



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Reavaliação do atendimento a Rio Branco

Fevereiro de 2021



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretária-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético**

Paulo César Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis
Renováveis**

José Mauro Ferreira Coelho

**Secretário de Geologia, Mineração e Transformação
Mineral**

Alexandre Vidigal de Oliveira



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

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

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Heloísa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Ângela Regina Livino de Carvalho

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl, 744
70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54 - Centro
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Reavaliação do atendimento a
Rio Branco*

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Lucas Simões de Oliveira
Maxwell Cury Júnior
Samir de Oliveira Ferreira

Nº EPE-DEE-RE-074/2019-rev1

Data: 8 de fevereiro de 2021

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



Projeto

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Estudos do Sistema de Transmissão Reavaliação do atendimento a Rio Branco

Sub-área de estudo

Análise Técnico-econômica de Alternativas: Relatório R1

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-074/2019-rev1

Reavaliação do atendimento a Rio Branco

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

15 de outubro de
2019

Emissão Original

rev1

08 de fevereiro
de 2021

- 1) Alteração do número de unidades de transformação recomendadas para a SE Tucumã 230/69 kV
- 2) Modificação da potência total da transformação da SE Tucumã 230/69 kV
- 3) Inserção de novo capítulo (Cap. 10) para contextualização da nova recomendação e síntese do desempenho elétrico e econômico
- 4) Adequações textuais

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta a revisão da reavaliação do atendimento a Rio Branco na qual, além da comparação do desempenho técnico e econômico de alternativas da emissão original, foram inseridas novas avaliações e recomendações para a modulação da transformação 230/69 kV da SE Tucumã, visando prover confiabilidade diferenciada para o atendimento à capital do estado do Acre.

As análises socioambientais da alternativa vencedora foram realizadas e documentadas na Nota Técnica NT-DEA 013/2019, a qual encontra-se anexada a este documento.

SUMÁRIO

Apresentação.....	1
Sumário	7
Índice de Figuras.....	9
Índice de Tabelas	10
Lista de Siglas.....	11
1 Introdução	12
1.1 Objetivos Gerais do Estudo.....	15
2 Conclusões	16
3 Recomendações	20
4 Critérios e Premissas	23
4.1 Parâmetros Econômicos	23
4.2 Topologia e Mercado	23
4.3 Cenários de Despacho.....	29
4.3.1 Cenário 1 – Baixa hidráulicidade na bacia do rio Madeira	29
4.3.2 Cenário 2 – Alta hidráulicidade na bacia do rio Madeira	30
4.4 Limites de Carregamento e Dados de Linhas e Transformadores	30
5 Diagnóstico do sistema	32
6 Descrição das Alternativas	38
6.1 Obras Comuns	38
6.2 Alternativa 1	39
6.3 Alternativas 2A.....	41
6.4 Alternativas 2B.....	42
7 Desempenho em Regime Permanente	44
7.1 Energização e Rejeição de Carga	49
8 Análise de Curto-Circuito	51
9 Análise Econômica	54
10 Análise da Modulação da SE Tucumã 230/69 kV Sob Enfoque de Confiabilidade Diferenciada	60
11 Avaliação Socioambiental	63
12 Referências	64
13 Fichas PET/PELP	65
14 Anexos	68
14.1 Consultas de Viabilidade de Expansão	69
14.2 Fluxo de Potência da Alternativa Vencedora	72

14.3	Desempenho em Regime Permanente das Demais Alternativas	75
14.3.1	Alternativa 1	75
14.3.2	Alternativa 2B	78
14.4	Diagrama Unifilar – SE Tucumã	83
14.5	Avaliação Socioambiental: NT-DEA 013/2019	84

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Sistema elétrico de atendimento ao estado do Acre.	13
Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada (Alt 2A).....	20
Figura 4-1 - Evolução das cargas em cada patamar no estado do Acre.....	25
Figura 4-2 - Variação da carga informada Acre - Carga Média - PD 2026/PD 2027.....	26
Figura 4-3 - Variação da carga informada Acre - Carga Média - PD 2027/PD 2028.....	27
Figura 4-4 - Variação da carga informada Acre - Carga Média - PD 2028/PD 2028 rev.1	27
Figura 4-5 - Variação da carga informada Acre - Carga Média - PD 2028 rev.1/PD 2028 rev.2	28
Figura 4-6 - Variação da carga informada Acre - Carga Média.....	28
Figura 4-7 - Cenário 1 – Carga Média – Norte Seco.	29
Figura 4-8 - Cenário 2 – Carga Leve – Norte Úmido.	30
Figura 5-1 - Curvas QV da SE R.Branco 230kV - 2022 a 2030	33
Figura 5-2 - Déficit de reativo em 2022 para contingência da LT 230kV Abunã-R.Branco C2.....	34
Figura 5-3 - Déficit de reativo em 2025 para contingência da LT 230kV Abunã-R.Branco C2.....	34
Figura 5-4 – Contingência da LT 230kV P.Velho-Abunã C2 – 2022	35
Figura 5-5 - Contingência da LT 230kV P.Velho-Abunã C2 – 2025	36
Figura 5-6 – Contingência da LT 230kV P.Velho-Abunã C2 – 2029	36
Figura 6-1 - Configuração da alternativa 1	40
Figura 6-2 - Configuração da alternativa 2A	41
Figura 6-3 - Configuração da alternativa 2B	43
Figura 8-1 – Comparativo de nível de curto circuito trifásico – ano 2025.....	51
Figura 9-1 – Gráfico de comparação econômica de alternativas	55
Figura 13-1 – Fluxo de potência caso dimensionador, ano 2022, condição normal, Alternativa 2A....	72
Figura 13-2 – Fluxo de potência caso dimensionador, ano 2025, condição normal, Alternativa 2A....	72
Figura 13-3 - Fluxo de potência caso dimensionador, ano 2034, condição normal, Alternativa 2A	73
Figura 13-4 – Fluxo de potência caso dimensionador, ano 2034, contingência do C3 da LT 230kV Abunã-R.Branco, Alternativa 2A	73
Figura 13-5 – Fluxo de potência caso dimensionador, ano 2034, contingência do C1 da LT 230kV Tucumã-R.Branco, Alternativa 2A.....	74
Figura 13-6 - Fluxo de potência caso dimensionador, ano 2034, contingência do C3 da LT 230kV P.Velho-Abunã, Alternativa 2A	74

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 - Plano de obras determinativo da alternativa 2A.	20
Tabela 3-2 - Áreas mínimas para a configuração final, com expansões futuras.	21
Tabela 4-1 - Projeção de demanda - Acre - Patamar de carga leve.	24
Tabela 4-2 - Projeção de demanda - Acre - Patamar de carga média.....	24
Tabela 6-1 - Plano de obras da alternativa 1	40
Tabela 6-2 - Parâmetros elétricos das LTs da alternativa 1	40
Tabela 6-3 - Plano de obras da alternativa 2A	42
Tabela 6-4 - Parâmetros elétricos das LTs da alternativa 2A	42
Tabela 6-5 - Plano de obras da alternativa 2B	43
Tabela 6-6 - Parâmetros elétricos das LTs da alternativa 2B	43
Tabela 7-1 - Análise de tensões em regime normal – Alternativa 2A – Carga Média Norte Seco	44
Tabela 7-2 - Análise de fluxos em regime normal – Alternativa 2A – Carga Média Norte Seco.....	45
Tabela 7-3 - Análise de tensões em contingências – Alternativa 2A – Carga Média Norte Seco 2022	45
Tabela 7-4 - Análise de fluxos em contingência - Alternativa 2A - Carga Média Norte Seco 2022	46
Tabela 7-5 - Análise de tensões em contingência – Alternativa 2A – Carga Média Norte Seco 2025..	46
Tabela 7-6 - Análise de fluxos em contingência - Alternativa 2A - Carga Média Norte Seco 2025	47
Tabela 7-7 - Análise de tensões em contingência – Alternativa 2A – Carga Média Norte Seco 2031..	47
Tabela 7-8 - Análise de fluxos em contingência - Alternativa 2A - Carga Média Norte Seco 2031	48
Tabela 7-9 – Desempenho na energização da LT 230kV Abunã - R.Branco C3.....	49
Tabela 7-10 - Desempenho na energização da LT 230kV Abunã - Tucumã C1.....	49
Tabela 7-11 - Desempenho na rejeição da LT 230kV Abunã - R.Branco C3	50
Tabela 7-12 - Desempenho na rejeição da LT 230kV Abunã - Tucumã C1.....	50
Tabela 8-1 - Comparativo dos níveis de curto-circuito trifásico mínimo da alternativa 2A.....	52
Tabela 8-2 - Comparativo dos níveis de curto-circuito monofásico mínimo da alternativa 2A	52
Tabela 9-1 - Custos de investimentos das alternativas	54
Tabela 9-2 - Custos de rendimentos necessários e perdas das alternativas	55
Tabela 9-3 – Plano de obras da alternativa 1	56
Tabela 9-4 - Plano de obras da alternativa 2A	57
Tabela 9-5 - Plano de obras da alternativa 2B	58

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
CER	Compensador Estático de Reativo
CPST	Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão
CS	Circuito Simples
DEE	Diretoria de Estudos de Energia Elétrica da EPE
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão
RBTE	Rio Branco Transmissora de Energia
SE	Subestação
SFE	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade
SIN	Sistema Interligado Nacional
SVC	Static VAR Compensator
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

O estado do Acre é atualmente integrado ao SIN pela SE Rio Branco, que recebe dois circuitos em 230kV procedentes da SE Abunã, no estado de Rondônia. Estes circuitos possuem 304km de extensão e atendem as cargas da capital Rio Branco e de localidades próximas, sendo as demais cargas do estado ainda atendidas por sistemas isolados de geração, em sua maioria usinas térmicas a óleo diesel.

A integração do estado do Acre ao SIN teve início no ano de 2002, por meio do primeiro circuito simples da LT 230kV P.Velho-Abunã-R.Branco, e por conseguinte, sem garantia de atendimento ao critério de confiabilidade da Rede Básica.

Em 2008, a EPE emitiu o relatório EPE-DEE-RE-147/2008 [1] com objetivo de avaliar as condições operativas do sistema AC-RO-MT no período que precedia a entrada em operação das UHEs Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira. Dentre outras obras, foram recomendados reforços no atendimento ao Acre de modo a aumentar a robustez e confiabilidade do sistema elétrico da região. Estes reforços consistiram no segundo circuito da LT 230kV P.Velho-Abunã-R.Branco e na instalação de um compensador estático na SE de R.Branco, sendo que este último foi substituído pelo equipamento SVC PLUS® (STATCOM) por iniciativa da Rio Branco Transmissora de Energia (RBTE) vencedora do leilão referente a essas obras. Essas obras foram a leilão em 2009 e entraram em operação no ano de 2012, permitindo, a partir de então, o atendimento ao critério “N-1” na região.

Em 2011 foi publicado então o relatório EPE-DEE-RE-116/2011 [2] com a recomendação de integração do sistema isolado de atendimento a região de Cruzeiro do Sul, no oeste do estado Acre, distante cerca de 600km da capital Rio Branco. A integração de mínimo custo global foi definida como sendo por meio de um circuito simples em 230kV, partindo da SE R.Branco até a nova SE Cruzeiro do Sul, passando por uma subestação intermediária SE Feijó, que também serviria ao atendimento de cargas antes isoladas da distribuidora local.

Estas obras foram licitadas em dezembro de 2012, no certame 007/2012 - Lote H, contudo não houve proponentes para o referido lote nesta ocasião. No ano seguinte, este lote foi ofertado novamente em um novo certame 007/2013 - Lote N e, com oferta única sem deságio, a Eletronorte (RBTE) arrematou a concessão para construção e operação das obras de integração de Cruzeiro do Sul.

Entretanto, em razão de dificuldades na obtenção das licenças ambientais requeridas, embaraços junto às empresas contratadas para execução da obra, dentre outras questões, a previsão para conclusão das obras passou de fevereiro de 2016 para outubro de 2020, sendo esta última a sétima postergação deste prazo desde a assinatura do contrato de concessão.

Dado que atualmente o desenvolvimento geral desse empreendimento é de somente 8%, o desenvolvimento físico de 0% e que ainda não se obteve a licença ambiental prévia (LP), a ANEEL iniciou um processo de instrução de caducidade do contrato de concessão desta obra, conforme relatado no Ofício nº 336/2018-SFE/ANEEL [3] para o MME.

Finalmente, em decisão proferida no Despacho nº2436 de 23 de outubro de 2018, que considerava insuficientes as razões apontadas pela Eletronorte para o não andamento das obras e postergação da conclusão do empreendimento, a ANEEL propôs ao MME a declaração da caducidade do contrato de concessão referente a essas obras e abertura de processo administrativo para execução da garantia de fiel cumprimento aportada pela Eletronorte.

Sendo assim, o conjunto de obras da integração de Cruzeiro do Sul voltou a ser objeto de análise por parte do MME e EPE, para posterior licitação e contará com um novo contrato de concessão e prazo para entrada em operação comercial.

A Figura 1-1 mostra o sistema de atendimento elétrico ao estado do Acre e a complexidade ambiental da região onde está inserido.

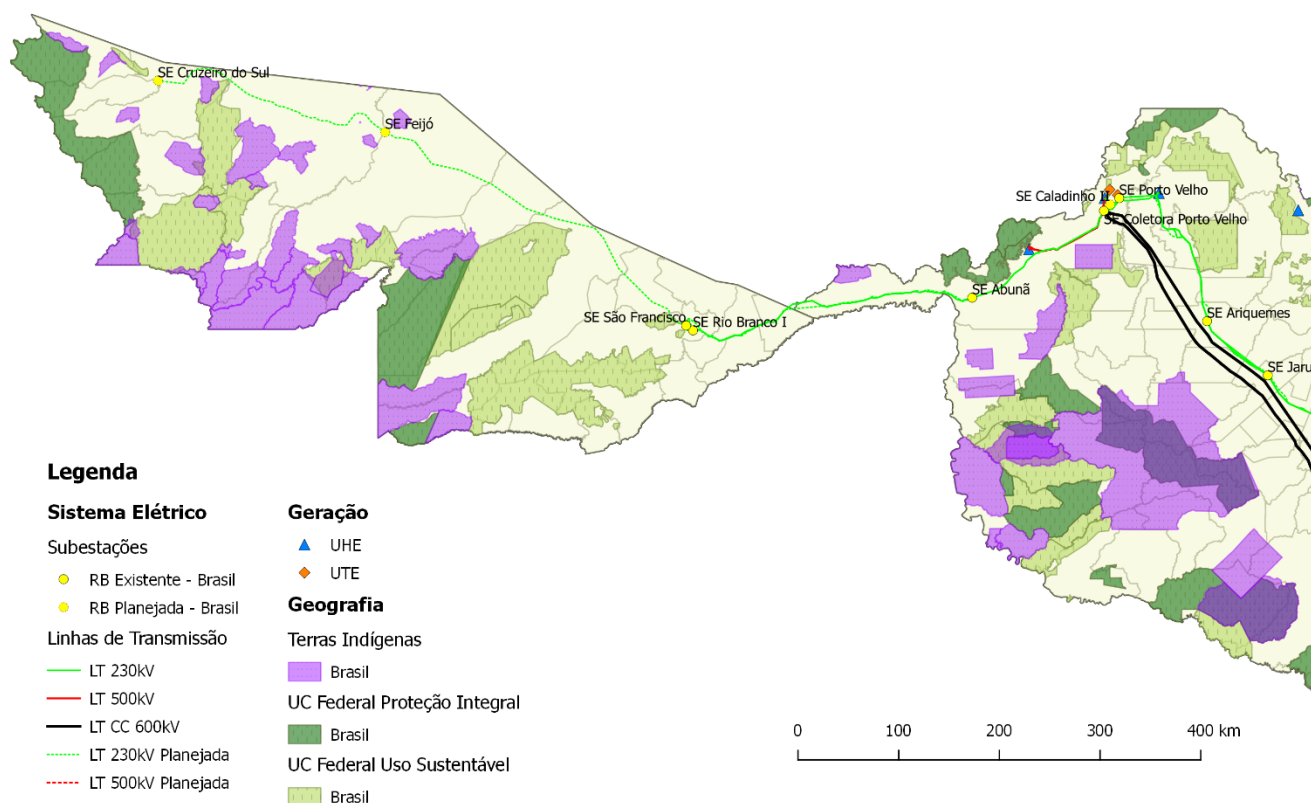


Figura 1-1 – Sistema elétrico de atendimento ao estado do Acre.

Mais recentemente, ao longo dos anos de 2015 e 2016, o sistema de atendimento ao Acre passou a registrar perturbações que levaram a corte de carga (algumas vezes total) da capital Rio Branco. De acordo com relatórios de análise de perturbações elaborados pelo ONS, foi constatado desempenho

dinâmico característico de fenômenos de instabilidade de tensão e déficit de potência reativa. Um aspecto que também contribuiu para estas ocorrências foi a baixa potência de curto circuito na SE R.Branco, que indica uma baixa capacidade de manter estável a tensão da rede para um aumento da demanda. Foi ainda destacado que na contingência de um dos circuitos da LT 230kV Abunã-R.Branco, o remanescente não apresentava problemas de carregamento, tendo capacidade de transmissão adequada, entretanto, o consequente aumento da demanda de potência reativa ocasionado pela contingência levava o sistema de Rio Branco e derivados ao colapso de tensão, havendo esgotamento dos recursos para controle de tensão da região, inclusive do Statcom de Rio Branco.

Nesta ocasião, por indicação do PAR 2016-2018, foi autorizada à Eletronorte a instalação de quatro bancos de capacitores de 30Mvar para compensação reativa na SE R.Branco. Esta indicação também se apoiou nas conclusões do relatório EPE-DEE-RE-017/2016-rev1 [4], o qual propôs reforços ao atendimento da capital Rio Branco no contexto das diretrizes apontadas no relatório EPE-DEE-RE-190/2014 [5], que estabelecia a adoção de um critério de confiabilidade diferenciado no atendimento às capitais. Os reforços recomendados neste relatório contavam com a implantação do C3 da LT 230kV Abunã-R.Branco, uma nova SE Alto Alegre 2 seccionando o C1 dessa LT, indicados para 2020, assim como um novo compensador estático de reativos (-50/+100Mvar) na SE Abunã, para 2023.

Além dessas medidas, contava-se também com o suporte que a entrada em operação da UTE Acre (164MW) com conexão no barramento de 230kV da SE R.Branco ofereceria ao sistema local, principalmente na forma de aumento da potência de curto circuito e inércia local. A UTE Acre foi habilitada e vendeu energia no leilão A-5 de 2014, com previsão de entrada em operação comercial em junho de 2018, no entanto, devido ao descumprimento do cronograma de implantação da usina, foi lavrado um termo de notificação e posterior intimação por parte da ANEEL, que finalmente decidiu por revogar a autorização de implantação da térmica.

Todavia, com a revogação da UTE Acre, o ONS em conjunto com a EPE iniciaram tratativas para alinhar o elenco de obras que melhor harmonizasse as soluções de curto e longo prazos para a região. Estas tratativas deram origem à carta conjunta entre ONS e EPE (ONS nº 0762/200/2016 e Ofício nº 1464/EPE/2016 [6]) encaminhada ao MME, na qual foi posto em relevo a necessidade de reavaliar as conclusões da primeira versão do EPE-DEE-RE-017/2016 [4] à luz do novo cenário do sistema elétrico da região.

Dessa forma, tendo em vista os problemas de estabilidade de tensão e baixo nível de curto-circuito apresentados, a postergação da integração da carga de Cruzeiro do Sul, e as sucessivas variações na carga informada pela distribuidora Eletroacre em relação ao mercado informado à época da elaboração do relatório [4], a EPE optou por reavaliar as recomendações de EPE-DEE-RE-017/2016-rev1 [4] e

investigar as possíveis alternativas de solução para o atendimento ao Acre, cujos resultados e recomendações são relatados neste documento.

1.1 Objetivos Gerais do Estudo

Atendendo ao panorama apresentado, este estudo visou recomendar uma solução estrutural para o sistema de transmissão que permita, no longo prazo, o pleno atendimento à carga de Rio Branco, e posteriormente das demais localidades no estado do Acre que venham a ser integradas ao SIN.

Tal solução será estabelecida em consonância com as diretrizes de evolução do Sistema Interligado Nacional e atendendo aos critérios vigentes de confiabilidade, robustez e flexibilidade, procurando também solucionar problemas operacionais apontados pelo ONS e agentes de transmissão de forma completa e definitiva.

O conjunto de obras recomendados em [4] será reavaliado considerando as condições e base de dados atuais do sistema, levando em conta também as contribuições de avaliações posteriores a este, realizadas pela EPE e pelo ONS.

2 CONCLUSÕES

As análises anteriormente realizadas pelo ONS e EPE, assim como as presentes neste relatório, apontaram a necessidade de reforço na rede que atende às cargas da capital do estado do Acre. Sendo datado de 2016 o estudo original que tratava desses reforços, e após diversas variações na carga informada pela distribuidora para a região que impactaram fortemente as conclusões de tentativas de reavaliações passadas, foi realizada neste trabalho uma nova e última reavaliação da solução de planejamento da rede de transmissão com vistas a garantir a confiabilidade e qualidade do suprimento no longo prazo.

Utilizando dados de rede atualizados e as estimativas de cargas fornecidas pela distribuidora para o PDE 2029, foram verificados dificuldades na manutenção do perfil de tensão regional na ocorrência de contingências na rede básica que atende o estado do Acre, e apesar de não ocorrerem sobrecargas foram identificados carregamentos elevados nessas situações.

O ramal que atende o estado do Acre tem como característica que define seu comportamento elétrico o fato de ser um radial longo com considerável compensação em derivação para permitir sua energização. Nesse tipo de sistema as restrições de transmissão se dão em geral pela incapacidade de suporte de potência reativa e pela ocorrência de problemas de instabilidade de tensão antes que haja violação da capacidade térmica dos condutores.

Dessa forma, se faz necessário um reforço estrutural na região que permita ou menor consumo ou maior geração local de potência reativa em situações de contingências simples. Dado que a SE R.Branco já conta com um compensador estático (+55/-20 Mvar) e diversos bancos de capacitores, tanto em 230kV (+140 Mvar) como em 69kV (+118,8 Mvar), e que a expansão dessa compensação se daria de forma incremental até que fosse indispensável um terceiro circuito na LT 230kV Abunã-R.Branco, avaliou-se a implantação imediata de um reforço no tronco de transmissão em 230kV que atende a região.

