

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Laura Mauad Gaio

**Planejamento Hidrotérmico de médio prazo com base em Programação
Quadrática e Trajetórias de Referência: uma nova abordagem**

Juiz de Fora

2025

Laura Mauad Gaio

**Planejamento Hidrotérmico de médio prazo com base em Programação
Quadrática e Trajetórias de Referência: uma nova abordagem**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestra em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. André Luís Marques Marcato

Coorientador: Prof. Dr. Ivo Chaves da Silva Junior

Juiz de Fora

2025

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Gaio, Laura Mauad.

Planejamento Hidrotérmico de médio prazo com base em Programação Quadrática e Trajetórias de Referência: uma nova abordagem / Laura Mauad Gaio. – 2025.

179 f. : il.

Orientador: André Luís Marques Marcato

Coorientador: Ivo Chaves da Silva Junior

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2025.

1. Planejamento Energético. 2. Programação Quadrática. 3. Trajetória de Referência. I. Marcato, André Luís Marques, orient. II. Título.

Laura Mauad Gaio

**Planejamento Hidrotérmico de médio prazo com base em Programação Quadrática e Trajetórias de
Referência: uma nova abordagem**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 12 de setembro de 2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. André Luis Marques Marcato - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Ivo Chaves da Silva Junior - Coorientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Profa. Dra. Patricia Teixeira Leite Asano

Universidade Federal do ABC

Prof. Dr. João Alberto Passos Filho

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 19/08/2025.



Documento assinado eletronicamente por **Andre Luis Marques Marcato, Professor(a)**, em 12/09/2025, às 16:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Joao Alberto Passos Filho, Professor(a)**, em 12/09/2025, às 16:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ivo Chaves da Silva Junior, Professor(a)**, em 12/09/2025, às 16:07, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **PATRICIA TEIXEIRA LEITE ASANO, Usuário Externo**, em 14/09/2025, às 22:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **2561913** e o código CRC **563DCD2B**.

Dedico este trabalho aos meus pais, Tânia e Mário, e ao meu irmão, Luca, por serem minha base, minha inspiração e meu refúgio. Por me ensinarem o valor da união, da dedicação e do amor incondicional e por sempre acreditarem em mim e me encorajarem a lutar pelos meus sonhos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me acompanhar em cada passo da minha trajetória e me conceder força, saúde e oportunidades ao longo desta caminhada.

Aos meus pais, Tânia e Mário, por serem meu alicerce em todos os momentos. Obrigada por todo amor, apoio incondicional, ensinamentos e por sempre acreditarem no meu potencial. O carinho e incentivo de vocês são pilares fundamentais na minha vida.

Ao meu irmão, Luca, por ser uma inspiração que me acompanhou desde a infância. A vontade de seguir seus passos me levou a me desafiar, crescer e construir a minha própria caminhada. Sem dúvida, você é uma das grandes razões pelas quais cheguei até aqui.

Ao meu noivo, Sávio, pelo amor, paciência e compreensão em todos os momentos. Obrigada por compartilhar sonhos, por me ouvir nos momentos difíceis e por comemorar comigo cada pequena conquista. Você é meu porto seguro.

Aos meus familiares, amigas e amigos de infância, por cada palavra de incentivo, pelos momentos de leveza e pelas lembranças que me acompanham até hoje. Vocês fazem parte da minha história e das minhas vitórias.

Ao meu orientador e professor, André Luís Marques Marcato, pela orientação dedicada ao longo deste processo, pelas contribuições valiosas e pela confiança depositada no meu trabalho. Ao meu coorientador e professor, Ivo Chaves da Silva Junior, pelas contribuições relevantes e pelo apoio constante durante o desenvolvimento deste trabalho. A dedicação e a disponibilidade de vocês foram essenciais para aprimorar este estudo e para o meu crescimento acadêmico e profissional.

À professora doutora, Patrícia Teixeira Leite Asano e ao professor doutor, João Alberto Passos Filho, pela generosidade em dedicarem seus tempos e conhecimentos na avaliação deste trabalho. As contribuições de vocês foram extremamente valiosas e enriqueceram significativamente esta pesquisa.

Aos meus amigos e parceiros do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN", Renato Andrade e Luiz Rogério Oliveira, por todo apoio, parceria e pelas trocas de conhecimento ao longo deste projeto que desenvolvemos juntos. A colaboração com vocês foi essencial e tornou essa jornada muito mais rica e leve.

Aos demais membros do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN", em especial, Alberto Kligerman, Afonso Henriques Santos, João Carlos Mello, Leonardo Calabro e Rodrigo Moraes pelas sugestões e ideias que enriqueceram a elaboração do estudo deste projeto. Agradeço, em particular, ao Alberto pelas valiosas ideias da metodologia do projeto, pela elaboração das Trajetórias de Referência com ênfase Energética, pelo apoio na análise dos dados e

pelas contribuições técnicas durante as discussões ao longo do projeto e ao Afonso pela elaboração das Trajetórias de Referência com ênfase Socioambiental, insumos essenciais para o desenvolvimento deste trabalho.

A todos os professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, por todo conhecimento transmitido e pelos desafios propostos ao longo do curso, que foram essenciais para o meu crescimento acadêmico e profissional.

Às minhas amigas e aos meus amigos da graduação e do mestrado, pela amizade, pelas conversas e aprendizados compartilhados e por tornarem essas fases mais leves, alegres e inesquecíveis.

À Universidade Federal de Juiz de Fora, ao INERGE, ao CNPq, à CAPES, à FAPEMIG, à FADEPE e à Eletrobras/Furnas por meio do PDI ANEEL nº CT.PD-00394-2208/2022, por todo apoio financeiro que possibilitou a realização deste trabalho.

Por fim, à Universidade Federal de Juiz de Fora e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, pela estrutura oferecida e pela formação de excelência que recebi ao longo do meu curso de mestrado.

RESUMO

Desde o início do século XXI, a matriz elétrica brasileira tem passado por transformações significativas, impulsionadas pelo aumento da demanda de energia, pela redução da capacidade de regularização dos Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs) e pela crescente participação de fontes renováveis intermitentes. Neste cenário, os reservatórios se tornam um elemento estratégico, atuando como mecanismo de compensação frente à variabilidade da geração renovável. A capacidade de armazenamento assume papel crucial para garantir a segurança energética e para evitar o deplecionamento acentuado dos reservatórios, o que comprometeria a resiliência do sistema em períodos críticos. Diante disso, as ferramentas computacionais utilizadas no planejamento energético devem evoluir continuamente, de modo a incorporar as novas estratégias de operação que assegurem uma operação eficiente e garantam a segurança energética. Assim, este trabalho propõe uma nova abordagem para o planejamento hidrotérmico de médio prazo, focada na segurança operacional e hídrica das usinas com reservatórios. A metodologia desenvolvida é apresentada como modernização para o modelo NEWAVE que se baseia na Programação Quadrática com a introdução de Trajetórias de Referência ajustadas sazonalmente, de modo a manter os níveis dos reservatórios dentro de faixas operacionais. Foram considerados dois tipos de Trajetórias de Referência: Energética e Socioambiental. Os resultados de suas simulações foram comparados aos do modelo NEWAVE. Também foram analisadas diferentes penalidades associadas ao termo quadrático da Função Objetivo com o intuito de observar seus efeitos sobre a solução. Adicionalmente, foram conduzidas simulações com múltiplos cenários hidrológicos, utilizando todas as séries históricas de vazões do *deck* de janeiro de 2024 do modelo NEWAVE. O estudo também explorou a aplicação da metodologia no modelo DECOMP por meio de duas abordagens distintas para incorporar os Limites Inferiores das Trajetórias: a geração de cortes lineares na Função de Custo Futuro e o uso das Restrições Hidráulicas de Energia (RHE). Para que os objetivos propostos fossem alcançados, o estudo considerou a modelagem completa do Sistema Interligado Nacional (SIN) abrangendo os quatro subsistemas com todos os seus respectivos REEs, usinas térmicas e interligações. Os resultados obtidos foram satisfatórios e alcançaram o principal objetivo previamente estabelecido: manter os níveis de armazenamento dos REEs acima dos Limites Inferiores das Trajetórias. Além disso, a metodologia demonstrou flexibilidade diante da aplicação de diferentes valores de penalidade e da consideração de diversos cenários de afluência. Por fim, a abordagem foi eficaz no acoplamento com o modelo DECOMP, conduzindo os REEs para próximo ou acima dos níveis definidos pelas Trajetórias de Referência.

Palavras-chave: Planejamento Energético; Programação Quadrática; Trajetória de Referência.

ABSTRACT

Since the beginning of the 21st century, the Brazilian electricity matrix has undergone significant transformations driven by increasing energy demand, the reduction in the regulation capacity of the Energy Equivalent Reservoirs (EERs), and the growing participation of intermittent renewable sources. In this context, reservoirs have become a strategic element, acting as a compensation mechanism against the variability of renewable generation. The storage capacity assumes a crucial role in ensuring energy security and preventing the sharp depletion of reservoirs, which would compromise the system's resilience during critical periods. Given this scenario, the computational tools used in energy planning must continuously evolve to incorporate new operational strategies that ensure efficient operations and guarantee energy security. Thus, this work proposes a new approach for medium-term hydrothermal planning, focused on the operational and water security of plants with reservoirs. The developed methodology is presented as an upgrade to the NEWAVE model, which is based on Quadratic Programming with the introduction of seasonally adjusted Reference Trajectories to keep reservoir levels within operational ranges. Two types of Reference Trajectories were considered: Energy and Socio-environmental. The simulation results were compared to those of the NEWAVE model. Different penalties associated with the quadratic term of the Objective Function were also analysed to observe their effects on the solution. Additionally, simulations with multiple hydrological scenarios were conducted using all historical flow series from the NEWAVE model's January 2024 deck. The study also explored the methodology's application in the DECOMP model through two distinct approaches to incorporate the Reference Trajectories' Lower Limits: generating linear cuts in the Future Cost Function and using Hydraulic Energy Constraints (HEC). To achieve the proposed objectives, the study considered the complete modelling of the National Interconnected System (SIN), encompassing all four subsystems with all their respective EERs, thermal plants, and interconnections. The results obtained were satisfactory and achieved the primary goal previously established: maintaining the EER storage levels above the Lower Limits of the Reference Trajectories. Moreover, the methodology demonstrated flexibility when applying different penalty values and considering various inflow scenarios. Finally, the approach was effective in coupling with the DECOMP model, guiding the EERs to levels close to or above those defined by the Reference Trajectories.

Keywords: Energy Planning; Quadratic Programming; Reference Trajectory.

RESUMEN

Desde principios del siglo XXI, la matriz eléctrica brasileña ha experimentado transformaciones significativas, impulsadas por el aumento de la demanda energética, la reducción de la capacidad de regulación de los Embalses Equivalentes de Energía (EEE) y la creciente participación de fuentes renovables intermitentes. En este escenario, los embalses se convierten en un elemento estratégico, actuando como mecanismo de compensación frente a la variabilidad de la generación renovable. La capacidad de almacenamiento desempeña un papel crucial para garantizar la seguridad energética y evitar el agotamiento acentuado de los embalses, lo que comprometería la resiliencia del sistema en períodos críticos. Ante esto, las herramientas computacionales utilizadas en la planificación energética deben evolucionar continuamente para incorporar nuevas estrategias operativas que aseguren una operación eficiente y garanticen la seguridad energética. Así, este trabajo propone un nuevo enfoque para la planificación hidrotérmica de mediano plazo, centrado en la seguridad operativa e hídrica de las centrales con embalses. La metodología desarrollada se presenta como una modernización del modelo NEWAVE que se basa en la Programación Cuadrática con la introducción de Trayectorias de Referencia ajustadas estacionalmente, de modo que se mantengan los niveles de los embalses dentro de rangos operativos. Se consideraron dos tipos de Trayectorias de Referencia: Energética y Socioambiental. Los resultados de sus simulaciones fueron comparados con los del modelo NEWAVE. También se analizaron diferentes penalizaciones asociadas al término cuadrático de la Función Objetivo con el fin de observar sus efectos sobre la solución. Adicionalmente, se realizaron simulaciones con múltiples escenarios hidrológicos, utilizando todas las series históricas de caudales del *deck* de enero de 2024 del modelo NEWAVE. El estudio también exploró la aplicación de la metodología en el modelo DECOMP mediante dos enfoques distintos para incorporar los Límites Inferiores de las Trayectorias: la generación de cortes lineales en la Función de Costo Futuro y el uso de las Restricciones Hidráulicas de Energía (RHE). Para alcanzar los objetivos propuestos, el estudio consideró la modelación completa del Sistema Interconectado Nacional (SIN), abarcando los cuatro subsistemas con todos sus respectivos EEE, plantas térmicas y interconexiones. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios y lograron el principal objetivo establecido previamente: mantener los niveles de almacenamiento de los EEE por encima de los Límites Inferiores de las Trayectorias. Además, la metodología demostró flexibilidad ante la aplicación de diferentes valores de penalización y la consideración de diversos escenarios de afluencia. Finalmente, el enfoque fue eficaz en el acoplamiento con el modelo DECOMP, conduciendo los EEE a niveles cercanos o por encima de los definidos por las Trayectorias de Referencia.

Palabras-clave: Planificación Energética; Programación Cuadrática; Trayectoria de Referencia.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN)	28
Figura 2 – Capacidade instalada de geração no Brasil	29
Figura 3 – Comparação das gerações hidráulica e eólica dos subsistemas Nordeste e Sul	30
Figura 4 – Comparação das gerações hidráulicas dos subsistemas do SIN	31
Figura 5 – Comparação das médias diárias das gerações solar e eólica de todos os subsistemas do SIN em março de 2025	31
Figura 6 – Dilema do operador	33
Figura 7 – Cadeia de modelos do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB)	34
Figura 8 – Quantidade de usinas com reservatório e fio d'água presentes em cada REE em 2025	37
Figura 9 – Quantidade de usinas com reservatório e fio d'água presentes em cada REE em 2001	37
Figura 10 – Evolução da demanda de energia nas últimas décadas	38
Figura 11 – Evolução da capacidade de armazenamento dos reservatórios nas últimas décadas	39
Figura 12 – Cronologia dos Mecanismos de Aversão a Risco implementados no modelo NEWAVE	53
Figura 13 – Exemplo de Trajetória de Referência a ser seguida por um REE	55
Figura 14 – Representação dos Reservatórios Equivalentes de Energia em seus respectivos subsistemas	59
Figura 15 – Parábola de Correção da Energia Controlável	65
Figura 16 – Parábola de Obtenção da Energia de Vazão Mínima	67
Figura 17 – Diagrama esquemático de algumas usinas dos Reservatórios Equivalentes de Energia Paraná, Paranapanema e Itaipu	75
Figura 18 – Diagrama esquemático de algumas usinas dos Reservatórios Equivalentes de Energia Paraná, Paranapanema e Itaipu após as modificações realizadas	75
Figura 19 – Região de solução trapezoidal gerada pelos cortes	78
Figura 20 – Pares ordenados para definir as retas da região de solução trapezoidal gerada pelos cortes	80
Figura 21 – Bloco de restrições de Energia Armazenada Mínima para o REE Sudeste	82
Figura 22 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Sudeste	86
Figura 23 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Madeira	87
Figura 24 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Teles Pires	87
Figura 25 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Paraná	88
Figura 26 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Paranapanema	88
Figura 27 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Sul	89

Figura 28 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Iguaçu	89
Figura 29 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Nordeste	90
Figura 30 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Norte	90
Figura 31 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Belo Monte	91
Figura 32 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Manaus-Amapá	91
Figura 33 – Fluxograma das etapas do problema de otimização quadrático	93
Figura 34 – Energia Armazenada Final do REE Paraná para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	94
Figura 35 – Energia Armazenada Final do REE Paranapanema para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	95
Figura 36 – Energia Armazenada Final do REE Iguaçu para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	95
Figura 37 – Custo Marginal de Operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	99
Figura 38 – Custo Marginal de Operação do subsistema Sul para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	99
Figura 39 – Custo Marginal de Operação do subsistema Nordeste para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	100
Figura 40 – Custo Marginal de Operação do subsistema Norte para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	100
Figura 41 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Paraná a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	104
Figura 42 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Paraná a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	105
Figura 43 – Comparação dos custos totais decorrentes do aumento progressivo da Penali- dade Equivalente para ambas as Trajetórias de Referência	106
Figura 44 – Energias Armazenadas Finais do REE Paraná de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	107
Figura 45 – Energias Armazenadas Finais do REE Paraná de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	108
Figura 46 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paraná	111
Figura 47 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paraná	111
Figura 48 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paranapanema	112

Figura 49 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paranapanema	112
Figura 50 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Iguaçu	113
Figura 51 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Iguaçu	113
Figura 52 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paraná	115
Figura 53 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paraná	116
Figura 54 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paranapanema	116
Figura 55 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paranapanema	117
Figura 56 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Iguaçu	117
Figura 57 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Iguaçu	118
Figura 58 – Energia Armazenada Final do REE Sudeste para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	135
Figura 59 – Energia Armazenada Final do REE Teles Pires para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	136
Figura 60 – Energia Armazenada Final do REE Madeira para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	136
Figura 61 – Energia Armazenada Final do REE Sul para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	137
Figura 62 – Energia Armazenada Final do REE Nordeste para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	137
Figura 63 – Energia Armazenada Final do REE Norte para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	138
Figura 64 – Energia Armazenada Final do REE Belo Monte para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	138
Figura 65 – Energia Armazenada Final do REE Manaus-Amapá para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	139
Figura 66 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Sudeste a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	140

Figura 67 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Teles Pires a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	141
Figura 68 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Madeira a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	141
Figura 69 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Paranapanema a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	142
Figura 70 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Sul a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	142
Figura 71 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Iguaçu a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	143
Figura 72 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Nordeste a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	143
Figura 73 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Norte a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	144
Figura 74 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Belo Monte a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	144
Figura 75 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Manaus-Amapá a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	145
Figura 76 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Sudeste a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	145
Figura 77 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Teles Pires a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	146
Figura 78 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Madeira a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	146
Figura 79 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Paranapanema a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	147

Figura 80 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Sul a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	147
Figura 81 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Iguaçu a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	148
Figura 82 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Nordeste a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	148
Figura 83 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Norte a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	149
Figura 84 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Belo Monte a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	149
Figura 85 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Manaus-Amapá a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	150
Figura 86 – Energias Armazenadas Finais do REE Sudeste de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	151
Figura 87 – Energias Armazenadas Finais do REE Teles Pires de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	152
Figura 88 – Energias Armazenadas Finais do REE Madeira de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	152
Figura 89 – Energias Armazenadas Finais do REE Paranapanema de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	153
Figura 90 – Energias Armazenadas Finais do REE Sul de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	153
Figura 91 – Energias Armazenadas Finais do REE Iguaçu de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	154
Figura 92 – Energias Armazenadas Finais do REE Nordeste de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	154
Figura 93 – Energias Armazenadas Finais do REE Norte de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	155
Figura 94 – Energias Armazenadas Finais do REE Belo Monte de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	155

Figura 95 – Energias Armazenadas Finais do REE Manaus-Amapá de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética	156
Figura 96 – Energias Armazenadas Finais do REE Sudeste de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	157
Figura 97 – Energias Armazenadas Finais do REE Teles Pires de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	158
Figura 98 – Energias Armazenadas Finais do REE Madeira de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	158
Figura 99 – Energias Armazenadas Finais do REE Paranapanema de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	159
Figura 100 – Energias Armazenadas Finais do REE Sul de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	159
Figura 101 – Energias Armazenadas Finais do REE Iguaçu de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	160
Figura 102 – Energias Armazenadas Finais do REE Nordeste de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	160
Figura 103 – Energias Armazenadas Finais do REE Norte de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	161
Figura 104 – Energias Armazenadas Finais do REE Belo Monte de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	161
Figura 105 – Energias Armazenadas Finais do REE Manaus-Amapá de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental	162
Figura 106 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sudeste	163
Figura 107 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sudeste	164
Figura 108 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Teles Pires	164
Figura 109 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Teles Pires	165
Figura 110 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Madeira	165
Figura 111 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Madeira	166

Figura 112–Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sul	166
Figura 113–Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sul	167
Figura 114–Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Nordeste	167
Figura 115–Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Nordeste	168
Figura 116–Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Norte	168
Figura 117–Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Norte	169
Figura 118–Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Belo Monte	169
Figura 119–Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Belo Monte	170
Figura 120–Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Manaus-Amapá	170
Figura 121–Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Manaus-Amapá	171
Figura 122–Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sudeste	171
Figura 123–Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sudeste	172
Figura 124–Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Teles Pires	172
Figura 125–Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Teles Pires	173
Figura 126–Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Madeira	173
Figura 127–Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Madeira	174
Figura 128–Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sul	174
Figura 129–Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sul	175
Figura 130–Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Nordeste	175

Figura 131 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Nordeste	176
Figura 132 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Norte	176
Figura 133 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Norte	177
Figura 134 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Belo Monte	177
Figura 135 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Belo Monte	178
Figura 136 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Manaus Amapá	178
Figura 137 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Manaus Amapá	179

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	–	Comparação da Energia Armazenada Final Total entre as metodologias para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	96
Tabela 2	–	Comparação da Geração Hidráulica Total entre as metodologias para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	97
Tabela 3	–	Comparação da Energia Vertida Total entre as metodologias para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	98
Tabela 4	–	Comparação entre os Custos Marginais de Operação dos Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul da metodologia proposta para cada trajetória e do NEWAVE para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	101
Tabela 5	–	Comparação entre os Custos Marginais de Operação dos Subsistemas Nordeste e Norte da metodologia proposta para cada trajetória e do NEWAVE para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	101
Tabela 6	–	Comparação dos resultados de geração térmica de todos os subsistemas para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	102
Tabela 7	–	Comparação entre os custos de todas as abordagens estudadas para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022	102
Tabela 8	–	Comparação entre o custo de operação da metodologia proposta para cada Trajetória de Referência e do NEWAVE considerando todas as séries históricas de vazões	109
Tabela 9	–	Casos de estudos considerados para a aplicação das Trajetórias Socioambientais no modelo DECOMP	114

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAR	Curva de Aversão a Risco
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPAMP	Comissão Permanente de Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
CREF	Curva de Referência
CREG	Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética
CTE	Constante
CVaR	Valor Condicionado a um Dado Risco (do inglês, <i>Conditional Value at Risk</i>)
CVU	Custo Variável Unitário
DECOMP	Modelo Computacional de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Curto Prazo
DESSEM	Modelo Computacional de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Curtíssimo Prazo
EA	Energia Afluente
EAF	Energia Armazenada Final
EAI	Energia Armazenada Inicial
EAR	Energia Armazenada
EARMAX	Energia Armazenável Máxima
EC	Energia Controlável
EFIO	Energia Fio D'Água
ENA	Energia Natural Afluente
EVERT	Energia Vertida
FCF	Função de Custo Futuro
FOB	Função Objetivo
FSR	Fator de Sensibilidade do Reservatório
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GHIDR	Geração Hidráulica
GNL	Gás Natural Liquefeito
GTERM	Geração Térmica
IAE	Índice de Atividade do Entorno
IFR	Índice de Forma do Reservatório
IIE	Índice de Impacto Econômico

IIS	Índice de Impacto Social
IJ	Impacto na Jusante
IM	Impacto na Montante
MME	Ministério de Minas e Energia
N	Subsistema Norte
NE	Subsistema Nordeste
NEWAVE	Modelo Computacional de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Médio Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDDD	Programação Dinâmica Dual Determinística
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PDI	Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PIA	Produtor Independente Autônomo
PL	Programação Linear
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PMO	Programa Mensal da Operação
POCP	Procedimento Operativo de Curto Prazo
PPEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
PQ	Programação Quadrática
PROINFA	Programa de Fontes de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRR	Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País
PROSPEC	Sistema de gerenciamento, controle e execução dos modelos NEWAVE, DECOMP, DESSEM e GEVAZP da empresa Norus
PTR	Produtibilidade Total do Reservatório
PySDDP	<i>Toolbox</i> em <i>Python</i> , desenvolvida pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, que faz a leitura dos decks utilizados no planejamento energético
P&D	Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento
QR	Vazões Regularizadas
REE	Reservatório Equivalente de Energia
RHE	Restrições Hidráulicas de Energia
S	Subsistema Sul
SAR	Superfície de Aversão a Risco
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SE/CO	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
TR	Trajetória de Referência
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora

VA	Valor da Água
VminOp	Volume Mínimo Operativo
VUN	Volume Útil Operacional Normal

LISTA DE SÍMBOLOS

$BASE$	Constante que define o custo futuro mínimo para que a variável de decisão Energia Armazenada Final esteja dentro da Trajetória de Referência, em $[R\$]$
$CDEF$	Custo de déficit de energia, em $[R\$/MWh]$
$CENTRO_i$	Constante que define o Centro da Trajetória de Referência do REE i , em $[MWmês]$
$CEXC$	Penalização para a variável de excesso, em $[R\$/MWh]$
$CINTER$	Penalização para a variável de intercâmbio energético, em $[R\$/MWh]$
CO_j	Custo de operação da usina térmica j , em $[R\$/MWh]$
$Cte\ 732$	Corresponde ao número de horas médio em um mês considerando 30,5 dias. Esta constante transforma os custos das variáveis de decisão em $[R\$/MWh]$ para $[R\$/MWmês]$
$CTR_{i,t}$	Centro da Trajetória de Referência do REE i no estágio t , em $[MWmês]$
$CVERT$	Penalização para a energia vertida, em $[R\$/MWh]$
CVU_{LIM}	Custo Variável Unitário Limite que representa o custo da usina térmica a ser acionada a partir da diferença entre a Energia Armazenada Final e o Centro da Trajetória de Referência (DIF_{LIM}), em $[R\$/MWh]$
$def_{k,t}$	Déficit de energia no subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$
$DEMLIQ_{k,t}$	Demanda líquida a ser atendida no subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$
DIF_{LIM}	Diferença Limite entre a Energia Armazenada Final e o Centro da Trajetória de Referência, em $[pu]$
EA_i	Energia Sfluente no REE i , em $[MWmês]$
$ea.f_i$	Variável de decisão referente à Energia Armazenada Final do REE i , em $[MWmês]$
$ea.f_{i,t}$	Energia Armazenada Final do REE i no estágio t , em $[MWmês]$
$ea.f_{i,t-1}$	Energia Armazenada Final do REE i no estágio $t - 1$, em $[MWmês]$
EAI_i	Energia Armazenada Inicial do REE i , em $[MWmês]$
EAR_i	Energia Armazenada do REE i , em $[MWmês]$
$EAR_{inicial_i}^{max}$	Energia Armazenada Máxima inicial do REE i , em $[MWmês]$
$EAR_{inicial_i}^{min}$	Energia Armazenada Mínima inicial do REE i , em $[MWmês]$
$EARMAX_i$	Energia Armazenável Máxima do REE i , em $[MWmês]$
$EARMIN_i$	Energia armazenável mínima do REE i , em $[MWmês]$
$EC_{i,t}$	Energia Controlável do REE i no estágio t , em $[MWmês]$
$EC_{i,t}$	Energia Controlável do REE i no estágio t antes da correção, calculada através da altura equivalente, em $[MWmês]$
$EC'_{i,t}$	Energia Controlável corrigida do REE i no estágio t , em $[MWmês]$
$EFIO_{i,t}$	Energia Fio D'Água do REE i no estágio t , em $[MWmês]$
$EFIO_{P,t}$	Energia Fio D'Água do REE Paraná no estágio t , em $[MWmês]$

$EFIO_{PNP,t}$	Energia Fio D'Água do REE Paranapanema no estágio t , em $[MWmês]$
$ENA_{i,t}$	Energia Natural Afluyente do REE i no estágio t , em $[MWmês]$
$ever_{i,t}$	Energia vertida do REE i no estágio t , em $[MWmês]$
$EVM_{i,t}$	Energia de Vazão Mínima do REE i no estágio t , em $[MWmês]$
EVM'_i	Energia de Vazão Mínima obtida por meio da parábola de obtenção de EVM do REE i , em $[MWmês]$
$EVM(EAR_{i,t})$	Energia de Vazão Mínima utilizada para consultar a parábola de obtenção de EVM para a Energia Armazenada $EAR_{i,t}$ do REE i no estágio t , em $[MWmês]$
EVM_{med_i}	Energia de Vazão Mínima associada ao armazenamento de 50% do volume útil do REE i , em $[MWmês]$
EVM_{max_i}	Energia de Vazão Mínima associada ao armazenamento máximo do REE i , em $[MWmês]$
EVM_{min_i}	Energia de Vazão Mínima associada ao armazenamento mínimo do REE i , em $[MWmês]$
$EVM_{P,t}$	Energia de Vazão Mínima do REE Paraná no estágio t , em $[MWmês]$
EVM_{PNP}	Energia de Vazão Mínima do REE Paranapanema no estágio t , em $[MWmês]$
$exc_{k,t}$	Variável de excesso de energia no subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$
F_i	Conjunto de usinas fio d'água do REE i
F_r	Conjunto de usinas fio d'água a jusante da usina com reservatório r incluindo ela mesma até a usina seguinte com reservatório (exclusive)
$fc(eaf_{i,t-1})$	Fator de correção para a Energia Controlável considerando a Energia Armazenada Final do REE i no estágio $t - 1$
$fc(EAI_i)$	Fator de correção para a Energia Controlável considerando a Energia Armazenada Inicial do REE i no estágio 1
$fc(EAR_{i,t})$	Fator de correção da Energia Controlável obtido consultando a parábola para a Energia Armazenada $EAR_{i,t}$ do REE i no estágio t , em $[MWmês]$
$fc_{max_{i,t}}$	Fator de correção associado à Energia Armazenada Máxima do REE i no estágio t
$fc_{med_{i,t}}$	Fator de correção associado à Energia Armazenada Média (50% da Energia Armazenada Máxima) do REE i no estágio t
$fc_{min_{i,t}}$	Fator de correção associado à Energia Armazenada Mínima do REE i no estágio t
$ghidr_{i,t}$	Geração hidráulica do REE i no estágio t , em $[MWmês]$
$ghidr_{P,t}$	Geração hidráulica do REE Paraná no estágio t , em $[MWmês]$
$ghidr_{PNP,t}$	Geração hidráulica do REE Paranapanema no estágio t , em $[MWmês]$
$gt_{j,t}$	Geração da usina térmica j no estágio t , em $[MWmês]$
$GTMAX_j$	Geração máxima da usina térmica j , em $[MWmês]$
h_f	Altura de queda líquida da usina fio d'água f , em $[m]$
H_{equiv_r}	Altura de queda equivalente da usina com reservatório r , em $[m]$

H_{max_r}	Altura de queda associada ao nível máximo de armazenamento máximo da usina com reservatório r , em $[m]$
H_{med_r}	Altura de queda associada à metade do volume útil da usina com reservatório r , em $[m]$
H_{min_r}	Altura de queda associada ao nível mínimo de armazenamento da usina com reservatório r , em $[m]$
$inter_{k,l,t}$	Intercâmbio energético (importação) do subsistema k para o subsistema l no estágio t , em $[MWmês]$
$inter_{l,k,t}$	Intercâmbio energético (exportação) do subsistema l para o subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$
$INTERMAX_{k,l}$	Limite máximo de intercâmbio energético do subsistema k para o subsistema l , em $[MWmês]$
$INTERMAX_{l,k}$	Limite máximo de intercâmbio energético do subsistema l para o subsistema k , em $[MWmês]$
J_f	Conjunto de usinas a jusante da usina f incluindo ela mesma até a usina seguinte com reservatório (exclusive)
J_r	Conjunto de usinas a jusante da usina com reservatório r incluindo ela mesma
J_r	Conjunto de usinas a jusante da usina com reservatório r incluindo ela mesma até a usina seguinte com reservatório (exclusive)
LAG	Horizonte máximo de decisão de despacho das usinas térmicas a GNL
$LINF_i$	Constante que define o Limite Inferior da Trajetória de Referência do REE i , em $[MWmês]$
$LSUP_i$	Constante que define o Limite Superior da Trajetória de Referência do REE i , em $[MWmês]$
M_c	Constante que define o custo associado à Energia Armazenada Final ser igual à Energia Armazenável Máxima, em $[R\$]$
M_d	Constante que define o custo associado à Energia Armazenada Final ser igual a zero (deplecionamento completo do reservatório), em $[R\$]$
$\underline{META}_k$	Limite da restrição de armazenamento mínimo para o subsistema k , em $[MWmês]$
N_{EST}	Número de estágios
N_{REE_k}	Número de REEs do subsistema k
N_{SH}	Número de séries hidrológicas
N_{SIS}	Número de subsistemas
N_{UTE_k}	Número de usinas termelétricas do subsistema k
$NPMC$	Número de patamares de carga
$PEN_{i,t}$	Penalidade para o mínimo desvio quadrático entre a Energia Armazenada Final e o Centro da Trajetória de Referência do REE i no estágio t , em $[R\$/MWmês^2]$

PEN_{equiv}	Penalidade equivalente referente à razão entre o Custo Variável Unitário Limite (CVU_{LIM}) e a Diferença Limite entre a Energia Armazenada Final e o Centro da Trajetória de Referência (DIF_{LIM}), em $[R\$/MWh]$
$PNOM_i$	Potência nominal do REE i , em $[MWmês]$
$PNOM_{ITAIPU}$	Potência nominal do REE Itaipu, em $[MWmês]$
$PNOM_P$	Potência nominal do REE Paraná, em $[MWmês]$
$PNOM_{PNP}$	Potência nominal do REE Paranapanema, em $[MWmês]$
Q_{min_r}	Vazão mínima obrigatória da usina com reservatório r , em $[m^3/s]$
Q_{r,s_t}	Vazão natural afluente da usina com reservatório r considerando a série histórica s do mês t , em $[m^3/s]$
$QI_{r,t}$	Vazão incremental da usina hidrelétrica r no estágio t , em $[m^3/s]$
$QI_{r,m,t}$	Vazão incremental entre a usina com reservatório r e a(s) usina(s) com reservatório a sua montante m no estágio t , em $[m^3/s]$
$QN_{u,t}$	Vazão natural afluente da usina hidrelétrica u no estágio t , em $[m^3/s]$
R_i	Conjunto de usinas com reservatório do REE i
RHS	Termo independente da equação (<i>Right Hand Side</i>), em $[R\$]$
SGT	Soma das gerações das usinas térmicas a GNL, em $[MWmês]$
V_i	Volume do reservatório da usina hidrelétrica i , em $[hm^3/mês]$
V_{util_r}	Volume útil do reservatório r , em $[hm^3]$
α	Variável de decisão referente à Função de Custo Futuro, em $[R\$]$
α_c	Equação da reta crescente
α_d	Equação da reta decrescente
α_t	Variável escalar que representa o valor esperado do custo futuro associado a decisão tomada no instante t , em $[R\$]$
$\pi_{A_{i,j}}$	Derivada da Função Objetivo em relação a Energia Afluente no REE i no cenário j , em $[R\$/MWmês]$
$\pi_{GNL_{i,k,l}}$	Derivada da Função Objetivo em relação as reservas de GNL, em $[R\$/MWmês]$
π_{v_i}	Derivada da Função Objetivo em relação a Energia Armazenada do REE i , em $[R\$/MWmês]$
ρ_f	Produtibilidade específica da usina fio d'água f , em $[\frac{MWmês}{(m^3/s) \cdot m}]$
ρ_i^{accum}	Produtibilidade acumulada da usina hidrelétrica i , em $[\frac{MWmês}{m^3/s}]$
ρ_r	Produtibilidade específica da usina com reservatório r , em $[\frac{MWmês}{(m^3/s) \cdot m}]$
$\rho_{65\%u}$	Produtibilidade associada à altura de queda de 65% da usina hidrelétrica u , em $[\frac{MWmês}{m^3/s}]$
ρ_{equiv_j}	Produtibilidade equivalente da usina j , em $[\frac{MWmês}{m^3/s}]$
Ω_k	Conjunto de usinas hidrelétricas pertencentes ao subsistema k
Ω_l	Conjunto de subsistemas diretamente conectados ao subsistema l
$\frac{1}{2,6352}$	Constante de conversão do volume útil em $hm^3/mês$ para m^3/s considerando, em média, 30,5 dias em cada mês

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	28
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	28
1.2	MOTIVAÇÃO	36
1.3	OBJETIVOS	40
1.4	PRODUÇÃO CIENTÍFICA RESULTANTE DESTA PESQUISA	41
1.5	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	42
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	43
2.1	MECANISMOS DE AVERSÃO A RISCO	43
2.1.1	Curva de Aversão a Risco (CAR)	43
2.1.2	Superfície de Aversão a Risco (SAR)	45
2.1.3	Valor Condicionado a um Dado Risco (CVaR)	48
2.1.4	Volume Mínimo Operativo (VminOp)	50
2.1.5	Curva Referencial de Armazenamento (CREF)	51
2.2	CRONOLOGIA DOS MECANISMOS DE AVERSÃO A RISCO	53
3	METODOLOGIA PROPOSTA	54
3.1	TRAJETÓRIAS DE REFERÊNCIA	54
3.2	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	57
3.2.1	Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs)	58
3.2.1.1	Energia Armazenável Máxima (EARMAX)	59
3.2.1.2	Energia Natural Afluente (ENA)	60
3.2.1.3	Energia Controlável (EC)	61
3.2.1.4	Energia Fio D'Água (EFIO)	62
3.2.2	Parábolas de Correção de Energia Controlável	63
3.2.3	Parábolas de Obtenção de Energia de Vazão Mínima	65
3.2.4	Função Objetivo	68
3.2.5	Restrição de Atendimento à Demanda	70
3.2.6	Restrição de Balanço Hídrico	71
3.2.7	Restrições de Canalização	72
3.2.8	Acoplamento Hidráulico	74
3.3	ACOPLAMENTO COM O MODELO DECOMP	76
3.3.1	Cortes Lineares	78
3.3.2	Restrições Hidráulicas de Energia (RHE)	81
4	RESULTADOS	84
4.1	DADOS DAS SIMULAÇÕES	84
4.2	COMPARAÇÃO COM O NEWAVE	94
4.3	ANÁLISE DA VARIAÇÃO DA PENALIDADE EQUIVALENTE	103

4.3.1	Trajетórias de Referência com Ênfase Energética	103
4.3.2	Trajетórias de Referência com Ênfase Socioambiental	104
4.3.3	Análise Comparativa	105
4.4	ENERGIAS ARMAZENADAS FINAIS DE TODAS AS SÉRIES HISTÓRI- CAS DE VAZÕES	106
4.4.1	Trajетórias de Referência com Ênfase Energética	107
4.4.2	Trajетórias de Referência com Ênfase Socioambiental	107
4.4.3	Análise Comparativa	108
4.5	ACOPLAMENTO COM O DECOMP	110
4.5.1	Trajетórias de Referência com Ênfase Energética	110
4.5.2	Trajетórias de Referência com Ênfase Socioambiental	113
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	119
5.1	TRABALHOS FUTUROS	123
	REFERÊNCIAS	125
	APÊNDICE A – Gráficos de Energia Armazenada Final para o período de 2018 a 2022	135
	APÊNDICE B – Gráficos das Energias Armazenadas Finais da Análise da Penalidade	140
B.1	Trajетórias de Referência com Ênfase Energética	140
B.2	Trajетórias de Referência com Ênfase Socioambiental	145
	APÊNDICE C – Gráficos das Energias Armazenadas Finais de todas as séries históricas de vazões	151
C.1	Trajетórias de Referência com Ênfase Energética	151
C.2	Trajетórias de Referência com Ênfase Socioambiental	157
	APÊNDICE D – Gráficos dos resultados do acoplamento com o modelo DECOMP	163
D.1	Trajетórias de Referência com Ênfase Energética	163
D.2	Trajетórias de Referência com Ênfase Socioambiental	171

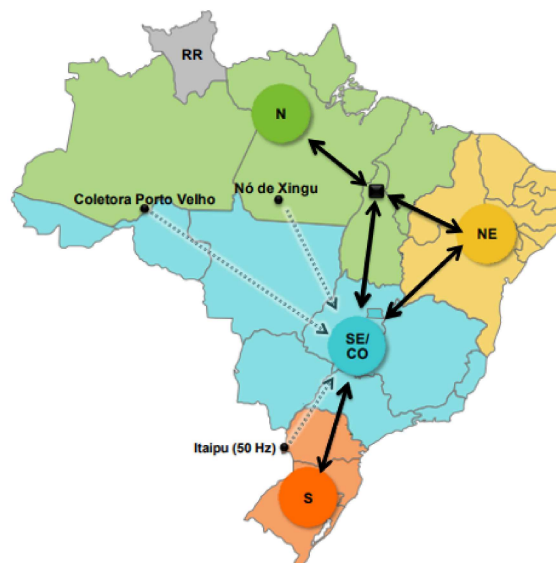
1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é dividido em duas grandes categorias: os Sistemas Isolados (SISOL) e o Sistema Interligado Nacional (SIN). O primeiro é formado por cerca de 200 localidades que ainda estão isoladas do SIN, sendo a grande maioria situada na região Norte do país (EPE, 2024c). Já o segundo, apresenta malhas de transmissão que interconectam os sistemas elétricos do país que compõem mais de 99% de todo o consumo do SEB (EPE, 2024b).

O Brasil, devido às suas dimensões continentais, confere ao SEB características peculiares que tornam sua operação mais complexa. Dessa forma, o SIN é subdividido em quatro grandes subsistemas: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e a maior parte da região Norte (N). Esses subsistemas são conectados por uma extensa malha de transmissão, que integra as fontes de geração de energia e realiza a transferência de energia entre eles, garantindo o atendimento ao mercado consumidor com segurança e economia para o país (ONS, 2024b). Além disso, o sistema é composto por elos de Corrente Contínua (CC) que permitem a transmissão de grandes quantidades de energia por longas distâncias, como é o caso de Itaipu 50 Hz, da Coletora Porto Velho e do Nó de Xingu (MME, 2024a). A Figura 1 apresenta as regiões do Brasil que abrangem cada um dos quatro subsistemas, as setas mostram os grandes troncos de transmissão entre eles e as setas pontilhadas representam os elos CC. É importante ressaltar que o sentido das setas varia de acordo com o dia operativo, de maneira que seja possível escoar energia em ambos os sentidos, segundo a necessidade do momento.

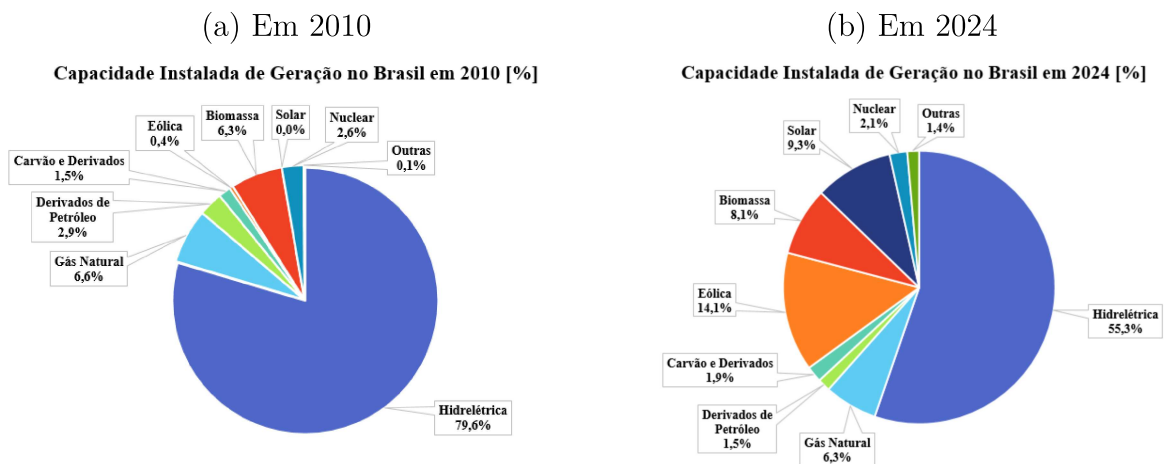
Figura 1 – Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte: Adaptada de MME (2024a)

Até meados da década de 2010, o SIN era caracterizado por ser um sistema hidrotérmico. A partir de então, com o aumento significativo das fontes renováveis de energia, especialmente a eólica, o SIN passou a ser classificado como um sistema hidro-termo-eólico (ONS, 2024b). Essa transição é evidenciada ao se comparar as Figuras 2a e 2b que representam a capacidade instalada de geração no Brasil em 2010 e em 2024. Em 2010, as fontes eólica e solar praticamente não contribuíam para a geração de energia elétrica no país. Já em 2024, observa-se um aumento expressivo na participação dessas fontes na capacidade instalada, correspondendo a 14,1% e 9,3%, respectivamente. Além disso, a geração hidráulica, apesar de apresentar um aumento absoluto na capacidade instalada, passando de 80.703 MW (EPE, 2012) para 109.922 MW (EPE, 2025a), teve sua participação percentual reduzida de 79,6% para 55,3%, refletindo o crescimento e a diversificação de outras fontes de geração no sistema.

Figura 2 – Capacidade instalada de geração no Brasil



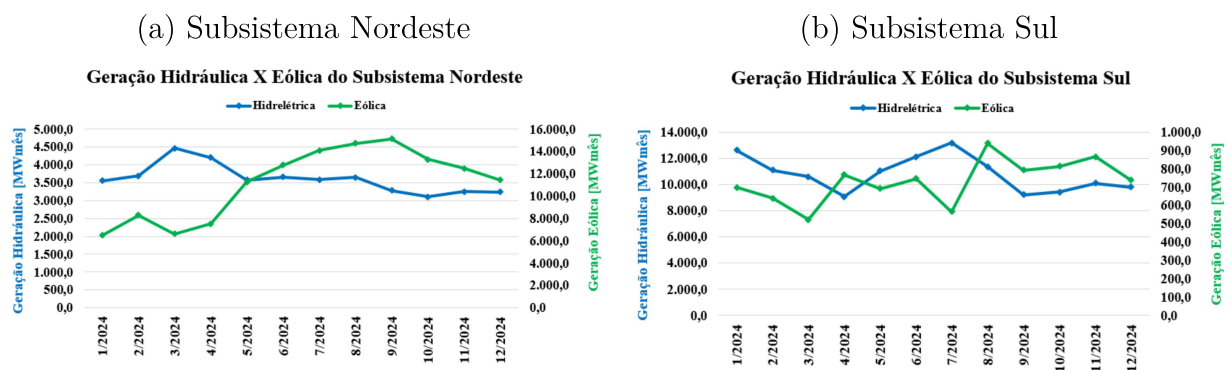
Fonte: Adaptada de: 2a) EPE (2012) e 2b) EPE (2025a)

Esta diversificação da matriz elétrica fortalece a sustentabilidade, já que reduz a dependência de combustíveis fósseis (EPE, 2025b). No entanto, a intermitência das fontes solar e eólica compromete a confiabilidade e exige margens adicionais nas reservas de potência operativas para garantir o controle de frequência e a estabilidade da rede elétrica (Oliveira, 2020). Ainda, uma dificuldade atual relacionada às fontes renováveis e intermitentes consiste na ausência de formas de armazenar os excedentes energéticos. Com isso, o *curtailment*, ou seja, cortes nas gerações renováveis não controláveis, tem se tornado cada vez mais frequentes devido a restrições dos fluxos e/ou excesso de oferta de geração, resultando em uma perda energética e custos aos geradores (ANEEL, 2022).

Outra característica importante do SEB consiste na complementaridade entre as fontes de energia renováveis do país. As Figuras 3a e 3b apresentam uma comparação das gerações hidráulica e eólica dos subsistemas Nordeste e Sul, respectivamente. Primeiramente, observa-se uma forte complementaridade entre essas duas fontes de geração no

subsistema Nordeste (Figura 3a), caracterizada pela redução da geração hidráulica quando a geração eólica aumenta, e vice-versa, apresentando uma correlação negativa entre essas formas de geração. Por outro lado, o subsistema Sul não apresenta essa característica, uma vez que as gerações hidráulica e eólica apresentam uma correlação positiva, ou seja, aumentam e diminuem simultaneamente (Figura 3b). Além disso, de acordo com Scherner et al. (2018), essa complementaridade de usinas eólicas e hidrelétricas das regiões Nordeste e Sul permanece frente aos recentes fenômenos de mudanças climáticas. Neste estudo, foi verificado que mesmo em situações adversas, o Nordeste apresenta correlação negativa entre essas gerações. Porém, com as mudanças climáticas, essa correlação fica reduzida, o que exige um aumento da utilização de geração térmica. Já em relação à região Sul, a correlação observada é positiva. No entanto, em situações adversas, essa correlação diminui, o que gera uma melhor alocação dos recursos energéticos, diminuindo a sobrecarga dos intercâmbios de energia entre as regiões Sul e Sudeste.

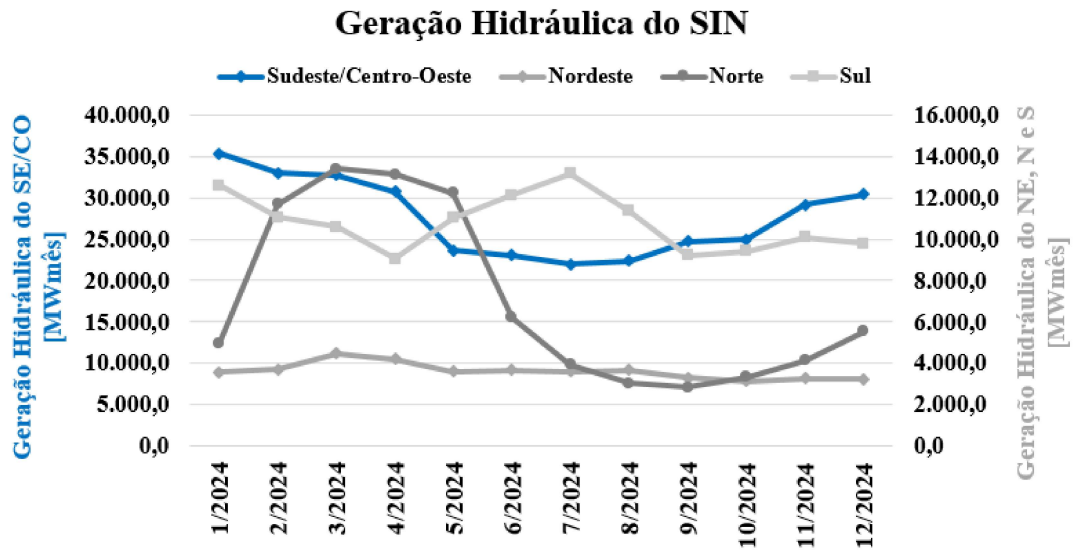
Figura 3 – Comparação das gerações hidráulica e eólica dos subsistemas Nordeste e Sul



Fonte: Adaptada de ONS (2025c)

Em relação às gerações hidráulicas do SIN apresentada na Figura 4, nota-se, também, uma relevante complementaridade entre os subsistemas. A curva em azul mostra os montantes de geração do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e seus valores são expressos pelo eixo esquerdo. Já as curvas em cinza, cinza escuro e cinza claro mostram os montantes dos subsistemas Nordeste, Norte e Sul, respectivamente, e seus valores são expressos pelo eixo direito. Neste caso, observa-se uma importante complementaridade entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, caracterizada por uma correlação negativa, na qual o aumento em um subsistema coincide com a redução do outro subsistema e vice-versa. Ainda, percebe-se que o subsistema Norte apresenta um aumento significativo na geração, justamente quando o subsistema Sul se encontra com gerações reduzidas. Por fim, verifica-se que o subsistema Nordeste mantém-se praticamente estável ao longo do ano em termos de geração hidráulica, sem apresentar variações expressivas.

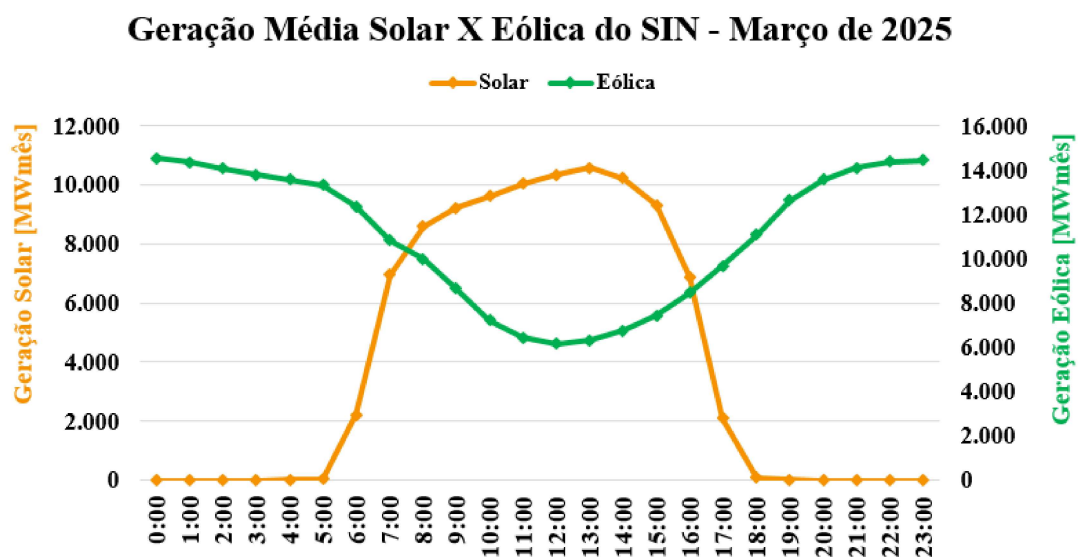
Figura 4 – Comparação das gerações hidráulicas dos subsistemas do SIN



Fonte: Adaptada de ONS (2025c)

Além das complementaridades mencionadas anteriormente que evidenciaram as correlações entre os subsistemas ao longo de um ano, o SIN apresenta uma relevante complementaridade diária de geração de energia. A Figura 5 expõe as gerações médias diárias, tanto solar como eólica, do mês de março de 2025, onde é possível verificar a correlação negativa entre elas, já que há um aumento da geração solar (curva laranja) no momento em que ocorre uma redução da geração eólica (curva verde), e vice-versa.

Figura 5 – Comparação das médias diárias das gerações solar e eólica de todos os subsistemas do SIN em março de 2025



Fonte: Adaptada de ONS (2025d)

Apesar da intensa participação da geração solar e eólica na matriz elétrica brasileira,

essas fontes de energia são intermitentes e não controláveis, o que impossibilita a otimização das suas gerações. Com isso, os modelos de otimização utilizados no setor elétrico do Brasil, desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), são elaborados com foco na otimização dos recursos energéticos provenientes das fontes despacháveis (hidrelétricas e termelétricas) e abatem da carga estimada os montantes previstos de gerações não controláveis (CEPEL, 2024b). Porém, apesar de ser despachável, a geração hidráulica apresenta incertezas, uma vez que sua geração depende das afluências dos rios. Para lidar com essas variáveis, o CEPEL também desenvolve modelos para a previsão de vazões dos rios, bem como para a prevenção e controle de cheias. Nesse sentido, percebe-se que a operação do sistema elétrico é complexa e apresenta as seguintes características (Fernandes, 2018; CEPEL, 2024d):

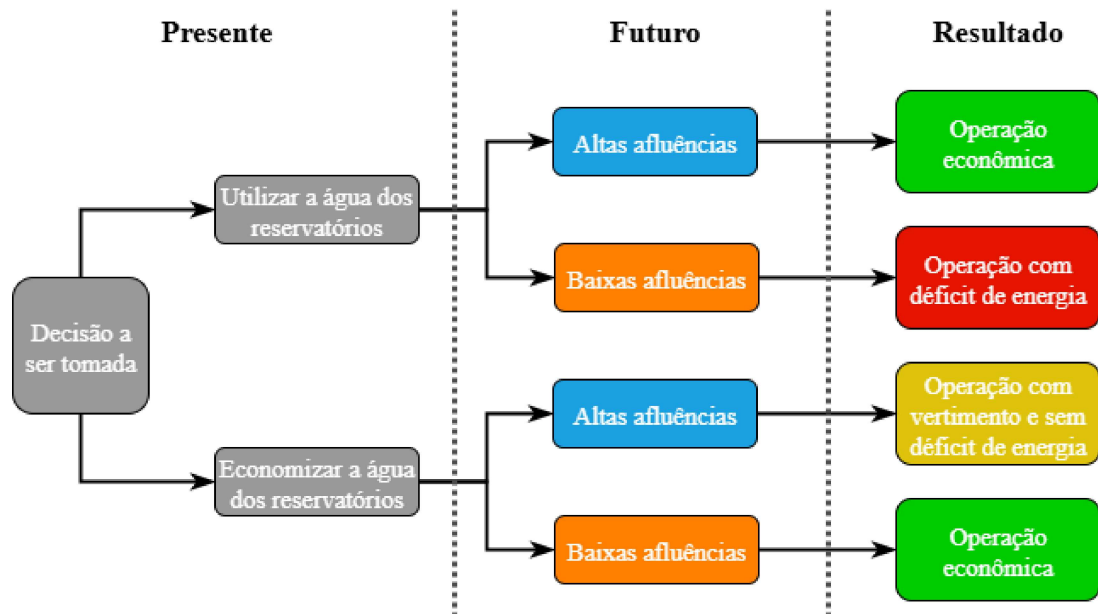
- **Acoplamento temporal:** a decisão operativa de gerar energia no presente acarreta em consequências futuras na operação das usinas. Por isso, para que essa decisão seja otimizada e conduza à uma solução ótima, os modelos de otimização consideram tanto o custo presente associado ao uso da água quanto o custo futuro relacionado ao seu armazenamento nos reservatórios;
- **Acoplamento espacial:** a decisão operativa de gerar energia em uma usina hidráulica a montante impacta diretamente as suas usinas a jusante, uma vez que as usinas hidrelétricas estão dispostas em cascata ao longo dos rios;
- **Estocasticidade:** a decisão operativa de armazenar ou utilizar a água nas usinas com reservatórios está diretamente relacionada às incertezas das vazões afluentes futuras dos rios;
- **Intercâmbio Energético:** a decisão operativa de gerar energia em um subsistema influencia diretamente as decisões operativas dos outros subsistemas, devido à possibilidade de transferência de energia entre os subsistemas.

No que tange a geração térmica em sistemas puramente térmicos, o custo de operação será definido essencialmente pelos custos dos combustíveis de cada usina. Com isso, obtém-se a solução ótima do problema por meio da combinação de usinas que atenda à demanda, minimizando o custo total de operação e respeitando a ordem de mérito, os limites de geração e as restrições operativas de cada usina térmica (Deus, 2008).

Já em sistemas hidrotérmicos, a geração térmica será despachada como forma de complementar os recursos hidráulicos, visto que estes normalmente são mais baratos. Para isso, o despacho térmico ocorre quando o Valor da Água (VA) é superior ao custo de operação das usinas térmicas. Também, tem-se geração térmica quando as usinas apresentam gerações inflexíveis e quando é necessário atender a algum requisito elétrico do SIN, de forma a aumentar a confiabilidade do sistema (Deus, 2008).

Em resumo, a decisão operativa definida em sistemas hidrotérmicos pode ser exemplificada pelo Dilema do Operador, apresentado na Figura 6. Para o caso de uma usina hidrelétrica, temos as seguintes situações:

Figura 6 – Dilema do operador



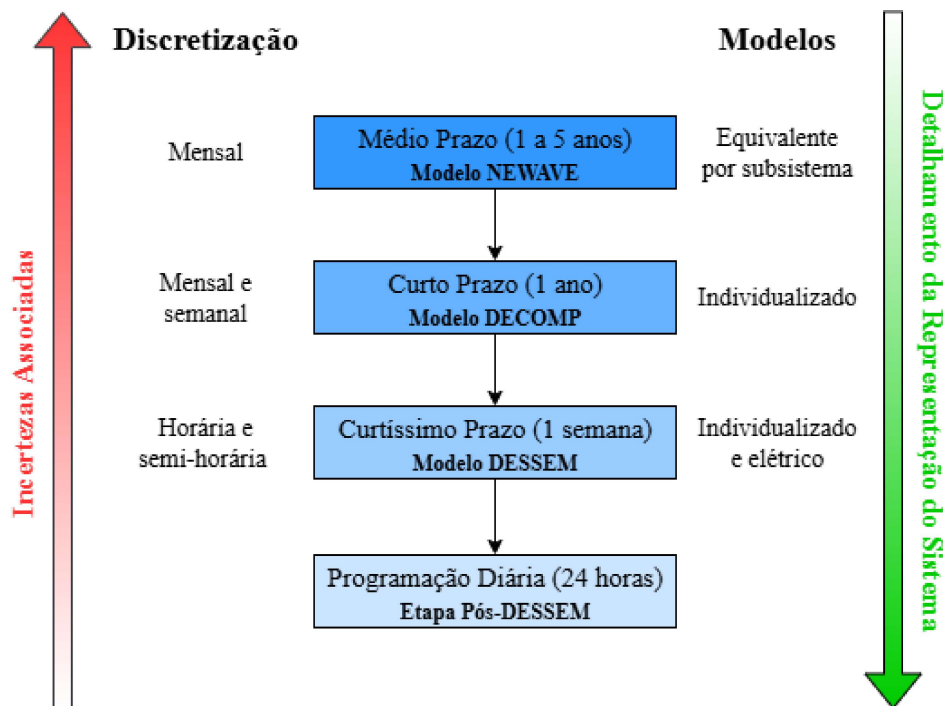
Fonte: Adaptada de Souza et al. (2014) e Oliveira (2020)

- **Decisão de usar a água do reservatório:** esta decisão implica em aumentar o despacho hidrelétrico e reduzir o despacho térmico para atender a demanda presente. Nesta situação, a decisão será satisfatória e resultará em uma operação econômica caso o sistema apresente altas afluências no futuro, o que possibilita reabastecer o reservatório. Em contrapartida, caso as afluências futuras sejam baixas, o reservatório se esvaziará e não haverá reabastecimento, o que provocará uma operação com elevada geração térmica (custo elevado) e haverá possibilidade de ocorrer déficit de energia.
- **Decisão de economizar a água do reservatório:** esta decisão implica em reduzir o despacho hidrelétrico e aumentar o despacho térmico para atender a demanda presente. Nesta situação, a decisão será satisfatória e resultará em uma operação econômica caso o sistema apresente baixas afluências no futuro, o que possibilita manter o reservatório cheio visando a sua utilização no futuro. Por outro lado, caso as afluências futuras sejam altas, o reservatório não conseguirá armazenar a água em excesso, o que resultará em uma operação com vertimento, ou seja, desperdício de água.

Nota-se que este problema não é de simples solução, uma vez que apresenta características estocásticas e é acoplado ao longo do tempo. Além disso, o diagrama

mostra o dilema para a decisão de apenas uma usina hidrelétrica, indicando uma enorme complexidade para obter a melhor decisão para cada usina do sistema. Ainda, essas decisões se diferenciam de acordo com o dia, a semana, o mês e a localização geográfica da usina. Dessa maneira, com o intuito de resolver o problema de planejamento energético brasileiro, o processo é estruturado em quatro etapas, conforme apresentado na Figura 7, na qual se observa que cada etapa se diferencia pelos distintos horizontes temporais, tipos de discretização e níveis de incerteza envolvidos nas modelagens do sistema.

Figura 7 – Cadeia de modelos do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB)



Fonte: Adaptada de Souza et al. (2014)

As etapas apresentadas são descritas a seguir:

- Médio Prazo:** A etapa de médio prazo apresenta um horizonte de tempo que varia entre 1 e 5 anos e sua discretização é feita em etapas mensais. Nesta fase, o modelo computacional utilizado é o modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, o qual é elaborado para lidar com as incertezas associadas às afluências hidrológicas e velocidades dos ventos futuros por meio de uma árvore de cenários modelada por séries sintéticas de vazões e de velocidades dos ventos geradas a partir dos históricos hidrológicos existentes. Devido à natureza estocástica inerente a esse problema, o modelo utiliza a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). A representação adotada para o parque termelétrico é a individualizada, enquanto o parque hidrelétrico pode ser modelado de forma agregada, por meio de Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs), ou de maneira individualizada, conforme o horizonte de planejamento considerado. Também são consideradas as usinas não simuladas

de forma centralizada, o despacho antecipado para usinas a Gás Natural Liquefeito (GNL) e os diferentes patamares de cargas. A transmissão é modelada por meio de intercâmbios de energia entre subsistemas e por restrições elétricas adicionais internas aos REEs (CEPEL, 2025e).

- **Curto Prazo:** A etapa de curto prazo compreende um horizonte de tempo de até 1 ano e sua discretização é feita em etapas semanais e mensais. Nesta fase, o modelo computacional utilizado é o modelo DECOMP, desenvolvido pelo CEPEL, que busca lidar com incertezas relacionadas às condições hidrológicas de curto prazo. Para isso, o modelo é elaborado via Programação Dinâmica Dual Determinística (PDDD) e considera o primeiro mês como determinístico e a discretização é semanal. Do segundo mês em diante é estocástico e a discretização passa a ser mensal. Nessa etapa, as usinas hidrelétricas são modeladas individualmente e apresentam um maior detalhamento, como tempo de viagem da água entre as usinas, evaporação, retirada de água para outros usos, restrições de operação dos reservatórios, volume de espera para amortecimento de cheias, produtibilidade variável com a queda, entre outros. Além disso, há representação de algumas restrições elétricas do sistema de transmissão e os despachos antecipados para as usinas a GNL são modelados por meio de restrições do problema de otimização (CEPEL, 2025c).
- **Curtíssimo Prazo:** A etapa de curtíssimo prazo abrange um horizonte de até uma semana, com discretização até semi-horária. O modelo DESSEM, também desenvolvido pelo CEPEL, é aplicado para lidar com incertezas associadas à previsão de carga, geração intermitente (eólica e solar) e disponibilidade de equipamentos. A técnica adotada é a Programação Linear Inteira Mista (PLIM) e apresenta um nível de detalhamento superior aos dos modelos DECOMP e NEWAVE. O DESSEM representa com precisão as restrições operativas das usinas térmicas e das usinas hidrelétricas, incluindo restrições de *unit commitment*, e tem restrições da rede elétrica, considerando as suas perdas e os limites individuais de fluxo nas linha de transmissão (CEPEL, 2025d).
- **Programação Diária:** A programação diária cobre um horizonte de 24 horas e tem discretização semi-horária. Nessa etapa, os resultados do modelo DESSEM é empregado considerando as incertezas de curtíssimo prazo, tais como variações na carga a cada meia hora, flutuações de geração renovável intermitente e mudanças nas condições operativas das usinas. Após o resultado do modelo de otimização, a equipe do ONS da etapa do Pós-DESSSEM faz os ajustes necessários de acordo com as solicitações dos agentes e de possíveis intervenções que possam vir a ter após a publicação do DESSEM, além de detalhar a operação semi-horária do sistema, visando garantir a segurança elétrica e a eficiência do despacho, sempre levando em conta a previsão mais recente de demanda. Esta etapa, embora não apresente

um modelo de otimização para a sua execução, é a última da cadeia de modelos e permite considerar os últimos ajustes para, então, iniciar a operação em tempo real (ONS, 2024d).

