

## **GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

### **ALTERNATIVAS ESTRUTURAIS DE TRANSMISSÃO PARA RESILIÊNCIA NO ATENDIMENTO À REGIÃO AMAZÔNICA: ESTADOS DO AMAZONAS E AMAPÁ**

**RAFAEL DE CARVALHO CAETANO (1); RAFAEL THEODORO ALVES E MELLO (1); IGOR CHAVES (1); VINÍCIUS FERREIRA MARTINS (1); FABIANO SCHMIDT (1) – RAFAEL RIGAMONTI (1); PAULA CUNHA COUTINHO DE ANDRADE (1); LEONARDO DE SOUSA LOPES (1); MARIANA LUCAS BARROSO (1)**  
**EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE)**

#### **RESUMO**

Os estados do Amazonas e do Amapá são conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) através de um tronco composto por um longo eixo em 500 kV, com dois circuitos, implantados em mesma estrutura em toda a sua extensão, de aproximadamente 1.590 km (Interligação TUC-MAC-MAO).

Dada a característica topológica radial da interligação, uma eventual perda dupla geraria impactos significativos, podendo resultar em interrupções descontroladas de carga nos estados do Amazonas e do Amapá, e demandar elevados tempos de recomposição. Visando minimizar esses impactos, o ONS limita o fluxo de importação desses estados a, no máximo, 45 % da carga líquida, sendo o montante restante atendido por geração local, predominantemente térmica.

Este artigo analisa alternativas estruturais de transmissão que eliminam essa restrição, aumentando a confiabilidade e a resiliência da rede, eliminando a necessidade de manutenção de despacho térmico por razão de confiabilidade e da necessidade de contratação futura de geração para esse mesmo fim. Serão descritas as premissas utilizadas, os benefícios e desafios das principais alternativas avaliadas, bem como os critérios utilizados para a tomada final de decisão a respeito das obras a serem recomendadas.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Planejamento da Transmissão, Amazonas, Amapá, Confiabilidade, Resiliência

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

Os estados do Amazonas e do Amapá foram integrados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio das obras licitadas nos Lotes A, B e C do Leilão ANEEL nº 004/2008, que atualmente estão sob concessão das transmissoras Linhas de Xingu Transmissora de Energia S.A., Linhas de Macapá Transmissora de Energia S.A. e Manaus Transmissora de Energia S.A, respectivamente.

O sistema que atende esses dois estados da federação é composto por um longo eixo em 500 kV, com dois circuitos, implantados em mesma estrutura em toda a sua extensão, de aproximadamente 1.590 km. Esse eixo interliga as subestações Tucuruí e Lechuga, passando por 4 subestações intermediárias: Xingu, Jurupari, Oriximiná e Silves. No caso do estado do Amapá, o atendimento é realizado por um eixo em 230 kV com dois circuitos, que interligam as subestações Jurupari, Laranjal do Jari e Macapá. Esse eixo também foi inicialmente implantado em estruturas de circuito duplo em toda a sua extensão e permitiu a integração do parque hidrelétrico do estado do Amapá, em especial as UHE Santo Antônio do Jari, Ferreira Gomes e Cachoeira Caldeirão. Mais recentemente foram definidos reforços nessa rede, que passará a contar com 3 circuitos em 230 kV.

Dada a característica topológica da interligação em 500 kV, uma eventual perda dupla geraria impactos significativos, podendo resultar em interrupções descontroladas de carga nos estados do Amazonas e do Amapá, e em elevados tempos de recomposição. Dessa forma, a fim de mitigar os riscos, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) restringe o fluxo de potência de importação desses estados a, no máximo, 45 % da carga líquida. Tal limitação é necessária para assegurar a efetividade da atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) das áreas Amazonas e Amapá, mitigando, portanto, riscos de corte descontrolado de carga após contingências duplas de circuitos que compartilham a mesma torre.