Outro fator que pesou na decisão de reforçar a rede de transmissão em vez de incrementar a compensação reativa da SE R.Branco, é a configuração atual do barramento das subestações R.Branco e Abunã. Apesar de fazerem parte da rede básica, os pátios de 230kV dessas subestações, que foram construídos quando às cargas dessas regiões eram atendidas de forma isolada, contam com barramentos em configuração Barra Principal e de Transferência (BPT), sendo a recomendação do Procedimento de Rede para esse tipo de instalação a configuração Barra Dupla a quatro Chaves (BD4). O arranjo atual BPT apresenta confiabilidade reduzida e menor flexibilidade operativa quando comparado ao arranjo em BD4. Assim a indicação de um novo ponto de atendimento visa incrementar a confiabilidade no atendimento às cargas locais, assim como permitir, que seja pensada no futuro uma

forma de adequar o arranjo desses barramentos causando o menor transtorno aos consumidores da região.

Foram estudadas três alternativas de instalação de um novo ponto de atendimento ao estado do Acre. Destacam-se os seguintes aspectos das alternativas estudadas:

- O conjunto de alternativas apresentadas se prestou a investigar o melhor localização para instalação de um novo ponto de atendimento às cargas da cidade de Rio Branco, assim como os reforços necessários para a eliminação de problemas de estabilidade de tensão e solucionar o problema de baixo nível de curto-circuito diagnosticado nessa região;
- As alternativas estudadas analisaram a indicação de um novo ponto de atendimento ao norte da cidade de Rio Branco (alternativa 1) ou ao sul (alternativa 2) e, de forma adicional, foi avaliada a possibilidade de indicar o terceiro circuito da interligação entre os estados de Rondônia e Acre, que conectará Abunã à SE R.Branco (alternativa 1 e variante 2A) ou ao novo ponto de atendimento às cargas da região de Rio Branco (variante 2B);
- Foram avaliadas ainda outras obras nas alternativas apresentadas, como o seccionamento de ambos os circuitos da LT 230kV Abunã-R.Branco no novo ponto de atendimento à capital Rio Branco e a postergação da instalação do C3 da LT 230kV P.Velho-Abunã por meio da adequação da SE N.M.Paraná e seccionamento do C2 dessa mesma LT. Essas obras se provaram economicamente custosas, e além disso agregaram pouco benefício ao desempenho da rede, e assim foram desconsideradas nas análises finais.
- As obras originalmente recomendadas na revisão 2 do relatório [4] tinham como data de necessidade o ano de 2022. Contudo, tendo em vista tratativas anteriores infrutíferas de realocação do compensador estático da SE R.Branco e o histórico de mudanças da carga apresentada pela distribuidora ao longo do desenvolvimento de [4] e suas revisões posteriores, que atrasaram a conclusão das análises até a presente data, se tornou inviável a licitação e implantação dessas obras até 2022. Na presente análise, com a informação de previsão de carga atual, verificou-se a necessidade das obras propostas tão cedo quanto 2022 e assim foi mantida essa data de necessidade como sinalização da importância dessas obras e para abrir a possibilidade de antecipação por parte do empreendedor que virá a ser responsável por sua implantação, mesmo que do ponto de vista prático a implantação e operação se dê em anos posteriores.
- Na avaliação econômica as alternativas 1 e 2A se mostraram empatadas, sendo então utilizados critérios de desempenho e perenidade das soluções para optar pela Alternativa 2A como sendo a de mínimo custo global. A alternativa 2B, por considerar a conexão do C3 da interligação

Rondônia-Acre na nova subestação, demanda maior potência de transformação e maiores investimentos na rede de distribuição sem significativa redução das perdas elétricas, fazendo com que tenha menor competitividade frente às demais alternativas.

O plano de obras determinativo está apresentado na Tabela 3-1 e o detalhamento econômico é mostrado na seção 9. A Figura 3-1 ilustra esquematicamente a configuração recomendada para o ano 2022.

Tais reforços irão possibilitar a manutenção dos níveis de tensão da rede em regime permanente e níveis de carregamento razoáveis, mesmo para a contingência mais severa nesse sistema que é a perda de um dos circuitos da LT 230kV Abunã-R.Branco no patamar de carga média, quando o fluxo de carga é mais elevado. As recomendações neste relatório têm custo de investimento total da ordem de R\$ 330 milhões, referentes a implantação da nova SE Tucumã, o C3 da LT 230kV Abunã-R.Branco e o seccionamento do C2 da LT 230kV Abunã-R.Branco na SE Tucumã.

Finalmente, em relação aos níveis de curto-circuito na área de Rio Branco, constatou-se que os mesmos deverão ser incrementados de forma considerável com os reforços propostos na alternativa recomendada. Dessa forma, prevê-se que a solução permitirá uma maior margem para a conexão de novas cargas, que atualmente sejam atendidas de forma isolada.

Considerando o contexto relativo ao suprimento de energia elétrica vivenciado pelo estado do Amapá no mês de novembro de 2020, optou-se pela reavaliação para a adoção de critérios diferenciados de confiabilidade para o atendimento das cargas da região de Rio Branco, tendo em vista sua localização geográfica e a característica singela do sistema elétrico que atende toda essa região. Após novas análises, concluiu-se que a modulação mais adequada para uma maior confiabilidade e flexibilidade na SE Tucumã 230/69 kV é através da adoção de 2 bancos de 150 MVA com unidades monofásicas de 50 MVA cada e uma fase reserva, totalizando 7 (6+1R) unidades.

Esta alteração compatibiliza a capacidade de transformação da nova SE Tucumã 230/69 kV com o montante de cargas previsto para a rede 69 kV de Rio Branco e provê uma maior confiabilidade e flexibilidade operativa para o atendimento às cargas locais durante um eventual período de indisponibilidade das transformações da SE Rio Branco I.

Durante o processo de avaliação de critérios diferenciados para atendimento às cargas de Rio Branco, também foram investigadas situações de contingências duplas nos circuitos que alimentam a SE Tucumã 230/69 kV, os quais são originados do seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2 e têm configuração em circuito duplo. Tais contingências, embora impliquem na perda completa da SE Tucumã, apresentam baixo impacto na capacidade de atendimento às cargas da rede 69 kV da capital, tendo em vista a confiabilidade e capacidade provida pelas quatro unidades transformadoras

230/69 kV na SE Rio Branco I. Dessa forma, levando em consideração os maiores impactos socioambientais associados à mudança da solução de seccionamento via circuito duplo para dois circuitos simples e os benefícios reduzidos de tal alteração, optou-se por manter a solução originalmente recomendada para integração da SE Tucumã.

Um outro ponto de destaque nas avaliações é referente às demais cargas que têm seu suprimento de energia elétrica diretamente atrelado ao barramento 230 kV da SE Rio Branco I, mas não estão inseridas na rede 69 kV local. Encontram-se nessa situação as subestações de fronteira de Cruzeiro do Sul e Feijó, que são supridas por um circuito 230 kV originado da SE Rio Branco I, e as localidades de Epitaciolândia e Assis Brasil, que têm seu suprimento originado a partir da transformação 230/138 kV da SE Rio Branco I.

As soluções para o atendimento a essas cargas podem envolver novos seccionamentos, reencabeçamentos de linhas, construção de um barramento provisório, bem como a adequada compensação reativa para suporte de tensão em situações de indisponibilidade prolongada do barramento 230 kV. Todas estão diretamente ligadas à logística operativa e construtiva de modernização para a adequação do barramento 230 kV da SE Rio Branco I, e serão escopo de avaliações específicas previstas para o primeiro semestre de 2021.

Por fim, o relatório R2, nº RE-EETT-4.001/20, de 02/06/2020, revisão 1, elaborado pela Eletronorte foi avaliado como adequado pela EPE, e concluiu, quanto às solicitações impostas por manobras de energização do transformador, que sobretensões terminais, corrente de *inrush* e energia nos para-raios de óxido de zinco, resultaram em níveis aceitáveis, mesmo sem uso de mecanismos de controle para a energização do transformador.

Com a revisão do Relatório R1, mesmo aumentando de 1 unidade trifásica de 120 MVA para 2 bancos de unidades monofásicas, com potência total de 150 MVA cada, na SE Tucumã, 230 kV/69 kV, recomendou-se a dispensa da revisão do Relatório R2, tendo em conta os resultados obtidos naquele Relatório R2 e a potência nominal dos transformadores.

Não obstante, dada a alteração de topologia, caso sejam identificados nos estudos desenvolvidos nas etapas de projeto e implantação dos empreendimentos, elevadas sobretensões, correntes ou energias em para-raios de óxido de zinco, bem como, algum fenômeno de interação relevante entre os transformadores e a rede elétrica adjacente ou equipamentos, sugere-se que seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos transitórios eletromagnéticos de manobra, dentre as quais a utilização de resistores de pré-inserção.

3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas recomenda-se:

- 1) A implantação do plano de obras da Alternativa 2A conforme descrito na Tabela 3-1, e compatibilizada com as considerações expostas no Capítulo 10, para o atendimento às cargas da região de Rio Branco. A Figura 3-1 mostra a alternativa recomendada;

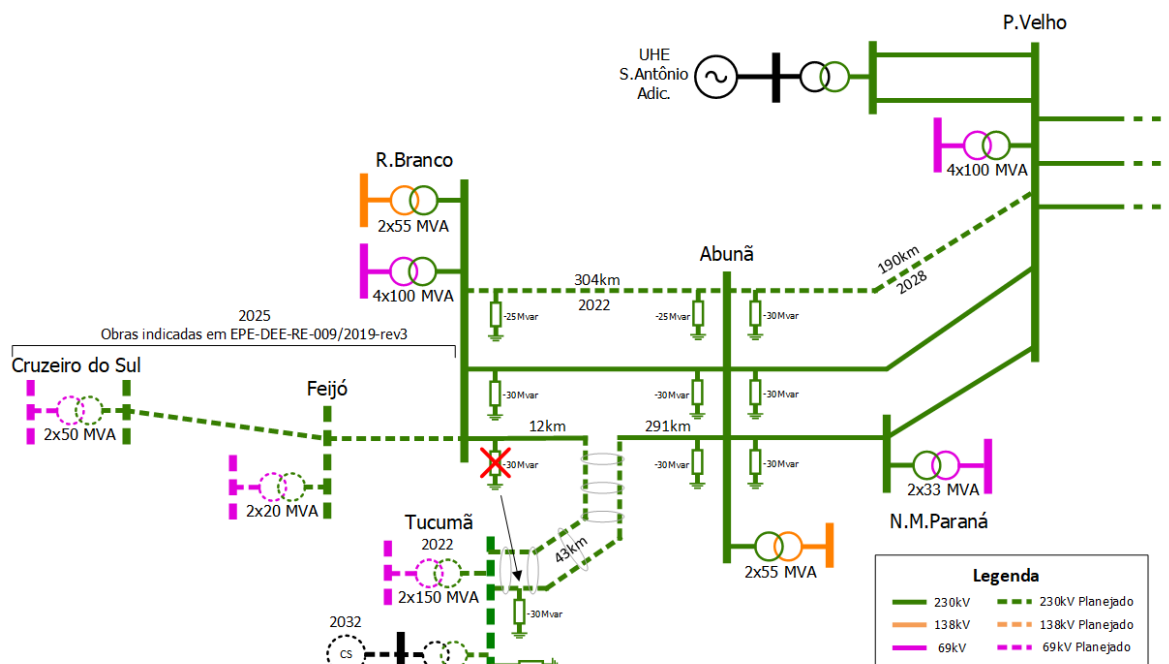


Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada (Alt 2A).

Tabela 3-1 - Plano de obras determinativo da alternativa 2A.

Obra	Ano	Descrição	Observações
SE 230/69 kV TUCUMÃ (Nova)	2022	1º e 2º TF 230/69 kV, (6 + 1 R) x 50 MVA 1Φ 1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	Configuração alterada pela rev2, detalhes no Capítulo 10
LT 230 kV ABUNÃ - RIO BRANCO, C3 (Nova)	2022	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 303 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ	
SECC LT 230 kV ABUNÃ - RIO BRANCO, C2, NA SE TUCUMÃ (Ampliação/Adequação)	2022	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 43 km	Transferência do reator de linha (-30 Mvar) do terminal SE R.Branco para o terminal SE Tucumã
LD 69 kV TUCUMÃ - FLORESTA, C1 (Nova)	2022*	Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 15 km	Obra da Distribuição
LD 69 kV TUCUMÃ - TANGARÁ, C1 (Nova)	2022	Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 19 km	Obra da Distribuição

* a depender da data de entrada em operação da subestação de distribuição SE 69kV Floresta.

- 2) Que na ocasião do seccionamento da LT 230kV Abunã-R.Branco, C2, seja transferido o reator de linha (-30Mvar) do terminal SE R.Branco para o terminal SE Tucumã, na LT 230kV Abunã-Tucumã que surge desse seccionamento, e que seja adequada a transposição dos cabos dessa LT caso se verifique a necessidade.
- 3) Que a distribuidora Energisa-AC implemente as obras pertinentes em sua rede de distribuição para acesso e integração do novo ponto de atendimento a sua rede, levando em consideração a nova modulação dos transformadores da SE Tucumã, de modo a permitir que a SE Tucumã possa atender plenamente as cargas no setor de 69 kV em caso de indisponibilidade do correspondente setor na SE Rio Branco.
- 4) Que a nova subestação Tucumã tenha área mínima compatível de forma a comportar as expansões futuras recomendadas, conforme detalhado na Tabela 3-2 a seguir.

Tabela 3-2 - Áreas mínimas para a configuração final, com expansões futuras.

Subestação	Largura (m) x Comprimento (m)	Área mínima (m ²)
Tucumã	158 × 200	48.000

- 5) Que sejam adequados os barramentos de 230 kV das subestações R.Branco e Abunã para configuração barra dupla - quatro chaves (BD4), assim que possível, em acordo com o previsto nos Procedimentos de Rede do ONS e conforme já recomendado em [7].
- 6) Que seja adequada a derivação da LT 230kV P.Velho-Abunã C1 na SE N.M.Paraná para um seccionamento dessa LT e adequação dessa subestação aos padrões da rede básica, de acordo com o previsto nos Procedimentos de Rede.
- 7) A substituição dos transformadores de corrente que são atualmente os fatores limitantes das capacidades de longa e curta duração do C1 da LT 230kV P.Velho-Abunã e C1 da LT 230kV Abunã-R.Branco;
- 8) Quanto ao seccionamento da LT 230 kV Rio Branco – Abuña (C2), tendo em conta a necessidade de revisar a adequação dos cabos-para-raios das duas linhas resultantes do seccionamento, assim como o aumento do comprimento de uma dessas linhas, que passa a ter 334 km, com os mesmos reatores em derivação da linha original, recomenda-se a contratação e realização do Relatório R2.

- 9) Quanto ao terceiro circuito da LT 230 kV Abunã – Rio Branco, dada a proximidade com a linha seccionada, que permite utilizar a mesma modelagem utilizada no estudo do Relatório R2 mencionando anteriormente, por seu comprimento e compensação, recomenda-se que seja incluída nos estudos do Relatório R2 a ser contratado.
- 10) Recomenda-se a dispensa da revisão do Relatório R2, frente à mudança da modulação e número de unidades da SE Tucumã. E que, caso sejam identificados nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores aos deste planejamento, elevadas sobretensões, correntes ou energias em para-raios de óxido de zinco, bem como, algum fenômeno de interação relevante entre os transformadores e a rede elétrica adjacente ou equipamentos, sugere-se que seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos transitórios eletromagnéticos de manobra, dentre as quais a utilização de resistores de pré-inserção.

4 CRITÉRIOS E PREMISSAS

De forma a definir o comportamento de longo prazo do sistema para cada alternativa analisada foi estabelecido como período de estudo os anos de 2022 a 2035.

Para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica foram consideradas as diretrizes constantes no documento “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” [8], da EPE.

Os critérios e procedimentos adotados neste estudo também estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET – novembro – 2002” [9].

4.1 Parâmetros Econômicos

Os custos dos equipamentos das alternativas analisadas foram estabelecidos com base no documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Julho/2017 atualizado para data base de Maio/2019” [10], sendo a comparação econômica realizada pelo Método dos Rendimentos Necessários, e a seleção da alternativa pelo conceito de mínimo custo global.

Para comparação econômica, foi considerada uma taxa de retorno de 8% a.a., ano base de referência 2022, ano horizonte 2034 e tempo de vida útil das instalações de 30 anos, adotando-se margem de 5% como balizadora para definir a equivalência econômica de alternativas.

4.2 Topologia e Mercado

Os estudos foram realizados tomando como base os casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029, onde os dados de mercado, topologia de rede e plano de geração dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso foram atualizados com as informações mais recentes disponíveis das previsões de mercado da distribuidora.

A projeção de demanda nos anos posteriores a 2031 foi estimada em função da taxa média de evolução das cargas nos anos anteriores, conforme as Tabelas 4-1 e 4-2, que apresentam as cargas consideradas para o estado do Acre.

Foram selecionados para compor as análises em regime permanente os patamares de carga leve e média, por serem representativos da demanda mínima e máxima para a região.

Tabela 4-1 - Projeção de demanda - Acre - Patamar de carga leve.

NUM	NOME	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031	
		P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
9660	TANGAR-AC069	25,5	16,0	27,3	16,3	28,2	16,5	30,0	16,9	30,9	17,1	32,8	17,5	34,6	17,8	35,5	18,0	37,3	18,4	38,2	18,6
9659	S-FRAN-AC069	33,7	20,6	30,9	19,8	32,8	20,4	34,6	20,9	36,4	21,4	37,3	21,7	39,1	22,2	41,0	22,7	42,8	23,3	44,6	23,8
42151	ALTOAL-AC069	9,1	1,8	11,8	1,8	11,8	1,8	12,7	1,8	13,7	1,8	13,7	1,8	14,6	1,8	15,5	1,8	16,4	2,7	16,4	2,7
9559	TAQUAR-AC069	15,5	5,5	16,4	6,4	17,3	6,4	18,2	6,4	19,1	7,3	20,0	7,3	20,9	7,3	21,8	8,2	22,8	8,2	23,7	9,1
42164	FLORES-AC069	18,2	5,5	19,1	5,5	20,0	5,5	20,9	6,4	21,8	6,4	22,8	6,4	23,7	7,3	25,5	7,3	26,4	7,3	27,3	8,2
42154	ACRELA-AC069	2,7	0,9	2,7	0,9	2,7	0,9	3,6	0,9	3,6	0,9	3,6	0,9	3,6	0,9	3,6	0,9	3,6	0,9	4,6	1,8
42163	EPITAC-AC069	6,4	2,7	7,3	2,7	7,3	2,7	7,3	3,6	8,2	3,6	8,2	3,6	9,1	3,6	9,1	3,6	10,0	3,6	10,0	4,6
42156	ASSISB-AC069	0,8	0,0	0,8	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0
9551	S-MADU-AC069	4,6	1,8	4,6	1,8	4,6	1,8	5,5	1,8	5,5	1,8	5,5	1,8	6,4	1,8	6,4	1,8	6,4	1,8	6,4	1,8
42157	MANOEL-AC069	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	1,8	0,9
42159	TARAUUA-AC069	--	--	--	--	--	--	3,4	1,0	3,5	1,1	3,6	1,1	3,7	1,1	3,8	1,2	4,0	1,2	4,2	1,3
42158	ENVIRA-AC069	--	--	--	--	--	--	3,2	1,0	3,3	1,1	3,5	1,1	3,7	1,2	3,8	1,2	4,0	1,3	4,2	1,3
42160	JURUA--AC069	--	--	--	--	--	--	27,5	10,1	28,5	10,5	29,4	10,8	30,3	11,2	31,3	11,5	32,6	12,0	33,9	12,4
TOTAL		117	55	122	55	126	56	169	71	176	73	182	74	191	76	199	79	208	82	216	87

Tabela 4-2 - Projeção de demanda - Acre - Patamar de carga média.

NUM	NOME	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031	
		P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
9660	TANGAR-AC069	56,6	29,5	59,2	30,0	61,9	30,6	65,0	31,2	68,2	31,8	71,5	32,5	74,7	33,2	78,1	33,9	81,2	34,5	84,4	35,1
9659	S-FRAN-AC069	65,2	29,8	68,2	30,7	71,3	31,6	74,9	32,6	78,5	33,7	82,4	34,8	86,1	35,9	89,9	37,0	93,5	38,1	97,3	39,2
42151	ALTOAL-AC069	19,0	2,8	19,8	2,9	20,8	3,1	21,8	3,2	22,8	3,4	24,0	3,6	25,0	3,7	26,2	3,9	27,2	4,0	28,3	4,2
9559	TAQUAR-AC069	30,2	11,2	31,6	11,7	33,1	12,2	34,7	12,8	36,4	13,5	38,2	14,1	39,9	14,8	41,7	15,4	43,3	16,0	45,1	16,7
42164	CALFAA-AC069	31,0	8,9	32,4	9,3	33,9	9,8	35,6	10,2	37,3	10,7	39,2	11,3	40,9	11,8	42,8	12,3	44,5	12,8	46,2	13,3
42154	ACRELA-AC069	5,6	1,8	5,8	1,9	6,1	2,0	6,3	2,1	6,6	2,2	6,9	2,3	7,2	2,4	7,5	2,5	7,8	2,6	8,1	2,7
42163	EPITAC-AC069	14,6	6,2	15,3	6,5	16,0	6,8	16,8	7,1	17,7	7,5	18,5	7,8	19,3	8,2	20,2	8,5	21,0	8,9	21,9	9,2
42156	ASSISB-AC069	0,9	0,1	1,0	0,1	1,0	0,1	1,0	0,1	1,0	0,1	1,1	0,1	1,1	0,1	1,1	0,1	1,1	0,1	1,2	0,1
9551	S-MADU-AC069	7,4	2,3	7,8	2,4	8,1	2,5	8,5	2,6	9,0	2,7	9,4	2,9	9,8	3,0	10,3	3,1	10,7	3,2	11,1	3,4
42157	MANOEL-AC069	1,6	0,6	1,7	0,6	1,7	0,6	1,8	0,6	1,9	0,7	2,0	0,7	2,1	0,7	2,1	0,8	2,2	0,8	2,3	0,8
42159	TARAUUA-AC069	--	--	--	--	--	--	6,6	1,9	6,7	2,0	7,0	2,2	7,2	2,2	7,4	2,3	7,7	2,4	8,0	2,5
42158	ENVIRA-AC069	--	--	--	--	--	--	6,2	1,9	6,5	2,0	6,8	2,2	7,1	2,3	7,4	2,4	7,7	2,5	8,0	2,6
42160	JURUA--AC069	--	--	--	--	--	--	39,7	14,6	41,0	15,2	42,4	15,6	43,8	16,2	45,1	16,7	47,1	17,3	49,3	18,0
TOTAL		232	93	243	96	254	99	319	121	334	126	349	130	364	134	380	139	395	143	411	148

A evolução das cargas consideradas nas análises para o estado do Acre, nos dois patamares de carga estudados, está apresentada de forma gráfica na Figura 4-1.

