



PBPC
ISSN 2674-9432



Qualis A3
CAPES 2021-2024



DOI - Crossref

Latindex

Indexado no
Google Acadêmico

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE VIABILIDADE DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE COM FOCO NO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Cristiano Alves do Amaral¹, Caio Vinicius Pinheiro Vital², Ana Rita F Drummond¹



<https://doi.org/10.36557/2674-9432.2026v5n1p1313-1334>

Artigo recebido em 8 de Dezembro e publicado em 8 de Fevereiro de 2026

ARTIGO ORIGINAL

RESUMO

A produção de energia elétrica no Brasil é majoritariamente dependente da fonte hidráulica, que, em função das mudanças climáticas, sofre redução de disponibilidade em períodos de estiagem severa, exigindo complementação por usinas termoeletricas movidas, em sua maioria, a derivados do petróleo, recurso não renovável e associado ao aumento do efeito estufa e da chuva ácida. Nesse contexto, o mercado livre de energia elétrica emerge como instrumento relevante para a ampliação de fontes renováveis abundantes, como solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, destacando, no País, a análise de viabilidade econômica e ambiental da migração de consumidores em alta tensão para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Este trabalho atende à demanda por soluções sustentáveis e à necessidade de diversificação da matriz elétrica nacional, alinhando-se às metas de descarbonização e aos desafios regulatórios do setor. A simulação do consumo no mercado cativo, para consumidores com demanda média contratada de 742 kW e consumo mensal médio de até 270 MWh, demonstra que a migração para o ACL, com contratação de energia incentivada, pode gerar economia média de 29% em dez anos, superior a R\$ 7 milhões. Conclui-se que o ACL constitui ferramenta estratégica para a transição energética brasileira, fortalecendo competitividade, inovação e alinhamento ambiental.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia; Transição energética; Fontes renováveis.

ABSTRACT

The production of electric energy in Brazil relies predominantly on hydropower, which, due to climate change, experiences reduced availability during periods of severe drought, requiring supplementation by thermoelectric plants largely fueled by petroleum derivatives—non-renewable resources associated with intensifying the greenhouse effect and acid rain. In this context, the free electricity market plays an important role in expanding abundant renewable sources such as solar, wind, biomass, and small hydropower plants, with emphasis in Brazil on the economic and environmental feasibility of migrating high-voltage consumers to the Free Contracting Environment (ACL). This study addresses the growing demand for sustainable solutions and the need to diversify the national electricity matrix, aligning with international decarbonization commitments and the sector's regulatory challenges. The simulation of consumption in the regulated market, for consumers with an average contracted demand of 742 kW and an average monthly consumption of 270 MWh, indicates that migration to the ACL, with the contracting of incentivized energy, may yield an average savings of 29% over ten years, totaling more than R\$ 7 million. It is concluded that the ACL is a strategic tool for Brazil's energy transition, fostering competitiveness, innovation, and alignment with environmental goals.

Keywords: Electricity Free Market; Energy transition; Renewable energy sources.

¹ Instituto de Tecnologia de Pernambuco

² Universidade de Pernambuco

Cristiano Alves do Amaral - cristiano.amaral@enel.com

This work is licensed under a [Creative Commons Attribution 4.0 International License](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).



1 INTRODUÇÃO

Na problemática ambiental, a questão energética tem sido alvo de muitas preocupações, e afirma Guerra (2023) que nesse cenário, a transição ecológica e energética se coloca como imperativo do nosso tempo, uma vez que a crise ambiental fica cada vez mais latente.

O meio ambiente faz-se essencial para a vida e existência do que é vivo no planeta, a sua inadequada utilização acarreta inúmeras consequências para o mundo, sentidas de diferentes formas (Mariano; Ferrarezi Júnior, 2022). Andrade (2021) afirma que a felicidade, o bem-estar, a sensibilidade e a responsabilidade são necessários para a realização da vida e são dimensões que precisam ser consideradas quando se pretende discutir o desenvolvimento sustentável e a qualidade de vida das pessoas, das instituições e, naturalmente, do Planeta.

Entre as tantas ações implementadas para atingir o desenvolvimento sustentável no setor de energias, destacam-se o surgimento em 2015 do Plano de Logística Sustentável que atende a Resolução Normativa nº 201 de 03 de março de 2015 e os Planos de Descarbonização, surgidos a partir de 2024.

Nesse contexto, destaca Lube (2024) que as energias têm desempenhado um papel essencial para uma matriz energética mais sustentável, alinhada às exigências ambientais atuais e futuras. Sendo assim existe urgência na adoção de medidas para mitigar a dependência dos combustíveis fósseis e a melhor alternativa é a adoção de energias renováveis. Esclarece ainda, Lube (2024) que, os desafios ambientais estão em consonância com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), que tratam respectivamente, da promoção de energia acessível e limpa, e da ação contra mudanças climáticas.

Essas assertivas estão em consonância com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) apresentados e adotados pelos 193 Estados-Membros da ONU em 2015, onde constam 17 objetivos, onde o objetivo 12 diz: Consumo e produção responsáveis: Assegurar padrões de produção e de consumo sustentáveis.

Na luz do exposto este trabalho visa realizar a análise bibliográfica sobre o impacto do Mercado Livre de energia no Brasil, como também apresentar o histórico do desenvolvimento e crescimento do mercado da energia no Brasil, ambos focando o

desenvolvimento sustentável e econômico.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Com as crescentes preocupações com as crises ambientais globais, a pressão internacional por maior eficiência energética e a transição para fontes de energia com menores emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) têm aumentado expressivamente. A busca por soluções sustentáveis tornou-se um imperativo para governos, empresas e sociedade, uma vez que os impactos ambientais das fontes tradicionais de energia já se mostram alarmantes. Essa transição, embora em andamento, exige investimentos e a superação de barreiras tecnológicas, regulatórias e políticas, tornando o cenário energético um dos mais desafiadores e dinâmicos da atualidade (Santos *et al.*, 2021).

