



Empresa de Pesquisa Energética

Avaliação Conceitual da Integração Elétrica Brasil- Venezuela Após a Interligação de Roraima ao SIN

AGOSTO DE 2025

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia
Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins
Marcos Vinícius Farinha
Elisângela Medeiros de Almeida

Coordenação Técnica

Rafael Theodoro Alves e Mello
Paula Cunha Coutinho de Andrade

Equipe Técnica

Igor Chaves
Luiz Felipe Froede Lorentz
Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Maria de Fátima de Carvalho Gama
Matias Halmenschlager Hubert
Rafael de Carvalho Caetano
Renan Gonzaga Silva Dos Santos
Vinicius Ferreira Martins
Yan Ricardo Damasceno Rangel
André Cassino Ferreira
Mateus Peres Vieira

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios

VALOR PÚBLICO

DE ACORDO COM A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, TODAS AS NOVAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO A SEREM INTEGRADAS À REDE BÁSICA DEVEM SER RECOMENDADAS POR ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO REALIZADOS NO ÂMBITO DOS GRUPOS DE ESTUDO DE TRANSMISSÃO (GET) COORDENADOS PELA EPE.

ESTE RELATÓRIO FAZ UMA ANÁLISE DA OPERAÇÃO DA INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA ENTRE BRASIL E VENEZUELA ATRAVÉS DO ESTADO DE RORAIMA, E ANALISA POSSÍVEIS FORMAS DE OPERAÇÃO DESSA INTERLIGAÇÃO APÓS A CONEXÃO DE RORAIMA AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN LEVANDO EM CONTA ASPECTOS OPERATIVOS E DE CUSTOS. O CONJUNTO DE INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS NESSE DOCUMENTO IRÁ SUBSIDIAR O PODER CONCEDENTE NA CONDUÇÃO DA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL.

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Gustavo Cerqueira Ataíde



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-
Energéticos e Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

 Empresa de Pesquisa Energética	Contrato Data de assinatura	
Projeto ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
Área de estudo Análise Técnico-econômica		
Sub-área de estudo GET Norte		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-NT-049-2025-rev0 Avaliação Conceitual da Integração Elétrica Brasil-Venezuela Após a Interligação de Roraima ao SIN		
Revisões rev0	Data 05/08/2025	Descrição sucinta Emissão Original

SUMÁRIO

SUMÁRIO	6
1 INTRODUÇÃO	9
2 CONCLUSÕES	12
3 RECOMENDAÇÕES	17
4 DIAGNÓSTICO	19
5 ALTERNATIVAS DE CONEXÃO	22
5.1 Conexão Síncrona	23
5.2 Conexão Assíncrona	28
5.2.1 Conversora do tipo LCC	30
5.2.2 Conversora do tipo VSC	34
6 ESTIMATIVA DE CUSTOS	40
6.1 Estação Conversora <i>Back-to-Back</i> de 130 MW (LCC vs VSC)	40
6.2 Estação Conversora <i>Back-to-Back</i> de 215 MW (LCC vs VSC)	40
6.3 Estação Conversora <i>Back-to-Back</i> de 350 MW (LCC vs VSC)	41
6.4 Comparação final dos investimentos	41
7 ANÁLISE DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO	42
8 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	45
8.1 Caracterização socioambiental das alternativas avaliadas	46
8.1.1 Alternativa Pacaraima	48
8.1.2 Alternativa Amajari	54
9 REFERÊNCIAS	59
10 ANEXOS	61
10.1 Estimativas de Investimentos das Alternativas	61

■ Lista de Figuras

Figura 1-1 – Diagrama Unifilar simplificado do sistema de transmissão da Interligação Brasil-Venezuela.....	9
Figura 1-2 – Breve histórico da interligação elétrica Brasil-Venezuela.....	11
Figura 2-1 – Esquema ilustrativo das alternativas de conexão avaliadas.....	13
Figura 3-1 - Diagrama esquemático da Alternativa promissora	18
Figura 5-1 – Baixo carregamento da LT 500 kV Equador – Boa Vista e elevado consumo de reativos na LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena – Ano 2039 – Patamar de carga Máxima Noturna.	27
Figura 5-2 – Tensões e carregamento dos transformadores na SE Boa Vista na contingência da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena – Ano 2039 – Patamar de Máxima Noturna.....	28
Figura 5-3 – Ilustração da localização da nova SE Pacaraima, seccionando a LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena.....	29
Figura 5-4 - Diagrama da solução utilizando <i>Back-to-back</i> – tecnologia LCC	31
Figura 5-5 – Alternativa 1A - <i>Back-to-Back</i> de 130MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela	32
Figura 5-6 – Alternativa 1B - <i>Back-to-Back</i> de 215MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela	32
Figura 5-7 – Alternativa 1C - <i>Back-to-Back</i> de 350 MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela	33
Figura 5-8 – Alternativa 1A - <i>Back-to-Back</i> de 350 MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela	33
Figura 5-9 – Alternativa 1B - <i>Back-to-Back</i> de 350 MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela	34
Figura 5-10 – Alternativa 1C - <i>Back-to-Back</i> de 350 MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela	34
Figura 5-11 - Diagrama da solução utilizando <i>Back-to-back</i> – tecnologia VSC	35
Figura 5-12 – Alternativa 2A - <i>Back-to-Back</i> de 130 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela	36
Figura 5-13 – Alternativa 2B - <i>Back-to-Back</i> de 215 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela	36
Figura 5-14 – Alternativa 2C - <i>Back-to-Back</i> de 350 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela	37
Figura 5-15 – Alternativa 2A - <i>Back-to-Back</i> de 130 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela	38
Figura 5-16 – Alternativa 2B - <i>Back-to-Back</i> de 215 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela	38
Figura 5-17 – Alternativa 2C - <i>Back-to-Back</i> de 350 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela	39
Figura 7-1 – Operação em regime normal da LT Boa Vista-Pacaraima em 2029 – Carga Mínima Noturna – Importação de 350 MW por parte do Brasil	42
Figura 7-2 – Rejeição da LT Boa Vista-Pacaraima com abertura na SE Boa Vista em 2029 – Carga Mínima Noturna – Importação de 350 MW por parte do Brasil	43
Figura 7-3 – Rejeição da LT Boa Vista-Pacaraima com abertura na SE Pacaraima em 2029 – Carga Mínima Noturna – Importação de 350 MW por parte do Brasil	43
Figura 7-4 – Energização da LT Boa Vista - Pacaraima no sentido Boa Vista → Pacaraima em 2029 – Carga Mínima Noturna	44
Figura 8-1 – Regiões avaliadas para implantação dos empreendimentos.....	47
Figura 8-2 – Áreas de Relevância Socioambiental na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Pacaraima)	51
Figura 8-3 – Uso do Solo na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Pacaraima)	52
Figura 8-4 – Meio Físico na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Pacaraima)	53
Figura 8-5 – Áreas de Relevância Socioambiental na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Amajari)	56
Figura 8-6 – Uso do Solo na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Amajari).....	57
Figura 8-7 – Meio Físico na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Amajari)	58

■ Lista de Tabelas

Tabela 2-1 – Tabela resumo com as alternativas de conexão avaliadas	12
Tabela 3-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica	17
Tabela 3-2 – Principais obras em Linhas de Transmissão	17
Tabela 5-1 – Variação de geração x Variação de fluxo na LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena.....	26
Tabela 5-2 - Relação de SCRs e Compensadores síncronos a serem instalados na parte brasileira da SE Pacaraima 230 kV de acordo com a potência nominal a ser adotada para o conversor <i>back-to-back</i>	30
Tabela 6-1 – Alternativas 1A e 2A - Custo de investimento (R\$ x 1000).....	40
Tabela 6-2 – Alternativas 1B e 2B - Custo de investimento (R\$ x 1000).....	40
Tabela 6-3 – Alternativas 1C e 2C – Custo de investimento (R\$ x 1000)	41
Tabela 6-4 – Comparação final dos montantes de investimento	41
Tabela 10-1 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1A	61
Tabela 10-2 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2A	61
Tabela 10-3 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1B	61
Tabela 10-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2B	62
Tabela 10-5 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1C.....	62
Tabela 10-6 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2C.....	62

1 INTRODUÇÃO

O suprimento elétrico ao estado de Roraima, único estado brasileiro ainda não conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), foi realizado por décadas a partir de pequenas unidades locais de geração térmica. Conforme histórico descrito em [1], considerando-se as dificuldades logísticas e o alto custo desse tipo de operação, bem como a proximidade de Roraima com a Venezuela, vislumbrou-se a criação de um sistema de transmissão que interligasse a capital Boa Vista à rede elétrica venezuelana, viabilizando uma fonte de suprimento de energia mais limpa e barata.

Os dois países iniciaram conversas bilaterais para compra, pelo Brasil, de energia elétrica da Venezuela em 1994, resultando na assinatura de contrato de suprimento de energia em 1997. Em 2001, foi iniciada a operação do sistema de transmissão da Interligação Brasil-Venezuela.

O eixo que viabiliza a conexão elétrica entre os dois países é composto por linhas de transmissão em circuito simples, com um trecho em 400 kV e outro em 230 kV. O trecho em 400 kV, situado no território venezuelano, vai de Macágua até Las Claritas (295 km). Na SE Las Claritas ocorre o abaixamento de tensão de 400 kV para 230 kV. Do setor de 230 kV da subestação Las Claritas parte uma LT até a SE Santa Elena (215 km). Esta subestação está situada próxima à fronteira entre Brasil e Venezuela, e a ligação com o sistema de Roraima é realizada através de uma LT em 230 kV que conecta a SE Santa Elena à SE Boa Vista. Essa LT possui uma extensão de aproximadamente 195 km, dos quais 190 km encontram-se em território brasileiro. Na SE Boa Vista ocorre um novo abaixamento de tensão de 230 kV para 69 kV, conforme ilustrado na Figura 1-1.

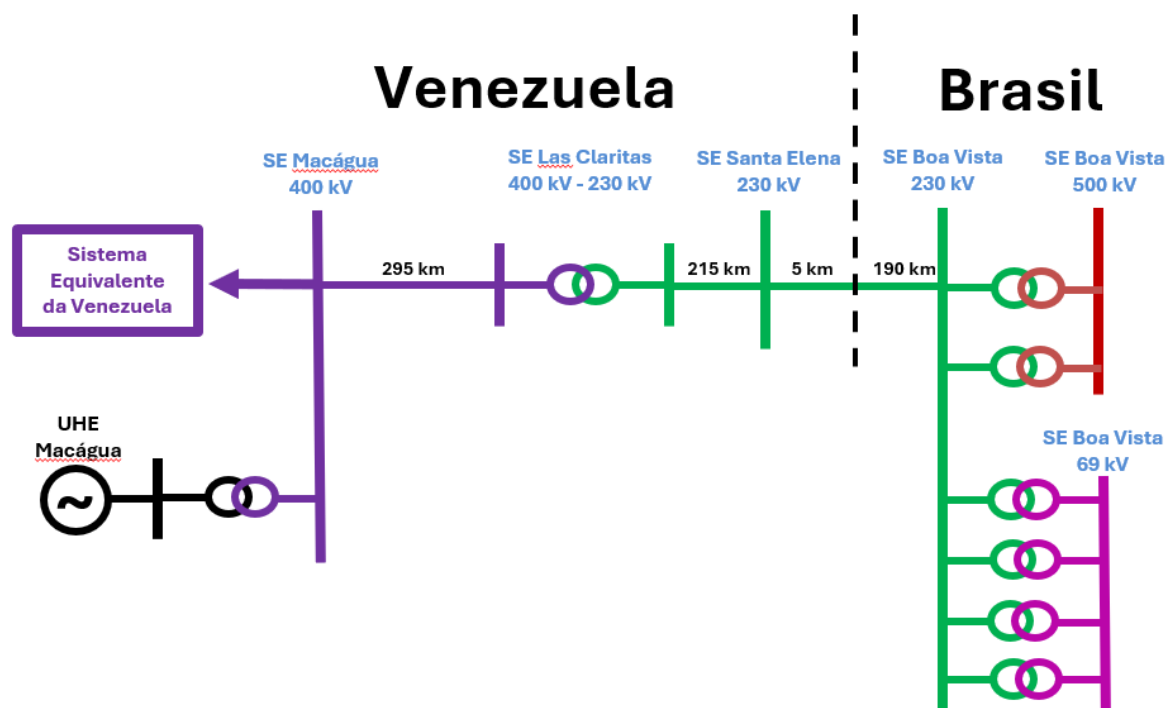


Figura 1-1 – Diagrama Unifilar simplificado do sistema de transmissão da Interligação Brasil-Venezuela

Ainda segundo [1], em 2005, a Eletrobras Eletronorte, empresa responsável por operar a interligação à época, relatava dificuldades em realizar o controle de tensão na SE Boa Vista. Adicionalmente, em 2010 houve uma redução do volume de água do rio Caroní, situado ao sul da Venezuela, o que levou a *Corporación Eléctrica Nacional* (CORPOELEC), empresa que opera o

sistema elétrico venezuelano, a reduzir drasticamente o montante de energia exportado para o Brasil. Para garantir o atendimento à demanda de Boa Vista, em 2010 foram instaladas, em caráter de emergência, unidades térmicas nas SE Floresta e Distrito Industrial. No interior do estado, entre 2010 e 2011, foram instaladas ainda unidades de geração térmica no município de Pacaraima, fronteira com a Venezuela, e no município de Bonfim.

Visando trazer maior confiabilidade e segurança ao atendimento eletroenergético do estado de Roraima, foi elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ainda no ano de 2010, um estudo de planejamento para viabilizar a interligação de Boa Vista ao SIN [1]. O conjunto de obras recomendado previu a conexão da SE Lechuga, no estado do Amazonas, à SE Boa Vista, através de um eixo em 500 kV com dois circuitos, implantados em mesma estrutura em toda a sua extensão, passando pela subestação intermediária Equador, localizada na região Sul do estado de Roraima. A entrada em operação das obras era inicialmente prevista para 2013, mas foi sucessivamente postergada em função de dificuldades socioambientais relacionadas a implantação das linhas de transmissão em 500 kV, especialmente no trecho da Terra Indígena Waimiri Atroari, entre a SE Lechuga e a SE Equador. Atualmente a interligação do estado de Roraima ao SIN é prevista para o segundo semestre de 2025.

Conforme [2], a partir do ano de 2015 foi verificado um aumento significativo no número de desligamentos com interrupção total das cargas do estado de Roraima, sobretudo devido à piora no desempenho da Interligação Brasil – Venezuela, o que motivou a interrupção da importação de energia da Venezuela no ano de 2019. Desde então, o sistema elétrico de Roraima passou a operar de forma isolada, sendo abastecido por geração local, majoritariamente geração térmica a diesel.

Visando trazer maior confiabilidade ao suprimento elétrico do estado, e dado o custo elevado da geração a diesel, a EPE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) emitiram em 2017 uma nota técnica conjunta [3] que embasou o leilão de geração nº 01/2019-ANEEL para atendimento a Roraima, objeto da portaria MME nº 512/2018. O certame teve como resultado a contratação de nove empreendimentos de diferentes fontes, dos quais oito já se encontram em operação, incluindo projetos a gás natural, a biomassa, a biocombustíveis e também a diesel, totalizando 266 MW de disponibilidade de potência contratada.

Com o objetivo de reduzir os custos dessa geração térmica local, no ano de 2023 iniciaram-se as tratativas para a retomada da operação da interligação Brasil-Venezuela, oficializada com os estudos pré-operacionais para integração da LT 230 kV Boa Vista - Santa Elena [2]. Em 2025, a importação de energia elétrica da Venezuela por parte do Brasil foi novamente realizada, com limites de importação reduzidos por razões de confiabilidade e continuidade de suprimento ao estado de Roraima em caso de contingência da LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista. A Figura 1-2 mostra um breve resumo do histórico da interligação elétrica Brasil-Venezuela.



Figura 1-2 – Breve histórico da interligação elétrica Brasil-Venezuela

Segundo informações do ONS relatadas na ata da 300ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) [4], a viabilidade técnica da importação de energia elétrica da Venezuela com a atual configuração sistêmica é restrita à condição de operação do estado de Roraima como sistema isolado.

Nesse contexto, e considerando a relevância da integração eletroenergética regional, o CMSE deliberou em [4] que a EPE inclua no bojo do seu planejamento proposta de solução técnica de interligação entre os sistemas elétricos do Brasil e da Venezuela, por meio do estado de Roraima. Em consonância com o CMSE, o Ministério de Minas e Energia (MME) solicitou em [5] que a EPE realize uma avaliação técnica da continuidade da operação da interligação Brasil - Venezuela após a conexão do sistema Roraima ao SIN.

Portanto, o presente estudo tem o objetivo de avaliar as rotas tecnológicas que viabilizem a interligação segura entre os sistemas elétricos do Brasil e da Venezuela, bem como os aspectos socioambientais e de custos envolvidos.

2 CONCLUSÕES

A interligação elétrica entre Brasil e Venezuela através da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena tem apresentado historicamente inúmeros desafios operativos, muitos dos quais permanecem sendo vivenciados na atual operação ao longo de 2025, ainda com o estado de Roraima isolado, conforme evidenciado na seção 4. Nesse contexto, o presente estudo conceitual buscou elencar os problemas observados e analisar as alternativas de conexão vislumbradas para essa interligação após a conexão de Roraima ao SIN.

A ausência de dados do sistema venezuelano restringiu consideravelmente o escopo das análises realizadas. Não foi possível obter os modelos validados de fluxo de potência, curto-circuito e transitórios eletromecânicos do sistema venezuelano o que impediu que fossem realizadas avaliações do desempenho da rede do país vizinho, que são fundamentais para a especificação adequada das alternativas. Portanto, para qualquer uma das alternativas de conexão vislumbradas, serão necessários estudos de detalhamento adicionais para subsidiar a tomada de decisão e ratificar a viabilidade técnica de cada uma das opções.

Em que pese a ausência desses dados, foram avaliadas algumas possibilidades para viabilizar a operação da interligação existente. Dada a indefinição quanto à real capacidade de transmissão da LT 230 kV Boa Vista-Santa Elena, e do próprio montante de potência que o sistema de transmissão da Venezuela é capaz de fornecer ou receber do sistema brasileiro, foram avaliadas três potências dos conversores *back-to-back*. Os valores escolhidos foram baseados em três documentos com valores distintos de capacidade nominal ou operativa da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena. O módulo 5 do Regulamento internacional de operação ONS/CORPOELEC de fevereiro de 2025 [10] indica como limite de carregamento dessa LT em regime normal o valor de 352 MVA. Já o Relatório Técnico [2] limita a capacidade operativa da linha em 215 MVA, enquanto a Nota Técnica [6] menciona o valor de 130 MW como sendo o limite operativo aproximado de carregamento dessa LT. Para cada uma três potências analisadas, foram avaliadas as duas tecnologias mais utilizadas nesse tipo de equipamento, LCC e VSC, totalizando seis alternativas de conexão.

A Tabela 2-1 e a Figura 2-1 mostram as possibilidades avaliadas. Maiores detalhes podem ser verificados na Seção 5 deste relatório.

Tabela 2-1 – Tabela resumo com as alternativas de conexão avaliadas

Tipo de Conexão	Configuração	Potência (MW)	Número Alternativa
Síncrona	LT 230 kV Boa Vista - Santa Elena existente	-	0
Assíncrona	Nova SE Conversora	130	1A
	Pacaraima	215	1B
	(BtB LCC)	350	1C
	Nova SE Conversora	130	2A
	Pacaraima	215	2B
	(BtB VSC)	350	2C

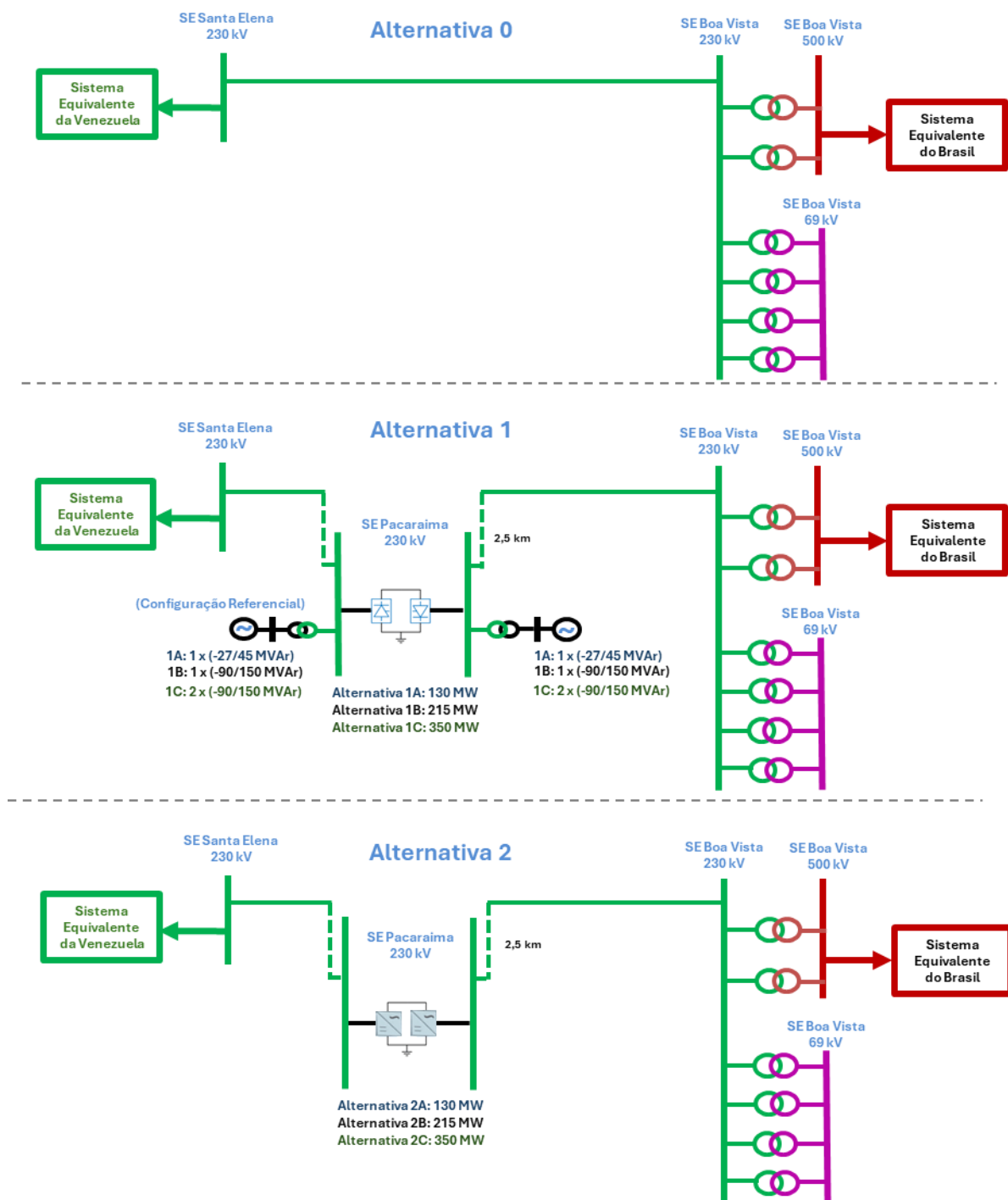


Figura 2-1 – Esquema ilustrativo das alternativas de conexão avaliadas

Conforme descrito na seção 5.1, a alternativa de conexão síncrona apresenta inúmeras dificuldades operativas para o controle do fluxo na interligação, tanto em regime permanente quanto transitoriamente. Além disso, conforme identificado pelo ONS em [6], as diferenças nos requisitos dinâmicos entre os sistemas brasileiro e venezuelano impõem riscos para a segurança operativa do sistema Roraima cuja mitigação demandaria necessariamente uma adequação dos requisitos de desempenho dinâmico do sistema venezuelano, e/ou a necessidade de implantação e modificação de controles sistêmicos existentes no sistema da Venezuela. Nesse sentido, com base nas informações de que se dispõe até o momento, vislumbra-se que a operação síncrona do sistema brasileiro e venezuelano após a interligação de Roraima ao SIN seja extremamente desafiadora. Serão necessários estudos adicionais para avaliar a segurança dessa operação e se eventualmente

os riscos identificados poderiam ser mitigados ou eliminados por meio de uma ação coordenada com a CORPOELEC.

