INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E TERRITÓRIO (ILATTIT)

ENGENHARIA DE ENERGIA

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO SPARHTACUS NA SIMULAÇÃO DE PREÇOS DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS EM HORIZONTE DE MÉDIO PRAZO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

GUSTAVO ANDRADE DOS SANTOS

Foz do Iguaçu
Ano 2024

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

INSTITUTO LATINO-AMERICANO TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E TERRITÓRIO (ILATIT)

ENGENHARIA DE ENERGIA

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO SPARHTACUS NA SIMULAÇÃO DE PREÇOS DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS EM HORIZONTE DE MÉDIO PRAZO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

GUSTAVO ANDRADE DOS SANTOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Latino-Americano tecnologia, infraestrutura e território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Walber Ferreira Braga

Foz do Iguaçu
Ano 2024

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

GUSTAVO ANDRADE DOS SANTOS

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO SPARHTACUS NA SIMULAÇÃO DE PREÇOS DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS EM HORIZONTE DE MÉDIO PRAZO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

BANCA EXAMINADORA

_____
Orientador: Prof. Dr. Walber Ferreira Braga
UNILA

_____
Prof. Dr. Rodrigo Delfim Guarizi
UNILA

_____
Prof. Dr. Maicon Coelho Evaldt
UNILA

_____
Prof. Dr. Jorge Javier Giménez Ledesma
UNILA

Foz do Iguaçu, 11 de outubro de 2024.

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

Dedico esse trabalho a minha mãe, que apesar de todas as adversidades que enfrentou ao longo da vida, nunca desistiu de guiar e me incentivar no caminho dos estudos. Se hoje estou aqui, é devido a sua capacidade de nunca desistir aos desafios da vida. Essa conquista é tão sua quanto minha.

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente a minha mãe, Elza Maria, que mesmo tendo que cuidar de três filhos sozinha em meio a cidade de São Paulo, que teve que lidar com a perda do meu pai e que em meio a tudo isso, nunca desistiu de dar o melhor para os seus filhos, graças a você, que insistiu que eu aprendesse a ler, e que no final se tornou uma das coisas que mais amo fazer, cheguei até aqui e irei ainda mais longe.

Agradeço a minha amada companheira, Maria Soledad, por sempre me apoiar e me fazer sorrir nos momentos mais estressantes.

Aos amigos que fiz durante esse longo percurso, em especial aqueles do Energy Crew.

As pessoas que morei junto ao longo desses anos, esses períodos foram de grande aprendizagem.

Ao meu professor Orientador, Walber Braga, que me ajudou a desenvolver esse trabalho.

Aos professores que tive ao longo dessa longa jornada, serei eternamente grato pelos ensinamos e orientações, não apenas acadêmicos, mas da vida.

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

A vida é uma sequência de encontros inéditos com o mundo e, portanto, não se deixa traduzir em fórmulas de nenhuma espécie.
Clovis de Barros

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

RESUMO

Em 2024, a mudança na exigência de demanda mínima para consumidores de alta tensão acessarem o mercado livre de energia elétrica gerou novas oportunidades de negócios no ambiente de contratação livre. Neste contexto, esta monografia avaliou o software de código aberto SPARHTACUS como alternativa para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em contratos de longo prazo. Foram realizadas simulações com os decks oficiais de janeiro de 2020, janeiro de 2022, julho de 2024 e setembro de 2024, disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, considerando 2.000 cenários e 45 iterações, devido à inviabilidade de processar os 10.000 cenários originais no computador utilizado. Comparando-se os resultados com os dados oficiais obtidos pelo NEWAVE, constatou-se que o SPARHTACUS apresentou divergências expressivas, com variações percentuais superiores a 800% para os decks de janeiro de 2020 e janeiro de 2022. Houve melhora significativa para o deck de julho de 2024, reduzindo a diferença para 30%, mas o deck de setembro de 2024 indicou nova piora, com uma discrepância de 210%. Apesar dessas variações, o SPARHTACUS demonstra potencial para se consolidar como ferramenta para simulações de cálculo do PLD, sendo necessária a exploração de configurações que possam aproximar seus resultados dos oficiais para melhorar sua aplicabilidade no mercado de energia elétrica.

Palavras-chave: Mercado de energia elétrica; Ambiente de contratação livre; SPARHTACUS; Preço de liquidação das diferenças; Sistema interligado nacional.

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

RESUMEN

En 2024, el cambio en el requisito de demanda mínima para que los consumidores de alta tensión accedieran al mercado libre de electricidad generó nuevas oportunidades de negocio en el entorno de contratación libre. En este contexto, esta tesis evaluó el software de código abierto SPARHTACUS como una alternativa para calcular el Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD) en contratos a largo plazo. Se realizaron simulaciones utilizando los decks oficiales de enero de 2020, enero de 2022, julio de 2024 y septiembre de 2024, proporcionados por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, considerando 2,000 escenarios y 45 iteraciones, debido a la inviabilidad de procesar los 10,000 escenarios originales en la computadora disponible. Al comparar estos resultados con los datos oficiales obtenidos de NEWAVE, se constató que SPARHTACUS presentó discrepancias significativas, con variaciones porcentuales superiores al 800% para los decks de enero de 2020 y enero de 2022. Se observó una mejora significativa en el deck de julio de 2024, reduciendo la diferencia al 30%, pero el deck de septiembre de 2024 indicó un nuevo retroceso, con una discrepancia del 210%. A pesar de estas variaciones, SPARHTACUS demuestra potencial para consolidarse como una herramienta para simulaciones de cálculo del PLD, requiriendo una mayor exploración de configuraciones que puedan acercar sus resultados a los datos oficiales, mejorando así su aplicabilidad en el mercado eléctrico.

Palabras clave: Mercado libre de energía; ambiente de contratación libre; SPARHTACUS; Precio de Liquidación de Diferencias; Sistema Interconectado Nacional.

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

ABSTRACT

In 2024, the change in the minimum demand requirement for high-voltage consumers to access the free energy market created new business opportunities in the free contracting environment. In this context, this thesis evaluated the open-source software SPARHTACUS as an alternative for calculating the Settlement Price of Differences (PLD) in long-term contracts. Simulations were conducted using official decks from January 2020, January 2022, July 2024, and September 2024, provided by the Electric Energy Trading Chamber, considering 2,000 scenarios and 45 iterations, due to the infeasibility of processing the original 10,000 scenarios on the available computer. Comparing these results with the official data obtained from NEWAVE, SPARHTACUS showed significant discrepancies, with percentage variations exceeding 800% for the January 2020 and January 2022 decks. A significant improvement was observed in the July 2024 deck, reducing the difference to 30%, but the September 2024 deck indicated a new setback, with a discrepancy of 210%. Despite these variations, SPARHTACUS demonstrates potential to become a solid tool for PLD calculation simulations, requiring further exploration of configurations that could bring its results closer to the official data, thus enhancing its applicability in the electric energy market.

Key words: Energy market; Free Contracting Environment; SPARHTACUS; Settlement Price of Differences; National Interconnected System.

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira 2022 16
Figura 2 - Fluxograma de processo do NEWAVE, DECOMP e DESSEM 17
Figura 3 - Diferenças entre ACL e ACR 19
Figura 4 - Mercado spot 20
Figura 5 - Sistema Interligado Nacional 21
Figura 6 - Mapa das regiões hidrográficas do Brasil 22
Figura 7 - Distribuição das usinas hidrelétricas no Brasil 22
Figura 8 - Conexão entre as bacias do Grande, Bacia do Paranapanema e Tietê 23
Figura 9 - Custos de fontes de energia elétrica 24
Figura 10 - Componentes tarifários da TE 25
Figura 11 - Componentes tarifários da TUSD. 27
Figura 12 - Matriz elétrica mundial 28
Figura 13 - Efeito cascata do uso da água disponível 29
Figura 14 – Avaliação de cenários para cálculo do custo futuro. 31
Figura 15 - Fluxograma metodologia 35
Figura 16 - Deck de preços do NEWAVE do período 01/2021 37
Figura 17 - Deck de preços no padrão SPARHTACUS do período 01/2021 37
Figura 18 - Resultados contidos na pasta da iteração 1 de 01/2020 38
Figura 19 - Arquivos com os resultados da iteração 46 de 01/2020. 38

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Resultados da Simulação do deck de janeiro de 2020 no SPARHTACUS. 40
Quadro 2 - Resultados da simulação do deck de janeiro de 2020 no NEWAVE 40
Quadro 3 - Resultados da simulação do deck de janeiro de 2022 no SPARHTACUS 42
Quadro 4 - Resultados da simulação do deck de janeiro de 2022 no NEWAVE 42
Quadro 5 - Resultados da simulação do deck de julho de 2024 no SPARHTACUS.44
Quadro 6 - Resultados da simulação do deck de julho de 2024 no NEWAVE.....44
Quadro 7 - Resultados da simulação do deck de setembro de 2024 no SPARHTACUS 46
Quadro 8 - Resultados da simulação do deck de setembro de 2024 no NEWAVE ..46

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Avaliação gráfica para obtenção do custo mínimo 30
Gráfico 2 - Tempo total da simulação do deck de janeiro de 2020 38
Gráfico 3 - Comparativo de custos Simulação jan/2020.....41
Gráfico 4 - Otimalidade janeiro de 2020.....41
Gráfico 5 - Comparativo de custos Simulação jan/2022.....43
Gráfico 6 - Otimalidade janeiro de 2022.....43
Gráfico 7 - Comparativo de custos Simulação julho/2024.....45
Gráfico 8 - Otimalidade julho de 2024.....45
Gráfico 9 - Comparativo de custos Simulação setembro/2024 47
Gráfico 10 - Otimalidade setembro de 2024.....47

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PDED	Programação Dinâmica Estocástica Dual
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termoelétrica

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 15
1.1 JUSTIFICATIVA 17
1.2 OBJETIVOS 18
1.2.1 Objetivo Geral 18
1.2.2 Objetivos Específicos 18
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 19
2.1 mercado de energia elétrica 19
2.1.1 Sistema Interligado Nacional (SIN) 20
2.1.2 Sinergia das Usinas Hidrelétricas 21
2.2 Tarifa de energia elétrica 23
2.2.1 Fatores da Tarifa de Energia no ACR 24
2.3 INCERTEZAS DO SISTEMA HIDROELÉTRICO 28
2.4 CÁLCULO DO CUSTO FUTURO 29
2.5 NEWAVE DECOMP E DESSEM 32
2.6 SPARHTACUS II 33
2.7 DECKS 34
3 METODOLOGIA 35
3.1 OBTENÇÃO DOS DECKS DE ESTUDOS 35
3.2 CONFIGURAÇÃO E EXECUÇÃO DAS SIMULAÇÕES 36
3.3 ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS 36
3.4 PREPARAÇÃO DOS ARQUIVOS PARA SIMULAÇÃO 36
3.5 RESULTADOS PADRÕES DAS SIMULAÇÕES 37
4 RESULTADOS 40
4.1 DECK DE JANEIRO DE 2020 40
4.2 DECK DE JANEIRO DE 2022 42
4.3 DECK DE JULHO DE 2024 44
4.4 DECK DE SETEMBRO DE 2024 46
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 49
REFERÊNCIAS 51

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

1 INTRODUÇÃO

Em 2024, houve uma mudança significativa na exigência de demanda mínima para os consumidores do grupo A (alta tensão). Anteriormente, era necessário contratar uma demanda mínima de 500 kW, o que limitava o ingresso de muitos consumidores desse grupo no mercado livre de energia. Com a alteração, foi aberta uma vasta gama de oportunidades para a realização de contratos nesse ambiente (COPEL, 2024).

O mercado livre proporciona aos clientes maior liberdade na negociação da aquisição de energia elétrica, permitindo a escolha do fornecedor e a definição de preços, quantidades, períodos de fornecimento e condições de pagamento com mais flexibilidade. Na prática, essa ampliação beneficia diretamente médias e grandes empresas, como grandes mercados, indústrias de médio porte, universidades e outros consumidores que façam parte do grupo A (COPEL, 2024).

De acordo com o Decreto N° 5.163, no Brasil, a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, a compra de energia elétrica é realizada por meio de intermediários, representados pelos agentes de distribuição, também conhecidos como distribuidoras, que operam sob regras e procedimentos específicos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Já no ACL, a negociação do preço da energia é realizada diretamente entre consumidores e geradores. Nesse ambiente, as partes envolvidas firmam contratos bilaterais, os quais devem seguir as regulamentações específicas impostas pela ANEEL e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para assegurar a legalidade da comercialização de energia elétrica.