No cenário brasileiro o destaque nos últimos 10 anos, é a diversificação da matriz energética com fontes como solar fotovoltaica e eólica, impulsionado por recursos naturais abundantes e tecnologias competitivas. O contexto apresenta oportunidades em inovação tecnológica e cooperação internacional, enquanto riscos envolvem instabilidade política e volatilidade de mercado, tais fatores evidenciam a importância de políticas públicas eficazes para viabilizar investimentos e acelerar a transição energética sustentável do País (Vasconcelos; Castilho, 2025). O desenvolvimento sustentável é um conceito sistêmico que se traduz num modelo de desenvolvimento global que incorpora os aspectos de desenvolvimento ambiental. Sendo usado pela primeira vez em 1987, no Relatório de Brundtland, elaborado pela Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, criado em 1983 pela Assembleia das Nações Unidas (ECO 92):

O desenvolvimento que procura satisfazer as necessidades da geração atual, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de satisfazerem as suas próprias necessidades, significa possibilitar que as pessoas, agora e no futuro, atinjam um nível satisfatório de desenvolvimento social e econômico e de realização humana e cultural, fazendo, ao mesmo tempo, um uso razoável dos recursos da terra e preservando as espécies e os habitats naturais.

O Brasil tem conduzido um processo gradual de abertura do mercado de energia elétrica desde a década de 1990, promovendo maior liberdade para consumidores e estimulando o desenvolvimento de novos negócios no setor. No entanto, esse processo

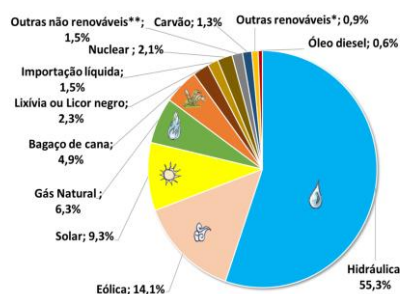
tem enfrentado diversos desafios, desde barreiras regulatórias até dificuldades na adaptação dos agentes do mercado às novas dinâmicas de comercialização de energia (Santos *et al.*, 2021).

Diante da necessidade de diversificação e descentralização da produção de energia, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) surge como um mecanismo essencial para impulsionar a utilização de fontes renováveis. A possibilidade de escolher fornecedores baseando-se não apenas no preço, mas também na origem da energia, tem sido um dos principais atrativos do ACL, tornando-se um catalisador para o crescimento da energia limpa no Brasil (Silva *et al.*, 2024).

2.1 O Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

A crise do petróleo na década de 1970, alertou o mundo para a necessidade de se buscar outros meios alternativos para o problema energético, que no dizer de Rosa (2016) “o cenário atual vem fazendo com que as nações busquem novas formas de geração de energia que causem menos danos ao meio ambiente e sejam viáveis economicamente”. A utilização das energias eólica e solar tem uma importância crucial para se constituir uma energia limpa, o que se explica pela sua crescente implementação. A Figura 1 ilustra a Matriz Elétrica Brasileira no ano de 2024, cuja participação da energia de outras fontes renováveis (eólica e solar) tem crescido em detrimento da energia hidroelétrica que demanda por alto custos na construção de barragens e principalmente devidos as mudanças climáticas que por consequência acarretam longos períodos de estiagem (EPE, 2025).

Figura 1- Matriz Elétrica Brasileira 2024





Fonte: Matriz Elétrica Brasileira (2024) *apud* EPE (2025)

A energia elétrica desempenha um papel central no desenvolvimento socioeconômico do Brasil, sendo a demanda por eletricidade um dos principais indicadores de progresso e qualidade de vida. O SEB é composto por diversos agentes responsáveis pelas etapas de geração, transmissão e distribuição de energia, com destaque para o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange quatro subsistemas principais: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e grande parte da região Norte. Devido à extensão territorial do País, essa integração permite o intercâmbio de energia entre diferentes regiões, otimizando o uso dos recursos disponíveis e garantindo maior eficiência econômica (ONS, 2025).

Até a década de 1990, os setores elétricos ao redor do mundo eram predominantemente monopólios estatais (Silva *et al.*, 2024). Nesse período, iniciou-se um amplo processo de reestruturação desses setores, com o objetivo de introduzir mercados competitivos de energia elétrica e ajustar a regulamentação a essa nova realidade. No Brasil, a promulgação da Lei nº 9.074/1995 foi um marco na estruturação do SEB, pois permitiu a inserção da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica e estabeleceu os primeiros passos para a introdução da competição na comercialização (Santos *et al.*, 2021).

Salienta-se, portanto, que a diversificação da matriz energética também é fundamental para aumentar a segurança no fornecimento de energia, uma vez que reduz a dependência de fontes de energia não renováveis, como os combustíveis fósseis (Nunes *et al.*, 2024). Essa diversificação contribui para a resiliência do sistema energético, tornando-o menos vulnerável a crises externas, como flutuações no preço do petróleo ou a escassez de recursos naturais, por exemplo água. Assim, a ampliação das fontes renováveis de energia é um passo crucial para consolidar o Brasil como referência em energia limpa e sustentável na América Latina e no mundo, promovendo o desenvolvimento socioeconômico e alinhando-se aos compromissos internacionais de mitigação dos impactos climáticos. Com um setor energético mais sustentável, o Brasil poderá, portanto, contribuir de forma significativa para a redução das emissões globais de gases de efeito estufa, além de acelerar a economia e melhorar a qualidade de vida de sua população (Tolmasquim *et al.*, 2021).