Dados os desafios da conexão síncrona, cuja viabilidade de superação técnica é ainda incerta, consideraram-se, também, alternativas com a implantação de um conversor CA/CC/CA do tipo *back-to-back*, que forneceria controlabilidade à interligação elétrica Brasil-Venezuela e aumentaria a segurança dos sistemas brasileiro e venezuelano. Porém, esse tipo de equipamento demanda investimentos consideráveis, conforme descrito na seção 6.

Independentemente da tecnologia utilizada, a seção 5.2 mostrou que a opção de 350 MW traz alguns desafios para o controle de tensão e perdas elétricas. Verificou-se que, conforme os dados disponibilizados no relatório [2], em razão da configuração de cabos e dos parâmetros elétricos da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena, o SIL (*Surge Impedance Loading*) é da ordem de 140 MW, valor consideravelmente menor que 350 MW. A operação da LT com potência muito acima do SIL implica em consumo alto de potência reativa – que implica em dificuldades de controle de tensão – e em elevadas perdas elétricas – que nesse caso chegaram a aproximadamente 35 MW ou 10% da potência injetada apenas no trecho entre a estação conversora e a SE Boa Vista.

É importante mencionar que, exclusivamente para o caso da tecnologia LCC, considerou-se a aplicação de compensação síncrona para aumentar os níveis de curto-circuito locais, de forma que o barramento 230 kV da SE Pacaraima tivesse um *Short Circuit Ratio (SCR)* de pelo menos 3. Na impossibilidade de cálculo dos níveis de curto-circuito do lado venezuelano, considerou-se uma configuração de compensação síncrona idêntica à do lado brasileiro. Esses equipamentos acabaram por aumentar os investimentos totais da alternativa LCC, tornando-a menos competitiva.

Conforme mostrado na Tabela 6-1, para a potência de 130 MW, a tecnologia LCC é cerca de 2,5% mais barata que a conversora VSC, o que constitui um empate em termos de avaliação econômica. Para as demais modulações, 215 MW e 350 MW, mostradas na Tabela 6-2 e Tabela 6-3, a tecnologia VSC apresentou um custo menor.

Portanto, considerando os ganhos técnicos inerentes a tecnologia VSC, especialmente em redes com baixo nível de curto-circuito, pode-se concluir que em todas as combinações analisadas para a conexão assíncrona a alternativa com conversores do tipo VSC apresentou-se mais favorável em uma análise técnico-econômica. Porém, a definição do valor final do equipamento é condicionada às informações elétricas e energéticas do sistema venezuelano.

Adicionalmente, é importante ressaltar que os fabricantes consultados apresentaram um prazo de fornecimento de aproximadamente 5 anos para os conversores *back-to-back*, o que enseja a análise de qual o endereçamento de curto/médio prazo a ser dado para a operação da interligação elétrica Brasil-Venezuela.

Na seção 8 foi realizada uma análise socioambiental preliminar na região próxima ao município de Pacaraima, a fim de identificar possíveis locais para a implantação de uma nova subestação de Rede Básica. A nova SE Pacaraima, além de abrigar toda a infraestrutura relacionada ao conversor *back-to-back* e a integração à rede por meio do seccionamento da LT 230kV Boa Vista - Santa Elena,

poderia viabilizar futuramente a conexão ao SIN de diversas comunidades do norte do estado de Roraima que atualmente operam de forma isolada.

De forma resumida, listam-se a seguir as principais conclusões das análises realizadas neste estudo conceitual:

- A conexão síncrona do Brasil com a Venezuela por meio da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena após a interligação de Roraima ao SIN apresenta-se extremamente desafiadora, sendo necessários estudos adicionais para avaliar a segurança desta operação e se eventualmente os riscos identificados poderiam ser mitigados ou eliminados;
- A mitigação desses riscos poderia ser obtida por meio da implantação de uma estação conversora próxima à fronteira entre os dois países. Foram consideradas 3 possibilidades de potência para essa conversora (130 MW, 215 MW e 350 MW), dadas as incertezas quanto a real capacidade de corrente da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena e da capacidade interna do sistema venezuelano em fornecer ou receber potência do Brasil.
- Após avaliadas as três possibilidades de potência para as conversoras, vislumbra-se que, sem investimentos adicionais na rede brasileira e muito provavelmente na rede da Venezuela, a opção de 350 MW traria dificuldades de controle de tensão e níveis elevados de perdas elétricas, sendo estimada uma perda potência de até 10% da potência injetada apenas no trecho entre a estação conversora e a SE Boa Vista.
- Ao comparar-se as opções de conversora em LCC (Alternativa 1) e VSC (Alternativa 2), conclui-se que a tecnologia VSC tem maior atratividade à medida que se aumenta a potência da conversora, porém mesmo na opção de 130 MW, a alternativa em VSC fica apenas 2,5% mais elevada, configurando-se um empate econômico. Diante dos benefícios de controlabilidade de potência reativa, menor necessidade de filtros, dentre outras vantagens, recomenda-se a implantação da tecnologia VSC para a conversora (Alternativa 2), para todas as opções de potência analisadas, quais sejam, 130 MW, 215 MW e 350 MW.
- Os investimentos estimados para a implantação da Alternativa 2 variam de R\$ 1,97 bilhão a R\$ 2,21 bilhões, a depender da potência escolhida para a conversora *back-to-back* VSC. Os valores foram obtidos por meio de consultas aos principais fabricantes, sendo realizada uma média simples dos valores fornecidos, custeados a uma cotação de 5,59 R\$/US\$, conforme taxa do fechamento do câmbio do banco central de 28/07/2025. Os valores fornecidos consideram a implantação da estação conversora em território brasileiro.
- Cumpre ressaltar que a real capacidade da conversora deverá ser estabelecida no relatório R2, com base em estudos de detalhamento elaborados a partir dos modelos validados de fluxo de potência, curto-circuito e transitórios eletromecânicos do sistema venezuelano, em que deve-se buscar determinar qual a máxima potência que poderá ser importada/exportada pela Venezuela em relação ao Brasil. Nesse sentido, é imprescindível que se obtenha as informações consistidas do sistema elétrico venezuelano.

- Do ponto de vista socioambiental, foram analisadas duas regiões para implantação da nova subestação e seccionamento da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena. A primeira junto à fronteira internacional com a Venezuela, denominada Alternativa Pacaraima, e outra a cerca de 60 km ao sul da fronteira, fora dos limites de terras indígenas, denominada Alternativa Amajari. A caracterização dessas duas alternativas está detalhada no item 8 dessa NT, porém recomenda-se que a nova SE seja implantada preferencialmente em algum terreno Alternativa Pacaraima, facilitando o atendimento futuro de sistemas isolados na região, o qual será detalhado em seguida no estudo “Solução estrutural para resiliência do atendimento a estados da região Norte: Parte II – Roraima”, que consta na Programação de Estudos de Expansão da Transmissão para o ano 2025.

Diante do exposto, conclui-se que devem ser envidados esforços para a obtenção dos dados e modelos consistidos do sistema venezuelano, a fim de viabilizar as análises dinâmicas e demais estudos de detalhamento necessários para a efetiva adoção de uma solução estrutural que forneça a segurança e a confiabilidade necessárias para operação da interligação elétrica entre o Brasil e a Venezuela.

3 RECOMENDAÇÕES

Considerando a relevância da integração eletroenergética regional, o CMSE deliberou em [4] que a EPE inclua no bojo do seu planejamento “*proposta de solução técnica de interligação entre os sistemas elétricos do Brasil e da Venezuela, por meio do estado de Roraima.*”

Com base no que foi apresentado pelo ONS em [2], vislumbra-se que a operação síncrona do sistema brasileiro e venezuelano após a interligação de Roraima ao SIN seja extremamente desafiadora. No sentido de mitigar esses desafios e trazer maior controlabilidade à operação desta interligação internacional, vislumbrou-se como alternativa a implantação de uma conversora CA/CC/CA próxima à fronteira entre os dois países.

Nesse contexto, sob o ponto de vista técnico-econômico, este estudo conceitual aponta como mais promissora a implantação da Alternativa 2, que contempla o conjunto de obras de Rede Básica apresentado na Tabela 3-1, Tabela 3-2 e na Figura 3-1. Com base nas análises econômicas realizadas, a conversora com tecnologia *Voltage Source Converter – VSC* mostrou-se mais competitiva que a tecnologia *Line Commutated Converter – LCC* para todas as possibilidades de potência avaliadas.

Cumprir notar que a definição da potência da conversora a ser instalada não é possível sem que sejam realizados estudos de detalhamento adicionais, cuja execução é condicionada ao fornecimento dos modelos validados de fluxo de potência, curto-circuito e transitórios eletromecânicos do sistema venezuelano. Esse detalhamento será escopo do relatório R2 e é fundamental para auferir a real capacidade que o sistema venezuelano possui de fornecer ou receber potência do Brasil, evitando sub ou sobredimensionamento da conversora.

Tabela 3-1 – Principais obras em subestações de Rede Básica

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2032	Pacaraima	230 kV	Estação conversora CA/CC/CA 230 kV / 230 kV - VSC - Potência a Definir ¹	-

Tabela 3-2 – Principais obras em Linhas de Transmissão

Ano	Linha de transmissão	Tensão	Configuração	Extensão
2032	Seccionamento da LT 230 kV Boa Vista - Santa Elena C1 na SE Pacaraima	230 kV	2 x CS – 1 x 795 MCM	2 x 2,5 km

¹ As estações conversoras custeadas para as 3 potências analisadas já incluem os filtros CA, transformadores e demais equipamentos de um arranjo típico de conversor CA/CC/CA, bem como os equipamentos para a conexão com a rede CA, além dos custos de construção e montagem.

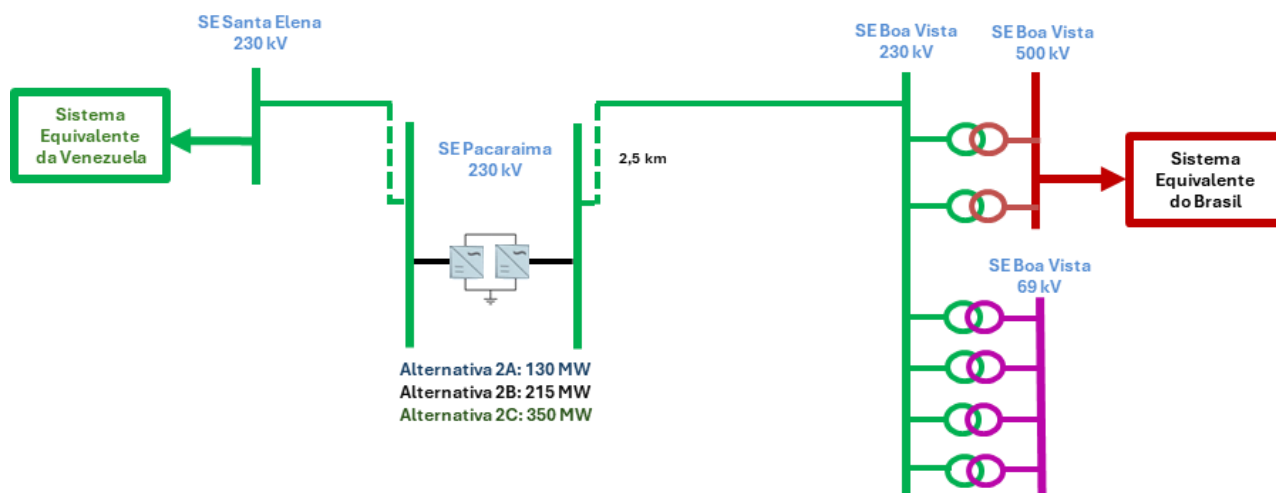


Figura 3-1 - Diagrama esquemático da Alternativa promissora

Recomenda-se ainda que:

- 1) em estudo R2 específico, sejam realizados estudos de transitórios eletromagnéticos e transitórios eletromecânicos, a fim de estabelecer qual a máxima potência que poderá ser importada/exportada pela Venezuela em relação ao Brasil, e assim determinar a potência final a ser adotada para a conversora back-to-back;
- 2) seja dada preferência a terrenos da “Alternativa Pacaraima” – item 8.1.1, uma vez que a localização tem sinergia com o atendimento futuro a sistemas isolados da região, como por exemplo a localidade de Pacaraima.

4 DIAGNÓSTICO

A interligação elétrica Brasil-Venezuela voltou a operar no ano de 2025, seguindo as diretrizes operativas preconizadas nos respectivos estudos pré-operacionais [2], emitidos em dezembro de 2023 pelo ONS. O referido relatório apontou como viável a retomada da interligação respeitando-se o limite de importação de energia em até 15 MW, e mantendo-se uma reserva girante no subsistema Roraima adequada a cada nível de importação. Essas medidas visaram garantir a manutenção da segurança sistêmica e a confiabilidade do sistema elétrico do estado, de forma que a interrupção intempestiva da operação da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena não resultasse em impactos significativos no sistema elétrico de Roraima.

O mesmo relatório indicou, também, a necessidade de implantação de um Sistema Especial de Proteção (SEP) na SE Boa Vista 230 kV, com três lógicas de atuação que promovem a abertura da LT Boa Vista – Santa Helena, a saber:

- Lógica de subfrequência: atuação quando verificadas frequências menores ou iguais a 59,7 Hz por 50ms;
- Lógica de sobrefrequência: atuação quando verificadas frequências maiores ou iguais a 61 Hz por 100 ms;
- Lógica de direcionalidade de potência ativa: atuação quando verificadas potências maiores ou iguais a 20 MW no sentido Boa Vista → Santa Elena por 2 segundos;

Cumprir notar que o relatório [2] menciona a ausência dos dados dinâmicos reais associados ao sistema venezuelano e coloca como providência (REC-003215/2023) a ser cumprida pela Âmbar, atual comercializadora responsável pela interligação, a disponibilização desses modelos. O Operador reitera essa demanda na Nota Técnica [6], emitida em março de 2025, uma vez que, até aquele momento, a providência ainda não havia sido cumprida.

Durante os meses de janeiro e fevereiro de 2025 foram realizados pelo ONS dois testes de 96 horas para avaliar o desempenho da importação de energia da Venezuela pelo Brasil, cujos resultados foram registrados nos Pareceres Técnicos [7] e [8]. Os documentos mostram os desvios de frequência e de tensão encontrados, bem como os períodos em que foi observada a inversão de fluxo (potência ativa no sentido Boa Vista → Santa Elena). Relatam ainda alguns dos desafios impostos pela interligação para a operação em tempo real, sobretudo no controle do fluxo entre os dois países. Como os sistemas estão ligados sincronamente, é necessário alterar os despachos das usinas térmicas de Roraima a fim de manter o intercâmbio dentro da faixa segura estipulada em [2], o que levou a um aumento considerável na quantidade de ligações realizadas para as usinas da área Roraima e para a CORPOELEC, e à necessidade da alocação de um operador adicional em cada turno no Centro de Operação Norte / Centro-Oeste, atualmente responsável pela operação dessa interligação.

Em março de 2025, em resposta ao ofício [5] do MME, o ONS emitiu a Nota Técnica [6], na qual o operador faz uma avaliação qualitativa da interligação do SIN com o sistema elétrico da Venezuela.

O documento relata que durante a atual operação interligada foram identificadas diferenças significativas entre os requisitos técnicos dos equipamentos e desempenho dinâmico dos sistemas elétricos do Brasil e da Venezuela, e que essas diferenças têm provocado desligamentos frequentes da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena por meio da atuação do SEP anteriormente descrito, muitas vezes resultando na atuação do Esquema de Alívio de Corte de Carga (ERAC) no sistema Roraima. No entanto, a nota técnica ressalta que a interligação tem contribuído com o aumento da reserva de potência e flexibilidade operativa para atender à demanda máxima do Estado enquanto ele ainda opera de forma isolada do SIN, especialmente em situações de indisponibilidade do parque gerador de Roraima.

Os principais desafios que têm impactado a atual operação da interligação Brasil-Venezuela relatados em [6] são:

- a) Diferença acentuada entre os portes dos sistemas elétricos de Roraima e da Venezuela

O sistema elétrico da Venezuela possui uma capacidade instalada de 30 GW e uma carga máxima de 10 GW. O sistema de Roraima, por sua vez, possui uma capacidade instalada de 400 MW e uma carga pico de 250 MW, o que representa uma carga aproximadamente 40 vezes menor do que a carga da Venezuela.

- b) Diferença entre os requisitos de regulação primária das unidades geradoras do Brasil e da Venezuela

O submódulo 2.10 dos procedimentos de rede preconiza que a banda morta de frequência da regulação primária das unidades geradoras do SIN deve ser ajustada com valores iguais ou menores a $\pm 0,04$ Hz, o que em valores absolutos significa que a regulação primária de todos os geradores deve responder aumentando ou reduzindo a potência injetada caso a frequência fique abaixo de 59,96 Hz ou acima de 60,04 Hz, respectivamente.

Segundo as informações da Âmbar e da CORPOELEC as unidades do sistema venezuelano têm uma banda morta de frequência de $\pm 0,3$ Hz, portanto, aproximadamente 7,5 vezes maior do que a praticada no sistema brasileiro.

Essa discrepância no porte dos sistemas e nos requisitos de regulação primária provoca variações significativas de potência ativa nas unidades geradoras do sistema Roraima. Isso ocorre pois, no caso de eventos de perda de geração ou carga no sistema da Venezuela que provoquem variações de frequência inferiores a $\pm 0,3$ Hz, somente as máquinas de Roraima respondem no sentido de regular a frequência da operação interligada em um valor próximo ao valor nominal (60 Hz). Portanto, na prática, as máquinas do sistema Roraima são as únicas responsáveis pela regulação primária de frequência do estado e da Venezuela para variações dentro da banda morta de $\pm 0,3$ Hz.

A nota técnica [6] menciona ainda que, segundo informações da Âmbar e da CORPOELEC, ocorre diariamente no sistema de Venezuela, durante o período de carga média, uma perda de carga por colapso de tensão na parte ocidental do sistema, com valores que podem atingir

até 2 GW, cerca de 20% da carga do país. Como essas cargas vão sendo desconectadas a medida em que o controle de tensão do sistema venezuelano se degrada, o período total do evento tem a duração de alguns poucos segundos e, durante essa janela, observa-se o aumento lento da frequência do sistema interligado Venezuela-Roraima. Nas ocorrências analisadas, observou-se uma acentuada redução na geração do sistema Roraima, levando o despacho da UTE Jaguatirica II a valores próximos da sua geração mínima. Notou-se ainda um aumento da importação da interligação no sentido Venezuela → Roraima, chegando até mesmo em valores próximos as 50 MW.

Importante ressaltar que, de acordo com a lógica de sobrefrequência do SEP atualmente em operação na SE Boa Vista 230 kV, a LT 230 kV Boa Vista – Santa Helena é desligada caso a frequência do sistema atinja 61 Hz durante 100 ms. Essa medida de proteção é frequentemente acionada durante os eventos de perda de carga do sistema venezuelano, podendo, inclusive, ocasionar a atuação do 1º estágio do ERAC em Roraima.

Portanto, diante dos desafios já observados na atual operação da interligação Boa Vista – Santa Elena, e conforme deliberação do CMSE em [4], faz-se necessário uma avaliação de solução estrutural que permita a continuidade da operação da interligação elétrica Brasil - Venezuela de forma segura, mesmo após a conexão de Roraima ao SIN.

5 ALTERNATIVAS DE CONEXÃO

A partir da entrada em operação do eixo 500 kV recomendado em [1], que liga as SE Lechuga, SE Equador e SE Boa Vista através de torres de circuito duplo que compartilham a mesma estrutura, a capital Boa Vista estará conectada ao SIN. Vale ressaltar que à época da elaboração do estudo [1], a concepção da solução se baseou no atendimento aos critérios de planejamento da expansão vigentes, que considerava a necessidade de atendimento ao critério N-1, sem consideração de perdas múltiplas. Importante mencionar que, desde 2002, o planejamento da operação do SIN monitora a ocorrência de contingências duplas, ainda que não houvesse o consenso entre os órgãos responsáveis pelo planejamento e pela operação sobre a necessidade ou não de se proporem soluções estruturais para problemas ocasionados por esse tipo de contingência.

Nesse contexto, o ONS identifica um risco de impacto significativo para essa operação futura no caso de uma eventual perda dupla no eixo 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, o que poderia resultar em interrupções descontroladas de carga no estado de Roraima. Por esta razão, após a interligação desse subsistema ao SIN, é previsto no estudo [9] o despacho de geração local, predominantemente de origem térmica, a fim de limitar o fluxo máximo a ser importado através do tronco de transmissão Lechuga-Equador-Boa Vista, e assim atender ao critério de perda dupla dessa interligação.

Cumprir notar que já consta na programação de estudos da EPE, com previsão de início em 2025, o estudo “Solução Estrutural para Resiliência de Atendimento a Estados da Região Norte: Parte II - Roraima”, no qual serão avaliadas alternativas de solução estrutural que reforcem o atendimento a Roraima e que permitam que se prescindia da geração térmica local por razões de confiabilidade elétrica. Porém, dado os prazos que envolvem a recomendação de novas obras no sistema de transmissão, desde a sua concepção no referido relatório R1 até a efetiva implementação por parte do agente empreendedor, é necessário inicialmente avaliar a continuidade da interligação elétrica entre Brasil e Venezuela considerando a topologia do sistema com o conjunto de obras já outorgado, ou seja, com a conexão de Roraima ao SIN através do eixo de 500 kV Lechuga-Equador-Boa Vista C1/C2, e a futura operação com despacho de geração térmica local para atendimento do respectivo critério N-2.