Para migrar para o mercado livre de energia, todos os clientes do grupo A devem notificar sua fornecedora atual sobre a intenção de mudança, um procedimento conhecido como denúncia do contrato. Em seguida, é necessário firmar um contrato de compra de energia com uma comercializadora autorizada a operar nesse mercado (COPEL, 2024).

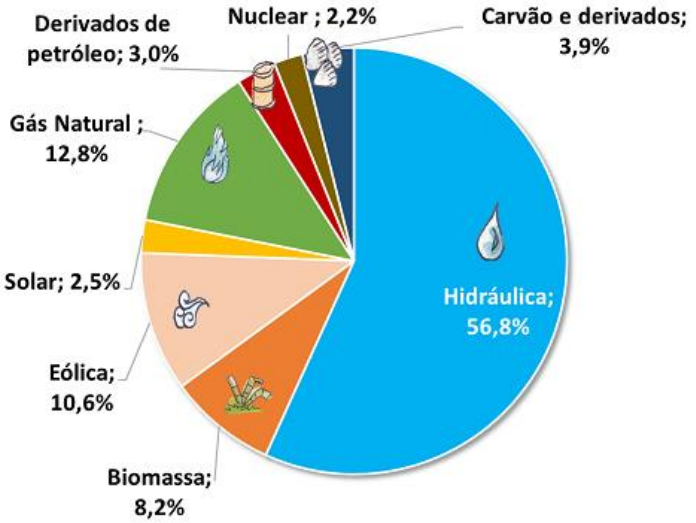
Apesar das vantagens, a entrada no mercado livre também apresenta riscos significativos, especialmente devido as grandes variações nos preços da energia em períodos de escassez hídrica, como o ocorrido em 2021 (FGV, 2021), e durante os

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

períodos de baixa produtividade das fontes renováveis.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023), em 2022, cerca de 78,1% da matriz elétrica brasileira era composta por fontes de energia renováveis. Dentre essas, em 2022, 56,8% correspondiam à energia hidrelétrica, 10,6% à energia eólica, 8,2% à biomassa e 2,5% à energia solar, como pode ser visto na Figura 1. Apesar dos grandes benefícios de uma matriz de energia elétrica baseada em fontes renováveis, também há grandes desafios, sendo o principal, a imprevisibilidade da geração em horizontes de longo prazo, o que contribui para uma grande variabilidade no preço da energia elétrica. Para lidar com essa complexidade, foi necessário o desenvolvimento de softwares capazes de estimar o Custo Marginal de Operação (CMO) - utilizado para o despacho de energia, pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) - e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), preço de referência para liquidação dos balanços de energia elétrica utilizado pela CCEE.

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira 2022



Fonte: EPE, 2023.

Os valores do PLD, assim como o do CMO, podem ser calculados em três horizontes temporais distintos, com o uso de três softwares. Para o valor diário, que realmente é utilizado pelo ONS e pela CCEE, usa-se o DESSEM, para uma previsão de poucas semanas de antecedência utiliza-se o DECOMP, e para prazos maiores – tais como meses e/ou anos – o programa NEWAVE.

Figura 2 - Fluxograma de processo do NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Fonte: CCEE, 2024.

Apesar desses softwares serem de uso oficial, não há a livre disponibilidade para o uso, sendo disponível apenas os conjuntos das informações que foram usadas como base para a realização dos cenários, que são nomeados como decks, e os resultados obtidos com a finalização da execução do programa. Os resultados e as informações de base utilizadas pelo programa são disponibilizadas pela CCEE.

Como alternativa para a simulação dos decks de planejamento energético, apresenta-se o programa Modelo Estocástico de Políticas Semanais para o Despacho Horário do SIN – SPARHTACUS II. Desenvolvido em um projeto de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL, em colaboração com a Norte Energia S.A., Norus e LabPlan/UFSC, o projeto tem como principal objetivo criar um modelo computacional robusto de programação estocástica linear inteira-mista, o modelo tem capacidade de grande porte e alto desempenho, e que foi projetado para auxiliar na tomada de decisões eletroenergéticas relacionadas ao SIN. O software utiliza o mesmo banco de dados utilizado pelos programas oficiais, (SPARHTACUS, 2024).

1.1 JUSTIFICATIVA

Com as mudanças nas regulações do mercado livre de energia, ocorreu o aumento natural do interesse por contratos para ingresso nesse modelo de compra de energia. Um dos principais pontos que devem ser cuidadosamente abordados nesses contratos é o custo da energia vendida, pois a definição correta desse valor é fundamental para garantir a viabilidade dos projetos de geração.

Devido à grande influência das condições hídricas no custo da energia, a simulação de cenários hidrológicos diversos é de grande importância. Cenários de escassez hídrica e de alta incidência de chuvas impactam diretamente o PLD, uma

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

definição incorreta do custo da energia pode resultar em prejuízos significativos ou em uma redução dos lucros. Além disso, como o contrato estipula a demanda de energia que deve ser suprida ao consumidor, qualquer impossibilidade de atender essa demanda obriga o gerador a adquirir a energia no mercado ao preço determinado pela CCEE naquele momento, o PLD.

Em decorrência disso, a análise e simulação de diferentes cenários hidrológicos se torna fundamental para definir um valor ideal na venda de energia, garantido que ambas as partes, gerador e consumidor, não sofram prejuízos.

Considerando esses fatores, nesse trabalho, utilizaremos a ferramenta computacional SPARHTACUS para realizar simulações utilizando os decks oficiais disponibilizados pela CCEE.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Realizar a simulação do deck do NEWAVE utilizando o SPARHTACUS II – SPTcpp, a partir dos resultados do programa será feito uma comparação com os resultados do deck oficial.

1.2.2 Objetivos Específicos

a. Revisão bibliográfica sobre o mercado de energia elétrica, tarifas de energia elétrica, cálculo do custo futuro e do SPARHTACUS - SPTcpp.
b. Realizar a conversão dos decks que estão no formato padrão do NEWAVE para o formato padrão do SPARHTACUS - SPTcpp.
c. Compreender o funcionamento do SPARHTACUS para simulação dos decks do NEWAVE.
d. Realizar as simulações dos decks do NEWAVE de 01/2020, 01/2022, 07/2024 e 09/2024 no SPARHTACUS - SPTcpp.
e. Analisar os resultados e apresentar o PLD de cada período obtidos da simulação do SPARHTACUS - SPTcpp e realizar uma comparação entre os resultados oficiais para cada período simulado.

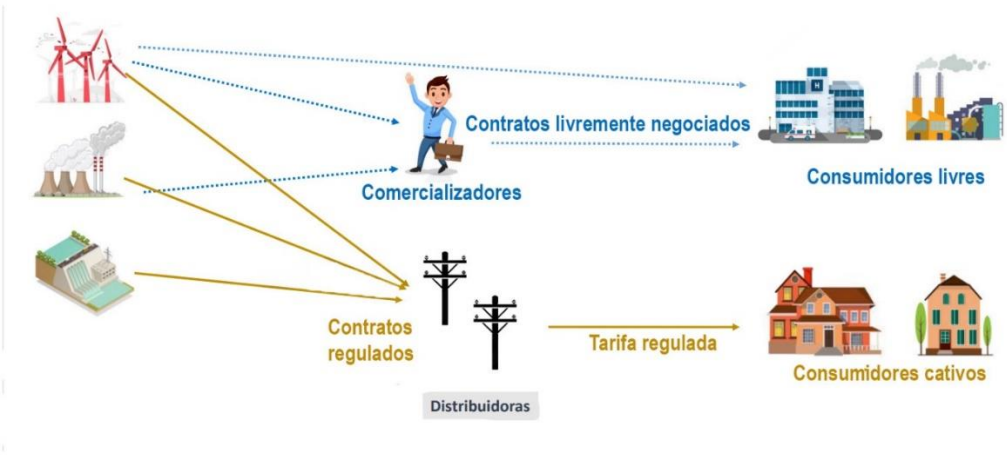
Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

No Decreto Nº 5.163 regulamenta que, no Brasil, a energia elétrica pode ser comercializada por dois ambientes de contratação, o regulado (ACR) e o livre (ACL). No ACR, os agentes distribuidores adquirem energia por meio de leilões públicos promovidos pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE, sendo essa energia destinada ao atendimento dos consumidores cativos. Já no ACL, a compra e venda de energia ocorre de forma bilateral entre geradores, comercializadores, consumidores livres e outros agentes autorizados, como concessionários, permissionários, importadores e exportadores de energia elétrica. Nesses contratos, são estabelecidos prazos e volumes de fornecimento de acordo com as negociações entre as partes envolvidas. Na Figura 3 podemos observar essas características que diferenciam o mercado livre e o regulado.

Figura 3 - Diferenças entre ACL e ACR



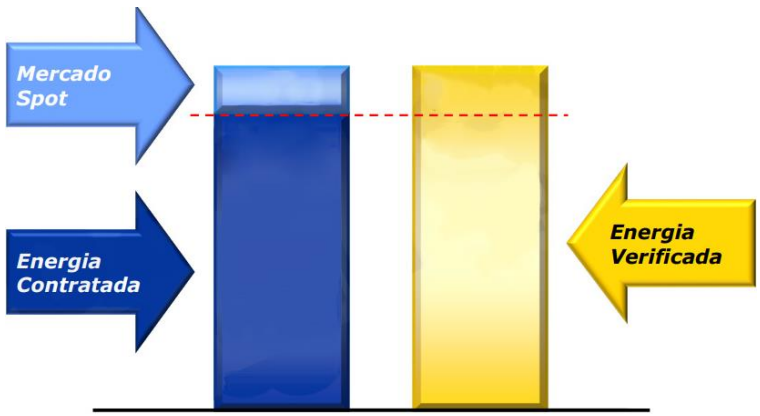
Fonte: Capacitação CCEE: Modelo NEWAVE, 2022.

No mercado de curto prazo, também conhecido como mercado spot, ocorre a liquidação financeira entre a quantidade de energia contratada e a efetivamente consumida, utilizando o PLD como referência para essa liquidação. Na Figura 4 é apresentado a diferença entre a energia verificada e a contratada, a energia verificada é a energia que realmente foi utilizada pelo consumidor, enquanto a energia contratada é a potência de demanda mínima que foi definida em contrato, com essa diferença surge o mercado spot. No mercado spot os agentes que geraram ou

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

consumiram mais ou menos energia do que o previsto nos contratos de longo prazo ajustam suas posições financeiras, comprando ou vendendo energia de acordo com o preço estabelecido, para que o sistema elétrico mantenha o equilíbrio entre geração e consumo, compensando eventuais diferenças (CCEE – Contabilização e liquidação, 2024).

Figura 4 - Mercado spot



Capacitação CCEE: Modelo NEWAVE, 2022.

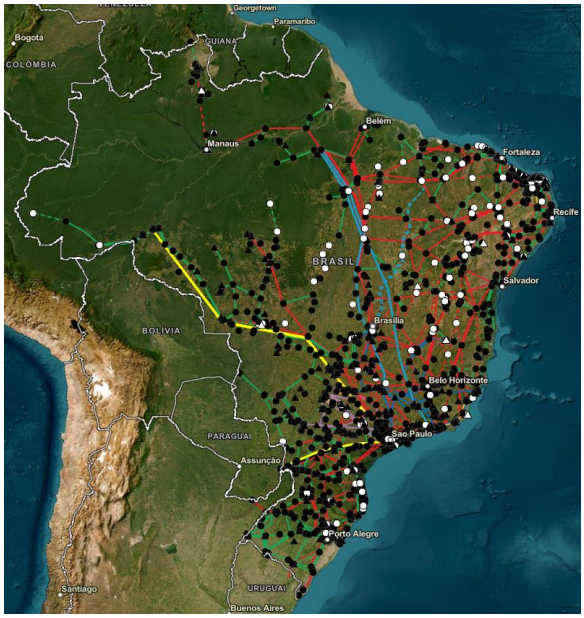
O cálculo do PLD é semelhante ao do CMO, mas ambos têm objetivos diferentes. Quando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) realiza o cálculo do CMO, o objetivo é definir políticas operacionais que garantam a segurança do suprimento energético, considerando as restrições elétricas e o melhor aproveitamento na operação do sistema. O objetivo do CMO é determinar o custo de gerar uma unidade adicional de energia, considerando a melhor alocação possível das diferentes usinas do país, orientando o despacho de geração. Para o caso do cálculo do PLD, realizado nos softwares oficiais e gerenciado pela CCEE, são desconsideradas essas restrições elétricas internas, assumindo que a energia está igualmente disponível em todos os pontos de consumo. Esta definição é estabelecida pela resolução ANEEL nº 863/2019, o qual define que a CCEE deve utilizar os mesmos decks adotados pela ONS, e desconsiderar as restrições elétricas internas a cada submercado.