2.2 Mercado e Energia Elétrica no Brasil

O mercado de energia elétrica no Brasil atualmente opera sob dois modelos distintos de contratação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, os consumidores cativos, como residências e pequenas empresas, adquirem eletricidade diretamente das distribuidoras locais, de acordo com condições estabelecidas pela ANEEL (Delapedra-Silva *et al.*, 2021). A comercialização de energia nesse ambiente ocorre por meio de leilões organizados pelo governo, nos quais os geradores competem para oferecer eletricidade ao menor preço possível, assegurando tarifas mais acessíveis aos consumidores finais. Essa estrutura tem o objetivo de garantir a previsibilidade do suprimento de energia e evitar oscilações excessivas nos preços, proporcionando maior estabilidade ao setor elétrico (Tolmasquim, 2021).

Por outro lado, o ACL possibilita que consumidores com demanda elevada, como indústrias e grandes empresas, negociem diretamente com geradores ou comercializadores de energia, estabelecendo condições contratuais mais flexíveis e preços potencialmente mais vantajosos. Esse modelo tem se expandido de forma acelerada no Brasil, impulsionado pelo interesse de consumidores em reduzir custos e garantir maior previsibilidade em suas despesas com energia elétrica. Além dos benefícios econômicos, a migração para o mercado livre tem sido amplamente associada ao crescimento do uso de fontes renováveis, uma vez que os consumidores podem optar por contratar energia de fornecedores que operam com tecnologias sustentáveis, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a transição energética do País (CCEE, 2025).

A evolução do setor elétrico brasileiro reflete um processo contínuo de modernização e diversificação, consolidando o País como protagonista na transição energética global por meio da expansão das fontes eólica e fotovoltaica. Esse avanço, impulsionado por reformas institucionais e inovações regulatórias, tem otimizado a eficiência e a segurança do suprimento, promovendo um sistema elétrico mais sustentável, resiliente e alinhado aos compromissos de equilíbrio ambiental e governança energética.

A estrutura tarifária da energia elétrica no Brasil é composta por múltiplos elementos que refletem os custos de geração, transmissão, distribuição e encargos setoriais. Essa composição busca equilibrar a viabilidade econômica das concessionárias com a acessibilidade das tarifas para os consumidores. A regulação tarifária pela ANEEL tem como objetivo garantir previsibilidade ao setor, permitindo a recuperação de investimentos necessários à manutenção e expansão da infraestrutura elétrica (Marques; Dias; Franco, 2023).

As políticas de governo têm impacto significativo na estrutura tarifária, especialmente no que se refere à definição dos mecanismos de precificação da energia e à alocação de custos entre os agentes do setor. Desde 2004, o Brasil adota leilões como principal instrumento para viabilizar a contratação de eletricidade de longo prazo. Essa política governamental foi implementada com o intuito de fortalecer a segurança energética, aprimorar a eficiência do mercado e fomentar a diversificação da matriz elétrica, com destaque para fontes renováveis, como a eólica e solar (Tolmasquim *et al.*, 2021; Diniz *et al.*, 2023).

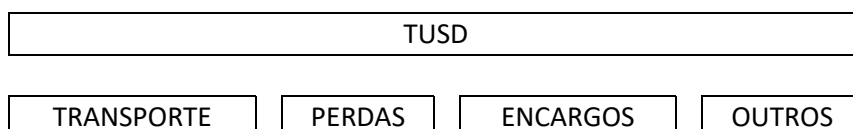
Dessa forma, a estrutura tarifária da energia elétrica no Brasil é resultado da interação entre decisões governamentais, regulação setorial e dinâmicas de mercado (Silva *et al.*, 2024). Ainda segundo Silva *et al.* (2024), as tarifas são calculadas com base na receita necessária para cobrir todos os custos das distribuidoras, incluindo custos operacionais, perdas de energia, depreciação, impostos, tributos e retorno sobre o capital investido. Além disso, a estrutura tarifária é dividida em dois componentes: "A" e "B". O componente "A" inclui os custos não gerenciáveis pelas distribuidoras, como compra de energia, custos de transmissão e encargos setoriais. Já o componente "B" abrange os custos gerenciáveis, que estão sob controle das distribuidoras, tais como custos operacionais, depreciação e retorno sobre o capital (Silva *et al.*, 2024).

No que se refere ao componente "B", a ANEEL adota uma regulação baseada em incentivos, visando estimular a eficiência operacional das distribuidoras. Esse incentivo é aplicado por meio do fator "X", definido nos processos de revisão periódica e utilizado como um redutor tarifário nos ajustes anuais. Quanto maior a eficiência da distribuidora na gestão de seus custos, menor será o fator "X" (Silva *et al.*, 2024). Assim, parte dos ganhos de eficiência é mantida pelas distribuidoras, enquanto outra parte é repassada aos consumidores por meio de tarifas reduzidas.

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE) são estabelecidas com base em custos regulatórios definidos nos processos de reajuste ou revisão tarifária. Esses custos são detalhados em diferentes componentes tarifários, que variam conforme a estrutura do setor elétrico.

A TUSD é composta por diferentes elementos que refletem os custos da infraestrutura elétrica, como apresentado na Figura 2. A TUSD Transporte abrange os custos pelo uso das redes de transmissão e distribuição, sendo subdividida em TUSD FIO A, que engloba os custos pelo uso de ativos de terceiros, como sistemas de transmissão, transformadores e conexões, e TUSD FIO B, que corresponde aos custos dos ativos próprios da distribuidora, incluindo depreciação e despesas operacionais. Além disso, a TUSD Encargos cobre custos regulatórios relacionados à pesquisa e desenvolvimento, fiscalização, incentivos a fontes renováveis e programas governamentais, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) (ANEEL, 2022, 2024; Nunes *et al.*, 2024). Já a TUSD Perdas recupera os custos decorrentes de perdas técnicas e não técnicas no sistema elétrico, além de receitas irrecuperáveis.

