

Impacto da Incorporação da Lei 14.182/2021 nos Resultados do PDE 2031

1st Maicon J. Marcarini Lucion
Aluno e Estagiário

Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA)
ITAIPIU Binacional

Foz do Iguaçu, Paraná, 85867-970, Brasil
mjm.lucion.2016@aluno.unila.edu.br

2nd Rafael J. de Andrade
Engenheiro

ITAIPIU Binacional
Foz do Iguaçu, Paraná, 85867-970, Brasil
rafaelja@itaipu.gov.br

3rd Jorge J. Gimenez Ledesma
Professor

Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA)
Foz do Iguaçu, Paraná, 85867-970, Brasil
jorge.ledesma@unila.edu.br

Abstract—The Ten-Year Energy Expansion Plan - PDE is developed annually by the Energy Research Office - EPE, with the support and monitoring of the Ministry of Mines and Energy - MME and other entities in the sector. Its main objective is to indicate the perspectives of future expansion of the energy sector from the perspective of the Federal Government in the horizon of ten years. PDE 2031 presents the result of the free scenario in which the indicative expansion of generation is not linked to the need to comply with legal requirements and energy policy guidelines established by the MME. The reference scenario considers these policies, which incorporated the changes brought by law 14.182/2021. This law provides for the privatization of Eletrobras and several legislative changes, which were incorporated into the reference scenario. In this paper, a comparison between the PDE 2030 and the PDE 2031 is presented. The indicative expansion of electricity generation of the reference scenario is evaluated, highlighting the changes brought by the law. The planner's challenge in dealing with such uncertainties is highlighted.

Index Terms — PDE 2031; PDE 2030; Law 14.182/2021; Electricity Generation.

I. INTRODUÇÃO

A energia elétrica se tornou cada vez mais essencial para a sobrevivência humana e está diretamente relacionada com o desenvolvimento da sociedade. Na produção da energia elétrica, podem existir diversas incertezas, que incluem as imprevisibilidades climáticas, falta de dados confiáveis, instabilidade dos preços dos combustíveis, fragilidade das projeções de consumo, surgimento de novas tecnologias, possibilidade de falha de equipamentos, entre outras.

Atualmente, com o intuito de minimizar tais incertezas, o Brasil possui um sistema de transmissão e produção de grande porte, do tipo hidro-térmico-eólico, com predominância da hidroeletricidade [1]. Esse sistema é chamado de Sistema Interligado Nacional – SIN, o qual está composto por um conjunto de equipamentos e instalações conectados eletricamente, formando uma rede composta principalmente usinas de geração e

centros de consumo ligados por linhas de transmissão, que possibilitam o suprimento de energia elétrica do país [2].

O SIN está composto por quatro subsistemas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte). Garantindo o funcionamento integrado aumentando a segurança operacional, evitando interrupções no abastecimento e permitindo o atendimento ao mercado com segurança econômica [1].

Cada subsistema está localizado em diferentes regiões com regimes hidrológicos e com regime de ventos distintos, graças ao SIN é possível que as usinas localizadas em 16 bacias hidrográficas e parques eólicos de diferentes regiões atuem de forma integrada, garantindo uma maior confiabilidade do sistema e otimização dos recursos disponíveis. Também a geração térmica tem como principal objetivo complementar a demanda exigida, balanceando o uso dos reservatórios para assegurar o atendimento futuro [2].

O planejamento de expansão do sistema elétrico tem como finalidade garantir a implementação de projetos que atendam a previsão de consumo de energia elétrica, satisfazendo as restrições de confiabilidade no suprimento, minimizando a soma dos custos de investimentos e custos de operação. O planejamento da expansão também é dividido em três horizontes de tempo: longo prazo (20-30 anos), médio prazo (15 anos) e curto prazo (até 10 anos) [3] [4].

O Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE é um documento elaborado a cada ano pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE com o apoio do Ministério de Minas e Energia – MME, sendo o objetivo principal apresentar as perspectivas da expansão do setor energético para um horizonte de dez anos, trazendo benefícios em termos de aumento de confiabilidade, redução de impactos ambientais e redução de custos de produção [5].

O plano é baseado em um exaustivo levantamento de dados contextualizando a análise da oferta e da demanda energética do país. Como resultado, o plano consolida as estratégias para os setores elétrico, dos combustíveis fósseis e dos renováveis, que

resultam na projeção da matriz energética do país para os próximos 10 anos.

A preparação do PDE 2031 foi iniciada no primeiro trimestre de 2021 e concluída em janeiro 2022, tendo buscado explorar ainda mais as inseguranças da retomada da economia. O PDE apresenta Cenário de Expansão de Referência que levou em consideração diretrizes de políticas energéticas, destacadamente a Lei nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras. O PDE também apresenta os resultados de uma Rodada Livre, que seria a resposta do mercado, em que a expansão indicativa não está atrelada a necessidade de atendimento a requisitos legais e diretrizes de política energética estabelecidos pelo MME.

O PDE 2031 propõe uma nova abordagem para o uso das restrições existentes no modelo NEWAVE que busca trazer maior realismo sobre a defluência das usinas hidrelétricas [5]. Além de incorporar os novos critérios de suprimento indicados pela portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020 [6]. Esses critérios levam em consideração riscos de não atendimento às necessidades de energia e potência, além de limitarem à exposição a Custos Marginais de Operação - CMO mais elevados.

Este trabalho tem como objetivo descrever os impactos da incorporação da Lei nº 14.182/2021 nos resultados do PDE 2031, com foco nos capítulos que tratam da expansão da geração e da transmissão. Tem como objetivos específicos:

- a) Avaliar a expansão indicativa de geração de energia elétrica do cenário de referência, dando destaque às modificações trazidas pela Lei;
- b) Comparar com o cenário de referência do PDE 2030;
- c) Analisar o impacto em termos de custos, emissões de gases de efeito estufa - GEE da contratação compulsória de usinas termelétrica a Gás Natural, com inflexibilidade operativa de 70%;
- d) Ressaltar o desafio do planejador ao lidar com as incertezas trazidas por incorporações de Leis que impactam o planejamento de expansão e operação.

O trabalho foi estruturado para facilitar o entendimento de termos e diretrizes de políticas energéticas que impactam no futuro da expansão de energia elétrica do país, trazendo de forma sucinta os principais conceitos relacionados ao tema, os quais no geral estão difundidos de forma muito dispersa e nem sempre acessível. Está dividido em três partes principais, a primeira é dedicada ao estado da arte e referencial teórico, a segunda voltada ao estudo de caso e a terceira contempla a coleta de dados, apresentação e discussão de resultados.

Por fim, destaca-se a necessidade deste trabalho já que as decisões por parte do Poder Público podem ter grande impacto no custo da energia elétrica. Determinações como a Lei nº 14.182/2021, podem afetar diretamente as gerações futuras com um possível aumento na tarifa e nos encargos, aumento

nas emissões de GEE e ao mesmo tempo uma redução na participação das renováveis na expansão da matriz elétrica, movimento contrário à tendência mundial.

II. ESTADO DA ARTE

Como resposta à crise energética do início dos anos 2000, o Governo Federal Brasileiro editou uma série de disposições que alteraram o panorama normativo entre os anos de 2003 e 2004. Sendo elas as leis nº 10.847e nº 10.848, 15 de março de 2004 e o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 [7] [8] [9].

Referente as normas citadas, [10] concluiu que as principais mudanças que trouxeram para o Setor Elétrico podem ser assim enumeradas:

- a) Criou dois ambientes de comercialização de energia: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL, gerando profundas modificações na comercialização de energia no SIN;
- b) Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e reorganizou as competências dos componentes da estrutura do setor elétrico;
- c) Retomada do planejamento setorial, a partir da contratação regulada por meio de leilões e com a criação da EPE;
- d) Volta de programas de universalização de acesso à energia elétrica;
- e) Segurança jurídica e estabilidade regulatória.

O marco regulatório foi denominado, por conta do seu ineditismo, de *Brazilian Hybrid Model* (Modelo Híbrido Brasileiro). O principal propósito dessas normas foi conciliar o planejamento estatal com competição pelo mercado, criando condições de atratividade para o capital privado, mas sem prescindir da atuação de empresas estatais [11].

Em 11 de setembro de 2012, foi aprovada a Medida Provisória - MP 579/2012 convertida na Lei nº 12.783/2013 no dia 11 de janeiro de 2013 [12] [13]. A MP [12], consistiu em medidas populistas para reduzir forçosamente o custo final de energia elétrica para os consumidores, numa manobra que visava às eleições de 2014. A MP forçou as usinas cujos contratos de concessão venceriam em 2015, a se posicionarem sobre sua renovação desconhecendo por completo quais seriam as condições [14].

A partir das consequências da Lei nº 12.783/2013, no ano de 2019, [15] estudou o impacto das intervenções governamentais na dinâmica empresarial do setor e concluiu que tais ações alteraram as regras do jogo vigentes, causando insegurança aos investidores e as empresas em geral.

A mesma lei impulsionou o estudo por parte de [16], o qual procurou entender a trajetória da construção do alicerce regulatório do setor elétrico, começando com a chegada da energia elétrica, ainda no Império, até a decisão do governo em intervir nas regras setoriais no ano de 2012. Concluindo que ao longo do tempo a atuação do governo tanto beneficiou quanto prejudicou o desempenho do setor, também do mesmo jeito que os demais autores citados, concluiu que fica evidenciada a importância e a seriedade que se deve ter para intervir nas normas regulatórias, não podendo ser por uma vontade política ou momentânea e sim fruto de estudos e análises preventivas das suas

consequências ao longo do tempo, como se deve exigir a uma regulação setorial robusta, eficiente e estável.