2.1.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)

De acordo com o ONS (2024), o SIN é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte que compõe a produção e a transmissão de energia elétrica, o qual é gerenciado

pelo ONS e supervisionada pela ANEEL, a rede de transmissão do SIN pode ser vista na Figura 5.

Figura 5 - Sistema Interligado Nacional



Fonte: SINMAPS, 2024.

A operação do SIN envolve a utilização de modelos complexos de simulação e o acompanhamento em tempo real na operacionalização das diretrizes hidráulicas que permite o gerenciamento otimizado dos recursos energéticos. O SIN é constituído por quatro subsistemas ou submercados, sendo Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. As usinas térmicas que estão localizadas nas proximidades dos grandes centros de carga, desempenham papel estratégico fundamental para a segurança do SIN, as quais são despachadas em função das condições hidrológicas e que permitam a melhor gestão dos reservatórios de água das usinas hidrelétricas (ONS, 2024).

2.1.2 Sinergia das Usinas Hidrelétricas

Conforme apresentado na Figura 1, o SIN é composto majoritariamente por hidrelétricas, distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas no Brasil, incluindo as bacias do Paraná, Amazônica, Atlântico Nordeste Ocidental, Paraguai, Atlântico Sul, Atlântico Leste, Tocantins-Araguaia, Atlântico Nordeste Oriental, Atlântico Sudeste, Paranaíba e Uruguai. A distribuição geográfica dessas bacias é detalhada na Figura 6, (PROJETO AFLORAR, 2024).

Figura 6 - Mapa das regiões hidrográficas do Brasil

Fonte: Projeto AFLORAR, 2024.

Ao longo destas bacias foram construídas diversas usinas, as quais estão presentes principalmente na região Centro-sul, a localização geográfica delas podem ser vistas na Figura 7.

Figura 7 - Distribuição das usinas hidrelétricas no Brasil

Fonte: SINMAPS, 2024.

Como há uma conexão entre as bacias hidrográficas, qualquer aumento de vazão em uma hidrelétrica a montante afetará os reservatórios das hidroelétricas a jusante. Para o caso apresentado na Figura 8, podemos identificar uma interconexão natural entre as bacias dos rios Paranaíba e Grande, cujas águas seguem em direção ao rio Paraná, que por sua vez abastece a usina hidrelétrica de Itaipu.

Figura 8 - Conexão entre as bacias do Grande, Bacia do Paranapanema e Tietê

Fonte: Adaptado de SINMAPS, 2024.

Esse fluxo conjunto implica que o comportamento hidrológico de uma bacia influencia diretamente a outra, criando um sistema interdependente em termos de volume de água e geração de energia. Em períodos de escassez de chuvas nas áreas dessas bacias, observa-se uma redução no volume de água disponível ao longo dos rios Paranaíba e Grande, afetando o potencial hidrelétrico das usinas que dependem desse recurso. Consequentemente, a escassez impacta a quantidade de água que chega ao rio Paraná e, em última análise, à própria Itaipu, influenciando toda a cadeia de geração hidrelétrica regional. Esse fenômeno cria uma sinergia natural, onde a situação hídrica de uma bacia pode amplificar os efeitos em outras, evidenciando a importância de uma gestão integrada e monitoramento contínuo das bacias para manter a segurança energética e o potencial de geração das usinas interligadas, (LIMA, 2024).

2.2 TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme o Ministério de Minas e Energia (2023), a tarifa de energia elétrica é calculada com base nas parcelas dos investimentos e operações técnicas dos agentes de produção e das estruturas do sistema de rede de energia elétrica. De acordo com as atribuições da ANEEL, deve desenvolver metodologias para calcular determinadas tarifas que sejam correspondentes aos custos de geração, transmissão e distribuição, em que os valores correspondam a uma remuneração adequado para as empresas

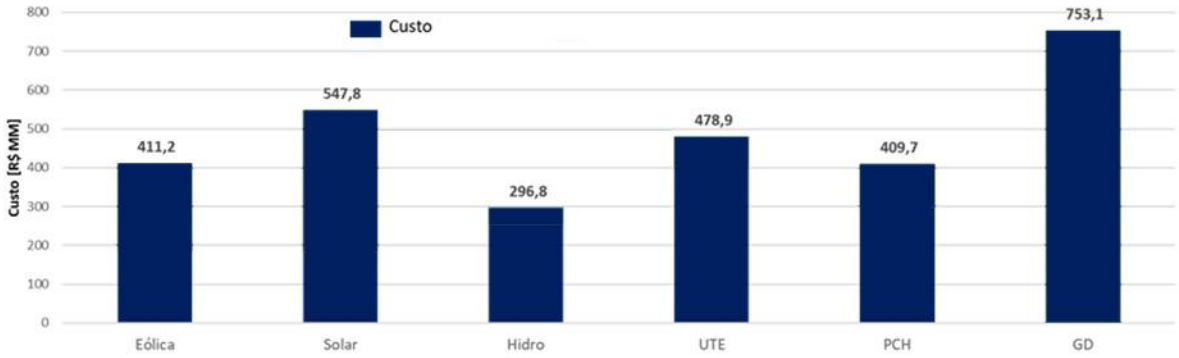
que disponibilizam esse serviço. Após estabelecer os valores da tarifa de energia, o governo federal, estadual e municipal cobra impostos sobre a tarifa, sendo PIS/COFINS, ICMS e CIP (Custo de Iluminação Pública).

2.2.1 Fatores da Tarifa de Energia no ACR

Ao que tange os custos da energia gerada, os valores são definidos a partir de leilões públicos, em que as geradoras participam do leilão oferecendo um valor fixo por MWh gerado. Como apresentado na Figura 1, parcela majoritária da geração de energia elétrica no Brasil é proveniente de hidrelétrica, logo, quando há períodos de estiagem ocorre a redução da disponibilidade de energia elétricas das hidroelétricas, como consequência há a necessidade da utilização de energia proveniente de outras fontes, sendo a mais comum para esses casos as termoelétricas, as quais apresentam um maior custo por MWh (Ecom Energia, 2023).

De acordo com ABRAGEL (2024), os custos de centrais hidroelétricas tem uma diferença significativa em relação as demais fontes de eletricidade, como pode ser visto na Figura 9 estão em torno de R$ 296,8/MWh, de pequenas centrais hidroelétricas (PCH) em R$ 409,7/MWh, eólica em R$ 411,2/MWh, solar em R$ 547,8/MWh, usina termoelétrica (UTE) em torno de R$ 478,9/MWh, e geração distribuídas em R$ 753,1/MWh. A partir desses valores, se torna evidente o impacto que períodos de secas podem causar nos custos da energia elétrica.

Figura 9 - Custos de fontes de energia elétrica



Fonte: Adaptado de ABRAGEL, 2024.

Em 2015, foi implementado o sistema de bandeiras tarifárias para alertar a população sobre variações consideráveis no preço da energia elétrica. Esse sistema tem como objetivo informar os consumidores sobre os custos adicionais que ocorrem

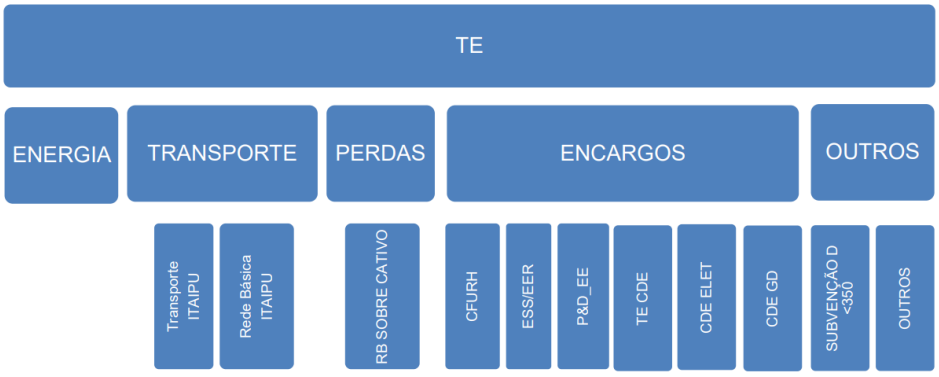
quando há necessidade de acionar usinas termelétricas, que elevam o custo de geração de energia. As bandeiras tarifárias funcionam como um sinal para que os consumidores adotem um uso mais consciente, especialmente em períodos de baixa disponibilidade hídrica ou altos custos de produção, (ANEEL, 2023).

De acordo com (ANEEL, 2023), existem ao todo quatro classificações de bandeiras, sendo verde, amarelo, vermelho patamar 1 e vermelho patamar 2, os valores do aumento da tarifa são determinados e divulgados periodicamente, sendo o último publicado em fevereiro de 2022, segundo a última publicação, os valores acrescidos da tarifa de acordo com as bandeiras são os seguintes: não há acréscimos na bandeira verde, R$ 18,74/MWh na bandeira amarela, 39,71/MWh na bandeira vermelha patamar 1 e 94,92/MWh na bandeiras vermelha patamar 2. Conforme o Portal da Câmara dos Deputados (2023), no ano de 2021 houve um período de seca intensa, o qual ocasionou a criação de uma nova bandeira denominada de escassez hídrica, ficando em vigor entre setembro e abril de 2022, nesta ocasião o preço acrescido foi de R$ 142/MWh.

2.2.1.1 Fatores da tarifa de energia – TE

Para realização do cálculo da TE são considerados um conjunto de fatores, os quais podem ser vistos na Figura 10, sendo os custos de energia, transporte, perdas, encargos e outros (ANEEL, Módulo 7).

Figura 10 - Componentes tarifários da TE



Fonte: ANEEL, Módulo 7.

- Energia: parcela que corresponde a recuperação de custos pela compra de energia elétrica das geradoras.

- Transporte: é a parcela que recupera os custos de transmissão e da rede básica de Itaipu.
- Perdas: é a parcela que recupera os custos da rede básica.
- Encargos: encargos de serviço de sistema, pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética, contribuição sobre uso de recursos hídricos, quota da conta de desenvolvimento energético associado a conta COVID, Conta escassez hídrica, modicidade tarifária da desestatização da Eletrobrás, benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída.
- Outros: subvenção D < 350 é um subsídio econômico criado pela lei nº 14.299/2022, que repassa recursos da conta de desenvolvimento energético a concessionárias de distribuição de energia com mercado próprio anual inferior a 350 GWh.

2.2.1.2 Fatores da tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD

De acordo com a cartilha “Por dentro da conta de luz”, disponibilizada pelo portal da Câmara dos deputados (2016), a TUSD é uma tarifa que remunera o sistema de distribuição que tem como função distribuir a energia que é transmitida pelo sistema de transmissão até os consumidores finais, como a competição nesse setor não seria benéfica economicamente, há a necessidade de haver um sistema de monopólio natural, logo, a ANEEL fica responsável por definir um valor de remuneração adequado pela prestação de serviço das empresas de distribuição e transmissão, considerando os custo de equipamentos, componentes, manutenções e instalações.

Conforme o submódulo 7.1, para a realização do cálculo da TUSD são considerados transporte, perdas, encargos e outros, os quais estão resumidos na Figura 11 e descrito abaixo.

Figura 11 - Componentes tarifários da TUSD.

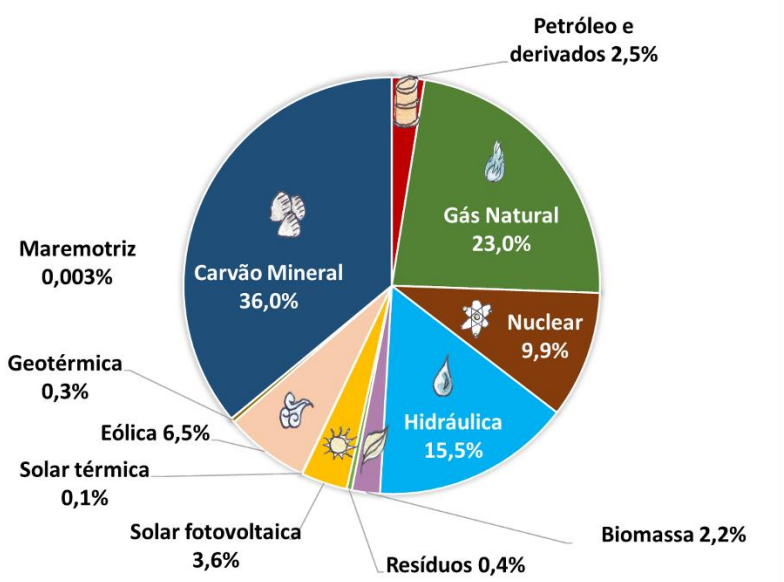
Fonte: ANEEL, Módulo 7.