É relevante destacar que, para manter a restrição de fluxo descrita acima na operação em tempo real, é necessário realizar o despacho de geração térmica nas usinas conectadas no sistema elétrico do Amazonas. Desde então, essa operação com despacho prévio de geração térmica por razões de confiabilidade elétrica vem onerando a conta de encargos a serem pagos pelos consumidores brasileiros, em especial a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que representa um dos principais componentes da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Com o intuito de reduzir os custos de despacho térmico local por confiabilidade na região de Manaus e diminuir as emissões de gases de efeito estufa, a EPE analisou alternativas que eliminassem essa restrição, dando resiliência à rede local em caso de perdas duplas da interligação em 500 kV que atende os referidos estados.

## **2.0 – ANÁLISE DE SOLUÇÃO DE TRANSMISSÃO x GERAÇÃO LOCAL**

Uma solução para o atendimento ao Estado do Amazonas alternativa à opção de expansão da rede de transmissão seria a manutenção do parque gerador na região de Manaus, mantendo-se a máxima importação do sistema de transmissão existente. Com o crescimento vegetativo da demanda, seria necessária a expansão do parque gerador local para atendimentos aos requisitos de suprimento, já que não haveria evolução da capacidade de transmissão neste caso.

Nesse sentido, foi realizada uma análise de sensibilidade para comparar os custos entre a alternativa de expansão da transmissão mais promissora avaliada neste estudo e a alternativa na qual opta-se pela expansão da oferta local de energia elétrica, sem expansão da capacidade de transmissão entre Manaus e o restante do SIN. Em um primeiro momento, optou-se por considerar apenas a expansão por usinas termelétricas a gás natural, devido à característica de despacho e confiabilidade do recurso termelétrico. Outra premissa importante desta análise é a de que no caso de perda da linha de transmissão existente, o parque gerador de Manaus (hidráulico e termelétrico) deve ser capaz de suprir a totalidade da demanda máxima do sistema.

As análises indicaram a necessidade de que, além do parque térmico de 1.365 MW já contratado em janeiro de 2031, seria necessária a instalação de um parque térmico adicional de 3.200 MW, de forma a atender a demanda em 2038 do subsistema Manaus em caso de indisponibilidade de longa duração do tronco de transmissão 500 kV existente.

Uma vez estabelecido o montante do novo parque gerador, foi avaliada a operação do sistema em dois patamares de carga, energia e ponta, para que fosse possível estimar o custo de operação do sistema em cada alternativa, conforme ilustrado na Figura 1. Para isso, o custo da energia importada pela linha de transmissão foi valorado utilizando-se o Custo Marginal de Operação (CMO) médio do SIN.

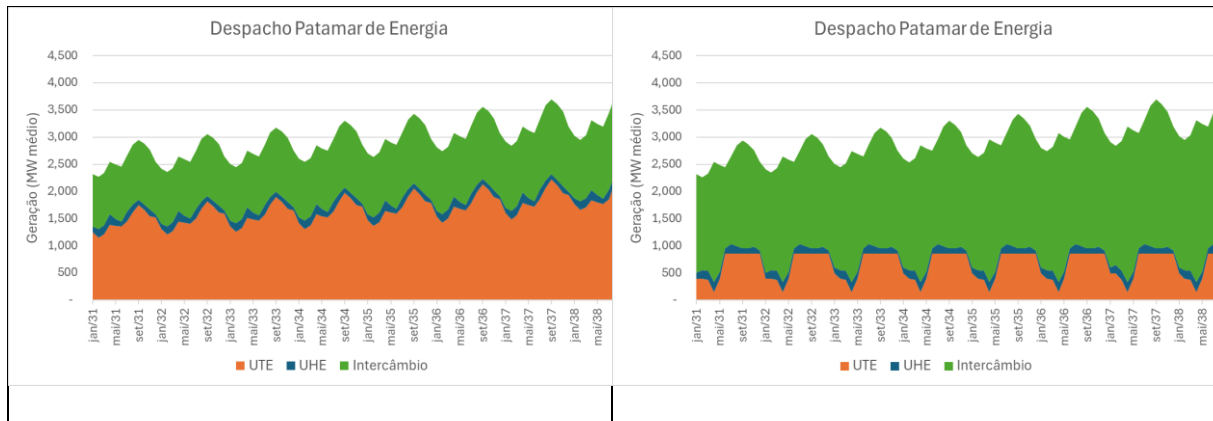


Figura 1 – Exemplo de avaliação da operação do subsistema de Manaus no patamar de Energia – Esquerda: Alternativa com usina térmica – Direita: Alternativa com expansão da LT.