É importante ressaltar que os modelos são acoplados entre si por meio da Função de Custo Futuro (FCF), o que permite obter uma visão de médio prazo na programação de curto prazo e, ainda, uma visão de curto prazo na programação de curtíssimo prazo, de forma a conseguir a melhor solução para o problema.

1.2 MOTIVAÇÃO

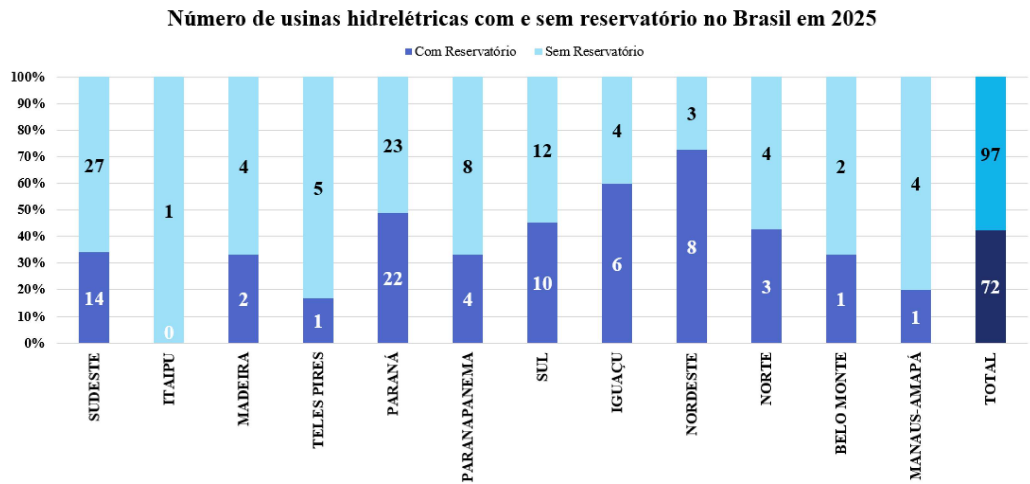
Além das mudanças da capacidade instalada apresentadas nas Figuras 2a e 2b na Seção 1.1, o Brasil tem passado por mudanças significativas no setor elétrico desde o início do século XXI. Após o racionamento de energia ocorrido em 2001, foi necessário retomar os investimentos em geração e transmissão de energia elétrica. A partir disso, houve uma significativa expansão do parque termelétrico devido à urgência na garantia da segurança energética e na redução da vulnerabilidade do sistema em períodos de seca (EPE, 2018). Também, foi promulgada a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que instituiu o Programa de Fontes de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), visando aumentar a participação de fontes renováveis no país por meio de Produtores Independentes Autônomos (PIA) (Brasil, 2002a).

Em relação à geração hidrelétrica, foram retomados os estudos de inventários hidrelétricos de bacias e estudos de viabilidade de novas usinas de regiões mais sensíveis ambientalmente e mais distantes dos grandes centros de carga visando a expansão do parque hidrelétrico do país. Como a maioria desses estudos abordam as bacias localizadas na Região Amazônica, os projetos sofreram grande oposição porque, se executados, causariam impactos ambientais e sociais significativos (EPE, 2018). Por isso, nos últimos anos, foram priorizadas as construções de usinas hidrelétricas sem reservatórios, ou seja, do tipo fio d'água, o que impossibilita o armazenamento da água para o suprimento em períodos hidrológicos desfavoráveis (IEMA, 2016). A motivação dessa priorização foi ambiental, uma vez que este tipo de usina não necessita de grandes áreas alagadas para o seu funcionamento (Custódio et al., 2022) e, algumas delas, foram construídas na Região Amazônica, como é o caso das Usinas Hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau que se encontram no Rio Madeira, em Porto Velho (RO), e entraram em operação comercial em 2012 (Eletrobras Furnas, 2012) e 2013 (Jirau Energia, 2013) respectivamente, e da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, localizada no Rio Xingu, em Altamira (PA), inaugurada em 2016 (Neoenergia, 2016).

Uma comparação da quantidade de usinas com e sem reservatório no atual cenário nacional pode ser observada na Figura 8, na qual percebe-se que a maioria das usinas hidrelétricas brasileiras são do tipo fio d'água (97 usinas), enquanto 72 são usinas com

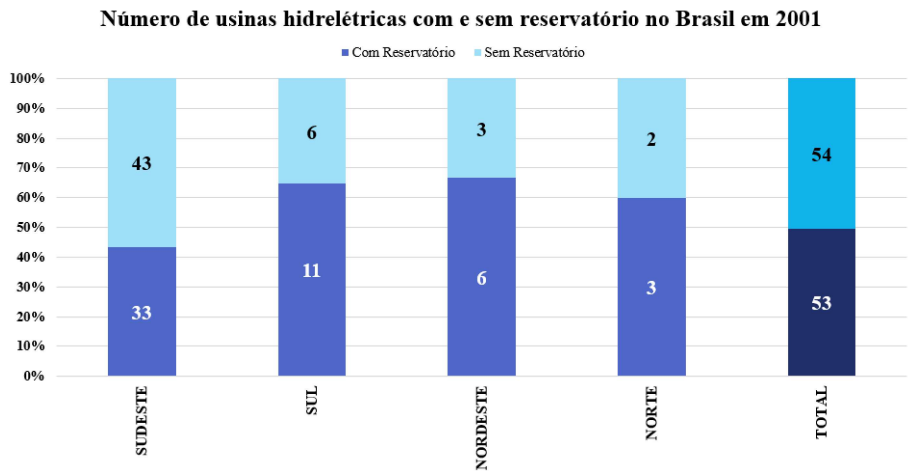
reservatórios, dispostas em doze Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs) distintos (CCEE, 2025). Em contraste, a Figura 9 apresenta a mesma comparação, mas se refere ao cenário do início do século XXI, quando a quantidade de usinas com e sem reservatório era mais equilibrada: 53 usinas com reservatório e 54 do tipo fio d’água, distribuídas apenas entre os quatro REEs existentes na época (CCEE, 2001). Essa mudança na configuração do parque hidrelétrico brasileiro reflete uma evolução no papel dos reservatórios que passaram a ser estrategicamente utilizados para operar levando em conta o aproveitamento das usinas fio d’água em cascata, maximizando a produtividade do sistema (Tolmasquim, 2016).

Figura 8 – Quantidade de usinas com reservatório e fio d’água presentes em cada REE em 2025



Fonte: Adaptada de CCEE (2025)

Figura 9 – Quantidade de usinas com reservatório e fio d’água presentes em cada REE em 2001

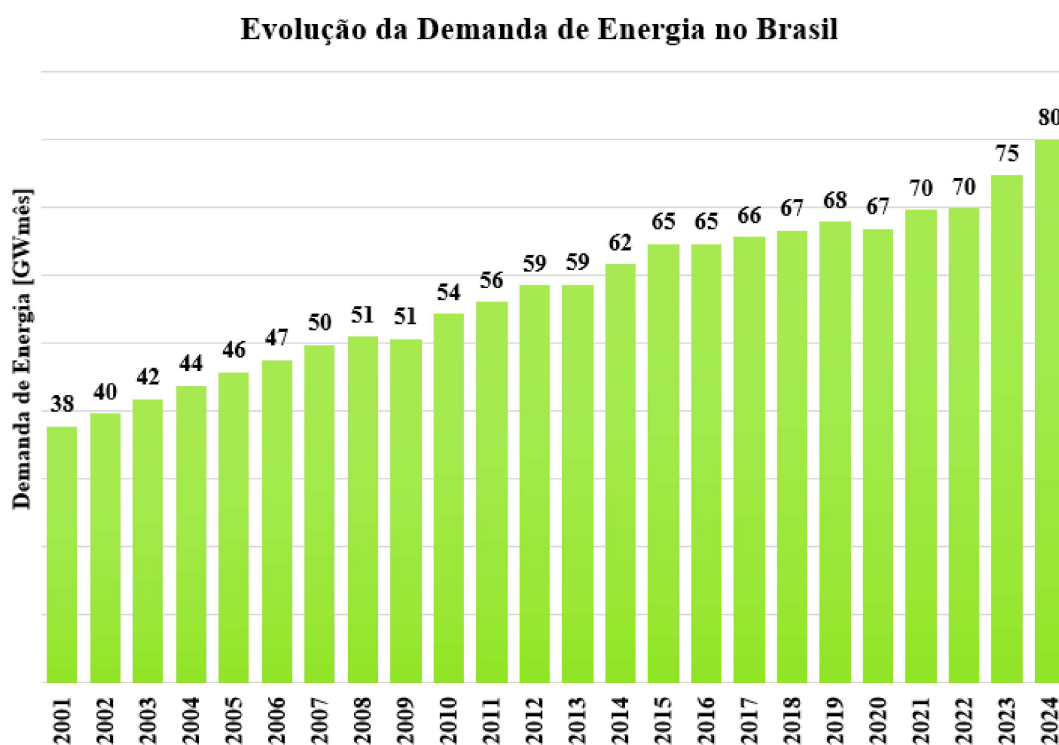


Fonte: Adaptada de CCEE (2001)

Outro fator que têm impactado o setor elétrico nos últimos anos é o crescimento da

demanda de energia. Esse aumento é atribuído a uma série de fatores, incluindo os recentes fenômenos de mudanças climáticas, com a ocorrência de ondas de calor e eventos extremos, além do crescimento econômico, que impulsionou o aumento do PIB e a resiliência do mercado de trabalho e da renda (EPE, 2024a). A Figura 10 ilustra essa tendência de crescimento desde 2001 até 2024, evidenciando a elevação contínua da carga de energia nesse período. Ainda, para o ciclo de 2025 a 2029, as projeções indicam um aumento médio anual de 3,5%, o que sugere que a tendência de crescimento da demanda de energia deve se manter nos próximos anos (EPE, 2024a).

Figura 10 – Evolução da demanda de energia nas últimas décadas

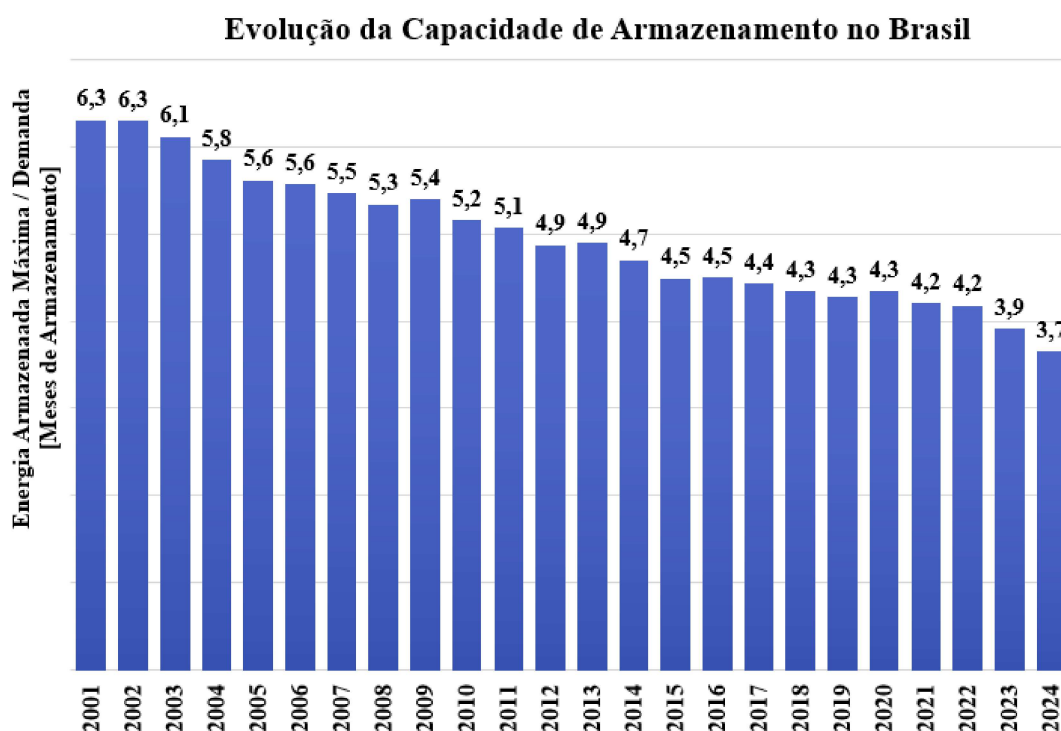


Fonte: Adaptada de ONS (2025a)

Associado ao crescimento da demanda de energia, há um cenário de redução de capacidade de armazenamento no Brasil, conforme ilustra a Figura 11. Essa diminuição ocorre porque a Energia Armazenável Máxima do sistema permaneceu praticamente constante nos últimos anos, devido à priorização da construção de usinas fio d'água, em função de entraves ambientais, como mencionado anteriormente. Como resultado, os reservatórios ganharam um novo papel na operação do sistema elétrico e a capacidade de armazenamento tem se tornado um importante parâmetro de segurança para o sistema. Percebe-se também que os reservatórios são uma alternativa estratégica para o estoque de energia, pois são essenciais na garantia de fornecimento em situações críticas (Tolmasquim, 2016).

Essa nova visão de utilização dos reservatórios foi reforçada com a crise hídrica de 2021, período no qual o país passou por uma severa escassez, tendo atingido os menores

Figura 11 – Evolução da capacidade de armazenamento dos reservatórios nas últimas décadas



Fonte: Adaptada de ONS (2019b) com dados de carga do ONS (2025a) e de Energia Armazenada Máxima de ONS (2025b)

níveis já registrados nos principais reservatórios do país (FGV, 2022). A crise foi tão severa que a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) declarou situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos na Região Hidrográfica do Paraná por meio da Resolução ANA nº 77 de 1º de junho de 2021 (ANA, 2021). Logo em seguida, em 28 de junho de 2021, a Medida Provisória nº 1.055 foi editada para instituir a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), com o objetivo de atuar na implementação de medidas emergenciais focadas na otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e no enfrentamento da escassez hídrica, de forma a garantir a segurança e a continuidade do suprimento de energia elétrica no país (Brasil, 2021). Após o término da crise, no final de 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou, em 2022, a Resolução nº 8 aprovando o plano para viabilizar a recuperação dos reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas, ao longo de até dez anos, denominado Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR) (CNPE, 2022). Dentre os mecanismos para reabastecer os reservatórios e mantê-los em níveis mais elevados considerados neste plano, destacam-se a adoção de curvas de armazenamento mais eficientes e a revisão dos modelos computacionais existentes, com o objetivo de considerar o novo papel dos grandes reservatórios no cenário atual (MME, 2022a).

Em vista de todos os fatores expostos, é notório que as mudanças na matriz elétrica brasileira trazem novos desafios para operar, regulamentar e planejar o sistema elétrico (EPE, 2018). Além disso, diante das incertezas associadas às mudanças climáticas tanto para a obtenção de recursos naturais quanto para a variação do consumo de energia, o estoque dos reservatórios se torna um importante fator para garantir a segurança energética do país (MME, 2024b) e a capacidade de armazenamento torna-se ainda mais crucial para acomodar as flutuações da oferta de energia proveniente das fontes renováveis e intermitentes (FGV, 2022). Portanto, é perceptível que os reservatórios de regularização plurianual precisam ser operados de forma a garantir o suprimento energético sem deplecioná-los significativamente. Para isso, é necessário rever os modelos computacionais presentes no planejamento energético do país a fim de considerar essa nova atuação dos reservatórios no cenário atual.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal avaliar uma nova abordagem para o planejamento hidrotérmico de médio prazo com o intuito de garantir a segurança operacional das usinas hidrelétricas com reservatório, considerando as variações sazonais nas bacias hidrográficas. Para isso, é apresentada uma metodologia de planejamento energético, alternativa ao modelo NEWAVE, que utiliza a Programação Quadrática em sua formulação e emprega Trajetórias de Referência ajustadas sazonalmente, conforme as estações do ano, visando manter os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas dentro de uma faixa operacional ideal. Ainda, é feita uma avaliação da aplicação de dois tipos de Trajetórias de Referência diferentes: uma com ênfase Energética, que prioriza a geração de energia, com níveis de armazenamento em torno de 50%, e outra com ênfase Socioambiental, que foca nos usos múltiplos da água, mantendo os reservatórios mais elevados, em torno de 70%. A partir disso, é realizada uma comparação entre a aplicação das duas trajetórias com os resultados obtidos pelo modelo atualmente utilizado no setor, o NEWAVE. Além disso, é feita uma análise para a aplicação de diferentes penalidades para a parcela quadrática da Função Objetivo do problema e é realizada uma comparação dos resultados obtidos para todas as séries históricas de vazões, a fim de verificar o comportamento da utilização da metodologia proposta em inúmeros cenários de vazões.

O trabalho aborda, também, um estudo para transferir as informações das Trajetórias de Referência para o modelo DECOMP, seguindo a cadeia de modelos utilizada atualmente no setor elétrico. Dessa maneira, foram consideradas duas abordagens: a primeira consiste na criação de cortes da Função de Custo Futuro com a inclusão dos Limites Inferiores das Trajetórias e a segunda consiste na utilização das Restrições Hidráulicas de Energia (RHE) do próprio modelo DECOMP, levando-se em conta os dados das trajetórias. Nesse sentido, a nova metodologia apresentada é capaz de substituir o modelo de médio

prazo, sem afetar os demais modelos da cadeia.

Para atingir os objetivos propostos, inicialmente, foi realizada uma revisão bibliográfica sobre os Mecanismos de Aversão a Risco para entender o modo como a segurança operacional dos reservatórios é/foi considerada nos modelos utilizados. Em seguida, é apresentada a metodologia proposta considerando as Trajetórias de Referência, a modelagem dos Reservatórios Equivalentes de Energia (REE) e o modelo de otimização para o despacho hidrotérmico utilizando a abordagem não linear. Finalmente, foi feita a implementação do modelo proposto e foram realizadas inúmeras simulações para avaliar a aplicabilidade das trajetórias no planejamento energético e compará-las com o modelo NEWAVE.

O propósito final deste trabalho consiste na avaliação e posterior comparação entre o NEWAVE e os resultados obtidos neste estudo por meio da aplicação da abordagem quadrática com a utilização das Trajetórias de Referência em um problema que envolve a operação de todos os subsistemas do SIN com todos os seus REEs e todas as suas Usinas Termelétricas (UTES). Além de todas as interligações entre eles, incluindo o Nó Fictício de Imperatriz.

1.4 PRODUÇÃO CIENTÍFICA RESULTANTE DESTA PESQUISA

Este trabalho possibilitou o desenvolvimento de uma nova abordagem para o planejamento da operação de médio prazo considerando a utilização da Programação Quadrática com o emprego das Trajetórias de Referência em sua modelagem. Desse modo, as simulações realizadas com a aplicação dessa nova metodologia se mostraram satisfatórias e levaram à publicação dos seguintes trabalhos:

- GAIO, L. M.; KLIGERMAN, A. S.; MARCATO, A. L. M.; CALABRO, L.; MORAES, R. A.; SANTOS, A. H. M.; MELLO, J. C. O. (2023). Uma nova visão da operação e formação de preços do SIN. **Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. São José dos Campos, Brasil. Anais do Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. Campinas: Galoá, 2023. v. 55.
- GAIO, L. M.; FURTADO, R. A. M.; OLIVEIRA, L. R. A.; MARCATO, A. L. M.; SILVA JUNIOR, I. C.; KLIGERMAN, A. S. (2024). Evaluation of Linear and Non-Linear Programming Strategies for Hydrothermal Planning Using Reference Curves. **59th International Universities Power Engineering Conference**. Cardiff University, Wales, UK.
- GAIO, L. M.; FURTADO, R. A. M.; OLIVEIRA, L. R. A.; MARCATO, A. L. M.; SILVA JUNIOR, I. C.; KLIGERMAN, A. S.; SANTOS, A. H. M.; MELLO, J. C. O. (2024). Uma Nova Abordagem para o Planejamento Hidrotérmico de Médio

Prazo utilizando Trajetórias de Referência e Programação Quadrática. **Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. Fortaleza, Brasil. Anais do Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. Campinas: Galoá, 2024. v. 56.

1.5 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O presente trabalho se estrutura da seguinte forma: o Capítulo 1 introduz o tema do Planejamento Energético no contexto brasileiro, explicando sua complexidade e descrevendo as características do Sistema Interligado Nacional (SIN) e dos modelos computacionais utilizados atualmente no setor. Além disso, são apresentadas as motivações que impulsionaram a realização do trabalho, bem como os principais problemas e desafios que fundamentaram a escolha do tema. Por fim, são definidos os objetivos deste estudo.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre os diferentes Mecanismos de Aversão a Risco utilizados atualmente no setor elétrico, abordando a cronologia das metodologias que surgiram desde os anos 2000 até os dias atuais para incorporar estes mecanismos em conjunto com a PDDE, sendo eles: a Curva de Aversão a Risco (CAR), a Superfície de Aversão a Risco (SAR), o Valor Condicionado a um dado Risco (CVaR), o Volume Mínimo Operativo (VminOp) e a Curva Referencial de Armazenamento (CREF).

O Capítulo 3 trata da modelagem matemática adotada. Explica a construção das Trajetórias de Referência Energéticas e Socioambientais, detalha a formulação matemática do problema de Planejamento da Operação com a utilização da Programação Quadrática e aborda o acoplamento via Função de Custo Futuro entre os modelos NEWAVE e DECOMP.

O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação dos dois tipos de Trajetórias de Referência considerados para o Sistema Interligado Nacional (SIN), abrangendo diferentes anos e horizontes de planejamento. Os resultados são comparados àqueles gerados pelo modelo NEWAVE, com o objetivo de avaliar a eficiência e a aplicabilidade da metodologia proposta no contexto do setor elétrico. Além disso, analisa-se o comportamento das Energias Armazenadas Finais (EAFs) em resposta à aplicação de diferentes penalidades associadas ao termo quadrático da Função Objetivo do problema. Também se avalia a robustez da metodologia frente a todas as séries históricas de vazões presentes no *deck* do NEWAVE utilizado neste trabalho. Por fim, este Capítulo apresenta os resultados do acoplamento da metodologia proposta com o modelo DECOMP, explorando duas estratégias distintas: a geração de cortes da Função de Custo Futuro e a utilização das Restrições Hidráulicas de Energia (RHE).

Por fim, o Capítulo 5 traz as considerações finais do trabalho desenvolvido e sugere possíveis avanços a serem estudados em trabalhos futuros acerca deste tema.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 MECANISMOS DE AVERSÃO A RISCO

Após o racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001, como mencionado na Seção 1.2, a adoção de critérios de segurança nos modelos computacionais se tornou uma preocupação prioritária (ONS, 2003), já que até aquele momento os modelos eram pautados apenas na minimização de custos e apresentavam uma neutralidade em relação ao risco (Kligerman et al., 2005), de forma que Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) aprovou em 24 de janeiro de 2002 a Resolução GCE nº 109 que, em seu Artigo 8º, estabelecia que o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Agência Nacional de Águas (ANA), em conjunto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), deveriam definir um mecanismo de representação da aversão a risco de racionamento para ser incorporado aos modelos computacionais de otimização eletroenergética (Brasil, 2002b). A partir disso, inúmeros mecanismos foram estudados ao longo dos anos, dentre eles a Curva de Aversão a Risco (CAR), a Superfície de Aversão a Risco (SAR), o Valor Condicionado a um dado Risco, do inglês *Conditional Value at Risk* (CVaR), o Volume Mínimo Operativo (VminOp) e a Curva Referencial de Armazenamento (CREF), que serão abordados nas subseções a seguir.

2.1.1 Curva de Aversão a Risco (CAR)

A Curva de Aversão a Risco (CAR) é uma representação bianual da evolução dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga ao longo de um determinado período. Dessa maneira, a CAR é formada pelos níveis mínimos de armazenamento dos reservatórios visando evitar deplecionamentos severos em condições hidrológicas críticas (ONS, 2009). A Curva de Aversão a Risco foi desenvolvida entre 2002 e 2003 e implementada em 2004 (ONS, 2004), possibilitando a segurança e a economicidade do sistema no planejamento de médio prazo por meio da antecipação de riscos de se atingir níveis de armazenamento inferiores à CAR (Kligerman et al., 2005).

Este mecanismo incorpora ao NEWAVE uma penalidade de referência que garante que os Valores da Água (VA) dos níveis de armazenamento inferiores à CAR sejam suficientes para promover o acionamento de todas as fontes de energia disponíveis (ONS, 2003). Dessa forma, foi elaborado o Método CAR, que apresenta, na sua função objetivo, um termo relativo à multiplicação da penalidade de violação da curva de aversão pela diferença entre o nível da CAR de cada subsistema e a energia armazenada final de cada estágio desse subsistema. Com isso, visa-se indicar o despacho dos recursos energéticos disponíveis de modo a evitar a violação da curva de aversão a risco e uma possível inversão do sentido do intercâmbio para o subsistema em situação crítica (ONS, 2004).

O Método CAR é composto por quatro etapas sucessivas:

- A primeira etapa utiliza o Método Colombiano que foi implementado na Colômbia e consistiu no ponto de partida para a incorporação da CAR no modelo NEWAVE. Neste método, em caso de violação do nível de armazenamento da CAR, o Valor da Água (VA) obtido por meio da Função de Custo Futuro (FCF) é afetado pela penalidade de referência de violação, equivalente ao custo do recurso mais caro. No entanto, foi avaliado que este método realiza cortes desnecessários de carga, uma vez que a suplementação era sempre do recurso mais caro do sistema, ou seja, ficava acima do custo de racionamento de energia (ONS, 2003; Kligerman et al., 2005);
- A segunda etapa, denominada de Método de Contabilidade Criativa, surgiu para corrigir o problema do aumento exagerado do Valor da Água e visa reduzir o custo do Valor da Água para valores mais coerentes com cada situação. Com isso, para a violação da CAR, define-se uma penalidade inferior à penalidade de referência e busca-se a resolução do problema novamente. Após a resolução, a penalidade final passa a ser a diferença entre a penalidade de referência e o Valor da Água original (ONS, 2004). Porém, essa etapa gera uma incoerência entre despacho e Valor da Água, já que o despacho é obtido com a primeira etapa do método e o Valor da Água com a segunda etapa (ONS, 2003; Kligerman et al., 2005);
- A terceira etapa, denominada Método Dual, tem como objetivo corrigir a incoerência obtida na etapa anterior. Para isso, é feito um ajuste das variáveis duais do problema em relação à operação resultante da etapa anterior. Em seguida, é resolvido um problema dual para obter valores da água compatíveis com as decisões operativas (ONS, 2004);
- Como apontam ONS (2003) e Kligerman et al. (2005), a quarta etapa é considerada posteriormente ao Método Dual, já que esta não altera o despacho já obtido na primeira etapa. Dessa forma, a ideia trazida na quarta etapa é a de substituir a terceira etapa por um processo iterativo na segunda etapa, de maneira que o despacho seja redefinido a cada alteração da penalidade. Assim, a cada iteração é obtido um resultado de nível de armazenamento final e uma nova penalidade. O processo é finalizado quando duas iterações seguidas resultam em níveis de armazenamento semelhantes e, portanto, obtém-se a penalidade ideal.

Francisco (2006) avalia que a forma como a CAR foi implementada no NEWAVE não representa uma solução matematicamente consistente, uma vez que o problema de otimização pode não convergir e, em alguns casos, acabam por gerar despachos térmicos sem necessidade. Dessa forma, foram estudadas cinco versões para adaptar a metodologia original, incluindo novos cortes na função de custo futuro com diferentes pesos e de

diferentes tipos (univariados ou multivariados), adicionados em diferentes momentos. Em todas as versões o objetivo principal consistiu em utilizar todos os recursos térmicos disponíveis em caso de não cumprimento do nível de armazenamento definido pela CAR e apenas uma versão não atingiu este objetivo.

Silva (2012) faz uma análise dos impactos da utilização das CAR no modelo de planejamento da operação energética de médio prazo, considerando as inúmeras variações de carga de energia e de afluições ao longo de vários períodos. Seja para um período de normalidade como para um período crítico, as CAR se mostraram eficientes e apresentaram o mesmo comportamento: a elevação de segurança no atendimento energético, reduzindo o valor esperado da energia não suprida do SIN e um aumento do custo total de operação do sistema. Nesse sentido, a aplicação das CAR revelou-se uma ferramenta eficiente para garantir a segurança do sistema, evidenciando que a busca por maior segurança está intrinsecamente associada a um aumento dos custos.

Maceira (2013) afirma que, ao longo do tempo, as CAR se mostraram incapazes de sinalizar adequadamente qual seria o despacho térmico mais seguro fazendo com que, posteriormente, o ONS passasse a poder despachar os recursos energéticos fora da ordem de mérito, seguindo a determinação da Resolução nº 8/2007 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE, 2007) e, depois, utilizasse o Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP) para definir os despachos térmicos adicionais por razão de segurança energética (ONS, 2010).

Posteriormente, surgiu a metodologia denominada Superfície de Aversão a Risco (SAR), que será apresentada na Subseção **2.1.2**, como um aprimoramento da CAR. Atualmente, o modelo NEWAVE apresenta a possibilidade de escolha entre a CAR e a SAR em sua resolução. Também, no caso da CAR, tem-se as modelagens com penalidade fixa ou com penalidade criativa e estas podem ser utilizadas tanto individualmente quanto em concomitância com o Valor Condicionado a um Dado Risco (CVaR), que será apresentado na Subseção **2.1.3**. Ainda, é possível considerar a utilização da CAR como Volume Mínimo Operativo (VminOp), que será apresentado na Subseção **2.1.4**, considerando o valor mais restritivo entre os dois mecanismos (CEPEL, 2023).

2.1.2 Superfície de Aversão a Risco (SAR)

Com a aplicação da Curva de Aversão a Risco (CAR) com a utilização do Método de Contabilidade Criativa no modelo NEWAVE a partir de 2004, percebeu-se que, com o passar do tempo, a CAR começou a se mostrar incapaz de sinalizar adequadamente o despacho térmico mais seguro. Neste contexto, novas metodologias começaram a ser estudadas como forma de aprimoramento da CAR e dentre elas surgiu a metodologia de Superfície de Aversão a Risco (SAR) (CEPEL, 2013). Esta metodologia foi inicialmente proposta pela PSR na apresentação intitulada "Possíveis Aperfeiçoamentos da Curva de

Aversão a Risco” no ONS, em março de 2008 (PSR, 2008; Maceira, 2013; CEPEL, 2016). Após esta apresentação, o CEPEL analisou a proposta e verificou possíveis melhorias e aprimoramentos para que sua aplicação fosse viável no modelo NEWAVE. Em maio do mesmo ano, o CEPEL apresentou para o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), um trabalho intitulado ”Análise de Proposta e Discussão de Alternativas para Implementação da SAR no NEWAVE”, que abordava o modo como a SAR poderia ser efetivamente implementada no modelo NEWAVE (CEPEL, 2008; Maceira, 2013; CEPEL, 2016).

A estratégia da utilização da SAR visa elevar a segurança do sistema e refleti-la no valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Por ser um mecanismo de aversão a risco mais aprimorado do que a CAR, a SAR considera a operação interligada dos subsistemas, além de estabelecer os níveis mínimos seguros das energias armazenadas dos subsistemas. Nesse sentido, a SAR é considerada uma extensão da CAR para um caso multivariado das restrições de armazenamento mínimo dos subsistemas (CEPEL, 2013).

No modelo NEWAVE, a aplicação da SAR se dá através da resolução de um subproblema determinístico de otimização, no qual o objetivo é fazer a verificação da possibilidade de atingimento do nível-meta de cada subsistema ao final de um determinado período. Desse modo, são feitas as construções das restrições da SAR para os estados que apresentem o nível-meta do subproblema determinístico violado. Ressalta-se que, em um mesmo estágio, há possibilidade de compartilhamento das restrições para todos os seus estados e cenários. Ainda, assim como ocorre no caso da CAR, penalidades são adicionadas na função objetivo, visando penalizar o custo total em caso de violação dos níveis estabelecidos pela SAR (CEPEL, 2013).

O subproblema apresenta duas versões distintas: a condicionada, na qual a dependência temporal é desconsiderada, e a não condicionada, na qual considera-se a dependência temporal e cujo subproblema é mais complexo. Em ambos os casos, a função objetivo do subproblema consiste na minimização da soma do montante de déficit de energia e de violações relativas ao não atendimento do nível-meta ao final do período estabelecido. Durante a resolução da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) no NEWAVE, é feito um processo iterativo com seus resultados e com os resultados obtidos pelas resoluções dos subproblemas da SAR, de forma a introduzir ao modelo as restrições de viabilidade da SAR, que visam elevar seus níveis de armazenamento. Esse processo se repete até que o valor da função objetivo seja nulo ou o número máximo de iterações seja atingido (CEPEL, 2016).

Apesar de ser um mecanismo mais aprimorado, a SAR apresentou o mesmo inconveniente encontrado na CAR acerca da penalidade original. Vale dizer que, dependendo das condições iniciais do problema, pode não ser possível atender às restrições da SAR em alguns subproblemas da PDDE, o que exigirá a inclusão de uma variável de folga nas

restrições que precisam ser penalizadas na função objetivo. Com isso, quando ocorrem casos de não atendimento às restrições de maneira consecutiva, acumula-se a penalidade e eleva-se de maneira excessiva os custos marginais de operação e os Valores da Água obtidos no problema, sendo necessária uma calibração da penalidade (CEPEL, 2016).

A partir desse momento, notou-se a necessidade de melhorar a metodologia da SAR, criando-se a "Nova SAR". Nesta nova proposta metodológica, a penalização das restrições da SAR ocorre apenas no período anterior ao nível-meta definido e, também, penaliza-se apenas a maior violação entre todos os períodos. Para isso, adicionam-se três novas restrições ao problema. A primeira é a obrigatoriedade da combinação de armazenamentos dos reservatórios ser maior do que um determinado requisito pré-estabelecido. Já a segunda e a terceira verificam e apontam a maior violação entre todos os períodos. Além disso, tem-se a inclusão de uma nova variável de estado no subproblema visando sinalizar aos períodos anteriores o quanto uma violação afetará o custo futuro (CEPEL, 2016).

Rodrigues (2016) apresenta um estudo para avaliar a possibilidade de se utilizar restrições probabilísticas para as SAR, de forma a propor uma abordagem menos restritiva do que a CAR e a SAR já utilizadas pelo modelo NEWAVE. O estudo considerou as restrições probabilísticas para a construção da SAR a partir de um segundo subproblema, denominado CCP-SAR, cuja representação é semelhante ao subproblema da SAR original, porém suas variáveis aleatórias são representadas por uma distribuição contínua e multivariada que envolvem todos os períodos de tempo e todos os Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs).

Diniz et al. (2020) propõem uma abordagem combinada da decomposição de Benders com a utilização do conceito da SAR. Neste caso, o problema é resolvido em dois níveis. O primeiro é a resolução da PDDE com a utilização de um critério de minimização do custo esperado e o segundo é a resolução de subproblemas de otimização determinística multiperíodo para cada nó da árvore de cenários, que são resolvidos para garantir um nível desejado de proteção contra um conjunto de cenários críticos considerados. Da mesma forma da metodologia "Nova SAR", o estudo propõe uma penalização diferente da SAR original para evitar a replicação dos valores de penalidade em caso de múltiplas violações, evitando, assim, a obtenção de custos marginais e valores da água altos e irreais. Ainda, a metodologia proposta apresenta uma flexibilidade de aplicações, podendo ser aplicada tanto para a utilização de cenários críticos históricos (estáticos) quanto para cenários críticos gerados por séries sintéticas de vazões (dinâmicos).

Como mencionado na subseção anterior e de acordo com o Manual do Usuário do Modelo NEWAVE (CEPEL, 2023), é possível escolher entre a implementação da CAR ou da SAR e ambas podem ser utilizadas juntamente com o Valor Condicionado a um Dado Risco (CVaR), que será apresentado na Subseção **2.1.3**.

2.1.3 Valor Condicionado a um Dado Risco (CVaR)

O Valor Condicionado a um Dado Risco, do inglês *Conditional Value at Risk* (CVaR), é um Mecanismo de Aversão a Risco que adiciona uma parcela relativa ao custo dos cenários hidrológicos mais caros na função objetivo (CEPEL, 2023). Dessa forma, além de minimizar o valor esperado do custo total de operação, considera-se, também, uma parcela referente ao custo dos cenários hidrológicos mais críticos aplicando a ela um peso λ , enquanto o valor esperado apresenta peso $1 - \lambda$. Estes cenários são identificados por meio de um parâmetro relacionado ao nível de proteção desejado e indicam a quantidade, em termos percentuais, de cenários que serão considerados na função objetivo, denominado parâmetro α . A calibração destes parâmetros é sensível e importante, sendo uma dificuldade apresentada na metodologia. Ao aplicar esta metodologia na PDDE, passa-se a construir cortes de Benders que consideram tanto o valor esperado quanto o CVaR. Com isso, tem-se que os valores da água a serem obtidos serão mais elevados quando se utiliza a abordagem com o CVaR frente àquela que não a utiliza (CEPEL, 2013).

Inicialmente foram propostos trabalhos que utilizaram variáveis artificiais na PDDE para a incorporação do CVaR. Shapiro e Tekaya (2011) fizeram uma análise comparativa da resolução da PDDE considerando a formulação sem nenhum risco e com a aplicação do mecanismo de aversão ao risco CVaR. Nesse trabalho, incluiu-se o mecanismo por meio de variáveis artificiais que, também, são adicionadas aos cortes de Benders. Já Philpott e Matos (2012) apresentaram um estudo da aplicação do CVaR no algoritmo da PDDE considerando a base de dados do sistema hidrotérmico da Nova Zelândia. Neste trabalho, introduziu-se, também, variáveis artificiais para a implementação do mecanismo de aversão ao risco e verificou-se que seria uma abordagem de simples implementação e promissora para, de fato, evitar possíveis riscos na operação, indicando a possibilidade da inclusão dessa abordagem em problemas de planejamento energético.

Diferentemente das abordagens mencionadas anteriormente, Diniz et al. (2012) estudaram a aplicação direta do CVaR na PDDE, eliminando a necessidade da utilização de variáveis artificiais no problema. Nessa mesma linha de estudo, tem-se os trabalhos de Shapiro et al. (2013) e Philpott et al. (2013) que estudaram a aplicação direta do CVaR na PDDE. No mesmo ano, Marcato et al. (2013) fizeram uma análise comparativa da aplicação do mecanismo CVaR nas metodologias Programação Dinâmica Estocástica (PDE) e na Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Neste estudo, verificou-se que a aplicação do mecanismo em ambas as metodologias é eficiente, mas elas apresentaram resultados distintos de aversão ao risco com diferentes comportamentos para elevação dos níveis dos reservatórios e economia de recursos hidráulicos. Ainda, notou-se que a PDDE é mais sensível aos parâmetros a serem definidos do CVaR.

Em agosto de 2013, a aplicação dessa metodologia no modelo NEWAVE foi aprovada pelo Despacho nº 2.978 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2013) e

adotaram-se, inicialmente, como parâmetros os valores $\alpha = 50\%$ para os cenários mais críticos e $\lambda = 25\%$ para o valor de ponderação do CVaR (Oliveira, 2020).

Dois anos após a introdução do mecanismo no modelo NEWAVE, Maceira et al. (2015) realizaram um estudo da aplicação prática do mecanismo de aversão ao risco CVaR na PDDE utilizando o sistema brasileiro como base de dados. Este estudo contemplou uma avaliação de custo-benefício de inúmeras combinações para os dois parâmetros a serem definidos no CVaR. A melhor combinação indicou α igual a 50% e o λ igual a 25%, comprovando que a combinação utilizada inicialmente no setor elétrico era a que apresentava o melhor custo-benefício.

Até meados de 2015, o CVaR respondeu adequadamente aos riscos apresentados no sistema, mesmo apresentando um período de baixas afliências nos subsistemas Sudeste e Nordeste. Porém, com a melhora das afliências para os meses seguintes, os parâmetros até então utilizados ($\alpha = 50\%$ e $\lambda = 25\%$) começaram a se tornar inadequados, uma vez que não correspondiam às percepções de risco do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Com isso, o CMSE indicou a necessidade de reavaliação dos parâmetros à Comissão Permanente para Análises de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) (Oliveira, 2020). Em outubro de 2016, foi realizada uma reunião da CPAMP juntamente com EPE, ANEEL, ONS, CCEE e CEPEL para discutir sobre os novos parâmetros a serem utilizados no mecanismo CVaR e definiu-se o par $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 40\%$ como sendo o mais adequado para o novo cenário brasileiro (CPAMP, 2016). A atualização foi de fato efetuada após a Portaria n° 41, de 7 de fevereiro de 2017, definir a atualização destes parâmetros do CVaR e considerar sua adoção imediata para o planejamento da expansão, enquanto que, para o planejamento da operação, foi adotado que seu início acontecesse a partir da primeira semana operativa de maio de 2017 (MME, 2017).

Em 2019 foi realizada uma Consulta Pública da CPAMP (CP/MME N° 74 de 26/06/2019), na qual foram consolidadas as propostas e a parametrização do CVaR para os anos seguintes, conforme havia sido discutida na reunião da CPAMP com os demais órgãos do setor elétrico (CPAMP, 2019a). No estudo apresentado, foi feita uma comparação para avaliar diversos pares de CVaR e foram considerados os seguintes (α, λ) : (50, 30), (50, 35), (50, 40), e (50, 45). Nesta avaliação, notou-se que o par (50, 35) se mostrou adequado (CPAMP, 2019b), de forma que, no ano seguinte, este foi oficialmente adotado pela Portaria n° 74, de 2 de março de 2020 (MME, 2020).

Em 2022 foi feita uma nova Consulta Pública da CPAMP (CP/MME N° 121 de 10/02/2022), na qual foi apresentada uma nova calibração para os parâmetros do CVaR. No Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP n° 01-2022, foi definido que o par indicado para o CVaR seria $\alpha = 25\%$ e $\lambda = 40\%$ (CPAMP, 2022b). Posteriormente, ainda no mesmo ano, foi definido que o novo par a ser adotado seria o $\alpha = 25\%$ e $\lambda = 35\%$.

(CPAMP, 2022a), sendo oficialmente considerado pela Portaria nº 43/GM/MME, de 27 de abril de 2022 (MME, 2022b).

Uma nova Consulta Pública da CPAMP foi realizada em 2024 (CP/MME Nº 162 de 23/04/2024) considerando uma nova parametrização do CVaR e, ainda, a implementação do Modelo NEWAVE Híbrido. No caso deste novo modelo, foi verificado que o par $\alpha = 15\%$ e $\lambda = 40\%$ do CVaR se mostrou mais eficiente, uma vez que alcançou maiores níveis de armazenamento frente aos demais pares estudados (CPAMP, 2024c). Dessa maneira, em julho de 2024, foi aprovado o novo par $\alpha = 15\%$ e $\lambda = 40\%$ para fins de planejamento da operação e formação de preço e o par $\alpha = 25\%$ e $\lambda = 35\%$ para os processos da EPE (CPAMP, 2024a; CPAMP, 2024b). Para o ano de 2026, foi definido na 308ª Reunião Extraordinária do CMSE manter os mesmos parâmetros de aversão a risco que foram adotados no ano de 2025. Esta decisão foi baseada na Nota Técnica conjunta do ONS, da CCEE e da EPE submetida à Consulta Pública nº 186/2025 do MME (CMSE, 2025).

Portanto, nota-se que esta metodologia é utilizada atualmente no setor, mas é sensível em relação aos parâmetros a serem utilizados, que devem ser revistos frequentemente para que se adéquem à realidade mais atual.

2.1.4 Volume Mínimo Operativo (VminOp)

O Volume Mínimo Operativo (VminOp) é um Mecanismo de Aversão a Risco que estabelece um volume mínimo para cada Reservatório Equivalente de Energia (REE). Caso o volume final entregue pelo modelo de otimização NEWAVE seja inferior ao VminOp, este é penalizado na função objetivo, visando evitar a violação desta restrição nas demais iterações da PDDE (CEPEL, 2023).

Em 2018 o CMSE orientou à CPAMP acerca da inclusão de mecanismos adicionais de segurança nos modelos de otimização utilizados no setor elétrico, focando nos armazenamentos dos reservatórios sem prejudicar ou retirar os mecanismos já implementados nos modelos. Neste sentido, o Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 06-2019 de 26 de junho de 2019 propôs a adoção de restrições de níveis mínimos para cada REE que são penalizadas na função objetivo em caso de violação. Dessa forma, a função objetivo do modelo NEWAVE consegue ter informações a respeito da elevação do valor da água a medida que os níveis de armazenamento se aproximam de níveis críticos. Inicialmente, foi proposto indicar os volumes mínimos operativos apenas para o mês de novembro, vislumbrando uma operação que atendesse o volume futuro desejado. Porém, em seguida, considerou-se a inclusão de um volume para cada mês de operação para todos os anos do horizonte de planejamento, devido ao fato do subsistema Sul não possuir um comportamento bem definido, impossibilitando estimar o mês de maior probabilidade de ocorrência de armazenamentos críticos (CPAMP, 2019c).

A elaboração do VminOp contempla a modelagem de um Volume Mínimo Operativo

Máximo (VminOp-max) que garanta que a máxima violação possa ocorrer no mês de penalização definido ou em qualquer um dos 11 meses que o antecedem. Entretanto, o custo da violação ocorrida só será contabilizado no mês de penalização definido (CPAMP, 2019c). Esta modelagem faz com que o efeito negativo da penalização seja considerado apenas uma vez e por meio do seu valor máximo, podendo aparecer tanto na função objetivo quanto pelo multiplicador na Função de Custo Futuro (CEPEL, 2023).

A aplicação da metodologia do VminOp no modelo NEWAVE foi considerada em conjunto com a CAR em 2006. Nesse caso, foram consideradas restrições de volume mínimo operativo relaxadas que permitiam uma penalização na função objetivo em caso de descumprimento da restrição. Ainda, foi considerada uma mesma penalidade tanto para a violação da CAR quanto para a violação do VminOp e estas poderiam ser penalizadas de forma alternada na função objetivo (CEPEL, 2006).

Após o fim da utilização da CAR no NEWAVE, o VminOp retornou ao modelo apenas quando a Nova SAR foi implementada, já que o volume mínimo operativo não foi considerado na metodologia SAR. Porém, na Nova SAR há possibilidade de inclusão de restrições considerando os níveis mínimos operativos individuais de cada REE. Caso isso ocorra, é necessário incluir variáveis de folga para sua violação, que são consideradas conjuntamente com a penalização das restrições SAR. Além disso, é possível incluir os VminOps apenas no primeiro estágio dos Programas Mensais da Operação (PMO) associados ao mês do nível-meta, ou seja, ao mês que se deseja aplicar o VminOp para os reservatórios. É também possível incluir os VminOps em todos os estágios associados ao mês do nível-meta em vários horizontes de estudo do NEWAVE (CEPEL, 2016). Com isso, a implementação do mecanismo VminOp ocorreu na versão 22.4 do modelo NEWAVE a partir de sua aplicação ao final do mês do nível-meta da SAR. Já a versão 22.5 contemplava a consideração da máxima penalização entre as restrições SAR e as restrições de VminOp (ONS/CCEE, 2016).

2.1.5 Curva Referencial de Armazenamento (CREF)

A Curva Referencial de Armazenamento (CREF) foi proposta pelo ONS em 2019 como uma medida de segurança complementar aos mecanismos de aversão a risco dos modelos de otimização. Esta medida visa garantir armazenamentos mínimos nos reservatórios das usinas hidrelétricas, objetivando manter estoques de água para o atendimento à carga e aos usos múltiplos da água. A criação dessa medida se deu no contexto da necessidade de haver métricas consistentes para definir os despachos de geração térmica fora da ordem de mérito, tanto para atender a carga de energia quanto para complementar a geração e possibilitar a recuperação dos níveis dos reservatórios. Com isso, as CREFs seriam uma forma de monitorar as condições de atendimento à demanda do sistema avaliando os níveis dos reservatórios e definindo a necessidade ou não desses despachos adicionais

(ONS, 2019a).

Na elaboração e definição das CREFs, o ONS focou nas avaliações de sensibilidades com relação aos critérios das escolhas dos cenários hidrológicos utilizados, buscando garantir uma metodologia robusta, previsível e reproduzível. Desse modo, o ONS apresentou duas alternativas para a definição das CREFs na Reunião Ordinária do CMSE de 4 de setembro de 2019 (CMSE, 2019). A primeira considerava a média das vazões históricas dos 5 anos anteriores, ou seja, de 2014 a 2018, e a segunda utilizava a envoltória superior das curvas das piores séries históricas de vazões pré-selecionadas. Em outubro do mesmo ano foi realizada uma reunião do grupo técnico e deliberou-se pela confecção de três famílias de curvas: curva anual definida pela média das vazões dos 5 anos mais críticos entre os 20 anos mais recentes, curva bianual definida pela média das vazões dos 5 anos mais críticos entre os 20 anos mais recentes e curva bianual definida pela média das vazões dos 5 anos mais críticos no primeiro ano e pela média das vazões dos 10 anos mais críticos no segundo ano. Ainda em outubro, foi definida que a segunda família de curvas seria a selecionada para ser trabalhada em sequência (ONS, 2019a).

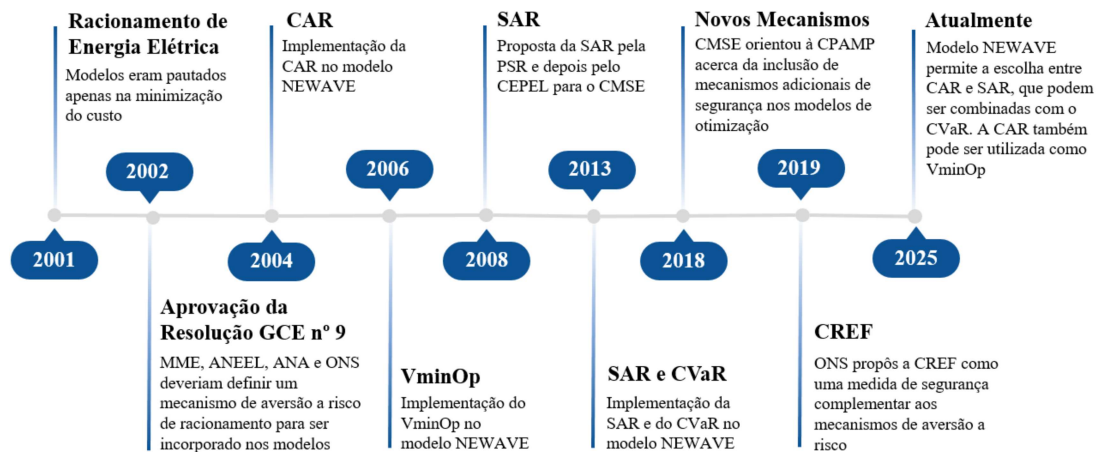
A metodologia utilizada para definir as CREFs baseia-se no pleno atendimento à demanda energética do SIN para um cenário hidrológico conservador e um montante de geração termelétrica previamente definido, de forma que as curvas ficam condicionadas a essas duas variáveis. Para obtê-las, utiliza-se o modelo DECOMP na sua modalidade "PL único" por meio de um processo recursivo: inicia-se pelo último mês do horizonte de estudo e avança-se mês a mês em ordem inversa, fazendo simulações no modelo com o objetivo de atingir um nível de armazenamento específico ao final de cada mês analisado. Durante o processo, variam-se os níveis de partida dos reservatórios visando obter aqueles que resultem no nível-meta desejado. Caso o nível de armazenamento atingido seja inferior ao nível-meta, incrementa-se o nível de partida e o processo é repetido até que o nível-meta seja atingido. Ao final do processo, obtém-se, então, os armazenamentos mínimos necessários para atender aos níveis-metas (ONS, 2021).

Inicialmente, foram consideradas a elaboração de CREFs apenas para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Posteriormente, foram consideradas, também, as curvas para os subsistemas Sul, Nordeste e Norte, além da construção de três curvas distintas, variando o despacho térmico considerado em cada uma delas (ONS, 2021). Além disso, as CREFs são revistas anualmente com o objetivo de aprimorar a capacidade de acompanhamento das condições de armazenamento do SIN e permitir uma detecção ágil de cenários que demandem adoção de medidas extraordinárias. Com isso, as CREFs para o ano de 2025 foram definidas e aprovadas em dezembro de 2024 pelo CMSE, mantendo a divisão em três faixas e a definição das CREFs para cada subsistema (MME, 2025).

2.2 CRONOLOGIA DOS MECANISMOS DE AVERSÃO A RISCO

A Figura 12 sintetiza a cronologia dos principais motivadores para a adoção dos Mecanismos de Aversão a Risco, descritos na Seção 2.1, bem como as etapas de implementação de cada um deles no modelo NEWAVE.

Figura 12 – Cronologia dos Mecanismos de Aversão a Risco implementados no modelo NEWAVE



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

3 METODOLOGIA PROPOSTA

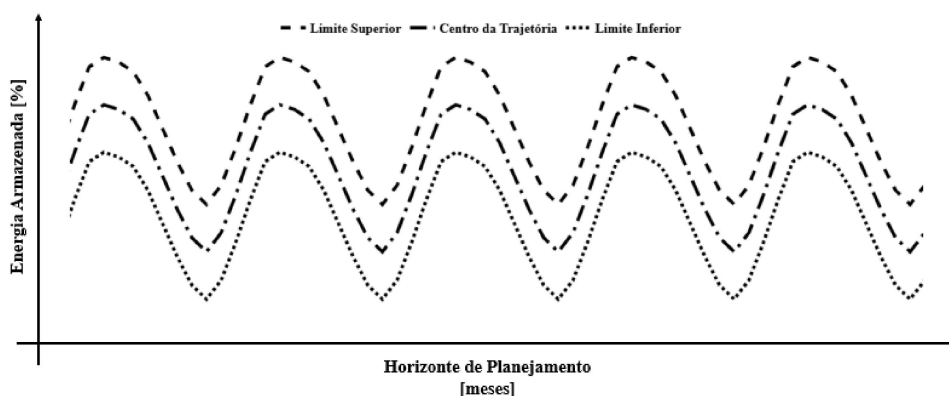
A metodologia proposta deste trabalho aborda a formulação matemática do problema de planejamento da operação de médio prazo tomando em conta a elaboração das Trajetórias de Referência, a modelagem dos Reservatórios Equivalentes de Energia, os cálculos das parábolas de correção de Energia Controlável e de obtenção de Energia de Vazão Mínima e o equacionamento do problema de otimização não linear. Além disso, são apresentadas duas formas de realizar o acoplamento da metodologia com o modelo DECOMP: a primeira, por via de uma construção de cortes lineares e a segunda, por via de Restrições Hidráulicas de Energia (RHE).

3.1 TRAJETÓRIAS DE REFERÊNCIA

Diante do cenário apresentado no Capítulo 1 e da necessidade de se ter Mecanismos de Aversão a Risco nos modelos computacionais para o planejamento da operação descrita no Capítulo 2, nota-se que os reservatórios passam a ter o papel de acomodar adequadamente as variações de carga, de geração eólica, de geração solar fotovoltaica, de suportar os períodos de baixas afluições e de cheias sem sobressaltos e de ter altura de queda suficiente para contribuir com o atendimento a toda curva de carga, incluindo a ponta do sistema. Para isso, os níveis de armazenamento precisam estar mais elevados de modo a atender mais facilmente a essas exigências. Neste contexto, percebe-se a necessidade de um modelo de planejamento da operação que seja capaz de se adaptar e absorver as mudanças dos cenários que vêm ocorrendo nos últimos anos. Assim, foram criadas as denominadas Trajetórias de Referência (TR).

Essas trajetórias são os principais insumos da metodologia que será apresentada nas próximas seções. Elas foram desenvolvidas no âmbito do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) intitulado "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN", fomentado pela Eletrobras/Furnas e vinculado à ANEEL (CT.PD-00394-2208/2022) por meio do seu Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI). A ideia proposta consiste em determinar as gerações térmicas e os intercâmbios de energia necessários para que os reservatórios se situem o mais próximo possível destas trajetórias considerando que estas apresentam as melhores previsões semanais de carga, de vazões, de geração eólica e de geração solar fotovoltaica que se possa ter. Um exemplo de trajetória a ser seguida por um Reservatório Equivalente de Energia (REE) pode ser visto na Figura 13. Em sua elaboração, considerou-se o Centro como a principal referência a ser seguida e os Limites Superior e Inferior, as margens capazes de absorver os erros de previsão e de manter a geração térmica da semana anterior, desde que os armazenamentos se mantenham dentro da faixa apenas com as trocas de energia entre os subsistemas.

Figura 13 – Exemplo de Trajetória de Referência a ser seguida por um REE



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Para avaliar a metodologia, foram propostas duas trajetórias distintas: uma com ênfase energética e a outra com ênfase socioambiental. No primeiro caso, o foco principal é a geração de energia, de forma que os níveis de armazenamento a serem atingidos fiquem em torno de 50%. Já no segundo caso, foca-se na operação que prioriza os usos múltiplos da água, conforme preconiza a Política Nacional de Recursos Hídricos instituída pela Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997 (Brasil, 1997a). Para isso, os níveis ficam em torno de 70% e busca-se atender os interesses das populações à jusante, que priorizam a regularização de vazões, e das populações à montante, que priorizam um deplecionamento dos reservatórios menos intenso, menos frequente e de menor duração.

As Trajetórias com Ênfase Energética foram elaboradas de acordo com a capacidade de regularização de cada REE. Desse modo, os REEs Paraná, Nordeste e Norte, por apresentarem uma elevada capacidade de regularização, tiveram as suas trajetórias essencialmente baseadas nas médias dos níveis atingidos dos últimos 24 anos do histórico de vazões (de 2000 a 2023), excluindo as situações extremas de armazenamento, ou seja, foram descartados os quatro valores mais altos e os quatro mais baixos para o cálculo da média mensal dos níveis historicamente atingidos para a definição das respectivas Trajetórias de Referência sazonalizadas. Os REEs Sul e Iguaçu estão localizados na Região Sul do país, enquanto o REE Paranapanema se estende pelas regiões Sul e Sudeste. Assim, estes reservatórios se situam em regiões com características hidrológicas particulares, marcadas pela ausência de um regime bem definido de cheias e secas, com chuvas que, quando ocorrem, são tipicamente torrenciais e provocam reenchimentos abruptos dos reservatórios em curtos intervalos de tempo. Além disso, estes REEs têm capacidade de regularização mediana e desempenham um papel estratégico como complemento energético para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste durante os períodos de estiagem. Para a definição das Trajetórias de Referência, analisou-se o comportamento histórico dos últimos 24 anos, observando-se que os reenchimentos atingem em média 35% da capacidade, o que fundamentou a adoção de trajetórias *flat*: 60% durante todo o ano para os REEs

Sul e Iguaçu e 70% no primeiro semestre seguido de 60% no segundo semestre para o REE Paranapanema. Já os REEs Sudeste, Itaipu, Madeira, Teles Pires, Belo Monte e Manaus-Amapá são constituídos de muitas usinas do tipo fio d'água, conforme apresentado na Figura 8. Dessa forma, por sua reduzida capacidade de regularização, não tiveram trajetórias específicas definidas, operando, portanto, em regime livre.

As Trajetórias com Ênfase Socioambiental foram elaboradas considerando os usos múltiplos da água e os dois interesses antagônicos: regularização da vazão e regularização do nível. Para que ambos os interesses fossem contemplados, determinou-se o Volume Útil Operacional Normal (VUN) para cada reservatório. Posteriormente, foram calculadas as vazões regularizadas (QR). Iniciou-se o estudo a partir da obtenção dos parâmetros dos reservatórios de cabeceira. Após esta etapa, foram feitos os cálculos das demais usinas da cascata de forma a levar os efeitos de regularização de montante para os reservatórios mais a jusante, até o último reservatório da cascata.

A definição do VUN foi executada por meio do método de *trade off*, no qual é possível atribuir pesos diferentes sobre os desvios médios quadráticos da vazão regularizada (Impacto na Jusante) e do nível do reservatório (Impacto na Montante). A metodologia considerou o Impacto na Montante (IM) como o impacto econômico e social causado na região à montante da usina e pode ser dividido em dois índices: o Índice de Atividade do Entorno (IAE), baseado nas populações e nas atividades econômicas das regiões lindeiras, e o Índice de Forma do Reservatório (IFR), baseado na capilaridade do reservatório na região. Como o IAE é um índice qualitativo, ele é subdividido em dois subíndices quantitativos: o Índice de Impacto Social (IIS), que estima a população afetada pelo reservatório, e o Índice de Impacto Econômico (IIE), que estima um PIB equivalente considerando o impacto do reservatório na região. Com isso, utilizou-se a lógica difusa (*fuzzy log*) para se calcular o IAE e obter um resultado quantitativo. Já o Impacto na Jusante (IJ) considera, também, dois parâmetros: a Produtibilidade Total do Reservatório (PTR), que é a soma de todas as produtibilidades específicas das usinas a jusante, incluindo a sua própria produtibilidade e indica a importância energética do reservatório na região, e o Fator de Sensibilidade do Reservatório (FSR), que avalia, como o próprio nome diz, a sensibilidade do reservatório em relação a seu volume e sua respectiva vazão incremental, de forma a captar a sua capacidade de regularizar as vazões afluentes que não foram regularizadas. Da mesma forma que se calculou o IAE, utilizou-se a lógica difusa (*fuzzy log*) para se obter os valores de Impacto na Montante e Impacto na Jusante. Finalmente, após a definição de todos os índices, passa a ser possível obter o VUN desejado. Após essa etapa, foram calculadas as vazões regularizadas de cada usina.

Até este momento, a metodologia para a determinação das Trajetórias de Referência concentrou-se nas dimensões geométricas dos reservatórios, tais como volumes e níveis. Porém, para que seja possível incluí-las nos modelos de otimização de planejamento energético, foi necessário realizar uma transformação dos volumes geométricos em volumes

energéticos, tais como armazenamentos e fluxos energéticos. Ainda, as trajetórias individuais de cada usina foram incorporadas em uma única a fim de se obter uma trajetória para cada REE.

Finalmente, para obter a faixa operativa desejada, determinou-se o limite operativo inferior selecionando-se uma série a cada quinquênio das séries anuais de cotas mais baixas. De maneira análoga, o limite operativo superior é obtido a partir da seleção das séries anuais de cotas mais altas. Com isso, tanto o limite inferior quanto o superior são efetivamente obtidos escolhendo a curva com o menor desvio quadrático em relação às demais. Por fim, o Centro da Trajetória é obtido, mês a mês, pela média das cotas entre seus limites inferior e superior.

Ambas as Trajetórias de Referência serão detalhadas no Capítulo 4, acompanhadas dos gráficos que ilustram suas características e diferenças, possibilitando uma análise visual e quantitativa das diferenças observadas.

3.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

O problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de médio prazo pode ser modelado através de um problema de otimização que busca minimizar os custos operacionais ao longo do horizonte de estudo. Essa otimização é obtida por meio do uso de estratégias adequadas para a operação conjunta de usinas hidrelétricas e termelétricas. Portanto, o principal desafio dessa operação consiste em definir uma estratégia que, em cada etapa do planejamento e com base no estado inicial do sistema, seja possível estabelecer metas de geração para cada usina e definir as trocas de energia entre subsistemas de forma que os custos operativos sejam os menores possíveis. Estes custos englobam despesas com combustíveis para termelétricas, aquisições de energia de sistemas vizinhos e custos associados a déficits quando a demanda não é totalmente atendida. Vale ressaltar que, inicialmente, a água não é tratada como um combustível com custo na geração de energia elétrica (Souza et al., 2014 *apud* Fortunato et al., 1990). Ainda, as fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar, são atualmente tratadas nos modelos de forma determinística, com suas projeções de geração sendo deduzidas do mercado bruto de energia (CEPEL, 2023).

O modelo de otimização para o planejamento da operação de médio prazo atualmente utilizado no setor elétrico, o NEWAVE, possibilita, na sua versão mais recente, representar as usinas hidrelétricas tanto de forma individualizada quanto de forma agregada via Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs), dependendo do horizonte a ser considerado no estudo (CEPEL, 2024c). Neste estudo, a modelagem do problema de otimização considera a representação das usinas hidrelétricas por meio de REEs e utiliza-se as parábolas de correção de Energia Controlável e obtenção de Energia de Vazão Mínima.

Além disso, o problema é modelado por métodos de otimização que visam à minimização dos custos operativos. Para tanto, considera-se uma função multiobjetivo representada como monoobjetivo, uma restrição de atendimento à demanda para cada subsistema, uma restrição de balanço hídrico para cada REE e uma restrição de canalização para cada variável de decisão do problema. Ressalta-se que, para a formulação matemática deste trabalho, não foram considerados os seguintes itens presentes no modelo NEWAVE (CEPEL, 2022):

- Correção da Energia Armazenada devido à Mudança de Configuração;
- Perdas na Energia Fio D'Água por Limitação de Engolimento Máximo;
- Produtibilidade Variável;
- Energia Evaporada;
- Parábola de Geração Hidráulica Máxima;
- Energia das Usinas Submotorizadas;
- Energia de Enchimento de Volume Morto;
- Energia Armazenável Máxima por Restrição de Volume de Espera;
- Energia Armazenável Mínima por Restrição de Operação;
- Desvio de Água a Montante de Usinas Hidrelétricas;
- Fator de Perdas:
 - Perdas na Transmissão entre Subsistemas;
 - Perdas na Geração Hidrotérmica.