- Transporte: é o custo do Fio A e do Fio B.
- Fio A: é subdividido em rede básica, fronteira, CUSD, conexão D e conexão T. A rede básica se refere ao uso da rede de distribuição que estão presentes nas cidades. A fronteira é o custo do uso de transformadores da rede básica com tensão inferior a 230kV e das demais instalações de transmissão. CUSD é o Custo do Uso do Sistema de Distribuição de Outras Distribuidoras, as conexões D e T se referem ao custo do uso das conexões as instalações de distribuição e transmissão.
- Fio B: custo anual regulatório das distribuidoras que compõem, custo de administração, operação e manutenção.
- Perdas: perdas técnicas do sistema de distribuição, perdas não técnicas, como o furto de energia, erros de medições, consumidores sem equipamento de medição, entre outros, perdas na rede básica devido as perdas regulatórias da distribuidora e receitas irrecuperáveis.
- Encargos: referente aos custos de pesquisa, desenvolvimento e eficiência energética, taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica, remuneração ao operador nacional do sistema elétrico, parcela para a conta de desenvolvimento energético e o programa de desenvolvimento de incentivos às fontes alternativas de energia elétrica.

2.3 INCERTEZAS DO SISTEMA HIDROELÉTRICO

A matriz elétrica mundial é composta principalmente de combustíveis não renováveis, como carvão mineral, gás natural e nuclear como pode ser visto na Figura 12. Nesse modelo de matriz elétrica as incertezas não possuem tanta importância quanto nas hidroelétricas, como consequência disso, as usinas que irão suprir a demanda são definidas de acordo com o custo de operação, bastando escolher a usina que possuir o menor custo (CCEE, 2024).

Figura 12 - Matriz elétrica mundial

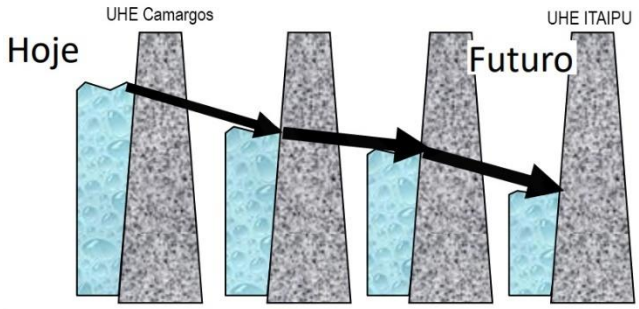


Fonte: EPE, 2021.

No caso do Brasil, que possui uma matriz elétrica predominante hídrica, as usinas irão sofrer de maiores incertezas, em decorrência do fato de que a quantidade de água que é utilizada hoje irá impactar diretamente os níveis dos reservatórios no futuro, esse caso é ilustrado na Figura 13, onde a UHE Camargos presente no rio Grande que está conectado ao rio Paraná e que abastece a usina de ITAIPU, assim, a energia que é gerada na usina de Camargos afeta diretamente a quantidade de energia que a usina de Itaipu pode gerar no futuro (Capacitação CCEE, 2022).

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

Figura 13 - Efeito cascata do uso da água disponível



Fonte: Adaptado de Capacitação CCEE: Modelo NEWAVE, 2022.

Considerando isto, é necessário balancear adequadamente os níveis geração das hidroelétricas e das termoelétricas, assim, obtendo-se um equilíbrio entre o custo imediato das termoelétricas e do custo futuro das hidroelétricas.

2.4 CÁLCULO DO CUSTO FUTURO

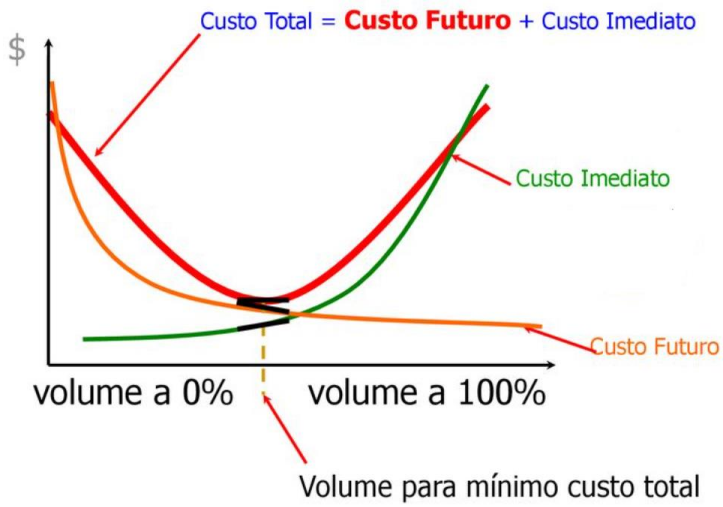
Está seção é baseada no módulo capacitação CCEE: Modelo NEWAVE (2022).

O cálculo do custo futuro é uma ferramenta fundamental na gestão econômica do setor elétrico, visando a minimização dos custos totais, tanto presentes quanto futuros. Esse processo envolve uma análise cuidadosa das variáveis que influenciam os custos de geração de energia, o que é crucial para a tomada de decisões estratégicas.

Para ilustrar essa dinâmica, vamos considerar o gráfico 1. Nele, o custo imediato é representado pelos gastos operacionais das usinas termelétricas. Esses custos são geralmente mais elevados. Por outro lado, o custo futuro está relacionado ao CMO das usinas hidrelétricas. Este custo futuro é caracterizado por um fator de incerteza, pois a geração hidrelétrica depende de variáveis climáticas, como a precipitação e a vazão dos rios, que podem impactar diretamente a capacidade de geração.

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

Gráfico 1 - Avaliação gráfica para obtenção do custo mínimo



Fonte: Adaptado de Capacitação CCEE: Modelo NEWAVE, 2022.

Para encontrar um equilíbrio eficaz entre os custos imediatos e futuros, é essencial quantificar o custo futuro de maneira precisa. Essa quantificação considera as condições atuais de operação e projeta possíveis flutuações nos custos de geração ao longo do tempo. Assim, as decisões no presente devem levar em conta as implicações financeiras futuras, permitindo que os gestores do setor elétrico adotem estratégias que maximizem a eficiência econômica.

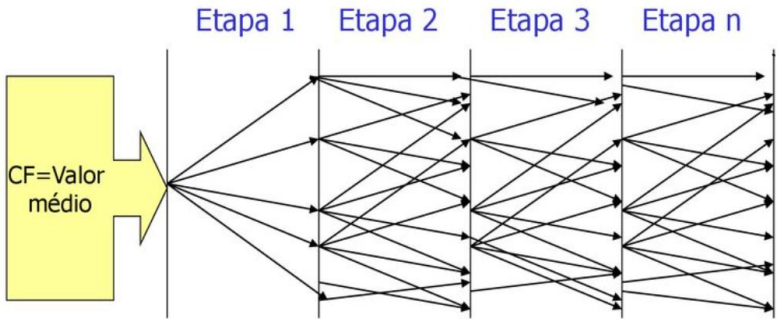
Por exemplo, ao avaliar se é mais vantajoso operar uma usina termelétrica em um determinado período, é crucial calcular o impacto dessa decisão nos custos futuros, considerando as expectativas de disponibilidade de água para as hidrelétricas. Isso pode levar à conclusão de que, mesmo com custos imediatos mais altos, a operação de uma usina hidrelétrica pode ser mais econômica a longo prazo, especialmente em períodos de alta demanda ou escassez hídrica.

Portanto, a correta quantificação e análise do custo futuro são essenciais para a otimização do custo total no setor elétrico. Essa abordagem garante que as decisões tomadas no presente não apenas respondam às necessidades imediatas, mas também assegurem uma operação sustentável e financeiramente viável a longo prazo.

Como o custo imediato é conhecido e o custo futuro é incerto, torna-se necessário estudar o comportamento estatístico das vazões das bacias hidrográficas que abrigam as hidrelétricas, a fim de obter a partir de simulações os dados que são

incertos. Para isso, utiliza-se o histórico de vazões e dados estatísticos do período de 1931 até o presente. A análise dessas informações envolve a geração aleatória das vazões dos rios que compõem as bacias, para cada uma das regiões monitoradas, seguida da avaliação dos níveis dos reservatórios correspondentes. Em seguida, realiza-se uma avaliação em etapas temporais, como ilustrado na Figura 14, com o objetivo de projetar os níveis futuros dos reservatórios. Para cada cenário, calcula-se o custo futuro médio, que será utilizado na próxima etapa sequencial. O cálculo desses custos futuros ótimos requer a aplicação do método de programação dinâmica estocástica, fundamental para o processo de otimização.

Figura 14 – Avaliação de cenários para cálculo do custo futuro.



Fonte: Adaptado de Capacitação CCEE: Modelo NEWAVE, 2022.

Entretanto, a programação dinâmica estocástica enfrenta um grande desafio em problemas de alta dimensionalidade, pois o número de cálculos necessários cresce exponencialmente. Supondo que cada reservatório no sistema seja considerado com 100 níveis de armazenamento diferentes, haveria 100 possibilidades para um reservatório, 10.000 para dois reservatórios e 1.000.000 para três, resultando em um crescimento exponencial. Para lidar com esse problema, utiliza-se uma alternativa mais eficiente: o método de programação dinâmica estocástica dual (PDED). Ao invés de calcular o custo futuro para todos os cenários, o PDED calcula o custo futuro apenas para alguns cenários e, a partir deles, estima sua taxa de variação. Esse método é aplicado no SPARHTACUS, NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

O PDED baseia-se em um princípio de decomposição dual, no qual o problema de otimização é dividido em subproblemas menores que podem ser resolvidos de forma independente, considerando as incertezas no problema. Cada subproblema representa uma parte do horizonte temporal de planejamento e incorpora as incertezas das vazões futuras e outros fatores, realizando cortes para formar

subproblemas e aproximar a função de custo futuro, e conforme as iterações são realizados os cortes são atualizados iterativamente à medida que novos cenários são considerados, resolvendo o problema da alta dimensionalidade.

2.5 NEWAVE DECOMP E DESSEM

O NEWAVE é um software utilizado para o planejamento de médio prazo da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) no Brasil, com um horizonte de cinco anos, dividido em etapas mensais. Sua principal função é otimizar a operação das usinas hidrelétricas e térmicas, gerando políticas de operação que minimizam os custos de geração de energia. Baseado em um modelo de programação dinâmica estocástica dual, o NEWAVE considera a incerteza das afluências hídricas (fluxo de água para os reservatórios), permitindo uma estratégia de geração eficiente para cada estágio. Nesse processo, o software faz uma simplificação dos modelos das usinas, que não são modeladas de forma individual, mas em blocos agregados, essas simplificações são necessárias para redução do tempo de execução do programa, visto a complexidade de cálculo e o horizonte utilizado. Além disso, os dados gerados pelo NEWAVE servem como base para estudos de curto prazo, que podem ser refinados com o auxílio do modelo DECOMP (CCEE, 2024).

O DECOMP é uma ferramenta projetada para o planejamento de curto prazo da operação do SIN no Brasil, com um horizonte de até dois meses. No primeiro mês, ocorre um maior detalhamento semanal, representando individualmente os parques térmicos e hidrelétricos, o que aumenta a precisão dos dados obtidos. O software se utiliza da programação linear para determinar a alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos, levando em consideração previsões detalhadas, como carga, vazões, disponibilidades e limites de transmissão entre submercados. O objetivo do DECOMP é similar ao do NEWAVE, procurando otimizar a geração de energia ao menor custo operacional possível. O modelo também calcula a melhor distribuição da água nos reservatórios e a geração térmica necessária para atender à demanda semanalmente, respeitando as restrições operacionais.

Com o aumento da participação de fontes energéticas intermitentes, como eólica e solar, no sistema elétrico brasileiro, tornou-se necessário aprimorar o planejamento de curtíssimo prazo. Em resposta a essa demanda, o software DESSEM foi oficializado em 1º de janeiro de 2021 para o planejamento diário do SIN. O

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

DESSEM utiliza da técnica de programação linear inteira mista para otimizar o despacho de usinas hidrelétricas e térmicas em um horizonte de até sete dias, com detalhamento em intervalos horários. As usinas hidrelétricas são representadas de forma individual, enquanto as termelétricas são modeladas por unidades geradoras, garantindo um nível elevado de detalhamento. Esse nível de detalhamento só é viável devido ao curto horizonte de planejamento, visto as necessidades computacionais. O objetivo do software é minimizar o custo de operação ao longo do período de planejamento, maximizando o uso de fontes intermitentes e calculando o CMO e/ou o PLD para cada submercado. Ao levar em consideração as restrições hidráulicas, térmicas, de transmissão e a demanda horária, o DESSEM permite ajustes precisos na geração, contribuindo para a segurança e eficiência operacional do sistema, além de auxiliar na resposta rápida às oscilações de demanda (CCEE, 2024).