No caso da alternativa de transmissão, para torná-la comparável com o valor de custo fixo da geração, que envolve Capex e custos fixos de O&M, por exemplo, utilizou-se o valor presente líquido da Receita Anual Permitida (RAP) dos investimentos de transmissão associados. Para tal, considerou-se um valor de RAP de 16 % do valor de investimento da solução de transmissão. Esse percentual foi o percentual médio da RAP teto considerada pela Aneel no Leilão de Transmissão 001/2024, que contou com 15 lotes.

As avaliações indicaram que a alternativa de expansão da transmissão leva a uma economia de cerca de 14 bilhões de reais em 8 anos (2031-2038) quando comparada à alternativa com usinas térmicas. Ou seja, em termos econômicos, a expansão da interligação atual é mais vantajosa do que a alternativa com a manutenção do limite da interligação existente e complementação da oferta de geração por meio de usinas termelétricas.

Visando ainda trazer outros aspectos que mostram a atratividade da alternativa de expansão da transmissão, foi realizada uma análise comparativa de emissões entre a alternativa com usinas térmicas e a alternativa com expansão da transmissão, na qual foi possível estimar que a expansão da rede de transmissão evita a emissão de 3 MtCO<sub>2</sub>eq ao ano em média, o que equivale a cerca de 5 % das emissões do setor elétrico previstas para o ano de 2034.

### 3.0 PREMISSAS ADOTADAS PARA AS ALTERNATIVAS DE TRANSMISSÃO

É importante destacar que o planejamento da expansão da transmissão na região Norte do país possui desafios de elevada complexidade, devido às grandes distâncias envolvidas e ao componente socioambiental. Para exemplificar isso, todas as alternativas de expansão da transmissão avaliadas são compostas por eixos de 500 kV com extensão superior a 1.200 km,

que passam por trechos de floresta com difícil acesso, além de áreas alagadas e travessias de corpos d'água superiores a 1,0 km.

Dadas as especificidades da região, e levando-se em conta o contexto de reforço da rede buscando aumento de confiabilidade e resiliência, EPE e ONS elaboraram uma nota técnica [1] que teve como objetivo a definição conjunta das premissas e critérios a serem levados em consideração no planejamento da expansão da transmissão para garantir que, na fase de planejamento da operação e na operação em tempo real, seja dispensada a geração local prévia por razão de confiabilidade. A partir do levantamento dos dados de carga/geração da região, bem como da avaliação do histórico de incidentes registrados no SIN, foram definidas como ponto de partida do estudo, as seguintes questões:

- i. Premissas de despacho do parque de geração existente nos estados do Amazonas, Amapá e Roraima;
- ii. Premissas de eventual exportação para outros países;
- iii. Premissas de sazonalidade da previsão de carga;
- iv. Critérios de distanciamento de circuitos para consideração de perdas múltiplas nas simulações;
- v. Critérios para perdas de equipamentos de subestações;
- vi. Definição das consequências aceitáveis no período imediatamente após a contingência múltipla definida no item (iv);
- vii. Definição das medidas operativas aceitáveis a serem adotadas durante contingências múltiplas de linhas de transmissão que se enquadrem nas condições apresentadas no item (iv), nos casos em que o elemento em contingência não possa retornar à operação logo após a ocorrência;
- viii. Critérios específicos de distanciamento de novos circuitos em relação à interligação 500 kV existente (Xingu – Jurupari – Oriximiná – Silves – Lechuga).

Vale destacar aqui a importância do trabalho colaborativo e prospectivo entre o planejador e o operador, visando otimizar a expansão da rede levando em conta a modicidade tarifária em consonância com a segurança operativa. Cada um dos itens acima demandou construção de consenso e análises específicas, a fim de elaborar cenários razoáveis para um estudo de planejamento, mas que ao mesmo tempo sejam condizentes com a realidade do operador.

A Figura 2 mostra algumas das premissas acordadas, tendo como exemplo a geração do parque térmico que foi considerada nos casos de estudo. Maiores detalhes das premissas adotadas, bem como o racional utilizado para cada uma delas, pode ser encontrado em [1] .