3.2.1 Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs)

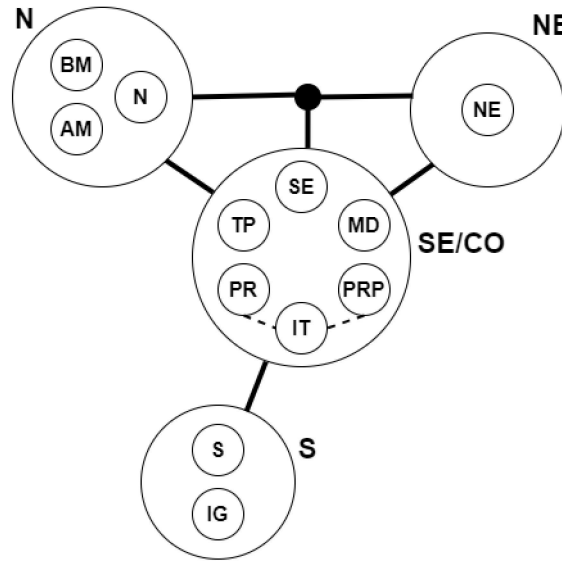
Como mencionado anteriormente, a representação adotada neste trabalho para a modelagem do problema considera a representação das usinas hidrelétricas por meio de REEs e, com isso, serão apresentados os cálculos dos principais parâmetros considerados dos sistemas equivalentes, assim como expresso no "Módulo de Cálculo do Sistema Equivalente" do Manual de Referência do Modelo NEWAVE (CEPEL, 2022). A Figura 14 ilustra a representação dos doze REEs em seus respectivos subsistemas, sendo eles:

- Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO): Sudeste (SE), Itaipu (IT), Madeira (MD), Teles Pires (TP), Paraná (PR) e Paranapanema (PRP);
- Subsistema Sul (S): Sul (S) e Iguaçu (IG);

- Subsistema Nordeste (NE): Nordeste (NE);
- Subsistema Norte (N): Norte (N), Belo Monte (BM) e Manaus-Amapá (AM).

Além disso, o Nó Fictício de Imperatriz é representado pelo círculo preto, as linhas pretas são os intercâmbios energéticos e as linhas pontilhadas são os acoplamentos hidráulicos presentes no sistema.

Figura 14 – Representação dos Reservatórios Equivalentes de Energia em seus respectivos subsistemas



Fonte: Adaptada de CEPEL (2023)

3.2.1.1 Energia Armazenável Máxima (EARMAX)

De acordo com o CEPEL (2022), a Energia Armazenável Máxima (EARMAX) reflete a capacidade total de armazenamento do conjunto de reservatórios de um REE e é calculada com base na quantidade de energia que seria gerada caso os reservatórios fossem totalmente deplecionados.

Matematicamente, assim como mostra a Equação (3.1), a EARMAX é obtida por meio da soma dos produtos dos volumes úteis de cada reservatório por suas produtibilidades médias equivalentes e das produtibilidades de todas as usinas localizadas a jusante, já que a água utilizada para gerar energia em uma usina será aproveitada pelas demais usinas ao longo do rio, aumentando a geração de energia ao longo do sistema.

$$EARMAX_i = \sum_{r \in R_i} \left[\frac{1}{2,6352} \cdot V_{util_r} \cdot \sum_{j \in J_r} \rho_{equiv_j} \right] \quad (3.1)$$

Onde:

$EARMAX_i$	Energia Armazenável Máxima do REE i , em $[MWmês]$;
$\frac{1}{2,6352}$	Constante de conversão do volume útil em $hm^3/mês$ para m^3/s considerando, em média, 30,5 dias em cada mês;
V_{util_r}	Volume útil da usina com reservatório r , em $[hm^3]$;
ρ_{equiv_j}	Produtibilidade equivalente da usina j , em $[\frac{MWmês}{m^3/s}]$;
R_i	Conjunto de usinas com reservatório do REE i ;
J_r	Conjunto de usinas a jusante da usina com reservatório r incluindo ela mesma.

3.2.1.2 Energia Natural Afluente (ENA)

A Energia Natural Afluente (ENA) corresponde à energia que seria gerada se toda a afluência natural fosse turbinada, ou seja, considera-se que os níveis dos reservatórios são constantes e turбина-se toda a vazão natural afluente de cada usina (CEPEL, 2024a). Numericamente, a ENA de um reservatório específico é calculada somando os produtos entre a produtibilidade associada a uma altura de 65% e a vazão natural afluente de cada usina, assim como expressa a Equação (3.2).

$$EN A_{i,t} = \sum_{r \in R_i} \rho_{65\%_u} \cdot Q N_{u,t} \quad (3.2)$$

Onde:

$EN A_{i,t}$	Energia Natural Afluente do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$\rho_{65\%_u}$	Produtibilidade associada à altura de queda de 65% da usina hidrelétrica u , em $[\frac{MWmês}{m^3/s}]$;
$Q N_{u,t}$	Vazão natural afluente da usina hidrelétrica u no estágio t , em $[m^3/s]$;
R_i	Conjunto de usinas com reservatório do REE i .

Diferentemente da Equação (3.2) que considera a vazão total que chega às usinas, também pode-se obter a energia natural afluente pelas vazões incrementais, já que é esta vazão que efetivamente chega às usinas. Dessa forma, a Equação (3.3) expressa o cálculo da ENA por meio do produto entre a vazão incremental e a produtibilidade associada à altura de queda de 65% (CEPEL, 2024a).

$$EN A_{i,t} = \sum_{r \in R_i} Q I_{r,t} \cdot \left(\sum_{j \in J_r} \rho_{65\%_j} \right) \quad (3.3)$$

Onde:

$ENA_{i,t}$	Energia Natural Afluente do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$QI_{r,t}$	Vazão incremental da usina com reservatório r no estágio t , em $[m^3/s]$;
$\rho_{65\%_j}$	Produtibilidade associada à altura de queda de 65% da usina j , em $[\frac{MWmês}{m^3/s}]$;
R_i	Conjunto de usinas com reservatório do REE i ;
J_r	Conjunto de usinas a jusante da usina com reservatório r incluindo ela mesma.

Ainda, a Equação (3.4) mostra que é possível dividir a ENA em duas parcelas: a Energia Controlável (EC), que corresponde à parcela de energia obtida pelas usinas com reservatórios, e a Energia Fio D'Água (EFIO), associada à parcela de energia das usinas que operam a fio d'água. Isto é feito porque as usinas com reservatórios e as usinas fio d'água seguem políticas operacionais distintas, já que apenas as primeiras têm a capacidade de armazenar água.

$$ENA_{i,t} = EC_{i,t} + EFIO_{i,t} \quad (3.4)$$

$ENA_{i,t}$	Energia Natural Afluente do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$EC_{i,t}$	Energia Controlável do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$EFIO_{i,t}$	Energia Fio D'Água do REE i no estágio t , em $[MWmês]$.

3.2.1.3 Energia Controlável (EC)

Assim como apresentado na Subseção 3.2.1.2, a Energia Controlável (EC) pode ser obtida para cada mês tanto por meio da vazão natural afluente quanto pela vazão incremental (CEPEL, 2022).

Primeiramente, a Equação (3.5) expressa o cálculo considerando a vazão natural afluente, no qual a soma da afluência natural de cada usina com reservatório é multiplicada pelo somatório de sua própria produtibilidade, associada a uma altura de 65%, e das produtibilidades das usinas a fio d'água localizadas a jusante, até a usina seguinte com reservatório da cascata (exclusive).

$$EC_{i,t} = \sum_{r \in R_i} QN_{r,t} \cdot \left(\sum_{j \in J_r} \rho_{65\%_j} \right) \quad (3.5)$$

Onde:

$EC_{i,t}$	Energia Controlável do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$QN_{r,t}$	Vazão natural afluente da usina com reservatório r no estágio t , em $[m^3/s]$;

$\rho_{65\%j}$	Produtibilidade associada à altura de queda de 65% da usina j , em $[\frac{MWmês}{m^3/s}]$;
R_i	Conjunto de usinas com reservatório do REE i ;
J_r	Conjunto de usinas a jusante da usina com reservatório r incluindo ela mesma até a usina seguinte com reservatório (exclusive).

Além disso, a Equação (3.6) apresenta o cálculo da EC sendo a soma das vazões incrementais entre os reservatórios multiplicada pelo somatório de suas respectivas produtibilidades associadas a uma altura de 65% juntamente com as produtibilidades de todas as usinas localizadas a jusante.

$$EC_{i,t} = \sum_{r \in R_i} QI_{r,m,t} \cdot \left(\sum_{j \in J_r} \rho_{65\%j} \right) \quad (3.6)$$

Onde:

$EC_{i,t}$	Energia Controlável do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$QI_{r,m,t}$	Vazão incremental entre a usina com reservatório r e a(s) usina(s) com reservatório a sua montante m no estágio t , em $[m^3/s]$;
$\rho_{65\%j}$	Produtibilidade associada à altura de queda de 65% da usina j , em $[\frac{MWmês}{m^3/s}]$;
R_i	Conjunto de usinas com reservatório do REE i ;
J_r	Conjunto de usinas a jusante da usina com reservatório r incluindo ela mesma.

3.2.1.4 Energia Fio D'Água (EFIO)

Segundo CEPEL (2022), a Energia Fio D'Água (EFIO) está relacionada às afluências incrementais nas usinas a fio d'água, já que essas usinas não são capazes de armazenar água. Assim, pode-se calcular essa energia a partir da soma das vazões incrementais das usinas a fio d'água multiplicadas pelo somatório das produtibilidades associadas a uma altura de queda de 65% das usinas a jusante até a primeira usina com reservatório (exclusive). A Equação (3.7) demonstra este cálculo.

$$EFIO_{i,t} = \sum_{f \in F_i} QI_{f,t} \cdot \left(\sum_{j \in J_f} \rho_{65\%j} \right) \quad (3.7)$$

Onde:

$EFIO_{i,t}$	Energia Fio D'Água do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$QI_{f,t}$	Vazão incremental da usina a fio d'água f no estágio t , em $[m^3/s]$;

$\rho_{65\%_j}$	Produtibilidade associada à altura de queda de 65% da usina j , em $[\frac{MWmês}{m^3/s}]$;
F_i	Conjunto de usinas fio d'água do REE i ;
J_f	Conjunto de usinas a jusante da usina a fio d'água f incluindo ela mesma até a usina seguinte com reservatório (exclusive).

3.2.2 Parábolas de Correção de Energia Controlável

De acordo com CEPEL (2022), a modelagem do modelo NEWAVE considera a elaboração de parábolas que corrigem o valor da Energia Controlável (EC) de acordo com a variação dos níveis de armazenamento obtidos durante a simulação da operação. Isto é feito devido ao fato da EC ser determinada considerando os níveis dos reservatórios fixados em um armazenamento equivalente a 65% do volume útil, assim como foi apresentado nas Equações (3.5) e (3.6). Essa correção é fundamental, pois altera a disponibilidade total de energia no sistema, já que reservatórios com níveis mais altos aumentam sua produção, enquanto níveis mais baixos resultam em menor produção (Suanno et al., 1995). Assim, para capturar essas variações, torna-se necessário modelar a EC em função das mudanças da Energia Armazenada em um REE, utilizando parábolas de correção.

Considerando a existência de uma relação constante entre a Energia Armazenada e a Energia Controlável de cada REE, resultante da proporcionalidade das afluições naturais históricas de cada usina, é possível calcular três fatores de correção diretamente relacionados às alturas de queda equivalentes mínima (0% do volume útil), média (50% do volume útil) e máxima (100% do volume útil) obtidas diretamente das curvas de cota-volume de cada um dos reservatórios do sistema. Para determinar esses fatores de correção, somam-se as ECs associadas às diversas sequências hidrológicas do histórico, levando em consideração as produtibilidades correspondentes a esses níveis. Este somatório é, então, dividido pelo somatório das ECs calculadas com as produtibilidades médias equivalente. As Equações (3.8), (3.9) e (3.10) apresentam os cálculos dos fatores de correção mínimo, médio e máximo, respectivamente.

$$f_{c_{min_{i,t}}} = \frac{\sum_{s=1}^{N_{SH}} \sum_{r=1}^{R_i} Q_{r,s_t} \left(\rho_r H_{min_r} + \sum_{f \in F_r} \rho_f h_f \right)}{\sum_{s=1}^{N_{SH}} \sum_{r=1}^{R_i} Q_{r,s_t} \left(\rho_r H_{equiv_r} + \sum_{f \in F_r} \rho_f h_f \right)} \quad (3.8)$$

$$f_{c_{med_{i,t}}} = \frac{\sum_{s=1}^{N_{SH}} \sum_{r=1}^{R_i} Q_{r,s_t} \left(\rho_r H_{med_r} + \sum_{f \in F_r} \rho_f h_f \right)}{\sum_{s=1}^{N_{SH}} \sum_{r=1}^{R_i} Q_{r,s_t} \left(\rho_r H_{equiv_r} + \sum_{f \in F_r} \rho_f h_f \right)} \quad (3.9)$$

$$fc_{max_{i,t}} = \frac{\sum_{s=1}^{N_{SH}} \sum_{r=1}^{R_i} Q_{r,s_t} \left(\rho_r H_{max_r} + \sum_{f \in F_r} \rho_f h_f \right)}{\sum_{s=1}^{N_{SH}} \sum_{r=1}^{R_i} Q_{r,s_t} \left(\rho_r H_{equiv_r} + \sum_{f \in F_r} \rho_f h_f \right)} \quad (3.10)$$

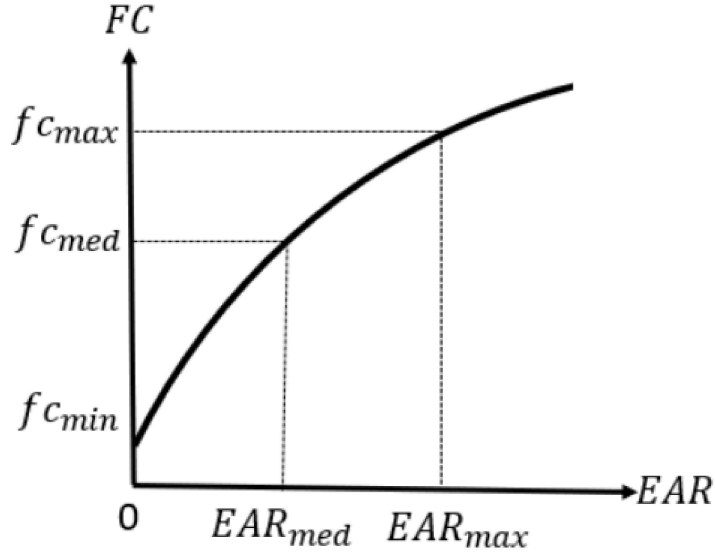
Onde:

- $fc_{min_{i,t}}$ Fator de correção associado à Energia Armazenada Mínima do REE i no estágio t ;
- $fc_{med_{i,t}}$ Fator de correção associado à Energia Armazenada Média (50% da Energia Armazenada Máxima) do REE i no estágio t ;
- $fc_{max_{i,t}}$ Fator de correção associado à Energia Armazenada Máxima do REE i no estágio t ;
- Q_{r,s_t} Vazão natural afluyente da usina com reservatório r considerando a série histórica s do mês t , em $[m^3/s]$;
- ρ_r Produtibilidade específica da usina com reservatório r , em $[\frac{MW \cdot \text{mês}}{(m^3/s) \cdot m}]$;
- H_{min_r} Altura de queda associada ao nível mínimo de armazenamento da usina com reservatório r , em $[m]$;
- H_{med_r} Altura de queda associada à metade do volume útil da usina com reservatório r , em $[m]$;
- H_{max_r} Altura de queda associada ao nível máximo de armazenamento da usina com reservatório r , em $[m]$;
- H_{equiv_r} Altura de queda equivalente da usina com reservatório r , em $[m]$;
- F_r Conjunto de usinas fio d'água a jusante da usina com reservatório r incluindo ela mesma até a usina seguinte com reservatório (exclusive);
- ρ_f Produtibilidade específica da usina fio d'água f , em $[\frac{MW \cdot \text{mês}}{(m^3/s) \cdot m}]$;
- h_f Altura de queda líquida da usina fio d'água f , em $[m]$;
- N_{SH} Número de séries hidrológicas;
- R_i Conjunto de usinas com reservatório do REE i .

Posteriormente, os fatores de correção de Energia Controlável são associados diretamente às Energias Armazenadas Mínima, Média e Máxima do seu respectivo REE em determinado mês, resultando nos seguintes pares coordenados: $(EAR_{min_i}, fc_{min_{i,t}})$;

$(EAR_{med_i}, fc_{med_{i,t}}); (EAR_{max_i}, fc_{max_{i,t}})$. A partir de uma interpolação quadrática entre esses três pontos, pode-se estabelecer uma função do segundo grau que represente o fator de correção para qualquer valor de Energia Armazenada, assim como ilustra a Figura 15.

Figura 15 – Parábola de Correção da Energia Controlável



Fonte: Adaptada de CEPEL (2022)

Finalmente, a Energia Controlável corrigida pode ser obtida multiplicando o seu valor original pelo fator de correção correspondente à Energia Armazenada dos respectivos REE e mês operativo. Este cálculo pode ser visto na Equação (3.11).

$$EC'_{i,t} = EC_{i,t} \cdot fc(EAR_{i,t}) \quad (3.11)$$

Onde:

$EC'_{i,t}$ Energia Controlável corrigida do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;

$EC_{i,t}$ Energia Controlável do REE i no estágio t antes da correção, calculada através da altura equivalente, em $[MWmês]$;

$fc(EAR_{i,t})$ Fator de correção da Energia Controlável obtido consultando a parábola para a Energia Armazenada $EAR_{i,t}$ do REE i no estágio t , em $[MWmês]$.

3.2.3 Parábolas de Obtenção de Energia de Vazão Mínima

A Energia de Vazão Mínima (EVM) é um parâmetro incorporado no problema para assegurar a manutenção da vazão mínima obrigatória nos leitos dos rios. Segundo Conceição et al. (2012) e Duarte (2002), essa medida é essencial para atender a diversas necessidades tais como navegação, abastecimento de água, irrigação, atividades de lazer e controle da

poluição. A consideração da EVM é fundamental para garantir a sustentabilidade dos ecossistemas aquáticos e a qualidade da água, além de promover o uso responsável dos recursos hídricos, como previsto na Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997 que trata da Política Nacional de Recursos Hídricos (Brasil, 1997b).

Diferentemente da EC, a EVM não depende da série hidrológica da bacia hidrográfica de cada usina. A dependência desse parâmetro é relativa apenas à configuração do seu respectivo REE (CEPEL, 2022). As Equações (3.12), (3.13) e (3.14) apresentam o cálculo da relação entre as vazões mínimas obrigatórias de cada usina hidrelétrica com reservatório e as suas produtibilidades associadas às alturas de queda mínima, média e máxima, respectivamente. Adicionalmente, essas equações consideram o somatório das produtibilidades de todas as usinas fio d'água situadas entre a usina com reservatório e a usina seguinte com reservatório a jusante, multiplicadas por suas respectivas alturas de queda líquida.

$$EVM_{min_i} = \sum_{r=1}^{R_i} Q_{min_r} \left(\rho_r H_{min_r} + \sum_{f \in F_r} \rho_f h_f \right) \quad (3.12)$$

$$EVM_{med_i} = \sum_{r=1}^{R_i} Q_{min_r} \left(\rho_r H_{med_r} + \sum_{f \in F_r} \rho_f h_f \right) \quad (3.13)$$

$$EVM_{max_i} = \sum_{r=1}^{R_i} Q_{min_r} \left(\rho_r H_{max_r} + \sum_{f \in F_r} \rho_f h_f \right) \quad (3.14)$$

Onde:

EVM_{min_i} Energia de Vazão Mínima associada ao armazenamento mínimo do REE i , em $[MWmês]$;

EVM_{med_i} Energia de Vazão Mínima associada ao armazenamento de 50% do volume útil do REE i , em $[MWmês]$;

EVM_{max_i} Energia de Vazão Mínima associada ao armazenamento máximo do REE i , em $[MWmês]$;

Q_{min_r} Vazão mínima obrigatória da usina com reservatório r , em $[m^3/s]$;

ρ_r Produtibilidade específica da usina com reservatório r , em $[\frac{MWmês}{(m^3/s) \cdot m}]$;

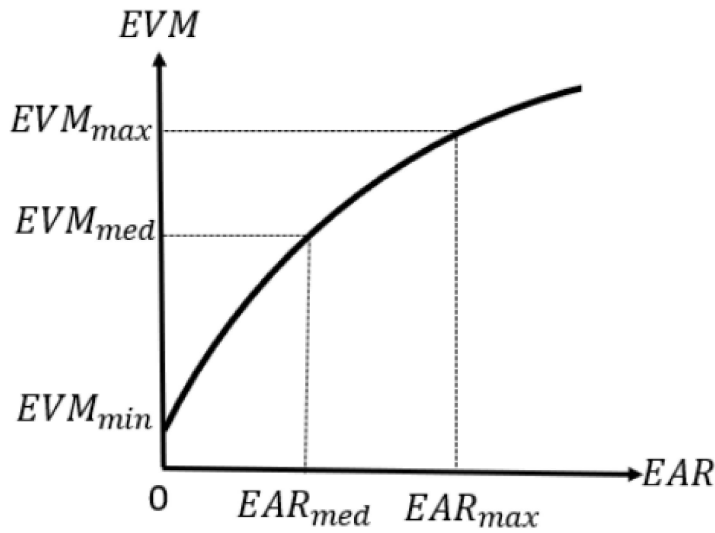
H_{min_r} Altura de queda associada ao nível mínimo de armazenamento da usina com reservatório r , em $[m]$;

H_{med_r} Altura de queda associada à metade do volume útil da usina com reservatório r , em $[m]$;

H_{max_r}	Altura de queda associada ao nível máximo de armazenamento da usina com reservatório r , em $[m]$;
ρ_f	Produtibilidade específica da usina fio d'água f , em $[\frac{MW \cdot m\hat{s}}{(m^3/s) \cdot m}]$;
h_f	Altura de queda líquida da usina fio d'água f , em $[m]$;
F_r	Conjunto de usinas fio d'água a jusante da usina com reservatório r incluindo ela mesma até a usina seguinte com reservatório (exclusive);
R_i	Conjunto de usinas com reservatório do REE i .

Assim como realizado no cálculo da correção da EC, as Energias de Vazão Mínima podem ser associadas diretamente às Energias Armazenadas Mínima, Média e Máxima do seu respectivo REE, resultando nos seguintes pares coordenados: $(EAR_{min_i}, EVM_{min_i})$, $(EAR_{med_i}, EVM_{med_i})$ e $(EAR_{max_i}, EVM_{max_i})$. Em seguida, aplica-se a interpolação quadrática para estabelecer uma função de segundo grau que relacione o valor de EVM para qualquer nível de Energia Armazenada EAR que um REE possa atingir ao longo da resolução do problema de despacho hidrotérmico. Então, a parábola de obtenção da Energia de Vazão Mínima é definida, conforme ilustrado na Figura 16.

Figura 16 – Parábola de Obtenção da Energia de Vazão Mínima



Fonte: Adaptada de CEPEL (2022)

Por fim, Equação (3.15) expressa a obtenção do valor da EVM de acordo com a Energia Armazenada de um determinado mês para cada REE.

$$EVM'_i = EVM(EAR_{i,t}) \quad (3.15)$$

Onde:

EVM'_i	Energia de Vazão Mínima obtida por meio da parábola de obtenção de EVM do REE i , em $[MWmês]$;
$EVM(EAR_{i,t})$	Energia de Vazão Mínima utilizada para consultar a parábola de obtenção de EVM para a Energia Armazenada $EAR_{i,t}$ do REE i no estágio t , em $[MWmês]$.

3.2.4 Função Objetivo

A Função Objetivo (FOB) do problema de planejamento da operação de médio prazo abordado neste trabalho visa minimizar os custos de operação do sistema e, também, obter o mínimo desvio entre a Energia Armazenada Final e o centro da faixa preferencial de cada REE. Neste sentido, percebe-se que a FOB é caracterizada como multiobjetivo, já que apresenta dois objetivos conflitantes no problema (Coello, 2006), porém esta é tratada como monoobjetivo, uma vez que todas as parcelas são consideradas custos e apresentam as mesmas unidades (R\$).

A Equação (3.16) apresenta a formulação da FOB do problema proposto, na qual tem-se as parcelas para minimizar o custo de geração térmica e o custo de déficit de energia. Ainda, foram adicionadas as parcelas para a energia vertida, o intercâmbio energético e a variável de excesso visando utilizá-las apenas quando é realmente necessário. Por último, tem-se a parcela quadrática que utiliza o Método dos Mínimos Quadrados¹ para minimizar a distância entre o Centro da Trajetória de Referência e a Energia Armazenada Final de cada REE (Almeida, 2015).

$$\begin{aligned}
 Min \sum_{t=1}^{N_{EST}} \sum_{k=1}^{N_{SIS}} & \left[732 \cdot \left(\sum_{j \in N_{UTE_k}} CO_j \cdot gt_{j,t} \right) + 732 \cdot (CDEF \cdot def_{k,t}) + 732 \cdot (CEXC \cdot exc_{k,t}) \right. \\
 & + 732 \cdot \left(\sum_{i \in N_{REE_k}} CVERT \cdot evert_{i,t} \right) + 732 \cdot \left(\sum_{k \in \Omega_l} CINTER \cdot (inter_{k,l,t} - inter_{l,k,t}) \right) \\
 & \left. + 732 \cdot \left(\sum_{i \in N_{REE_k}} PEN_{i,t} \cdot (eaf_{i,t} - CTR_{i,t})^2 \right) \right]
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

Onde:

<i>Cte 732</i>	Corresponde ao número de horas médio em um mês considerando 30,5 dias. Esta constante transforma os custos das variáveis de decisão em $[R\$/MWh]$ para $[R\$/MWmês]$;
----------------	---

¹ O Método dos Mínimos Quadrados é uma técnica que busca encontrar a melhor solução aproximada para um sistema de equações lineares indeterminado, minimizando a soma dos quadrados dos erros (Farias et al., 2020).

CO_j	Custo de operação da usina térmica j , em $[R\$/MWh]$;
$gt_{j,t}$	Geração da usina térmica j no estágio t , em $[MWmês]$;
$CDEF$	Custo de déficit de energia, em $[R\$/MWh]$;
$def_{k,t}$	Déficit de energia no subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$;
$CVERT$	Penalização para a energia vertida, em $[R\$/MWh]$;
$evert_{i,t}$	Energia vertida do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$CINTER$	Penalização para a variável de intercâmbio energético, em $[R\$/MWh]$;
$inter_{k,l,t}$	Intercâmbio energético (importação) do subsistema k para o subsistema l no estágio t , em $[MWmês]$;
$inter_{l,k,t}$	Intercâmbio energético (exportação) do subsistema l para o subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$;
$CEXC$	Penalização para a variável de excesso, em $[R\$/MWh]$;
$exc_{k,t}$	Variável de excesso de energia no subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$;
$PEN_{i,t}$	Penalidade para o mínimo desvio quadrático entre a Energia Armazenada Final e o Centro da Trajetória de Referência do REE i no estágio t , em $[R\$/MWmês^2]$;
$ef_{i,t}$	Energia Armazenada Final do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$CTR_{i,t}$	Centro da Trajetória de Referência do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
N_{EST}	Número de estágios;
N_{REE_k}	Número de REEs do subsistema k ;
N_{SIS}	Número de subsistemas;
N_{UTE_k}	Número de usinas termelétricas do subsistema k ;
Ω_l	Conjunto de subsistemas diretamente conectados ao subsistema l .

Para as penalidades aplicadas na FOB, foram definidas constantes arbitrárias de 10.000,00 R\$/MWh para as energias vertidas, 20.000,00 R\$/MWh para as variáveis de excesso e 0,10 R\$/MWh para os intercâmbios energéticos. É importante observar que as variáveis de excesso desempenham o papel de garantir a viabilidade do problema de despacho hidrotérmico em cada mês, representando o excedente de energia após o atendimento das demandas. Com isso, a penalização dessas variáveis precisa ser elevada

para que estas sejam utilizadas apenas em períodos com sobra estrutural de energia. No que se refere à penalidade aplicada à parcela quadrática, a Equação (3.17) define o cálculo utilizado na calibração do termo quadrático da FOB, estabelecendo a relação entre o limite do Custo Variável Unitário (CVU) desejado e a Diferença Limite entre a Energia Armazenada Final e o Centro da Trajetória de Referência desejada. Esta relação é um dado de entrada do problema e será denominada "Penalidade Equivalente (PEN_{equiv})".

$$PEN_{equiv} = \frac{CVU_{LIM}}{DIF_{LIM}} \quad (3.17)$$

Onde:

PEN_{equiv}	Penalidade Equivalente referente à razão entre o Custo Variável Unitário Limite (CVU_{LIM}) e a Diferença Limite entre a Energia Armazenada Final e o Centro da Trajetória de Referência (DIF_{LIM}), em [$R\$/MWh$];
CVU_{LIM}	Custo Variável Unitário Limite que representa o custo da usina térmica a ser acionada a partir da diferença entre a Energia Armazenada Final e o Centro da Trajetória de Referência (DIF_{LIM}), em [$R\$/MWh$];
DIF_{LIM}	Diferença Limite entre a Energia Armazenada Final e o Centro da Trajetória de Referência, em [pu].

3.2.5 Restrição de Atendimento à Demanda

As restrições de igualdade de atendimento à demanda têm como objetivo igualar as gerações de energia elétrica e os intercâmbios energéticos à demanda líquida de energia a ser atendida por cada subsistema. Dessa forma, a Equação (3.18) expressa esta restrição para cada subsistema k e para cada estágio t . Ressalta-se que a demanda líquida é obtida ao descontar as gerações não simuladas (eólicas, solares, pequenas centrais hidrelétricas, pequenas centrais térmicas e outras) da carga bruta do subsistema (CEPEL, 2023).

$$\begin{aligned} \sum_{i \in N_{REE_k}} (ghidr_{i,t}) + \sum_{j \in N_{UTE_k}} (gt_{j,t}) + def_{k,t} - exc_{k,t} + \sum_{k \in \Omega_l} (inter_{k,l,t} - inter_{l,k,t}) = \\ = DEMLIQ_{k,t} - \sum_{i \in N_{REE_k}} EFIO_{i,t} - \sum_{i \in N_{REE_k}} EVM_{i,t} \end{aligned} \quad (3.18)$$

Onde:

$ghidr_{i,t}$	Geração hidráulica do REE i no estágio t , em [$MWmês$];
$gt_{j,t}$	Geração da usina térmica j no estágio t , em [$MWmês$];
$def_{k,t}$	Déficit de energia no subsistema k no estágio t , em [$MWmês$];

$exc_{k,t}$	Variável de excesso de energia no subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$;
$inter_{k,l,t}$	Intercâmbio energético (importação) do subsistema k para o subsistema l no estágio t , em $[MWmês]$;
$inter_{l,k,t}$	Intercâmbio energético (exportação) do subsistema l para o subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$;
$DEMLIQ_{k,t}$	Demanda líquida a ser atendida no subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$;
$EFIO_{i,t}$	Energia fio d'água do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$EVM_{i,t}$	Energia de Vazão Mínima do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
N_{REE_k}	Número de REEs do subsistema k ;
N_{UTE_k}	Número de usinas termelétricas do subsistema k ;
Ω_l	Conjunto de subsistemas diretamente conectados ao subsistema l .

3.2.6 Restrição de Balanço Hídrico

As restrições de igualdade de balanço hídrico visam equilibrar toda a energia afluyente, defluyente e armazenada de cada REE. Em outras palavras, toda a energia que entra no REE é igual a toda a energia que sai ou é armazenada neste mesmo REE. Desse modo, tem-se uma equação para cada REE. As Equações (3.19) e (3.20) apresentam a restrição utilizada para o primeiro estágio, do qual se tem conhecimento dos níveis dos reservatórios, e para os demais estágios, nos quais os níveis dos reservatórios são aqueles obtidos ao longo da resolução dos problemas de otimização, respectivamente.

– Caso $t = 1$:

$$eaf_{i,1} = EAI_i + fc(EAI_i) \cdot EC_{i,1} - ghidr_{i,1} - evert_{i,1} - EVM_{i,1} \quad (3.19)$$

– Caso $t > 1$:

$$eaf_{i,t} = eaf_{i,t-1} + fc(eaf_{i,t-1}) \cdot EC_{i,t} - ghidr_{i,t} - evert_{i,t} - EVM_{i,t} \quad (3.20)$$

Onde:

$eaf_{i,t}$	Energia Armazenada Final do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$eaf_{i,t-1}$	Energia Armazenada Final do REE i no estágio $t - 1$, em $[MWmês]$;
$fc(eaf_{i,t-1})$	Fator de correção para a Energia Controlável considerando a Energia Armazenada Final do REE i no estágio $t - 1$;

EAI_i	Energia Armazenada Inicial do REE i , em $[MWmês]$;
$fc(EAI_i)$	Fator de correção para a Energia Controlável considerando a Energia Armazenada Inicial do REE i no estágio 1;
$EC_{i,t}$	Energia Controlável do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$ghidr_{i,t}$	Geração hidráulica do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$evert_{i,t}$	Energia vertida do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$EV M_{i,t}$	Energia de Vazão Mínima do REE i no estágio t , em $[MWmês]$.

3.2.7 Restrições de Canalização

As restrições de canalização em um problema de otimização definem os limites superiores e inferiores das variáveis de decisão. No contexto do problema de despacho hidrotérmico de médio prazo, essas restrições impõem limites à Energia Armazenada, à Geração Hidráulica, à Energia Vertida, à Geração Térmica, ao Déficit de Energia, à Variável de Excesso e aos Intercâmbios Energéticos, conforme detalhado nas Equações (3.21) a (3.28).

- Energia Armazenada:

$$EARMIN_i \leq eaf_{i,t} \leq EARMAX_i \quad (3.21)$$

Onde:

$EARMIN_i$	Energia Armazenável Mínima do REE i , em $[MWmês]$;
$eaf_{i,t}$	Energia Armazenada Final do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$EARMAX_i$	Energia Armazenável Máxima do REE i , em $[MWmês]$.

- Geração Hidráulica:

$$0 \leq ghidr_{i,t} \leq (PNOM_i - EFIO_{i,t} - EV M_{i,t}) \quad (3.22)$$

Onde:

$ghidr_{i,t}$	Geração hidráulica do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$PNOM_i$	Potência nominal do REE i , em $[MWmês]$;
$EFIO_{i,t}$	Energia Fio D'Água do REE i no estágio t , em $[MWmês]$;
$EV M_{i,t}$	Energia de Vazão Mínima do REE i no estágio t , em $[MWmês]$.

- Energia Vertida:

$$0 \leq evert_{t,i} \leq \infty \quad (3.23)$$

Onde:

$evert_{i,t}$ Energia vertida do REE i no estágio t , em $[MWmês]$.

- Geração Térmica:

$$0 \leq gt_{j,t} \leq GTMAX_j \quad (3.24)$$

Onde:

$gt_{j,t}$ Geração da usina térmica j no estágio t , em $[MWmês]$;

$GTMAX_j$ Geração máxima da usina térmica j , em $[MWmês]$.

- Déficit de Energia:

$$0 \leq def_{k,t} < \infty \quad (3.25)$$

Onde:

$def_{k,t}$ Déficit de energia no subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$.

- Variável de Excesso:

$$0 \leq exc_{k,t} < \infty \quad (3.26)$$

Onde:

$exc_{k,t}$ Variável de excesso de energia no subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$.

- Intercâmbio de Energia:

$$0 \leq inter_{k,l,t} \leq INTERMAX_{k,l} \quad (3.27)$$

$$0 \leq inter_{l,k,t} \leq INTERMAX_{l,k} \quad (3.28)$$

Onde:

$inter_{k,l,t}$ Intercâmbio energético (importação) do subsistema k para o subsistema l no estágio t , em $[MWmês]$;

$INTERMAX_{k,l}$	Limite máximo de intercâmbio energético do subsistema k para o subsistema l , em $[MWmês]$;
$inter_{l,k,t}$	Intercâmbio energético (exportação) do subsistema l para o subsistema k no estágio t , em $[MWmês]$;
$INTERMAX_{l,k}$	Limite máximo de intercâmbio energético do subsistema l para o subsistema k , em $[MWmês]$.

3.2.8 Acoplamento Hidráulico

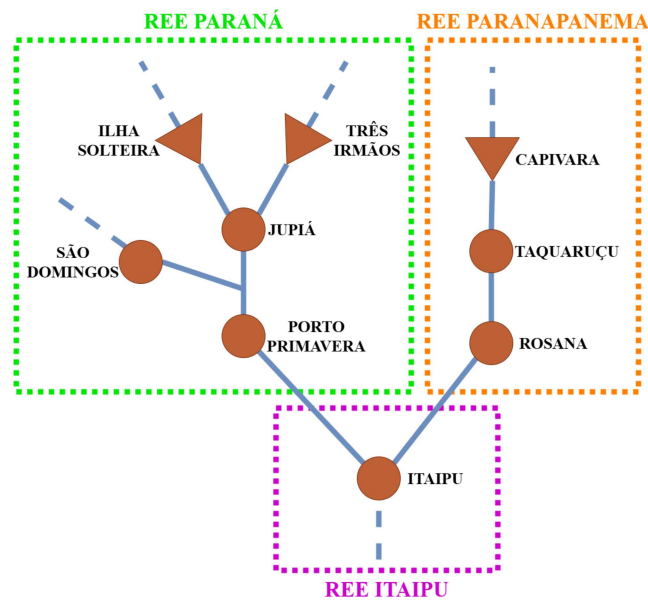
Inicialmente, a modelagem do problema de planejamento de médio prazo considerou sistemas equivalentes de energia que não apresentavam acoplamentos hidráulicos entre os subsistemas (Terry et al., 1980; Maceira e Suanno, 1999). Porém, de acordo com Mércio (2000), a modelagem de sistemas equivalentes com acoplamento hidráulico seria vantajosa e possibilitaria:

- Representar bacias pertencentes a um mesmo sistema com regimes hidrológicos diferentes, separando-as em sistemas distintos;
- Representar usinas ou agrupamentos de usinas dentro de um mesmo sistema que apresentam restrições elétricas significativas, alocando-as em sistemas separados;
- Representar o acoplamento hidráulico existente em rios onde as usinas pertencem a diferentes sistemas.

Ainda, em sistemas hidráulicamente acoplados, há uma interdependência entre suas operações, uma vez que a decisão operacional tomada em um deles pode impactar a operação dos demais. Isso ocorre porque a energia liberada por um sistema pode atender à sua própria demanda ou ser transferida como energia afluenta para os sistemas a jusante (Mércio, 2000; Marcato, 2002).

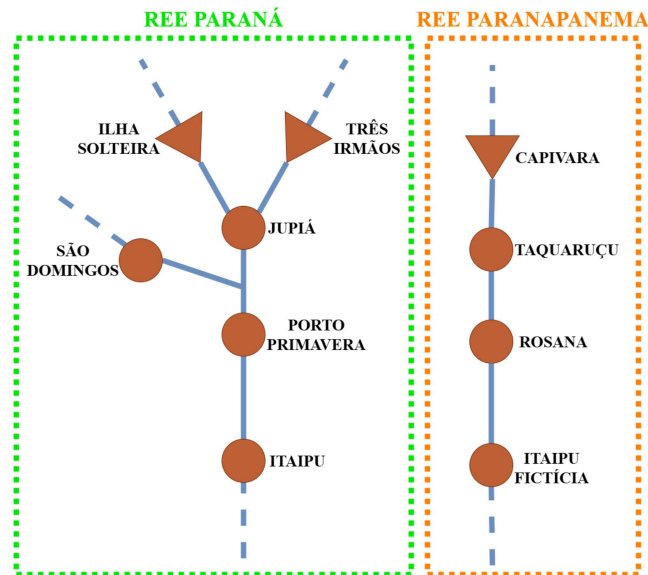
Na presente formulação, foi considerado o acoplamento hidráulico existente entre os REEs Itaipu, Paraná e Paranapanema. Isso foi feito devido ao fato do REE Itaipu apresentar apenas a Usina Hidrelétrica de Itaipu e tanto o REE Paraná quanto o Paranapanema desagüarem nesta usina, assim como mostra a Figura 17. Dessa forma, considerou-se o acoplamento hidráulico através da inclusão de uma UHE Itaipu Fictícia no REE Paranapanema e alocou-se a UHE Itaipu no REE Paraná, assim como apresenta a Figura 18. Para isso, foram feitas modificações nos arquivos "CONFHD.DAT" e "HIDR.DAT" e desconsiderou-se o REE Itaipu na formulação.

Figura 17 – Diagrama esquemático de algumas usinas dos Reservatórios Equivalentes de Energia Paraná, Paranapanema e Itaipu



Fonte: Adaptada de ONS (2024a)

Figura 18 – Diagrama esquemático de algumas usinas dos Reservatórios Equivalentes de Energia Paraná, Paranapanema e Itaipu após as modificações realizadas



Fonte: Adaptada de ONS (2024a)

Além disso, para evitar a duplicação da potência nominal atribuída à Usina Hidrelétrica de Itaipu no modelo, foi incorporada uma restrição adicional ao problema de otimização que limita a geração hidráulica dos REEs Paraná e Paranapanema. A Equação (3.29) expressa essa limitação: subtrai-se a potência nominal de Itaipu, uma vez que essa potência, inicialmente, é duplicada a partir da criação da usina fictícia mencionada.

$$ghidr_{P,t} + ghydr_{PNP,t} \leq PNOM_P + PNOM_{PNP} - PNOM_{ITAIPU} - EFIO_{P,t} - EFIO_{PNP,t} - EVM_{P,t} - EVM_{PNP,t} \quad (3.29)$$

Onde:

$ghidr_{P,t}$	Geração hidráulica do REE Paraná no estágio t , em $[MWmês]$;
$ghidr_{PNP,t}$	Geração hidráulica do REE Paranapanema no estágio t , em $[MWmês]$;
$PNOM_P$	Potência nominal do REE Paraná, em $[MWmês]$;
$PNOM_{PNP}$	Potência nominal do REE Paranapanema, em $[MWmês]$;
$PNOM_{ITAIPU}$	Potência nominal do REE Itaipu, em $[MWmês]$;
$EFIO_{P,t}$	Energia Fio D'Água do REE Paraná no estágio t , em $[MWmês]$;
$EFIO_{PNP,t}$	Energia Fio D'Água do REE Paranapanema no estágio t , em $[MWmês]$;
$EVM_{P,t}$	Energia de Vazão Mínima do REE Paraná no estágio t , em $[MWmês]$;
EVM_{PNP}	Energia de Vazão Mínima do REE Paranapanema no estágio t , em $[MWmês]$.

3.3 ACOPLAMENTO COM O MODELO DECOMP

Como mencionado nos Capítulos 1 e 2, os modelos de otimização (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) utilizados no setor elétrico são interligados entre si por meio da Função de Custo Futuro (FCF) que é construída através da inserção iterativa dos cortes de Benders. Estes cortes são estimados durante o processo de resolução do problema de otimização e são associados a cada estágio de planejamento (mensal ou semanal). O acoplamento entre os modelos ocorre a partir da leitura da FCF obtida pelo modelo anterior da cadeia no final do horizonte de estudo do modelo utilizado. Por exemplo, o DECOMP acopla-se ao NEWAVE no final do horizonte de planejamento através da leitura da FCF construída pelo NEWAVE (CEPEL, 2025b). Da mesma maneira ocorre o acoplamento entre DECOMP e DESSEM (CEPEL, 2025a). A partir dessa abordagem dos cortes, é possível transferir as informações dos custos futuros entre os modelos, visando minimizar os custos operacionais e atender aos critérios de aversão a risco, de forma que as decisões operacionais fiquem alinhadas entre os modelos e otimizadas tanto no curtíssimo quanto no curto e no médio prazos.

Para que seja possível a inclusão das Trajetórias de Referência (TR) de cada Reservatório Equivalente de Energia (REE) no planejamento de médio prazo, é necessário

substituir o modelo atualmente utilizado no setor (NEWAVE) pelo modelo proposto nesse trabalho. Desse modo, é essencial que o novo modelo seja capaz de gerar as FCF com as informações das trajetórias para transferi-las ao modelo DECOMP. Na prática, a conexão entre esses dois modelos ocorre por meio dos arquivos binários CORTES.DAT e CORTESH.DAT, os quais são gerados pelo NEWAVE e lidos pelo DECOMP. Com isso, há uma forma padrão utilizada em ambos os modelos que deve ser seguida para que o acoplamento seja possível. A Equação (3.30) apresenta essa forma padrão em que os cortes são lidos (CEPEL, 2009).

$$\alpha_t \geq \sum_{i \in \Omega_k} \left[\pi_{v_i} EAR_i + \sum_{j=1}^{p_i} \pi_{A_{i,j}} EA_{i,t-j+1} + \sum_{k=1}^{NPMC} \left(\sum_{l=1}^{LAG} \pi_{GNL_{i,k,l}} SGT_{i,k,l} \right) \right] + RHS \quad (3.30)$$

Onde:

α_t	Variável escalar que representa o valor esperado do custo futuro associado a decisão tomada no instante t , em $[R\$]$;
Ω_k	Conjunto de usinas hidrelétricas pertencentes ao subsistema k ;
π_{v_i}	Derivada da Função Objetivo em relação a Energia Armazenada do REE i , em $[R\$/MWmês]$;
EAR_i	Energia Armazenada do REE i , em $[MWmês]$;
$\pi_{A_{i,j}}$	Derivada da Função Objetivo em relação a Energia Afluente no REE i no cenário j , em $[R\$/MWmês]$;
EA_i	Energia Afluente no REE i , em $[MWmês]$;
$NPMC$	Número de patamares de carga;
$\pi_{GNL_{i,k,l}}$	Derivada da Função Objetivo em relação as reservas de GNL, em $[R\$/MWmês]$;
SGT	Soma das gerações das usinas térmicas a GNL, em $[MWmês]$;
LAG	Horizonte máximo de decisão de despacho das usinas térmicas a GNL;
RHS	Termo independente da equação (<i>Right Hand Side</i>), em $[R\$]$.

Nesse sentido, este trabalho contemplou dois estudos para transferir as informações das trajetórias ao modelo DECOMP: o primeiro consiste na criação de cortes lineares definidos por uma região trapezoidal e o segundo se baseia na utilização das restrições RHE do próprio modelo DECOMP, que serão apresentados nas Subseções **3.3.1** e **3.3.2**, respectivamente. Ainda, ressalta-se que foi considerada uma simplificação da Equação (3.30), levando em conta apenas as parcelas da Energia Armazenada (EAR) e do termo independente da equação (RHS), mas mantendo a estrutura padrão da equação.

3.3.1 Cortes Lineares

Inicialmente, foi feito um estudo para verificar como os cortes poderiam ser criados de forma a garantir que o DECOMP os conseguisse ler corretamente e para incluir a faixa operativa preferencial nos resultados do modelo. Para isso, foi proposta a Equação (3.31), que delimita a Energia Armazenada Final de cada REE em valores próximos a ela mesma, visando manter os reservatórios nos mesmos níveis. Neste caso, ressalta-se que as Energias Armazenadas Mínimas e Máximas se diferem daquelas mencionadas anteriormente, já que as expostas nesta Seção indicam valores limites desejados de armazenamento, enquanto as apresentadas na Seção 3.2 expressam os níveis máximos e mínimos dos reservatórios.

$$EAR_{inicial_i}^{min} \leq EAR_i \leq EAR_{inicial_i}^{max} \quad (3.31)$$

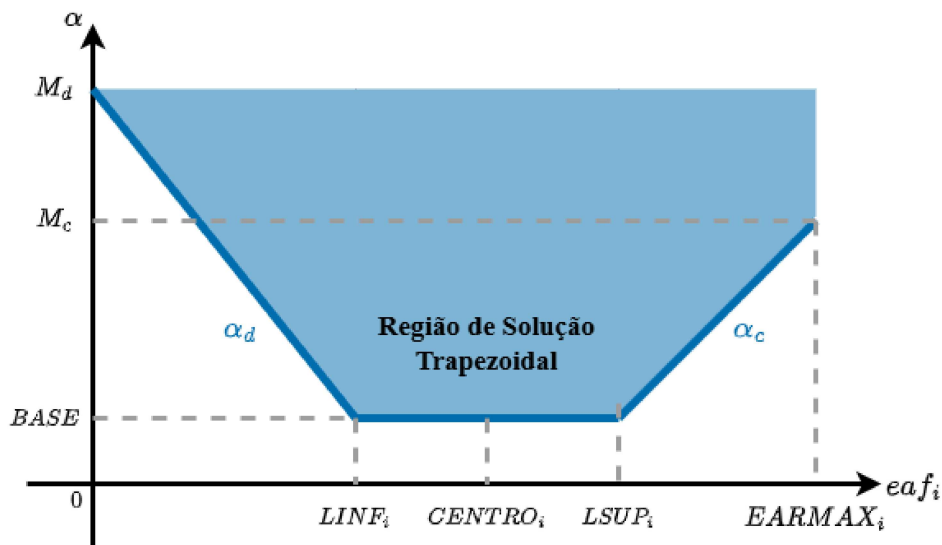
$EAR_{inicial_i}^{min}$ Energia Armazenada Mínima inicial do REE i , em $[MWmês]$;

EAR_i Energia Armazenada do REE i , em $[MWmês]$;

$EAR_{inicial_i}^{max}$ Energia Armazenada Máxima inicial do REE i , em $[MWmês]$.

Com o objetivo de incluir as informações das Trajetórias de Referência no modelo DECOMP, foram elaborados cortes lineares definidos por uma região trapezoidal para garantir que os REEs fiquem, sempre que possível, dentro da faixa desejada. Assim, a partir da região de solução trapezoidal representada na Figura 19, serão informados, para cada REE, os três cortes que delimitarão a região de solução ao final do horizonte de planejamento.

Figura 19 – Região de solução trapezoidal gerada pelos cortes



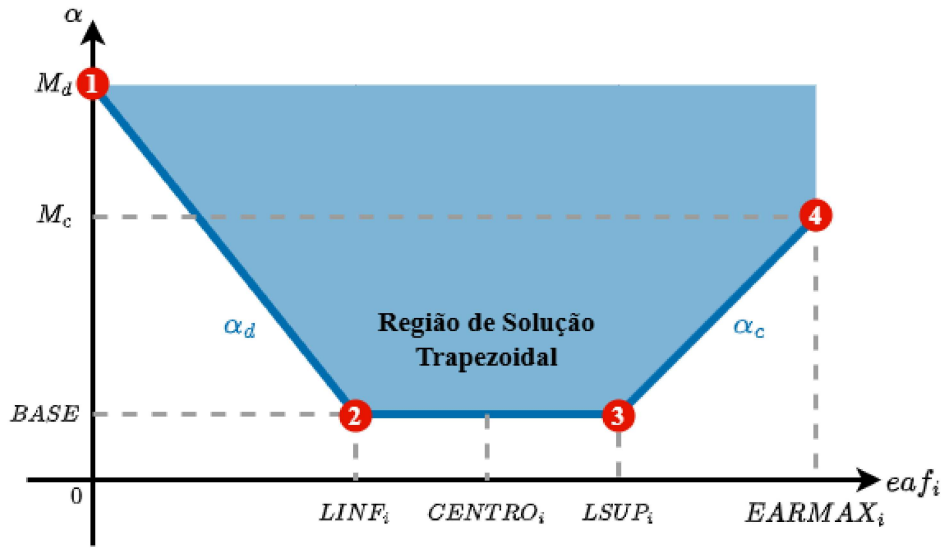
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Onde:

$BASE$	Constante que define o custo futuro mínimo para que a variável de decisão Energia Armazenada Final esteja dentro da Trajetória de Referência, em $[R\$]$;
$LINF_i$	Constante que define o Limite Inferior da Trajetória de Referência do REE i , em $[MWmês]$;
$CENTRO_i$	Constante que define o Centro da Trajetória de Referência do REE i , em $[MWmês]$;
$LSUP_i$	Constante que define o Limite Superior da Trajetória de Referência do REE i , em $[MWmês]$;
$EARMAX_i$	Energia Armazenável Máxima do REE i , em $[MWmês]$;
M_c	Constante que define o custo associado à Energia Armazenada Final ser igual à Energia Armazenável Máxima, em $[R\$]$;
M_d	Constante que define o custo associado à Energia Armazenada Final ser igual a zero (deplecionamento completo do reservatório), em $[R\$]$;
α_c	Equação da reta crescente;
α_d	Equação da reta decrescente;
ef_i	Variável de decisão referente à Energia Armazenada Final do REE i , em $[MWmês]$;
α	Variável de decisão referente à Função de Custo Futuro, em $[R\$]$.

As Equações (3.32), (3.33) e (3.34) representam a modelagem matemática dos cortes representados pela região trapezoidal da Figura 19. Para se obter as equações das retas, foi feita uma análise do gráfico da Figura 20 e foram definidos os quatro pares ordenados apresentados para se ter os coeficientes angular e linear de cada uma das retas e, então, obter as equações das retas desejadas.

Figura 20 – Pares ordenados para definir as retas da região de solução trapezoidal gerada pelos cortes



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

- Equação da reta decrescente (α_d): A reta decrescente pode ser obtida a partir dos pontos 1 e 2 da Figura 20 e pode ser escrita conforme a Equação (3.32), onde a_d é o coeficiente angular e b_d é o termo independente.

$$\alpha_d = \underbrace{\left(\frac{BASE - M_d}{LINF_i} \right)}_{a_d} \cdot eaf_i + \underbrace{M_d}_{b_d} \quad (3.32)$$

- Equação da reta crescente (α_c): A reta crescente pode ser obtida a partir dos pontos 3 e 4 da Figura 20 e pode ser escrita conforme a Equação (3.33), onde a_c é o coeficiente angular e b_c é o termo independente.

$$\alpha_c = \underbrace{\left(\frac{M_c - BASE}{EARMAX_i - LSUP_i} \right)}_{a_c} \cdot eaf_i + \underbrace{\left(\frac{BASE \cdot EARMAX_i - LSUP_i \cdot M_c}{EARMAX_i - LSUP_i} \right)}_{b_c} \quad (3.33)$$

- Equação da Base (α_b): A base é descrita conforme a Equação (3.34). Na qual $BASE$ é o valor da base considerada.

$$\alpha_b = BASE \quad (3.34)$$

Finalmente, tem-se os cortes da Função de Custo Futuro que consideram as Trajetórias de Referência, expressos pelas Equações (3.35), (3.36) e (3.37).

$$\alpha_t \geq \left(\frac{BASE - M_d}{LINF_i} \right) \cdot eaf_{i,t} + M_d \quad (3.35)$$

$$\alpha_t \geq \left(\frac{M_c - BASE}{EARMAX_i - LSUP} \right) \cdot eaf_{i,t} + \left(\frac{BASE \cdot EARMAX_i - LSUP_i \cdot M_c}{EARMAX_i - LSUP_i} \right) \quad (3.36)$$

$$\alpha_t \geq BASE \quad (3.37)$$

3.3.2 Restrições Hidráulicas de Energia (RHE)

Além dos cortes lineares, foi feito um estudo considerando a alteração das restrições do tipo Restrições Hidráulicas de Energia (RHE) para considerarem as Trajetórias de Referência no modelo DECOMP, uma vez que é uma funcionalidade já incorporada neste modelo. Sua função é fornecer ao modelo metas de Energia Armazenada Mínima para um REE por meio da Curva de Aversão a Risco (CAR) (CEPEL, 2021a), sendo semelhante à funcionalidade de "Volume Mínimo Operativo (VminOp)" do modelo NEWAVE (CEPEL, 2023). O objetivo é garantir que o DECOMP respeite os limites mínimos de Energia Armazenada de cada reservatório. No entanto, essa restrição pode ser violada pelo planejamento do modelo DECOMP. Caso isso ocorra, é aplicada uma penalidade na função objetivo do problema (CEPEL, 2021b).

Em termos gerais, a restrição é representada pela Equação (3.38) (CEPEL, 2021a).

$$\frac{1}{2,6352} \cdot \sum_{i \in \Omega_k} V_i \cdot \rho_i^{accum} \geq \underline{META}_k \quad (3.38)$$

Onde:

$\frac{1}{2,6352}$	Constante de conversão do volume útil em $[hm^3/mês]$ para $[m^3/s]$ considerando, em média, 30,5 dias em cada mês;
Ω_k	Conjunto de usinas hidrelétricas pertencentes ao subsistema k ;
V_i	Volume do reservatório da usina hidrelétrica i , em $[hm^3/mês]$;
ρ_i^{accum}	Produtibilidade acumulada da usina hidrelétrica i , em $\left[\frac{MWmês}{m^3/s} \right]$;
$\underline{META}_k$	Limite da restrição de armazenamento mínimo para o subsistema k , em $[MWmês]$.

No bloco de registro do modelo DECOMP é possível fornecer o dado de qual REE participará da restrição, em qual período do planejamento será incluída essa restrição e qual será o valor da penalidade caso a restrição seja violada. Ainda, caso seja do interesse do usuário, é possível fornecer dados para calcular os valores das produtibilidades a serem consideradas nessas restrições, em substituição à produtibilidade equivalente utilizada como padrão, conforme indicado na Equação (3.38). Vale ressaltar que cada REE pode

ter um valor de coeficiente de participação em cada restrição e é permitido que um REE esteja em mais de uma restrição. Também, cada restrição pode ser composta por mais de um REE, limitando sua participação à restrição máxima (100%), somando-se aos outros REEs (CEPEL, 2021b).

Além disso, as restrições do modelo DECOMP apresentam duas classificações para o tipo da restrição: *hard* e *soft*. As restrições do tipo *hard* devem ser atendidas e podem acarretar inviabilidades no problema. Já as restrições do tipo *soft* podem ser violadas pelo modelo e não indicam inviabilidades no problema. No caso do modelo DECOMP, as restrições RHE são consideradas do tipo *hard* para as semanas operativas (parte determinística do problema) e do tipo *soft* para o último mês de planejamento (parte estocástica do problema) (CEPEL, 2021b).

Com o intuito de limitar o valor nos reservatórios em uma quantidade mínima de Energia Armazenada, a proposta desse trabalho é fornecer os valores das trajetórias através das restrições RHE para os dois tipos de restrição (*hard* e *soft*). Para isso, foi feita uma modificação dos blocos de restrições de Energia Armazenada Mínima para cada REE. Como exemplo, tem-se o bloco do REE Sudeste representado na Figura 21.

Figura 21 – Bloco de restrições de Energia Armazenada Mínima para o REE Sudeste

```
& Subsistema SUDESTE
& REE SUDESTE
& Meta de 20%
&
HE 100 2          20.0 1      3700.0 0  0
HE 100 2          20.0 2      3700.0 0  0
HE 100 2          20.0 3      3700.0 0  0
HE 100 2          20.0 4      3700.0 0  0
HE 100 2          20.0 5      3700.0 0  0
CM 100 1          1
&
HE 101 2          20.0 6      3700.0 0  1
CM 101 1          1
```

Fonte: Adaptada de DADGER.RV0 (CCEE, 2024)

Na Figura 21, é possível identificar dois conjuntos de restrições, o primeiro com o código "HE" e o segundo com o código "CM". O primeiro conjunto é composto por oito colunas. A primeira coluna contém o código da restrição "HE", indicando que é uma restrição de Energia Armazenada Mínima. A segunda coluna contém o número de identificação da restrição, cujo valor é 100 no caso da Figura 21. A terceira coluna define o formato do valor mínimo de armazenamento, sendo 1 para MWh e 2 para percentual; no caso da Figura 21, o valor é 2, indicando que o armazenamento mínimo é dado em porcentagem. A quarta coluna especifica o valor mínimo de armazenamento, que, no exemplo, é 20%. A quinta coluna indica os estágios em que a restrição será aplicada, abrangendo os estágios 1 a 6, correspondentes a cinco semanas do primeiro mês operativo

(determinístico) e um segundo mês operativo (estocástico). A sexta coluna apresenta o valor da penalidade por descumprimento da restrição, que, no caso, é de 3.700,00 R\$/MWh. A sétima coluna contém uma *flag* que indica o modo como as produtibilidades da Equação (3.38) serão calculadas. Como o valor é igual a 0, serão calculadas pela fórmula padrão. Por fim, a oitava coluna define o tipo de restrição, sendo 0 para *hard* e 1 para *soft*.

O segundo conjunto, com código "CM", é composto por quatro colunas. A primeira coluna contém o código "CM", que indica quais reservatórios participarão das restrições definidas no conjunto "HE". A segunda coluna indica o código da restrição à qual o REE participará. No caso da Figura 21, o valor é igual a 100, correspondente à restrição definida anteriormente. Nas linhas seguintes, há também a restrição 101, que abrange o período estocástico. A terceira coluna contém o código do REE que participa da restrição. No caso apresentado, o valor é 1, referente ao REE Sudeste. Por fim, a quarta coluna especifica o fator de participação do REE na restrição, que, no exemplo, é 1, equivalente a 100% de participação.

Neste estudo foram realizadas alterações nas porcentagens de armazenamento mínimo de cada REE, de acordo com as Trajetórias de Referência. Ainda, foram elaborados dois arquivos DADGER.RV0, um deles considerando as restrições "HE" sendo todas do tipo *hard* e o outro considerando todas do tipo *soft*.

4 RESULTADOS

4.1 DADOS DAS SIMULAÇÕES

Como já citado nos Capítulos 1, 2 e 3, este trabalho propõe uma nova abordagem metodológica para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de médio prazo, focando na avaliação da segurança operacional dos reservatórios frente às variações sazonais nas bacias hidrográficas. Para isso, considerou-se uma modelagem de otimização não linear, conforme apresentado no Capítulo 3, particionada em estágios, cujos objetivos principais consistem em minimizar o custo da operação e obter o mínimo desvio entre a Energia Armazenada Final e o Centro da Trajetória de Referência.

Neste trabalho, foram considerados três conjuntos de simulações distintos:

- O primeiro conjunto, apresentado na Seção 4.2, compara a metodologia em estudo - seja para as Trajetórias de Referência com Ênfase Energética ou para as Trajetórias de Referência com Ênfase Socioambiental - com o atual modelo de otimização de médio prazo utilizado no setor elétrico, o NEWAVE. Neste conjunto de simulação, foram consideradas as séries históricas de vazões de 2018 a 2022, visto que este é um recente período marcado por baixas afluições;
- O segundo conjunto, exposto na Seção 4.3, avalia o comportamento do aumento da Penalidade Equivalente para ambas as Trajetórias de Referência (Energética e Socioambiental). Para esta simulação, foi considerado o mesmo período do conjunto anterior (de 2018 a 2022) e foram realizadas 41 simulações para cada trajetória, variando a PEN_{equiv} para CVUs de 0,00 R\$/MWh até 800,00 R\$/MWh considerando uma diferença limite fixa de 10%, ou seja, a Penalidade Equivalente variou de 0,00 R\$/MWh até 8000,00 R\$/MWh;
- O terceiro e último conjunto, mostrado na Seção 4.4, analisa o comportamento das Energias Armazenadas Finais frente a todas as séries históricas de vazões (de 1932 a 2022) para ambas as Trajetórias de Referência (Energética e Socioambiental). O objetivo é verificar se, sob diferentes cenários de afluição, as EAFs permanecem acima dos respectivos Limites Inferiores estabelecidos para cada trajetória. Nesta simulação, solucionou-se cada problema de otimização em blocos constituídos por cinco anos de horizonte de planejamento. As séries históricas de vazões consideradas são: de 1932 a 1936, de 1937 a 1938, ..., de 2018 a 2022, totalizando 87 resultados para cada trajetória.

Além dos conjuntos de simulações mencionados, foi realizado um estudo adicional com o objetivo de acoplar a metodologia proposta - referente ao planejamento de médio prazo - ao modelo DECOMP, utilizado na otimização de curto prazo, conforme apresentado

na Seção 4.5. Para isso, foram consideradas duas técnicas que visam incorporar as Trajetórias de Referência ao modelo DECOMP: a primeira consiste na criação dos cortes da Função de Custo Futuro semelhantes às do modelo NEWAVE, de modo a incluir as informações dos Limites Inferiores das Trajetórias nos cortes lineares; a segunda técnica é a utilização direta do Mecanismo de Aversão a Risco denominado Restrições Hidráulicas de Energia (RHE) presente no modelo DECOMP.

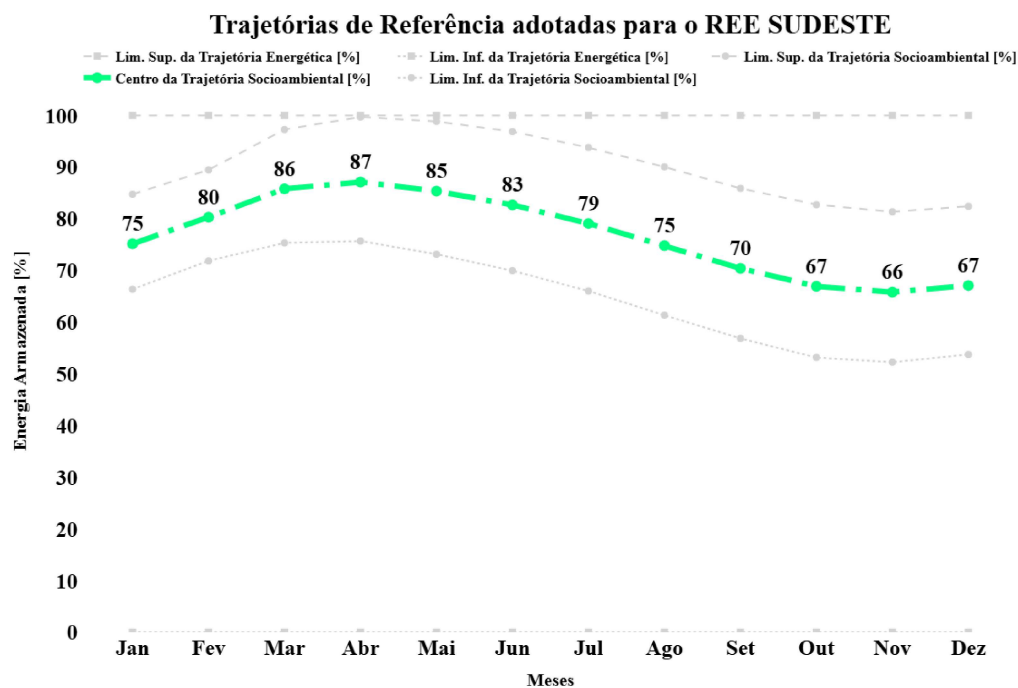
Para todas as simulações conduzidas, foi considerada a configuração completa do Sistema Interligado Nacional (SIN) em sua totalidade por meio da representação de todos os Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs), todos os subsistemas e todos os respectivos intercâmbios energéticos que ocorrem entre eles, incluindo o Nó Fictício de Imperatriz. Além disso, a base de dados utilizada foi o *deck* base do NEWAVE de janeiro de 2024, conforme disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2024c). Visando potencializar a análise comparativa dos resultados, elevou-se a carga bruta em 20% em relação à nominal; a carga líquida foi calculada mediante a diferença entre a carga bruta ajustada e a soma da geração proveniente de micro e minigeração distribuída com a geração não simulada conectada à rede básica do sistema. Esta estratégia de majoração da carga bruta teve como finalidade principal estabelecer um cenário de adversidade, permitindo uma avaliação mais robusta dos modelos em estudo, visto que, quando analisados sob a condição de carga bruta nominal, os resultados obtidos pela metodologia proposta apresentaram elevada similaridade com aqueles gerados pelo modelo NEWAVE. Tal semelhança dificultou a identificação clara das vantagens e desvantagens de cada abordagem, justificando, assim, a adoção do cenário com carga elevada para fins de comparação mais efetiva entre os modelos.