2.6 SPARHTACUS II

Está seção é baseado no NORUS; LABPLAN/UFSC. SPTcpp Wiki.

O *Stochastic Programming Algorithm foR HydroThermal Allocaton via Cuts and Sampling* - SPARHTACUS II, software de código aberto que foi desenvolvido pela Norus e pelo LABPLAN/UFSC, com colaboração técnica do ONS e financiamento da Norte Energia S.A, lançado no ano de 2022. O projeto resultou em um sistema computacional de alto desempenho para o planejamento eletroenergético brasileiro, integrando decisões de médio a curtíssimo prazo. O SPARHTACUS se destaca pela flexibilidade, permitindo a configuração de diferentes horizontes de planejamento e decisões temporais, além de aplicar técnicas avançadas de programação matemática em problemas do setor elétrico.

Os principais módulos desenvolvidos no projeto são o SPTcpp e o SPTpy. O SPTcpp, implementado em C++, é capaz de resolver as diferentes etapas da cadeia de planejamento do ONS, abrangendo desde o médio até o curtíssimo prazo, com grande flexibilidade na definição dos horizontes temporais e períodos de tomada de decisão. Já o SPTpy, desenvolvido em Python, é dedicado ao curtíssimo prazo, com foco na inclusão do *unit commitment* hidráulico e técnicas avançadas de programação matemática, como o algoritmo *Parallel Dual Dynamic Integer Programming* (PDDIP). Essas ferramentas permitem uma representação detalhada e integrada do planejamento eletroenergético, aprimorando a precisão dos resultados e a

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

transparência do processo.

Nesse trabalho, o foco principal será a utilização do SPTcpp para realizar estudos em diferentes períodos, utilizando o deck oficial do NEWAVE.

2.7 DECKS

Está seção é baseada no módulo capacitação CCEE: Modelo NEWAVE (2022)

Os decks são o conjunto arquivos que contêm informações detalhadas e fundamentais sobre o sistema elétrico brasileiro. Esses arquivos são especialmente importantes por consolidarem dados técnicos e operacionais das gerações e consumo de energia distribuídas pelo país. Incluem informações detalhadas sobre as maiores e mais influentes instalações, como as usinas hidrelétricas e termelétricas, que possuem grandes grupos geradores e desempenham papel central na geração de eletricidade para atender à demanda nacional.

Além dos dados técnicos das usinas, os decks fornecem informações amplas e detalhadas sobre os níveis dos reservatórios das hidrelétricas, dados estatísticos de precipitação das bacias hidrográficas, refletindo a importância dos recursos hídricos para a geração de energia. Os arquivos também abordam restrições elétricas, informações sobre os submercados, e dados relevantes de demanda para cada submercado, incluindo estimativas de demandas mínima, média e máxima, fatores que são fundamentais para planejar e otimizar a operação do sistema em cenários de diferentes condições climáticas e de consumo.

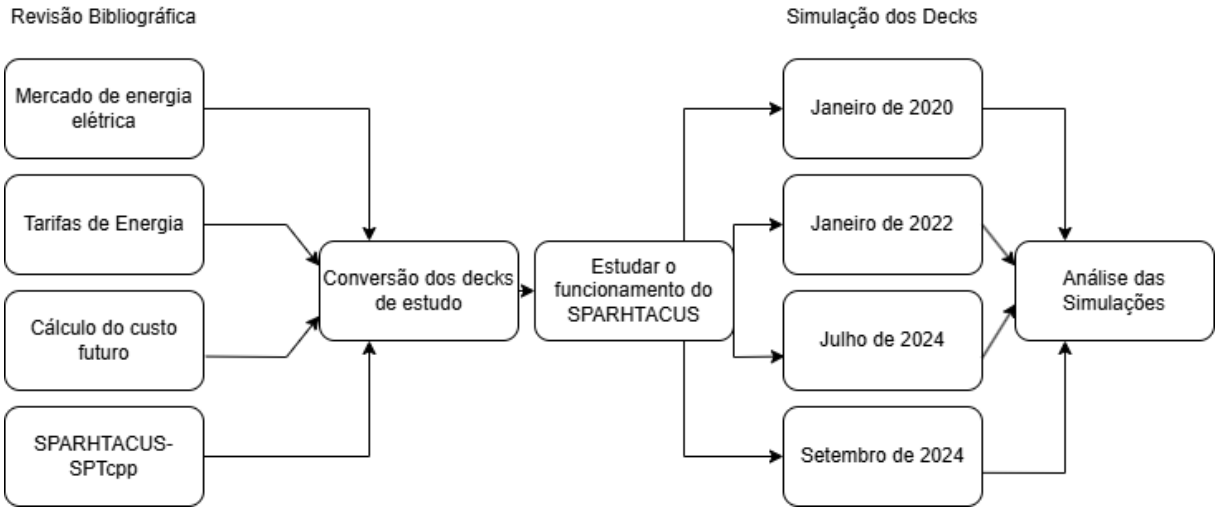
Esses decks são disponibilizados regularmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e divididos em diferentes tipos, cada um adaptado para um dos softwares oficiais de simulação e planejamento do setor elétrico. As informações contidas em cada tipo de deck variam conforme as necessidades específicas do software a ser utilizado.

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

3 METODOLOGIA

A metodologia do trabalho foi subdividida em cinco partes, sendo revisão bibliográfica, conversão dos decks de estudo, estudo do funcionamento do SPARHTCAUS, simulação dos decks de janeiro de 2020, janeiro de 2022, julho de 2024 e setembro de 2024, além das análises dos resultados das simulações.

Figura 15 - Fluxograma metodologia



Fonte: Autor.

Como pode ser visto na Figura 15, a revisão bibliográfica teve como foco o estudo do mercado de energia elétrica, Tarifas de energia, Cálculo do custo futuro, e do SPARHTACUS. Em seguida, foi feito a conversão dos decks padrões de estudo que foram obtidos no acervo da CCEE para o padrão de arquivos do SPARHTACUS, foram feitas a conversão de cada deck estudado. Com os arquivos prontos, foram realizadas as simulações e a análise das simulações.

3.1 OBTENÇÃO DOS DECKS DE ESTUDOS

Os decks de estudos foram obtidos no site oficial da CCEE, os decks que foram utilizados são os de janeiro de 2020, janeiro de 2022, julho de 2024 e setembro de 2024, os decks foram nomeados como deck de preço – NEWAVE.

O deck de janeiro de 2020 foi selecionado com o propósito de avaliar o impacto da pandemia de COVID-19 sobre o sistema elétrico brasileiro, sendo essa análise comparada com os resultados do deck de janeiro de 2022, período que reflete o

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

comportamento do sistema em um estágio mais avançado da pandemia. Já os decks de julho e setembro de 2024 foram escolhidos para obter dados mais recentes, buscando resultados que estejam mais alinhados com o ano de apresentação deste trabalho.

3.2 CONFIGURAÇÃO E EXECUÇÃO DAS SIMULAÇÕES

A partir da obtenção dos decks, foi realizada a conversão dos dados para o modelo de arquivo padrão dos SPARHTACUS-SPTcpp. Após a conversão do deck, foi feita a modificação dos arquivos *Dados_AttComumOperacional*, em que são alteradas as variáveis *numero_maximo_iteracoes* para 45 e *numero_cenarios* para 2.000. Os valores padrões para o deck do NEWAVE são 50 iterações e 10.000 cenários. Foi necessária a redução dos valores devido às limitações do computador utilizado.

3.3 ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS

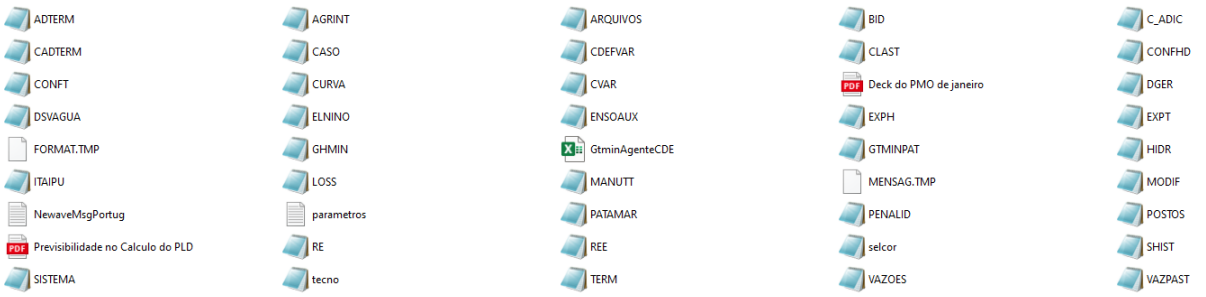
Para a análise dos resultados, foi realizada uma comparação entre os valores de PLD obtidos a partir do SPARHTACUS e os dados oficiais do NEWAVE disponibilizados pela CCEE para os diferentes períodos. A comparação considerou, para cada ano, as médias de custo e o desvio padrão dos quatro submercados: Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. A obtenção dos dados do SPARHTACUS foi feita por meio do arquivo de saída 'varPL_4_dual', presente na iteração 46, que contém os resultados de PLD para o período simulado. Este arquivo apresenta os resultados do PLD para 2.000 cenários, e com esses valores foi calculada a média mensal dos cenários, seguida da média anual para cada submercado. Apesar de terem sido selecionadas 45 iterações, o deck padrão do NEWAVE realiza uma 46ª para finalização da simulação, o qual apresenta os resultados principais.

3.4 PREPARAÇÃO DOS ARQUIVOS PARA SIMULAÇÃO

Os decks utilizados para as simulações estão disponíveis gratuitamente no acervo digital da CCEE, no formato original para execução no NEWAVE. Para realizar as simulações no SPARHTACUS, é necessário converter os arquivos para o formato compatível com o software, um processo realizado por uma das funções do SPARHTACUS. Na Figura 16, é apresentado o formato original do deck, com a maioria

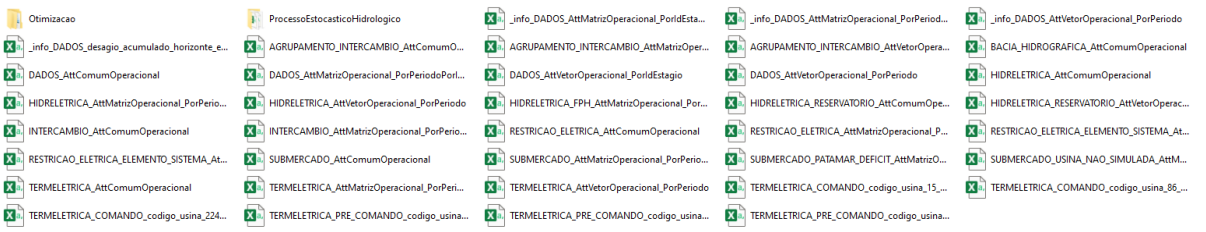
dos arquivos na extensão .dat. Na Figura 17, é apresentado o formato após a conversão, com os arquivos no padrão .csv, facilitando sua edição em softwares de planilha.

Figura 16 - Deck de preços do NEWAVE do período 01/2021



Fonte: Autor.

Figura 17 - Deck de preços no padrão SPARHTACUS do período 01/2021



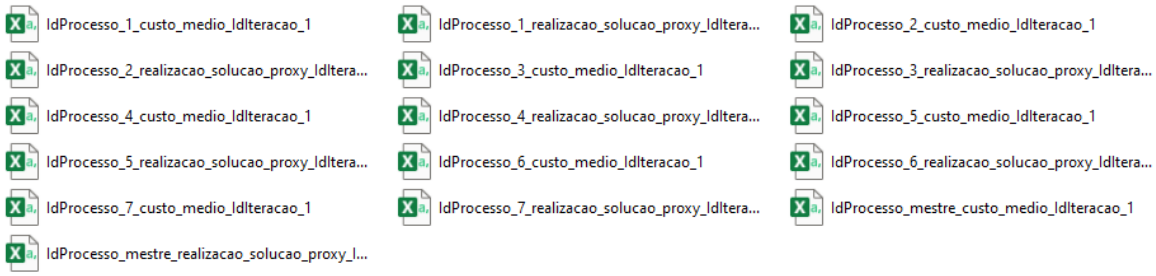
Fonte: Autor.

Esta conversão foi feita em todos os decks que foram estudados nesse trabalho, realizando edições apenas nas variáveis *numero_maximo_iteracoes* e *numero_cenarios* do arquivo *DADOS_AttComumOperacional*, alterando o número máximo de iterações para 45 e o número de cenários para 2000.