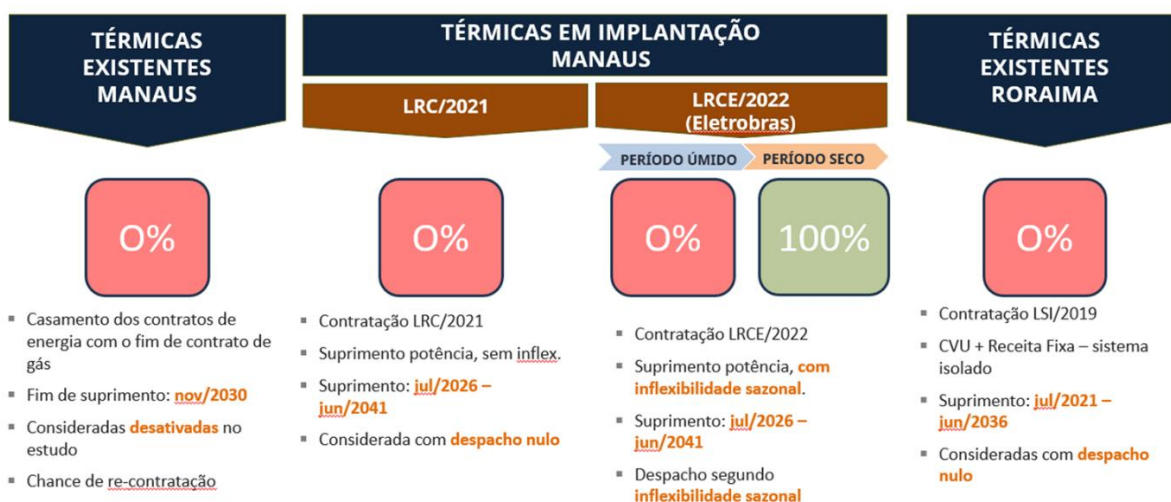


Figura 2 – Exemplo de diagrama de Premissas – Usinas Térmicas dos estados do Amazonas e Roraima

## 4.0 ALTERNATIVAS DE TRANSMISSÃO

### 4.1 – Especificações comuns a todas as alternativas de transmissão

Para reduzir possíveis impactos socioambientais e garantir a robustez da solução, foi utilizada como topologia inicial comum a todas as alternativas a implementação de eixos com alta capacidade, compostos por linhas de transmissão de 500 kV em circuito duplo, com feixes expandidos de quatro subcondutores por fase resultando em um *Surge Impedance Load* (SIL) elevado (1200 MW).

Foi cogitada a utilização de circuitos com SIL ainda maior (1680 MW), para os quais ainda não existe uma configuração construtiva para torres de circuito duplo, de tal forma que seria necessária a implantação de duas torres de circuito simples. Foi feita uma análise de sensibilidade que indicou que os ganhos elétricos da aplicação desse tipo de solução eram marginais. A utilização dessa solução não evitou, por exemplo, a necessidade de aplicação de compensação série nos novos troncos de transmissão, mas somente uma diminuição do valor percentual dessa compensação. Dada a maior área de faixa de servidão que essa solução implicaria, e considerando que a região amazônica é bastante sensível sob o aspecto socioambiental, a utilização de circuitos com SIL de 1680 MW foi descartada.

Adicionalmente, um dos fatores mais restritivos para a definição dos corredores das alternativas refere-se à travessia de grandes rios, com a presença de pelo menos uma grande travessia em todas as rotas, cujo comprimento do respectivo vão principal tem comprimento maior do que 1800 metros. Considerou-se para esse estudo como técnica e economicamente factível uma travessia aérea cujo vão principal possua até 2600 metros, de modo a não resultar em torres mais altas que os recordes globais atuais, na faixa de 380 a 385 m [2][3]. Foi vislumbrada também a possibilidade da aplicação de cabos isolados, que permitem um pouco mais de flexibilidade de rotas, uma vez que não há uma restrição técnica relacionada ao comprimento da travessia. Porém, limitações relacionadas à ampacidade dos cabos, e questões de confiabilidade, em especial na região amazônica, cujos rios possuem leito com alto grau de alteração morfológica e grande quantidade de detritos, inviabilizaram essa aplicação.