Em 13 de julho de 2021, foi publicada a Lei Federal nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras. Fruto da conversão da MP nº 1.031/2021, após ter passado por intensas discussões e emendas da Câmara dos Deputados e do Senado.

Em 2021, [17] estudou os reflexos do projeto de privatização da Eletrobras sobre a indústria de gás natural, concluindo que não há alinhamento entre a Lei nº 14.182/2021 e a Lei nº 14.134/2021, também conhecida como “Nova Lei do Gás”, a qual busca aumentar a concorrência no mercado de Gás Natural e Biocombustíveis, atraindo novos investidores consequentemente reduzindo os custos de produção e o preço final do gás para o consumidor. O autor menciona que a Lei da desestatização da Eletrobras estimula o aumento da intervenção estatal na dinâmica de competição do setor gasífero, o que por sua vez pode impactar em instabilidades jurídica e regulatória para os investidores, podendo afetar negativamente à expansão do mercado de gás nacional.

Através de um estudo de análise da sensibilidade do custo total de operação do SIN ao longo do horizonte decenal, [18] avaliou diferentes cenários de preços internacionais de gás natural nos custos da geração inflexível das termelétricas da Lei nº 14.182/2021. Os autores concluíram que poderá haver alocação excessiva de riscos financeiros aos consumidores de eletricidade.

Recopilando o material pesquisado, observa-se como em um lapso de 20 anos (Fig. 1) o Governo apresentou as normas [7], [8], [9], [12], [13] e [19] que impactaram o cenário elétrico brasileiro de diferentes formas. Além do mais, os estudos apresentados demonstraram seguir a mesma linha de raciocínio quando de suas avaliações.

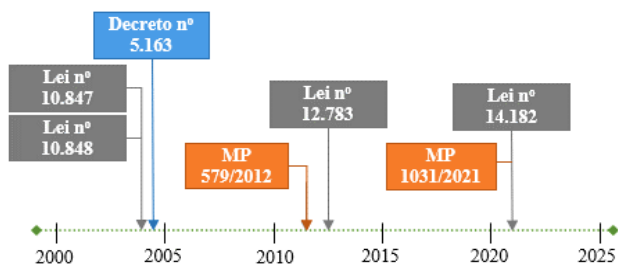


Fig. 1 - Normas que impactaram o setor elétrico brasileiro nos últimos vinte anos.

Os trabalhos [10] e [11] demonstraram-se favoráveis as medidas que as normas [7], [8] e [9, 20] trouxeram, as quais segundo eles foram benéficas para a reformulação do setor, ajudando o Brasil a atuar de melhor maneira com o fim de prevenir uma crise futura.

As normas que dispõem sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, redução dos encargos setoriais e modicidade tarifária foram criticadas fortemente nos estudos [14], [15] e [16]. Os quais mencionam que tais ações tomadas pelo Governo levaram ao mau estado que o setor elétrico brasileiro se encontra.

E por fim, a respeito da Lei nº 14.182/2021, [17] e [18] a criticaram por não se limitar a desestatização da Eletrobras, podendo afetar de forma negativa tanto o mercado de gás, como na expansão energética e gerar riscos financeiros incertos.

Diferente dos trabalhos citados anteriormente, este trabalho busca apresentar uma contribuição para o entendimento dos impactos que a Lei nº 14.182/2021 pode trazer para a expansão energética e quais foram seus impactos sobre os resultados do PDE 2031, e ainda colaborar de forma indireta com as pesquisas de como decisões governamentais podem ter impacto sobre gerações futuras.

III. MARCO TEÓRICO

A seguir serão abordados os principais conceitos relacionados ao sistema elétrico brasileiro e ao planejamento de expansão do mesmo, conceitos necessários para o entendimento do trabalho.

A. Sistema Interligado Nacional – SIN

O sistema de produção e transmissão de eletricidade no Brasil é hidrotérmico-eólico de grande porte, com predominância da hidroeletricidade [1]. O Sistema Elétrico Brasileiro é formado pelo Sistema Interligado Nacional – SIN e Sistemas Isolados – SISOL [21].

O SIN possui despacho centralizado realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, criado em 1998 com a finalidade de coordenar, controlar e planejar a geração e a transmissão de energia elétrica [22].

O SIN está composto por quatro subsistemas, sendo eles o Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N). Além destes, existem ainda os chamados sistemas isolados os quais representam menos de 1% da carga total.

Todos os subsistemas estão interligados entre si, como é possível observar na Fig. 2, por meio de uma extensa malha de transmissão, a qual permite intercâmbio de energia entre as regiões. Além disso, o funcionamento integrado aumenta a segurança operacional para evitar interrupções no abastecimento, permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade [1].

No sistema hidrotérmico-eólico brasileiro, as hidrelétricas são responsáveis pela grande parte da geração (61,9% da energia gerada em 2022) [23]. O SIN permite que essas usinas localizadas em 16 bacias hidrográficas de diferentes regiões atuem de forma integrada, garantindo uma maior confiabilidade do sistema e otimização dos recursos disponíveis. Isso se deve a que as usinas hidrelétricas estão inseridas em diferentes regiões com regimes hidrológicos distintos, assim um período de estiagem de uma bacia pode ser compensado pelo intercâmbio da produção de alguma outra região onde os recursos estejam disponíveis. Esta troca somente é possível devido à interligação do sistema [2].

No Brasil a geração térmica tem como principal objetivo complementar a demanda exigida, balanceando o uso dos reservatórios para assegurar o atendimento futuro. Já a energia eólica tem aumentado sua participação na matriz e ganhado cada vez mais importância no atendimento ao mercado consumidor. O sistema de transmissão permite explorar a diversidade entre os

regimes de ventos [24]. Embora tal aumento de participação possa eventualmente ser freado por determinações legais, como a Lei nº 14.182/2021 a qual de forma direta pode impactar na viabilidade da expansão da energia eólica.

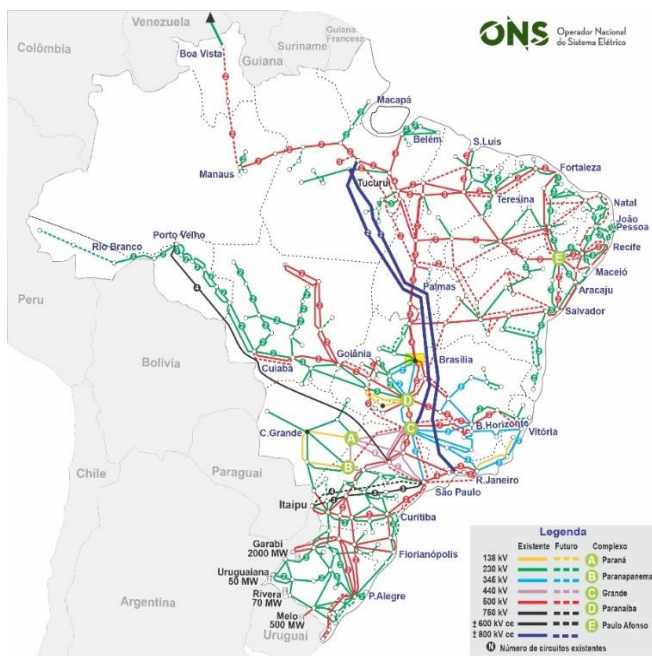


Fig. 2 - Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024 [1].

Por meio da interconexão dos subsistemas é possível, por exemplo, verificar as regiões de maior demanda e se for o caso, propor a ampliação e o reforço da rede de transmissão e geração [24].

B. Planejamento de Expansão do Sistema Elétrico

O planejamento de expansão do sistema elétrico tem como objetivo garantir a implementação de projetos que atendam a previsão de consumo de energia elétrica, satisfazendo as restrições de confiabilidade no suprimento, minimizando a soma dos custos de investimentos e custos de operação. A implementação deve ser realizada através de estratégias que garantam a execução desses projetos, que podem ser unidades geradoras, linhas de transmissão e projetos de eficiência energética, entre outros [3].

O clássico problema de expansão da geração consiste em determinar o melhor tamanho da capacidade, tempo e tipo de geração a ser construída durante um horizonte de tempo pré-estabelecido, a fim de satisfazer o crescimento da demanda estimada. Representa um problema desafiador devido ao grande porte, ao horizonte de longo prazo, ao investimento envolvido, cuja formulação matemática de otimização mais adequada é não-linear e discreta [25].

Já o objetivo principal do planejamento da expansão de transmissão é determinar o plano de investimentos de menor custo para atender a carga a partir de um conjunto de geração e/ou intercâmbios com outros subsistemas, sujeitos a restrições de confiabilidade [25].

O cronograma de expansão brasileiro é obtido através da simulação de diversas configurações do parque gerador, levando em conta a aderência entre as variáveis de operação dos modelos Modelo de Decisão de Investimentos - MDI e do modelo NEWAVE. O MDI foi desenvolvido pela EPE devido ao porte e complexidade do sistema elétrico brasileiro e que tem como objetivo a minimização do custo total de investimento e operação. Já o NEWAVE determina as estratégias da operação hidrotérmica a médio prazo [5] [26].