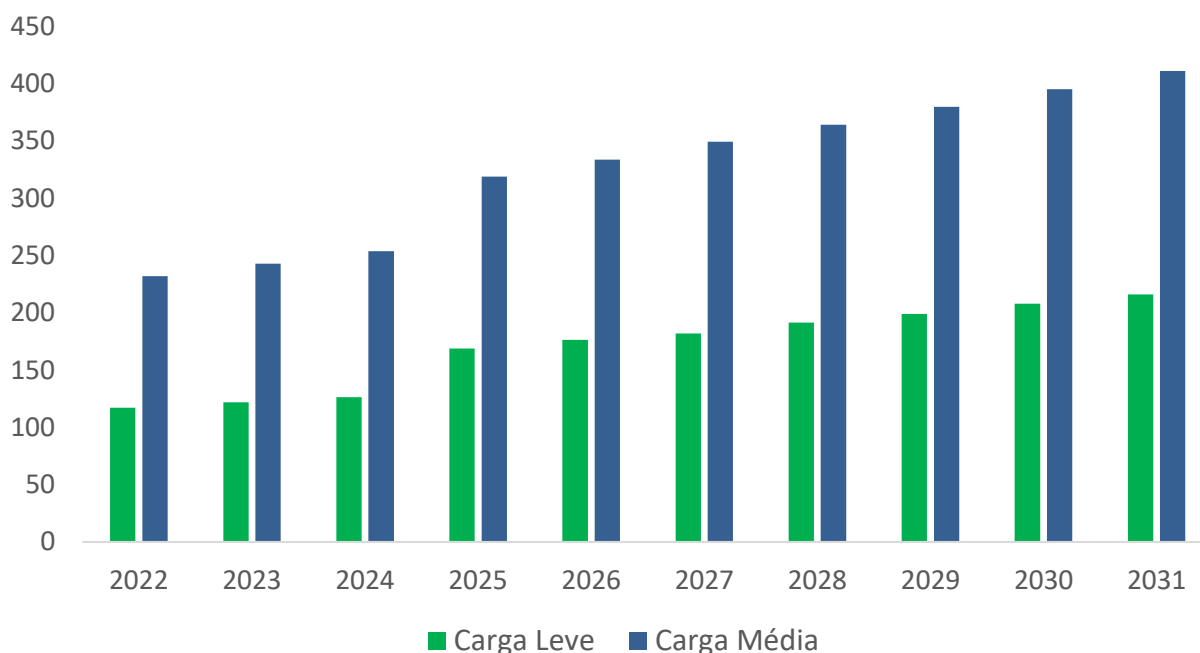


Figura 4-1 - Evolução das cargas em cada patamar no estado do Acre.

É possível notar uma descontinuidade na evolução da carga a partir do ano 2025, que se deve à data adotada, na presente análise, para conclusão das obras de integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN, considerando a relicitação do lote de transmissão cuja caducidade foi sugerida ao MME pela ANEEL.

Como citado anteriormente, um dos motivadores para a presente revisão do conjunto de obras recomendado em [4] foi uma sequência de inconsistências e sucessivas variações expressivas na carga informada pela distribuidora Eletroacre para os Planos Decenais da EPE, desde a concepção do estudo original em 2016 até a data do presente relatório, 2019.

O estudo original pautou suas análises e recomendações nos dados do PD 2026. Após publicado o relatório do estudo original, com o recebimento dos dados de carga para o PD 2027, notou-se uma redução expressiva na carga informada para o estado do Acre e em razão dessa redução considerou-se a reavaliação das obras propostas em EPE-DEE-RE-017/2016 [4].

A Figura 4-2 apresenta um comparativo entre as informações repassadas pela distribuidora para o PD 2026 e PD 2027 no que diz respeito a evolução da carga ativa (patamar de carga média) e mostra o montante de carga para cada ano que compõe o horizonte de análise da EPE. Nesta figura foram consideradas as cargas das regionais Cruzeiro do Sul e Feijó entrando a partir de 2025, pois no programa de obras do PD 2026 estas eram consideradas como sendo integradas em 2020, uma vez que ainda não se havia a definição da caducidade das obras de conexão R.Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul.

É possível perceber que a carga considerada para o ano de 2024, fim do horizonte de análises do relatório [4] no cenário dimensionador de carga média, sofreu uma redução em sua estimativa de

29,8%, representando o mesmo nível de carga informada para 2018 no PD 2026. Questionada quanto à discrepância nas informações, a Eletroacre apontou que as estimativas do ciclo 2017-2026 (PD 2026) estavam otimistas e que uma revisão para melhor adequar as cargas à realidade deu origem às cargas informadas para o ciclo 2018-2027 (PD 2027), com sensível redução.

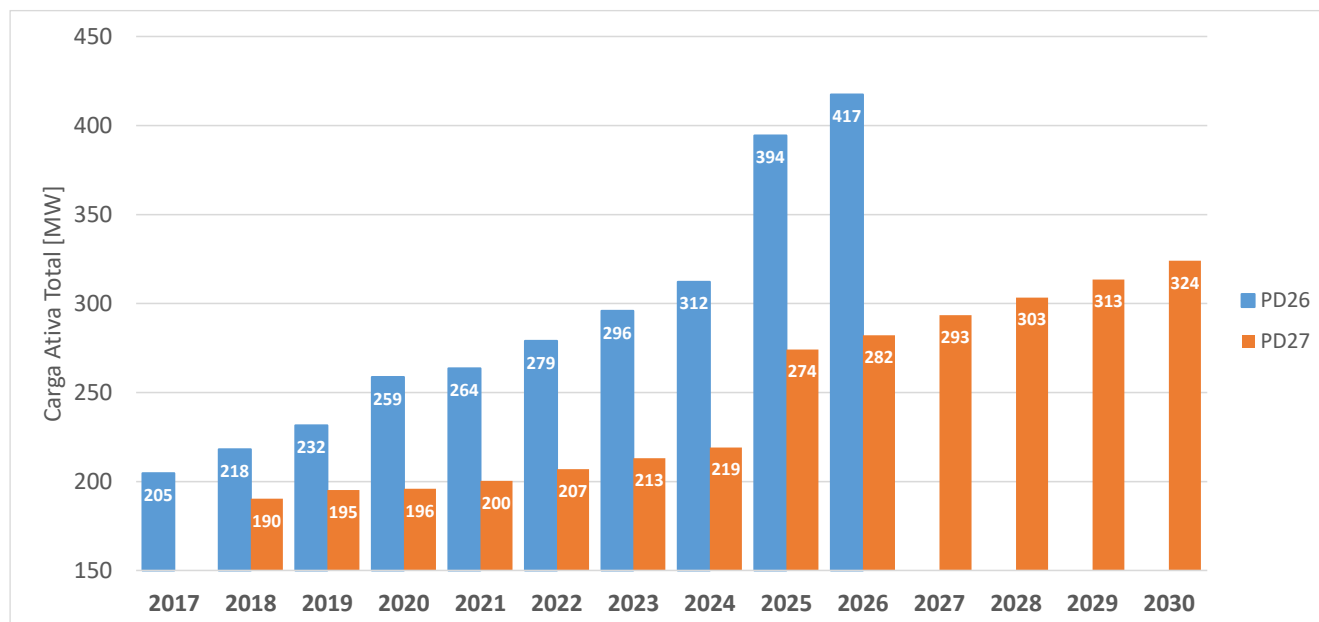


Figura 4-2 - Variação da carga informada Acre - Carga Média - PD 2026/PD 2027

Com os níveis de carga informados no PD 2027 a indicação da instalação do C3 da LT 230kV Abunã-R.Branco deixou de ser necessária visto que os níveis de carregamento do C1 e C2 dessa LT se reduziram, permanecendo somente a necessidade de equipamentos para suporte reativo e que tivessem efeito no aumento do nível de curto-circuito local. Assim foi investigada a possibilidade de instalação de um compensador síncrono na SE R.Branco e transferência do Statcom da SE Rio Branco para a SE Abunã, uma vez que este se tornaria redundante nessa subestação e a presença de ambos poderia ocasionar interação adversa entre os controladores desses equipamentos.

Devido a questões regulatórias e técnicas verificou-se que a transferência do Statcom de R.Branco não seria possível, com isso foi realizada uma ampla análise para garantir a compatibilidade de operação simultânea do compensador síncrono e do Statcom. Após finalizadas as análises para identificar as necessidades estruturais do sistema e definir um plano de obras adequado, foram recebidos os dados de carga que seriam utilizados na base de dados do PD28 e nestes dados notou-se um novo acréscimo de cargas.

Na Figura 4-3 é mostrada a comparação entre os dados de carga do PD 2027 e PD 2028 recebido ao término da revisão do relatório EPE-DEE-RE-017/2016 [4] original. Nessa figura fica evidente uma nova reversão dos níveis de carga. A carga esperada para o ano de 2030 de acordo com os dados do PD 2027 passa a se realizar já no ano de 2025 segundo as informações do PD 2028, comprometendo uma vez mais as conclusões da revisão do relatório EPE-DEE-RE-017/2016 [4].

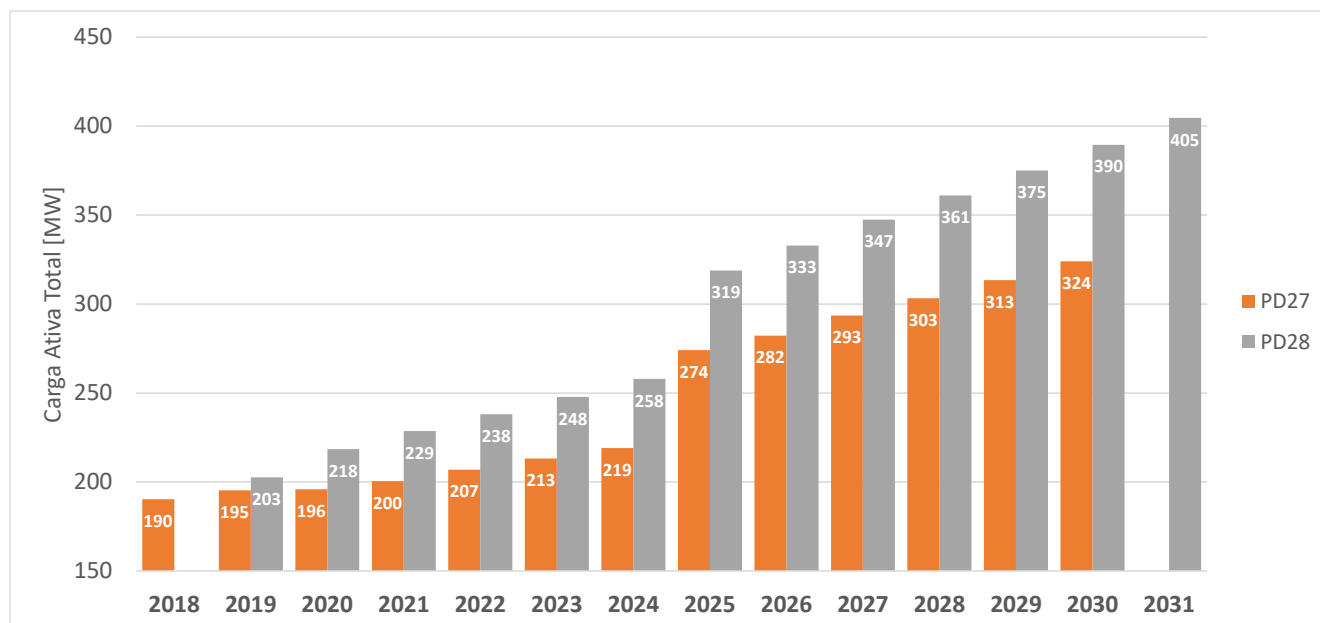


Figura 4-3 - Variação da carga informada Acre - Carga Média - PD 2027/PD 2028

Com esta nova variação a EPE entrou em contato com Eletroacre para questionar o motivo e sensibilizá-la da influência que estas variações anuais expressivas da carga reportada aos estudos de planejamento teria no cronograma de obras da rede regional. A Eletroacre se comprometeu a enviar dados de carga revisados referentes a este período dando origem aos dados de carga do PD 2028 rev.1, cuja comparação com os dados do PD 2028 original são apresentados na Figura 4-4.

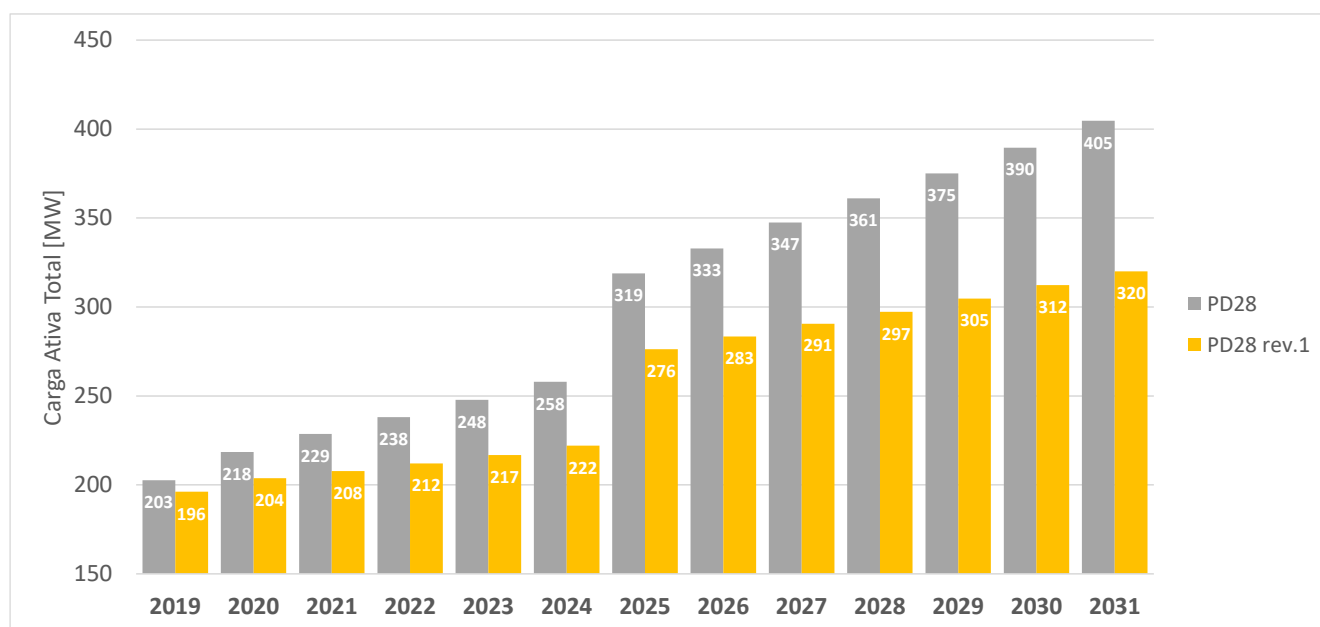


Figura 4-4 - Variação da carga informada Acre - Carga Média - PD 2028/PD 2028 rev.1

Os dados de carga enviados referentes ao PD 2028 rev.1, apesar de mais próximos dos dados do PD 2027, ainda apresentavam uma grande discrepância da carga informada ao Plano de Ampliações e Reforços do ONS. Visto a necessidade de compatibilizar as obras no período de tempo em que há sobreposição dos horizontes EPE e ONS, a discrepância de cargas informadas ao planejamento e a

operação deu origem a uma nova revisão das cargas, aqui denominada de PD 2028 rev.2. A Figura 4-5 apresenta o comparativo entre as cargas informadas na rev.1 e rev.2 do PD 2028.

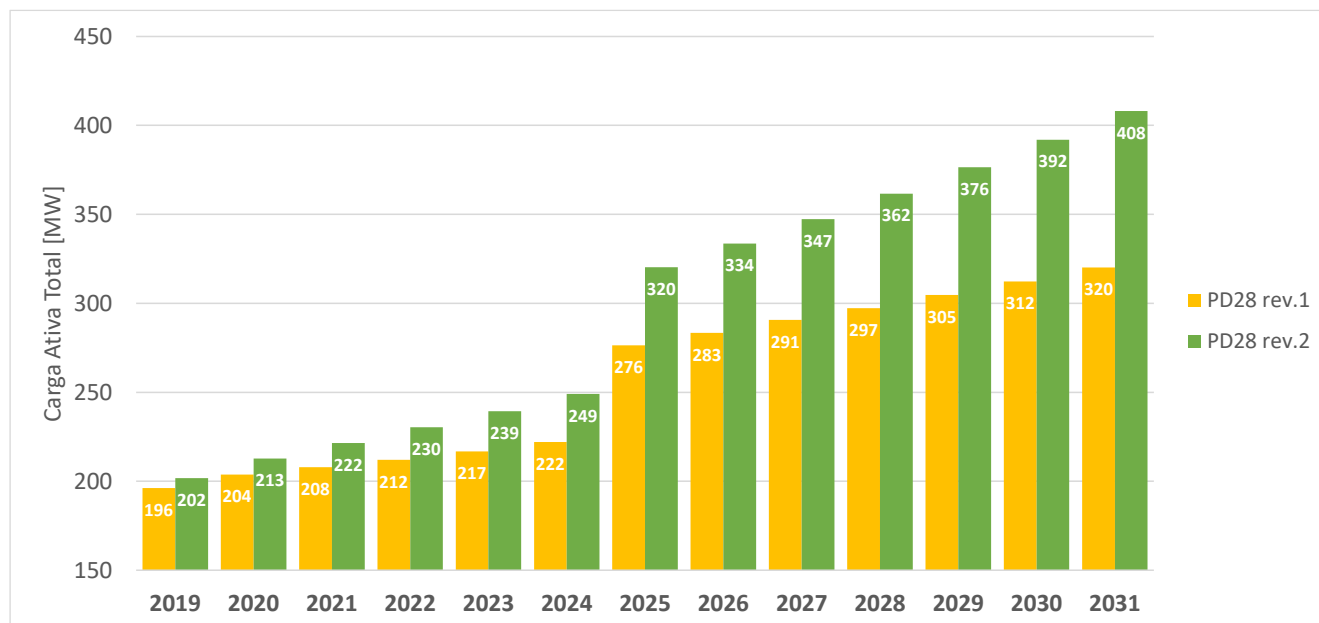


Figura 4-5 - Variação da carga informada Acre - Carga Média - PD 2028 rev.1/PD 2028 rev.2

De forma a sumarizar as diferentes informações de carga passadas pela Eletroacre no período de tempo entre a emissão do relatório EPE-DEE-RE-017/2016 [4] e elaboração da revisão de suas recomendações é apresentado na Figura 4-6 o histórico do somatório de cargas ativas informadas lado a lado.

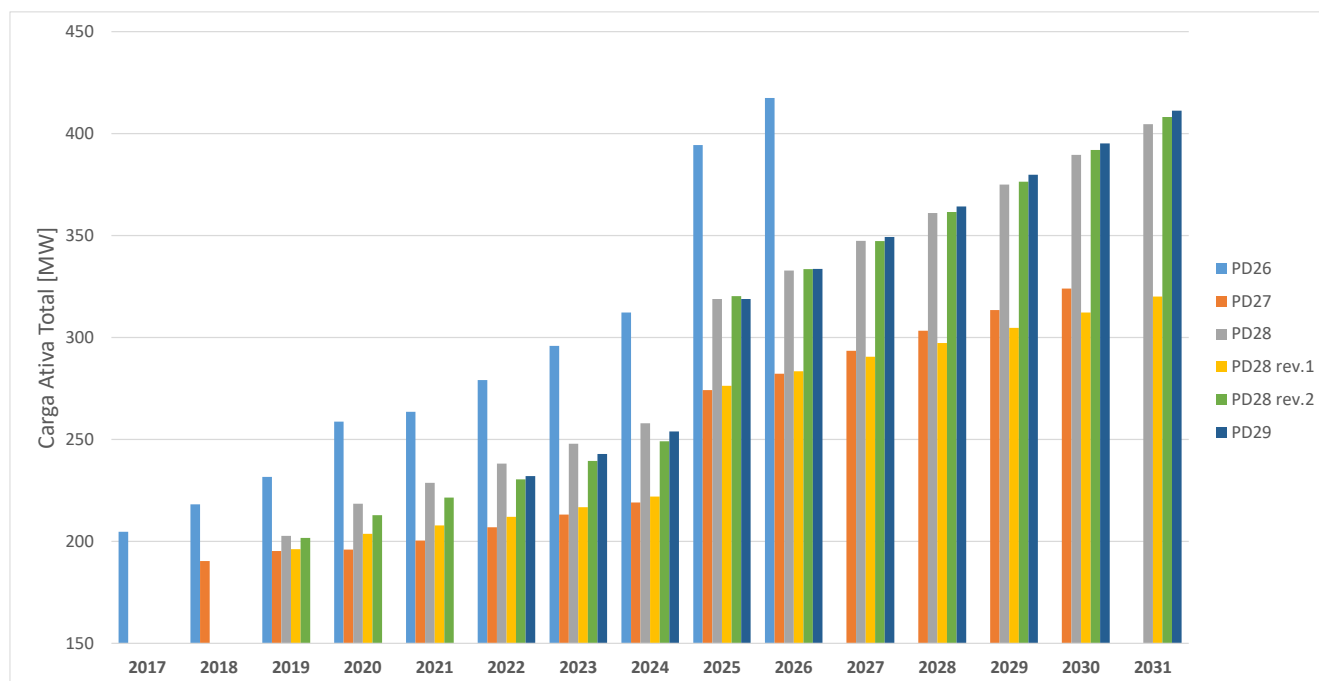


Figura 4-6 - Variação da carga informada Acre - Carga Média

Para variações de carga dessa monta, fica evidente o impacto direto no cronograma de necessidade de obras proposto pelo planejamento, e dessa forma, fundamenta uma nova avaliação com os dados mais atualizados (PD 2029) das recomendações feitas em [4] e nas revisões subsequentes realizadas com informações de carga equivocadas, que é um dos objetivos das análises reportadas neste relatório.

4.3 Cenários de Despacho

Para execução dos estudos foram selecionados cenários específicos de hidraulicidade e de intercâmbio da região dos estados do Acre e Rondônia com o SIN. Estes cenários foram elaborados de maneira a determinar os casos dimensionadores para a região, atendendo ainda aos limites de transferência de energia para os estados do Acre e Rondônia (FACRO e RACRO) apontados pela Nota técnica NT ONS – 033/2018 [11]. O cenário de menor carregamento regional também foi utilizado para verificação de controle de tensão do ponto de vista estático.

Os níveis de geração e intercâmbios resultantes para os cenários propostos estão detalhados nas seções seguintes.