Durante a fase de diagnóstico da rede, foram verificadas uma série de violações na Região Metropolitana de Manaus, dentre as quais destacam-se o esgotamento da transformação 500/230 kV da subestação (SE) Lechuga, em regime normal e em contingência, a sobrecarga na Linha de Transmissão (LT) 230 kV Lechuga – Manaus, na contingência de um dos circuitos, a partir de 2035, e o esgotamento de algumas transformações de fronteira da Região Metropolitana de Manaus. Visando solucionar esses problemas e trazer maior confiabilidade de atendimento, foi considerada como obra comum a todas as alternativas a implantação de um novo ponto de suprimento da Rede Básica: a nova SE Puraquequara 500/230/138 kV, a ser construída próxima à zona urbana de Manaus, bem como novos circuitos em 500 kV conectando a SE Puraquequara com a SE Lechuga, dotando Manaus de segundo ponto de suprimento em 500 kV. Adicionalmente, foi estudado juntamente com a distribuidora local, Amazonas Energia (AmE), um conjunto de obras na rede de distribuição que viabilizassem a redistribuição das cargas e integrassem o sistema de distribuição da Região Metropolitana de Manaus com a nova subestação de fronteira.

#### 4.2 – Estimativas de Sobrecustos para Linhas de Transmissão Aéreas de Circuito Duplo em 500 kV na Região Amazônica

Na região amazônica é comum que as diretrizes das LTs planejadas atravessem áreas de floresta nativa, áreas alagadiças e/ou grandes corpos d'água, como o Rio Amazonas. Para além das dificuldades logísticas de acesso a esses locais, as naturezas desses obstáculos impõem maiores custos de instalação para as obras, tanto em termos de materiais – como aço estrutural e concreto para fundações – quanto de serviços. Em geral, para definir os custos de instalação de cada alternativa de expansão, a EPE utiliza o Banco de Preços de Referência (BPR) da ANEEL. No entanto, em princípio, o BPR ANEEL apresenta valores médios para quantitativos de materiais e preços unitários, em condições padrão, não contemplando as situações supracitadas.

Portanto, ao longo do estudo foram desenvolvidas metodologias para estimar fatores de sobrecusto, a partir de uma condição base, para levar em conta a travessia de áreas de floresta nativa, áreas alagadiças e/ou grandes corpos d'água na região amazônica. Os resultados obtidos estão sumarizados na Tabela 1:

Tabela 1: Novos fatores de sobrecusto para LT CD 500 kV na região amazônica

<b>Obstáculo</b>	<b>Fator de sobrecusto [p.u.]</b>	<b>Observações</b>
Floresta nativa de terra firme	1,33	Para dossel médio de 30 m
Áreas alagadiças	1,45	-
Grandes corpos d'água	15,00	Considerar comprimento total da travessia (ancoragem – ancoragem)

Extensa pesquisa e análises foram realizadas na elaboração desses fatores, as quais ultrapassam o limite de escopo desse informe técnico. Portanto, recomenda-se a leitura e avaliação de todas as premissas, desenvolvimento metodológico e as condições de contorno nas quais esses fatores podem ser utilizados, as quais estarão disponíveis quando da emissão final do respectivo relatório R1 por parte da EPE.

#### 4.3 – Alternativas de Transmissão analisadas

Do ponto de vista de reforços no sistema de transmissão foram analisadas um total de 6 alternativas que contemplaram 3 pontos de origem da Rede Básica: 4 provenientes da SE Xingu,

com suas respectivas variantes de traçados, 1 proveniente da SE Coletora Porto Velho e 1 via sistema Teles Pires. A seguir, na Figura 3, serão descritas as 3 alternativas que se mostraram mais competitivas ao longo das análises levando em conta os aspectos técnicos e econômicos.