Figura 2 - Composição da TUSD

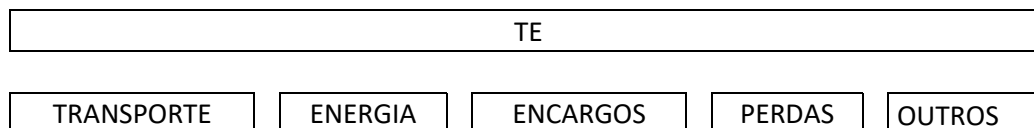


Fonte: (ANEEL, 2022) Adaptado pelos Autores

Já a TE (Tarifa de Energia), por sua vez ilustrado na Figura 3, reflete os custos da compra de eletricidade para revenda. A TE Energia inclui os custos de aquisição de energia por meio de leilões no ACR, quota de Itaipu, geração própria e compra de geração distribuída. A TE Encargos contempla os custos associados a serviços do sistema, como Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER), além de pesquisa e desenvolvimento, uso de recursos hídricos e diversas quotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), incluindo aquelas vinculadas à desestatização da Eletrobras e aos incentivos à geração distribuída (ANEEL, 2025). A TE Transporte cobre os custos de transmissão relacionados ao transporte de energia da usina de Itaipu e à

sua Rede Básica. Por fim, a TE Perdas, refere-se aos custos com as perdas na Rede Básica associadas ao mercado de referência de energia.

Figura 3 - Composição da TE



Fonte: (ANEEL, 2022) Adaptado pelos Autores

A aplicação da tarifação também é influenciada por outros fatores, como a modalidade tarifária (convencional ou horo-sazonal), a classificação do consumidor (residencial, comercial, industrial, rural, entre outros) e o subgrupo tarifário (baixa ou alta tensão). Adicionalmente, a tarifa busca incentivar práticas sustentáveis, como o consumo eficiente de energia e o uso de fontes renováveis, alinhando-se às políticas de modernização do setor elétrico brasileiro.

Diante do exposto, O mercado livre de energia corrobora como desenvolvimento sustentável onde oferece diversas vantagens significativas para os consumidores, principalmente no que diz respeito à previsibilidade de preços, o que facilita um melhor planejamento financeiro, já que os custos podem ser negociados previamente. Além disso, o poder de escolha do fornecedor e do tipo de energia contratada garante flexibilidade, permitindo que os consumidores optem por fontes renováveis (ambientalmente corretas e que não degradem o meio ambiente) ou convencionais, conforme suas preferências ou necessidades ambientais. Com a possibilidade de contratar energia sem as variações de preços típicas entre horários de ponta e fora de ponta, o mercado livre proporciona maior estabilidade na conta de energia (Boff *et al.*, 2022).

3 METODOLOGIA

A metodologia adotada, fundamenta-se na articulação entre revisão bibliográfica, estudo de caso, abordagem quantitativa, e modelagem de viabilidade econômica. O objetivo central é examinar o funcionamento do mercado livre de energia



elétrica no Brasil com foco na sustentabilidade ambiental, com ênfase no estado de Pernambuco, e avaliar seus efeitos sob a ótica financeira.

A análise quantitativa é conduzida com base em dados reais do mercado livre de energia, com foco na simulação de faturas de consumidores localizados em Pernambuco.

No estudo de caso, são examinadas empresas conectadas em alta tensão que optaram pela migração para o mercado livre. As unidades consumidoras serão classificadas segundo o porte empresarial, com o objetivo de identificar padrões de consumo, principais dificuldades enfrentadas no processo de migração e os efeitos econômicos observados após a mudança de ambiente de contratação.

A avaliação da viabilidade econômica é realizada por meio de um modelo de simulação desenvolvido em planilha eletrônica, Excel, o qual possibilita a construção de diferentes cenários projetados ao longo de um horizonte temporal de dez anos. O modelo considera variáveis como volume de energia contratada, preços de energia no mercado livre, encargos regulatórios e descontos aplicáveis, permitindo mensurar os impactos econômicos da migração em diferentes condições operacionais.

3.1 Definição do Perfil de Estudo

Para embasar a análise, foram utilizados dados extraídos do site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), mais especificamente da planilha informercado de janeiro de 2024, (CCEE, 2024). Essa base de dados contém informações abertas e detalhadas sobre medições de empresas reais e pontos de consumo em um Estado no Nordeste do Brasil, permitindo uma avaliação ampla do mercado consumidor de energia no ACL. A partir dessa base de dados, identificou-se um total de 1128 pontos de consumo pertencentes ao Grupo A no mês de janeiro de 2024, que também já operam no ACL. Para refinar a análise e garantir representatividade, foi aplicado um filtro considerando apenas empresas com demanda entre 500 kW a 1.500 kW, permitindo a construção de um perfil mais condizente com a realidade de consumidores de médio porte e diversificando com vários ramos de atividades. Com essa seleção, foram identificados 393 pontos de consumo, cujos dados reais de consumo no mês de janeiro de 2024 foram analisados onde tivemos uma demanda média de 742 kW com

respectivo consumo médio total de 270 MWh e considerando que o consumo de energia no horário de ponta é 11% do volume total, conforme observado na Tabela 1.

Tabela 1 - Perfil Médio das Empresas no ACL com demanda entre 500 kW a 1500kW

Item	Nome	Quantidade
1	Demanda Média Fora Ponta	742 kW
2	Consumo Médio Ponta	27 MWh
3	Consumo Médio Fora Ponta	243 MWh
4	Consumo Médio Total	270 MWh

Fonte: Os autores

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A avaliação da viabilidade da migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre, considera-se diversos fatores que influenciam essa decisão. Entre os aspectos analisados, destacam-se o consumo mensal de energia, a demanda contratada, as tarifas aplicadas pela concessionária local, através da Resolução Homologatória nº 3.451, de 29 de abril de 2025 e os custos adicionais para adequação ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). Neste estudo, a empresa analisada possui um perfil, que consome energia nos horários de ponta e fora ponta, o onde o primeiro tem um impacto proporcional na sua estrutura de custos. Seu contrato atual prevê uma demanda contratada média de 742 kW, com um consumo no horário de ponta médio de 27.000 kWh e um consumo fora de ponta médio de 243.000 kWh, totalizando um consumo médio mensal de 270.000 MWh ao mês ou 3.240 MWh ao ano. Esse perfil de carga é relevante para a simulação de custos nos diferentes ambientes de contratação, uma vez que o custo da energia elétrica pode variar significativamente dependendo do regime tarifário adotado.