4.3.1 Cenário 1 – Baixa hidraulicidade na bacia do rio Madeira

- Patamar de carga média;
- Período seco;
- UHEs da bacia do Madeira com despacho reduzido para maximizar recebimento;
- PCHs da região Norte com despacho reduzido;

A Figura 4-7 detalha o despacho percentual em relação à capacidade instalada das usinas de interesse da região, consideradas para compor o cenário 1. A UHE Tabajara foi considerada em operação apenas após 2031.

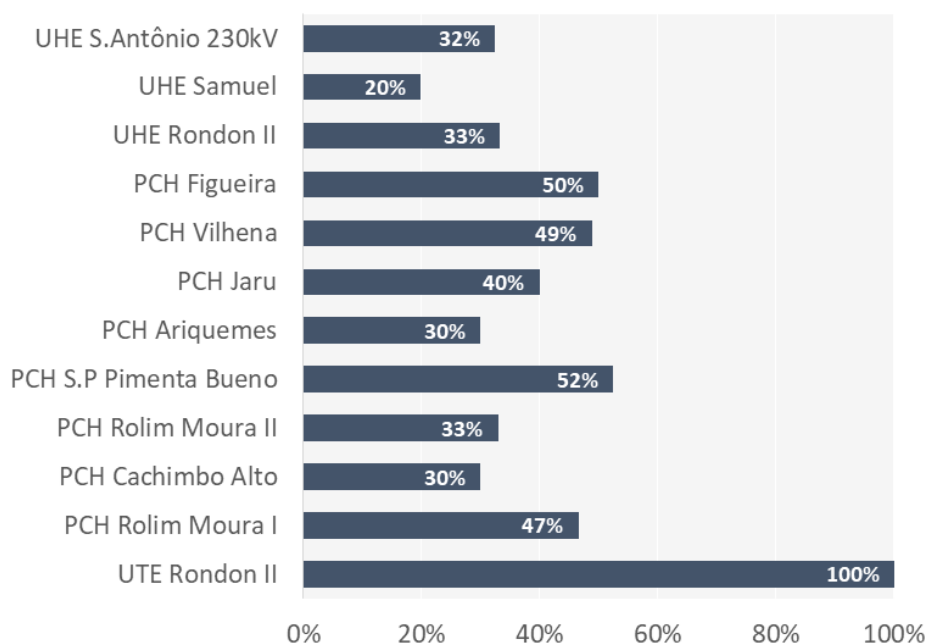


Figura 4-7 - Cenário 1 – Carga Média – Norte Seco.

4.3.2 Cenário 2 – Alta hidraulicidade na bacia do rio Madeira

- Patamar de carga Leve;
- Período úmido;
- UHEs da bacia do Madeira com despacho elevado;
- PCHs da região Norte com despacho elevado;

A Figura 4-8 detalha o despacho percentual em relação à capacidade instalada das diferentes fontes, por subsistema, considerados para compor o cenário 2. A UHE Tabajara foi considerada em operação apenas após 2031.

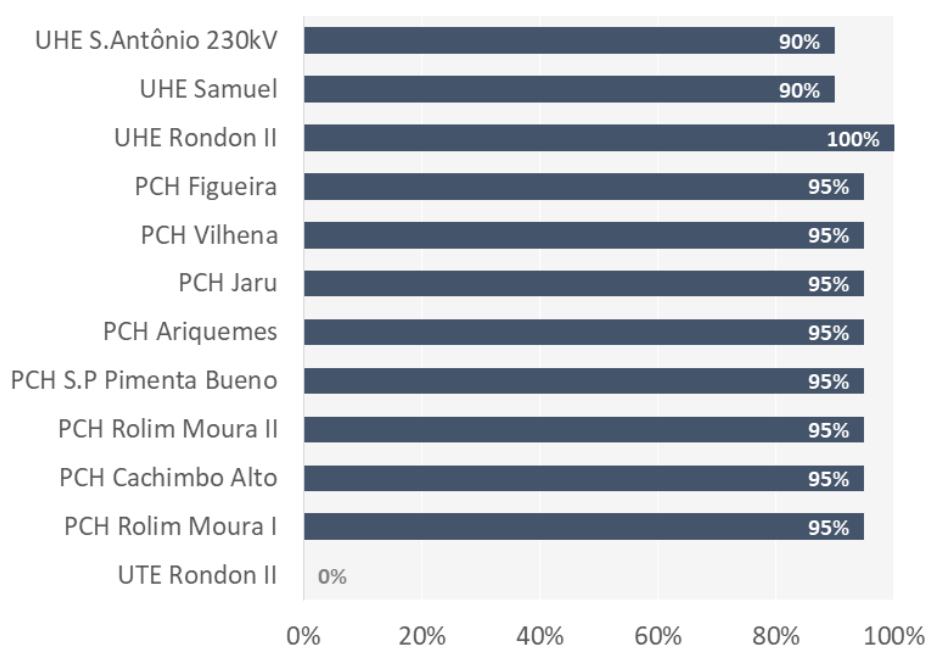


Figura 4-8 - Cenário 2 – Carga Leve – Norte Úmido.

4.4 Limites de Carregamento e Dados de Linhas e Transformadores

Os limites de carregamento das linhas e transformadores existentes, para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, são os valores informados nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

Para as linhas de transmissão futuras deverão ser utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização e informados pelos agentes ou por valores típicos definidos pela EPE. Os transformadores novos consideraram limite de emergência de 120% por 4 horas.

Para transformadores e linhas de transmissão definidos em estudos anteriores e não instalados foram utilizados valores definidos no processo de licitação ou de autorização e informados pelos Agentes ou por valores típicos conforme a Resolução 191/2005, da ANEEL.

Para outros elementos foram adotados os limites operativos indicados nos seguintes documentos:

- Procedimentos de Rede do ONS – “Submódulo 2.3 Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos”
- Procedimentos de Rede do ONS – “Submódulo 23.3 Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos”. – Novembro de 2011.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

Por ter uma característica predominantemente radial e sem geração significativa local, o sistema de atendimento ao Acre sofre pouca influência do despacho de usinas próximas da bacia do Rio Madeira conectadas à rede de 230kV do estado de Rondônia. Dessa forma, o fluxo de potência na LT 230kV Abunã-R.Branco é determinado primariamente pela curva de carga da capital Rio Branco.

Além disso, devido ao comprimento desse sistema radial e à natureza fortemente indutiva das cargas atendidas, é possível perceber uma grande sensibilidade da tensão para pequenas variações da compensação de potência reativa, fenômeno este também ligado ao baixo nível de curto-circuito e capacidade de manutenção do nível de tensão para aumento do carregamento da fonte.

Para aferir de maneira quantitativa esse comportamento, foram levantadas as curvas QV da barra da SE R.Branco 230kV do início ao fim do período de análise, no cenário 1 (dimensionador). Essas curvas mostram como variações na injeção de potência reativa em uma determinada barra afetam a tensão dessa mesma barra. Em casos extremos, a partir de um determinado ponto da curva, é possível perceber que um aumento da injeção de potência reativa passa a ocasionar uma redução contínua da tensão da barra, configurando assim pontos de operação instáveis, onde possivelmente se desenvolveria um colapso de tensão. O quão próximo esse ponto de inversão no comportamento da tensão em função da injeção de potência reativa está do ponto operativo atual, permite verificar a robustez do sistema a problemas de instabilidade de tensão.

A Figura 5-1 mostra a evolução das curvas QV do sistema de atendimento a Rio Branco, do ano 2022 (início das análises) até o horizonte 2030. Nessa figura é possível perceber uma característica vertical na forma das curvas QV nas imediações dos pontos iniciais de operação ($Q=0$ Mvar). Isso se dá devido à operação do Statcom (+55/-20 Mvar) que atua no controle da tensão do barramento de 230kV da SE R.Branco, dentro de seus limites de fornecimento de potência reativa. Fica evidente também que quando sua contribuição chega ao limite inferior ou superior a tensão passa a sofrer grandes variações para pequenos incrementos de injeção de potência reativa.

Nos anos de 2022 a 2024, curvas nas cores azuis a roxo, o sistema ainda não conta com a integração da carga de Cruzeiro do Sul. Nesses anos, uma vez ultrapassado os limites de absorção de potência reativa do Statcom (parte direita da figura), a inclinação da curva se reduz, o que significa dizer que pequenos incrementos de injeção de potência reativa são suficientes para a tensão se elevar atingindo valores proibitivos. Esse comportamento se acentua até 2030 (curva na cor vermelha) quando a inclinação da curva se torna até mesmo negativa após a saturação do Statcom, que é indicativo de comportamento instável.

Quando ultrapassado o limite de geração de potência reativa pelo Statcom (lado esquerdo da figura) é possível perceber que o ponto de inversão do comportamento da tensão é alcançado para pequenos decrementos de injeção reativa. Tal como antes, essa característica se acentua até 2030 em razão da evolução da carga.

Essas curvas QV mostram o quão importante é o Statcom de R.Branco para operação do sistema existente nas condições de carga máxima atualmente.

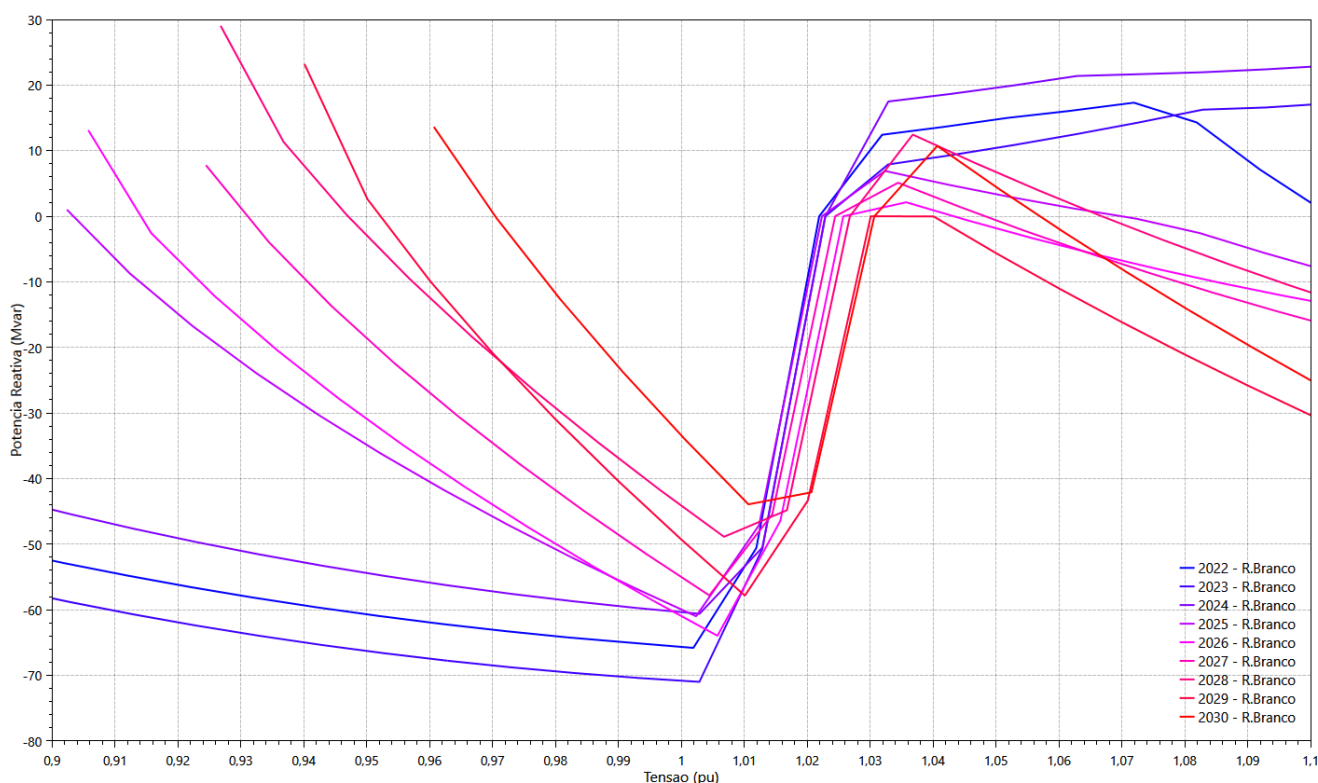


Figura 5-1 - Curvas QV da SE R.Branco 230kV - 2022 a 2030

Do ponto de vista de regime permanente, a contingência de um dos circuitos da LT 230kV Abunã-R.Branco se mostrou a mais severa para o perfil de tensão regional, nas condições de carregamento do cenário 1. De maneira a manter a tensão em níveis apropriados para operação, foi calculada a injeção de potência reativa necessária nos anos inicial e final do período de análise.

Os resultados são apresentados nas Figura 5-2 e Figura 5-3 e mostram que a demanda de potência reativa cresce consideravelmente ao longo do período de análise devido ao aumento do carregamento do circuito remanescente durante a contingência.

Assim, pode-se concluir que o sistema em sua concepção atual apresenta fragilidade na manutenção dos níveis de tensão na ocasião de contingências simples. Esse fato tende a se agravar com a integração das cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul por um sistema radial de cerca de 600km.

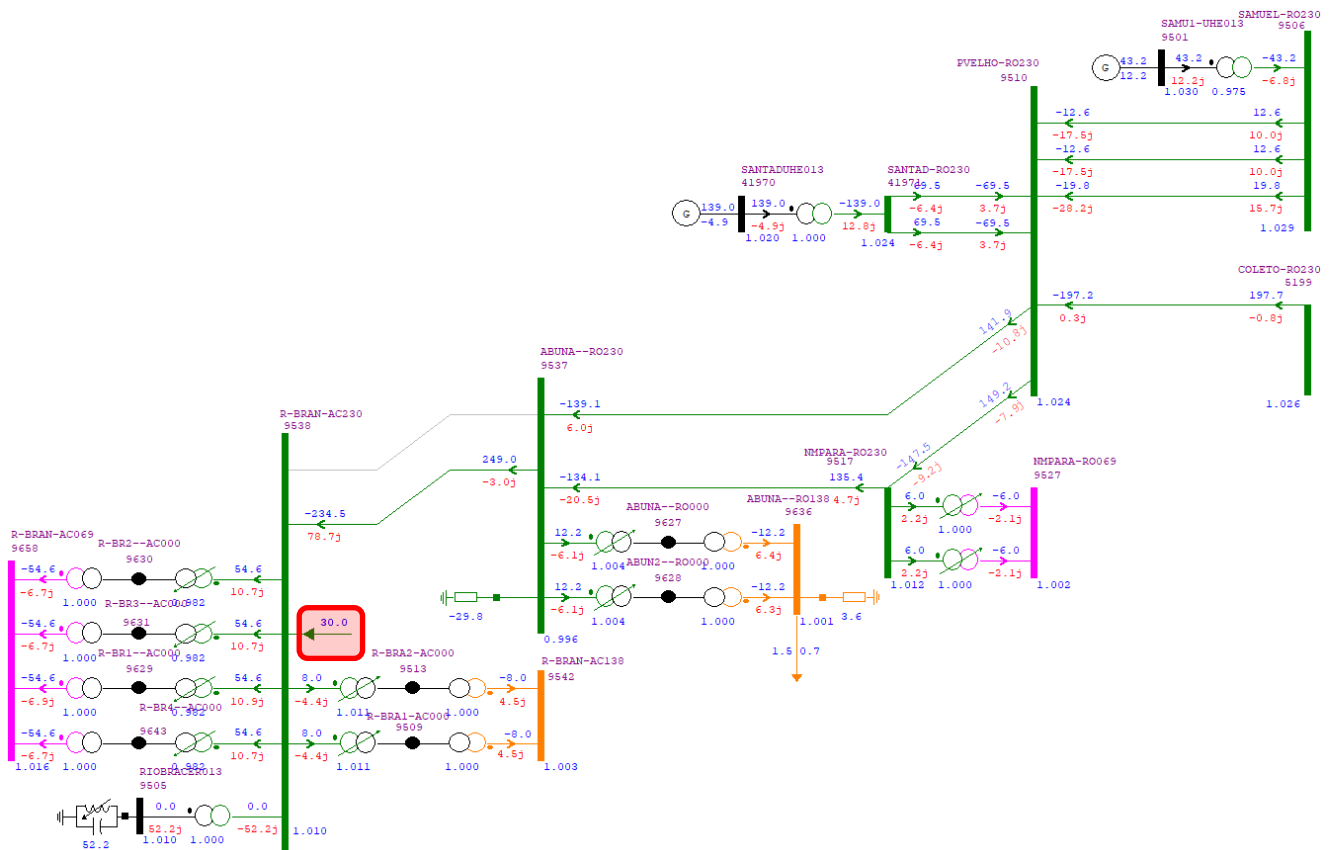


Figura 5-2 - Déficit de reativo em 2022 para contingência da LT 230kV Abunã-R.Branco C2

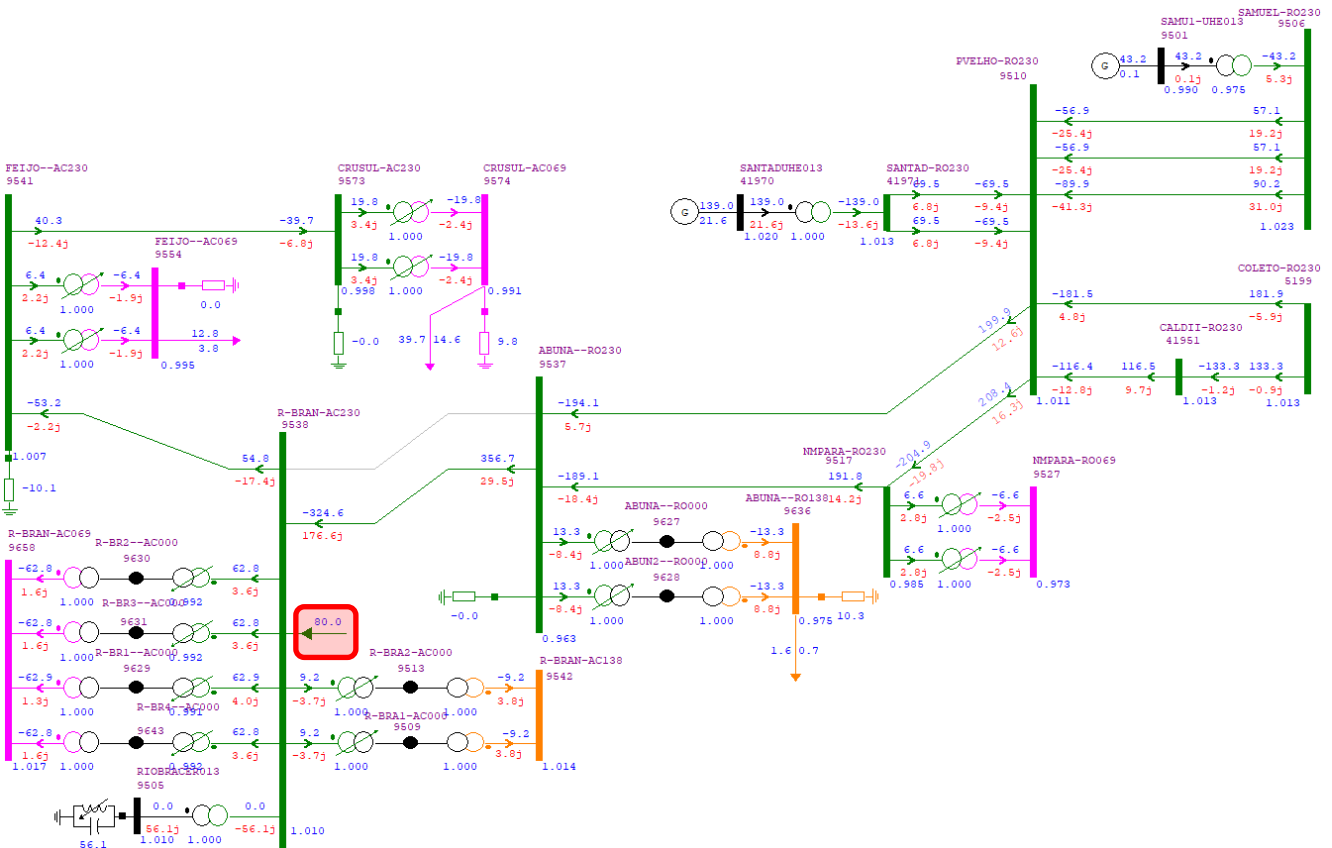


Figura 5-3 - Déficit de reativo em 2025 para contingência da LT 230kV Abunã-R.Branco C2

Apesar do déficit de potência reativa crescente do sistema, até o fim do horizonte não são identificadas sobrecargas na ocorrência da contingência nesse sistema até o ano de 2030. Esse fato se deve a característica de longo radial do sistema que atende ao estado do Acre, onde o controle de tensão e o limite de estabilidade dinâmica costumam ser mais restritivos que o limite térmico dos cabos.

Para o trecho da LT 230kV P.Velho-Abunã, apresentou maior importância o impacto da perda do circuito 2, uma vez que o circuito 1 possui menor capacidade em razão de operar com fator limitante (TC). Esta contingência, todavia, tem menor impacto no comportamento da tensão no estado do Acre por ocorrer no sistema mais próximo da geração presente na SE Coletora P.Velho, onde é possível um maior controle de potência reativa.

As Figura 5-4, Figura 5-5 e Figura 5-6 mostram a condição do sistema para esta contingência nos anos de 2022, 2025 e 2029, quando passa a ser detectada sobrecarga no circuito 1 remanescente. A partir de 2028 essa contingência já provoca queda de tensão grave nesse sistema, mesmo sem atingir o limite térmico do circuito 1. Nessa situação, o montante de potência reativa adicional necessária para manutenção dos níveis de tensão é indicado pela injeção destacada em vermelho na Figura 5-6.