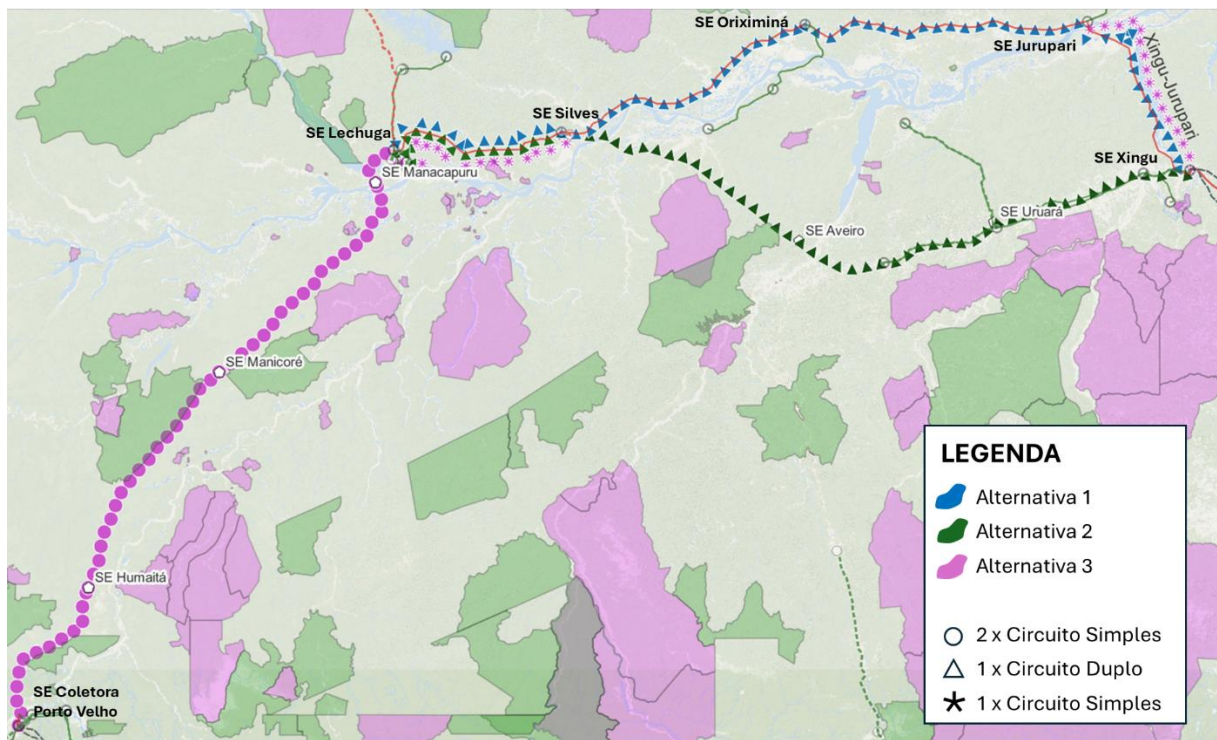


Figura 3 – Diagrama esquemático de potenciais novos pontos de suprimento

#### 4.3.1 – Alternativa 1: Xingu – Duplicação da Interligação Existente

Essa alternativa consiste na duplicação da Interligação existente, com mais dois circuitos 500 kV (CD). Nessa topologia o novo eixo segue paralelamente à linha existente, passando pelas subestações SE Jurupari, SE Oriximiná, SE Silves, e seguindo para a nova SE Puraquequara, que por sua vez é conectada à SE Lechuga, perfazendo um total de aproximadamente 2437 km em novos circuitos.

Do ponto de vista de desempenho elétrico, foram realizadas simulações de contingências duplas dos circuitos de 500 kV que compartilham a mesma estrutura e contingências simples dos demais elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, considerando os cenários dimensionadores de carga e de geração, não tendo sido verificados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

Do ponto de vista socioambiental, o maior desafio dessa alternativa encontra-se no trecho entre as SEs Xingu e Jurupari, uma vez que o traçado percorre a borda da reserva extrativista “Verde para Sempre”, região onde há registro de mortandade de aves endêmicas.

#### 4.3.2 – Alternativa 2: Xingu – Transamazônica via Silves

Nessa alternativa, o novo eixo parte da SE Xingu 500 kV e passa por 2 novas SEs seccionadoras próximas às localidades de Uruará e Aveiro, mas se conecta diretamente à SE Silves, seguindo então para a SE Puraquequara, que por sua vez é conectada à SE Lechuga, perfazendo um total de aproximadamente 2191 kms em novos circuitos.