Para exemplificar a aplicabilidade da contratação de energia nos dois ambientes regulatórios do Setor Elétrico Brasileiro, realizou a análise de um consumidor hipotético localizado em um Estado do Nordeste do Brasil, atendido pela concessionária local. São considerados dois cenários: permanência no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), com contratação de energia de fontes renováveis/ambientais (Hammarstron *et al.*, 2018)

A Tabela 2, baseia-se na descrição na forma de realizar o faturamento da

estrutura de fatura exemplificativa de energia elétrica, do mercado regulado de uma empresa em média tensão com perfil de consumo equivalente: 270.000 kWh mensais, demanda de 742 kW. A fatura simulada do ACR apresenta um custo total de R\$ 199.292,33 (composição A+B).

Tabela 2 - Simulação de fatura de energia no modelo ACR modalidade verde

Faturamento no Cativo					
A - Fatura com a Distribuidora				R\$	199.292,33
Produto	Unidade	Quantidade	Tarifa	Faturado	
Demanda Ponta	kW	0,00	0,00000	R\$	-
Demanda Fora Ponta	kW	742,00	21,39000	R\$	15.871,38
Encargos Ponta	kWh	27.000,00	1,24441	R\$	33.599,07
Encargos Fora Ponta	kWh	243.000,00	0,09468	R\$	23.007,24
Consumo Ponta	kWh	27.000,00	0,43671	R\$	11.791,17
Consumo Fora Ponta	kWh	243.000,00	0,26610	R\$	64.662,30
Adicional de Bandeira	kWh	270.000,00	0,00000	R\$	-
Impostos	Aliquota	Base de Cálculo		Faturado	
PIS/Cofins	6,00%	R\$ 199.292,33		R\$	11.957,54
ICMS	20,50%	R\$ 187.334,79		R\$	38.403,63
B - Custos com o Gerador				R\$	-
Produto	Unidade	Quantidade	Tarifa	Faturado	
Operação do Gerador	kWh	0,00	0,00	R\$	-
Manutenção	"un"				
C - Custo Total Mercado Regulado (A+B)				R\$	199.292,33
C - Custo Total Mercado Regulado (A+B)				R\$	199.292,33
G - Total Mercado Livre (D+E+F)				R\$	162.378,58
H - Economia Mensal (C-G)				R\$	36.913,75
I - Economia Mensal Percentual (C-G)/C					18,5%

Fonte: Os autores

A Tabela 3 ilustra de forma exemplificativa a forma de faturamento de uma empresa no ACL recebendo os devidos incentivos ao consumo de fontes renováveis. No ACL, o custo total da fatura foi de R\$ 162.378,58, composto por três blocos principais. O primeiro, representado pela parcela **D**, refere-se à fatura com a distribuidora, que inclui os encargos e o uso do sistema de distribuição TUSD, totalizando R\$ 69.860,36. Este valor já considera importantes descontos regulamentares, como o abatimento de R\$ 7.935,69 na TUSD fio e R\$ 15.521,36 nos encargos setoriais, além da inclusão do Encargo da Conta COVID, no valor de R\$ 3.186,00.

Tabela 3 - Simulação de fatura de energia no modelo ACL

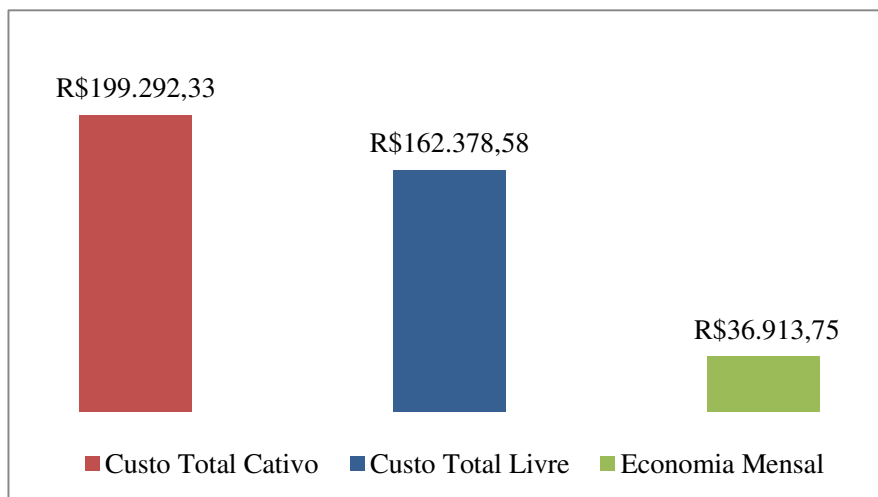
Faturas no Mercado Livre					R\$	69.860,36
D - Fatura com a Distribuidora no Mercado Livre						
Produto	Unidade	Quantidade	Tarifa		Faturado	
Demanda Ponta	kW	0,00	0,00000	R\$	-	
Demanda Fora Ponta	kW	742,00	21,39000	R\$	15.871,38	
Encargos Ponta	kWh	27.000,00	1,24441	R\$	33.599,07	
Encargos Fora Ponta	kWh	243.000,00	0,09468	R\$	23.007,24	
Desconto na TUSD Fio					-R\$ 7.935,69	
Desconto TUSD Encargo					-R\$ 15.521,36	
Encargo da Conta Covid	kWh	270.000,00	0,01180	R\$	3.186,00	
Impostos	Aliquota	Base de Cálculo			Faturado	
PIS/Cofins	6,00%	R\$ 69.860,36		R\$	4.191,62	
ICMS	20,50%	R\$ 65.668,74		R\$	13.462,09	
Cobrança de ICMS sobre Subvenção CDE	20,50%	R\$ -		R\$	-	
E - Contrato com o Gerador no Mercado Livre - Incluso PIS/COFINS					R\$	84.243,40
Produto	Unidade	Quantidade	Preço		Faturado	
Fatura de Energia Incentivada 50%	MWh	276,750	242,00	R\$	66.973,50	
Impostos	Aliquota	Base de Cálculo			Faturado	
ICMS	20,50%	R\$ 84.243,40		R\$	17.269,90	
F - Despesas mensais com a CCEE					R\$	8.274,83
Produto	Unidade	Quantidade	Tarifa		Faturado	
Contribuição Associativa	kWh	276.750,00	0	R\$	-	
Encargo de Energia de Reserva	kWh	276.750,00	0,023600	R\$	6.531,30	
Encargo de Serviço do Sistema	kWh	276.750,00	0,006300	R\$	1.743,53	
Representação na CCEE	R\$	3.000,00	0	R\$	-	
G - Total Mercado Livre (D+E+F)					R\$	162.378,58