Em relação à penalidade quadrática do problema proposto, foi considerada, para o primeiro e para o terceiro conjunto de simulações, uma Penalidade Equivalente de 4000,00 R\$/MWh, sendo 400,00 R\$/MWh o valor do CVU limite e 10% a diferença limite entre a Energia Armazenada Final de cada REE e o Centro da sua respectiva Trajetória de Referência. O motivo da escolha desta PEN_{equiv} consiste no fato de que o CVU limite definido representa a mediana do parque térmico considerado. Ainda, com o intuito de realizar uma comparação isonômica entre a proposta metodológica e o NEWAVE, adotou-se as seguintes parametrizações: todas as usinas térmicas (existentes, existentes e em expansão ou não existentes presentes no *deck* original) foram consideradas como existentes no sistema; os períodos de manutenção programada foram anulados; as taxas de falha e indisponibilidade destas usinas foram fixadas em zero; a geração térmica mínima foi considerada constante ao longo de todo o estudo; as usinas com custo zero do *deck* receberam valor referencial de 0,50 R\$/MWh; e os intercâmbios entre subsistemas foram aplicados com a variação mensal do *deck* original. Esta uniformização de parâmetros entre a metodologia proposta e o modelo NEWAVE buscou garantir comparabilidade direta entre os modelos, eliminando distorções nas condições iniciais de simulação.

No que tange aos níveis de partida de Energia Armazenada dos REEs para o primeiro mês do horizonte de estudo, estes se basearam nos valores do *deck* de referência (janeiro de 2024), os quais apresentaram os seguintes valores: Paraná (60,20%), Sudeste (61,60%), Paranapanema (73,80%), Madeira (1,30%), Teles Pires (18,40%), Sul (91,70%), Iguaçu (95,20%), Nordeste (49,00%), Norte (47,50%), Belo Monte (11,60%) e Manaus-Amapá (21,30%).

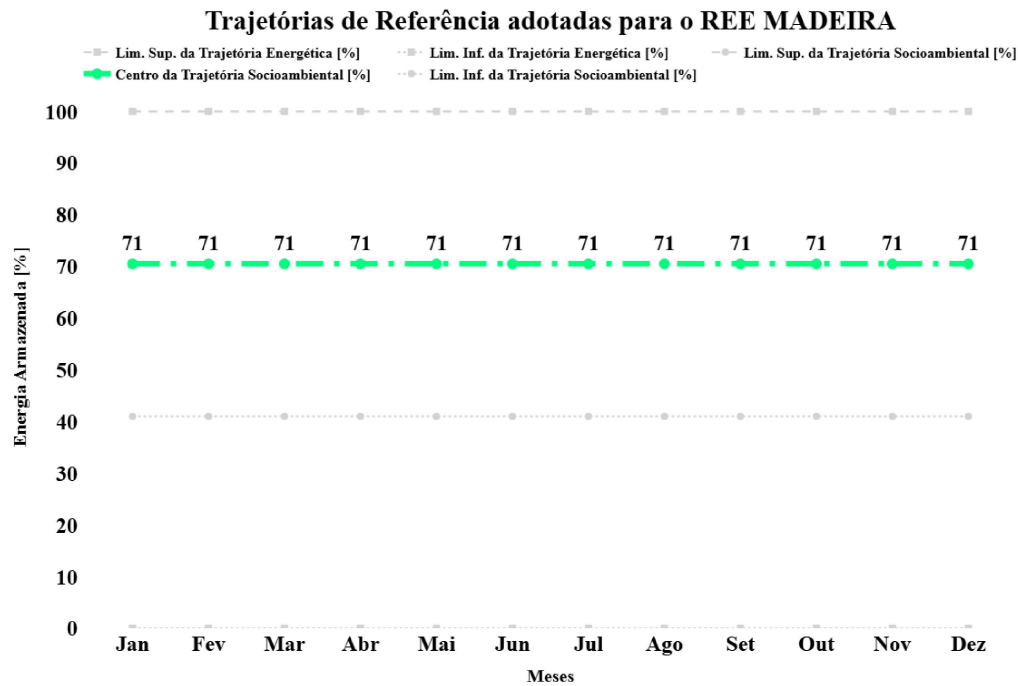
Por fim, as Trajetórias de Referência adotadas para cada REE são apresentadas nas Figuras 22 a 32. As curvas em verde com marcadores circulares representam os Centros das Trajetórias de Referência com Ênfase Socioambiental enquanto as curvas em azul com marcadores quadrangulares representam os Centros das Trajetórias de Referência com Ênfase Energética. Os Limites das Trajetórias são indicados pelas curvas cinzas (tracejadas para os superiores e pontilhadas para os inferiores), com marcadores circulares para as Socioambientais e quadrangulares para as Energéticas. Nota-se que, assim como apresentado na Seção 3.1, as Trajetórias Socioambientais apresentam níveis iguais ou superiores aos das Energéticas em todos os meses, assegurando maiores armazenamentos para atender às demandas sociais, econômicas e ambientais, ao passo que as Trajetórias Energéticas permitem volumes de armazenamento reduzidos e maior grau de deplecionamento dos reservatórios. Ainda, percebe-se que os REEs Sudeste, Madeira, Teles Pires, Belo Monte e Manaus-Amapá não apresentam Trajetórias de Referência com Ênfase Energética, assim como ilustram as Figuras 22, 23, 24, 31 e 32, respectivamente.

Figura 22 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Sudeste



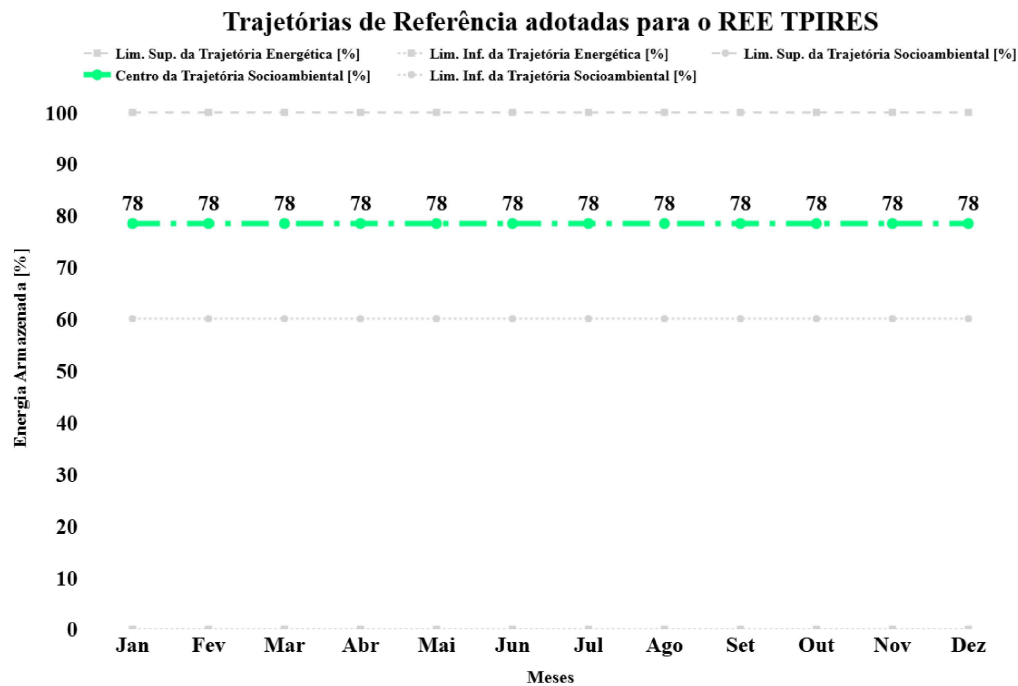
Fonte: Adaptada do P&D "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN" (CT.PD-00394-2208/2022)

Figura 23 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Madeira



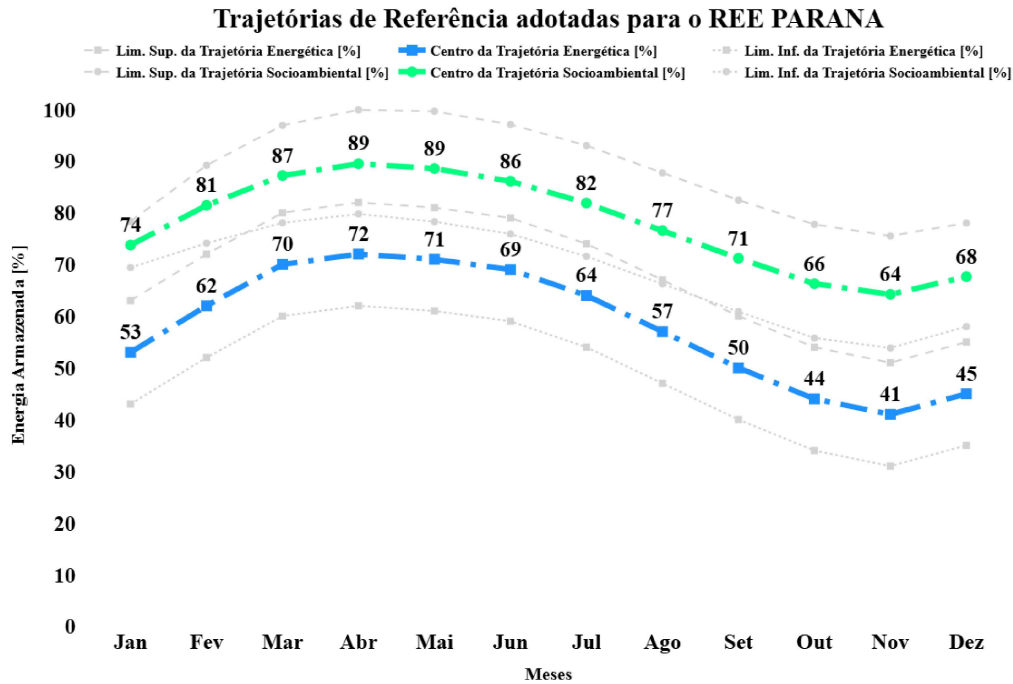
Fonte: Adaptada do P&D "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN" (CT.PD-00394-2208/2022)

Figura 24 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Teles Pires



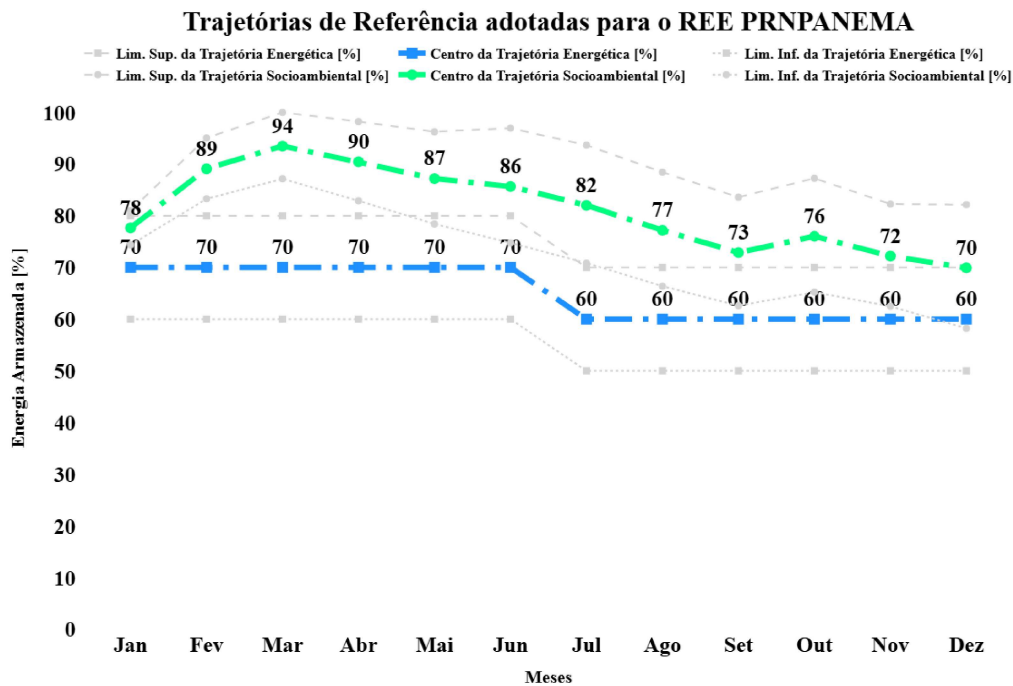
Fonte: Adaptada do P&D "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN" (CT.PD-00394-2208/2022)

Figura 25 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Paraná



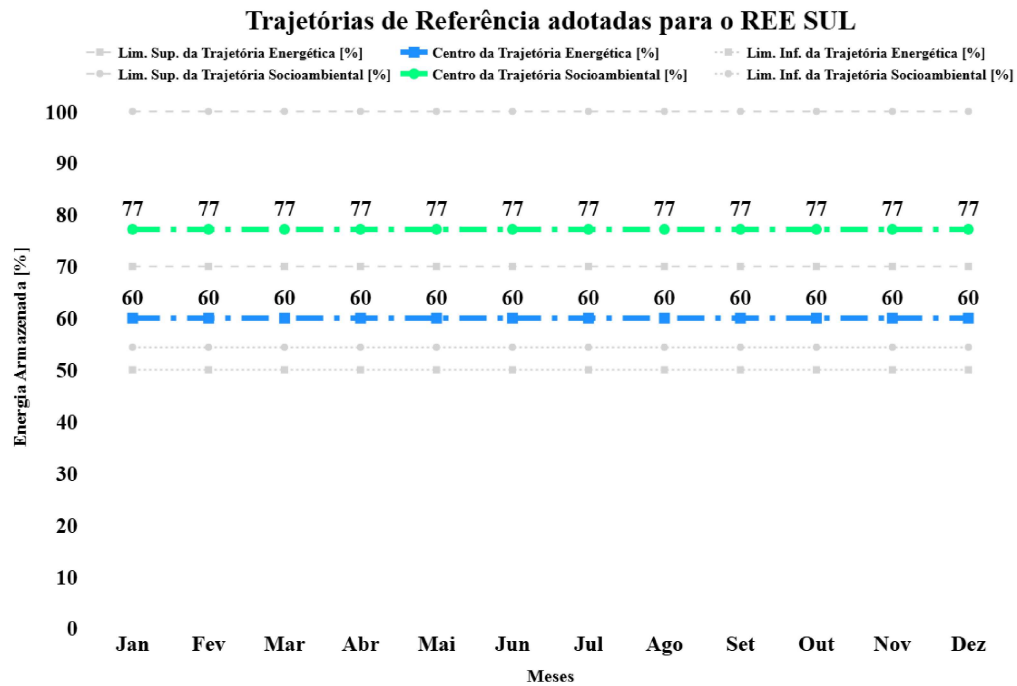
Fonte: Adaptada do P&D "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN" (CT.PD-00394-2208/2022)

Figura 26 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Paranapanema



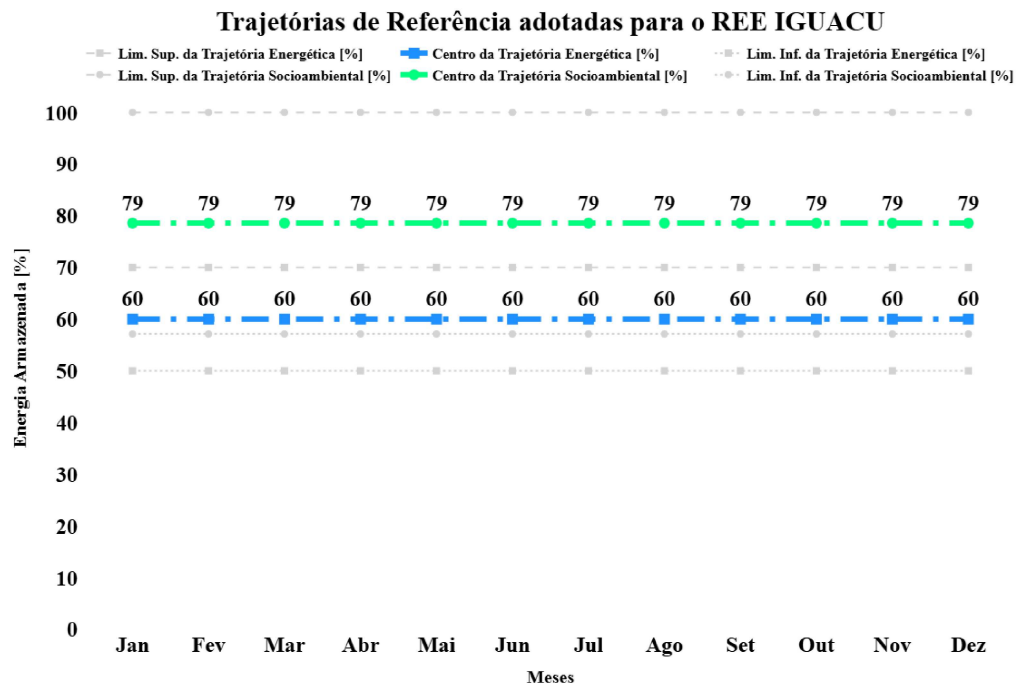
Fonte: Adaptada do P&D "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN" (CT.PD-00394-2208/2022)

Figura 27 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Sul



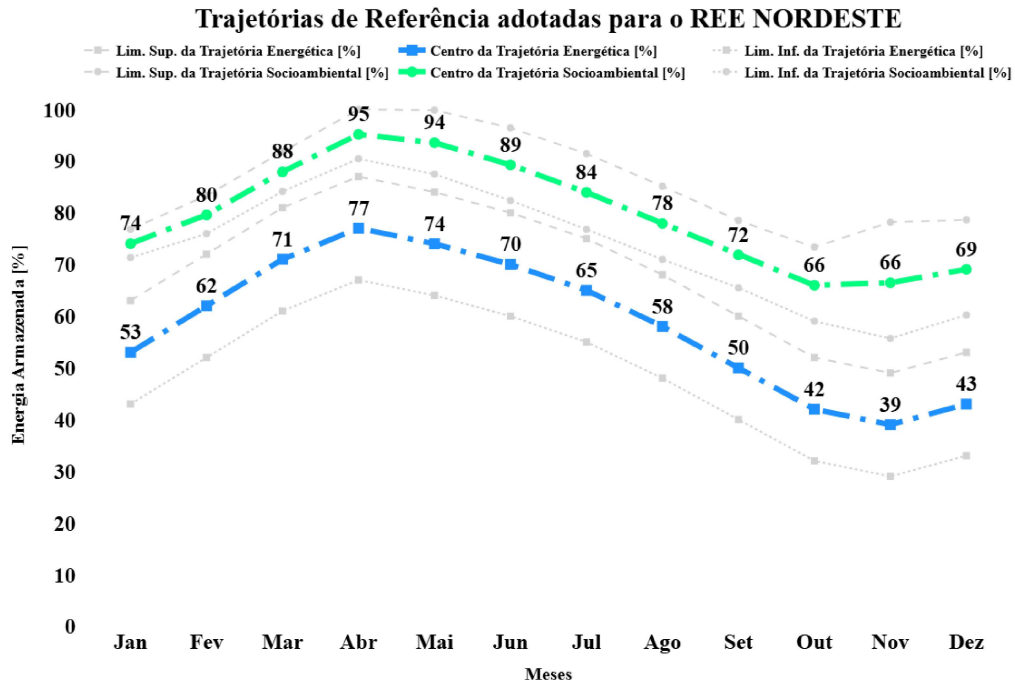
Fonte: Adaptada do P&D "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN" (CT.PD-00394-2208/2022)

Figura 28 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Iguaçu



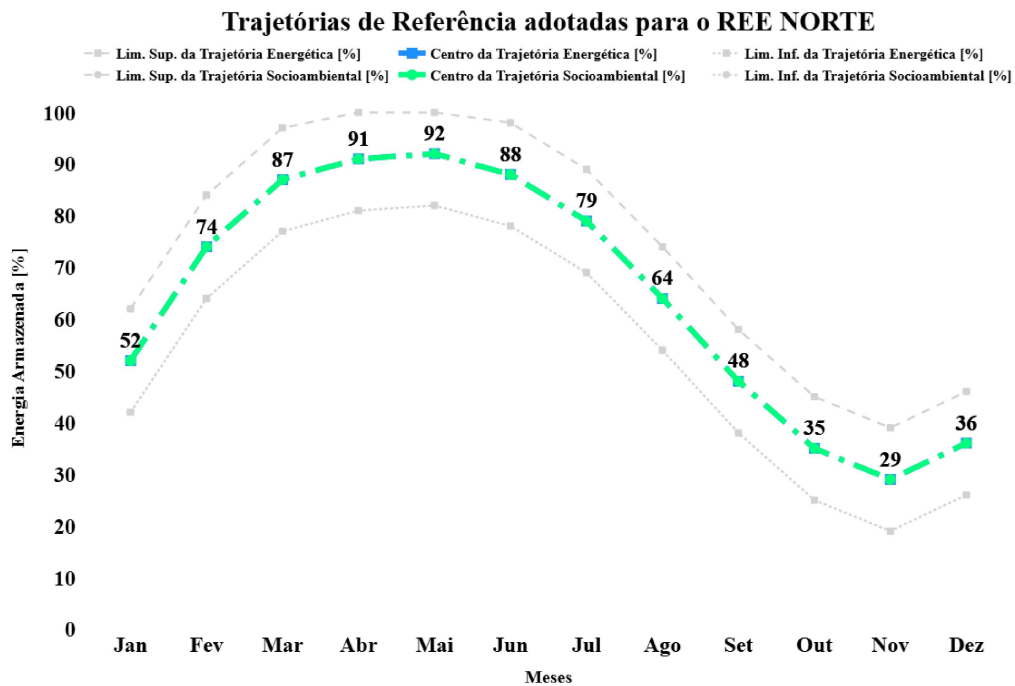
Fonte: Adaptada do P&D "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN" (CT.PD-00394-2208/2022)

Figura 29 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Nordeste



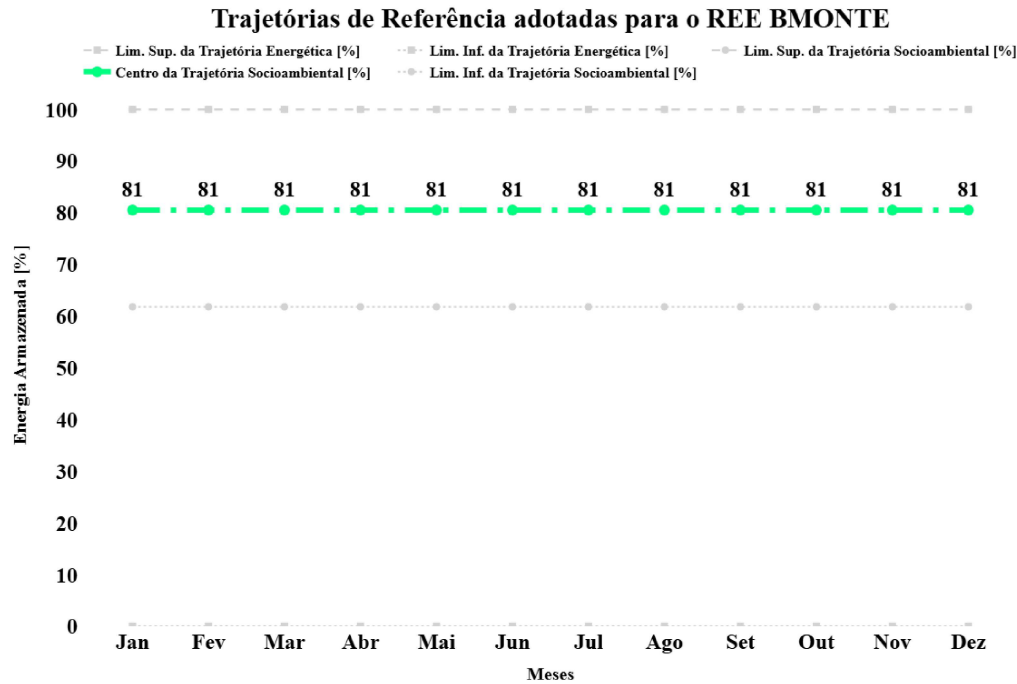
Fonte: Adaptada do P&D "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN" (CT.PD-00394-2208/2022)

Figura 30 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Norte



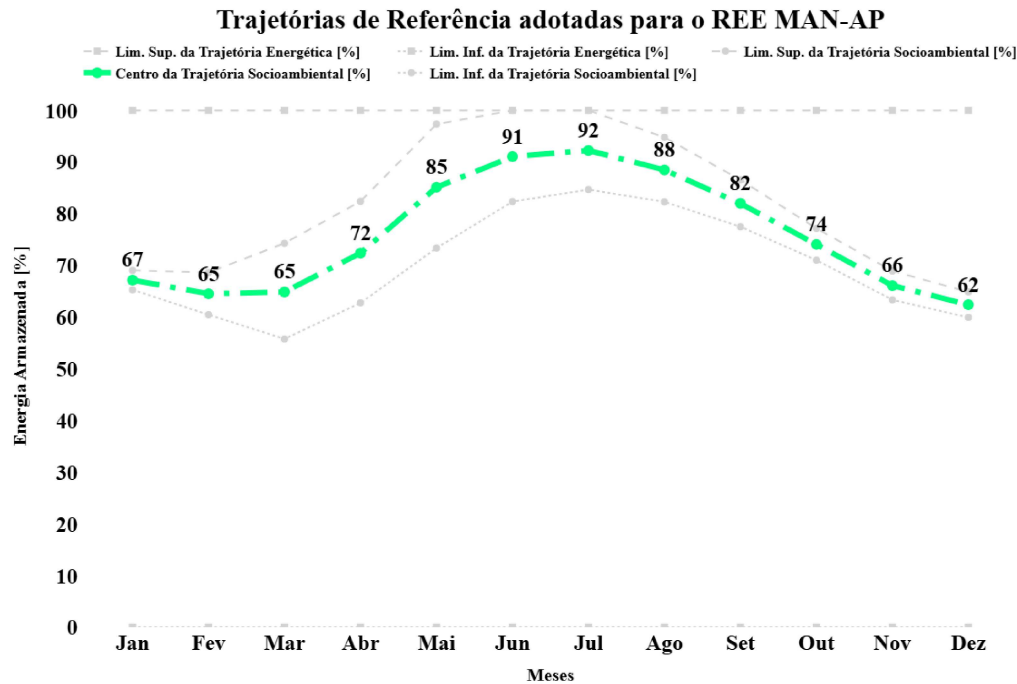
Fonte: Adaptada do P&D "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN" (CT.PD-00394-2208/2022)

Figura 31 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Belo Monte



Fonte: Adaptada do P&D "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN" (CT.PD-00394-2208/2022)

Figura 32 – Trajetórias de Referência adotadas para o REE Manaus-Amapá



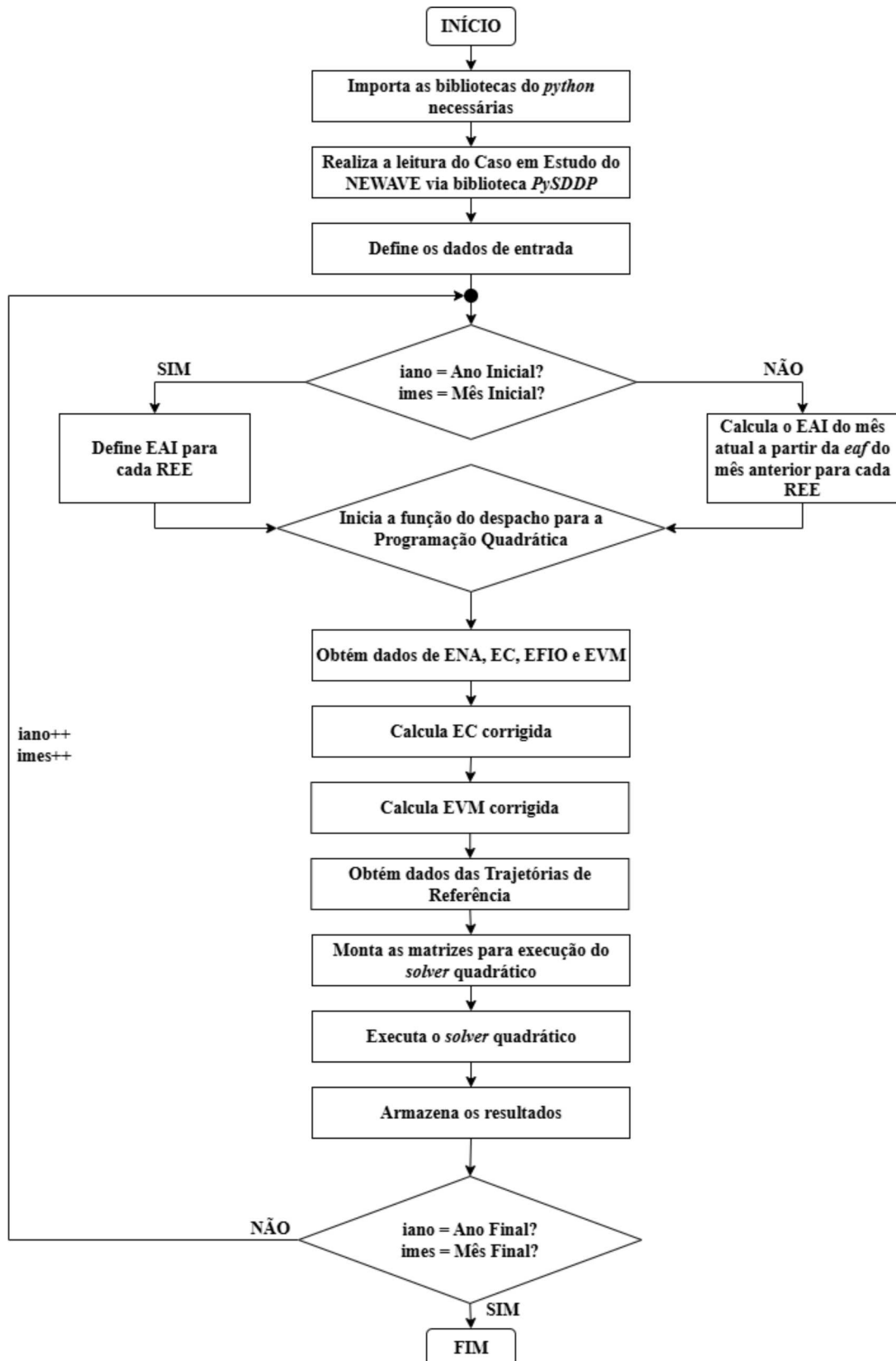
Fonte: Adaptada do P&D "Uma nova visão da operação e formação de preço do SIN" (CT.PD-00394-2208/2022)

Em relação a linguagem de programação das simulações computacionais deste trabalho, utilizou-se o *Python* por meio do Google Colaboratory, um serviço gratuito da empresa Google hospedado na nuvem, que oferece um ambiente de notebook *Jupyter* para a execução de códigos *Python*. Os dados do modelo NEWAVE e as séries históricas de vazões foram processados utilizando a biblioteca PySDDP, desenvolvida pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) (Marcato, 2021; Silva et al., 2023). A biblioteca de otimização utilizada foi a *Python Software for Convex Optimization (cvxopt)*. Também, foram utilizadas outras bibliotecas do *Python* para a realização de operações matemáticas, a conexão com o Google Drive e a elaboração de gráficos e tabelas, tais como, por exemplo, *numpy*, *scipy.interpolate*, *google.colab*, *plotly*, *matplotlib.pyplot* e *pandas*. Para a simulação do modelo NEWAVE, utilizou-se a versão 29.4.1 por meio do PROSPEC, que é o sistema de gerenciamento, controle e execução dos modelos NEWAVE, DECOMP, DESSEM e GEVAZP da empresa Norus.

Com o objetivo de proporcionar uma visão clara e estruturada da metodologia proposta, a Figura 33 apresenta o fluxograma das etapas do problema de otimização quadrática considerado neste estudo.

Cabe destacar que, ao longo deste Capítulo, serão apresentados apenas os resultados de alguns REEs, selecionados de forma a ilustrar as principais análises realizadas, enquanto os demais resultados complementares estão disponíveis nos Apêndices A, B, C e D.

Figura 33 – Fluxograma das etapas do problema de otimização quadrático



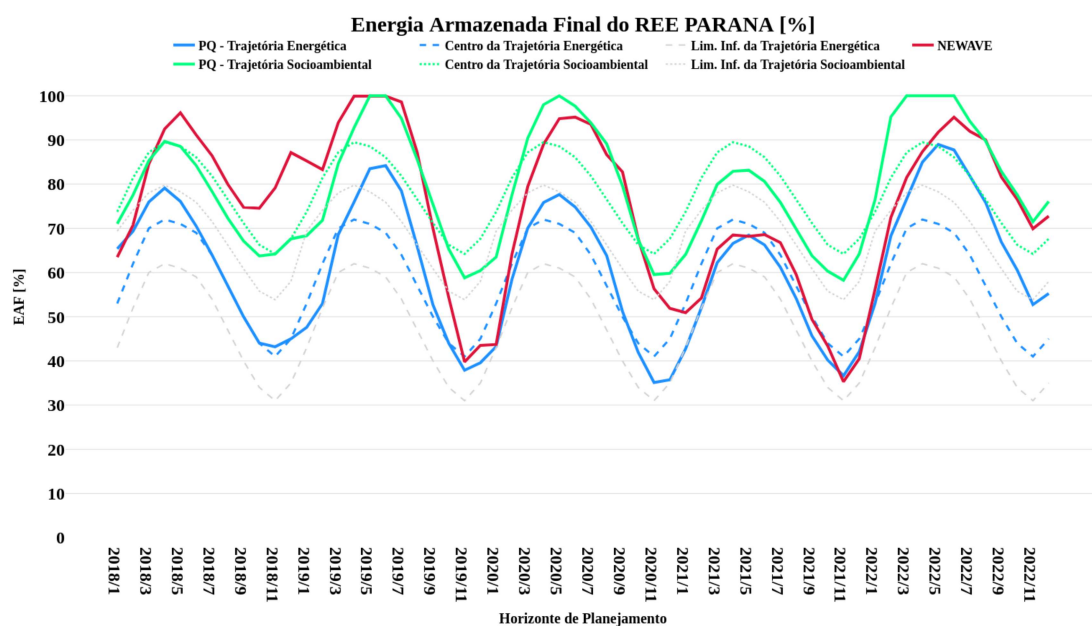
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

4.2 COMPARAÇÃO COM O NEWAVE

Conforme mencionado na Seção 4.1, o primeiro conjunto de simulações consiste em uma comparação entre a metodologia apresentada para ambas as Trajetórias de Referência e o modelo NEWAVE.

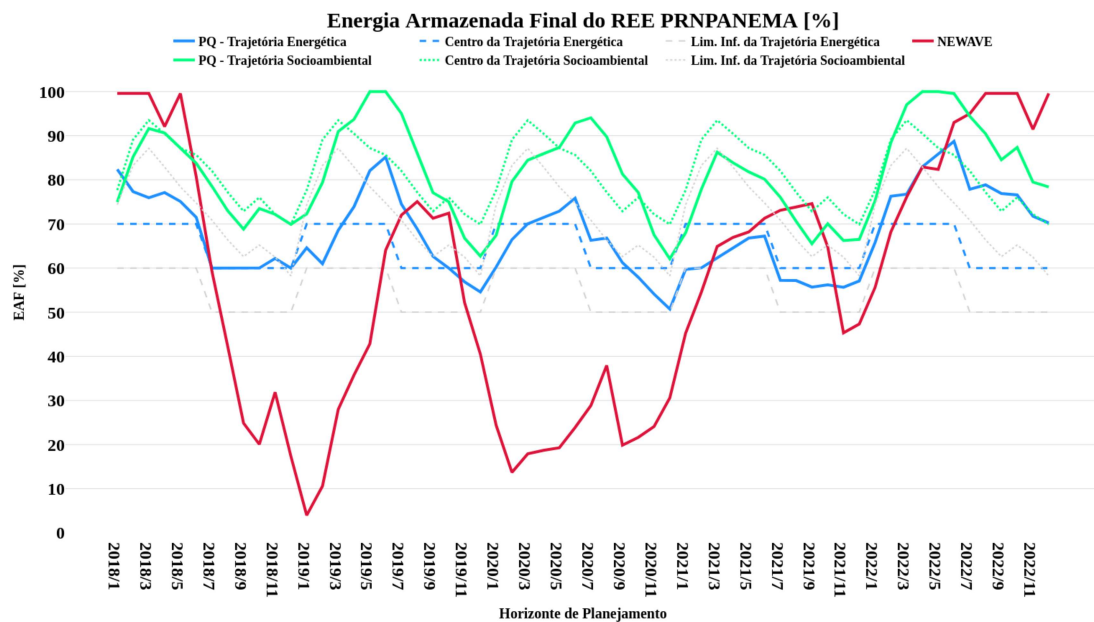
As Figuras 34, 35, e 36 apresentam gráficos com os resultados das Energias Armazenadas Finais (EAF) obtidos para os REEs Paraná, Paranapanema e Iguaçu, respectivamente. Ao analisar os resultados apresentados nestes gráficos, nota-se que a metodologia proposta manteve consistentemente as EAFs acima dos Limites Inferiores (curvas cinzas, tracejadas para as Trajetórias Energéticas e pontilhadas para as Socioambientais) tanto das Trajetórias de Referência Energética (curvas azuis) quanto da Socioambiental (curvas verdes) ao longo de praticamente todo o horizonte de planejamento. Ainda, são apresentados os Centros de ambas as trajetórias, uma vez que esta é a referência utilizada na formulação da Função Objetivo apresentada no Capítulo 3, onde as curvas azuis tracejadas se referem aos Centros da Trajetória Energética e as curvas verdes pontilhadas ao da Trajetória Socioambiental. Em contrapartida, a comparação com os resultados do modelo NEWAVE (curvas vermelhas) revela que este apresentou um deplecionamento mais acentuado em determinados meses para alguns REEs, principalmente no Paranapanema e Iguaçu, evidenciando diferenças significativas em relação ao comportamento da metodologia proposta, particularmente no que diz respeito à manutenção dos níveis de armazenamento nos reservatórios.

Figura 34 – Energia Armazenada Final do REE Paraná para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



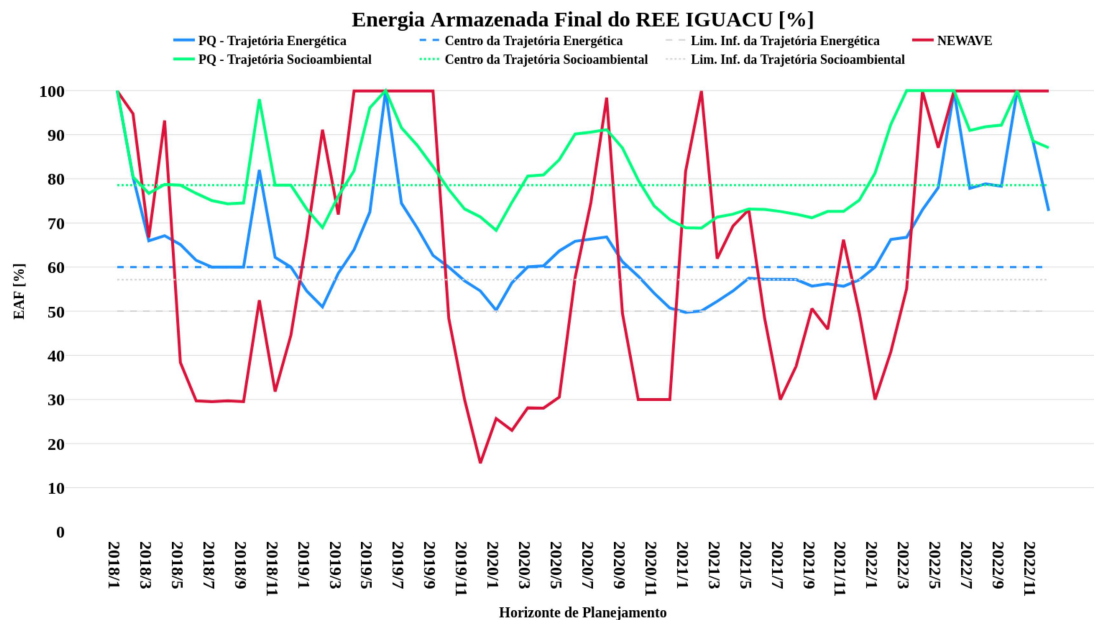
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 35 – Energia Armazenada Final do REE Paranapanema para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 36 – Energia Armazenada Final do REE Iguaçu para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

A análise conjunta das Figuras 34 a 36 e da Tabela 1 mostra que a simulação que leva em conta as Trajetórias Socioambientais alcançou os maiores montantes de EAF, superando tanto o modelo NEWAVE quanto a simulação com as Trajetórias Energéticas.

Este resultado decorre da natureza mais restritiva dos Centros dessas trajetórias, que priorizam os usos múltiplos da água, com ênfase na segurança hídrica por meio de níveis de armazenamento mais elevados. Em oposição, a simulação com as Trajetórias Energéticas, cujos Centros são mais flexíveis, resultou nos menores montantes de EAF. Ainda assim, os níveis obtidos ficaram dentro de patamares operacionais seguros, mesmo em situações em que se permitem deplecionamentos mais acentuados. O modelo NEWAVE, por sua vez, apresentou níveis de armazenamento intermediários e com maiores oscilações nos REEs, uma vez que, em diversos meses, os níveis superaram ou ficaram abaixo dos valores obtidos pelas metodologias que utilizam as Trajetórias de Referência. A comparação quantitativa dos valores na Tabela destaca diferentes políticas operacionais, já que os montantes totais de EAF variam entre os REEs conforme a metodologia utilizada. Por exemplo, no REE Nordeste, o modelo NEWAVE optou por armazenar mais água em relação à metodologia das trajetórias, enquanto no REE Sul ocorreu o oposto. Em síntese, observa-se que as metodologias adotam diferentes estratégias para cada REE, de forma que as Trajetórias Socioambientais tendem a maximizar o armazenamento, as Energéticas priorizam maior flexibilidade operacional e o modelo NEWAVE assume uma posição intermediária entre elas.

Tabela 1 – Comparação da Energia Armazenada Final Total entre as metodologias para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022

REE	Energia Armazenada Final Total [MWmês]		
	TRAJETÓRIA ENERGÉTICA	TRAJETÓRIA SOCIOAMBIENTAL	NEWAVE
SUDESTE	1.992.017	2.392.677	1.140.667
MADEIRA	9.981	13.841	13.508
TPIRES	35.300	46.829	40.979
PARANA	5.150.767	6.702.157	6.305.566
PRNPANEMA	481.971	580.487	405.484
SUL	383.192	475.613	303.547
IGUACU	404.705	507.400	392.457
NORDESTE	1.888.122	2.436.808	2.667.443
NORTE	629.007	618.194	621.523
BMONTE	932	1.396	1.583
MAN-AP	16.565	34.657	39.879
TOTAL	10.992.559	13.810.059	11.932.636

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

A Tabela 2 exibe os valores totais de Geração Hidráulica (GHIDR) por REE nas diferentes simulações, demonstrando uma relação praticamente inversamente proporcional aos níveis de EAF verificados anteriormente, onde espera-se que os maiores montantes de EAF correspondam a menores valores de GHIDR. Neste caso, comprovou-se este fato para a simulação que utiliza as Trajetórias Energéticas, uma vez que estas apresentaram o maior montante de geração hidráulica, condizente com seus níveis de armazenamento inferiores às demais simulações. Por outro lado, os casos do modelo NEWAVE e da simulação que utiliza as Trajetórias Socioambientais apresentaram montantes semelhantes entre si, sendo o maior montante obtido pela simulação com as Trajetórias Socioambientais. Este fato é

justificado devido aos maiores montantes de EAF também representarem maiores alturas nos reservatórios, de maneira que aumentam as produtibilidades e, conseqüentemente, elevam a geração hidráulica para uma mesma vazão quando se comparado a níveis inferiores.

Tabela 2 – Comparação da Geração Hidráulica Total entre as metodologias para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022

REE	Geração Hidráulica Total [MWmês]		
	TRAJETÓRIA ENERGÉTICA	TRAJETÓRIA SOCIOAMBIENTAL	NEWAVE
SUDESTE	198.124	205.425	198.002
MADEIRA	9.457	9.998	9.863
TPIRES	47.999	46.660	55.567
PARANA	932.455	916.968	880.451
PRNPANEMA	111.334	110.928	102.404
SUL	177.854	173.163	177.286
IGUACU	210.458	204.734	192.029
NORDESTE	291.146	264.279	207.280
NORTE	283.880	268.617	282.504
BMONTE	2.773	2.871	3.036
MAN-AP	8.441	8.901	9.429
TOTAL	2.273.921	2.212.544	2.117.851

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

A Tabela 3 apresenta os resultados das Energias Vertidas (EVERT) totais por REE, revelando que as abordagens baseadas na utilização das Trajetórias de Referência apresentam montantes de vertimento significativamente mais elevados. Destaca-se que a simulação com Trajetória Socioambiental registrou os maiores valores de EVERT, decorrente de seus Centros mais elevados e da natureza mais restritiva desta abordagem, que impõe limites mais rigorosos aos níveis de armazenamento final de todos os REEs. Esta característica operacional restritiva limita a geração hidráulica para garantir que os reservatórios mantenham-se acima dos Limites Inferiores das Trajetórias resultando, conseqüentemente, em maiores volumes de água vertida quando comparados às demais simulações analisadas. Os montantes intermediários foram obtidos pela simulação com as Trajetórias Energéticas e os menores montantes, pelo NEWAVE. Isso ocorre devido ao fato das abordagens das Trajetórias buscarem se aproximar ao máximo possível de seus Centros, mesmo que isto, em alguns momentos, gere vertimentos no sistema.

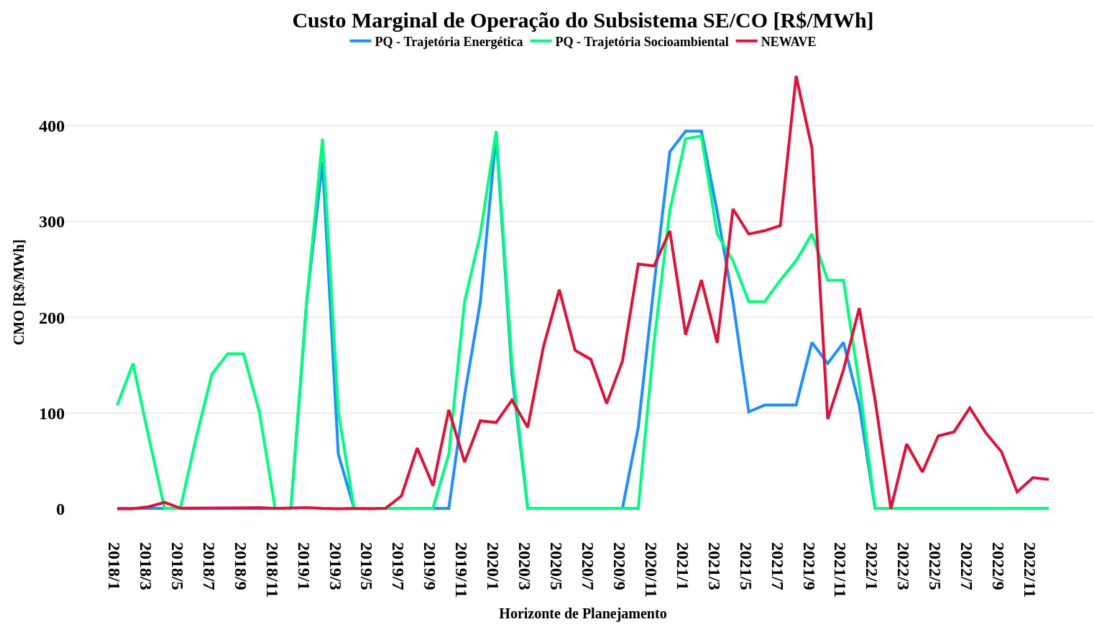
Tabela 3 – Comparação da Energia Vertida Total entre as metodologias para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022

REE	Energia Vertida Total [MWmês]		NEWAVE
	TRAJETÓRIA ENERGÉTICA	TRAJETÓRIA SOCIOAMBIENTAL	
SUDESTE	0	1.583	0
MADEIRA	0	222	0
TPIRES	8.412	10.987	0
PARANA	0	1.902	0
PRNPANEMA	0	198	205
SUL	9.823	14.826	4.667
IGUACU	4.452	12.506	7.139
NORDESTE	5.132	22.010	22.899
NORTE	73.239	87.446	57.985
BMONTE	67	304	0
MAN-AP	264	978	0
TOTAL	101.389	152.962	92.895

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

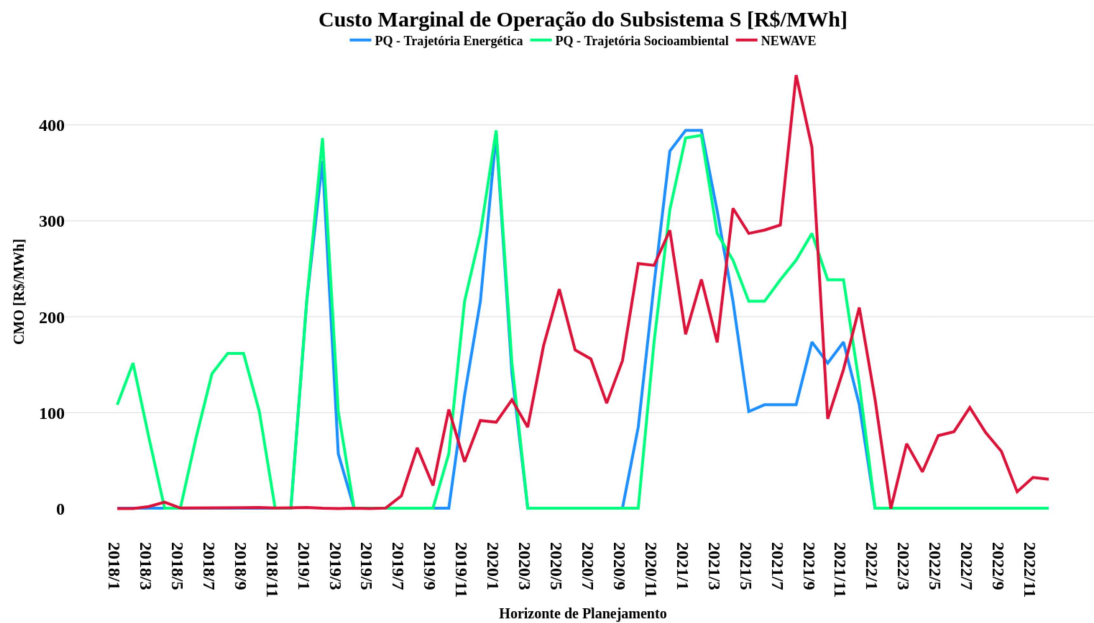
As Figuras 37, 38, 39 e 40 apresentam a evolução dos Custos Marginais de Operação (CMOs) nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N) no horizonte de estudo considerado, respectivamente. Percebe-se que os padrões obtidos pelas abordagens quadráticas (curvas azuis para os resultados das Trajetórias Energéticas e curvas verdes para os das Socioambientais) apresentam uma semelhança e, ao compará-las ao NEWAVE (curvas vermelhas), os padrões obtidos divergem entre si. Primeiramente, é possível notar que os CMOs são praticamente nulos (0,50 R\$/MWmês) na maior parte do período de planejamento para as simulações que utilizam as Trajetórias de Referência como base, indicando a utilização apenas das usinas térmicas com este baixo custo para estes períodos. Além disso, observa-se que nestas abordagens os valores dos CMOs são idênticos em todos os quatro subsistemas, enquanto no NEWAVE verifica-se que os CMOs do Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentam os mesmos valores, assim como os do Nordeste e Norte também são semelhantes entre si. Esta diferença de comportamento indica que, na metodologia proposta, os limites operacionais dos intercâmbios entre os subsistemas não foram alcançados durante todo o horizonte de estudo, demonstrando que ainda existia capacidade disponível para a realização de trocas adicionais de energia entre os diferentes subsistemas. Por outro lado, os resultados do modelo NEWAVE revelam que os limites máximos de intercâmbio entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, bem como entre Sudeste/Centro-Oeste e Norte, foram completamente utilizados, situação esta que não permitiria a realização de transferências adicionais de energia entre estes subsistemas. Ainda, nota-se um pequeno pico de CMO para as Trajetórias Socioambientais no primeiro mês do horizonte de estudo, reflexo do custo de geração térmica necessário para elevar os reservatórios aos níveis estabelecidos por estas trajetórias.

Figura 37 – Custo Marginal de Operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



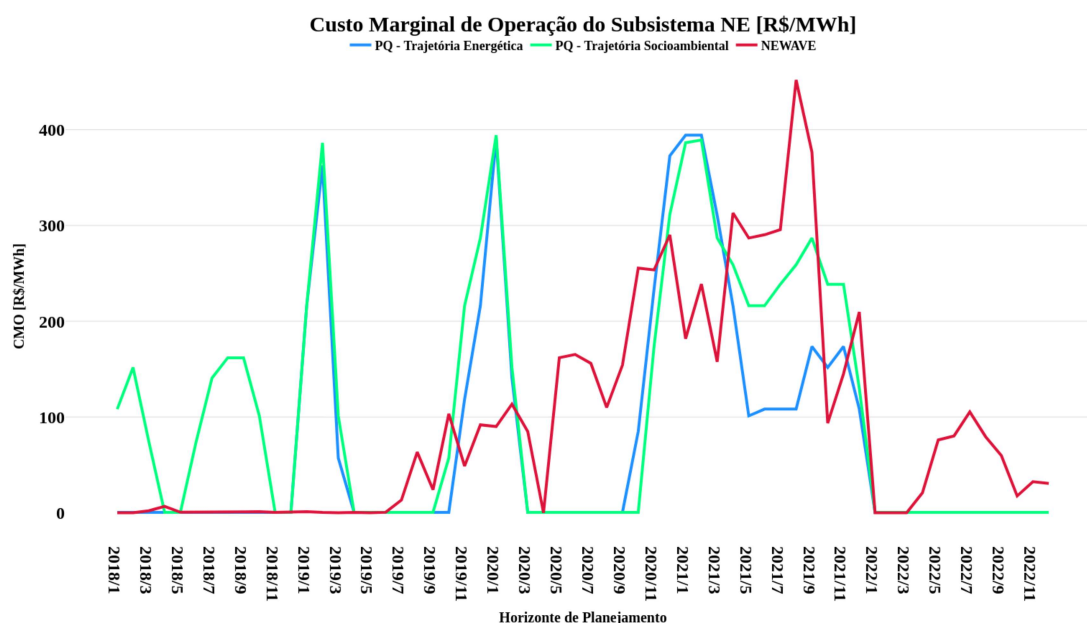
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 38 – Custo Marginal de Operação do subsistema Sul para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



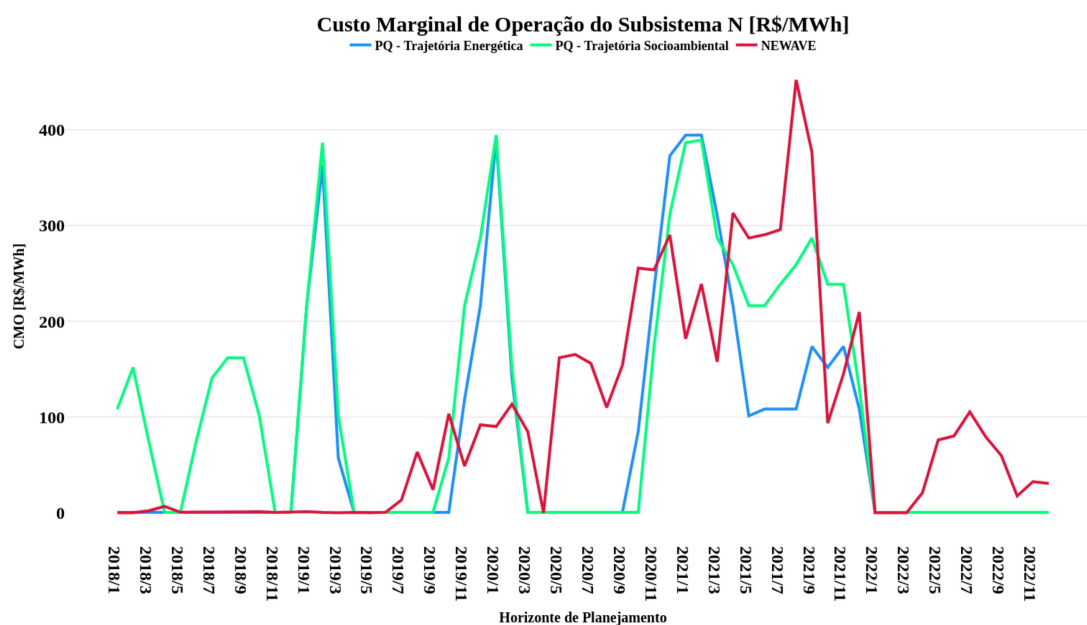
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 39 – Custo Marginal de Operação do subsistema Nordeste para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 40 – Custo Marginal de Operação do subsistema Norte para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Em concordância com os resultados apresentados nas Figuras 37 a 40, as Tabelas 4 e 5 mostram uma comparação entre os CMOs obtidos pelas simulações que utilizam as Trajetórias de Referência e pelo modelo NEWAVE. Ao avaliar o CMO médio resultante

de cada simulação, percebe-se que a simulação com Trajetória Energética foi a mais econômica, seguida pelo modelo NEWAVE e, por último, pela simulação com Trajetória Socioambiental. Nota-se ainda que os resultados da abordagem quadrática proposta se mantiveram coerentes com a Penalidade Equivalente definida na simulação, uma vez que os CMOs máximos obtidos não ultrapassaram o CVU Limite definido de 400,00 R\$/MWh.

Tabela 4 – Comparação entre os Custos Marginais de Operação dos Subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul da metodologia proposta para cada trajetória e do NEWAVE para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022

Custos Marginais de Operação dos Subsistemas SE/CO e S [R\$/MWh]			
VALORES	TRAJETÓRIA ENERGÉTICA	TRAJETÓRIA SOCIOAMBIENTAL	NEWAVE
CMO Máximo	394,28	394,28	451,95
CMO Médio	75,68	106,91	103,19
CMO Mínimo	0,00	0,00	0,00

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Tabela 5 – Comparação entre os Custos Marginais de Operação dos Subsistemas Nordeste e Norte da metodologia proposta para cada trajetória e do NEWAVE para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022

Custos Marginais de Operação dos Subsistemas NE e N [R\$/MWh]			
VALORES	TRAJETÓRIA ENERGÉTICA	TRAJETÓRIA SOCIOAMBIENTAL	NEWAVE
CMO Máximo	394,28	394,28	451,95
CMO Médio	75,68	106,91	95,67
CMO Mínimo	0,00	0,00	0,00

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Em consonância com os resultados observados dos CMOs, a Tabela 6 apresenta os valores totais de Geração Térmica (GTERM) para cada subsistema para as diferentes simulações realizadas. Nota-se que o modelo NEWAVE foi o que resultou no maior montante de geração térmica, o que era esperado considerando que seus CMOs raramente se aproximaram de zero nos gráficos analisados e o seu montante de geração hidráulica foi o menor entre as simulações, como visto anteriormente. Já a simulação que utilizou as Trajetórias Socioambientais apresentou níveis intermediários de geração térmica, coerentes com o comportamento de seus CMOs e com as gerações hidráulicas intermediárias obtidas por esta metodologia. Por fim, a simulação que utilizou as Trajetórias Energéticas registrou o menor montante de geração térmica entre as três simulações, condizente com o maior montante de geração hidráulica observado na Tabela 2.

Tabela 6 – Comparação dos resultados de geração térmica de todos os subsistemas para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022

Geração Térmica Total [MWmês]			
SUBSISTEMA	TRAJETÓRIA ENERGÉTICA	TRAJETÓRIA SOCIOAMBIENTAL	NEWAVE
SE/CO	237.989	264.107	276.645
S	67.144	77.770	102.667
NE	45.030	58.343	52.403
N	98.077	109.398	104.604
TOTAL	448.240	509.618	536.319

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Finalmente, a Tabela 7 apresenta uma análise comparativa entre os custos totais de operação das simulações realizadas. Os resultados indicam que a abordagem com as Trajetórias Energéticas obteve o menor custo total devido à sua maior utilização de geração hidráulica e menor acionamento de térmicas. Em contraste, os maiores custos foram obtidos pela abordagem com as Trajetórias Socioambientais, enquanto o modelo NEWAVE apresentou custos intermediários. Este resultado está alinhado com os CMOs médios mostrados pelas Tabelas 4 e 5, uma vez que seguiram a mesma ordem de custos. Entretanto, ao se comparar diretamente os resultados das simulações com as Trajetórias de Referência com Ênfase Socioambiental e com o modelo NEWAVE, observa-se um resultado diferenciado: o NEWAVE, apesar de apresentar maior geração térmica, não resultou no maior custo total. No entanto, este fato é justificado pelos picos de CMO observados nas Figuras 37 a 40, os quais indicam que, embora a metodologia com Trajetórias Socioambientais tenha acionado as térmicas com menor frequência, esta abordagem utilizou usinas com custos mais elevados na maior parte das vezes, em comparação com aquelas acionadas pelo NEWAVE. Assim, os custos totais observados se mostram coerentes com os padrões de acionamento térmico e os CMOs registrados em cada uma das simulações realizadas.

Tabela 7 – Comparação entre os custos de todas as abordagens estudadas para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022

Custo Total [R\$]			
VARIÁVEL	TRAJETÓRIA ENERGÉTICA	TRAJETÓRIA SOCIOAMBIENTAL	NEWAVE
FOB [R\$]	30.320.146.420,53	34.949.401.000,61	32.072.740.000,00

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

É importante ressaltar que o período do histórico de vazões estudado foi marcado por uma severa estiagem que comprometeu significativamente os níveis dos reservatórios, exigindo, na ocasião, a implementação de despachos térmicos adicionais. Esta medida excepcional foi necessária devido à resposta tardia dos modelos de otimização convencionais frente aos cenários hidrológicos críticos que vieram a ocorrer, resultando em custos adicionais acumulados da ordem de R\$ 43 bilhões de outubro de 2020 a janeiro de 2022

(ONS, 2022), de maneira que o custo apresentado pelo modelo NEWAVE para este período foi subestimado. Diante deste contexto, a metodologia proposta no presente estudo se mostra particularmente relevante, pois sua abordagem preventiva - fundamentada nas Trajetórias de Referência com foco na segurança hídrica - teria potencial para evitar a queda dos reservatórios a níveis tão críticos, ao mesmo tempo em que garantiria a indicação oportuna dos despachos térmicos necessários pelo seu processo de otimização.

4.3 ANÁLISE DA VARIAÇÃO DA PENALIDADE EQUIVALENTE

O segundo conjunto de resultados refere-se à análise da variação da Penalidade Equivalente nas simulações realizadas com a metodologia não linear proposta neste trabalho. Considerou-se o mesmo horizonte de planejamento adotado na Seção 4.2, correspondente ao período de 2018 a 2022. Para cada uma das Trajetórias de Referência, foram executadas simulações de forma iterativa com o valor da Penalidade Equivalente (PEN_{equiv}) incrementado em 200,00 R\$/MWh, variando de 0,00 R\$/MWh até 8.000,00 R\$/MWh — valor superior ao custo do déficit de energia. Os resultados obtidos para as Trajetórias Energéticas estão apresentados na Subseção 4.3.1, enquanto os referentes às Trajetórias Socioambientais constam na Subseção 4.3.2.