3.5 RESULTADOS PADRÕES DAS SIMULAÇÕES

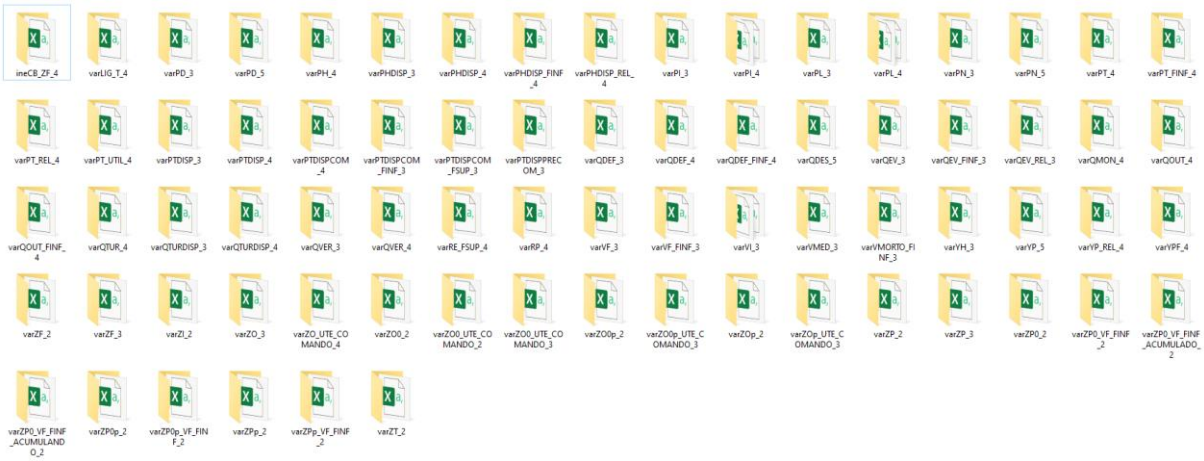
Cada simulação realizada pelo software gera um conjunto padrão de arquivos que contêm os resultados de cada iteração. Nesses arquivos estão contidos os resultados dos custos inferior e superior para cada iteração, exceto a última, que apresenta o resultado da simulação. Na Figura 18 é apresentado os resultados da iteração 1 da simulação do deck de 01/2020, na Figura 19 é apresentado a pasta com os resultados da última iteração.

Figura 18 - Resultados contidos na pasta da iteração 1 de 01/2020



Fonte: Autor.

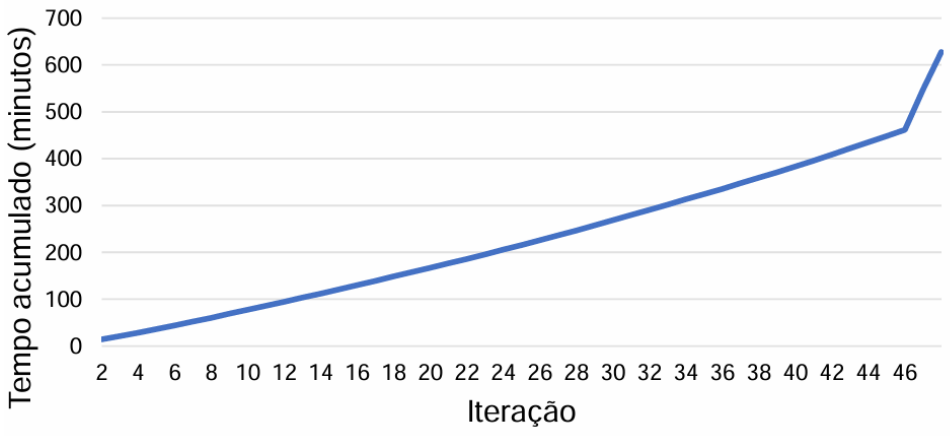
Figura 19 - Arquivos com os resultados da iteração 46 de 01/2020.



Fonte: Autor.

Entre esses arquivos, os resultados dos custos totais superiores e inferiores se destacam, pois são fundamentais para definir o critério de otimalidade que é utilizado para determinar o quão próximo os resultados da iteração estão do ótimo. Quanto mais próximo for de 0% esta diferença, mais próximo a simulação está do resultado ótimo, esta diferença percentual será apresentada para cada simulação.

Gráfico 2 - Tempo total da simulação do deck de janeiro de 2020



Fonte: Autor.

O tempo médio de execução foi de aproximadamente 540 minutos, ou cerca de 9 horas e meia. No Gráfico 2, é apresentado o tempo total de execução da simulação referente ao deck de janeiro de 2020, sendo aproximadamente 630 minutos.

4 RESULTADOS

4.1 DECK DE JANEIRO DE 2020

Após a realização da simulação do deck de janeiro de 2020 no SPARHTACUS, foi feito o cálculo da média dos 2.000 cenários para cada mês, em seguida, foi calculado a média mensal e o desvio padrão dos anos 2020, 2021, 2022, 2023 e 2024. Os resultados dos cálculos são apresentados no Quadro 1.

Quadro 1 – Resultados da Simulação do deck de janeiro de 2020 no SPARHTACUS.

Ano	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão
	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
2020	18,12	12,06	18,12	12,06	16,66	10,92	17,36	12,06
2021	9,37	8,67	9,37	8,67	9,05	8,52	9,18	8,74
2022	15,92	13,31	15,92	13,31	15,86	13,35	15,71	13,49
2023	27,56	27,56	27,56	17,81	27,56	17,81	27,4	17,98
2024	32,02	21,33	32,03	21,33	32,12	21,4	32,07	21,35

Fonte: Autor.

Depois da simulação, foi obtido os valores de PLD oficiais do NEWAVE referente ao mesmo deck no acervo da CCEE. No Quadro 2 são apresentados os resultados.

Quadro 2 - Resultados da simulação do deck de janeiro de 2020 no NEWAVE

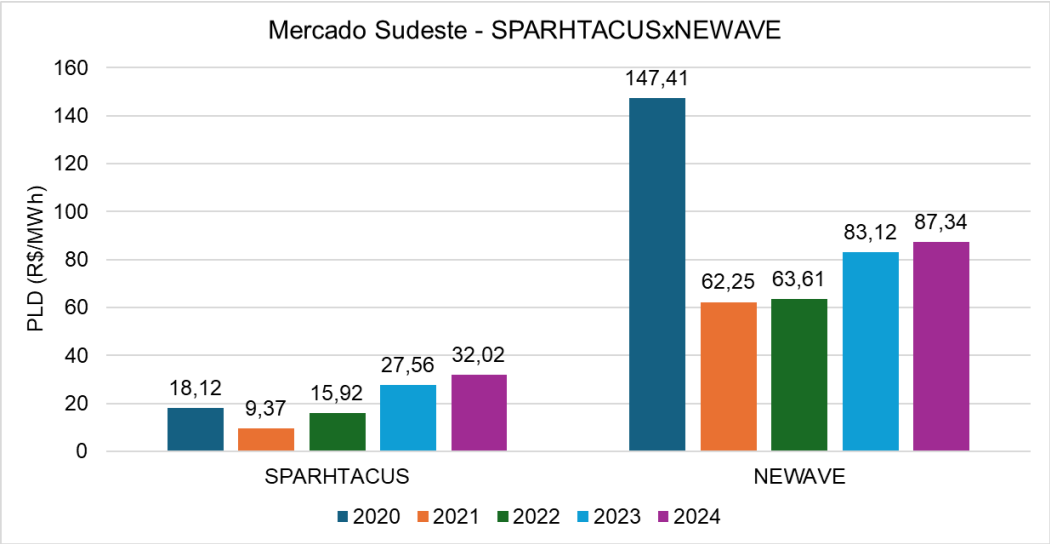
Ano	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão
	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
2020	147,41	227,68	145,4	227,08	127,64	155,13	121,12	170,41
2021	62,25	120,05	61,25	119,33	60,05	99,32	56,51	104,12
2022	63,61	127,9	63,65	127,89	63,35	125,63	59,34	124,19
2023	83,12	103,77	83,21	103,73	83,08	103,75	81,47	102,97
2024	87,34	104,35	87,54	104,29	87,31	104,33	87,05	104,04

Fonte: Autor.

Para esse deck em questão, houve diferença significativa dos resultados oficiais e dos resultados obtidos pelo SPARHTACUS, para o caso do PLD médio de 2020 no submercado sudeste, houve uma diferença percentual de 813,5%.

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

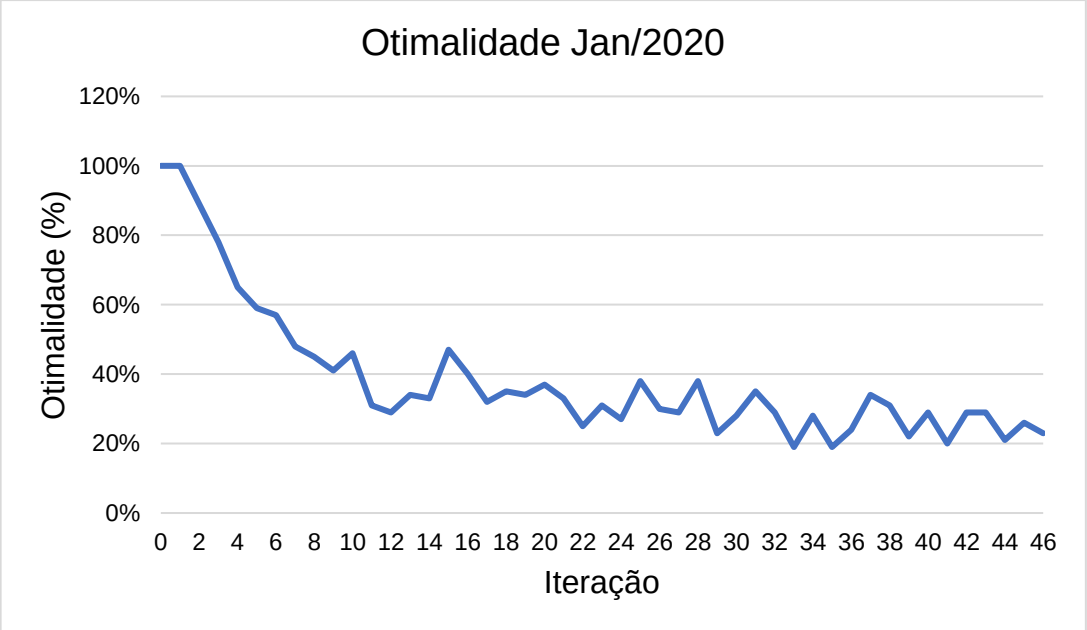
Gráfico 3 - Comparativo de custos Simulação jan/2020



Fonte: Autor.

O Gráfico 3 apresenta de forma clara as diferenças nos custos obtidos pelo SPARHTACUS em comparação com o NEWAVE, não apenas para os resultados do PLD da simulação referente ao ano de 2020, mas também para os anos subsequentes. Observa-se uma discrepância significativa entre os resultados das duas ferramentas, o que indica que, embora o SPARHTACUS demonstre potencial, ele não conseguiu reproduzir resultados próximos aos oficiais para esta simulação. A variação da otimalidade ao longo das iterações é apresentada no Gráfico 4.

Gráfico 4 - Otimalidade janeiro de 2020



Fonte: Autor.

Para esse caso, a diferença de otimalidade nas iterações finais variou entre 20% e 40%, o que indica que a simulação ainda está consideravelmente distante do valor ótimo.

4.2 DECK DE JANEIRO DE 2022

O mesmo procedimento foi realizado no deck de janeiro de 2022, os resultados estão presentes no Quadro 3 e Quadro 4.

Quadro 3 - Resultados da simulação do deck de janeiro de 2022 no SPARHTACUS

Ano	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão
	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
2022	2,20	2,20	2,20	2,20	1,99	2,24	1,92	2,25
2023	1,03	1,39	1,03	1,39	1,02	1,40	1,02	1,39
2024	1,10	1,44	1,10	1,44	1,09	1,44	1,09	1,44
2025	1,56	1,56	1,56	1,50	1,51	1,50	1,52	1,51
2026	4,68	5,41	4,69	5,40	4,55	5,46	4,56	5,47

Fonte: Autor.