Fonte: Os autores

A segunda parcela, **E**, refere-se ao contrato bilateral com o gerador, no qual foi contratada energia incentivada com direito a 50% de desconto na TUSD. Foram adquiridos 270 MWh, acrescido de 3% de perdas do sistema devido ao programa de PROINFA ao preço de R\$ 242,00/MWh, resultando em um custo bruto de R\$ 66.973,50. Sobre esse montante, incide ICMS no valor de R\$ 17.269,90, totalizando R\$ 84.243,40 para essa etapa. A terceira componente, **F**, corresponde às despesas operacionais junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que somaram R\$ 8.274,83. Este valor inclui encargos de energia de reserva e serviços do sistema, como a utilização da infraestrutura elétrica nacional a um valor aproximado de 29,90R\$/MWh.

Ao comparar este custo total no ACL com o valor de R\$ 199.292,33 (composição A+B). observado no ACR, verifica-se uma economia mensal de R\$ 36.913,75, o que representa uma redução de aproximadamente 18,5% nos custos de energia elétrica conforme pode ser observado no Gráfico 1.

Gráfico 1 - Comparativo de custos entre o ACL e o ACR



Fonte: Os autores

A Tabela 4, apresenta um comparativo para a avaliação Econômica da Migração do ACR para ACL simulando projeções de desembolso evitado e estratégias de compra. A análise comparativa entre os custos projetados nos ambientes revela um cenário favorável à migração para o mercado livre de energia, especialmente para consumidores do grupo A4 com perfil incentivado. A projeção de custos para o período de 2026 a 2035 demonstra que, ao negociar contratos bilaterais com preços competitivos, é possível obter uma economia significativa ao longo dos anos. No ACR, o custo anual total permanece constante em R\$ 2.391,51 mil, totalizando R\$ 23.915,08 milhões ao longo de dez anos. Esse valor é composto por três principais componentes: custo de energia (R\$ 1.227,68 mil), custo de uso do fio (R\$ 254,85 mil) e encargos setoriais (R\$ 908,97 mil). A tarifa média regulada é de R\$ 738,12/MWh, refletindo a rigidez tarifária do ambiente regulado.

Tabela 4 - Projeção de custos de 10 anos da Migração do ACR para o ACL

Comparativo LivresCativo (Bandeira Verde)											
CELPE A4 Verde Incentivada 50%	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	TOTAL Período
Custo Anual Total do Cativo (mil R\$)	2.391,51	2.391,51	2.391,51	2.391,51	2.391,51	2.391,51	2.391,51	2.391,51	2.391,51	2.391,51	23.915,08
Tarifa Média Cativo (R\$/MWh)	738,12	738,12	738,12	738,12	738,12	738,12	738,12	738,12	738,12	738,12	738,12
Custo Energia (mil R\$)	1.227,68	1.227,68	1.227,68	1.227,68	1.227,68	1.227,68	1.227,68	1.227,68	1.227,68	1.227,68	12.276,75
Custo Fio (mil R\$)	254,86	254,86	254,86	254,86	254,86	254,86	254,86	254,86	254,86	254,86	764,58
Custo Encargos (mil R\$)	908,97	908,97	908,97	908,97	908,97	908,97	908,97	908,97	908,97	908,97	9.089,73
Custo Gerador na Ponta (mil R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos Anuais Associados à Migração ACL (mil R\$)	1.907,38	1.738,64	1.675,98	1.671,81	1.663,45	1.655,10	1.646,74	1.638,39	1.630,03	1.621,68	16.849,20
Tarifa Média Livre (R\$/MWh)	588,70	536,62	517,28	515,99	513,41	510,83	508,25	505,67	503,10	500,52	520,04
Custo Fio (mil R\$)	127,43	127,43	127,43	127,43	127,43	127,43	127,43	127,43	127,43	127,43	382,29
Custo Encargos (mil R\$)	659,73	659,73	659,73	659,73	659,73	659,73	659,73	659,73	659,73	659,73	1.979,20
ESS + ESE (R\$ 6,3/MWh)	20,92	20,92	20,92	20,92	20,92	20,92	20,92	20,92	20,92	20,92	62,77
Energia de Reserva (R\$ 23,6/MWh)	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	78,38	235,13
Representação CCEE (R\$ Q/MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contribuição CCEE (R\$ Q/MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custo ICMS Subversão CDE (mil R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Encargo da Conta Covid (mil R\$)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Custo de Adequação da Medição (mil R\$)	10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,00
Custo da Multa de Rescisão de Contrato (mil R\$)											0,00
Custo Adesão CCEE (mil R\$)	0,00										0,00
Custo Energia do Contrato Bilateral (mil R\$)	1.010,92	852,18	789,52	785,34	776,99	768,63	760,28	751,92	743,57	735,22	2.652,62
Preço da Energia do Contrato Bilateral (R\$/MWh)	242,00	204,00	189,00	188,00	186,00	184,00	182,00	180,00	178,00	176,00	63,50
ECONOMIA MÉDIA											
REDUÇÃO DE CUSTO ANUAL (mil R\$)	484,13	652,86	715,53	719,70	728,06	736,41	744,77	753,12	761,48	769,83	7.065,88
REDUÇÃO DE TARIFA MÉDIA (R\$/MWh)	149,42	201,50	220,84	222,13	224,71	227,29	229,87	232,44	235,02	237,60	218,08
REDUÇÃO (%)	18,5%	27,3%	29,9%	30,1%	30,4%	30,8%	31,1%	31,5%	31,8%	32,2%	29,5%