Além dos modelos, o cronograma incorpora os critérios de suprimentos indicados pela Resolução CNPE nº 29 de 2019 e da Portaria MME nº 59 de 2020, que consideram não apenas o risco, mas a profundidade do risco de não atendimento, tanto para energia como para potência [5].

C. Plano Decenal De Expansão de Energia – PDE

O Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE é um documento elaborado a cada ano pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, órgão ligado ao Ministério de Minas e Energia - MME. O PDE tem como objetivo principal apresentar as perspectivas da expansão do setor energético para um horizonte de 10 anos, trazendo benefícios em termos de aumento de confiabilidade, redução de impactos ambientais e redução de custos de produção. [5]

O PDE apresenta as necessidades energéticas que permitem atender o crescimento da economia do país. Visa melhorar o aproveitamento dos recursos energéticos a médio e longo prazos. Procura uma expansão da oferta com acesso a toda população [5].

O plano é baseado em exaustivo levantamento de dados contextualizando a análise da demanda e da oferta energética do país. Como resultado, o plano consolida as estratégias para os setores elétrico, dos combustíveis fósseis e dos renováveis, que resultam na projeção da matriz energética do país para os próximos 10 anos [27].

A metodologia de avaliação das possíveis expansões do sistema de geração e de transmissão de energia envolve resumidamente três etapas de simulação [6]. Sendo elas:

- Simulação com o MDI para obter o cronograma de expansão indicativa;
- Simulação operativa com o Modelo Newave;
- Simulação com o Balanço de Potência para verificação do atendimento aos requisitos de demanda máxima instantânea do SIN.

Cada uma das etapas tem como foco representar os atributos econômicos e operativos das opções de geração e do sistema de transmissão para orientar decisões de investimento e despacho, otimizado do sistema elétrico centralizado [5].

1) Modelo de Decisão de Investimento – MDI

Para a simulação dos cenários o PDE utiliza o MDI, desenvolvido pela própria EPE, para obter o cronograma de expansão indicativa que tem como objetivo principal a minimização do custo total de investimentos e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e à demanda máxima de potência instantânea [5].

O MDI busca a minimização do custo de expansão, que é a soma do custo de investimento e operação. Isso resulta na soma de diversas parcelas, uma em cada período, trazidas a valor presente por uma taxa de desconto previamente definida. De forma simplificada, na Fig. 3 podemos ver os componentes da função objetivo [28].

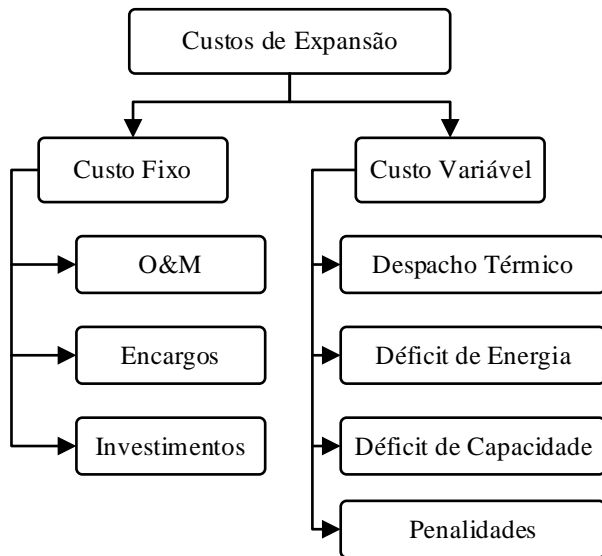


Fig. 3 - Componentes da função objetivo do MDI [28].

Os custos fixos apresentados na Fig. 3, fazem referência aos custos de investimentos os quais representam tudo o que precisa investir para realizar a instalação da infraestrutura, custos de O&M os quais representam os custos de operação e manutenção e por fim os encargos, que são a soma dos custos que não estavam previstos inicialmente nas operações de energia [28].

Os custos variáveis apresentados na Fig. 3, abarcam os custos que fazem referência ao custo do déficit de energia que representa o valor atribuído à insuficiência estrutural da oferta de energia elétrica, o custo de déficit de capacidade que refere-se as penalidades à interrupções momentâneas do fornecimento de energia, os custos de despacho térmico que representam os custos incorridos com despacho adicional de usinas termelétricas por motivo de segurança energética, e as penalidades, as quais têm o objetivo dar maior segurança e garantir o cumprimento das regras vigentes determinadas pela Câmara De Comercialização de Energia Elétrica - CCEE [28] [29] [30].

2) Modelo NEWAVE

O modelo NEWAVE é utilizado no planejamento da operação de médio prazo. Ele representa o parque hidroelétrico de forma agregada e o cálculo da política de operação baseia-se em Programação Dinâmica Dual Estocástica [29]. O NEWAVE é utilizado para as projeções futuras do Custo Marginal de Operação - CMO, o qual corresponde ao custo para se produzir o próximo MWh que o sistema necessita, sendo estabelecido para cada sub-mercado, mês e patamar de carga [30].

O objetivo principal do modelo é minimizar o Custo Total de Operação em todo o horizonte de estudo, visando definir as

melhores estratégias de geração hidroelétrica e termelétrica no sistema [31].

Os custos que se pretendem minimizar são os gastos incorridos na ativação de termelétricas a combustíveis fósseis e biomassa, uma vez que representam altos custos de geração [30].

3) Balanço de Potência

A EPE realiza avaliações constantes da necessidade de capacidade de potência do sistema, considerando vários cenários da economia, de expansão no horizonte do Plano Decenal, de disponibilidade das fontes e também considerando possíveis aperfeiçoamentos metodológicos. Essa avaliação é realizada através de uma ferramenta própria de Balanço de Potência [32].

O objetivo dessa avaliação é verificar as condições de atendimento aos novos requisitos de demanda máxima instantânea do SIN, tanto de forma global como também de forma locacional (para cada subsistema). A reserva de potência operativa é acrescida à demanda máxima, compondo o requisito a ser atendido pelo sistema de geração. [33].

IV.PDE 2031

A preparação do PDE 2031 foi iniciada no primeiro trimestre de 2021 e a minuta foi publicada pelo MME na Consulta Pública nº 119 de 24 de janeiro de 2022, sendo lançado oficialmente no dia 06 de abril de 2022 [34]. Buscou explorar as inseguranças da retomada da economia, envolvidas em qualquer visão do futuro, em que os impactos decorrentes da pandemia da COVID-19 ainda são um desafio [5].

O PDE 2031 apresenta um cenário de Expansão de Referência o qual levou em consideração diretrizes de políticas energéticas, destacadamente a Lei nº 14.182/2021. Os resultados foram comparados com a Rodada Livre. A Rodada Livre também é um cenário apresentado no PDE onde ele seria a resposta do mercado, em que a expansão indicativa não está atrelada a necessidade de atendimento a requisitos legais e diretrizes de política energética estabelecidos pelo MME [5].

As políticas energéticas usadas na simulação do MDI para a elaboração do cenário de referência do PDE 2031, são compostas por diretrizes estabelecida pelo MME e pelo Poder Legislativo. O Poder Legislativo representado principalmente pela Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Essa lei, dispõe sobre a desestatização da Eletrobras e traz diversas determinações [19]:

a) 50% da demanda declarada pelas distribuidoras dos leilões de energia nova A-5 e A-6 deverão ser destinados à contratação de pequenas centrais hidrelétricas - PCHs de até 50 MW até o atingimento de 2.000 MW, com expansão uniforme entre 400 MW/ano a 800 MW/ano a partir de 2026;

b) Contratação de usinas termelétricas a Gás Natural, com inflexibilidade operativa de pelo menos de 70% em um montante de 8.000 MW, conforme a seguinte distribuição:

- Norte 1.000 MW em 2026 e 2027 e 500 MW em 2028;
- Nordeste 1.000 MW em 2027;
- Sudeste/Centro-Oeste 2.500 MW em 2028, 1.000 MW em 2029 e 2030.

c) A renovação de todos os parques de geração do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.

O PDE também propõe uma nova abordagem para a representação individualizada das restrições operativas que impactam na geração hidroelétrica: maior restrição de vazão mínima e metas de geração mensal, ambas obtidas a partir da mesma referência de dados históricos, que tiveram uma menor geração horária verificada. Essa metodologia garante a adequação entre as restrições impostas ao modelo e o acoplamento entre as avaliações de energia e capacidade. Em outras palavras, permite que o risco futuro seja percebido com antecedência, trazendo maior previsibilidade sobre as incertezas associadas às restrições operativas [5].

O PDE 2031 incorpora os novos critérios de segurança indicados pela portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020 [6]. Esses critérios de suprimento levam em consideração riscos de não atendimento às necessidades de energia e potência, além de limitarem à exposição a CMO mais elevados.

A crítica em relação à Lei Federal nº 14.182/2021 é que ela não se limitou a regular as condições da desestatização da Eletrobras, tendo extrapolado o tema para criar políticas públicas relacionadas ao planejamento energético, cuja atribuição é de outros órgãos do governo, que apresentam as competências técnicas necessárias para esse planejamento [35].

V. METODOLOGIA

Conforme apresentado na introdução, este trabalho busca apresentar um comparativo entre os cenários de expansão abordados no PDE 2030 e no PDE 2031, ambos têm por objetivo atender à projeção de demanda prevista ao menor custo total, tendo como escopo o atendimento dos requisitos de energia e potência para o horizonte decenal.