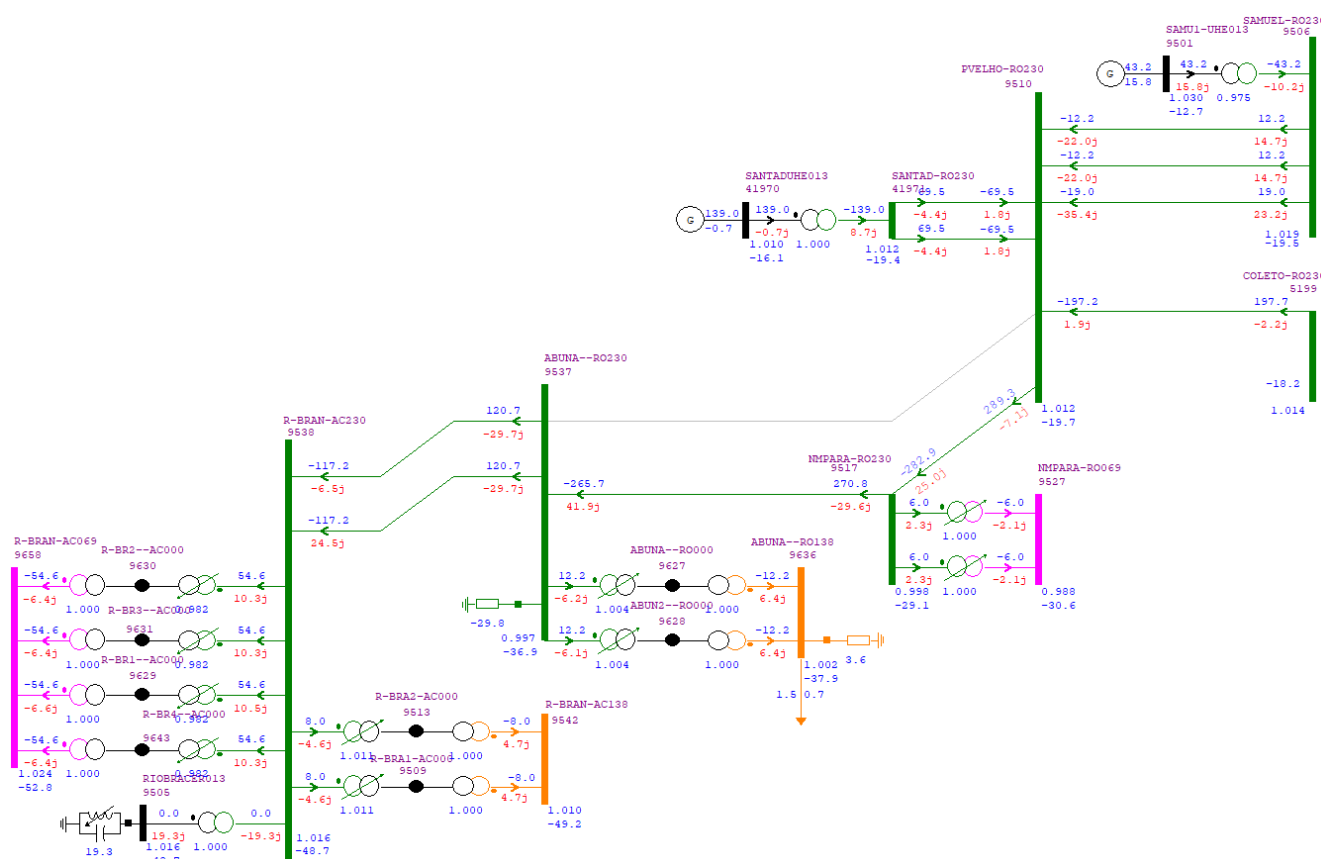


Figura 5-4 – Contingência da LT 230kV P.Velho-Abunã C2 – 2022

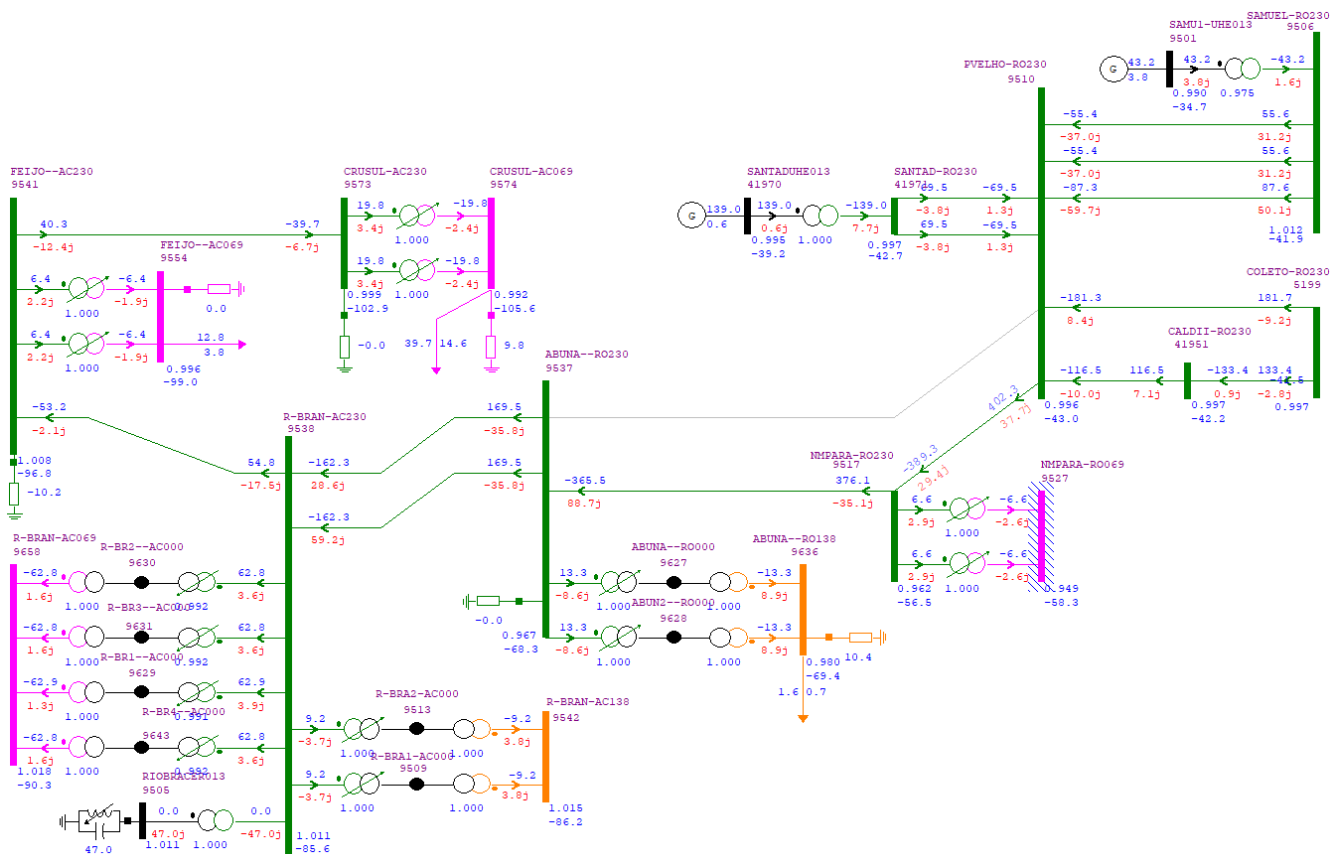


Figura 5-5 - Contingência da LT 230kV P.Velho-Abunã C2 – 2025

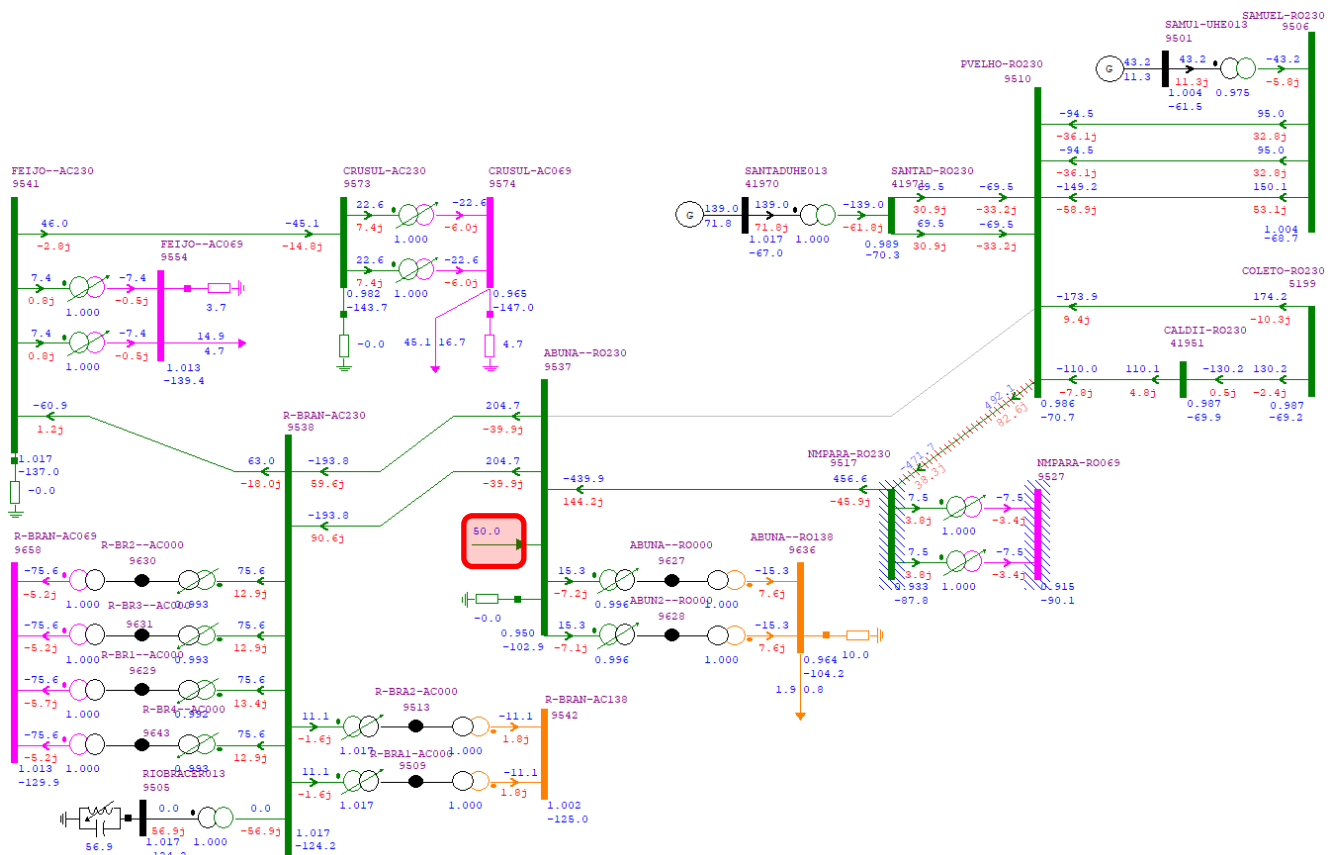


Figura 5-6 – Contingência da LT 230kV P.Velho-Abunã C2 – 2029

Até 2030 o fluxo máximo na LT 230kV Abunã-R.Branco durante a contingência de um de seus circuitos é de 462 MVA (66% de sua capacidade de curta duração). Contudo, devido a seu comprimento e compensação shunt fixa da linha para permitir sua energização, mesmo nesse nível de carregamento já é necessário um volume de potência reativa que o sistema local não é capaz de prover. Dessa forma, se faz necessário um reforço estrutural na região que permita ou menor consumo ou maior geração local de potência reativa em contingência.

Dado que a SE R.Branco já conta com um compensador estático (+55/-20 Mvar) e diversos bancos de capacitores, tanto em 230kV (+140 Mvar) como em 69kV (+118,8 Mvar), e que a expansão dessa compensação se daria de forma incremental até que fosse indispensável um terceiro circuito na LT 230kV Abunã-R.Branco, avaliou-se a implantação imediata de um reforço no tronco de transmissão em 230kV que atende a região.

Deve ser ressaltado ainda que o barramento 230kV da SE R.Branco possui configuração de Barra Principal e de Transferência (BPT) não apresentando o padrão de confiabilidade requerido no Procedimento de Rede para uma subestação de rede básica. Assim, um reforço de transmissão envolvendo um novo ponto de atendimento a capital, e não apenas de compensação reativa, permitiria elevar a confiabilidade do atendimento elétrico local até que eventualmente a SE R.Branco seja adequada ao padrão da norma.

Tendo esses pontos em vista, optou-se nas alternativas consideradas por partir de soluções de reforço na transmissão que garantam um perfil de tensão adequado e fluxos equilibrados e compatíveis com o sistema local existente, postergando assim o aumento do suporte reativo local, que já é significativo.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Neste capítulo são apresentadas as alternativas analisadas para a solução dos problemas diagnosticados no sistema de transmissão do estado do Acre, bem como obras necessárias na rede básica identificadas ao longo da elaboração das análises e comuns a todas as alternativas. Foi analisado o período de 2022 até o ano horizonte de 2031, com extensão até 2034 para aferição de desempenho das obras no longo prazo.

Como mostrado nas seções anteriores, devido ao desempenho inadequado de tensão na ocorrência de contingências no sistema que alimenta a capital Rio Branco e ao considerável montante de equipamentos de compensação reativa já presente nesta subestação, foram elaboradas alternativas de reforços de transmissão que apresentassem uma solução aos problemas identificados, melhorando o nível de curto circuito e distribuição de fluxos na rede.

As obras originalmente recomendadas na revisão 2 do relatório [4] tinham como data de necessidade o ano de 2022. Contudo, tendo em vista tratativas anteriores infrutíferas de realocação do compensador estático da SE R.Branco e o histórico de mudanças da carga apresentada pela distribuidora ao longo do desenvolvimento de [4] e suas revisões posteriores, que atrasaram a conclusão das análises até a presente data, se tornou inviável a licitação e implantação dessas obras até 2022.

Na presente análise, com a informação de carga atual, verificou-se a necessidade das obras propostas tão cedo quanto 2022 e assim foi mantida essa data de necessidade como sinalização da importância dessas obras e para abrir a possibilidade de antecipação por parte do empreendedor que virá a ser responsável por sua implantação, mesmo que do ponto de vista prático a implantação e operação se dê em anos posteriores.

6.1 Obras Comuns

No cenário de reduzido despacho de PCH's na área RO-MT e com a evolução da carga do estado de Rondônia são verificados carregamentos elevados em algumas transformações de fronteira do tronco de transmissão em 230kV que se estende da SE Vilhena a SE P.Velho.

A partir de 2022 a contingência de um dos transformadores 230/69kV da SE Ji-Paraná provoca sobrecargas inadmissíveis nas unidades remanescentes. O mesmo ocorre na transformação de 230/138kV dessa subestação a partir de 2030. Além disso, em 2027 e 2031 as transformações da SE P.Bueno, SE P.Velho e SE Vilhena, respectivamente, também deixam de atender o critério n-1.

Para solução desses problemas, optou-se por definir algumas obras referenciais, comuns a todas as alternativas:

- Instalação do 4º transformador 230/69kV na SE Jiparaná em 2022;
- Instalação do 3º transformador 230/138kV na SE P.Bueno em 2027;
- Instalação do 3º transformador 230/138kV na SE Jiparaná em 2030;
- Instalação do 5º transformador 230/69kV na SE P.Velho e 3º transformador 230/69kV na SE Vilhena em 2031;

Adicionalmente, será recomendado como obra comum a todas as alternativas que o atendimento a SE Nova Mutum Paraná, feito atualmente por derivação do C1 da LT 230kV P.Velho-Abunã, seja adequado a um seccionamento regular e que o reator de linha (-30Mvar) do terminal SE Abunã dessa LT seja realocado para o barramento de 230kV da SE N.M.Paraná.

6.2 Alternativa 1

A alternativa 1 se baseia na solução inicialmente proposta no relatório EPE-DEE-RE-017/2016-rev1 [4] e consiste no seccionamento do C1 da LT 230kV Abunã-R.Branco em um novo ponto de atendimento na região norte da cidade de Rio Branco, a SE Alto Alegre, e servirá como referência para comparação com as demais alternativas.

A nova SE A.Alegre se integrará ao sistema de distribuição em 69kV da distribuidora por meio de uma transformação de 120MVA e duas linhas de distribuição em 69kV para a SE A.Alegre da distribuidora e SE Tangará, repartindo carga com a SE R.Branco e provendo maior confiabilidade no atendimento.

Além da implantação do novo ponto de atendimento, já no ano inicial foi ainda recomendada a instalação do C3 da LT 230kV Abunã-R.Branco para melhoria de perfil de carregamento e tensão em cenários de contingência e aumento da confiabilidade no atendimento as cargas do estado do Acre.

Inicialmente não se faz necessária a implantação do C3 da LT 230kV P.Velho-Abunã, uma vez que a contingência de um de seus circuitos não ocasiona sobrecarga e que, mesmo num cenário de geração limitada, o aumento da demanda de potência reativa pelo circuito remanescente pode ser suprido pelo sistema até o ano de 2027.

Em 2028, apesar de ainda não serem verificadas sobrecargas no circuito remanescente que passam a ocorrer apenas em 2029, a queda de tensão associada a contingência de um dos circuitos da LT 230kV P.Velho-Abunã passa a ser limitante e assim recomenda-se a implantação do C3 já neste ano.

No ano de 2032 foi verificado que se faz necessário reforço no suporte de potência reativa na região de Rio Branco, sendo assim recomendado de forma preliminar, a instalação de um compensador

síncrono na nova SE A.Alegre que garantirá o atendimento dos critérios operativos até o horizonte estendido da análise.

A Figura 6-1 apresenta a topologia resultante do conjunto de obras proposto e a Tabela 6-1 apresenta os planos de obras das alternativas 1 e a Tabela 6-2 os parâmetros elétricos considerados na composição da simulação.

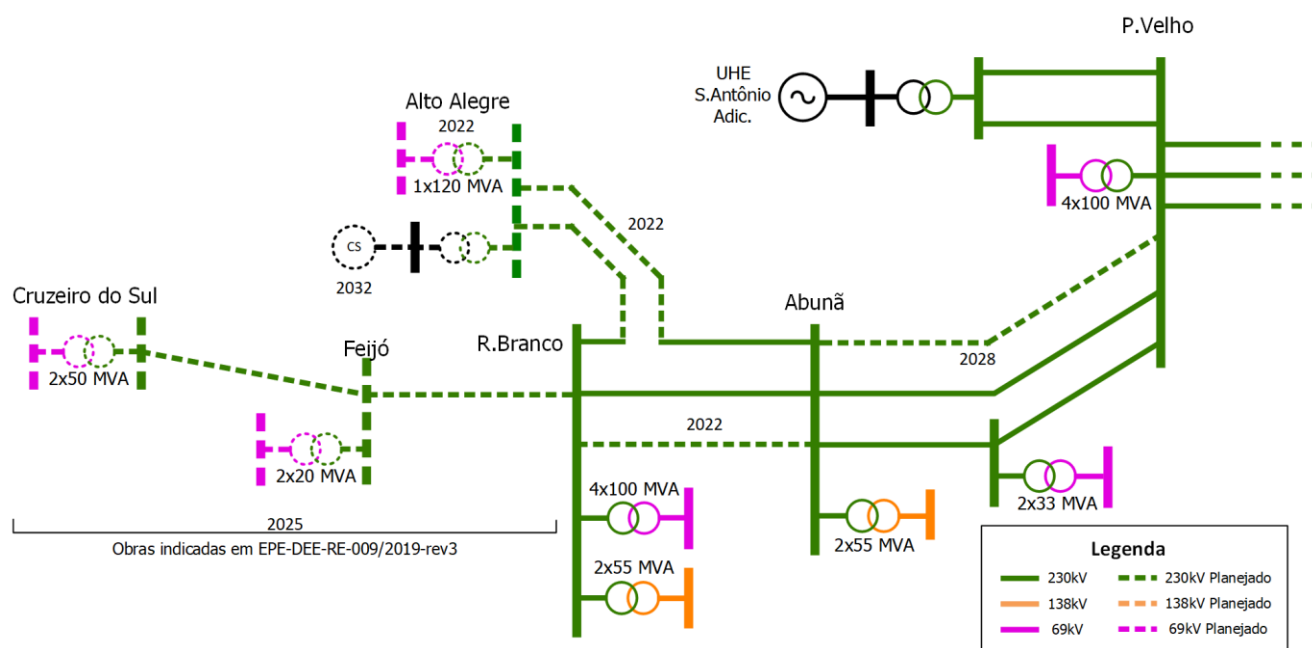


Figura 6-1 - Configuração da alternativa 1

Tabela 6-1 - Plano de obras da alternativa 1

Entrada	Rede	Equipamento
2022	Básica	Seccionamento do C1 da LT 230kV Abunã-R.Branco na SE A.Alegre
2022	Básica	1º Transformador 3ø 230/69 kV, 120 MVA – SE A.Alegre
2022	Básica	1º Reator de barra 230 kV, 1 x -20 Mvar 3Φ – SE A.Alegre
2022	Básica	LT 230kV Abunã-R.Branco C3, CS 2x795MCM, 304km
2028	Básica	LT 230kV P.Velho-Abunã C3, CS 2x795MCM, 190km
2032	Básica	Compensador Síncrono, -90/+150 Mvar – SE A.Alegre
2022	Distribuição	LD 69kV A.Alegre-A.Alegre Dist, CS 1x954MCM, 5km
2022	Distribuição	LD 69kV A.Alegre-Tangará, CS 1x954MCM, 20km
2022	Distribuição	Capacitor em Derivação 69 kV, 2 x 1,8 Mvar 3Φ – SE Manoel Urbano

Tabela 6-2 - Parâmetros elétricos das LTs da alternativa 1

Linha de Transmissão	Parâmetros da torre de referência							
	Parâmetros distribuídos (por km)					Parâmetros concentrados		
	R+ (Ω/km)	X+ (Ω/km)	B+ (μS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)
LT 230kV Abunã-R.Branco C3, CS	0,0409	0,3031	5,4113	0,3926	1,6512	2,2066	16,7773	86,9485
LT 230kV P.Velho-Abunã C3, CS						1,4401	10,7816	54,6584
LD 69kV A.Alegre-A.Alegre Dist CS	0,0709	0,4359	3,7917	0,3838	1,8462	0,2087	1,5468	7,7297
LD 69kV A.Alegre-Tangará CS						0,7451	4,5781	0,0903

6.3 Alternativas 2A

Durante o desenvolvimento das análises foi destacado em reunião com a distribuidora local o fato de que parte considerável da carga da cidade de Rio Branco é atendida pelas subestações Tangará e Taquari, e pela futura SE Floresta. Estas subestações se encontram na porção sul e sudoeste da cidade e a integração dessas subestações com um novo ponto de rede básica favoreceria a distribuição de fluxos na região.

Dessa forma a alternativa 2 propõe a instalação de um novo ponto de rede básica ao sudoeste da mancha urbana de Rio Branco e integrado por um seccionamento do C2 da LT 230kV Abunã-R.Branco. O conjunto de obras adicionais permanece semelhante ao da alternativa 1, uma vez que o sistema de onde deriva o atendimento a Rio Branco apresenta as mesmas dificuldades independente da forma como a capital é atendida.

A integração com a rede da distribuidora se dará por meio de linhas de distribuição em 69kV da nova SE Tucumã para as subestações de distribuição Tangará e Floresta.

A Figura 6-2 apresenta a topologia resultante do conjunto de obras proposto e a Tabela 6-3 apresenta os planos de obras das alternativas 2A e a Tabela 6-4 os parâmetros elétricos considerados na composição da simulação.

