaphoclimatic characteristics and wide territory, Brazil can play a relevant role in this transition. Furthermore, Brazil's “natural vocation” to bioenergy is already confirmed by the substantial contribution of bioenergy resources, in their most modern forms, to the domestic energy supply. This work discusses the production and use of bioenergy in the Brazil, from historical aspects to its potential and prospects for new markets such as, liquid biofuels, biogas, hydrogen, and bioelectricity.

Keywords: Bioenergy, Biofuels, Biogas, Hydrogen, Bioelectricity.

1. INTRODUÇÃO

Os vetores energéticos derivados da energia solar acumulada nos vegetais mediante processo fotossintético recente constituem a primeira forma de energia exógena utilizada pela humanidade, desde a descoberta das técnicas de fazer fogo há cerca de meio milhão de anos. Ao longo de milênios, os biocombustíveis, como a lenha e os resíduos agrícolas, foram a única fonte de energia para processos de aquecimento, atendendo à preparação de alimentos, calefação de ambientes e produção de materiais como cerâmica, vidro e metais. Apenas há poucos séculos que formas fósseis de energia solar, também acumuladas por vegetais e transformadas durante eras geológicas em reservas de hidrocarbonetos no subsolo, passaram a ser avidamente utilizadas, sob a falsa impressão de uma fartura inesgotável.

Se em escala global, os combustíveis fósseis atualmente predominam na oferta de energias primárias, em muitos países a biomassa ainda responde por uma parcela relevante da demanda e, no contexto da transição energética para sistemas energéticos renováveis e mais sustentáveis, a bioenergia representa uma alternativa imprescindível (IRENA, 2019). Segundo projeções da IEA, o consumo de bioenergia em transporte precisa quase triplicar até 2030 (para 298 Mtep) para atender o desejável cenário de desenvolvimento sustentável (SDS), alcançando 9% da demanda global de energia para transporte, em comparação com a participação observada em 2018, cerca de 3% (IEA, 2020). Diversos e bem fundamentados estudos sobre a disponibilidade de terras agricultáveis e recursos naturais têm confirmado a possibilidade de ampliar de forma significativa a oferta de bioenergia, sempre que implementada de forma racional (Souza et al., 2015). Nessa direção, o Brasil oferece um exemplo interessante, na medida em que a biomassa sempre se manteve relevante na matriz energética brasileira, com as formas tradicionais sendo substituídas ao longo das últimas décadas por formas mais eficientes, se deslocando do uso tradicional da lenha para cocção no setor residencial para os biocombustíveis no transporte, na indústria em sistemas de cogeração de energias térmica e elétrica e na geração independente de energia elétrica.

Na verdade, já no período colonial, a ampla oferta de biomassa florestal, decorrente de condições edafoclimáticas especialmente favoráveis em grande parte de nosso território, foi determinante para que a lenha tenha sido o combustível básico para o mais importante ciclo econômico dos primeiros séculos no Brasil. Ao visitar engenhos de açúcar do Recôncavo Baiano em meados do século XVII, Antonil (1982) relatou:

(...) as fornalhas, que por sete meses ardem dia e noite, querem muita lenha... pois o alimento do fogo é a lenha, e só o Brasil, com a imensidade dos matos que tem, podia fartar, como fartou por tantos anos, e fartará nos tempos vindouros, a tantas fornalhas, quantas são as que se contam nos engenhos da Bahia, Pernambuco e Rio de Janeiro (...).

Certamente esse atento viajante teria uma opinião diferente nos dias de hoje, seja ao ver que grande parte da “imensidade dos matos” ficou bastante reduzida depois de alguns séculos de exploração contínua e impiedosa (DEAN, 1996), seja por constatar surpresa que nas usinas atuais, os engenhos modernos, não se usa mais lenha, pois o bagaço da própria cana fornece toda a energia necessária para o processo industrial e ainda gera excedentes consideráveis de energia elétrica, bem como simultaneamente se produz açúcar e etanol, combustível que movimenta milhões de carros no país. Tais cenários, permitem situar a problemática e os desafios da bioenergia, no Brasil e em outros países: por um lado, incrementar a oferta sustentável de biomassa, sob um conceito de produtividade que considere os recursos naturais (solo, água, etc.) referidos ao ciclo de vida, por outro lado, adotar processos eficientes para sua conversão em formas finais e úteis de energia.

Estas notas apresentam inicialmente a situação atual da produção e uso da bioenergia no país. A seguir, de forma concisa e sem pretensão de exaurir temas tão amplos, discute-se sobre o potencial bioenergético brasileiro considerando os cultivos para fins energéticos e os resíduos de biomassa, e as perspectivas para a produção de novos vetores energéticos a partir de tecnologias emergentes. Concluindo, se destacam os aspectos estratégicos e diferenciais da bioenergia, e a importância das políticas públicas, que permitam reforçar a racionalidade do sistema energético brasileiro.

2. EVOLUÇÃO E SITUAÇÃO ATUAL DA BIOENERGIA NO BRASIL

Dado o seu reconhecido potencial edafoclimático e amplo território, não surpreende que o Brasil seja um dos países onde a bioenergia, e especialmente em suas formas mais modernas, seja mais intensamente utilizada. Em 2020, a bioenergia representou 33,7% do consumo total de energia, respondeu por 9,1% da energia elétrica produzida e contribuiu com 70% do total de energia renovável utilizado no

Brasil (EPE, 2021). Para os setores mais relevantes na demanda energética, em dados de 2019, a bioenergia também foi relevante, significando nas indústrias 39,9%, no transporte 25,1% e nas residências 28,1% dos respectivos consumos setoriais (EPE, 2021). O uso extensivo da bioenergia, juntamente com a energia fornecida por outras fontes renováveis, permite situar a matriz energética brasileira entre aquelas com maior percentual de energia renovável do mundo.

É interessante estimar a fração da bioenergia consumida no Brasil que utiliza biomassa de forma sustentável e responsável, sem a predação de recursos naturais. Com esse objetivo, pode ser assumido que os biocombustíveis utilizados no setor de transporte (etanol, biodiesel e biometano) e na geração de energia elétrica, bem como a totalidade dos resíduos agroindustriais (como bagaço, licor negro e resíduos da indústria madeireira). De forma conservadora, se admitiu que 80% da lenha nas indústrias e 50% da lenha empregada na produção de carvão vegetal correspondem à produtos de atividades agrícolas e florestais convencionais, não associados a processos de desmatamento. Analogamente, o uso residencial de biomassa para cocção, ainda praticado por milhões de famílias brasileiras, não pode ser associado a uso predatório de formações naturais, já que tal combustível é sempre coletado ou recuperado de madeira rejeitada ou podas. Sob tais hipóteses, sintetizadas na Figura 1 (NOGUEIRA et al, 2020), se estimou que pelo menos 81% do consumo total de bioenergia no Brasil em 2017 baseia-se em biomassa renovável ou aproveitada, com a parcela restante correspondendo a processos baseados em biomassa nativa, cuja sustentabilidade caberia avaliar (NOGUEIRA et al, 2020).

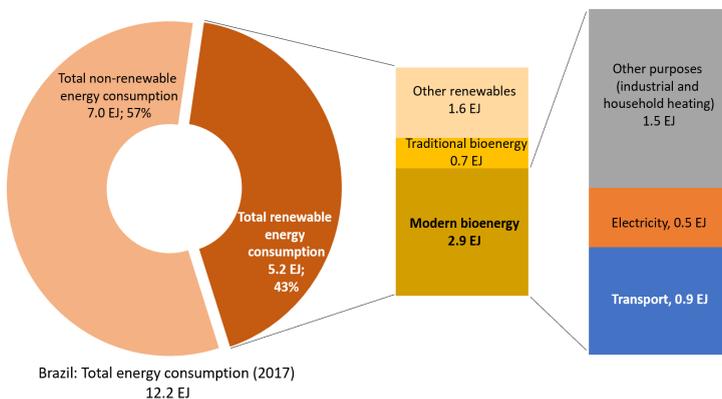


Figura 1 - Participação da bioenergia no consumo de energia primária no Brasil e composição da demanda bioenergética em 2017

A produção e uso de biocombustíveis modernos no Brasil teve início com a adoção da mistura obrigatória de um mínimo de 5% de etanol à gasolina comercializada a partir de 1931, iniciativa posteriormente reforçada com o Plano Nacional do Álcool em 1975, que promoveu a elevação progressiva do teor de etanol na gasolina, a adoção de veículos a etanol puro em 1979 e a introdução dos veículos flexfuel em 2003. Assim, ao longo de quase um século, o Brasil tem empreendido uma persistente jornada para substituir com sucesso os combustíveis fósseis pelos biocombustíveis. Atualmente, os biocombustíveis são distribuídos em todos os 41,7 mil postos do país, na forma de gasolina com 27% de etanol, etanol hidratado puro e diesel com 13% de biodiesel (devendo alcançar 15%) em 2023.

A matéria-prima principal para a produção de etanol é a cana-de-açúcar, processada em unidades associadas ou não à fabricação de açúcar, enquanto para o biodiesel, se utiliza o óleo de soja, complementado por outros óleos vegetais (como algodão, amendoim e girassol) e gorduras animais (como sebo bovino). A Figura 2 apresenta a evolução do teor de etanol e biodiesel respectivamente na gasolina e diesel no Brasil e a Figura 3 (EPE, 2021) mostra como variou nos últimos anos a substituição dos derivados de petróleo por biocombustíveis.

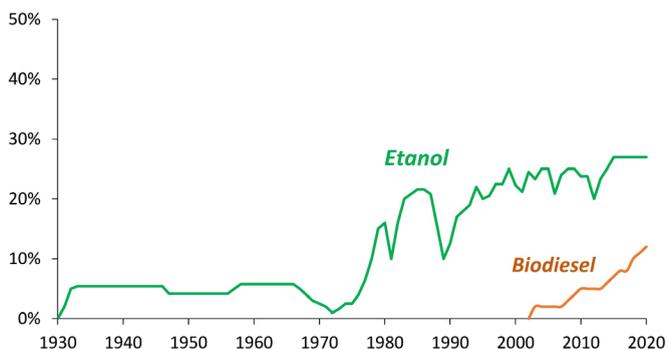


Figura 2 - Evolução do teor de biocombustíveis na gasolina e diesel no Brasil (% em volume)

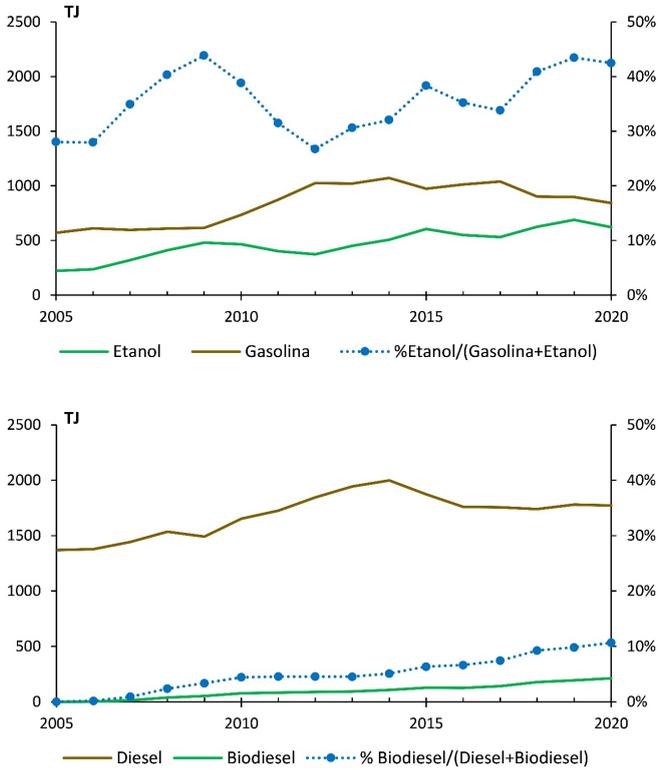


Figura 3 - Consumo de biocombustíveis e derivados de petróleo e participação dos biocombustíveis no mercado de combustíveis (EPE, 2021)

A produção de bioeletricidade no Brasil utiliza diversos tipos de biomassa e alcançou 55,6 TWh em 2020, representando 9% da oferta total no país, sua maior parte em usinas sucroalcooleiras (70%) e plantas de celulose (26%), como mostra a Figura 4 (EPE, 2021). A maior parte dessas centrais termelétricas opera em ciclos de cogeração de elevada eficiência, combinando a geração de energia elétrica com a produção de calor útil, em unidades instaladas junto a plantas industriais que fornecem o biocombustível e utilizam a energia térmica rejeitada pelas turbinas a vapor.

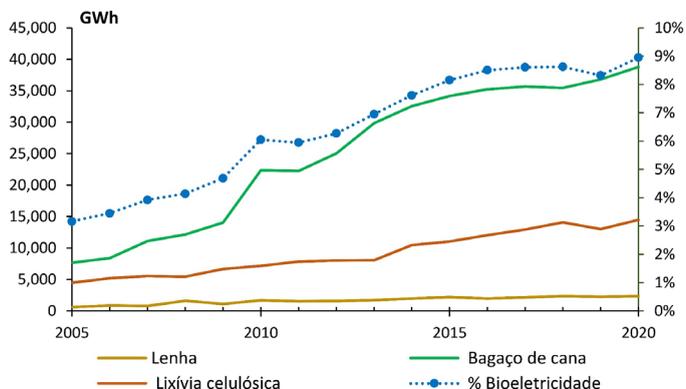


Figura 4 - Produção de eletricidade a partir de biomassa e participação na oferta de energia elétrica

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica, em 2020 estavam em operação no Brasil 557 centrais termelétricas a biomassa com uma potência instalada total de 15,04 GW (SIGA, 2021). Na Tabela 1 (SIGA, 2021) são apresentados o número de centrais e a capacidade por biomassa utilizada.

Tabela 1 - Centrais termelétricas a biomassa em operação no Brasil em 2020

Biomassa utilizada	Número de centrais	Potência (MW)	Potência média (MW)
Lixívia celulósica	18	2.531	140,6
Bagaço de cana	404	11.561	28,6
Capim elefante	2	32	15,9
Gás de alto forno	12	128	10,7
Madeira	69	549	7,9
Biogás	38	181	4,8
RSU	1	4	4,3
Casca de arroz	13	53	4,1
Total	557	15.039	27,0

Entre as principais motivações para o uso crescente de bioenergia em substituição aos combustíveis fósseis encontra-se a possível redução das emissões de gases de efeito estufa e a segurança energética. Neste contexto, o consumo atual de etanol e biodiesel no Brasil substituiu em 2019 cerca de 600 mil barris de petróleo por dia e evitou a emissão de 69,6 Mt de CO_{2eq}, enquanto a geração de bioeletricidade mitigou a emissão de 2,8 Mt de CO_{2eq} (EPE, 2020b). Todos os mais de 47 milhões de veículos brasileiros, desde motocicletas a caminhões pesados, utilizam algum tipo de biocombustível, puro ou em mistura com derivados de petróleo.

Um elemento novo e de grande importância para o desenvolvimento da bioenergia sustentável no Brasil é a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), instituída pela Lei 13.576/2017, que reconhece o papel estratégico dos biocombustíveis na matriz energética brasileira, sua contribuição para a segurança energética a descarbonização no setor de combustíveis. A produção e uso de biocombustíveis consiste num componente importante para o cumprimento das metas brasileiras de redução das emissões estabelecidas nos acordos de enfrentamento das mudanças climáticas. Nesse contexto, em uma bem sucedida articulação de agências de governo (MME, MAPA, ANP, EPE, Embrapa), com apoio de universidades e centros de pesquisa e entidades privadas, se implementou uma consistente base legal, atendendo três eixos estratégicos: Metas de Descarbonização (em linha com os compromissos brasileiros e endossadas pelo CNPE); Certificação Ambiental da Produção de Biocombustíveis (por entidades certificadoras independentes acreditadas, avaliando a eficiência ambiental a cada unidade produtora); e Crédito de Descarbonização (CBio) (título negociável referente a uma tonelada de CO₂ não emitida, concedidos aos produtores de biocombustíveis em função de sua produção e eficiência certificada, a ser adquiridos pelas distribuidoras de combustíveis fósseis para atender suas metas de descarbonização). Em 2020, primeiro ano efetivo de operação do RenovaBio, foram emitidos 18,5 milhões de CBios e comercializados cerca de 15 milhões na Bolsa de Valores B3 a um preço médio de R\$ 43,66. A meta de comercialização para 2021, quando se espera que os efeitos da atual pandemia sobre a demanda de combustíveis tenham sido superados, é de 24 milhões de CBios (NASTARI, 2018; MME, 2021; ANP, 2021a).

3. POTENCIAL PARA PRODUÇÃO DE BIOENERGIA SUSTENTÁVEL NO BRASIL

A oferta potencial de bioenergia, em bases sustentáveis, pode ser estimada considerando as diferentes fontes de biomassa usadas

na produção de energia. Assim, os recursos bioenergéticos podem ser (FAO, 2003):

- diretos: biomassa produzida especificamente para fins energéticos, como a cana utilizada para produzir etanol e eletricidade e a lenha oriunda da silvicultura;
- indiretos: biomassa produzida como subproduto de processos agroindustriais e florestais, como a lixívia celulósica na indústria de papel, o bagaço na moagem da cana-de-açúcar, a palha de cana coletada no campo, as cascas de arroz geradas no seu processamento e os resíduos florestais obtidos das operações silviculturais;
- recuperados: biomassa produzida a partir de materiais já utilizados pela sociedade, como caixas de madeira e papelão, e uma fração importante dos resíduos líquidos e sólidos urbanos.

Apenas a primeira categoria depende do cultivo de áreas agrícolas ou florestais, que podem ser ocupadas de forma intercalar com outros usos do solo, enquanto as demais dependem essencialmente das atividades humanas e consequente geração de resíduos e subprodutos.

Considerando inicialmente o potencial de produção de bioenergia que depende do uso do solo, as condições brasileiras são especialmente favoráveis, conjugando um clima propício com amplas áreas disponíveis e topografia adequada. Nesse sentido, são referências importantes os mapas resultantes do zoneamento agroecológico conduzido pela Embrapa Solos para as duas culturas já conhecidas no Brasil de maior potencial produtivo de biocombustíveis líquidos por área cultivada: cana-de-açúcar e palma africana (dendê). Tal zoneamento foi resultado de um levantamento exaustivo envolvendo dezenas de pesquisadores e instituições agrícolas e ambientais e considerando mapas de solo, clima, pluviosidade e topografia na classificação e definição das áreas de maior potencial de rendimento, respeitando as regulamentações ambientais e áreas que deveriam ser preservadas, bem como reduzindo a competição com áreas dedicadas à produção de alimentos. Esses mapas apresentam detalhadamente as áreas adequadas a cada cultura e excluem seu cultivo em biomas sensíveis e a expansão em áreas de qualquer tipo de vegetação nativa (EMBRAPA, 2009; EMBRAPA, 2010). Este zoneamento é fundamental para orientar as ações do governo brasileiro e garantir que a produção de bioenergia não ocorra em áreas ambientalmente sensíveis ou reduza as áreas atualmente destinadas a outros produtos agrícolas.

No zoneamento agroecológico brasileiro para a cana-de-açúcar, baseando-se em dados de uso da terra de 2002, aproximadamente 65,0 Mha foram considerados adequados para a expansão dessa cultura. Naquela época, cerca de 5,2 Mha eram destinados para a

produção de cana no Brasil. Com base na produtividade potencial, 19,3 Mha foram considerados como tendo potencial para alto rendimento e 41,5 Mha foram considerados como potencial médio. Dentre outras restrições, estão excluídas as seguintes áreas: (a) terrenos com declividade superior a 12%, considerando a adoção de colheita mecanizada, (b) áreas com vegetação nativa, (c) biomas Amazônia e Pantanal, (d) áreas de proteção ambiental e (f) terras indígenas. Enquanto a atual área plantada com cana-de-açúcar, para produção de açúcar e bioenergia, representa aproximadamente 1% da área total do Brasil (10,6 Mha em 2018, (UNICADATA, 2021)), o zoneamento agroecológico indica que a produção de cana-de-açúcar poderia se expandir para ocupar 7,5% das terras brasileiras, tornando evidente que “há terras mais do que suficientes para demandas futuras de açúcar e etanol projetadas para as próximas décadas nos mercados interno e externo” (Embrapa, 2009).

Com relação ao biodiesel, pressupondo a introdução progressiva de rotas de produção mais eficientes, o zoneamento agroecológico do dendê no Brasil considera dois níveis tecnológicos de manejo da cultura: empregando a tecnologia atual, com modesto capital de investimento e uso limitado de mecanização; e pressupondo a adoção de tecnologias aprimoradas e uso intensivo de mecanização e investimento de capital nas operações agrícolas. Como para a cana-de-açúcar, neste zoneamento foram considerados os requisitos ecofisiológicos da palma e as condicionantes ambientais, incluindo aspectos pedológicos, climáticos e topográficos, e foram excluídas as áreas protegidas por restrições legais ou regulamentares. Para o primeiro nível de manejo, o nível conservador, estima-se que 29,7 Mha de áreas já desmatadas na região amazônica seriam adequadas para a expansão da cultura do dendê. Deste montante – que equivalia a aproximadamente 5,9% da área denominada Amazônia Legal e 13,9% das áreas então desmatadas – cerca de 25% e 75% corresponderiam às condições preferenciais e regulares de expansão, respectivamente (Embrapa, 2010). Embora este estudo tenha se baseado em dados de uso da terra no ano de 2006, a área estimada para a expansão do dendê seria ainda maior do que a área global destinada à esta cultura em 2018 (FAO, 2018), indicando o considerável potencial brasileiro, conforme já salientado por alguns autores (BRANFORD and TORRES, 2018; PIRKER et al., 2016).

Atualmente, a cultura do dendê ocupa 236 mil hectares e, desde 2010, menos de 1,0% da expansão da cultura, mesmo que pequena, esteve relacionada à conversão de florestas nativas (Bonomi et al., 2018). Além disso, a indústria nacional já enxerga vantagens em não estar associada ao desmatamento de florestas tropicais. Atualmente, o Brasil apresenta uma das maiores proporções (cerca de 30%) da pro-

dução de óleo de palma certificada pela *Roundtable of Sustainable Palm Oil* (RSPO) (BRANFORD and TORRES, 2018; RSPO, 2019). Por outro lado, riscos de desmatamento a partir de um eventual aumento da demanda por óleo de palma no Brasil devem ser devidamente considerados, uma vez que as atuais plantações de palma estão em sua maioria próximas à floresta amazônica e as áreas potenciais para expansão da palma exigiram uma infraestrutura adequada para ser acessada, que não existe atualmente (BARBER et al., 2014).

Outras palmáceas como macaúba têm ganhado força no cenário nacional para a produção de bioenergia. Além dos elevados rendimentos agrícolas, a potencial área de cultivo estaria fora da região amazônica, reduzindo possíveis pressões para ao desmatamento de florestas tropicais, além da possibilidade de expansão em áreas de pastagens ou ser usada na recuperação de áreas degradadas. Alguns autores estimaram o potencial de 6,2 Mha para expansão na região sudeste do Brasil (PLATH et al., 2016), em condições ambientais altamente adequadas. Além disso, como os produtos da macaúba não são comumente utilizados para alimentação, seu uso para a produção de energia não estaria diretamente associado para a competição com alimentos (CARDOSO et al., 2017). Enquanto o aprendizado da cultura da macaúba em escala e para fins comerciais está se consolidando a partir de consideráveis esforços em pesquisa (CARDOSO et al., 2017; PLATH et al., 2016), espera-se contar com este potencial daqui 15 anos (CORTEZ, 2014).

Um aspecto importante do uso da terra para a produção de biocombustíveis no Brasil é o potencial de recuperação de áreas degradadas ou de baixo rendimento, resgatando essas terras para a produção econômica. Durante as últimas décadas a expansão da fronteira agrícola do Brasil tem ocorrido principalmente sobre as pastagens de baixa produtividade, utilizadas durante séculos adotando práticas quase extrativas para a pecuária extensiva e que ainda ocupam grande parte do território nacional (MOREIRA et al., 2011). Com a adoção de melhores práticas, como a introdução de forrageiras mais produtivas, rotação de pastos, melhoramento genético e manejo adequado do rebanho, a produtividade da pecuária apresentou notável ganho de eficiência, ocupando menos área e ampliando a produção de proteína animal. Como mostra a Figura 5 (partir de ATHENAGRO, 2019), entre 1990 e 2018, a área de pastagem diminuiu de 192 Mha para 161 Mha (-16%) e a produção de carne aumentou quase três vezes, alcançando 48 Mton (ATHENAGRO, 2019). De fato, o conflito entre alimentos e bioenergia, neste contexto, poderia ser considerado uma falácia.

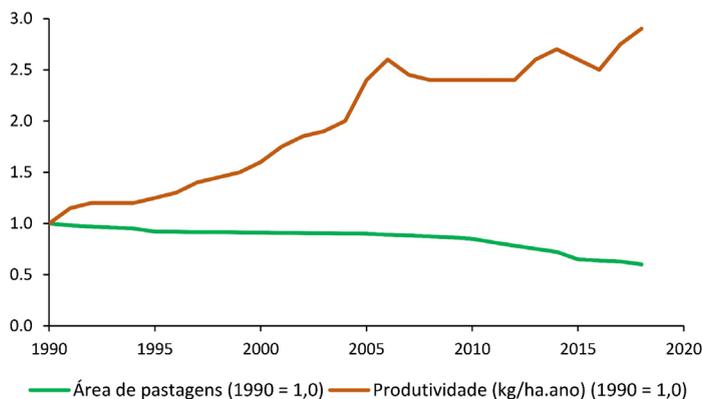


Figura 5 - Evolução da área de pastagem e produtividade do rebanho bovino no Brasil

Conforme indicado nos parágrafos anteriores, a oferta potencial e em bases sustentáveis de biomassa no Brasil é expressiva e variada, compatível com a amplitude e topografia favorável do território e o predomínio de um clima tropical úmido, pontos favoráveis à produção agrícola, bem como devido à numerosa população e diversificada atividade econômica, que gera volumes elevados de recursos indiretos e recuperados de biomassa. Não obstante, a revisão e atualização dos levantamentos de potencial para produção de biomassa, plantada ou reciclada, sempre serão úteis, inclusive porque podem adotar diferentes cenários e obter resultados distintos. Por exemplo, um estudo do potencial brasileiro de bioenergia, adotando produtividades conservadoras e essencialmente reproduzindo o contexto tecnológico atual para a produção e conversão de biomassa e assumindo a disponibilidade de 25 Mha adicionais para a produção dedicada à bioenergia até 2030, estima que será possível à bioenergia substituir apenas parcialmente (78% da gasolina e 58% do diesel) os derivados de petróleo usados no setor de transportes no Brasil (WWF, 2021). Em outra projeção, adotando condicionantes similares para assegurar a sustentabilidade, mas assumindo eficiências e produtividades compatíveis com a evolução observada em anos recentes e visando a descarbonização das emissões, estima-se que é possível a completa substituição das energias fósseis no transporte no Brasil nesse mesmo ano (AMF&IEA BIOENERGY, 2020).

Por sua vez, o potencial bioenergético da biomassa residual – quer seja obtida durante operações agrícolas, ou processamento da matéria-prima, ou ainda associado à disposição final de resíduos indus-

trias ou residenciais – tem ganhado destaque devido a eventual não competição por terra ou com a alimentos; bem como os aparentes baixos custos de aquisição. Atualmente, as “políticas de baixo carbono” (*Low-carbon Policies*) têm motivado claramente o uso de matérias-primas residuais para a produção de biocombustíveis (CAPAZ et al., 2021b).

Tal potencial depende da disponibilidade de biomassa que, por sua vez, está em função do cenário socioeconômico considerado, bem como do tipo de recurso e tecnologia de conversão. Estas condicionantes tornam a estimativa do potencial mais difícil, sobretudo quando a heterogeneidade do recurso (por exemplo nos resíduos sólidos urbanos) e sua dispersão geográfica (por exemplo nos resíduos agrícolas) impõe desafios logísticos, em alguns estudos limitar a avaliação ao potencial técnico, que prescinde de estudos econômicos.

Os Atlas de Bioenergia do Brasil (COELHO et al., 2012), elaborados pelo então Centro de Referência em Biomassa (CENBIO, atual GBIO) e publicados entre 2005 e 2012 procurou oferecer uma perspectiva abrangente sobre o potencial bioenergético de resíduos assumindo diferentes tecnologias de conversão. Entre os resíduos considerados encontram-se resíduos da cana-de-açúcar (bagaço e palha), resíduos do processamento da madeira, resíduos agrícolas (casca de arroz, amendoim e coco), e biogás proveniente do tratamento de efluentes da suinocultura, efluentes líquidos domésticos e comerciais; e resíduos sólidos urbanos em aterros sanitários. Para efeito de comparação, em base energética, o potencial a partir dos resíduos de cana despontou como o mais promissor (290 PJ/ano), seguido pelo potencial dos resíduos de madeira (50 PJ/ano), biogás (16 PJ/ano) e resíduos agrícolas (10 PJ/ano). Vale salientar que a oferta interna média de energia no Brasil nos últimos dez anos foi próxima de 12 mil PJ.

Outros estudos como (LA PICIRELLI DE SOUZA et al., 2021; PORTUGAL-PEREIRA et al., 2015) avaliaram os vários potenciais de geração de energia a partir da disponibilidade resíduos agroindustriais avaliada em vários contextos. Ganha destaque a biomassa residual proveniente das grandes culturas brasileiras como cana, soja e milho, seguido dos resíduos da silvicultura. De acordo com o primeiro estudo, cerca de 7200 PJ/ano poderiam ser teoricamente obtidos a partir de 400 Mt de resíduos (dados de 2018), considerando a geração, disponibilidade, e poder calorífico. Porém, assumindo limites técnicos e de logística, o potencial dos resíduos seria reduzido a menos de 500 PJ/ano.

4. PERSPECTIVAS TECNOLÓGICAS PARA A BIOENERGIA NO BRASIL

O relevante potencial bioenergético do Brasil, conforme explorado no item anterior, ganha contornos diferentes quando é avaliado sob a perspectiva das diferentes alternativas tecnológicas de conversão a fim de abastecer novos mercados. Sem a pretensão de exaurir o tema, nos itens seguintes serão pontuadas algumas das principais tendências tecnológicas para a conversão de bioenergia, na perspectiva do mercado a ser atendido.

4.1 Biocombustíveis líquidos convencionais

Conforme mencionado, a produção atual e uso de biocombustíveis no Brasil, que supera consideravelmente o percentual do que é utilizado na maioria dos países do mundo, consiste em basicamente etanol de cana-de-açúcar e biodiesel.

O parque produtivo de etanol no Brasil, composto por mais de 350 usinas, apresentou uma capacidade média de moagem de 2.5 milhões de toneladas de cana/ano, com geração de eletricidade excedente de 35 kWh/t cana processada, e produção de etanol em próximos de 80 L/t_{cana}, considerando toda a alocação da cana para esta finalidade. Espera-se contar com a instalação de mais 8 usinas de cana-de-açúcar até 2030, com capacidade média de moagem anual de 3.8 milhões de toneladas por usina (EPE, 2020a).

Entende-se que a atual política de biocombustíveis no Brasil (RenovaBio) possa efetivamente incentivar a modernização do setor, que sofreu com recentes reveses na década passada. Logo nos primeiros meses de 2021, foram contabilizados a emissão de aproximadamente 2.5 milhões de créditos CBIOS por mês, contando à época com aproximadamente 270 unidades produtoras de biocombustíveis, sendo que 90% destas correspondiam a usinas de etanol a partir de cana (NOVACANA, 2021b).

Por outro lado, vislumbrando novas oportunidades para o setor de etanol, o uso do milho como matéria-prima tem ganhado espaço nos últimos anos. Em 2019 a produção de etanol de milho correspondeu a aproximadamente 3.6% da produção nacional, i.e., 1,3 milhões de litros a partir de oito unidades do tipo *flex* (associadas às unidades de etanol de cana) e quatro unidades *full*, tendo milho como único insumo. Estima-se que, com a implantação de 7 unidades *flex* e 18 do tipo *full*, a produção alcance 5,7 bilhões de litros em 2030, representando 12% da produção de etanol estimada para aquele ano (EPE, 2020a).

Para a produção de biodiesel, nos próximos anos espera-se que seja mantido o perfil convencional de produção em termos anos da

composição da matéria-prima e processos, i.e., transesterificação alcalina com metanol. Mesmo assim, vale citar o crescente interesse na transesterificação enzimática (MILESSI et al., 2021). Entre as vantagens oferecidas pelo processo enzimático em comparação com o processo convencional estariam a menor geração de efluentes, a obtenção da glicerina com maior pureza, melhores resultados de performance ambiental, além da baixa influência da presença de ácidos graxos livres, tipicamente encontrados em matérias-primas residuais como óleo de fritura (ZHONG et al., 2020).

4.2 Biocombustíveis líquidos veiculares alternativos

Atualmente, o Brasil conta com duas plantas *stand-alone* de etanol lignocelulósico a partir de hidrólise enzimática, com capacidade de produção nominal anual de 40 milhões de litros a partir de bagaço de cana (RAÍZEN, 2021) e 60 milhões de litros a partir de palha de cana (GRANBIO, 2021). Problemas técnicos associados ao processamento da matéria-prima têm explicado a produção inconsistente nos últimos anos e bem abaixo da capacidade nominal. Tais fatos não são exclusividade das plantas brasileiras, uma vez que muitas usinas encontram-se paradas. Entre as safras 2017-2019, ambas as unidades existentes no Brasil produziram ao todo cerca de 45 milhões de litros de etanol, sendo parte exportada para ao mercado americano (EPE, 2020b).

No horizonte decenal, as estimativas para a produção de etanol lignocelulósico são conservadoras e sugerem uma produção de até 400 milhões de litros em 2030 (EPE, 2020a). Embora este montante seja equivalente a menos de 1% da oferta de etanol estimada para aquele ano, existe uma clara percepção do crescimento do setor nos próximos anos (NOVACANA, 2021a).

Nos estudos citados anteriormente, dentre o potencial de resíduos lignocelulósicos, os resíduos provenientes do setor da cana-de-açúcar recebem grande destaque, juntamente com resíduos de soja, milho e resíduos florestais. Considerando a ausência de práticas consolidadas no recolhimento dos resíduos de soja e milho – possivelmente pelos benefícios nutricionais para o solo e a cultura – e a indicação de relevante geração de resíduos de colheita de madeira plantada (IBA, 2019), Capaz et al. (2021) estimou a disponibilidade de aproximadamente 14,6 e 55,3 Mt(base seca), de resíduos florestais e de cana (palha e bagaço), respectivamente. A partir deste montante, o potencial de produção de etanol lignocelulósico aproximar-se-ia de 60% da oferta total de etanol contabilizada em 2019 (34.5 milhões de litros ou cerca de 770 PJ (EPE, 2021)), ou cerca de 50% do consumo de gasolina no mesmo ano, conforme apresenta a Figura 6, baseada

em Bonomi et al. (2016); Capaz et al. (2021a); e Roberto Schaeffer et al., (2020).

Porém, ao lado dos desafios tecnológicos referentes à produção de etanol lignocelulósico, a disponibilidade destas matérias-primas também deve ser encarada com ressalvas.

Vale salientar, no entanto, que a viabilidade econômica e ambiental de coletar os resíduos de madeira e destiná-los para a produção de etanol ainda carece de uma avaliação mais robusta, como tem sido feito nos recentes estudos sobre a palha da cana (CARDOSO, 2014; CARDOSO et al., 2018; LEAL and HERNANDES, 2020). Algumas empresas de papel e celulose indicam o recolhimento dos resíduos florestais baseado em critérios tipicamente econômicos e não tem sido observado efeitos ambientais adversos em áreas onde todo o resíduo é colhido em comparação com áreas onde é mantido no campo (COELHO, 2018).

Por sua vez, atualmente não existe um mercado consolidado de resíduos lignocelulósicos de cana e nem um excedente operacional desta ordem de grandeza é verificado. Os valores mencionados acima, baseando-se em (SEABRA and MACEDO, 2011) foram estimados considerando a otimização das usinas atuais, especialmente pela redução do consumo de vapor e melhorias nos processos de cogeração, de modo que a planta continuasse a ser autossuficiente e houvesse um excedente de resíduos com possível comercialização.

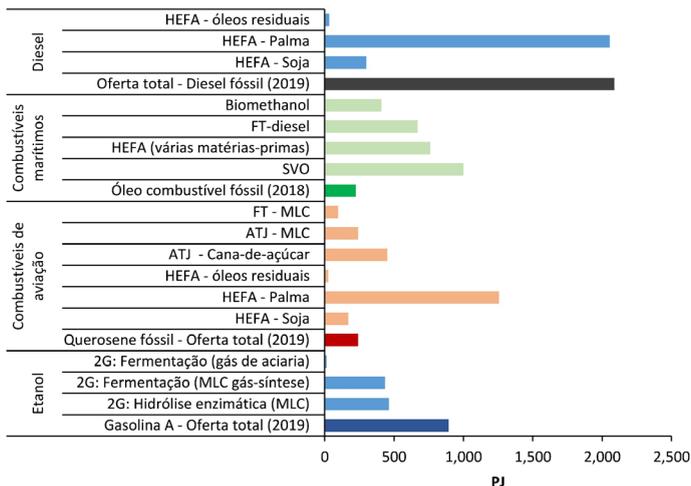


Figura 6 - Potencial de produção de biocombustíveis líquidos a partir de diferentes rotas produtivas e matéria-prima em comparação com a recente oferta interna de combustíveis fósseis

Por outro lado, percebe-se que, recentemente, a produção de etanol tem alcançado novas fronteiras com a instalação das primeiras plantas em escala comercial de fermentação de gases (LANZATECH, 2018). A utilização de gases residuais, como o gás de aciaria, ou o gás-de-síntese obtido a partir de biomassa residual (HANDLER et al., 2016; OU et al., 2013) abre novas possibilidades para a valorização de resíduos, além do relevante apelo ambiental.

Considerando os rendimentos encontrados na literatura (CA-PAZ et al., 2021a; DE MEDEIROS et al., 2017) e a eventual disponibilidade de resíduos florestais e de cana, a obtenção de etanol a partir da fermentação de gases aproxima-se ao que foi estimado para a rota de hidrólise (450 PJ). Por outro lado, a utilização de gases de aciaria resultaria num tímido potencial total (13 PJ), embora possa ser considerado estratégico a partir da perspectiva das siderúrgicas.

No contexto dos veículos rodoviários pesados, que correspondem majoritariamente ao principal modal para o transporte de cargas no Brasil, percebe-se que o consumo de diesel no Brasil, ultrapassa em aproximadamente 1,5 vezes o consumo da gasolina. Neste contexto, o hidrotratamento de óleos vegetais (HVO, *hydrotreated vegetable oil*) ou ésteres de ácidos graxos (HEFA, *hydroprocessed esters and fatty acids*), já produzido comercialmente em vários locais do mundo como Estados Unidos e Holanda, passa a ser uma alternativa estratégica.

Embora os volumes produtivos de etanol no mundo (114 bilhões de litros) e biodiesel (47 bilhões de litros) sejam bem maiores que o HVO, as taxas anuais de crescimento na produção de HVO (6% ao ano desde 2014) aproxima-se do verificado para o etanol e apresentou-se acima do biodiesel (3%) no mesmo período, o que demonstra o crescente interesse do setor. Em 2019, a produção mundial de HVO alcançou 6.5 bilhões de litros (REN21, 2020).

De maneira geral, o processo de obtenção do HVO, que difere totalmente da produção de biodiesel, consiste no hidrotratamento de matéria-prima oleaginosa com hidrogênio na presença de um catalisador. A partir deste processo, as ligações são saturadas, o oxigênio é removido das cadeias, bem como a “espinha dorsal” dos triglicerídeos de onde se obtém o propano. Posteriormente, as cadeias de hidrocarbonetos são hidrocraqueadas em diferentes faixas, isomerizadas e, por fim, fracionadas produzindo combustíveis como diesel, querosene, e outros produtos, como nafta e propano (PEARLSON et al., 2013; VÁSQUEZ et al., 2017). Vale salientar que o combustível H-Bio patenteado pela Petrobras baseia-se em processos similares aos descritos acima, porém seria obtido a partir do co-processamento dos óleos vegetais com o diesel fóssil dentro do processo de refino (PETROBRAS, 2021).

A agência brasileira de regulação de combustíveis publicou recentemente uma resolução com as especificações para a produção do diesel verde (ANP, 2021b). Nesta resolução estão definidas tecnologias passíveis para a produção do diesel verde, sendo que algumas já encontram-se disponíveis em escala comercial como: o hidrotratamento de óleos e gorduras, como descrito acima, o processo *Fischer-Tropsch* do gás de síntese obtido da biomassa, e a oligomerização de etanol ou isobutanol. A fermentação de carboidratos e hidrotermólise catalítica também foram incluídas. Após intensas discussões (BIODIESELBR, 2020a, 2020b) e pressões por parte da Petrobras para a inclusão do H-Bio – com co-processamento de 5% de óleo vegetal com o diesel fóssil – no grupo das tecnologias associadas ao diesel verde, a agência descartou esta alternativa visto a pequena contribuição de energia renovável ao produto final (MACHADO, 2021).

Considerando a produção de diesel verde a partir do hidrotratamento de óleos vegetais, já que é a rota mais madura (PEARLSON et al., 2013), estima-se que a área de soja necessária para abastecer o consumo total de diesel em 2019 no Brasil, seria de aproximadamente 130 Mha, ou seja, cerca de três vezes mais do que cultivado atualmente no Brasil (IBGE, 2019). Assumindo a expansão da palma, em função da elevada produtividade de óleo desta espécie, seriam necessários aproximadamente 23 Mha, o que se aproxima valor disponível estimado para a expansão desta cultura em áreas degradadas (EMBRAPA, 2010). Tais valores de área reduzir-se-iam a 26 e 5 Mha, respectivamente, caso a produção de HVO em território nacional substituísse o montante importado de diesel, que tem representado cerca de 20% da oferta total deste combustível no país nos últimos anos (EPE, 2021).

A despeito do claro interesse em fomentar a consolidação da cadeia do diesel verde no Brasil, atrelado a maior redução de GEE e maior estabilidade nos motores em comparação com o biodiesel (EPE, 2020c), no horizonte decenal não está prevista a produção significativa deste combustível (EPE, 2020a).

4.3 Bicomcombustíveis de aviação

O crescente interesse em descarbonização das atividades antrópicas recentemente “atingiu os céus”, quando a Organização Internacional de Aviação Civil (ICAO) determinou metas ambiciosas de redução das emissões de gases de efeito estufa em voos internacionais (ICAO, 2010). Entre as ações sugeridas para alcançar tais metas, a substituição do querosene fóssil por biocombustíveis de aviação é encarada como uma medida estratégica pois, além de possibilitar uma redução efetiva nas emissões, poderia garantir a diminuição da dependência do setor aos combustíveis fósseis.

Por outro lado, o rigoroso (e justificado) controle de qualidade sob as principais operações no setor aéreo deve ser, consequentemente, estendido aos eventuais combustíveis alternativos. Neste contexto, apenas combustíveis *drop-in* – ou seja, funcionalmente equivalentes aos combustíveis fósseis, e sem a necessidade de ajustes adicionais na cadeia de distribuição ou no motor da aeronave (CAAFI, 2019) – podem ser certificados para uso. Atualmente, sete rotas produtivas de biocombustíveis de aviação estão devidamente aprovadas pela norma D7566 (ASTM, 2020) com limites máximos de mistura com o querosene fóssil que variam de 10 a 50% (em volume).

Entre as rotas aprovadas encontra-se: i) o hidrotratamento de óleos vegetais ou residuais (tecnologia HEFA) (PEARLSON et al., 2013); ii) a desidratação com posterior isomerização/oligomerização de etanol ou isobutanol (tecnologia ATJ) (ATSONIOS et al., 2015); e iii) o processo *Fisher-Tropsch* (FT) de gás de síntese obtido da gaseificação da biomassa (KLERK, 2011). Todas estas rotas, que já vem sendo desenvolvidas por várias empresas (EPE, 2020b; WANG and TAO, 2016), produziriam biocombustíveis de aviação cujas características permitem a mistura em até 50% com o querosene fóssil.

Aqui vale ressaltar que, no âmbito das metas da ICAO, o combustível alternativo também deve ser certificado como sustentável (SAF, *Sustainable Aviation Fuel*). Isso se dá quando o biocombustível ao promover uma redução de, ao menos, 10% das emissões de GEE em comparação com o querosene fóssil ao longo do ciclo de vida, além de ser obtido de terras não desmatadas depois de 2008 (ICAO, 2019a).

De maneira geral, tais iniciativas inauguraram um novo mercado de biocombustíveis, onde o Brasil pode exercer um considerável protagonismo. Embora o setor aéreo brasileiro represente cerca de 2% das operações aéreas globais, incluindo voos domésticos (ANAC, 2020; ICAO, 2019b), o reconhecido potencial bioenergético do país poderia abastecer parte desta nova demanda numa base sustentável.

Este potencial foi recentemente avaliado através de um detalhado *roadmap* que envolveu vários colaboradores e representantes dos setores público e privado, academia e organizações não-governamentais (CORTEZ et al., 2014). De acordo com este estudo, a produção de bioquerosene através de etanol de cana-de-açúcar e etanol lignocelulósico apresentaram a melhor combinação de baixo risco técnico/comercial e alto potencial estratégico. Por sua vez, a utilização de matéria-prima oleaginosa através da tecnologia HEFA apresentaria riscos técnicos ainda menores, uma vez que já são baseadas em tecnologias já maduras, embora o potencial estratégico varie razoavelmente considerando à possível competição com alimentos, teor de óleo, e estabelecimento de culturas pouco conhecidas no Brasil, como macaúba.

Os altos riscos comerciais à produção de bioquerosene a partir de óleos residuais estariam relacionados à disponibilidade efetiva da matéria-prima e à possível competição com o uso atual.

O potencial total de produção de biocombustíveis de aviação a partir das rotas produtivas mencionadas acima superariam consideravelmente o consumo de querosene fóssil no Brasil (cerca de 7.0 milhões de m³ em 2019, ou cerca de 240 PJ), do qual 15-20% é importado (vide Figura 6). O potencial produtivo de biocombustível a partir os resíduos lignocelulósicos provenientes da colheita florestal e do setor canavieiro, conforme assumido acima, já equivaleria ao valor total de querosene consumida, enquanto o cultivo dedicado de palma e cana – sem a competição com o uso atual, em áreas adequadas e viáveis – garantiriam a produção e seis vezes mais do montante consumido hoje (CAPAZ et al., 2021a). Embora produção de biocombustível de aviação a partir do óleo de soja seja apontado como a opção mais viável no curto prazo (CANTARELLA et al., 2015), o potencial da rota baseada na cana de açúcar, incluindo a performance ambiental de toda a cadeia de suprimento, agrega muitas vantagens (CAPAZ, 2021). Da mesma forma, uma eventual rota baseada em palma poderia oferecer oportunidades para o desenvolvimento do setor. No entanto, o grande potencial de expansão de palma em áreas degradadas (EMBRAPA, 2010) deve sempre considerar os riscos de desmatamento em função da localização de tais áreas, que encontram-se consideravelmente próximas de regiões com florestas nativas, e da falta de infraestrutura de escoamento dos produtos (BRANFORD and TORRES, 2018).

A despeito do reconhecido potencial nacional de produção de biocombustível de aviação, do crescente interesse em tal mercado, e do esperado aumento nas importações de querosene, estima-se que em 2030 tais combustíveis corresponderiam a apenas 1% do que seria consumido de querosene fóssil (9.0 milhões de m³ ou 310 PJ) (EPE, 2020a).

De maneira geral, na maior parte dos cenários investigados na literatura, a produção de biocombustíveis de aviação ainda não é competitiva com o querosene convencional. O hidrotreamento de óleos residuais ou gorduras animais chega a apresentar menores custos, mas ainda, pelo menos, 50% maiores que os do querosene fóssil (CAPAZ et al., 2021a). Porém, o potencial de produção e o volume disponível pode ser considerado um entrave para a consolidação de uma cadeia de suprimentos. Por sua vez, rotas produtivas integradas podem ser atrativas economicamente, mas desafios tecnológicos na implantação de plantas comerciais tornam-se obstáculos relevantes (KLEIN et al., 2018).

4.4 Biocombustíveis marítimos

Similarmente aos setores de transporte mencionados acima, os interesses de descarbonização também estão presentes no setor marítimo internacional. Metas e estratégias para a redução de gases de efeito estufa (IMO, 2021a) e emissões de óxidos de enxofre (IMO, 2021b) já estão vigentes, sendo que, em ambos os cenários, o uso de biocombustíveis ocupa uma posição estratégica.

Existem várias rotas de biocombustíveis alternativos ao óleo combustível marítimo (*bunker fuels*) – utilizado em grandes e lentas embarcações, como em navegação internacional – e diesel marítimo (*marine gasoil*), utilizados em embarcações mais leves e rápidas. De maneira geral, as rotas baseiam-se em: i) extração ou tratamento de óleos vegetais ou residuais, como hidrotratamento ou transesterificação; ii) processos termoquímicos como *Fisher-Tropsch* e pirólise; e iii) combustíveis gasosos ou álcoois, como o biometano e biometanol, respectivamente (MÜLLER-CASSERES et al., 2021).

De recentes estudos conduzidos no contexto brasileiro (MÜLLER-CASSERES et al., 2021; SCHAEFFER et al., 2020), ao menos quatro rotas produtivas de biocombustíveis marítimos apresentaram potencial técnico, maturidade tecnológica, disponibilidade, boa performance econômica, e bons indicadores em termos de sustentabilidade local e global. Todas elas reportaram potencial produtivo de, pelo menos, o dobro do que foi consumido de *bunker fuels* (5.6 milhões de m³ ou 220 PJ) em 2018, ressaltando o relevante potencial brasileiro (vide Figure 6). Mesmo assim, o planejamento decenal de expansão da oferta de energia ainda não contempla a produção e uso de biocombustíveis marítimos (EPE, 2020a).

A utilização de óleo vegetal *in natura* (SVO, *Straight Vegetable Oil*) destinado à substituição do óleo combustível apresentou o maior potencial produtivo com possibilidade de expansão em áreas de pastagem degradadas, ou seja, com baixo risco de desmatamento. Em termos comparativos, o volume de óleo de soja produzido no Brasil e ofertado ao mercado interno (7.2 milhões de m³ (ABIOVE, 2020)) seria o próximo ao volume de óleo combustível demandado nos portos brasileiros. Por sua vez, o óleo vegetal hidratado (HVO), também usado para a substituir a demanda de diesel marítimo, apresentou considerável potencial produtivo com custos relativamente competitivos.

Ambas as rotas são apontadas como as preferidas em cenários de descarbonização em 2050 (MÜLLER-CASSERES et al., 2021). Em cenários mais agressivos de descarbonização, a rota termoquímica avançada, especialmente a partir de biomassa residual, é apontada como a mais adequada, porém os custos ainda podem ser considerados um gargalo (SCHAEFFER et al., 2020).

4.5 Hidrogênio

A produção e uso do hidrogênio como vetor energético tem ganhado grandes incentivos nas últimas décadas e é considerado como uma das tecnologias estratégicas para a descarbonização da economia global até 2070, visando os cenários de redução de temperatura Terra (IEA, 2021). No entanto, o potencial de descarbonização do hidrogênio, e conseqüentemente, o interesse em produzi-lo neste contexto, estão intimamente ligados à tecnologia e matéria-prima utilizadas, sendo o uso da biomassa considerado fortemente promissor (MORENO and DUFOUR, 2013; SUSMOZAS et al., 2013).

Supondo a disponibilidade de resíduos agroflorestais assumidos anteriormente e típicos rendimentos de plantas de gaseificação da biomassa, estima-se um potencial de produção de 45,7 bilhões de m³ de hidrogênio ou (495 PJ).

A gaseificação da biomassa, que é considerada uma das rotas da obtenção do hidrogênio verde (DINCER, 2012), já apresenta-se mais competitiva (2,0 - 4,0 USD/kg H₂) que a produção de hidrogênio a partir da eletrólise (3,5 - 6,5 USD/kg H₂), embora ainda a custos maiores que a rota convencional a partir da reforma do gás natural (1,0 - 2,0 USD/kg H₂) (U.S.DRIVE, 2017). Os elevados custos de capital associados ao processo de gaseificação, bem como os custos da matéria-prima, sugerindo que a localização das plantas frente à disponibilidade de biomassa e logística de coleta são aspectos relevantes que devem ser considerados para eventuais tomadas de decisão (SALKUYEH et al., 2018; U.S.DRIVE, 2017).

Aproveitando o potencial eólico e solar do litoral nordestino, recentemente foi inaugurado um *hub* de produção de hidrogênio no complexo portuário Pecém no Ceará com fins de exportação para Europa, Estados Unidos e África (DIÁRIO DO NORDESTE, 2021). Os investimentos da ordem de 5 bilhões de dólares garantiriam a produção de 10 milhões de m³ de hidrogênio verde a partir da eletrólise da água.