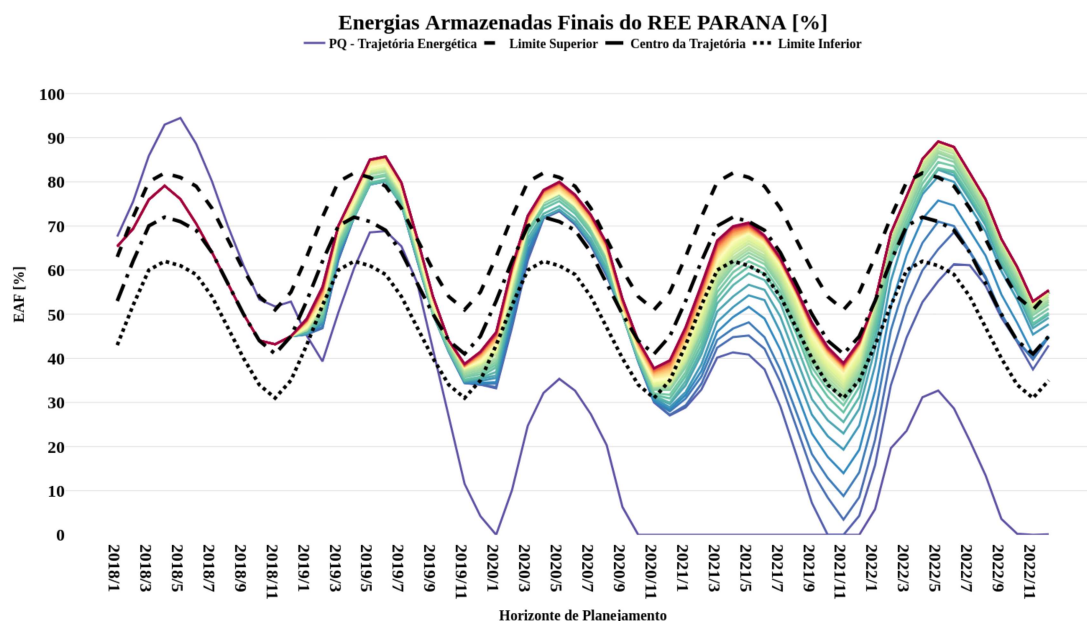
4.3.1 Trajetórias de Referência com Ênfase Energética

A Figura 41 apresenta o resultado das Energias Armazenadas Finais (EAF) para o REE Paraná considerando as Trajetórias Energéticas. Observa-se que, à medida em que o valor da Penalidade Equivalente aumenta, as EAFs se aproximam gradativamente do Centro da Trajetória, o que é evidenciado pela transição das curvas azuladas, que indicam penalidades mais baixas, para as curvas avermelhadas, associadas a penalidades mais elevadas. Nota-se também que, na simulação com Penalidade Equivalente nula — ou seja, sem a consideração de uma Trajetória de Referência — há o uso completo da água dos reservatórios. Por outro lado, com o aumento progressivo da PEN_{equiv} , percebe-se maior aderência às Trajetórias de Referência e à preservação de volumes armazenados, evitando o deplecionamento total dos reservatórios. Das 41 curvas simuladas, apenas as 10 primeiras - correspondentes a penalidades baixas - sinalizaram uma menor aderência às Trajetórias de Referência. Este comportamento indica que o aumento progressivo da Penalidade Equivalente induz o modelo a respeitar as trajetórias pré-definidas, mesmo com valores de penalidade não tão elevados, e a manter volumes armazenados mais elevados, reforçando o compromisso da abordagem com a segurança hídrica e operacional do sistema.

É interessante notar, também, que quanto mais crítico o período (como o ocorrido nos anos 2021 e 2022), maiores são as divergências nos resultados obtidos. Nos períodos mais favoráveis (como o ocorrido em 2018) os resultados são coincidentes para praticamente

todos os valores de penalidades, com exceção da simulação que desconsidera as trajetórias ($PEN_{equiv} = 0,00$ R\$/MWh).

Figura 41 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Paraná a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

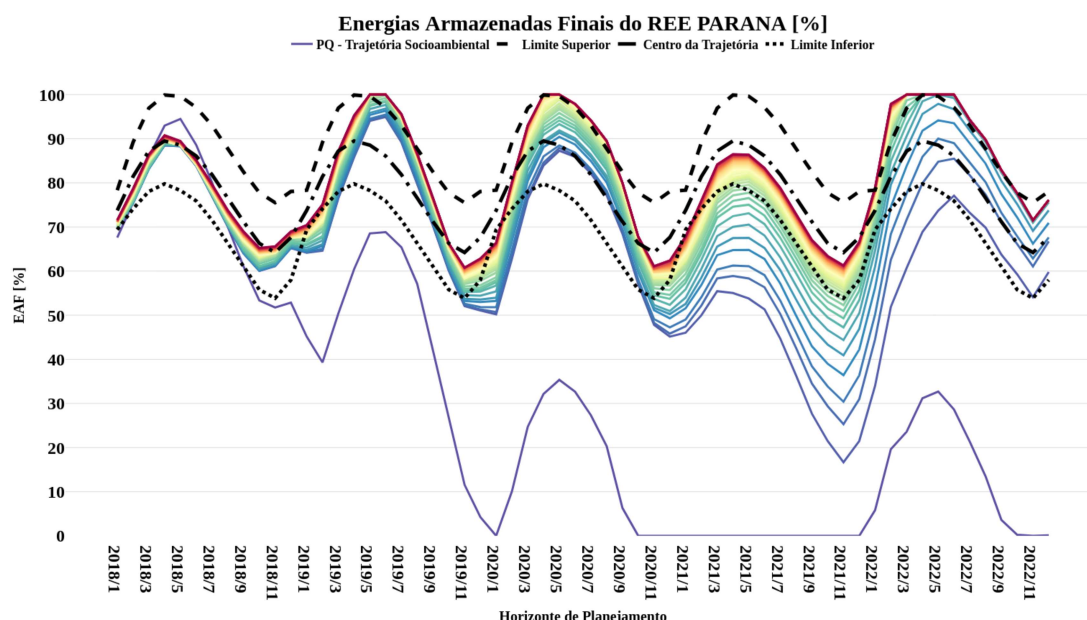
4.3.2 Trajetórias de Referência com Ênfase Socioambiental

A Figura 42 apresenta o resultado das Energias Armazenadas Finais (EAF) para o REE Paraná considerando as Trajetórias Socioambientais. Assim como observado para as Trajetórias Energéticas na Subseção 4.3.1, estes resultados também indicam que o aumento da Penalidade Equivalente favorece uma maior aderência ao Centro das Trajetórias Socioambientais, evidenciada pela transição gradual das curvas em tons azulados (associadas a penalidades baixas) para tons avermelhados (relacionadas a penalidades elevadas). A simulação com penalidade nula, por não considerar nenhuma Trajetória de Referência, apresentou resultados idênticos aos obtidos na análise com as Trajetórias Energéticas, resultando no esvaziamento completo dos reservatórios em diversos momentos do horizonte de planejamento. Com a introdução da penalidade no problema, observa-se a preservação progressiva dos volumes armazenados. De maneira análoga ao comportamento verificado nas Trajetórias Energéticas, nota-se uma rápida aderência às Trajetórias Socioambientais: cerca de 31 das 41 simulações ficaram próximas ao Centro da Trajetória, enquanto apenas 10 se afastaram significativamente. Destaca-se, ainda, que o salto entre a simulação sem penalidade e a primeira com penalidade (200,00 R\$/MWh) foi mais expressivo neste caso, com clara redução no deplecionamento dos reservatórios. Por fim,

ao comparar estes resultados com aqueles das Trajetórias Energéticas, verifica-se que os níveis de armazenamento final foram mais elevados, em consonância com o objetivo das Trajetórias Socioambientais de priorizar a conservação dos recursos hídricos para usos múltiplos.

Assim como verificado na Subseção 4.3.1 para as Trajetórias Energéticas, nota-se que quanto mais crítico o período (como foi o caso de 2021 e 2022), maior é a discrepância nos resultados. Em contrapartida, em períodos mais favoráveis (como o de 2018), os resultados se mostram semelhantes para quase todos os valores de penalidades, exceto na simulação que desconsidera as trajetórias ($PEN_{equiv} = 0,00$ R\$/MWh).

Figura 42 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Paraná a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



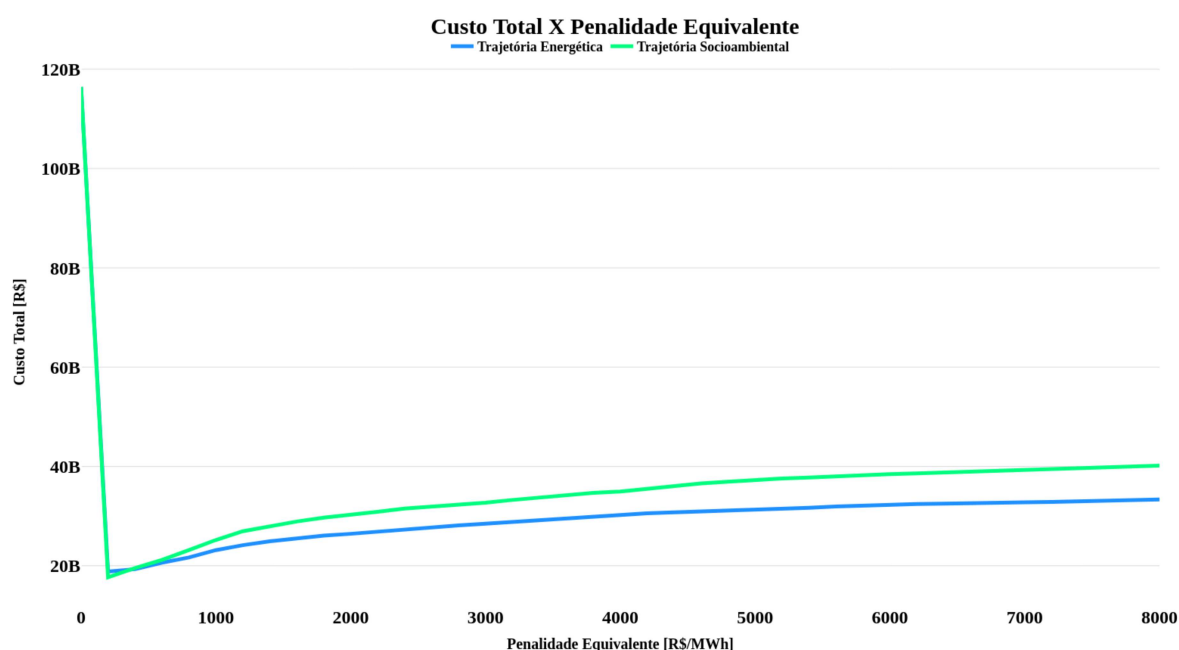
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

4.3.3 Análise Comparativa

Na análise dos custos totais decorrentes do aumento progressivo da Penalidade Equivalente, conforme ilustrado na Figura 43, observa-se que a simulação com penalidade nula — comum às duas trajetórias por não considerar nenhuma delas — apresenta os custos mais elevados dentre todas as simulações. Este resultado é esperado, uma vez que, nesta condição, os reservatórios são completamente deplecionados e, em diversos momentos, não há reposição dos volumes de água utilizados, o que leva à necessidade de acionar intensivamente usinas térmicas para garantir o atendimento da demanda do sistema. Embora a formulação adotada seja baseada em uma abordagem quadrática, o crescimento dos custos totais em função do aumento da penalidade se dá de forma

praticamente linear. Além disso, verifica-se que as simulações associadas às Trajetórias Energéticas resultam, de modo geral, em custos inferiores frente àquelas com as Trajetórias Socioambientais. As únicas exceções ocorrem nas duas primeiras simulações: a primeira, com $PEN_{equiv} = 0,00$ R\$/MWh, apresenta resultados idênticos para ambas as trajetórias, e a segunda, com $PEN_{equiv} = 200,00$ R\$/MWh, apresenta custos ligeiramente menores quando se adota a Trajetória Socioambiental.

Figura 43 – Comparação dos custos totais decorrentes do aumento progressivo da Penalidade Equivalente para ambas as Trajetórias de Referência



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

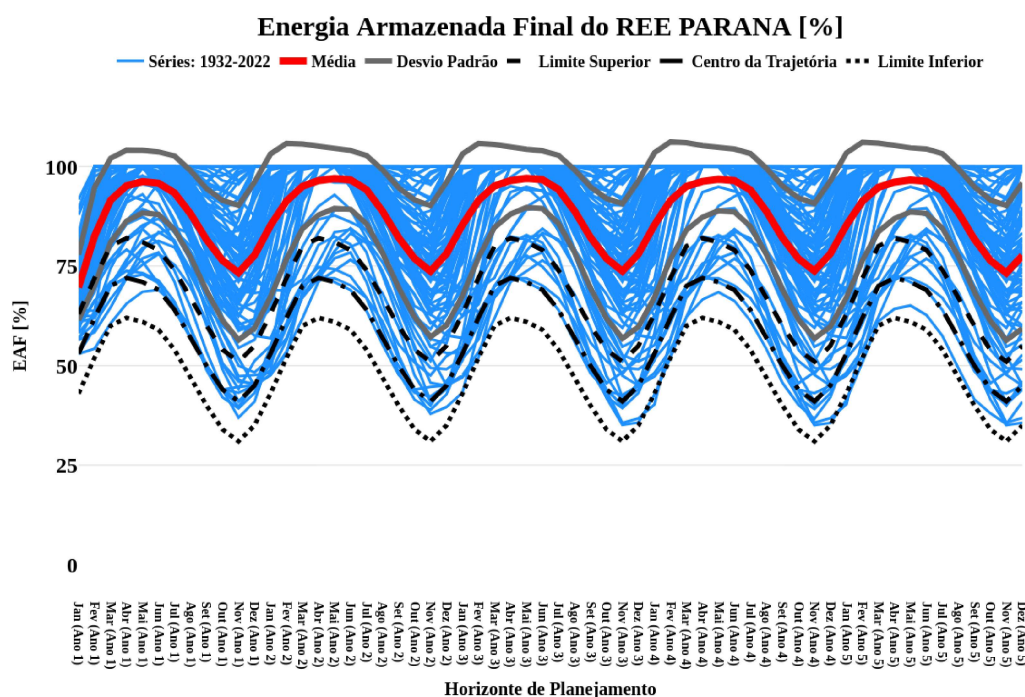
4.4 ENERGIAS ARMAZENADAS FINAIS DE TODAS AS SÉRIES HISTÓRICAS DE VAZÕES

O terceiro conjunto de resultados refere-se à análise das Energias Armazenadas Finais (EAF) obtidas com a aplicação de todas as séries históricas de vazões na metodologia proposta. Para isso, os problemas de otimização foram resolvidos iterativamente em janelas móveis de cinco anos, abrangendo o período de 1932 a 2022, e considerou-se uma Penalidade Equivalente de 4.000,00 R\$/MWh — valor adotado no primeiro conjunto de simulações. Os resultados correspondentes às Trajetórias Energéticas são apresentados na Subseção 4.4.1, enquanto os resultados obtidos com as Trajetórias Socioambientais estão dispostos na Subseção 4.4.2.

4.4.1 Trajetórias de Referência com Ênfase Energética

A Figura 44 apresenta o resultado das EAFs obtidas para todos os blocos quinquenais simulados, considerando a utilização das Trajetórias Energéticas no REE Paraná. A partir destes resultados, nota-se que a metodologia proposta (curvas azuis) conseguiu atingir o objetivo de manter os níveis mensais de EAFs consistentemente acima dos Limites Inferiores pré-definidos (curvas pretas pontilhadas) ao longo de praticamente todo o horizonte de planejamento e em praticamente todas as séries históricas analisadas. Também, percebe-se que, ao analisar a média destes resultados, representada pela curva vermelha, esta situa-se sempre acima do Centro da Trajetória de Referência (curva preta tracejada e pontilhada) definida para cada um dos REEs, corroborando a eficácia da abordagem em estudo. Ainda, os resultados demonstram que a metodologia proposta consegue incorporar adequadamente a sazonalidade prevista nas trajetórias para todas as séries históricas vazões.

Figura 44 – Energias Armazenadas Finais do REE Paraná de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



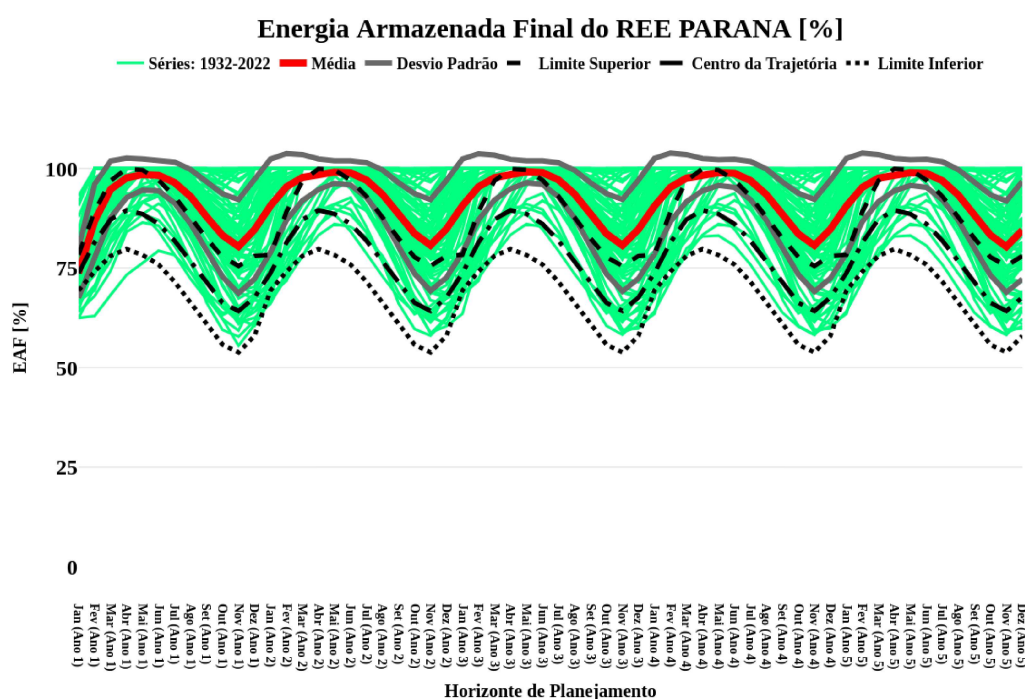
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

4.4.2 Trajetórias de Referência com Ênfase Socioambiental

Assim como verificado na Subseção 4.4.1, a Figura 45 apresenta o resultado das EAFs para todos os blocos quinquenais simulados entre 1932 e 2022, considerando, neste caso, a aplicação das Trajetórias Socioambientais para o REE Paraná. De modo geral, observa-se que o resultado obtido com as Trajetórias Socioambientais foi semelhante ao das

Trajetórias Energéticas, uma vez que a abordagem proposta (representada pelas curvas verdes) manteve os níveis de armazenamento sistematicamente acima do Limite Inferior da Trajetória (curva preta pontilhada) ao longo de praticamente todo o horizonte de estudo e para a maioria das séries históricas analisadas. Além disso, a média mensal (curva vermelha) permaneceu consistentemente superior ao Centro da Trajetória Socioambiental (curva preta tracejada e pontilhada), confirmando a eficiência do método em elevar os níveis dos reservatórios e preservar os recursos hídricos. Ainda, de forma análoga ao observado nas Trajetórias Energéticas, verifica-se clara aderência à sazonalidade incorporada nas trajetórias para todas as séries históricas vazões.

Figura 45 – Energias Armazenadas Finais do REE Paraná de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

4.4.3 Análise Comparativa

Ao se comparar os resultados apresentados nas Subseções 4.4.1 e 4.4.2, observa-se que a metodologia proposta mostra-se eficaz no cumprimento de seu objetivo principal: para ambas as Trajetórias de Referência, os resultados de EAFs obtidos ficaram acima dos Limites Inferiores na maior parte dos meses e para a grande maioria dos anos considerados. Verifica-se, ainda, que os resultados obtidos pela abordagem que utiliza as Trajetórias Socioambientais apresentaram maiores níveis de armazenamento nos reservatórios em comparação àqueles obtidos com as Trajetórias Energéticas - um comportamento já esperado, tendo em vista que as Trajetórias Socioambientais foram construídas com níveis mais elevados, com o objetivo de reforçar a segurança hídrica necessária para o

atendimento aos usos múltiplos da água. Além disso, a Tabela 8 sintetiza, de forma comparativa, os custos totais operativos de cada uma das abordagens, incluindo o modelo NEWAVE. Percebe-se que o menor custo médio entre as três abordagens é proveniente das simulações com as Trajetórias Energéticas, uma vez que opera com maior geração hidráulica e menor dependência de geração térmica, ao contrário do que ocorre no caso das Trajetórias Socioambientais, que priorizam a conservação dos volumes armazenados e, conseqüentemente, levam a um maior acionamento das usinas térmicas. Já o modelo NEWAVE apresenta custos intermediários em relação a essas duas abordagens. Ainda, destaca-se que essa ordem de custos totais foi mantida para as medianas dos custos verificados entre todas as simulações realizadas de todos os blocos quinquenais, de forma que a abordagem com as Trajetórias Energéticas apresentou o menor custo da mediana, seguido do modelo NEWAVE e, por último, da abordagem com as Trajetórias Socioambientais. As medianas dos custos operativos indicam que, na maioria das simulações, o sistema operou com valores próximos ao custo mínimo, evidenciando a tendência de baixos custos operativos na maior parte dos cenários analisados. Em relação ao custo máximo obtido, relativo ao período de 2017 a 2021, percebe-se uma inversão na ordem apresentada, uma vez que o modelo NEWAVE obteve o menor custo máximo, seguido da abordagem que utiliza as Trajetórias Energéticas e, por fim, da que utiliza as Trajetórias Socioambientais. O motivo dessa diferença é relativo à utilização das térmicas durante o processo de otimização de cada abordagem. O modelo NEWAVE apresenta um comportamento semelhante ao verificado na simulação da Seção 4.2 e mantém as térmicas ligadas ao longo de períodos mais longos, enquanto as abordagens com as Trajetórias de Referência utilizam as térmicas apenas quando é necessário, podendo acionar térmicas com custos mais elevados por menores períodos e, conseqüentemente, provocar um custo total superior. No que tange aos custos mínimos, verificou-se que as três abordagens atingiram esse patamar em diversas séries históricas. As pequenas variações nos valores apresentados na Tabela são atribuídas apenas às diferenças decorrentes de aproximações numéricas e arredondamentos realizados durante a resolução dos problemas de otimização. Nessas situações, o despacho do sistema ficou restrito à geração térmica inflexível, resultando em um custo operativo mínimo comum de 289,57 R\$/MWh.

Tabela 8 – Comparação entre o custo de operação da metodologia proposta para cada Trajetória de Referência e do NEWAVE considerando todas as séries históricas de vazões

VALORES	Custos Totais [R\$]		
	TRAJETÓRIA ENERGÉTICA	TRAJETÓRIA SOCIOAMBIENTAL	NEWAVE
Custo Máximo	38.815.212.019,52	40.362.596.221,25	36.205.210.000,00
Custo Médio	18.103.211.628,84	19.261.847.612,14	19.008.880.804,60
Mediana	17.374.509.702,54	17.573.758.996,30	17.443.980.000,00
Custo Mínimo	17.374.496.162,93	17.374.521.236,74	17.374.497.196,23

Fonte: Elaborada pela autora (2025)

4.5 ACOPLAMENTO COM O DECOMP

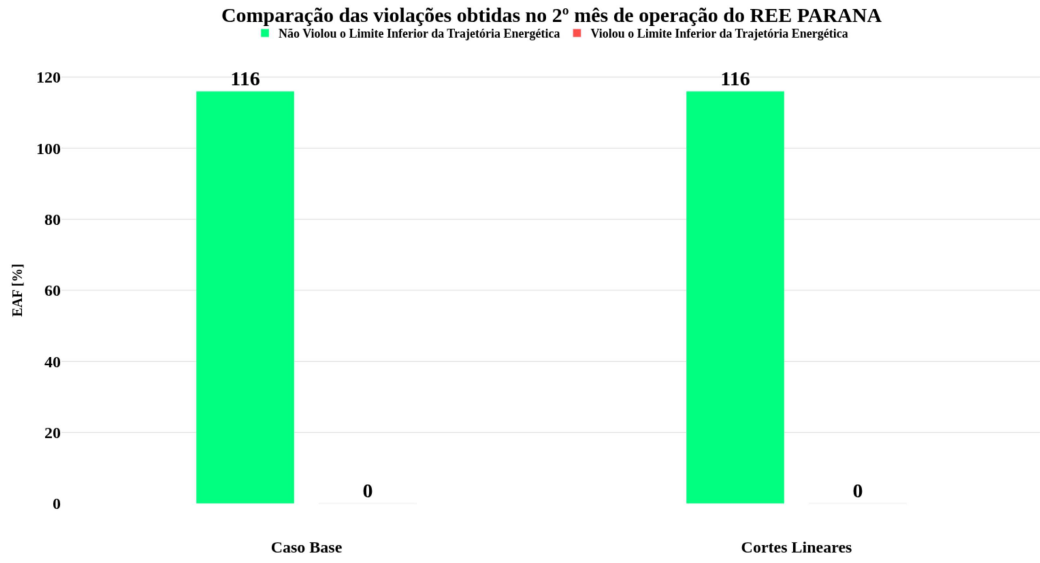
Nesta seção, são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir da aplicação do acoplamento da metodologia proposta ao modelo DECOMP. Para isso, foram adotadas as duas estratégias descritas na Seção 3.3, ou seja, tanto a formulação de cortes lineares análogos aos da Função de Custo Futuro quanto o uso direto do mecanismo de Restrições Hidráulicas de Energia (RHE) disponível no DECOMP. O estudo contemplou a incorporação dos Limites Inferiores das duas Trajetórias de Referência propostas, cujos resultados são apresentados separadamente: os referentes às Trajetórias Energéticas são discutidos na Seção 4.5.1, enquanto os relacionados às Trajetórias Socioambientais estão na Seção 4.5.2.

4.5.1 Trajetórias de Referência com Ênfase Energética

Para realizar o acoplamento da metodologia proposta com o modelo DECOMP, foi adotada a técnica da criação dos cortes lineares, conforme descrito na Seção 3.3. Neste sentido, os valores dos Limites Inferiores das Trajetórias Energéticas foram utilizados como base para definir os Limites Inferiores dos cortes. O coeficiente de inclinação das retas lineares foi fixado em 5.000,00 R\$/MWh, valor inferior ao custo associado ao déficit de energia.

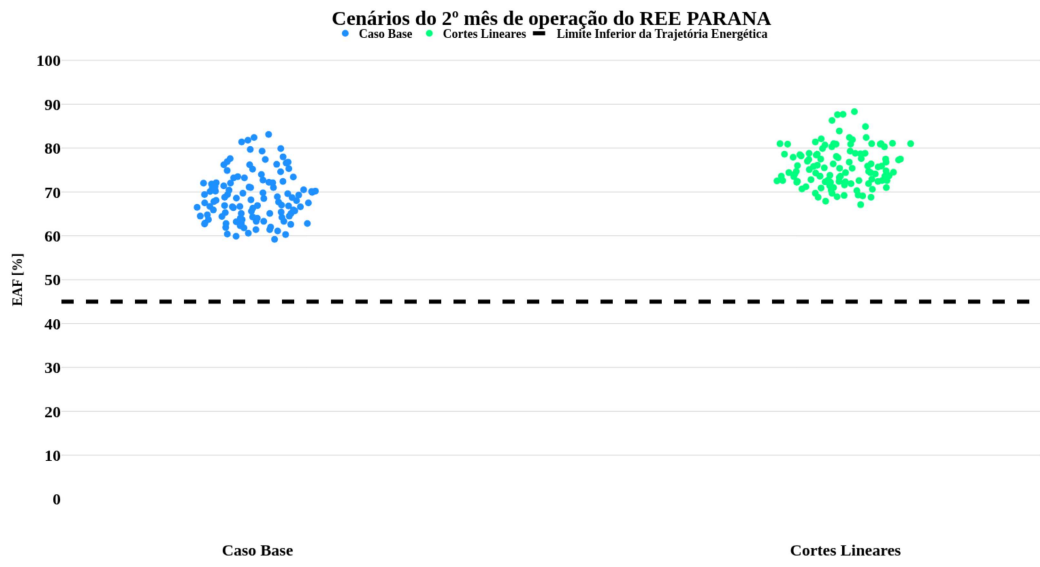
As Figuras 46, 48 e 50 apresentam uma comparação entre os cenários em que ocorreram violações dos Limites Inferiores e aqueles em que tais violações não foram verificadas para os REEs Paraná, Paranapanema e Iguaçu, respectivamente. Ainda, as Figuras 47, 49 e 51 mostram os resultados obtidos em cada cenário, juntamente com os respectivos Limites Inferiores das Trajetórias adotadas para os mesmos REEs, respectivamente. Observa-se que a introdução dos cortes lineares para a incorporação das Trajetórias Energéticas mostrou-se eficaz, uma vez que, nos cinco REEs analisados, não foram registradas violações após a aplicação da metodologia nos cortes da Função de Custo Futuro. Destaca-se, em especial, o desempenho nos REEs Paranapanema e Iguaçu, que apresentaram violações no Caso Base — cenário sem qualquer modificação no modelo DECOMP — as quais foram completamente eliminadas no cenário com aplicação dos cortes lineares. Ressalta-se o caso do REE Iguaçu, que inicialmente apresentou um volume expressivo de violações no Caso Base, todas corrigidas com a incorporação das Trajetórias Energéticas por meio do acoplamento via Função de Custo Futuro.

Figura 46 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paraná



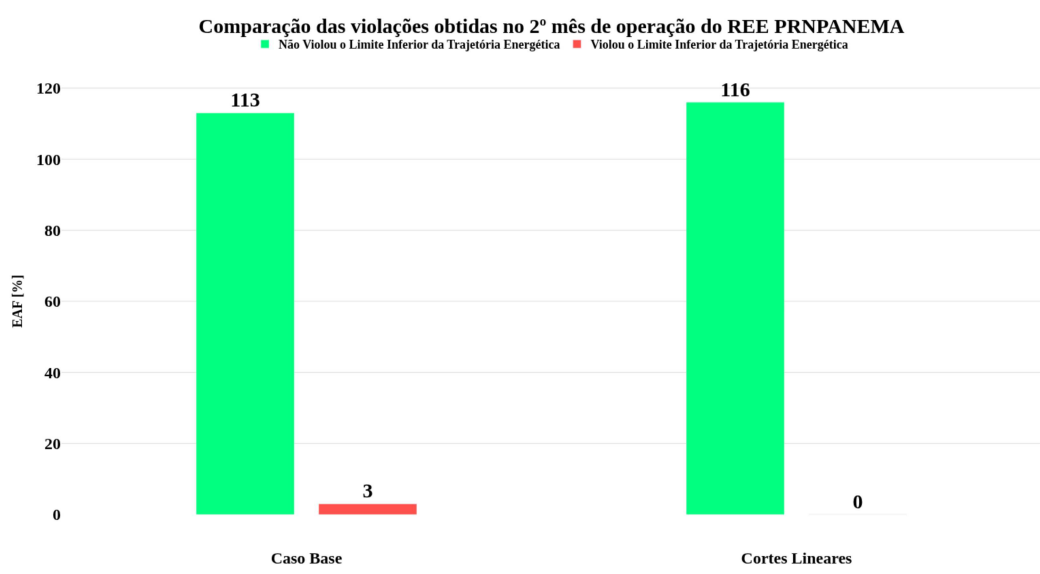
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 47 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paraná



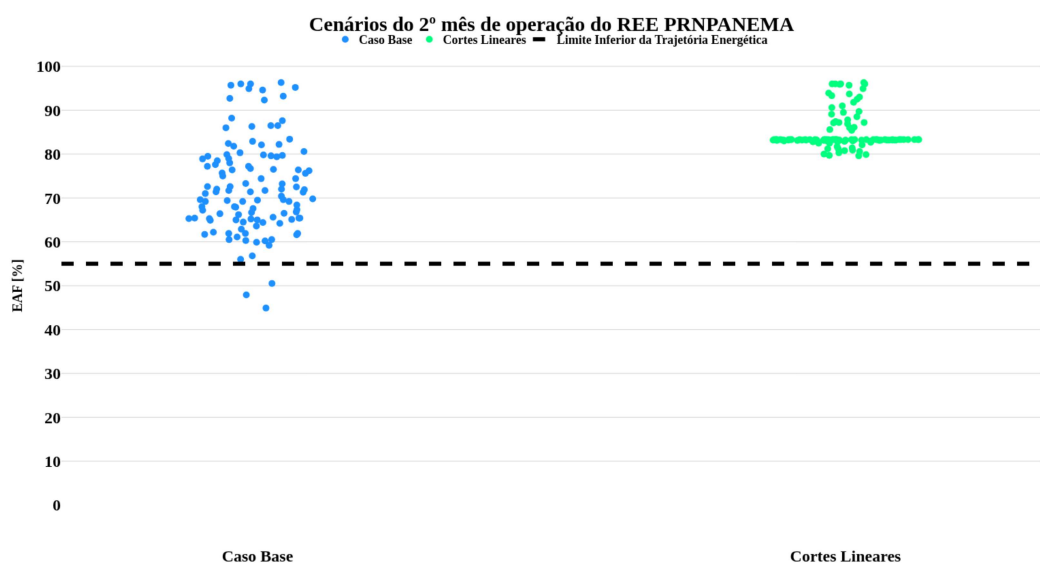
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 48 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paranapanema



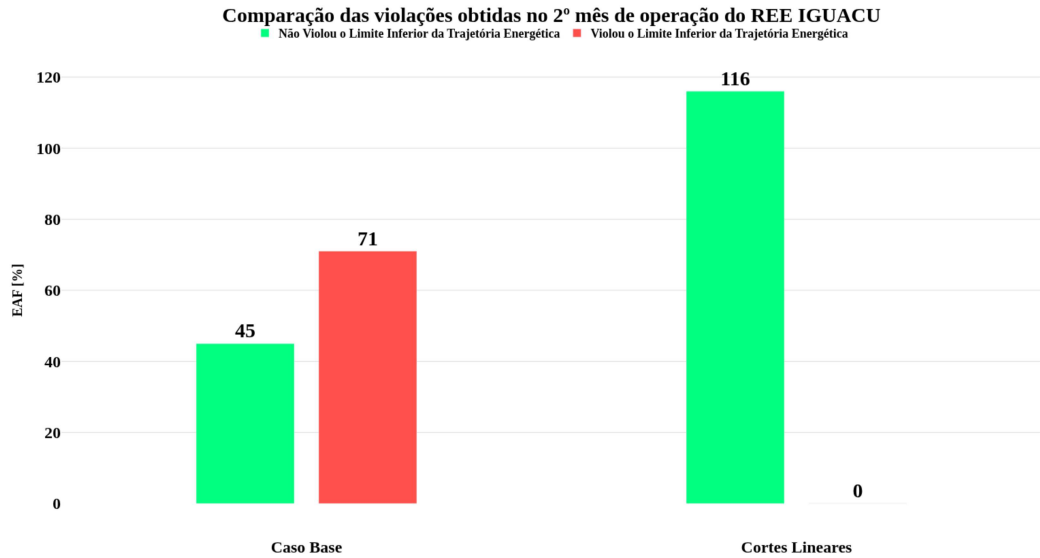
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 49 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paranapanema



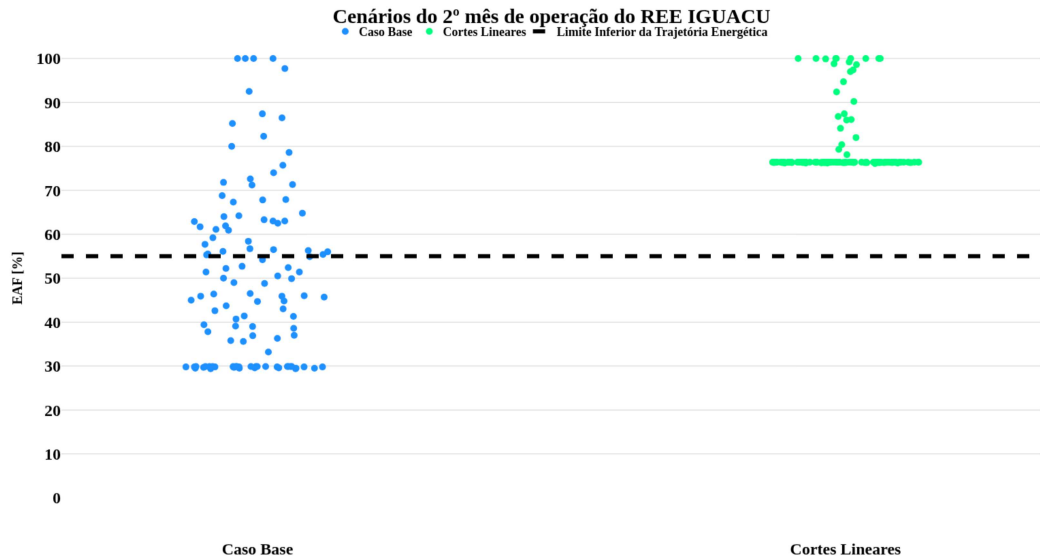
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 50 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Iguaçu



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 51 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Iguaçu



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

4.5.2 Trajetórias de Referência com Ênfase Socioambiental

No contexto da aplicação das Trajetórias Socioambientais, a adoção exclusiva da técnica de cortes lineares não foi suficiente para assegurar a convergência do problema. Isso se deve ao caráter mais restritivo dessas trajetórias, que impõem níveis mais elevados

de armazenamento nos REEs. Como consequência, a transição entre os níveis de partida considerados para os níveis estabelecidos por seus Limites Inferiores mostrou-se inviável dentro do horizonte de um mês de planejamento. Diante dessa limitação, além da geração dos cortes lineares, optou-se por incorporar as Restrições Hidráulicas de Energia (RHE) disponíveis no modelo DECOMP, com o objetivo de viabilizar a obtenção de uma solução factível para o problema. Conforme detalhado na Seção 3.3, as restrições RHE podem ser classificadas em dois tipos no problema de otimização: *hard* e *soft*. No caso das restrições do tipo *hard*, o modelo DECOMP pode acarretar inviabilidades no problema, uma vez que este tipo de restrição precisa ser obrigatoriamente atendido. Por outro lado, as restrições do tipo *soft* não geram inviabilidades, porém podem ser violadas, caso necessário, para que se alcance a convergência do problema.

Com o intuito de aplicar as informações das Trajetórias Socioambientais no modelo DECOMP, considerou-se três casos de estudo, cujas restrições RHE foram consideradas do tipo *soft*. Aplicou-se também a metodologia dos cortes lineares. Em cada caso, tanto as penalidades associadas às restrições RHE quanto as inclinações dos cortes lineares foram ajustadas conforme os valores apresentados na Tabela 9, sendo os seguintes:

- Caso 1: As restrições RHE foram definidas com uma penalidade de 5.000,00 R\$/MWh e os cortes lineares tiveram uma inclinação de 1.000,00 R\$/MWh;
- Caso 2: As restrições RHE foram definidas com uma penalidade de 3.000,00 R\$/MWh e os cortes lineares tiveram uma inclinação de 3.000,00 R\$/MWh;
- Caso 3: As restrições RHE foram definidas com uma penalidade de 1.000,00 R\$/MWh e os cortes lineares tiveram uma inclinação de 5.000,00 R\$/MWh.

Tabela 9 – Casos de estudos considerados para a aplicação das Trajetórias Socioambientais no modelo DECOMP

Simulação	Penalidade RHE [R\$/MWh]	Inclinação do Corte [R\$/MWh]
Caso 1	5.000,00	1.000,00
Caso 2	3.000,00	3.000,00
Caso 3	1.000,00	5.000,00

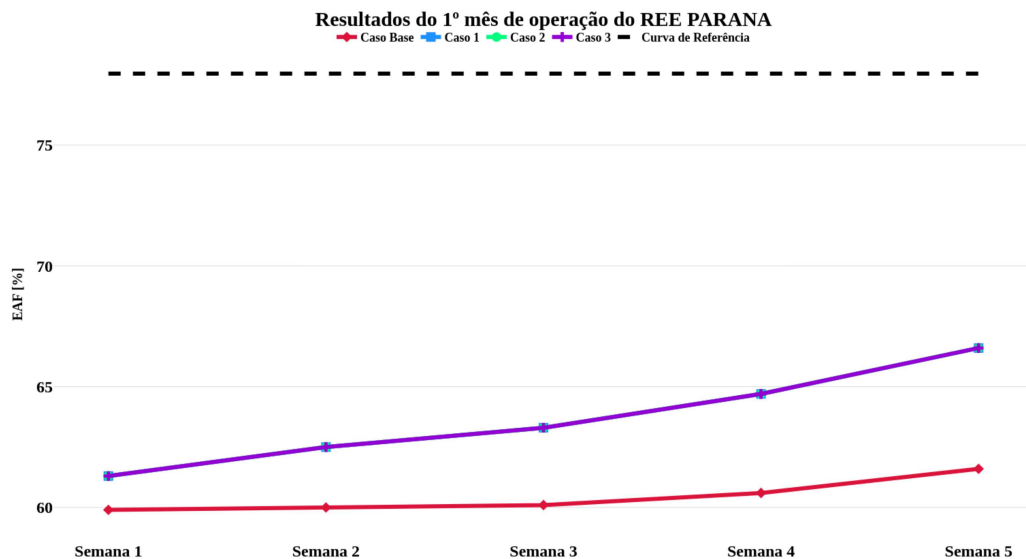
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

É relevante destacar que, em todos os casos, a soma das penalidades estabelecidas não excede o custo do déficit de energia, garantindo que o modelo não resulte em déficits para assegurar que a operação do sistema permaneça dentro dos Limites Inferiores das Trajetórias Socioambientais.

As Figuras 52, 54 e 56 apresentam os resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para os REEs Paraná, Paranapanema e Iguaçu. Adicionalmente, as Figuras 53, 55 e 57 mostram os resultados dos cenários do segundo mês de

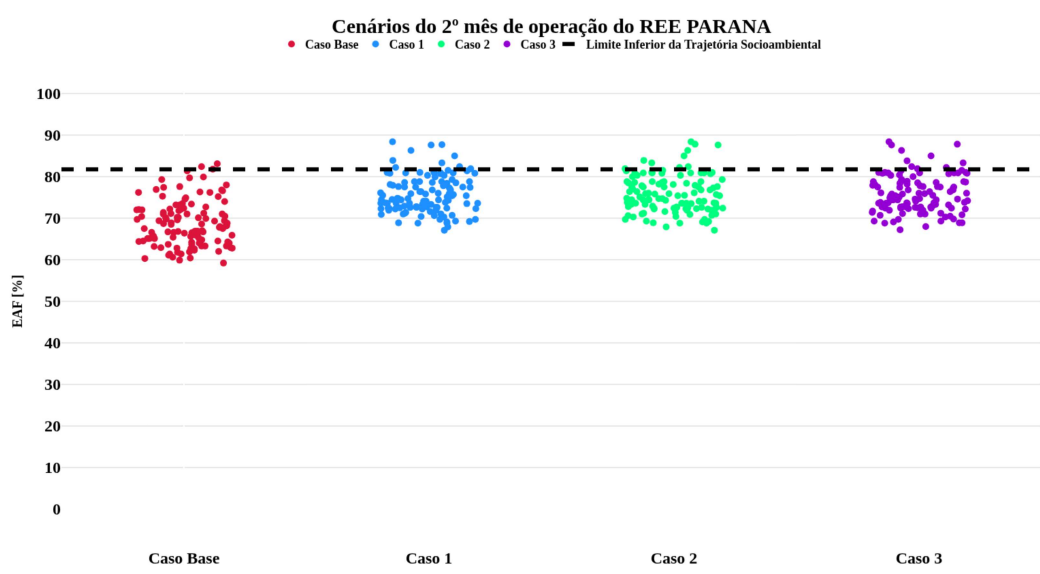
operação do modelo DECOMP para os mesmos REEs, respectivamente. Observa-se que todos os REEs apresentaram resultados distintos do Caso Base, com os três cenários em estudo atingindo resultados bastante semelhantes entre si. Destacam-se os resultados dos REEs Paranapanema e Iguaçu, que ficaram bem próximos do Limite Inferior na última semana operativa para os três casos apresentados. No caso do REE Paraná, percebe-se uma elevação dos níveis de armazenamento, mas não foi possível atingir os Limites Inferiores desejados. Em relação às diferentes penalidades e inclinações consideradas, observa-se que os resultados foram praticamente idênticos entre os cenários, indicando que as ponderações realizadas foram adequadas, uma vez que a soma total das penalidades foi sempre a mesma (R\$ 6.000,00).

Figura 52 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paraná



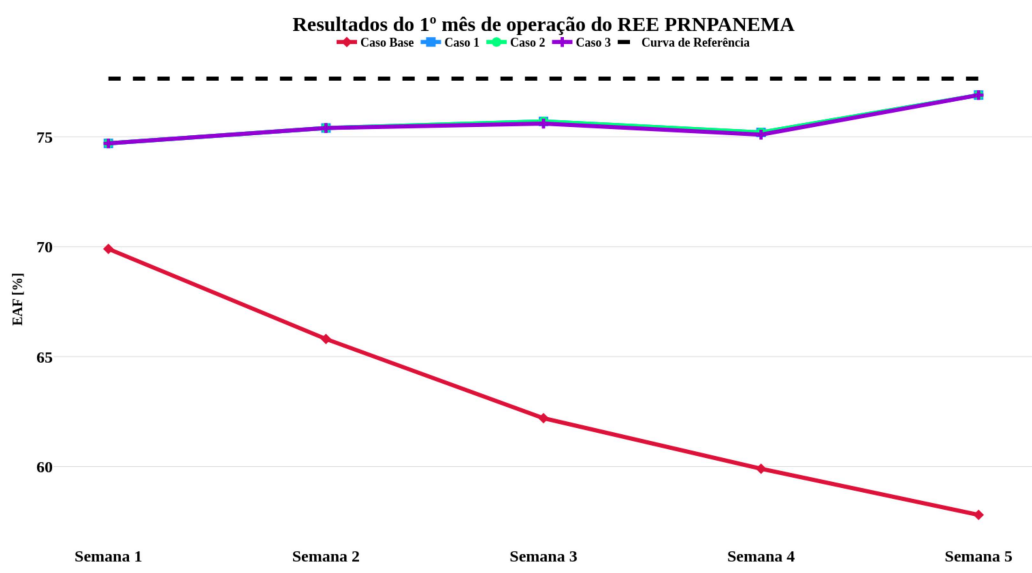
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 53 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paraná



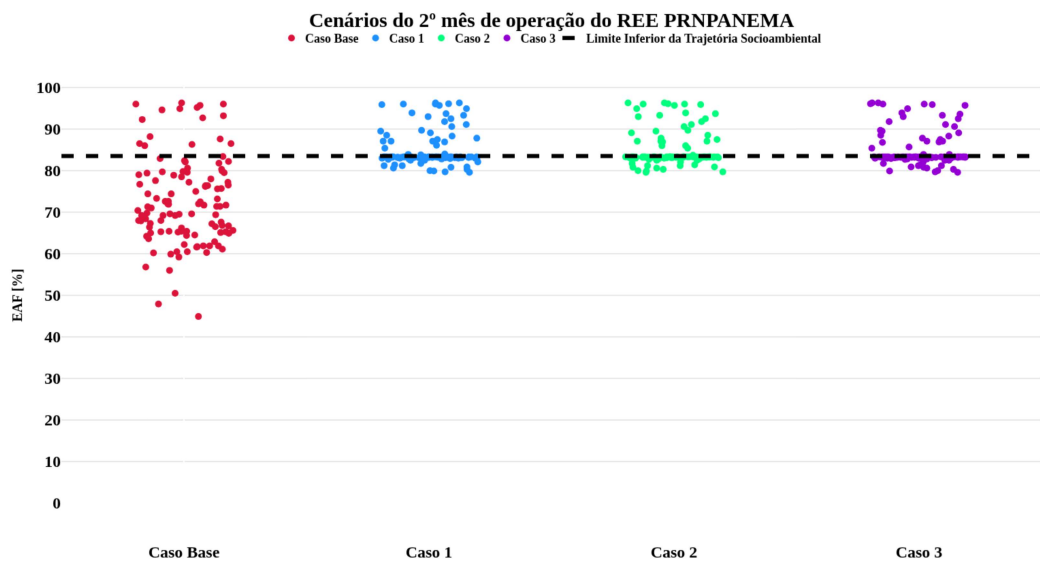
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 54 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Parapanema



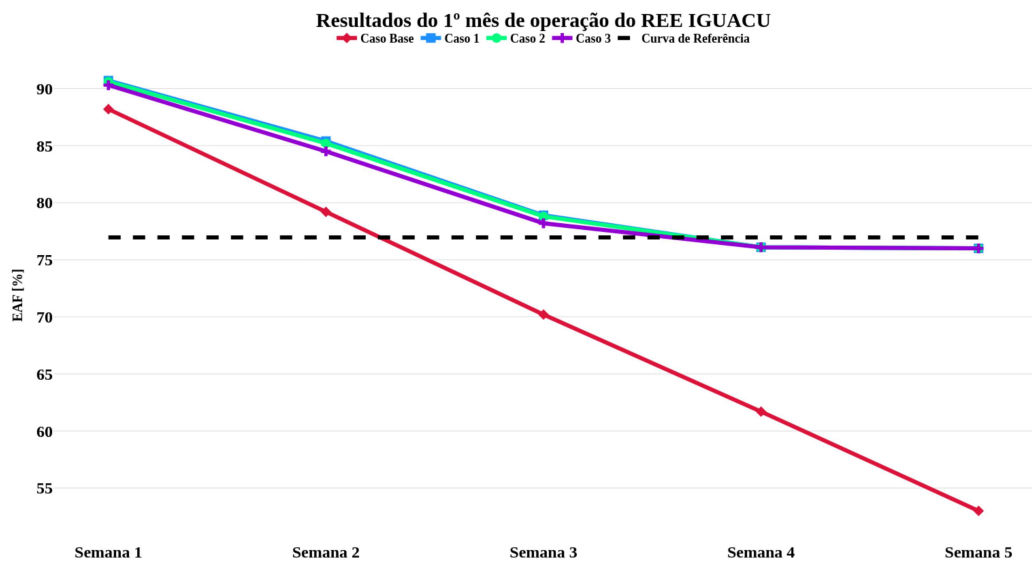
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 55 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Paranapanema



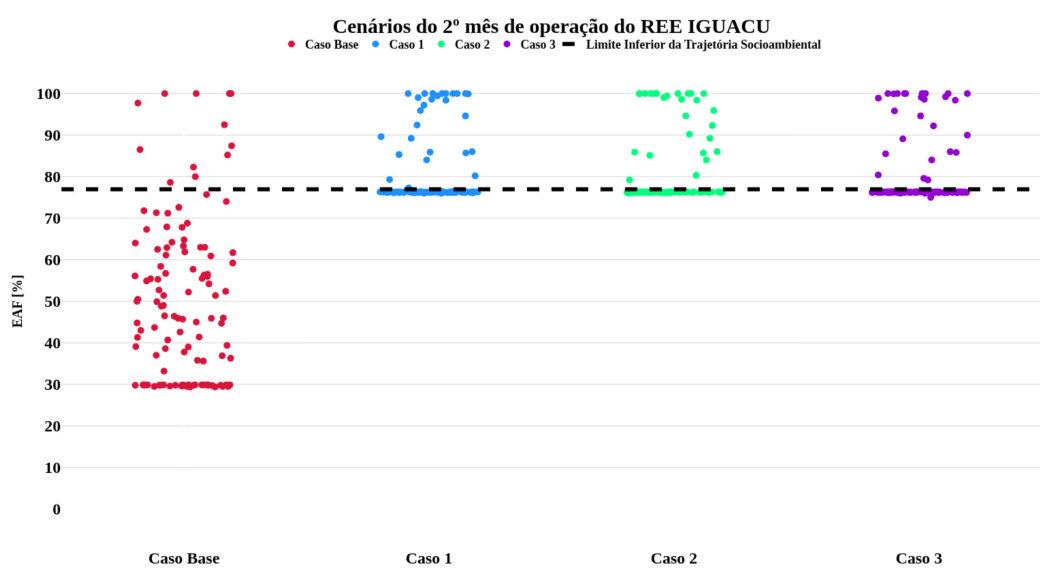
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 56 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Iguaçu



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 57 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Iguazu



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho propôs uma nova abordagem para o planejamento hidrotérmico de médio prazo, que tinha como objetivo garantir a segurança operacional e hídrica das usinas hidrelétricas com reservatório, levando em consideração as variações sazonais de aflúências das bacias hidrográficas. Com isso, a metodologia apresentada, alternativa ao modelo NEWAVE, se baseou na utilização da Programação Quadrática e de Trajetórias de Referência ajustadas sazonalmente de modo a manter os níveis dos reservatórios dentro de faixas operacionais pré-estabelecidas. Desta forma, este estudo considerou o uso de duas Trajetórias de Referência distintas - Energética e Socioambiental - e comparou os resultados obtidos com o modelo NEWAVE. Além disso, foram realizadas análises para verificar a aplicação de diferentes penalidades para a parcela quadrática da Função Objetivo do problema e, ainda, foram feitas simulações para analisar o comportamento da utilização da metodologia proposta frente aos inúmeros cenários de vazões das séries históricas de vazões do *deck* utilizado.

O trabalho também abordou um estudo para acoplar as decisões oriundas das Trajetórias de Referência dentro do modelo DECOMP. Para isto, foram analisadas duas abordagens: a primeira consistiu na criação de cortes para a Função de Custo Futuro com a incorporação dos Limites Inferiores das Trajetórias; a segunda utilizou as Restrições Hidráulicas de Energia (RHE) do DECOMP, considerando os dados das Trajetórias de Referência.

Para alcançar os objetivos propostos, foi considerado o Sistema Interligado Nacional, abrangendo os quatro subsistemas com todos os seus respectivos Reservatórios Equivalentes de Energia, todas as suas Usinas Termelétricas e todas as interligações entre eles, incluindo o Nó Fictício de Imperatriz. Adicionalmente, adotou-se uma carga bruta correspondente a 20% acima da carga nominal do *deck* utilizado (*deck* do modelo NEWAVE de janeiro de 2024). A fim de permitir uma comparação equilibrada entre as metodologias analisadas, o sistema foi levemente simplificado. Dessa forma, todas as usinas térmicas foram tratadas como existentes, sem a consideração das suas taxas de falha e de indisponibilidade. A geração mínima das UTEs foi mantida constante ao longo de todo o horizonte de planejamento e, para as usinas com custo originalmente nulo, foi atribuído um valor de 0,50 R\$/MWh.

A primeira análise realizada, apresentada na Seção 4.2, consistiu na comparação entre a metodologia proposta para ambas as Trajetórias de Referência e o modelo NEWAVE para o período de planejamento de 2018 a 2022. É notável que a metodologia em estudo conseguiu manter as Energias Armazenadas Finais (EAFs) acima dos Limites Inferiores das Trajetórias de Referência para todos os REEs em praticamente todo o horizonte de planejamento analisado, tanto para as Trajetórias Energéticas quanto para

as Socioambientais. Dessa maneira, a nova metodologia se mostrou um Mecanismo de Aversão a Risco consistente, já que consegue garantir a segurança energética e hídrica para os reservatórios do sistema. Além disso, devido ao fato deste estudo ter considerado duas trajetórias distintas, a nova abordagem de planejamento energético se mostrou flexível para diferentes níveis de armazenamento desejados, uma vez que obteve os maiores montantes de EAF para a simulação com Trajetórias Socioambientais e os menores montantes para a simulação com Trajetórias Energéticas. Por sua vez, o modelo NEWAVE obteve resultados intermediários frente às duas simulações com trajetórias.

No que tange à Geração Hidráulica (GHIDR), os resultados demonstraram que as Trajetórias Energéticas obtiveram os maiores montantes de GHIDR, fato já esperado visto que suas EAFs foram inferiores, indicando um maior uso deste recurso energético. No entanto, para a simulação com Trajetórias Socioambientais e para o modelo NEWAVE, tal condição não foi verificada, já que maiores níveis de armazenamento significam maiores alturas de queda nos reservatórios e, conseqüentemente, maiores produtibilidades, que elevam a geração hidráulica das usinas. Já em relação à Energia Vertida (EVERT), as simulações com as Trajetórias de Referências apresentaram montantes superiores quando comparadas com os montantes do modelo NEWAVE. O motivo é a própria proposta da metodologia, que foca em manter, sempre que possível, suas EAFs próximas ao Centro das Trajetórias.

No que diz respeito aos resultados dos Custos Marginais de Operação (CMOs), observou-se que as simulações que adotaram a abordagem quadrática apresentaram comportamentos bastante semelhantes entre si, mas distintos daqueles obtidos pelo modelo NEWAVE. Nessas simulações, os CMOs obtidos para ambas as trajetórias foram idênticos, indicando que os fluxos dos intercâmbios energéticos não foram utilizados em sua totalidade. Por outro lado, em alguns meses, o modelo NEWAVE utilizou integralmente os fluxos dos subsistemas Norte e Nordeste em direção ao Sudeste/Centro-Oeste, evidenciado pelos diferentes valores de CMO entre esses subsistemas. Adicionalmente, verificou-se que o maior valor de CMO Máximo foi de 451,95 R\$/MWh, alcançado pelo modelo NEWAVE, enquanto nas simulações com as trajetórias, os CMOs não ultrapassaram o valor limite de CVU definido pela Penalidade Equivalente, fixado em 400,00 R\$/MWh. Ainda, nas simulações com as Trajetórias de Referência, os CMOs permaneceram praticamente nulos (0,50 R\$/MWh) em grande parte do horizonte de planejamento, comportamento que contrasta com os valores observados no modelo NEWAVE. Essa diferença pode ser atribuída à Geração Térmica (GTERM), uma vez que o NEWAVE apresentou o maior montante deste tipo de geração de energia elétrica. A simulação com as Trajetórias Energéticas, por sua vez, registrou o menor montante de GTERM, o que era esperado devido à sua maior GHIDR. A simulação com as Trajetórias Socioambientais apresentou valores intermediários de geração térmica.

No que se refere aos custos totais de operação, observou-se que a simulação com as

Trajетórias Energéticas apresentou o menor valor, resultado atribuído à maior utilização da GHIDR e à menor dependência da GTERM. Em contrapartida, os custos associados à simulação com as Trajetórias Socioambientais e ao modelo NEWAVE mostraram um comportamento diferenciado, já que a abordagem quadrática com ênfase Socioambiental alcançou os maiores custos totais, mesmo tendo registrado montantes intermediários de GTERM. Essa diferença pode ser explicada pela forma como a GTERM foi utilizada em cada metodologia. Enquanto o modelo NEWAVE acionou usinas térmicas com maior frequência e por períodos mais extensos, a simulação Socioambiental utilizou menos vezes esse recurso, mas em momentos que exigiram o acionamento de usinas com custos mais elevados, o que resultou em um custo presente total mais alto. Cabe destacar, contudo, que apesar do modelo NEWAVE não ter apresentado os maiores custos totais, na prática, foi necessário realizar diversos despachos térmicos fora da ordem de mérito ao longo do período simulado, evidenciando limitações do modelo para esse cenário específico.

A segunda análise realizada, descrita na Seção 4.3, teve como foco a avaliação da variação da Penalidade Equivalente para as simulações com as Trajetórias de Referência. Neste sentido, para cada uma das trajetórias, foram executadas simulações consecutivas, tendo o valor da PEN_{equiv} progressivamente aumentado. Por meio desta análise, foi possível verificar o comportamento desta penalidade da FOB no problema. Observou-se que à medida que a Penalidade Equivalente aumentava, os níveis de armazenamento tornavam-se progressivamente mais próximos dos Centros das Trajetórias de Referência, comportamento observado tanto nas Trajetórias Energéticas quanto nas Socioambientais. Adicionalmente, observou-se que em períodos mais críticos, as diferenças entre as EAFs obtidas se tornavam mais acentuadas. Com relação aos custos totais de operação, identificou-se uma tendência de crescimento linear em resposta ao aumento da PEN_{equiv} , com exceção das simulações em que essa penalidade foi nula. Por fim, foi verificado que, para praticamente todos os valores de PEN_{equiv} analisados, as simulações baseadas nas Trajetórias Energéticas resultaram em custos totais inferiores àqueles das simulações com Trajetórias Socioambientais.

A terceira análise realizada, apresentada na Seção 4.4, teve como objetivo avaliar as EAFs resultantes da aplicação de todas as séries históricas de vazões na metodologia proposta. Para isso, foram realizadas simulações iterativas para cada uma das Trajetórias de Referência, considerando janelas móveis de cinco anos desde 1932 até 2022. Ao observar os resultados obtidos, ficou evidente que a metodologia proposta atendeu ao seu propósito de manter os níveis de armazenamento dos REEs acima dos Limites Inferiores ao longo de praticamente todo o horizonte de planejamento (cinco anos), independentemente da série histórica considerada. Isso foi evidenciado pelas médias das EAFs para cada REE, que permaneceram consistentemente acima destes limites. Ainda, verificou-se que, em períodos de elevadas afluências, a metodologia ultrapassou as faixas operativas definidas pelas Trajetórias de Referência, com o intuito de manter os REEs em níveis elevados, desconsiderando, nestes casos, as trajetórias. Isto foi verificado ao observar os níveis de

armazenamento, que majoritariamente ficaram acima dos Limites Superiores, e pelos custos verificados das medianas, os quais, para a maior parte das séries históricas, corresponderam ao custo associado à geração térmica mínima do problema.

A última análise realizada, descrita na Seção 4.5, consistiu na aplicação do acoplamento da metodologia proposta ao modelo DECOMP. Para transmitir ao DECOMP as informações referentes às Trajetórias de Referência, foram adotadas duas estratégias distintas: a construção de cortes lineares e a utilização das restrições RHE. No caso das Trajetórias Energéticas, a utilização exclusiva dos cortes lineares foi suficiente para que o modelo reproduzisse os comportamentos esperados, uma vez que, após a aplicação da metodologia, não foram observadas violações dos Limites Inferiores para nenhum dos REEs — ao contrário do que foi verificado no Caso Base. Já em relação às Trajetórias Socioambientais, a aplicação apenas dos cortes lineares não foi capaz de obter a convergência do problema de otimização, dado que estas trajetórias requerem níveis de armazenamento mais elevados. Assim, além da aplicação dos cortes lineares, foi necessário incluir as restrições RHE do tipo *soft*. Com isso, foram analisados três casos distintos, variando o valor de penalidade das restrições RHE e o valor da inclinação dos cortes lineares. Os resultados indicaram uma tendência de elevação dos níveis de armazenamento nos REEs, mesmo que, em alguns casos, os Limites Inferiores não tenham sido totalmente alcançados ao final da última semana operativa. Ainda, notou-se que os três casos considerados obtiveram resultados muito similares, sugerindo que a efetividade do acoplamento depende mais da presença das penalidades do que da predominância de uma estratégia sobre a outra, desde que ambas sejam consideradas.

Portanto, os resultados obtidos ao longo das diferentes análises demonstraram a efetividade da metodologia proposta em direcionar os níveis de armazenamento dos REEs de forma aderente às Trajetórias de Referência, conciliando objetivos energéticos e socioambientais, além de reforçar o papel dos reservatórios como elementos estratégicos no contexto do sistema elétrico, ao atuarem como mecanismos de compensação diante da variabilidade intrínseca às fontes renováveis intermitentes. Com isso, percebe-se que a metodologia proposta é capaz de assegurar uma operação que compatibilize a continuidade do suprimento energético com a preservação capacidade de armazenamento dos reservatórios. Também, a integração com o modelo DECOMP reforçou a aplicabilidade prática da abordagem, permitindo sua aplicação sem a necessidade de alterações estruturais na cadeia de modelos atualmente utilizada no setor elétrico. No entanto, ainda se destacam pontos que demandam aprimoramentos. Em alguns períodos de afluências muito elevadas, a metodologia proposta tende a gerar vertimentos como consequência da tentativa de aproximar o armazenamento ao Centro da Trajetória. Outro aspecto a ser melhorado refere-se à definição manual da Penalidade Equivalente, que permite identificar apenas ótimos locais para cada penalidade aplicada, sem garantir a obtenção de um ótimo global. De forma semelhante, no acoplamento com o modelo DECOMP, as penalidades associadas

às restrições RHE e às inclinações dos cortes também permanecem sendo ajustadas manualmente, o que limita a obtenção de uma calibração ótima desses parâmetros. Além disso, observa-se a necessidade de uma transição gradual entre a operação atualmente baseada no modelo NEWAVE e aquela fundamentada nas Trajetórias de Referência propostas neste trabalho, tendo em vista que, no acoplamento com o DECOMP para as Trajetórias Socioambientais, a utilização exclusiva de cortes lineares não se mostrou suficiente para assegurar a convergência do problema. Mesmo diante dessas limitações, a metodologia em estudo se apresentou como uma alternativa competitiva ao modelo NEWAVE, ao garantir uma maior regularização dos níveis de armazenamento dos REEs e promover uma operação mais estruturada, mantendo, sempre que possível, as EAFs próximas aos Centros das Trajetórias.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Os resultados apresentados neste trabalho evidenciam que a metodologia proposta é viável e possui potencial de aplicação no setor elétrico. Contudo, apesar do estudo ter contemplado a representação completa do Sistema Interligado Nacional, algumas simplificações foram adotadas para viabilizar as análises, tais como a consideração de todas as usinas térmicas (existentes, existentes e em expansão ou não existentes presentes no *deck* original) como existentes no sistema, os períodos de manutenção programada destas usinas foram anulados, bem como as suas taxas de falha e indisponibilidade foram fixadas em zero, a geração térmica mínima foi considerada constante ao longo de todo o estudo, as usinas com custo zero do *deck* receberam valor referencial de 0,50 R\$/MWh e os intercâmbios entre subsistemas foram aplicados com a variação mensal do *deck* original. Dessa forma, recomenda-se a realização de trabalhos futuros que:

- Considerem a eliminação das simplificações consideradas, de modo a avaliar o desempenho da metodologia em cenários mais próximos das condições reais de operação;
- Apliquem a metodologia proposta para todas as usinas do SIN de forma individualizada;
- Façam um estudo específico voltado para a determinação dos valores ótimos das Penalidades Equivalentes, visando a redução dos custos totais de operação;
- Investiguem estratégias para a obtenção das Trajetórias de Referência ótimas, de forma a aprimorar a aderência do planejamento às condições reais;
- Desenvolvam uma abordagem que integre simultaneamente a construção dos cortes lineares da Função de Custo Futuro ao problema de otimização quadrático, permitindo a obtenção conjunta dos dois resultados em um único processo de solução.

Diante do exposto e considerando a busca contínua por avanços metodológicos e aprimoramentos dos modelos computacionais de planejamento da operação, ressalta-se a importância de desenvolver metodologias e buscar soluções capazes de melhorar a qualidade dos resultados sem comprometer a eficiência computacional. Acima de tudo, é essencial que tais aprimoramentos estejam alinhados ao compromisso com a segurança energética do país. Nesse sentido, a continuidade deste estudo é fundamental para o desenvolvimento de uma abordagem cada vez mais aderente à realidade operacional do sistema elétrico brasileiro.