Fonte: Os autores

O Mercado Livre de Energia Elétrica foi criado em 1995, com a Lei 9.074 com o intuito de aumentar a competitividade entre as empresas brasileiras, proporcionando a redução de custos e assim estimulando a livre concorrência (Ribeiro *et al.*, 2024). O Ambiente de Contratação Livre (ACL), é onde os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia, e negociam todas as condições contratuais, dependendo do perfil do consumidor. Condições como o preço pago pela energia,

condições de pagamento, quantidade de energia contratada, período, volume entre outras, está ilustrado na Figura 4. No ACL, a empresa tem liberdade para negociar contratos diretamente com geradores e comercializadores de energia, reduzindo custos com a Tarifa de Energia (TE). No entanto, continua pagando encargos setoriais e a TUSD para uso da rede, mas com os subsídios dados pela legislação em vigor (Araújo *et al.*, 2008).

Quadro 1 - Benefícios do Mercado Livre

Item	Vantagens de comprar	Justificativa
1	Previsibilidade de preços	Permite um melhor planejamento financeiro, já que os custos são negociados previamente
2	Poder de escolha de fornecedor e tipo de energia	Assegura flexibilidade para optar por fontes renováveis ou convencionais
3	Energia sem diferença de preços nos horários de ponta e fora de ponta	A energia contratada não sofre variações de preços entre horários de ponta e fora de ponta, trazendo estabilidade
4	Variedade de produtos para avaliar contratação	Produtos disponíveis possibilita estratégias personalizadas para atender às necessidades específicas
5	Contratação para atender várias unidades	Empresas com múltiplas unidades podem centralizar a contratação, otimizando custos
6	Mecanismos para vender energia em caso de sobra ou comprar em caso de déficit	Ponto que pode mitigar risco na contratação
7	Negociação de prazos para pagamentos e de flexibilidade contratual atrelada a medição de energia	Garante maior alinhamento às particularidades de cada consumidor

Fonte: ABRACEEL (2020) adaptado pelos Autores

O mercado livre de energia oferece diversas vantagens significativas para os consumidores, principalmente no que diz respeito à previsibilidade de preços, o que facilita um melhor planejamento financeiro, já que os custos podem ser negociados previamente. Além disso, o poder de escolha do fornecedor e do tipo de energia contratada garante flexibilidade, permitindo que os consumidores optem por fontes renováveis/ambientais (solar ou eólica) ou convencionais. Atualmente a energia elétrica do País é proveniente das hidroelétricas, apresentado na Figura 1, todavia devido a mudanças climáticas esta fonte de energia encontra-se em fase de escassez, sendo

complementada por fontes derivadas do petróleo promotoras do efeito estufa e chuva ácida. Com a possibilidade de contratar energia sem as variações de preços típicas entre horários de ponta e fora de ponta, o mercado livre proporciona maior estabilidade na conta de energia (Boff *et al.*, 2022).

Segundo a Resolução Normativa nº 1000/2021 da ANEEL, em sua página 131, o faturamento da energia elétrica ativa é efetuado de acordo com dois tipos de consumidores, os do Grupo (A) e os do Grupo (B). Para unidades consumidoras do Grupo A deve seguir critérios específicos. A distribuidora é responsável por faturar o consumo de energia elétrica ativa dessas unidades, exceto nos casos em que houver opção de faturamento pelo Grupo B, que é uma escolha do cliente. Para consumidores livres ou especiais, quando o montante de energia elétrica ativa medido ultrapassar o produto entre o número de horas do ciclo de faturamento e o limite contratado de energia elétrica ativa (em MW médios), a distribuidora calcula o faturamento de acordo com o posto tarifário, o limite ativo estabelecido, consumo no pico ou fora do pico e o montante de energia elétrica consumido em megawatt-hora (MWh).

Vale destacar que os resultados apresentados devem ser interpretados como uma fotografia do mercado em um momento específico, com condições de contornos de um cliente hipotético, não constituindo recomendação definitiva de contratação. A decisão de ingresso ou negociação no mercado livre de energia deve considerar critérios técnicos, regulatórios e econômicos do momento, bem como as condições vigentes no mercado, que incluem janelas de oportunidade e variações de preços influenciadas por fatores políticos, hidrológicos e conjunturais. É importante ressaltar que, dependendo do cenário de contratação e da estratégia adotada, os resultados podem divergir significativamente daqueles aqui expostos. Assim, este texto busca apenas indicar um caminho possível para a análise e tomada de decisão, sem substituir a avaliação detalhada das condições reais do mercado.

5 CONCLUSÕES

Evidencia-se que os potenciais benefícios econômicos da migração para o mercado livre de energia elétrica, especialmente quando associado à contratação de energia proveniente de fontes incentivadas e renováveis. Mitigando assim o efeito

estufa e chuva ácida causadores das mudanças climáticas desta forma favorecendo o desenvolvimento sustentável.