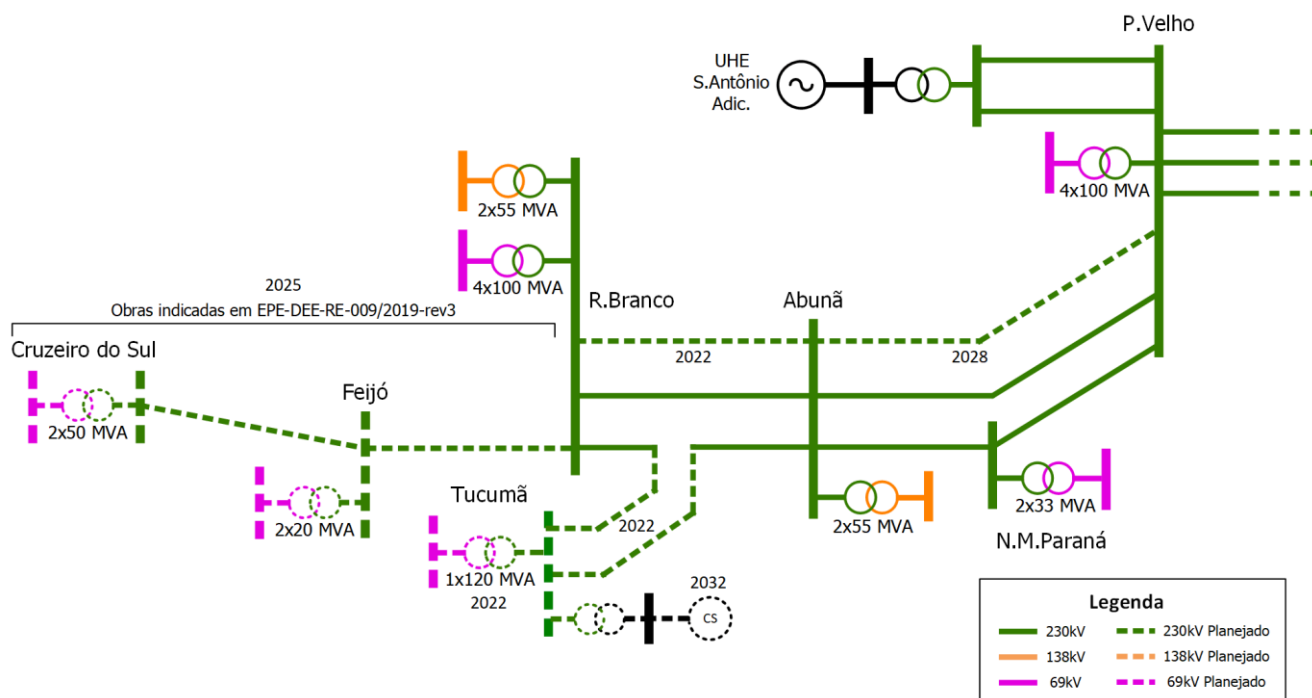


Figura 6-2 - Configuração da alternativa 2A

Tabela 6-3 - Plano de obras da alternativa 2A

Entrada	Rede	Equipamento
2022	Básica	Seccionamento do C2 da LT 230kV Abunã-R.Branco na SE Tucumã
2022	Básica	1º Transformador 3ø 230/69 kV, 120 MVA – SE Tucumã
2022	Básica	1º Reator de barra 230 kV, 1 x -20 Mvar 3Φ – SE Tucumã
2022	Básica	LT 230kV Abunã-R.Branco C3, CS 2x795MCM, 304km
2028	Básica	LT 230kV P.Velho-Abunã C3, CS 2x795MCM, 190km
2032	Básica	Compensador Síncrono, -90/+150 Mvar – SE Tucumã
2022	Distribuição	LD 69kV SE Tucumã-Floresta, CS 1x954MCM, 5km
2022	Distribuição	LD 69kV SE Tucumã-Tangará, CS 1x954MCM, 8km
2022	Distribuição	Capacitor em Derivação 69 kV, 2 x 1,8 Mvar 3Φ – SE Manoel Urbano

Tabela 6-4 - Parâmetros elétricos das LTs da alternativa 2A

Linha de Transmissão	Parâmetros da torre de referência							
	Parâmetros distribuídos (por km)					Parâmetros concentrados		
	R+ (Ω/km)	X+ (Ω/km)	B+ (μS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)
LT 230kV Abunã-R.Branco C3, CS	0,0409	0,3031	5,4113	0,3926	1,6512	2,2066	16,7773	86,9485
LT 230kV P.Velho-Abunã C3, CS						1,4401	10,7816	54,6584
LD 69kV Tucumã-Floresta CS	0,0709	0,4359	3,7917	0,3838	1,8462	0,7451	4,5781	0,0903
LD 69kV Tucumã-Tangará CS						1,1921	7,3248	0,1444

6.4 Alternativas 2B

A alternativa 2B mantém o conceito da alternativa 2A de prover um novo ponto de atendimento ao sul da cidade de Rio Branco na nova SE Tucumã, no entanto, difere na evolução do tronco de 230kV que atende a capital. Em vez da implantação do C3 da LT 230kV Abunã-R.Branco esta alternativa conta com a implantação do C2 da LT 230kV Abunã-Tucumã.

Com o novo circuito chegando na nova SE Tucumã se verifica um maior fluxo na transformação desta subestação, e na contingência do trecho Tucumã-R.Branco do seccionamento do C2 da LT 230kV Abunã-R.Branco na SE Tucumã, por falta de caminho elétrico alternativo, o fluxo é consideravelmente aumentado sendo assim necessária uma maior potência de transformação.

Devido a maior injeção de potência pela SE Tucumã durante a contingência da LT 230kV Tucumã-R.Branco também se faz necessário um circuito adicional na LD 69kV Tucumã-Floresta no ano de 2029.

A Figura 6-3 apresenta a topologia resultante do conjunto de obras proposto e a Tabela 6-5 apresenta os planos de obras das alternativas 2B e a Tabela 6-6 os parâmetros elétricos considerados na composição da simulação.

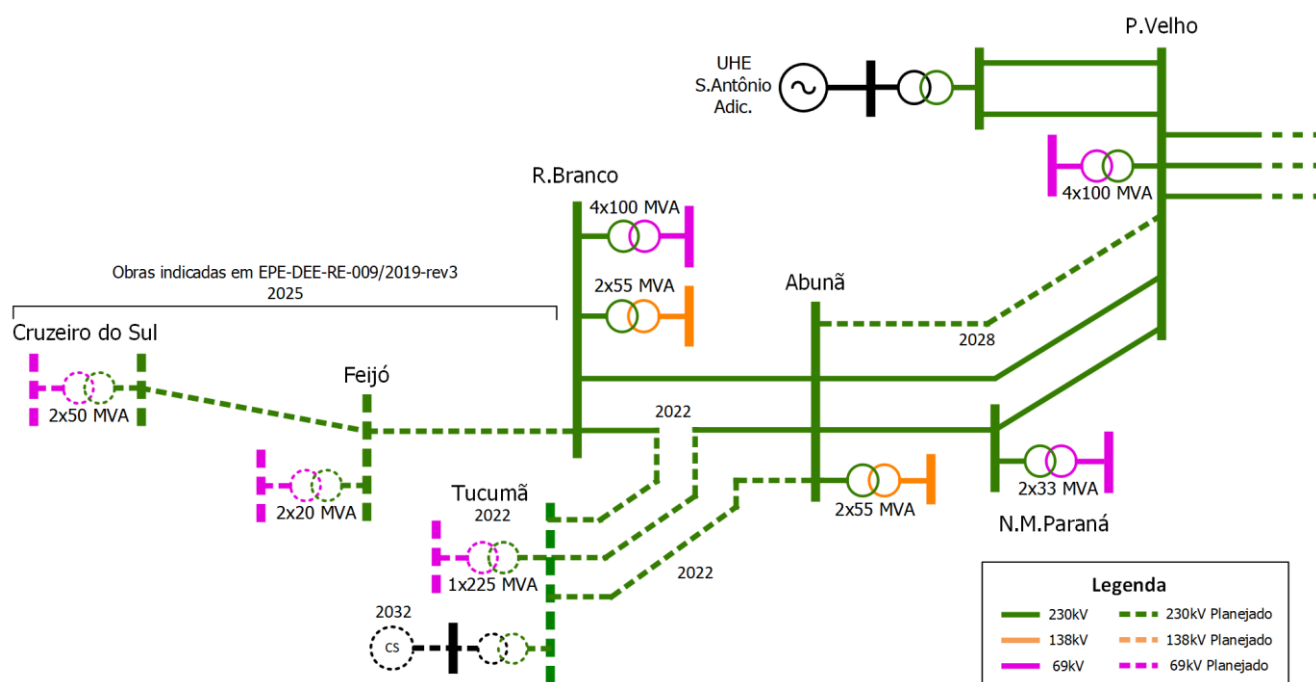


Figura 6-3 - Configuração da alternativa 2B

Tabela 6-5 - Plano de obras da alternativa 2B

Entrada	Rede	Equipamento
2022	Básica	Seccionamento do C2 da LT 230kV Abunã-R.Branco na SE Tucumã
2022	Básica	1º Transformador 3ø 230/69 kV, 225 MVA – SE Tucumã
2022	Básica	1º Reator de barra 230 kV, 1 x -20 Mvar 3Φ – SE Tucumã
2022	Básica	LT 230kV Abunã-Tucumã C2, CS 2x795MCM, 320km
2028	Básica	LT 230kV P.Velho-Abunã C3, CS 2x795MCM, 190km
2032	Básica	Compensador Síncrono, -90/+150 Mvar – SE Tucumã
2022	Distribuição	LD 69kV SE Tucumã-Floresta C1, CS 1x954MCM, 5km
2022	Distribuição	LD 69kV SE Tucumã-Tangará C1, CS 1x954MCM, 8km
2022	Distribuição	Capacitor em Derivação 69 kV, 2 x 1,8 Mvar 3Φ – SE Manoel Urbano
2029	Distribuição	LD 69kV SE Tucumã-Floresta C2, CS 1x954MCM, 5km

Tabela 6-6 - Parâmetros elétricos das LTs da alternativa 2B

Linha de Transmissão	Parâmetros da torre de referência							
	Parâmetros distribuídos (por km)					Parâmetros concentrados		
	R+ (Ω/km)	X+ (Ω/km)	B+ (μS/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)
LT 230kV Abunã-Tucumã C1, CS	0,0409	0,3031	5,4113	0,3926	1,6512	2,3373	17,8357	92,9052
LT 230kV P.Velho-Abunã C3, CS						1,4401	10,7816	54,6584
LD 69kV Tucumã-Floresta C1 e C2, CS	0,0709	0,4359	3,7917	0,3838	1,8462	0,7451	4,5781	0,0903
LD 69kV Tucumã-Tangará CS						1,1921	7,3248	0,1444

7 DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Cada uma das alternativas apresentadas na seção 6 teve seu desempenho em regime permanente avaliado considerando-se os cenários dimensionadores deste estudo, detalhados na seção 4.3.

Foram realizadas simulações em condição normal e em contingências simples dos elementos da rede básica e rede básica de fronteira para as alternativas 1, 2A e 2B e não foram encontrados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos. A seguir são apresentados os resultados de tensão e fluxo dessa análise para condição normal do início ao fim do período de análise (2022 a 2034) nas Tabela 7-1 e Tabela 7-2. Os resultados em condição de contingência para a alternativa recomendada, nos anos inicial e final do estudo, são mostradas nas Tabela 7-3 a Tabela 7-8.

A análise de fluxo de potência e contingências revelou o cenário de carga média como o mais crítico para operação da rede de interesse. Nesse cenário, um conjunto de 12 contingências simples foram simuladas na rede de interesse e monitoradas as tensões e fluxos na rede básica e de distribuição dos estados do Acre e Rondônia. Foram simuladas ainda outras 18 contingências na rede de transmissão do estado de Rondônia. Esse conjunto de contingências foi estudado para determinação da situação de linhas e transformações, e identificação de violações que mereçam atenção em toda a região de interesse e no sistema do qual o atendimento ao Acre é derivado.

De forma geral, os elementos do sistema se mostraram dentro dos parâmetros operativos dos Procedimentos de Rede para todas as alternativas elaboradas considerando as respectivas obras recomendadas. Para manter a concisão nessa seção do relatório serão apresentados apenas os resultados para a alternativa 2A, considerada a de mínimo custo global. Os resultados de desempenho das demais alternativas podem ser encontrado nos anexos deste relatório.

Tabela 7-1 - Análise de tensões em regime normal – Alternativa 2A – Carga Média Norte Seco

SUBESTAÇÃO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
TUCUMA-AC230	100,3%	100,4%	100,5%	100,8%	102,1%	102,7%	102,1%	102,6%	103,3%	103,6%	102,4%	102,0%	102,5%
R-BRAN-AC230	100,4%	100,4%	100,6%	100,9%	102,3%	102,9%	102,4%	102,8%	103,8%	104,4%	102,8%	102,5%	103,1%
ABUNA--RO230	101,1%	101,3%	101,3%	101,8%	102,4%	102,6%	102,7%	102,7%	103,0%	103,6%	102,4%	101,7%	102,0%
FEJO--AC230				102,6%	101,0%	103,8%	101,9%	101,6%	101,7%	101,1%	102,3%	103,5%	103,0%
CRUSUL-AC230				101,9%	98,6%	102,9%	100,4%	99,8%	99,5%	98,4%	99,2%	101,8%	100,9%
NMPARA-RO230	101,4%	101,7%	101,8%	102,0%	102,3%	102,4%	103,0%	102,9%	103,2%	103,8%	102,8%	102,2%	102,4%
PVELHO-RO230	101,3%	101,8%	102,0%	102,2%	102,3%	102,3%	103,0%	102,8%	103,1%	103,6%	103,1%	102,7%	102,9%
R-BRAN-AC138	100,5%	100,5%	100,8%	101,0%	101,6%	102,6%	101,9%	102,2%	102,6%	102,8%	101,8%	102,0%	102,2%
EPITAC-AC138	99,4%	99,1%	99,0%	98,8%	99,0%	99,7%	98,3%	98,1%	98,2%	98,4%	96,6%	96,4%	96,2%
ABUNA--RO138	100,8%	100,9%	101,0%	102,3%	102,5%	103,0%	102,7%	102,2%	102,2%	103,3%	102,6%	102,0%	101,8%
G-MIRI-RO138	98,8%	98,8%	98,7%	99,9%	99,9%	101,6%	99,7%	99,6%	98,7%	100,9%	99,5%	98,2%	98,6%
TUCUMA-AC069	100,4%	100,6%	100,9%	100,7%	101,1%	102,2%	101,6%	101,8%	102,4%	102,5%	101,8%	101,8%	102,5%
R-BRAN-AC069	100,4%	100,5%	100,9%	100,9%	101,4%	102,6%	101,9%	102,2%	102,7%	102,2%	101,6%	101,7%	102,4%
FEJO--AC069				101,5%	101,2%	103,4%	101,8%	101,9%	102,3%	102,0%	101,1%	101,9%	101,7%
CRUSUL-AC069				101,1%	100,8%	103,4%	101,6%	101,8%	102,5%	102,5%	100,1%	101,2%	101,3%
TANGAR-AC069	99,6%	99,8%	100,1%	99,9%	100,3%	101,4%	100,8%	101,1%	101,4%	101,1%	100,5%	100,7%	101,4%
S-FRAN-AC069	99,3%	99,4%	99,7%	99,9%	100,4%	101,7%	101,1%	101,3%	101,7%	100,7%	100,2%	100,2%	101,3%
TAQUAR-AC069	99,9%	100,1%	100,4%	100,3%	100,8%	101,8%	101,2%	101,5%	101,8%	101,3%	100,7%	100,7%	101,4%
ALTOAL-AC069	101,0%	101,0%	101,9%	100,8%	101,2%	102,8%	102,0%	102,1%	102,4%	101,6%	102,0%	101,9%	102,5%
FLORES-AC069	99,8%	100,1%	100,4%	100,3%	100,7%	101,8%	101,1%	101,4%	101,8%	101,4%	100,9%	101,0%	101,7%

Tabela 7-2 - Análise de fluxos em regime normal – Alternativa 2A – Carga Média Norte Seco

LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
ABUNA--RO230	1	81 -16	85 -15	89 -15	114 -14	119 -19	125 -21	130 -17	136 -19	142 -22	148 -22	154 -19	161 -19	168 -21
R-BRAN-AC230	478	17%	18%	19%	24%	25%	26%	27%	28%	29%	30%	32%	33%	35%
ABUNA--RO230	3	82 -19	86 -18	90 -19	114 -17	120 -22	126 -24	131 -20	137 -22	143 -25	149 -26	156 -22	162 -22	169 -24
R-BRAN-AC230	560	15%	16%	16%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	26%	28%	29%	30%
ABUNA--RO230	1	75 -16	79 -16	83 -16	104 -15	109 -19	114 -20	119 -16	125 -19	130 -21	135 -19	141 -17	147 -18	153 -19
TUCUMA-A-C230	560	14%	14%	15%	18%	19%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	26%	27%
TUCUMA-A-C230	1	15 -13	16 -8	17 -9	33 -14	35 -18	36 -23	38 -22	39 -24	40 -37	41 -52	43 -33	45 -37	47 -41
R-BRAN-AC230	560	4%	3%	4%	6%	7%	8%	8%	8%	10%	12%	10%	10%	11%
FEIJO-A-C230	1				-52 3	-54 -3	-56 1	-58 0	-60 -1	-63 -3	-65 -5	-68 3	-71 8	-74 6
R-BRAN-AC230					19%	20%	20%	21%	22%	23%	24%	24%	25%	26%
FEIJO-A-C230	1				40 -13	42 -6	43 -12	45 -10	46 -8	48 -7	50 -5	52 -4	54 -10	57 -8
CRUSUL-A-C230					15%	15%	15%	16%	16%	17%	18%	18%	19%	20%
PVELHO-RO230	2	137 -33	143 -30	149 -29	187 -30	196 -34	205 -36	142 -34	148 -35	155 -36	161 -36	168 -29	175 -26	182 -26
ABUNA--RO230	558	25%	26%	27%	33%	35%	37%	25%	27%	28%	29%	30%	31%	32%
NMPARA-RO230	1	130 -20	136 -18	142 -18	179 -25	187 -30	196 -35	134 -21	140 -22	146 -23	152 -25	159 -20	165 -18	172 -19
ABUNA--RO230	478	27%	28%	29%	37%	39%	41%	28%	29%	30%	31%	33%	34%	35%
PVELHO-RO230	1	143 -29	150 -26	157 -25	195 -25	204 -31	214 -33	150 -29	157 -32	164 -32	170 -32	177 -25	184 -22	191 -22
NMPARA-RO230	478	30%	31%	33%	40%	42%	44%	31%	33%	34%	35%	36%	38%	39%
TUCUMA-A-C230	1	59 20	61 15	64 15	68 14	71 13	75 15	78 16	82 14	86 23	91 38	94 32	97 28	101 27
TUCUMA-A-C069	120	52%	53%	54%	58%	59%	63%	65%	68%	72%	79%	81%	83%	85%
R-BRAN-AC230	1	40 6	42 5	44 6	46 7	48 8	50 8	53 8	55 8	57 10	59 13	61 12	64 12	67 10
R-BRAN--AC069	100	40%	42%	44%	46%	48%	49%	52%	54%	56%	58%	61%	64%	65%
R-BRAN-A-C230	1	8 -3	8 -3	9 -3	9 -3	10 -2	10 -2	11 -2	11 -1	12 -1	12 -1	13 0	13 0	14 0
R-BRAN-AC138	55	16%	16%	18%	18%	18%	18%	20%	20%	20%	22%	22%	24%	24%
ABUNA--RO230	1	12 -3	12 -3	13 -3	13 -3	14 -3	14 -7	15 -3	15 -3	16 -2	16 -6	16 -5	16 -4	16 -5
ABUNA--RO138	55	24%	24%	24%	25%	25%	29%	27%	27%	29%	31%	31%	31%	31%
NMPARA-RO230	1	6 4	6 4	6 4	7 4	7 3	7 3	7 5	8 3	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4
NMPARA-RO069	33	21%	21%	24%	24%	21%	21%	27%	24%	24%	27%	27%	27%	27%

Tabela 7-3 - Análise de tensões em contingências – Alternativa 2A – Carga Média Norte Seco 2022

SUBESTAÇÃO	LT 230kV Abunã-R.Branco - C1	LT 230kV Abunã-R.Branco - C3	LT 230kV Tucumã-R.Branco - C1	LT 230kV Abunã-Tucumã - C1	TF 230/069 kV Tucumã	LT 230kV N.M.Paraná-Abunã - C1	LT 230kV P.Velho-Abunã - C2	LT 230kV P.Velho-N.M.Paraná - C1	TF 230/069 kV R.Branco	TF 230/138 kV R.Branco
TUCUMA-AC230	99,4%	99,3%	98,8%	99,3%	100,6%	99,3%	99,6%	99,4%	100,2%	100,3%
R-BRAN-AC230	99,7%	99,6%	100,3%	99,7%	100,3%	99,6%	99,9%	99,7%	100,4%	100,4%
ABUNA--RO230	99,7%	99,5%	100,7%	99,7%	101,1%	98,2%	99,0%	98,4%	101,1%	101,1%
NMPARA-RO230	100,3%	100,2%	101,1%	100,4%	101,4%	100,1%	98,4%	98,5%	101,4%	101,4%
PVELHO-RO230	100,7%	100,6%	101,2%	100,7%	101,3%	99,9%	99,3%	99,2%	101,3%	101,3%
R-BRAN-AC138	99,7%	99,6%	100,3%	99,7%	100,3%	99,7%	99,9%	99,7%	100,4%	101,0%
EPTAC-AC138	98,5%	98,4%	99,2%	98,5%	99,2%	98,5%	98,7%	98,5%	99,3%	100,0%
ABUNA--RO138	99,4%	99,2%	100,5%	99,4%	100,8%	97,9%	98,7%	98,1%	100,8%	100,8%
G-MIRI-RO138	97,2%	97,0%	98,4%	97,3%	98,8%	95,6%	96,5%	95,8%	98,8%	98,8%
TUCUMA-AC069	99,5%	99,4%	99,6%	99,4%	97,6%	99,5%	99,7%	99,5%	100,2%	100,4%
R-BRAN-AC069	99,6%	99,4%	100,0%	99,5%	99,4%	99,5%	99,8%	99,6%	100,1%	100,4%
TANGAR-AC069	98,7%	98,6%	98,9%	98,6%	97,4%	98,6%	98,9%	98,7%	99,3%	99,6%
S-FRAN-AC069	98,5%	98,4%	98,9%	98,4%	98,3%	98,4%	98,7%	98,5%	99,0%	99,3%
TAQUAR-AC069	99,1%	98,9%	99,4%	99,0%	98,4%	99,0%	99,2%	99,0%	99,6%	99,9%
ALTOAL-AC069	100,2%	100,0%	100,6%	100,1%	99,9%	100,1%	100,3%	100,1%	100,7%	101,0%
FLORES-AC069	98,9%	98,8%	99,1%	98,8%	97,7%	98,9%	99,1%	98,9%	99,6%	99,8%