Como premissa para análise, buscou-se avaliar opções de conexão que viabilizem a plena utilização da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena, isto é, permitindo que o Brasil importe energia da Venezuela ou exporte energia para o país vizinho até o limite de capacidade da linha, cujo valor exato carece de confirmação. O módulo 5 do Regulamento internacional de operação ONS/CORPOELEC de fevereiro de 2025 [10] indica como limite de carregamento dessa LT em regime normal o valor de 352 MVA. Já o Relatório Técnico [2] limita a capacidade operativa da linha em 215 MVA, enquanto a Nota Técnica [6] menciona o valor de 130 MW como sendo o limite aproximado de carregamento dessa LT.

Durante a execução desse relatório a EPE buscou a CORPOELEC, em mais de uma ocasião, para obter informações mais detalhadas sobre a rede da Venezuela e oportunizar a participação da empresa venezuelana na construção de uma solução conjunta, entretanto, até a data de emissão desse

relatório, não obteve resposta. Portanto, para fins de análise, serão utilizados como valores possíveis de limites de operação da interligação os montantes mencionados nas referências supracitadas, isto é, 130 MW, 215 MVA e 352 MVA. No mesmo sentido, para as simulações de fluxo de potência realizadas, foram utilizados como parâmetros elétricos da LT Boa Vista – Santa Elena os valores disponíveis no relatório [2].

Nesse contexto, vislumbram-se duas formas de operação da interligação Brasil-Venezuela após a conexão de Roraima ao SIN: conexão síncrona, na qual o sistema elétrico venezuelano e o sistema elétrico brasileiro estariam ligados sincronamente através da LT 230 kV Boa Vista- Santa Elena – já que a frequência nominal de ambos os sistemas é 60 Hz - e a conexão assíncrona, na qual a interface entre os dois sistemas se daria através de um conversor CA/CC/CA do tipo *back-to-back*, com o objetivo de mitigar vários dos desafios apontados na Seção 4.4. Nas seções 5.1 e 5.2 serão elencados pontos relevantes relativos a ambas as formas de conexão.

5.1 Conexão Síncrona

Nessa topologia, o sistema elétrico da Venezuela estaria diretamente conectado ao SIN através da LT 230 kV Boa Vista - Santa Elena. Para analisar a viabilidade dessa operação, seriam necessárias diversas análises detalhadas do desempenho elétrico do sistema em diferentes cenários operativos, especialmente no que tange ao seu comportamento dinâmico. Para isso, é imprescindível que se tenha uma modelagem fidedigna de toda a rede envolvida, incluindo o sistema venezuelano.

O relatório [2], emitido pelo ONS em dezembro de 2023, já mencionava a dificuldade em aprofundar as análises dinâmicas relacionadas a essa interligação uma vez que, durante a fase de elaboração do mesmo, o operador brasileiro só teve acesso a um sistema equivalente da Venezuela com modelos dinâmicos genéricos apenas de poucas unidades geradoras do sistema mais próximas à SE Santa Elena, que não correspondiam à modelagem dos equipamentos reais. Esse fato é reiterado na NT [6], de março de 2025, quando novamente o operador afirma não ter recebido os dados dinâmicos reais associados ao sistema venezuelano.

Adicionalmente, durante a elaboração desse estudo, a EPE enviou solicitação semelhante à CORPOELEC, porém, até a data da emissão desse relatório, não obteve resposta.

Portanto, em um contexto de ausência de dados que subsidiem avaliações mais aprofundadas, não é possível atestar o pleno e seguro funcionamento da interligação nesse tipo de conexão. Porém, dadas as características dos sistemas envolvidos, a NT [6], elaborada pelo ONS, realizou uma extrapolação qualitativa do comportamento dinâmico esperado para essa topologia, elencando pontos relevantes a serem observados:

- i. **Perda de carga ou geração dentro da banda morta de $\pm 0,3$ Hz da regulação primária da Venezuela**

Conforme mencionado na seção 4.4, existe uma diferença significativa entre os requisitos de regulação primária das unidades geradoras do Brasil e da Venezuela. Enquanto no SIN este parâmetro deve ser ajustado com valores iguais ou menores a

$\pm 0,04$ Hz, no sistema do país vizinho este valor é da ordem de $\pm 0,3$ Hz. Portanto, em caso de ocorrência de perda de carga ou geração na Venezuela que provoque variações de frequência inferiores a $\pm 0,3$ Hz, somente as unidades geradoras do Brasil realizarão o controle de frequência do sistema, o que constitui um uso temerário e desotimizado dos recursos presentes no SIN. Além disso, poderão ocorrer variações significativas no fluxo de potência ativa no eixo de 500 kV entre as SE Lechuga e SE Boa Vista, dificultando a operação em tempo real do intercâmbio energético entre as regiões e colocando em risco a segurança operativa da interligação Roraima – Amazonas.

ii. Perda de carga ou geração acima da banda morta de $\pm 0,3$ Hz da regulação primária da Venezuela

Em caso de algum evento de grande monta na Venezuela que provoque uma variação de frequência superior a $\pm 0,3$ Hz, poderá haver uma variação significativa no fluxo da LT Boa Vista – Santa Elena, incluindo até mesmo a inversão do fluxo nessa interligação. Uma vez que os sistemas estão interligados, o fluxo de potência ativa é definido somente pela dinâmica das máquinas dos dois sistemas, não sendo passível de controle.

Essa variação de fluxo poderá, inclusive, causar violações de capacidade das linhas e transformadores do sistema de Roraima, e causar colapso de tensão nessa rede local, que não foi dimensionada para esse tipo de operação, colocando em risco o atendimento às cargas dessa região.

Uma possível solução mitigadora para esse problema, seria a instalação de um SEP (Sistema Especial de Proteção). Porém, dada à desproporcionalidade dos sistemas brasileiro e venezuelano, existem dúvidas sobre a viabilidade técnica da implementação dessa proteção, bem como sobre a existência de tempo hábil para a atuação da mesma.

iii. Abertura da interligação em 500 kV de Roraima com o SIN

Na ocorrência da perda dupla de um dos trechos da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, será formada uma ilha elétrica composta pelo sistema Roraima e pelo sistema venezuelano. Nessa situação, a dinâmica dessa ilha será definida pela inércia das unidades geradoras sincronizadas nos dois sistemas, que impactará o valor de sobrefrequência e subfrequência máximas atingidos durante o distúrbio.

Para os casos de subfrequência seria necessário definir um esquema regional de alívio de carga (ERAC) único para os sistemas de Roraima e da Venezuela. Porém, em função da diferença de tamanho entre os dois sistemas, não há certeza sobre a viabilidade técnica da implementação desse controle.

Para os casos de sobrefrequência, vislumbra-se a necessidade da implementação de um esquema de corte de geração (ECG) de máquinas no Brasil e também na

Venezuela. Essa medida poderá limitar os valores de fluxo nos circuitos de 500 kV no eixo Boa Vista-Ecuador-Lechuga a fim de se evitar o desligamento de unidades geradoras por sobrefrequência.

iv. Dificuldades operativas relativas à operação síncrona entre o sistema elétrico da Venezuela e o SIN

Um dos principais desafios vislumbrados na operação síncrona da interligação Brasil-Venezuela é o controle do fluxo na LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena. Nesse tipo de operação, o fluxo de potência ativa na linha é dado proporcionalmente pela diferença angular e pela impedância entre os barramentos das respectivas subestações, o que inviabiliza um controle direto dessa interligação e demanda inúmeros redespachos de unidades geradores em ambos os países, exigindo forte interação e coordenação entre os centros de controle, conforme descrito na seção 444. Além disso, essa situação é severamente agravada durante regimes transitórios após contingências de perda de carga ou geração devido às diferenças dos requisitos dinâmicos dos sistemas elétricos brasileiro e venezuelano.

Outro ponto dificultador para essa operação é a ocorrência de oscilações de baixa frequência em um dos sistemas, que podem ser propagadas para o sistema vizinho e levar a variações significativas nos valores de intercâmbio e das tensões. A operação síncrona entre os dois sistemas pode resultar em modos de oscilação interárea para os quais os atuais controles existentes na Venezuela e no Brasil não estão preparados. Novamente, a viabilidade do ajuste correto desses controles está condicionada a estudos mais aprofundados que exigem uma modelagem apropriada, e ao trabalho conjunto das entidades responsáveis de ambos os países.

Em todos os itens i. a iv. mencionados acima, além das consequências já citadas, fica clara a necessidade da adequação dos requisitos de desempenho dinâmico do sistema venezuelano e/ou a necessidade de implantação e modificação de controles sistêmicos existentes no sistema da Venezuela. No entanto, seriam necessárias análises e simulações detalhadas para quantificar adequadamente os fenômenos citados, o que não é viável sem uma modelagem precisa do sistema e dos controles do país vizinho.

Adicionalmente, no âmbito da elaboração desse relatório, foram realizadas análises de sensibilidade visando avaliar a dificuldade que haveria no controle de fluxo na LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista utilizando apenas a geração de usinas conectadas ao lado brasileiro. Nessa análise foi mensurada a relação entre a variação de geração em algumas unidades geradoras presentes no SIN e a variação do fluxo na LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena em regime permanente, ou seja, como deveriam ser alterados os despachos nas usinas brasileiras para realizar o controle do fluxo da interligação Brasil-Venezuela considerando uma operação síncrona entre os dois sistemas. Para isso, foram utilizados os dados elétricos equivalentes do sistema venezuelano disponíveis no relatório [2], e foram realizadas simulações no patamar de carga máxima noturna considerando a topologia da rede brasileira prevista para o ano de 2029 do PDE 2034.

Os resultados obtidos são consolidados na Tabela 5-1. A coluna da direita mostra, para cada unidade geradora, a relação entre a variação da geração na usina e a respectiva variação de fluxo na LT Boa Vista – Santa Elena. Para a UTE Jaguatirica, por exemplo, essa relação é de cinco para um, ou seja, para que se reduza 1 MW de fluxo na interligação Brasil-Venezuela é necessário aumentar a geração dessa usina em 5 MW. Essa proporção aumenta para usinas eletricamente mais distantes do ponto de interligação, chegando à relação de vinte para um na UHE Tucuruí, que é a usina participante do Controle Automático de Geração (CAG) mais próxima de Roraima.

Tabela 5-1 – Variação de geração x Variação de fluxo na LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena

Unidade Geradora	ΔGeração (MW) / ΔFluxo (MW)
UTE Jaguatirica	(+5) / (-1)
UTE Mauá 3	(+11) / (-1)
UHE Belo Monte	(+17) / (-1)
UHE Tucuruí	(+20) / (-1)

Esse exercício, ainda que se tratando de uma aproximação, fornece uma percepção quantitativa dos altos valores de geração que necessitariam ser constantemente alterados no parque gerador brasileiro a fim de manter o fluxo na LT Boa Vista - Santa Elena dentro dos limites estipulados, ratificando as dificuldades para controle de fluxo na interligação apontadas pelo operador nos Pareceres Técnicos [7] e [8].

É importante mencionar que, nos casos em que são importados montantes mais elevados de potência da Venezuela, é provável que ocorra o baixo carregamento de ambos os circuitos das LTs 500 kV Lechuga – Equador - Boa Vista e um alto consumo de reativos na LT 230 kV Boa Vista-Santa Elena, potencializando eventuais dificuldades de controle de tensão nesse eixo. A Figura 5-1 mostra o carregamento do sistema para o patamar de carga máxima noturna no ano de 2039 do PDE 2034 considerando uma importação de 340 MW da Venezuela. Observa-se que cada circuito da LT 500 KV Equador – Boa Vista transmite apenas 31 MW, ao passo que injeta cerca de 166 Mvar no barramento de 500 kV da SE Boa Vista.

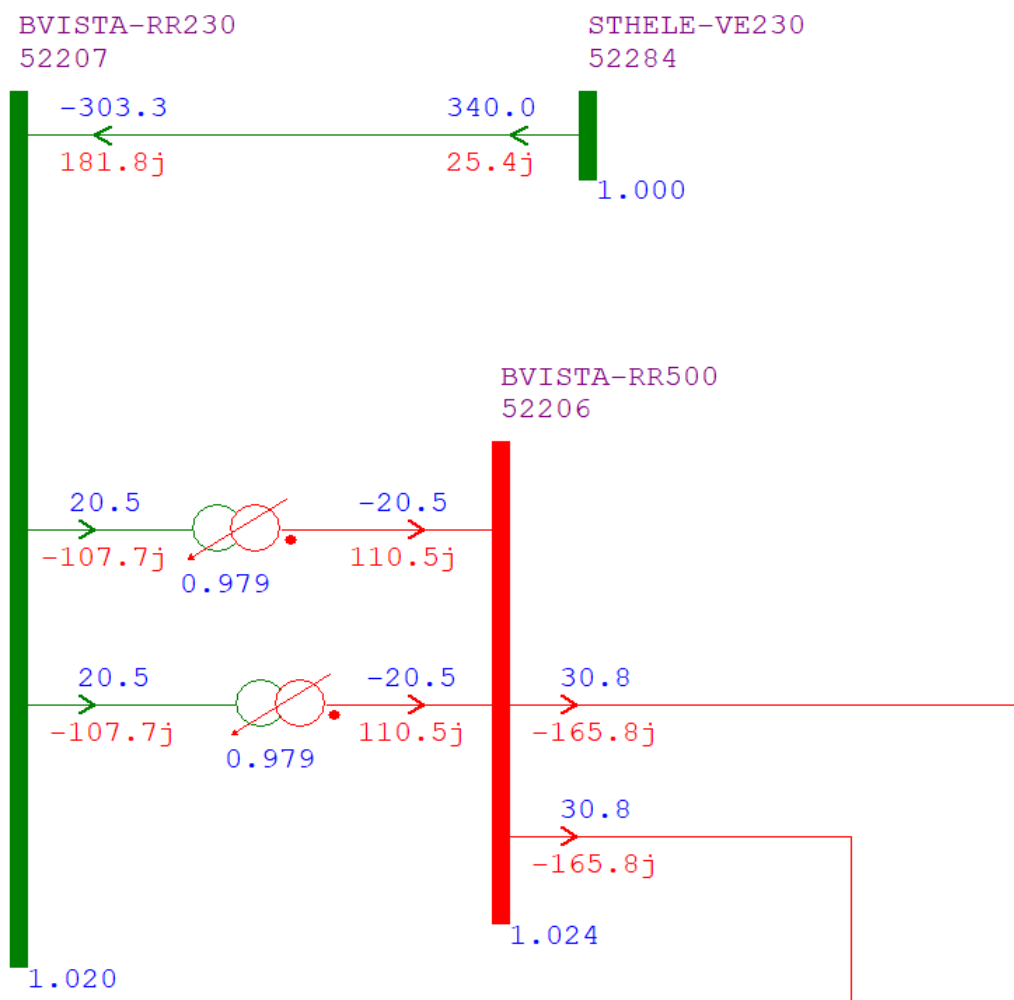


Figura 5-1 – Baixo carregamento da LT 500 kV Equador – Boa Vista e elevado consumo de reativos na LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena – Ano 2039 – Patamar de carga Máxima Noturna.

Da mesma forma, após a interligação de Roraima ao SIN não são observadas violações na rede elétrica brasileira quando da contingência da LT 230kV Boa Vista – Santa Elena, conforme mostra a Figura 5-2

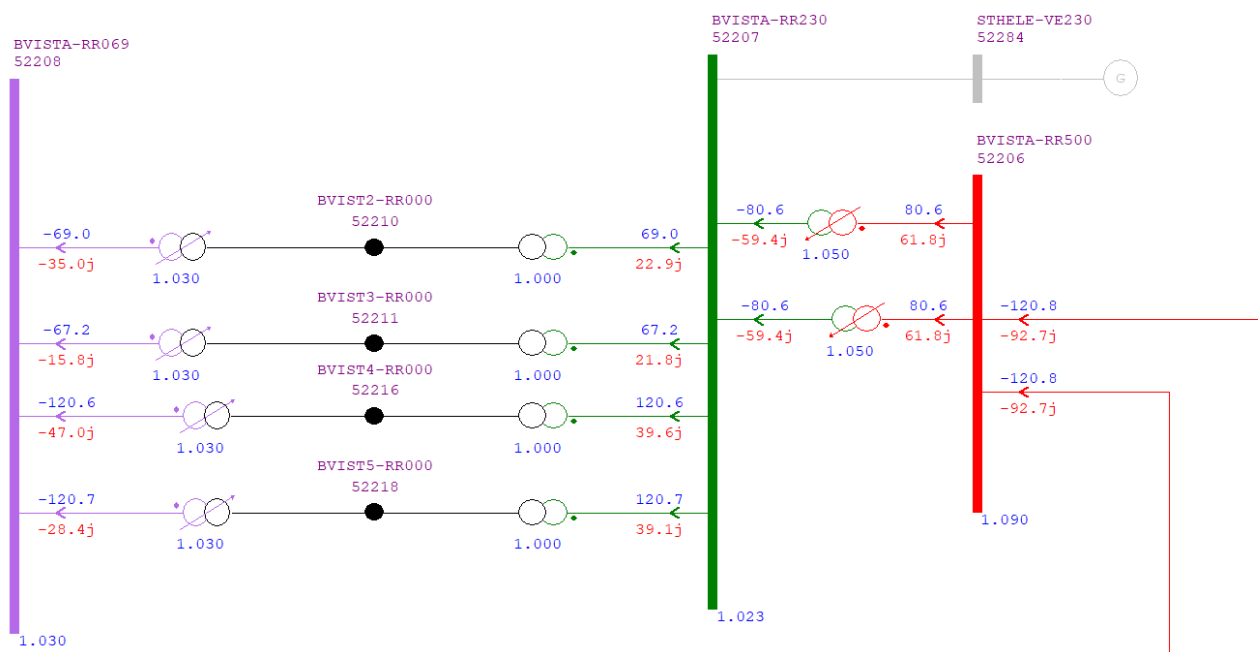


Figura 5-2 – Tensões e carregamento dos transformadores na SE Boa Vista na contingência da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena – Ano 2039 – Patamar de Máxima Noturna.

5.2 Conexão Assíncrona

Nessa topologia a interface entre os dois sistemas se daria através de um conversor CA/CC/CA do tipo *back-to-back*. Apesar de ambos os sistemas, brasileiro e venezuelano, operarem em 60 Hz, esse equipamento traz ganhos significativos para a operação e para a segurança da interligação. Através dele é possível que, respeitando-se os limites operativos do conversor, o valor do intercâmbio de energia entre os dois sistemas seja fixado em um valor específico, o que possibilita o controle adequado do fluxo passante na LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena. Além disso, como nessa topologia os sistemas elétricos do Brasil e da Venezuela não estariam conectados sincronamente, os problemas descritos nos itens i a iv da seção 5.1, oriundos das diferenças entre os requisitos de desempenho dinâmico entre Brasil e Venezuela, não seriam observados pela rede elétrica brasileira, aumentando a segurança operativa do SIN. No entanto, a implementação desse tipo de solução demanda investimentos consideráveis, conforme descrito na Seção 66.

Na eventual adoção dessa rota tecnológica, seria necessária uma avaliação conjunta entre os dois países a respeito do local onde esse equipamento deveria ser instalado. Do ponto de vista do sistema brasileiro, vislumbra-se a possibilidade da implementação de uma nova SE na região de Pacaraima, próxima à fronteira com a Venezuela, através do seccionamento da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena existente, conforme ilustrado na Figura 5-3 e detalhado na seção 8. A localização dessa subestação é estratégica pois, além do conversor, essa subestação poderia incluir, futuramente, uma nova transformação de fronteira no norte do estado de Roraima e a conexão dos sistemas isolados ali existentes, em especial a comunidade de Pacaraima, caso o montante de carga nessas localidades indicasse essa viabilidade técnica e econômica.

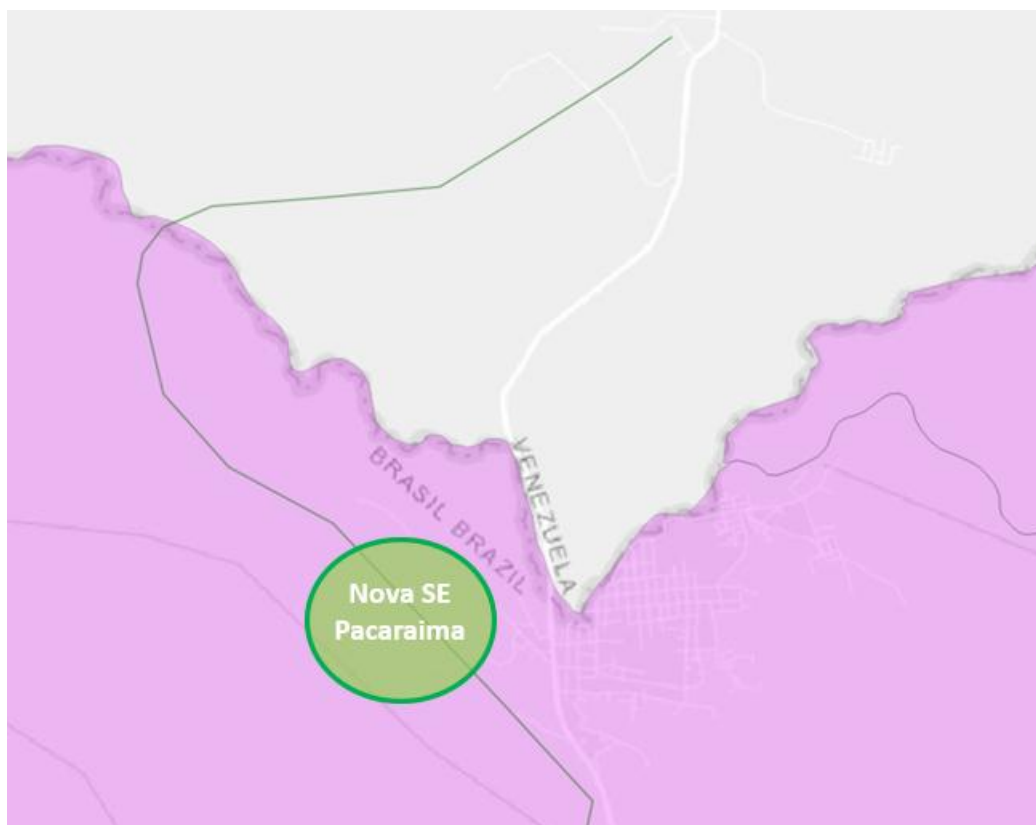


Figura 5-3 – Ilustração da localização da nova SE Pacaraima, seccionando a LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena

De forma geral, existem duas principais rotas tecnológicas utilizadas na concepção das conversoras *back-to-back*, quais sejam: conversores do tipo LCC (*Line Commutated Converter*) e conversores do tipo VSC (*Voltage Source Converter*). Nesse contexto, a EPE enviou uma consulta aos principais fabricantes desses equipamentos a fim de colher informações técnicas e valores de custo de referência a serem considerados na especificação e no custeio dessas alternativas de transmissão, cujos pontos mais relevantes estão descritos nos itens 5.2.1 e 5.2.2, e na seção 6, respectivamente.