Em um horizonte de dez anos, a migração para o ACL pode gerar economia acumulada superior a R\$ 7 milhões, com reduções tarifárias médias superiores a 30%. A contratação de energia proveniente de fontes renováveis, como eólica e solar, apresenta viabilidade econômica e contribui para a diminuição das emissões associadas ao consumo energético.

O ACL apresenta características que favorecem a diversificação da matriz energética e a expansão de projetos de geração distribuída. A possibilidade de escolha de fornecedores e fontes de energia permite a adequação das estratégias empresariais às exigências regulatórias e ambientais.

6 REFERÊNCIAS

ABRACEEL. **Quais os benefícios do mercado livre de energia?**. Brasília, DF: Abraceel, 2020. Disponível em: <https://abraceel.com.br/blog/2020/01/quais-os-beneficios-do-mercado-livre-de-energia/>. Acesso em: 12 dez. 2024.

ANDRADE, Elias Sebastião. Desenvolvimento sustentável e sociedade 5.0: rumo à felicidade e ao bem-estar. **Revista Humanitaris B3**, v.2, n.2, p.625, 2021.

ANEEL. **Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição**. Brasília, DF: Aneel, 2022. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pdf. Acesso em: 05 fev. 2025.

ANEEL. **Resolução Homologatória nº 3.325, de 23 de abril de 2024**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2024, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Energética de Pernambuco - Neoenergia Pernambuco, e dá outras providências. Brasília, DF: Aneel, 2024.

ANEEL. **Resolução Homologatória nº 3.451, de 29 de abril de 2025**. Homologa o resultado da Revisão Tarifária Periódica – RTP de 2025 da Companhia Energética de Pernambuco - Neoenergia Pernambuco, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2025.

ARAÚJO, J. L. R. H. *et al.* Energy contracting in Brazil and electricity prices. **International Journal of Energy Sector Management**, [S.l.], v. 2, n. 1, p. 36–51, 2008. DOI: <https://doi.org/10.1108/17506220810859088>

BOFF, D. *et al.* Tariff reduction as a tool to increase the efficiency of electricity distributors: A case study in southern Brazil. **The Electricity Journal**, [S.l.], v. 35, n. 9, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2022.107203>.

CCEE. **Mercado Mensal 2024**. São Paulo: CCEE, 2024. Disponível em:



<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>. Acesso em: 14 jan. 2025.

CCEE. **Mercado livre**. São Paulo: CCEE, 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado-livre-acl>. Acesso em: 14 jan. 2025

DELAPEDRA-SILVA, V. A. *et al.* Economic Evaluation of Wind Power Projects in a Mix of Free and Regulated Market Environments in Brazil. **Energies**, [S.l.], v. 14, n. 11, p. 1-18, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14113325>.

DINIZ, B. A. *et al.* Atrasos na construção de usinas elétricas decorrem de leilões de energia elétrica no Brasil. **Política Energética**, [S.l.], v. 175, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113467>.

EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 29 ago. 2025.

ECO. **Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento**. [S.l.: s.n.], 1992.

GUERRA, Wander de Souza Dias. Petrobras e mudanças climáticas: Notas sobre o planejamento da transição ecológica energética brasileira. *In*: ENCONTROS NACIONAIS DA ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA EM PLANEJAMENTO URBANO E REGIONAL. 20., 2023, Belém. **Anais [...]** Belém: ENANPUR, 2023.

HAMMARSTRON, J. R. *et al.* Analysis of the electricity tariffs in Brazil in light of the current behavior of the consumers. *In*: INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE. 53., 2018, Glasgow, UK. **Anais [...]**. Glasgow, UK: UPEC, 2018.

LUBE, Paulo *et al.* A energia solar fotovoltaica no contexto dos ODS 7 e 13. **Epitaya E-books**, [S.l.], v. 1, n. 92, p. 61-70, 2024.

MARIANO, Nelson; FERRAREZI JÚNIOR, Edemar. Meio ambiente: a sustentabilidade como meio para erradicação da degradação ambiental. **Revista Interface**, [S.l.], v. 19, p. 784-796, 2022.

MARQUES, G. S.; DIAS, M. A. P.; FRANCO, J. L. A. Public Innovation Policy Evaluation: Brazilian Electricity Tariff Paid by Consumers. **Sustainability**, [S.l.], v. 15, n. 13, 10142, 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/su151310142>

NUNES, A. M. M. *et al.* Impact assessment of public policies in the municipalities covered by the Brazilian Incentive program for alternative electricity sources (PROINFA). **Renewable Energy**, [S.l.], v. 235, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121342>

ONS. **Energia agora: carga e geração**. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>. Acesso em: 6 jan. 2025.

RIBEIRO, A. T. V. B. *et al.* Competitive changes and innovation practice: Analysis of R&D policy on the Brazilian electricity sector. **Next Energy**, [S.l.], v. 2, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.nxener.2023.100039>

ROSA, Antônio Robson Oliveira da; GASPARIN, Fabiano Perin. Panorama da energia solar



fotovoltaica no Brasil. **Revista Brasileira de Energia Solar**, [S.l.], v. 7, n. 2, p. 140, 2016.

SANTOS, A. Q. O. *et al.* Electricity Market in Brazil: A Critical Review on the Ongoing Reform. **Energies**, [S.l.], v. 14, n. 10, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14102873>.

SILVA, P. F. *et al.* Socioeconomic impact of Brazilian electricity market liberalization: Forecasting and optimized tariff analysis. **Energy**, [S.l.], v. 313, 2024. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133992>

TOLMASQUIM, M. T. *et al.* Electricity market design and renewable energy auctions: The case of Brazil. **Energy Policy**, [S.l.], v. 158, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112558>

VASCONCELOS, G. F.; CASTILHO, H. A. A SWOT analysis for the evolution of Brazil's renewable energy sector. **Utilities Policy**, [S.l.], v. 96, 2025. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2025.101997>