Tabela 7-4 - Análise de fluxos em contingência - Alternativa 2A - Carga Média Norte Seco 2022

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	LT 230kV Abunã- R.Branco - C1		LT 230kV Abunã- R.Branco - C3		LT 230kV Tucumã- R.Branco - C1		LT 230kV Abunã- Tucumã - C1		TF 230/069 kV Tucumã		LT 230kV N.M.Paraná- Abunã - C1		LT 230kV P.Velho- Abunã - C2		LT 230kV P.Velho- N.M.Paraná - C1		TF 230/069 kV R.Branco		TF 230/138 kV R.Branco	
		NC LIM.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
9537	ABUNA--RO230	1			126	-18	85	-17	120	-17	83	-15	81	-27	81	-24	81	-26	81	-16	81	-16
9538	R-BRAN-AC230				27%		18%		26%		18%		18%		18%		18%		17%		17%	
9537	ABUNA--RO230	3	127	-20			85	-20	121	-20	84	-18	82	-30	82	-27	82	-29	82	-19	82	-19
9538	R-BRAN-AC230	700		18%			12%		18%		12%		13%		13%		13%		12%		12%	
9537	ABUNA--RO230	1	114	-17	114	-17	68	-10			72	-18	75	-25	75	-23	75	-25	76	-16	75	-16
9540	TUCUMA-AC230	700		17%		17%		10%			10%		12%		11%		12%		11%		11%	
9540	TUCUMA-AC230	1	49	-27	49	-27			-51	-18	71	5	15	-23	15	-21	15	-23	8	-14	15	-13
9538	R-BRAN-AC230	700		8%		8%			8%		10%		4%		4%		4%		2%		3%	
9510	PVELHO-RO230	2	138	-25	138	-24	137	-31	138	-25	137	-33	274	-6			287	-11	137	-33	137	-33
9537	ABUNA--RO230	697		20%		20%		20%		20%		20%	39%				42%		20%		20%	
9517	NMPARA-RO230	1	131	-12	131	-11	130	-18	131	-12	130	-20			268	-41	-11	-7	130	-19	130	-20
9537	ABUNA--RO230	478		27%		27%		27%		27%		27%			58%		3%		27%		27%	
9510	PVELHO-RO230	1	145	-21	145	-19	143	-27	145	-21	144	-29	12	-19	287	-13			144	-29	143	-29
9517	NMPARA-RO230	478		30%		30%		30%		30%		30%	5%		60%				30%		30%	
9540	TUCUMA-AC230	1	62	20	62	20	67	14	52	19			59	19	59	20	59	20	67	22	59	20
9665	TUCUMA-AC069	144		45%		45%		48%		39%			43%		43%		43%		49%		43%	
9538	R-BRAN-AC230	1	39	6	39	6	38	8	41	7	55	13	40	6	40	6	40	6	50	8	40	6
9629	R-BR1--AC069	100		40%		40%		38%		42%		56%	41%		40%		40%		51%		40%	
9538	R-BRAN-AC230	1	8	-3	8	-3	8	-3	8	-3	8	-3	8	-3	8	-3	8	-3	8	-3	16	-8
9509	R-BR1-AC138	55		16%		16%		16%		16%		16%	16%		16%		16%		16%		33%	

Tabela 7-5 - Análise de tensões em contingência – Alternativa 2A – Carga Média Norte Seco 2025

SUBESTAÇÃO	LT 230kV Abunã- R.Branco - C1	LT 230kV Abunã- R.Branco - C3	LT 230kV Tucumã- R.Branco - C1	LT 230kV Abunã- Tucumã - C1	TF 230/069 kV Tucumã	LT 230kV N.M.Paraná- Abunã - C1	LT 230kV P.Velho- Abunã - C2	LT 230kV P.Velho- N.M.Paraná - C1	TF 230/069 kV R.Branco	TF 230/138 kV R.Branco
TUCUMA-AC230	99,4%	99,3%	99,5%	99,5%	101,0%	99,7%	99,5%	99,5%	100,7%	100,8%
R-BRAN-AC230	99,8%	99,7%	100,8%	99,8%	100,7%	100,1%	99,9%	100,0%	100,9%	100,9%
ABUNA--RO230	99,8%	99,6%	101,5%	99,9%	101,7%	97,7%	98,2%	97,6%	101,7%	101,8%
FEJO--AC230	100,8%	100,6%	102,3%	100,8%	102,2%	101,2%	100,8%	101,0%	102,4%	102,6%
CRUSUL-AC230	99,8%	99,6%	101,6%	99,8%	101,5%	100,3%	99,9%	100,1%	101,8%	101,9%
NMPARA-RO230	100,5%	100,4%	101,7%	100,6%	101,9%	100,8%	97,3%	97,6%	101,9%	102,0%
PVELHO-RO230	101,6%	101,5%	102,1%	101,6%	102,2%	100,6%	100,1%	100,1%	102,2%	102,2%
R-BRAN-AC138	99,9%	99,8%	100,9%	99,9%	100,8%	100,2%	100,0%	100,1%	101,0%	101,5%
EPITAC-AC138	97,5%	97,3%	98,6%	97,5%	98,6%	97,8%	97,6%	97,7%	98,8%	99,4%
ABUNA--RO138	100,2%	100,0%	101,9%	100,3%	102,2%	98,1%	98,6%	98,0%	102,2%	102,3%
G-MIRI-RO138	97,6%	97,4%	99,5%	97,8%	99,8%	95,3%	95,9%	95,2%	99,8%	99,9%
TUCUMA-AC069	99,3%	99,2%	99,9%	99,4%	98,4%	99,6%	99,4%	99,5%	100,5%	100,7%
R-BRAN-AC069	99,6%	99,5%	100,5%	99,7%	100,0%	99,9%	99,7%	99,8%	100,5%	100,9%
FEJO--AC069	99,7%	99,5%	101,3%	99,7%	101,1%	100,1%	99,8%	99,9%	101,4%	101,5%
CRUSUL-AC069	98,9%	98,7%	100,8%	98,9%	100,6%	99,4%	99,0%	99,2%	100,9%	101,1%
TANGAR-AC069	98,6%	98,4%	99,3%	98,6%	98,2%	98,9%	98,7%	98,7%	99,6%	99,9%
S-FRAN-AC069	98,6%	98,5%	99,5%	98,7%	99,0%	98,9%	98,7%	98,8%	99,6%	99,9%
TAQUAR-AC069	99,0%	98,9%	99,8%	99,1%	99,1%	99,3%	99,1%	99,2%	100,0%	100,3%
ALTOAL-AC069	99,4%	99,3%	100,4%	99,5%	99,9%	99,8%	99,5%	99,6%	100,4%	100,8%
FLORES-AC069	98,9%	98,8%	99,6%	99,0%	98,6%	99,2%	99,0%	99,1%	100,0%	100,3%

Tabela 7-6 - Análise de fluxos em contingência - Alternativa 2A - Carga Média Norte Seco 2025

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	LT 230kV Abunã- R.Branco - C1	LT 230kV Abunã- R.Branco - C3	LT 230kV Tucumã- R.Branco - C1	LT 230kV Abunã- Tucumã - C1	TF 230/069 kV Tucumã	LT 230kV N.M.Paranã- Abunã - C1	LT 230kV P.Velho- Abunã - C2	LT 230kV P.Velho- N.M.Paranã - C1	TF 230/069 kV R.Branco	TF 230/138 kV R.Branco
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
9537	ABUNA--RO230	1		178 -11	121 -14	168 -12	116 -13	114 -31	114 -27	114 -31	113 -14	114 -14
9538	R-BRAN-AC230			37%	25%	35%	24%	25%	25%	25%	23%	24%
9537	ABUNA--RO230	3	178 -14		122 -18	169 -15	117 -16	115 -34	115 -30	115 -33	114 -17	114 -17
9538	R-BRAN-AC230	700	26%		17%	24%	17%	18%	17%	18%	16%	16%
9537	ABUNA--RO230	1	159 -11	159 -11	89 -10		100 -16	104 -29	104 -26	104 -28	105 -14	104 -15
9540	TUCUMA-AC230	700	23%	23%	13%		14%	16%	16%	16%	15%	15%
9540	TUCUMA-AC230	1	80 -37	81 -37		-59 -12	98 0	33 -30	33 -27	33 -30	25 -15	33 -14
9538	R-BRAN-AC230	700	13%	13%		9%	14%	7%	6%	7%	4%	5%
9541	FEJO--AC230	1	-52 1	-52 1	-52 3	-52 1	-52 2	-52 2	-52 1	-52 2	-52 3	-52 3
9538	R-BRAN-AC230	349	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
9541	FEJO--AC230	1	40 -11	40 -11	40 -13	40 -11	40 -13	40 -12	40 -11	40 -12	40 -13	40 -13
9573	CRUSUL-AC230	349	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
9510	PVELHO-RO230	2	189 -16	190 -15	187 -28	189 -17	187 -29	380 28		396 30	187 -30	187 -30
9537	ABUNA--RO230	697	27%	27%	27%	27%	27%	54%		57%	27%	27%
9517	NMPARA-RO230	1	181 -13	181 -12	178 -23	181 -14	179 -25		369 -43	-12 -8	179 -25	179 -25
9537	ABUNA--RO230	478	38%	38%	37%	38%	37%		80%	3%	37%	37%
9510	PVELHO-RO230	1	197 -11	198 -10	194 -23	197 -12	195 -25	13 -18	395 27		195 -25	195 -25
9517	NMPARA-RO230	478	41%	41%	40%	41%	40%	5%	83%		40%	40%
9540	TUCUMA-AC230	1	73 13	73 13	87 9	60 13		68 13	68 13	68 13	77 16	68 14
9665	TUCUMA-AC069	144	51%	51%	61%	43%		49%	49%	49%	54%	48%
9538	R-BRAN-AC230	1	45 8	45 8	41 8	48 8	63 13	46 8	46 8	46 8	58 10	46 7
9629	R-BR1--AC069	100	45%	45%	41%	48%	64%	46%	46%	46%	58%	46%
9538	R-BRAN-AC230	1	9 -2	9 -2	9 -3	9 -2	9 -3	9 -2	9 -2	9 -2	9 -3	18 -6
9509	R-BR1-AC138	55	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	36%

Tabela 7-7 - Análise de tensões em contingência – Alternativa 2A – Carga Média Norte Seco 2031

SUBESTAÇÃO	LT 230kV Abunã- R.Branco - C1	LT 230kV Abunã- R.Branco - C3	LT 230kV Tucumã- R.Branco - C1	LT 230kV Abunã- Tucumã - C1	TF 230/069 kV Tucumã	LT 230kV N.M.Paranã- Abunã - C1	LT 230kV P.Velho- Abunã - C2	LT 230kV P.Velho- N.M.Paranã - C1	TF 230/069 kV R.Branco	TF 230/138 kV R.Branco
TUCUMA-AC230	101,5%	102,3%	98,3%	102,0%	103,9%	102,7%	102,9%	102,7%	103,4%	103,6%
R-BRAN-AC230	102,8%	103,6%	104,2%	102,8%	103,8%	103,6%	103,8%	103,6%	104,3%	104,4%
ABUNA--RO230	100,5%	100,8%	102,5%	101,0%	103,4%	101,2%	101,8%	101,3%	103,5%	103,6%
FEJO--AC230	97,9%	99,7%	100,8%	97,9%	100,0%	99,5%	100,0%	99,6%	100,9%	101,1%
CRUSUL-AC230	94,5%	96,7%	98,1%	94,4%	97,1%	96,5%	97,0%	96,6%	98,1%	98,4%
NMPARA-RO230	101,4%	101,6%	103,0%	101,8%	103,6%	102,7%	101,6%	101,4%	103,7%	103,8%
PVELHO-RO230	102,3%	102,4%	103,2%	102,5%	103,6%	102,4%	102,2%	102,0%	103,6%	103,6%
R-BRAN-AC138	101,2%	102,1%	102,7%	101,2%	102,3%	102,0%	102,3%	102,1%	102,7%	103,1%
EPITAC-AC138	96,4%	97,5%	98,2%	96,4%	97,7%	97,4%	97,7%	97,4%	98,2%	98,7%
ABUNA--RO138	100,1%	100,4%	102,2%	100,6%	103,1%	100,8%	101,5%	100,9%	103,2%	103,3%
G-MIRI-RO138	97,4%	97,7%	99,7%	97,9%	100,7%	98,1%	98,9%	98,2%	100,8%	100,9%
TUCUMA-AC069	100,5%	101,4%	99,5%	100,8%	97,1%	101,5%	101,8%	101,6%	102,0%	102,5%
R-BRAN-AC069	100,4%	101,3%	101,0%	100,5%	99,9%	101,3%	101,5%	101,3%	101,5%	102,2%
FEJO--AC069	98,7%	100,5%	101,7%	98,6%	100,9%	100,4%	100,8%	100,4%	101,7%	102,0%
CRUSUL-AC069	98,1%	100,6%	102,1%	98,1%	101,0%	100,3%	100,9%	100,4%	102,1%	102,4%
TANGAR-AC069	99,2%	100,1%	98,8%	99,4%	96,9%	100,2%	100,4%	100,2%	100,6%	101,1%
S-FRAN-AC069	98,8%	99,8%	99,5%	99,0%	98,4%	99,8%	100,0%	99,8%	100,0%	100,7%
TAQUAR-AC069	99,5%	100,4%	99,7%	99,6%	98,2%	100,4%	100,7%	100,5%	100,7%	101,3%
ALTOAL-AC069	99,6%	100,6%	100,3%	99,7%	99,1%	100,6%	100,9%	100,7%	100,9%	101,6%
FLORES-AC069	99,5%	100,4%	99,2%	99,7%	97,2%	100,5%	100,7%	100,5%	100,8%	101,4%

Tabela 7-8 - Análise de fluxos em contingência - Alternativa 2A - Carga Média Norte Seco 2031

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	LT 230kV Abunã- R.Branco - C1	LT 230kV Abunã- R.Branco - C3	LT 230kV Tucumã- R.Branco - C1	LT 230kV Abunã- Tucumã - C1	TF 230/069 kV Tucumã	LT 230kV N.M.Paranã- Abunã - C1	LT 230kV P.Velho- Abunã - C2	LT 230kV P.Velho- N.M.Paranã - C1	TF 230/069 kV R.Branco	TF 230/138 kV R.Branco
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
9537	ABUNA--RO230	1		234 -17	159 -26	220 -15	151 -20	148 -30	148 -28	148 -30	148 -22	148 -22
9538	R-BRAN-AC230			49%	33%	46%	31%	31%	31%	31%	30%	30%
9537	ABUNA--RO230	3	234 -16		160 -29	221 -17	152 -23	150 -33	150 -31	150 -33	149 -25	149 -26
9538	R-BRAN-AC230	700	33%		23%	31%	21%	22%	21%	22%	21%	21%
9537	ABUNA--RO230	1	208 -10	208 -13	114 3		131 -22	135 -26	135 -24	135 -25	136 -18	135 -19
9540	TUCUMA-AC230	700	30%	30%	16%		18%	19%	19%	19%	19%	19%
9540	TUCUMA-AC230	1	102 -89	103 -91		-79 -37	127 -15	41 -61	41 -59	41 -61	30 -56	41 -52
9538	R-BRAN-AC230	700	19%	19%		12%	18%	10%	10%	10%	9%	9%
9541	FEJO--AC230	1	-65 -8	-65 -6	-65 -5	-65 -8	-65 -6	-65 -7	-65 -6	-65 -7	-65 -5	-65 -5
9538	R-BRAN-AC230	349	20%	19%	19%	20%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
9541	FEJO--AC230	1	50 -2	50 -4	50 -5	50 -2	50 -4	50 -4	50 -4	50 -4	50 -5	50 -5
9573	CRUSUL-AC230	349	15%	15%	14%	15%	15%	15%	15%	15%	14%	14%
9510	PV/ELHO-RO230	2	165 -18	165 -20	162 -30	165 -21	162 -35	242 -17		251 -21	162 -36	161 -36
9537	ABUNA--RO230	697	23%	23%	23%	23%	23%	34%		35%	23%	23%
9517	NMPARA-RO230	1	155 -9	156 -10	152 -19	155 -11	153 -24		234 -35	-15 -7	152 -24	152 -25
9537	ABUNA--RO230	478	32%	32%	31%	32%	31%		49%	4%	31%	31%
9510	PV/ELHO-RO230	1	174 -14	174 -16	171 -26	174 -17	171 -31	16 -21	255 -21		171 -31	170 -32
9517	NMPARA-RO230	478	36%	36%	35%	36%	35%	6%	53%		35%	35%
9540	TUCUMA-AC230	1	96 36	96 36	111 14	80 38		90 38	90 38	90 38	102 42	91 38
9665	TUCUMA-AC069	144	70%	69%	79%	60%		66%	66%	66%	74%	66%
9538	R-BRAN-AC230	1	58 15	58 15	54 21	62 15	82 29	59 14	59 14	59 14	75 19	59 13
9629	R-BR1--AC069	100	58%	57%	56%	62%	84%	59%	58%	59%	74%	58%
9538	R-BRAN-AC230	1	12 -1	12 -1	12 -1	12 -1	12 -1	12 -1	12 -1	12 -1	12 -1	24 -3
9509	R-BR1-AC138	55	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	42%

7.1 Energização e Rejeição de Carga

A Tabela 7-9 apresenta o desempenho da energização do C3 da LT 230kV Abunã-R.Branco proposto na alternativa 2A, num cenário de carga leve no ano de 2022. A Tabela 7-10, por sua vez, mostra o desempenho na energização da LT 230kV Abunã-Tucumã que se origina do seccionamento do C2 da LT 230kV Abunã-R.Branco na nova SE Tucumã.

Tabela 7-9 – Desempenho na energização da LT 230kV Abunã - R.Branco C3

Etapas	LT 230kV Abunã - R.Branco C3		ΔV
Pré-energização	t_0 . Abunã	1,021	
	t_0 . R.Branco	1,000	
Energização pelo terminal Abunã	Abunã	1,050	2,9%
	Terminal Aberto	1,084	
	Terminal Receptor	1,004	0,4%
Energização pelo terminal R.Branco	R.Branco	1,005	0,5%
	Terminal Aberto	1,039	
	Terminal Receptor	1,025	0,4%

Tabela 7-10 - Desempenho na energização da LT 230kV Abunã - Tucumã C1

Etapas	LT 230kV Abunã - Tucumã C1		ΔV
Pré-energização	t_0 . Abunã	1,022	
	t_0 . Tucumã	1,000	
Energização pelo terminal Abunã	Abunã	1,049	2,7%
	Terminal Aberto	1,087	
	Terminal Receptor	1,005	0,5%
Energização pelo terminal Tucumã	Tucumã	1,022	2,2%
	Terminal Aberto	1,058	
	Terminal Receptor	1,029	0,7%

No C3 da LT 230kV Abunã-R.Branco foram considerados reatores de linha de -25Mvar em cada terminal que permitem a energização desse novo circuito obedecendo aos requisitos operativos, garantindo ainda melhor desempenho em cenários de carregamento elevado.

Já na LT 230kV Abunã-Tucumã será necessária a transferência do reator de linha de -30Mvar do terminal SE R.Branco da LT seccionada para o terminal SE Tucumã. A transferência visa adequar a compensação do trecho Abunã-Tucumã e evitar ressonância em religamento monopolar do trecho Tucumã-R.Branco, de 55km de extensão, que não contará com compensação em derivação.

Foi avaliado também o comportamento do sistema durante rejeição de um dos terminais desses novos circuitos no ano inicial 2022 e em 2025 quando da integração das cargas do oeste do Acre. As Tabela 7-11 e Tabela 7-12 apresentam os resultados da simulação para o C3 da LT 230kV Abunã-R.Branco e LT 230kV Abunã - Tucumã C1, respectivamente.

Tabela 7-11 - Desempenho na rejeição da LT 230kV Abunã - R.Branco C3

Etapas	LT 230kV Abunã - R.Branco C3	2022	2025
Pré-rejeição	t ₀ - Abunã	1,013	1,020
	t ₀ - R.Branco	1,006	1,011
Rejeição no terminal R.Branco	R.Branco	1,001	1,003
	Terminal Aberto	1,052	1,052
	Terminal Emissor	1,018	1,018
Rejeição no terminal Abunã	Abunã	1,000	1,000
	Terminal Aberto	1,038	1,039
	Terminal Emissor	1,004	1,006

Tabela 7-12 - Desempenho na rejeição da LT 230kV Abunã - Tucumã C1

Etapas	LT 230kV Abunã - Tucumã C1	2022	2025
Pré-rejeição	t ₀ - Abunã	1,013	1,020
	t ₀ - Tucumã	1,007	1,012
Rejeição no terminal Tucumã	Tucumã	0,998	1,001
	Terminal Aberto	1,055	1,056
	Terminal Emissor	1,018	1,020
Rejeição no terminal Abunã	Abunã	1,002	1,004
	Terminal Aberto	1,048	1,051
	Terminal Emissor	1,012	1,015

8 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito mínimo foi efetuado considerando o caso base sem reforços e a alternativa que se mostrou de maior viabilidade técnico-econômica. Foi considerado o plano de obras da alternativa apresentada estando o sistema em regime subtransitário, com número mínimo de máquinas sincronizadas na região, todas as linhas de transmissão e elementos shunt energizados, utilizando a base de dados referente ao PDE 2029.

A Figura 8-1 mostra o efeito das obras propostas na elevação do nível mínimo de curto circuito trifásico na SE R.Branco. Nesse gráfico é apresentado um comparativo entre o caso base de 2025, sem reforços, com as obras propostas na alternativa de mínimo custo global. Verifica-se um aumento localizado de cerca de 15% nos barramentos da SE R.Branco e um efeito positivo, mas menos acentuado nas subestações adjacentes.