4.6 Biogás

Considerando o processamento de diversas biomassas residuais, e enfocando o potencial da produção de biogás no Brasil, em bases regionais, tem sido estimado anualmente desde 2015 pela Abiogás (Associação Brasileira de Biogás e do Biometano), a partir do levantamento dos volumes de biomassa passíveis de biodigestão anaeróbia e cenários de aproveitamento e produtividade de efluentes líquidos e resíduos sólidos. O potencial técnico total estimado com dados de 2019, indicado na Tabela 2 (ABIÓGÁS, 2020) alcançou 81,8 bilhões

de m³ de biogás por ano, que permitiria gerar 173 TWh (ABIÓGÁS, 2020), quase um terço do consumo de eletricidade no Brasil nesse ano.

Tabela 2 - Potencial para produção de biogás no Brasil

Sector	Biomassas utilizadas	Potencial (bilhões de m ³ /ano)
Sucroalcooleiro	Palha, bagaço, vinhaça e torta de filtro	39,8
Abatedouros e outras agroindústrias	Resíduos orgânicos diversos	21,6
Pecuária, suinocultura e avicultura	Dejetos animais	16,8
Resíduos urbanos	Resíduos sólidos e esgoto volume atualmente tratado)	3,6

Nesse contexto, as agroindústrias se destacam, significando 75% do potencial estimado. Além dos resíduos estarem disponíveis em escalas mais viáveis, seu processamento traz ainda benefícios ambientais, como ocorre com a biodigestão da vinhaça, que vem sendo progressivamente adotada nas usinas sucroalcooleiras. Considerando apenas o processamento da vinhaça e da torta de filtro, pelos valores da Abiogás o potencial brasileiro significa aproximadamente 10,8 milhões de m³ de biometano por dia, 15% do consumo nacional de gás natural em 2019 (EPE, 2020a).

No horizonte decenal, estima-se que, em 2030, aproximadamente 6,9 bilhões de m³ de biogás seria produzido, majoritariamente a partir da vinhaça de torta de filtro (EPE, 2020a).

4.7 Bioeletricidade

A geração elétrica a partir da biomassa, ou bioeletricidade, além de contribuir com a oferta total de eletricidade pela rede, apresenta importante complementaridade com a geração de hidroeletricidade, em função da sinergia entre os meses de escassez hídrica e a safra da cana-de-açúcar. Estima-se para os próximos dez anos a expansão de 8.6% na capacidade instalada de termelétricas a biomassa, alcançando 15.1 GW em 2030, sendo o menor incremento entre as fontes renováveis como pequenas centrais hidrelétricas (35%), eólica (102%), ou solar (171%) (EPE, 2020a).

Mais de 60% da bioeletricidade injetada na rede tem sido proveniente de termelétricas abastecidas por bagaço de cana. Prevê-se que este perfil ainda seja mantido no horizonte decenal através da instalação de 635 MW e 127 MW de usinas à bagaço de cana e biomassa

florestal, respectivamente, majoritariamente localizadas na região centro-sul (EPE, 2020a).

Apesar da clara percepção de evolução da geração de bioeletricidade, o potencial a ser explorado é consideravelmente superior à atual geração. Atualmente, cerca de 22.5 mil GWh (2.7 GW médio) são exportados para a rede a partir do bagaço de cana, com o potencial técnico sendo estimado em aproximadamente 200 mil GWh (22.8 GW médio), incluindo o recolhimento de palha (SOUZA, 2021).

Valores na mesma ordem de grandeza são encontrados a partir dos cenários descritos por (BONOMI et al., 2016), onde usinas padrão – semelhantes à configuração média do parque industrial atual – são comparadas com usinas otimizadas, percebe-se ganhos relevantes na maior geração de eletricidade excedente. Naqueles cenários, as usinas otimizadas foram modeladas para uma moagem anual de 4.0 milhões de toneladas de cana e seriam abastecidas com parte da palha recolhida do campo. A redução do consumo específicos de vapor, eletrificação das moendas, secagem do etanol através de pe-neiras moleculares, e melhor design no sistema de cogeração, poderia garantir a geração de 185.0 kWh/t_{cana}. Apenas para efeitos comparativos, considerando o montante total de cana processada na safra 2019-2020 (590 milhões de toneladas), este potencial equivaleria a 20% da oferta total de eletricidade pela rede no mesmo ano, ou seja, 110 mil GWh.

Vale salientar que a modernização do setor da cana pode encontrar forte suporte na atual política nacional de biocombustíveis RenovaBio (ANP, 2018), uma vez que produtores uma maior geração de eletricidade excedente implica na geração de mais créditos de descarbonização (CBIOs), trazendo potenciais recursos adicionais para unidade produtora (ESTEVEES, 2021) Essa avaliação está consoante às expectativas da Associação da Indústria de Cogeração de Energia, segundo a qual os estímulos à maior eficiência e expansão da capacidade de moagem associados ao Renovabio, poderão incrementar em 57% a capacidade instalada nas usinas sucroalcooleiras até 2030 (COGEN, 2018).

Visto o considerável potencial da geração de bioeletricidade a partir dos resíduos da cana, vale observar que os protocolos ambientais coibindo a queima dos canaviais prévia à colheita e a rápida expansão do emprego da colheita mecanizada estimularam de forma relevante a valorização energética da palha da cana e justificaram estudos sobre o potencial e os condicionantes do uso desse recurso. Como principal iniciativa nessa direção, o Projeto SUCRE (*Sugarcane Renewable Electricity*), desenvolvido no Laboratório Nacional de Bio-renováveis, LNBR entre 2015 e 2020, proporcionou uma abrangente e densa base de informações (LNBR, 2021). Foram estudadas, com

apoio de experimentos e testes em campo, as tecnologias para coleta, processamento e queima da palha, os impactos ambientais e agrônômicos do recolhimento da palha, bem como a viabilidade econômica da geração de eletricidade nas usinas e o marco legal e regulatório do setor elétrico, desenvolvendo uma avaliação integrada dos impactos técnico-econômicos, ambientais e sociais do aumento do uso da palha para produção de eletricidade. A partir dos potenciais estimados por este estudo, a adequada utilização da palha disponível na cana processada em 2019, cerca de 44 Mton (base seca), permitiria à essa agroindústria cobrir todo o consumo de eletricidade do setor residencial brasileiro em 2019 (WATANABE, 2020).

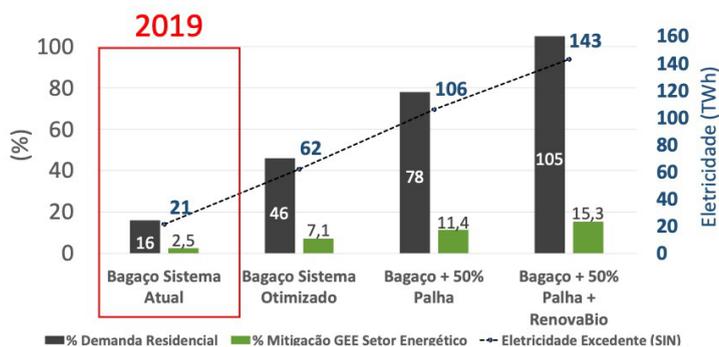


Figura 7 - Incremento potencial na oferta de energia elétrica pelo uso da palha na agroindústria canieira (WATANABE, 2019)

5. COMENTÁRIOS FINAIS

A amplitude enciclopédica dos recursos bioenergéticos disponíveis e potenciais no Brasil, a diversificada gama de alternativas de produção e utilização de vetores bioenergéticos, mediante rotas bem conhecidas e em desenvolvimento, torna desafiadora e sempre incompleta a tarefa de apresentar nos limites de um artigo acadêmico o cenário da bioenergia no Brasil em seus múltiplos aspectos. Um país que, nas belas palavras do poeta Thiago de Mello, é a “terra do Sol e a pátria das águas”, tem na bioenergia moderna uma opção natural e inescapável, um caminho certo, que vem sendo percorrido e acumula sólidas experiências desde há quase um século, alcançando um protagonismo global, não apenas pelo montante de energia processada, mas principalmente pela base de conhecimento agregado a partir de estudos e competências locais. Em um quadro global de transição para

cenários energéticos mais sustentáveis, como atualmente vivido, a bioenergia proporciona ao Brasil uma condição privilegiada, apresentando hoje indicadores no uso de energia renovável que ainda estão nos planos de outros países.

Promover o desenvolvimento da bioenergia sustentável no Brasil significa, a um só tempo, atender a demanda energética de combustíveis e eletricidade com uma fonte primária renovável e despachável, de relevante impacto na geração de empregos e renda, bem como reduzir a dependência de tecnologias energéticas importadas, como solar e eólica, que atualmente alcançaram um patamar de elevado desenvolvimento com altos níveis de desempenho e em escalas de produção, que constituem barreiras dificilmente passíveis de serem superadas pelos produtores brasileiros (GRADIN E NOGUEIRA, 2019). Nesse contorno estratégico, é oportuno observar que além de potencial supridor de energia com baixa emissão de carbono fóssil para outros mercados, especialmente no setor de transporte, onde a decarbonização se apresenta mais difícil, o Brasil é um potencial fornecedor de bens e serviços a montante e jusante das cadeias bioenergéticas para os diversos países com perfil de recursos naturais similar ao brasileiro, especialmente na América Latina e África, onde a bioenergia poderá cumprir um papel relevante para promover o desenvolvimento sustentável (TRINDADE et al., 2019).

No presente artigo procurou-se revisar e trazer elementos do estado atual dos sistemas bioenergéticos, dos recursos e as perspectivas tecnológicas, sem explorar a ampla temática social e ambiental envolvida, que por si só caberia em um artigo. Assim, temas relevantes como os oportunos nexos entre o desenvolvimento de sistemas bioenergéticos e a consecução de objetivos sociais desejáveis, a redução das desigualdades regionais, a geração de empregos e a melhoria dos índices de qualidade de vida, devem ficar para outros trabalhos de revisão. Não obstante, é possível afirmar de modo seguro que na dicotomia entre riscos e benefícios, a bioenergia apresenta possibilidades amplamente favoráveis e que merecem ser valorizadas e promovidas, em um marco de atenção aos indicadores de sustentabilidade.

Um bom exemplo de oportunidades insuspeitas em bioenergia que podem ser desenvolvidas e implementadas com resultados importantes é a produção de etanol de milho no centro-oeste brasileiro. Essa cultura anual apresentava reduzido interesse para a produção de bioenergia quando comparada à cana-de-açúcar, cuja elevada produtividade e ciclo semi-perene lhe conferem relevantes vantagens. Entretanto, o incremento da oferta de milho nessa região, conjugado a limitações logísticas para comercialização, estimularam em anos recentes seu emprego nas destilarias ociosas durante a entressafra da cana, gerando ainda volumes relevantes de concentrado proteico (DDG), coprodu-

to com boa demanda na pecuária bovina, tradicional atividade econômica no centro-oeste. Nesse contexto, se mostrou especialmente eficiente e competitiva a produção do milho “safrinha” ou segunda safra, cultivado tardiamente em comparação à safra tradicional desse cereal, geralmente em áreas de soja recém colhidas, com baixa demanda de fertilizantes, e a utilização de biomassa florestal (lenha de eucalipto) como fonte de energia na agroindústria. Em tais condições, o etanol de milho mostra-se bastante competitivo e com excelentes indicadores de sustentabilidade (Moreira et al., 2020), uma evolução notável em uma região que algumas décadas atrás era considerada de baixo potencial para agricultura. Atualmente, há 17 unidades produzindo etanol de milho no Brasil, entre plantas “*flex*” (que também produzem o biocombustível a partir da cana-de-açúcar) e “*full*” (que trabalham apenas com o cereal), processando 6,4 Mton de grãos (cerca de 6% da produção nacional) em 2020 e produzindo 2,75 bilhões de litros de etanol e 2,32 Mton de concentrado proteico (Unem, 2021). Perspectivas igualmente promissoras se observa na implementação de sistemas de biodigestão anaeróbia no processamento de resíduos agroindustriais (com destaque para a vinhaça das usinas sucroalcooleiras) e na utilização de resíduos sólidos urbanos como combustível em termelétricas.

O desejável desenvolvimento dos amplos recursos de bioenergia no Brasil, articulando a produção de energia renovável com objetivos sociais e ambientais, como em outras cadeias energéticas inovadoras, depende de um adequado marco institucional, com políticas públicas claras e estáveis, que reconheçam seus diferenciais e proporcionem previsibilidade, aspecto importante para reduzir riscos e estimular investimentos. Nesse sentido, metas e mandatos de produção estáveis têm se mostrado eficientes e necessários, na medida em que os biocombustíveis e a bioeletricidade devem acessar e compartilhar sistemas de distribuição e comercialização já existentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIOGÁS. Associação Brasileira do Biogás. Disponível em: <https://abioogas.org.br/>. (acesso em 10.12.2020). 2020.

ABIOVE. Database of Oil Brazilian Industry [WWW Document]. Brazilian Association of Vegetable Oil Industries. 2020. Disponível em: <http://abiove.org.br/en/statistics/>. Acesso em: 8 fev. 2020.

AMF&IEA BIOENERGY. The Role of Renewable Transport Fuels in Decarbonizing Road Transport: Deployment Barriers and Policy Recommendations, Advanced Motor Fuels and IEA Bioenergy Technology Cooperation Programs, Paris. 2020.

ANAC. Air Transport Statistical Database [WWW Document]. National Civil Aviation Agency. 2020. Disponível em: <https://www.anac.gov.br/assuntos/dados-e-estatisticas/dados-estatisticos/dados-estatisticos> (acesso em 7.30.20).

ANP. Renovabio - National Policy of Biofuels [WWW Document]. National Agency of Petroleum Natural Gas and Biofuels. 2018. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/renovabio>. Acesso em: 12 jun. 18.

ANP. Painéis dinâmicos do Renovabio, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-do-renovabio>.

ANP. Resolução nº 842, de 14 de maio de 2021 [WWW Document]. Estabelece a especificação do diesel verde, bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que o comercializem em território nacional. 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-anp-n-842-de-14-de-maio-de-2021-320059616>. Acesso em: 6 mai. 2021.

ANTONIL, A. J. *Cultura e Opulência do Brasil*, Editora Itatiaia, Belo Horizonte. 1982.

ASTM. ASTM D7566-20 Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons. West Conshohocken, Pennsylvania, USA. 2020.

ATHENAGRO. A evolução da área de pastagens no Brasil (com base no Censo e na Pesquisa Pecuária Municipal (IBGE, 2019) e Projeto MacBiomass). 2019. Disponível em: <http://www.rallydapecuaria.com.br/index.php/node/1366>.

ATSONIOS, K.; KOUGIOUMTZIS, M.; PANOPOULOS, K. D.; KAKARAS, E. Alternative thermochemical routes for aviation biofuels via alcohols synthesis: Process modeling, techno-economic assessment and comparison. *Applied Energy* 138, 346–366. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.056>. 2015.

BARBER, C. P.; COCHRANE, M. A.; SOUZA, C. M.; LAURANCE, W. F. Roads, deforestation, and the mitigating effect of protected areas in the Amazon. *Biological Conservation* 177, 203–209. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2014.07.004>. 2014.

BIODIESELBR. Audiência pública da ANP expõem tensões no setor de biodiesel, 18 set. 2020a. 2020. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/regulacao/audiencia-publica-da-anp-expoem-tensoes-no-setor-de-biodiesel-180920>. Acesso em: 6 abr. 2021.

BIODIESELBR. Abiove considera “inaceitável” investida da Petrobras sobre mercado de biodiesel, 16 nov. 2020b. 2020. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/biocombustivel/cana/abiove-considera-inaceitavel-investida-da-petrobras-sobre-mercado-de-biodiesel-161120>. Acesso em: 6 mai. 2021.

BONOMI, A.; CAVALETT, O.; PEREIRA DA CUNHA, M.; LIMA, M. A. P. (Eds.). *Virtual Biorefinery*, 1st ed, Green Energy and Technology. Springer International Publishing, Cham. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-26045-7>. 2016.

BRANFORD, S.; TORRES, M. Brazilian Amazon oil palm deforestation under control, for now [WWW Document]. Mongabay Series: Amazon Agribusiness. 2018. Disponível em: <https://news.mongabay.com/2018/05/brazilian-amazon-oil-palm-deforestation-under-control-for-now/>. Acesso em: 9 jul. 2020.

CAAFI. Commercial Aviation Alternative Fuels Initiative – Glossary. 2019. Disponível em: <http://www.caafi.org/resources/glossary.html#D>. Acesso em: 31 out. 2019.

CANTARELLA, H.; NASSAR, A. M.; CORTEZ, L. A. B.; BALDASSIN, R. Potential feedstock for renewable aviation fuel in Brazil. *Environmental Development* 15, 52–63. 2015. <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2015.05.004>.

CAPAZ, R. S. Alternative aviation fuels in Brazil: Environmental performance and economic feasibility. Delft University of Technology. 2021.

CAPAZ, R. S.; GUIDA, E.; SEABRA, J. E. A., OSSEWEIJER, P.; POSADA, J. A. Mitigating carbon emissions through sustainable aviation fuels: costs and potential. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* 15, 502–524. 2021a. <https://doi.org/10.1002/bbb.2168>

CAPAZ, R. S.; POSADA, J. A.; OSSEWEIJER, P.; SEABRA, J. E. A. The carbon footprint of alternative jet fuels produced in Brazil: exploring different approaches. *Resources, Conservation and Recycling* 166, 105260. 2021b. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.105260>

CARDOSO, T. F. Avaliação Socioeconômica E Ambiental De Sistemas De Recolhimento E Uso Da Palha De Cana-De-Açúcar. University of Campinas. 2014.

CARDOSO, A.; LAVIOLA, B. G.; SANTOS, G. S.; DE SOUSA, H. U.; DE OLIVEIRA, H. B.; VERAS, L. C.; CIANNELLA, R.; FAVARO, S. P. Opportunities and challenges for sustainable production of *A. aculeata* through agroforestry systems. *Industrial Crops and Products* 107, 573–580. 2017 <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2017.04.023>

CARDOSO, T. F.; WATANABE, M. D. B.; SOUZA, A.; CHAGAS, M. F.; CAVALETT, O.; MORAIS, E. R.; NOGUEIRA, L. A. H.; LEAL, M. R. L. V.; BRAUNBECK, O. A.; CORTEZ, L. A. B.; BONOMI, A. Economic, environmental, and social impacts of different sugarcane production systems. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* 12, 68–82. 2018. <https://doi.org/10.1002/bbb.1829>

COELHO, M. Personal Communication of a Brazilian Company of paper and cellulose. 2018.

COELHO, S. T.; MONTEIRO, M. B.; KARNIOL, M. R. Atlas da bioenergia no Brasil. São Paulo. 2012. Disponível em: <http://gbio.webhostusp.sti.usp.br/?q=pt-br/livro/atlas-de-biomassa>

COGEN. Associação das Indústrias de Cogeração de Energia. 2018. Disponível em: <https://www.cogen.com.br/>. Acesso em: 10 dez. 2018.

CORTEZ, L. A. B.; NIGRO, F. E. B.; NASSAR, A. M.; CANTARELLA, H.; NOGUEIRA, L. A. H.; MORAES, M. A. F. D.; LEAL, R. L. V.; FRANCO, T. T.; SCHUCHARDT, U. Roadmap for sustainable aviation biofuels for Brazil — A Flightpath to Aviation Biofuels in Brazil. Edgard Blücher, São Paulo. 2014. <https://doi.org/10.5151/BlucherOA-Roadmap>

DE MEDEIROS, E. M.; POSADA, J. A.; NOORMAN, H.; OSSEWEIJER, P.; FILHO, R. M. Hydrous bioethanol production from sugarcane bagasse via energy self-sufficient gasification-fermentation hybrid route: Simulation and financial analysis. *Journal of Cleaner Production* 168, 1625–1635. 2017. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.01.165>

DEAN, W. A ferro e fogo: a história e a devastação da Mata Atlântica brasileira, Companhia das Letras, São Paulo. 1996.

DIÁRIO DO NORDESTE. Ceará está pronto para ter o seu HUB de Hidrogênio Verde. 23 de Fevereiro de 2021. 2021. Disponível em: <https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/opiniaocolumnistas/ricardo-mota/ceara-esta-pronto-para-ter-o-seu-hub-de-hidrogenio-verde-1.3051027>. Acesso em: 6 jul. 2021.

DINCER, I. Green methods for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy* 37, 1954–1971. 2012. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.03.173>

EMBRAPA. Zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar. Embrapa Solos, Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, Brasília. 2009

EMBRAPA. Zoneamento Agroecológico do Dendzeiro para as áreas desmatadas da Amazônia Legal. Embrapa Solos, Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, Rio de Janeiro. 2010.

EPE. PDE 2030 – The Ten-Year Energy Expansion Plan 2030. Brasília. 2020a.

EPE. Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (ano 2019), Ministério de Minas e Energia, Brasília. 2020b.

EPE. Combustíveis renováveis para uso em motores do ciclo Diesel. Rio de Janeiro. 2020c.

EPE. Balanço Energético Nacional 2021 (Dados de 2020), Ministério de Minas e Energia, Brasília. 2021.

ESTEVEZ, H. B. B. A produção da bioeletricidade a partir do bagaço de cana. Opiniões. 2021.

FAO. UWET Unified Wood Energy Terminology, Forestry Dept., Food and Agriculture Organization of United Nations, Rome. 2003

FAO. FAOSTAT [WWW Document]. Food and Agriculture Organization. DISPONÍVEL EM: <http://faostat.fao.org/site/339/default.aspx> (acesso em 1.10.18). 2018

GRADIN, B.; Nogueira, L. A. H. Innovation in advanced energy: towards a mission-oriented agenda for second-generation ethanol in Brazil, in Reynolds, E., Schneider, B.R., Ezequiel Zylberberg, E. (eds), Innovation in Brazil: Advancing Development in the 21st Century, Routledge, London. 2019.

GRANBIO. BioFlex I Disponível em: <http://www.granbio.com.br/conteudos/bioflex-biocombustiveis/> (acesso em 5.27.21). 2021.

HANDLER, R. M.; SHONNARD, D. R.; GRIFFING, E. M.; LAI, A.; PALOU-RIVERA, I. Life Cycle Assessments of Ethanol Production via Gas Fermentation: Anticipated Greenhouse Gas Emissions for Cellulosic and Waste Gas Feedstocks. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 55, 3253–3261. 2016 <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b03215>.

IBA. Annual Report - Brazilian Tree Industry. 2019. Disponível em: http://iba.org/images/shared/Biblioteca/IBA_RelatorioAnual2017.pdf Acesso em: 14 jul. 2020.

IBGE. Brazilian Institute of Geography and Statistics. Municipal Agricultural Production. 2019. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/pam/tabelas>. Acesso em 22 ago. 2019.

ICAO. Resolutions 37th Assembly. 2010. Disponível em: http://www.icao.int/Meetings/AMC/Assembly37/Documents/ProvisionalEdition/a37_res_prov_en.pdf.

ICAO. CORSIA - Sustainability Criteria for CORSIA Eligible Fuels. Montreal. 2019a. <https://doi.org/10.18356/fc81178c-en>.

ICAO. Annual Report of the Council - 2018. Annual Reports of the Council. 2019b. Disponível em: <https://www.icao.int/publications/pages/annual-reports.aspx>. Acesso em: 8 jul. 2020.

IEA. Transport Biofuels -Analysis, Tracking Report, International Energy Agency. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/transport-biofuels/>

IEA. Energy Technology Perspectives 2020. Paris. 2021. <https://doi.org/10.1787/ab43a9a5-en>

IMO. Initial IMO GHG Strategy. 2021a. Disponível em: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Reducing-greenhouse-gas-emissions-from-ships.aspx> (acesso em 5.28.21).

IMO 2020 – cutting sulphur oxide emissions. 2021b. Disponível em: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Pages/Sulphur-2020.aspx> (acesso em 5.28.21).

IRENA. Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2019.

KLEIN, B. C.; CHAGAS, M. F.; JUNQUEIRA, T. L.; REZENDE, M. C. A. F.; CARDOSO, T. F.; CAVALETT, O.; BONOMI, A. Techno-economic and environmental assessment of renewable jet fuel production in integrated Brazilian sugarcane biorefineries. *Applied Energy* 209, 290–305. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.079>

KLERK, A. Fischer–Tropsch fuels refinery design. *Energy & Environmental Science* 4, 1177. 2011. <https://doi.org/10.1039/c0ee00692k>

LA PICIRELLI DE SOUZA, L.; RAJABI HAMEDANI, S.; SILVA LORA, E. E.; ESCOBAR PALACIO, J. C.; COMODI, G.; VILLARINI, M.; COLANTONI, A. Theoretical and technical assessment of agroforestry residue potential for electricity generation in Brazil towards 2050. *Energy Reports* 7, 2574–2587. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.04.026>

LANZATECH. World's First Commercial Waste Gas to Ethanol Plant Starts Up. 2018. Disponível em: <https://www.lanzatech.com/2018/06/08/worlds-first-commercial-waste-gas-ethanol-plant-starts/>. Acesso em: 31 jul. 2019.

LEAL, M. R. L. V.; HERNANDES, T. A. D. Bra/10/G31 SUCRE Sugarcane Renewable Electricity. Campinas. 2020.

LNBR. Projeto SUCRE - Sugarcane Renewable Electricity, Laboratório Nacional de Biorenováveis, relatórios. 2021. Disponível em: <https://lnbr.cnpem.br/pt-br/sucres/>.

MACHADO, N. ANP aprova especificação para o diesel verde. epbr - Política Energética. 2021. Disponível em: <https://epbr.com.br/anp-aprova-especificacao-para-o-diesel-verde/> (acesso em 6.6.21).

MILESSI, T. S.; TABUCHI, S. C. T.; ESTEVES, T. D.; HIRATA, D. B.; CAPAZ, R.; MENDES, A. A. Biodiesel production in oil biorefinery and byproducts utilization, in: Chandel, A., Segato, F. (Eds.), Production of Top 12 Biochemicals Selected by USDOE from Renewable Resources. Elsevier, p. 462. 2021.

MME. Renovabio, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Ministério de Minas e Energia. 2021. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/renovabio>

MOREIRA, M. M. R.; SEABRA, J. E. A.; LYND, L. R.; ARANTES, S. M.; CUNHA, M. P.; GUILHOTO, J. J. M. Socio-environmental and land-use impacts of double-cropped maize ethanol in Brazil, Nature Sustainability, 3. 2020. <https://doi.org/10.1038/s41893-019-0456-2>

MORENO, J.; DUFOUR, J. Life cycle assessment of hydrogen production from biomass gasification. Evaluation of different Spanish feedstocks. International Journal of Hydrogen Energy 38, 7616–7622. 2013. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.11.076>

MÜLLER-CASSERES, E.; CARVALHO, F.; NOGUEIRA, T.; FONTE, C.; IMPÉRIO, M.; POGGIO, M.; WEI, H. K.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; ROCHEDO, P. R. R.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Production of alternative marine fuels in Brazil: An integrated assessment perspective. Energy 219, 119444. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119444>

NASSAR, A. M.; HARFUCH, L.; MOREIRA, M. M. R.; BACHION, L. C.; ANTONIAZZI, L. B.; LIMA, R. C. A. Simulating Land Use and Agriculture Expansion in Brazil: Food, Energy, Agroindustrial and Environmental Impacts, BIOEN-FAPESP Program. 2011. Disponível em: <http://www.iconebrasil.org.br/arquivos/noticia/2256.pdf>.

NASTARI, P. RenovaBio, Plano Nacional de Biocombustíveis: Uma Visão Estratégica Integrada para Políticas de Energia, Meio Ambiente, Econômica e Industrial, Apresentação no Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento, Brasília. 2018

NOGUEIRA, L. A. H.; SOUZA, G. M.; Cortez, L. A. B.; BRITO-CRUZ, C. H. Biofuels for transport, in Letcher, T.M. (editor). Future energy: improved, sustainable, clean options for our planet. 3rd ed. Elsevier, Oxford. 2020.

NOVACANA. Raízen irá investir em nova planta de etanol de segunda geração. 2021a. Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/2-geracao-celulose/raizen-investir-nova-planta-etanol-segunda-geracao-250621>. Acesso em: 30 jun. 2021.

NOVACANA. Número de CBios emitidos em 2021 chega a 10 milhões; preço segue estável. 2021b. Disponível em: <https://www.novacana.com/n/industria/usinas/numero-cbios-emitidos-2021-10-milhoes-preco-estavel-050521>. Acesso: 26 mai. 2021.

OU, X.; ZHANG, X. X.; ZHANG, Q.; ZHANG, X. X. Life-cycle analysis of energy use and greenhouse gas emissions of gas-to-liquid fuel pathway from steel mill off-gas in China by the LanzaTech process. *Frontiers in Energy* 7, 263–270. 2013. <https://doi.org/10.1007/s11708-013-0263-9>

PEARLSON, M.; WOLLERSHEIM, C.; HILEMAN, J. A techno-economic review of hydroprocessed renewable esters and fatty acids for jet fuel production. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* 7, 89–96. 2013. <https://doi.org/10.1002/bbb.1378>

PETROBRÁS. Diesel renovável traz mais qualidade, competição e sustentabilidade para o segmento de biocombustíveis no Brasil. *Fatos e Dados*. 2021. Disponível em: <https://bityli.com/yqt5e>. Acesso em: 5 jun, 2021.

PIRKER, J.; MOSNIER, A.; KRAXNER, F.; HAVLÍK, P.; OBERS-TEINER, M. What are the limits to oil palm expansion? *Global Environmental Change* 40, 73–81. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.06.007>

PLATH, M.; MOSER, C.; BAILIS, R.; BRANDT, P.; HIRSCH, H.; KLEIN, A.; WALMSLEY, D.; VON WEHRDEN, H. A novel bioenergy feedstock in Latin America? Cultivation potential of *Acrocomia aculeata* under current and future climate conditions. *Biomass and Bioenergy* 91, 186–195. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2016.04.009>

PORTUGAL-PEREIRA, J.; SORIA, R.; RATHMANN, R.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. Agricultural and agro-industrial residues-to-energy: Techno-economic and environmental assessment in Brazil. *Biomass and Bioenergy* 81, 521–533. 2015. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2015.08.010>

RAÍZEN. Raízen webpage. 2021. Disponível em: <https://www.raizen.com.br/>. Acesso em: 27 ma. 2021.

REN21. *Renewables 2020 - Global Status Report*. Paris. 2020

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; PEREIRA, J. P.; ROCHEDO, P. 2020. Prospects for Carbon-Neutral Maritime Fuel Production in Brazil. Rio de Janeiro. 2020.

RSPO. Reflecting on a decade of growth - Impact Report 2019. 2019.

SALKUYEH, Y. K.; SAVILLE, B. A.; MACLEAN, H. L. Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from different biomass gasification processes. *International Journal of Hydrogen Energy* 43, 9514–9528. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.04.024>

SEABRA, J. E. A.; MACEDO, I. C. Comparative analysis for power generation and ethanol production from sugarcane residual biomass in Brazil. *Energy Policy* 39, 421–428. 2011. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.019>

SIGA. Sistema de Informações de Geração da ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília. 2021.

SOUZA, G. M.; VICTORIA, R. L.; JOLY, C. A.; VERDADE, L. M. Bio-energy & sustainability: bridging the gaps. Vol. 72. Scientific Committee of Problems of the Environment SCOPE. 2015. Disponível em: http://bioenfapesp.org/scopebioenergy/images/chapters/bioen-scope_chapter17.pdf

SOUZA, Z. J. As tendências da bioeletricidade. *Opiniões* 78. 2021.

SUSMOZAS, A.; IRIBARREN, D.; DUFOUR, J. Life-cycle performance of indirect biomass gasification as a green alternative to steam methane reforming for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy* 38, 9961–9972. 2013. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.06.012>

TRINDADE, S. C.; NOGUEIRA, L. A. H.; SOUZA, G. M. Relevance of LACAf biofuels for global sustainability, *Biofuels*. 2019. doi: 10.1080/17597269.2019.1679566.

U.S.DRIVE. Hydrogen Production Tech Team Roadmap. Washington. 2017.

Unem. Produção de etanol de milho se firma no país e deve dobrar este ano, União Nacional do Etanol de Milho. 201. Disponível em: <http://www.etanoldemilho.com.br/2020/12/15/producao-de-etanol-de-milho-se-firma-no-pais-e-deve-dobrar-este-ano/>

UNICADATA. Histórico de Produção e Moagem, Associação Brasileira da Indústria da Cana-de-Açúcar. 201. Disponível em: <https://observatoriodacana.com.br/historico-de-producao-e-moagem.php/>

VÁSQUEZ, M. C.; SILVA, E. E.; CASTILLO, E. F. Hydrotreatment of vegetable oils: A review of the technologies and its developments for jet biofuel production. *Biomass and Bioenergy* 105, 197–206. 2017. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2017.07.008>

WANG, W.; TAO, L. Bio-jet fuel conversion technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53, 801–822. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.016>

WATANABE, M. O potencial da palha na geração de energia, Projeto SUCRE, Laboratório Nacional de Biorenováveis. 2019. Apresentação Power Point.

WWF. Potential Sustainable Biofuel Production in Brazil – 2030, World Wide Fund For Nature, São Paulo. 2021.

ZHONG, L.; FENG, Y.; WANG, G.; WANG, Z.; BILAL, M.; LV, H., JIA, S., CUI, J. Production and use of immobilized lipases in/on nanomaterials: A review from the waste to biodiesel production. *International Journal of Biological Macromolecules* 152, 207–222. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijbiomac.2020.02.258>

ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: OS MOTIVOS DO SUCESSO E O FUTURO DOS NOSSOS BONS VENTOS

Elbia Gannoum¹

¹ABEEólica

DOI: 10.47168/rbe.v27i3.641

RESUMO

A energia eólica apresentou um crescimento virtuoso no Brasil na última década. Os ventos hoje já são a segunda fonte da matriz elétrica brasileira. Para o futuro, novas tecnologias devem se aliar às eólicas *onshore*, como é o caso das eólicas *offshore* e do hidrogênio. O artigo analisa os principais motivos que explicam o sucesso da eólica no Brasil e faz um cenário do que as novas tecnologias podem trazer para o futuro.

Palavras-chave: Energia eólica, Hidrogênio, *Offshore*.

ABSTRACT

Wind energy has shown virtuous growth in Brazil in the last decade. Winds are now the second source in the Brazilian electricity matrix. For the future, new technologies must be combined with onshore wind, such as offshore wind and hydrogen. The paper analyzes the main reasons that explain the success of wind power in Brazil and presents a scenario of what new technologies can bring to the future.

Keywords: Wind energy, Hydrogen, *Offshore*.

1. INTRODUÇÃO

A energia eólica deu um grande salto no Brasil na última década, partindo de menos de 1 GW, em 2011, para mais de 18 GW no início de 2021, já ocupando o segundo lugar entre as fontes da matriz elétrica brasileira. E, para se somar a este sucesso, novas tecnologias estão se fazendo presente, por meio dos planos para construir os primeiros parques eólicos offshore e começar a utilizar hidrogênio para geração de energia. O objetivo deste artigo é passar pelos motivos que explicam o sucesso da eólica no Brasil e fazer um cenário do que as novas tecnologias podem trazer para um futuro nem tão distante assim.

2. CENÁRIOS E OS MOTIVOS DO SUCESSO DA ENERGIA EÓLICA

Escrevo este artigo no início de abril de 2021 e ainda muito animada com as comemorações da ABEEólica pelos 18 GWs de capacidade instalada de energia eólica. Isso significa que o Brasil já tem mais 8300 aerogeradores funcionando e cerca de 700 parques eólicos. Gosto sempre de olhar para estes números com uma visão de linha do tempo, porque então podemos perceber o quanto caminhamos. O crescimento mais intenso da energia eólica no Brasil se deu a partir de 2012, tendo como explicação principal os leilões iniciados em 2009, que detalharemos mais adiante. A Figura 1 (Infovento ABEEólica 19¹) mostra a evolução da capacidade instalada em MW, da energia eólica.

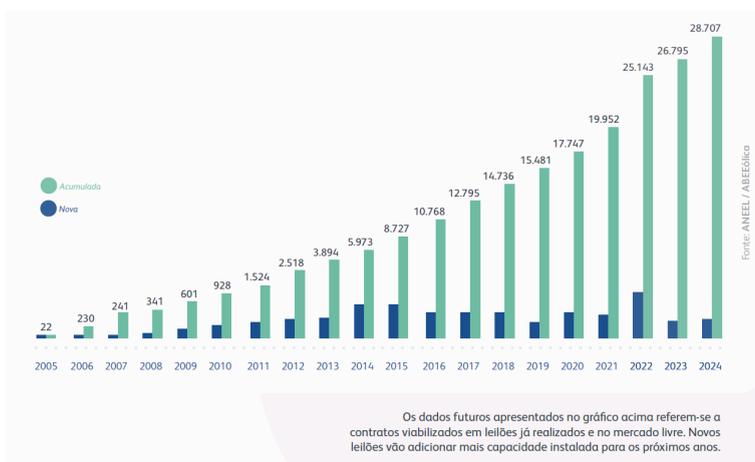


Figura 1 - Evolução da capacidade instalada em MW

Há exatos dez anos, em 2011, tínhamos menos de 1 GW de capacidade instalada e o que o futuro nos mostra, considerando apenas os contratos já fechados é que, até 2024, teremos pelo menos 28 GWs. Digo “pelo menos”, porque esse número certamente será maior com novos leilões e o grande crescimento do mercado livre. Outro ponto importante deste cenário é que a energia eólica é hoje a segunda fonte da matriz elétrica brasileira, conforme mostrado na Figura 2 (Infovento ABEEólica 19²).

1 Disponível no site www.abeeolica.org.br, em versões que são atualizadas periodicamente.

2 Disponível no site www.abeeolica.org.br, em versões que são atualizadas periodicamente.

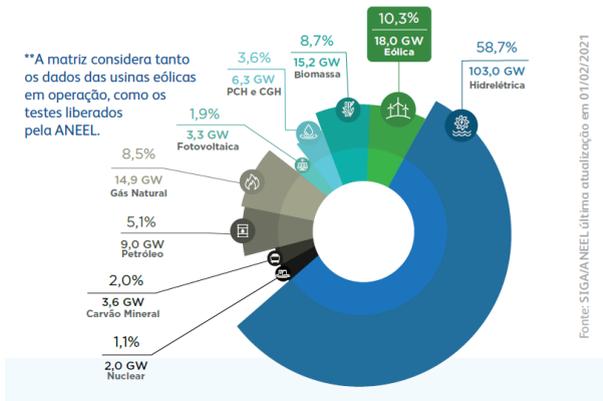


Figura 2 - Matriz elétrica brasileira** em GW

A capacidade total instalada está dividida em 12 estados, destacando-se o Nordeste e Sul, sendo que no Nordeste estão mais de 80% dos parques eólicos, como pode ser visto na Figura 3 (Infovento ABEEólica 19¹). Essas regiões têm recebido grandes investimentos, tanto para a produção de energia eólica como para o desenvolvimento do setor industrial, com fabricação de equipamentos e componentes.

UF	Potência (MW)	Parques
RN	5.154,2	182
BA	4.879,6	189
PI	2.275,9	79
CE	2.179,3	84
RS	1.835,9	80
PE	798,4	34
MA	426,0	15
SC	238,5	14
PB	157,2	15
SE	34,5	1
RJ	28,1	1
PR	2,5	1
TT	18.010,1	695

Figura 3 - Capacidade total instalada por região

1 Disponível no site www.abeeolica.org.br, em versões que são atualizadas periodicamente.

Bom, mas como chegamos até aqui? O ritmo de crescimento sustentável e vigoroso da energia eólica no Brasil pode ser explicado por um cenário que inclui tanto fatores naturais específicos do Brasil quanto decisões técnicas que resultaram em políticas que impulsionaram as contratações e incentivaram o desenvolvimento da cadeia produtiva.

Acredito que o principal ponto é a qualidade excepcional do insumo mais importante para a energia eólica: o vento. Isso é crucial para tudo que se segue. Para produzir energia eólica com alta eficiência, precisamos de ventos estáveis, com a intensidade certa e sem mudanças bruscas de velocidade ou de direção. O Brasil foi abençoado pela natureza: temos uma quantidade enorme destes ventos, especialmente no Nordeste. E o que isso quer dizer? Bom, significa que a produtividade dos parques brasileiros atinge fatores de capacidade realmente excepcionais, muito acima das médias mundiais. Enquanto o fator de capacidade médio mundial está em torno de 30%, o Brasil tem fatores de capacidade médios superiores a 50% em alguns meses do ano, atingindo picos horários de até 80%.

Ainda falando de fatores naturais, importante levar em conta que fontes renováveis como eólica, solar, biomassa e PCH são complementares entre si. O regime de ventos e de chuvas, por exemplo, faz com que eólica gere mais nos meses em que chove menos e vice-versa. Isso torna a eólica muito valiosa para o Sistema Interligado Nacional - SIN, não somente pela geração efetiva, mas por permitir maior otimização do parque hidrelétrico. No período seco, a geração eólica em alta contribui para preservar o nível dos reservatórios, o que tem sido cada vez mais importante para o Brasil.

2.1 Políticas do BNDES e cadeia produtiva nacional

Mesmo com um dos melhores ventos do mundo, nossa energia eólica não iria muito longe se não tivéssemos recursos à disposição do mercado para financiamentos que permitissem a expansão do setor. Neste ponto, o BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Social é o responsável por ter oferecido grandes montantes que foram cruciais para a indústria se erguer no Brasil. Até 2020, podemos dizer que o BNDES é o responsável pelo financiamento de cerca de 85% dos projetos eólicos em operação no País, com 14,7 GW de projetos, representando R\$ 43,9 bilhões contratados, num total de R\$ 72,9 bilhões de investimentos.

Além de ser responsável por ser a fonte dos recursos, o BNDES também influenciou decisivamente no desenvolvimento da cadeia produtiva no Brasil, porque aliou aos financiamentos uma política de

obrigação de uma gradual internalização da cadeia de produção de aerogeradores no país, começando com índices de 60% de nacionalização e chegando a 80%. A consequência direta muito benéfica dessa política foi estimular uma grande quantidade de investimento em fábricas, capacitação de profissionais, geração de empregos e fortalecimento da indústria nacional. Esse pacote é um dos responsáveis pela expansão rápida da eólica no Brasil.

O Brasil tem hoje fabricantes de turbinas, de pás e torres eólicas e centenas de empresas fornecedoras de componentes e serviços para a cadeia produtiva, conforme mapeamento da cadeia produtiva realizado pela Associação Brasileira de Desenvolvimento Industrial. Desta forma, a política do BNDES foi capaz de direcionar parcela relevante dos investimentos para a indústria local e hoje a indústria eólica tem uma cadeia produtiva 80% nacionalizada. E o BNDES segue inovando. O BNDES foi a primeira instituição brasileira a emitir *Green Bond* no Mercado Global (Bolsa de Luxemburgo), com total Emitido em 2017 de USD 1 Bilhão. Os recursos foram vinculados a 8 Complexos Eólicos com 1,3 GW, que devem evitar 421,6 mil toneladas de CO₂.

2.2 Leilões

O bom caminho de crescimento e inserção da energia eólica na matriz elétrica brasileira, após o fundamental pioneirismo do PROINFA, começou a se consolidar principalmente a partir do Leilão de Reserva de 2009, onde 1.806MW de potência eólica foram vendidos. A partir desse período, a energia eólica tem experimentado um exponencial e virtuoso crescimento no Brasil. De 2009 a 2019, nos vinte e dois leilões dos quais a fonte eólica participou, foram contratados mais de 18 GW em novos projetos.

Os leilões promovidos pelo governo têm, ao longo do tempo, apresentado resultados muito eficientes, porque promovem uma competição justa e saudável entre os vendedores de uma mesma fonte, o que resulta em redução do custo final. O Brasil tem adotado leilões com o critério de menor preço, ou seja, as empresas vencedoras são as que aceitam construir e operar a usina pelo menor valor da energia gerada. Este sistema não apenas é bem-sucedido no Brasil, como serve de exemplo para outros países que querem implantar algo parecido.

Aliados ao bom modelo de leilões, a energia eólica tem vivido um importante avanço da tecnologia, com consequente redução de custos, o que faz da eólica a fonte de menor preço no Brasil, considerando a média de preços oferecidos nos leilões de ambiente regulado nos últimos seis anos.

2.3 Mercado Livre

Embora este seja um fator mais recente, é um dos mais importantes atualmente no desenvolvimento da energia eólica no Brasil e certamente será responsável pelo crescimento do setor nos próximos anos. Desde 2018 a eólica tem contratado mais no mercado livre do que no ambiente regulado.

O mercado livre para eólica passa por uma profunda transformação na forma de oferta de energia e da relação que se estabelece entre fornecedores e consumidores de energia. Tais avanços são grandes negócios de longo prazo, feitos como “alfaiataria”, a gosto do freguês e de suas necessidades. E é desse novo modelo que gostaria de tratar neste artigo.

Para entender como chegamos aqui, um breve histórico do mercado livre é necessário. Em 1995, a lei 9074 determinou que os consumidores acima de 3 MW poderiam escolher seu fornecedor, o que permitiu que, a partir de 2000, os primeiros contratos viessem a aparecer, surgindo também uma importante categoria de agentes, as comercializadoras, que hoje são mais de 370, de acordo com dados da CCEE. A Lei 9.427/1996, por sua vez, criou a categoria de consumidor especial, acima de 500 KW, que pode optar livremente pelo seu fornecedor de energia, desde que seja eólica, solar, PCH, biomassa ou resíduos sólidos. Ao ser regulamentada, 10 anos depois, pela Resolução Normativa 247/2006, o benefício do desconto nas tarifas na TUSD e TUST para esta categoria impulsionou o mercado. Em 2008, eram 194 consumidores especiais como agentes na CCEE, e hoje este número é de 7.000.

O cenário atual apresenta um mercado livre complexo, experiente e fascinante em soluções novas, com elevado grau de diferenciação de produtos e serviços. Numa trajetória irreversível de expansão, pavimentada por erros e acertos, o aprendizado e amadurecimento deste segmento vai ao encontro e, ao mesmo tempo determina, a necessária Modernização do Setor Elétrico. Destaca-se que, por força de regulamentação via portaria do MME, começou, no ano passado, a queda gradual do valor mínimo para que um consumidor seja classificado como livre, o que já vem ampliando este mercado consideravelmente, e continuará fazendo-o nos próximos anos. Também impulsionam o setor as mudanças feitas pelo BNDES nos últimos três anos para financiamentos de projetos de energia no mercado livre, dando aos investidores uma opção segura de *funding* com, por exemplo, garantias rolantes e outras características adaptadas para o tipo de negócio.

Outro ponto importante é que, em 2017, com projetos eólicos represados devido à ausência de leilões regulados por cerca de 24 me-

ses, presenciamos uma mudança: além da queda dos custos e preços da fonte eólica, muitos dos vencedores dos leilões haviam viabilizado apenas parte dos seus contratos no ACR, deixando uma grande parte livre para negociações no mercado livre. Era como uma âncora, já que existia uma assimetria importante: projetos do ACR com prioridade para conseguir margem de escoamento de energia em relação aos do ACL. Com isso, eles garantiam, por meio dos leilões, sua conexão e podiam negociar direto com compradores. Com a queda de demanda neste ano de 2020, que levou ao cancelamento dos leilões, a problemática do ponto de conexão é menor, o que abre espaço para negociações de projetos eólicos na modalidade 100% dedicado ao mercado livre.

Importante considerar que foram habilitados mais de 22 GW de projetos de eólicas no último leilão. A carteira de eólicas é muito grande. O que temos visto é que o mercado está encontrando novas e inventivas saídas para liberar toda essa potência. E essa criatividade será cada vez mais necessária, porque o curto e médio prazo nos apontam leilões regulados menores e com tendência a diminuir num futuro um pouco mais distante, uma vez que o movimento de abertura de mercado sustentado pela regulação, conforme destacado pela Portaria nº 465/2019 do MME e pela implementação da Modernização do Setor Elétrico em curso.

O que estamos vendo agora é que o gerador/comercializador está procurando direto os consumidores que têm possibilidade de serem livres, mas eles não chegam mais com opções prontas, apenas para serem adaptadas em relação ao consumo. O que eles fazem é criar um contrato que se encaixe no consumidor considerando características inovadoras, podendo incluir, por exemplo, parcerias para construção do parque eólico, possibilidade de se tornar proprietário em sociedade do parque, apenas desenvolvimento do projeto ou gestão e operação. A verdade, neste ponto, é que não sabemos exatamente os detalhes destes novos modelos, porque há um certo “segredo” de alfaiate aí. Insisto na metáfora “alfaiataria”, pois o mercado livre habitual é como uma loja de roupas prontas que se oferecem por variados tamanhos, mas “modelos” iguais, enquanto estes novos contratos são feitos unicamente sob medida, os ajustes vão sendo feitos meticulosamente e só servem para aquele consumidor.

Sem dúvida, dada a regulação atual, o mercado livre tem ainda um grande potencial de crescimento e que pode ser ainda mais expressivo com os avanços da modernização da legislação. Isso é algo concreto que estamos comprovando dia após dia, especialmente neste difícil ano de 2020 em que nossa criatividade tem sido posta à prova no comando de negócios, resultando em contratos inovadores, como os fechados recentemente com a Anglo American, Tivit, Vulcabrás Azaleia,

Grupo Moura, Unipar Carbocloro, entre outros. Para que estes novos “alfaiates” dos ventos possam continuar a contribuir com o crescimento do mercado livre, é importante e necessária a mitigação e eliminação das assimetrias técnicas e regulatórias entre os ambientes de contratação - ACR e ACL- o que vem sendo muito bem encaminhado pelo governo, além do desenvolvimento de novos arranjos pelo mercado financeiro e de capitais, de forma que este passe a oferecer mais opções de *funding*, o que também me parece que caminha bem.

3. FUTURO E NOVAS TECNOLOGIAS

Antes de falar de um futuro mais distante, quero falar do mais próximo. O ano de 2020, com todo o caos da pandemia, foi claramente cheio de desafios para todos nós, incluindo o setor de energia. O impacto mais imediato é que não tivemos leilões, porque a demanda por energia caiu e isso significa que não vendemos no mercado regulado este ano. Por outro lado, a boa notícia é que o mercado livre tem se tornado muito importante para o setor eólico, sendo que em 2018 e 2019 já havíamos vendido mais no ACL que no ACR. Nosso desempenho no ACL em 2020 foi muito bom e isso é um bom sinal para a cadeia produtiva, que seguiu fechando novos negócios e, portanto, segue otimista para o futuro. O Mercado Livre, portanto, conforme apresentado no item anterior, é atual e um dos motivos do sucesso mais recente da eólica, mas que deve seguir sendo também uma tendência para o futuro.

Uma outra tendência para o futuro do setor eólico é a tecnologia da eólica *offshore*. A energia eólica *offshore* já é uma tecnologia viável e em constante crescimento em diferentes mercados do mundo (ENEVOLDSEN; JACOBSON, 2021). Recentemente, o *Global Wind Energy Council* (GWEC) divulgou o relatório anual 2021, o documento mostra que atualmente existem 35,3 GW de capacidade acumulada de energia eólica *offshore* no mundo. Apenas no ano de 2020 foram instalados 6,1 GW de capacidade nova de energia eólica *offshore*. Esse número é representado pelos continentes Ásia (3,0 GW), Europa (3,0 GW) e América do Norte (0,1 GW) que tem explorado novas formas de aproveitamento tecnológico por meio do vento no mar. O relatório também divulgou que as projeções globais para a instalação de nova capacidade instalada de eólica *offshore* têm uma perspectiva de crescimento de 6.1 GW instalados em 2020 para 23,9 GW em 2025 (GWEC, 2021).

Países como China, Reino Unido e Alemanha têm testado a viabilidade de tecnologias de eólica *offshore* a partir de turbinas instaladas no mar em plataformas e diferentes fundações, turbinas flutuantes

e até turbinas híbridas utilizando recursos do sol e do vento para geração de energia (IRENA, 2020). A Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) mostra em seu relatório *“Innovation Outlook: Offshore Wind”* que o desenvolvimento de inovações tecnológicas pode colaborar reduzindo os custos de instalação das tecnologias e o CAPEX dos projetos a médio prazo (IRENA, 2016).

No contexto brasileiro, a perspectiva também é positiva devido à abundância de recursos naturais no Brasil (CASTRO; LIMA; HIDD; VARDIERO, 2018). A Empresa de Pesquisa Energética divulgou o relatório *“Roadmap Eólica Offshore”* evidenciando que a fonte possui cerca de 700 GW de potencial eólico *offshore* para serem explorados. O documento é um grande passo para a evolução da fonte no país porque trata de desafios ligados ao meio ambiente, investimentos, desenvolvimento tecnológico e infraestrutura do país. Os desafios e oportunidades envolvem a criação e adaptação de uma cadeia especializada na produção eólica *offshore*, desenvolvimento de um arcabouço regulatório com base no mercado internacional, conexão à rede básica e uma série de outros itens que norteiam a estratégia dos investidores que buscam o desenvolvimento da tecnologia no país.