REFERÊNCIAS

Almeida, R. N. d. (2015). O método dos mínimos quadrados: estudo e aplicações para o ensino médio. Master's thesis, Universidade Estadual do Norte Fluminense, Campos dos Goytacazes, Brasil.

ANA (2021). Resolução ANA nº 77 de 1º de junho de 2021. Declara situação crítica de escassez quantitativa dos recursos hídricos na região hidrográfica do paraná. Disponível em: <https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/monitoramento-e-eventos-criticos/s/eventos-criticos/salas-de-acompanhamento/parana/documentos/resolucoes-e-portarias/resolucao-ana-77-1-junho-2021.pdf/view>. Acesso em: 10 fev. 2025.

ANEEL (2013). Despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 2.978, de 27 de agosto de 2013. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20132978.pdf>. Acesso em: 13 mar. 2025.

ANEEL (2022). Constrained-off de Centrais Geradoras Fotovoltaicas. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2022002srg.pdf>. Acesso em: 5 ago. 2025.

Brasil (1997a). Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19433.htm. Acesso em: 13 mar. 2025.

Brasil (1997b). Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso xix do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19433.htm. Acesso em: 26 out. 2024.

Brasil (2002a). Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo s Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, d nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm. Acesso em: 27 jan. 2025.

Brasil (2002b). Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002. Estabelece diretrizes e critérios para cáculo do Custo Marginal de Operação - CMO e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação - PMO, bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/resolu%C3%A7%C3%A3o/2002/RES109-02.htm. Acesso em: 18 fev. 2025.

Brasil (2021). Medida provisória nº 1.055 de 28 de junho de 2021. Institui a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Mpv/mpv1055.htm. Acesso em: 10 fev. 2025.

CCEE (2001). Deck de Preços - Newave: Newave - 8.3 - 01/2001. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/acervo-ccee>. Acesso em: 30 jan. 2025.

CCEE (2024). Deck de Preços - Decomp: Decomp - 31.0.2 - 01/2024. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/acervo-ccee>. Acesso em: 25 out. 2024.

CCEE (2025). Deck de Preços - Newave: Newave - 300004 - 01/2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/acervo-ccee>. Acesso em: 30 jan. 2025.

CEPEL (2006). *Relatório Técnico – Notas técnicas do Projeto Newave - ANOS 2005 e 2006*. Rio de Janeiro.

CEPEL (2008). Análise de Proposta e Discussão de Alternativas para Implementação da SAR no NEWAVE. Apresentação realizada para o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) em 5 maio de 2008.

CEPEL (2009). *Projeto NEWAVE - Relatório Técnico: proposta de modelagem do despacho das usinas térmicas à GNL nos modelos DECOMP e NEWAVE*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Rio de Janeiro.

CEPEL (2013). *Notas técnicas referentes ao projeto NEWAVE emitidas em 2012 e 2013*. Rio de Janeiro.

CEPEL (2016). *Relatório Técnico – NOVA SAR: Aprimoramento da Superfície de Aversão a Risco (SAR) para o problema de planejamento de médio/longo prazo da operação hidrotérmica (modelo NEWAVE)*. Rio de Janeiro.

CEPEL (2021a). *Manual de Referência - Modelo DECOMP*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Rio de Janeiro.

CEPEL (2021b). *Manual do Usuário - Modelo DECOMP*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Rio de Janeiro.

CEPEL (2022). *Manual de Referência - Modelo NEWAVE*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Rio de Janeiro.

CEPEL (2023). *Projeto NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidro-termo-eólicos Interligados de Longo e Médio Prazos - Manual do Usuário Versão 29*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Rio de Janeiro.

CEPEL (2024a). Documentação técnica dos modelos para planejamento da operação do sin - ambiente libs: Afluências naturais às usinas hidrelétricas. Disponível em: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/usinas_hidreletricas/afluencias_usinas_hidreletricas.html#secao-vazao-natural-incremental. Acesso em: 24 out. 2024.

CEPEL (2024b). Modelos de otimização energética do CEPEL. Disponível em: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/otimizacao_energetica/otimizacao_energetica.html. Acesso em: 9 dez. 2024.

CEPEL (2024c). Newave: Modelo de planejamento da operação de sistemas hidro-termo-eólicos interligados de longo e médio prazo. Disponível em: <https://cepel.br/linhas-de-pesquisa/newave/>. Acesso em: 24 out. 2024.

CEPEL (2024d). Planejamento Hidrotermo-eólico. Disponível em: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/planejamento_hidrotermoeolico/planejamento_hidrotermoeolico.html. Acesso em: 15 dez. 2024.

CEPEL (2025a). Acoplamento DECOMP/DESSEM. Disponível em: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/acoplamento_modelos/acoplamento_decomp_dessem.html. Acesso em: 26 fev. 2025.

CEPEL (2025b). Acoplamento NEWAVE/DECOMP. Disponível em: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/acoplamento_modelos/acoplamento_newave_decomp.html. Acesso em: 26 fev. 2025.

CEPEL (2025c). Modelo DECOMP. Disponível em: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/modelos_computacionais/modelo_decomp.html. Acesso em: 4 jan. 2025.

CEPEL (2025d). Modelo DESSEM. Disponível em: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/modelos_computacionais/modelo_dessem.html. Acesso em: 4 jan. 2025.

CEPEL (2025e). Modelo NEWAVE. Disponível em: https://see.cepel.br/manual/libs/latest/modelos_computacionais/modelo_newave.html. Acesso em: 4 jan. 2025.

CMSE (2019). Ata da 222^a Reunião do CMSE. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2019/38-cmse-ata-da-222a-reuniao-ordinaria-04-09-2019.pdf>. Acesso em: 9 abr. 2025.

CMSE (2025). CMSE mantém nível de aversão ao risco para 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cmse-mantem-nivel-de-aversao-ao-ao-risco-para-2026>. Acesso em: 9 ago. 2025.

CNPE (2007). Resolução nº 8, de 20 de dezembro de 2007. Estabelece diretrizes para a utilização da Curva de Aversão ao Risco - CAR, e dá outras providências. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2007/RESOLUOCNPE82007REVOGADA.pdf>. Acesso em: 28 fev. 2025.

CNPE (2022). Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 8, de 11 julho de 2022. Aprova o plano para viabilizar a recuperação dos reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas do País, ao longo de até 10 (dez) anos. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-421614426>. Acesso em: 20 nov. 2024.

Coello, C. A. C. (2006). Evolutionary multi-objective optimization: a historical view of the field. *IEEE Computational Intelligence Magazine*, 1(1):28–36.

Conceição, W. C., Marcato, A. L. M., Brandi, R. B. S., da Silva Brandi, R. B., Passos Filho, J. A., e Silva Junior, I. C. (2012). Nova metodologia para representação da vazão mínima obrigatória em sistemas equivalentes no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. *Congresso Latino-Iberoamericano de Investigación Operativa e Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*.

CPAMP (2016). Ata de Reunião CPAMP - de 18.10.2016. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=cee56870-c5e0-d3e4-3f98-e0d8dd0e8cff&groupId=36070. Acesso em: 17 mar. 2025.

CPAMP (2019a). Memória Reunião Plenária CPAMP - Reunião 10.06.2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/2019/memoria-reuniao-plenaria-cpamp-reuniao-10-06-2019.pdf/view>. Acesso em: 14 mar. 2025.

CPAMP (2019b). Relatório Técnico do GT -Metodologia da CPAMP – nº 008-2019-rv0 de 18 de junho de 2019 - Consolidação das Propostas de Aprimoramentos metodológicos e Avaliação da parametrização do CVaR. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=5237b45e-0ca9-7f2b-4e4d-0e625ccb7a56&groupId=36070. Acesso em: 14 mar. 2025.

CPAMP (2019c). Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº 06-2019 de 26 de junho de 2019 - Inclusão de Mecanismo Adicional de Segurança nos Modelos de Planejamento Energéticos – Volume Mínimo Operativo - Ciclo de Trabalho 2018/2019. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=cbbafedb-a2d2-9630-b483-f4a17caea7ba&groupId=436859. Acesso em: 17 mar. 2025.

CPAMP (2022a). Memória Reunião Plenária Extraordinária CPAMP - Reunião 07.04.2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/2022/20220407-reuniao-plenaria-extraordinaria-cpamp.pdf/view>. Acesso em: 14 mar. 2025.

CPAMP (2022b). Relatório Técnico do GT -Metodologia da CPAMP – nº 01-2022 de 10 de fevereiro de 2022 - Modelo PAR(p)-A de Representação hidrológica e avaliação da parametrização do CVaR - Ciclo 2021/2022. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=b88a8d0f-0f0f-13e8-6c85-5a1e84b6a258&groupId=36070. Acesso em: 14 mar. 2025.

CPAMP (2024a). Aprovados novos aprimoramentos para metodologias e programas computacionais do setor elétrico. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/aprovados-novos-aprimoramentos-para-metodologias-e-programas-computacionais-do-setor-eletrico>. Acesso em: 17 mar. 2025.

CPAMP (2024b). Memória Reunião Plenária CPAMP - Reunião 25.07.2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/2024/memoria-reuniao-plenaria-cpamp-25-07-2024.pdf/view>. Acesso em: 14 mar. 2025.

CPAMP (2024c). Relatório Técnico da Equipe de Trabalhos Técnicos da CPAMP – nº 01-2024 de 23 de abril de 2024 - NEWAVE Híbrido e Calibração do CVaR. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=cbbafedb-a2d2-9630-b483-f4a17caea7ba&groupId=436859. Acesso em: 14 mar. 2025.

Custódio, D., Lorusso, J., Cavalcante, L. A. N., e Lopes, R. F. (2022). Usinas hidrelétricas e seus impactos ambientais. *Anais da Exposição Anual de Tecnologia, Educação, Cultura, Ciências e Arte do Instituto Federal de São Paulo- Câmpus Guarulhos - v.2*.

Deus, M. L. D. d. (2008). Séries temporais aplicadas ao planejamento da operação do sistema interligado nacional - SIN. Master's thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Diniz, A. L., Maceira, M. E. P., Vasconcellos, C. L. V., e Penna, D. D. J. (2020). A combined SDDP/Benders decomposition approach with a risk-averse surface concept for reservoir operation in long term power generation planning. *Annals of Operations Research*, 292, 649–681, 2020.

Diniz, A. L., Tcheou, M. P., e Maceira, M. E. P. (2012). Uma abordagem direta para consideração do CVAR no problema de planejamento da operação hidrotérmica. *XII SEPOPE - Symp. of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*.

Duarte, V. S. (2002). Modelagem da vazão mínima obrigatória em problemas de planejamento da operação de longo prazo de sistemas hidrotérmicos interligados. Master's thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brasil.

Eletrobras Furnas (2012). Usina hidrelétrica de santo antônio. Disponível em: <https://www.furnas.com.br/subsecao/134/usina-de-santo-antonio>. Acesso em: 23 jan. 2025.

EPE (2012). Balanço Energético Nacional 2012 - Ano Base 2011. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2012>. Acesso em: 28 out. 2024.

EPE (2018). Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo - Documento de Apoio ao PNE 2050. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Considera%C3%A7%C3%B5es%20sobre%20a%20Expans%C3%A3o%20Hidrel%C3%A9trica%20nos%20Estudos%20de%20Planejamento%20Ener%C3%A9tico%20de%20Longo%20Prazo.pdf>. Acesso em: 27 jan. 2025.

EPE (2024a). Boletim Técnico de Planejamento Anual de Operação Energética - Ciclo 2025 (2025-2029). Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-730/Boletim%20Tecnico%20PLAN_2025_2029_site.pdf. Acesso em: 27 jan. 2025.

EPE (2024b). Planejamento da Expansão. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-generacao/planejamento-da-expans%C3%A3o>. Acesso em: 28 nov. 2024.

EPE (2024c). Sistelas Isolados. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/sistemas-isolados>. Acesso em: 28 nov. 2024.

EPE (2025a). Balanço Energético Nacional 2025 - Ano Base 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025>. Acesso em: 29 jul. 2025.

- EPE (2025b). Matriz Energética e Elétrica. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 5 ago. 2025.
- Farias, D. M., Konzen, P. H. A., e Souza, R. R. (2020). Álgebra Linear: Um Livro Colaborativo. Disponível em: <https://www.ufrgs.br/reatmat/AlgebraLinear/livro/livro.pdf>. Acesso em: 21 mai. 2025.
- Fernandes, A. S. (2018). Representação de cenários de demanda e da função de produção hidrelétrica no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos a médio prazo. Master's thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Brasil.
- FGV (2022). Transição energética: Brasil dribla a crise hídrica, mas permanece em alerta em relação a conta de luz. Disponível em: <https://portal.fgv.br/artigos/transicao-energetica-brasil-dribla-crise-hidrica-mas-permanece-alerta-relacao-conta-luz>. Acesso em: 30 jan. 2025.
- Fortunato, L. A. M., Araripe Neto, T. A., Albuquerque, J. C. R., e Pereira, M. V. F. (1990). *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Universidade Federal Fluminense, EDUFF, Niterói.
- Francisco, R. N. (2006). Propostas metodológicas para o tratamento da Curva de Aversão a Risco no modelo de planejamento da operação de médio prazo. Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- IEMA (2016). *Prioridades para a integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico*. São Paulo.
- Jirau Energia (2013). Usina hidrelétrica de jirau. Disponível em: <https://www.jirauenergia.com.br/conheca-a-uhe/>. Acesso em: 23 jan. 2025.
- Kligerman, A. S., Barretto, L. A. L., Chipp, H. J., Lima, M. C. A., e Mercio, C. M. V. D. B. (2005). Incorporação da Curva de Aversão a Risco no modelo NEWAVE. *SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*.
- Maceira, M. E. P. (2013). Mecanismos de Aversão a Risco no planejamento da operação de longo, médio e curto prazos. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/2013/1_-_aspectos_metodologicos_sar_cvar.pdf. Acesso em: 10 fev. 2025.
- Maceira, M. E. P., Marzano, L. G. B., Penna, D. D. J., Diniz, A. L., e Justino, T. C. (2015). Application of cvar risk aversion approach in the expansion and operation planning and for setting the spot price in the brazilian hydrothermal interconnected system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 72:126–135. The Special Issue for 18th Power Systems Computation Conference.
- Maceira, M. E. P. e Suanno, C. M. (1999). *Representação do Sistema Hidroelétrico, Patamares de Mercado e Evolução da Configuração Hidrotérmica no Modelo NEWAVE - Versão 2*. Rio de Janeiro.

Marcato, A. L. M. (2002). *Representação híbrida de sistemas equivalentes e individualizados para o planejamento da operação de médio prazo de sistemas de potência de grande porte*. PhD thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Marcato, A. L. M. (2021). A Toolbox PySDDP no Python. Disponível em: https://sparhtacus.com/wp-content/uploads/2021/03/AM_UFJF.pdf. Acesso em: 31 mar. 2025.

Marcato, A. L. M., Brandi, R. B. S., Ramos, T. P., Souza, R. C., Iung, A. M., e Silva Junior, I. C. (2013). Comparação da incorporação da medida de risco CVaR entre as metodologias PDE e PDDE aplicadas ao planejamento de médio prazo. *Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional - XLV SBPO*.

MME (2017). Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 41, de 7 de fevereiro de 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2017/portaria-n-41-2017.pdf>. Acesso em: 14 mar. 2025.

MME (2020). Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 74, de 2 de março de 2020. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/documents/72128/975491/Portaria_n_74-2020/1187abe1-6d4d-35e3-bb5f-517b792c7095?version=1.3. Acesso em: 17 mar. 2025.

MME (2022a). Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR). Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/plano-de-recuperacao-de-reservatorios-prr>. Acesso em: 20 nov. 2024.

MME (2022b). Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 43/GM/MME, de 27 de abril de 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-43-gm-mme-2022.pdf>. Acesso em: 17 mar. 2025.

MME (2024a). Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico - Julho-2024. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/2024/boletim-julho_snee-ddos-vfinal.pdf. Acesso em: 20 nov. 2024.

MME (2024b). Consulta Pública do PDE 2034 - Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/pde-2034>. Acesso em: 29 jan. 2025.

MME (2025). CMSE aprova curvas de referência de armazenamento para 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cmse-aprova-curvas-de-referencia-de-armazenamento-para-2025>. Acesso em: 16 abr. 2025.

Mércio, C. M. V. D. B. (2000). Resolução de problemas de planejamento de sistemas hidrotérmicos com representação do sistema por modelo equivalente de energia adotando acoplamento hidráulico. Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Neoenergia (2016). Usina hidrelétrica de belo monte. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/energia-hidrica/belo-monte>. Acesso em: 23 jan. 2025.

Oliveira, F. J. A. d. (2020). *O planejamento da operação energética no sistema : conceitos, modelagem matemática, previsão de geração e carga*. Artliber, São Paulo.

ONS (2003). *Nota Técnica 126/2003: Análise de Sensibilidade da Consideração da Curva de Aversão a Risco no Modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro.

ONS (2004). *Nota Técnica 007/2004: Metodologia de Incorporação da Curva de Aversão a Risco ao modelo NEWAVE - Método CAR*. Rio de Janeiro.

ONS (2009). Procedimentos de Rede - Submódulo 7.5: Elaboração das curvas de aversão a risco. Disponível em: https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%207%2FSubm%C3%B3dulo%207.5%2FSubm%C3%B3dulo%207.5_Rev_1.0.pdf. Acesso em: 18 fev. 2025.

ONS (2010). *Nota Técnica 050/2010: Metodologia de Segurança Operativa – Níveis Meta de Armazenamento. Relatório Consolidado dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo com Proposta de Mudança da Série de Referência*. Rio de Janeiro.

ONS (2019a). Nota Técnica ONS NT - 0126/2019: Metodologia para Construção da Curva Referencial de Armazenamento - CREF. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2019/52-anejo-2_nota-tecnica-ons-nt-0126-2019_metodologia-curva-referencial.pdf. Acesso em: 9 abr. 2025.

ONS (2019b). PEN 2019: Plano da Operação Energética 2019-2023. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN_Executivo_2019-2023.pdf. Acesso em: 22 out. 2024.

ONS (2021). Nota Técnica ONS NT - 0156/2021: Metodologia para Construção da Curva Referencial de Armazenamento - CREF - Para o Ano de 2022. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200156-2021%20-%20Constru%C3%A7%C3%A3o%20da%20Curva%20Referencial%20de%20Armazenamento_CREF_2022.pdf. Acesso em: 15 abr. 2025.

ONS (2022). Boletim Mensal de Custos da Operação e Valoração da Segurança da Operação - Janeiro/2022. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Custos%20e%20Valora%C3%A7%C3%A3o%20da%20Seguran%C3%A7a%20da%20Opera%C3%A7%C3%A3o%202022-01.pdf#:~:text=0%20custo%20da%20opera%C3%A7%C3%A3o%20continuou%20subindo%20at%C3%A9,observamos%20condi%C3%A7%C3%B5es%20melhores%20do%20que%20tivemos%20em>. Acesso em: 27 jun. 2025.

ONS (2024a). Diagrama esquemático das usinas hidroelétricas do SIN - Outubro 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 20 nov. 2024.

ONS (2024b). O que é o SIN. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 28 nov. 2024.

ONS (2024c). Portal SINtegre - Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/>. Acesso em: 22 out. 2024.

ONS (2024d). Procedimentos de Rede - Submódulo 4.5: Programação Diária da Operação. Disponível em: https://ecmservice.ons.org.br/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%204.5-PR_2024.10.pdf. Acesso em: 4 jan. 2025.

ONS (2025a). Histórico da Operação: Carga de Energia. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx. Acesso em: 11 fev. 2025.

ONS (2025b). Histórico da Operação: Energia Armazenada. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx. Acesso em: 11 fev. 2025.

ONS (2025c). Histórico da Operação: Geração de Energia. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 29 jul. 2025.

ONS (2025d). Histórico da Operação: Geração Média Diária e Horária. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-media-diaria-horaria.aspx>. Acesso em: 29 jul. 2025.

ONS/CCEE (2016). Relatório de Validação do Modelo NEWAVE - Versão 22.6.3. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=34835&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 24 mar. 2025.

Philpott, A., Matos, V. d., e Finardi, E. (2013). On Solving Multistage Stochastic Programs with Coherent Risk Measures. *Operations Research*, 61(4):957–970.

Philpott, A. B. e Matos, V. L. d. (2012). Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion. *European Journal of Operational Research*, 218(2):470–483.

PSR (2008). Possíveis Aperfeiçoamentos da Curva de Aversão a Risco. Apresentação realizada para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em 19 março de 2008.

Rodrigues, L. F. (2016). Avaliação do uso de restrições probabilísticas para a Superfície de Aversão a Risco no problema de planejamento de médio prazo da operação hidrotérmica. Master's thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

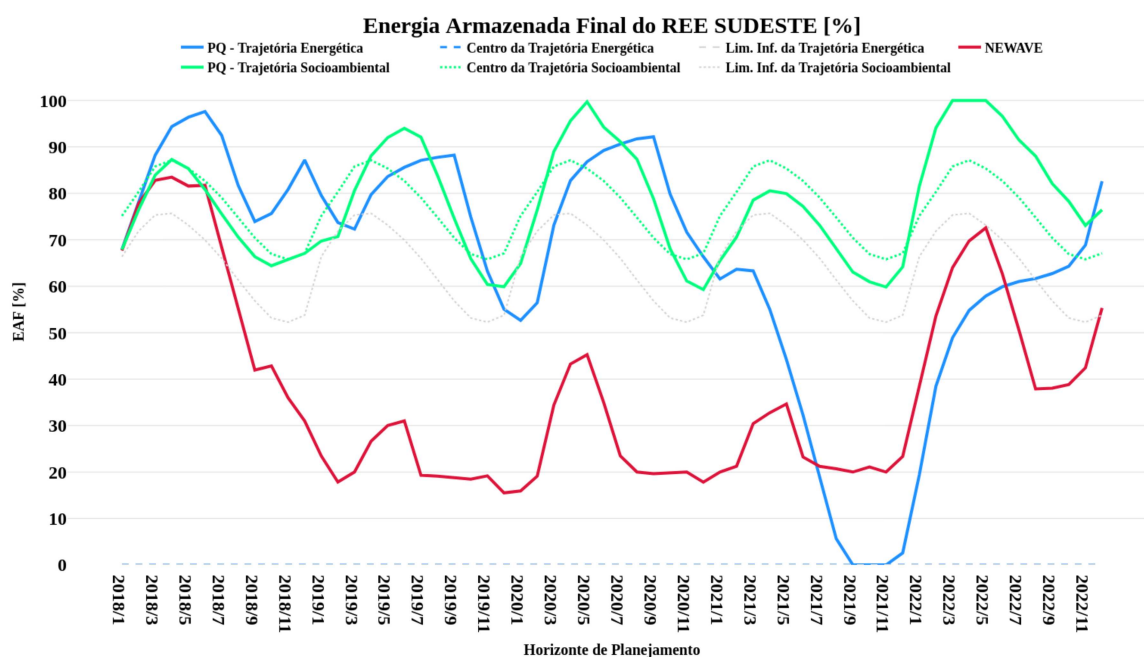
Scherner, N., Maragon Lima, J. W., Marangon Lima, L. M., e de Queiroz, A. R. (2018). Avaliação da complementaridade das usinas hidráulicas e eólicas frente às mudanças climáticas. Disponível em: <https://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/09/JOSe-WANDERLEY-MARAGON-LIMA.pdf>. Acesso em: 05 dez. 2024.

- Shapiro, A. e Tekaya, W. (2011). Report for technical cooperation between Georgia Institute of Technology and ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Technical report, School of Industrial and Systems Engineering, Georgia Institute of Technology, Atlanta, Georgia, USA.
- Shapiro, A., Tekaya, W., Costa, J. P. d., e Soares, M. P. (2013). Risk neutral and risk averse Stochastic Dual Dynamic Programming method. *European Journal of Operational Research*, 224(2):375–391.
- Silva, A. P., Marcato, A. L. M., Castro, A. L., Pinto, D. B., e Cunha, C. T. S. (2023). PySDDP: An Open-Source Python Tool Applied to the Operation Planning Problem in the Age of Energy Transition. *2023 58th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), IEEE*, pages 1–6.
- Silva, H. T. D. d. (2012). Análise dos impactos da utilização das Curvas de Aversão a Risco no modelo de planejamento da operação energética de médio prazo. Master's thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.
- Souza, R. C., Marcato, A. L. M., Oliveira, F. L. O., Dias, B. H., Ferreira, P. G. C., Brandi, R. B. S., e Ramos, T. P. (2014). *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos no Brasil: Geração de Cenários e Otimização*. PUC-Rio, Rio de Janeiro.
- Suanno, C. M., Maceira, M. E. P., e Costa, J. P. d. (1995). *Representação da Variação da Produtibilidade no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica*. Rio de Janeiro.
- Terry, L. A., Gomes, F. B. M., Pereira, M. V. F., e et al. (1980). *Modelo a Sistema Equivalente – Descrição Gera*. Rio de Janeiro.
- Tolmasquim, M. T. (2016). *Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear*. EPE, Rio de Janeiro.

APÊNDICE A – Gráficos de Energia Armazenada Final para o período de 2018 a 2022

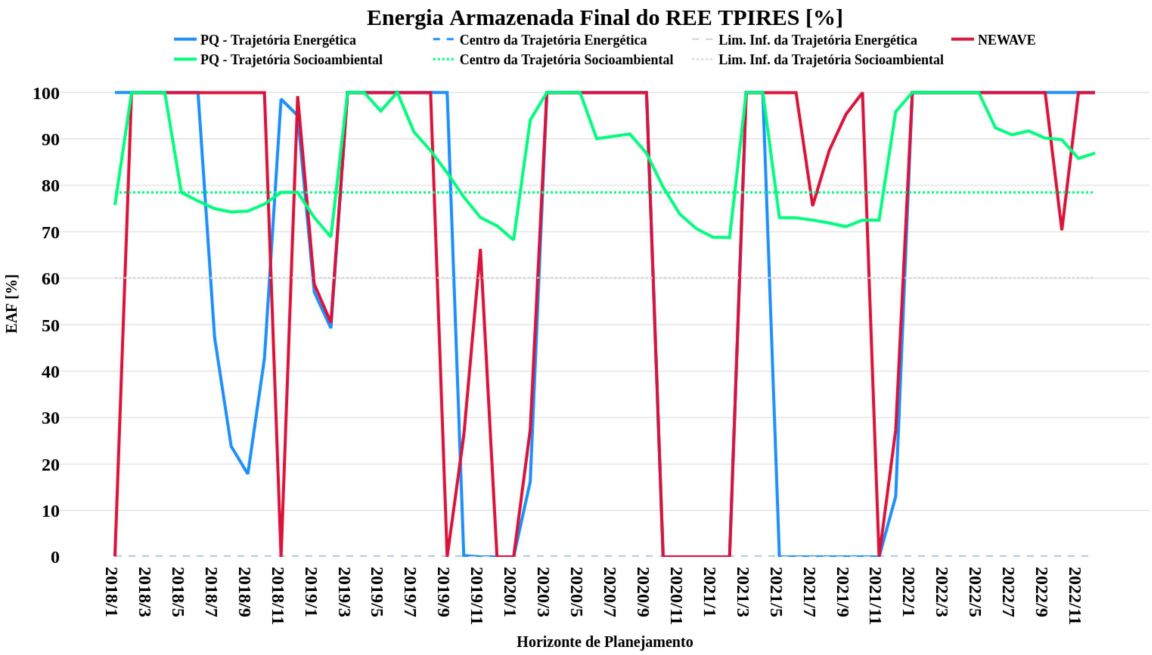
Este apêndice apresenta os gráficos das Energias Armazenadas Finais (EAF) dos demais Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs) para o período de 2018 a 2022, aqueles que não foram contemplados nas análises do Capítulo 4.

Figura 58 – Energia Armazenada Final do REE Sudeste para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



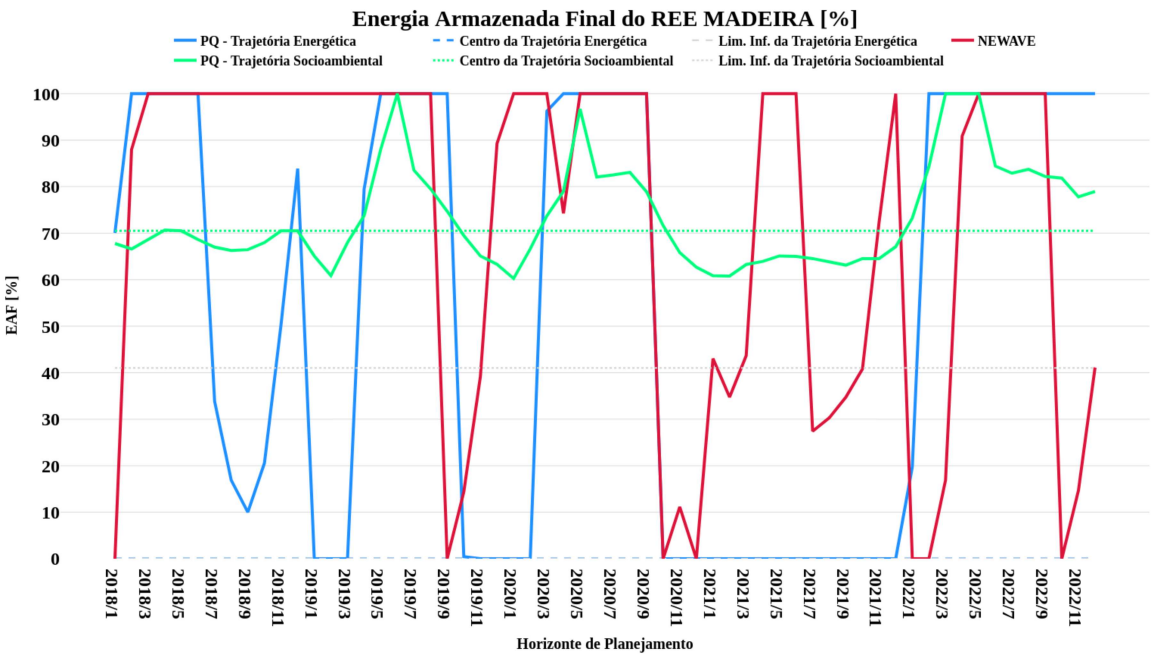
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 59 – Energia Armazenada Final do REE Teles Pires para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



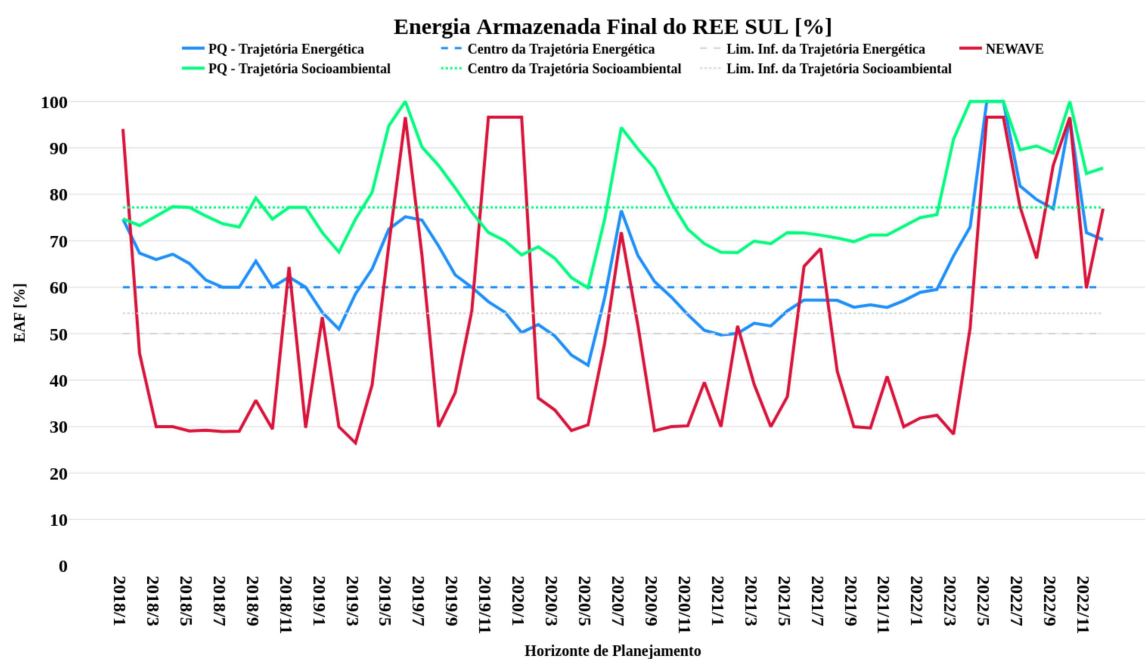
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 60 – Energia Armazenada Final do REE Madeira para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



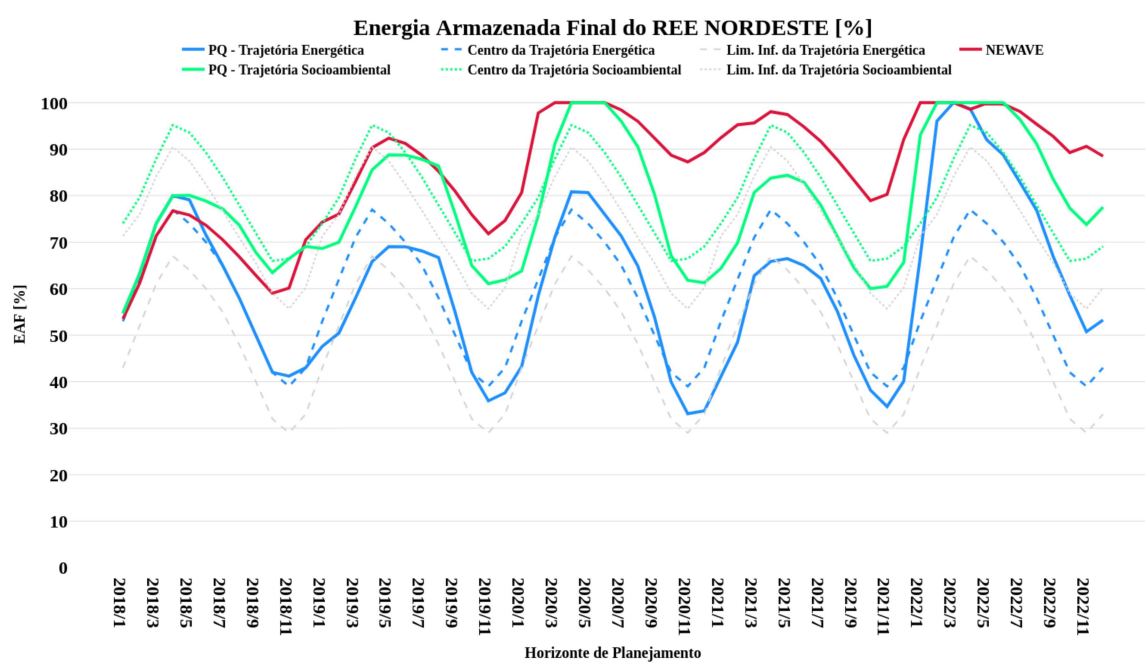
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 61 – Energia Armazenada Final do REE Sul para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



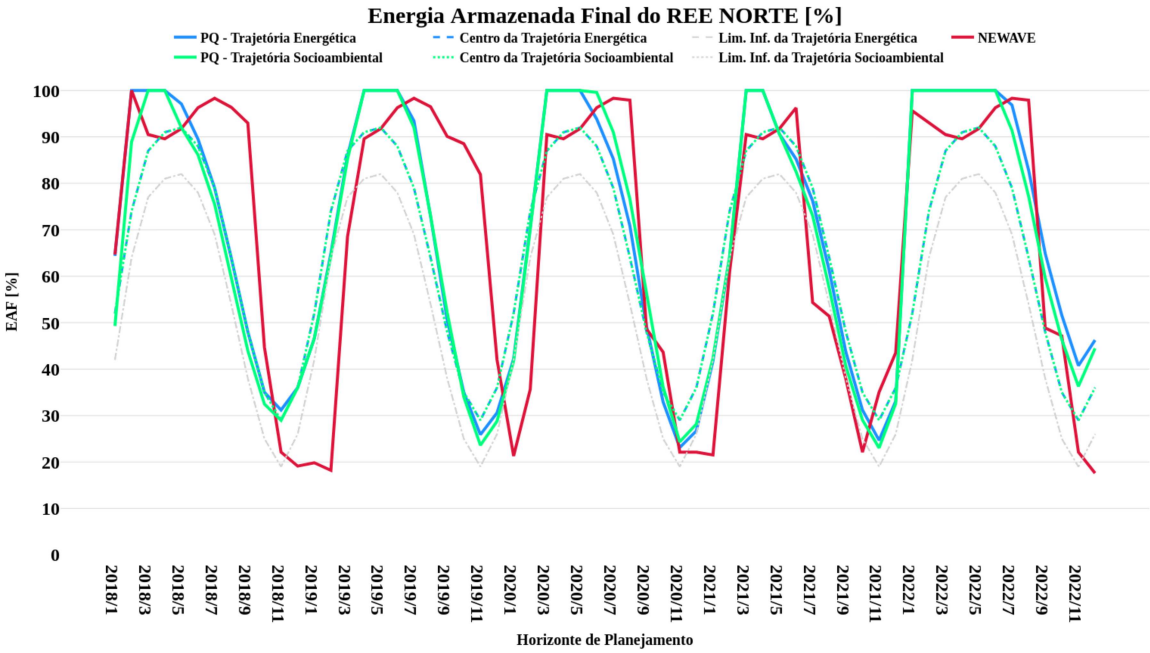
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 62 – Energia Armazenada Final do REE Nordeste para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



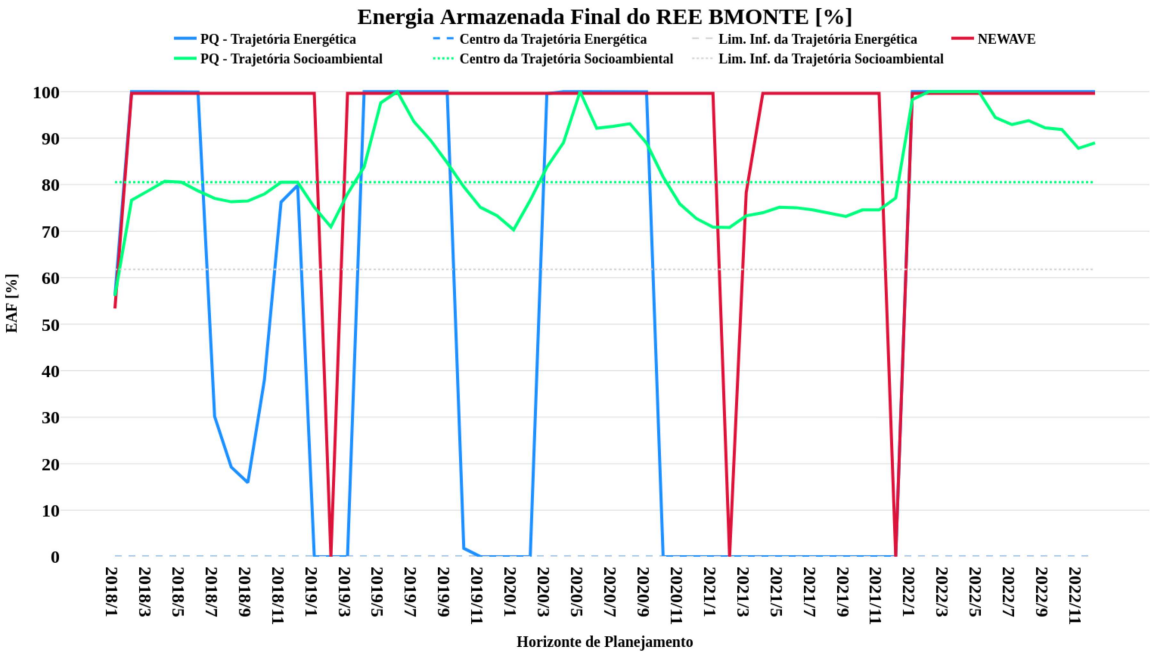
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 63 – Energia Armazenada Final do REE Norte para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



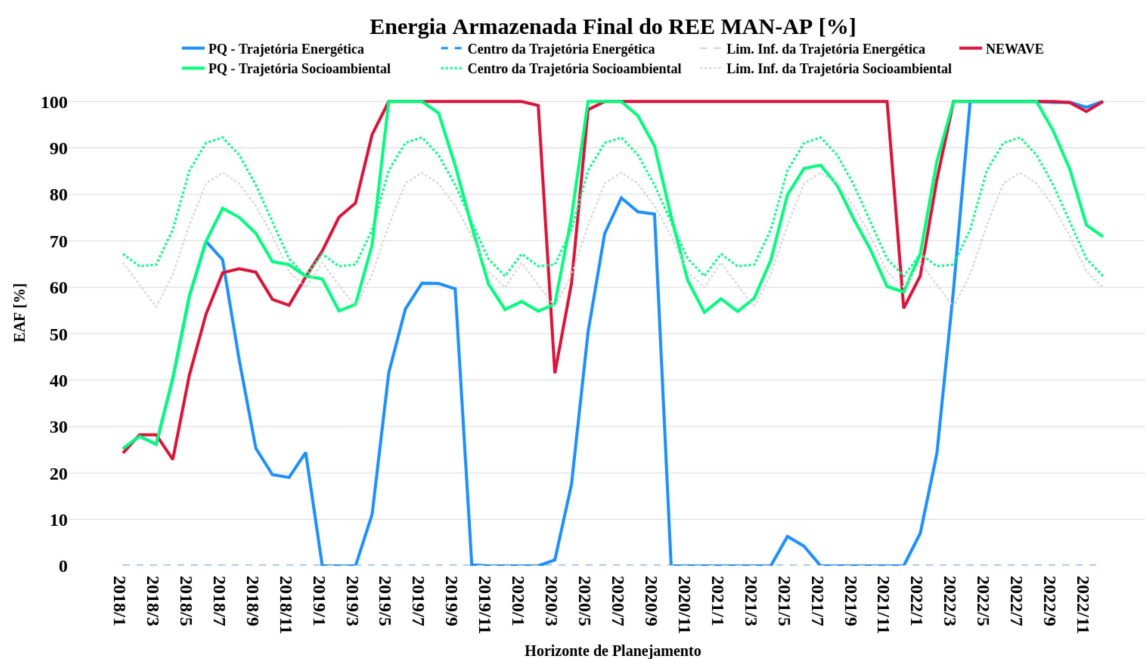
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 64 – Energia Armazenada Final do REE Belo Monte para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 65 – Energia Armazenada Final do REE Manaus-Amapá para carga 20% acima da nominal no período de 2018 a 2022



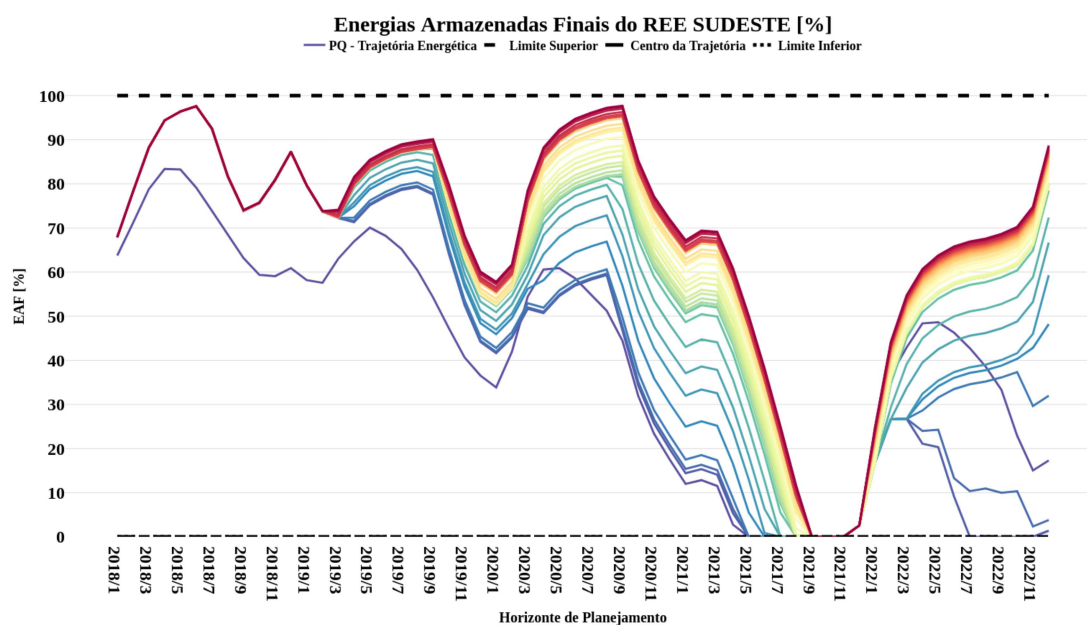
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

APÊNDICE B – Gráficos das Energias Armazenadas Finais da Análise da Penalidade

Este apêndice apresenta os gráficos das Energias Armazenadas Finais (EAF) a partir da variação da penalidade equivalente dos Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs) que não foram incluídos nas análises desenvolvidas no Capítulo 4. A Seção B.1 contempla os resultados associados às Trajetórias Energéticas, enquanto a Seção B.2 reúne os resultados obtidos para as Trajetórias Socioambientais.

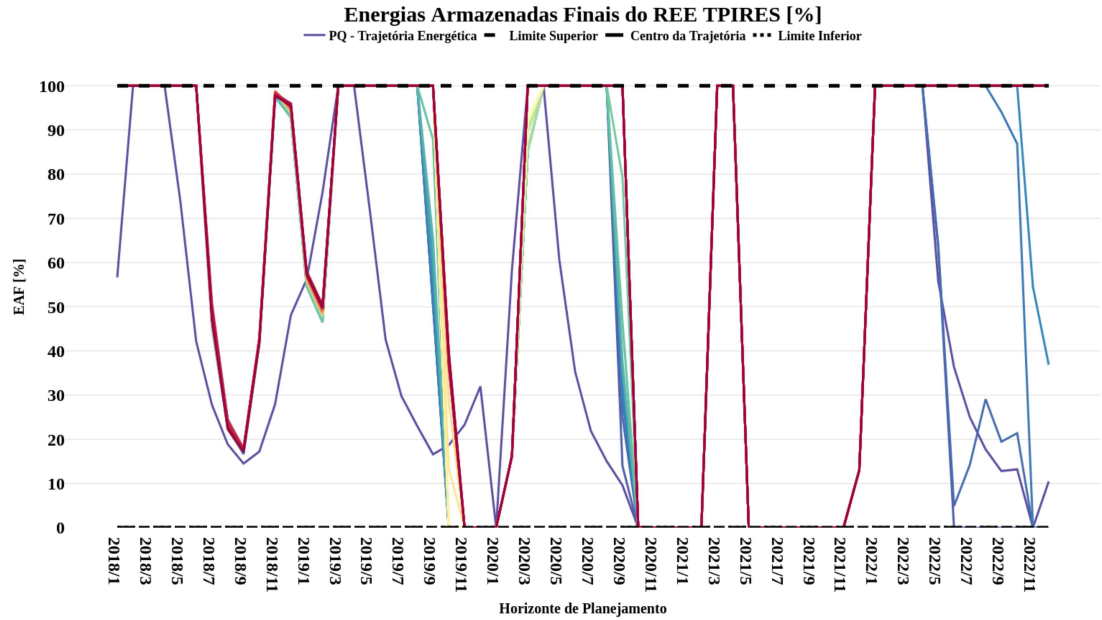
B.1 Trajetórias de Referência com Ênfase Energética

Figura 66 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Sudeste a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



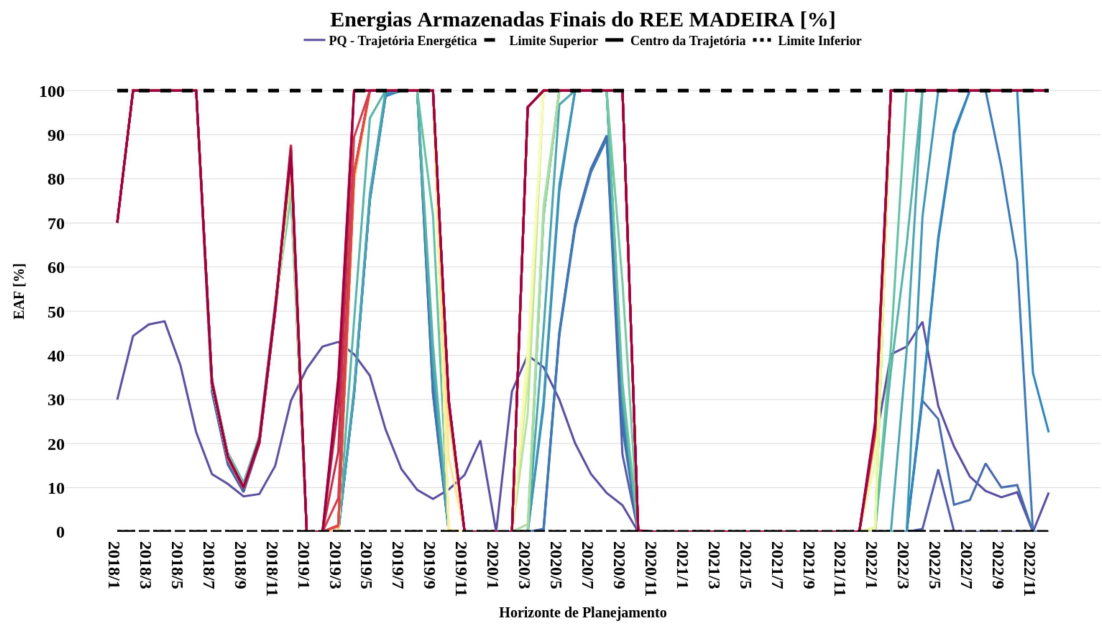
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 67 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Teles Pires a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



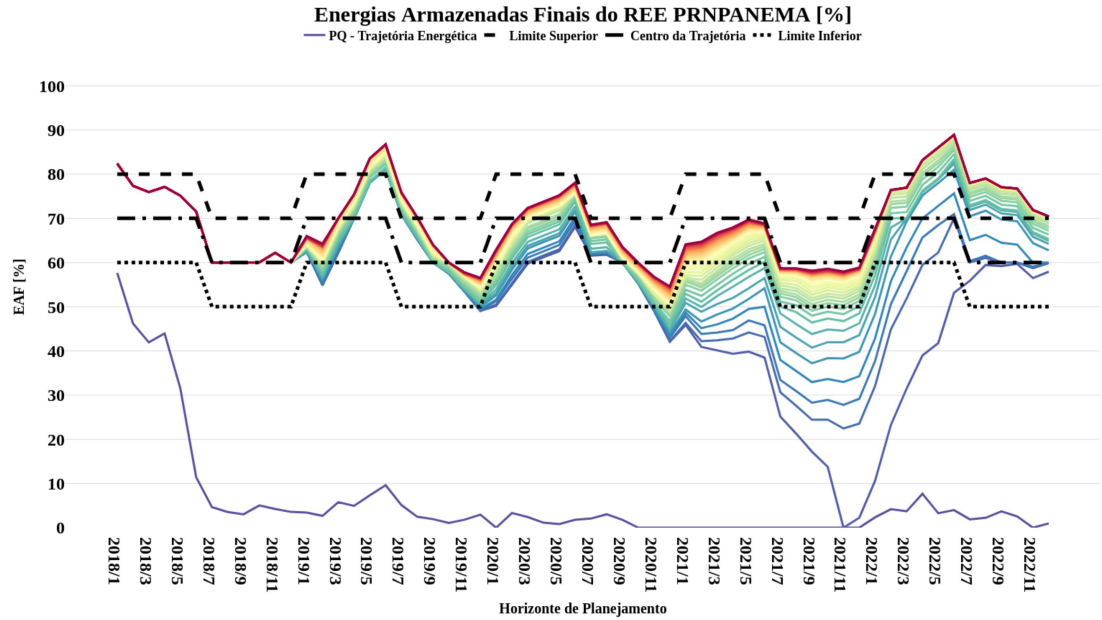
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 68 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Madeira a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



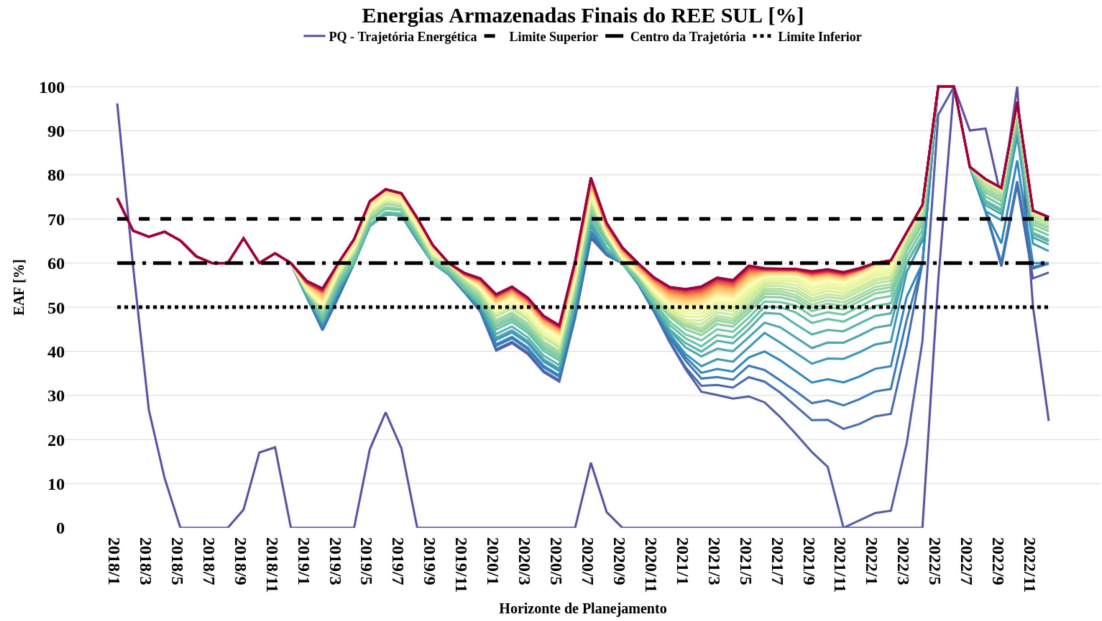
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 69 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Paranapanema a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



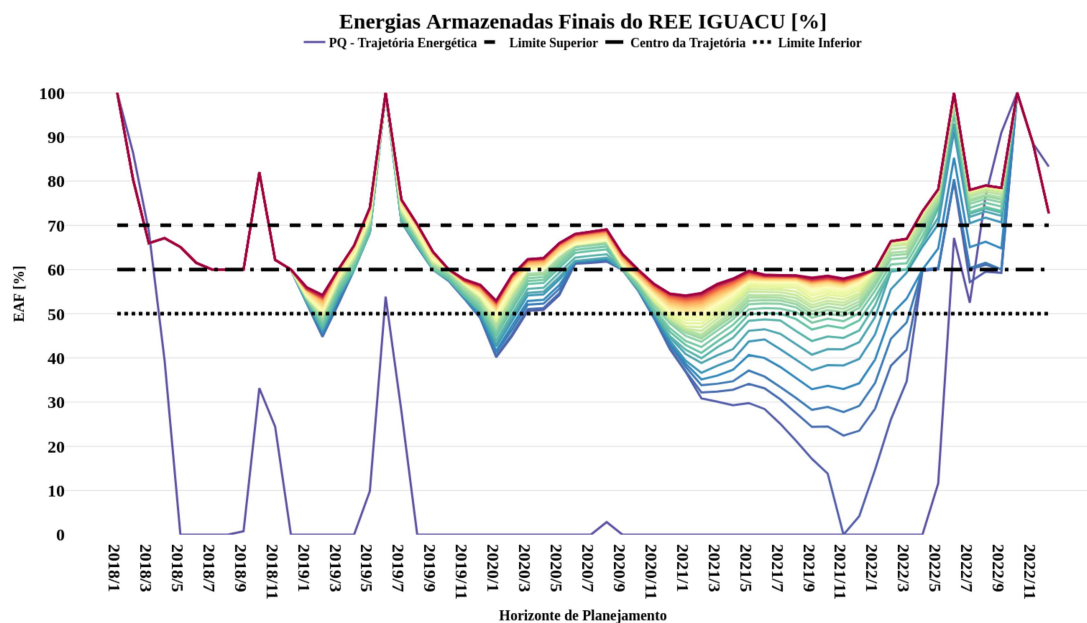
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 70 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Sul a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



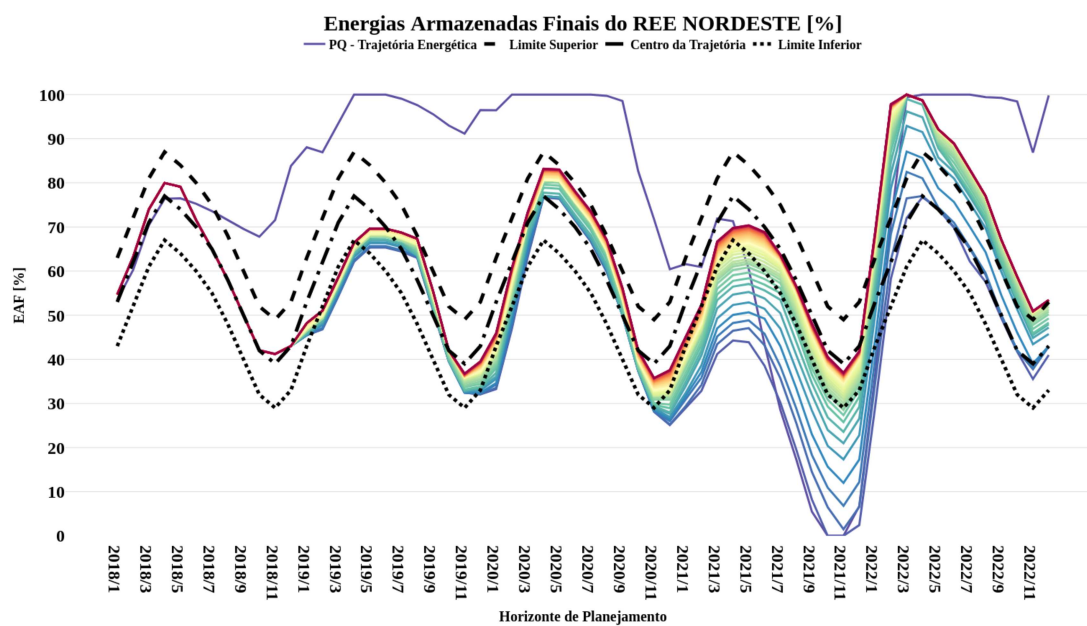
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 71 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Iguaçu a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



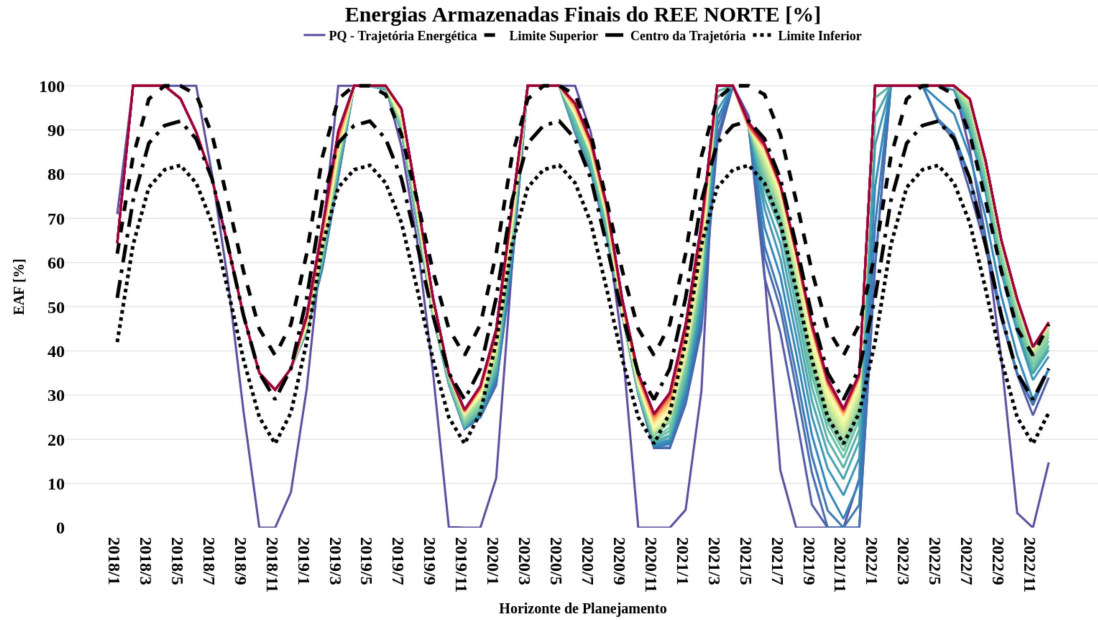
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 72 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Nordeste a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



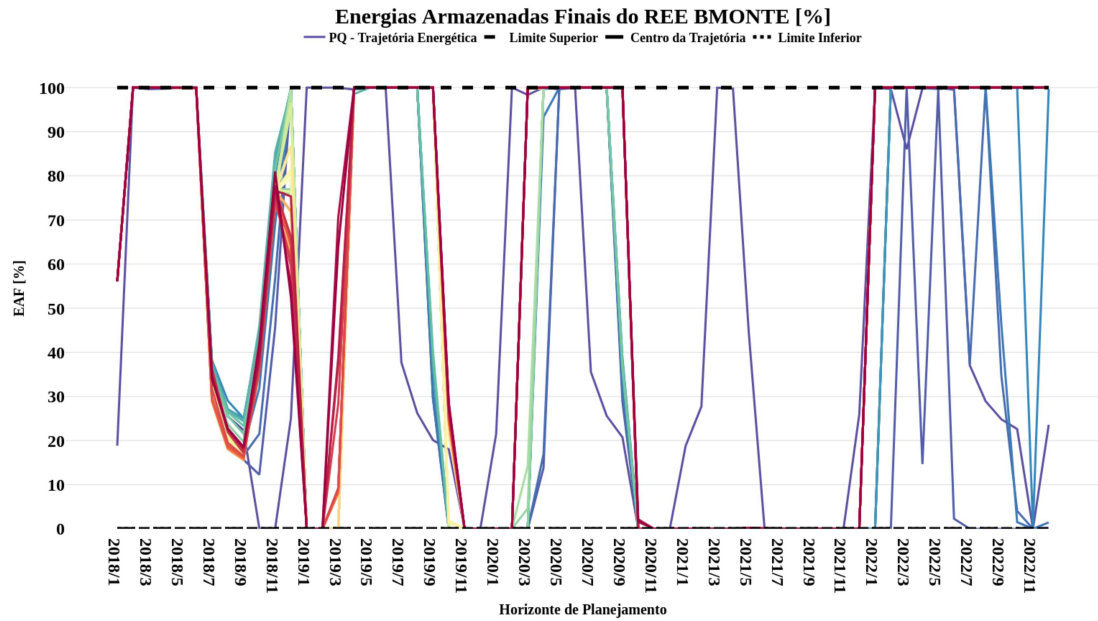
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 73 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Norte a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



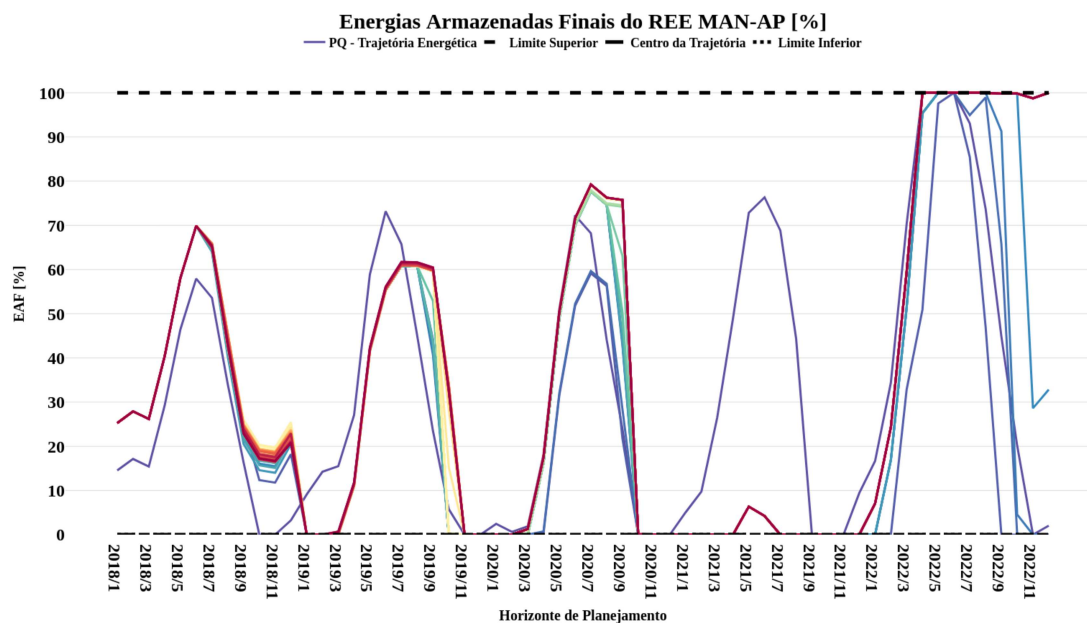
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 74 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Belo Monte a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