Para ambas as tecnologias foram considerados conversores com potências de 130 MW, 215 MW e 350 MW. A exploração de diversos níveis de potência para essa conversora tem o objetivo de fornecer uma gama mais ampla de soluções face às seguintes incertezas:

- A ausência de dados concretos e consistidos do sistema venezuelano impede análises conclusivas que comprovem a capacidade de a rede de transmissão atual e futura do país vizinho em fornecer e/ou receber a potência nominal da conversora escolhida. Essa é uma informação que é relevante, pois, por mais que o sistema brasileiro esteja apto a receber/enviar a potência nominal da conversora, esse valor pode ser estruturalmente restrito por limitações internas do sistema venezuelano, resultando em subutilização da potencialidade da solução escolhida. Nesse sentido, ao se abrir o leque de opções de potência, permite-se que, uma vez dirimidas essas incertezas no futuro, se possa escolher o valor de potência mais adequado.
- A real capacidade da LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista, uma vez que foram encontrados em documentos oficiais diversos valores de capacidade nominal em regime normal e em

emergência, conforme elucidado na Seção 5. Desta forma, as opções escolhidas de potência nominal para a conversora estão condizentes com os diversos valores de limites desta LT.

5.2.1 Conversora do tipo LCC

Conforme ratificado nas informações fornecidas pelos fabricantes, conversores do tipo LCC consomem uma quantidade considerável de reativos e necessitam estar conectados a uma rede forte para garantir a sua correta operação. Nesse sentido, busca-se atender minimamente ao critério referencial de SCR (*Short Circuit Ratio*) ≥ 3 , que é um dos indicadores qualitativos para o adequado funcionamento desses equipamentos.

Nesse contexto, foi estimado o nível de curto-circuito na SE 230 kV Pacaraima, resultante do seccionamento da LT 230 kV Santa Elena – Boa Vista para o cenário de curto-circuito mínimo no ano de 2031. Esse horizonte foi escolhido em consonância com a NT [11], na qual EPE e ONS estabelecem conjuntamente as premissas do estudo “Solução Estrutural para Resiliência do Atendimento a Estados da região Norte: Parte I – Amazonas e Amapá”, atualmente em estágio final de elaboração, o qual inclui cenários dimensionadores para o nível de curto-circuito mínimo, com as usinas térmicas de Roraima e do Amazonas despachando na inflexibilidade.

Em seguida, para cada uma das possíveis potências nominais a serem adotadas para o *back-to-back*, foram calculados os níveis de SCR correspondentes e a quantidade de compensadores síncronos a serem instalados para que esse critério seja atendido. Os resultados são consolidados na Tabela 5-2.

Cumprir notar que o valor do SCR fornece uma sensibilidade inicial a respeito do grau de robustez de determinado ponto da rede, demandando análises mais detalhadas a fim de assegurar a efetiva viabilidade de operação da conversora. Nesse sentido, foi recomendada a implementação de um compensador síncrono – ainda que de menor potência – mesmo para o caso em que a potência nominal da conversora é de 130 MW.

Vale ressaltar que a presente análise contempla as condições de conexão pela perspectiva do sistema brasileiro. Portanto, serão necessárias avaliações, e potencialmente investimentos adicionais, que contemplem a viabilidade de conexão sob a ótica do sistema venezuelano.

Tabela 5-2 - Relação de SCRs e Compensadores síncronos a serem instalados na parte brasileira da SE Pacaraima 230 kV de acordo com a potência nominal a ser adotada para o conversor *back-to-back*

Potência de Curto-Circuito na SE Pacaraima 230 kV (MVA)	Potência nominal do <i>Back-to-Back</i> (MW)	SCR original na SE Pacaraima 230 kV	Quantidade de Compensadores Síncronos a serem instalados	Novo SCR na SE Pacaraima 230 kV
382	130	2,94	1 x (-27/45 MVar)	4,42
382	215	1,78	1 x (-90/150 MVar)	4,02
382	350	1,09	2 x (-90/150 MVar)	3,85

A Figura 5-4 ilustra as três alternativas de potência nominal consideradas para a conversora *back-to-back* do tipo LCC. Na ausência de dados consistidos do sistema elétrico da Venezuela – que impedem o cálculo do SCR para a barra 230 kV de Santa Elena – foi considerada referencialmente para o lado venezuelano da conversora a mesma configuração de compensação síncrona calculada para o lado brasileiro. Após a disponibilização dos dados elétricos reais da rede venezuelana, a necessidade de compensação síncrona pelo lado da SE Santa Elena deve ser recalculada.

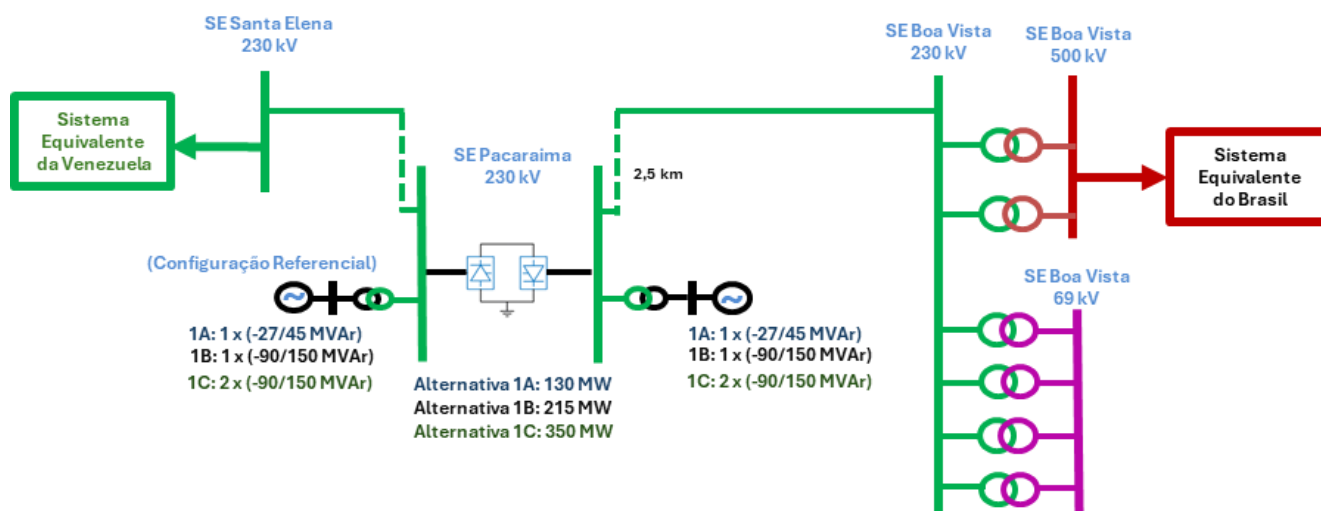


Figura 5-4 - Diagrama da solução utilizando *Back-to-back* – tecnologia LCC

Importante registrar que, ao longo das reuniões de trabalho realizadas no âmbito desse estudo, os fabricantes consultados foram unânimes em reforçar a necessidade de estudos adicionais para ratificar a viabilidade técnica da conexão de um conversor do tipo LCC na interligação Brasil-Venezuela. Dada a topologia desse ponto da rede, isto é, localizado no final de circuitos radiais de 230 kV e com baixa geração síncrona eletricamente próxima, mesmo a instalação dos compensadores síncronos listados pode não ser suficiente para garantir o nível de robustez necessário da rede a fim de assegurar o correto funcionamento desse equipamento em todos os cenários operativos vislumbrados.

Adicionalmente, cumpre notar que conversores do tipo LCC necessitam de filtros CA para a redução do nível harmônico na rede e fornecimento de parte dos reativos demandados durante a operação do conversor. Essa característica tem impacto sobre a área necessária para a instalação desse equipamento, assim como sobre o custo total da solução. Esses fatores estão capturados na comparação econômica mostrada na seção 6.

É importante ressaltar que os fabricantes consultados apresentaram um prazo de fornecimento de aproximadamente 5 anos para os conversores *back-to-back* após o efetivo pedido de compra do equipamento. Portanto, ao se considerar os prazos usuais envolvidos na implementação de um reforço no sistema de transmissão, desde a elaboração do estudo de viabilidade técnico-econômica e socioambiental (R1) até a conclusão das obras relacionadas, pode-se estimar que uma eventual solução estrutural começaria a operar a partir do ano de 2032 ou 2033. A Figura 5-5, a Figura 5-6 e a Figura 5-7 mostram o perfil de tensão e de carregamento do sistema para cada uma das três topologias mostradas na Figura 5-4 para o cenário em que o Brasil está importando energia da Venezuela. Não foram identificadas violações para os casos analisados, porém verifica-se um valor

elevado de perdas elétricas na LT 230 kV Pacaraima – Boa Vista na Alternativa 1C, de aproximadamente 34 MW ou aproximadamente 10% do valor injetado.

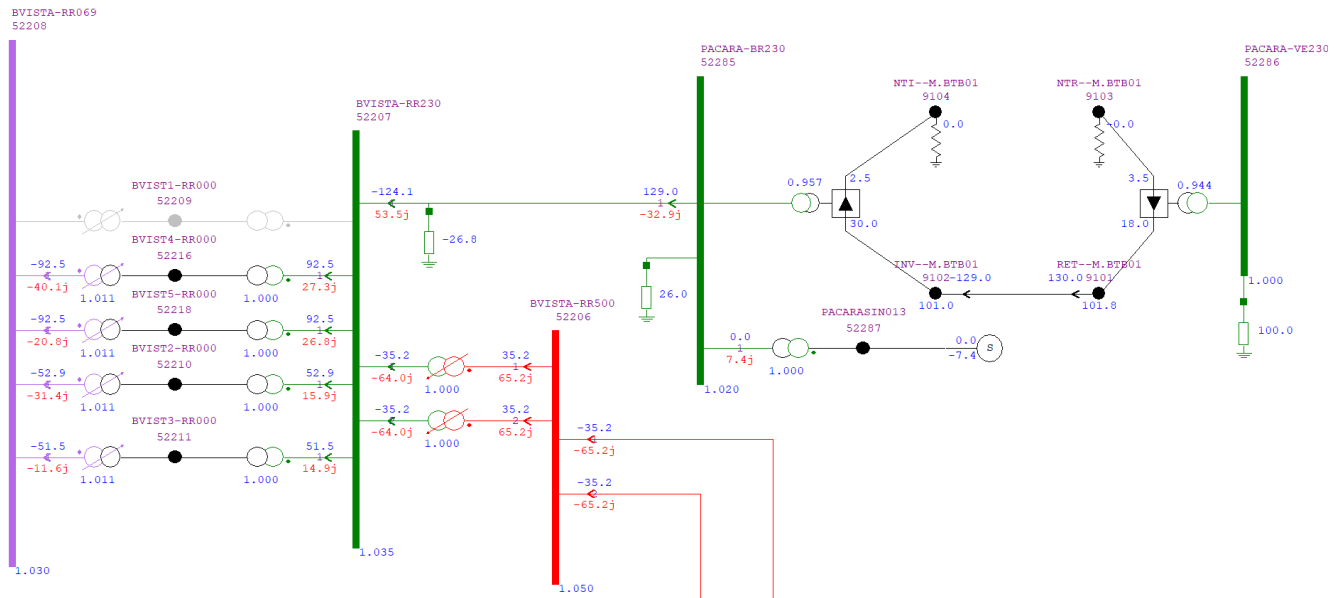


Figura 5-5 – Alternativa 1A - Back-to-Back de 130MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela

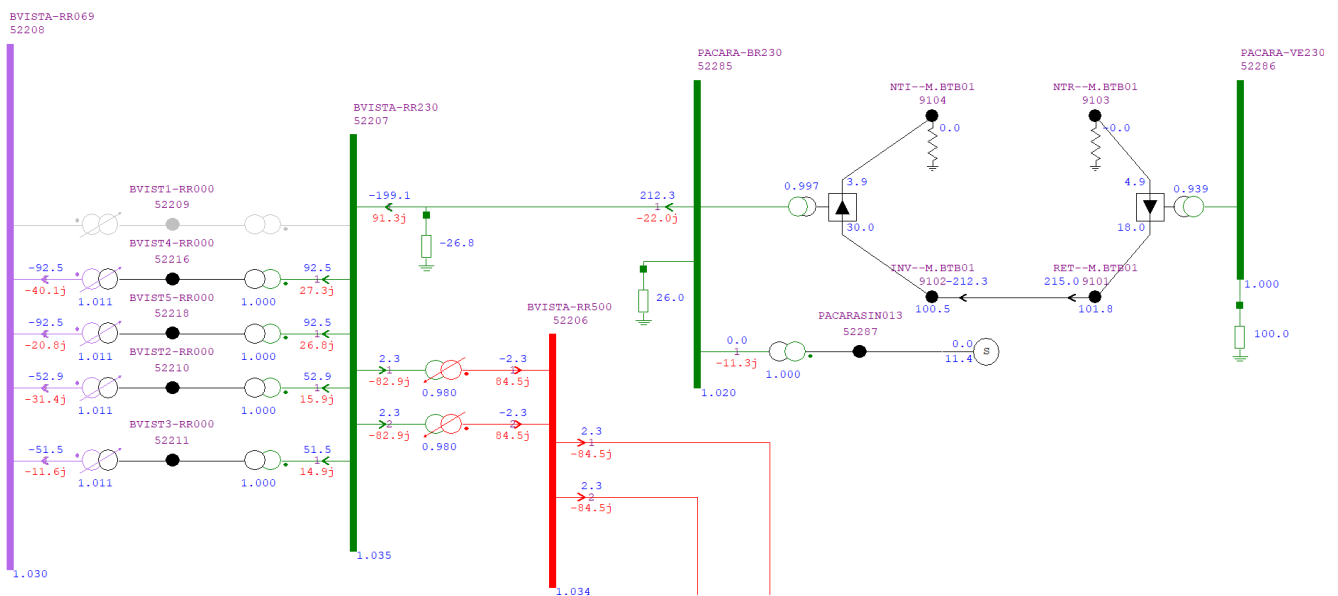


Figura 5-6 – Alternativa 1B - Back-to-Back de 215MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela

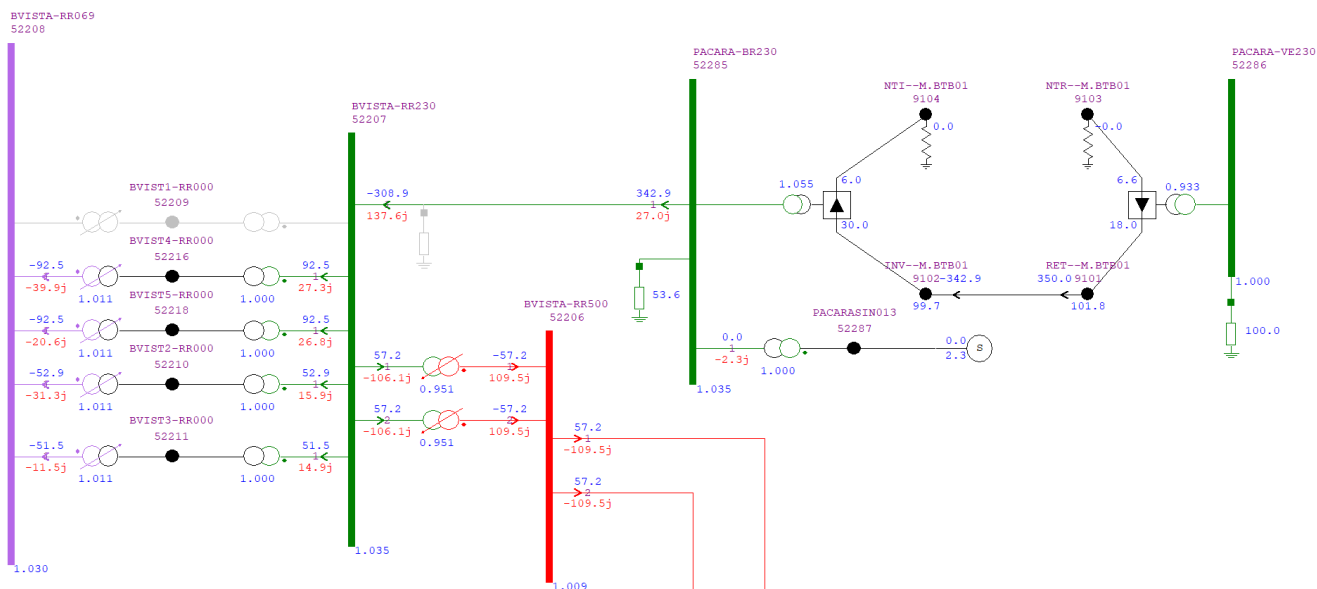


Figura 5-7 – Alternativa 1C - Back-to-Back de 350 MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela

Da mesma forma, a Figura 5-8, a Figura 5-9 e a Figura 5-10 mostram o perfil de tensão e de carregamento do sistema para cada uma das três topologias mostradas na Figura 5-4 para o cenário em que o Brasil está exportando energia para a Venezuela. Vale ressaltar que no caso em que a potência da conversora é de 350 MW, é necessária a instalação de bancos de capacitores que totalizam 100 Mvar na SE Pacaraima 230 kV para a manter a tensão dentro dos limites estabelecidos. Além disso, nota-se que nessa configuração, analogamente ao que foi observado para a operação no sentido da Venezuela para o Brasil, ocorre a perda de 35 MW na LT 230 kV Boa Vista – Pacaraima, o equivalente a cerca de 10% da energia transmitida. Portanto, caso sejam confirmados os parâmetros unitários desta Linha de Transmissão mostrados na NT [2], pode-se concluir que a transmissão de 350 MW não constitui uma operação otimizada da interligação.

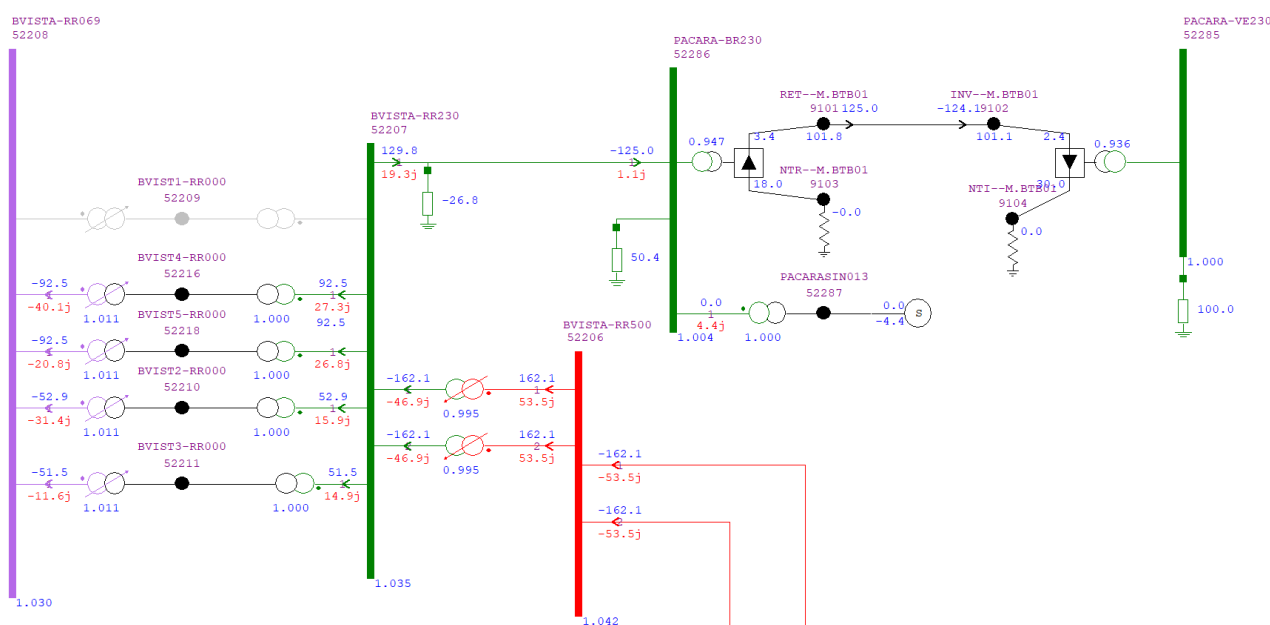


Figura 5-8 – Alternativa 1A - Back-to-Back de 350 MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela

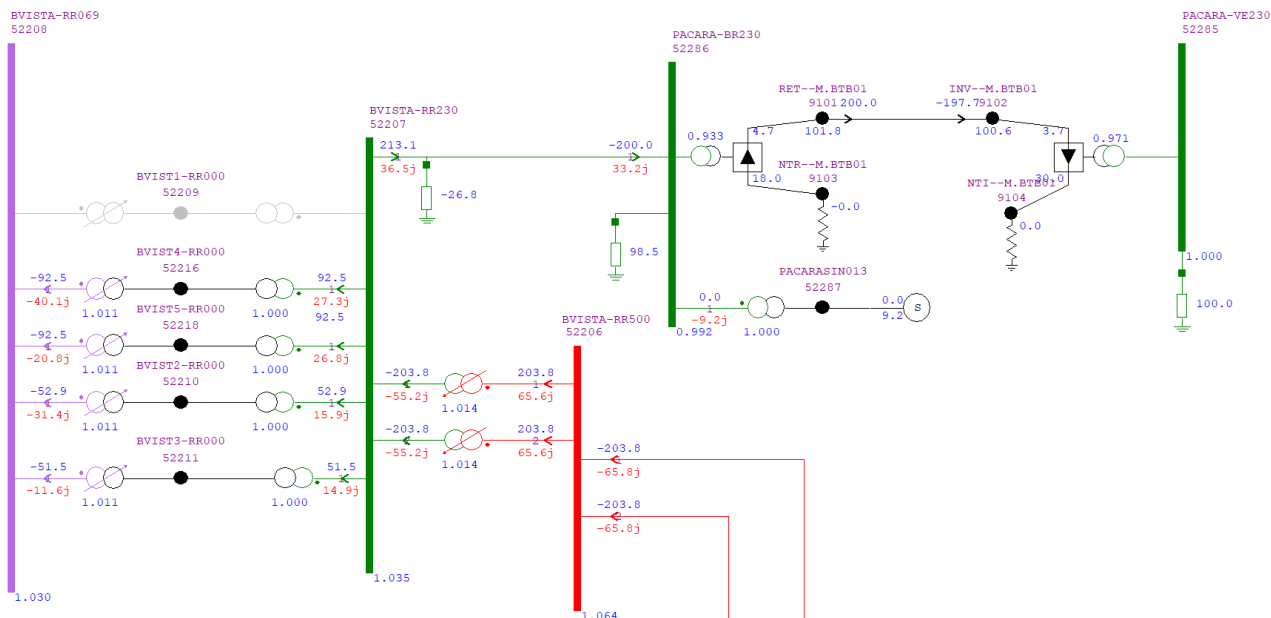


Figura 5-9 – Alternativa 1B - Back-to-Back de 350 MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela

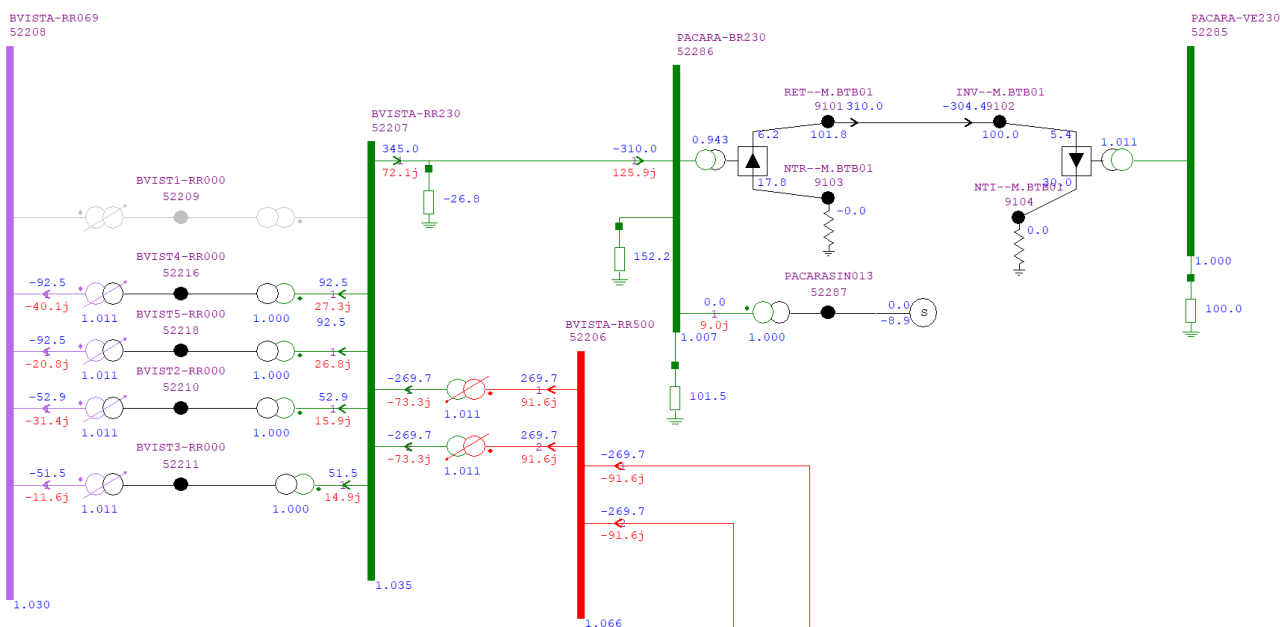


Figura 5-10 – Alternativa 1C - Back-to-Back de 350 MW - LCC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela

5.2.2 Conversora do tipo VSC

Conversores do tipo *back-to-back* VSC representam uma tecnologia mais recente na área da eletrônica de potência e utilizam dispositivos semicondutores capazes de controlar o disparo e o bloqueio de corrente. São capazes de trabalhar nos quatro quadrantes do círculo de potência e realizar o controle independente das potências ativa e reativa. Por essa razão, podem atuar também no controle de tensão do ponto ao qual estão conectados. Além disso, não geram uma quantidade significativa de harmônicos o que reduz a necessidade da instalação de filtros AC, e consequentemente, a área necessária para a instalação desse equipamento.

Dentre as diversas características presentes nos conversores VSC, duas são particularmente importantes no contexto do estudo da interligação Brasil-Venezuela:

➤ Capacidade de operar em redes fracas

Diferentemente do conversor LCC, conversores VSC são capazes de operar em redes fracas, tal qual a região de Pacaraima, conforme mostrado na seção 5.2.1. Portanto, no caso de um conversor VSC, não seria necessária, em princípio, a instalação de compensadores síncronos para elevar o nível de curto da região. No entanto, serão necessários estudos de detalhamento para ratificar a viabilidade final desse tipo de conexão.

➤ Controle Local de tensão

O conversor do tipo VSC pode operar mesmo sem a transmissão de fluxo de potência ativa. Nesse caso, funcionaria de forma equivalente a um STATCOM e auxiliaria no controle de tensão no seu ponto de conexão. Essa funcionalidade poderia ser útil, por exemplo, em um contexto de paralização do comércio de energia entre Brasil e Venezuela, situação na qual o conversor continuaria operando como suporte de tensão à rede local.

Nesse sentido, ao contrário das soluções do tipo LCC, não é requerida, em princípio, a instalação de compensação síncrona para aumento do SCR.

A Figura 5-11 ilustra as três alternativas de potência nominal consideradas para a conversora *back-to-back* do tipo VSC.

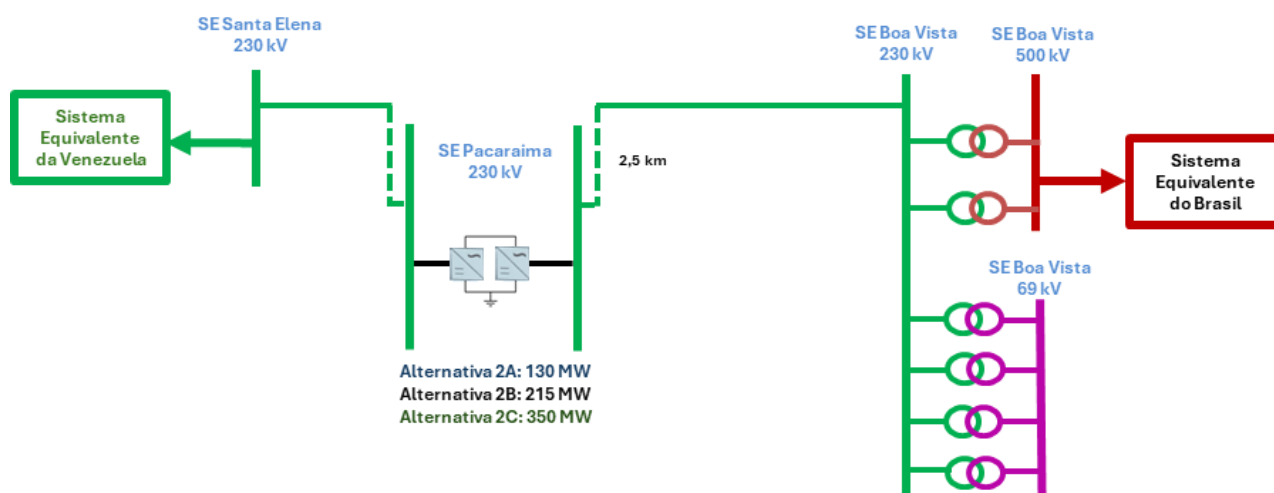


Figura 5-11 - Diagrama da solução utilizando *Back-to-back* – tecnologia VSC

Foram analisados os perfis de tensões e de carregamento do sistema para cada uma das três topologias mostradas na Figura 5-11 para o cenário em que o Brasil está importando energia da Venezuela, e os resultados são mostrados na Figura 5-12, na Figura 5-13 e na Figura 5-14. Nessa análise foi considerado o conversor do tipo VSC, do ponto de vista do sistema brasileiro, representado como uma fonte de potência ativa que contribui com o controle local de tensão, respeitando-se os limites operativos do equipamento. Não foram identificadas violações para os casos analisados.

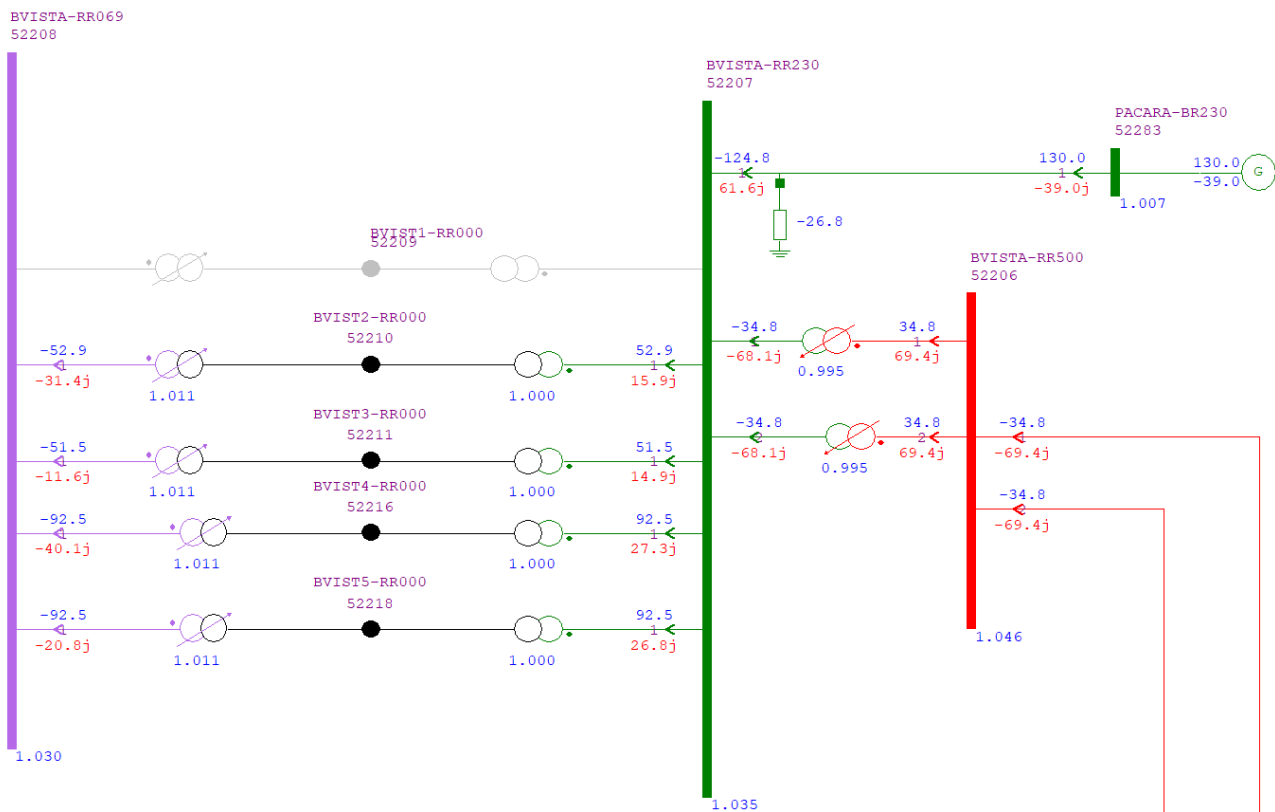


Figura 5-12 – Alternativa 2A - *Back-to-Back* de 130 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela

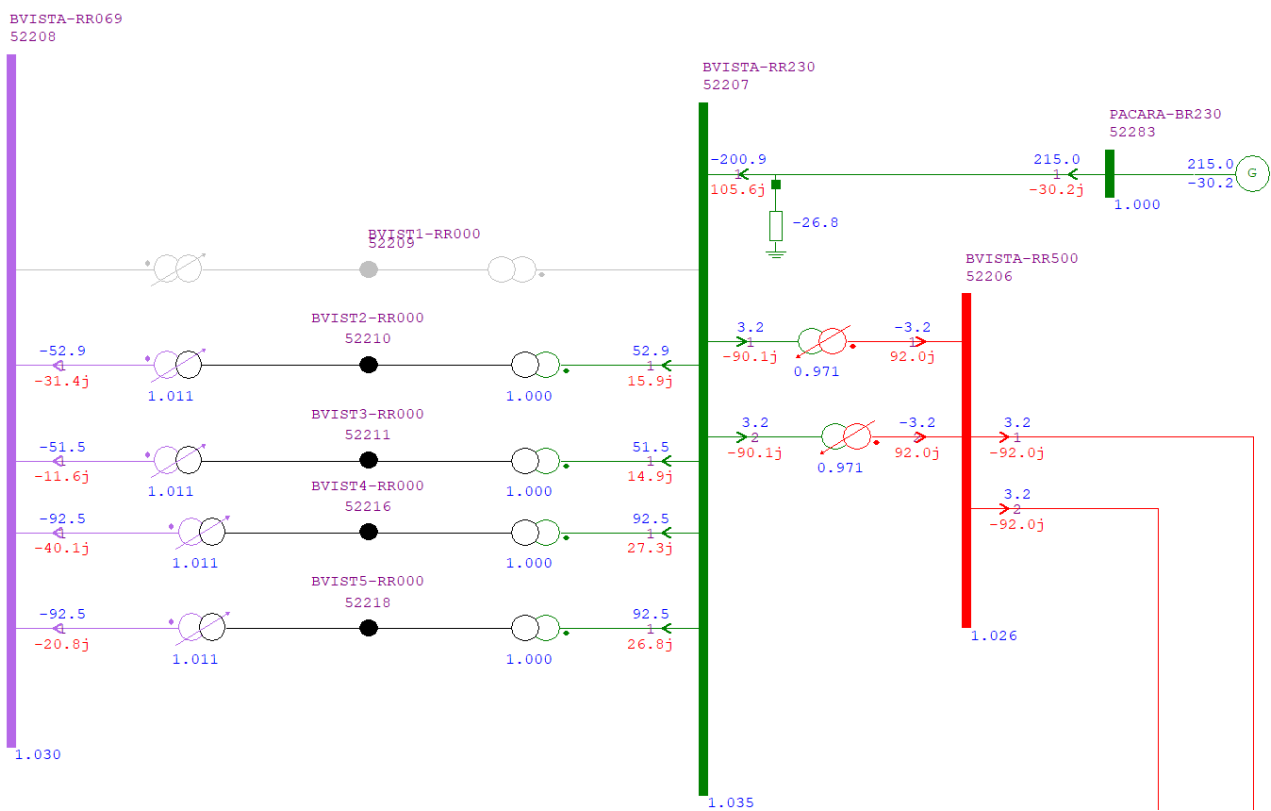


Figura 5-13 – Alternativa 2B - *Back-to-Back* de 215 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela

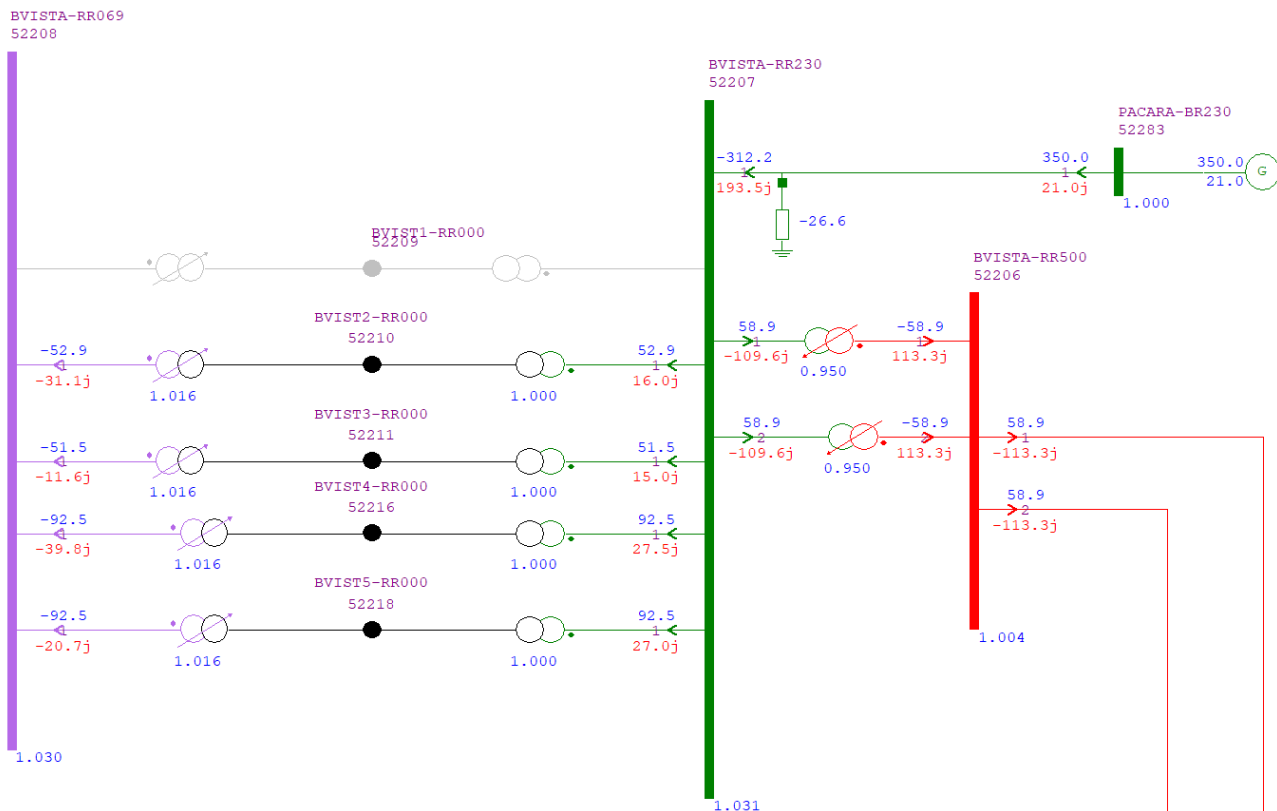


Figura 5-14 – Alternativa 2C - Back-to-Back de 350 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Importação de energia da Venezuela

Foram avaliados também os cenários nos quais o Brasil exporta energia para a Venezuela, e os resultados são mostrados na Figura 5-15, Figura 5-16 e Figura 5-17. Assim como no caso do conversor LCC mostrado na seção 5.2.1, para o caso em que a potência da conversora é de 350 MW, é necessária a instalação de bancos de capacitores que totalizam 100 Mvar na SE Pacaraima 230 kV para a manter a tensão dentro dos limites estabelecidos, e também são observadas perdas elevadas (acima de 10% da potência transmitida) na LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena. Novamente, pode-se concluir que a transmissão de 350 MW para essa Linha de Transmissão não constitui uma operação otimizada dessa interligação.

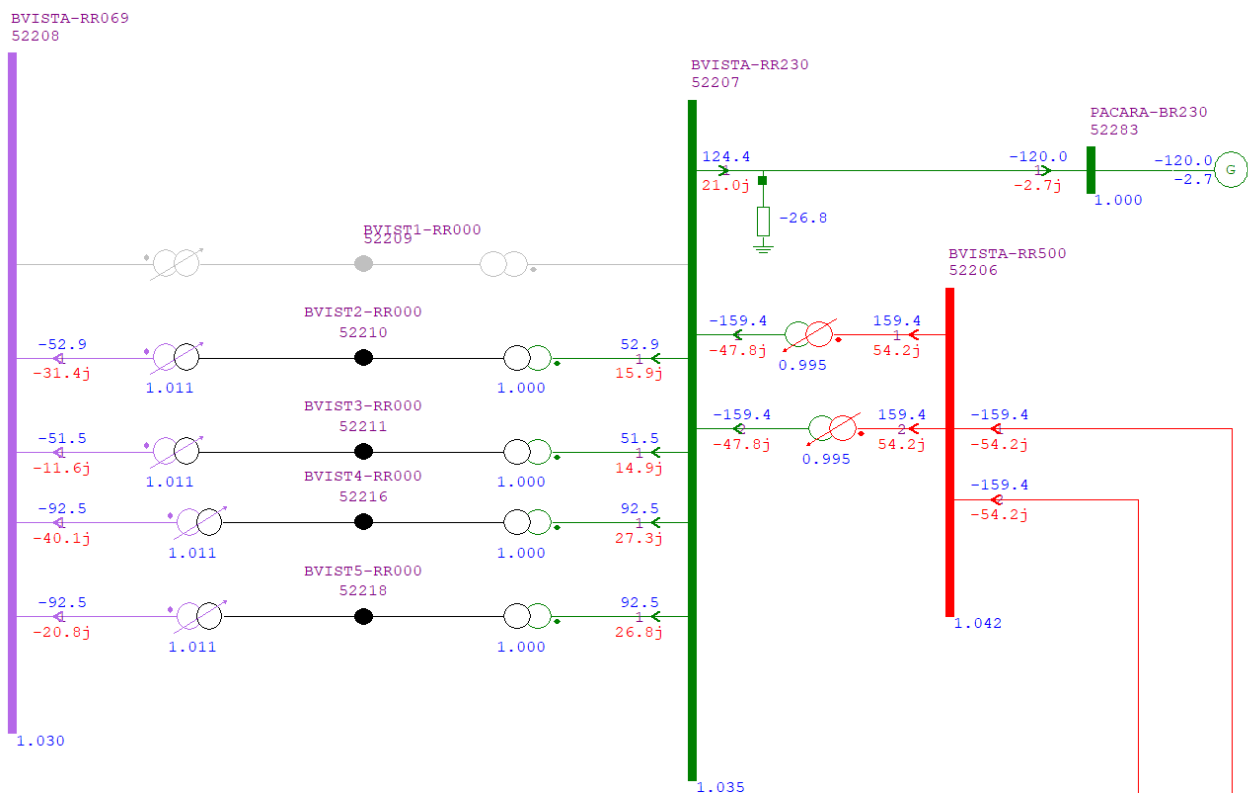


Figura 5-15 – Alternativa 2A - Back-to-Back de 130 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela

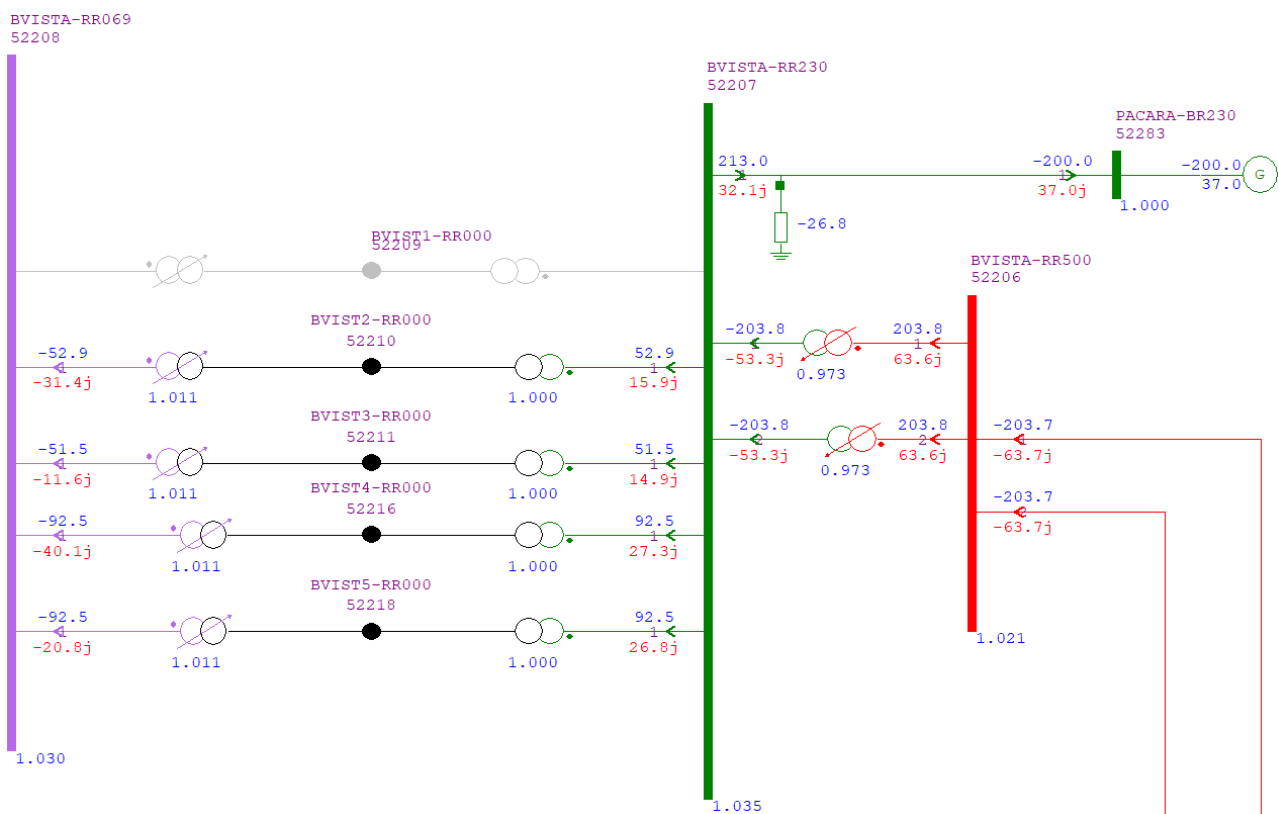


Figura 5-16 – Alternativa 2B - Back-to-Back de 215 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela

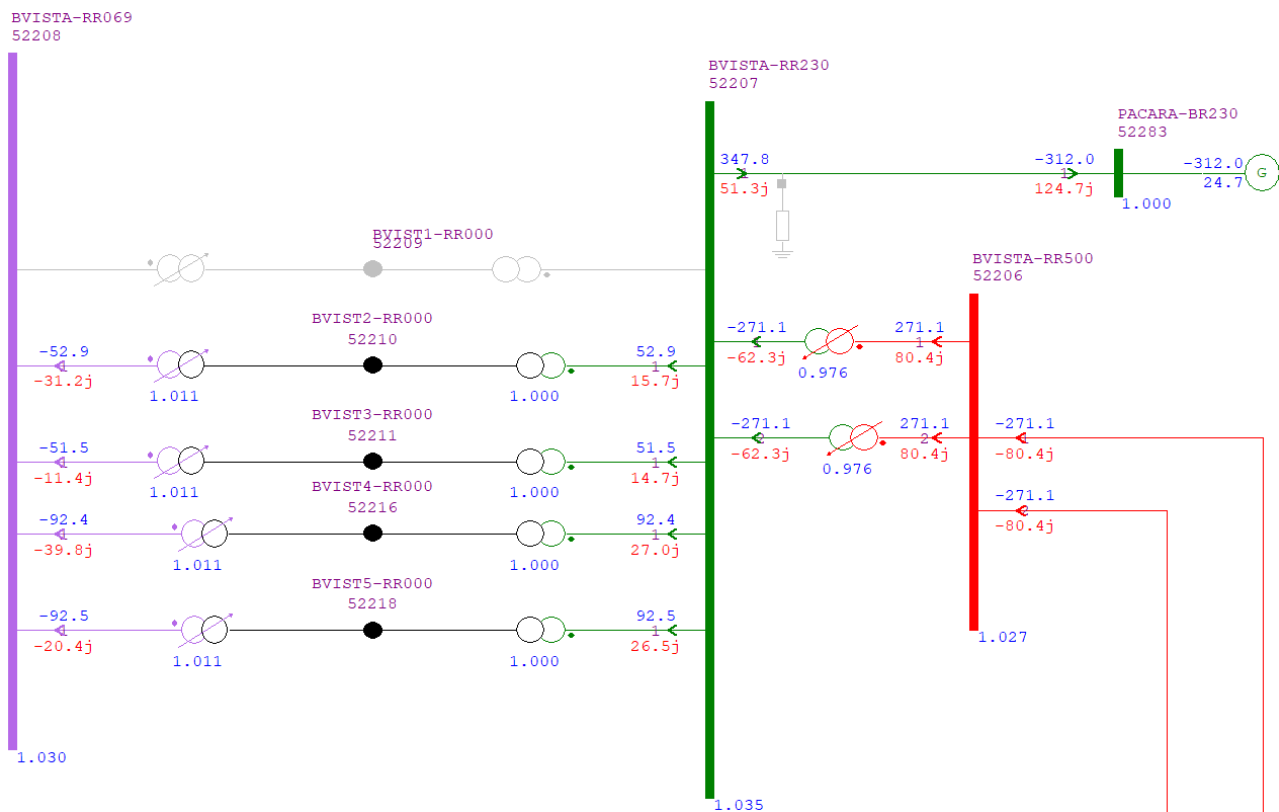


Figura 5-17 – Alternativa 2C - *Back-to-Back* de 350 MW - VSC – Ano 2033 – Patamar de carga Máxima Noturna – Exportação de energia para a Venezuela

6 ESTIMATIVA DE CUSTOS

Para a comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: “Base de Referência de Preços ANEEL – Janeiro/2025” [12], utilizado o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano 2062.

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2032, data mais otimista para a entrada em operação do sistema CA/CC/CA entre Boa Vista e Santa Elena, com taxa de retorno de 8 % ao ano. Salienta-se, no entanto, que esses são valores de referência, compostos por custos médios de mercado, e utilizados apenas para comparação de alternativas em estudos de planejamento, não servindo como base para orçamentos executivos do empreendimento.

Para a estimativa dos custos associados à transmissão assíncrona, realizada por meio de um conversor CA/CC/CA do tipo *back-to-back*, foi realizada uma consulta junto aos fabricantes.

Por fim, com relação aos compensadores síncronos, necessários nas alternativas que envolvam a tecnologia LCC, foram adotados custos obtidos nos editais do Leilão de Transmissão 01/2022, atualizados monetariamente para 2025.

Portanto, para cada um dos valores possíveis de limites de carregamento da LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena descritos no capítulo 5, são apresentados nas tabelas a seguir a comparação econômica das alternativas utilizando as tecnologias LCC e VSC. O detalhamento desses valores pode ser verificado no Anexo 10.1.

6.1 Estação Conversora *Back-to-Back* de 130 MW (LCC vs VSC)

De acordo com a Tabela 6-1, observa-se que as Alternativas 1A e 2A apresentam desempenho técnico-econômico equivalentes, com custos de investimentos diferindo em menos de 5 %, caracterizando um empate técnico entre as duas alternativas.

Tabela 6-1 – Alternativas 1A e 2A - Custo de investimento (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	%	Ordem
Alternativa 1A (LCC)	1.922.730,87	100,00%	1º
Alternativa 2A (VSC)	1.969.847,27	102,50%	2º

6.2 Estação Conversora *Back-to-Back* de 215 MW (LCC vs VSC)

De acordo com a Tabela 6-2, observa-se que a Alternativa 2B apresenta desempenho técnico-econômico superior ao da Alternativa 1B, sendo portanto, a Alternativa mais indicada para uma possível conexão assíncrona entre Brasil e Venezuela, levando-se em consideração o cenário no qual a LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena tenha capacidade de exportação/importação de 215 MW.

Tabela 6-2 – Alternativas 1B e 2B - Custo de investimento (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	%	Ordem
Alternativa 1B (LCC)	2.212.635,91	106,65%	2º
Alternativa 2B (VSC)	2.074.704,47	100%	1º

6.3 Estação Conversora *Back-to-Back* de 350 MW (LCC vs VSC)

De acordo com a Tabela 6-3, observa-se que a Alternativa 2C apresenta desempenho técnico-econômico superior ao da Alternativa 1C, sendo, portanto, a Alternativa mais indicada para uma possível conexão assíncrona entre Brasil e Venezuela, levando-se em consideração o cenário no qual a LT 230 kV Boa Vista – Santa Elena tenha capacidade de exportação/importação de 350 MW.

Tabela 6-3 – Alternativas 1C e 2C – Custo de investimento (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	%	Ordem
Alternativa 1C (LCC)	2.675.845,62	121,10%	2º
Alternativa 2C (VSC)	2.209.470,71	100,50%	1º

6.4 Comparação final dos investimentos

A Tabela 6-4 mostra um comparativo final dos montantes de investimento considerados para cada uma das alternativas.

Tabela 6-4 – Comparação final dos montantes de investimento

	Alternativa	Potência (MW)	Valor de Investimento Previsto (R\$)
Nova SE Conversora Pacaraima (BtB LCC)	1A	130	1.922.730,87
	1B	215	2.212.635,91
	1C	350	2.675.845,62
Nova SE Conversora Pacaraima (BtB VSC)	2A	130	1.969.847,27
	2B	215	2.074.704,47
	2C	350	2.209.470,71

7 ANÁLISE DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO

Caso seja adotada a opção descrita na seção 5.2, isto é, conexão assíncrona entre os sistemas do Brasil e da Venezuela através de um conversor do tipo *back-to-back* instalado na nova SE Pacaraima, faz-se necessário avaliar o desempenho do sistema quando da energização e/ou rejeição do novo trecho de LT 230 kV Boa Vista-Pacaraima.

Para essa análise foi utilizada a topologia da rede prevista para o ano de 2032 do PDE 2034 no patamar de carga mínima noturna. Foram considerados os parâmetros elétricos da LT 230 kV existente Boa Vista - Santa Elena contidos na NT [2] e a localização da SE Pacaraima como sendo próxima à fronteira com a Venezuela, o que resultou em duas linhas de transmissão distintas: LT 230 kV Boa Vista- Pacaraima, com aproximadamente 190 km de extensão, inteiramente em território brasileiro; E a LT Pacaraima - Santa Elena, com aproximadamente 5 km de extensão, em território brasileiro e venezuelano. Cumpre notar que, conforme relatado na NT [2], atualmente existe um reator de linha manobrável de 25 Mvar na LT 230 kV Boa Vista - Santa Elena instalado no terminal da SE Boa Vista. Não se vislumbrou a necessidade de realocação desse reator, porém essa conclusão deverá ser ratificada quando da confirmação dos dados elétricos da respectiva LT.

Nessa análise foi considerado um conversor do tipo VSC em operação na SE Pacaraima, o qual, do ponto de vista do sistema brasileiro, foi representado como uma fonte de potência ativa que contribui com o controle local de tensão, respeitando-se os limites operativos do equipamento, conforme descrito na seção 5.2.2. Vale ressaltar que essa aproximação permanece válida mesmo para conversores do tipo LCC, uma vez que já está prevista a instalação de compensadores síncronos na SE Pacaraima para elevar o nível de curto-circuito e auxiliar no controle de tensão naquele ponto da rede, conforme descrito na seção 5.2.1.

A análise de rejeição da LT 230 kV Boa Vista – Pacaraima não apresentou violação dos limites operativos em nenhum dos dois terminais, conforme mostrado na Figura 7-1, Figura 7-2 e Figura 7-3.

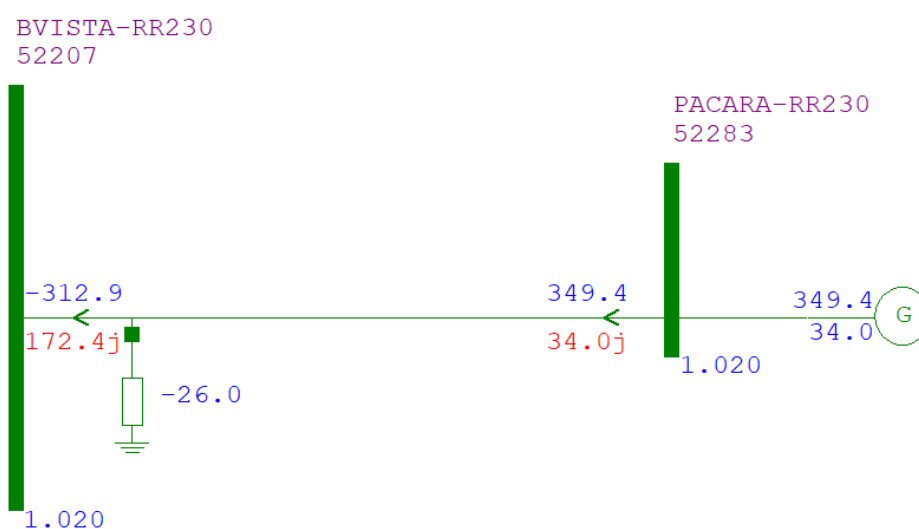


Figura 7-1 – Operação em regime normal da LT Boa Vista-Pacaraima em 2029 – Carga Mínima Noturna – Importação de 350 MW por parte do Brasil

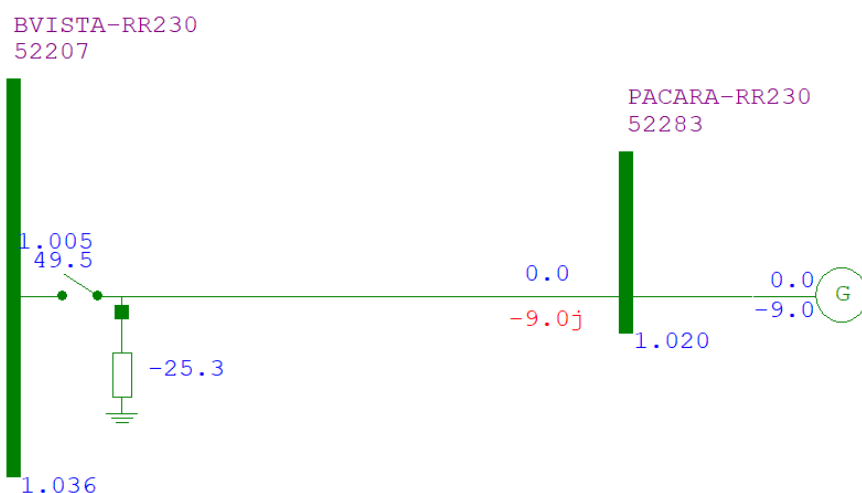


Figura 7-2 – Rejeição da LT Boa Vista-Pacaraima com abertura na SE Boa Vista em 2029 – Carga Mínima Noturna – Importação de 350 MW por parte do Brasil

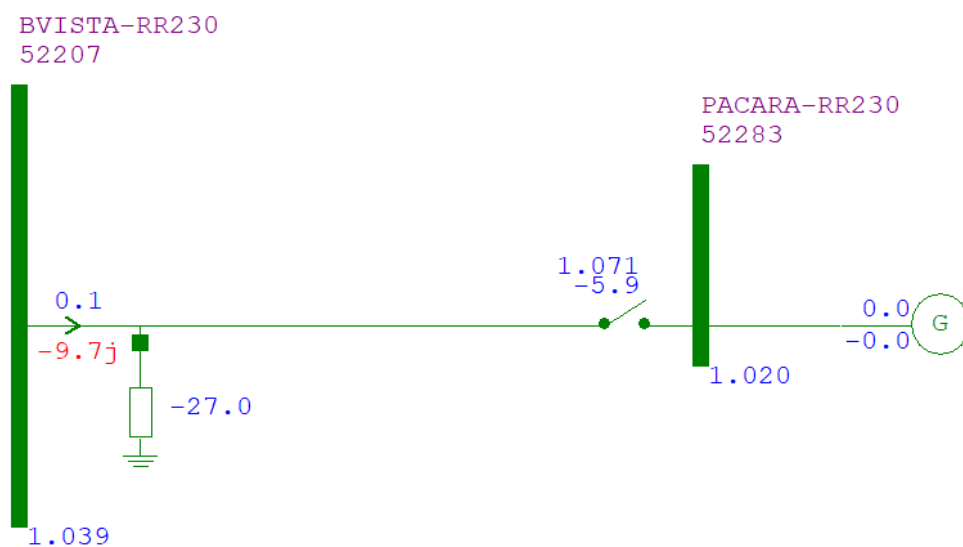


Figura 7-3 – Rejeição da LT Boa Vista-Pacaraima com abertura na SE Pacaraima em 2029 – Carga Mínima Noturna – Importação de 350 MW por parte do Brasil

A análise de energização no sentido Boa Vista → Pacaraima apresentou tensões mais elevadas no terminal da SE Pacaraima, porém ainda dentro dos limites operativos, conforme mostrado na Figura 8-4.

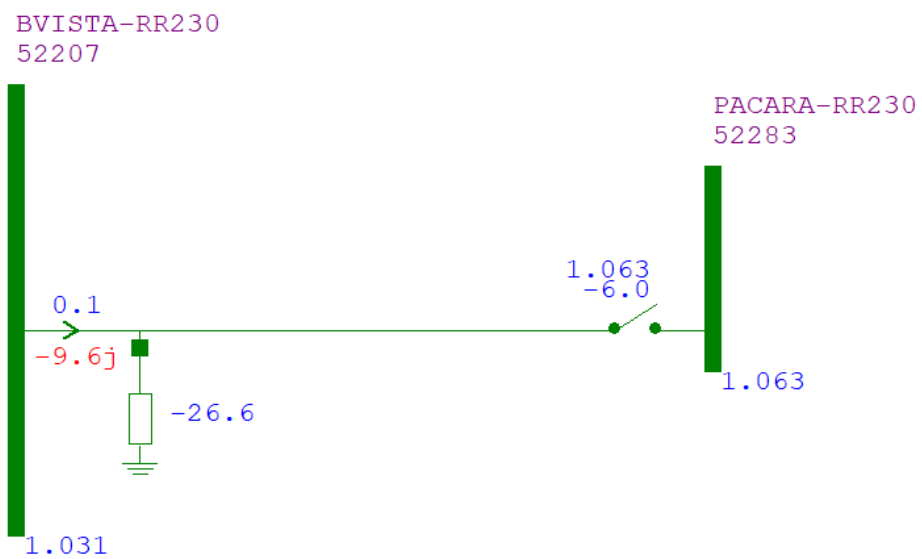


Figura 7-4 – Energização da LT Boa Vista - Pacaraima no sentido Boa Vista → Pacaraima em 2029 – Carga Mínima Noturna

8 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

As áreas referenciais para novas subestações e seccionamentos de linha delimitam locais que, de acordo com as premissas adotadas e informações disponíveis, são consideradas mais adequadas para a seleção de alternativas de terrenos durante a elaboração dos relatórios R3².

Sua localização está vinculada aos estudos elétricos, que indicam locais preliminares que conferem o melhor desempenho elétrico da alternativa de interligação de acordo com a configuração da rede. Esses locais são o ponto de partida para os estudos socioambientais, buscando-se, nos arredores, áreas com menores restrições socioambientais e aspectos físicos favoráveis para a construção da subestação e dos seccionamentos.

A definição das áreas mais promissoras da área referencial para a nova subestação e seccionamento da LT 230 kV Santa Elena - Boa Vista, C1 na SE Pacaraima foi realizada segundo a metodologia de análise de convergência³, com base em interpretação de imagens de satélite e base de dados secundários dos temas socioambientais mais relevantes para a região de estudo.

A caracterização da área referencial de subestação contempla aspectos determinantes para a sua delimitação, representação dos temas principais por mapas e figuras e a localização das áreas de sensibilidade socioambiental e/ou restritivas para a implantação do empreendimento. Ao final, são listadas as recomendações para a escolha do local da subestação no relatório R3.

Para a elaboração da análise socioambiental foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados georreferenciados:

- Aeródromos Públicos e Privados – ANAC
- Unidades de Geração Elétrica – Aneel [15]
- Processos Minerários – ANM [15]
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro – CPRM [16]
- Geodiversidade dos estados – CPRM [17]
- Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas - EPE [18]
- Terras Indígenas – FUNAI [19]
- Unidades de Conservação – MMA [20], ICMBio [21] e Eletrobras [22]
- Projetos de Assentamento Rural – Incra [23]
- Terras Quilombolas – Incra [24]
- Relevo sombreado – INPE [25]

² Ressalta-se que os terrenos poderão se situar em locais externos à área indicada, nos casos em que esta opção se apresentar mais favorável, devendo ser apresentadas justificativas para tal, no(s) respectivo(s) Relatório(s) R3.

³ Baseia-se na análise individual de dois ou mais analistas que, de forma independente, elaboram suas proposições de traçado ou localização de SE. Posteriormente, as propostas locais e respectivos critérios de definição são confrontados e discutidos com vistas à redução de subjetividades, de modo a se convergir para resultados com maior ganho de efetividade na definição de traçados preliminares para comparação de alternativas elétricas, bem como para definição de corredores e áreas referenciais de subestações no âmbito do Relatório R1.

- Sítios arqueológicos georreferenciados – Iphan [26]
- Mapeamento do uso do solo do território brasileiro – MapBiomas [27]
- Rede Viária – OSM [28]

8.1 Caracterização socioambiental das alternativas avaliadas

Do ponto de vista técnico, a construção da subestação próximo à fronteira com a Venezuela consiste na solução que apresenta o melhor desempenho elétrico. Contudo, praticamente toda a área do município fronteiriço de Pacaraima/RR abriga terras indígenas (São Marcos e Raposa Serra do Sol).

Dessa forma, foram avaliadas duas alternativas de região para implantação da nova subestação e do seccionamento de linha, denominadas áreas de interesse: uma próxima ao núcleo urbano de Pacaraima/RR, junto à fronteira com a Venezuela, denominada **Alternativa Pacaraima**, e outra no município de Amajari/RR, próximo ao limite com Pacaraima, fora dos limites da Terra Indígena São Marcos e Anaro, denominada **Alternativa Amajari** (Figura 8-1).

A nova subestação tem área prevista de 181.250 m² (725 m x 250 m) e para os seccionamentos da LT 230 kV Santa Elena - Boa Vista, C1 adotou-se a extensão referencial de 2,5 km cada.