Na mesma linha do Roadmap da EPE, o *World Bank Group* (WBG) e o *Energy Sector Management Assistance* (ESAMP) apresentaram em seu relatório *“Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets”* uma forte participação do Brasil entre os mercados emergentes com potencial para instalação de energia eólica *offshore* no futuro. Segundo o WBG, o Brasil tem um potencial eólico *offshore* de cerca de 1.200 GW e este potencial está concentrado na região Nordeste do país (DUTTON et. al, 2019). O ESAMP e o WBG ratificam que o Brasil tem desafios principalmente ligados à necessidade de ampliar transmissão e resolver gargalos relacionados à conexão e à infraestrutura no país.

É relevante ressaltar que a tecnologia é considerada pelo Plano Decenal de Energia - PDE 2029, documento desenvolvido pelo Ministério de Minas Energia (MME), como fonte que pode contribuir para a expansão de instalação na matriz energética nacional (MME e EPE, 2019). O documento ressalta que conforme o desenvolvimento da tecnologia no contexto mundial, o Brasil poderá angariar benefícios futuros por meio da competitividade da fonte e redução dos custos.

Já o Plano Nacional de Energia – PNE 2050 evidencia que nos próximos 30 anos a expansão do setor eólico se dará por meio das fontes renováveis: eólica e solar. Neste sentido, o documento ratifica a importância da fonte eólica *offshore* para a expansão e afirma que o custo da produção precisa ter uma redução de cerca de 20% para tornar-se competitivo no mercado.

A competitividade via questão tecnológica está diretamente co-

nectada com a cadeia produtiva para energia eólica *offshore*. Neste sentido, algumas das empresas com conhecimento no mercado de eólica *offshore* apontadas no relatório global do GWEC já se encontram no país. Dentre essas empresas existem fabricantes de turbinas, pás e outros componentes: GE, Siemens Gamesa, Acciona e outras empresas que estão apresentadas publicamente. A detenção de conhecimento tecnológico destas empresas possibilita a inovação no setor (GWEC, 2021).

Esse conhecimento tecnológico que possibilita inovar, acompanha a transição energética de setores que também possuem “*know-how*” de atuação. O GWEC apontou a transição de empresas de óleo e gás para fontes renováveis e a utilização dos conhecimentos em *offshore* contribuindo para as instalações da fonte eólica no Brasil e no mundo. A transição energética é um motor para a tendência da tecnologia eólica *offshore* e a experiência e os conhecimentos de operações no mar das empresas do setor de óleo e gás permitem angariar a inovação tecnológica no setor. A *Bloomberg New Energy Finance* sinaliza que foram investidos cerca de U\$22 bilhões em investimentos verdes por empresas de petróleo e gás entre 2015 e 2020 e suas metas englobam investimentos em energia eólica *offshore* (GWEC, 2021).

Para o Brasil, o conhecimento internacional de tecnologias e arcabouços legais mencionados pelo *Roadmap* de Eólica *Offshore* da EPE, permite a delimitação de um ponto de partida para a criação de um marco regulatório que assegura a fonte eólica *offshore* no país, fornecendo a necessária segurança jurídica aos agentes (GONZÁLES; SANTISO; DE MELO, 2020).

Apesar do grande potencial levantado nos estudos da EPE e sinalizações de crescimento global de investimentos na fonte eólica *offshore* apontados pelo GWEC, a fonte enfrentará desafios ligados à definição e criação de um marco legal e regulatório, às questões ambientais e às instalações em mar aberto, à transmissão e consolidação da cadeia produtiva nacional. Esses desafios precisam ser encarados pelos investidores, empresas e governo com finalidade de apoiar o desenvolvimento e competitividade da tecnologia no contexto brasileiro.

E, finalmente, não poderíamos deixar de fora deste artigo uma das grandes tendências e apostas para geração de energia do futuro: o hidrogênio. A produção de hidrogênio tem sido um atrativo para os setores de infraestrutura de todo o mundo. Simplificadamente, por meio do processo de eletrólise e compressão é viabilizada a utilização do hidrogênio para geração de energia. O hidrogênio extraído pode ter diversas aplicações no contexto da transição energética servindo para abastecer veículos, edificações e indústrias, gerando e armazenando energia (GIELEBM TAIBI; MIRANA, 2019).

O hidrogênio é uma fonte que pode colaborar com o armazena-

mento e a variabilidade das fontes de energia renovável. O hidrogênio tem sido observado como uma tecnologia que pode potencializar a instalação de fontes de energia renovável colaborando com a redução dos preços e fornecendo competitividade devido à sua capacidade de ser comprimido e armazenado para ser utilizado como combustível em um uso posterior (CLARK; HIFKIN, 2006).

A produção de hidrogênio pode ser proveniente de fontes como: eólica, solar, térmica, gás natural, biomassa etc. A geração a partir dessas fontes originaram a denominação por cores: hidrogênio verde (eólica e solar), hidrogênio azul (gás natural com captura de carbono), hidrogênio musgo (biomassa), e hidrogênio preto (demais térmicas com uso de combustíveis fósseis). Dentre os tipos de produção de Hidrogênio, o “Hidrogênio Verde” tem se destacado pelo crescimento das instalações de fonte de energia renovável (ABADD; DODDS, 2020).

O Hidrogênio Verde é uma tecnologia promissora porque carrega algumas vantagens ligadas ao armazenamento, segurança energética, redução das volatilidades de preços, adaptabilidade dos sistemas de energia renovável e produção e transporte do combustível. Recentemente, a IRENA lançou o relatório “*Green Hydrogen: A Guide to Policy Making*”, o documento mostra que diferentes países têm criado planos nacionais para a produção de hidrogênio via fontes renováveis. Países como Alemanha, França, Espanha, Japão, China, Chile e Noruega já delinearam suas estratégias de produção de hidrogênio via fontes renováveis. Isso evidencia que o hidrogênio pode ser um mecanismo propulsor para a instalação de nova capacidade de energia renovável e tornar este tipo de fonte cada vez mais competitiva.

A EPE deu o primeiro passo no contexto nacional e no início de fevereiro lançou a nota técnica chamada: “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio”. O documento levanta as principais iniciativas relacionadas ao Hidrogênio que o Brasil tem realizado e suas oportunidades e desafios. O material reforça a necessidade de o Brasil possuir uma estratégia para a produção do Hidrogênio a partir de diversas fontes de energia existentes no país para a geração de vantagem competitiva na indústria. O papel do Hidrogênio Verde é destacado devido à sua potencialidade para gerar competitividade. No documento é mencionado que as fontes renováveis podem reduzir os preços da produção do Hidrogênio em até 60% até 2030. Avançar em uma estratégia para o Hidrogênio, conforme proposto pela EPE, pode auxiliar o Brasil a se tornar um importante *player* no mercado internacional na comercialização deste combustível, baseado na competitividade das fontes renováveis do país e nas atuais discussões e acordos climáticos firmados entre os países.

Vale ainda mencionar que o Conselho Nacional de Política

Energética aprovou resolução, no dia 20/04/2021, determinando a elaboração em 60 dias de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio. O trabalho será feito em cooperação com os Ministérios de Ciência, Tecnologia e Inovação e do Desenvolvimento Regional e com apoio da Empresa de Pesquisa Energética.

4. TRANSFORMAÇÃO ENERGÉTICA

Os números que apresento neste artigo são espetaculares e devem ser comemorados, mas também gosto de questionar: “o que significam estes números?”. E o que eles significam, para mim, é a força de uma transformação energética, com efeitos diretos para a sociedade. É desta transformação que gostaria de falar neste artigo.

Falar de transição energética, no caso do Brasil, é fácil. Já temos uma matriz elétrica e energética com participação de renováveis acima da média mundial. No caso da elétrica, por exemplo, temos 83% de renováveis, enquanto a média global é de cerca de 25%. Na matriz energética, temos 46% e a média mundial está ao redor dos 15%. E seremos cada vez mais renováveis. Temos um dos melhores ventos do mundo para geração de energia eólica em terra, em alguns anos teremos eólicas offshore, nosso potencial solar é enorme, a biomassa cresce com solidez e temos a possibilidade de aproveitar o gás natural do pré-sal para gerar energia.

Nosso desafio não é, portanto, gerenciar escassez de recursos naturais limpos, como é o caso de tantos países que precisaram investir bilhões em políticas de desenvolvimento de renováveis. Nosso desafio é gerenciar sua abundância para produção de energia, tirar de cada um deles o melhor possível, protegendo a natureza e trazendo retornos sociais e econômicos para a sociedade. Nossa responsabilidade, quando miramos o palco mundial das discussões sobre aquecimento global, é gigantesca. E eu estou falando apenas do recorte das fontes de energia. Se falarmos de florestas e de outros recursos naturais, a responsabilidade brasileira é ainda maior.

E é exatamente por termos essa abundância que podemos entender o processo de transição energética como uma oportunidade para que isso signifique uma transformação energética. Quando falamos de transformação energética, o conceito é mais amplo e envolve, por exemplo, todas as mudanças e tecnologias que se desenvolvem junto com as renováveis, para atender e permitir seu crescimento, além das consequências na sociedade.

O que consigo vislumbrar é que a verdadeira potencialidade e oportunidade da transformação, que é o fato de o investimento nos recursos naturais, de forma responsável, gerar desenvolvimento eco-

nômico e social por meio da distribuição de renda, da inclusão e da diminuição das desigualdades econômicas e sociais. É preciso dar esse pulo de raciocínio e ação: não basta gerar energia renovável que não emita CO₂, é preciso que essa energia impacte positivamente a vida das pessoas. Aí começamos a falar de uma real transformação energética, da forma como eu a compreendo.

No caso da eólica, já enxergamos muito bem isso. Parques eólicos chegam a regiões remotas do Brasil, especialmente no Nordeste, impactando positivamente comunidades por meio de, por exemplo, empregos diretos e indiretos e geração de renda com os arrendamentos de terras dos pequenos proprietários, que seguem com suas criações de animais ou plantações, já que apenas uma pequena parcela da área é utilizada para colocação dos aerogeradores. Há também impactos de aumento de arrecadação de impostos que, com adequado gerenciamento público, podem significar melhorias para o município. O desenvolvimento tecnológico que chega com as renováveis também significa um novo caminho de atuação profissional.

Além disso, contribuímos para a regularização de terras de pequenos proprietários que jamais tiveram acesso ou condições de cuidar disso. Esse é um efeito positivo pouco discutido, mas ao ser obrigado a arrendar pequenos espaços de terras em áreas que necessariamente devem estar regularizadas, o setor eólico deve cuidar dessa regularização e contribuiu indiretamente para que pequenos donos de terra, especialmente no interior do nordeste, tivessem pela primeira vez seu certificado de propriedade em mão.

Em novembro de 2020, a ABEEólica publicou o estudo “Impactos Socioeconômicos e Ambientais da Geração de Energia Eólica no Brasil”, realizado pela equipe do economista Gesner Oliveira, da consultoria GO Associados, e que quantificou os já conhecidos impactos positivos da energia eólica. O trabalho analisa, por exemplo, os efeitos multiplicadores dos investimentos realizados pelas empresas, assim como o impacto dos valores pagos para arrendamentos de terras para colocação de aerogeradores. O estudo também fez uma comparação entre um grupo de municípios que recebeu parques eólicos e outro que não tem energia eólica, para avaliar o impacto da chegada dos parques no Índice de Desenvolvimento Humano – IDHM e no PIB municipal.

No que se refere ao IDHM e PIB Municipal, os municípios que têm parques eólicos tiveram uma performance 20,19% e 21,15% melhor, respectivamente, para estes dois indicadores (OLIVEIRA; CURI; FELINI; FICARELLI, 2020). Este é um resultado que mostra que não há dúvidas: a energia eólica chega e seus efeitos positivos multiplicadores impactam nos indicadores do município.

O estudo também faz um balanço dos efeitos multiplicadores

dos investimentos realizados pelas empresas do setor eólico, por meio da metodologia de MIP – matriz insumo-produto, que mostra como um investimento se desdobra chegando a outras indústrias e impactando outros serviços.

De 2011 a 2019, considerando setor de máquinas e equipamentos, inclusive manutenção e reparos e aquisição de produtos e a contratação de serviços no mercado doméstico, o valor investido pelo setor foi de R\$ 66,9 bilhões. Partindo deste valor efetivamente investido pela indústria, pudemos então calcular os efeitos diretos, indiretos e efeito renda causados por estes investimentos, utilizando a MIP, e chegamos à conclusão de que estes investimentos tiveram potencial expandir a produção das Regiões Nordeste e Sul do país (valor agregado) na ordem de R\$ 262 bilhões, gerando mais de 498 mil empregos por ano, em média e R\$ 45,2 bilhões em massa salarial. Reitero que isso é uma somatória dos chamados efeitos multiplicadores: diretos, indiretos e massa salarial. Além disso, foram arrecadados R\$ 22,4 bilhões em tributos relacionados, sendo R\$ 11,8 bilhões em ICMS e R\$ 1,9 bilhão em IPI (OLIVEIRA; CURI; FELINI; FICARELLI, 2020).

O estudo também estimou os efeitos multiplicadores do pagamento de arrendamento. Este é um ponto importantíssimo do estudo, porque os arrendamentos são uma injeção de renda direta na região. Importante explicar que quando um pequeno proprietário arrenda um pedaço da sua terra para colocação de um aerogerador, ele pode continuar com suas plantações ou criação de gado. O pagamento de arrendamento se torna, então, um valor fixo para os proprietários que podem investir em sua própria terra e ampliar sua produção.

Para 2018, o estudo estimou um valor de 165,5 milhões de pagamento em arrendamentos. Para estimar os impactos na economia local desses pagamentos realizados para as famílias referentes ao arrendamento de terras, foi utilizada a metodologia da MIP Regional-IBGE. A principal hipótese é que o valor recebido pelas famílias pelo arrendamento seria utilizado principalmente para consumo em bens e serviços. Primeiramente, foi considerada a importância relativa dos gastos realizados pelas famílias, agregados em doze macro setores no orçamento das famílias brasileiras que vivem na zona rural, dado que os parques eólicos estão comumente localizados em áreas rurais. Em segundo lugar, foram utilizados os dados mais recentes da Pesquisa de Orçamentos Familiares (“POF”) do IBGE (estrutura do consumo das famílias).

Assim, considerando os dados de 2018, os pagamentos de arrendamento de terras para expansão do setor eólico em torno de R\$ 165,5 milhões ao ano, têm potencial de levar a uma expansão da produção das Regiões Nordeste e Sul (valor agregado) da ordem de R\$ 524,6 milhões, gerando mais de 8 mil empregos e R\$ 43,2 milhões

em massa salarial. Além disso, são arrecadados R\$ 45,4 milhões em tributos relacionados, sendo quase R\$ 25,5 milhões em ICMS e R\$ 2,5 milhões em IPI (OLIVEIRA; CURI; FELINI; FICARELLI, 2020).

O estudo também avaliou um benefício importante da energia eólica, que é a baixa taxa de ocupação do solo, chegando à conclusão de que, mesmo num cenário em que os aerogeradores estariam mais próximos, pelo menos 92% da área ficaria livre para outras atividades, podendo este valor ser maior ainda dependendo da distribuição dos aerogeradores (OLIVEIRA; CURI; FELINI; FICARELLI, 2020).

O que nossos 18GWs de capacidade instalada de energia eólica significam, além de uma energia limpa e confiável, é isso: um benefício real, palpável e mensurável para a sociedade por meio da melhoria de indicadores tão importantes como é o caso do IDHM e do PIB.

A discussão de transformação energética e dos efeitos da energia na sociedade tem se tornado ainda mais crucial com a pandemia, que parece estar abrindo ainda mais os olhos da humanidade para o inadiável combate ao aquecimento global. E, nesse processo, as fontes que não emitem gases de efeito estufa e apresentam benefícios sociais, econômicos e ambientais, como é o caso da eólica, são nossa melhor aposta para quando chegar o momento da retomada econômica. No caso do Brasil, a boa notícia é que temos como uma das suas principais vantagens comparativas em relação a uma grande maioria dos países o fato de sermos uma potência energética com uma grande diversidade de energias limpas e, no caso das eólicas, há ainda o fato de que temos um dos melhores ventos do mundo, o que significa energia muito competitiva. No Brasil a energia da transformação é abundante e é nosso papel trabalhar a favor dela.

5. CONCLUSÃO

Há uma série de fatores que explicam o sucesso da energia eólica no Brasil e especialmente no Nordeste, onde estão 80% dos parques eólicos brasileiros. Em primeiro lugar, o Brasil tem bons ventos para obter energia eólica com grande produtividade: são ventos estáveis, com a intensidade certa e sem mudanças bruscas de velocidade ou de direção. Um outro ponto favorável do desenvolvimento da fonte eólica no Brasil é o fato de a cadeia produtiva ser 80% nacionalizada gerando empregos aqui e produzindo com alta tecnologia e investimentos que contam com o apoio dos financiamentos do BNDES. Todo este cenário positivo serve de base para um futuro que tende ser ainda mais positivo para a fonte, com a chegada de novas tecnologias que irão permitir, por exemplo, os primeiros parques eólicos offshore no Brasil e a utilização de hidrogênio para produção e energia junto com as eólicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABAD, A. V.; DODDS, P. E. Green hydrogen characterization initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. *Energy Policy*, 138, 111300. 2020.

BIANCO, E.; BLANCO, H. *Green Hydrogen: A Guide to Policy Making*. 2020.

CASTRO, N. D.; LIMA, A.; HIDD, G.; VARDIERO, P. *Perspectivas da Energia Eólica offshore*. 2018.

CLARK II, W. W.; RIFKIN, J. A green hydrogen economy. *Energy Policy*, 34(17), 2630-2639. 2006.

COUNCIL, G. W. E. (2021).

GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2021. Disponível em < <https://gwec.net/global-wind-report-2021/>>. Acesso em: 06 abr. 2021.

DUTTON, A. S. P.; SULLIVAN, C. C.; MINCHEW, E. O.; KNIGHT, O.; WHITTAKER, S. *Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets* (No. 143162, pp. 1-1). The World Bank. 2019.

ENEVOLDSEN, P.; JACOBSON, M. Z. Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide. *Energy for Sustainable Development*, 60, 40-51. 2021.

GIELEN, D., TAIBI, E.; MIRANDA, R. *Hydrogen: A renewable energy perspective*. International Renewable Energy Agency (IRENA). 2019.

GONZÁLEZ, M. O. A.; SANTISO, A. M.; DE MELO, D. C.; DE VASCONCELOS, R. M. Regulation for offshore wind power development in Brazil. *Energy Policy*, 145, 111756. 2020.

IRENA. International Renewable Energy Agency. *Innovation Outlook: Offshore Wind*. 2016. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2016/Oct/Innovation-Outlook-Offshore-Wind>. Acesso em: 06 abr. 2021

IRENA. International Renewable Energy Agency. *Innovation Outlook: Ocean Energy Technologies*. 2020. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Innovation-Outlook-Ocean-Energy-Technologies>. Acesso em: 06 abr. 2021.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. Brasília: MME/EPE, 2019. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 06 abr. 2021.

OLIVEIRA, G.; CURI, A. Z.; FELINI, P. S.; FICARELLI, T. GO Associados: Impactos socioeconômicos e ambientais da geração de energia eólica no Brasil. São Paulo; V1, 2020, p. 1-84. Disponível em: http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2020/10/ABEE%C3%B3lica_GO-Associados-V.-Final.pdf. Acesso em: 08 abr. 2021.

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Oswaldo Soliano Pereira¹
Ricardo Ruther²

¹*Universidade Federal da Bahia*

²*Universidade Federal de Santa Catarina*

DOI: 10.47168/rbe.v27i3.642

RESUMO

O artigo se propõe a analisar o setor solar fotovoltaico no Brasil, cobrindo como o planejamento do setor elétrico fez sua inserção no período 2011-2020 e o que prevê para década 2021-2030 ou seja, uma análise crítica dos resultados da década que se encerrou e das propostas/tendências para a década que se inicia. Mostra-se como o Brasil, ainda que tardiamente, se alinhou completamente à tendência global, ainda que aqui a questão ambiental não seja um motor relevante para a alta penetração já alcançada atualmente e que se delineia nos cenários para o futuro. Destaca-se os três segmentos de mercado: a solar centralizada, a geração distribuída e as oportunidades nos sistemas isolados. Conclui-se ressaltando alguns desafios e barreiras ainda existentes, alguns eventuais retrocessos no incentivo a essa fonte, exatamente por se priorizar a competitividade entre as fontes, relevando seus atributos ambientais. Todavia, a tendência de preços declinantes faz compensar os retrocessos sinalizando perspectivas de crescentes percentuais de participação na matriz elétrica nacional.

Palavras-chave: Energia solar, Crescimento histórico, Políticas públicas, Perspectivas, Desafios.

ABSTRACT

The article's objective is to analyze the solar photovoltaic sector in Brazil. It covers how the planning of the power sector has embodied this source in the period between 2011 and 2020, and what the sector forecasts for the decade of 2021-2030. The article is, therefore, a critical analysis of the results of the decade that ended and the proposals / trends for the decade that begins. The article shows how Brazil, albeit belatedly, fully aligned itself with the global trend, despite the environmental issue not being a relevant driver for the high penetration solar energy already achieved and which is outlined in the scenarios for the future. The threemarket segments are discussed: centralized solar, distributed

generation and opportunities in isolated systems. The article concludes by highlighting some challenges and barriers that still exist, and some possible setbacks in encouraging this source. These setbacks are of notice precisely because, when prioritizing the competitiveness between the sources, it fails to consider its environmental attributes. However, the declining price trend compensates for the setbacks, signaling the prospect of increasing levels of participation in the national power sector.

Keywords: Solar energy, Historical growth, Public policy, Perspectives, Challenges.

1. INTRODUÇÃO

O mundo vive uma grande transformação energética, com a taxas de crescimento, sem precedentes, das fontes renováveis de energia, em particular, das fonte solar e eólica (IRENA, 2019a). A Figura 1 (UNEP GAP REPORT; IEA, 2020b) deixa evidente que todas as previsões da publicação anual *World Energy Outlook* (WEO) da Agência Internacional de Energia (IEA, 2020a) sobre a capacidade instalada da energia solar fotovoltaica são anualmente ultrapassadas pela realidade. O relatório atribui esta explosão, que prefere de nominar de transformação energética, a algumas forças da mudança, das quais são destacadas aqui os custos declinantes dessas duas fontes, a redução da poluição, a contribuição delas para mitigar a mudança do clima e as políticas de promoção das renováveis.

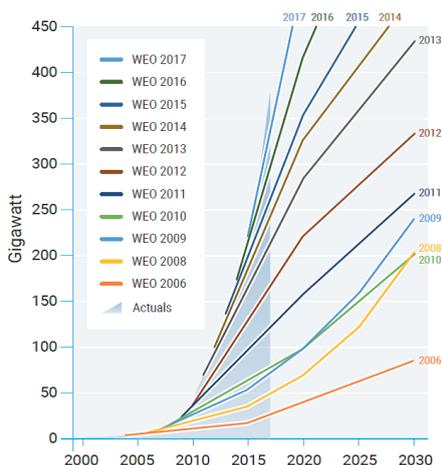


Figura 1 - Instalações fotovoltaicas solares cumulativas em comparação com as previsões dos vários WEO

A energia solar adicionou em 2017 mais capacidade instalada do que as usinas a carvão, gás e nuclear juntas. Em 2018 repetiu-se o feito, com 102 GW, ficando o carvão em segundo lugar, com 50 GW, colado com a eólica que incorporou 49 GW e o gás natural em seguida, com 46 GW (SOLARPOWER EUROPE, 2019). Já em 2019, os números foram 117 GW para a fonte solar, 61 GW de eólica e 18 GW para o carvão ao se considerarem as capacidades líquidas adicionadas (SOLARPOWER EUROPE, 2020). O ano de 2020 viu a repetição da tendência de predominância da fonte solar como tecnologia com a maior capacidade instalada anualmente. Apesar da pandemia, foram instalados globalmente 141 GW (PVTECH, 2021). No Brasil, os cenários são muitos mais modestos, mas também expressivos.

Esse artigo concentra-se na energia solar fotovoltaica, sua evolução no Brasil ao longo dos dez últimos anos e as perspectivas para os próximos dez anos. Discute-se como esta tecnologia surpreendeu os planejadores e como pode ainda se tornar uma das principais fontes de produção de energia elétrica no Brasil, seus gargalos e os desafios a serem enfrentados.

2. PLANEJAMENTO

No caso do Brasil as previsões da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), assim como aquelas da IEA, também foram superadas em muito pela realidade. Apenas no PDE 2023, que cobre o período 2014-2023, aparece a primeira alusão à energia solar, prevendo que se teria uma capacidade instalada de 500 MW em 2017, e daí em diante 500 MW adicionais por ano. Entretanto, a realidade foi muito diferente. Nos leilões realizados ao longo de 2014 foram arrematados 891 MW (EPE, 2015). Ao final, em maio de 2018 já se tinha instalado 1180 MW. Portanto, apenas quatro anos antes a EPE prevê a entrada da energia solar, quase dentro do limite de tempo para instalação da energia a ser arrematada nos leilões.

O PDE 2024 (2015-2024) prevê 900 MW para 2017, ainda abaixo do que se teria em maio de 2018. Apenas no PDEE 2026, com previsões para o horizonte de 2017 a 2026, praticamente acerta-se o que estará instalado no ano de 2017. A partir daí, como pode ser visto na Figura 2, as previsões começam a errar no sentido otimista, mas já por contas das recessões que o País viveu em 2015 e 2016 e, mais recentemente, em 2020, sendo que alguns leilões anuais não foram realizados pelas quedas de demanda.

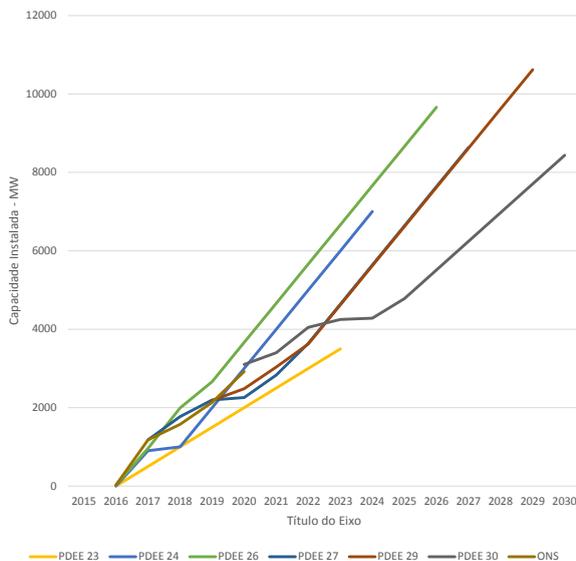


Figura 2 - Planos Decenais e dados do realizado pela ONS

O PDE 2026 (2017-2016) estimava uma redução de 30% dos custos no horizonte decenal, abrindo um cenário alternativo de redução de até 40%. Neste ano o PDE trabalhou com um Modelo de Decisão de Investimento (MDI) que passou a fornecer uma expansão ótima da oferta para cada visão de futuro. No caso do cenário de referência, o Plano trabalha com a indicação de um programa de expansão da oferta solar fotovoltaica de 1.000 MW em 2020, além de uma indicação de expansão uniforme (cujo montante foi otimizado pelo MDI) da mesma fonte de, no mínimo, 1.000 MW/ano a partir de 2021, prevendo-se, portanto, uma capacidade instalada da energia solar de 9,6 GW ao final do horizonte. A partir desse cenário, oito análises de sensibilidades são feitas (*what-if*), fazendo variar os cenários de demanda, do custo de investimento da energia solar fotovoltaica, de disponibilidade de energia hidrelétrica e de políticas energéticas. O caso mais crítico para a energia solar seria o de Evolução da Expansão Indicativa no Cenário Livre (sem política energética), “uma alternativa onde o MDI tem total liberdade para escolher a expansão que minimiza os custos de investimento e operação ao longo do horizonte de planejamento” (EPE, 2017) que tenderia a penalizar a energia solar que ainda apresentava os maiores custos. Nessa situação, a previsão de entrada de solar até 2026 seria zero (Caso 7). Já no caso de Evolução da Expansão Indicativa no Cenário de Redução do Custo de Investimento da

Solar Fotovoltaica, em que o CAPEX da opção fotovoltaica cairia de US\$ 1.300/kW para US\$ 800/kW (Caso 4), a capacidade instalada de solar ao final do horizonte seria superior a 13.100 MW, o cenário mais otimista. Como mencionado acima a realidade ficou um pouco abaixo do cenário de referência em razão das repercussões das crises econômicas de 2015 e 2016 e do atraso na entrada em operação de usinas fotovoltaicas dos leilões realizados até então.

No PDE 2027 (BRASIL, 2018), a expansão da energia solar fotovoltaica é avaliada sob duas análises de sensibilidade distintas no seu cenário de referência, que trabalha com uma capacidade instalada de 8,6 GW no final do horizonte. Na primeira sensibilidade analisa-se a penetração da fotovoltaica considerando sua contribuição para a ponta da carga, que poderia ser nula em alguns meses do ano (de maio a agosto), resultando numa necessidade de expansão num valor inferior ao caso base de 1.000/MW, ainda que para alguns meses o pico fosse diurno e a contribuição solar muito significativa. Na segunda sensibilidade, trabalha-se considerando adicionalmente um efeito da redução de 40% do CAPEX da solar fotovoltaica, levando seu custo de implantação para R\$ 2.400/kW, o que a tornaria mais competitiva que as demais fontes, fazendo elevar o mercado de referência para um nível de 3.000 MW/ano, a partir de 2024. Em todos os casos o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) novamente fornece a expansão ótima da oferta. Apesar de prever cenários otimistas para o longo prazo, o PDE 2027 voltou a subestimar a retomada do mercado da energia solar após as crises de 2015/16, tendo a capacidade instalada realizada em 2020 ficado muito além do previsto, mostrando uma grande resiliência desse mercado.

Como visto na Figura 2, as estimativas do PDE 2029 (BRASIL, 2020) são praticamente as mesmas do 2027, com um ligeiro aumento para as previsões no horizonte de curto prazo¹. Esse documento trabalha no seu cenário de referência uma expansão de 1.000 MW/ano a partir de 2023, para a energia solar fotovoltaica, já numa perspectiva de custos de operação do sistema elétrico brasileiro mais baixos. Uma das análises de sensibilidade impacta os cenários da energia solar fotovoltaica. Ao se assumir um cenário de aumento de demanda e custos da fotovoltaica a R\$ 2.400/kW, poder-se-ia adicionar mais 6,9 GW dessa fonte, elevando sua participação para 16% na expansão. Nesse PDE, dedicado ao papel da tecnologia fotovoltaica na expansão, a EPE analisa as quedas de preço variando de 70 a 90% nos anos anteriores no mercado internacional, mas observa uma grande variabilidade nos dados nacionais (EPE, 2018), o que traz grandes incertezas ao planejamento da EPE. Outros fatores como a consideração de custos locais e políticas energéticas podem resultar em grandes

¹ Não foi publicado o PDE 2028, assim como não fora o PDE 2025.

variações no perfil da expansão. Ao final, no cenário de referência, o Plano ainda traz valores consideravelmente inferiores referentes à potência instalada que ocorrerá em 2020, mas aqui certamente por ter como ponto de partida a capacidade instalada em maio de 2019, sem considerar o que será instalado ao longo do ano.

O PDE 2030 (BRASIL, 2021) introduziu novos critérios de suprimento de potência e de energia, que são atrelados ao *Conditioned Value at Risk* – CVaR (Valor esperado condicionado a um determinado nível de confiança) e ao *Loss of Load Probability* – LOLP (risco de insuficiência de capacidade). Como cenário de referência a energia solar sairia de 3,1 GW em 2020 para 8,4 GW em 2030, considerando um cenário para a geração distribuída, chamado de Verão, que será discutido mais abaixo. Prevê-se um incremento anual da fotovoltaica centralizada de 731 MW, a partir de 2026. Numa análise de sensibilidade que poderia impactar a energia solar fotovoltaica, ao se considerar o impacto da Lei 14.120 (MP 998/2020) com a revisão dos incentivos às fontes renováveis, ditas alternativas, nota-se que o resultado não alteraria o cenário de referência. É evidente que todo o planejamento do setor elétrico foi impactado com a crise da pandemia que resulta no cancelamento dos leilões de 2020, fazendo PDE 2030 prevê que em 2024, com pouco mais de 4 GW de capacidade instalada, atingir-se-á pouco mais da metade do que o PDE 26 previra para o mesmo ano, cenário que certamente pode ser novamente superado com potenciais quedas de preços nos mercados nacionais e internacionais.

No que diz respeito à geração distribuída (GD), já o PDE 2022 (BRASIL, 2013) prevê uma produção de 325 GWh para 2017 e de 1.919 GWh (1,4 GWp) em 2022, para a autoprodução de origem fotovoltaica, em função da penetração de sistemas de geração solar fotovoltaica nas classes residencial e comercial. Para esse cenário limita o mercado potencial a residências com consumo acima de 500 kWh/mês, restringindo ainda mais na medida que apenas 30% dos telhados das residências adequados ao aproveitamento para tal nível de consumo. Considera ainda uma parcela da classe comercial na baixa tensão. O PDE 2023 (BRASIL, 2014) expande um pouco o mercado ao passar a considerar residências que consomem acima de 400 kWh/mês e que 55% dos telhados seriam passíveis de serem aproveitados. Inclui ainda uma parcela da classe comercial na baixa tensão. A previsão é de 664 MWp para uma energia gerada de 100 MWmed em 2023. A redução em relação ao ano anterior é em função da mudança do esquema de tributação pelo qual a energia fotogerada passaria a ser tributada seguindo acordo do Sistema Confaz (Conselho Nacional de Política Fazendária), posteriormente revisado. Os valores para 2020 estariam na faixa de pouco mais de 250 MWp e 40 GWh.

O PDE 2024 (BRASIL, 2015) modificou a metodologia utilizada

para previsão da geração distribuída fotovoltaica baseando-se num modelo de Bass (1969 apud BRASIL, 2015) adaptado ao Brasil por Konzen (2014 apud BRASIL, 2015), em que se passa a considerar características socioeconômicas da população, características técnicas dos domicílios, como nas versões anteriores e curvas de difusão tecnológica. O valor estimado para 2024 é de 1.593 GWh, com 1.319 MWp.

O PDE 2026 incorpora em suas análises várias premissas que tinham se modificado desde o PDE 2024, como as mudanças introduzidas na REN 482/2012 com a REN 687/2015 (ANEEL, 2015), as reduções de impostos estaduais e federais à energia compensada, a redução dos preços dos sistemas fotovoltaicos e ao aumento das tarifas de energia elétrica acima da inflação nos anos anteriores. Isso vai aumentar significativamente as estimativas para o final do horizonte com 770 mil sistemas fotovoltaicos e 3,3 GWp em 2026. Para 2020 o número giraria em torno de 600 MWp, novamente longe da realidade dos mais de 4.600 MW de GD fotovoltaica acumulados até o final de 2020.

O PDE 2027 segue utilizando a metodologia proposta por Konzen, mencionada acima e passa a levar em conta a tarifa binômia, a partir de 2020. A previsão resulta em 11,9 GW instalados, contribuindo com 2.400 MWmed. A geração fotovoltaica responderia por 82% da capacidade instalada (9,8 GW), e 55% da energia gerada. O valor estimado para 2020 seria de menos de 1.000 MW. Numa análise de sensibilidade, onde não se levaria em conta a tarifa binômia, a capacidade instalada saltaria de 12 GW para 21 GW em 2027.

PDE 2029 começa o capítulo sobre GD reconhecendo a importância dessa geração, que atingira 1 GW em junho de 2019, superando todas as previsões anteriores. O relatório já começa a trabalhar com possibilidades da revisão da REN 482 (ANEEL, 2012). Assim, as premissas são mudadas de forma a incorporar no cenário de referência, além das tarifas binômias, a incorporação de algumas tarifas que deixariam de ser objeto de compensação pela REN 482, fazendo reduzir a atratividade para os novos investidores de GD. Essas mudanças fariam as estimativas irem para 1,3 milhão de usuários da GD em 2029, totalizando 11,4 GW e 2.300 MWmed. A Figura 3 sintetiza esses números desagregando por ano e por tecnologias. A capacidade instalada de fotovoltaica superaria 2 GW em 2020 e se aproximaria de 9,5 GW em 2029, com 1.449 MWmed. Nas análises de sensibilidade os números da capacidade instalada poderiam variar de 9 a 32 GW, em função das eventuais mudanças na 482 e na aplicação das tarifas binômias.

O PDE 2030 constata que em 2019 foram instalados 1,5 GW em geração distribuída, novamente rompendo todas as estimativas anteriores. Ao final dos três primeiros meses de 2020 a capacidade insta-

lada romperia o patamar de 3 GW. A eminência de mudanças nas REN 482, previstas para 2019, mas posteriormente transferida para decisão do Poder Legislativo, fez aquecer o mercado. Dentro desse quadro de incertezas, o PDE trabalhou com o que chamou de “Cone de Possibilidades” para 2030, com um limite inferior de 16,8 MW e superior de 35,8 GW, partindo de 4,2 GW em 2021. Dois cenários de referências são traçados: Verão e Primavera. No primeiro, as mudanças no mecanismo de compensação de energia elétrica (REN 482/2015) seriam mínimas mantendo a GD muito incentivada; no segundo, os incentivos tarifários são removidos, desaquecendo o mercado para novos investidores. Assim, o resultado final dos cenários de referência, dentro do Cone de Possibilidades seria de 24,5 GW, no Cenário Verão e de 16,8 GW no Cenário Primavera. Em ambos cenários mais de 95% da capacidade instalada seria de origem fotovoltaica. A partir dos dados do PDEE 2029 (BRASIL, 2020) e PDEE 2030 (BRASIL, 2021) tem-se a Figura 3, que sintetiza o horizonte 2020-2030 por ano, nos dois cenários. Observa-se um grande salto nas estimativas do PDE 2029 para o PDE 2030, com previsão no primeiro de 11 GW para 2029 e no segundo de aproximadamente 15 GW. Duas explicações são dadas pela EPE: a popularização da GD e a “corrida” por instalações ante a iminência das regras vigentes atuais. Se essas regras mudarem apenas sutilmente o cenário de mais de duplicação da capacidade instalada poderia acontecer.

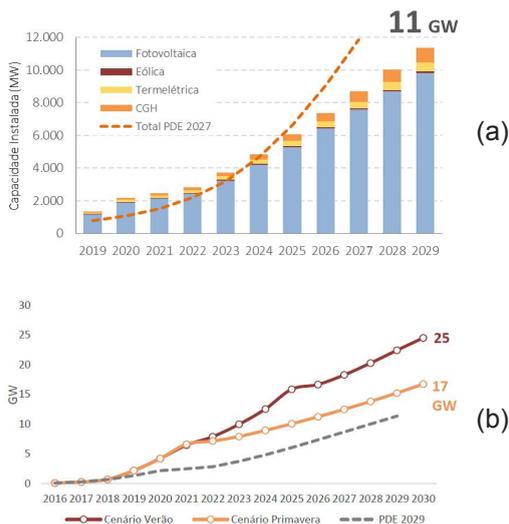


Figura 3 - Projeção da capacidade Instalada da micro e minigeração distribuída nos cenários 2019-2029 (a) e 2020-2030 (b)

Para o cenário 2050, a EPE, no seu Plano 2050 (BRASIL, 2020), avalia para a maioria dos casos rodados que a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica poderia variar entre 27 e 90 GW, com uma produção entre 8 e 26 GW médios, o que faria da fonte ter sua participação entre 4 e 12% do total da energia gerada no País, sem levar em conta a geração distribuída. Alguns cenários alternativos em que pudesse haver restrições à expansão das hidrelétricas “quer seja por questões legais, por efeitos de mudanças climáticas ou por outras razões” (BRASIL, 2020), a expansão da fotovoltaica poderia ser extremamente favorecida, podendo variar em função do nível de restrições de 42 a 89 GW. Com eventuais restrições adicionais à eólica ou de transmissão, a capacidade poderia variar entre 95 e 190 GW. Por outro lado, a exploração de todo potencial hidrelétrico do País aliado ao uso da biomassa da cana de açúcar ao longo de todo ano e com repotenciação dessas usinas, pode levar a uma capacidade instalada na faixa de 18 GW. Há ainda cenários em que a energia solar fotovoltaica teria sua capacidade instalada limitada a 50 GW.

3. CAPACIDADE INSTALADA E ENERGIA GERADA

A expansão das fontes solares apresenta uma tendência de crescimento muito relevante. Em 2018, pela primeira vez instalou-se globalmente 100 GW num só ano, partindo de 1,2 GW em 2000. Em 2007 existiam 9,2 GW de usinas solares fotovoltaicas e em 2018 esta capacidade já alcançava 505 GW, ou seja, um crescimento superior a 42.000 %. A Figura 4 (REN21) mostra o crescimento anual da capacidade instalada e acumulada nos últimos dez anos, atingindo 627 GW ao final de 2019.

Para o futuro a organização *Solar Power Europe* (2020) sinaliza uma continuidade desse crescimento exacerbado, prevendo no seu cenário mais conservador que em 2024 existirão 1.177,5 GW de capacidade instalada, ante 610 GW previsto um ano antes para 2023, e no cenário mais arrojado 1.678,0 GW (1.043,6 GW para 2023), ou seja um crescimento de 13,2% ao ano (cenário pessimista) ou 21,5% no cenário mais otimista (2018). A Figura 5 (SOLARPOWER EUROPE, 2020) apresenta estes cenários.

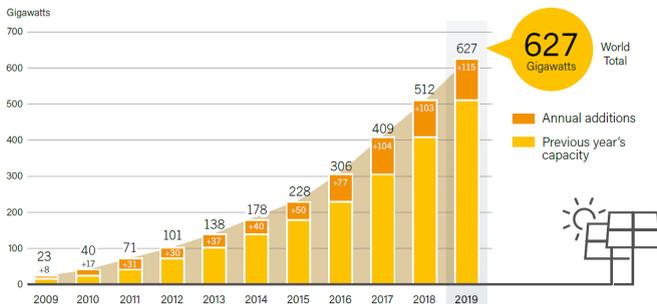


Figura 4 - Capacidade instalada de usinas fotovoltaicas no mundo

A situação da energia solar fotovoltaica no Brasil seguiu o padrão internacional de um grande avanço, mas com um certo atraso. Como mostra a Figura 6, com dados sintetizados pela ABSOLAR, havia no Brasil 42 MW em 2015 e em 2020 esta cifra atingiu o patamar de 7.740 MW, sendo 3.093 em sistemas centralizados e 4.616 em sistemas de GD, que representava 60% da capacidade instalada no País. Os números apresentados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no seu Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica, na edição de dezembro de 2020, são ligeiramente diferentes, mas totalmente convergentes com os da ABSOLAR. O ONS despacharia 2.922 MW em sistemas centralizados, existiria mais 431 MW de geração de maior porte, operada diretamente pelos produtores e mais 4.548 MW em sistema de geração distribuída. Em março de 2021, segundo a ABSOLAR, o marco de 8 GW teria sido superado.

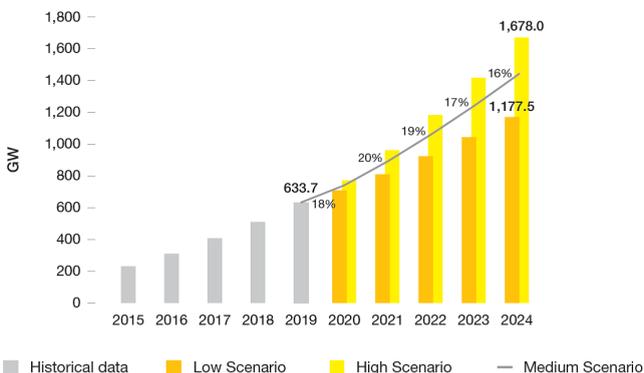


Figura 5 - Cenários do Mercado da Energia Solar Fotovoltaica total mundial no horizonte 2020-2024

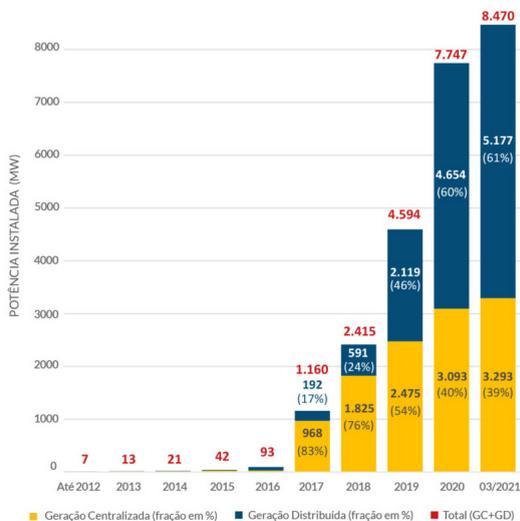


Figura 6 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

Em 2016 a ANEEL não indicava nenhuma usina fotovoltaica a ser fiscalizada, já em março de 2021 a potência fiscalizada atingia 3.291 MW, do qual se excluem empreendimentos para consumidores livres (ANEEL, 2021). A potência outorgada atingia o número de 3.291 MW. Ainda totaliza mais 1.219 MW em empreendimentos em construção e mais 14.202 MW com potência outorgada em empreendimentos com construção não iniciada.

Segundo o ONS (2020), a produção de energia elétrica de origem fotovoltaica em dezembro de 2020 foi de 575,61 MWmed. Em junho de 2020 fora 614,81 MWmed e em janeiro do mesmo ano fora de 509,87 MWmed. O recorde histórico de produção numa base diária foi de 778,0 MWmed, atingindo um fator de capacidade de 26,89%, acontecido em 3 de outubro de 2020. Já o recorde numa base horária atingiu 2.073,12 MWmed, atingido em 3 de abril de 2020, às 10:00, quando o fator de capacidade teria atingido acima de 76%. Há, todavia, recordes instantâneos que superam 1.500 MW (CANALENERGIA, 2021). O fator de capacidade máximo já atingido numa base horária foi de 92,32% e numa base diária foi de 35,20%, enquanto o recorde de percentual de atendimento à carga do SIN, numa base horária foi de 4,32%. Duas questões que exigem cuidado na operação do sistema elétrico com altas penetrações de fontes variáveis como a solar são as rampas de elevação e de redução de geração em horas consecutivas. Esses recordes, que foram de 1.296,86 MW e -1.031,4 MW, estão apresentados na Figura 7 (ONS, 2020).

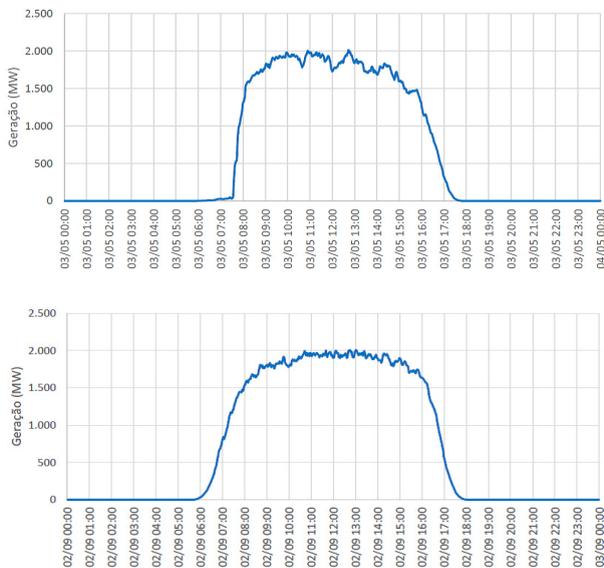


Figura 7 - Recordes históricos de elevação e de redução de geração em 1 hora no SIN

Para os leilões a serem realizados em 2021 a EPE cadastrou 1050 projetos de energia solar fotovoltaica totalizando 41.852 MW de potência. Todavia, a realização dos leilões está condicionada à declaração de necessidade das distribuidoras.

A geração distribuída acumula uma capacidade instalada 5.188 MW em março de 2021 (ANEEL, 2021), do qual 5.053 MW, representando 97,4% do total instalado é constituída de sistemas fotovoltaicos. Essa potência pulverizada em 426.584 sistema que atendem 537.797 consumidores.

No que diz respeito aos Sistemas Isolados, há 212 usinas, com potência instalada de 1.280 MW, sem nenhuma geração a partir da fonte solar. No Leilão para atendimento de Roraima em 2019, foi arrematada potência de 294 MW de capacidade a ser instalada. Há um projeto a ser instalado em Boa Vista que contempla a produção local de biocombustíveis líquidos, com 56,2 MW, num sistema híbrido conjugado com fotovoltaica com 27 MW e baterias em sua solução de suprimento num esquema de 10,8 MVA/11,4 MWh. No leilão previsto para abril de 2021 para atender um incremento de demanda de 97,3 MW nesses sistemas, foram cadastrados 1.361 MW com 51% da capacidade instalada em diesel, 28% em gás natural, e menos de 20% em renováveis, sendo apenas 6% em energia solar. Portanto, nos Sistemas

Isolados há também um grande espaço para a energia solar.

Como mencionado anteriormente, a ONS registra 431 MW em sistemas fotovoltaicos Tipo III, que são aqueles que não têm relacionamento operacional, sendo uma parte não discriminada deles empreendimentos de autoprodução conectados na rede básica, cuja demanda seja permanentemente maior que a geração.

4. POLÍTICAS PÚBLICAS DE APOIO À DISSEMINAÇÃO DA ENERGIA SOLAR

Somente em 2002, na esteira de um grande racionamento que o País sofreu no ano anterior, e seguindo a trilha aberta pela Alemanha com sua Lei das Energias Renováveis (EEG), de 2000, o Brasil introduz, através da Lei 10.438, um incentivo direcionado e efetivo para as fontes renováveis não convencionais (eólica, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas), com um componente de tarifas prêmio (*feed-in tariffs*) e uma cota mínima, seguindo o padrão internacional de políticas de apoio às renováveis. A iniciativa foi um sucesso e fez deslanchar a indústria nacional dessas três fontes, em particular a energia eólica. A Lei, todavia, não contemplava a energia solar.

A Lei 10.848 de 2004 muda a direção dos incentivos com a introdução dos leilões de compra de energia tanto com a possibilidade de leilões específicos como de tratamento diferenciado para as novas renováveis. No entanto, só em 2015 acontece o primeiro leilão de energia solar, que atinge um deságio de 13,5%, mas com um preço ainda muito mais elevado que o da eólica, no mesmo ano. A sistemática de leilões específicos se consolida como um sucesso, na medida que coincide com a queda sistemática e acentuada dos preços da fonte solar nos mercados globais.

Mas esta história de sucesso acontece apenas para o SIN, deixando de fora os Sistemas Isolados que estão localizados basicamente na região Amazônica, com praticamente 100% de sua energia fornecida com base na geração a diesel. Uma exceção, fora da Amazônia, é Fernando de Noronha que já tem uma participação significativa da fonte solar.

Em outro *front* da energia solar fotovoltaica, a geração distribuída (GD), com a edição da REN 482/2012, pela ANEEL, inaugura-se um processo de mudanças regulatórias que buscam incentivar a expansão da GD pós medidor através de um sistema de compensação de energia (*net-metering*), até um limite de potência de 1 MW. Em 2015, com a REN 687/2015, revisa-se o marco da compensação, expandindo o prazo da compensação dos originais 36 meses para 60 meses, com a inclusão do autoconsumo remoto e da geração compar-

tilhada, além da expansão do limite de potência para 5 MW. Posteriormente foram dados incentivos fiscais e financeiros que vieram a viabilizar a massificação desse mecanismo que beneficia particularmente a energia solar fotovoltaica. Ainda que sem incentivos diretos, essa expansão, como foi mostrado acima foi explosiva e poderá ser ainda mais promissora, a depender de como será revista a Resolução 482, a partir do que vier a ser decidido no Congresso Nacional.

Finalmente, um outro segmento da energia solar fotovoltaica, que passou por um momento de grande expansão foi o dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI), regulamentado pela ANEEL em 2004, que chegou a atingir 21.000 sistemas na Bahia (COELBA, 2021), mas que foi sendo paulatinamente abandonado pela expansão da malha com o Programa Luz para Todos. No momento o conceito volta a ser considerado no âmbito do Programa Mais Luz para a Amazônia (MLA), com o prazo fatal de universalização do serviço de energia elétrica para 2022, para a Região Norte. O MLA, a depender de como seja implementado, poderá abrir espaço para ampliação da energia solar fotovoltaica em áreas remotas e não atendidas, ou precariamente atendidas com geradores à combustível fóssil, na Amazônia Legal, quer através de SIGFI ou Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI). Parte do desafio na Região Norte poderia passar pela consolidação do conceito de sistema isolado renovável (SIR) baseado em renováveis, particularmente solar com baterias, representando um salto tecnológico, na direção de uma transformação energética.