Quadro 4 - Resultados da simulação do deck de janeiro de 2022 no NEWAVE

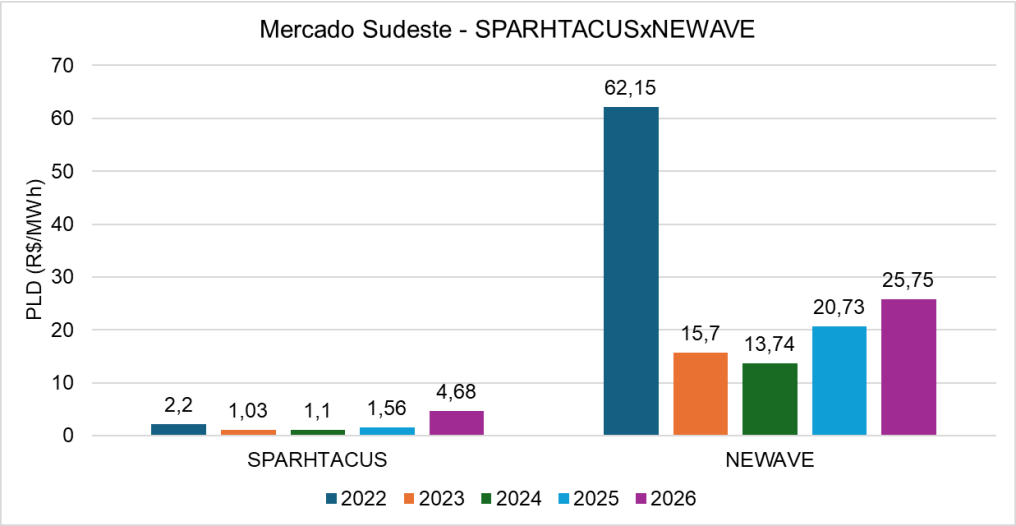
Ano	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão
	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
2022	62,15	102,44	62,22	102,47	52,33	86,48	40,78	83,04
2023	15,70	54,74	15,75	54,82	14,6	52,61	14,65	52,69
2024	13,74	63,71	13,75	63,71	13,04	62,30	13,05	62,49
2025	20,73	39,42	20,8	39,44	19,90	37,50	19,91	37,55
2026	25,75	46,87	26,01	47,90	25,10	46,49	25,10	46,49

Fonte: Autor.

Mais uma vez, observou-se uma diferença significativa entre os valores de PLD obtidos pelo SPARHTACUS e os gerados pelo NEWAVE. O deck oficial apresentou, novamente, valores substancialmente mais altos em comparação aos resultados do SPARHTACUS.

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

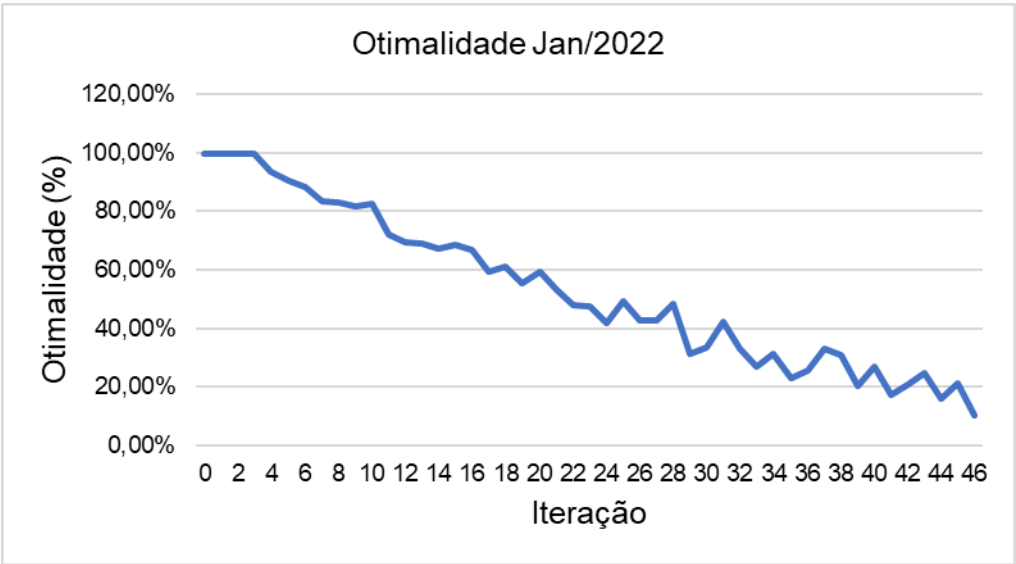
Gráfico 5 - Comparativo de custos Simulação jan/2022



Fonte: Autor.

Essas diferenças significativas também são visíveis no Gráfico 5, referente ao mercado do Sudeste, onde muitos valores superam em pelo menos 10 vezes o resultado oficial. Entretanto, observa-se claramente o impacto da pandemia ao comparar os resultados das simulações de janeiro de 2020 e janeiro de 2022: ambos os softwares apresentam valores significativamente mais altos para 2020. Pode-se assumir que essas grandes diferenças estão associadas à conjuntura do país naquele período, marcada pela instabilidade gerada pela pandemia e suas repercussões no setor elétrico.

Gráfico 6 - Otimalidade janeiro de 2022



Fonte: Autor.

Para esse deck, a variação da otimalidade pode ser observada no Gráfico 6, para a última iteração ficou em torno de 10%, o que ainda está distante do valor ideal de aproximadamente 0%.

4.3 DECK DE JULHO DE 2024

Nos resultados do deck referente a julho de 2024, que podem ser vistos no Quadro 5 e Quadro 6, não foi observada a mesma disparidade presente nos decks de janeiro de 2020 e janeiro de 2022.

Quadro 5 - Resultados da simulação do deck de julho de 2024 no SPARHTACUS

Ano	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão
	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
2024	41,58	6,06	41,58	6,06	41,42	6,14	41,58	6,06
2025	23,95	1,38	23,95	1,38	23,92	1,33	23,93	1,33
2026	23,79	0,74	23,79	0,73	23,74	0,71	23,77	0,74
2027	24,58	24,58	24,59	1,27	24,47	1,27	24,55	1,28
2028	24,60	1,41	24,60	1,41	24,55	1,40	24,58	1,42

Fonte: Autor.

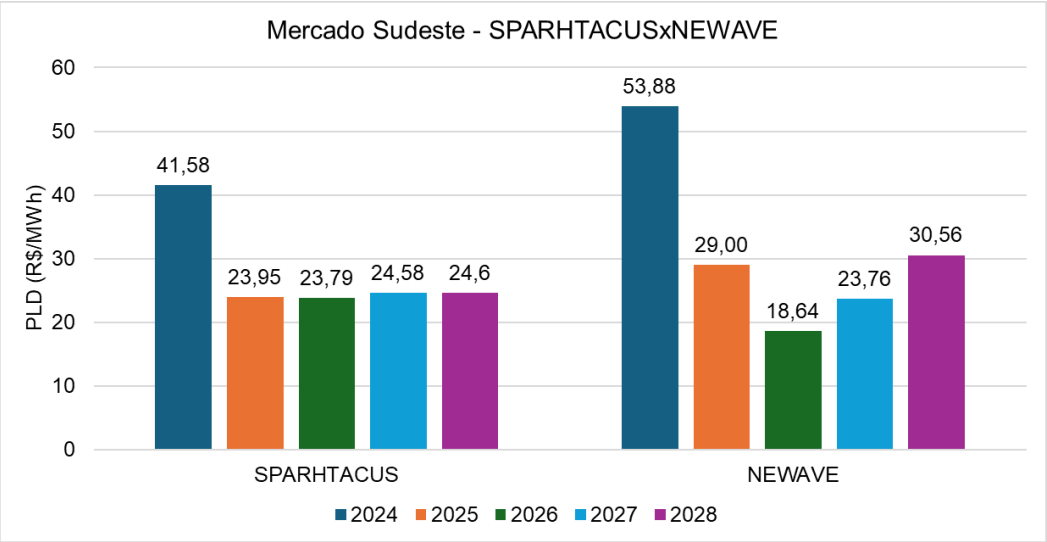
Quadro 6 - Resultados da simulação do deck de julho de 2024 no NEWAVE

Ano	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão
	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
2024	53,88	1,20	52,81	1,20	53,86	1,20	53,87	1,20
2025	29,00	1,69	29,04	1,69	25,71	1,61	25,97	1,62
2026	18,64	1,75	18,65	1,75	14,78	1,41	15,1	1,43
2027	23,76	2,06	23,77	2,06	18,31	1,32	18,67	1,33
2028	30,56	1,83	30,57	1,83	27,42	1,61	27,72	1,62

Fonte: Autor.

Houve uma melhora significativa nos valores obtidos, com uma diferença percentual de 29,58% para o período de julho a dezembro de 2024 no submercado sudeste, apesar disso, está diferença ainda é relevante.

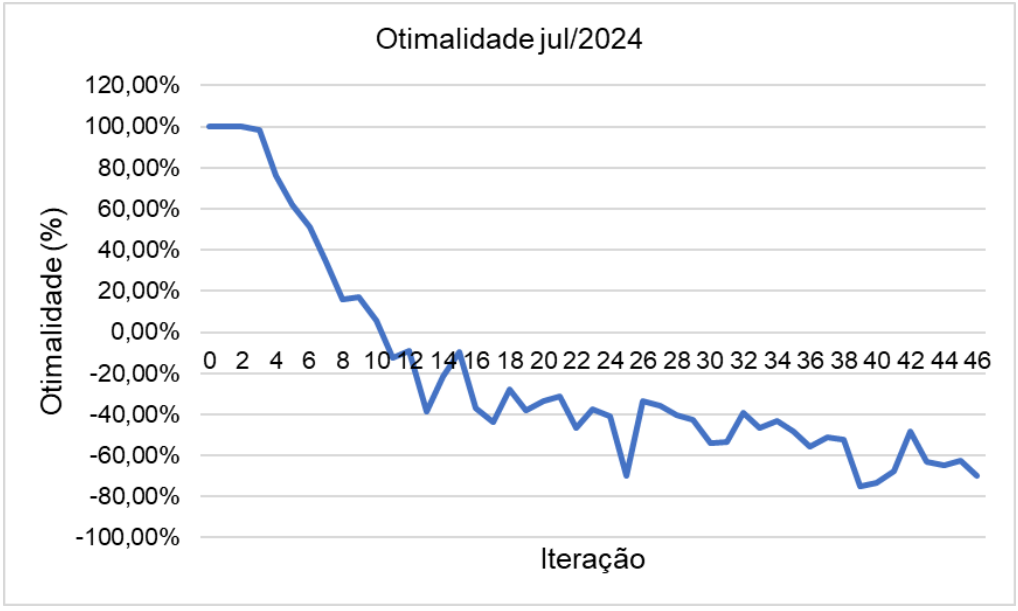
Gráfico 7 - Comparativo de custos Simulação julho/2024



Fonte: Autor.

No Gráfico 7, observa-se uma diferença nos resultados do mercado Sudeste entre o SPARHTACUS e o NEWAVE. Na simulação realizada com o SPARHTACUS, os valores para os anos de 2023, 2024, 2025 e 2026 apresentam-se próximos a um valor constante, enquanto o NEWAVE apresenta uma variação um pouco maior nesses mesmos anos. Esse comportamento indica uma leve diferença na sensibilidade de ambos os softwares às flutuações do mercado, sugerindo que o NEWAVE pode capturar algumas variações anuais de forma mais acentuada.

Gráfico 8 - Otimalidade julho de 2024



Fonte: Autor.

Apesar da melhora dos resultados, houve uma piora considerável no critério de

otimalidade, os quais podem ser observados no Gráfico 8, em que a partir da iteração 10, os valores dos custos inferiores se tornaram maiores aos valores do custo superior, o que demonstra fortemente problemas na simulação realizada pelo SPARHTACUS. As iterações finais ficaram no intervalo de - 60% a - 80%.

4.4 DECK DE SETEMBRO DE 2024

Por fim, o deck de setembro de 2024, os resultados podem ser vistos no Quadro 7 e Quadro 8.

Quadro 7 - Resultados da simulação do deck de setembro de 2024 no SPARHTACUS

Ano	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão
	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
2024	87,10	23,36	87,10	23,36	86,90	23,56	86,91	23,55
2025	4,22	7,66	4,22	7,66	3,57	6,46	3,63	6,44
2026	0,55	0,53	0,49	0,52	0,52	0,51	0,54	0,53
2027	0,34	0,27	0,34	0,27	0,28	0,26	0,30	0,27
2028	1,19	1,65	1,19	1,65	1,11	1,62	1,17	1,66

Fonte: Autor.