É uma pesquisa de finalidade básica estratégica, com objetivos descritivos e exploratórios, realizada pelo método hipotético-dedutivo, com abordagem qualitativa e executada por meio de levantamento bibliográfico e documental. As etapas para a elaboração podem ser observadas na Fig. 4.

Etapa 1 – Pesquisa Bibliográfica: realizou-se através de um levantamento, mapeamento e análise de trabalhos relacionados ao tema, buscou-se a base teórica sobre o SIN e sobre o PDE. Além disso, foi realizado um levantamento documental, no que se refere às normas contidas na legislação que fazem menção ao planejamento da expansão. A realização de buscas foi voltada principalmente em trabalhos acadêmicos mais atuais, num período delimitado entre 2017 e 2022, entretanto, também houve a necessidade de consultar trabalhos acadêmicos mais antigos.

Etapa 2 – Estudo de Caso: foi elaborado o estudo de caso em base ao conhecimento mais atual catalogado sobre o impacto de leis no planejamento da expansão e no mercado de energia como um todo.

O PDE 2031 traz três importantes contribuições para representar o sistema elétrico de maneira mais próxima à realidade operativa e para uma melhor avaliação do custo-benefício das políticas energéticas:

- Incorporação dos novos critérios de suprimento;
- Incorporação de maiores restrições de vazão mínima, metas de geração mensal e a correlação temporal;

c) Comparação do Caso de Referência com a Rodada Livre.

Por outro lado, o PDE indica uma expansão de 30% da matriz energética do país, mantendo a proporção de 50% de fontes renováveis, com uma redução da fonte hídrica e aumento da geração distribuída, principalmente por fontes fotovoltaica e eólica, e o forte aumento da participação de termelétricas inflexíveis não renováveis.

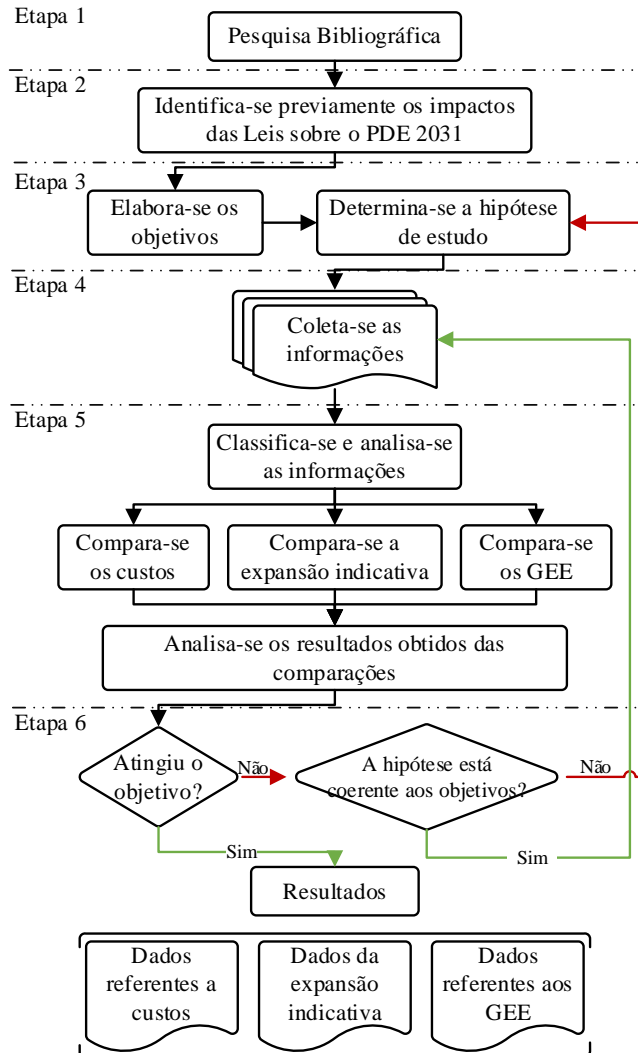


Fig. 4 - Fluxograma da metodologia do trabalho.

Etapa 3 – Objetivos e Hipótese: os objetivos foram definidos da mesma forma que o estudo de caso, em base ao conhecimento catalogado. A pesquisa foi desenvolvida tendo como hipótese de que a Lei nº 14.182/2021 impacta de forma negativa nos resultados do PDE 2031, tendo em vista que a rodada livre do estudo, que é a resposta do mercado, demonstra uma melhor compatibilidade aos resultados do PDE 2030, menor custo de implantação e operação, menor emissão de GEE e mais aderente a vontade do planejador, por exemplo a manutenção da oferta de geração predominantemente renovável na matriz. Com o anterior exposto, nasce a necessidade de comprovar os impactos de lei sobre os resultados do PDE 2031 e sobre o planejamento

de expansão do sistema elétrico, devido a importância sobre futuras gerações.

Etapa 4 – Coleta de Dados: realizada de forma crítica através das análises dos documentos selecionados, sem o emprego de instrumentos de precisão matemática ou estatística, seguindo o esforço intelectual de análise dos autores. No processo de coleta de dados, foram compilados aqueles que poderiam ser relevantes na hora de testar a hipótese determinada anteriormente, como por exemplo, os dados referentes aos montantes associados a expansão indicativa da geração apresentados nos documentos.

Etapa 5 – Classificação e Comparação das Informações: primeiramente as informações foram classificadas com o intuito de facilitar as atividades, dessa forma, realizou-se a análise das informações, a qual foi executada em dois momentos distintos, (i) antes de realizar a comparação dos dados, com o fim de avaliar previamente os impactos, e (ii) após a comparação dos dados, com o fim de determinar o verdadeiro impacto da lei sobre os resultados do PDE 2031. Essa comparação foi realizada entre os dois cenários apresentados no PDE 2031, e entre esses cenários e o cenário de referência do PDE 2030.

Etapa 6 – Elaboração e Validação dos Resultados: elaborados os resultados em base a análise e comparação dos dados, verificando por fim se os objetivos do trabalho foram atingidos. Em caso negativo, deveria ser verificada a validade da hipótese, e em seguida uma nova coleta de dados. Caso a hipótese não seja coerente aos objetivos do trabalho, deve-se reformular a hipótese e conseqüentemente todas as etapas posteriores.

VI. RESULTADOS

Na análise 1 serão analisados os dados referentes ao cenário de referência do PDE 2030, avaliando montantes da expansão indicativa da geração, custos de investimentos e de operação, e emissão de GEE. Na análise, serão avaliados os resultados da Rodada Livre e Cenário de Referência do PDE 2031, em relação aos mesmos aspectos destacados na primeira análise. Para a Análise 3 serão confrontados os cenários e se realizará um comparativo da expansão indicativa, custos e emissão de GEE, com o fim de determinar os impactos causados pela incorporação da Lei nº 14.182/2021 nos resultados do PDE 2031.

Análise 1 – PDE 2030

Os montantes associados a cada fonte de geração indicado pelo PDE 2030, bem como as suas datas de entrada em operação são apresentados na Tabela I [36].

A expansão total indicada no período de 2026 a 2030 é de, aproximadamente 37.000 MW, com média de 7.500 MW/ano de nova capacidade instalada a ser incorporada ao SIN. As usinas termelétricas (cinza claro na Fig. 5) possuem operação totalmente flexível, com baixos fatores de capacidade, atuando desta maneira em uma combinação ótima com as demais fontes renováveis (verde, laranja e azul) variáveis para atendimento aos requisitos do sistema. Para o cenário de referência do PDE 2030, é estimado aproximadamente 24,4 milhões de tCO₂eq, uma redução de cerca de 7,5% das emissões de GEE quando comparado com o estimado para 2025. Na Fig. 5 é possível observar a expansão indicativa acumulada para o PDE 2030

O PDE 2030 apresenta somente valores puramente econômicos para os resultados da Rodada Livre, ou seja, não explicita os valores indicativos de expansão relacionados a ela.

TABELA I
MONTANTES ASSOCIADOS A CADA FONTE DE GERAÇÃO INDICADO PELO PDE 2030 NO CENÁRIO DE REFERÊNCIA

Fontes	Expansão Indicativa por Ano [MW]					Total
	2026	2027	2028	2029	2030	
Biomassa	80	80	80	80	80	400
Eólica	2375	2375	2375	2375	2375	11875
Fotovoltaica	731	731	731	731	731	3655
Hidroelétrica	593	854	1189	1384	313	4333
Modernização Carvão	0	0	350	0	0	350
Nuclear	0	0	0	0	0	0
PCH/CGH	300	300	300	300	300	1500
Resíduos Sólidos Urbanos	12	12	12	12	12	60
Resposta da Demanda	200	400	500	600	700	2400
UTE Flexível	3082	3117	2135	2000	2000	12334
UTE Inflexível	0	0	0	0	0	0
Total Geral	7373	7869	7672	7482	6511	36907

Fonte: Adaptado de [5].