Os compromissos nacionais no âmbito do Acordo de Paris, que em muitos países são um dos princípios basilares para o incentivo das fontes renováveis, preveem para sua Contribuição Nacionalmente Determinadas (NDC, na sigla em inglês) promover uma redução das suas emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025 e uma subseqüente redução de 43% abaixo dos níveis de emissão de 2005, em 2030. Como parte desse compromisso entre as possibilidades listadas estaria, para o setor energético, que a parcela energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para o caso do uso doméstico aumente para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar. Diferentemente de vários países no mundo, a tendência nacional tem sido de reduzir os incentivos às fontes renováveis que até o momento ainda tinham algum tratamento diferenciado.

4.1 Retrocessos

Um avanço nesse sentido era proposto pela MP 998/2020, que no seu Artigo 4º estabelecia: “O Poder Executivo Federal definirá diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais relacionados à baixa emissão de gases de efeito estufa, para o setor elétrico”, todavia a Lei 14.120, fruto da conversão da MP em Lei, fez um grande retrocesso retirando a alusão aos gases de efeito estufa (GEE). No seu texto final, no Artigo 4, a Lei estabelece apenas que serão definidas diretrizes para implementação de mecanismos para consideração dos benefícios ambientais, em consonância com a garantia de suprimento e competitividade, o que já é um padrão do setor elétrico. Espera-se que na definição das diretrizes, volte-se a resgatar, como um benefício primordial a redução de emissões de gases de efeito estufa.

Um outro ponto da mesma Lei prevê a retirada dos descontos das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST e TUSD) para as fontes incentivadas, o que afeta diretamente a energia solar. Como parte do processo de transição, decidiu-se que os incentivos serão mantidos para os empreendimentos que solicitarem a outorga em até 12 meses, contados da publicação da lei (02/03/2021), e que iniciarem a operação total no prazo de até 48 meses, contado da data da outorga, portanto até 02 de março de 2025.

Numa outra frente, do ponto de vista dos leilões, eliminou-se a figura dos leilões específicos, com o País passando a um regime de leilões neutros em tecnologias, onde competem todas as formas de geração. Ainda que se tenha estabelecido um cronograma trienal (2019-2021) de realização dos leilões de energia nova e existente, com a disposição em se realizar ao menos um leilão de energia nova “A-4” e um “A-6” por ano (ressalvando-se que a demanda a ser contratada depende da declaração das distribuidoras), com a pandemia fez-se cancelar leilões em 2020, acumulando 25 meses sem acontecer leilões que a PV pudesse concorrer.

Já na supra-mencionada revisão da Resolução Normativa (REN) ANEEL 482/2012, editada pela REN ANEEL 687/2015, para ser realizada uma nova revisão em 2019, a proposta submetida pela ANEEL foi objeto de grandes controvérsias na medida que reduzia significativamente os incentivos aos usuários da geração distribuída. A decisão sobre revisões passou para a órbita do Poder Legislativo. O Projeto de Lei nº 5.829/2019 propõe um novo Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Simultaneamente, a ANEEL apresentou uma nova proposta em fevereiro de 2021, que insiste com redução de incentivos que pode chegar a mais de 60% na energia injetada pelo usuário da GD, além de

penalizar os consumidores pioneiros que já têm seus sistemas em funcionamento. A proposta foi rechaçada pelas entidades setoriais ligadas às fontes renováveis. Espera-se aqui que o Marco em tramitação no Congresso Nacional mantenha incentivada a geração distribuída.

Apesar de fundamental para o País, a reforma tributária pode resultar na perda de alguns benefícios que a energia solar gozava, como o fim do Regime especial de incentivos para o desenvolvimento da infraestrutura – REIDI, que permite ao MME suspender a contribuição do PIS/PASEP e do Confins incidentes sobre projetos de infraestrutura de energia. Outro benefício que pode ser afetado é o ex-tarifário, mecanismo que permite a redução temporária do imposto de importação de bens de capital, que aliado a uma desvalorização do real, podem impactar demasiadamente a energia solar fotovoltaica.

5. SITUAÇÃO DOS PREÇOS DECLINANTES E INVESTIMENTOS REALIZADOS

Segundo o *Frankfurt School* - UNEP Centre/BNEF, o custo nivelado global de referência (LCOE) da energia solar fotovoltaica teria caído em 81%, desde 2009, ficando a solar fotovoltaica numa faixa de valor médio entre US\$ 0,05/kWh para a China e Índia, seis centavos para os Estados Unidos e dez centavos para a América do Sul. A Figura 8 apresenta essas faixas e valores médios para todas as regiões do planeta (REN21, 2020).



Figura 8 - Custo anualizado da energia solar fotovoltaica – LCOE (US\$/kWh)

Os leilões de energia nova e de reserva realizados no Brasil indicam a confirmação desta tendência com um declínio expressivo dos preços, e mesmo com aumento da instabilidade política e econômica,

os preços não tiveram variações expressivas. A Figura 9 (EPE, 2019) apresenta um resumo dos preços médios desses leilões, destaque para o preço atingido pela energia solar fotovoltaica no último leilão realizado no Brasil, o A-4 2019, R\$ 67,48/MWh (US\$ 17,62/MWh, para R\$ 3,83/US\$), o que se constitui num recorde para os leilões realizados no Brasil. Entretanto, apesar da grande concorrência, existe tendência de aumento do preço médio da fonte por conta da desvalorização cambial, que aumenta os custos de investimento, uma vez que a maioria dos equipamentos ainda é importada.

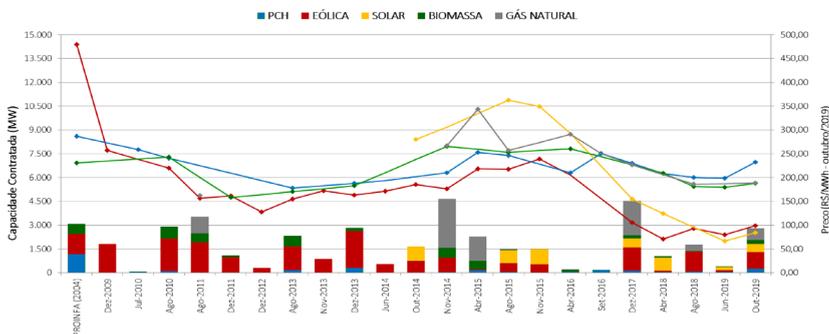


Figura 9 - Evolução dos preços das fontes renováveis de energia nos leilões

A tendência de se buscar maior realismo tarifário, quer temporal, já implementado com o PLD horário, quer locacional, contribui adicionalmente para a redução de custos. A regulamentação de parques híbridos solar e eólica é outro fator que pode tornar mais competitiva a energia solar. Outra regulamentação fundamental é a de precificar os atributos ambientais, particularmente na direção de se penalizar as emissões de carbono. A eletromobilidade fará expandir o mercado para painéis fotovoltaicos, com a possibilidade de uma contribuição do uso das baterias para o armazenamento da energia solar.

Espera-se ainda que novas reduções de preços venham a ocorrer nos próximos 20 anos e um aumento sensível de produtividade dos módulos fotovoltaicos com células bifaciais, meias-células e células de 210 mm também ocorra. Outros avanços potenciais incluem maior tempo de vida dos módulos, uso de inteligência artificial para previsão do recurso e uso de drones para operação, manutenção e limpeza de módulos. Prevê-se que o custo anualizado da energia solar fotovoltaica possa chegar a US\$ 23/MWh (US\$ 0,023/kWh) em 2040,

portanto um valor inferior à metade dos valores médios praticados atualmente.

6. CENÁRIOS FUTUROS, PERSPECTIVAS E DESAFIOS

Partindo de uma das mais importantes entidades do setor energético, a Agência Internacional Energia (IEA, 2020), propõe dois cenários, sempre para 2040. No de Novas Políticas, as fontes solar e eólica chegariam a 12% da oferta primária de energia e a 21% da produção de energia elétrica, enquanto no cenário de Desenvolvimento Sustentável estes números saltariam para 27% e 40%, respectivamente, sendo que 67% da eletricidade seria gerada do conjunto de todas as renováveis. A Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2019b), como seria de se esperar, no seu cenário REmap, é ainda mais arrojada, prevendo que 50% da eletricidade seria oriunda das fontes solar e eólica, enquanto o conjunto das renováveis atingiria 75%, no horizonte 2040. Para 2050, a IRENA prevê 60% da eletricidade das FRIs e 86% do conjunto das renováveis.

Para o Brasil, a EPE propõe os cenários discutidos na seção 3, acima, em que se prevê que a energia solar responderia por mais de 13% da capacidade instalada do País, sendo que a parcela de centralizada ficaria com 3,7% e o restante com a geração distribuída, que poderia variar de 3,2% a 4,6% da carga total. No processo de tramitação da revisão da REN 482, conduzido pelo Congresso, dois cenários se configuram possíveis: (i) uma transição de 10 anos da regra atual para a em que ao final do período se pagará 100% da TUSD Fio B e (ii) um gatilho para o novo esquema quando a GD atingisse 10% do suprimento de energia elétrica em cada área de concessão. O cenário de referência do PDEE 2030, que trabalha com 24,5 GW, só atinge 4,6% a nível nacional, mas resultará em mais de 10% em alguns estados, ao passo que apenas 10 anos resultará em que muitos estados ainda não tenham sequer atingido patamares extremamente baixos. Esse embaite tem resultados imprevisíveis, mas a tendência da geração distribuída, ainda que sofra um desaquecimento devido ao retrocesso regulatório, é no sentido de voltar a crescer e retomar sua curva ascendente.

Alguns desafios estão colocados para uma maior penetração da fonte solar na matriz elétrica brasileira. A questão da redução dos incentivos tanto para a solar centralizada, como para a geração distribuída foi discutida na seção 5 acima. A crise provocada pela pandemia, seguida pela crise econômica do período 2015-16, resultou numa menor demanda de energia, deixando as empresas com uma sobrecontratação e, por conseguinte, reduzindo a necessidade de novos leilões, que por sua vez não têm aberto espaços para leilões específicos.

Se por um lado a significativa redução dos preços dos módulos, contribui para uma maior competitividade da energia solar com as demais fontes, pode-se acentuar o risco de investimentos na cadeia produtiva solar, particularmente de painéis, diante da redução de incentivos praticados nos países europeus e na China, que momentaneamente gerou redução do mercado e sobre oferta mundial de painéis em 2019-2020. Esta situação, no entanto, já se alterou em 2020-2021, com uma retomada intensa de projetos de grande porte (*utility-scale*) por todo o mundo e o conseqüente aumento dos preços dos módulos e inversores fotovoltaicos no mercado internacional. A resposta da indústria anda no sentido de aumentar a capacidade de produção e a ocupação do parque fabril, com expectativa de retomada da tendência de redução de preços. Estas flutuações e expectativas podem tornar a competição muito predatória entre projetos de energia solar, que atrelada à variação cambial pode gerar incertezas para alguns projetos.

No campo da geração distribuída a incerteza regulatória em função de como será revisada a REN 482, se num primeiro momento tem trazido uma explosão de novos projetos ante a possibilidade de mudança no curto prazo, num prazo maior haverá uma redução significativa de novos projetos, ainda que no médio prazo a situação tenda a achar um novo ponto de equilíbrio. Com o aumento da participação da energia solar distribuída, é possível se antever a possibilidade da participação desses prossumidores no mercado atacado, através de agregadores, e a regulação de tal situação poderá resultar de uma nova revisão da REN 482. Uma outra questão é que as dificuldades de financiamento, em particular para os projetos de pequeno porte, persistem, especialmente para prossumidores de mais baixo poder aquisitivo com dificuldades de demonstrar capacidade de pagamento ou que sejam percebidos como de alto risco de inadimplência pelos agentes financiadores. Neste contexto, o próprio setor tem se organizado para prover linhas de financiamento de curto e até médio prazo, com parcelas de abatimento do financiamento baseadas na redução resultante na conta de energia do cliente proporcionada pela adoção da geração fotovoltaica distribuída. Estes esquemas começam a se proliferar e tendem a ampliar o alcance desta tecnologia na medida em que a informação se dissemina. O efeito multiplicador da disseminação do fato de que a geração solar fotovoltaica tem um custo cada vez mais baixo do que as tarifas convencionais, especialmente na classe residencial alimentada em tensão secundária de distribuição, não podem ser desprezadas.

O PDE 2030 identifica algumas questões que precisam ser abordadas como curto prazo, como o aprimoramento da sistemática dos leilões com um foco maior no curto prazo, o que certamente poderia beneficiar a energia solar, em face da facilidade de implementação

de novos projetos. A necessidade de compra de outros atributos (leilão de potência), em particular no que diz respeito a benefícios ambientais e, especialmente, na redução de emissão de gases de efeito estufa. A comercialização de outros produtos além da energia, como o lastro de produção e lastro de capacidade abriria espaços para outras fontes mais despacháveis. Um mercado com maior penetração de energia solar terá necessidade de respostas rápidas e de *ramping* para responder a demandas como aquelas criadas pelo aumento ou redução de geração, com mostrado no caso da Figura 8. Finalmente, outro item que a EPE ressalta e que pode vir a beneficiar a energia solar é a possibilidade de participação de usinas híbridas nos leilões, principalmente com projetos eólicos e solares, o que poderia resultar em portfólios mais flexíveis e trazer mais benefícios ao sistema. O desafio nesse segmento a é necessidade de definições regulatórias, de forma a trazer maior segurança os empreendedores.

Uma das principais recomendações do PNE 2050 para a energia solar diz respeito ao desenvolvimento “de novas ferramentas, tecnologia e modelos de negócios para previsão da geração solar e gestão da operação do sistema elétrico” (BRASIL, 2020b). Avanços nessa área irão permitir minimizar um dos grandes desafios para as fontes intermitentes que é a previsão mais precisa e para intervalos de tempo cada vez maiores, provendo mais flexibilidade e reduzindo a incerteza na operação do sistema elétrico com maiores níveis de penetração das fontes intermitentes. A redução da incerteza da geração com a energia solar através da previsão avançada do tempo, necessitará de computação baseada em nuvem e de inteligência artificial, de forma a reduzir os níveis de erro da capacidade nominal, tanto para uma hora à frente como para um dia à frente, além da previsão para alguns minutos à frente.

O PNE 2050 ainda chama atenção para eventuais melhorias nos estudos socioambientais relativos à fonte solar; a integração das perspectivas de expansão da geração solar e o planejamento da expansão da transmissão. Em relação a esse ponto Madrigal e Porter (2013) enfatizam que a qualidade da assertividade da tarefa de previsão das reservas depende do tamanho das áreas de controle (submercados) e da capacidade de intercâmbio entre diferentes regiões, refletindo a robustez do sistema de transmissão e, finalmente, do equilíbrio entre oferta e demanda. Finalmente o PNE 2050 ressalta a questão da reciclagem dos componentes do sistema fotovoltaico.

A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) tem advogado alguns pontos para uma maior difusão da energia solar no Brasil, destacando-se: (i) Considerar outros atributos na definição da matriz de menor custo global de atendimento, tais como: segurança no suprimento, despachabilidade, localização, nível de perdas,

tempo de implementação, impacto ambiental, dentre outros; (ii) Valoração dos benefícios determinados por fonte e pelo portfólio conjunto, (iii) Busca de uniformidade no licenciamento ambiental entre estados. A ABSOLAR prevê que a capacidade instalada poderá atingir 12,5 GW ao final de 2021, o que representaria um crescimento de 68% no ano. A GD saltaria de 4,4 GW para 8,3 GW, um crescimento de 90%, enquanto a produção centralizada atingiria 3,1 GW (VALOR ECONÔMICO, 2021), valor que pode ser considerado conservador em função das usinas atualmente em fase de implantação.

7. CONCLUSÃO

Procurou-se mostrar ao longo desse artigo, através da apresentação da situação atual e das oportunidades que se colocam para a fonte solar fotovoltaica que sua expansão é crescente e inexorável. O Brasil tem um potencial inesgotável, infinito, hipoteticamente capaz de atender toda sua demanda se existisse tecnologia de armazenamento. É a fonte mais barata no País, com tendências a reduzir ainda mais seus preços. O maior desafio é resolver sua variabilidade diária, que pode ser feito com um *mix* de fontes, armazenamento, inclusive a hibridização com a energia eólica e a previsão da disponibilidade do recurso. A variabilidade deixa de ser um problema maior quando se prevê a disponibilidade do recurso. Verificou-se que as previsões de crescimento da aplicação da fonte solar têm sistematicamente ficado aquém da realidade, embora a EPE tenha progredido muito com a elaboração de cenários alternativos e a metodologia *what-if*. Buscou-se demonstrar ainda que esse caminho não é linear, tanto em nível mundial como no Brasil. Particularmente relevante para a velocidade e trajetória de expansão da fonte solar fotovoltaica são os desafios tecnológicos, financeiros e regulatórios envolvidos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Tereza Mousinho Reis (CBEM), pela revisão e sugestões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR – Associação Brasileiro de Energia Solar Fotovoltaica. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Infográfico ABSOLAR. 2020. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>. Acesso em: 20 out. 2020.

_____. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Infográfico ABSOLAR. 2021. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>. Acesso em: 15 de mar. 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 83. Brasília, 2004.

_____. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Brasília, 2004.

_____. Boletim Informação de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 5 nov. 2019.

_____. Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBiMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 20 out. 2020.

BRASIL. Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para consecução do objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Disponível em: http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf. Acesso em: 30 set. 2019.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Brasília: MME/EPE, 2013.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Brasília: MME/EPE, 2014

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Brasília: MME/EPE, 2015.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Brasília: MME/EPE, 2018

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasília: MME/EPE, 2020a.

_____. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: MME/EPE, 2020b.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Brasília: MME/EPE, 2021.

CANAL ENERGIA. Fonte solar bate primeiro recorde de geração em 2021. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/>. Acesso em: 17 mar. 2021.

COELBA. Universalização Rural. Disponível em: <https://servicos.coelba.com.br/residencial-rural/Pages/Informa%C3%A7%C3%B5es/Luz-para-Todos.aspx>. Acesso em: 19 de mar. 2021.

COUTURE, T. D.; CORY, K.; KREYCIK, C.; WILLIAMS, E. A policymaker's guide to feed in tariff policy design. NREL, 2010.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Informe Leilões de Geração de Energia Elétrica. 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-451/Informe%20Leil%C3%B5es%202019_v3.pdf. Acesso em: 27 set. 2019.

_____. Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia - Características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018. 2018. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-110/topico-418/EPE-DEE-NT-091_2018-r0.pdf. Acesso em: 10 mar. 2020.

FRANKFURT SCHOOL-UNEP CENTRE/BNEF. Global Trends in Renewable Energy Investment 2019. Frankfurt am Main, 2019. Disponível em: <http://www.fs-unesp-centre.org>.

IEA - International Energy Agency. Achieving net-zero emissions by 2050, World Energy Outlook 2020. 2020a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020/achieving-net-zero-emissions-by-2050>. Acesso em: 23 out. 2020.

_____. Energy Technology Perspectives 2020. IEA, 2020b.

IRENA – International Renewable Energy Agency. Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2019a. Disponível em: <http://www.irena.org/publications>. Acesso em: 15 out. 2019.

_____. A new world - The geopolitics of energy transformation. ISBN 978-92-9260-097-6. IRENA, 2019b.

MADRIGAL, M.; PORTER, K. Operating and Planning Electricity Grids with variable renewable generation. World Bank, 2013.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica, Dezembro/2020. ONS, 2020.

_____. Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica, Janeiro/2021. ONS, 2021.

PVTECH. Up to 209GW of solar PV to be installed in 2021, BloombergNEF forecasts. 2021. Disponível em: <https://www.pv-tech.org/up-to-209gw-of-solar-pv-to-be-installed-in-2021-bloombergnef-forecasts/>. Acesso em: 15 mar. 2021.

REN21. Renewables 2020 Global Status Report. Paris: REN21 Secretariat. ISBN 978-3-948393-00-7, 2020.

SOLAR POWER EUROPE. Global Market Outlook for Solar Power/2019-2023. 2019. Disponível em: <http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/05/SolarPower-Europe-Global-Market-Outlook-2019-2023.pdf>. Acesso em: 14 set. 2019.

_____. Global Market Outlook for Solar Power 2020-2024. 2020. Disponível em: https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2020/07/31-SPE-GMO-report-hr-hyperlinks.pdf?cf_id=19015. Acesso em: 20 out. 2020.

WEF. The Speed of the Energy Transition Gradual or Rapid Change? Geneva: World Economic Forum, 2019.

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUA INSERÇÃO NO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO

Afonso Henriques Moreira Santos¹
Jamil Haddad²
Sergio Valdir Bajay³

¹*X Estudos e Projetos Ltda.*

²*Universidade Federal de Itajubá*

³*Universidade Estadual de Campinas*

DOI: 10.47168/rbe.v27i3.643

RESUMO

O Brasil desenvolveu, nas últimas décadas, um conjunto de ações e programas relacionados à eficiência energética, incluindo alguns instrumentos legais e regulatórios. O país também vem procurando inserir a eficiência energética no planejamento do seu setor energético, por meio dos Planos Decenais de Expansão de Energia e dos Planos Nacionais de Energia. Ao fazer essa inserção, busca-se colocar a eficiência energética em um patamar mais elevado nas políticas energéticas governamentais, pois metas de economia de energia são estabelecidas e, pressupõe-se, ações deverão ser realizadas para que sejam alcançadas. Este artigo apresenta, de forma sucinta, um diagnóstico da evolução da eficiência energética nos principais setores da economia nos últimos dez anos, os principais programas de eficiência energética ora vigentes no Brasil, como a eficiência energética está sendo tratada no planejamento energético nacional e quais são as metas de ganhos de eficiência energética estabelecidas para os próximos dez anos. Ele também resume as principais contribuições de um trabalho de consultoria recém-findo para o Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf), que deve ser publicado pela EPE e Ministério de Minas e Energia em 2021. Apesar dos esforços despendidos e da dedicação dos profissionais envolvidos, uma das barreiras hoje existentes para se ampliar o escopo e a profundidade dos programas governamentais de eficiência energética no país é a necessidade de melhorias em sua gestão, problema para o qual este artigo apresenta uma sugestão baseada em inúmeras experiências bem sucedidas no exterior.

Palavras-chave: Eficiência energética, Planejamento, Conservação de energia.

ABSTRACT

In the last decades, Brazil has developed a set of actions and programs related to energy efficiency, including some legal and regulatory measures. The country is also pursuing the insertion of energy efficiency into its energy sector planning, by means of the Ten Years Forward Expansion Plans and the National Energy Plans. Through these insertions, energy efficiency is raised to higher levels within the government energy policies, since energy economy targets are set and, supposedly, actions should be taken to meet them. This paper briefly describes the evolution of energy efficiency in the main sectors of the economy in the last ten years, the main energy efficiency programs currently available in Brazil, how energy efficiency is being dealt within the national energy planning and which the goals of energy efficiency gains are for the next ten years. It also resumes the main contributions of a recently finished consultancy work for the Energy Efficiency Ten Years Forward Plan, which should be published by EPE and the Ministry of Mines and Energy in 2021. Despite the efforts and dedication carried out by the concerned professionals, one of the current barriers to extend the scope and depth of the public programs of energy efficiency in the country is the need to improve their management. This paper proposes a solution for this problem, based on several well-succeeded experiences abroad.

Keywords: Energy efficiency, Planning, Energy conservation.

1. INTRODUÇÃO

A evolução do grau de eficiência energética de um país pode ser avaliada através da evolução de alguns indicadores de desempenho energético e por meio de comparações com o desempenho de outros países.

Existem vários tipos de indicadores que têm sido utilizados para mensurar a eficiência energética de países, regiões, segmentos da economia, etc. Os mais empregados são a intensidade energética, que é um quociente entre o consumo de energia e o PIB, ou o valor adicionado por um setor da economia, e o consumo energético específico, que representa o consumo energético de um segmento consumidor e um indicador de sua atividade física, tal como a produção, em toneladas ou metros quadrados, no caso da indústria, o número de empregados ou a área construída no setor de serviços, o número de residências no setor residencial, o número de leitos em hospitais, o número de alunos em escolas, etc.

Segundo dados do Balanço Energético Nacional de 2020 (EPE, 2020), a intensidade do consumo final de energia no Brasil aumentou de 79,7 tep/10⁶ US\$ ppc de 2013¹ em 2010 para 82,3 tep/10⁶ US\$ ppc de 2013 em 2019. As intensidades dos consumos finais de energia dos setores industrial e de serviços também aumentaram neste período, de 158,2 tep/10⁶ US\$ ppc de 2013 e 49,5 tep/10⁶ US\$ ppc de 2013, respectivamente, em 2010, para 165,5 tep/10⁶ US\$ ppc de 2013 e 55,8 tep/10⁶ US\$ ppc de 2013, respectivamente, em 2019. Por outro lado, as intensidades dos consumos finais de energia dos setores energético e agropecuário diminuíram nesta década, de 217,6 tep/10⁶ US\$ ppc de 2013 e 86,7 tep/10⁶ US\$ ppc de 2013, respectivamente, em 2010, para 211,8 tep/10⁶ US\$ ppc de 2013 e 84,1 tep/10⁶ US\$ ppc de 2013, respectivamente, em 2019.

O indicador intensidade energética possui a fragilidade de depender da composição dos subsetores e produtos dos setores analisados, podendo revelar tendências que refletem mais mudanças nesta composição do que a evolução tecnológica e as boas práticas setoriais. O seu uso, apesar desta limitação, é bastante difundido na análise da eficiência energética da economia como um todo e de seus setores mais heterogêneos.

Os consumos energéticos específicos não possuem esta limitação, mas sua aplicação fica restrita a setores homogêneos que tenham um indicador de atividade física bem definido e com disponibilidade de séries históricas.

O Balanço Energético Nacional (BEN) de 2020 (EPE, 2020) disponibiliza séries históricas de consumos energéticos específicos para alguns setores e segmentos da economia brasileira. O consumo energético per capita das residências, por exemplo, aumentou de 0,120 tep/hab em 2010 para 0,126 tep/hab em 2019. O setor energético aumentou o seu consumo energético específico de 0,139 tep/t em 2010 para 0,153 tep/t em 2019. Dos segmentos industriais cujos consumos energéticos específicos estão presentes no BEN, alguns apresentaram reduções mais significativas na última década, como o setor metalúrgico (0,618 tep/t em 2010 e 0,584 tep/t em 2019), o setor de ferro-ligas (1,529 tep/t em 2010 e 1,440 tep/t em 2019) e o setor de não-ferrosos e outros da metalurgia (1,118 tep/t em 2010 e 1,079 tep/t em 2019), enquanto que as reduções obtidas por outros foram marginais, como são os casos da produção de cimento (0,072 tep/t em 2010 e 0,071 tep/t em 2019), produção de ferro-gusa e aço (0,499 tep/t em 2010 e 0,495 tep/t em 2019) e produção de papel e celulose (0,425 tep/t em 2010 e 0,423 tep/t em 2019).

¹ Dólar constante em paridade do poder de compra (ppc) de 2013.

Estas estatísticas, presentes no BEN, ilustram claramente que houve melhorias de eficiência energética, modestas, na última década, em alguns setores da economia, mas em outros, e na economia como um todo, se observou estagnação ou piora do desempenho energético.

Em um estudo realizado pelo *American Council for an Energy Efficient Economy* (ACEEE) em 2018, no que se avaliou o desempenho energético de diversos países, em quatro categorias (Esforço Nacional, Edificações, Indústria e Transportes), o Brasil ficou em 20º lugar entre os 25 países avaliados (CASTRO-ALVAREZ et al., 2018).

Conclui-se, então, que, apesar do Brasil ser uma referência internacional no fomento e utilização de fontes renováveis de energia, na área de eficiência energética tem progredido pouco e tem ficado para trás, em termos de políticas públicas de sucesso e bons resultados, em comparação com diversos países, desenvolvidos e em desenvolvimento.

Este artigo comenta os principais programas de eficiência energética ora vigentes no Brasil, como a eficiência energética está sendo tratada no planejamento energético nacional e quais são as metas de ganhos de eficiência energética estabelecidas para os próximos dez anos. Ele também resume as principais contribuições de um trabalho de consultoria recém-findo para o Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf), que deve ser publicado pela EPE e Ministério de Minas e Energia em 2021. Uma das barreiras hoje existentes para se ampliar o escopo e a profundidade dos programas governamentais de eficiência energética no país é a necessidade de melhorias em sua gestão, problema para o qual o artigo apresenta uma sugestão baseada em inúmeras experiências bem sucedidas no exterior.

2. PRINCIPAIS PROGRAMAS BRASILEIROS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Nos últimos anos o Brasil vem desenvolvendo um conjunto de ações e programas relacionados à eficiência energética. Entre eles, pode-se destacar os seguintes como os mais atuantes: o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE); o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), o Programa de Eficiência Energética (PEE) e a Lei de Eficiência Energética (Lei nº 10.295/2001). Eles são apresentados, de forma resumida, nas seções a seguir.

2.1 PBE

O PBE é um programa de etiquetagem de desempenho coordenado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

(Inmetro), com foco especial em eficiência energética, podendo, dessa forma, influenciar a escolha dos consumidores no momento de adquirir algum equipamento e, em outro contexto, sinalizar uma maior competitividade entre os fabricantes para produzirem produtos cada vez mais eficientes. Com a publicação da Lei nº 10.295/2001, o Inmetro, que estabelecia de forma voluntária programas de etiquetagem, passou a estabelecer programas de avaliação da conformidade compulsórios na área de eficiência energética. Com a regulamentação dessa Lei (Decreto nº 4.059/2001), o Inmetro passou a ser o responsável pela fiscalização e pelo acompanhamento dos programas de avaliação da conformidade das máquinas e aparelhos consumidores de energia a serem regulamentados. O Inmetro elabora e divulga em sua página na Internet a tabela que classifica os produtos de acordo com seu nível de consumo.

Os ensaios requeridos para etiquetar um produto no âmbito do PBE são realizados por laboratórios acreditados pela Coordenação Geral de Acreditação do Inmetro (CGCRE/Inmetro), de acordo com as regras e pré-requisitos estabelecidos nos respectivos Requisitos de Avaliação da Conformidade (RAC). Atualmente tem-se 29 tipos de produtos, incluindo edificações e veículos, aprovados no Programa Brasileiro de Etiquetagem e que, portanto, estão autorizados a ostentar a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE). As tabelas desses equipamentos, publicadas no portal do Inmetro (2021) na Internet, são atualizadas periodicamente e representam o estágio atual em termos de consumo de energia e/ou de eficiência energética dos diversos produtos enfocados.

2.2 Procel

O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) é um programa de governo, coordenado pelo MME e executado pela Eletrobras. Foi instituído em 30 de dezembro de 1985 para promover o uso eficiente da energia elétrica e combater o seu desperdício. Em 18 de julho de 1991, o Procel foi transformado em Programa de Governo, tendo sua abrangência e responsabilidade ampliadas.

Praticamente a totalidade das atividades desenvolvidas pelo Procel é baseada no Plano de Aplicação de Recursos do Procel (PAR Procel), elaborado anualmente, conforme previsto na Lei nº 13.280/2016. O Decreto nº 9.863/2019, que dispõe sobre o Procel, atualizou a constituição do Grupo Coordenador de Conservação de Energia Elétrica (GCCE), a quem cabe aprovar o PAR Procel e sua prestação de contas.

As áreas de atuação do Procel são: Iluminação Pública (Re-luz), Edificações, Equipamentos, Indústria e Comércio, Poder Público e Conhecimento. Considerando o relatório “Resultados Procel 2020, Ano Base 2019” (ELETROBRAS, 2020) e baseando-se em estimativas de mercado e aplicação de metodologias específicas de avaliação de resultados, estima-se que, em 2019, o Procel alcançou uma economia de energia de aproximadamente 21,6 bilhões de kWh, contribuiu para uma redução de demanda na ponta de 8.129 MW e ajudou o país a evitar que 1,6 milhões tCO₂ equivalentes fossem liberadas na atmosfera. Grande parte dos resultados do Procel (aproximadamente 90%) é proveniente do Selo Procel, em conjunto com a etiqueta ENCE e a aplicação da Lei de Eficiência Energética.

2.3 PEE

A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, dispõe sobre a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica. Com a alteração realizada pela Lei nº 13.280/2016, 80% dos recursos arrecadados pelo PEE são aplicados pelas próprias concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme regulamentos estabelecidos pela ANEEL.

A estrutura e o processo de funcionamento do PEE encontram-se descritos nos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética (Propee) (ANEEL, 2020). O Propee, composto por 10 módulos, é um guia determinativo de procedimentos dirigido às distribuidoras, para elaboração e execução de projetos de eficiência energética regulados pela ANEEL.

O PEE inclui projetos de eficiência energética em todos os setores da economia, classes de consumo e usos finais, sendo geralmente enquadrados nas seguintes tipologias: Industrial, Comércio e Serviços, Poder Público, Serviços Públicos, Rural, Residencial, Baixa Renda, Gestão Energética Municipal, Iluminação Pública e Educacional. O PEE também abrange projetos que, por sua relevância ou característica não típica, merecem atenção especial, tanto da distribuidora quanto do regulador; eles são denominados “Projetos Especiais”.

A ANEEL disponibiliza em seu portal na Internet informações sobre os projetos e investimentos de Eficiência Energética realizados nos últimos 10 anos, podendo-se realizar diversos tipos de pesquisas por empresa, por categoria de custo, por executores e energia economizada. Em uma pesquisa realizada em 10/03/2020, de um total de 1026 projetos, os projetos nas tipologias Poder Público e Baixa Renda

totalizaram 544, ou seja, 53% dessa amostra. O investimento total realizado nestes 1026 projetos foi de R\$ 2.302.116.593,47 (ANEEL, 2020). Com relação à energia economizada (total aproximado de 2.128.000 MWh/ano), por tipologia, verificou-se que os projetos nas tipologias Poder Público e Baixa Renda totalizaram 1.484.604 MWh/ano, ou seja, 69,76% desta amostra.

2.4 Lei da Eficiência Energética

A regulamentação dos níveis máximos de consumo de energia ou mínimos de eficiência energética, no âmbito da implementação da Lei 10.295, de 17 de outubro de 2001, que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, é realizada por meio do Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE). Desde sua instituição, em 2001, o CGIEE regulamentou os níveis mínimos de eficiência energética de 10 famílias de equipamentos (motores elétricos de indução trifásicos, lâmpadas fluorescentes compactas, refrigeradores e congeladores, fogões e fornos a gás, condicionadores de ar, aquecedores de água e gás, reatores eletromagnéticos para lâmpadas a vapor de sódio e metálico, lâmpadas incandescentes, transformadores de distribuição e ventiladores de teto), em boa parte de forma articulada com os programas de etiquetagem. Cabe, também, ao CGIEE estabelecer programa de metas com indicação da evolução dos níveis a serem alcançados para cada equipamento regulamentado.

2.5 Outros programas

Além dos programas anteriormente descritos, existem várias outras ações com maior ou menor grau de atuação como o Programa Nacional de Uso Racional de Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet), o BNDES Proesco (atual BNDES Eficiência Energética), a Agenda Ambiental na Administração Pública (A3P) e a Rede Cidades Eficientes (RCE). Como marcos relevantes, pode-se também mencionar o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf), de 2011, e o atual (2021) Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf).

3. A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO CONTEXTO DO PLANEJAMENTO SETORIAL BRASILEIRO

O governo brasileiro conseguiu, ao longo dos últimos anos,

construir uma boa estrutura de ações e programas de eficiência energética além de alguns instrumentos legais e regulatórios. Ele também vem procurando inserir a eficiência energética no planejamento do setor energético por meio dos planos decenais tais como o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE2030) e os Planos Nacionais de Energia (PNE2030 e PNE2050 (EPE/MME, 2020)). Ao fazer essa inserção, o governo brasileiro eleva a eficiência energética para um patamar mais elevado, pois metas de economia de energia são estabelecidas e, pressupõe-se, ações deverão ser realizadas para que sejam alcançadas.

Uma primeira tentativa mais consistente foi o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf), publicado em 2011 pelo Ministério de Minas e Energia. Tal plano teve como objetivo, orientar as ações a serem implementadas no sentido de se atingir metas de economia de energia no contexto do Planejamento Energético Nacional. A meta global adotada no PNEf foi uma redução de 10% (106.623 GWh) do consumo de energia elétrica no ano de 2030.

Posteriormente, em 2015, no âmbito da Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP21), foi firmado o Acordo de Paris entre as 195 nações participantes (entre as quais está o Brasil), voltado para a redução das emissões dos gases do efeito estufa.

Este acordo possui como objetivo reduzir o aquecimento global, para que, até o ano de 2100, a temperatura média do planeta tenha um aumento inferior a 2°C. A denominada Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil será reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025, com uma contribuição indicativa subsequente de reduzir essas emissões em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030. Na NDC, o Brasil indicou que pretende alcançar 10% de ganhos de eficiência no consumo de energia elétrica até 2030. No documento-base foi detalhado como se pretende atingir esse valor por meio de: melhorias na eficiência de equipamentos utilizados por três setores da economia (residencial, industrial, comercial e outros, que incluem o setor público); melhorias nos hábitos de consumo de eletricidade; e políticas públicas de eficiência energética no setor elétrico.

Uma vez estabelecidas metas de economia de energia que, espera-se, sejam buscadas e atendidas, como aquelas explicitadas nos Planos Decenais de Energia, assim como o compromisso para com os demais países, por meio da NDC, é cada vez mais importante um processo de obtenção de dados e informações confiável e permanente que possa avaliar os progressos alcançados, ajustando e reavaliando o potencial de conservação de energia.

No caso particular do Plano Decenal de Expansão de Energia

2030 (PDE 2030), publicado pela EPE/MME (2021), estima-se que os ganhos de eficiência elétrica atinjam 32 TWh, enquanto a solar térmica residencial deve atingir 1 TWh em 2030. Esta previsão de eletricidade economizada equivale a retirar a metade brasileira da geração média da UHE Itaipu. A economia de 32 TWh representa 4% do consumo de energia elétrica projetado para 2030 - 795 TWh.

Segundo o PDE 2030, ganhos de eficiência energética podem reduzir 17 milhões de tep, ou 5% do consumo final de energia do Brasil em 2030.

Na estimativa da economia de energia elétrica, em 2030, de 32 TWh, tem-se que o setor industrial (12 TWh) e o setor de serviços (12 TWh) representam, juntos, 73% do total. Os ganhos de eficiência elétrica contribuem com a redução de 3% do consumo industrial projetado para 2030, montante similar ao observado no segmento de mineração e pelotização em 2019. O PDE 2030 estima uma redução de 9% no consumo energético específico do segmento de ferro-gusa e aço durante o período 2019 – 2030, que passa de 495 tep/10³ ton para 450 tep/10³ ton.

Em 2030, o plano decenal prevê que as edificações irão representar 52% do consumo de eletricidade do País e responderão por 60% da energia elétrica economizada, contribuindo com, aproximadamente, 20 TWh de redução. A estimativa para a energia economizada, em 2030, no setor de serviços é de 6% das demandas energética e elétrica projetadas. Ressalta-se, segundo o PDE 2030, que os segmentos de comércio varejista, escritórios, hotéis e restaurantes são atualmente responsáveis por 50% do consumo de eletricidade do setor comercial. Para o setor de transportes, o PDE 2030 projeta um aumento de apenas 1,9% a.a. na demanda energética, apesar de um aumento de 3,6% a.a. na atividade do transporte de cargas, e de 3,2% a.a. na atividade do transporte de passageiros. Isso é resultado de ganhos de eficiência em cada um dos modais de transporte, assim como devido a mudanças entre modais, com a migração de atividades de modais de consumo energético específico mais elevado para modais de menor consumo específico.

4. O PLANO DECENAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (PDEf)

As propostas para o Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf) apresentadas nesta seção foram elaboradas durante um projeto contratado pela Eletrobras/Procel, com recursos estabelecidos no 2º Plano de Aplicação de Recursos (PAR), e executado pela iX Estudos e Projetos Ltda. em 2020 (IX ESTUDOS E PROJETOS, 2021). Os autores deste artigo participaram da equipe deste projeto.

No projeto foram desenvolvidas propostas de melhorias nos programas de eficiência energética existentes no país e lançamento de novos programas para os setores industrial, de transportes, agropecuário, saneamento básico e iluminação pública, além da área de edificações, que cobre grande parte do consumo energético dos setores residencial e de serviços. Por conta de uma exigência do edital que direcionou o processo licitatório que resultou na seleção deste projeto, as premissas, as projeções das demandas de energia e as metas de ganhos de eficiência energética do PDE 2029 foram utilizadas como balizadores das projeções realizadas no projeto. Não foram consideradas fontes distribuídas de energia nem armazenamentos distribuídos de energia, mesmo que embebidos no consumo.

As ações propostas foram embasadas nas melhores práticas internacionais e considerando as particularidades dos diversos setores de usos finais da energia no Brasil, além de terem sido avaliadas as respectivas atratividades de mercado e impactos regulatórios. O processo de gestação das propostas teve uma participação significativa de instituições públicas e agentes privados, que puderam contribuir em *workshops* e reuniões estratégicas.

As próximas seções apresentam propostas de melhorias em programas existentes de eficiência energética, propostas de novas ações de eficiência energética de alcance multisetorial e propostas de novas medidas de âmbito setorial.

4.1 Melhorias em programas existentes

O PBE apresenta particularidades que demandam ações de planejamento, análise e manutenção envolvendo, por exemplo, suporte e apoio ao trabalho das Comissões Técnicas; condições de sobrevivência e sustentabilidade dos laboratórios participantes; controle e conferência das informações provenientes dos ensaios dos equipamentos; manter divulgação do Programa incluindo a disponibilização e atualização de informações na internet (página dos resultados dos ensaios e respectivas etiquetas) e manutenção dos processos de Verificação da Conformidade e Fiscalização. Per si, este conjunto de ações poderia moldar os pontos de aprimoramento deste Programa, que também podem ser sistematizados nos seguintes pontos: desenvolver trabalho de acompanhamento da fiscalização, acompanhamento do mercado e avaliação da conformidade; elaboração de estudos para revisar a carteira de equipamentos com a inclusão e priorização de novos produtos além da revisão dos valores adotados nas faixas (A, B, etc.) para a classificação dos equipamentos etiquetados; elaboração de estudos para mensurar o impacto em termos de economia de energia

considerando, inclusive, a possibilidade de adicionar ao PBE os resultados da Lei de Eficiência Energética (níveis mínimos de eficiência) e do Selo PROCEL, devido a complementaridade e sinergia desses programas, ou, de outra forma, separar os ganhos decorrentes de cada um desses programas; elaboração e implementação de um “Plano de Comunicação Integrado do PBE”, ampliando a transparência dos procedimentos adotados e uma adequada divulgação para os diversos públicos interessados (fabricantes, importadores, consumidores, etc.); implantação de mecanismo para apoiar o trabalho das Comissões Técnicas, incluindo aquelas relativas à Etiquetagem de Edificações e implantação de mecanismo para apoiar a sustentabilidade e sobrevivência dos laboratórios de ensaios. Outra melhoria é a implantação dos chamados *Top Runners*, ou seja, novos produtos situados no topo do mercado de produtos eficientes. A inovação também pode ocorrer através de um processo mais ágil de obtenção da certificação, podendo-se focar em uma dada região do país, por exemplo, onde um determinado produto seria mais eficiente (regiões com temperaturas mais elevadas ou frias, etc.).

Sugere-se duas vertentes para as ações de aprimoramento do Procel: conjunturais e estruturais. As ações denominadas “conjunturais” são aquelas próprias de cada subprograma do Procel e servem para aprimorar ou suportar os avanços e melhorias que se deseja implementar, enquanto que as ações denominadas “estruturais” são aquelas que não apenas se aplicam aos respectivos subprogramas do Procel, mas servem para aprimorar e melhorar a eficiência energética no Brasil, trazendo sinergia aos demais programas e ações. Assim, de forma resumida, pode-se destacar os seguintes pontos de aprimoramento do Procel: avaliação da infraestrutura e gestão do Procel face à demanda dos trabalhos; avaliação dos resultados das atividades de Medição e Verificação (M&V) implementadas e a necessidade de fortalecê-las e valorizá-las; incorporação, quando couber, da energia térmica no rol das ações e dos subprogramas do Procel, de forma sustentada e integrada com a atuação e participação do Conpet; e agregar, cada vez mais, valor a marca “Procel”, incluindo ações e mecanismos de esclarecimentos e comunicação junto à sociedade. Sugere-se fazer uma avaliação da atual composição da equipe responsável pelos subprogramas e a necessidade de ajustá-la à atual e futura demanda de trabalhos. Neste quesito, tem-se não apenas os profissionais responsáveis pelas atividades de cada área técnica, mas também aqueles que atuam na preparação dos convênios, editais, aspectos jurídicos e prestação de contas (financeiro). A área de Tecnologia da Informação ou de suporte computacional também se insere aqui. Pode-se também agregar os subprogramas Procel Reluz, Procel GEM, Procel Sanear e a RCE em um novo subprograma denominado Procel Cidades Inteli-

gentes. Nesta mesma linha, pode-se avançar na criação de um sub-programa (Procel Eficiência Digital) relacionado à IoT (Internet das Coisas), direcionado ao setor residencial e a ganhos de eficiência energética associados à inserção da digitalização em processos envolvendo, por exemplo, os setores industrial e comercial.

Analisando a importância e o histórico de ações implantadas no âmbito do PEE, têm-se, a seguir, algumas propostas de aprimoramento do programa: consolidação do tratamento e análise dos dados e seu compartilhamento; avaliação dos projetos e do programa, com identificação de ajustes na atual regulamentação do Propee; análise da permanência dos resultados; avaliação da infraestrutura de gestão e acompanhamento do programa; divulgação das ações e seus resultados; implantação de projetos que viabilizem a instalação de um mercado de eficiência energética no Brasil; avaliação de incentivos regulatórios para a distribuidora investir em eficiência energética; e implantação de mecanismos de mercado para eficiência energética, com destaque aos descontos (“rebates”) para compra de equipamentos de alta eficiência, adequados regionalmente, de forma a promover a inovação tecnológica e a massificação desta por todo o país.

As sugestões apresentadas para o aprimoramento do PEE podem contribuir no estabelecimento de um mercado sustentável de eficiência energética que possa se manter mesmo que os recursos públicos destinados aos projetos se reduzam ou mesmo terminem. Com esse propósito e neste contexto, sugere-se também que os demais programas de eficiência energética participem deste esforço. Um salto qualitativo na implantação de mecanismos de mercado no PEE será a realização do projeto piloto sobre Leilão de Eficiência Energética em Bela Vista, capital do estado de Roraima. Outro mecanismo de mercado envolvendo eficiência energética que pode ser aplicado no Brasil são os chamados Certificados Brancos (ou Verdes), que, seguindo a mesma concepção do conhecido Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), consistem em definir cotas de eficiência que poderão ser comercializadas entre os agentes envolvidos, como, por exemplo, as empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica e as indústrias. Um projeto piloto pode desenvolver esse mecanismo e implementá-lo.

Para a Lei de Eficiência Energética, propõem-se os seguintes aprimoramentos: implantação de trabalho de acompanhamento do mercado (visando identificar não conformidades, ou irregularidades) e estabelecimento de plano de fiscalização dos equipamentos regulamentados pelo CGIEE; elaboração de estudos para reforçar a base de dados e informações sobre uso final de energia; elaboração de estudos regulatórios para a seleção e priorização de novos equipamentos a serem contemplados com Índices Mínimos de Eficiência Energética

e avaliação do Impacto Regulatório; elaboração e implantação do “Regimento Interno do CGIEE”, com o estabelecimento dos principais procedimentos regulatórios e administrativos, bem como a definição das atribuições dos membros e órgãos envolvidos; elaboração e implantação de um “Plano de Comunicação do CGIEE”, objetivando ampliar a transparência dos procedimentos regulatórios e divulgar notícias e informações relevantes aos órgãos envolvidos e consumidores; e implantação de mecanismo para apoiar as reuniões de trabalho do GT Edificações no âmbito do CGIEE, assim como viabilizar os estudos e ações desenvolvidas pelo GT, incluindo representantes dos estados e municípios (principalmente as metrópoles), pois existem vários temas de competência destes, relacionados às edificações.

4.2 Novas medidas ou programas de eficiência energética de alcance multissetorial

No âmbito do PDEf, foram sugeridas pela equipe de consultores, cinco novas medidas/programas de eficiência energética de alcance multissetorial: (i) leilões de eficiência energética; (ii) acordos voluntários; (iii) mercado de certificados de eficiência energética; (iv) sistema integrado de informações em eficiência energética; e (v) eficiência energética digital. Estas medidas são brevemente descritas a seguir.

Leilões centralizados de eficiência energética, organizados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), e leilões descentralizados, nas empresas distribuidoras de energia elétrica, no âmbito dos PEEs, substituindo as atuais chamadas públicas, podem coexistir no setor elétrico brasileiro.

Leilões centralizados de eficiência energética no Brasil devem ser por região elétrica, de forma a otimizar o uso e a expansão das redes nestas regiões. Eles poderiam ser financiados através dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS, pois a aplicação de medidas de eficiência energética reduz a necessidade de acionamento das usinas termelétricas de custo operacional mais elevado, possibilitando utilizar parte do recurso economizado em seu acionamento em projetos de eficiência energética. Tal qual têm ocorrido com as três experiências internacionais de leilões de eficiência energética analisadas pelos consultores, o objetivo dos leilões centralizados no Brasil seria alavancar investimentos dos participantes em projetos e programas (conjuntos de projetos com uma única administração) que de outra forma provavelmente não se viabilizariam por terem períodos de retorno do investimento elevados. Por outro lado, limites seriam estabelecidos nos editais dos leilões para a parcela máxima de financiamento público e

para o custo unitário máximo da energia economizada com recursos públicos.

Há a necessidade de se introduzir elementos que tornem o PEE um instrumento de caráter competitivo. Com a competição, espera-se selecionar os projetos, ou programas que requerem menos reais por MWh poupado.

A experiência de outros países mostra que acordos voluntários podem ser implantados no Brasil de uma forma mais abrangente do que o que ocorreu no Programa Aliança 1.0, restrito a indústrias energo-intensivas. Acordos voluntários também podem ser feitos com empresas de outros setores da economia. As medidas de eficiência energética propostas nos diagnósticos devem contemplar, também, economias de energia associadas a investimentos significativos de capital, períodos de retorno mais elevados, típicos deste tipo de investimento, e contratos de médio ou longo prazo, que possibilitem um planejamento e execução adequados desses investimentos. Esta mudança, para ser aceita pelos empresários, precisa ter uma atrativa contrapartida governamental na forma de incentivos creditícios ou fiscais. Por outro lado, penalidades financeiras devem ser estabelecidas caso as metas negociadas não sejam cumpridas. Sempre que for possível, as empresas de médio porte que participem desses acordos devem formar redes de eficiência energética, a fim de multiplicar rapidamente as economias de energia das empresas participantes através do efeito demonstração propiciado pelos intercâmbios de experiências propiciados pela forma de funcionamento das redes.

O certificado branco é um instrumento utilizado para confirmar a declaração de agentes do mercado em relação à economia de energia resultante de medidas de eficiência energética. Cada certificado equivale a uma determinada quantidade de energia economizada em uma unidade padronizada, em MWh ou tep, por exemplo. O estabelecimento de um mercado de certificados brancos tem como base a criação de metas de redução de consumo para determinados agentes (parte obrigada), tais como distribuidoras ou comercializadoras de energia elétrica, ou indústrias. A parte obrigada deverá então buscar atingir suas metas pela aquisição de certificados no mercado ou pela implantação de projetos de eficiência energética. A oferta de certificados, por sua vez, pode ser feita por ESCOs, consumidores dos diferentes setores, ou mesmo as próprias partes obrigadas, através da implantação de projetos de eficiência energética.

A equipe de consultores propôs a criação de um Sistema Integrado de Informações em Eficiência Energética (SI²E²) abrangendo o setor público (iluminação e saneamento), de edificações (privadas e públicas), de transportes (cargas e passageiros – individual e coletivo), o industrial, o agropecuário, além de outros, como o setor energético.

Nesse sistema deverão ser incorporadas as bases de dados setoriais já existentes no país. Esses dados, integrados no SI²E² e associados a outras informações, permitirão o monitoramento da evolução dos setores em termos de eficiência energética, com bases em diversos indicadores. O sistema divulgará e facilitará a disseminação do conhecimento das melhores práticas em eficiência energética, como ocorre em outros países, incluindo a oferta de serviços, consultoria, comparações de consumos energéticos específicos (*benchmarking*), produtos mais eficientes, etc.

A transformação digital exige uma profunda mudança de modelos, no sentido de se proporcionar um maior espaço para escolhas feitas pelos usuários, diferente do que sempre vigorou no setor energético, principalmente no elétrico. Em contraponto, este setor sempre foi inovador, mantendo-se à frente nas técnicas de análise de problemas de grandes dimensões e nos sistemas de automação e aquisição de dados. Logo, surge agora uma grande oportunidade associada à transformação digital.