Após a inclusão de todos os reforços necessários, essa alternativa também atendeu a todos os critérios estabelecidos para as simulações elétricas. Porém, seu traçado apresenta restrições ambientais ainda mais severas, especialmente entre as localidades de Aveiro e Silves, uma vez que percorre grandes trechos com áreas alagáveis, trechos com mata fechada e sem acessos, impondo inúmeros desafios logísticos, além de interferência em território quilombola.

### **4.3.3 – Alternativa 3: Via Porto Velho**

Essa alternativa prevê o reforço para o atendimento a Manaus partindo da SE Coletora Porto Velho, no estado de Rondônia, e seguindo até a SE Lechuga, já próxima à zona urbana de Manaus, passando por três novas SEs seccionadoras, próximas às localidades de Humaitá, Manicoré e Manacapuru.

Em períodos de baixa hidraulicidade do Rio Madeira, essa solução implica na necessidade da operação reversa dos bipolos 600 kV Coletora Porto Velho – Araraquara 2, ou seja, com fluxo de potência no sentido de Araraquara 2 para Coletora Porto Velho. Dada a complexidade e o ineditismo dessa operação, fez-se necessária, ainda no âmbito da execução do relatório R1, uma avaliação da viabilidade técnica desta alternativa sob a ótica de seu desempenho dinâmico.

Nesse contexto, foi elaborado por uma consultoria especializada o relatório [4], que analisou todos os aspectos relacionados ao desempenho dinâmico dessa alternativa, incluindo uma malha adicional de controle de frequência na operação reversa dos Bipolos do Madeira. As análises apontaram diversas violações na ocorrência das perdas duplas das LTs de 500kV existentes e planejadas, impondo a necessidade das seguintes medidas: (i) instalação de novas conversoras Back-to-Back na SE Coletora Porto Velho para atendimento ao sistema Acre-Rondônia e isolamento síncrono dos sistemas 500 kV e 230 kV regional; (ii) instalação de diversos compensadores síncronos para aumento no nível de curto-circuito – fundamental para operação das conversoras; (iii) utilização de duas torres de circuitos simples no eixo Coletora Porto Velho-Lechuga em vez de uma torre de circuito duplo; (iv) implantação de um terceiro circuito entre a SE Xingu e a SE Jurupari a partir do ano de 2036 e; (v) conexão da nova SE Puraquequara com a SE Lechuga e com a SE Silves, fazendo com que essa alternativa tenha um comprimento total de 2832 kms em novos circuitos. Diversas outras avaliações realizadas juntamente com os respectivos detalhamentos podem ser encontradas no relatório [4].

## **5.0 CONCLUSÕES**

Este estudo objetivou avaliar possíveis soluções estruturais para atendimento aos estados do Amazonas e do Amapá, visando aumentar a confiabilidade da rede de transmissão a partir da necessidade de se considerar, já na fase de planejamento, medidas que visem à resiliência no atendimento elétrico, em consonância com as particularidades da região amazônica.

Dada a topologia da região, que envolve diversas áreas de proteção ambiental, terras indígenas, zonas de difícil acesso e travessia de grandes rios, assim como as características elétricas desse subsistema, com redes CA longas e radializadas, todas as alternativas se mostraram extremamente desafiadoras, tanto do ponto de vista socioambiental como do ponto de vista de desempenho elétrico, demandando um planejamento integrado entre as áreas de meio ambiente, transmissão e geração.

Foi possível evidenciar parte da complexidade envolvida em uma avaliação de planejamento, bem como demonstrar todo o valor agregado que pode ser obtido através de investimentos assertivos no sistema de transmissão utilizando uma análise multidisciplinar integrada, trazendo benefícios econômicos e modicidade tarifária, somados aos ganhos socioambientais da redução das emissões de CO<sub>2</sub>.

Para a tomada final de decisão a respeito de qual alternativa será recomendada, será realizada uma análise econômica comparativa utilizando o método dos rendimentos necessários, além do aprofundamento das avaliações das restrições ambientais encontradas, o que abrange a interação com os órgãos ambientais competentes a fim de compreender as opções vislumbradas em cada contexto, bem como as medidas mitigatórias que podem ser implementadas.