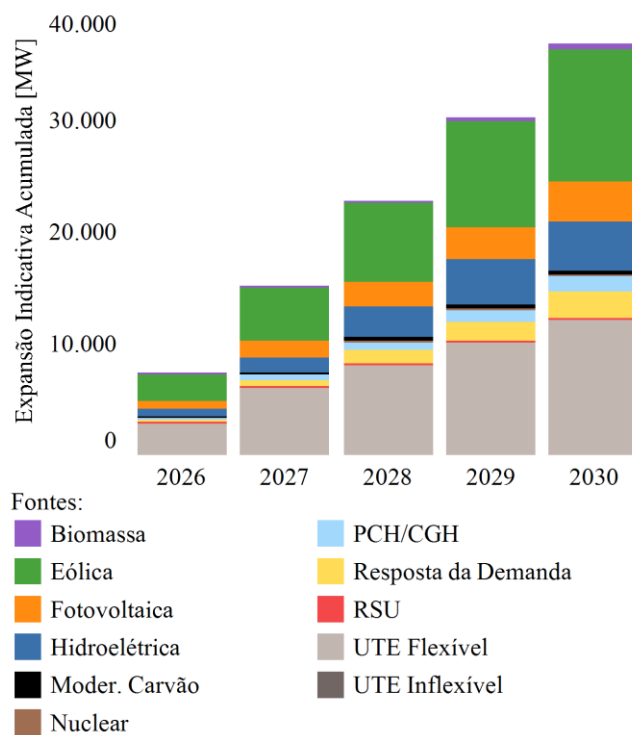


Fig. 5 - Expansão indicativa acumulada para o Cenário de Referência do PDE 2030.

Em síntese, no cenário de referência do PDE 2030, destaca-se principalmente o aumento da participação das fontes renováveis, o que se traduz em uma redução dos GEE. A geração eólica demonstrou ser uma fonte de energia extremamente competitiva, o que se reflete na expansão indicativa, já que juntamente com as termelétricas flexíveis são as que apresentavam uma perspectiva de maior crescimento em termos de valores absolutos, conforme é possível observar na Fig. 5

Análise 2 – PDE 2031

Diferente do PDE 2030, o PDE 2031 apresentou resultados da (1) Rodada Livre e (2) Cenário de Referência. A seguir serão mostrados os resultados referentes a esses cenários, necessários para realizar o comparativo e poder avaliar o impacto da incorporação da Lei nº 14.182/2021.

1) Rodada Livre

Para a expansão indicativa da Rodada Livre, o PDE 2031 apresentou cerca de 46.000 MW associados as fontes de geração para o período de 2026 a 2031 [5]. Na Tabela II é possível observar os dados associados a cada fonte de geração.

TABELA II
MONTANTES ASSOCIADOS A CADA FONTE DE GERAÇÃO INDICADO PELO PDE 2031 NA RODADA LIVRE

Fontes	Expansão Indicativa por Ano [MW]						Total
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Biomassa	0	0	35	35	35	35	140
Eólica	0	500	1700	2500	2500	2500	9700
Fotovoltaica	500	500	1700	1700	1700	2500	8600
Hidroelétrica	121	1280	1214	1381	302	650	4948
Modernização Carvão	0	0	0	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0
PCH/CGH	300	300	300	300	300	300	1800
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0	0	0	0	0	0
Resposta da Demanda	200	400	500	600	211	0	1911
UTE Flexível	7214	2915	2757	1095	2520	2174	18675
UTE Inflexível	0	0	0	0	0	0	0
Total Geral	8335	5895	8206	7611	7568	8159	45774

Fonte: Adaptado de [5].

Dos dados associados a cada fonte de geração, cabe destacar os valores de expansão indicativa acumulada de 18.675 MW de UTE Flexível (cinza claro), 9.700 MW de Eólica (verde) e 8.600 MW de Fotovoltaica (laranja). Essas fontes concentram 81% da expansão indicativa do período (Fig. 6) [5].

O PDE 2031 também apresenta dados para os períodos de 2024 e 2025, porém para que a comparação neste trabalho seja válida, os dados foram desconsiderados devido que o PDE 2030 só apresenta valores a partir do 2026.

Os resultados da expansão indicativa da Rodada Livre apresentam valores totais de R\$ 173,5 bilhões de investimento no período de 2023 a 2031. Além dos custos de investimentos de infraestrutura, para realizar a operação deste sistema projetado seriam necessários um total de R\$ 95 bilhões [5].

Na Fig. 6 podemos ver como a fotovoltaica (laranja) ganhou relevância e um aumento expressivo [linha tracejada (a)], justificando o aumento das termelétricas flexíveis [linha tracejada (b)]. Isso se deve a que elas podem desempenhar o papel complementar nos momentos de instabilidade operativa, por variação ou volatilidade das fontes renováveis, agregando confiabilidade na operação [37].

Para os GEE é estimado aproximadamente 19,1 milhões de tCO₂eq para o ano de 2026 e 13,4 milhões de tCO₂eq para o ano de 2031 [5].

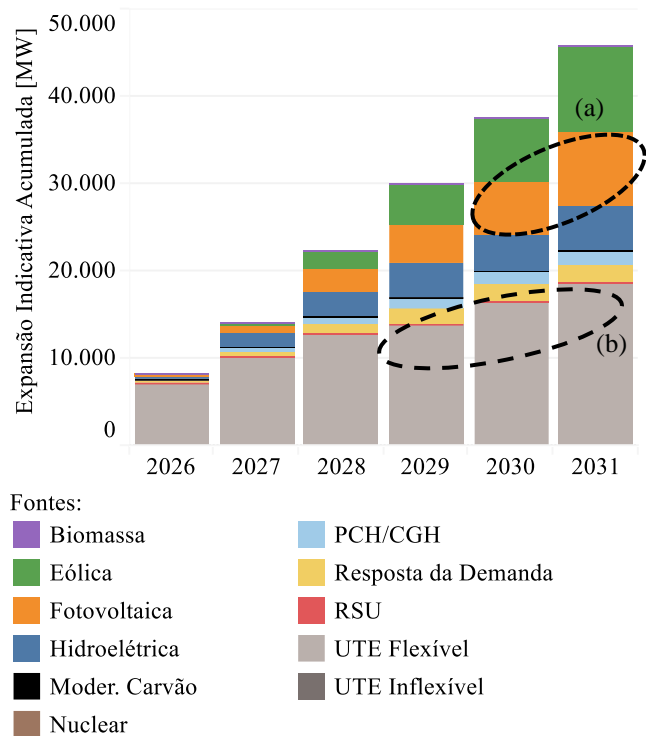


Fig. 6 - Expansão indicativa acumulada para a Rodada Livre do PDE 2031.

2) Cenário de Referência

A seguir analisa-se o cenário de referência, o qual é o principal objeto de estudo, já que ele é o único afetado pela lei. A expansão para o Cenário de Referência do PDE 2031 apresenta um crescimento total de cerca de 38.000 MW para o período de 2026-2031. A Tabela III detalha os montantes associados a cada tecnologia de geração, bem como as suas datas de entrada em operação.

Na Tabela III nota-se a predominância de termelétricas – UTE, flexíveis (cinza claro) e inflexíveis (cinza escuro) a gás natural (preto), carvão mineral e nuclear (marrom) no ano de 2031, (Fig. 7). Aumento da expansão das fontes renováveis como Eólica, PCHs e Fotovoltaica para o suprimento de energia. Também os resíduos sólidos urbanos – RSU, indicados na cor vermelha (Fig. 7), que antes não eram considerados, apresentam um crescimento de 50 MW por ano, totalizando 300 MW até 2031.

Cabe destacar a maior implementação das fontes de Gás Natural Flexível e Inflexível no SIN para o final do horizonte decenal. Na Fig. 7 é possível observar a expansão indicativa acumulada para o cenário de referência do PDE 2031.

Referente aos custos, os resultados da expansão indicativa do Cenário de Referência apresentam valores totais de R\$ 191,8 bilhões de investimentos no período de 2023 a 2031. Além dos custos referentes aos investimentos de infraestrutura, também

seriam necessários um total de R\$ 151 bilhões para realizar a operação deste sistema no mesmo período [5].

TABELA III
MONTANTES ASSOCIADOS A CADA FONTE DE GERAÇÃO INDICADO PELO PDE 2031 NO CENÁRIO DE REFERÊNCIA

Fontes	Expansão Indicativa por Ano [MW]						Total
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Biomassa	0	80	80	80	80	80	400
Eólica	0	0	344	500	1700	1800	4344
Fotovoltaica	0	0	0	500	500	1700	2700
Hidroelétrica	426	975	1213	1381	302	650	4947
Modernização Carvão	0	0	350	350	350	350	1400
Nuclear	0	0	0	0	0	1000	1000
PCH/CGH	400	400	400	400	400	400	2400
Resíduos Sólidos Urbanos	50	50	50	50	50	50	300
Resposta da Demanda	200	400	500	600	211	0	1911
UTE Flexível	6282	1231	56	532	1523	1200	10824
UTE Inflexível	1000	2000	3000	1000	1000	0	8000
Total Geral	8358	5136	5993	5393	6116	7230	38226

Fonte: Adaptado de [5].