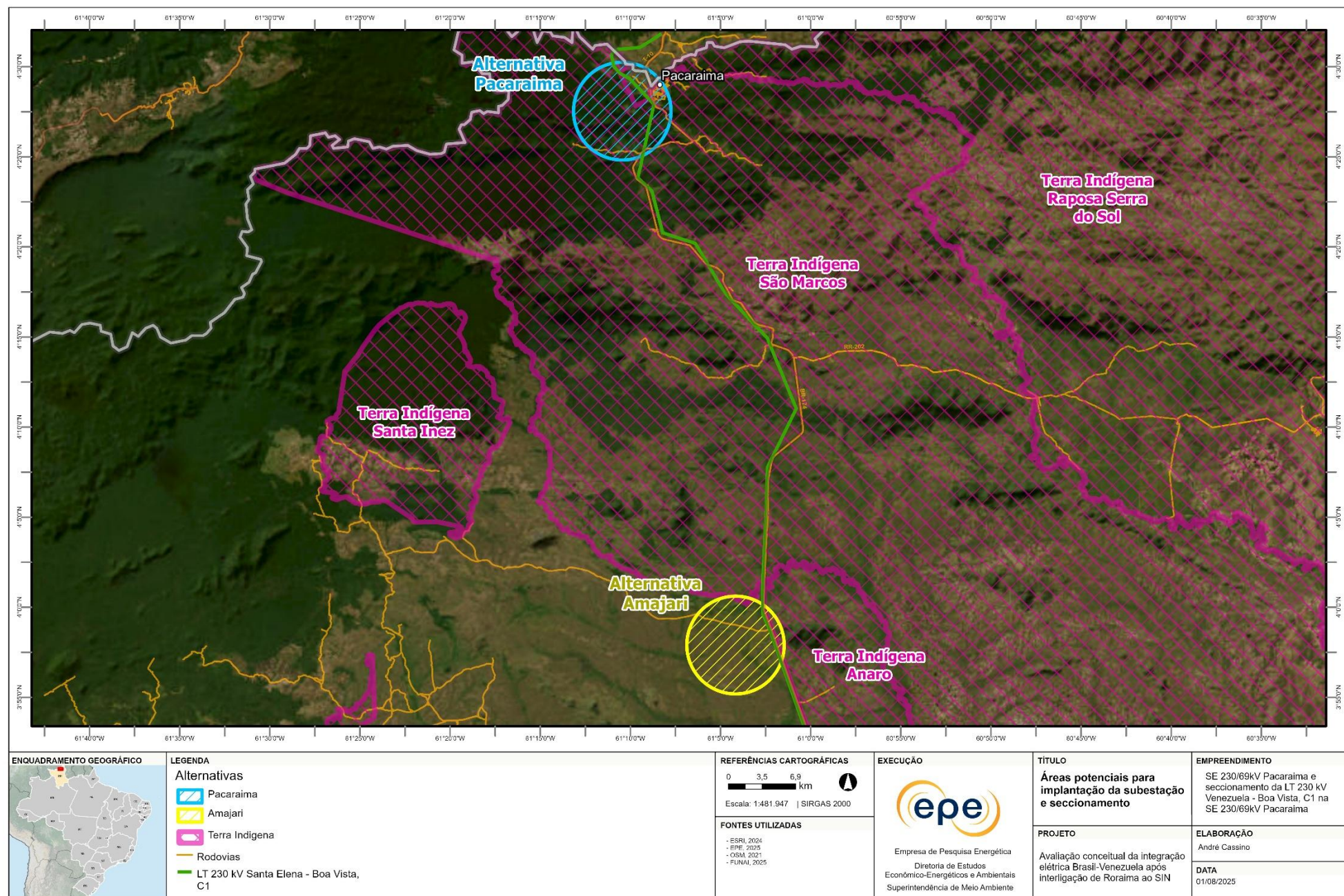


Figura 8-1 – Regiões avaliadas para implantação dos empreendimentos

8.1.1 Alternativa Pacaraima

Para a alternativa Pacaraima foi estabelecido um raio de 5 km a partir do ponto de coordenadas 4° 27' 29" N e 61° 10' 16" O. O perímetro foi definido buscando a proximidade da fronteira com a Venezuela e da linha a ser seccionada (LT 230 kV Santa Elena - Boa Vista, C1), além de possibilitar a indicação de terrenos fora dos limites da Terra Indígena São Marcos, porém dentro de área militar (3º Pelotão Especial Fronteira).

Infraestrutura e localização

A região proposta para implantação dos empreendimentos situa-se integralmente no município de Pacaraima/RR, junto a sua sede, na fronteira com a Venezuela.

A rodovia BR-174 consiste no principal acesso viário da região, ligando a capital Boa Vista a Pacaraima. Destaca-se que há alguns trechos dessa rodovia que não estão pavimentados, o que pode demandar melhorias na rodovia durante a fase de implantação dos empreendimentos.

Como mencionado, o 3º Pelotão Especial Fronteira está inserido na área de interesse, abrigando, além de edificações administrativas do Exército, um aeródromo e a Usina Híbrida Xavantes, com plantas de geração solar fotovoltaica e térmica a diesel (Figura 8-2). Há ainda outras quatro térmicas a diesel, estando uma situada na sede de Pacaraima, às margens da BR-174, e outras três na porção sul da área de interesse.

Destaca-se que a indicação de construção dos empreendimentos em área militar depende de tratativas junto ao Exército Brasileiro.

Vegetação e uso do solo

Dentro da área indicada, há majoritariamente regiões de formação florestal, especialmente zona de relevo acidentado, na porção central, seguidas por áreas de pastagem, concentradas no trecho sul, e por fragmentos de formação campestre, predominantemente na porção norte (Figura 8-3). Destaca-se ainda a presença de trechos com lavouras temporárias e com cultivo de soja, na porção sul da área de interesse. A tabela a seguir apresenta de forma detalhada as áreas das classes de uso do solo na região estudada para a construção dos empreendimentos, conforme informações do Mapbiomas (2023).

Tabela 7.1 – Áreas de Classes de Uso do Solo na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Pacaraima)

Uso do solo	Área (hectare)	Área (%)
Formação Florestal	5.310,59	69,61
Pastagem	979,62	12,84
Formação Campestre	896,95	11,76
Área Urbanizada	301,75	3,96
Outras Lavouras Temporárias	119,07	1,56
Outras Áreas Não Vegetadas	12,51	0,16
Formação Savânica	5,97	0,08
Afloramento Rochoso	1,36	0,02

Uso do solo	Área (hectare)	Área (%)
Rio e Lago	0,92	0,01
Soja	0,51	0,01
TOTAL	7.629,25	100,00

Meio físico e processos minerários

Há na área de interesse três unidades de relevo: chapadas e platôs, na porção norte, escarpas serranas, na porção central, e colinas amplas e suaves, na porção sul (Figura 8-4). Do ponto de vista topográfico, o trecho de escarpas serranas, que faz parte da Serra de Pacaraima, no ambiente do Planaltos das Guianas, representa uma área de restrição para implantação da nova subestação. Portanto, os terrenos mais promissores para construção da SE situam-se nos trechos norte e sul do perímetro.

De acordo com a base de dados da Agência Nacional de Mineração, não há polígonos de processos minerários na região de estudo para implantação dos empreendimentos.

Áreas protegidas e com restrições legais

Conforme mencionado, a Terra Indígena (TI) São Marcos ocupa grande parte da área de interesse, abarcando inclusive a sede do município de Pacaraima. Essa TI foi homologada em 1991, sendo tradicionalmente habitada pelas etnias Taurepang, Macuxi e Wapixana. Portanto, a implantação da subestação e do seccionamento de linha dentro dos limites da TI depende de consulta à Fundação Nacional dos Povos Indígenas (Funai), para avaliação da viabilidade e tratativas junto a esses povos indígenas.

Destaca-se a presença de um sítio arqueológico dentro dos limites do 3º Pelotão Especial Fronteira, próximo da LT 230 kV Santa Elena - Boa Vista, C1.

De acordo com a base de dados consultada, não há unidades de conservação, terras quilombolas, projetos de assentamento rural ou cavernas na área de interesse.

Recomendações para o Relatório R3 (Alternativa Pacaraima)

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 destes empreendimentos, opções de terreno para a nova SE e traçados para o seccionamento, escolhendo-se as alternativas mais viáveis do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição do terreno e diretrizes, frente à elaboração do referido relatório:

1. Considerar o diagrama esquemático da subestação de forma a compatibilizar a diretriz do seccionamento com os espaços reservados para as entradas de linha.
2. Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.

3. Para escolha do terreno referencial da subestação, evitar áreas com adensamento de edificações residenciais, considerando aspectos legais referentes a emissão de ruídos.
4. Estudar de forma criteriosa a seleção do terreno da SE planejada em relação aos aspectos topográficos da região, a fim de evitar sobre custos com movimentações de terra e terraplanagem na fase construtiva, evitando o trecho central do perímetro, em zona de relevo acidentado.
5. Consultar a FUNAI no caso de indicação do terreno da subestação no interior dos limites da Terra Indígena São Marcos.
6. Consultar o Exército Brasileiro no caso de indicação do terreno da subestação no interior dos limites do 3º Pelotão de Fronteira.

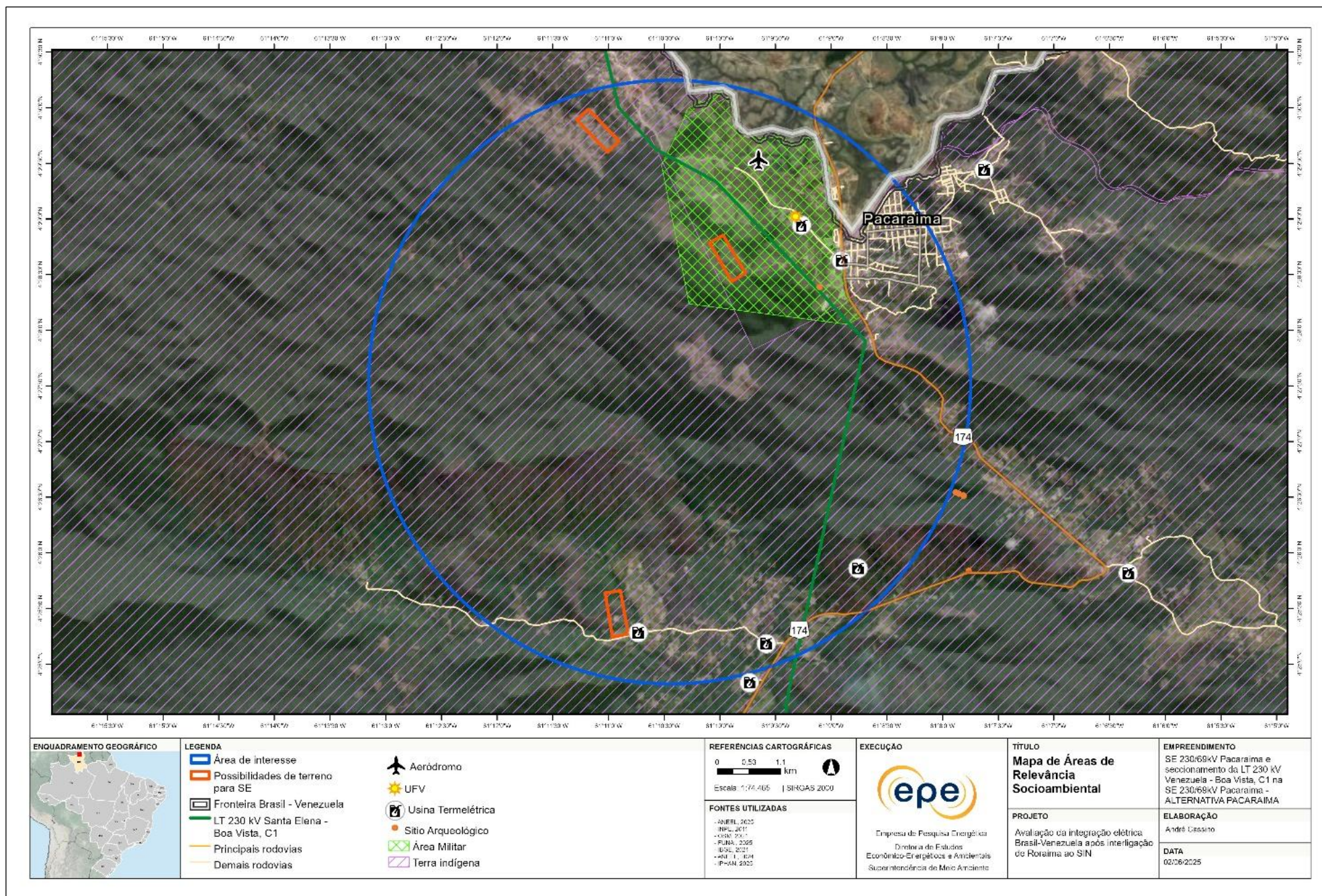


Figura 8-2 – Áreas de Relevância Socioambiental na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Pacaraima)

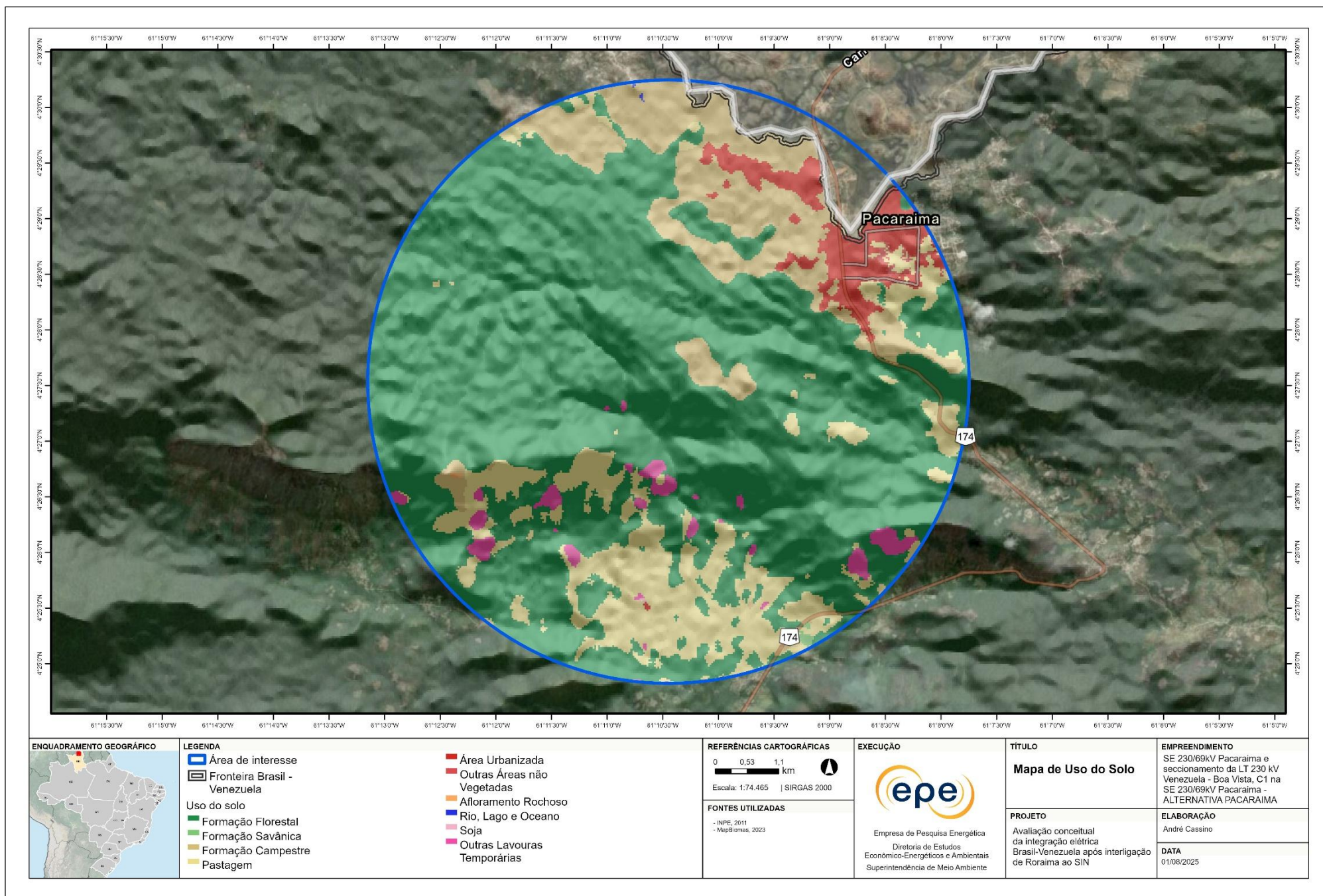


Figura 8-3 – Uso do Solo na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Pacaraima)

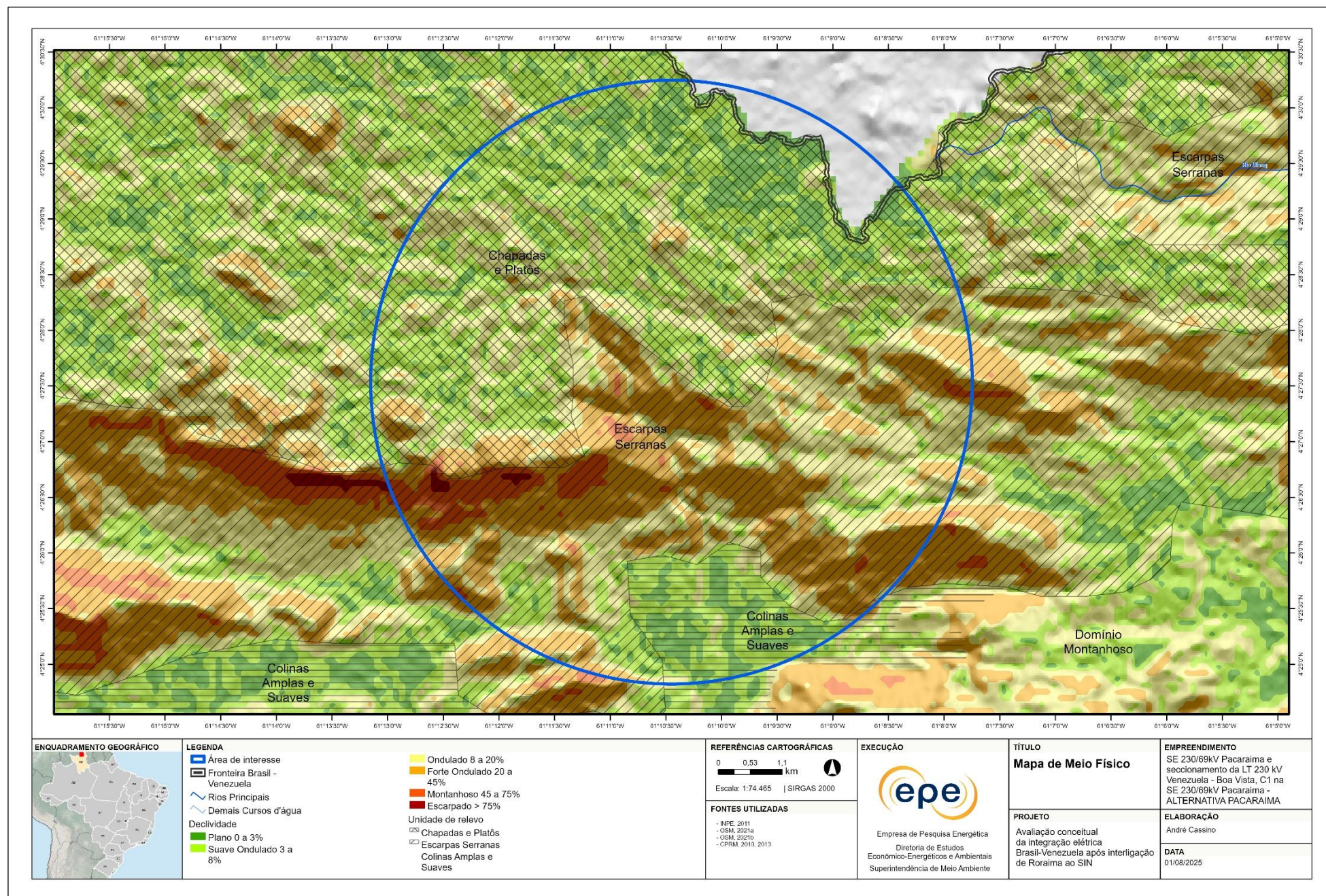


Figura 8-4 – Meio Físico na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Pacaraima)

8.1.2 Alternativa Amajari

Para a alternativa Amajari foi estabelecido um raio de 5 km a partir do ponto de coordenadas 3° 57' 54" N e 61°4'10" O. O perímetro foi definido buscando possibilitar a implantação dos empreendimentos fora dos limites da Terra Indígena São Marcos e Anaro.

Infraestrutura e localização

A região proposta para implantação dos empreendimentos situa-se no município de Amajari, em Roraima.

A rodovia BR-174, também consiste no principal acesso viário da região, havendo trechos não pavimentados, o que pode demandar melhoria na rodovia durante a fase de implantação dos empreendimentos.

Destaca-se também dentro da região proposta e passando paralelo à rodovia BR-174, a linha de transmissão 230 kV – Santa Elena – Boa Vista (C1), a ser seccionada.

Vegetação e uso do solo

Dentro da área indicada há majoritariamente regiões de formação campestre, seguidas por áreas de lavouras temporárias concentradas na porção nordeste e por campos alagados dispersos entre as áreas norte e sudeste (Figura 8-6). Além disso, ainda na parte norte, há um curto trecho de vegetação nativa de formação florestal. A tabela a seguir apresenta de forma detalhada as áreas das classes de uso do solo na região estudada para a implantação dos empreendimentos, conforme informações do Mapbiomas (2023).

Tabela 7.2 – Áreas de Classes de Uso do Solo na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Amajari)

Uso do solo	Área (hectare)	Área (%)
Formação Campestre	7.584,08	96,592
Outras Lavouras Temporárias	111,14	1,416
Campo Alagado	91,18	1,161
Formação Florestal	57,19	0,728
Formação Savânica	6,37	0,081
Pastagem	1,53	0,019
Soja	0,13	0,002
Rio e Lago	0,06	0,001
TOTAL	7.851,68	100,00

Meio físico e processos minerários

A região de interesse do empreendimento é predominantemente plana, seguida por algumas áreas de *inselbergs* e relevos residuais, sobretudo, nas porções noroeste e sul (Figura 8-7). Vale ressaltar também a presença de áreas sujeitas a inundações cobrindo parte do relevo nos trechos sudeste e sudoeste da região analisada, o que implica na necessidade de estudos de engenharia civil para adotar medidas de contorno em uma eventual construção. Destaca-se que a área de interesse

abrange dois polígonos de processos minerários, sendo um de cobre e outro de minério de ouro, ambos na fase de requerimento de pesquisa (ANM, 2025).