O mercado digital não vê fronteiras, fazendo com que um produto local possa competir em igualdade de condições com outros produtos em mercados no exterior, o que abre oportunidades significativas para as empresas brasileiras. O mercado potencial é enorme. Por outro lado, as características sociais e ambientais próprias do país fazem com que nem todo modelo, equipamento ou *software* seja adaptável a estas características. Com incentivos adequados, o Brasil pode tornar-se um *player* importante na eficiência energética digital em todos os setores da economia.

4.3 Novas ações de eficiência energética de âmbito setorial

No trabalho de consultoria para o Procel, visando prover subsídios para o PDEf, foram propostas novas ações de eficiência energética para o setor industrial, setor de transportes, saneamento, iluminação pública, edificações e setor agropecuário. Seguem resumos das principais ações setoriais propostas.

Das cinco propostas de novas ações de eficiência energética para o setor industrial, três envolvem participação voluntária e duas são mandatórias. Três das cinco propostas envolvem estruturas de mercado. Todas as cinco propostas, com algumas variantes, estão sendo aplicadas com sucesso em diversos países.

A primeira ação de cunho voluntário e criação de um mercado associado, com boas perspectivas de atrair projetos do setor industrial, concerne os leilões de eficiência energética, tanto os leilões descentralizados, no âmbito do PEE, como, sobretudo, os leilões centralizados,

já descritos, em linhas gerais, na seção 4.2. Os leilões podem alavancar muito mais projetos industriais do que os programas e mecanismos de eficiência energética hoje existentes no Brasil conseguem atrair, sobretudo projetos que de outra forma provavelmente não se viabilizariam por terem períodos de retorno do investimento superiores aos atualmente praticados na indústria.

Ainda de cunho voluntário e com um mercado associado, a segunda proposta para o setor industrial é a ampliação dos acordos voluntários para empresas não energia-intensivas e fábricas de médio porte e a criação de redes de eficiência energética, conforme exposto na seção 4.2.

A tendência mundial é a de se adotar uma combinação de mecanismos mandatórios com instrumentos de mercado para se obter ganhos substanciais de eficiência energética nos vários setores da economia e, particularmente, no setor industrial, com vistas a uma significativa descarbonização das matrizes energéticas.

Os consultores propõem, como uma ação mandatória combinada com um instrumento de mercado, a imposição, no médio prazo, de metas de ganhos de eficiência energética para consumidores industriais energo-intensivos, junto com a criação de um mercado de certificados brancos para as economias de energia que excederem as metas destes consumidores, nos moldes do bem sucedido programa indiano *Perform, Achieve and Trade* (PAT). Além de metas obrigatórias de economias de energia, estes grandes consumidores industriais também teriam que ter um “gerente de energia” e um Sistema de Gestão da Energia.

A imposição de metas de economia de energia, no Brasil, para instalações industriais de médio porte, por conta dos elevados custos de transação que esta medida ocasionaria. Já a imposição legal de que estas instalações tenham gerentes de energia, com a responsabilidade de liberar os dados necessários para a realização de diagnósticos energéticos periódicos mandatórios por auditores de energia independentes, e pelo fornecimento de relatórios sobre o consumo energético, os resultados dos diagnósticos energéticos e a implantação das medidas de eficiência energética é factível para este tipo de instalação e não incorre em altos custos de transação.

A quinta e última nova ação proposta para o setor industrial é a criação do Sistema Integrado de Informações em Eficiência Energética (SI²E²) e a incorporação de dados técnicos de tecnologias, consumos energéticos específicos, etc. deste setor no sistema, preenchendo uma grande lacuna hoje existente sobre estes tipos de dados na indústria brasileira.

Ao se analisar o setor de transportes, é importante desagregá-lo no transporte de cargas e no transporte de passageiros, dadas as

suas especificidades.

Para o transporte de cargas, os consultores do PDEf recomendaram as seguintes novas ações de eficiência energética: (i) criação de um módulo do SI²E² dedicado ao transporte de cargas; (ii) elaboração de sistemas digitais voltados à eficiência energética no transporte de cargas; (iii) revisão dos critérios operacionais de reservatórios de usinas hidrelétricas para fomentar o transporte hidroviário; (iv) realizar a etiquetagem de consumo energético de motores de veículos pesados; (v) otimizar, do ponto de vista de consumo energético, as rotas de caminhões que prestam serviços públicos municipais; e (vi) criar um programa de incentivo à eletrificação de caminhões leves no transporte de carga no meio urbano.

Os consultores também propuseram seis novas ações de eficiência energética para o transporte de passageiros: (i) criação de um módulo do SI²E² dedicado ao transporte de passageiros; (ii) elaboração de sistemas digitais voltados à eficiência energética no transporte de cargas; (iii) inclusão de cláusulas de eficiência energética nas concessões de serviços de transporte público; (iv) criar um programa de incentivo à eletrificação de frotas de ônibus municipais; (v) criação de um programa de apoio à expansão de veículos elétricos leves; e (vi) promoção do uso de combustíveis mais eficientes, tais como gasolina de maior octanagem, etanol e GNV, no transporte de passageiros.

O conjunto de ações propostas pelos consultores tanto para o transporte de cargas como de passageiros demanda que haja uma instituição responsável, com foco em eficiência energética, trabalhando para estabelecer um ambiente que favoreça a implementação e acompanhamento dessas ações.

Os projetos de eficiência energética no saneamento muitas vezes requerem alterações nas estruturas hidráulicas, que embora possuam um grande potencial de economia de energia, também requerem altos investimentos para implantação. Uma alternativa para viabilizar tais projetos pode ser a elaboração de leilões de eficiência energética.

O aumento do rendimento de motores e bombas é uma das principais medidas de eficiência energética aplicadas ao saneamento. Logo, a etiquetagem destes equipamentos possui um grande potencial de impacto na eficiência energética desta atividade. Enquanto a aplicação do Programa de Etiquetagem em motores abrange modelos de até 500cv de potência e possui níveis mínimos de rendimento definidos por lei, a etiquetagem de bombas é compulsória para modelos do tipo centrífuga com motores trifásicos de potência de até 25cv e monofásicos até 15cv. Os consultores do PDEf propõem que a etiquetagem de bombas e motobombas seja ampliada, incorporando bombas centrífugas com potência acima de 25cv e outros tipos de bombas.

Outra proposta para a área de saneamento é consolidar os re-

sultados obtidos ao longo dos 10 anos de etiquetagem compulsória estabelecendo por lei níveis mínimos de eficiência energética para os tipos de bomba que fazem parte do PBE atualmente.

Os dados do atual Sistema Nacional de Informações do Saneamento (SNIS) representam um acervo considerável, atualizado anualmente junto aos municípios e aos prestadores de serviços de saneamento básico. Cabe, no entanto, ainda, um trabalho de consolidação e análise comparativa entre os diversos municípios participantes, que o SI²E² proposto pelos consultores do PDEf poderá realizar.

A inovação digital está criando diversas oportunidades para o setor de saneamento, permitindo melhorias em seu desempenho operacional, qualidade dos serviços prestados aos clientes e planejamento de manutenção. Recomenda-se a criação de um programa de apoio à rápida adoção de tecnologias digitais na área de saneamento, possibilitando se ter um conhecimento integrado do desempenho dos sistemas, o que será essencial para responder a desafios que surgirão no futuro, como o aumento de custos operacionais e o envelhecimento de ativos.

A inclusão de cláusulas de eficiência energética nos novos contratos, ou a inclusão delas através da regulação em contratos vigentes (em concessões) e através de renegociação (em parcerias público-privadas) seria oportuna e eficaz na área de saneamento. Contratos de performance podem ser específicos para eficiência energética ou esta pode ser parte do escopo, quando o objetivo maior é outro, como a diminuição das perdas de água.

Outra ferramenta institucional para promover eficiência energética em serviços públicos em geral e saneamento em particular é através de linhas específicas de financiamento, incluindo cláusulas de eficiência energética.

Há necessidade de se efetuar a atualização do banco de dados referente ao parque instalado de Iluminação Pública (IP) dos municípios brasileiros e se adotar um procedimento para seu acompanhamento periódico com o mínimo de erro possível. Sistemas ou aplicativos computacionais que possam fazer uma primeira conferência quando do envio e recebimento desses dados devem ser implementados, caso ainda não tenham sido. Sugere-se que sejam realizadas reuniões periódicas envolvendo o MME, ANEEL e o Procel para avaliação e análise dos projetos envolvendo IP e seus resultados.

É necessário, também, que se faça um acompanhamento da permanência dos ganhos energéticos. Os atendimentos aos requisitos de uniformidade e níveis de luminância estabelecidos em normas técnicas também é importante. Desta forma, ao longo do tempo, ao se fazer uma análise das tecnologias empregadas e o acompanhamento dos resultados, pode-se avaliar, com mais precisão e confiabilidade, a

relação custo benefício desses projetos.

Outro ponto que pode ser aprimorado é uma avaliação mais detalhada dos ganhos que podem ser obtidos com o estabelecimento de níveis mínimos de desempenho para as luminárias LED utilizadas em iluminação pública.

Os projetos municipais de IP devem começar a associar, na medida do possível, a tecnologia das lâmpadas LED e a evolução tecnológica dos sistemas de gestão de IP, se inserindo em uma prática das chamadas Cidades Inteligentes. Com as lâmpadas LED e tais sistemas, os municípios poderão, além de reduzir custos e melhorar a manutenção (uso de GPS e alarmes de defeito), promover o controle remoto do funcionamento (liga/desliga) das luminárias e reduzir o consumo de eletricidade das redes, por meio de técnicas como a emissão constante do fluxo luminoso e a emissão dinâmica e seletiva de fluxo luminoso através da dimerização.

Sugere-se que seja feita uma avaliação da sustentabilidade e atual capacidade laboratorial dos laboratórios que testam e desenvolvem sistemas de iluminação pública e sinalização semafórica, bem como das respectivas instituições mantenedoras. Neste contexto, a realização periódica de seminários sobre eficiência energética na IP pode ser um instrumento importante de divulgação das pesquisas realizadas e para o estabelecimento de uma rede de contatos entre os profissionais da área.

A esfera municipal pode ser vista como a ponta de toda a cadeia de tomada de decisões em relação a aspectos normativos voltados a edificações, onde aprimoramentos dependem do contexto individual de cada município. De uma forma geral, é possível citar dois pontos chave para alavancar a eficiência energética nas edificações no âmbito municipal: (i) a importância de incluir elementos de eficiência energética nos instrumentos urbanísticos, com destaque para o código de obras e lei de uso e ocupação do solo; e (ii) a criação de incentivos à adoção de medidas de eficiência energética, como o IPTU verde. É importante que a eficiência energética seja parte integrante dos instrumentos normativos municipais em relação às edificações. No entanto, existem outros desafios que precisam ser considerados, dentre eles a carência de pessoal capacitado nas prefeituras, o que se torna um entrave para a fiscalização e a própria implantação de instrumentos como o código de obras. Ainda nesse tema, destaca-se a dificuldade dos municípios em elaborar projetos e se candidatarem a chamadas públicas para receberem recursos para implementação de ações voltadas à eficiência energética.

Ainda que a norma NBR 15.575 represente um avanço com relação ao desempenho geral de edificações, ela é direcionada às construções residenciais e seus critérios abrangem, sobretudo, as etapas de

concepção e projeto. Nesse contexto, são propostos os seguintes pontos de aperfeiçoamento em relação às normas técnicas de edificações:

- Criação de uma norma técnica específica para o envoltório de edificações, que assegure economia de energia;
- Utilização dos princípios da NBR 15.575 para criação de normas técnicas de desempenho específicas para edificações públicas, comerciais e de serviços;
- Desenvolvimento de normas técnicas específicas para edificações “energointensivas”, tais como hospitais;
- Semelhante ao que ocorre com a certificação AQUA-HQE, que exige o estabelecimento de um Sistema de Gestão do Empreendimento como um dos pré-requisitos para a certificação, propõe-se a instalação de um Sistema de Gestão de Energia (SGE), nos moldes da ISO 50.001, como pré-requisito para obtenção da Etiqueta PBE Edifica para edifícios públicos, comerciais e de serviços; e
- Criação de um banco de dados para o monitoramento das certificações ISO 50.001 no Brasil, especialmente as relacionadas às edificações. Esse banco de dados pode fazer parte do Sistema Integrado de Informações de Eficiência Energética. Da mesma forma como ocorre com todos os setores consumidores, tem-se a necessidade de capacitação de profissionais sobre a ISO 50.001 para o setor de edificações, além da necessidade de sensibilização de tomadores de decisão.

A definição de *benchmarking* energético para as diversas categorias de edificações é fundamental no processo de etiquetagem, uma vez que indica se o nível de eficiência energética da edificação está dentro da faixa típica de consumo, é ineficiente ou de boa prática. Para o desenvolvimento de *benchmarking* é de grande relevância a criação de políticas de transparência e mecanismos que incentivem o controle e a coleta dos dados energéticos dos edifícios, hoje praticamente inexistentes no país.

Programas transitórios de promoção de eficiência energética em edificações públicas (como A3P e Esplanada Energética) têm a qualidade de servir de demonstração, mas não constituem políticas sustentáveis de médio e longo prazos. É necessário delegar serviços especializados como melhorias da eficiência energética a terceiros com maior competência e capacidade de acompanhar os avanços tecnológicos.

As Parcerias Público-Privadas (PPP) e os Contratos de Performance se enquadram perfeitamente nesta aspiração. Neste sentido, foram propostas as seguintes ações: desenvolvimento de metodologias padrões para editais de PPPs e Contratos de Performance com

foco em eficiência energética; promoção de PPPs e Contratos de Performance em edificações públicas federais com foco em eficiência energética; elaboração de um Plano de Constituição de Consórcios Públicos para Eficiência Energética em Edificações; promoção de Consórcios Públicos para Eficiência Energética em Edificações e a divulgação de informações sobre o projeto A3P, de forma a destacar a eficiência energética e a evolução dos resultados obtidos nos municípios participantes.

Destaca-se, ainda, que as experiências acumuladas no país com o financiamento imobiliário e financiamento de projetos de eficiência energética mostram que é possível avançar tomando como referências as melhores práticas observadas em outros países. A guisa de ilustração para ampliar iniciativas já existentes como o selo Casa Azul, cita-se o Programa de Renovação de Edificações da Alemanha. Esse programa, que é gerenciado pelo governo alemão e realizado em conjunto com o Banco kfw há mais de 20 anos, está entre as políticas mais representativas do país na promoção da eficiência energética em edificações; no programa são oferecidos empréstimos a taxas de juros baixas e subsídios para financiar o investimento na modernização de edificações existentes, inclusive edificações municipais.

Para o setor agropecuário foram propostos aperfeiçoamentos ao programa RenovaBio, a ações da Embrapa e ao Crédito Rural.

O RenovaBio se baseia, indiretamente, na eficiência energética dos processos produtivos dos biocombustíveis. A sua principal ferramenta de avaliação é o RenovaCalc, que pode, sem maiores dificuldades, explicitar os consumos energéticos nas diversas etapas desses processos. Adicionalmente, a evolução dos consumos de energia a cada certificação seria a forma de se calcular os ganhos de eficiência energética de um produtor. Os certificados CBios do RenovaBio poderiam ser compatíveis com os certificados brancos, já comentados anteriormente, de forma a poderem participar também do mercado destes certificados, opcionalmente ao seu mercado próprio.

Um campo importante para a eficiência energética no meio rural é a irrigação, onde a Embrapa pode aumentar a sua atuação, através, por exemplo, de capacitação, utilizando o IrrigaWeb¹ e outras ações voltadas à irrigação empregando sistemas inteligentes, realização de diagnósticos energéticos, publicação de guias, casos de sucesso, assessoria tarifária, sensibilização dos agricultores quanto ao tema, publicação de estudos subsetoriais, etc.

O crédito agrícola voltado para investimentos, apesar de ser muito menor do que o direcionado para custeio representa um volume importante de recursos cujo acesso pode ser condicionado à práticas de eficiência energética, como, por exemplo, exigência de bombas e

¹ <https://www.embrapa.br/e-campo/curso-online-irrigacao-irrigaweb>

motores eficientes para sistemas de irrigação e sistemas de armazenamento e secagem certificados e/ou com eficiência energética mínima (MEPS). Uma articulação entre as instituições financeiras poderia harmonizar os instrumentos de financiamento neste sentido, como o Finame do BNDES, dando maior abrangência à eficiência energética.

Além desses aperfeiçoamentos, foram propostas seis novas ações para este setor: criação de mercado de certificados brancos no setor agropecuário; programa de etiquetagem de motores a combustão interna para maquinário agrícola (motores de grande porte); Sistema Integrado de Informações em Eficiência Energética (SI²E²) aplicado ao setor agropecuário; eficiência energética digital na irrigação; programa de etiquetagem de bombas / sistemas para irrigação e estabelecimento de MEPS; programa de certificação de equipamentos de secagem e armazenamento utilizados na agricultura e um Programa Nacional de Eficiência Energética no Meio Rural.

5. GESTÃO DOS PROGRAMAS GOVERNAMENTAIS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO BRASIL

Apesar dos esforços despendidos e da dedicação de seu corpo técnico, o MME não tem conseguido coordenar adequadamente os diversos programas de eficiência energética de sua alçada vigentes no país. Esse problema poderia ser resolvido com a criação de uma agência executiva, vinculada ao MME, que gerenciaria os programas do governo federal relacionados à eficiência energética e ao fomento do consumo de fontes renováveis de energia e de resíduos urbanos, agrícolas e industriais, tal qual hoje existe na maioria dos países da União Europeia (BAJAY et al., 2018).

O MME se concentraria na formulação de políticas públicas nessa área, que é uma competência sua, indelegável. Ele atuaria na definição de diretrizes para a elaboração dos planos decenais e dos planos de longo prazo pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), incluindo um planejamento pelo lado da demanda, e na revisão final e publicação dos referidos planos.

O papel dos governos regionais no fomento a ganhos de eficiência energética tem sido fundamental nos estados americanos, províncias canadenses, regiões de diversos países europeus, províncias chinesas, entre outros. Ganhos de competitividade, incentivos à economia regional e reduções de impactos ambientais estão entre os principais motivadores desse fomento.

A excessiva centralização, pelo governo federal, das políticas públicas, planejamento e regulação do setor energético brasileiro tem inibido a atuação dos governos estaduais nessa área. Um dos papéis

importantes da agência executiva proposta seria realizar parcerias com os governos estaduais e municipais, empresas, universidades, institutos de pesquisa, e associações regionais interessadas, tal qual se observa nas atividades de agências executivas de outros países.

6. CONCLUSÕES

Como visto neste trabalho, com algumas decisões de ordem política e ajustes gerenciais é possível ampliar os ganhos de eficiência energética já alcançados com as ações e programas que o governo brasileiro desenvolveu ao longo das últimas décadas, tais como o PBE, Procel, Conpet, PEE e Lei de Eficiência Energética. Por meio de um novo patamar de importância, podem-se obter ganhos sistêmicos e sinergia entre os programas e se inserir a eficiência energética nos estudos relacionados ao planejamento energético nacional.

O Plano Nacional de Energia (PNE) indica possíveis mudanças de hábitos e a provável difusão de novas tecnologias, propiciando sinalizações importantes não só para o setor energético como para os diversos segmentos da economia. O Plano Decenal de Energia (PDE) captura tendências e efetua a ligação entre as possíveis trajetórias de evolução do setor energético mapeadas no planejamento de longo prazo (PNE) e a realidade corrente dos mercados de energia, orientando efetivamente os investimentos em produção e consumo.

Este processo de planejamento é caracterizado por um elevado nível de agregação dos mercados analisados e tem um caráter vertical hierárquico, em que decisões de mais longo prazo condicionam aquelas de mais curto prazo, constituindo o que se denomina processo *top-down* (de cima para baixo). A dinâmica do planejamento, no entanto, também exige uma visão construtivista, que parte das características próprias das várias formas de consumo e produção, que vão se somando ao longo do tempo, constituindo-se em um processo denominado *bottom-up* (de baixo para cima). Essa condução construtivista revela a grande importância de se conhecer a evolução dessas características e levá-las em conta no processo de planejamento.

O Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf) é parte do PNE e busca mapear incentivos para a eficiência energética, de forma a alterar a evolução tendencial do consumo energético (denominada, no Plano, crescimento autônomo), resultando no que se denomina consumo induzido, resultante de intervenções de novas políticas públicas sobre os mercados. Na sua construção empregam-se grandes agregados, o que dificulta a compreensão dos usos específicos da energia nas suas diversas formas e locais, não tendo capilaridade setorial suficiente para se propor ações específicas e se avaliar seus impactos.

Para tanto, tem-se o Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf), que deve se constituir em uma etapa da elaboração do PDE, focada exclusivamente no consumo e em ações propositivas para induzir menores consumos energéticos específicos (ou intensidades energéticas).

Em um momento de grandes avanços tecnológicos nos equipamentos e sistemas de consumo energético, e de grande penetração da Tecnologia da Informação (TI), os serviços energéticos usados pela sociedade são cada vez menos demandantes de energia, mas a cada dia o cidadão e as organizações estão mais energo-dependentes, não podendo lhes faltar energia por menor que seja o tempo ou a quantidade. Dentro deste ambiente inovador enquadra-se a eficiência energética, que deve promover ganhos de produtividade e o conforto da sociedade.

Por fim, cabe destacar que uma inserção mais significativa da eficiência energética no planejamento energético nacional, como se propõe de forma pioneira o PDEf, terá um grande impacto tanto para os tomadores de decisão, no que tange aos investimentos anuais na área de eficiência energética, quanto para os executores dos programas. É importante que o exercício periódico de revisão e atualização do PDEf também ocorra e que sejam realizados “Balanços Nacionais de Eficiência Energética (BNEEs)” apresentando os ganhos energéticos obtidos e a permanência destes resultados. PDEfs e BNEEs atualizados serão referências fundamentais na avaliação permanente das ações de eficiência energética adotadas no Brasil e nas comparações com as melhores práticas utilizadas em outros países.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Programa de Eficência Energética, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF, 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica>. Acesso em 27 de fevereiro de 2020.

BAJAY, S. V.; JANNUZZI, G. M.; HEIDEIER, R. B.; VILELA, I. R.; PACCOLA, J. A.; GOMES, R., Geração distribuída e eficiência energética: Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro, International Energy Initiative – IEI Brasil, Campinas, SP, 2018 (livro disponível em meio eletrônico no portal do IEI-Brasil na Internet e em papel (ISBN 978-85-53193-00-4)).

CASTRO-ALVAREZ, F.; VAIDYANATHAN, S.; BASTIAN, H.; KING, J. The 2018 International Energy Efficiency Scorecard, American Council for an Energy-Efficient Economy, USA, 2018.

ELETROBRAS. Resultados do Procel 2020, ano base 2019, Rio de Janeiro, RJ, 2020.

EPE. Balanço Energético Nacional 2020: Ano Base 2019, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Rio de Janeiro, RJ, 2020.

EPE/MME. PNE2050 - Plano Nacional de Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE)/Ministério de Minas e Energia (MME), Brasília, DF, 2020.

EPE/MME. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, Empresa de Pesquisa Energética (EPE)/Ministério de Minas e Energia (MME), Brasília, DF, 2021.

INMETRO. Inmetro – PBE, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), Rio de Janeiro, RJ, 2021. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/tabelas.asp>. Acesso em 12 fev. 2021.

IX ESTUDOS E PROJETOS. Produto 11: Plano Decenal de Eficiência Energética, Prestação de Serviço de Consultoria para Elaboração de Proposta para o Plano Decenal de Eficiência Energética – PDef, “Provendo um Portfólio de Ações para o Avanço dos Ganhos de Eficiência Energética no Brasil”, Contrato no ECE-DSS-4299/2019-AP-4508/2020 com a Eletrobras, Itajubá, MG, janeiro de 2021, 389 p.

A MULTIDIMENSIONALIDADE DA POBREZA NO BRASIL: UM OLHAR SOBRE AS POLÍTICAS PÚBLICAS E DESAFIOS DA POBREZA ENERGÉTICA

Antonella Mazzone¹

Talita Cruz²

Paula Bezerra²

Régis Rathmann²

André F. P. Lucena²

Roberto Schaeffer²

Alexandre Szklo²

¹*University of Oxford*

²*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

DOI: 10.47168/rbe.v27i3.644

RESUMO

Este artigo adota um espectro multidimensional para situar e compreender o fenômeno da pobreza energética no Brasil. Descrevem-se as várias medidas governamentais para a redução da pobreza extrema, programas de segurança alimentar e acessibilidade à eletricidade. Busca-se, assim, analisar o nexo entre a pobreza energética e o desenvolvimento das capacidades humanas. Metodologicamente, este artigo utiliza estatísticas descritivas de dados oficiais e averigua a eficácia das políticas de redes de segurança energética para a redução da pobreza energética no Brasil. O objetivo deste artigo é refletir e levantar discussões sobre as formas mais adequadas de contextualizar e analisar possíveis métricas para capturar a pobreza energética no Brasil.

Palavras-chave: Pobreza energética, *Fuel poverty*, Programas sociais, Brasil.

ABSTRACT

This article adopts a multidimensional spectrum to situate and understand the phenomenon of energy poverty in Brazil. It describes the various existing government measures for the reduction of extreme poverty, food security programmes and electricity affordability to analyse the nexus between energy poverty and the development of human capabilities. Methodologically, this article uses descriptive statistics from official data and generates qualitative reflections on the

effectiveness of energy safety nets policies for the reduction of energy poverty in Brazil. The purpose of this article is to reflect and raise discussions on the most appropriate ways to contextualize and analyse possible metrics to capture energy poverty in Brazil.

Keywords: Energy poverty, Fuel poverty, Social programs, Brazil.

1. INTRODUÇÃO

Em 1992, através do uso do termo *fuel poverty*, foi levado pela primeira vez à atenção pública global de forma sistemática o problema da incapacidade das famílias pagarem pelos serviços básicos de energia. Para a pesquisadora que cunhou o termo, *Brenda Boardman* (BOARDMAN, 2009), as famílias que gastam mais de 10% de sua renda em energia, ou trocam alimentos por energia, estão em uma situação de pobreza relativa de combustível. A impossibilidade de arcar com os custos dos insumos energéticos (do termo no inglês *affordability*) acarreta questões que extrapolam ao eixo econômico. Por exemplo, a pobreza de combustível (traduzido do inglês, *fuel poverty*) é também uma questão de segurança de saúde, tanto que na Grã Bretanha o inverno de 2017 registrou 34 mil mortes em consequência do excesso de frio (ONS, 2018). Boardman (2009) explica que a escassez de energia também envolve a falta de preços de combustível acessíveis e a baixa eficiência térmica das edificações, especialmente relevante para países de clima frio do Norte Global¹.

O Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial do Reino Unido indica que “a situação de pobreza de combustível de uma família depende da interação entre três fatores principais; rendimentos familiares, classificações de eficiência energética de pobreza de combustível (FPEER) e custos de combustível necessários” (PUBLIC HEALTH ENGLAND NHS, 2018). Neste caso, materiais de construção e técnicas de isolamento térmico fazem parte do conceito em análise.

Contudo, o excesso de atenção à eficiência térmica dos materiais de construção foi questionado por Middlemiss (2016), segundo a qual a atenção excessiva à eficiência energética subestima outros fatores como distorções do mercado de energia e problemas de

1 O termo Norte Global se refere a uma divisão fictícia entre o Norte (os países mais desenvolvidos economicamente) e o Sul (com os países emergentes e os mais pobres). Esta divisão fictícia, chamada de Brandt Line em 1980, foi criticada por ser excessivamente simplista não só porque países no Sul Global aprimoraram as próprias condições econômicas, mas também porque desconsidera as desigualdades dentro das próprias nações. Este artigo adota a definição de Norte Global e Sul Global em relação não a Brandt Line, mas em relação a dois fatores: A) áreas climáticas e B) as desigualdades dentro dos próprios países. Portanto, países com áreas climáticas quentes-áridas e quentes-úmidas na maioria do ano e que estão mais propensos ao risco de sofrer com mudanças climáticas e ainda registram altos índices de desigualdade, fazem parte do Global Sul. Os países com o índice de Gini mais baixo e que apresentam um clima mais temperado/frio na maioria do ano, constituem o Global Norte.

segurança ocupacional das famílias. Apesar da falta de uma definição comum, o conceito de pobreza de combustível interliga quatro domínios: (i) renda familiar; (ii) eficiência térmica da edificação; (iii) fornecimento de energia economicamente acessível; e ainda (iv) “mortes relacionadas às condições climáticas”.

Enquanto o Norte Global está caminhando para um entendimento comum da pobreza de combustível com base em conforto térmico (climas frios), materiais de construção eficientes e acessibilidade de energia, pouco se discute sobre a pobreza relacionada à energia no Sul Global. De fato, o conceito de pobreza de combustível raramente é usado por acadêmicos do Sul Global. Organizações internacionais tendem a usar o termo “pobreza energética” ao se referir a países em desenvolvimento. A Agência Internacional de Energia (do inglês, *International Energy Agency - IEA*) (OECD/IEA, 2016) define pobreza energética como a falta de acesso a fontes de energia modernas (por exemplo eletricidade) culminando em uma dependência sobre o que está disponível no entorno (por exemplo biomassa tradicional e esterco animal). Tal definição é considerada mais ampla do que a de pobreza de combustível, pois não considera apenas as restrições financeiras das famílias ou a eficiência térmica das edificações, mas também inclui fatores relacionados à falta de planejamento e infraestrutura que provê serviços de energia, ao isolamento geográfico (BOUZAROVSKI, 2014), ou a uma “combinação complexa de fatores, incluindo falta de disponibilidade física de certos tipos de energia e altos custos associados ao uso de energia” (PACHAURI & SPRENG, 2011).

Outro fator que merece atenção no Sul Global relacionado a uma visão mais ampla de pobreza energética é a vulnerabilidade às mudanças climáticas. Áreas que são quentes e úmidas a maior parte do ano e apresentam alto índice de desigualdade de acesso a recursos básicos podem ser mais afetadas pelo aumento médio da temperatura e o aumento da frequência de ondas de calor. Resultados de Mastrucci et al. (2019) sugerem que até 4,1 bilhões de pessoas precisam de acesso a tecnologias de condicionamento de ambientes para evitar o estresse térmico relacionado ao calor. Ainda segundo os autores, o Brasil está em quarto lugar no *ranking* mundial de países com maior número de pessoas potencialmente afetadas pelo chamado “*cooling gap*”. Assim, o aumento da temperatura durante o verão, as ondas de calor e a duração do clima quente em países em desenvolvimento devem ser vistos na ótica da pobreza energética e nas políticas de adaptação às mudanças climáticas.

Tendo em vista o nexó entre pobreza energética, conforto térmico e vulnerabilidades às mudanças climáticas, este artigo visa contextualizar a situação e a evolução da pobreza energética no Brasil e a sua relação com programas governamentais. Para tal, primeiramente discute-se o conceito de pobreza no Brasil e como ela se relaciona à

pobreza energética. Em seguida, discutem-se os efeitos negativos e positivos dos principais programas associados à segurança social e energética nas últimas décadas. Finalmente, avaliam-se os desafios presentes e futuros da pobreza energética no Brasil e o que poderia ser aprimorado para melhorar a efetividade das políticas públicas a ela voltadas. Metodologicamente, este artigo utiliza da estatística descritiva a partir de dados secundários e reflexões qualitativas sobre os conceitos de pobreza energética. O objetivo deste artigo é refletir e levantar discussões sobre os caminhos mais apropriados para contextualizar e analisar possíveis métricas apropriadas para capturar a pobreza energética no Brasil.

Importante notar que as análises aqui apresentadas se referem ao período anterior a 2020 e, destarte, não contemplam nem a pandemia do COVID-19 pela qual passa o país atualmente, nem as consequências que dela advirão. Não obstante, podem servir de base para futuros estudos que se dediquem cuidadosamente aos impactos da COVID-19 sobre a pobreza energética no Brasil.

2. A RELAÇÃO ENTRE A POBREZA, ACESSO A SERVIÇOS DE ENERGIA E POBREZA ENERGÉTICA

O termo “pobreza” abrange múltiplas privações na vida da população. Assim, é um conceito multidimensional (AABERGE & BRAN-DOLINI, 2015). O caráter multidimensional da pobreza foi introduzido oficialmente na Conferência Mundial da Organização das Nações Unidas (ONU) sobre o Desenvolvimento Social em 1995 (UN, 1995), a partir das reflexões elaboradas por Amartya Sen sobre desenvolvimento humano, pobreza absoluta¹ e capacidades humanas Nussbaum & Sen (1993) elaboraram o conceito de capacidades humanas, identificando diversas áreas a serem consideradas como liberdade, bem-estar e direito à autodeterminação. Isso se desdobra em diferentes aspectos como saúde corporal; integridade corporal; sentidos, imaginação e pensamento; emoções, entre outros. O direito de cada ser humano alcançar estas capacidades é o fundamento das políticas de combate à pobreza e de emponderamento (NUSSBAUM & SEN, 1993). Baseado nestas perspectivas mais amplas, diferentes métricas para medir pobreza e desenvolvimento humano foram elaboradas, como o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e o Índice de Felicidade Mundial (IFM) (HELLIWELL et al., 2021), para mencionar alguns, tendo

1 Segundo UN (1995), “a pobreza absoluta é uma condição caracterizada por privação severa de necessidades básicas, incluindo alimentos, água potável, instalações de saneamento, saúde, residência, educação e informação. Não depende apenas da renda, mas também do acesso aos serviços sociais.”

como princípio que a simples privação de renda ou privação material de recursos não são suficientes para definir pobreza. Estas perspectivas mais amplas são traduzidas em métricas que consideram padrões de vida materiais, saúde, educação, atividades pessoais, incluindo trabalho, voz política e governança, conexões e relacionamentos sociais, meio ambiente (condições presentes e futuras) e insegurança física e econômica (STIGLITZ et al., 2009). Portanto, as famílias em situação de pobreza devem ser estudadas num contexto de falhas estruturais de sistemas econômicos e sociais complexos, que favorecem a desigualdade de oportunidades e no desenvolvimento das capacidades humanas.

Nos últimos anos, chegou-se ao consenso de que o acesso à energia pode desempenhar um papel importante na eliminação da pobreza, do isolamento e da privação (YANG, 2003) (OUEDRAOGO, 2013) (DAY et al., 2016) (MIDDLEMISS et al., 2019). Portanto, é cada vez mais complexo separar a definição de “pobreza energética” do conceito geral de “pobreza”. Embora conceitualmente Day et al. (2016) e Middlemiss et al. (2019) considerem uma integração entre as capacidades humanas e pobreza energética, os pesquisadores não propõem uma métrica que consiga capturar estas dinâmicas. Já Sadath & Acharya (2017) enfatizam a necessidade de medir a pobreza energética com base em um índice composto para capturar as várias dimensões da privação de energia. Este índice composto da pobreza energética multidimensional (*Multidimensional Energy Poverty Index – MEPI*), criado por Nussbaumer et al (2011), captura cinco dimensões de uso de energia como iluminação, cocção, educação e lazer, comunicação e serviços ligados à posse de eletrodomésticos. Recentemente, vários acadêmicos têm enfatizado a importância de se incluir transporte também na medição de uma pobreza energética multidimensional (MATIOLI et al., 2017) (MARTISKAINEN et al., 2021). Segundo Martiskainen et al. (2021):

Embora muitas pesquisas tenham se concentrado na pobreza energética doméstica, muito menos atenção tem sido dada à “pobreza de transporte”, ou seja, à incapacidade de atingir os níveis social e materialmente necessários de serviços de transporte. Os serviços de energia e transporte têm impactos diretos no bem-estar das pessoas, nas chances de vida e na capacidade de participar plenamente na sociedade.

Portanto uma visão multidimensional da pobreza energética associada às capacidades humanas desenvolvidas por M. C. Nuss

& Sen (1993), oferece um prisma completo para analisar as relações entre pobreza, qualidade de vida e serviços energéticos, como mostra a Figura 1.

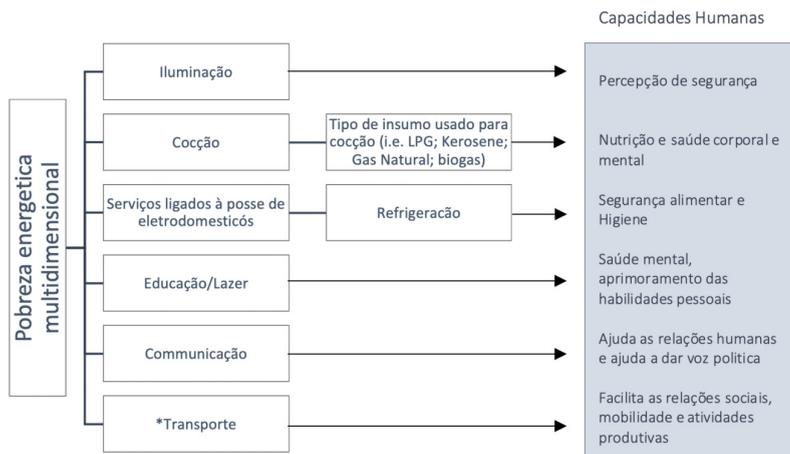


Figura 1 - Diagrama desenvolvido pelos autores com base em MEPI de Nussbaumer et al. (2011) com a adição de *Transporte

Logo, para o melhor entendimento e contextualização da pobreza energética no Brasil, impende não somente avaliar a situação econômica de cada família, mas também interligar esta situação ao acesso a diferentes serviços energéticos de qualidade associados ao desenvolvimento do ser humano.

A pobreza no Brasil é atualmente medida por dois indicadores: o IDH, índice composto que inclui três esferas básicas: saúde, educação e renda (PIB per capita); e pelos índices puramente econômicos definidos pelo Banco Mundial. Por exemplo, o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), que realiza o Censo Nacional, considera as definições fornecidas pelo Banco Mundial para medir a pobreza nacional (FERREIRA et al., 2016) (WORLD BANK, 2017b) (WORLD BANK, 2020a) (WORLD BANK, 2020b). O Banco Mundial (WORLD BANK, 2017a) define a linha de pobreza no critério em que cada pessoa recebe a renda de no máximo USD 5,50 PPC₂₀₁₁¹, conforme é apre-

1 Paridade de Poder de Compra (PPC) é “utilizada para comparar o poder de compra entre diferentes países, ou moedas, e é utilizada como alternativa à taxa de câmbio, que, em geral varia com mudanças nos índices de preços e mesmo a volatilidade do mercado de capitais e especulação. O fator de conversão de PPC é o número de unidades da moeda de um país necessárias para comprar a mesma quantidade de bens e serviços no mercado interno como dólares comprariam nos Estados Unidos” (IBGE, 2019b, p. 57).

sentado na Figura 2 (ATLAS BR, 2017) (IBGE, 2018). Por sua vez, a extrema pobreza, mais recentemente denominada pobreza global, é limitada a USD 1,90 PPC₂₀₁₁/dia¹. Isso significa uma renda per capita mensal de R\$ 420 e R\$ 145/mês em 2018, para linha de pobreza e para a linha de extrema pobreza, respectivamente (IBGE, 2019b). Como forma de comparação, o valor de R\$ 420 em 2018 corresponde a aproximadamente 44% do salário mínimo vigente à época (IBGE, 2019b).

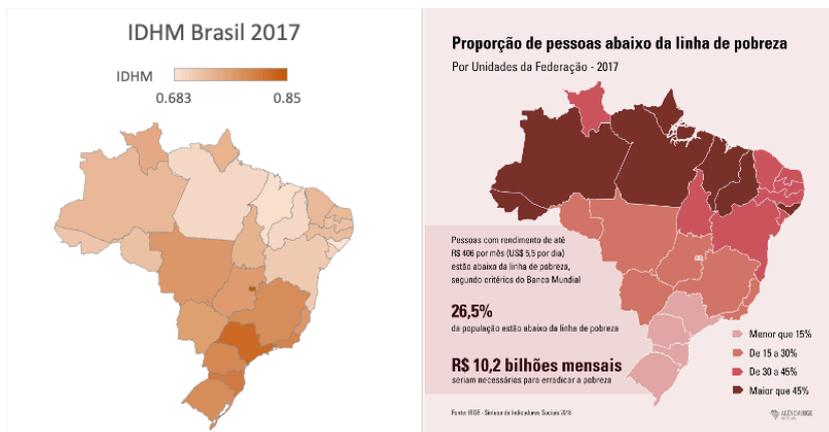


Figura 2 - Mapa do IDH-M no Brasil (na esquerda) e da pobreza (somente renda) no Brasil – Percentual da população da Unidade da Federação em 2017

Cabe ressaltar que os valores desagregados do Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) por região mudam a partir do indicador escolhido, e segundo o nível de desagregação (se por gênero, cor da pele e localização do domicílio, como áreas rurais e urbanas). Uma integração de valores que consigam capturar também a pobreza energética, como discutido anteriormente, poderia ajudar a identificar como a pobreza energética estaria ligada a outros fatores no Brasil. Por enquanto, no Brasil não existe uma definição única de pobreza energética. Tampouco, foram levantados indicadores que capturem esta dimensão como o MEPI. Porém, três principais dimensões são avaliadas nas pesquisas por amostras de domicílio realizadas pelo IBGE: (i) acesso à energia elétrica; (ii) uso de fontes energéticas modernas para cocção; e (iii) uso e posse de equipamento elétricos. Portanto, em relação à Figura 2, somente três dimensões são capturadas

¹ Como explicitado no ODS 1.1 e na missão institucional do Banco Mundial (IBGE, 2019b).

no Brasil.

Os dados mais recentes no Brasil coletados e processados pelo IBGE mostram como o acesso à energia elétrica atingiu 99,8% das habitações no país, apesar de variações de acesso entre as regiões. As regiões Norte e Nordeste, por exemplo, ainda não atingiram níveis de eletrificação universal devido à falta de interligação ao sistema interligado e ao isolamento geográfico, como detalhado na Seção 3 deste artigo.

Quanto ao combustível utilizado para cocção, dados mais recentes registram um aumento do uso de lenha nos domicílios brasileiros, conforme mostra a Figura 3 (IBGE, 2019a).

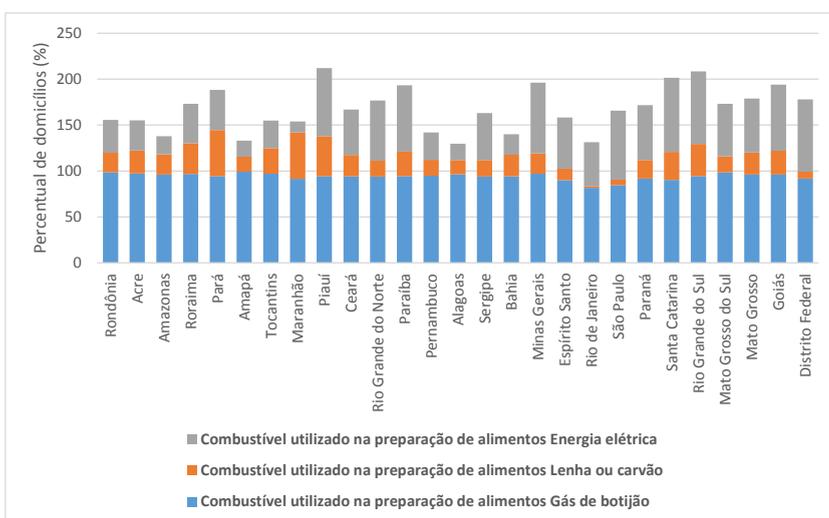


Figura 3 - Consumo estadual por tipo de combustível utilizado para cocção de alimentos em domicílios em 2019

Segundo o IBGE (2019a), no Brasil o combustível mais utilizado na preparação de alimentos é o gás liquefeito de petróleo (GLP), popularmente conhecido como gás de botijão (91,1% do total de domicílios), seguido pela energia elétrica (58,4%) e a lenha/carvão vegetal (19,3%). O uso de lenha tende a ser maior nas regiões com renda e IDH mais baixos (Figura 3), como Piauí, Maranhão e Pará (0.697; 0.687 e 0.698 respectivamente) (ATLAS BR, 2017). Não está totalmente claro até que ponto esses números refletem o número real de famílias que usam eletricidade e combustíveis modernos para cozinhar. Por exemplo, um estudo observou que, em 2004, mais de 98% das famílias tinham

acesso a gás liquefeito de petróleo (GLP) (JANNUZZI & SANGA, 2004), enquanto outro, em 2015, mostrou que 54% da população da região Norte ainda utilizava exclusivamente lenha contra 46% que dependiam de GLP (COELHO et al., 2018). Proporções semelhantes foram observadas para as regiões mais ‘desenvolvidas’, como o Sul e o Sudeste, onde a lenha ainda é utilizada por 42% e 45% da população, respectivamente (COELHO et al., 2018). Vale ressaltar que, embora a lenha seja amplamente utilizada para cozinhar (COELHO et al., 2018), ela também tem outros usos. No Sul, é usada principalmente para aquecimento de ambientes (EPE, 2013), enquanto no Norte é também utilizada em atividades de subsistência, como a fabricação de tijolos e cerâmica (MAZZONE, 2019) e por razões socioculturais (MAZZONE et al., 2021).

Além dos casos em que a lenha é utilizada principalmente por razões culturais como em algumas áreas rurais da Amazônia, geralmente tende-se a associar o uso de lenha para cozinhar como um indicador de pobreza energética, pois os compostos policíclicos aromáticos emitidos pela combustão da lenha constituem-se um risco para saúde humana. De acordo com a Organização Mundial da Saúde (OMS), 3,8 milhões de pessoas morrem prematuramente por ano de doenças como pneumonia, doença isquêmica do coração, derrame e câncer de pulmão (WHO, 2021). Portanto, um aumento do uso da lenha para cocção poderia afetar o índice de mortalidade da população (com risco acentuado principalmente para as mulheres) e logo alterar os indicadores de saúde calculados no IDH. Desde 2016 até 2019, registrou-se um aumento das habitações que usam lenha para cocção de quase 22%¹. Ainda não é claro como o COVID-19, a redução da renda e a alta dos preços do GLP registrados em 2021² podem ter levado a um aumento do uso de lenha durante a pandemia.

A próxima seção avalia as políticas públicas de acesso a fontes modernas de energia, que foram implementadas no Brasil.

3. AS POLÍTICAS PÚBLICAS DE COMBATE À POBREZA ENERGÉTICA

3.1 O Vale Gás/Auxílio Gás

Em 2001, com o intuito de melhorar a alimentação e nutrição dos brasileiros, o Ministério da Saúde e o Ministério de Minas e Energia (MME) lançaram conjuntamente o Bolsa Alimentação e Auxílio Gás (ZIMMERMANN, 2006). O Auxílio Gás fornecia às famílias R\$ 7,50

¹ Em 2016 a percentagem das habitações que usavam lenha no Brasil era de 16% enquanto em 2019 a percentagem das habitações que usam lenha aumentou para 19,3% (IBGE, 2019a).

² Segundo a ANP o preço do botijão de gás na região Norte chegou a um máximo R\$ 113 por botijão em Março de 2021 (ANP, 2021).

(US \$ 1,99) por mês para auxiliar na compra do botijão de gás de 13kg de GLP.

A introdução do chamado Vale Gás (VG) justificou-se no contexto da liberalização dos preços dos derivados de petróleo no Brasil, iniciada em meados da década de 1990 que culminou no fim da política de subsídio cruzado ao GLP (via os preços da gasolina automotiva), que durou quase ininterruptamente de 1954 a 1995 (ANP, 2017). Essa política de subsídio ao GLP de longo prazo visava claramente ajudar as famílias a comprar e reabastecer botijões de gás e encorajar a troca de lenha pelo chamado gás de cozinha. Segundo Coelho et al. (2018), programas voltados para a substituição da lenha por combustíveis modernos como o GLP foram disponibilizados em todo o país, com altos subsídios para tornar o GLP acessível para os mais pobres. Pode-se argumentar que o apoio à transição para fontes de energia modernas não foi a única razão pela qual o governo brasileiro iniciou os programas de auxílio ao consumo de GLP. Como argumenta Zimmermann (2006), o primeiro programa de proteção social do Brasil teve como alvo a pobreza alimentar e a desnutrição. Cozinhar as refeições garante a absorção de nutrientes e aumenta a ingestão de calorias, elemento fundamental para o desenvolvimento humano e segurança psicofísica. Assim, medidas específicas para combater a pobreza extrema e a fome foram acompanhadas por programas de Auxílio Gás/Vale Gás, para garantir a segurança alimentar e nutricional dos mais pobres. A coordenação conjunta de redes de segurança social e subsídios de energia para famílias de baixa renda e grupos marginalizados foi vista como uma forma eficaz de focar aspectos específicos da pobreza, como a desnutrição.

3.2 A incorporação do Auxílio Gás no Bolsa Família

No entanto, o programa do Vale Gás/Auxílio Gás (VG) não teve uma longa duração. Já em 2002 o VG deixou de ser um voucher isolado e integrou-se ao programa de assistência social mais amplo denominado Bolsa Família (BF). De acordo com Zimmermann (2006), o motivo por trás desta incorporação do VG no BF se deveu ao “excesso de burocracia”. O BF visava eliminar a pobreza extrema, mal nutrição, e garantir o mínimo de serviços sociais, como saúde e educação. Os principais objetivos do BF, de acordo com o site oficial da Caixa Econômica Federal (CAIXA, 2021), foram:

- I. Combater a fome e promover a segurança alimentar e nutricional;
- II. Combater a pobreza e outras formas de privação; e
- III. Promover o acesso aos serviços públicos, especialmente saúde, educação e assistência social

Desde então, o BF apoia famílias com crianças que vivem abaixo da linha da pobreza em diferentes graus, dependendo de sua situação. Cada família recebe um cartão eletrônico da CAIXA, onde o valor do benefício é repassado mensalmente. Os titulares do cartão utilizam o crédito em conta para pagar pelos bens e serviços. Atualmente, o valor do Bolsa Família é de R\$ 89 mensais (US \$ 23,59) na categoria de “Benefício Básico”. Na modalidade de “Benefício Variável”, que é destinado às famílias em situação de pobreza ou extrema pobreza que tenham em sua composição gestantes, nutrizes (mães que amamentam), crianças e adolescentes de 0 a 15 anos, o valor de cada benefício é de R\$ 41,00 e cada família pode acumular até 5 benefícios por mês, chegando a R\$ 205,00.

Antes da introdução do BF em 2006, o número de pessoas pobres e extremamente pobres no Brasil era de 59 milhões e 25 milhões, respectivamente, em 2001 (IBGE, 2019a). Embora esses números tenham diminuído ligeiramente na década de 2000, foi somente após a implementação do BF que os números diminuíram significativamente, para 14 milhões e 5 milhões, respectivamente, em 2014 (IBGE, 2019a) – Figura 4. Desde 2006, quando foi lançado, o BF beneficiou 36 milhões de pessoas e aumentou a qualidade de vida no Brasil (BID, 2015: 38). A cobertura do BF entre os 20% mais pobres da população brasileira aumentou ao longo do tempo, chegando a 60% nos últimos anos. Seus coeficientes de incidência - que medem os impactos redistributivos do primeiro real desembolsado pelo programa - também ficaram mais negativos, o que indica maior progressividade. Cerca de 70% de seus benefícios alcançaram os 20% mais pobres. Em 2017, as transferências do BF tiraram 3,4 milhões de pessoas da extrema pobreza e 3,2 milhões da pobreza (IPEA, 2019). Em 2018, no Brasil, 13,9 milhões de pessoas recebiam o benefício (MDS, 2019), enquanto já em 2020 o número das famílias beneficiárias do Programa Bolsa Família subiu para 14,3 milhões (SAGI, 2021).

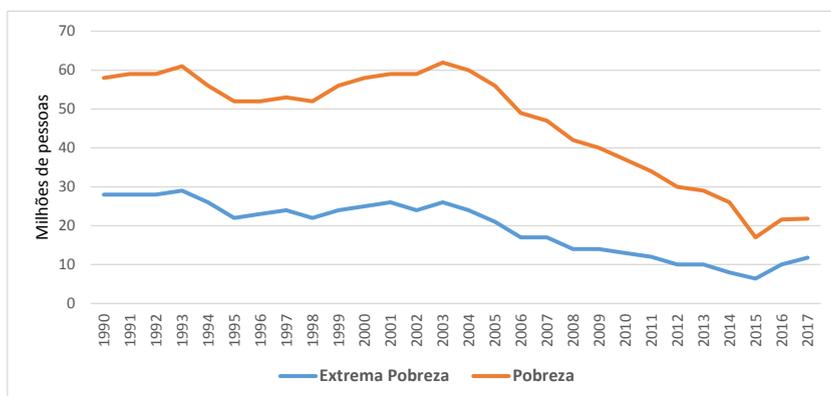


Figura 4 - Brasileiros em situação de pobreza e extrema pobreza (1990-2017)

Assim, o BF constitui um recurso importante para famílias de baixa renda, abrangendo não apenas a segurança financeira, mas também a segurança alimentar, e facilitando o acesso à educação.