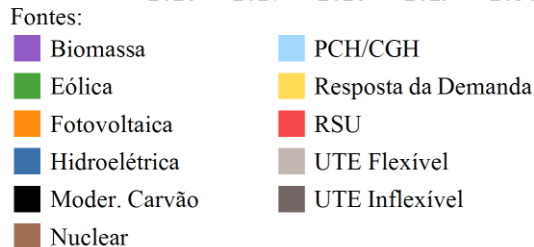
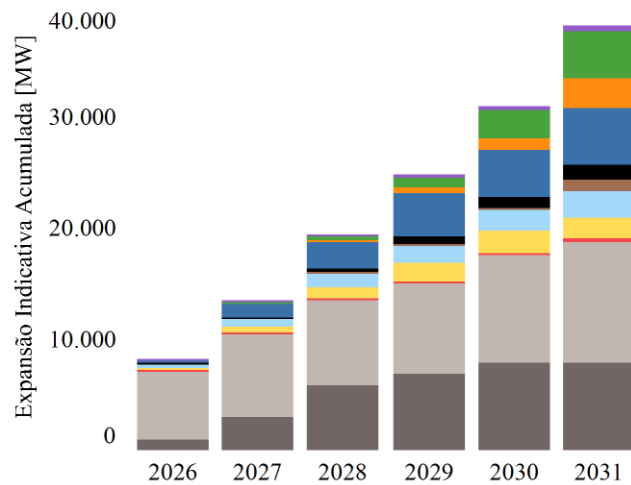


Fig. 7 - Expansão indicativa acumulada para o cenário de referência do PDE 2031

É previsto que para suprir a demanda de gás do segmento de geração termelétrica deverá dobrar, isto porque os 8.000 MW agregados ao cenário de referência como resultado da lei terão uma inflexibilidade de 70%, bem acima do fator de capacidade médio do parque de geração atual, que é de cerca de 40%. Considerando um despacho mínimo de 70%, a demanda

destes novos 8.000 MW de térmicas seria, no mínimo, de 25 MMm³/dia, podendo atingir em torno de 36 MMm³/dia de gás natural no pico [38].

Para o Cenário de Referência é estimado 19,9 milhões de tCO₂eq para o ano de 2026 e 34,6 milhões de tCO₂eq para o ano de 2031 [5].

Análise 3 – Comparativo

Os resultados do PDE 2030 e 2031 foram confrontados, foi delimitado um período de análise entre 2026 a 2030, sendo agrupadas algumas fontes de geração com o intuito de facilitar a comparação. Nessa comparação pode-se observar o impacto das políticas operativas, em especial da Lei n° 14.182 que provocou um deslocamento na expansão indicativa da geração no horizonte decenal. Na Fig. 8 é possível observar a comparação entre as expansões indicativas da geração no horizonte decenal para os cenários analisados anteriormente, onde identifica-se a substituição de parte da expansão indicativa.

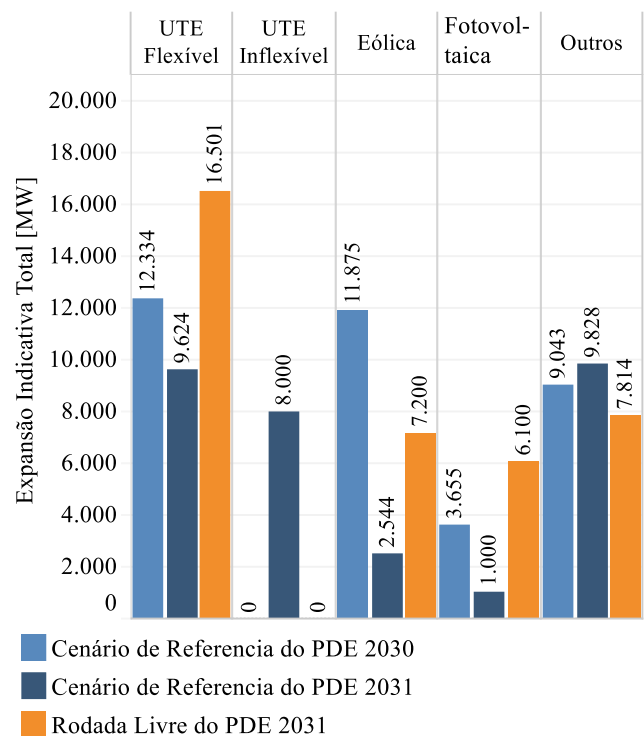


Fig. 8 – Comparação entre expansões indicativas da geração no horizonte decenal para o Cenário de Referência do PDE 2030, Cenário de Referência do PDE 2031 e a Rodada Livre do PDE 2031.

Ao confrontar o Cenário de Referência do PDE 2031 (azul forte) com o Cenário de Referência do PDE 2030 (azul fraco) mostrados na Fig. 8. Nota-se como no Cenário de Referência do PDE 2031 a geração termelétrica inflexível representa 19% da expansão indicativa total, no entanto no Cenário de Referência do PDE 2030 ela nem era considerada, como é possível observar na Fig. 8. Esses 19% substituíram principalmente as fontes Eólica e Fotovoltaica, as quais no Cenário de Referência do PDE 2030 (azul) tinham grande relevância juntamente com a UTE Flexível, representando 76% da expansão.

Usando os valores de *Capital Expenditures* – CAPEX, é possível calcular o impacto econômico das diferenças entre as expansões indicativas da geração que são apresentadas na Fig.

8 [39]. Na Fig. 9 será abordado a comparação entre os Cenários de Referências do PDE 2031 versus o PDE 2030 em termos de expansão indicativa total e valores totais de investimentos em infraestrutura [39].

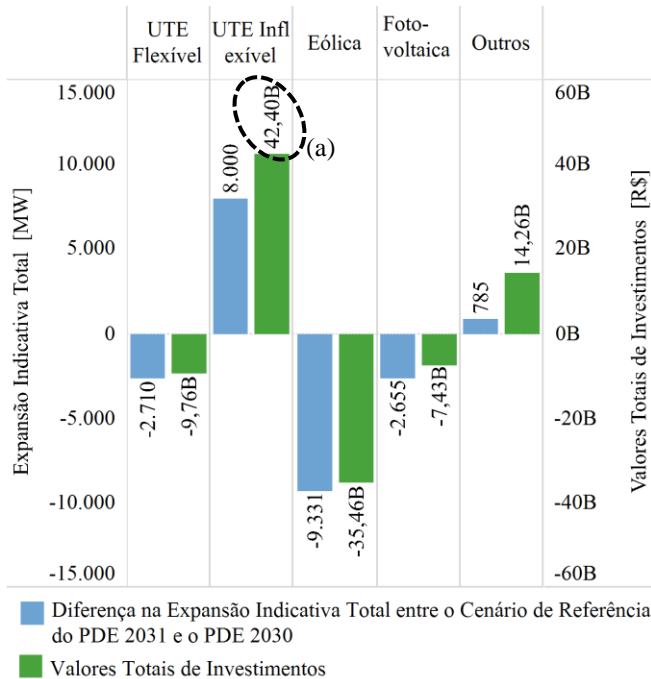


Fig. 9 – Diferenças nas expansões indicativas totais e valores totais de investimentos para o cenário de referência.

Observa-se na Fig. 9, principalmente o alto custo [linha tracejada (a)] de investimentos necessários para cumprir a contratação dos 8.000 MW em UTE Inflexível que a Lei nº 14.182/2021 exige, embora boa parte do custo seja reduzido das fontes Eólica e Fotovoltaica, caso tal indicação se cumpra. Além disso, destaca-se o alto custo que o agrupamento “Outros” apresenta, isso se deve a inclusão dos RSU e a Modernização do Carvão, ambos possuem um CAPEX elevado, 23.000 R\$/kW e 10.300 R\$/kW respectivamente [39].

Confrontando o Cenário de Referência do PDE 2031 versus a Rodada Livre do PDE 2031, onde a expansão da Rodada Livre não leva em conta as políticas operativas, o valor das fontes renováveis representa um 81% do total, mantendo a oferta de geração predominantemente renovável na matriz. Na Fig. 8 é possível observar as diferenças entre a expansão indicativa apresentada na Rodada Livre (laranja) no Cenário de Referência do PDE 2031 (azul forte).

Da mesma forma que no comparativo realizado entre os Cenários de Referência do PDE 2031 e o PDE 2030, pode-se avaliar o impacto econômico usando os valores de CAPEX. Na Fig. 10 observa-se tanto a diferença de expansão indicativa apresentada quando comparado o Cenário de Referência com a Rodada Livre, como os respectivos valores de investimentos em infraestrutura necessários.

Da mesma forma que na análise realizada para Fig. 9, na Fig. 10 destaca-se o alto custo necessário para cumprir a contratação obrigatória das UTE Inflexível e alto custo de investimentos necessários para a Modernização do Carvão e a instalação de RSU.

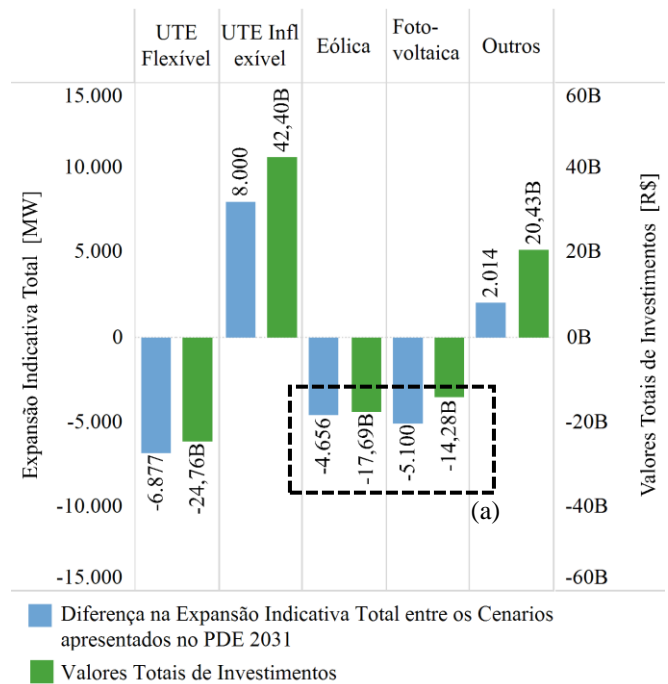


Fig. 10 – Diferenças nas expansões indicativas totais entre os cenários apresentados no PDE 2031 e os seus respectivos valores totais de investimentos.