Adicionalmente, cumpre notar que inúmeras avaliações e desafios técnicos foram superados ao longo da realização desse estudo, contando com o trabalho colaborativo de entidades outras além da EPE. Portanto, registra-se aqui o agradecimento ao ONS, na pessoa do Gerente de Planejamento das regiões Norte e Nordeste Fabrício Mourinho, à Amazonas Energia, nas pessoas do Gerente Jorge Honda e do engenheiro Magno da Silva, e a COPPE/UFRJ, nas pessoas dos professores José Masseran e Thomas Campello.

## 5.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] NT-ONS DPL 0060/2024 / EPE-DEE-NT-047/2024 “Premissas e critérios de planejamento e operação futura para o atendimento ao estado do Amazonas”, ONS/EPE – 2024.
- [2] Aeolian Vibration and Its Suppression Methods of Long Crossing Span Overhead Electric Transmission Line - 2019 6th International Conference on Information Science and Control Engineering (ICISCE)
- [3] Key Technologies of Structure Design of 385m Super-high Long-span Transmission Tower - 2022 IEEE 5th International Electrical and Energy Conference (CIEEC)
- [4] SGBH/MME/20241114 - Solução Estrutural para Resiliência do Atendimento a Estados da região Norte: Parte I - Amazonas e Amapá - Análise do Desempenho Dinâmico de Alternativas

## DADOS BIOGRÁFICOS



### RAFAEL DE CARVALHO CAETANO

Possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), pós-graduação em Gerenciamento de Projetos pela Universidade Federal Fluminense (UFF) e atualmente é aluno de mestrado do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE/UFRJ. Trabalha na EPE desde 2023, onde atua na área de planejamento da expansão da transmissão no Grupo de Estudos da Transmissão das regiões Norte e Nordeste.

### RAFAEL THEODORO ALVES E MELLO

Possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais -UFMG e mestrado em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade de Edimburgo (Escócia). Trabalha na Superintendência de Transmissão da EPE desde 2013, sendo que desde 2022 atua

como coordenador dos estudos de expansão da transmissão do Grupo de Estudos da Transmissão das regiões Norte e Nordeste

#### VINÍCUS FERREIRA MARTINS

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Possui Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), e doutorado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Trabalha na Superintendência de Transmissão de Energia da EPE desde 2006, tendo atuado como o coordenador dos estudos de expansão da transmissão do GET Norte entre 2012 e 2019.

#### IGOR CHAVES

Possui graduação em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. Trabalha na EPE desde 2014, onde atua na área de planejamento da transmissão no Grupo de Estudos da Transmissão das regiões Norte e Nordeste.

#### FABIANO SCHMIDT

Graduou-se em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Mato Grosso (UFMT) e obteve os títulos de Mestre e Doutor pela UNICAMP com pesquisas em modelagem matemática/computacional na área de estimação de estado em sistemas de energia elétrica. Trabalha na Superintendência de Transmissão de Energia da EPE desde 2015.

#### RAFAEL RIGAMONTI

Possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Estadual Paulista e mestrado na área de pesquisa operacional pelo programa de Engenharia de Sistemas e Computação da COPPE – UFRJ. Trabalha na Superintendência de Geração de Energia da EPE

#### PAULA CUNHA COUTINHO DE ANDRADE

Engenheira Civil formada pela Universidade Federal Fluminense (UFF) e mestre em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Trabalha na Superintendência de Meio Ambiente da EPE desde 2007. Desde 2022 atua como consultora técnica da EPE, coordenando os estudos socioambientais e fundiários associados ao planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica.

#### LEONARDO DE SOUSA LOPES

Possui graduação em Engenharia Agrônômica pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ) e especialização em Planejamento e Gestão do Meio Ambiente pela Faculdade de Tecnologia e Ciências (FTC). Trabalha na Superintendência de Meio Ambiente da EPE desde 2015, com atuação em análises socioambientais e custos fundiários.

#### MARIANA LUCAS BARROSO

Possui graduação em Engenharia Química e mestrado em Química pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ). Analista de Pesquisa Energética na Superintendência de Meio Ambiente da EPE desde 2013, com atuação em análises socioambientais, riscos climáticos, mitigação e adaptação às mudanças climáticas no planejamento energético nacional.