No entanto, existem sérias questões sobre a eficácia contínua do BF no apoio ao acesso à energia para os grupos mais desfavorecidos, principalmente na questão da pobreza energética para serviços de cocção. De fato, a incorporação do VG no BF significou que as famílias passaram a ter uma soma indicativa para a compra do botijão de gás, mas que não era vinculada a essa compra. Logo, as famílias tinham a liberdade de trocar o subsídio para compra de GLP para atender outras necessidades como comida ou compra de produtos escolares. De fato, pesquisas realizadas no Amazonas demonstram como as famílias mais necessitadas trocaram o subsídio para GLP por comida e produtos escolares (MAZZONE, 2019). Portanto, por não ser um voucher vinculado à compra de GLP, as famílias trocam de fato segurança energética por comida. Esta dinâmica parece muito com o conceito de *fuel poverty* (pobreza de combustível) delineado pela (BOARDMAN, 2009) como discutido na introdução. Esta constatação levanta diferentes questões sobre a eficácia dos programas de eliminação de pobreza energética no Brasil.

Durante o workshop “*Energy Safety Nets – Brazil*”, realizado no Rio de Janeiro em 25 de junho de 2019, sob apoio de ODI (*Overseas Development Institute*) e CAFOD (*Catholic Fund for Overseas Development*), os participantes (*stakeholders* de energia, acadêmicos e ONGs) foram questionados sobre a eficácia do BF para garantir o acesso à cocção com energia moderna (sobretudo, GLP). Neste caso,

os participantes discordaram de que a integração ajudou o Governo a ter melhor controle sobre o repasse, minimizando assim o risco de fraude. Argumentaram que a consolidação não simplificou o processo nem reduziu a burocracia. Ademais, os participantes destacaram que, de fato, o BF não promoveu o acesso à energia moderna, como o GLP, uma vez que as transferências de dinheiro foram gastas em outras coisas e o BF tornou-se cada vez mais insuficiente para pagar a compra de GLP, frente a evolução do preço do botijão e da renda das famílias. Com isso, o Governo cogitaria a volta ao antigo programa de vouchers de VG, que visaria exclusivamente subsidiar a compra mensal do botijão de GLP.

A renda transferida pelo BF pode ser insuficiente para cobrir a compra de GLP entre as regiões (devido às disparidades nos custos de entrega), contudo a insuficiência do valor da BF foi agravada pelo aumento do preço de mercado do GLP e pela queda (em termos reais) do valor do BF, já que a variação anual do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) atingiu 4,53% e os alimentos e bebidas tiveram um aumento de preço de 14,09% em 2020. Essa incapacidade de acompanhar a inflação também pode ter levado ao aumento da população abaixo das linhas de pobreza e de extrema pobreza entre 2015 e 2017 (Figura 4).

Segundo Gioda (2019, p. 373) “o uso da lenha pela população de baixa renda parece estar diretamente associado ao preço do GLP”. A Figura 5 apresenta dados da Empresa de Pesquisa Energética – EPE (EPE, 2020), mostrando que o consumo residencial de lenha diminuiu de 2008 a 2013 (de 24,9 para 18,5 kg), juntamente com um aumento correspondente no consumo de GLP. Isso corrobora a afirmação de Coelho et al. (2018), de que as políticas de subsídio ao GLP contribuíram para uma redução de 22% no consumo de lenha pelas famílias entre 2002 e 2012. De fato, o consumo de lenha residencial subiu entre 2017 e 2019, o que coincide com uma diminuição de consumo de GLP no mesmo período. Isso indica que as famílias devem ter substituído o GLP por lenha neste período.

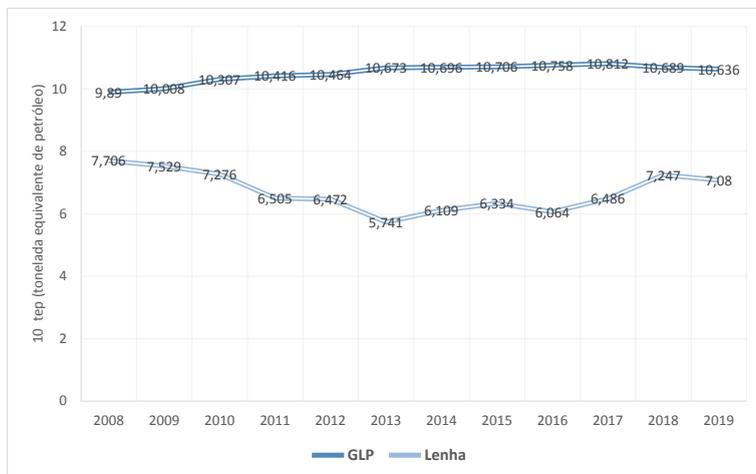


Figura 5 - Consumo de lenha e GLP do setor residencial brasileiro (2008-2019)

Ademais, o aumento do uso da lenha nas residências brasileiras a partir de 2017 também coincide com o aumento geral da taxa de desemprego, conforme Figura 6 (IBGE, 2021). Segundo o IBGE (2021), o aumento do desemprego verificou-se principalmente nas faixas etárias entre 18-24 anos seguidos pelo 25-39 anos.

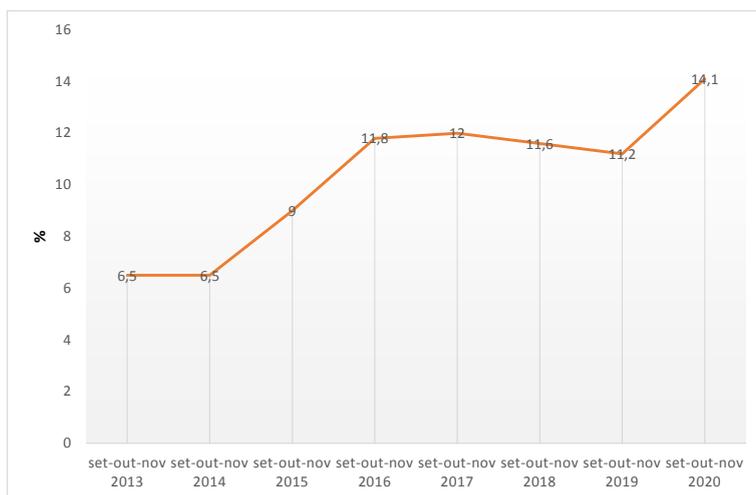


Figura 6 - Taxa de desocupação entre setembro e novembro de 2013 a 2020 no Brasil

3.3 Luz Para Todos

Em 2002, as regras para alcançar o acesso universal à eletricidade tornaram-se mais rígidas no Brasil. Nos termos da Lei nº 10.438/2002, as distribuidoras de energia elétrica foram obrigadas a responder às novas solicitações de conexão elétrica residencial em até três dias em áreas urbanas e em até cinco dias em áreas rurais, e não podiam cobrar os custos do consumidor final (ANEEL, 2016). O governo brasileiro ofereceu apoio financeiro às distribuidoras de energia para a instalação de todas as novas conexões elétricas gratuitamente ao usuário final. Governo financiou novas ligações por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Com base nestes instrumentos, o Brasil lançou o Luz para Todos (LpT) em 2003, com o objetivo de fornecer acesso à eletricidade nas áreas rurais remanescentes ainda não atendidas. De acordo com o (IBGE, 2000), mais de 2 milhões de domicílios rurais no Brasil ainda não tinham acesso à eletricidade, o equivalente a mais de 12 milhões de brasileiros. Para agravar ainda mais sua exclusão, estima-se que aproximadamente 90% viviam com menos de três vezes o salário-mínimo, ou seja, o nível em que as famílias eram elegíveis para receber apoio por meio do BF e outras redes de segurança social; e morar em áreas com baixo IDH (IBGE, 2000).

Inicialmente, o programa deveria terminar em 2008, mas foi estendido diversas vezes. Primeiramente para 2010 (ao abrigo do Decreto 6.442 de 2008), depois para 2014 (ao abrigo do Decreto 7.520 de 2011), para 2018 (ao abrigo do Decreto 8.387 de 2014) e mais recentemente para 2022 (ao abrigo do Decreto 9.357 de 2018). A meta inicial de ligar 12 milhões de habitantes rurais até 2008 foi revista para alcançar o acesso universal até 2022 (ELETROBRAS, 2021).

Quando o LpT começou em 2002, mais de 2 milhões de famílias rurais no Brasil não tinham acesso à eletricidade. A menor densidade populacional em áreas rurais não conectadas exigiu a instalação de grandes quantidades de infraestrutura e um maior esforço e investimentos de longo prazo por parte das empresas de distribuição de energia elétrica e cooperativas de eletrificação rural.

Em termos do sucesso do LpT, durante o workshop “*Energy Safety Nets – Brazil*” realizado no Rio de Janeiro em 25 de junho de 2019, sob apoio de ODI (*Overseas Development Institute*) e CAFOD (*Catholic Fund for Overseas Development*), os respondentes entrevistados para esta pesquisa afirmaram que o objetivo de universalização do acesso à eletricidade nas áreas rurais foi alcançado em grande parte. A meta de acesso universal para 2022 é voltada principalmente para as residências não conectadas restantes no Norte e Nordeste do Brasil. Em dezembro de 2018, os investimentos do LpT atingiram R\$ 26 bilhões, com aproximadamente 3,4 milhões de novas ligações desde

2004. Ao todo, o LpT beneficiou 16,4 milhões de pessoas nas regiões rurais do país ou 7% da população total (MME, 2018). Tal envolveu 542 mil projetos em implantação em 5.435 municípios e incluiu: instalação de mais de 784.000 km de redes de distribuição de eletricidade em alta e baixa tensão; 8,2 milhões de postes; 1,1 milhão de transformadores; mais de 3.500 sistemas solares domésticos individuais; e 17 microssistemas fotovoltaicos (ELETROBRAS, 2021).

A análise empírica dos resultados do LpT realizada por Bezerra et al. (2017), a partir da evolução dos dados de 5.565 municípios em 2000 e 2010 – e controlando o aumento da renda devida ao BF, mostrou que o componente da educação do IDH foi o mais influenciado pela eletrificação. Neste caso, o estudo ponderou que possivelmente este componente poderia levar ao aumento da produtividade do trabalho (causado pela educação) com uma defasagem temporal ainda não captada no estudo, que causaria um aumento da renda.

3.4 Tarifa Social de Energia Elétrica

Além dos ganhos do LpT, existem quase 12 milhões de domicílios (15,89% do total de domicílios do país em Janeiro de 2021) beneficiados pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) (ANEEL, 2021). Desde 2015 tem havido uma redução geral do consumo de eletricidade devido à crise econômica (principalmente no setor industrial). Não obstante, o consumo residencial total entre 2015 e 2016 aumentou 1,3% (EPE, 2018). Isso é o oposto do que ocorreu durante a crise econômica de 1985, que levou os consumidores a reduzir o consumo de eletricidade. À primeira vista, tal fato pode ser interpretado como um êxito da TSEE, ao garantir o consumo de energia elétrica de baixa renda. No entanto, uma análise mais cuidadosa dos dados estatísticos mostra que o consumo residencial entre as famílias de baixa renda diminuiu drasticamente de 18.849 GWh/ano em 2014 para 13.329 GWh/ano em 2016.

Uma redução tão drástica no consumo de eletricidade durante uma época de dificuldades econômicas nacionais é um sinal de que, talvez, a TSEE esteja falhando em proteger os grupos mais marginalizados. Alternativamente, isso poderia ser explicado por uma queda potencial nos domicílios beneficiados pelo programa. Dados da ANEEL (2021) mostram que, em 2012, 10,5 milhões de domicílios foram beneficiados com a TSEE (17,4% do total de domicílios). Em 2016, o número de domicílios diminuiu para 9,3 milhões (3,6% do total de domicílios).

No entanto, é necessária uma maior desagregação dos dados. A análise por nível de consumo revela que a redução geral do consumo

dos grupos de baixa renda entre 2014 e 2015 foi, de fato, impulsionada pelas famílias que consumiam níveis relativamente mais elevados de eletricidade. O consumo na faixa de 101-200 kWh diminuiu 4% e o consumo na faixa maior que 200 kWh caiu 10%. No mesmo período, o consumo aumentou 11% nas famílias que consumiam até 30 kWh por mês (EPE, 2018).

Assim, embora a TSEE esteja protegendo as famílias com níveis de consumo de eletricidade muito baixos, ela não tem sido suficiente para cobrir a demanda moderna por eletricidade da maioria das famílias pobres, ou seja, para operar computadores, máquinas de lavar e outros aparelhos que poderiam aliviar as tarefas domésticas e ajudar na educação e diversificação dos meios de subsistência (MAZZONE, 2019). Mais dados são necessários para entender como o consumo de eletricidade em famílias de baixa renda é afetado por dificuldades econômicas mais amplas e o impacto sobre o número agregado de famílias recentemente tornadas pobres.

4. NOTA DE REFLEXÃO SOBRE OS RISCOS PARA POBREZA ENERGÉTICA DURANTE O COVID-19

Segundo o Banco Mundial, a taxa de pobreza global estava em rota de declínio de um ponto percentual por ano entre 1990 e 2015 (ONU, 2020). Porém, a crise socioeconômica ligada à COVID-19 foi sentida principalmente pelos mais pobres que, com a pandemia, aumentaram em número no mundo inteiro. O Banco Mundial calcula que 82% dos novos pobres ligados ao COVID-19 estariam localizados em países emergentes. Suryahadi et al. (2020), por exemplo, projetaram que na Indonésia cerca de 1,3 milhões de pessoas podem já ter entrado em situação de pobreza, devido ao COVID-19, com estimativas para o pior cenário de reversão dos esforços feitos na região para redução da pobreza nos últimos anos. No Brasil, estudo realizado por Tavares & Betti (2021) propôs indicadores específicos da pandemia que visam achar a correlação entre COVID-19, pobreza multidimensional (utilizando o método da Alkire-Foster (OPHI, 2021)) e vulnerabilidade populacional. Os autores acharam que a maioria dos estados brasileiros com maior vulnerabilidade econômica e fragilidade das estruturas sanitárias apresentam o maior aumento nas taxas de mortalidade pelo COVID-19. Segundo os autores: “Isso indica que o dinheiro é muito importante no combate à ameaça da pandemia e que os índices monetários e não monetários são variáveis complementares, em vez de variáveis concorrentes, na análise multidimensional da pobreza.” Segundo o estudo realizado por Alkire et al. (2020), que aplica o Índice de Pobreza Multidimensional (em inglês MPI) com microdados de 2020

em 103 nações, as privações de água, nutrição e combustível para cozinhar indicam um alto risco do COVID-19 em termos de higiene, sistema imunológico enfraquecido e problemas respiratórios. Os autores acharam uma justaposição de privações pelos mais pobres através de 10 indicadores nas dimensões de educação, saúde e padrão de vida. Segundo este estudo, estão particularmente sujeitas a risco as populações que dependem de lenha para cocção, por causa da poluição ambiental e doenças respiratórias.

Aliás, as vulnerabilidades relativas à energia e COVID-19 não se limitam somente à países emergentes ou em desenvolvimento. Um estudo publicado na revista *Nature Energy* (MEMMOTT et al., 2021) mostra como nos Estados Unidos a pandemia agravou o problema prevalentemente entre as famílias abaixo de 200% da linha de pobreza federal, com famílias negras e hispânicas mais afetadas e com maior risco de desconexão de serviços públicos. A problemática foi também abordada na Grã Bretanha com uma moção apresentada ao Parlamento, que visa ajudar as famílias com maiores dificuldades financeiras devido ao impacto do COVID-19, assim como as mais vulneráveis, com um aumento do apoio financeiro direcionado para aqueles em risco de pobreza de combustível. Busca-se neste caso que os vulneráveis se beneficiem de uma menor tarifa de eletricidade (PARLIAMENT, 2021).

No Brasil, ainda não existem levantamento de dados primários sobre quanto o COVID-19 poderá ter piorado a situação da pobreza energética do país. Não obstante, a alta do preço do GLP no último ano deve ter exacerbado a condição de pobreza energética nas residências brasileiras. Dados vistos neste artigo indicam uma correlação entre aumento do consumo residencial de lenha e um aumento da pobreza e pobreza extrema no País, como também o aumento do desemprego. Da mesma forma, estudos sobre mobilidade urbana em metrópoles brasileiras anteriores ao COVID-19 já revelavam a dependência de trabalhadores de menor renda do transporte público (ROSA, 2006) (CARDOSO, 2007), o que em alguns casos fazia até mesmo com que parte destes trabalhadores se tornasse durante a semana população dormindo em espaços públicos, diante da renda disponível para a mobilidade. O aumento da informalidade associada ao COVID-19 pode impactar fortemente a mobilidade urbana, como destacou Callegari et al. (2020), e o não acesso da população de menor renda ao serviço de transporte urbano de qualidade e segurança aumenta sua exposição ao risco desta pandemia.

De fato, a problemática da pobreza energética deve se intensificar com o COVID-19, sendo importante não só verificar a dimensão da lenha quanto também dos serviços ligados à pobreza energética como transporte, conforto térmico e refrigeração. Do mesmo modo, impende verificar como os pacotes de recuperação econômica, se existirem, endereçarão a questão da pobreza energética.

5. CONCLUSÕES

Este estudo avaliou políticas públicas usadas no Brasil para permitir que pessoas muito pobres tenham acesso e possam fazer uso de serviços modernos de energia. Conclui-se que os programas LpT e TSEE tiveram um impacto positivo importante em termos de aumento do acesso à eletricidade para os grupos mais vulneráveis. O LpT foi eficaz na expansão do acesso físico à eletricidade para níveis quase universais atualmente, com o acesso universal esperado para ser alcançado antes de 2030. Já a TSEE apoiou o acesso econômico ao consumo de eletricidade por parte das famílias pobres. No entanto, o esquema não garantiu eletricidade acessível para todas as famílias pobres. Assim, como conclui Piai Paiva et al. (2019), programas e políticas públicas que promovam *affordability* precisam ainda ser implementados/aprimorados, com o objetivo de que todas as famílias pobres consigam consumir mais do que níveis básicos de eletricidade.

O programa integrado de transferência de renda direta, o BF, representou um recurso importante para famílias de baixa renda e tirou muitas delas de uma situação de pobreza e de extrema pobreza. No entanto, o programa não foi bem estruturado para promover o acesso à energia moderna para cozinhar, como o GLP. Isso ocorreu, em parte, porque o componente de energia do programa não é especificamente direcionado ou condicional, o que permitiu que as famílias usassem o benefício para pagar por outros bens e serviços. Isto também decorre do fato de o montante financeiro transferido às famílias ser de pequena monta, ou insuficiente para cobrir os aumentos verificados no valor do botijão de GLP. Dados recentes mostram que o número de pessoas que usam biomassa tradicional para cozinhar no Brasil aumentou, provavelmente devido à recessão que o Brasil experimenta desde 2014. Isso sugere que uma maior provisão para GLP (Vale Gás) dentro do BF se faz necessária. Ademais, reverter para um voucher de GLP separado pode garantir maior acesso a uma cozinha mais limpa para algumas famílias de baixa renda.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AABERGE, R.; BRANDOLINI, A. Chapter 3 - Multidimensional Poverty and Inequality. In A. B. Atkinson & F. B. T.-H. of I. D. Bourguignon (Eds.), *Handbook of Income Distribution* (Vol. 2, pp. 141–216). Elsevier. 2015. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59428-0.00004-7>

ALKIRE, S.; DIRKSEN, J.; NOGALES, R.; OLDIGES, C. Multidimensional Poverty and COVID-19 Risk Factors: A Rapid Overview of Inter-linked Deprivations across 5.8 Billion People. April, 8. 2020. Disponível em: www.opendata.ecdc.europa.eu/covid19/casedistribution/csv.

ANEEL. Relatório Anual de Monitoramento dos Serviços de Distribuição e Transmissão de Energia Elétrica. 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656808/0/Relatório+de+Monitoramento+2016/a173068e-ee85-4d17-8748-20cba25f611a>

ANEEL. Indicadores da Distribuição: Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE: Acompanhamento Mensal por Região. 2021.

ANP. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis : 2017. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anuario-estatistico/2017/anuario_2017.pdf

ANP. Síntese dos Preços Praticados - Brasil RESUMO II - GLP R\$/13kg Período : 2021 - Março.

Atlas BR. RANKING IDH_M. 2017.

BEZERRA, P. B. D. S.; CALLEGARI, C. L.; RIBAS, A.; LUCENA, A. F. P.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; KOBERLE, A.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. The power of light: Socio-economic and environmental implications of a rural electrification program in Brazil. *Environmental Research Letters*, 12(9). 2017. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aa7bdd>

BOARDMAN, B. Fixing Fuel Poverty: Challenges and Solutions (First Edit). 2009. <https://doi.org/10.4324/9781849774482>

BOUZAROVSKI, S. Energy poverty in the European Union: Landscapes of vulnerability. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 3(3), 276–289. 2014. <https://doi.org/10.1002/wene.89>

CAIXA. Bolsa Família. 2021. Disponível em: <https://www.caixa.gov.br/programas-sociais/bolsa-familia/paginas/default.aspx>

CALLEGARI, C.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. The demand hiding in the shadow: impacts on modelling passenger activity. Thirteenth IAMC Annual Meeting. 2020.

CARDOSO, L. Transporte Público, Acessibilidade Urbana e Desigualdades Socioespaciais na Região Metropolitana de Belo Horizonte [Universidade Federal de Minas Gerais]. 2007. Disponível em: https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/MPBB-7A2N6A/1/tese_leandro_cardoso_2007.pdf

COELHO, S. T.; SANCHES-PEREIRA, A.; TUDESCHINI, L. G.; GOLDEMBERG, J. The energy transition history of fuelwood replacement for liquefied petroleum gas in Brazilian households from 1920 to 2016. *Energy Policy*, 123(August), 41–52. 2018. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2018.08.041>

DAY, R.; WALKER, G.; SIMCOCK, N. Conceptualising energy use and energy poverty using a capabilities framework. *Energy Policy*, 93, 255–264. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.019>

ELETROBRÁS. Áreas de atuação: Programa Luz para Todos. 2021. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Luz-para-Todos.aspx>

EPE. Balanço Energético Nacional 2013: Relatório Síntese: Ano base 2012. 2013. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-129/topico-100/Relatório Síntese 2013.pdf>

EPE. Balanço Energético Nacional 2018: Ano base 2017. 2018. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf

EPE. Balanço Energético Nacional 2020: Ano base 2019. 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf

FERREIRA, F. H. G.; CHEN, S.; DABALEN, A.; DIKHANOV, Y.; HAMADEH, N.; JOLLIFFE, D.; NARAYAN, A.; PRYDZ, E. B.; REVENGA, A.; SANGRAULA, P.; SERAJUDDIN, U.; YOSHIDA, N. A global count of the extreme poor in 2012: data issues, methodology and initial results. *Journal of Economic Inequality*, 14(2), 141–172. 2016 <https://doi.org/10.1007/s10888-016-9326-6>

GIODA, A. Residential fuelwood consumption in Brazil: Environmental and social implications. *Biomass and Bioenergy*, 120(November 2018), 367–375. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2018.11.014>

HELLIWELL, J. F.; LAYARD, R.; SACHS, J. D.; NEVE, J. De; AKNIN, L. B.; WANG, S. WHR: World Happiness Report. 2021. Disponível em: <https://happiness-report.s3.amazonaws.com/2021/WHR+21.pdf>

IBGE. Censo Demográfico 2000: Características gerais da população: Resultados da amostra. In *Produção da Pecuária Municipal*. 2000. Disponível em: https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/periodicos/83/cd_2000_caracteristicas_populacao_amostra.pdf

IBGE. Síntese de Indicadores Sociais: Pobreza aumenta e atinge 54,8 milhões de pessoas em 2017. 2018.

IBGE. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua (PNAD-C) anual. 2019a.

IBGE. Síntese de indicadores sociais : uma análise das condições de vida da população brasileira : 2019. In Estudos e pesquisas. Informação demográfica e socioeconômica, ISSN 1516-3296 ; n. 40 (Vol. 40). 2019b. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

IBGE. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua - PNAD Contínua: Séries históricas. 2021. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/trabalho/9171-pesquisa-nacional-por-amostra-de-domicilios-continua-mensal.html?=&t=series-historicas>

IPEA. Bolsa Família reduz pobreza e desigualdade em 15 anos. 2019. Disponível em: https://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=34949

JANNUZZI, G. M.; SANGA, G. A. LPG subsidies in Brazil: an estimate. *Energy for Sustainable Development*, 8(3), 127–129. 2004. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0973-0826\(08\)60474-3](https://doi.org/10.1016/S0973-0826(08)60474-3)

MARTISKAINEN, M.; SOVACOO, B. K.; LACEY-BARNACLE, M.; HOPKINS, D.; JENKINS, K. E. H.; SIMCOCK, N.; MATTIOLI, G.; BOUZAROVSKI, S. New Dimensions of Vulnerability to Energy and Transport Poverty. *Joule*, 5(1), 3–7. 2021. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.11.016>

MASTRUCCI, A.; BYERS, E.; PACHAURI, S.; RAO, N. D. Improving the SDG energy poverty targets : Residential cooling needs in the Global South. *Energy & Buildings*, 186, 405–415. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.01.015>

MATTIOLI, G.; LUCAS, K.; MARSDEN, G. Transport poverty and fuel poverty in the UK: From analogy to comparison. *Transport Policy*, 59(February 2016), 93–105. 2017. <https://doi.org/10.1016/j.transpol.2017.07.007>

MAZZONE, A. Decentralised energy systems and sustainable livelihoods, what are the links? Evidence from two isolated villages of the Brazilian Amazon. *Energy and Buildings*, 186, 138–146. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.01.027>

MAZZONE, A.; CRUZ, T.; BEZERRA, P. Firewood in the forest : Social practices, culture, and energy transitions in a remote village of the Brazilian Amazon. *Energy Research & Social Science*, 74(February), 101980. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.101980>

MDS. Calendário de pagamento do Bolsa Família. 2019. Disponível em: <http://mds.gov.br/assuntos/bolsa-familia>

MEMMOTT, T.; CARLEY, S.; GRAFF, M.; KONISKY, D. M. Socio-demographic disparities in energy insecurity among low-income households before and during the COVID-19 pandemic. *Nature Energy*, 6(May 2020). 2021. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00763-9>

MIDDLEMISS, L. A critical analysis of the new politics of fuel poverty in England. *Critical Social Policy*, 37(3), 425–443. 2016. <https://doi.org/10.1177/0261018316674851>

MIDDLEMISS, L.; AMBROSIO-ALBALÁ, P.; EMMEL, N.; GILLARD, R.; GILBERTSON, J.; HARGREAVES, T.; MULLEN, C.; RYAN, T.; SNELL, C.; TOD, A. Energy poverty and social relations: A capabilities approach. *Energy Research and Social Science*, 55(June), 227–235. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.05.002>

MME. Resenha Energética Brasileira 2018: Ano base 2017. 2018. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/36208/948169/7.17+-+Resenha+Energética+Brasileira+2017.pdf/00d3b118-6fbe-9035-8fe5-e25ae4387edf>

NUSSBAUM, M. Capabilities as fundamental entitlements sen and social justice. *Feminist Economics*, 9(2–3), 33–59. 2003. <https://doi.org/10.1080/1354570022000077926>

NUSSBAUM, M. C.; SEN, A. The quality of life. 1993. Disponível em: <http://site.ebrary.com/id/10288448>

NUSSBAUMER, P.; BAZILIAN, M.; MODI, V.; YUMKELLA, K. K. Measuring Energy Poverty: Focusing on What Matters. Ophi working paper, 42. 2011. <http://ophi.qeh.ox.ac.uk/>

OECD/IEA. World Energy Outlook 2016. <https://doi.org/10.1111/j.1468-0319.1987.tb00425.x>

ONS. Excess winter mortality in England and Wales: 2017 to 2018 (provisional) and 2016 to 2017 (final). 2018. Disponível em: <https://www.ons.gov.uk/peoplepopulationandcommunity/birthsdeathsandmarriages/deaths/bulletins/excesswintermortalityinenglandandwales/2017to2018provisionaland2016to2017final>

ONU. Pobreza extrema aumenta pela primeira vez em 20 anos, diz Banco Mundial. 2020. Disponível em: <https://news.un.org/pt/story/2020/10/1728962>

OPHI. Policy and the Alkire-Foster method. 2021. Disponível em: <https://ophi.org.uk/policy/alkire-foster-methodology/>

OUEDRAOGO, N. S. Energy consumption and human development: Evidence from a panel cointegration and error correction model. *Energy*, 63, 28–41. 2013. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.067>

PACHAURI, S.; SPRENG, D. Measuring and monitoring energy poverty. *Energy Policy*, 39(12), 7497–7504. 2011. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.07.008>

PARLIAMENT, U. Covid-19 and fuel poverty. 2021. Disponível em: <https://edm.parliament.uk/early-day-motion/57781/covid19-and-fuel-poverty>

PIAI PAIVA, J. C.; Jannuzzi, G. D. M.; de Melo, C. A. Mapping electricity affordability in Brazil. *Utilities Policy*, 59(September 2018), 100926. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2019.100926>

PUBLIC HEALTH ENGLAND NHS. The Cold Weather Plan for England: Protecting health and reducing harm from cold weather. 2018. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/publications/cold-weather-plan-cwp-for-england>

ROSA, S. J. Transporte e Exclusão Social: A Mobilidade da População de Baixa Renda da Região Metropolitana de São Paulo e Trem Metropolitano [Universidade de São Paulo]. 2006. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3138/tde-07122006-163515/publico/dissertacao_silvio_jose_rosa.pdf

SADATH, A. C.; ACHARYA, R. H. Assessing the extent and intensity of energy poverty using Multidimensional Energy Poverty Index: Empirical evidence from households in India. *Energy Policy*, 102(January), 540–550. 2017. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.056>

SAGI. Auxílio Emergencial. 2021.

STIGLITZ, J. E.; SEN, A.; FITOUSSI, J. P. Report of the Commission on the Measurement of Economic Performance and Social progress. *SSRN Electronic Journal*. 2009. <https://doi.org/10.2139/ssrn.1714428>

SURYAHADI, A.; AL IZZATI, R.; SURYADARMA, D. Estimating the Impact of Covid-19 on Poverty in Indonesia. *Bulletin of Indonesian Economic Studies*, 56(2), 175–192. 2020. <https://doi.org/10.1080/00074918.2020.1779390>

TAVARES, F. F.; BETTI, G. The pandemic of poverty, vulnerability, and COVID-19: Evidence from a fuzzy multidimensional analysis of deprivations in Brazil. *World Development*, 139, 105307. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2020.105307>

UN. Department of Economic and Social Affairs Social Inclusion: Report of the World Summit for Social Development. 1995. Disponível em: <https://www.un.org/development/desa/dspd/world-summit-for-social-development-1995/wssd-1995-documents.html>

WHO. Air pollution. 2021.

WORLD BANK. How does the World Bank classify countries? 2017a. Disponível em: <https://datahelpdesk.worldbank.org/knowledgebase/articles/378834-how-does-the-world-bank-classify-countries>

WORLD BANK. Monitoring Global Poverty: Report of the Commission on Global Poverty. 2017b. <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-0961-3>

WORLD BANK. Poverty and shared prosperity 2020: Reversals of fortune. 2020a. <https://doi.org/10.1038/302765a0>

WORLD BANK. Projected poverty impacts of COVID-19 (coronavirus), Vol. 19, Issue June 2020b. Disponível em: <http://pubdocs.worldbank.org/en/461601591649316722/Projected-poverty-impacts-of-COVID-19.pdf>

YANG, M. China's rural electrification and poverty reduction. *Energy Policy*, 31(3), 283–295. 2003. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00041-1](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00041-1)

ZIMMERMANN, C. R. Social programs from a human rights perspective: the case of the Lula administrations family grant in Brazil. *Sur - Revista Internacional de Direitos Humanos*, 1(SE), 0–0. 2006. Disponível em: http://www.scielo.br/pdf/sur/v3n4/en_08.pdf

UNIVERSALIZAÇÃO DO ACESSO AO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: EVOLUÇÃO RECENTE E DESAFIOS PARA A AMAZÔNIA LEGAL

André Luís Ferreira¹
Felipe Barcellos e Silva¹

¹Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)

DOI: 10.47168/rbe.v27i3.645

RESUMO

O Censo 2000 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) identificou a existência, na época, de 2,5 milhões de domicílios sem acesso à energia elétrica. Desses, 80% estavam localizados no meio rural, totalizando 10 milhões de pessoas. Alicerçado nessa motivação, o Governo Federal instituiu em 2003 o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Programa Luz para Todos (LPT). Desde 2004, foram realizadas mais de 3,5 milhões de ligações, beneficiando 16,8 milhões de pessoas, evidenciando o inegável avanço proporcionado pelo LPT. No entanto, existem comunidades, localizadas principalmente em áreas mais distantes das redes de distribuição, que ainda não têm acesso ao serviço público de energia elétrica. Estudo elaborado pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) estimou em 990 mil o número de pessoas nessa condição na Amazônia Legal; pouco mais de 32% delas residindo em terras indígenas, territórios quilombolas homologados, unidades de conservação ou assentamentos rurais. Parcela importante dessa população localiza-se em áreas onde a baixa densidade populacional e as restrições geográficas e ambientais impedem a extensão das redes de distribuição. Assim a oferta de serviços públicos de energia elétrica deverá ser viabilizada por meio de geração descentralizada de pequeno porte. Com o objetivo de levar energia elétrica às regiões remotas da Amazônia Legal, o Governo Federal lançou em 2020 o “Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal – Mais Luz para a Amazônia (MLA)”. O presente artigo identifica algumas lacunas no desenho e implementação do Programa e recomenda o aperfeiçoamento de algumas questões: (i) dimensionamento dos sistemas de geração de modo que atendam as demandas produtivas locais; (ii) articulação do MLA com outras políticas setoriais; (iii) planejamento da logística de instalação e de descomissionamento dos sistemas de geração; (iv) envolvimento das

comunidades na concepção, operação e manutenção dos sistemas, e (v) garantias de financiamento da universalização do acesso à energia elétrica.

Palavras-chave: Eletrificação rural, Amazônia, Geração descentralizada.

ABSTRACT

The 2000 Census of the Brazilian Institute of Geography and Statistics identified the existence of 2.5 million households without access to electricity. Of these, 80% were located in the rural area, totaling 10 million people. To face this problem, in 2003 the Federal Government instituted the National Program for the Universalization and Use of Electric Energy - Luz para Todos Program (LPT). Since 2004, more than 3.5 million installations have been carried out, benefiting 16.8 million people, evidencing the undeniable progress provided by the LPT. However, there are communities, located in areas farther from the distribution networks, that do not yet have access to the public electricity service. A study prepared by the Institute of Energy and Environment (IEMA) estimated 990 million people living in this condition in the Legal Amazon; just over 32% of them live in indigenous lands, homologated quilombola territories, conservation units and rural settlements. An important part of this population is located in areas where low population density and geographical and environmental restrictions prevent the extension of distribution networks. Thus, the provision of public electricity services must be made possible through small decentralized generation. With the objective of bringing electricity to remote regions of the Legal Amazon, the Federal Government launched in 2020 the "National Program for the Universalization and Use of Electric Energy in the Legal Amazon - More Light for the Amazon (MLA)". He article identifies some gaps in the design and implementation of the Program and recommends actions to improve some aspects: (i) dimensioning the generation systems in a way that meets local production demands; (ii) articulation of the MLA with other sectoral policies; (iii) logistics planning for installation and decommissioning of generation systems; (iv) community involvement in the design, operation and maintenance of the systems and, (v) ensuring the financing of universal access to electricity.

Keywords: Rural Electrification, Amazon, Decentralized generation.

1. INTRODUÇÃO

Levando-se em conta a Constituição Federal de 1988 e a Lei 12.111/2009, que disciplina o fornecimento de eletricidade nos sistemas isolados¹, o acesso à energia elétrica é um direito de qualquer pessoa que queira obter esse serviço no Brasil. O reconhecimento desse direito ocorre por conta da eletrificação ter a capacidade de ampliar as oportunidades de mudança social e econômica ao possibilitar: a iluminação residencial e pública; o uso de eletrodomésticos; a telefonia; o uso de computadores e de internet; a eletrificação de hospitais e de postos de saúde; a iluminação adequada de escolas; ou a melhoria de processos de produção, por exemplo por meio da utilização de máquinas com a capacidade de aumentar o nível de renda da população.

Apesar de haver uma base jurídica para a universalização, ainda existe um número significativo de pessoas sem acesso à energia elétrica, principalmente na Amazônia Legal². Desse modo, o objetivo deste artigo é dar uma contribuição para a compreensão de alguns desafios envolvidos e identificar possíveis caminhos para o enfrentamento de tais barreiras.

Inicialmente é feito um rápido histórico da implantação e dos resultados alcançados pelo Programa Luz para Todos. Em seguida, é feita uma análise do Programa Mais Luz para a Amazônia, de modo a identificar possíveis lacunas em sua formulação que possam comprometer seu sucesso. Finalmente, são apontadas algumas ações necessárias para dar amplitude aos programas de universalização do acesso à energia elétrica nas áreas remotas da Amazônia Legal.

2. PROGRAMA LUZ PARA TODOS

Embora tenha havido esforços anteriores para universalizar o acesso à energia elétrica no Brasil, em especial o Programa de Desenvolvimento Energético nos Estados e Municípios (PRODEEM)³, foi a partir de 2002, com a Lei Federal 10.438 que a exclusão elétrica começou a ser enfrentada de maneira mais estruturada no Brasil. Essa lei instituiu o direito de todos os solicitantes serem atendidos pelos serviços públicos de energia elétrica. As concessionárias e permissionárias

¹ Sistema Isolado: sistema de geração e distribuição de energia elétrica dedicado ao atendimento de um território limitado em específico; não estando, portanto, conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN); e não podendo, assim, receber ou transferir energia para sistemas elétricos localizados em outras regiões brasileiras.

² Amazônia Legal: área composta pelos estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima, Tocantins, Mato Grosso e parte do Maranhão, compreendendo todo o bioma amazônico brasileiro, além de parte do Cerrado e do Pantanal.

³ O PRODEEM, criado pelo Decreto Federal de 27/12/1994, vigorou até 2002, quando foi incorporado ao Programa Luz Para Todos.

desse serviço passaram a ser obrigadas a atender, sem qualquer ônus para o consumidor, pedidos de ligação que possam ser realizados por meio de extensão de rede em tensão secundária de distribuição, ainda que sejam necessários melhoramentos na rede primária.

Para viabilizar os projetos de universalização sem ônus para o beneficiário foi criada pela mesma lei a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)¹. Os recursos da CDE são provenientes dos pagamentos realizados a título de uso de bem público², das multas aplicadas pela Aneel a concessionários, permissionários e autorizados, e, a partir do ano de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com o consumidor final, cujos valores são repassados para as contas de energia elétrica, como encargo setorial.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentou a questão da universalização por meio da Resolução nº 223/2003³, estabelecendo regras para que as distribuidoras elaborem Planos de Universalização de Energia Elétrica, os quais devem ser constituídos por Programas de Expansão do Atendimento, executados anualmente até que a universalização seja alcançada em todos os municípios brasileiros.

Pesquisas do Censo 2000 do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) identificaram a existência, na época, de 2,5 milhões de domicílios sem acesso à energia elétrica. Desses, 80% estavam localizados no meio rural, totalizando 10 milhões de pessoas. Cerca de 90% das famílias residentes nesses domicílios rurais possuíam renda inferior a 3 salários-mínimos, correspondendo ao que se tem denominado no país como agricultura familiar (IICA, 2011). Alicerçado nessa exposição de motivos e sustentado pela Lei 10.438/2002, o Governo Federal instituiu em 2003 o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Programa Luz para Todos (LPT)⁴, com o objetivo de antecipar a universalização do acesso nos domicílios e estabelecimentos rurais, os quais, em condições de mercado, ficariam em último lugar nos planos de universalização.

A meta original de dois milhões de ligações foi atendida em 2009, basicamente por meio da extensão de redes de distribuição já existentes. Dado que o censo 2010 do IBGE indicou a existência de novas famílias sem acesso à energia, o programa foi prorrogado para o período 2011-2014. Ao longo da execução do Programa, novas famí-

1 Além de promover a universalização do serviço de energia elétrica, a CDE foi criada visando: (i) garantir recursos para proporcionar modicidade tarifária aos consumidores de baixa renda e (ii) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termo solar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural (fontes incentivadas).

2 Arrecadado por empresas de geração que possuem concessão ou autorização para construção e operação de empreendimentos hidrelétricos

3 Disponível em [res2003223.pdf](#) ([aneel.gov.br](#)).

4 Decreto Federal nº 4.873/2003.

lias foram sendo identificadas, levando-o a ser prorrogado por mais duas vezes (2014 a 2018, e de 2018 a 2022).

Até o final do 1º semestre de 2020, os investimentos previstos no LPT totalizaram R\$ 27,79 bilhões, dos quais R\$ 16,82 bilhões já haviam sido liberados aos agentes executores (ELETROBRAS, 2021). Desde 2004, foram realizadas mais de 3,5 milhões de ligações, beneficiando 16,8 milhões de pessoas. Na área urbana, todas as distribuidoras do país encontram-se universalizadas. Na área rural, 87 distribuidoras já concluíram a universalização, enquanto 14 continuam executando seus Planos de Universalização (ANEEL, 2021).

Esses resultados mostram um inegável avanço proporcionado pelo LPT. No entanto, existem comunidades, localizadas principalmente em áreas mais distantes das redes de distribuição, que ainda não têm acesso ao serviço público de energia elétrica. Não por acaso, aproximadamente 70% das ligações planejadas nos Planos de Universalização para 2021 estão localizadas nos estados da Amazônia Legal (MME, 2020).

3. EXCLUSÃO ELÉTRICA NA AMAZÔNIA LEGAL

Estudo elaborado pelo Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA) estimou em 990 mil o número de pessoas sem acesso ao serviço público de energia elétrica na região da Amazônia Legal; pouco mais de 32% delas residindo em terras indígenas, territórios quilombolas homologados, unidades de conservação ou assentamentos rurais. Na Figura 1 (IEMA, 2020) é mostrada a distribuição da população sem acesso à energia elétrica por estado. Sua localização nos estados da Amazônia Legal é mostrada na Figura 2 (IEMA, 2020).

UF	População sem acesso à energia elétrica
 AC	87.074
 AM	159.915
 AP	25.593
 MA	121.326
 MT	21.655
 PA	409.593
 RO	107.749
 RR	22.848
 TO	34.350
Total	990.103

Figura 1 - População sem acesso à energia elétrica nos estados da Amazônia Legal (2019)

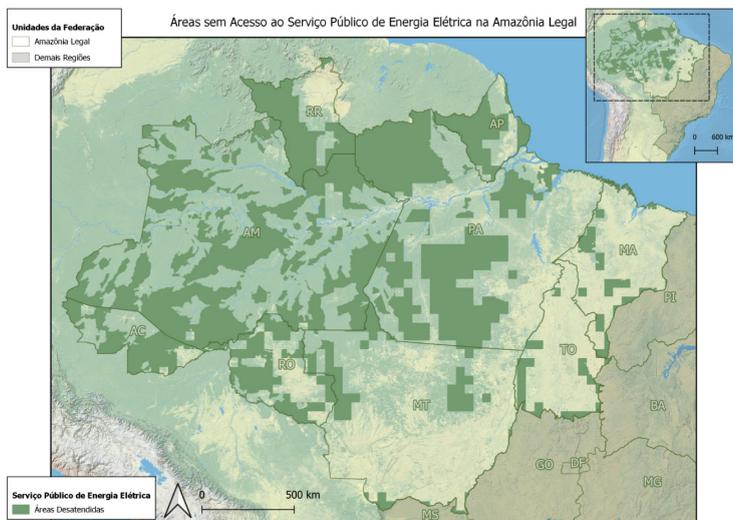


Figura 2 - Áreas sem acesso à energia elétrica nos estados da Amazônia Legal (2019)

Excetuando-se as localidades conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), o suprimento formal de eletricidade na Amazônia Legal estrutura-se por meio de leilões, no caso dos Sistemas Isolados padrão (SISOL)¹, ou por meio do Programa LPT nas regiões remotas (IEMA, 2018).

Em 2019, os sistemas isolados eram compostos por 269² unidades geradoras, localizadas principalmente ao longo dos rios, próximas das manchas urbanas dos municípios, como ilustra a Figura 3 (EPE, 2020).

Na Amazônia Legal, a parcela da população sem acesso aos serviços públicos de energia elétrica localizada mais próxima desses sistemas ainda deverá ser atendida por meio da expansão das redes de distribuição, dado que existem mecanismos institucionais e procedimentais para isso. Anualmente, as distribuidoras submetem para análise da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e aprovação do Ministério de Minas e Energia (MME), as projeções de mercado de energia elétrica em cada localidade isolada, o balanço entre oferta e

1 O decreto 7246/2010 (art.2º, III) define os sistemas isolados como “sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao SIN, por razões técnicas ou econômicas”. O mesmo decreto (art.2º, II) define regiões remotas como “pequenos grupamentos de consumidores (...) afastados das sedes municipais e caracterizados pela ausência de economias de escala ou de densidade”.

2 A quantidade de Sistemas Isolados pode variar a cada ano, seja devido a interligações ao SIN ou pela apresentação de novas localidades pelas distribuidoras. Das 269 localidades, 45 têm previsão de conexão ao SIN até 2024 e outras 13 após esse período (EPE, 2020).

demanda para os próximos cinco anos, as necessidades futuras de expansão ou substituição das usinas atuais, conexões de localidades ao SIN etc.

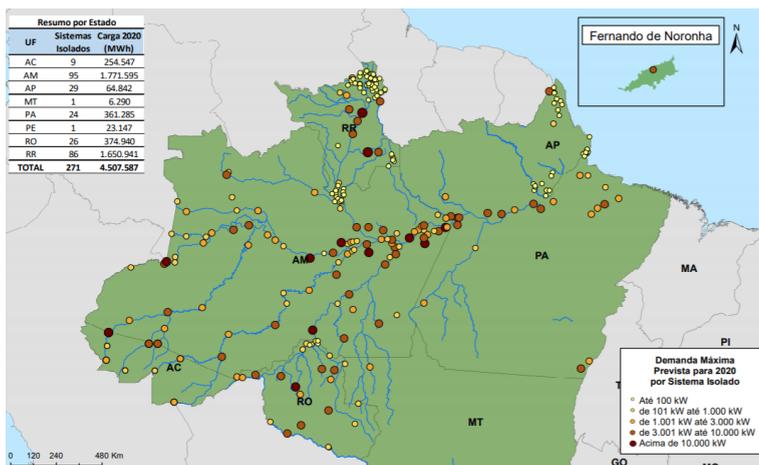


Figura 3 - Localização dos Sistemas Isolados (2019)

Já nas regiões remotas, onde a baixa densidade populacional e as restrições geográficas e ambientais impedem a extensão da rede, as comunidades não têm energia elétrica fornecida pelas distribuidoras ou possuem pequenos geradores a diesel ou gasolina. São pequenas, custosas e precárias unidades de geração não reguladas pelo setor elétrico e que não contam com mecanismos institucionais de subsídio desse setor. Dado que a renda familiar nessas comunidades é muito baixa, os impactos econômicos, bem como na qualidade de vida, podem ser consideráveis. Não há previsão de expansão do SISOL para regiões remotas, assim, a oferta de serviços públicos de energia elétrica deverá ser viabilizada por meio de geração descentralizada de pequeno porte: sistemas individuais de geração de energia elétrica com fonte intermitente (SIGFIs) ou microssistemas isolados de geração e distribuição de energia elétrica (MIGDIs).

4. REGIÕES REMOTAS E O PROGRAMA MAIS LUZ PARA A AMAZÔNIA

Com o objetivo de levar energia elétrica às comunidades situadas em regiões remotas da Amazônia Legal, o Governo Federal lançou

em 2020¹, de forma complementar ao LPT, o “Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal – Mais Luz para a Amazônia”. A exemplo do LPT, as ligações a serem efetuadas não acarretarão ônus para os beneficiários, sendo financiadas com recursos da CDE.

O Programa, prevê tanto a ligação de comunidades que ainda não têm acesso à energia elétrica como a substituição de geradores a diesel ou a gasolina. Apesar de considerar várias opções de tecnologias (solar; eólica; hídrica; biomassa), o MME tem sinalizados preferência pelos sistemas fotovoltaicos (MME, 2020).

As prioridades de atendimento do Programa Mais Luz para a Amazônia são: (i) as famílias de baixa renda inscritas no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal; (ii) as famílias beneficiárias de programas do governo federal, estadual ou municipal que tenham como objetivo o desenvolvimento social e econômico; (iii) os assentamentos rurais, as comunidades indígenas, os territórios quilombolas, e as comunidades localizadas em reservas extrativistas, além de comunidades impactadas diretamente por empreendimentos de geração ou de transmissão de energia elétrica cuja responsabilidade não seja do próprio concessionário; (iv) as escolas, os postos de saúde e os poços de água comunitários; e (v) as famílias residentes em unidades de conservação.

A exemplo do LPT, as distribuidoras deverão levantar as demandas de sua área de atuação, bem como elaborar e executar o Programa de Obras de acordo com os critérios estabelecidos no Manual de Operacionalização do Programa Mais Luz para Amazônia (MLA). A Eletrobras tem a responsabilidade de realizar análise técnica e orçamentária dos Programas de Obras, cuja aprovação cabe ao MME (MME, 2020).

Segundo a ANEEL, levantamentos feitos pelo MME no primeiro semestre de 2020 indicaram a necessidade de pouco mais de 78 mil ligações no âmbito do MLA (ANEEL, 2020). As metas a serem atingidas até 2022 foram formalizadas por meio de Termos de Compromisso entre o MME e as distribuidoras, com a interveniência da ANEEL, da Eletrobras e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os compromissos assumidos são para efetuar, no conjunto, 14.851 ligações em 2021 e 15.633 em 2022, conforme mostra a Tabela 1.

1 Decreto Federal nº 10.221/2020.

Tabela 1 - Metas de ligações 2021/2022 a serem realizadas pelas distribuidoras de energia no Programa Mais Luz para a Amazônia

Distribuidora	UF	2021	2022	Total
Energisa Acre	AC	323	1045	1368
Amazonas Energia	AM	1296	3084	4458
CEA	AP	678	1846	2524
Equatorial Maranhão	MA	1825	---	1825
Energisa Mato Grosso	MT	110	300	410
Equatorial Pará	PA	6248	4500	10953
Energisa Rondônia	RO	300	600	900
Roraima Energia	RR	3871	3872	7743
Energisa Tocantins	TO	200	386	586
Total		14851	15633	30767

5. INSUFICIÊNCIA DAS POLÍTICAS EXISTENTES PARA GARANTIR O ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA NA AMAZÔNIA

A proposição de um programa orientado exclusivamente para as regiões remotas da Amazônia representa, inegavelmente, mais um passo importante nos esforços de universalização do acesso à energia elétrica no Brasil. No entanto, há algumas lacunas em sua formulação e nos encaminhamentos iniciais já dados, que necessitam, portanto, de aperfeiçoamentos, conforme se discute nas seções seguintes.

5.1 Dimensionamento dos sistemas de modo que atendam as demandas produtivas locais

O desmatamento na Amazônia Legal voltou a subir de forma consistente nos últimos anos, tendo chegado a mais de 11.000 km² em 2020¹. Não por acaso, o desenvolvimento sustentável da região tem estado na pauta de debates acerca de meio ambiente e economia, tanto em nível local como global. Representantes de governos estrangeiros, bancos de desenvolvimento e fundos de investimentos tem pressionado por políticas efetivas para a região.

Nesse contexto, cientistas, pesquisadores, tomadores de decisão, políticos, movimentos sociais e comunidades locais têm advogado pela necessidade de um outro modelo para o desenvolvimento da

1 <http://www.obt.inpe.br/OBT/noticias-obt-inpe/a-taxa-consolidada-de-desmatamento-por-corte-raso-para-os-nove-estados-da-amazonia-legal-ac-am-ap-ma-mt-pa-ro-rr-e-to-em-2019-e-de-10-129-km2>

região. Simão (2020, p.30) sintetiza bem o que seriam as características gerais desse novo modelo:

O princípio orientador no desenvolvimento de uma economia da floresta e sociedades sinérgicas não é ver a região como mero produtor de *commodities* primárias (agrícolas, madeiras, minerais etc.) para insumos de indústrias em outros lugares, mas sim ter raízes profundas na geossociobiodiversidade da região amazônica como elemento fundamental e promover os benefícios (sociais, econômicos, ambientais) para a população local. Esses negócios devem visar ao desenvolvimento de uma 'economia verde', equitativa e socialmente inclusiva, orientada para a biodiversidade, aproveitando o valor da natureza por meio de oportunidades de mercado para produtos e serviços sustentáveis oriundos da Amazônia, de suas florestas, ecossistemas e sociedades.