Áreas protegidas e com restrições legais

De acordo com a base de dados consultada, não há unidades de conservação, terras quilombolas, projetos de assentamento rural ou cavernas na área de interesse. *Destaca-se que o polígono estabelecido para a área de interesse intercepta pequenos trechos das terras indígenas Anaro e São Marcos, que devem ser desconsiderados para a definição do terreno da subestação e traçados do seccionamento.*

Recomendações para o Relatório R3 (Alternativa Amajari)

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 destes empreendimentos, opções de terreno para a nova SE e traçados para o seccionamento, escolhendo-se as alternativas mais viáveis do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição do terreno e diretrizes, quando da elaboração do referido relatório:

1. Considerar o diagrama esquemático da subestação de forma a compatibilizar a diretriz do seccionamento com os espaços reservados para as entradas de linha.
2. Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.
3. Para escolha do terreno da subestação, evitar áreas alagáveis e sujeitas a inundações.
4. Os pequenos trechos das terras indígenas Anaro e São Marcos abrangidos pelo polígono da área de interesse devem ser desconsiderados para a definição do terreno da subestação e traçados do seccionamento.

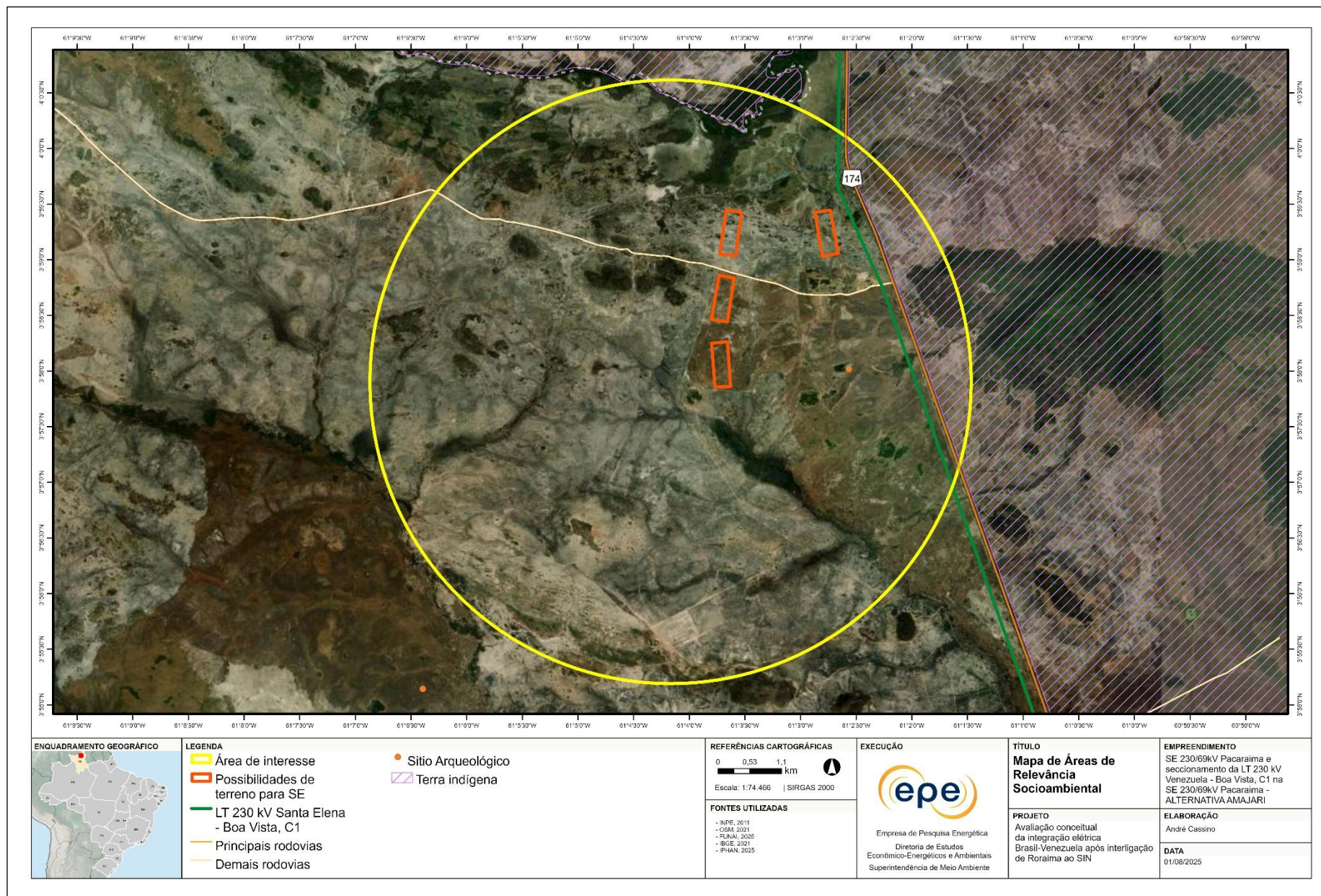


Figura 8-5 – Áreas de Relevância Socioambiental na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Amajari)

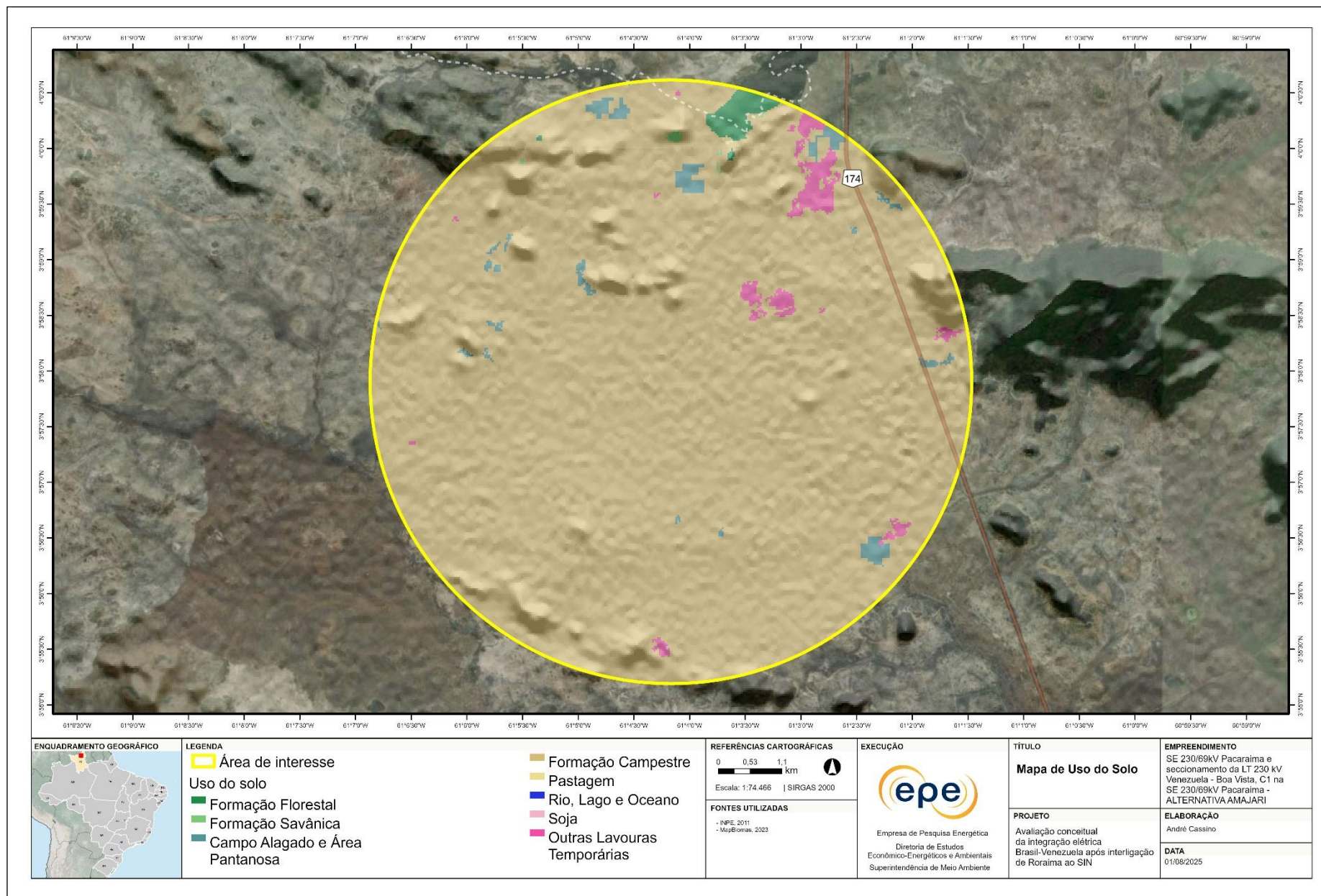


Figura 8-6 – Uso do Solo na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Amajari)

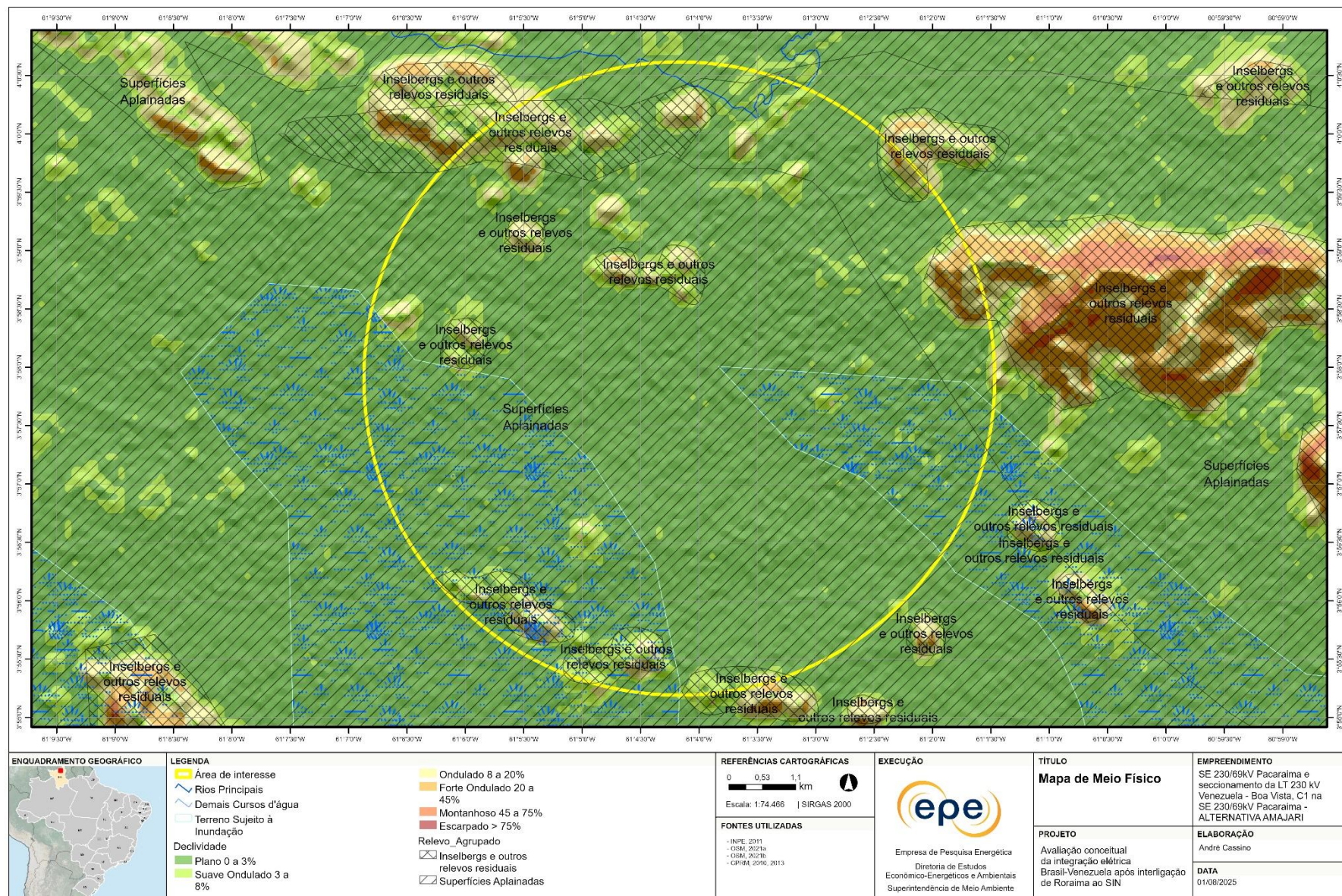


Figura 8-7 – Meio Físico na Região de Implantação dos Empreendimentos (Alternativa Amajari)

9 REFERÊNCIAS

- [1] EPE-DEE-RE-047/2010 - "Estudo da Interligação Boa Vista-Manaus"
- [2] RT-ONS DPL 0646/2023 - "Estudos pré-operacionais para integração da LT 230 kV Boa Vista - Santa Elena"
- [3] EPE-DEE-NT-073/2017 - ONS NT 0143/2017 - "Definição das características elétricas para o leilão de suprimento a Roraima"
- [4] Ata de reunião da 300ª Reunião Ordinária do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)
- [5] Ofício-Circular 6/2025/DPOTI/SNTEP-MME - "Complemento ao Ofício nº 117/2022/SPE-MME - "Estudos para atendimento às Capitais dos Estados do Amazonas e Roraima com redução de geração térmica local como reserva operativa.""
- [6] NT-ONS DPL 0024/2025 - Análise Qualitativa da Interligação do SIN com o Sistema Elétrico da Venezuela
- [7] RT-ONS DGL 0033/2025, Jan/25 - Parecer sobre a operação durante o teste da importação de energia da Venezuela para Roraima
- [8] RT-ONS DGL 0052/2025, Fev/25 - Parecer sobre a operação durante o teste da importação de energia da Venezuela para Roraima
- [9] RT-ONS DPL 0523/2024 - Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN PAR/PEL 2024 - Ciclo 2025-2029 - Volume III - TOMo 16 - Roraima
- [10] MPO - Regulamento internacional de operação ONS/CORPOELEC - Operação Interligação Internacional Boa Vista- Santa Elena - Módulo 5, Fev/25
- [11] 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.
- [12] "Base de Referência de Preços ANEEL" – 01/2025
- [13] Anac. Agência Nacional de Aviação Civil, 2022. Cadastro de Aeródromos públicos e privados. Disponível em: <https://www.anac.gov.br/aceso-a-informacao/dados-abertos/areas-de-atuacao/aerodromos>. Acesso em: abril de 2025.
- [14] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2025. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL). Localização de Usinas Elétricas em operação e planejadas. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>. Acesso em: julho de 2025.
- [15] ANM. Agência Nacional de Mineração, 2025. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso em: junho de 2025.
- [16] CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2010. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao->

Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html. Acesso em: dezembro de 2024.

- [17] CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2013. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <https://geosgb.cprm.gov.br/>. Acesso em: agosto de 2022.
- [18] EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2025. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: julho de 2025.
- [19] Funai. Fundação Nacional do Índio, 2025. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: junho de 2025.
- [20] MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2025. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: junho de 2025.
- [21] ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2025. Base de dados do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso: maio de 2025.
- [22] Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro. versão: fevereiro de 2011.
- [23] Incra. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2025. Projetos de Assentamento Rural. Disponível em: <http://acervofundiario.incr.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: junho de 2025.
- [24] Incra. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2025. Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofundiario.incr.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: junho de 2025.
- [25] Inpe. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011. Relevo sombreado. Disponível em: <http://www.dsr.inpe.br/topodata/acesso.php>. Acesso: dezembro de 2024.
- [26] Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2025. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/cna/pagina/detalhes/1227>. Acesso em: abril de 2025.
- [27] Mapbiomas, 2023. Projeto MapBiomas – Coleção 9 da Série Anual de Mapas de Cobertura e Uso de Solo do Brasil. Disponível em: <https://mapbiomas.org>. Acesso em: outubro de 2024.
- [28] OSM. Open Street Map, 2021a. Rede Viária. Disponível em:
https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps.
Acesso em: maio de 2021.

10 ANEXOS

10.1 Estimativas de Investimentos das Alternativas

Tabela 10-1 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.922.730,87	1.922.730,87	170.791,25	1.922.730,87
SE 230 kV PACARAIMA (Nova)						1.894.129,16	1.894.129,16	168.250,63	1.894.129,16
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9791,57	19.583,14	19.583,14	1.739,52	19.583,14
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	5890,49	5.890,49	5.890,49	523,24	5.890,49
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7798,08	7.798,08	7.798,08	692,68	7.798,08
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9874,94	19.749,88	19.749,88	1.754,33	19.749,88
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4					2,0				
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	13568,11	13.568,11	13.568,11	1.205,22	13.568,11
COMPENSADOR SÍNCRONO - 230 kV - -27/45 MVAR		2032	2,0	1,0	56919,23	113.838,46	113.838,46	10.111,98	113.838,46
SISTEMA HVDC - LCC		2032	1,0	1,0	1713701,00	1.713.701,00	1.713.701,00	152.223,66	1.713.701,00
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 1 (Ampliação/Adequação)						14.540,90	14.540,90	1.291,63	14.540,90
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18	2.231,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	11131,72	11.131,72	11.131,72	988,80	11.131,72
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65	1.178,10
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 2 (Ampliação/Adequação)						14.060,82	14.060,82	1.248,99	14.060,82
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18	2.231,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	10651,64	10.651,64	10.651,64	946,16	10.651,64
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65	1.178,10

Tabela 10-2 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.969.847,27	1.969.847,27	174.976,48	1.969.847,27
SE 230 kV PACARAIMA (Nova)						1.941.245,56	1.941.245,56	172.435,86	1.941.245,56
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9874,94	19.749,88	19.749,88	1.754,33	19.749,88
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4					2,0				
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3534,30	3.534,30	3.534,30	313,94	3.534,30
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	13510,50	13.510,50	13.510,50	1.200,10	13.510,50
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7798,08	7.798,08	7.798,08	692,68	7.798,08
SISTEMA HVDC - VSC		2032	1,0	1,0	1896652,80	1.896.652,80	1.896.652,80	168.474,80	1.896.652,80
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 1 (Ampliação/Adequação)						14.540,90	14.540,90	1.291,63	14.540,90
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18	2.231,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	11131,72	11.131,72	11.131,72	988,80	11.131,72
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65	1.178,10
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 2 (Ampliação/Adequação)						14.060,82	14.060,82	1.248,99	14.060,82
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18	2.231,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	10651,64	10.651,64	10.651,64	946,16	10.651,64
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65	1.178,10

Tabela 10-3 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1B

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						2.212.635,91	2.212.635,91	196.542,77	2.212.635,91
SE 230 kV PACARAIMA (Nova)						2.184.034,20	2.184.034,20	194.002,15	2.184.034,20
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9791,57	19.583,14	19.583,14	1.739,52	19.583,14
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	5890,49	5.890,49	5.890,49	523,24	5.890,49
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9874,94	19.749,88	19.749,88	1.754,33	19.749,88
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	13568,11	13.568,11	13.568,11	1.205,22	13.568,11
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7798,08	7.798,08	7.798,08	692,68	7.798,08
COMPENSADOR SÍNCRONO - 230 kV - -90/150 MVAR		2032	2,0	1,0	124306,25	248.612,50	248.612,50	22.083,61	248.612,50
SISTEMA HVDC - LCC		2032	1,0	1,0	1868832,00	1.868.832,00	1.868.832,00	166.003,55	1.868.832,00
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 1 (Ampliação/Adequação)						14.540,90	14.540,90	1.291,63	14.540,90
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18	2.231,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	11131,72	11.131,72	11.131,72	988,80	11.131,72
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65	1.178,10
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 2 (Ampliação/Adequação)						14.060,82	14.060,82	1.248,99	14.060,82
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18	2.231,08
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	10651,64	10.651,64	10.651,64	946,16	10.651,64
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65	1.178,10

Tabela 10-4 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2B

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual
						2.074.704,47	2.074.704,47	184.290,67
								2.074.704,47
SE 230 kV PACARAIMA (Nova)						2.046.102,76	2.046.102,76	181.750,06
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9874,94	19.749,88	19.749,88	1.754,33
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	3534,30	3.534,30	3.534,30	313,94
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	13510,50	13.510,50	13.510,50	1.200,10
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7798,08	7.798,08	7.798,08	692,68
SISTEMA HVDC - VSC		2032	1,0	1,0	2001510,00	2.001.510,00	2.001.510,00	177.789,00
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 1 (Ampliação/Adequação)						14.540,90	14.540,90	1.291,63
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	11131,72	11.131,72	11.131,72	988,80
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 2 (Ampliação/Adequação)						14.060,82	14.060,82	1.248,99
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	10651,64	10.651,64	10.651,64	946,16
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65

Tabela 10-5 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 1C

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual
						2.675.845,62	2.675.845,62	237.688,50
								2.675.845,62
SE 230 kV PACARAIMA (Nova)						2.647.243,91	2.647.243,91	235.147,88
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	4,0	1,0	9791,57	39.166,28	39.166,28	3.479,04
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	10602,89	10.602,89	10.602,89	941,83
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9874,94	19.749,88	19.749,88	1.754,33
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7798,08	7.798,08	7.798,08	692,68
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	13683,34	13.683,34	13.683,34	1.215,46
COMPENSADOR SÍNCRONO - 230 kV - -90/150 MVAR		2032	4,0	1,0	124306,25	497.225,00	497.225,00	44.167,22
1° e 2° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ		2032	2,0	1,0	3275,15	6.550,30	6.550,30	581,85
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	10434,57	20.869,14	20.869,14	1.853,75
SISTEMA HVDC - LCC		2032	1,0	1,0	2031599,00	2.031.599,00	2.031.599,00	180.461,72
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 1 (Ampliação/Adequação)						14.540,90	14.540,90	1.291,63
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	11131,72	11.131,72	11.131,72	988,80
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 2 (Ampliação/Adequação)						14.060,82	14.060,82	1.248,99
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	10651,64	10.651,64	10.651,64	946,16
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65

Tabela 10-6 – Plano de obras e estimativa de investimentos - Alternativa 2C

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual
						2.209.470,71	2.209.470,71	196.261,61
								2.209.470,71
SE 230 kV PACARAIMA (Nova)						2.180.869,00	2.180.869,00	193.721,00
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	9874,94	19.749,88	19.749,88	1.754,33
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0					
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	7798,08	7.798,08	7.798,08	692,68
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	5890,49	5.890,49	5.890,49	523,24
MIG (Terreno Rural)		2032	1,0	1,0	13568,11	13.568,11	13.568,11	1.205,22
1° e 2° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ		2032	2,0	1,0	3275,15	6.550,30	6.550,30	581,85
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2032	2,0	1,0	10434,57	20.869,14	20.869,14	1.853,75
SISTEMA HVDC - VSC		2032	1,0	1,0	2106443,00	2.106.443,00	2.106.443,00	187.109,93
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 1 (Ampliação/Adequação)						14.540,90	14.540,90	1.291,63
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	11131,72	11.131,72	11.131,72	988,80
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65
SECC LT 230 kV BOA VISTA - SANTA ELENA, C1, NA SE PACARAIMA - TRECHO 2 (Ampliação/Adequação)						14.060,82	14.060,82	1.248,99
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 2,5 km		2032	2,5	1,0	892,43	2.231,08	2.231,08	198,18
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	1,0	10651,64	10.651,64	10.651,64	946,16
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	1178,10	1.178,10	1.178,10	104,65