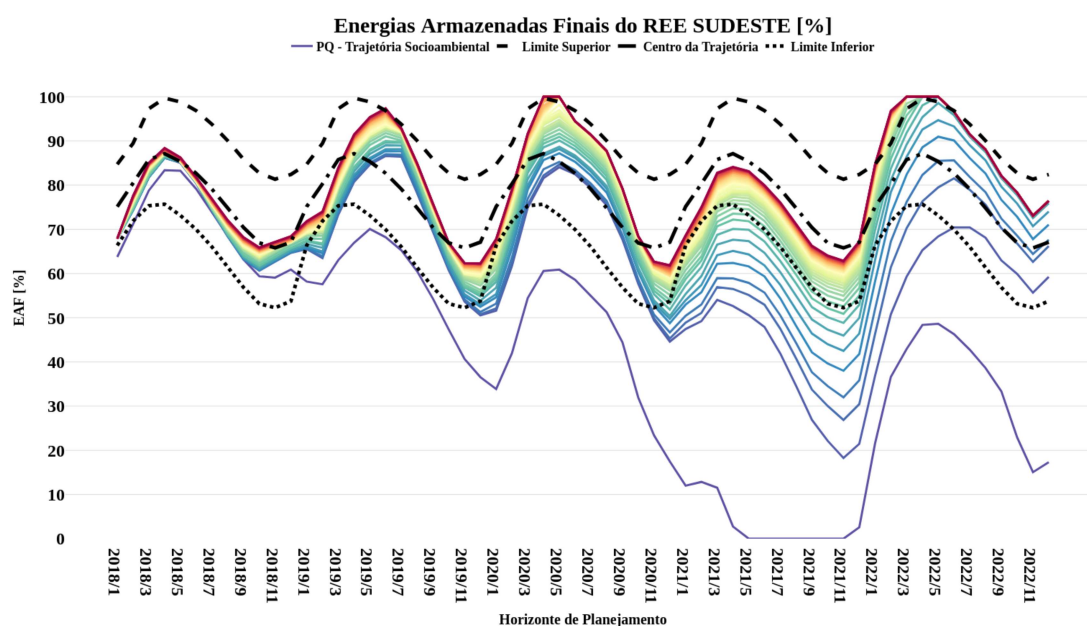
Figura 75 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Manaus-Amapá a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

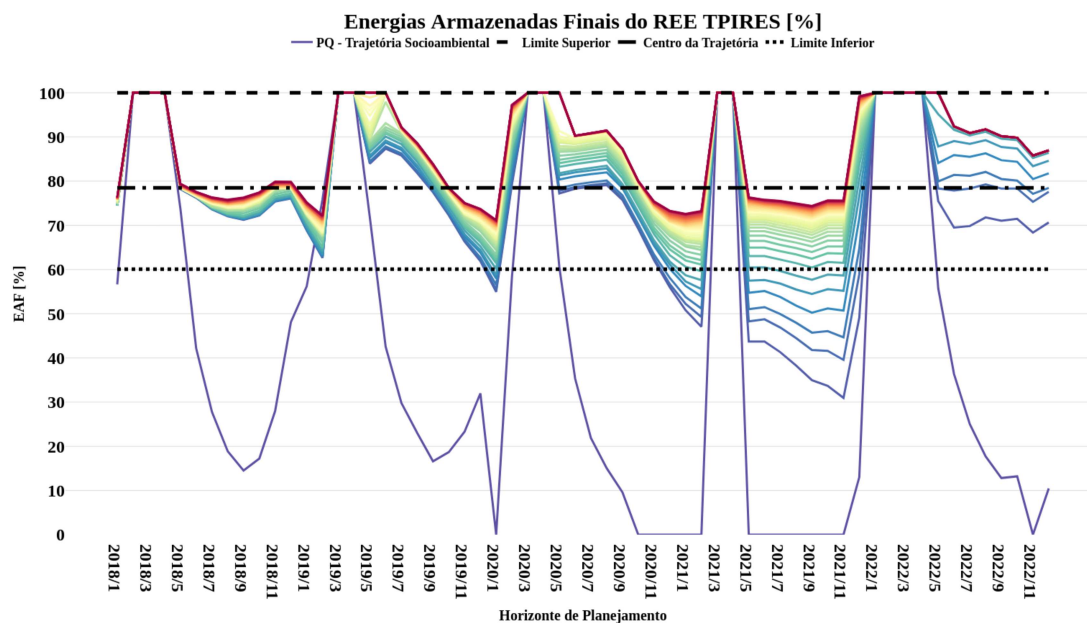
B.2 Trajetórias de Referência com Ênfase Socioambiental

Figura 76 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Sudeste a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



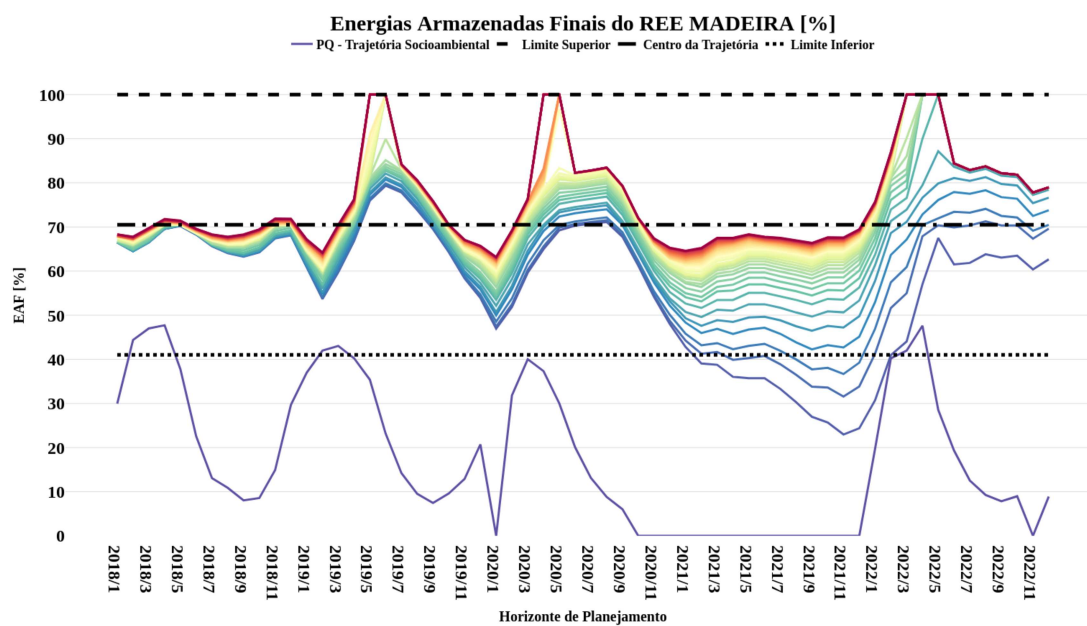
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 77 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Teles Pires a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



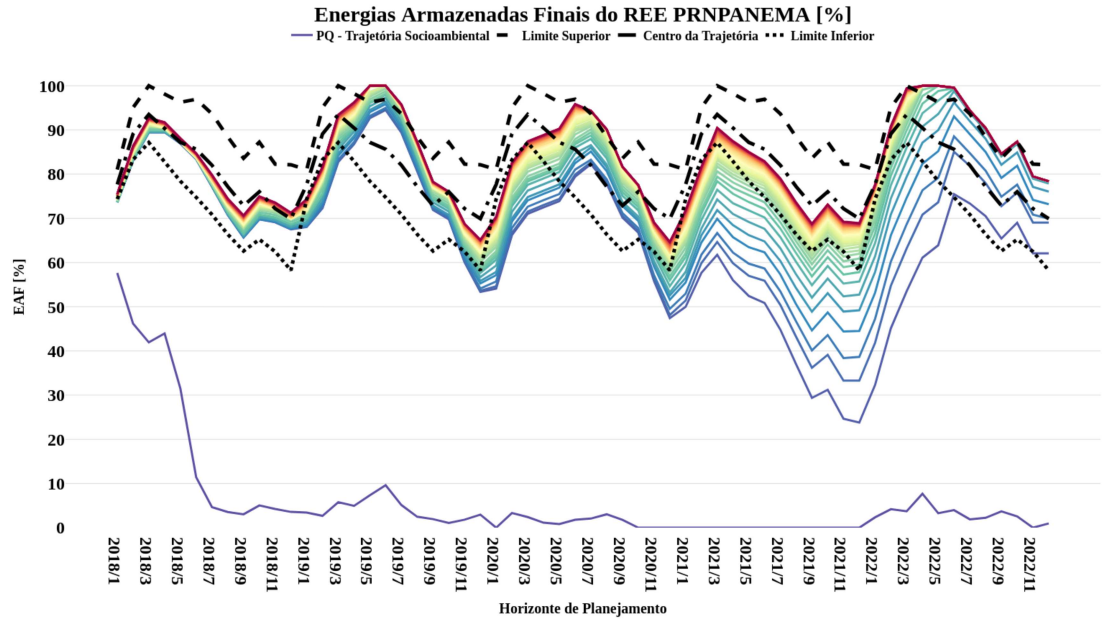
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 78 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Madeira a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



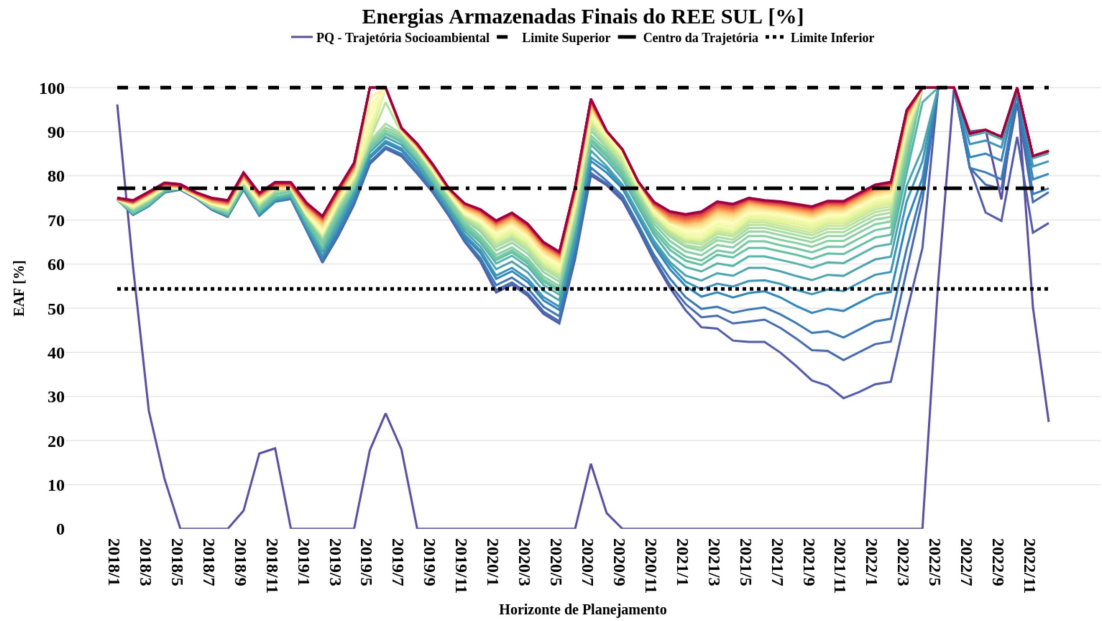
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 79 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Paranapanema a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



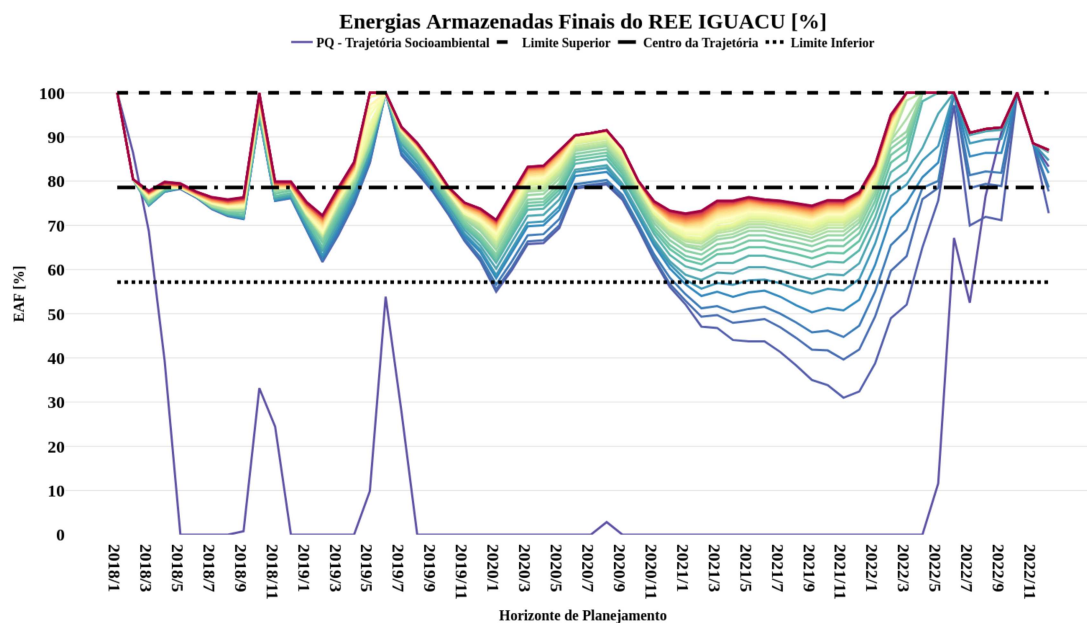
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 80 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Sul a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



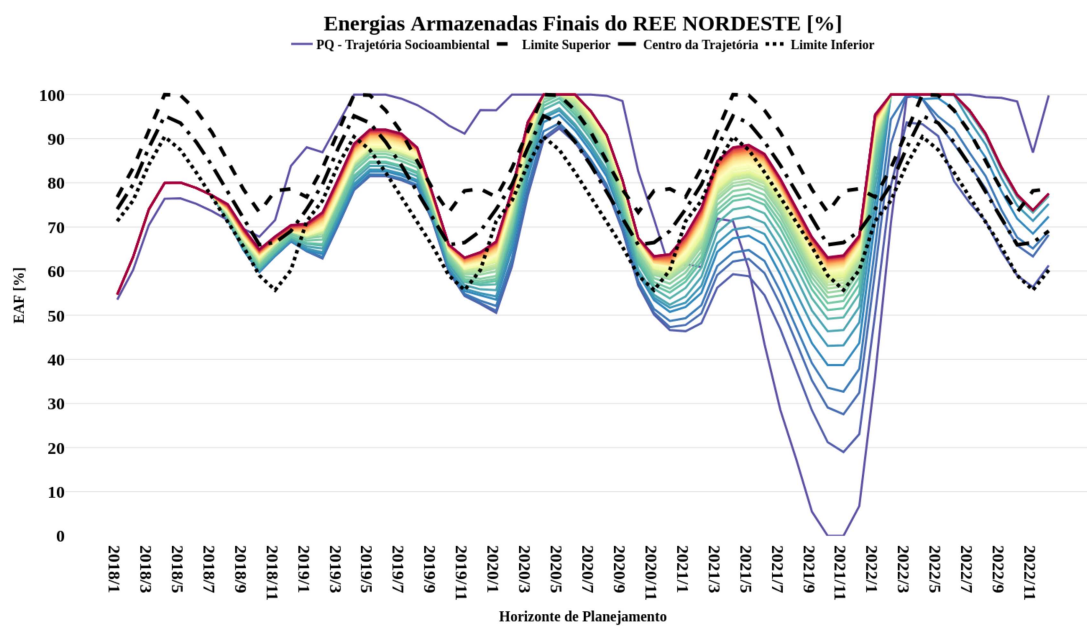
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 81 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Iguaçu a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



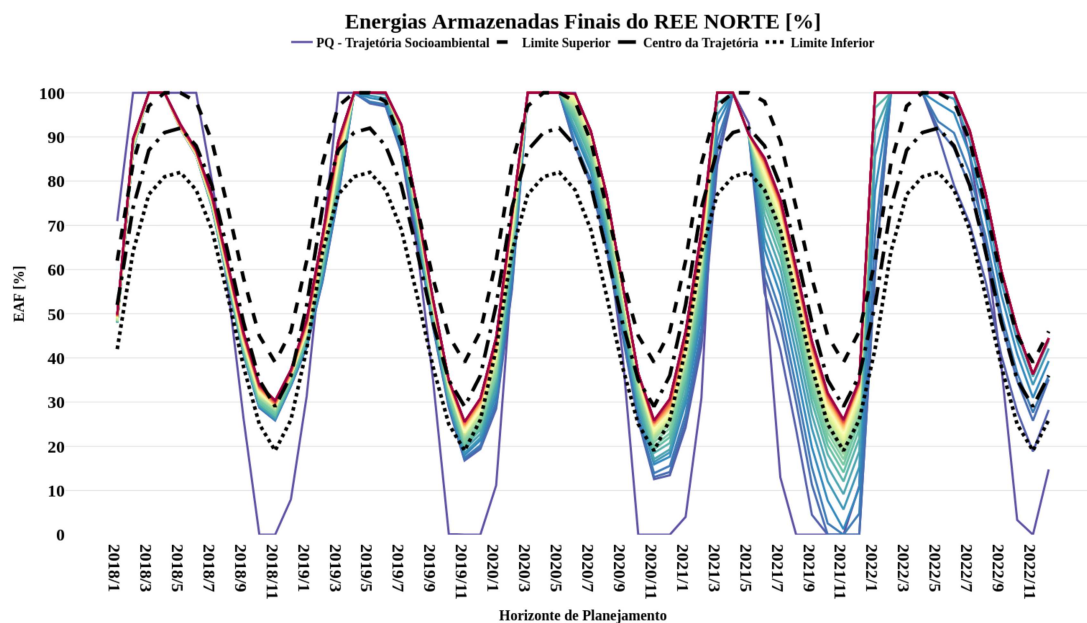
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 82 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Nordeste a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



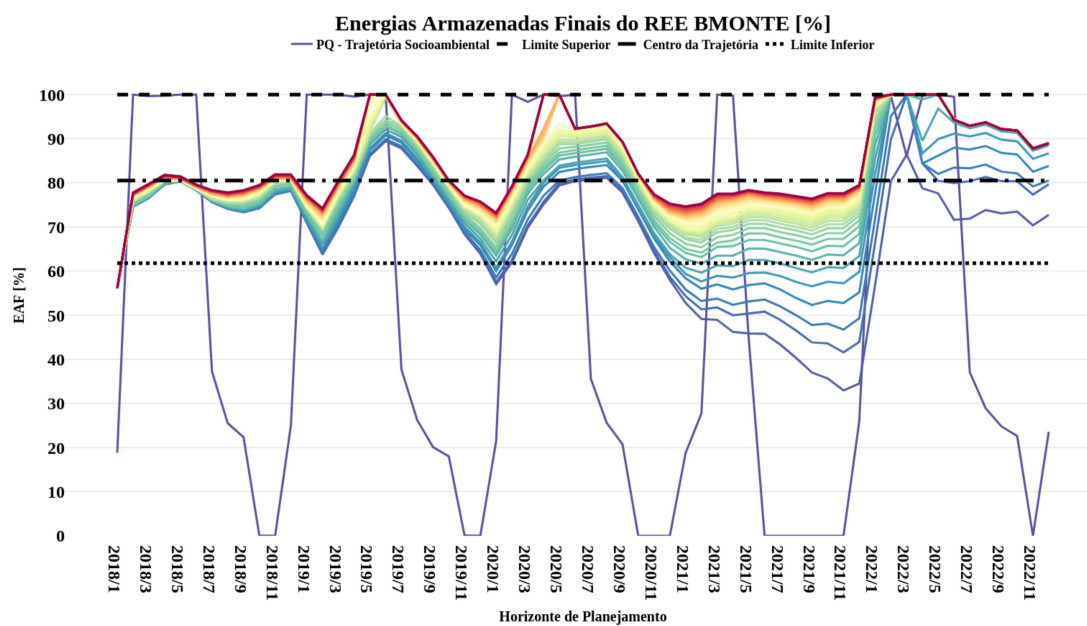
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 83 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Norte a partir da variação da Penalidade Equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



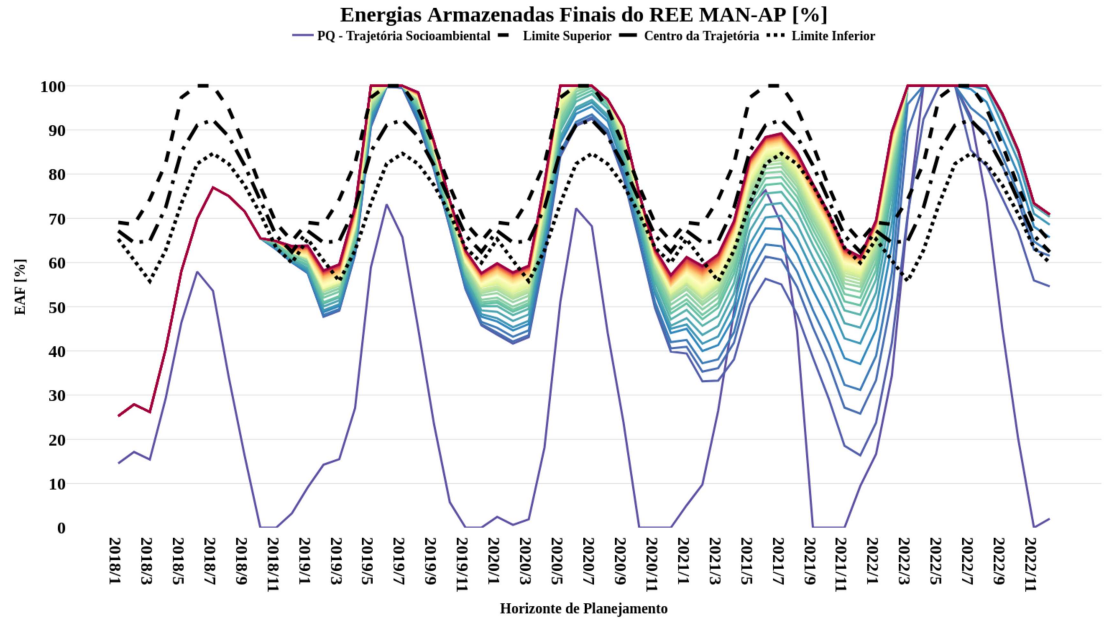
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 84 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Belo Monte a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 85 – Comparação das Energias Armazenadas Finais do REE Manaus-Amapá a partir da variação da penalidade equivalente considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



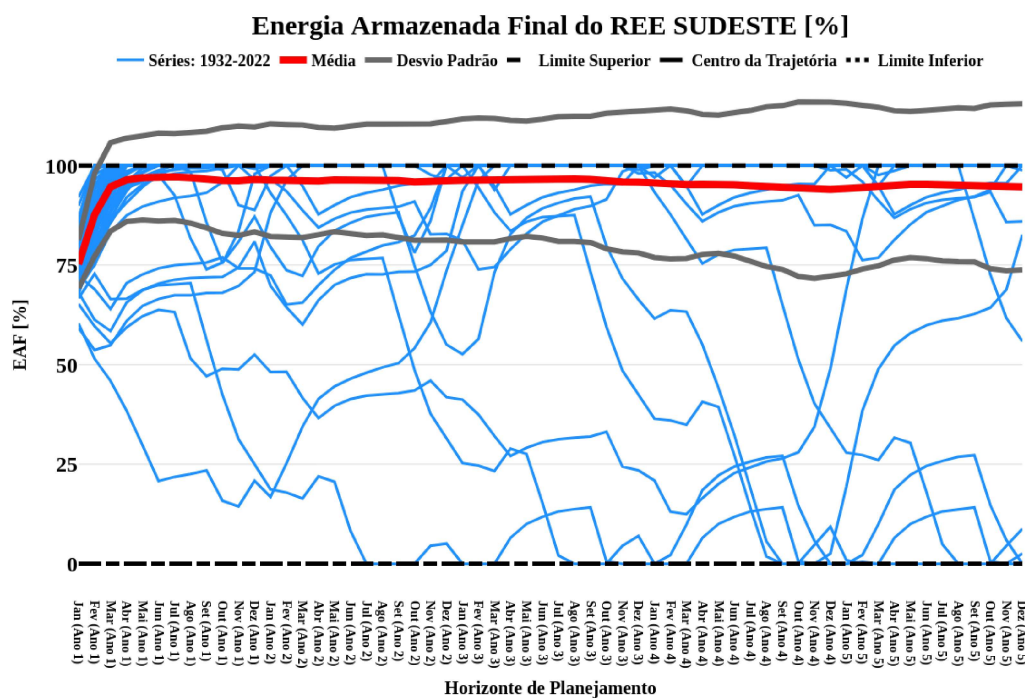
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

APÊNDICE C – Gráficos das Energias Armazenadas Finais de todas as séries históricas de vazões

Este apêndice apresenta os gráficos das Energias Armazenadas Finais (EAF) obtidas a partir de todas as séries históricas de vazões para os Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs) que não foram abordados nas análises do Capítulo 4. A Seção C.1 reúne os resultados correspondentes às Trajetórias Energéticas, enquanto a Seção C.2 apresenta os resultados relacionados às Trajetórias Socioambientais.

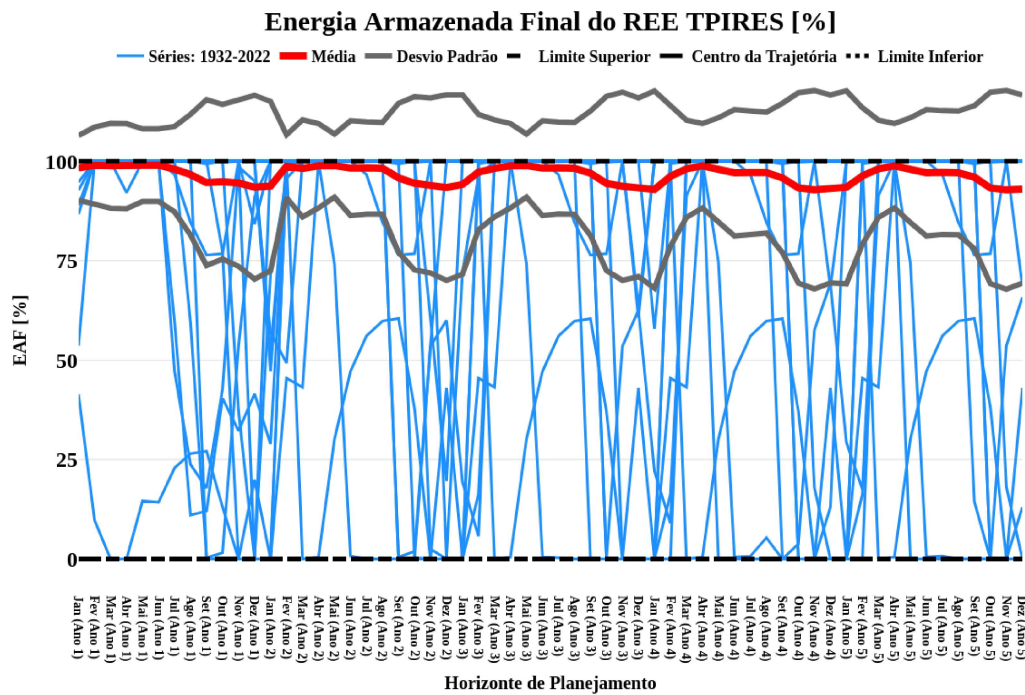
C.1 Trajetórias de Referência com Ênfase Energética

Figura 86 – Energias Armazenadas Finais do REE Sudeste de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



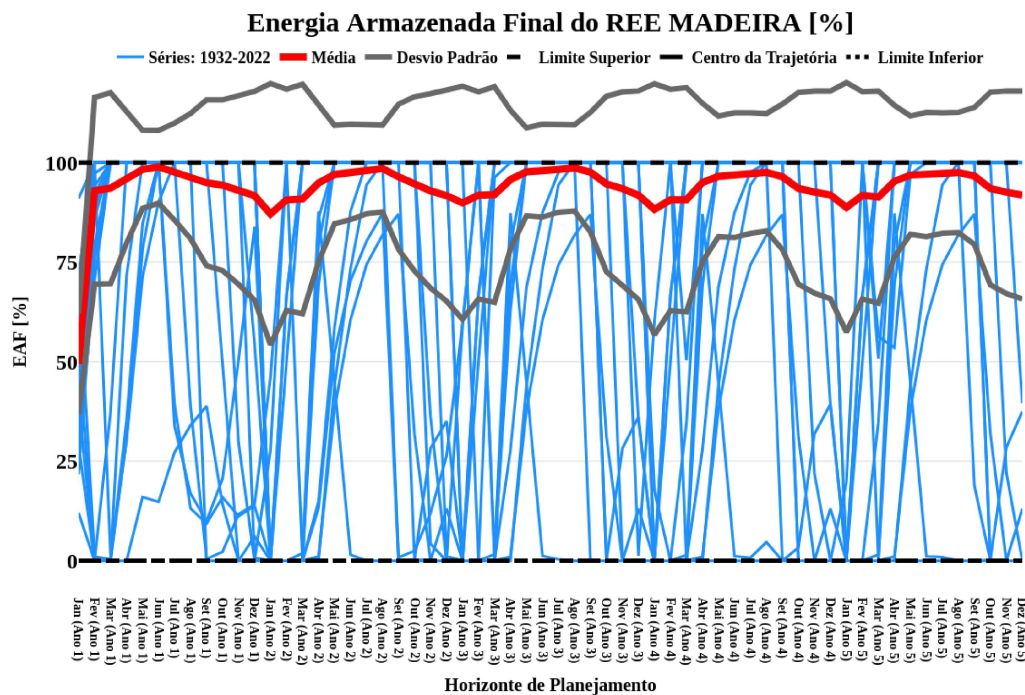
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 87 – Energias Armazenadas Finais do REE Teles Pires de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



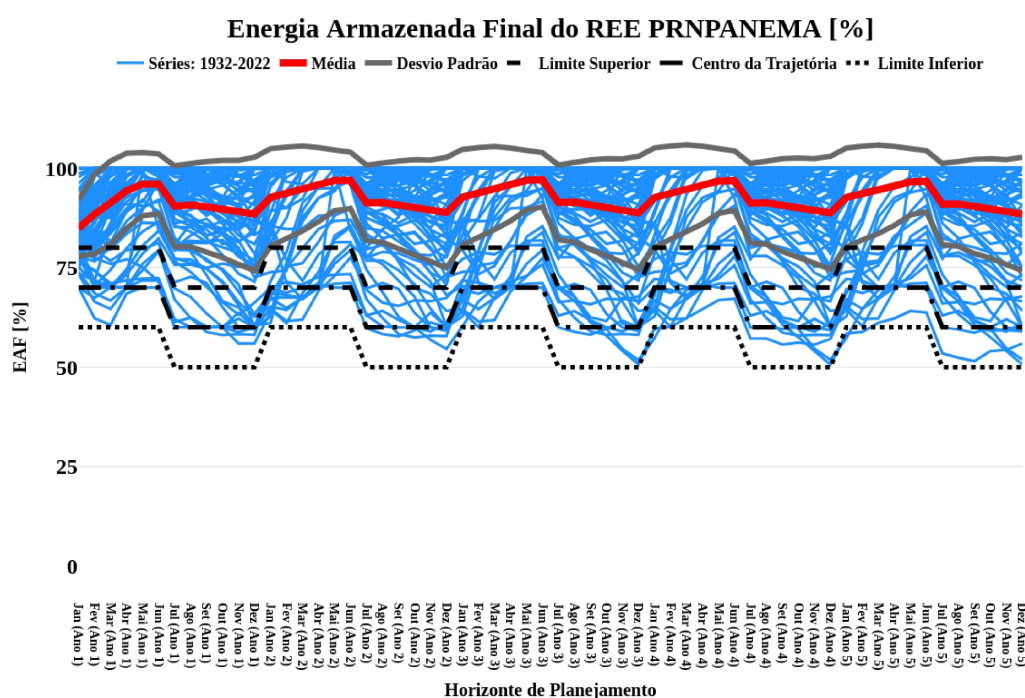
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 88 – Energias Armazenadas Finais do REE Madeira de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



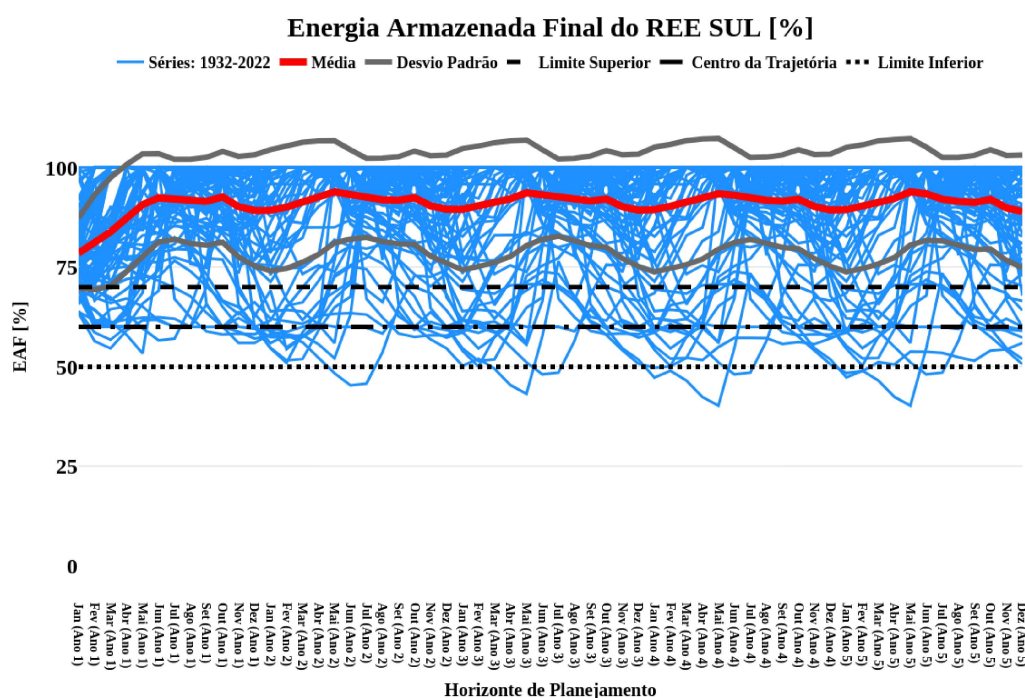
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 89 – Energias Armazenadas Finais do REE Paranapanema de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



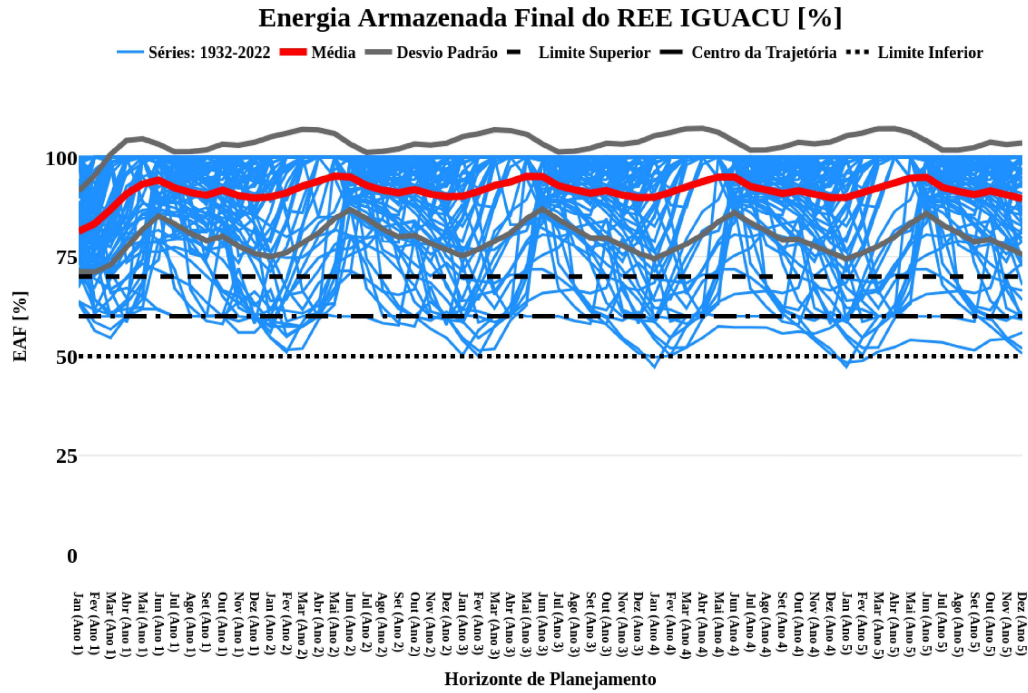
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 90 – Energias Armazenadas Finais do REE Sul de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



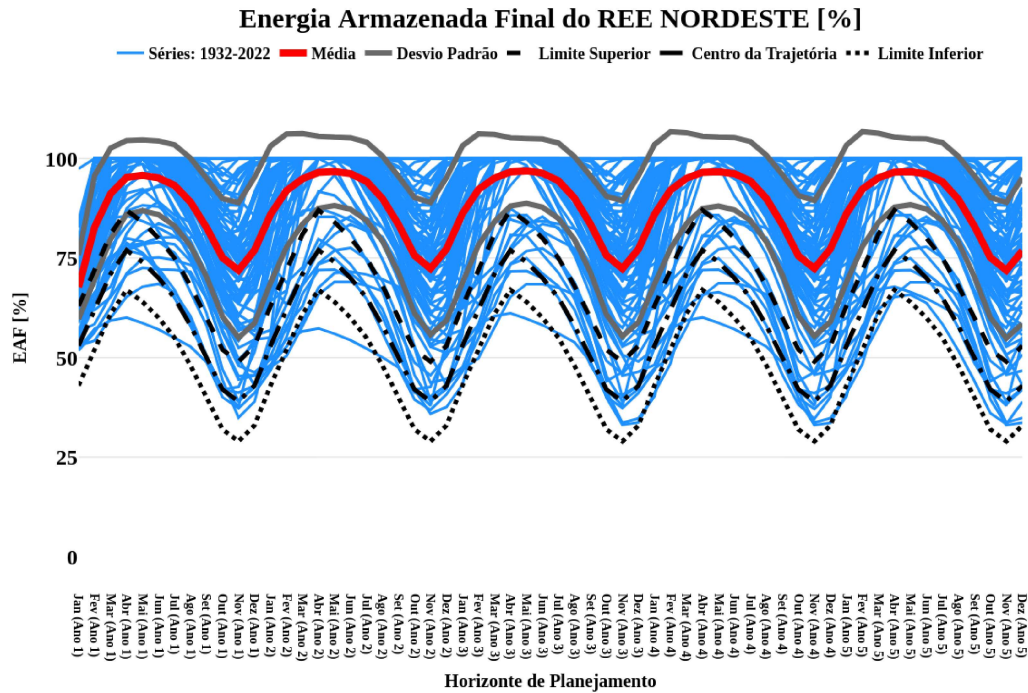
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 91 – Energias Armazenadas Finais do REE Iguaçu de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



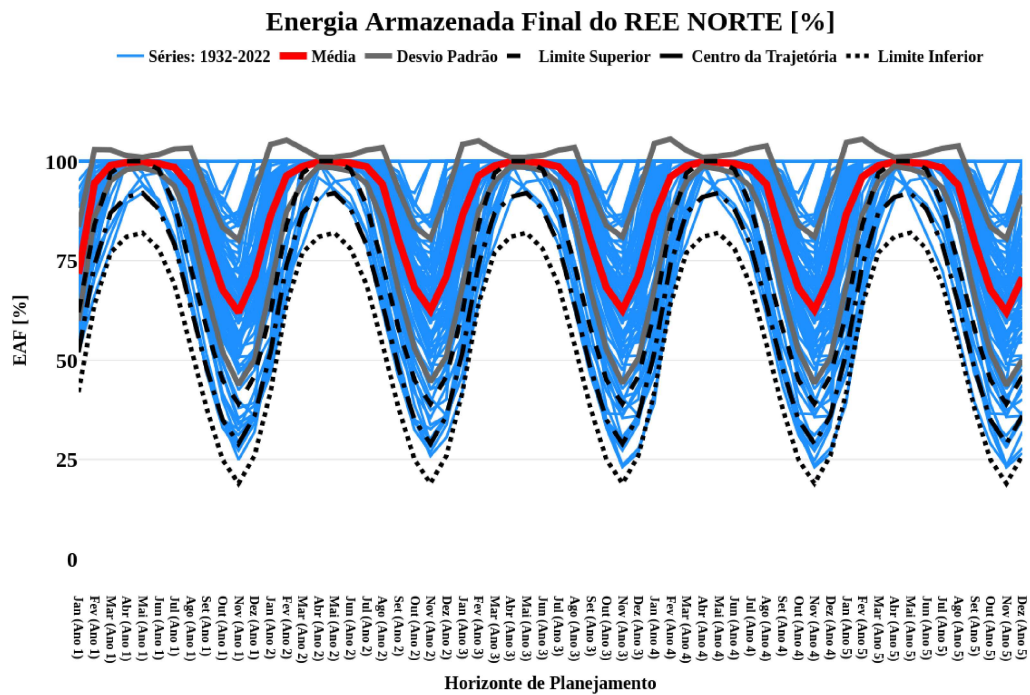
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 92 – Energias Armazenadas Finais do REE Nordeste de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



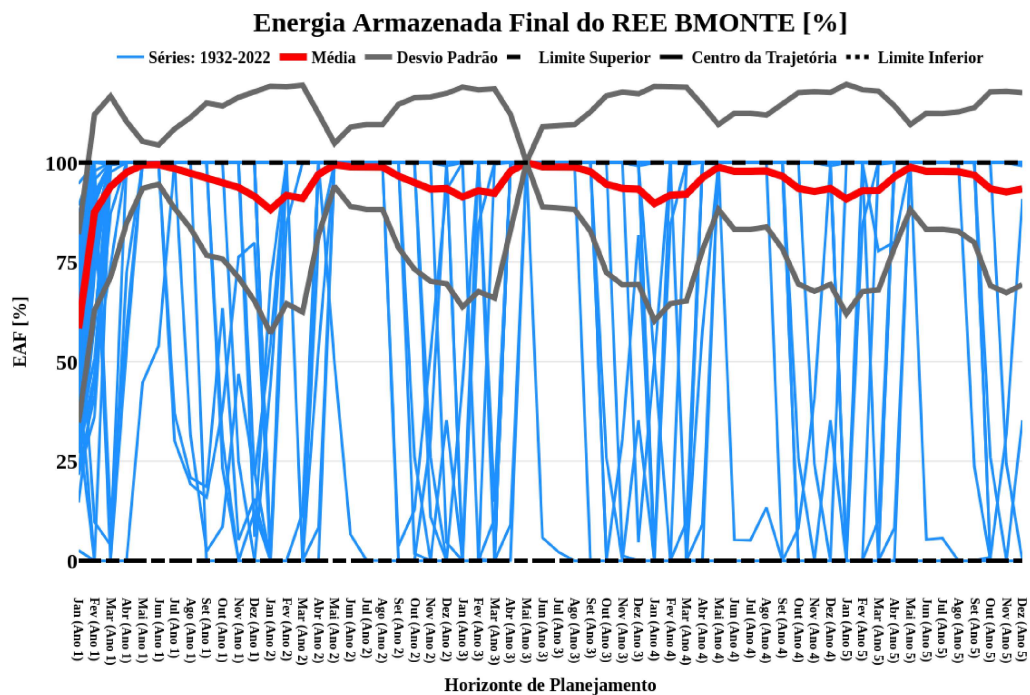
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 93 – Energias Armazenadas Finais do REE Norte de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



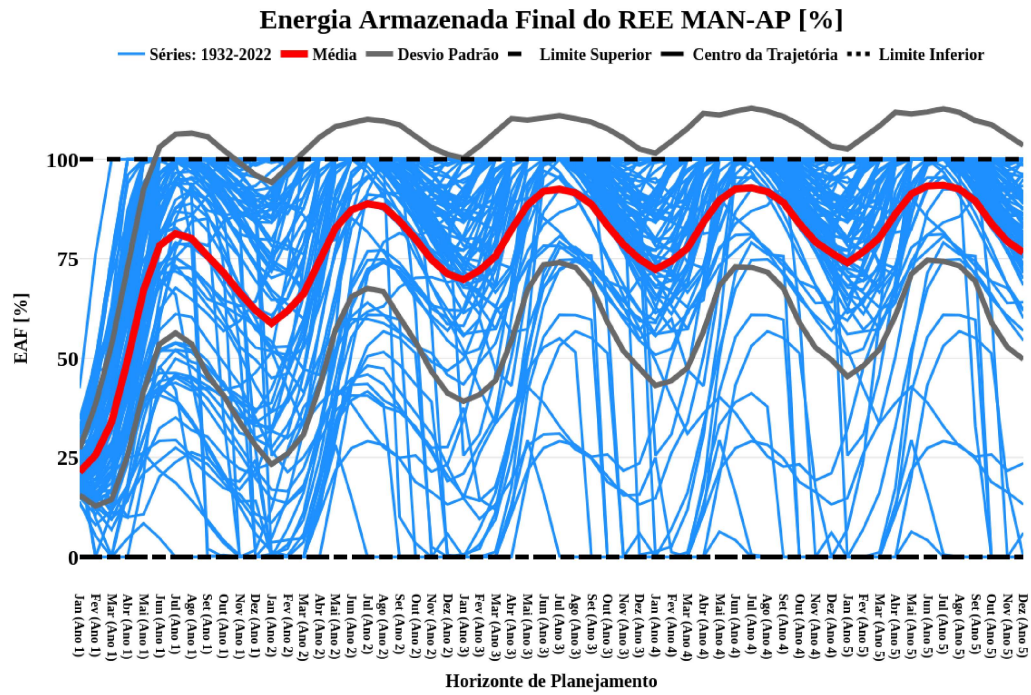
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 94 – Energias Armazenadas Finais do REE Belo Monte de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

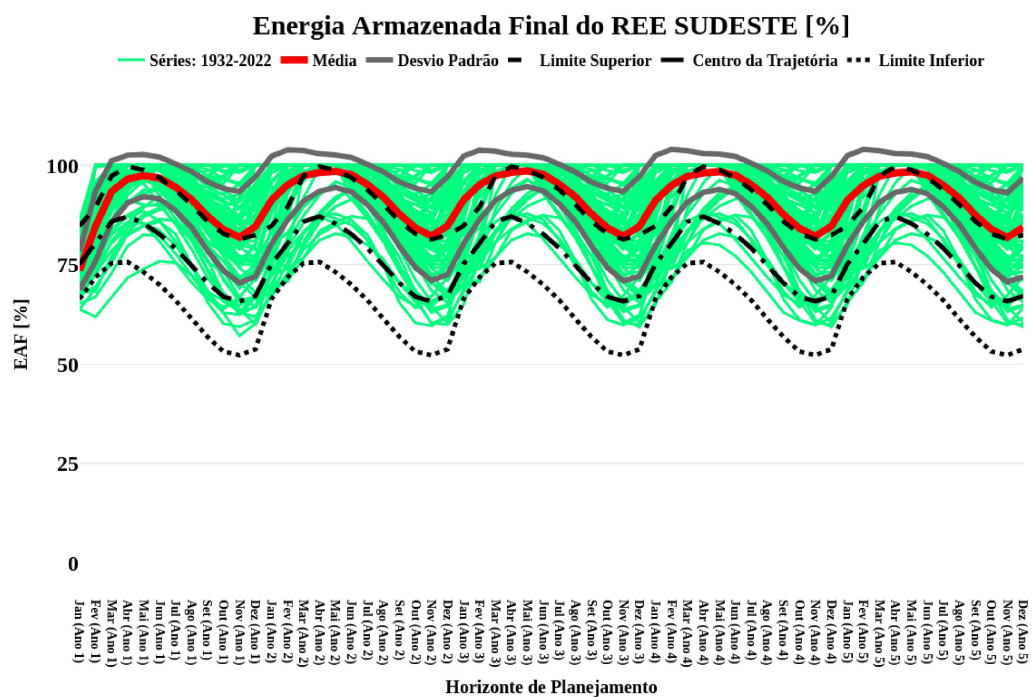
Figura 95 – Energias Armazenadas Finais do REE Manaus-Amapá de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Energética



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

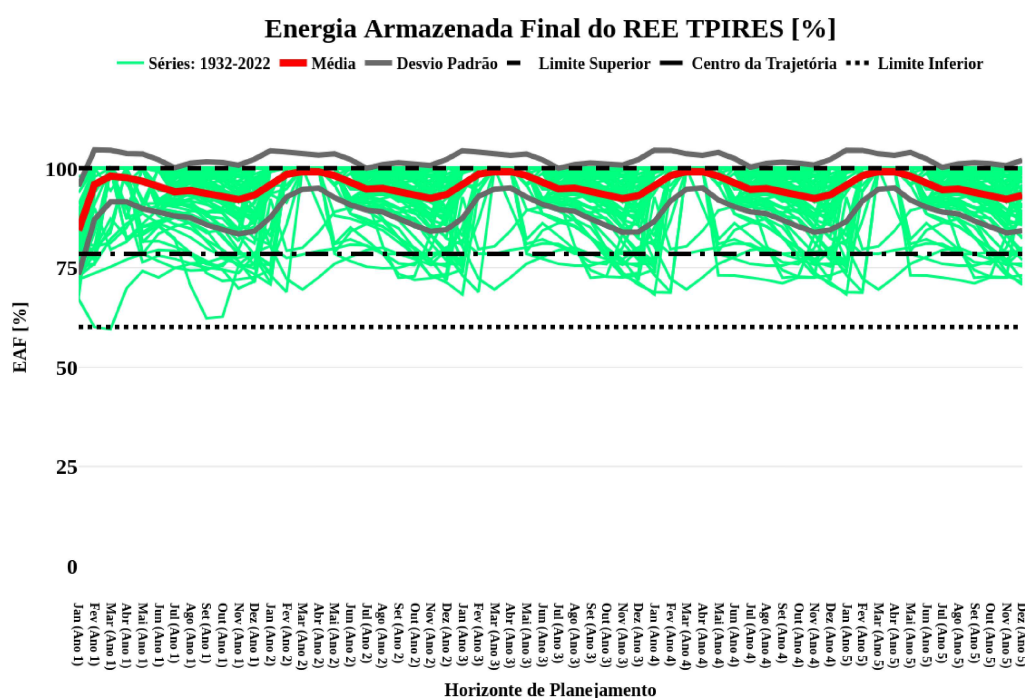
C.2 Trajetórias de Referência com Ênfase Socioambiental

Figura 96 – Energias Armazenadas Finais do REE Sudeste de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



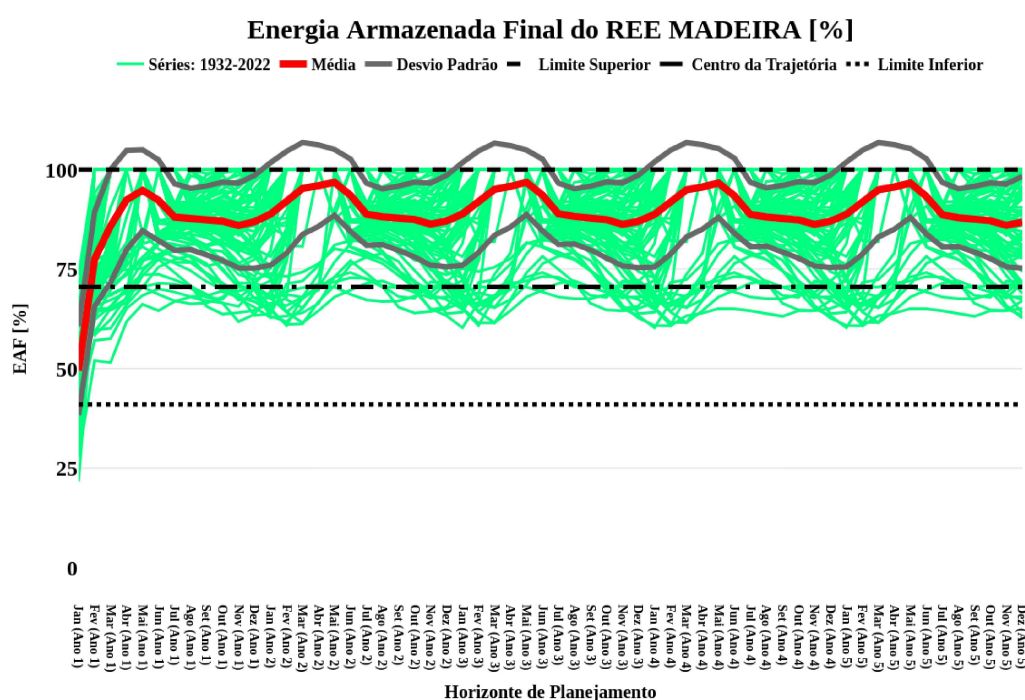
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 97 – Energias Armazenadas Finais do REE Teles Pires de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



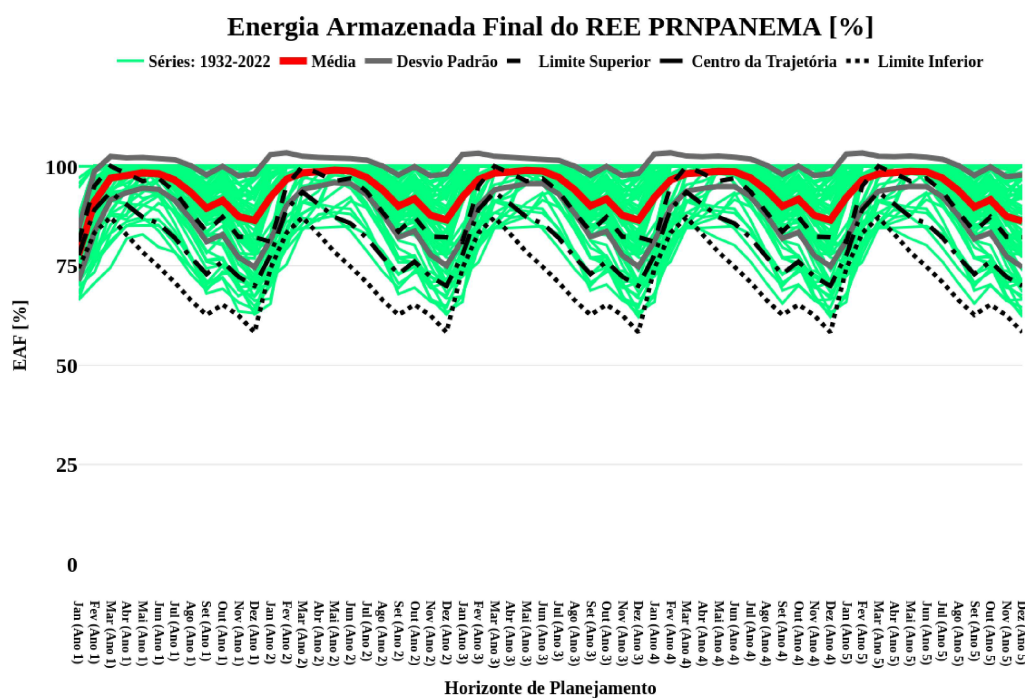
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 98 – Energias Armazenadas Finais do REE Madeira de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



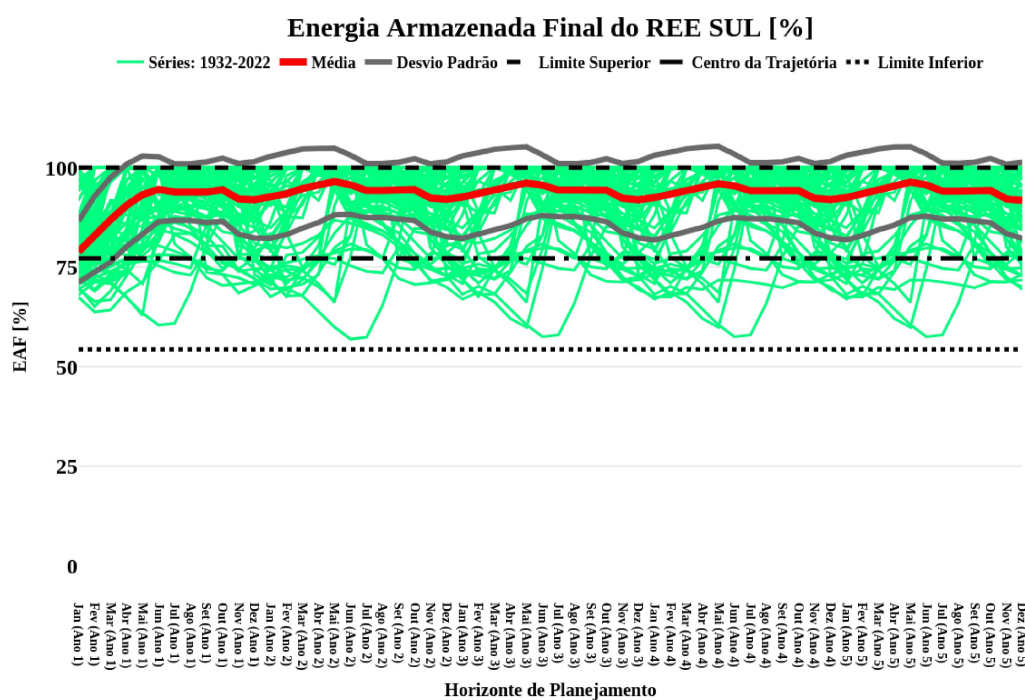
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 99 – Energias Armazenadas Finais do REE Paranapanema de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



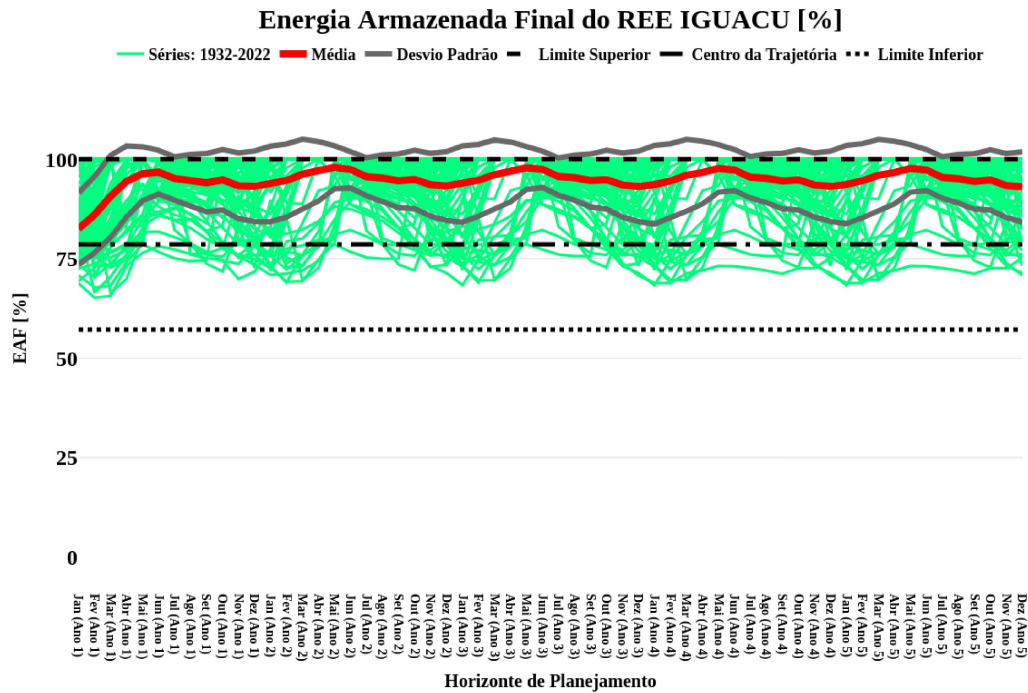
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 100 – Energias Armazenadas Finais do REE Sul de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



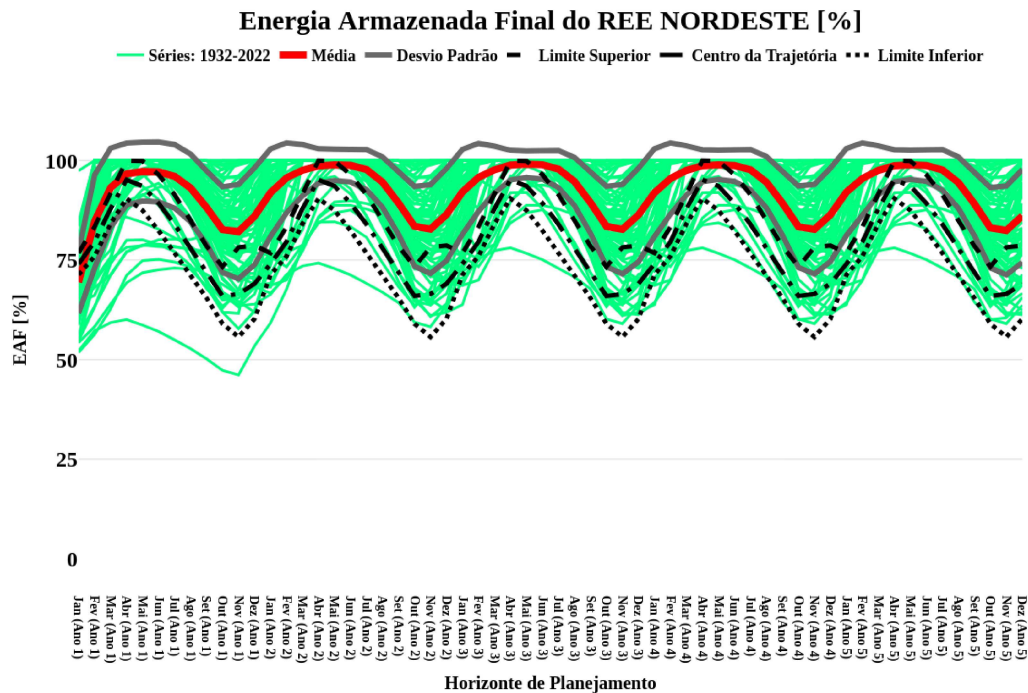
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 101 – Energias Armazenadas Finais do REE Iguaçu de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



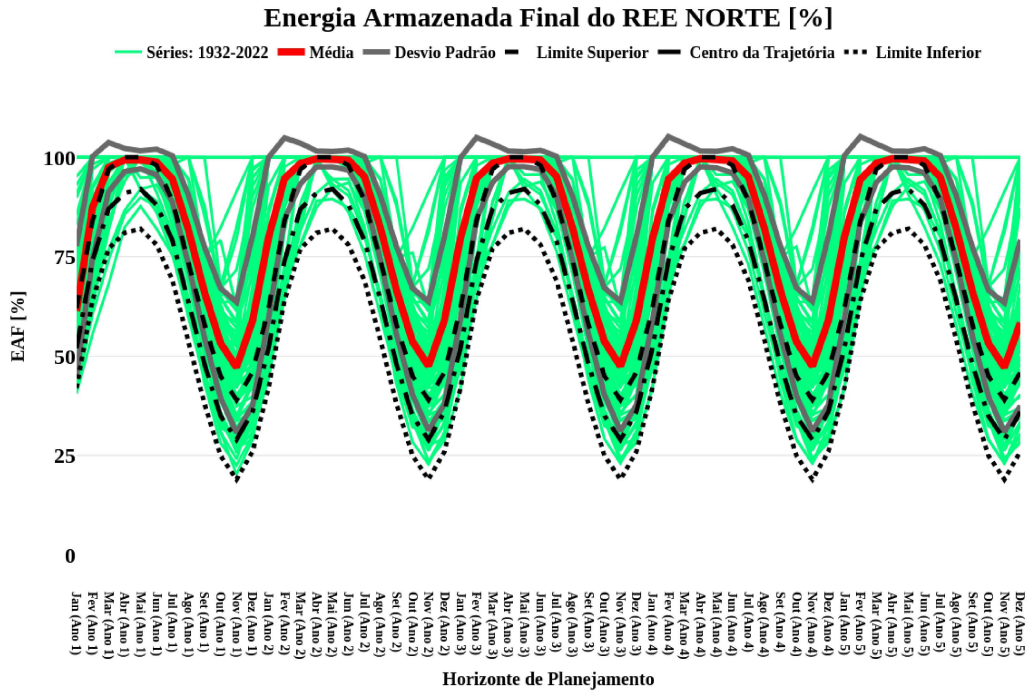
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 102 – Energias Armazenadas Finais do REE Nordeste de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



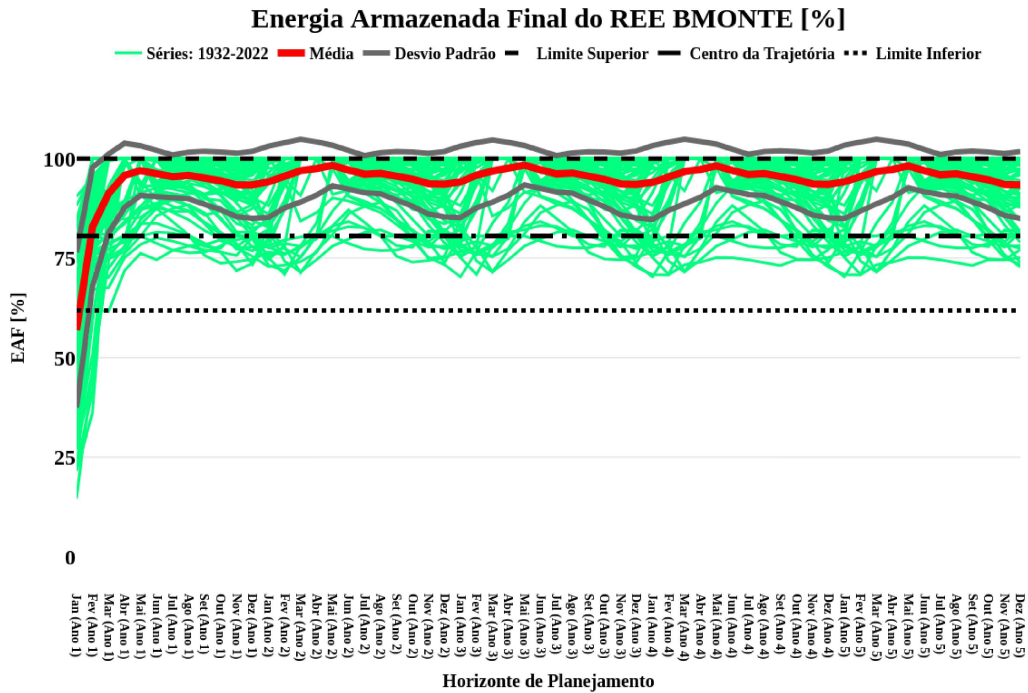
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 103 – Energias Armazenadas Finais do REE Norte de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



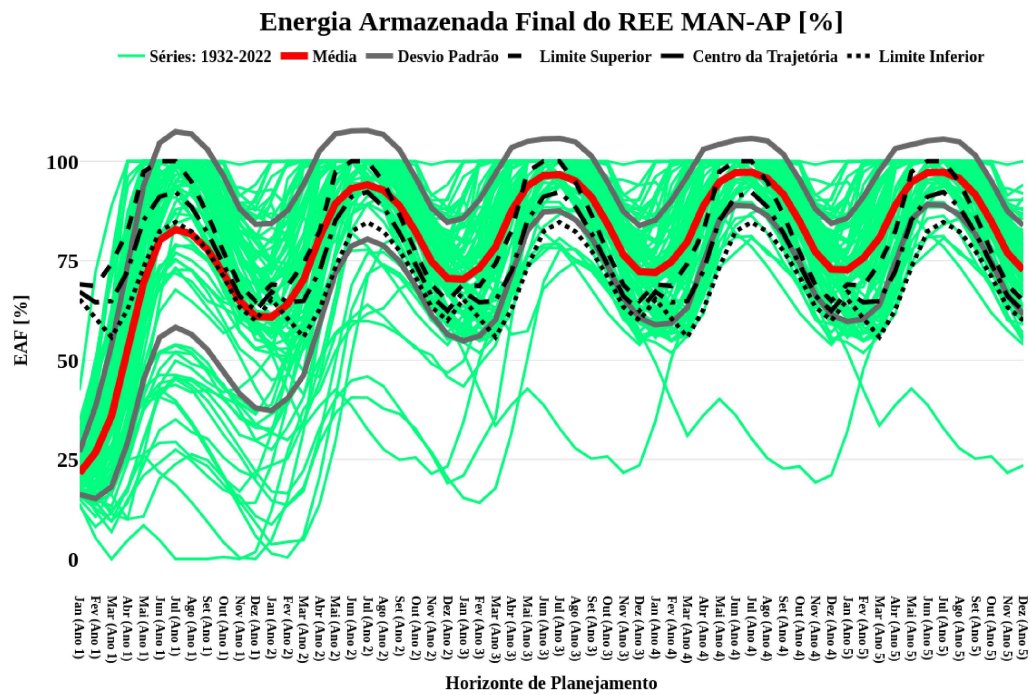
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 104 – Energias Armazenadas Finais do REE Belo Monte de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 105 – Energias Armazenadas Finais do REE Manaus-Amapá de todas as séries históricas de vazões considerando a Trajetória de Referência com Ênfase Socioambiental



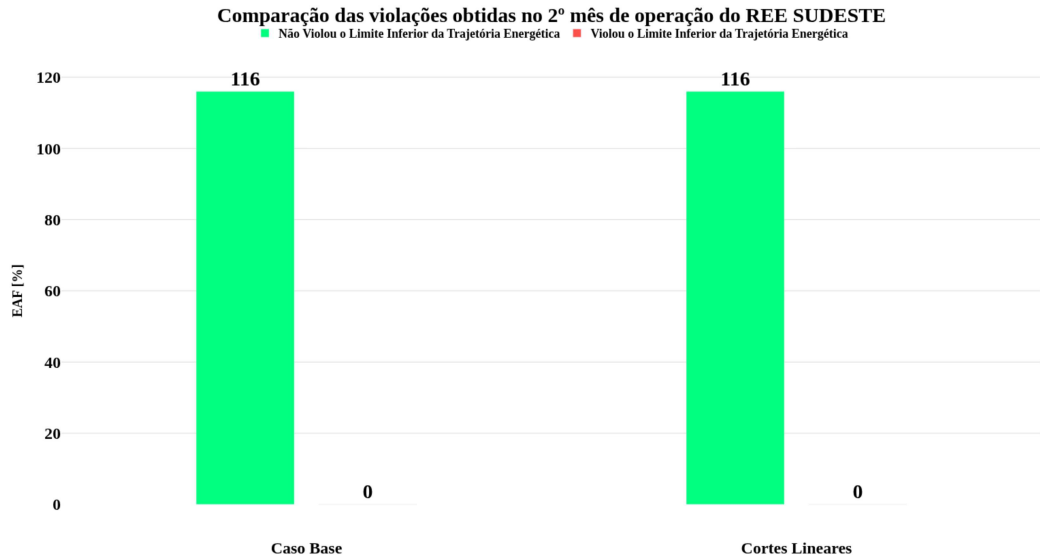
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

APÊNDICE D – Gráficos dos resultados do acoplamento com o modelo DECOMP

Este apêndice apresenta os gráficos dos resultados obtidos para os Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs) que não foram contemplados nas análises desenvolvidas no Capítulo 4, relacionadas à aplicação da metodologia em estudo no acoplamento com o modelo DECOMP. A Seção D.1 traz os resultados correspondentes às Trajetórias Energéticas, enquanto a Seção D.2 apresenta aqueles referentes às Trajetórias Socioambientais.