O relatório elaborado no âmbito do Projeto “Cooperação com o Fundo Amazônia/BNDES”¹, que aborda os caminhos para enfrentar os desafios sociais e ambientais na Amazônia, também já apontava, há alguns anos, para a necessidade de combinar combate ao desmatamento com valorização da “floresta em pé”, geração de trabalho e renda e conservação da biodiversidade (GIZ, 2012). Há uma série de atividades produtivas que podem combinar todos esses elementos, tais como, por exemplo, as cadeias de valor de produtos agroflorestais (castanhas, cacau, açaí, cupuaçu, óleos vegetais etc.) e da pesca.

O desenvolvimento dessas diferentes atividades produtivas, normalmente fundamentadas por conceitos como “Economia Verde” ou “Bioeconomia”, ainda apresenta uma série de desafios a serem superados. A disponibilidade de energia elétrica para as cadeias produtivas locais é um desses desafios. Como bem apontou GIZ (2012, p.110):

Processos de beneficiamento, transporte e especialmente industrialização de produtos da Amazônia requerem maior disponibilidade de energia (...). Na área rural, o acesso à rede elétrica é ainda mais limitado, embora haja esforços consideráveis em modificar esse quadro por meio do Programa Luz para Todos. A capacidade de eletrificação rural, no entanto, visa ao uso doméstico e não atende às necessidades energéticas para beneficiamento e industrialização local de produtos.

1 BNDES: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

À primeira vista, parece acertado o Manual de Operacionalização do MLA ao explicitar o foco do Programa:

Primando pela integração de ações das várias esferas de Governo, o Programa tem como foco o desenvolvimento social e econômico destas comunidades, fomentando atividades voltadas para o aumento da renda familiar, com o uso sustentável dos recursos naturais da Região, e conseqüente promoção da cidadania e da dignidade daquela população (MME, 2020, p. 4).

No entanto, os critérios técnicos estabelecidos e os primeiros encaminhamentos dados ao Programa mostram que, pelo menos por ora, ele se limita, na prática, ao fornecimento de energia elétrica para as necessidades mínimas das comunidades, restritas ao uso doméstico. Demandas superiores ao atendimento apenas das necessidades residenciais básicas não estão excluídas formalmente do Programa, mas “a disponibilidade energética mensal mínima, proposta no Programa de Obras, será avaliada pelo MME”. Além disso, o Art. 4º, § 1º, do Decreto Nº 10.221/2020; estabelece que o MME definirá a potência que o sistema de geração de energia elétrica disponibilizará no ponto de entrega.

Saliente-se ainda que uma eventual solicitação de aumento da potência disponibilizada no Programa ficará condicionado ao pagamento da participação financeira do consumidor. A ANEEL, por meio de uma minuta de Resolução Normativa para regulamentar o Programa propõe em seu Art. 5º que:

Após o atendimento pelo Programa Mais Luz para a Amazônia, o aumento da potência disponibilizada ficará condicionado ao pagamento da participação financeira do consumidor, observado o art. 30 da Resolução Normativa nº 493¹, de 2012 e as disposições previstas nas Condições Gerais de Fornecimento.

Na prática, significa que a distribuidora deverá atender, sem ônus ao consumidor, apenas a solicitação de aumento de carga que possa ser efetivada até o limite da disponibilidade mensal de 80 kWh por unidade consumidora.

Obviamente, esses critérios técnicos implicam um ônus excessivo, colocando em risco a possibilidade de oferecer energia elétrica

1 Art. 30: “A distribuidora deve atender sem ônus à solicitação de aumento de carga que possa ser efetivada com a utilização de sistemas com disponibilidade mensal de até 80 kWh/UC, desde que decorrido, no mínimo, um ano desde a data da ligação inicial ou desde o último aumento de carga.”

para atender a demandas produtivas e, portanto, do desenvolvimento econômico das comunidades.

5.2 Articulação do MLA com outras políticas setoriais

Avaliando experiências anteriores de geração descentralizada na Amazônia (VAN ELS, 2012), percebe-se que a eletrificação precisa ser parte de um conjunto de ações interligadas com vistas ao desenvolvimento da comunidade local, exigindo, portanto, a utilização de instrumentos apropriados à essa finalidade. Da mesma forma, Haaniyka (2006, p. 2.978) avaliando iniciativas de eletrificação rural em países em desenvolvimento, conclui que “a fim de alcançar benefícios econômicos, sociais e ambientais, a eletrificação rural deve ser integrada com políticas de desenvolvimento”.

Nesse sentido, fez bem o Decreto Nº 10.221/2020 que cria o MLA ao explicitar no Art. 1º, § 4º que:

O Ministério de Minas e Energia articulará, com os demais Ministérios e com outros órgãos e entidades que julgar conveniente, a implementação de ações de desenvolvimento socioeconômico para as quais seja necessária a disponibilidade do serviço público da energia elétrica.

Em função de sua diversidade cultural, econômica e ambiental, a Amazônia revela uma variedade de produtos e processos produtivos característicos das realidades locais. Como insumo para o planejamento da oferta de energia elétrica e o estabelecimento de metas de atendimento nas regiões remotas é imprescindível mapear essas cadeias produtivas e levantar demandas de energia reprimidas a elas associadas. Este é um trabalho que não se espera ser levado a cabo apenas pelas distribuidoras. Assim, surpreende o fato de o Programa já ter definido as metas de atendimento, sem explicitar as localidades a serem atendidas, potência/energia a ser disponibilizada, cadeias produtivas locais a serem incentivadas etc. Ao que parece, as metas estabelecidas estão relacionadas apenas ao atendimento da demanda domiciliar, não levando em conta o Art. 1º, § 4º do decreto que criou o MLA.

O adequado seria que a articulação prevista fosse levada a cabo, de modo que políticas de inclusão produtiva (financiamento, assistência técnica, apoio à comercialização etc.) acompanhassem a oferta de serviços públicos de energia elétrica nas regiões remotas e, assim, fundamentassem e oferecessem condições para que a definição

das metas anuais das distribuidoras incorporasse o atendimento às demandas produtivas. Afinal,

Eletrificação rural requer uma visão e escopo mais amplos, muito além dos interesses dos fornecedores de serviços públicos de energia elétrica. As concessionárias vendem energia e não são agências de desenvolvimento (VAN ELS et al, 2012, p. 1452).

5.3 Planejamento da logística de instalação e de descomissionamento dos sistemas de geração

A garantia de acesso à eletricidade para comunidades remotas da Amazônia, dependendo da velocidade a ser dada ao processo, exigirá um fornecimento contínuo e estável de componentes para sistemas de geração (painéis, baterias etc.) e serviços associados. Além disso, um futuro descomissionamento e reposição desses sistemas, devido ao fim de suas vidas úteis ou a um processo de manutenção, deve ser feito de forma adequada, a fim de evitar riscos ambientais em áreas sensíveis da Amazônia (ex. descarte de baterias¹). O dimensionamento e o tratamento dessas questões ainda não fizeram parte das discussões sobre o processo regulatório.

O Brasil possui parte da cadeia fotovoltaica, tecnologia de geração que, como dito anteriormente, tem sido a preferência do MME no planejamento do MLA, e oferece diversos serviços relacionados ao segmento, como gestores de projetos, integradores de sistemas, associações de classe, instituições de ensino etc. Porém, atender, de forma coordenada, a um programa que se propõe a instalar, anualmente, milhares de sistemas *off grid*² em áreas remotas da Amazônia ainda é, ao que tudo indica, uma tarefa a ser planejada e tornada pública pelo MME e pelas distribuidoras.

As distribuidoras no norte do Brasil já têm alguma experiência com projetos de geração descentralizada a partir de fontes de energia renováveis. No entanto, não se pode afirmar com certeza que estão preparados para atender um programa efetivo de universalização da energia elétrica em áreas remotas, especialmente se contempladas as demandas produtivas.

Vale lembrar que problemas de suprimento de equipamentos e serviços já foram experimentados no LPT. Conforme relata IICA (2011),

¹ Como o programa "Mais Luz para a Amazônia" só permite serviços com fontes renováveis, com alguma inclinação para o uso da tecnologia fotovoltaica, o armazenamento de energia com baterias deve ter um papel importante nos sistemas a serem instalados.

² Sistema *off grid*: sistema independente de geração de eletricidade, desconectado de uma rede centralizada administrada por uma distribuidora de energia elétrica.

o LPT

desencadeou uma demanda por equipamentos muito maior do que a usual, levando a duas consequências, sendo a primeira uma queda na velocidade de implementação do Programa. Outra consequência foi que os preços desses equipamentos, devido a esse grande aumento de demanda, dispararam nas indústrias e fornecedores de matérias (...). Além disso, a mesma pressão que se deu sobre o mercado de produtos ocorreu sobre o mercado de serviços. O elevado número de ligações demandado provocou uma grande carência de mão-de-obra para realizar instalações elétricas, montagem de equipamentos e outros, levando à necessidade de criação de programas de formação de mão de obra específicos para essas finalidades.

5.4 Envolvimento das comunidades na operação e manutenção dos sistemas

É preciso levar em conta, novamente, as lições aprendidas no PRODEEM, que, entre 1996 e 2003, instalou cerca de 9.000 sistemas fotovoltaicos, muitos dos quais apresentaram falhas ou deixaram de operar por falta de manutenção (TRIGOSO et al, 2010; GALDINO, 2002; COPETTI; MACAGNAN, 2007). No estado do Amapá, por exemplo, foram instalados 48 sistemas fotovoltaicos em 11 municípios, no período de 1998 a 2003. Desses sistemas, 39 tiveram insucesso, ou seja, 81,25% permaneceram fora de operação (FONSECA et al, 2016).

Pode-se citar também uma auditoria de avaliação do PRODEEM realizada em 2003 pelo Tribunal de Contas da União (TCU) que conclui, entre outras questões, pela necessidade de treinamento e capacitação de responsáveis pela manutenção, acompanhamento e assistência técnica dos sistemas, bem como maior envolvimento das comunidades e governos locais no Programa (TCU, 2003). Els (2012) vai na mesma direção ao apontar que a participação da comunidade local na concepção e execução dos sistemas, por meio de associações ou cooperativas, foi um fator importante para as experiências de maior sucesso na Amazônia.

Levando-se em conta as primeiras iniciativas tomadas pelo governo até agora no que se refere à operação e manutenção dos SIGFIs e MGDIs, pelo menos aquelas manifestadas em documentos publicizados, não se pode dizer que a questão da sustentabilidade de longo

prazo dos sistemas esteja bem encaminhada e nem que as comunidades estejam sendo satisfatoriamente envolvidas.

5.5 Garantias de financiamento da universalização do acesso à energia elétrica

Conforme já explicitado, a universalização do acesso à energia elétrica é um dos itens de despesa da CDE, cuja principal fonte de receitas são as cotas pagas pelos agentes que comercializam energia com os usuários finais; cotas essas que fazem parte das contas pagas pelos consumidores de eletricidade. Em 2019, essas cotas aportaram R\$ 16,2 bilhões à CDE, correspondendo a 80,1% do seu orçamento total (SEPAC, 2019). Dado que os valores de tais cotas recaem, ao final das contas, na tarifa de energia elétrica, tem havido uma pressão crescente por parte de diferentes setores da sociedade no sentido de reduzir as despesas da CDE.

Já em 2016, a Lei Federal nº 13.360 atribuiu ao Poder Concedente a obrigatoriedade de apresentar um plano de redução estrutural das despesas da CDE. Mais recentemente, o Ministério da Economia posicionou-se de forma mais contundente sobre o tema, alertando:

para o fato de que os encargos setoriais têm aumentado sua participação na tarifa de energia elétrica, distorcendo o custo desse serviço público no Brasil. A existência dessa distorção é prejudicial ao setor elétrico como um todo, constituindo-se em uma das principais causas das ineficiências nesse mercado, prejudicando a competitividade dos preços da energia elétrica (SECAP, 2019, p.3).

Ainda no mesmo relatório lê-se:

Levando-se em conta o aumento substancial dos encargos e os benefícios inerentes à diminuição dos mesmos, entende-se como oportuna a abertura do debate sobre racionalização dos encargos (SECAP, 2019b, p.21).

É de se esperar que a busca por racionalização dos encargos da CDE abra uma disputa por recursos entre suas diversas finalidades, colocando em risco a disponibilização do montante necessário para levar a frente os programas de universalização. Sinal de que esse risco é real já foi dado tanto pelo Decreto 9.357/2018, que prorrogou o LPT até 2022, bem como pelo Decreto que implantou o Programa MLA, os quais condicionaram, explicitamente, o atendimento das metas de universalização à disponibilidade orçamentária e financeira da CDE.

A ANEEL submeteu para consulta pública uma proposta de orçamento da CDE para 2021 no valor de R\$ 24,1 bilhões. Por sua vez, o MME definiu para o mesmo ano um orçamento de R\$ 1,14 bilhões para realizar 97.754 ligações no âmbito dos Programas LPT e MLA (4,7% da CDE)¹. Pouco para um esforço de universalização criado para saldar um importante passivo social do país e que, em 2013, chegou a responder por 14,4% do orçamento da CDE, o que totalizava R\$ 2,03 bilhões reservados para a universalização da energia elétrica. De fato, se faz necessária uma reavaliação das prioridades para o uso dos recursos da CDE. A Figura 4 (ANEEL), referente às despesas da CDE no ano de 2020, ilustra a participação do programa LPT frente a outras parcelas da Conta.

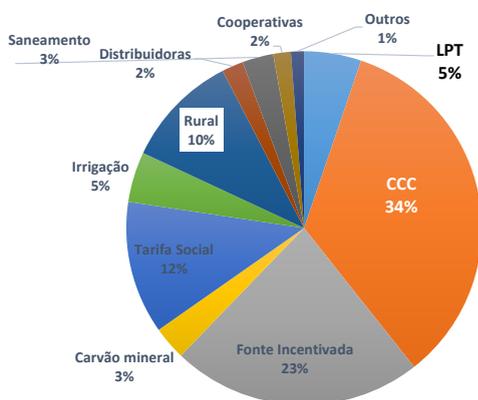


Figura 4 - Despesas da Conta de Desenvolvimento Energético em 2020

Em se tratando especificamente da Amazônia Legal, chama a atenção os gastos com os Sistemas Isolados que, em 2020, chegaram a R\$ 7,49 bilhões, representando 34% da CDE. Como é sabido, devido ao alto preço do óleo diesel e sua logística de transporte, os custos de geração nesses sistemas são muito superiores aos praticados no SIN e sua manutenção tem sido subsidiada por meio da Conta de Consumo de Combustível (CCC)², um encargo setorial, pago pelos consumidores do SIN, a partir da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

¹ Disponível em http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=4fad07f4-f548-78e4-2fc9-6dcf40767742&groupId=36156

² Até 2012, esse encargo possuía uma conta dedicada, apresentando sua cobrança separada na tarifa de todos os consumidores. A partir da promulgação da Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, a CCC tornou-se um item da CDE (SECAP, 2019).

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Nas duas últimas décadas, os resultados alcançados pelos esforços de universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica no Brasil são notáveis. No entanto, ainda não se pode dizer que as políticas públicas existentes no país são suficientemente sólidas e articuladas para garantir que, em áreas remotas da Amazônia, as comunidades tenham acesso, de forma duradoura, à eletricidade com a qualidade e na quantidade adequada para propiciar o necessário desenvolvimento local. Tendo presente os elementos críticos apresentados nas seções anteriores, parece evidente a necessidade de aperfeiçoamentos nos programas de universalização de energia elétrica.

Se o objetivo é promover o desenvolvimento social e econômico das comunidades nas regiões remotas da Amazônia, a geração descentralizada almejada no MLA deve ser estruturada a partir de sistemas com capacidade para, além das demandas residenciais, atender as demandas produtivas locais. Assim, os programas de universalização do acesso à energia elétrica devem incluir nas metas das distribuidoras o atendimento a essas demandas das comunidades. O georreferenciamento com vistas a visualização das localidades ainda desatendidas e sua distribuição espacial é essencial para o planejamento logístico e levantamento dos custos da universalização.

Também é essencial a integração do Programa Mais Luz para Amazônia com outros programas e políticas governamentais que promovam as cadeias produtivas e o desenvolvimento local. Como bem coloca Van Els (2012, p. 1459), a universalização da energia:

não se trata de divulgação ou promoção de tecnologias alternativas ou criação de mercados para equipamentos modernos de geração de eletricidade, mas da criação e aplicação de instrumentos para apoiar o desenvolvimento local por meio da eletrificação rural.

Conforme explicitado anteriormente, a ampliação do acesso à eletricidade nas comunidades remotas da Amazônia exigirá o fornecimento contínuo de componentes para sistemas de geração e serviços associados. Além disso, quando necessário, o descomissionamento desses sistemas também deverá ser feito de forma adequada. Assim, o planejamento da logística de abastecimento e descomissionamento dos sistemas de geração (painéis fotovoltaicos, baterias etc.) na escala necessária para universalizar o acesso à energia elétrica deverá ser explicitado no Plano de Obras das Distribuidoras.

Visando a sustentabilidade de longo prazo do investimento, os projetos deverão ser acompanhados por capacitação das comuni-

dades locais para operação e manutenção dos sistemas de geração. Isso as tornaria relativamente autônomas e facilitaria o tratamento de problemas menos complexos, que tenderiam a ser de demorada resolução se dependessem apenas de técnicos de fora da região. Vale destacar aqui uma das recomendações do Simpósio “Soluções Energéticas para Comunidades Amazônicas¹”, realizado em 2019 na cidade de Manaus e que contou com a presença de 830 participantes, entre lideranças indígenas e comunitárias de diversos estados da Amazônia, representantes do governo federal e estadual, setor financeiro, indústria e comércio, centros de pesquisas, organizações da sociedade civil, agências de cooperação, gestores públicos, empresários e estudantes:

A expansão do atendimento em regiões remotas deve ser acompanhada de um robusto programa de treinamento e capacitação para a gestão dos sistemas de geração de energia elétrica. Desta forma torna-se também oportuna a realização de estudos e consultas sobre a viabilidade de operação e manutenção dos sistemas de geração de energia pelas comunidades ou suas associações.

Além da capacitação, é importante destacar também a necessidade de envolvimento das comunidades na identificação do arranjo tecnológico mais adequado às características dos processos produtivos locais; “(...) ainda que positivo ver a solar fotovoltaica como tecnologia prioritária, é preciso lembrar o conceito de tecnologia mais apropriada e a importância de preservá-lo no caso da Amazônia” (IEMA, 2018, p. 52). Essa ideia é reforçada por Van Els (2012, p.1459) quando afirma que:

as políticas, os programas e projetos devem começar com uma avaliação das necessidades das pessoas, em vez de um plano para promover uma tecnologia específica. As necessidades das diferentes comunidades rurais variam amplamente, e encontrar tecnologias apropriadas e estratégias de implementação eficazes pode ser muito específico do local.

As metas de eletrificação rural das distribuidoras de energia devem ser submetidas à consulta pública antes de sua consolidação pelo MME, de modo que se possa conhecer e discutir critérios adotados, cronogramas etc. Nesse ponto vale destacar que a própria ANEEL (2020, p. 5) propõe que as metas do Programa Mais Luz para a Amazônia:

¹ <https://feira.energiaecomunidades.com.br/>. Acessado em 15/04/2021.

sejam submetidas à discussão na consulta pública, de forma a oportunizar às distribuidoras e à sociedade em geral se manifestarem se esse quantitativo pode ser adotado como meta inicial ou se há a necessidade de revisão. Assim, considerando que esse quantitativo servirá apenas como subsídio inicial ao MME, avalia-se que as distribuidoras deverão declarar as demandas existentes em sua área de atuação durante a própria consulta pública (...).

Sem dúvida se faz necessária uma revisão de prioridades dadas às várias finalidades da CDE, com vistas a resgatar seu caráter social, garantindo os recursos necessários para levar a cabo os programas de universalização. Há despesas na CDE que, talvez, não se justifiquem e, a partir de um debate com a sociedade, poderiam ser reduzidas, redirecionadas ou eliminadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica 0030/2020-SED/SRG/ANEEL. Brasília:2020, 9 p.

COPETTI, J.B.; MACAGNAN, M.H. Baterias em Sistemas Solares Fotovoltaicos. In I Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza: 2007.

ELS, R.H.; VIANNA, J. N. S.; BRASIL JR.; A. C. P. The Brazilian experience of rural electrification in the Amazon with decentralized generation – The need to change the paradigm from electrification to development. In Renewable and Sustainable Energy Reviews 16, p.1450– 1461, 2012.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Planejamento do Atendimento aos Sistema Isolados Horizonte 2024 – Ciclo 2019. Rio de Janeiro: 2020, 55p.

FONSECA, C. S.; MONTEIRO, F; BRITO, A. U. Implantação de Sistemas Fotovoltaicos em Comunidades remotas no Estado do Amapá: A Política Pública, Desafios e Possibilidades. In Congresso Brasileiro de energia Solar. Belo Horizonte: 2016.

GALDINO, M. A.; LIMA, J. H. G. PRODEEM – The Brazilian Programme for Rural Electrification using Photovoltaics.

GIZ – COOPERAÇÃO ALEMÃ PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL – Relatório do Projeto “Cooperação com o Fundo Amazônia/BNDES. Oportunidades de Apoio a Atividades Produtivas Sustentáveis na Amazônia. Brasília: 2012, 200 p.

HAANYIKA, C. M. Rural electrification policy and institutional linkages. In *Energy Policy* 34, p. 2977-2993, 2006.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. Acesso aos serviços de energia elétrica nas comunidades isoladas da Amazônia: mapeamento jurídico-institucional. São Paulo: 2018, 71 p.

IEMA - INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. Exclusão Elétrica na Amazônia Legal: Quem ainda está sem Acesso na Amazônia Legal. São Paulo: 2020, 36 p.

IICA – INSTITUTO INTERAMERICANO DE COOPERAÇÃO PARA A AGRICULTURA. Universalização de Acesso e Uso da Energia Elétrica no Meio Rural Brasileiro – Lições do Programa Luz para Todos. Brasília: 2011, 91p.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Manual de Operacionalização do Programa Mais Luz Para a Amazônia. Anexo à Portaria Nº 244/GM, 16/06/2020. Brasília: 2020, 19p.

SECAP – Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria do Ministério da Economia. Conta de Desenvolvimento Energético: Subsídios Públicos ou Cruzados. In *Boletim Mensal sobre os subsídios da União*. Brasília:2019, 14p.

SECAP – Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria do Ministério da Economia. Visão da SECAP sobre o Setor de Energia. Brasília:2019, 24p.

SIMÃO, M. A. R. S. O papel da Universidade na Amazônia na geração de Conhecimento para Estimular a economia da Floresta. In *Revista Interesse Nacional*, Ano 13, Edição Especial 01- Bioeconomia, p.26 – 30.

TCU – TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. Avaliação do TCU sobre o Programa Energia das Pequenas Comunidades. Brasília; 2003, 21 p.

TRIGOSO, F. M.; QUAGLIA, R. B.; MORAES, A. M.; OLIVEIRA, S. H. F. Panorama da geração distribuída no Brasil baseada no uso da tecnologia solar fotovoltaica. In *Revista Brasileira de Energia Solar*, V.1; N.2, p.127-138, 2010.

EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO SETOR DE ENERGIA, NO BRASIL

Arnaldo Walter¹

¹*Universidade Estadual de Campinas*

DOI: 10.47168/rbe.v27i3.646

RESUMO

O Brasil é um dos maiores emissores globais de gases de efeito estufa (GEE), embora sua parcela seja relativamente pequena se comparada aos dois maiores emissores (China e EUA). Ao contrário de muitos países, o perfil de emissões no Brasil também é distinto, com participação relativamente pequena do setor de energia. Neste artigo, é analisado o perfil das emissões em energia, sua evolução na última década e as perspectivas até 2030. Desde 2014, as emissões de GEE associadas às cadeias energéticas caíram, mas isso se deve à longa crise, e a perspectiva é de que voltem a crescer com a retomada da atividade econômica. É positivo que a matriz energética nacional possua uma grande parcela de fontes renováveis e que haja potencial de crescimento da bioenergia, energia eólica e solar. No entanto, as oportunidades de mitigação de baixo custo em energia também devem se tornar mais limitadas em um período de 10 a 20 anos, além de que o sistema também é vulnerável às mudanças climáticas. Nesse sentido, partindo do pressuposto de que o país terá que continuar reduzindo suas emissões, visando chegar ao zero líquido em meados deste século, ou mesmo um pouco mais tarde, surgem grandes desafios. E isso também porque é provável que as emissões ainda não controladas devido ao desmatamento tenham que ser parcialmente compensadas no setor de energia.

Palavras-chave: Gases de efeito estufa, Emissões, Mitigação, Energia, Desafios.

ABSTRACT

Brazil is one of the largest global emitters of greenhouse gases (GHG), although its share is relatively small compared to the two largest emitters (China and the USA). Unlike many countries, the emissions profile in Brazil is also distinct, with relatively small participation from the energy sector. In this paper, the profile of energy emissions is analysed, as well as its evolution over the last decade and prospects until 2030. Since

2014, GHG emissions associated with energy chains have fallen in Brazil, but this is due to the long crisis in many years, and the perspective is that they will grow again with the resumption of economic activity. It is positive that the Brazilian energy matrix has a large portion of renewable sources and that there is potential for growth in bioenergy, wind and solar energy. However, low-cost energy mitigation opportunities are also likely to become limited over a period of 10 to 20 years, and the system is vulnerable to climate change itself. In this sense, assuming that the country will have to continue reducing its emissions, aiming to reach net zero in the middle of this century, or even a little later, great challenges arise. And this is also because it is likely that the yet uncontrolled emissions due to deforestation will have to be partially offset in the energy sector.

Keywords: Greenhouse gases, Emissions, Mitigation, Energy, Challenges.

1. INTRODUÇÃO

Segundo a publicação *The Gap Report*, de 2020 (UNEP, 2020), as emissões globais de gases de efeito estufa (GEE) somaram 59,1 GtCO₂e em 2019 (bilhões de toneladas equivalentes de CO₂), incluindo as emissões associadas à mudança do uso da terra¹ (*Land Use Change – LUC*, em Inglês), com uma margem de erro de $\pm 5,9$ GtCO₂e. As emissões globais, quando não computadas aquelas associadas ao LUC, foram estimadas em $52,4 \pm 5,2$ GtCO₂e. Esses valores correspondem à equivalência entre gases de efeito estufa com uso do potencial de aquecimento global (*Global Warming Potential – GWP*) calculado em um horizonte de 100 anos, cujos valores foram publicados no *4th Assessment Report* do IPCC (GWP 100 – AR4) (UNEP, 2020).

Ainda em 2019, segundo ao mesmo *The Gap Report*, as emissões que são atribuídas à queima de combustíveis fósseis somaram $38,0 \pm 1,9$ GtCO₂e, o que indica que as emissões das cadeias energéticas representam algo próximo a 2/3 das emissões totais. Tanto as emissões totais quanto aquelas atribuídas às cadeias energéticas atingiram seus máximos históricos em 2019.

A Agência Internacional de Energia (IEA, em Inglês) estima que as emissões de CO₂ associadas às cadeias energéticas tiveram redução de 5,8% em 2020, em relação ao ano anterior, por conta dos

¹ Em Inglês, a designação correta da categoria de emissões é LULUCF, para *Land Use, Land Use Change and Forestry activities*. Em Português, a categoria é designada como Uso da Terra, Mudança de Uso da Terra e Florestas. Em um inventário, a contribuição líquida dessa categoria pode ser positiva, no caso de desmatamento, o que resulta aumento das emissões totais, ou pode ser negativa, em associação à boa gestão de florestas, ou seja, a remoções, com retirada de carbono da atmosfera.

impactos da pandemia do COVID-19. Em termos absolutos, a redução foi de aproximadamente 2 MtCO₂¹ (IEA, 2021). No futuro, os efeitos da pandemia sobre a evolução das emissões dependerão da velocidade da retomada das atividades econômicas e dos efeitos do que se chama “transição energética” (*energy transition*).

Transição energética é um conceito associado às mudanças de matrizes energéticas. Recentemente, o uso do termo tem sido associado principalmente às transformações do setor energético que resultariam, na segunda metade do Século XXI, em drástica redução do suprimento de fontes fósseis de energia; no limite, ocorreria a transição para matrizes energéticas com zero carbono. Neste número especial da Revista Brasileira de Energia, o tema é tratado por Percebois (2021) e por Ferreira e Machado (2021). A principal razão para a esperada transição é a necessidade de drástica redução das emissões de GEE, mas são também aspectos determinantes a diversificação dos agentes econômicos no setor energético, os desenvolvimentos tecnológicos e as reduções de custos associadas, e os rápidos avanços das tecnologias de gestão de informações (IRENA, 2021).

Dada a importância das emissões das cadeias energéticas no total das emissões de GEE, qualquer plano de redução das emissões para que haja probabilidade significativa de que a temperatura da Terra não supere 1,5-2,0°C, neste século, pressupõe drásticas mudanças das matrizes energéticas e dos padrões de consumo. A mesma IEA mostra que no cenário em que a temperatura não superaria 1,5°C (*Sustainable Development Scenario*) será preciso alcançar emissões líquidas nulas nas cadeias energéticas, em 2070, e essas teriam que ser negativas a partir de então (IEA, 2020a). Evidentemente, trata-se de um desafio sem precedentes, em função do enorme estoque de instalações e equipamentos, dos investimentos que serão requeridos, e dos interesses de empresas e governos que dominam cadeias de suprimento de energéticos fósseis.

Neste artigo é analisada a evolução das emissões de GEE no setor energético brasileiro, no período 2010-2019, e as perspectivas na década 2021-2030. Os dados relativos a 2020 não estavam consolidados quando este artigo foi escrito, em Maio de 2021. O artigo está estruturado em cinco seções, além desta Introdução. Na próxima seção são apresentadas informações sobre as emissões mundiais de GEE, e quais países são os principais emissores. Na terceira seção é analisada a evolução recente das emissões no setor energético, no mundo, e as perspectivas de significativa redução, nas próximas décadas. Na quarta seção é analisada a evolução das emissões de GEE nas

1 Em suas publicações mais recentes a IEA usa o GWP 100 publicado no 5th *Assessment Report* (GWP 100 – AR5). A redução de 2 MtCO₂ nas emissões corresponde a 5,8% de aproximadamente 36 GtCO₂, que é o valor apresentado pela IEA para as emissões das cadeias energéticas (IEA, 2020).

cadeias energéticas, no Brasil, na última década, enquanto a quinta seção é dedicada à análise das perspectivas para os próximos 10 anos. Finalmente, as conclusões são apresentadas na sexta seção deste artigo.

2. EMISSÕES MUNDIAIS DE GASES DE EFEITO ESTUFA E OS PRINCIPAIS EMISSORES

Grande parte dos inventários de emissões de GEE apresentam os resultados em cinco categorias, ou setores, e seguem metodologia definida pela Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC)¹. Essas categorias são Energia, Processos Industriais, Agropecuária, Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas e Tratamento de Resíduos.

Apesar da metodologia ser bem estabelecida e da atenção com que os resultados são acompanhados, há grande dificuldade para a atualização e para a minimização de divergências de informação. Os países Anexo I² do Protocolo de Quioto têm o compromisso de enviar à Convenção Quadro, todos os anos, seus inventários de emissões, e as informações disponíveis mais recentes são para 2018 (quando este artigo foi escrito). Já os países Não-Anexo I (entre eles o Brasil), são obrigados a enviar com menor frequência suas Comunicações Nacionais, com seus inventários, seguindo a mesma metodologia. Na base de dados da Convenção Quadro, entre os principais emissores Não-Anexo I, as informações mais recentes do Brasil e da Índia são de 2016, de 2014 para a China e de 2000 para a Indonésia (UNFCCC, 2021).

Outra dificuldade está na avaliação das emissões na categoria LULUCF, uma vez que se requer estimativa minimamente precisa das áreas com suas respectivas coberturas vegetais, e do estoque de carbono em cada cobertura. Assim, em muitas listas dos principais emissores são apresentadas informações sem a consideração daquelas associadas a LULUCF.

De acordo com a base de dados apresentada pelo *Climate Watch*³ (2021), em 2018 o Brasil era o sexto maior emissor mundial, como indicado na Tabela 1. A base apresenta estimativas para as emissões totais, incluindo LULUCF, e para o total das emissões mundiais naquele ano a indicação é que elas somaram 48,9 GtCO₂e (a UNEP

1 Em Inglês, *United Nations Framework Convention on Climate Change* – UNFCCC.

2 Aqueles aos quais, no Protocolo de Quioto, foram atribuídas metas de redução das emissões de GEE. São, essencialmente, os países que até então eram historicamente responsáveis pela maior parte das emissões de GEE, desde a Revolução Industrial.

3 A fonte de dados da publicação é o *Climate Analysis Indicators Tool* (CAIT), do *World Resources Institute* (WRI).

apresenta 55,3 GtCO₂eq para o mesmo ano); para as emissões do setor energia, o *Climate Watch* apresenta 37,2 GtCO₂e em 2018, enquanto a UNEP apresenta 37,5 GtCO₂e no mesmo ano. No ranqueamento dos maiores emissores do setor energia, a posição do Brasil é décimo terceiro. Unicamente consideradas as emissões das cadeias energéticas, o Japão é o quinto maior emissor, e o Irã o sétimo.

Na mesma tabela são apresentadas as informações mais recentes disponíveis na base de dados da CQNUMC. A comparação dos dados das duas bases só é possível no caso dos países Anexo I (na Tabela 1, EUA, Rússia e Japão), e pode-se concluir que as informações do *Climate Watch* são bastante adequadas para esse grupo. Para os países Não-Anexo I os registros da base CQNUMC não são compatíveis com a estimativa do *Climate Watch*, por causa da defasagem na divulgação de dados. Dos países considerados maiores emissores, na Indonésia e no Brasil a importância do setor energia sobre as emissões totais é reduzida, pois grande parte de suas emissões são na categoria LULUCF. Já no caso da Rússia, em função da grande remoção de carbono da atmosfera por causa da gestão das florestas, as emissões em energia são até maiores do que as emissões totais.

Para as emissões totais acumuladas no período 1990-2018, ainda a partir da base de dados apresentada pelo *Climate Watch*, a contribuição do Brasil foi 4,3%, como quinto maior país emissor, atrás da China (17,3%), EUA (15%), Índia (5,1%) e Rússia (4,7%).

Tabela 1 – Estimativa das emissões de GEE (MtCO₂eq), totais (incluindo LULUCF) e nas cadeias energéticas, segundo o *Climate Watch* (2018) e a CQNUMC (no caso, o ano da informação está à direita), e percentuais do setor energético sobre as emissões totais

País	Totais (T)	Energia (E)	E/T (%)	Totais (T)	Energia (E)	E/T (%)	Ano
	Climate Watch			CQNUMC			
China	11.705,81	10.318,51	88,1	11.185,41	9.558,58	85,5	2014
EUA	5.794,35	5.271,21	91,0	5.903,15	5.547,21	94,0	2018
Índia	3.346,63	2.424,58	72,4	2.531,72	2.129,74	84,1	2016
Rússia	1.992,08	2.275,62	114,2	1.629,55	1.752,62	107,6	2018
Indonésia	1.703,86	598,17	35,1	1.375,59	280,94	20,4	2000
Brasil	1.420,58	437,33	30,8	1.305,57	422,50	32,4	2016
Japão	1.154,72	1.090,42	94,4	1.180,95	1.085,72	91,9	2018

Tanto as emissões totais quanto as emissões relacionadas às cadeias energéticas são também usualmente ponderadas em relação à população total ou ao resultado macroeconômico da atividade econômica (PIB). Na Tabela 2 (IEA, 2020b) são apresentados os indicadores das emissões devido à queima de combustíveis, em 2018, per capita e por US\$2015. Como ilustração, na mesma tabela também são apresentados os indicadores do suprimento total de energia por unidade de PIB. Entre os maiores emissores individuais, as emissões per capita são mais altas nos EUA e na Rússia, enquanto as emissões por unidade do PIB são mais altas na Rússia e China. No caso das duas métricas, e por conta de sua matriz energética, as emissões do Brasil são significativamente menores do que a média mundial.

Tabela 2 – Emissões de CO₂, em 2018, devido à queima de combustíveis, per capita e por unidade do PIB (US\$₂₀₁₅)

País/Região	Emissões (MtCO ₂)	Emissões (tCO ₂ /capita)	Emissões (kgCO ₂ /US\$2015)	TES (toe/1.000 US\$ ₂₀₁₅)
Mundo	33.513,3	4,42	0,26	0,11
China	9.570,8	6,84	0,40	0,13
EUA	4.921,1	15,03	0,25	0,11
Índia	2.307,8	1,71	0,23	0,09
Rússia	1.587,0	10,99	0,43	0,21
Japão	1.080,7	8,55	0,20	0,08
Alemanha	696,1	8,40	0,17	0,07
Irã	579,6	7,09	0,37	0,17
Indonésia	542,9	2,03	0,16	0,07
Brasil	406,3	1,94	0,13	0,09

3. EMISSÕES MUNDIAIS DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO SETOR ENERGÉTICO

A Figura 1 (OWID, 2021) mostra a evolução mundial das emissões estimadas de CO₂ nas cadeias energéticas, entre 1850 e 2019; são destacadas as emissões associadas às principais fontes de energia fóssil. Exceto 2020, historicamente as emissões devidas às cadeias energéticas só tinham caído em momentos específicos, como na esteira da segunda crise de preços do petróleo (no início dos anos 1980), quando da Guerra do Golfo (no início dos anos 1990), e na crise

econômica de 2009. As emissões associadas ao carvão mineral ainda são as maiores, mas houve tendência de queda nos últimos anos por conta, principalmente, da gradual substituição do energético na geração de eletricidade. As emissões devido ao petróleo e ao gás natural (sem considerar as emissões devido a *flare*) cresceram continuamente até 2019, sendo que as taxas médias anuais de crescimento daquelas associadas ao consumo de gás natural são mais do que o dobro das associadas ao consumo de petróleo e derivados. A respeito, ver Tabela 3 (OWID, 2021).

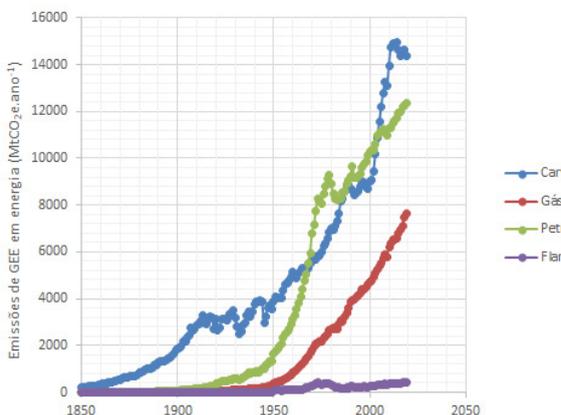


Figura 1 – Evolução das emissões de CO2 associadas a fontes fósseis de energia, entre 1850 e 2019

Tabela 3 – Taxas de crescimento das emissões das cadeias energéticas, em dois períodos, após o ano 2000, para o mundo e para os principais emissores no setor energético

País/ Região	Participação em 2019	C	G	P	E	C	G	P	E
		Taxas médias entre 2000-2019				Taxas médias entre 2010-2019			
Mundo	100,0%	2,5%	2,5%	1,0%	2,0%	0,3%	2,3%	1,0%	1,1%
China	27,9%	6,0%	12,8%	4,6%	6,0%	1,1%	12,9%	3,7%	2,0%
EUA	14,5%	-3,6%	1,6%	-0,2%	-0,7%	-6,5%	3,0%	0,3%	-0,8%
EU-28	9,0%	-2,9%	0,0%	-0,9%	-1,3%	-4,8%	-1,3%	-0,9%	-2,0%
Rússia	7,2%	-0,4%	0,9%	1,2%	0,7%	-0,6%	0,2%	2,0%	0,4%
Índia	4,6%	5,8%	5,8%	4,1%	5,3%	5,6%	-0,5%	4,9%	5,1%
Japão	3,0%	0,8%	1,3%	-2,5%	-0,7%	-0,3%	0,3%	-2,4%	-1,0%

Nota: C para carvão mineral, G para gás natural, P para petróleo e para o setor energético.

O crescimento das emissões de GEE no setor energético pode ser analisado pela variação da identidade de Kaya (1990) em um dado período. A identidade de Kaya é definida pela equação (1).

$$GEE_t = P_t \times (GDP/P)_t \times (TES/GDP)_t \times (CO_2/TES)_t \quad (1)$$

Sendo,

- GEE as emissões de gases de efeito estufa (no caso, CO₂);
- P a população no local estudado;
- (GDP/P) a renda per capita;
- (TES/GDP) o indicador de intensidade energética da atividade econômica;
- (CO₂/TES) o indicador da intensidade em carbono da matriz energética;
- t o momento objeto de análise.

Assim, a variação das emissões entre dois momentos no tempo pode ser calculada pela variação de cada um dos quatro parâmetros no mesmo intervalo, o que resulta em uma decomposição estrutural e permite a análise da contribuição das mudanças relativas desses parâmetros. Na Tabela 4 são apresentadas as variações de cada parâmetro nos intervalos 2000-2018 e 2010-2018, para o Mundo, países da OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico), e países não OCDE. Os resultados foram obtidos a partir dos dados apresentados pela IEA (2020b).

Tabela 4 – Variações percentuais dos parâmetros que compõe a identidade de Kaya – contribuições para as variações das emissões de GEE no setor energético

Período	Parâmetro	Mundo	OCDE	não OCDE
2000-2018	Δ(E)	1,2%	-0,8%	2,3%
	Δ(P)	1,2%	0,6%	1,3%
	Δ(GDP/P)	2,3%	1,5%	3,5%
	Δ(TES/GDP)	-2,1%	-2,2%	-2,3%
	Δ(CO ₂ /TES)	-0,2%	-0,6%	0,0%
2010-2018	Δ(E)	2,1%	-0,4%	4,2%
	Δ(P)	1,2%	0,6%	1,3%
	Δ(GDP/P)	2,4%	1,2%	4,2%
	Δ(TES/GDP)	-1,6%	-1,8%	-1,8%
	Δ(CO ₂ /TES)	0,1%	-0,5%	0,5%

Entende-se que o grupo OCDE (38 países em 2020) representa adequadamente o dos países ditos economicamente desenvolvidos, enquanto o grupo não OCDE corresponde ao dos países emergentes ou não desenvolvidos economicamente. Nos dois períodos, os dois grupos tiveram reduções similares da intensidade energética da atividade econômica. Os países OCDE também tiveram redução da intensidade de carbono de suas matrizes energéticas, e a combinação dos dois efeitos foi suficiente para anular a tendência de crescimento das emissões associada ao crescimento populacional e ao da renda per capita. Isso não ocorreu nos países não OCDE. Como o crescimento populacional tende a ser maior nos países não OCDE, bem como é de se esperar maiores taxas de crescimento da renda per capita, a redução das emissões de GEE no setor energético só poderá ocorrer com rápida e acentuada reestruturação das atividades econômicas, aumento da eficiência energética, e avanço na transição energética.

O tamanho do desafio é potencializado, primeiro, pelo fato do consumo de energia per capita nos países não-OCDE ainda ser muito menor do que nos países OCDE: 55 GJ.capita⁻¹ versus 179 GJ.capita⁻¹, considerado o suprimento de energia primária (BP, 2020). O segundo aspecto que ilustra o desafio é que se estima que em 2019 havia pouco mais de 770 milhões de pessoas sem acesso físico às redes elétricas, e todas elas viviam em países não-OCDE (IEA, 2020b).

Na visão da IEA, para que a elevação de temperatura da Terra não exceda 1,5°C neste século, é preciso que a neutralidade em carbono dos sistemas energéticos seja alcançada em 2070 (IEA 2020a). Em Maio de 2021 a mesma IEA divulgou um estudo no qual é apresentada proposta bem mais ambiciosa, para que a neutralidade em carbono seja alcançada em 2050. No estudo anterior, a neutralidade na geração de eletricidade deveria ser alcançada em 2055, enquanto em transportes e na indústria ainda haveria emissões líquidas positivas, mas proporcionalmente pequenas, em 2070.

Em relação a um cenário tendencial, a redução de emissões em energia deveria alcançar 35,8 GtCO₂e em 2070, sendo pouco mais de 12 GtCO₂e na geração de eletricidade, mais de 10 GtCO₂e nas indústrias, e próximo a 8 GtCO₂e em transportes. Na geração de eletricidade, aproximadamente a metade da redução das emissões deveria vir da penetração de fontes renováveis, exceto bioenergia, e pouco mais de um quarto do emprego de sistemas CCUS (*carbon capture, utilization and storage*). No caso da indústria, um terço da redução das emissões de GEE deveria ser decorrente da substituição de combustíveis fósseis por eletricidade e pouco mais de 40% deveriam advir de sistemas CCUS e do uso de bioenergia, com contribuições aproximadamente iguais. Já no caso dos transportes, a mobilidade elétrica contribuiria com grande parte da redução das emissões (aproximada-

mente 40%), sendo que a contribuição combinada do uso de hidrogênio, da bioenergia e do ganho de eficiência (na ordem de importância), representaria aproximadamente 55% da redução das emissões.

A Figura 2 (IEA, 2020a) ilustra a contribuição potencial de diferentes tecnologias para com a redução das emissões de GEE no setor energético, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2020a). Na visão da Agência, que coincide com a de várias outras organizações e muitos analistas, significativa contribuição deverá vir da substituição de combustíveis fósseis por eletricidade, desde que as emissões na geração de eletricidade sejam sensivelmente reduzidas. A captura e armazenamento de carbono, e eventualmente a utilização do carbono capturado (e.g. na produção de combustíveis sintéticos), permitiria a redução das emissões nos sistemas que ainda utilizassem fósseis, além de emissões negativas no caso dos sistemas de bioenergia (desde que com uso de biomassa sustentável)¹. Também cabe destacar a contribuição da mudança de comportamentos (demanda evitada) e da eficientização energética (melhora de tecnologia). Estima-se que 35% da redução de emissões estaria associada a tecnologias que atualmente não são comerciais (no fim de 2020).

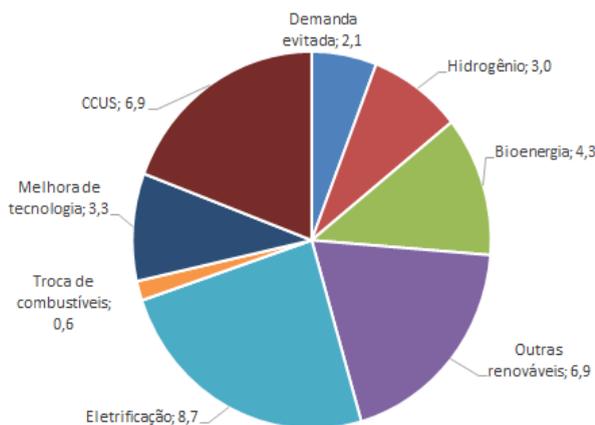


Figura 2 – Contribuição de diferentes tecnologias para a redução das emissões de GEE no setor energético, em 2070, em relação a cenário tendencial. Os valores correspondem a emissões evitadas, em GtCO₂e.ano⁻¹

4. EMISSÕES DE GEE NO BRASIL E A PARTICIPAÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO

No Brasil, os dados oficiais de emissões de GEE são divulgados pelo Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovações – MCTI (BRASIL, 2021). Por ser Não-Anexo I, o país precisa enviar a CQNUMC suas Comunicações Nacionais, e até agora foram enviadas quatro. A última foi publicada no final de 2020, e apresenta dados até 2016. Cabe comentar que não há compatibilidade dos dados entre a Terceira e a Quarta Comunicações, mesmo para anos que já deveriam ter registros consolidados, e mesmo comparando valores com uso da mesma métrica (GWP)¹.

Como mencionado anteriormente, a CQNUMC publica os inventários de emissões de GEE de vários países, e entende-se que as informações divulgadas são oficiais, no sentido de que são as providas pelo país². As informações mais recentes do Brasil são de 2016, mas como será mostrado abaixo, não há completa compatibilidade entre as duas bases de dados.

Alternativamente, o Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG) (SEEG, 2021), que é uma iniciativa do Observatório do Clima, divulga com maior frequência inventários de emissões de GEE para o Brasil. A informação mais recente é para o período 1990-2019. O procedimento metodológico é transparente³ e há, inclusive, uma publicação científica que apresenta detalhes (AZEVEDO et al., 2018).

Nas Tabelas 5 e 6 são apresentadas comparações das estimativas emissões apresentadas nas três bases de dados acima mencionadas. A comparação foi feita em relação ao que é apresentado na Quarta Comunicação Nacional.

1 Um exemplo emblemático é 2005, que é o ano de referência para a NDC (da sigla, em inglês, para Contribuição Nacionalmente Determinada) brasileira. Em 2016, após ter assumido o compromisso de redução de emissões de GEE à época do Acordo de Paris, o Governo Federal declarou ter havido um erro na Comunicação e corrigiu as emissões líquidas totais de 2005 (base GWP 100 – AR5), de aproximadamente 2,2 para 2,8 GtCO₂e. Com a divulgação da Quarta Comunicação, as emissões oficiais em 2005 passaram a ser 2,56 GtCO₂e.

2 Na página web da CQNUMC afirma-se textualmente que as informações divulgadas são aquelas tais como foram disponibilizadas pelo país.

3 As notas metodológicas são disponibilizadas em <http://seeg.eco.br/notas-metodologicas/>. Declara-se que os procedimentos de avaliação são revistos regularmente.

Tabela 5 – Desvios percentuais entre as emissões de GEE apresentadas pela CQNUMC e a Quarta Comunicação Nacional, que aqui é a base de comparação (GWP 100 – SAR)

Setor	1990	1995	2000	2005	2010	2016
Energia	-3,6	-3,3	-1,7	-0,2	-1,0	-0,3
Processos Industriais	-2,8	2,2	0,2	-0,8	3,3	-3,5
Agropecuária	-12,9	-11,8	-11,3	-10,4	-11,1	-9,8
Uso da Terra, Mudança ...	-12,5	-5,8	0,9	-2,7	11,3	-26,8
Tratamento de Resíduos	5,4	-3,3	-6,9	-9,3	-6,4	-4,7
Emissões Totais	-10,8	-6,2	-2,0	-3,8	-2,2	-11,0

Nota: Não está claro qual a métrica utilizada para se estabelecer a equivalência de GEE para os dados do Brasil disponibilizados pela CQNUMC. Assumiu-se que foi utilizado o GWP 100 – SAR, e a comparação foi feita com os resultados da Quarta Comunicação Nacional para uso do mesmo GWP. É a hipótese que minimiza os desvios.

Tabela 6 – Desvios percentuais entre as emissões de GEE apresentadas pelo SEEG e a Quarta Comunicação Nacional, que aqui é a base de comparação (GWP 100 – AR5)

Setor	1990	1995	2000	2005	2010	2016
Energia	-1,2	-1,3	-0,4	0,1	-1,3	-0,6
Processos Industriais	-3,8	1,5	1,3	2,9	9,4	2,4
Agropecuária	2,1	2,7	2,5	3,1	3,8	4,8
Uso da Terra, Mudança ...	28,9	-13,4	11,6	2,3	128,9	117,5
Tratamento de Resíduos	-1,2	-0,3	5,1	4,2	6,3	5,2
Emissões Totais	16,8	-9,3	7,4	2,3	27,1	32,0

No caso do setor energético, os desvios são relativamente pequenos qualquer que seja a comparação. Já para as emissões de GEE nas atividades agropecuárias, e principalmente para as emissões associadas ao uso da terra, mudança de uso da terra e florestas (LULUCF), os desvios são grandes. Embora não seja o tema principal deste artigo, é interessante avançar um pouco mais na análise das emissões na categoria LULUCF, por serem as maiores e, tudo indica, determinantes da tendência nos próximos anos. Na Figura 3 (UNFCCC, 2021; SEEG, 2021; INPE, 2021) é apresentada a evolução das emissões líquidas estimadas nessa categoria desde o ano 2004 (quando houve o maior desmatamento, em área, nos

últimos 20 anos), segundo duas bases (CQNUMC e SEEG), e a evolução do desmatamento na Amazônia¹, estimado por análise de imagens de satélite (INPE, 2021). As informações disponíveis na base da CQNUMC vão até 2016. Pode-se ver na figura que desde 2009 as emissões entendidas como oficiais (apresentadas pela CQNUMC) são proporcionalmente menores do que a estimativa de área desmatada.