A obrigatoriedade da contratação das térmicas terá como consequência a construção linhas de transmissão de energia e de gasodutos. O que, segundo a Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – Abrace, representara um custo de R\$ 60 bilhões a R\$ 89 bilhões para a construção de gasodutos e de R\$ 600 milhões para a construção das linhas de transmissão. Podendo gerar um aumento de 10% na tarifa de energia do país [40].

Na Fig. 10, observa-se mais uma vez como no Cenário de Referência, a UTE Inflexível substituiu principalmente as fontes renováveis [linha tracejada (a)] e consequentemente diminuiu fortemente a UTE Flexível, movimento que afeta principalmente as emissões de GEE.

Além do expressivo aumento dos custos operacionais o qual acrescentou um custo estimado de R\$ 56 bilhões para realizar a operação deste sistema projetado, como é possível observar na Tabela IV. Esta medida poderá aumentar substancialmente a exposição dos consumidores à volatilidade dos preços internacionais de óleo e gás natural, além da volatilidade da variação cambial do dólar americano, caso seja permitido que agentes geradores realizem a indexação dos custos com combustíveis associados à geração inflexível aos marcadores de preços internacionais disponíveis na Portaria MME nº 42/2007, conforme ocorre nos leilões convencionais de contratação de energia [18].

TABELA IV
COMPARATIVO DOS CUSTOS ESTIMADOS PARA O CENÁRIO DE REFERÊNCIA E A RODADA LIVRE DO PDE 2031.

Custos	Cenário de Referência [Bilhões R\$]	Rodada Livre [Bilhões R\$]	Variação (%)
Investimentos de infraestrutura	191.8	173.5	-9.54
Operação	151	95	-37.09

Fonte: O Autor.

O cenário de Rodada Livre do PDE 2031, que não considera os efeitos das políticas energéticas na expansão, mantém a tendência dos ciclos passados, com predominância da indicação de fontes renováveis para o atendimento de energia (em especial Eólica e Fotovoltaica) e complementação de potência através de termelétricas sem geração compulsória, modernização com ampliação de usinas hidrelétricas existentes e resposta pela demanda.

Tais mudanças mencionadas anteriormente nas comparações realizadas, têm um impacto enorme sobre os GEE. A geração de eletricidade no Brasil é um dos setores com a maior variação de emissão de GEE, atingindo seu pico em 2014 (70 milhões de tCO₂eq) e em 2021 emitindo 57,74 milhões de tCO₂eq [41]. Por tanto, é possível estimar a redução de emissão de GEE e realizar a análise econômica em base ao valor da tonelada do CO₂, o qual estima-se um valor de 11-150 US\$/ton em 2030 [42].

TABELA V
ESTIMATIVA DA REDUÇÃO DE EMISSÃO DE GEE E SEU IMPACTO ECONÔMICO

PDE	Cenário	GEE [MtCO ₂ eq]		Variação [%] 2021-2031	Economia [Milhões US\$] 2030-2031	
		2025-2026	2030-2031		11 US\$/ton	150 US\$/ton
2030	Rodada Livre	-	-	-	-	-
	Referência	26,3	24,4	-57,7	366,74	5.001
2031	Rodada Livre	19,1	13,4	-76,8	487,74	6.651
	Referência	19,9	34,60	-40,1	254,54	3.471

Fonte: O Autor.

Na Tabela V observa-se um aumento de aproximadamente 10 milhões de tCO₂eq na estimativa das emissões de GEE para o SIN, ou seja, um incremento de aproximadamente 42% sobre os valores estimados no cenário de referência do PDE 2030. Além disso, observa-se uma menor economia quando falamos em custos, embora em todos os cenários tem-se uma redução significativa quando comparados com 2021, isso se deve principalmente a transição energética que o SIN vem sofrendo, onde várias fontes a carvão e a diesel estão sendo desativadas e migradas por fontes que naturalmente emitem menos GEE.

Em termos estritamente técnicos, em função da expansão realizada nos últimos anos através de usinas sem capacidade de regularização, a geração termelétrica flexível aponta para resultados que trazem maior flexibilidade operativa, o que já era destacado pelo PDE 2030 e mesmo pela Rodada Livre do PDE 2031. Porém, em função da necessidade de acomodar uma geração termelétrica 70% inflexível e compulsória, a EPE teve que adequar o planejamento a essa realidade.

Sendo assim, a partir da análise realizada no trabalho, é possível identificar os seguintes impactos da incorporação da Lei nº 14.182/2021 nos resultados do PDE 2031:

- Substituição de parte da expansão indicativa total de fonte renováveis por termelétricas inflexíveis;
- Aumento nos custos de investimentos de infraestrutura e custos referente a operação do sistema;
- Incremento de aproximadamente 42% na emissão de GEE sobre os valores estimados para o PDE 2030;

- O incremento de geração termelétrica inflexível pode ajudar na recuperação dos reservatórios das usinas hidroelétricas, em linha com o estabelecido no plano de recuperação de reservatórios, aprovado pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNEP, em julho de 2022 [20]. Porém, por ser uma geração compulsória levará ao deslocamento da geração controlável, majoritariamente hidroelétrica, ocasionando a presença de vertimentos turbináveis em algumas épocas do ano, por não conseguir alocar a totalidade dessa geração.

Pelo exposto, pode-se evidenciar as dificuldades de planejar a expansão de um sistema de geração e transmissão como o do Brasil, onde a necessidade do planejador trabalhar com variáveis que não estão sobre seu controle, porém que devem ser levadas em conta na hora de realizar seus estudos, como as diretrizes da Lei nº 14.182/2021.

VII. CONCLUSÕES

O PDE 2031 traz importantes contribuições para representar o sistema elétrico brasileiro de maneira mais próxima à realidade operativa e uma melhor avaliação do custo-benefício das políticas energéticas. Incorpora os novos critérios de suprimento; restrições de vazão mínima das usinas hidroelétricas; metas de geração mensal e a correlação temporal; além de um paralelo entre o Caso de Referência com a Rodada Livre.

Ao realizar-se um comparativo entre os resultados do PDE 2030 e 2031, observou-se o impacto das políticas operativas, em especial da Lei nº 14.182/2021, que provocaram um deslocamento na expansão indicativa da geração. O PDE 2030 concentrava 76% da expansão nas fontes UTE Flexível, Eólica e Fotovoltaica, já no caso de referência do PDE 2031 as mesmas fontes representam apenas 51% do total. Por outro lado, a geração termelétrica inflexível corresponde a 19%, sendo que no PDE 2030 ela nem era considerada. Ou seja, a expansão compulsória através de térmicas inflexíveis teve influência direta na redução das gerações Eólica e Fotovoltaica.

Outro impacto da lei é o acréscimo de custos, estimado em R\$ 18,3 bilhões para os investimentos e de aproximadamente R\$ 56 bilhões para operação do sistema. Além de um custo adicional de até R\$ 89 bilhões para a construção de gasodutos e de R\$ 600 milhões para as linhas de transmissão.

Já em relação a emissão de gases de efeito estufa, a lei acaba elevando as emissões, o que se traduz em um movimento contrário ao que muitos países estão seguindo, que é a busca pela descarbonização da matriz energética.

Em contrapartida, o incremento de geração termelétrica inflexível pode auxiliar na recuperação dos reservatórios das usinas hidroelétricas, em linha com o estabelecido no plano de recuperação de reservatórios. Porém, por ser uma geração compulsória levará ao deslocamento da geração controlável, ocasionando a presença de vertimentos turbináveis em algumas épocas do ano por não conseguir alocar a totalidade dessa geração.

Posto isto, a expansão do setor elétrico e do mercado de gás natural deveria ocorrer baseada em planejamento energético, feita seguindo diretrizes técnicas e econômicas, realizadas por profissionais e/ou instituições que tenham os devidos conheci-

mentos sobre o tema, analisando de maneira imparcial as diversas variáveis que envolvem as questões energéticas e as especificidades de cada região do país.

No trabalho pode-se evidenciar que ao forçar uma expansão através de termoelétricas inflexíveis e compulsórias, localizadas em regiões que não possuem redes de gás natural instaladas, o Poder Público foi contra a premissa apresentada acima.

E por fim, destaca-se as dificuldades de planejar a expansão de um sistema de geração e transmissão como o do Brasil, onde se tem que coordenar diversos interesses, as vezes alheios a vontade do planejador mesmo que não levem as soluções de melhor custo-benefício.