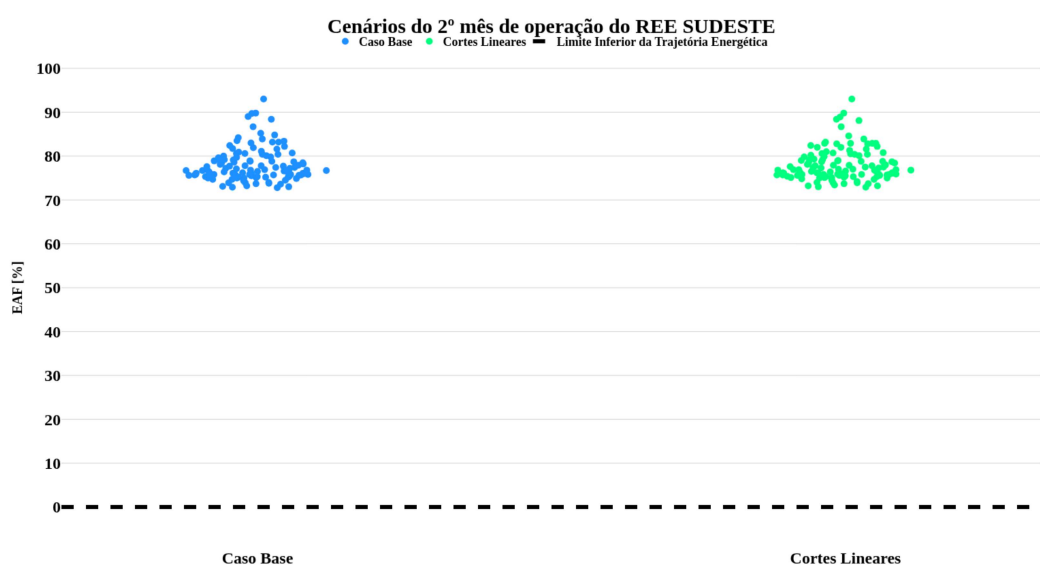
D.1 Trajetórias de Referência com Ênfase Energética

Figura 106 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sudeste



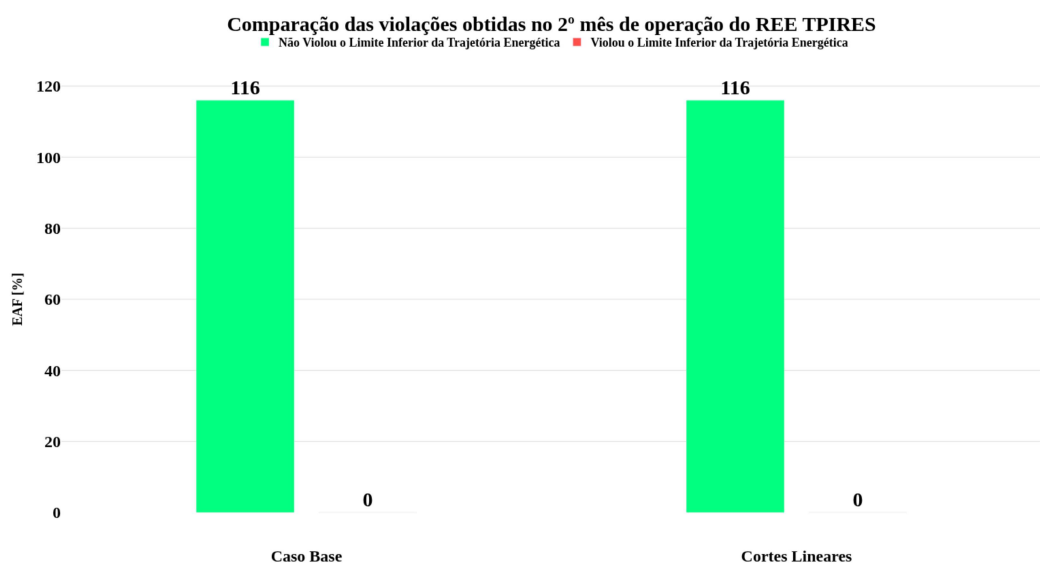
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 107 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sudeste



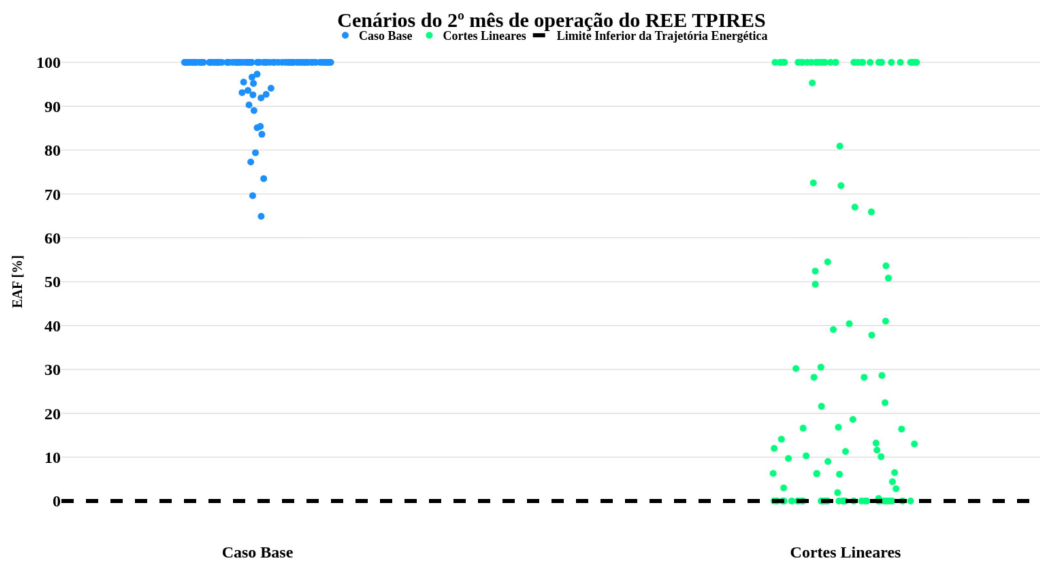
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 108 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Teles Pires



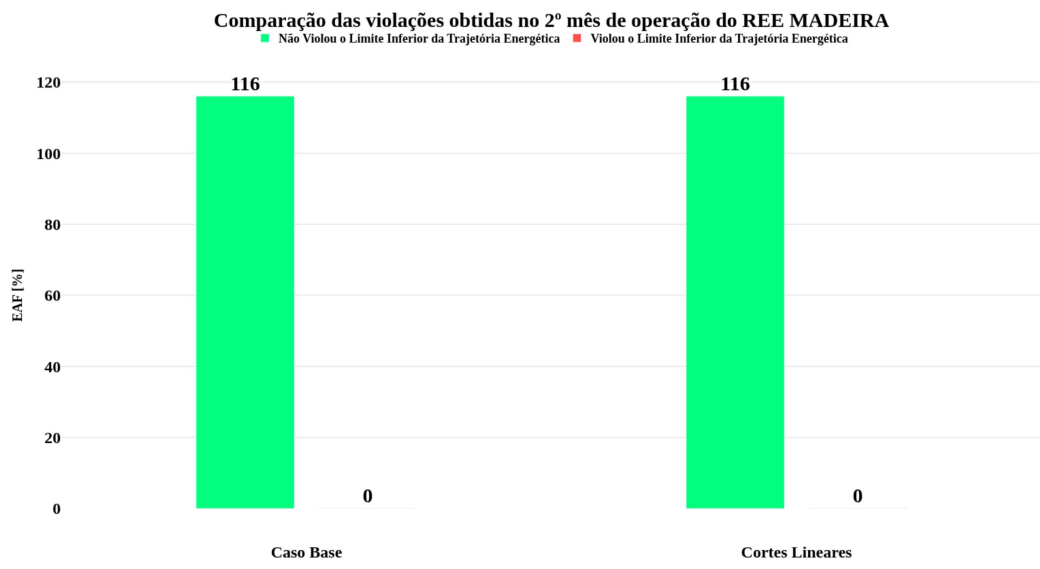
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 109 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Teles Pires



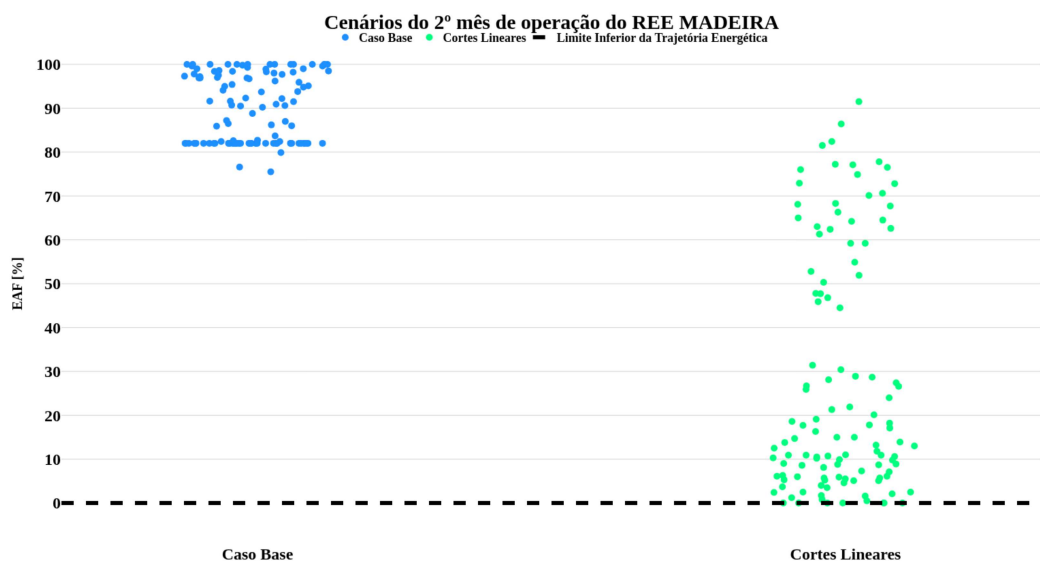
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 110 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Madeira



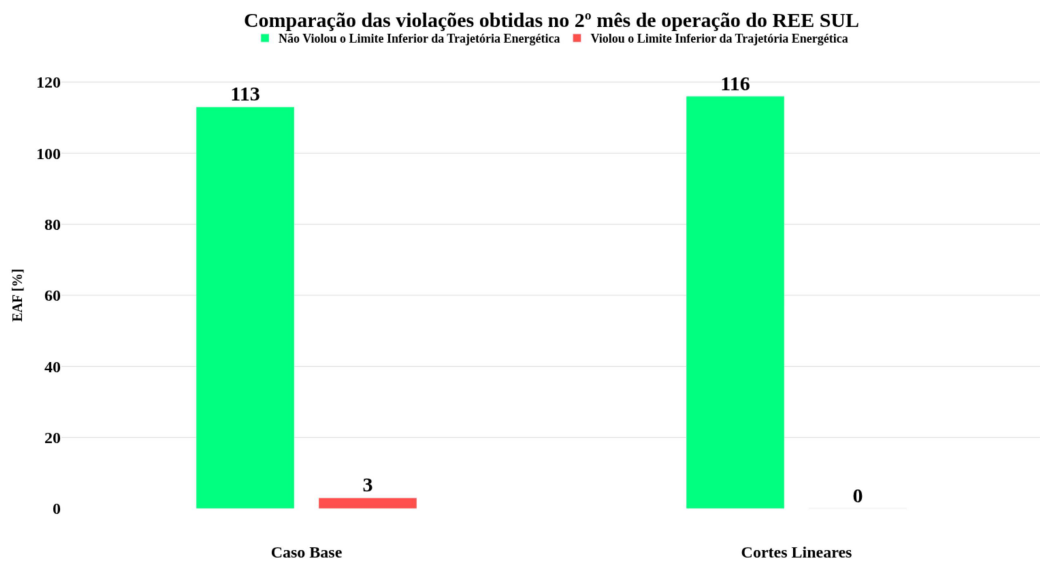
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 111 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Madeira



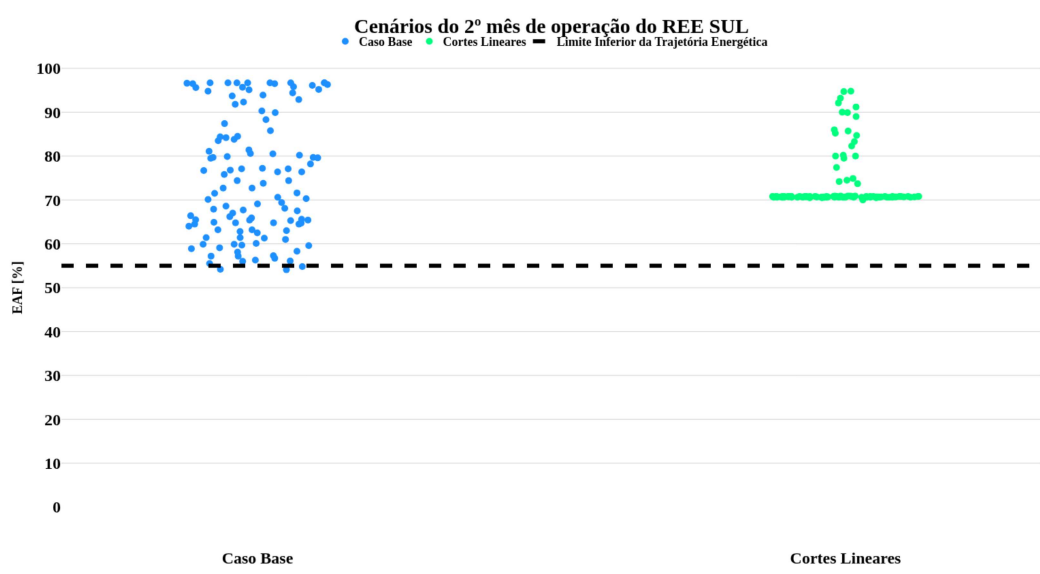
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 112 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sul



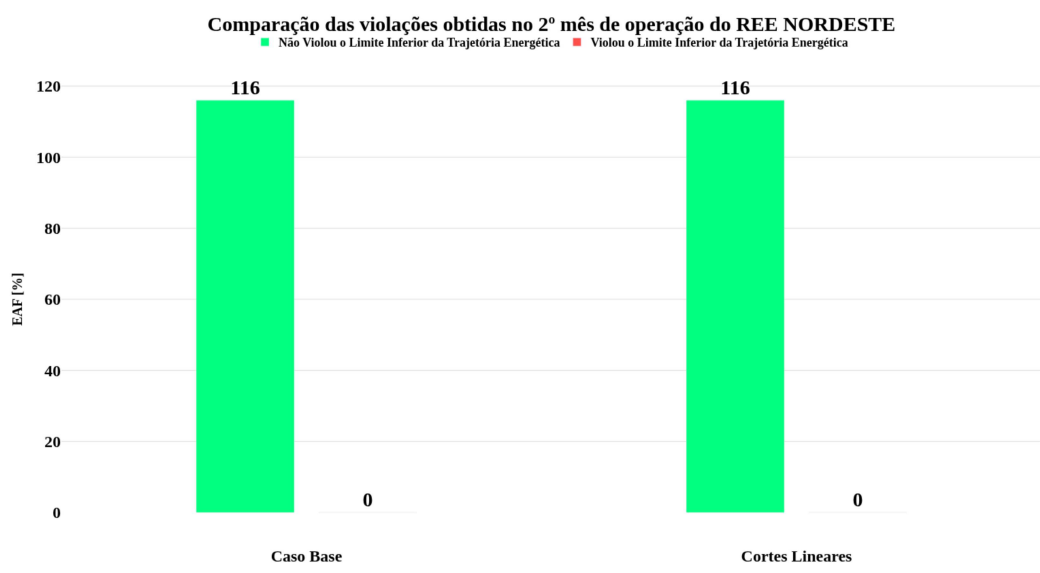
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 113 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sul



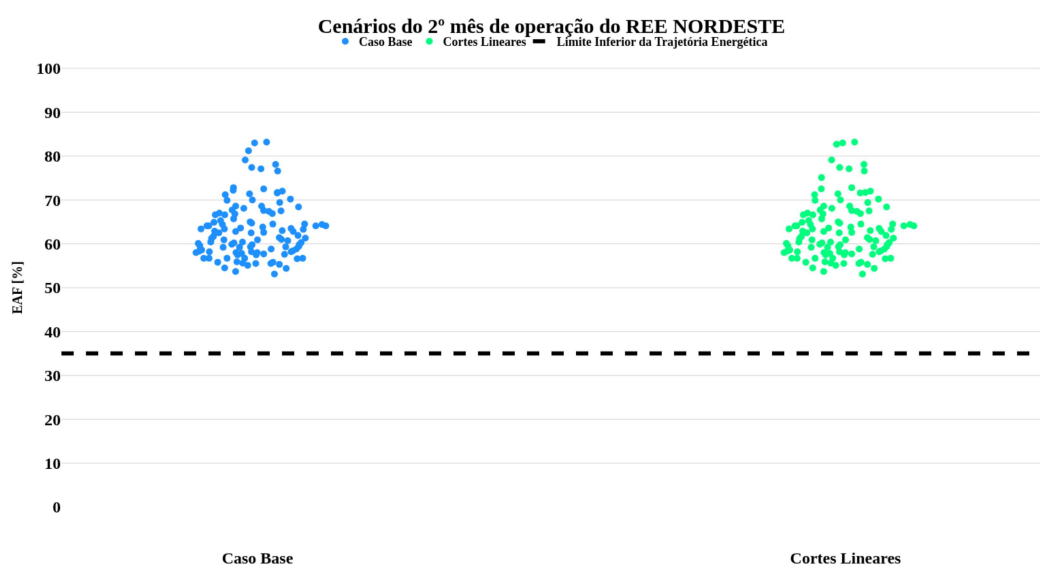
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 114 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Nordeste



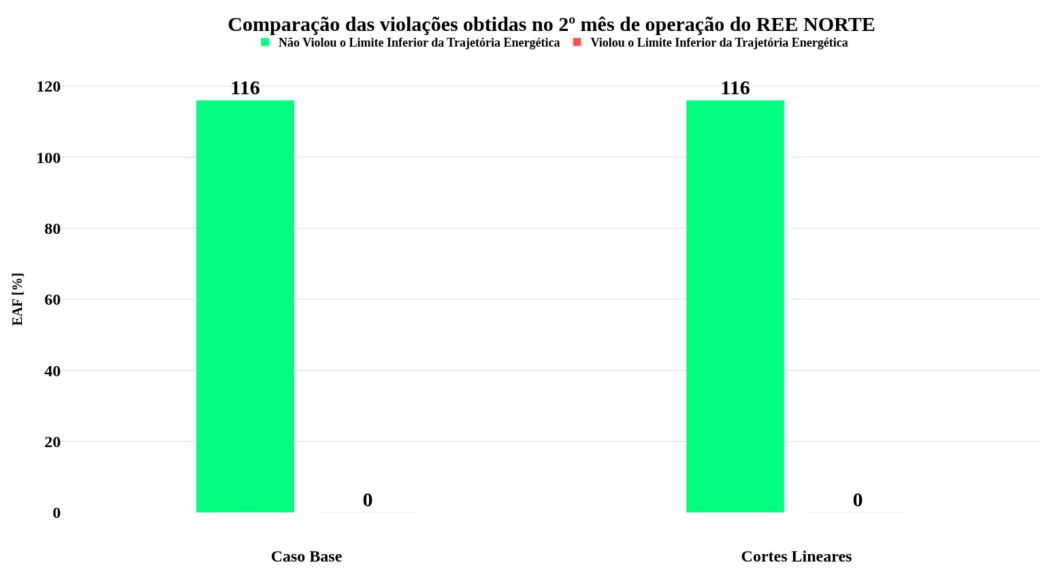
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 115 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Nordeste



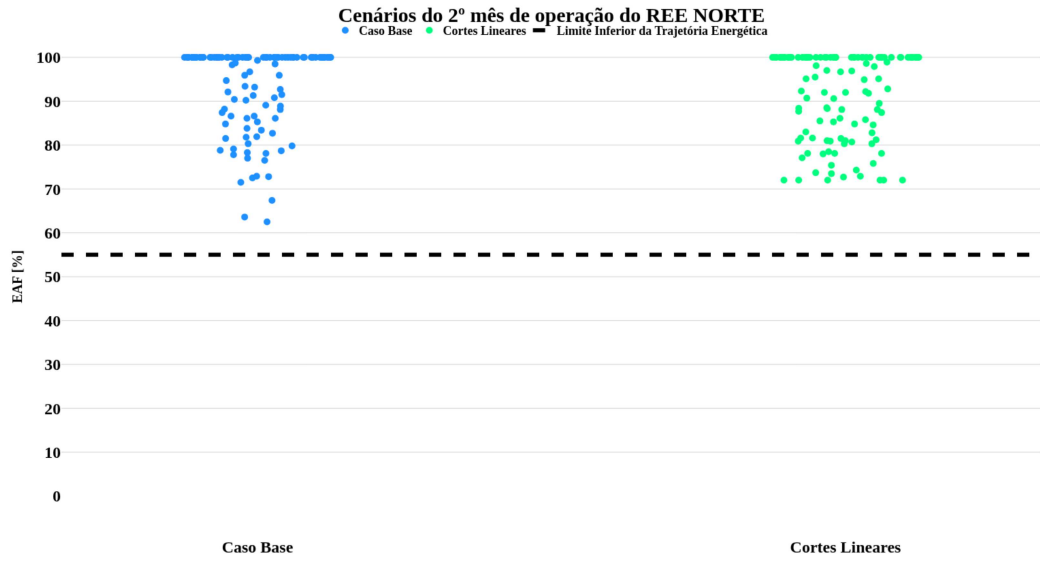
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 116 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Norte



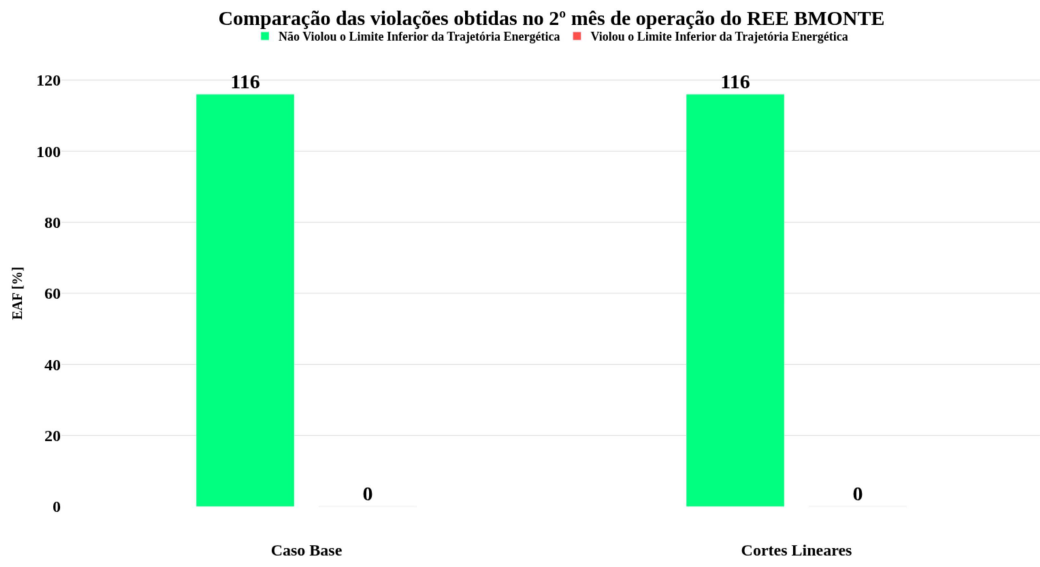
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 117 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Norte



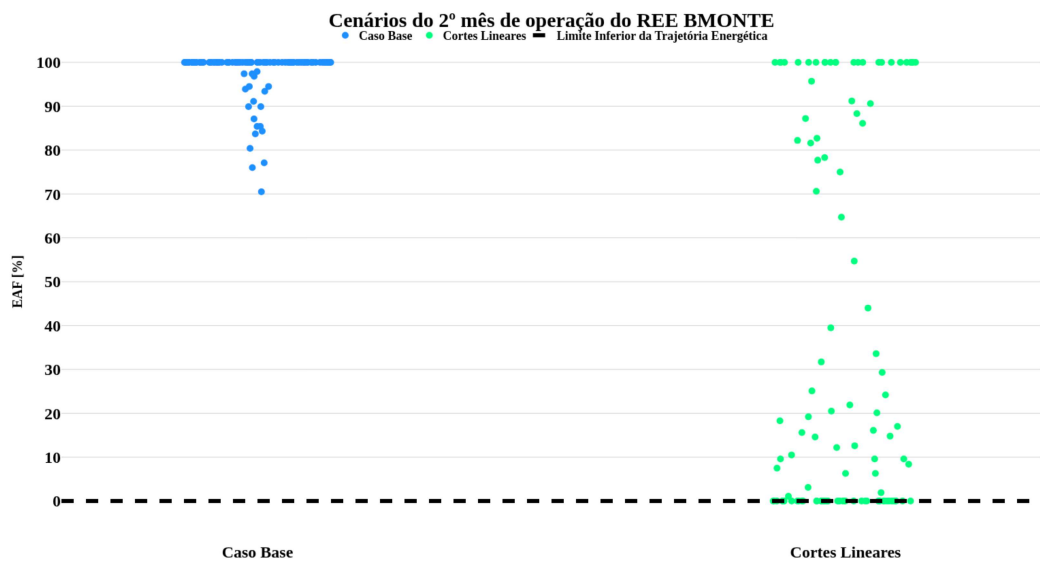
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 118 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Belo Monte



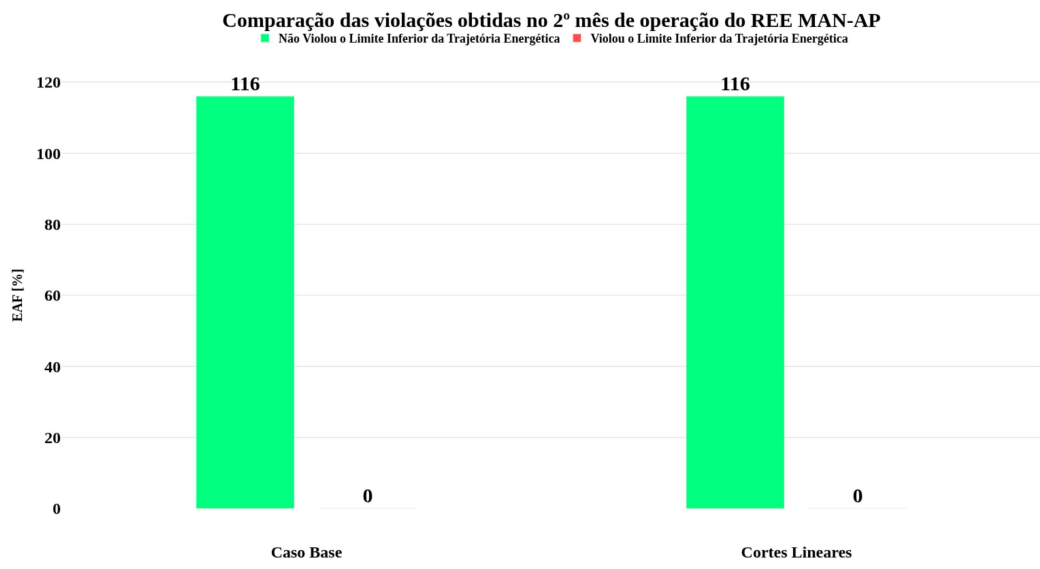
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 119 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Belo Monte



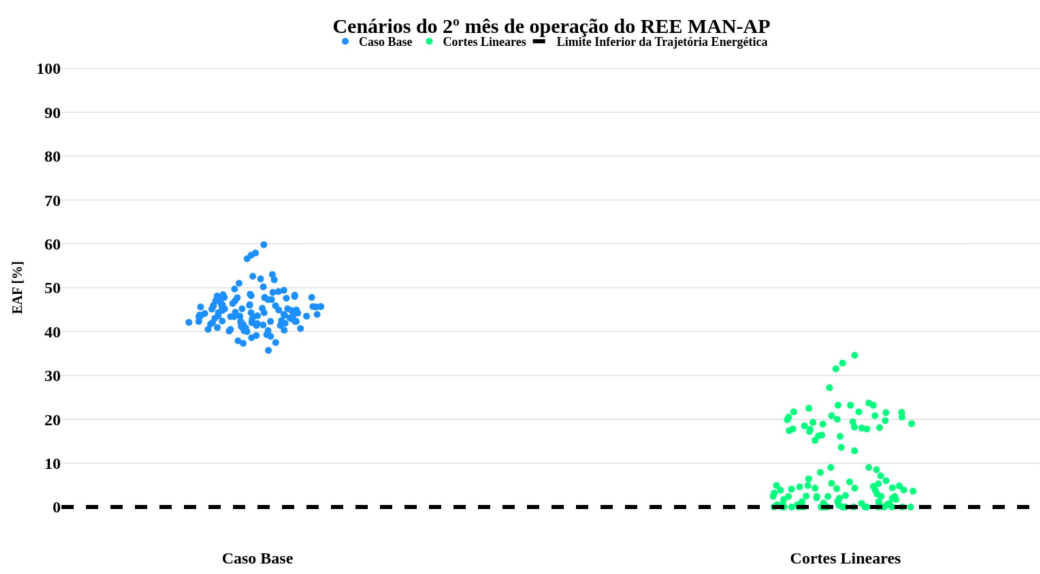
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 120 – Comparação dos cenários violados referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Manaus-Amapá



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

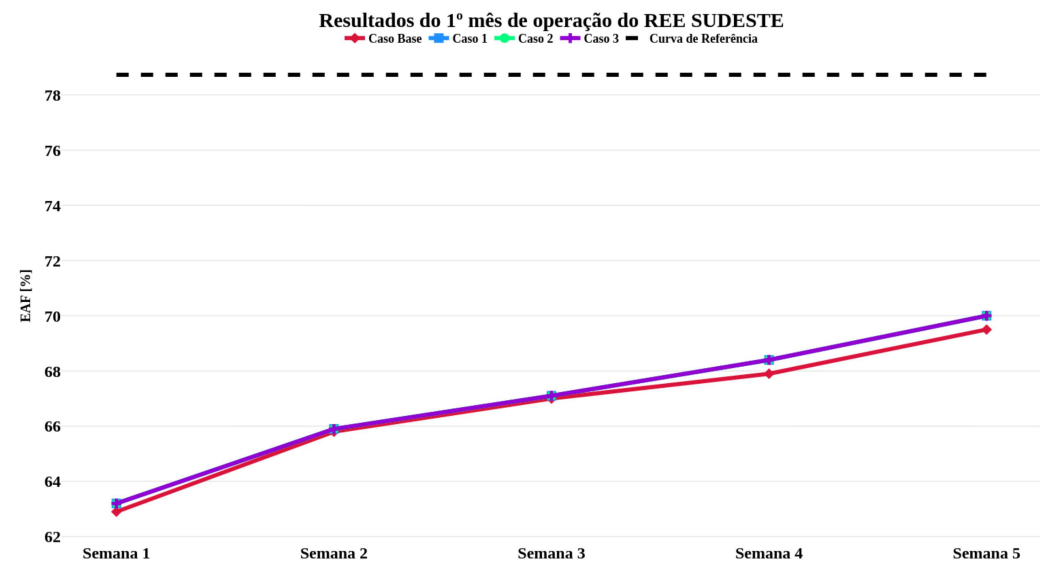
Figura 121 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Manaus-Amapá



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

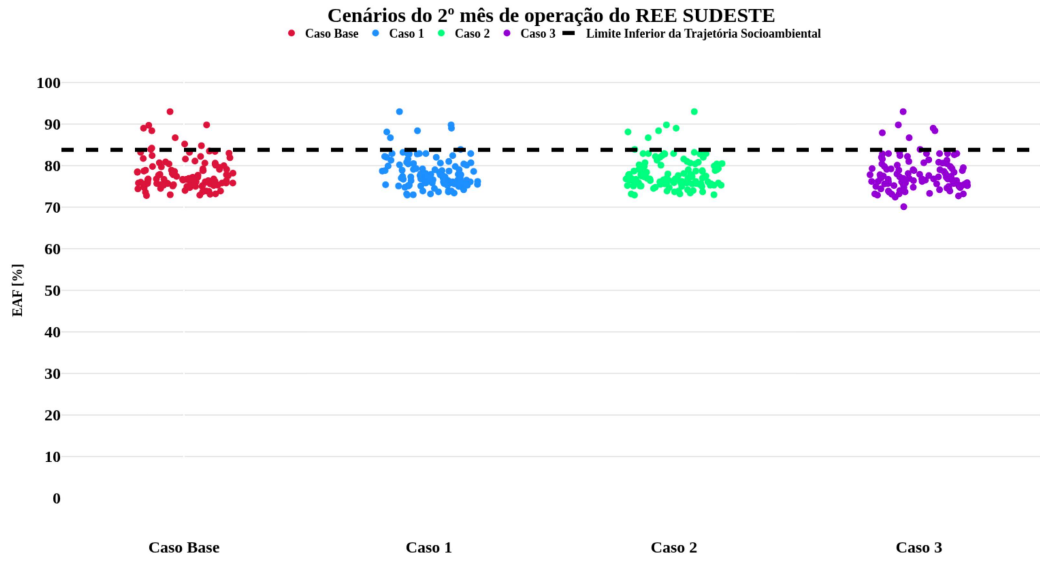
D.2 Trajetórias de Referência com Ênfase Socioambiental

Figura 122 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sudeste



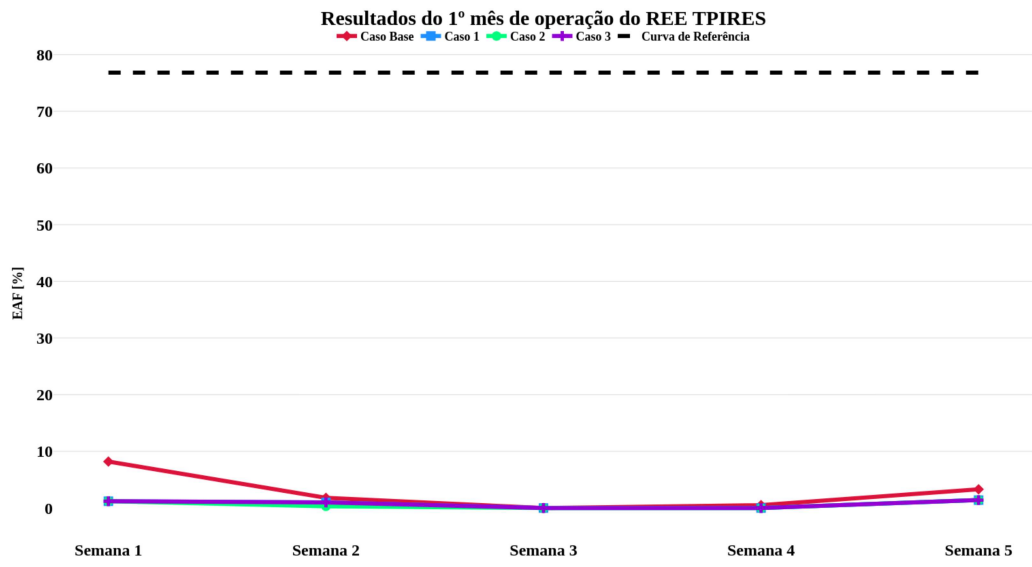
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 123 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sudeste



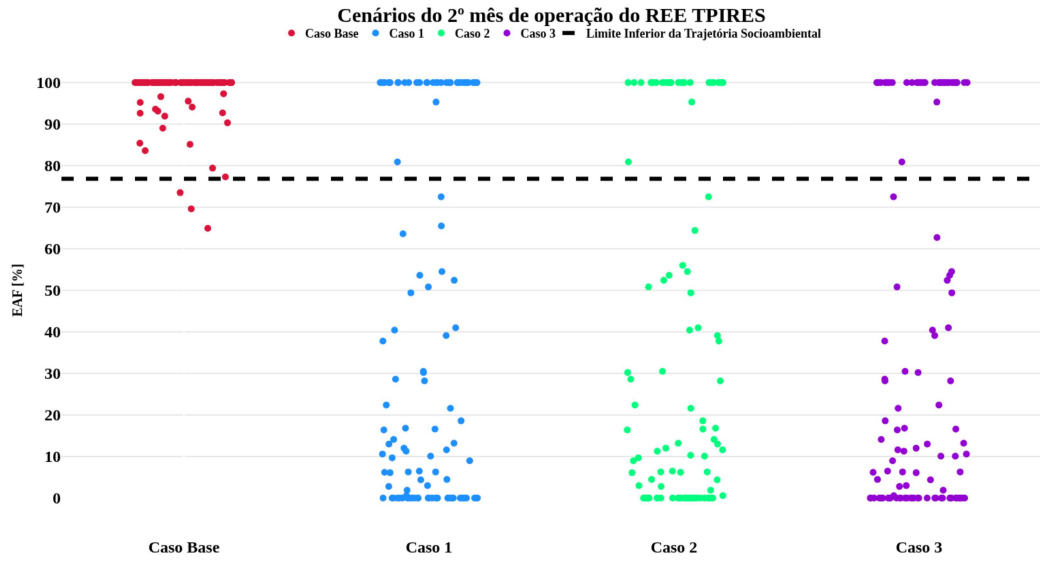
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 124 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Teles Pires



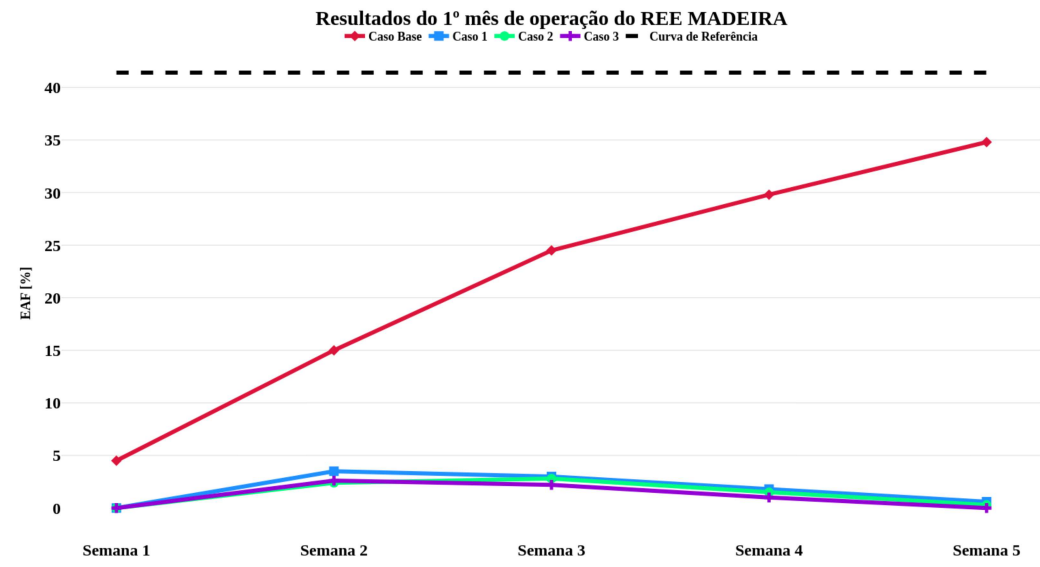
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 125 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Teles Pires



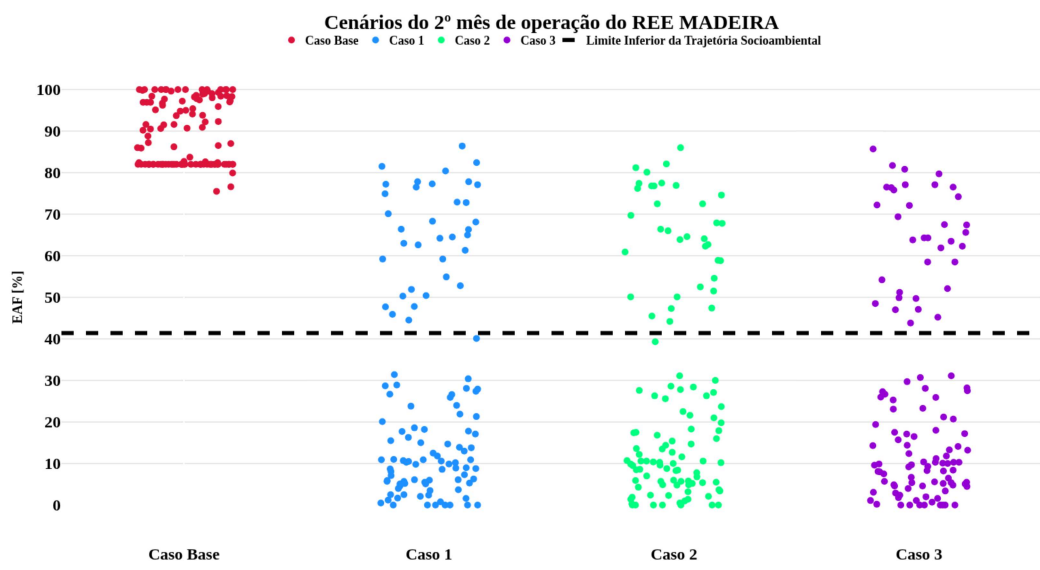
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 126 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Madeira



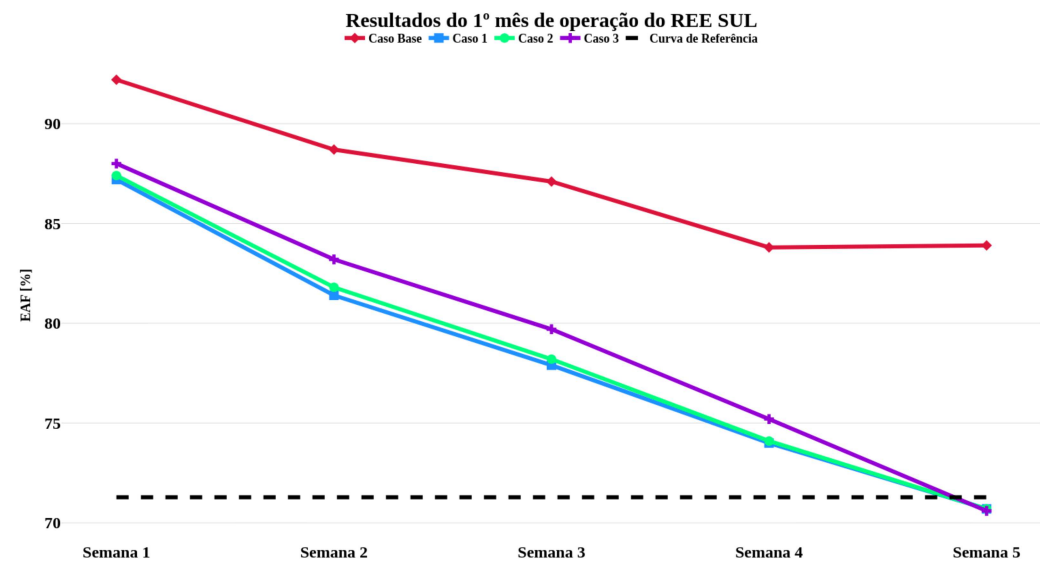
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 127 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Madeira



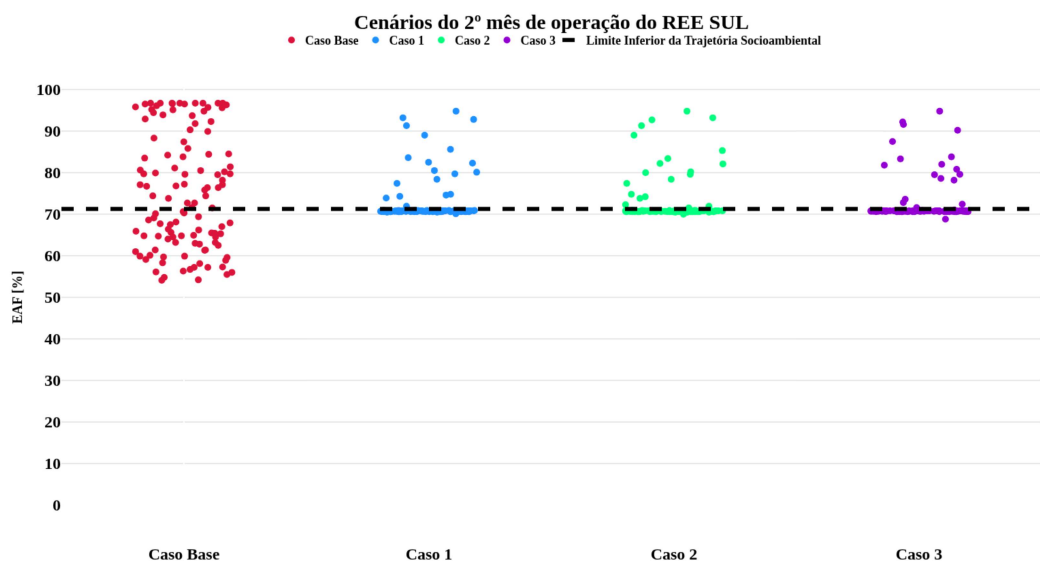
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 128 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sul



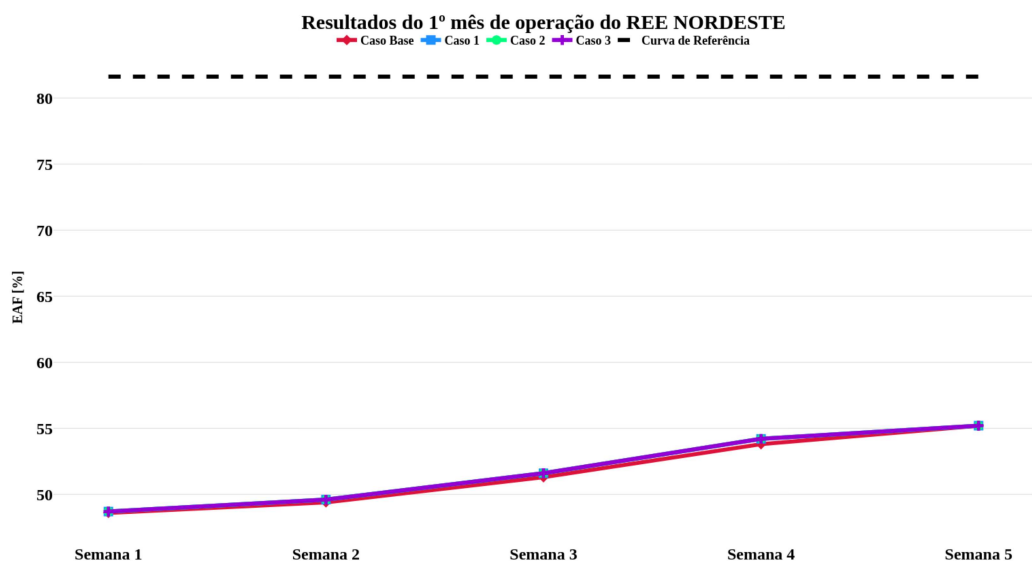
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 129 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Sul



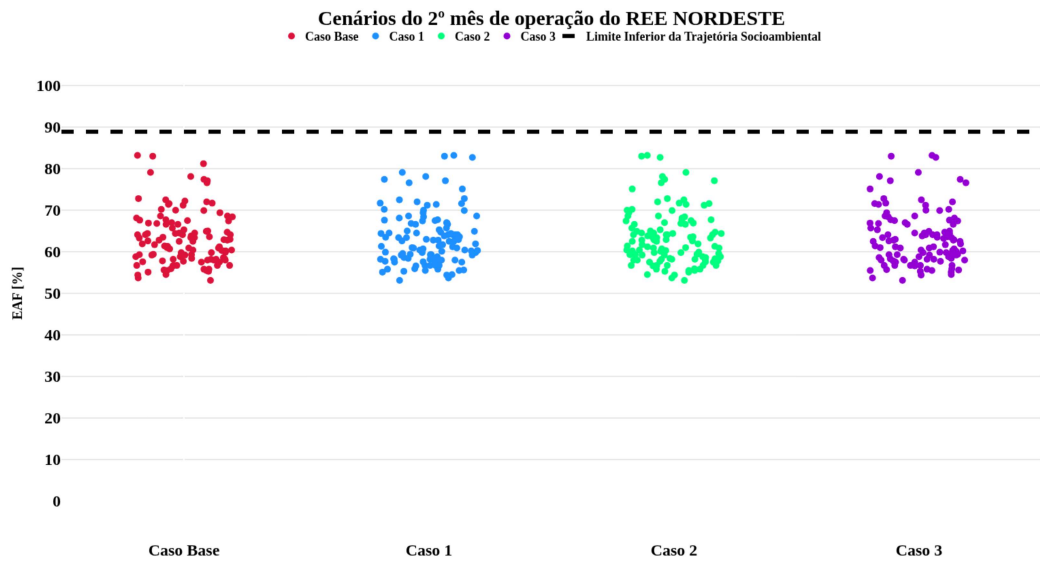
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 130 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Nordeste



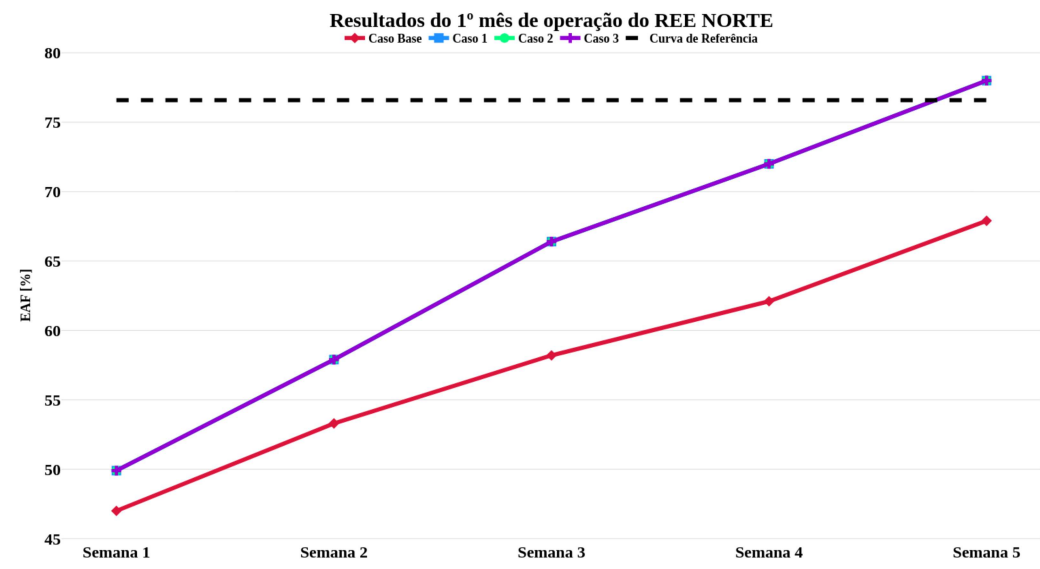
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 131 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Nordeste



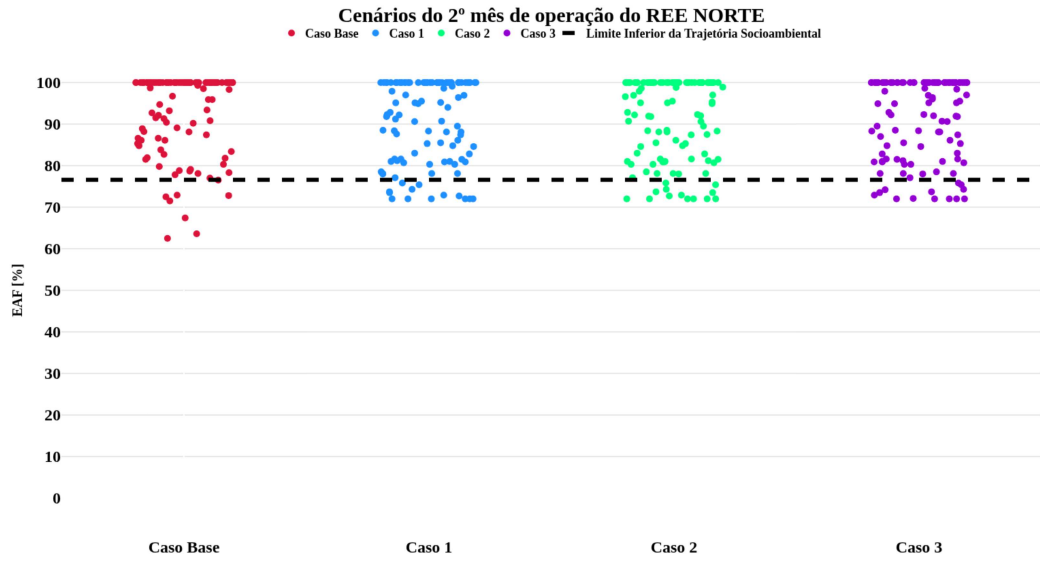
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 132 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Norte



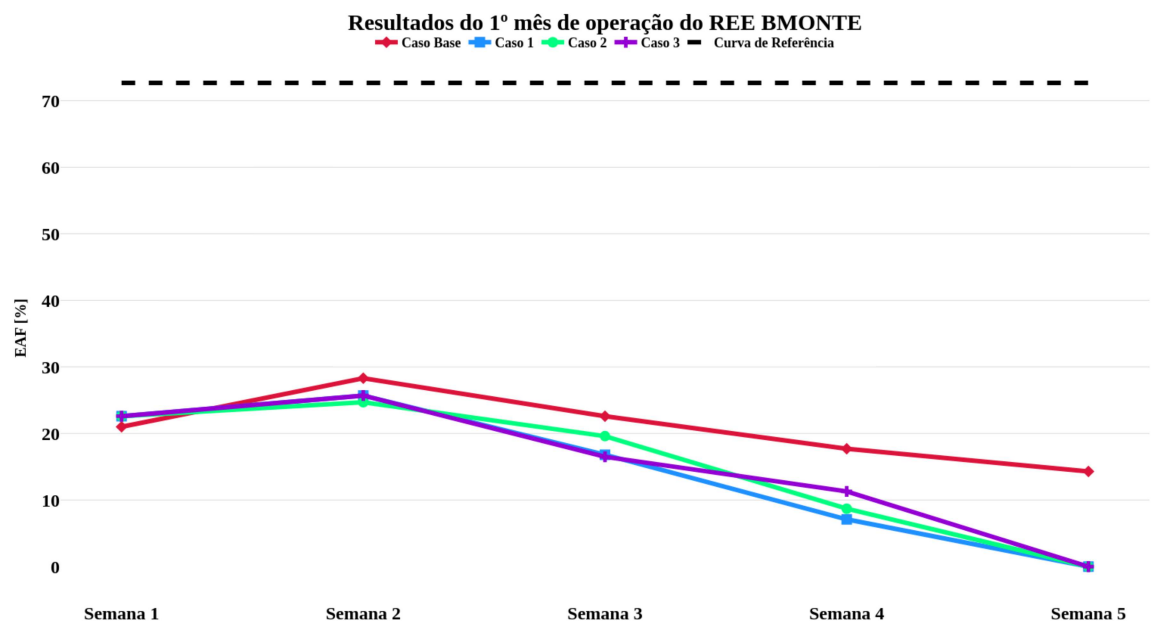
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 133 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Norte



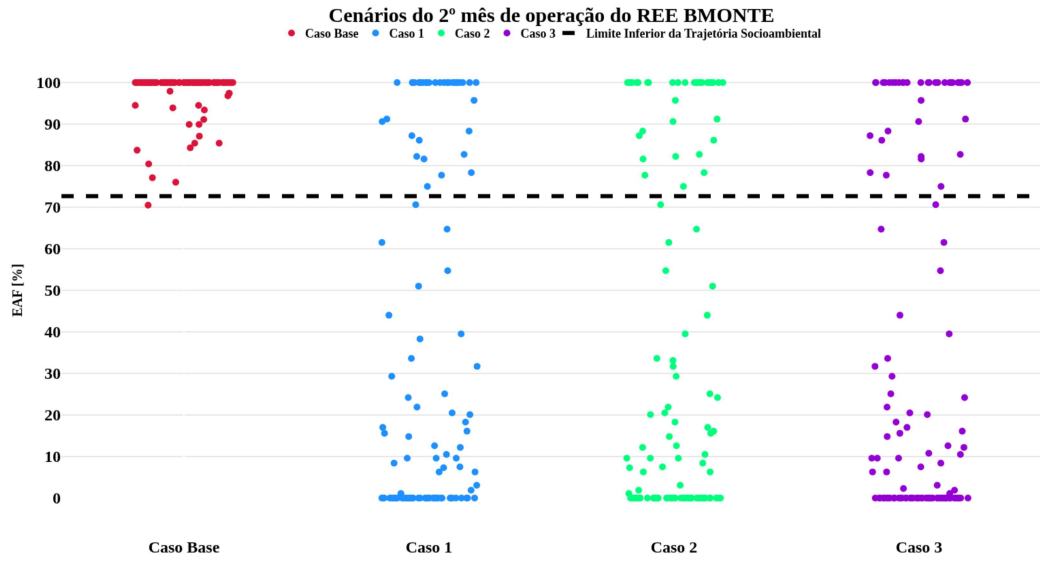
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 134 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Belo Monte



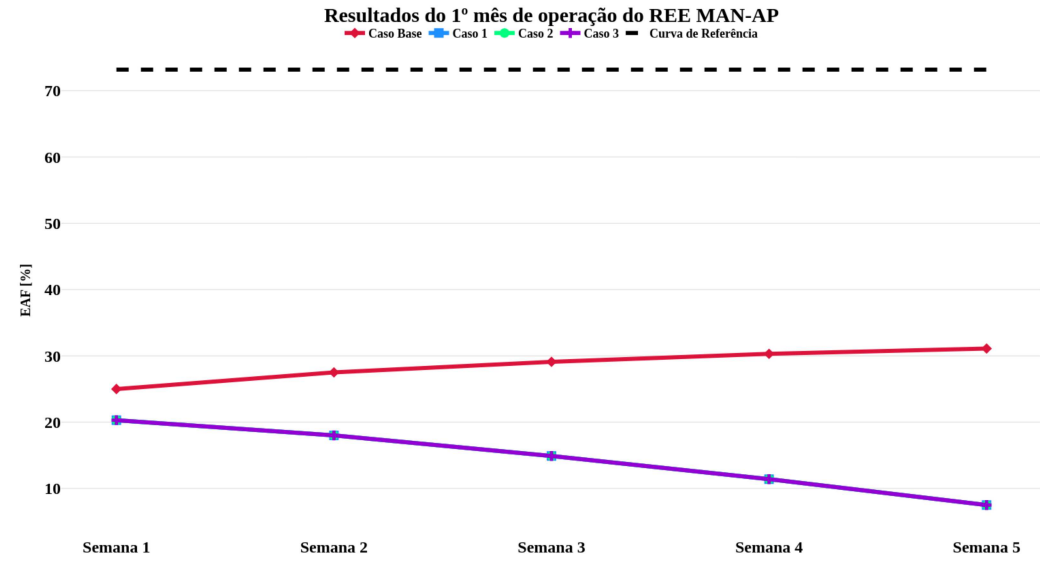
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 135 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Belo Monte



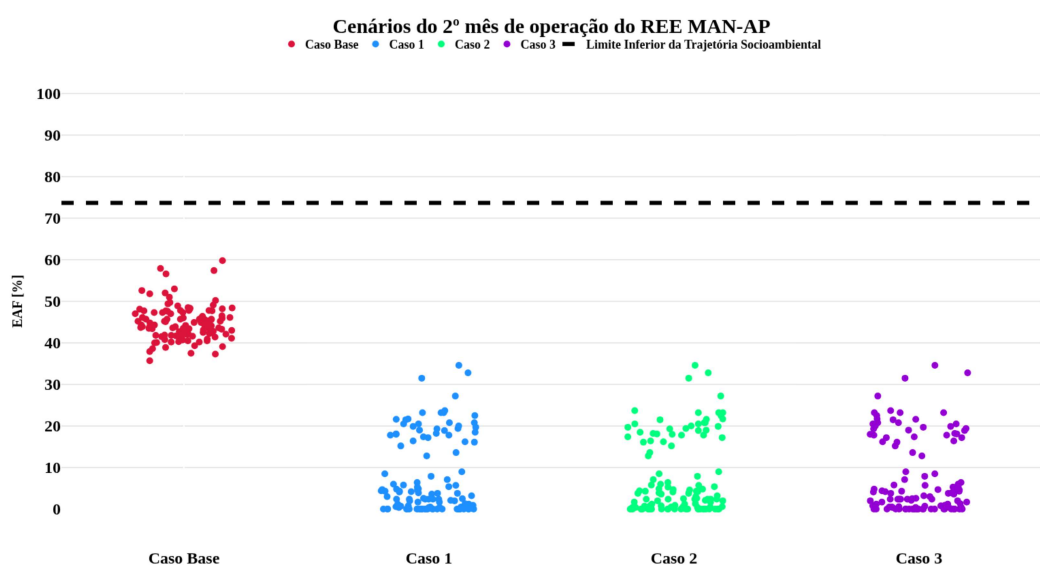
Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 136 – Resultados referentes ao primeiro mês de operação do modelo DECOMP para o REE Manaus Amapá



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

Figura 137 – Cenários referentes ao segundo mês de operação do modelo DECOMP para o REE Manaus Amapá



Fonte: Elaborada pela autora (2025)