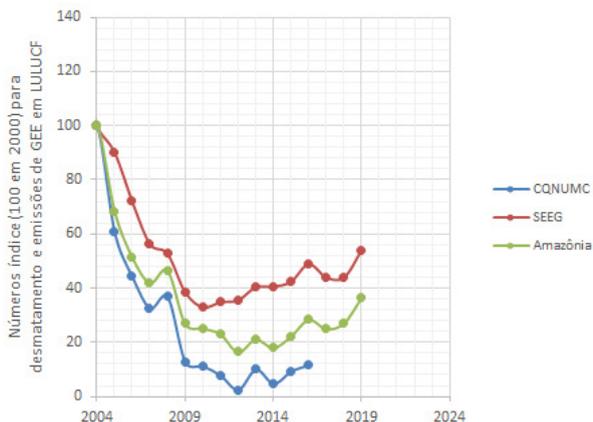


Figura 3 – Evolução no período 2004-2019, apresentada como número índice (100 em 2004), do desmatamento na Amazônia, e das emissões LULUCF, segundo CQNUMC e SEEG

A contribuição percentual do setor energético para com as emissões totais do Brasil depende da consideração que se faz quanto às emissões associadas à categoria LULUCF. Na Figura 4 (Brasil, 2021; SEEG, 2021) pode-se ver que segundo a Quarta Comunicação Nacional, as emissões em energia representaram 27% das emissões totais em 2016, enquanto que de acordo com o SEEG, as emissões em energia representaram 19% das emissões totais em 2019 (20% em 2016).

¹ Emissões líquidas porque são descontadas as remoções, ou seja, a captura de CO₂ devido à manutenção da cobertura vegetal existente. Além das variações de estoque de carbono em várias coberturas vegetais (florestas, entre elas), as emissões na categoria incluem o impacto do gerenciamento de terras abandonadas e a variação de estoque de carbono no solo.

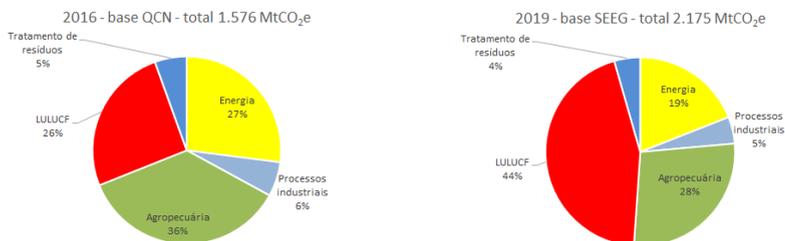


Figura 4 – Perfil das emissões de GEE no Brasil: lado esquerdo, em 2016, de acordo com a Quarta Comunicação Nacional; lado direito, em 2019, de acordo com SEEG

Neste artigo, que tem foco nas emissões de GEE nas cadeias energéticas, na análise que se segue foi utilizada a base de dados do SEEG. As razões são o pequeno desvio em relação ao que se entende são os dados oficiais e, sobretudo, pelo fato da base de dados apresentar maior detalhamento das emissões em diferentes usos finais de energia.

Na Figura 5 (SEEG, 2021) é mostrada a evolução das emissões no setor energético, no Brasil, no período 2010-2019. As emissões são subdivididas em emissões fugitivas e emissões devido à queima de combustíveis no uso final, sendo que essas são classificadas nos diferentes segmentos socioeconômicos. Em 2019 as emissões devido às cadeias energéticas foram estimadas em 413,7 MtCO₂e, mas no período de dez anos o pico foi em 2014, quando alcançaram 480,4 MtCO₂e. Pode-se observar na figura que as emissões totais variaram no período de maneira muito próxima à evolução da atividade econômica, expressa pelo PIB nacional. Na média, as emissões em energia caíram entre 2014 e 2019.

No Brasil, o setor de transportes é o maior emissor, contribuindo com 47,5% em 2019 e com o maior percentual em 2012 (pouco mais de 49%). O segundo maior segmento emissor é a indústria, com 15,8% em 2019, mas com pico superior a 20% em 2011. Já o pico das emissões devido à queima direta de combustíveis na geração de eletricidade foi em 2014, quando a contribuição foi 14,6% do total do setor energético; em 2019, a parcela foi 9,7%.

Dentro de transportes, as emissões do transporte rodoviário representaram no período 2010-2019, na média, pouco mais de 90% das emissões do subtotal, e dentro do transporte rodoviário as emissões associadas aos caminhões são as maiores, representando 43% das emissões rodoviárias, na média do período (44,1% em 2019). As emissões devido ao uso de automóveis representaram 34% das emissões rodoviárias, também na média do período.

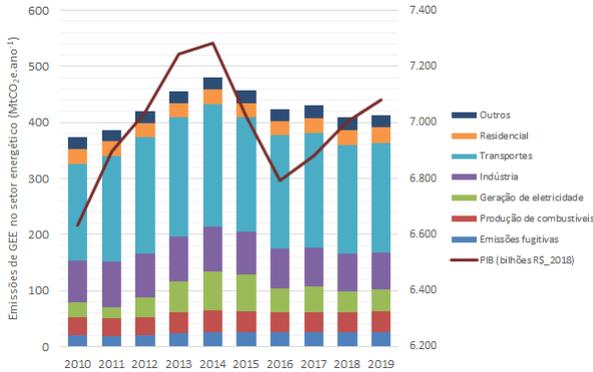


Figura 5 – Evolução das emissões de GEE no setor energético (MtCO₂e.ano⁻¹), entre 2010 e 2019, e evolução do PIB (bilhões de R\$₂₀₁₈) no mesmo período (eixo à direita)

As emissões relativas à indústria são aquelas devido à queima de combustíveis. Cabe destacar que em um inventário as emissões classificadas como “processos industriais” são aquelas que ocorrem no processo produtivo, e não incluem as da combustão. A Figura 6 mostra as emissões anuais médias de vários segmentos industriais no período 2010-2019 (para atenuar as oscilações). Como seria de se esperar, os segmentos que têm maior demanda térmica, e/ou têm maior número de unidades, são os mais significativos quanto às emissões de GEE.

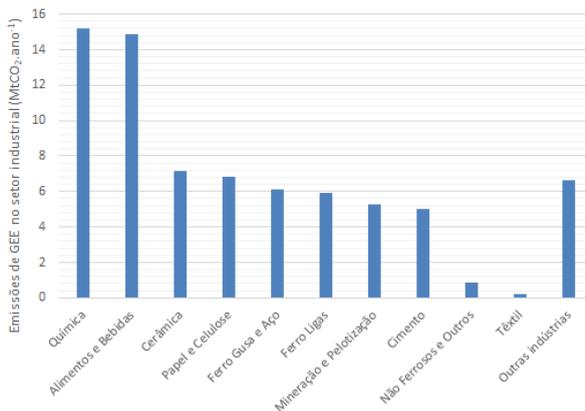


Figura 6 – Emissões médias (MtCO₂.ano⁻¹) de GEE por segmento industrial, no período 2010-2019

Já quanto à geração de eletricidade, o SEEG apresenta as emissões de GEE associadas à queima de combustíveis na geração termoelétrica em centrais de Serviço Público; pode-se entender que estão associadas ao suprimento do Sistema Interligado Nacional - SIN. A queima de combustíveis nos sistemas de autoprodução impacta as emissões, majoritariamente, do setor industrial. A Figura 7 apresenta as emissões de GEE no período 2010-2019, bem como o fator de emissão médio, em $\text{kgCO}_2.\text{MWh}^{-1}$. Em relação à média mundial, o baixo fator de emissão reflete a grande participação das fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira, enquanto a evolução no tempo está associada a variações da disponibilidade de água nos reservatórios e à lógica de operação do sistema interligado.

Os valores máximos observados na Figura 7 (SEEG, 2021; ONS, 2021a) ocorreram em 2014 e 2015, quando, em função da menor capacidade de armazenamento nos reservatórios das hidroelétricas, principalmente as do subsistema Sudeste + Centro-Oeste, as térmicas operaram em regime mais intenso. Na média o armazenamento não aumentou significativamente a partir de 2016 (ONS, 2021a), mas com as adições na capacidade instalada e o menor consumo de eletricidade, houve alteração na operação e a geração termoelétrica foi significativamente reduzida desde então (ver Figura 8). Entre fim de 2013 e fim de 2015 foram adicionados mais de 4.200 MW em sistemas eólicos e quase 6.000 MW em hidroelétricas (ONS, 2021b). Assim, a geração termoelétrica (com carvão mineral, gás natural e derivados de petróleo) em 2016 foi apenas 60% da geração térmica em 2014.

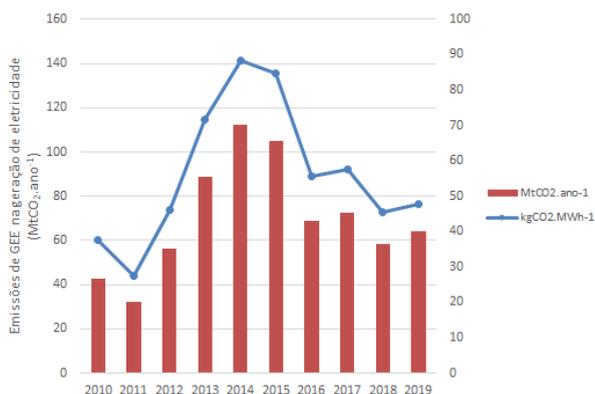


Figura 7 – Emissões de GEE na geração de eletricidade em centrais de Serviço Público, entre 2010 e 2019 ($\text{MtCO}_2.\text{ano}^{-1}$), e fator de emissão médio no mesmo período ($\text{kgCO}_2.\text{MWh}^{-1}$) (eixo da direita)

A Figura 8 foi elaborada a partir de ONS (2021a; 2021b), MME (2020) e IBGE (2020).

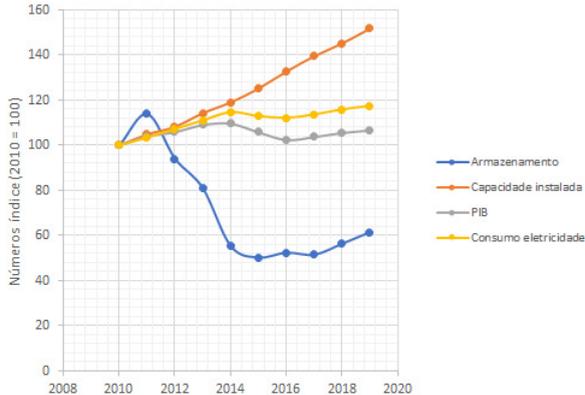


Figura 8 – Evolução no período 2010-2019 da capacidade média de armazenamento em hidroelétricas, da capacidade instalada de geração, do PIB e do consumo final de eletricidade

5. PERSPECTIVAS PARA A EVOLUÇÃO DAS EMISSÕES DO SETOR ENERGÉTICO

A análise das perspectivas de evolução das emissões do setor energético no período 2021-2030 é feita a partir de diferentes referências, que são sumarizadas nas próximas subseções.

5.1 Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC)

Em 2015, quando da realização da Conferência das Partes em Paris (COP 25), o Brasil apresentou suas intenções de redução de emissões de GEE, com metas para 2025 e 2030. Mais tarde, com a ratificação do país ao Acordo de Paris, em 2016, os compromissos passaram a ser a NDC brasileira. No final de 2020, o Brasil enviou uma atualização do documento.

O compromisso assumido, que essencialmente não foi alterado na atualização de 2020, é de redução das emissões de GEE em 37%, em 2025, em relação às emissões líquidas de 2005, e em 43%, em 2030, também em relação às emissões de 2005. Aqui devem ser destacadas as alterações do valor oficial das emissões em 2005, como

comentado na seção anterior, embora o documento de 2020 faça referência às emissões de 2005 apresentadas na Terceira Comunicação (2,84 GtCO₂e) e não àquelas apresentadas na Quarta Comunicação (2,56 GtCO₂e). Na atualização de 2020, o documento menciona o compromisso de que seja atingida a neutralidade climática (i.e. emissões líquidas nulas) em 2060. Em abril de 2021, o Governo mencionou que a meta de neutralidade pode ser antecipada para 2050 que, de resto, já estava mencionada como possibilidade no documento de 2020.

Nos documentos oficiais é dito reiteradas vezes que a NDC brasileira é uma das mais ambiciosas no mundo. Entretanto, o país foi e tem sido criticado por ter sido conservador ao assumir seus compromissos de mitigação. Primeiro, já em 2015 a proposta era considerada pouco ambiciosa, uma vez que a meta era entendida como alcançável com alguma facilidade (CLIMATE ACTION TRACKER, 2021). Segundo, porque o Brasil declarou em 2016 que havia um erro no inventário de emissões de 2005, e o novo valor de referência era 600 MtCO₂e maior, o que faria com que atingir a meta fosse ainda mais fácil¹ (OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2020). Terceiro, porque o país teve a oportunidade de ser mais ambicioso em 2020, mas foram repetidos os objetivos anteriormente declarados (WWF, 2020). Como o desmatamento foi muito alto em 2005, a probabilidade de cumprimento das metas já seria considerável ao apresentar aquele ano como o de referência, desde que o desmatamento continuasse a ser controlado. E essa era a tendência até 2014-2015.

Para que a meta apresentada na NDC seja cumprida, as emissões em 2025 não poderão superar 1,79 GtCO₂e, e 1,62 GtCO₂e em 2030 (assumindo que foram 2,84 GtCO₂e em 2005). De acordo com a Quarta Comunicação, as emissões em 2016 (último ano de registro oficial) foram 1,58 GtCO₂e, e essa proximidade de valores (atuais versus meta) acirra as críticas sobre a falta de ambição da proposta brasileira (na prática, as emissões poderão até aumentar). Por outro lado, dado o crescimento do desmatamento, é bastante provável que esses resultados não sejam facilmente alcançados.

Na atualização da NDC, apresentada em 2020, não é mencionada qualquer ação específica de mitigação. Já o documento de 2016 mencionava explicitamente, por exemplo, zerar o desmatamento ilegal e viabilizar a recuperação de florestas em 12 milhões de hectares. Na área energética, as ações mencionadas especificamente eram:

- assegurar que as fontes renováveis de energia representassem 45% da matriz energética nacional, em 2030;

¹ Cabe chamar atenção que o Brasil apresentou, em poucos anos, três valores para as emissões líquidas totais em 2005, que é o ano de referência. Corrigiu novamente o valor, agora para baixo (quase 300 MtCO₂e), mas manteve o valor mais alto como a referência para a verificação do cumprimento das metas.

- expandir a parcela de fontes renováveis que não a hidroeletricidade, também em 2030, para pelo menos 28% na matriz de geração de eletricidade;
- assegurar a produção sustentável de biocombustíveis, fazendo com que a bioenergia representasse pelo menos 18% na matriz energética em 2030;
- aumentar 10% a eficiência no setor elétrico;
- fomentar ganhos de eficiência nos transportes, e estimular o transporte público em centros urbanos.

Em 2016 a EPE publicou uma nota técnica que detalhava e contextualizava as ações acima mencionadas (EPE, 2016). Os valores que são apresentados a seguir são apenas ilustrativos, pois a evolução do consumo final de energia tem estado muito abaixo do que foi então projetado (2,9-3,0% ao ano).

À época foi mencionado que a meta de 45% da participação das renováveis era um desafio, tanto pela necessidade de diversificação de fontes quanto pela necessidade de significativa expansão. Então, foi estimado que cerca de um terço da expansão de renováveis viria da contribuição de derivados da cana e dos insumos para produção de biodiesel, o que não está ocorrendo como previsto, principalmente em relação à cana; por exemplo, foi previsto que a produção de etanol combustível teria que alcançar 54 bilhões de litros em 2030¹. Na hipótese de que houvesse a expansão prevista, o objetivo relativo à produção sustentável de biocombustíveis também seria atendido.

Quanto ao objetivo de aumentar a eficiência no setor elétrico, o resultado almejado corresponderia à redução do consumo de 105 TWh em 2030, o que corresponderia a 20% do acréscimo estimado do consumo no período 2013-2030. O tamanho do desafio é evidenciado pela observação de que 32,9 TWh foi a economia acumulada como resultado das ações do PROCEL em aproximadamente duas décadas (EPE, 2016).

5.2 Plano Nacional de Expansão de Energia (PDE) 2030²

No PDE 2030 (EPE, 2021), a principal conclusão relativa às emissões de GEE é que as que são associadas às cadeias energéticas crescerão até 2030 (chegando a 484 MtCO₂, com crescimento de quase

¹ No PDE 2030 (ver seção 5.2) é previsto que a produção de etanol chegue a 46 bilhões de litros em 2030, valor que deve ser comparado com a produção em 2020, estimada em 32,8 bilhões de litros. Já a produção de biodiesel quase dobraria no período de 11 anos, chegando a 11,5 bilhões de litros em 2030 (6,4 bilhões de litros em 2020) (EPE, 2021; ANP, 2021).

² A respeito, recomenda-se a leitura da contribuição de Ferreira e Machado (2021), neste mesmo número especial.

17% em relação à estimativa feita para 2019). Mesmo com a significativa participação das fontes renováveis de energia na matriz, isso ocorreria porque o consumo de energia per capita deverá crescer.

A Tabela 7 (EPE, 2021) apresenta o perfil previsto para as emissões de GEE no setor energético em 2025 e 2030, no Brasil, no cenário referência do PDE 2030. Pode-se ver que não é prevista alteração significativa no perfil das emissões no período 2019-2030, sendo que as emissões em transportes continuarão a ser as maiores, seguidas das industriais. No período 2019-2030 o crescimento mais significativo das emissões seria daquelas associadas à produção de petróleo (e derivados) e gás natural, e a única previsão de queda é nas emissões associadas à geração de eletricidade em centrais de serviços público (que atendem o Sistema Integrado Nacional – SIN). Já no período 2019-2025, por conta dos impactos da pandemia (incorporados à análise do PDE 2030), as emissões associadas às cadeias energéticas cresceriam muito pouco.

Tabela 7 – Perfil estimado das emissões de GEE no setor energético, no cenário básico do PDE 2030, em 2025 e 2030, e variação percentual no período 2019-2030

Subsetor	2025 (MtCO ₂)	2030 (MtCO ₂)	Parcelas em 2030 (%)	Varição (%) 2019-2030
Geração de eletricidade – SIN	19	22	4,6	-43,6
Geração de eletricidade – autoprodução	16	19	3,9	11,8
Energético	41	47	9,7	56,7
Residencial	21	22	4,6	15,8
Comercial	2	2	0,4	33,3
Público	1	1	0,2	25,0
Agropecuário	21	22	4,6	15,8
Transportes	191	224	46,4	17,3
Industrial	83	93	19,3	22,4
Emissões fugitivas	26	31	6,4	55,0
Total/em relação ao total	421	483	100,0	16,9

No PDE 2030 afirma-se que a evolução das emissões em transportes e nas indústrias já considera a hipótese de uso racional de energia. Já no caso da geração de eletricidade, foram consideradas condições hidrológicas médias. A expansão da capacidade com fontes renováveis, em conjunto com a hipótese de que a hidraulicidade não

será ruim, resulta em baixas emissões (comparar com o que é apresentado na Figura 7). A parcela das renováveis na geração de eletricidade seria 92% em 2030.

5.3 Custos de mitigação das emissões

Em 2010, o Banco Mundial apresentou estudo com propostas para a redução das emissões de GEE no Brasil, tendo 2030 como horizonte de análise (GOUVELLO, 2010). No caso do setor energético, no estudo optou-se por separar transporte (i.e. as emissões devido à queima do combustível utilizado em transportes) do restante do setor energético. Na Tabela 8 (SEEG, 2021; GOUVELLO, 2010), como ilustração, são apresentados dados do ano base daquele estudo (2008), e as estimativas para 2030, tanto para o cenário referência quanto para o cenário de mitigação (“Baixo Carbono”).

Tabela 8 – Emissões de GEE (em MtCO₂) no setor energético, em 2008 e em 2030 (Cenário Referência e Baixo Carbono), com destaque para transportes, e potencial redução estimada em 2030 (% em relação ao Cenário Referência)

Setor/Subsetor	2008	2008	2030	2030	Redução em 2030 (%)
	SEEG	World Bank	Referência	Mitigação	
Energia, sem transportes	197	232	458	297	35,2
Transportes	158	149	245	174	29,0
Energia, com transportes	354	381	703	471	33,0

Os resultados numéricos daquele estudo não podem ser comparados com as estimativas mais recentes para 2030. Primeiro, naquela oportunidade os dados das emissões em 2008 não eram consolidados. Segundo, as estimativas do cenário referência, baseadas no PNE 2030 (2010-2030), refletiam uma expectativa de crescimento econômico que não se consolidou e não se consolidará, tanto por causa do mau desempenho da economia após 2014 quanto pelos impactos da pandemia¹ (resultando estimativa de 703 MtCO₂ em 2030 – ver Tabela 8 –, versus 483 MtCO₂ também em 2030 – ver Tabela 7).

¹ No estudo do Banco Mundial, tendo por referência o PNE 2030, previa-se 43,8% de crescimento real do PIB entre 2010 e 2020, enquanto o efetivo crescimento no período foi de apenas 2,4%. Já no período 2020-2030, previa-se crescimento de 54,3%, enquanto no PDE 2030 o crescimento real do PIB entre 2021 e 2030 é estimado em 29,9%.

No estudo do Banco Mundial foram consideradas algumas alternativas de mitigação de emissões de GEE, levando-se em conta o potencial de implementação e sua representatividade. Excluídos os transportes, foram analisadas opções de eficiência energética no setor residencial e na indústria, substituição de combustíveis (inclusive uso de carvão vegetal sustentável em siderúrgicas), e a geração de eletricidade em centrais eólicas e em sistemas de cogeração com uso da biomassa residual da cana. No transporte urbano de passageiros, foram analisadas alternativas de transporte coletivo (metrô e sistemas de trânsito de ônibus rápido – BRT), enquanto no caso do transporte intermunicipal foram analisadas mudanças de modais, tanto no caso de cargas quanto de passageiros. Também foi analisado com atenção o maior consumo de etanol combustível.

Como ilustração, na Figura 9 (GOUVELLO, 2010) são apresentados os custos marginais de mitigação de GEE das diferentes alternativas no setor energético, versus o potencial de mitigação acumulado no período 2010-2030 (em MtCO₂). Os custos, em US\$/tCO₂, foram estimados para a consideração de uma taxa de desconto de 8% ao ano (mencionada no estudo como taxa de desconto social). Os resultados correspondem a hipóteses que eram adequadas àquela época, e não são necessariamente condizentes com a realidade atual; isso explica a posição relativa de algumas alternativas. Como é típico de estudos nessa área, as ações de efficientização energética têm, em geral, custos de mitigação negativos.

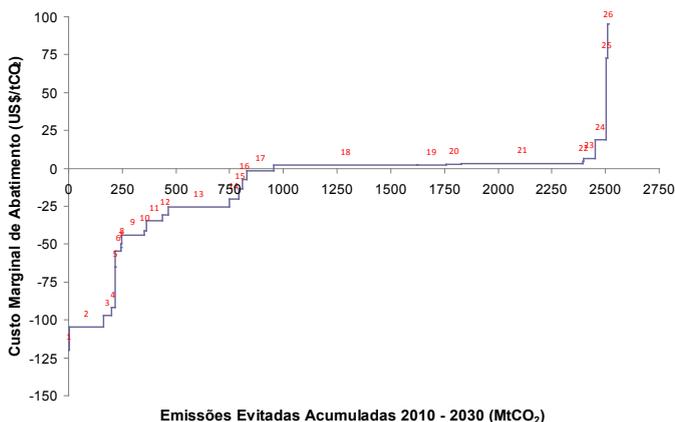


Figura 9 – Custos de mitigação de emissões de GEE no setor energético versus emissões evitadas, acumuladas, no período 2010-2030

1	Iluminação residencial	14	Gás natural substituindo combustíveis
2	Cogeração com biomassa da cana	15	Outras medidas de eficiência energética
3	Sistemas de recuperação de vapor	16	Geração eólica
4	Sistemas de recuperação de calor	17	Sistemas Gas to liquid (GTL)
5	Iluminação industrial	18	Exportação de etanol (substituição de gasolina)
6	Solar térmica	19	Novos processos industriais
7	Iluminação comercial	20	Biomassa substituindo combustíveis
8	Motores elétricos	21	Carvão vegetal renovável
9	Otimização da combustão	22	Aquecedores solares residenciais
10	Refrigeradores domésticos	23	Integração energética nas refinarias existentes
11	Reciclagem	24	Novas refinarias
12	Transmissão Brasil-Venezuela	25	Controle de incrustações nas refinarias existentes
13	Recuperação de calor (fornos)	26	Controle avançado nas refinarias existentes

Figura 9 – Custos de mitigação de emissões de GEE no setor energético versus emissões evitadas, acumuladas, no período 2010-2030 (continuação)

Como pode ser visto na figura, grande parte do potencial de mitigação, de quase 2,5 GtCO₂, poderia ser viabilizado com custos muito baixos, e algo como 800 MtCO₂ teriam custos negativos, ou seja, eram ações economicamente viáveis nas condições em que a análise foi feita. Em 2030, as alternativas de mitigação analisadas contribuiriam com redução de 33% das emissões projetadas.

O mesmo tema foi abordado por Borba et al. (2012), que avaliaram o potencial e os custos em transportes, na indústria e na produção de petróleo e derivados. O horizonte temporal (2030) e as premissas macroeconômicas foram as mesmas do estudo de Gouvello (2010), e os resultados correspondem à possível redução de 27% das emissões projetadas. O potencial total de mitigação, acumulado entre 2010 e 2030, é muito similar ao estudo anteriormente mencionado, somando 2,48 GtCO₂e.

Em transportes, a redução acumulada das emissões no período 2010-2030 foi estimada em 610 MtCO₂e, sendo 435 MtCO₂e a estimativa referente à disseminação do transporte ferroviário. Exceto o último ponto, os custos de emissões evitadas foram estimados entre -120 e 360 US\$.tCO₂⁻¹, sendo que os custos negativos eram os das ações que correspondem ao aumento de eficiência, e o custo mais alto, àquela época, o dos veículos híbridos.

No caso das indústrias, o potencial de mitigação no período de 20 anos foi avaliado por Borba et al. (2012) em 1,47 GtCO₂e, sendo que próximo de 40% estaria associado a ações de efficientização energética, com custos de mitigação variando entre -402 a -96 US\$.tCO₂⁻¹, quando da consideração de taxas de desconto 8% ao ano. Mas cabe mencionar que os custos de mitigação ainda seriam negativos para quase todas as alternativas estudadas, mesmo para taxa de desconto de 15% ao ano. Parte das alternativas de mitigação estudadas não são

específicas de determinados segmentos industriais, mas 38% do potencial identificado está associado à eliminação do uso de biomassa que é explorada e produzida de forma não sustentável (e.g. a produção de carvão vegetal a partir de desmatamento).

Já no caso do segmento petrolífero, as emissões evitadas no chamado *upstream* foram estimadas pelos autores em 124 MtCO_{2e} entre 2010 e 2030, sendo 85% devido à redução das emissões em *flare*; nesse caso, os custos de mitigação estimados seriam ligeiramente negativos. No refino de petróleo, o potencial de mitigação foi quantificado em 68,5 MtCO_{2e} no período, sendo que cerca de 70% do total teria custos de mitigação positivos, variando entre 34 e 92 US\$.tCO₂⁻¹. Finalmente, os autores quantificaram um potencial acumulado de redução de emissões de 12 MtCO_{2e} na petroquímica básica, mas com 80% do total com custos de mitigação muito altos (acima de 800 US\$.tCO₂⁻¹ mesmo para taxas de desconto de 8% ao ano).

Goes et al. (2020) analisaram o potencial e os custos de mitigação de emissões de GEE em transportes, no Brasil, no período 2021-2030, e concluíram que as contribuições mais significativas viriam do maior uso de etanol combustível e biodiesel, com abatimentos de 93 e 85,9 MtCO_{2e} (no cenário mais agressivo), respectivamente, e custos de mitigação de -15,4 e 0,9 US\$.tCO_{2e}⁻¹, também respectivamente. O consumo de etanol hidratado em 2030 seria 47 bilhões de litros (compatível com a estimativa apresentada no PDE 2030 – 46 bilhões de litros) e o biodiesel seria usado em misturas B20. Entretanto, ponderando emissões evitadas e os custos de mitigação, a melhor alternativa seria a melhoria do transporte público em cidades (inclusive capturando parte da demanda de veículos leves) e a expansão da frota de ônibus híbridos e elétricos, que poderia contribuir com redução de 71,6 MtCO_{2e} nas emissões, no acumulado de dez anos, a um custo estimado de -419,6 US\$.tCO_{2e}⁻¹. A adoção de veículos leves elétricos contribuiria muito menos na redução das emissões (17,9 MtCO_{2e} em dez anos), sendo de 63 US\$.tCO_{2e}⁻¹ o custo estimado pelos autores.

É importante destacar que há vários estudos que indicam que as emissões evitadas de GEE devido ao uso de veículos leves elétricos, consideradas as condições brasileiras, não são maiores do que as que se obtém com uso de etanol, em veículos *flex*. De forma geral, os resultados variam entre pequena vantagem para os veículos elétricos ou pequena vantagem para o etanol, dependendo das hipóteses (1) quanto ao fator de emissão da eletricidade (e.g. o da base do sistema ou da margem operacional), aspecto que na prática está associado ao momento em que há recarga das baterias, e também ao tamanho da frota, (2) das autonomias dos veículos elétricos que, nas condições de uso, principalmente em climas quentes, tendem a ser menores em relação ao declarado pelos fabricantes, (3) da consideração de perdas

do sistema elétrico e de perdas na recarga das baterias, (4) dos efeitos da mudança do uso da terra nas emissões do etanol combustível, considerado seu ciclo de vida, etc. Na comparação com veículos híbridos, usando etanol, é de se esperar que as emissões evitadas de GEE dos veículos elétricos não sejam menores¹.

As publicações de Verlandia-Vargas et al. (2019; 2020) são aqui mencionadas como exemplos de estudos sobre o uso de veículos leves e ônibus elétricos no Brasil, tendo 2030 como horizonte. Aspectos importantes a serem destacados, como pontos de reflexão são: (1) a potencial contribuição dos veículos para a melhoria da qualidade do ar em grandes centros urbanos deve ser até mais importante do que para redução das emissões de GEE, no caso brasileiro, (2) criar a infraestrutura pública de recarga das baterias é aspecto que não pode ser subestimado, em países como o Brasil, (3) a produção de veículos convencionais tem enorme impacto socioeconômico no Brasil, e é preciso avaliar o que acontecerá se os veículos elétricos se tornarem dominantes (i.e. onde serão produzidos e o que acontecerá com a indústria no Brasil), e (4) a indústria de veículos que está no Brasil não é nacional, e tomará decisões priorizando seus próprios interesses.

5.4 Perspectivas de redução das emissões no setor energético

Carvalho et al. (2020) analisam as perspectivas de que os compromissos da NDC brasileira, relativos ao setor energético, sejam cumpridos, e concluem positivamente quanto aos pontos especificamente mencionados (ver seção 5.1). Como boa parte das metas foram apresentadas em associação a percentuais, os impactos da crise econômica nos últimos anos, bem como os da pandemia, não são barreiras significativas, embora quando se analisa valores absolutos seja evidente a dificuldade de que os resultados sejam alcançados (por exemplo, quanto à produção estimada de etanol combustível).

No horizonte até 2030 a avaliação de Carvalho et al. (2020) é otimista quanto à evolução, no Brasil, da geração elétrica com energia eólica e solar, bem como quanto ao crescimento da bioenergia². Quanto à eficiência energética, a conclusão dos autores é também otimista, mas principalmente pelo fato das metas não serem muito ambiciosas, embora haja o reconhecimento de que há significativas barreiras a serem superadas. A respeito, recomenda-se a leitura do texto de Santos et al. (2021) neste número especial.

1 No momento ainda há poucos veículos híbridos (sem recarga da bateria), com motores *flex*, aptos para o uso de etanol, e as autonomias ainda não são compatíveis com a dos veículos convencionais.

2 Recomenda-se a consulta a textos específicos publicados neste número especial: Gannoum, 2021, sobre energia eólica; Pereira e Ruther (2021), sobre solar fotovoltaica, e Nogueira et al. (2021), sobre bioenergia.

Também cabe mencionar que é destacado o desafio que continuará a existir pós-2030, se o Brasil quiser continuar contribuindo para que as emissões de GEE continuem a ser reduzidas, dentro do objetivo geral do Acordo de Paris, ou seja, de que haja alta probabilidade de que a temperatura da Terra não cresça significativamente neste século, e que os resultados sejam bem abaixo de 2°C.

5.5 Impactos de baixa hidrologia no setor elétrico

A potencial vulnerabilidade do sistema energético brasileiro às mudanças climáticas e, em particular, do sistema elétrico, foi analisada por Lucena et al. (2009), que concluíram que, dependendo do cenários climáticos, há riscos para a geração hidrelétrica, eventualmente para a geração eólica, e para a produção de biodiesel (principalmente no Nordeste). A mesma questão, e especificamente no que diz respeito à geração hidrelétrica, foi tratada mais recentemente em estudo do Banco Mundial (GOUVELLO; ABICALIL, 2017). No início de 2021, por conta da crise hídrica que decorreu de um verão bem mais seco do que o normal, muito foi comentado sobre o tema.

O estudo do Banco Mundial seguiu uma abordagem “*bottom-up*”, utilizando séries históricas de vazões afluentes aos reservatórios de 195 usinas hidrelétricas e, a partir de então, houve a definição de cenários de hidrologia para o período 2015-2030, que resultaram 200 séries sintéticas de afluência. Critérios estatísticos foram empregados para a definição de um subconjunto de hidrologia seca, o que permitiu a análise de consequências do ponto de vista energético e das emissões de GEE.

Os resultados obtidos levaram às conclusões que são resumizadas a seguir. Primeiro, por conta do necessário acionamento de termelétricas, as emissões anuais em um ano seco podem ser até quatro vezes maiores do que as emissões anuais em um ano úmido. Analisando o que é apresentado na Figura 7, esse resultado já foi observado entre 2011 e 2014. Segundo, em um cenário de baixa hidrologia as emissões acumuladas do SIN seriam duas vezes maiores do que no cenário referência. Particularmente em 2025, as emissões da geração de eletricidade no SIN poderiam chegar a 41,2 MtCO₂, ou seja, mais do que o dobro do que é apresentado na Tabela 7 para o mesmo ano, e que corresponde à estimativa da EPE para o cenário básico (em que a hidraulicidade seria normal). Os impactos econômicos são também mencionados no estudo, em função da elevação do custo marginal de geração.

O estudo do Banco Mundial conclui que os riscos potenciais podem ser minimizados pela adoção de medidas de eficiência energética, e pela maior diversificação da matriz elétrica.

5.6 Precificação de carbono e mecanismos de mercado para fomentar a redução das emissões

No setor energético, no Brasil, a primeira experiência concreta de adoção de mecanismos de mercado para fomentar ações de redução às emissões de GEE é o RenovaBio, instituído em 2017, e que corresponde ao que tem sido identificado como a Política Nacional de Biocombustíveis. Neste artigo este tema não será tratado, pois foi adequadamente abordado por Nogueira et al. (2021) neste mesmo número especial.

Ainda que brevemente, aqui são mencionados os resultados do estudo Preparação de Instrumentos de Mercado no Brasil (*Partnership for Market Readiness – PMR*), que foi finalizado em 2020. No projeto foram analisados os impactos da taxação de carbono e da comercialização de certificados de emissões evitadas, por exemplo, em associação a sistemas *Cap and Trade*. Há dois documentos do projeto com sínteses de recomendações, um para o setor elétrico (MARGULIS; LUCENA, 2020) e outro para o mercado de combustíveis (MARGULIS; SCHAEFFER, 2020). Uma questão essencial é que baixos preços de energéticos incentivam o consumo, e baixos preços de combustíveis fósseis fazem com que as alternativas de mitigação sejam menos viáveis.

No caso do setor elétrico, a síntese das recomendações é que (1) as vantagens concedidas à geração a carvão e a gás natural deveriam ser revistas; (2) a lógica de expansão do setor também precisa ser revista, trazendo à avaliação dos empreendimentos concorrentes as externalidades associadas às emissões de GEE; (3) a lógica do despacho igualmente precisaria ser revista, incluindo à ordem de mérito as externalidades associadas às emissões; (4) contratos de consumo interruptível seriam necessários, principalmente para grandes consumidores, o que reduziria a pressão para acionamento de térmicas e aumentaria o apelo da geração com renováveis intermitentes.

Já no caso dos combustíveis, o foco da análise esteve principalmente nos energéticos utilizados em transportes. As recomendações foram divididas em precificação de combustíveis e em políticas de apoio aos biocombustíveis. Quanto à precificação, comenta-se que para que os instrumentos de precificação de carbono funcionem adequadamente é preciso que o mercado seja competitivo, e que a formação de preços responda à concorrência e seja compatível com o equilíbrio oferta-demanda. É mencionado que o alinhamento dos preços dos combustíveis aos preços internacionais é um passo nessa direção, desde que os preços internacionais reflitam externalidades. Ainda em relação aos preços, outro recomendação é que exista simplificação da tributação, para que o consumidor saiba o que está pagando e o sinal

de preços seja compreendido.

Em relação aos biocombustíveis, por considerar que os mandatos distorcem os mercados (instrumento largamente utilizado em todo o mundo, cabe mencionar), recomenda-se ou sua extinção ou sua flexibilização, mas faz-se ressalva de que tal medida não seria facilmente aplicável, inclusive porque, no Brasil, os mandatos de formação de mistura etanol anidro-gasolina são muito tradicionais. Então, no caso em que os mandatos tivessem que ser mantidos, a recomendação é que o comércio de certificados e o repasse de seus custos aos preços deveria ser o caminho a ser seguido.

No âmbito do mesmo projeto, Gurgel e Paltsev (2020) avaliaram os impactos econômicos da adoção da taxaço de carbono (no caso, avaliaram a taxaço setorial) ou do uso de mecanismos de mercado, através da comercializaço de certificados. Para isso, usaram um modelo de equilíbrio geral e consideraram como caso o cumprimento dos compromissos associados a NDC brasileira. Na avaliaço, os autores consideraram que as emissões em 2005 foram pouco superiores a 2 GtCO₂e, o que depois foi corrigido pelo Brasil para um valor superior, conforme anteriormente mencionado. Uma das conclusões é que mesmo que o país cumpra sem dificuldades as metas em 2030, a continuidade de reduço de suas emissões – que está na essência do Acordo de Paris – irá requerer um plano de mitigaço mais abrangente e, possivelmente, com a precificaço do carbono.

Os autores concluíram que os custos de cumprimento das metas da NDC brasileira, em 2030, seriam relativamente modestos, equivalentes a 0,7% do PIB nacional em relação ao cenário de referência, em que não haveria esforços de mitigaço. É de se supor que como na realidade as metas percentuais poderão ser mais facilmente atingidas, por serem as emissões da data de referência significativamente maiores, os custos serão ainda menores.

Mas o mais importante é análise do que ocorreria após 2030, caso o país tivesse o objetivo de continuar reduzindo suas emissões. Como as oportunidades de baixo custo de reduço das emissões seriam mais escassas (e.g. controle do desmatamento e reflorestamento/regeneraço das áreas desmatadas), os custos aumentariam significativamente, e poderiam implicar perda de até 19% do PIB, em 2050. Essas perdas poderiam ser significativamente reduzidas caso houvesse taxaço setorial do carbono (para 6,6% do PIB em 2050), e ainda menores (3,3% do PIB, ainda em 2050) caso houvesse mecanismos como *cap and trade*.

Os impactos de uma taxaço setorial do carbono seriam assimétricos, pois as oportunidades de mitigaço são distintas entre os vários setores da economia, e superariam 200 US\$.tCO₂⁻¹, em 2050, para muitos setores socioeconômicos. Já os custos das emissões evi-

tadas no caso da adoção de mecanismos *cap and trade* foram estimados em 3 US\$.tCO₂⁻¹ em 2030, e em pouco mais de 100 US\$.tCO₂⁻¹ em 2050. Os resultados indicam, primeiro, que os impactos econômicos da adoção de mecanismos de mercado serão menores do que a simples taxação. Segundo ponto relevante, como destacam Gurgel e Paltsev (2020), para o Brasil os custos de mitigação em curto a médio prazo são muito baixos, o que pode ser entendido como um indicador de que o país fez até agora muito pouco para reduzir suas emissões.

6. CONCLUSÕES

O Brasil é um dos grandes emissores mundiais de gases de efeito estufa, embora suas emissões per capita e por unidade de PIB sejam mais baixas do que as de muitos países que estão em estágio de desenvolvimento econômico equivalente ou superior. O perfil das emissões brasileiras é atípico em relação ao de vários países com os quais a comparação faz sentido, sendo proporcionalmente bem menos relevante as emissões associadas à energia (da ordem de 20%). Entretanto, cabe destacar que as emissões em energia não cresceram nos últimos anos (pós 2014) apenas por causa da contínua e profunda crise econômica, e que é esperado que voltem a crescer a partir de 2021-2022.

Em que pese o discurso – não só governamental – que ressalta o protagonismo e a ambição do país em reduzir suas emissões, os compromissos assumidos até o momento foram relativamente modestos, e os resultados ainda mais. Primeiro, porque nunca foram além do que seria a tendência. Segundo, porque o que foi feito teve baixo custo social e econômico. Terceiro, porque muito do que foi até aqui proposto não implica redução perene das emissões, como é evidenciado pelo recente descontrole do desmatamento. Mas, por outro lado, cabe a ressalva de que, por ser país de economia emergente, e historicamente não ser responsável por emissões significativas, até recentemente não havia a exigência de maiores compromissos (essencialmente, até o Acordo de Paris).

Especificamente no caso das emissões em energia, os resultados que são indicados na NDC brasileira, a serem verificados até 2030, são também em grande parte alcançáveis por representarem tendência, como é o caso do crescimento da geração eólica e solar fotovoltaica. Já no caso da expansão da produção e do consumo de etanol combustível, além do esperado aumento da eficiência energética no setor elétrico, o cumprimento do que foi indicado é bem mais difícil, pois as ações são até agora tímidas.

A relevância das fontes renováveis na matriz energética brasi-

leira assegura que as emissões em energia podem continuar proporcionalmente baixas por um período significativo, mas também podem induzir comodismo e a ilusão de que os riscos são baixos. Aspectos a serem analisados com atenção são (1) o fato de que o próprio potencial existente pode ser afetado pelas mudanças climáticas, em função das possíveis mudanças nos regimes de chuvas e ventos, (2) o fato de que a intermitência de algumas fontes requererá outra visão nos planejamentos da expansão e da operação da geração elétrica, para que a geração com fósseis seja efetivamente reduzida, e (3) as oportunidades de expansão com baixos custos passarão a ser reduzidas ao longo do tempo.

Ainda que seja até provável que as metas da NDC sejam cumpridas até 2030, essa será apenas uma etapa de um longo processo. É de se imaginar que na medida em que outros países, e principalmente aqueles que no contexto econômico são e serão os reais concorrentes do Brasil, avancem com efetivas reduções de suas emissões de gases de efeito estufa, e se aproximem das emissões líquidas nulas, maiores serão as cobranças. É difícil imaginar que haverá tolerância em questões climáticas com um concorrente econômico, em um contexto em que permissividade pode acarretar desvantagem.

O fato do Brasil não estar reduzindo suas emissões (apesar da longa crise econômica, as emissões totais aumentaram, na média, 2,5% ao ano no período 2010-2019), e não aproveitar as oportunidades de menor custo (mais uma vez, o controle do desmatamento deve ser destacado), fará com que no futuro os custos de mitigação sejam mais altos. Em um artigo publicado anos atrás, quando o crescimento do desmatamento ainda não era tão acentuado, Rochedo et al. (2008) já apontavam que no futuro os custos de mitigação em energia, no Brasil, podem se tornar muito altos.

Não será pelo provável crescimento das emissões em energia, no Brasil, que o cumprimento das metas gerais até 2030 estará em risco. Entretanto, a questão importante é como reduzir as emissões para que o país esteja no caminho das emissões nulas. O desafio precisa ser enfrentado desde já. Primeiro, óbvio, todas as oportunidades de baixo custo precisam ser exploradas, e aumentar a eficiência energética é crucial. Por outro lado, é preciso começar a viabilizar transformações reais no sistema elétrico e nos setores de transportes e industrial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Dados estatísticos. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acesso em: 20 mai. 2021.

AZEVEDO, T. R. et al. SEEG initiative estimates of Brazilian greenhouse gas emissions from 1970 to 2015. *Scientific Data*, 1-43, 2018.

BORBA, B. S. M. C. et al. Energy-related climate change mitigation in Brazil: Potential, abatement costs and associated policies. *Energy Policy*, n. 49, 430–441, 2012.

BP. Statistical Review of World Energy. Disponível em <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Acesso em 10 maio 2021.

BRASIL. Intended Nationally Determined Contribution Towards Achieving the Objective of The United Nations Framework Convention on Climate Change. 2020.

BRASIL. Comunicação Nacional. Disponível em https://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/Comunicacao_Nacional/Comunicacao_Nacional.html. Acesso em 18 abril 2021.

CLIMATE ACTION TRACKER. Brazil. Disponível em <https://climateactiontracker.org/countries/brazil/>. Acesso em 22 abril 2021.

CLIMATE WATCH. Greenhouse Gas (GHG) Emissions. Disponível em https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?end_year=2018&start_year=1990. Acesso em 22 abril 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia. Brasília: MME/EPE. 2016.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Brasília: MME/EPE. 2021.

FERREIRA, T. V. B.; MACHADO, G. V. O papel do planejamento na transição energética: Mais luz e menos calor. *Revista Brasileira de Energia*, n.27(2), 2021.

GANNOUM, E. Energia eólica no Brasil: Os motivos do sucesso e o futuro dos nossos bons ventos. *Revista Brasileira de Energia*, n.27(2), 2021.

GURGEL, A.; PALTSEV, L. The Impacts of the Brazilian NDC and their contribution to the Paris Agreement on Climate Change. Disponível em <https://www.gtap.agecon.purdue.edu/resources/download/8609.pdf>. Acesso em 02 Junho 2021.

GOUVELLO, C. Estudo de Baixo Carbono para o Brasil. Washington: Banco Mundial. 2010.

GOUVELLO, C; ABICALIL, T. Cenário 2016-2030 de Baixa Hidrologia para o Setor Elétrico Brasileiro – Impacto do Clima nas Emissões de Gases de Efeito Estufa. Washington: Banco Mundial. 2017.

IEA - International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2020. Paris: IEA. 2020a.

IEA - International Energy Agency. Key World Energy Statistics 2020. Paris: IEA. 2020b.

IEA - International Energy Agency. Global Energy Review: CO2 Emissions in 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/articles/global-energy-review-co2-emissions-in-2020>. Acesso em: 23 abr. 2021.

INPE—Instituto de Pesquisas Espaciais. Monitoring Deforestation of Brazilian Amazon Forest through Satellite. Disponível em: www.obt.inpe.br/OBT/assuntos/programas/amazonia/prodes. Acesso em: 02 abr. 2021.

IRENA – International Renewable Energy Agency. World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. 2021.

KAYA, Y. Impact of Carbon Dioxide Emission Control on GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios. IPCC Response Strategies Working Group Memorandum 1989. Paris: IPCC Energy and Industry Subgroup, Response Strategies Working Group. 1990.

LUCENA, A. et al. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil. Energy Policy, n. 37(3), 879-889, 2009.

MARGULIS, S.; LUCENA, A. (Coordenadores) Elaboração de Estudos Setoriais (Energia Elétrica, Combustíveis, Indústria e Agropecuária) e Proposição de Opções de Desenho de Instrumentos de Precificação de Carbono. Disponível em: <https://www.gov.br/produtividade-e-comercio-exterior/pt-br/assuntos/competitividade-industrial/pmr/componente-1/produto-3-2013-recomendacoes-setoriais-eletricidade.pdf>. Acesso em: 10 mai. 2021.

MARGULIS, S.; SCHAEFFER, R. (Coordenadores) Elaboração de Estudos Setoriais (Energia Elétrica, Combustíveis, Indústria e Agropecuária) e Proposição de Opções de Desenho de Instrumentos de Precificação de Carbono. Disponível em: <https://www.gov.br/produtividade-e-comercio-exterior/pt-br/assuntos/competitividade-industrial/pmr/componente-1/produto-3-2013-recomendacoes-setoriais-combustiveis.pdf>. Acesso em: 10 mai. 2021.

NOGUEIRA, L. A. H.; CAPAZ, R. S; LORA, E. S. Bioenergia no Brasil: onde estamos e quais nossos horizontes. Revista Brasileira de Energia, n.27(2), 2021.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. NDC and the carbon trick maneuver: how Brazil reduced the ambition of its goals under the Paris Agreement. Disponível em: <https://www.oc.eco.br/wp-content/uploads/2020/12/NDC-analysis-EN.pdf>. Acesso em: 02 mai. 2021.

ONS – Operador Nacional do Sistema. Histórico da operação – energia. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx. Acesso em: 29 abr. 2021 (a).

ONS – Operador Nacional do Sistema (b). Histórico da operação – capacidade instalada. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx. Acesso em: 29 abr. 2021 (b).

OWID – Our World in Data. Greenhouse Gas Emissions. Disponível em: <https://ourworldindata.org/greenhouse-gas-emissions>. Acesso em: 23 abr. 2021.

PERCEBOIS, J. Energy challenges in the post health crisis period. Revista Brasileira de Energia, n.27(2), 2021.

PEREIRA, O. S.; RUTHER, R. Energia solar fotovoltaica. Revista Brasileira de Energia, n.27(2), 2021.

ROCHEDO, P. R. R. et al. The threat of political bargaining to climate mitigation in Brazil. Nature Climate Change, n. 8, 695-698, 2018.

SANTOS, A. H. M.; HADDAD, J.; BAJAY, S. V. Eficiência energética e sua inserção no planejamento energético brasileiro. Revista Brasileira de Energia, n.27(2), 2021.

SEEG - Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa. Base de Dados. Disponível em: <http://seeg.eco.br/>. Acesso em: 02 mai. 2021.

UNEP – United Nations Environment Programme. Emissions Gap Report 2020. Nairobi: UNEP. 2020.

UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change. GHG Data from UNFCCC. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/greenhouse-gas-data/ghg-data-unfccc/ghg-data-from-unfccc>. Acesso em: 22 abr. 2021.

VERLANDIA-VARGAS et al. Life cycle assessment of electric vehicles and buses in Brazil: effects of local manufacturing, mass reduction, and energy consumption Evolution. The International Journal of Life Cycle Assessment, 24, 1878-1897, 2019.

VERLANDIA-VARGAS et al. The New Neighbor across the Street: An Outlook for Battery Electric Vehicles Adoption in Brazil. World Electric Vehicle Journal, 11, 60, 2020.

WRI - World Resources Institute. Available. Climate Analysis Indicators Tool: WRI's Climate Data Explorer. Disponível em: <http://cait2.wri.org>. Acesso em 23 abril 2021.

WWF. New Brazilian NDC reduces the country's climate ambition, against the spirit of the Paris Agreement. Disponível em: <https://www.wwf.org.br/?77508/New-Brazilian-NDC-reduces-the-country-s-climate-ambition-against-the-spirit-of-the-Paris-Agreement>. Acesso em: 12 dez. 2020.

Informações para Autores

Propostas de publicações em consonância com o disposto na missão da Revista Brasileira de Energia (RBE) poderão ser enviadas ao Comitê Editorial para análise, por meio de link específico existente no site da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (www.sbpe.org.br).

A formatação final para publicação ficará por conta do departamento de diagramação da RBE; desta forma, os artigos deverão ser enviados em formatação simples, conforme o disposto a seguir:

- Os trabalhos devem ser editados e enviados em arquivo Word.
- Papel A4, margens 20 mm, fonte Times New Roman tamanho 12, espaçamento simples.
- Figuras com resolução mínima de 300 dpi.
- Para gráficos, usar mesmo padrão de cores e estilo.
- Equações em formato editável; não devem ser enviadas como figuras.
- O nome do autor NÃO deve ser abreviado, e as respectivas informações de instituição, telefone e e-mail devem ser apresentadas SO-MENTE no sistema e NÃO devem constar no arquivo Word.
- Todos os itens devem ser numerados sequencialmente, exceto Resumo e Abstract. Não usar numeração automática do processador de texto. Serão aceitos no máximo 3 subníveis de numeração, a partir dos quais poderão ser usadas letras como único subnível adicional.
- Títulos de figuras e tabelas, abaixo e acima das mesmas, respectivamente, sem descrição de fonte, a qual deverá ser feita ao longo do texto, muito menos a existência do termo “autoria própria”.
- Referências a trabalhos deverão ser citadas no texto com nome do autor (ou autores) e ano de publicação, entre parêntesis [Ex.: (Autor 1, 1928); (Autor 1 e Autor 2, 1928)]. Na existência de mais de dois autores, escreve-se o nome do primeiro autor seguido da expressão et al. [Ex.: (Autor 1 et al, 1928)].

Referências Bibliográficas:

- Somente deverão ser citados autores ou trabalhos que estejam incluídos na lista de referências bibliográficas, assim como todos os trabalhos listados nas referências bibliográficas deverão ter sido citados no texto.
- As obras devem ser elencadas em ordem alfabética, não numeradas, seguindo o padrão ABNT.
- NÃO ordenar as obras de acordo com a citação no texto.