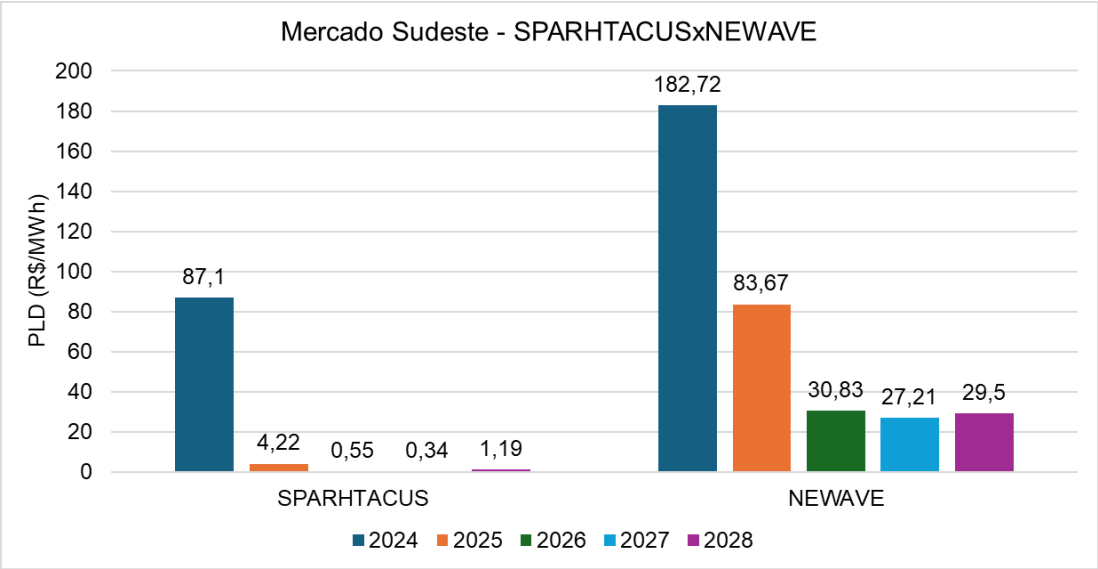
Quadro 8 - Resultados da simulação do deck de setembro de 2024 no NEWAVE

Ano	Sudeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão	Média	Desv. Padrão
	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh	R$/MWh
2024	182,72	2,42	182,07	2,43	182,63	2,42	182,63	2,42
2025	83,67	3,08	83,74	3,08	70,62	2,86	71,17	2,89
2026	30,83	2,04	31,10	2,04	24,88	1,69	25,27	1,74
2027	27,21	1,56	27,22	1,56	23,01	1,25	23,17	1,25
2028	29,50	1,60	29,50	1,60	26,76	1,47	27,24	1,48

Fonte: Autor.

Novamente, houve disparidade nos resultados, apesar da melhora ocorrida para o deck de julho de 2024, esta melhora não permaneceu para o deck de setembro de 2024, que teve uma diferença percentual de 210% para o submercado sudeste no período de setembro até dezembro de 2024, indicando que as inconsistências ainda persistem.

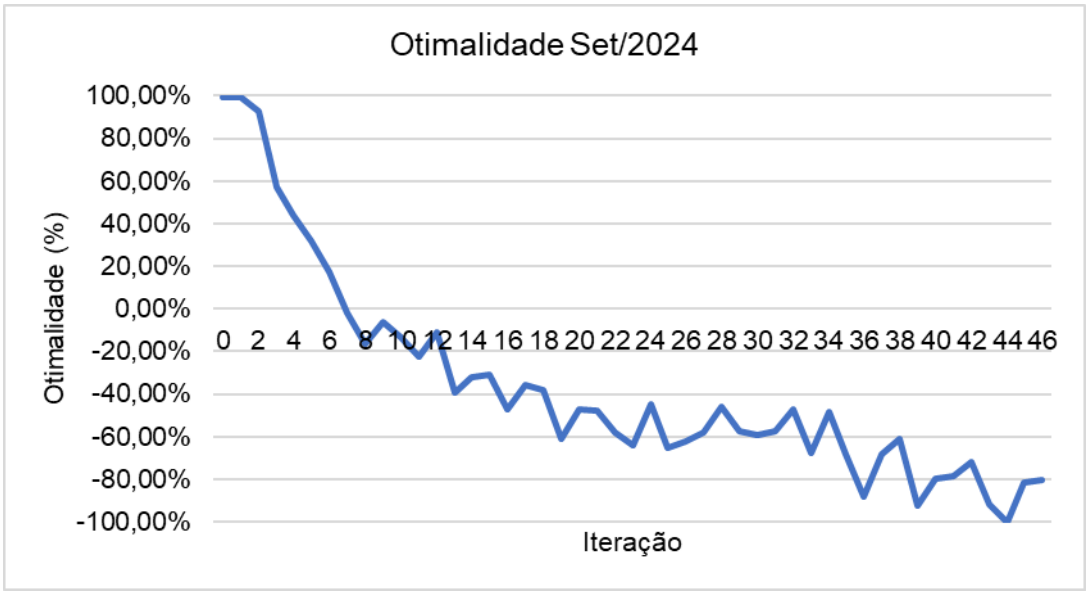
Gráfico 9 - Comparativo de custos Simulação setembro/2024



Fonte: Autor.

Embora as diferenças entre setembro e dezembro de 2024 tenham atingido 210%, observa-se que os resultados para os anos seguintes apresentam um comportamento distinto. Como pode ser visto no Gráfico 9, o PLD simulado pelo SPARHTACUS reduz-se para valores inferiores a R$5,00, enquanto os resultados oficiais do NEWAVE permanecem consistentemente acima de R$27,00. Esse cenário sugere que, na simulação do SPARHTACUS, há um custo elevado para a energia em 2024, mas uma redução expressiva nos anos subsequentes, indicando uma possível subestimação de custos futuros quando comparado ao modelo oficial.

Gráfico 10 - Otimalidade setembro de 2024



Fonte: Autor.

O mesmo padrão foi observado no critério de otimalidade, conforme ilustrado no Gráfico 10. Nele, os resultados de custos inferiores superaram os custos superiores, onde os resultados das últimas iterações ficaram em torno de -100% a -80%, o que sugere que o SPARHTACUS enfrenta dificuldades nos decks posteriores ao seu lançamento.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Durante a revisão bibliográfica sobre o mercado de energia elétrica, foi identificado um grande potencial na abertura do mercado livre de energia para clientes de alta tensão. Essa flexibilização oferece oportunidades para redução de custos ao consumidor e para aumento de receita ao gerador, desde que o preço da energia seja devidamente avaliado. No entanto, é essencial considerar todos os fatores que compõem o preço final pago pelo consumidor, tornando imprescindível uma avaliação criteriosa das tarifas. Com a eliminação da exigência de demanda mínima para consumidores de alta tensão, o mercado de comercialização de energia se expandiu, gerando uma demanda crescente por ferramentas que possam estimar valores ideais de PLD para contratos de longo prazo no ambiente de contratação livre.

Diante dessas necessidades, a avaliação de ferramentas com capacidade de cálculo do custo futuro, como o SPARHTACUS, demonstra um potencial significativo de aplicação. O estudo do funcionamento do SPARHTACUS para realizar esses cálculos mostrou-se essencial, pois compreender as variáveis envolvidas no cálculo do custo futuro é fundamental para alcançar uma visão mais precisa dos fatores que impactam o PLD.

Os resultados das simulações utilizando os decks de janeiro de 2020 e janeiro de 2022 do NEWAVE indicaram uma disparidade significativa em relação aos resultados oficiais do PLD, com diferenças percentuais superiores a 800%. Além disso, os resultados de otimalidade das últimas iterações foram em torno de 10% a 20%, o que demonstra que o resultado ainda está distante do ótimo. Apesar disso, em relação ao efeito da pandemia no SIN, o SPARHTACUS apresentou como resultado queda significativa em comparação com o ano de 2020, em que houve significativa diferença do PLD apresentado.

Já para o deck de julho de 2024, houve uma melhora expressiva nos resultados, com a diferença percentual reduzida para cerca de 30% em relação aos dados oficiais. Apesar desse avanço, a discrepância ainda é considerável e o critério de otimalidade se tornou negativo a partir da iteração 10. A simulação do deck de setembro de 2024 apresentou uma piora, com a diferença aumentando para aproximadamente 210% e novamente a otimalidade se tornando negativa.

Apesar dessas limitações, o SPARHTACUS ainda possui grande potencial para

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

se consolidar como uma ferramenta de referência no cálculo do PLD, considerando sua robustez como programa voltado para a estimativa de custos futuros. Além disso, é relevante destacar que o software foi desenvolvido especificamente para o planejamento eletroenergético brasileiro, o que reforça sua importância e justifica o interesse em aprimorar sua precisão. Como sugestão para estudos futuros, recomenda-se explorar configurações e ajustes que possibilitem resultados mais alinhados aos dados oficiais. Outra sugestão valiosa para trabalhos futuros seria avaliar a ferramenta SPARHTACUS SPPpy, com foco na análise do mercado de energia em horizontes de curtíssimo prazo, ampliando ainda mais as aplicações do software e sua contribuição para o setor.

REFERÊNCIAS

A ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 9 maio 2023.

ABRAGEL. Custo das fontes na tarifa de energia paga pelos consumidores. Disponível em: https://abragel.org.br/artigos-abragel/custo-das-fontes-na-tarifa-de-energia-paga-pelos-consumidores/. Acesso em: 5 set. 2024.

ANEEL. Módulo 7: Estrutura tarifária das concessionárias de distribuição. Brasília, 10 mar. 2022. Disponível em: https://www.aneel.gov.br. Acesso em: 19 set. 2024.

ANEEL. Sobre Bandeiras Tarifárias. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias/sobre-bandeiras-tarifarias. Acesso em: 13 maio 2023.

LIMA, Antonio. Geração de energia elétrica: hidrelétricas, hidrologia e bacias brasileiras. Blog Antonio Guilherme, 09 set. 2024. Disponível em: https://www.antonioguilherme.web.br.com/blog/geracao-de-energia-eletrica/hidreletricas/hidrologia/bacias-brasileiras/. Acesso em: 07 out. 2024.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Contabilização e Liquidação**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/contabilizacao#&gid=1&pid=1. Acesso em: 19 set. 2024.

CAMARGO, Arilde Sutil G. de; UGAYA, Cássia Maria Lie; AGUDELO, Libia Patricia Peralta. PROPOSTA DE DEFINIÇÃO DE INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Revista Educação & Tecnologia, n. 8, 2004.** Disponível em: http://revistas.utfpr.edu.br/pb/index.php/revedutec-ct/article/view/1137. Acesso em: 8 maio 2023.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Curso Modelos Computacionais PLD*. Disponível em: https://capacita.ccee.org.br/home/choice_courses?category_filter=796&show=courses. Acesso em: 19 set. 2024.

CCEE. Conceitos e Preços. Disponível em: https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos. Acesso em: 15 set. 2024.

COPEL. Novas regras do mercado livre de energia já estão valendo. Disponível

Versão Final Homologada
06/11/2024 00:07

em: https://copelmercadolivre.com/novas-regras-do-mercado-livre-de-energia-ja-estao-valendo/. Acesso em: 15 set. 2024.

D5163compilado. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm>. Acesso em: 9 maio 2023.

Ecom Energia. Disponível em: https://ecomenergia.com.br/blog/tarifas-de-energia-eletrica/. Acesso em: 12 maio 2023.

FGV. Transição energética: Brasil dribla crise hídrica, mas permanece alerta em relação à conta de luz. Disponível em: https://portal.fgv.br/artigos/transicao-energica-brasil-dribla-crise-hidrica-mas-permanece-alerta-relacao-conta-luz. Acesso em: 15 set. 2024.

Governo muda bandeira de escassez hídrica - Rádio Câmara. Portal da Câmara dos Deputados. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/radio/programas/867403-governo-muda-bandeira-de-escassez-hidrica/>. Acesso em: 13 maio 2023.

MATRIZ ENERGÉTICA. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 8 maio 2023.

Portal da Câmara dos Deputados. ***Cartilha Por dentro da conta de luz***. Disponível em: https://www.arce.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/53/2017/09/cartilha-aneel-por-dentro-da-conta-de-luz_2016.pdf. Acesso em: 13 maio 2023. Publicado em: 2016.

PORTAL DA CÂMARA DOS DEPUTADOS. Governo muda bandeira de escassez hídrica - Rádio Câmara. Disponível em: https://www.camara.leg.br/radio/programas/867403-governo-muda-bandeira-de-escassez-hidrica/. Acesso em: 13 maio 2023.

NORUS; LABPLAN/UFSC. **SPTcpp Wiki**. Disponível em: https://github.com/SPARHTACUS/SPTcpp.wiki.git. Acesso em: 19 set. 2024.

Sobre Bandeiras Tarifárias. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias/sobre-bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 13 maio 2023.

SPARHTACUS. Modelo Estocástico de Políticas Semanais para o Despacho Horário do SIN. Disponível em: https://sparhtacus.com/. Acesso em: 15 set. 2024.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. O que é o SIN? Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin. Acesso em: 07 out. 2024.