REFERÊNCIAS

- [1] ONS, “Sobre o SIN,” 28 07 2022. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>.
- [2] H. L. SANTOS, Metodologia Para Planejamento Da Expansão Do Setor Elétrico Brasileiro Considerando Critérios Ambientais E a Interação Oferta-Demanda, vol. 53, Journal of Chemical Information and Modeling, 2017.
- [3] M. P. ZIMMERMANN, “Aspectos Técnicos e Legais Associados ao Planejamento da Expansão de Energia Elétrica no Nono Contexto Regulatório Brasileiro,” Rio de Janeiro, 2008.
- [4] L. G. B. MARZANO, M. E. P. MACEIRA e . M. L. V. LISBOA, “Obtaining Mid-Term Generation Expansion Plan of Hydro Dominated System by Combining Short and Long-Term Energy Expansion Planning Tools.,” *Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference*, 2011.
- [5] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia - 2031,” Rio de Janeiro, 2021.
- [6] MME, “Portaria MME nº 59, de 20 de fevereiro de 2020,” 2020. [Online]. Available: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/servlet/INPDFViewer?jornal=515&pagina=95&data=21/02/2020&captchafield=firstAccesshttps://pesquisa.in.gov.br/imprensa/servlet/INPDFViewer?jornal=515&pagina=95&data=21/02/2020&captchafield=firstAccess>. [Acesso em 25 07 2022].
- [7] DOU, “Lei Nº 10.847, de 15 de março de 2004.,” 2004. [Online]. Available: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/10.847.htm. [Acesso em 20 09 22].
- [8] DOU, “Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004.,” 2004. [Online]. Available: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/10.848.htm. [Acesso em 20 09 2022].
- [9] DOU, “Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.,” 2004. [Online]. Available: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. [Acesso em 20 09 2022].
- [10] U. M. G. Neto, “A Evolução e os Desafios Da Regulação no Setor Elétrico Brasileiro,” Rio de Janeiro, 2019.
- [11] M. Tolmasquin, “O Marco Regulatório do Novo Modelo do Sistema Elétrico: Um Balanço Positivo,” Rio de Janeiro, 2012.
- [12] DOU, “Medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012.,” 2012. [Online]. Available: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm. [Acesso em 21 09 2022].
- [13] DOU, “Lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.,” 2013. [Online]. Available: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/12783.htm. [Acesso em 21 09 2022].
- [14] B. B. RÜHLE, “A modernização do setor elétrico brasileiro e sua regulação para prevenir abusos do mercado.,” PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO, Rio de Janeiro, 2019.
- [15] C. C. Costa, “O Impacto Das Intervenções Governamentais Na Dinâmica Empresarial Do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Multicaso Envolvendo A Medida Provisória Nº 579/2012 (Convertida Na Lei 12.783/2013),” Florianópolis, 2018.
- [16] C. B. Franco, “Insegurança Regulatória: Via De Mão Única Para A Judicialização? (A Lei Nº 12.783/2013),” Brasília, 2019.
- [17] G. Passos, “Reflexos do Projeto de Privatização da Eletrobras Sobre a Indústria de Gás Natural da Região,” São Paulo, 2021.
- [18] J. Bezerra e C. Leocádio, “Impactos Da Contratação Compulsória De Termelétricas A Gás Natural Na Oferta De Eletricidade,” Rio de Janeiro, 2022.
- [19] DOU, “Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021.,” 2021. [Online]. Available: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.182-de-12-de-julho-de-2021-331549377>. [Acesso em 23 07 2022].
- [20] DOU, “Resolução nº 8, de 11 de julho de 2022.,” 08 07 2022. [Online]. Available: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-421614426>. [Acesso em 05 10 2022].
- [21] ONS, “Sistemas Isolados,” Operador Nacional do Sistema, 2022. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. [Acesso em 05 08 2022].
- [22] ANEEL, “RESOLUÇÃO nº 351, de 12/11/1998.,” 1998. [Online]. Available: <https://www.lexml.gov.br/urn:lex:br:agencia.nacional.energia.elettrica:resolucao:1998-11-12;351>. [Acesso em 01 08 2022].
- [23] ONS, “O sistema em Numeros,” 2022. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. [Acesso em 24 07 2022].
- [24] M. G. Curty, “Planejamento da Expansão da Geração Considerando Aspectos da Programação Diária da Operação com Fontes Renováveis Intermitentes,” Rio de Janeiro, 2020.
- [25] J. A. G. Junior, “Estudo de um Modelo de Resposta à Demanda Pela Ótica de uma Distribuidora de Energia Elétrica no Brasil,” Rio de Janeiro, 2016.
- [26] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia - 2029,” Rio de Janeiro, 2018.
- [27] M. Massagardi e V. Fernandes, “Análise crítica do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDEE 2021 - Questões socioeconômicas e ambientais decorrentes das estratégias brasileiras para o etanol combustível,” 2013.
- [28] EPE, “Modelo de Decisão De Investimentos Para a Expansão do SIN,” Rio de Janeiro, 2020.
- [29] CCEE, “Conceito de Preços,” CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022. [Online]. Available: <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>. [Acesso em 14 12 2022].
- [30] MME, “Revisão da Função Custo de Déficit de Energia,” Rio de Janeiro, 2016.
- [31] CEPEL, “Manual de Referência do Modelo Newave,” Rio de Janeiro, 2012.
- [32] R. G. Rios Gonzalez, “Análisis de opciones de comercialización de Energía Eléctrica paraguaya de ITAIPU Binacional en el mercado eléctrico brasileiro,” Asuncion, 2017.
- [33] CCEE, ONS, “Treinamento NEWAVE – DECOMP. O SIN e os Modelos para o Planejamento da Operação Energética,” 2018. [Online]. Available: <https://docplayer.com.br/29563556-Treinamento-newave-decomp-o-sin-e-os-modelos-para-o-planejamento-da-operacao-energetica.html>.
- [34] EPE, “Avaliação do Suprimento de Potência no Sistema Elétrico e impactos da Covid-19,” Rio de Janeiro, 2020.
- [35] EPE, “Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência,” Empresa de Pesquisa Energetica, 2019. [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-482/NT_EPE-DEE-NT-035_2017-r2.pdf. [Acesso em 06 08 2022].
- [36] MME, “Consulta Pública Nº 119 de 24/01/2022 para coleta de contribuições ao aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031).,” Ministério de Minas e Energia, 22 03

2022. [Online]. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/pde-2031/consulta-publica>. [Acesso em 2022 05 07].
- [37] Demarest, “Lei que permite a privatização da eletrobras é publicada,” Demarest, 14 07 2021. [Online]. Available: <https://www.demarest.com.br/lei-que-permite-a-privatizacao-da-eletobras-e-publicada/>. [Acesso em 05 10 2022].
- [38] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2030,” 2021. [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. [Acesso em 31 03 2022].
- [39] Canal Energia, “Expansão termelétrica com flexibilidade é caminho para absorver gás do pré-sal,” Canal Energia, 29 08 2019. [Online]. Available: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53110329/expansao-termelétrica-com-flexibilidade-e-caminho-para-absorver-gas-do-pre-sal>. [Acesso em 24 10 2022].
- [40] E. d. Almeida, “Impacto da MP da Eletrobras no Mercado de Gás Natural,” Cenários Gás, 14 07 2021. [Online]. Available: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/impacto-da-mp-da-eletobras-no-mercado-de-gas-natural/>. [Acesso em 04 09 2022].
- [41] EPE, “Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão,” Rio de Janeiro, 2021.
- [42] L. Nascimento, “Setor elétrico quer revogar obrigação de se instalar termelétricas,” Agência Brasil, 31 05 2022. [Online]. Available: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/politica/noticia/2022-05/setor-eletrico-quer-revogar-obrigacao-de-se-instalar-termelétricas>. [Acesso em 2022 09 10].
- [43] SEEG, “Emissions By Sector,” SEEG, 2022. [Online]. Available: <https://plataforma.seeg.eco.br/sectors/energia>. [Acesso em 30 10 2022].
- [44] EY, “Essential, expensive and evolving: The outlook for carbon credits and offsets,” 2022. [Online]. Available: https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en_au/topics/sustainability/ey-net-zero-centre-carbon-offset-publication-20220530.pdf. [Acesso em 31 10 2022].
- [45] DOU, “Decreto nº 11.042, de 12 de abril de 2022,” 2022. [Online]. Available: <https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/servlet/INPDFViewer?jornal=515&pagina=95&data=21/02/2020&captchafield=firstAccess>. [Acesso em 23 007 2022].
- [46] MME, “Consulta Pública nº 119 de 24 de janeiro de 2022,” 2022. [Online]. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/pde-2031/consulta-publica>. [Acesso em 25 07 2022].
- [47] Mauricio, “O metodo hipotetico dedutivo,” Livre Pensamento, [Online]. Available: <https://livrepensamento.com/2013/10/01/o-metodo-hipotetico-dedutivo/>. [Acesso em 28 08 2022].
- [48] M. de Andrade Marconi e E. . M. Lakatos, Fundamentos da Metodologia Científica, Editora Atlas, 2003.

Atuou na Chesf e Copel na área de manutenção de sistemas de proteção e controle. Desde 2013 trabalha na Itaipu Binacional, atuando na área de planejamento, programação da operação e estatística.

Maicon J. Marcarini Lucion, estudante do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal da Integração Latino Americana (UNILA). Desde janeiro de 2022 é estagiário da ITAIPU Binacional, atuando na divisão de estudos, normas, programação e estatísticas do departamento de operação da usina e subestações.

Jorge J. Giménez-Ledesma, master (2012) e Ph.D. (2017) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora. Professor adjunto da UNILA. Trabalha nos seguintes temas: Análises do sistema elétrico de potência, sistemas de proteção, distribuição de energia elétrica e modelos computacionais. ORCID: 0000-0002-5979-4955.

Rafael J. de Andrade é engenheiro eletricitista, graduado pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em 2007, e graduado em Física pela Universidade Federal do Paraná em 2004. Concluiu MBA em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em 2019.