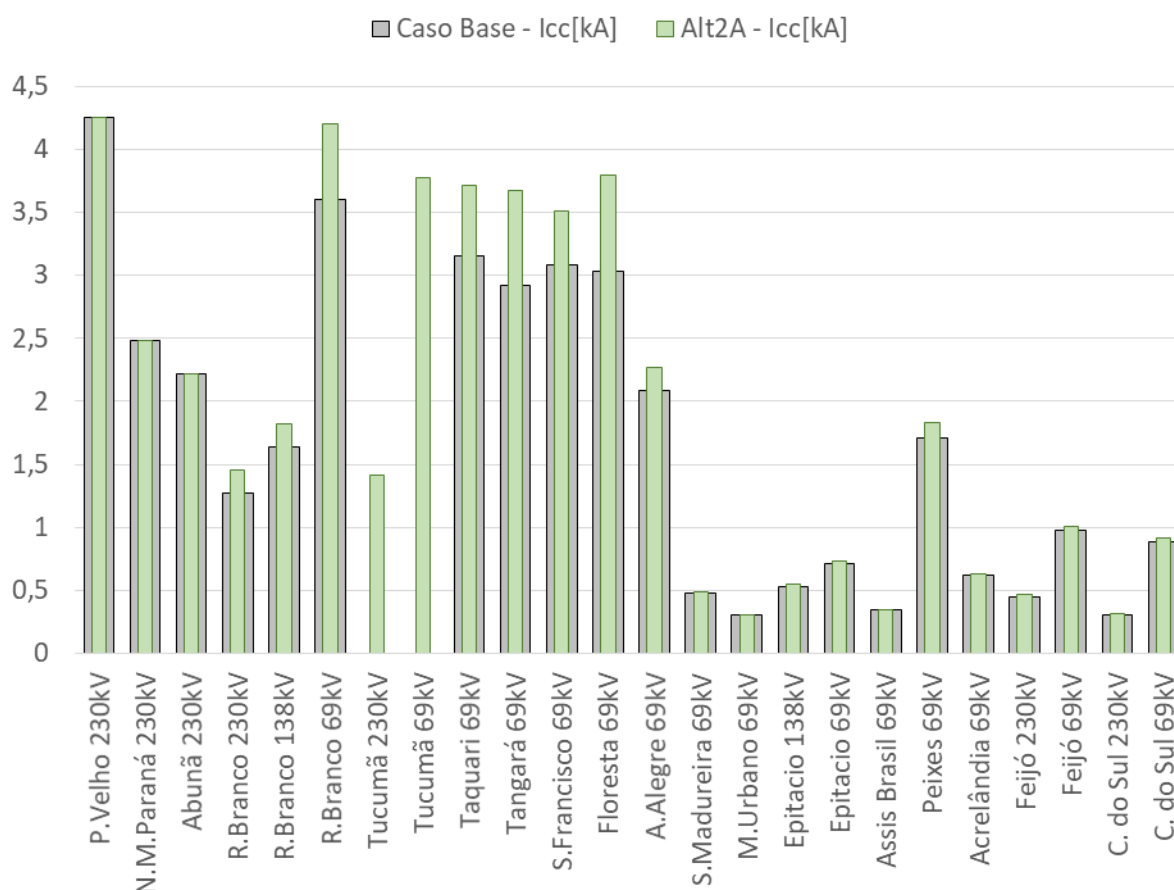


Figura 8-1 – Comparativo de nível de curto circuito trifásico – ano 2025

Como referência, são apresentados os valores das correntes de curto circuito mínimo trifásico em kA para as subestações de Rede Básica e de distribuição da região de interesse na Tabela 8-1, onde também é mostrada a variação ($\Delta\%$) do nível de curto mínimo de cada alternativa em relação ao caso base sem reforços. Na Tabela 8-2 são apresentados também os níveis de curto-circuito monofásicos.

Tabela 8-1 - Comparativo dos níveis de curto-circuito trifásico mínimo da alternativa 2A

Barramento	2022			2025			2031		
	Caso Base	Alt2A	Δ%	Caso Base	Alt2A	Δ%	Caso Base	Alt2A	Δ%
P.Velho 230kV	3,08	3,08	0,0%	4,25	4,25	0,0%	4,25	4,25	0,0%
N.M.Paraná 230kV	2,03	2,03	0,0%	2,48	2,48	0,0%	2,48	2,61	5,2%
Abunã 230kV	1,85	1,85	0,0%	2,22	2,22	0,0%	2,22	2,64	18,9%
R.Branco 230kV	1,14	1,29	13,2%	1,27	1,46	15,0%	1,27	1,63	28,3%
R.Branco 138kV	1,5	1,66	10,7%	1,64	1,82	11,0%	1,64	1,97	20,1%
R.Branco 69kV	3,29	3,77	14,6%	3,6	4,2	16,7%	3,6	4,61	28,1%
Tucumã 230kV		1,25	n/a		1,41	n/a		1,57	n/a
Tucumã 69kV		3,42	n/a		3,77	n/a		4,10	n/a
Taquari 69kV	2,9	3,37	16,2%	3,15	3,71	17,8%	3,15	4,03	27,9%
Tangará 69kV	2,71	3,34	23,2%	2,92	3,67	25,7%	2,92	3,98	36,3%
S.Francisco 69kV	2,85	3,2	12,3%	3,08	3,51	14,0%	3,08	3,79	23,1%
Floresta 69kV	2,8	3,44	22,9%	3,03	3,79	25,1%	3,03	4,12	36,0%
A.Alegre 69kV	1,98	2,14	8,1%	2,09	2,27	8,6%	2,09	2,39	14,4%
S.Madureira 69kV	0,48	0,48	0,0%	0,48	0,49	2,1%	0,48	0,5	4,2%
M.Urbano 69kV	0,3	0,31	3,3%	0,31	0,31	0,0%	0,31	0,31	0,0%
Epitacio 138kV	0,52	0,53	1,9%	0,53	0,55	3,8%	0,53	0,56	5,7%
Epitacio 69kV	0,7	0,71	1,4%	0,71	0,73	2,8%	0,71	0,74	4,2%
Assis Brasil 69kV	0,35	0,35	0,0%	0,35	0,35	0,0%	0,35	0,36	2,9%
Peixes 69kV	1,64	1,75	6,7%	1,71	1,83	7,0%	1,71	1,91	11,7%
Acrelândia 69kV	0,61	0,62	1,6%	0,62	0,63	1,6%	0,62	0,64	3,2%
Feijó 230kV				0,45	0,47	4,4%	0,45	0,49	8,9%
Feijó 69kV				0,98	1,01	3,1%	0,98	1,03	5,1%
C. do Sul 230kV				0,31	0,32	3,2%	0,31	0,32	3,2%
C. do Sul 69kV				0,89	0,92	3,4%	0,89	0,94	5,6%

Tabela 8-2 - Comparativo dos níveis de curto-circuito monofásico mínimo da alternativa 2A

Barramento	2022			2025			2031		
	Caso Base	Alt2A	Δ%	Caso Base	Alt2A	Δ%	Caso Base	Alt2A	Δ%
P.Velho 230kV	3,95	3,95	0,0%	5,2	5,2	0,0%	5,2	5,22	0,4%
N.M.Paraná 230kV	2,03	2,04	0,5%	2,31	2,33	0,9%	2,31	2,41	4,3%
Abunã 230kV	2,18	2,21	1,4%	2,5	2,55	2,0%	2,5	2,97	18,8%
R.Branco 230kV	1,59	1,79	12,6%	1,76	2,01	14,2%	1,76	2,22	26,1%
R.Branco 138kV	2,07	2,27	9,7%	2,24	2,47	10,3%	2,24	2,65	18,3%
R.Branco 69kV	4,75	5,43	14,3%	5,2	6,02	15,8%	5,2	6,58	26,5%
Tucumã 230kV		1,46	n/a		1,61	n/a		1,74	n/a
Tucumã 69kV		3,58	n/a		3,83	n/a		4,05	n/a
Taquari 69kV	3,15	3,51	11,4%	3,34	3,75	12,3%	3,34	3,96	18,6%
Tangará 69kV	2,57	2,92	13,6%	2,1	2,33	11,0%	2,1	2,41	14,8%
S.Francisco 69kV	3,03	3,29	8,6%	3,2	3,49	9,1%	3,2	3,68	15,0%
Floresta 69kV	2,62	2,96	13,0%	2,11	2,33	10,4%	2,11	2,41	14,2%
A.Alegre 69kV	1,62	1,69	4,3%	1,67	1,74	4,2%	1,67	1,79	7,2%
S.Madureira 69kV	0,26	0,26	0,0%	0,26	0,26	0,0%	0,26	0,26	0,0%
M.Urbano 69kV	0,16	0,16	0,0%	0,16	0,16	0,0%	0,16	0,16	0,0%
Epitacio 138kV	0,39	0,39	0,0%	0,39	0,4	2,6%	0,35	0,36	2,9%
Epitacio 69kV	0,57	0,57	0,0%	0,57	0,58	1,8%	0,53	0,54	1,9%
Assis Brasil 69kV	0,21	0,22	4,8%	0,22	0,22	0,0%	0,21	0,21	0,0%
Peixes 69kV	1,24	1,28	3,2%	1,27	1,31	3,1%	1,27	1,33	4,7%
Acrelândia 69kV	0,36	0,36	0,0%	0,36	0,36	0,0%	0,36	0,36	0,0%
Feijó 230kV				0,42	0,44	4,8%	0,42	0,44	4,8%
Feijó 69kV				0,94	0,96	2,1%	0,94	0,97	3,2%
C. do Sul 230kV				0,24	0,25	4,2%	0,24	0,25	4,2%
C. do Sul 69kV				0,72	0,74	2,8%	0,72	0,74	2,8%

Dos resultados mostrados, conclui-se que o efeito de aumento regional do nível de curto-circuito é alcançado com o plano de obra proposto na alternativa apresentada. Na SE R.Branco, onde o C3 da LT 230kV Abunã-R.Branco será instalado, observa-se elevação na potência de curto-circuito trifásico e um efeito nas subestações adjacentes a depender da topologia da rede. Considerando este efeito na rede de 138kV e 69kV do estado do Acre, fica evidente também a contribuição do conjunto de obras propostas.

9 ANÁLISE ECONÔMICA

O detalhamento do plano de obras e investimentos de cada alternativa está apresentado na Tabela 9-3 a Tabela 9-5, ao fim desta seção. A Tabela 9-2 apresenta a composição dos custos de investimentos totais das alternativas analisadas, de acordo com a base de dados da ANEEL de julho/17 atualizada para maio/19, conforme relatado em [10].

Tabela 9-1 - Custos de investimentos das alternativas

Custo total (Valor Presente)			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alt 1 - SE Alto Alegre, C3 em SE R.Branco	451.233,96	100,0%	1º
Alt 2A - SE Tucumã, C3 em SE R.Branco	455.079,93	100,9%	2º
Alt 2B - SE Tucumã, C3 em SE Tucumã	473.468,13	104,9%	3º

Foram avaliadas ainda algumas obras variantes nas alternativas apresentadas na seção 6, como o seccionamento de ambos os circuitos da LT 230kV Abunã-R.Branco no novo ponto de atendimento a capital Rio Branco e a postergação do C3 da LT 230kV P.Velho-Abunã por meio da adequação da SE N.M.Paraná e seccionamento do C2 da mesma LT nessa subestação. Ambas as obras se provaram economicamente custosas enquanto agregaram pouco benefício ao desempenho da rede, e assim fora desconsideradas nas análises finais.

Para a determinação das perdas foram elaborados seis conjuntos de casos derivados da combinação de três patamares de cargas e dois cenários de hidrologia. Dentro de cada conjunto foram simulados treze anos de 2022 a 2034, totalizando 78 casos para cada alternativa. De forma a se obter um valor econômico para as perdas diferenciais entre cada alternativa foram adotados os seguintes tempos de permanência de cada patamar de carga considerado:

- Carga Pesada: 3 horas
- Carga Média: 14 horas
- Carga Leve: 7 horas

A partir dos valores das perdas elétricas registrados nos conjunto de casos apresentado acima para cada alternativa, foram determinadas as perdas diferenciais ponderadas entre as alternativas, em MWh/h, e custeadas ao valor do Custo Marginal de Expansão (CME) atual de 233,95 R\$/MWh.

Tabela 9-2 - Custos de rendimentos necessários e perdas das alternativas

Rendimentos Necessários			Perdas		Rendimentos Necessários + Perdas		
Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
257.998,01	100,0%	1º	0,00	1º	257.998,01	100,0%	1º
260.572,54	101,0%	2º	3.225,44	2º	263.797,98	102,2%	2º
271.728,75	105,3%	3º	9.122,61	3º	280.851,36	108,9%	3º

A diferença nos custos de investimento das alternativas 1 e 2 é bastante pequena, da ordem 2%, enquanto a alternativa 2B, que contam com a instalação do C3 da interligação entre Rondônia e Acre na nova SE Tucumã, apresenta maior investimento e perdas ficando assim fora do critério de empate econômico. O resultado apontado na Tabela 9-2 pode ainda ser verificado na Figura 9-1 de maneira sumarizada.

Assim sendo, a análise aponta empate entre as alternativas 1 e 2, por estarem dentro da margem de 5% de diferença na comparação de rendimentos necessários e perdas, e a decisão de indicação da alternativa de menor custo global passa a critérios de melhor desempenho e perenidade das soluções propostas.

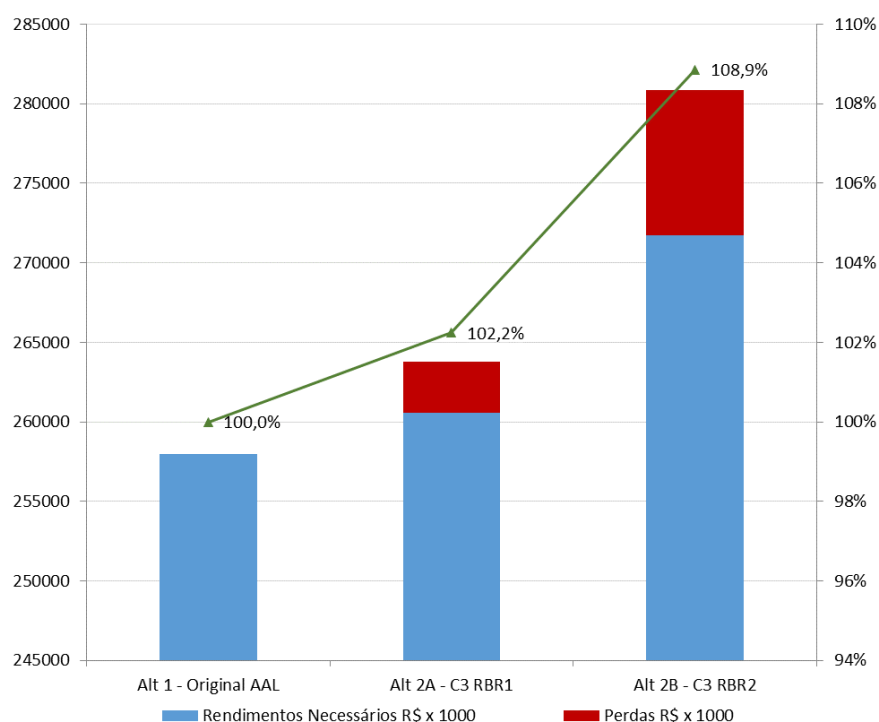


Figura 9-1 – Gráfico de comparação econômica de alternativas

Apesar de se mostrarem ambas satisfatórias, as análises de regime permanente e curto-circuito mostraram superioridade de desempenho da alternativa 2A na distribuição de carga na rede de distribuição e no comportamento frente a contingências, com instalação do novo ponto de atendimento ao sudoeste da cidade de Rio Branco. Deste modo, recomenda-se a implantação do plano de obras da alternativa 2A.

Tabela 9-3 – Plano de obras da alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo Unitário	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					551.164,75	451.233,96	48.958,55	257.998,01
SE 230/69 kV ALTO ALEGRE 2 (Nova)					38.780,14	38.780,14	3.444,74	25.959,83
1° TF 230/69 kV, 1 x 120 MVA 3Φ		2022	1,0	9853,38	9.853,38	9.853,38	875,25	6.595,96
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	5082,94	5.082,94	5.082,94	451,50	3.402,57
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1861,39	1.861,39	1.861,39	165,34	1.246,03
MIM - 230 kV		2022	1,0	1205,45	1.205,45	1.205,45	107,08	806,94
MIM - 69 kV		2022	1,0	279,20	279,20	279,20	24,80	186,90
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	4272,01	4.272,01	4.272,01	379,47	2.859,73
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1480,00	1.480,00	1.480,00	131,46	990,73
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			6,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	6122,19	6.122,19	6.122,19	543,82	4.098,26
1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2022	1,0	3783,30	3.783,30	3.783,30	336,06	2.532,58
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	4840,28	4.840,28	4.840,28	429,95	3.240,13
LT 230 kV ABUNÃ - RIO BRANCO, C3 (Nova)					228.185,88	228.185,88	20.269,17	152.750,02
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 300 km		2022	300,0	665,48	199.644,00	199.644,00	17.733,86	133.643,78
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ	Abunã	2022	1,0	4079,89	4.079,89	4.079,89	362,41	2.731,12
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ	Rio Branco	2022	1,0	4079,89	4.079,89	4.079,89	362,41	2.731,12
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2022	1,0	2113,43	2.113,43	2.113,43	187,73	1.414,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Rio Branco	2022	1,0	2113,43	2.113,43	2.113,43	187,73	1.414,75
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2022	1,0	5617,08	5.617,08	5.617,08	498,95	3.760,13
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Rio Branco	2022	1,0	5617,08	5.617,08	5.617,08	498,95	3.760,13
MIM - 230 kV	Abunã	2022	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
MIM - 230 kV	Rio Branco	2022	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
MIG-A	Abunã	2022	1,0	1656,90	1.656,90	1.656,90	147,18	1.109,15
MIG-A	Rio Branco	2022	1,0	1656,90	1.656,90	1.656,90	147,18	1.109,15
SECC LT 230 kV ABUNÃ - RIO BRANCO, C1, NA SE ALTO ALEGRE 2 (Ampliação/Adequação)					33.285,79	33.285,79	2.956,69	22.281,86
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 18,5 km		2022	18,5	1148,54	21.247,99	21.247,99	1.887,40	14.223,63
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	5617,08	11.234,16	11.234,16	997,90	7.520,26
MIM - 230 kV		2022	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
LT 69 kV ALTO ALEGRE 2 - ALTO ALEGRE, C1 (Nova)					6.278,42	6.278,42	557,70	4.202,84
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2022	5,0	397,34	1.986,70	1.986,70	176,47	1.329,92
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Alto Alegre 2	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Alto Alegre	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
MIM - 69 kV	Alto Alegre 2	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
MIM - 69 kV	Alto Alegre	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
LT 69 kV ALTO ALEGRE 2 - TANGARÁ, C1 (Nova)					12.238,52	12.238,52	1.087,12	8.192,59
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 20 km		2022	20,0	397,34	7.946,80	7.946,80	705,89	5.319,67
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Alto Alegre 2	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tangará	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
MIM - 69 kV	Alto Alegre 2	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
MIM - 69 kV	Tangará	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
LT 230 kV PORTO VELHO - ABUNÃ, C3 (Nova)					148.649,38	93.674,32	13.204,14	38.466,29
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 190 km		2028	190,0	665,48	126.441,20	79.679,40	11.231,45	32.719,43
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	Abunã	2028	1,0	4341,33	4.341,33	2.735,77	385,63	1.123,41
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2028	1,0	2113,43	2.113,43	1.331,82	187,73	546,90
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Porto Velho	2028	1,0	5617,08	5.617,08	3.539,71	498,95	1.453,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2028	1,0	5617,08	5.617,08	3.539,71	498,95	1.453,54
MIM - 230 kV	Porto Velho	2028	1,0	401,82	401,82	253,21	35,69	103,98
MIM - 230 kV	Abunã	2028	1,0	803,64	803,64	506,43	71,39	207,96
MIG-A	Porto Velho	2028	1,0	1656,90	1.656,90	1.044,13	147,18	428,76
MIG-A	Abunã	2028	1,0	1656,90	1.656,90	1.044,13	147,18	428,76
SE 230/69 kV ALTO ALEGRE (Ampliação/Adequação)					83.746,62	38.790,89	7.439,00	6.144,59
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-75/+150) Mvar		2032	1,0	76721,58	76.721,58	35.536,93	6.814,98	5.629,15
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	4966,32	4.966,32	2.300,37	441,15	364,38
MIG-A		2032	1,0	1656,90	1.656,90	767,47	147,18	121,57
MIM - 230 kV		2032	1,0	401,82	401,82	186,12	35,69	29,48

Tabela 9-4 - Plano de obras da alternativa 2A (alterado na revisão 2, Capítulo 10)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo Unitário	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					555.010,72	455.079,93	49.300,18	260.572,54
SE 230/69 kV TUCUMÃ (Nova)					38.780,14	38.780,14	3.444,74	25.959,83
1° TF 230/69 kV, 1 x 120 MVA 3Φ		2022	1,0	9853,38	9.853,38	9.853,38	875,25	6.595,96
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	5082,94	5.082,94	5.082,94	451,50	3.402,57
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1861,39	1.861,39	1.861,39	165,34	1.246,03
MIM - 230 kV		2022	1,0	1205,45	1.205,45	1.205,45	107,08	806,94
MIM - 69 kV		2022	1,0	279,20	279,20	279,20	24,80	186,90
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	4272,01	4.272,01	4.272,01	379,47	2.859,73
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1480,00	1.480,00	1.480,00	131,46	990,73
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			6,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	6122,19	6.122,19	6.122,19	543,82	4.098,26
1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2022	1,0	3783,30	3.783,30	3.783,30	336,06	2.532,58
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	4840,28	4.840,28	4.840,28	429,95	3.240,13
LT 230 kV ABUNÃ - RIO BRANCO, C3 (Nova)					228.185,88	228.185,88	20.269,17	152.750,02
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 300 km		2022	300,0	665,48	199.644,00	199.644,00	17.733,86	133.643,78
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ	Abunã	2022	1,0	4079,89	4.079,89	4.079,89	362,41	2.731,12
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ	Rio Branco	2022	1,0	4079,89	4.079,89	4.079,89	362,41	2.731,12
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2022	1,0	2113,43	2.113,43	2.113,43	187,73	1.414,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Rio Branco	2022	1,0	2113,43	2.113,43	2.113,43	187,73	1.414,75
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2022	1,0	5617,08	5.617,08	5.617,08	498,95	3.760,13
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Rio Branco	2022	1,0	5617,08	5.617,08	5.617,08	498,95	3.760,13
MIM - 230 kV	Abunã	2022	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
MIM - 230 kV	Rio Branco	2022	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
MIG-A	Abunã	2022	1,0	1656,90	1.656,90	1.656,90	147,18	1.109,15
MIG-A	Rio Branco	2022	1,0	1656,90	1.656,90	1.656,90	147,18	1.109,15
SECC LT 230 kV ABUNÃ - RIO BRANCO, C2, NA SE TUCUMÃ (Ampliação/Adequação)					41.899,84	41.899,84	3.721,86	28.048,19
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 26 km		2022	26,0	1148,54	29.862,04	29.862,04	2.652,57	19.989,96
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	5617,08	11.234,16	11.234,16	997,90	7.520,26
MIM - 230 kV		2022	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
LT 69 kV TUCUMÃ - FLORESTA, C1 (Nova)					6.278,42	6.278,42	557,70	4.202,84
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2022	5,0	397,34	1.986,70	1.986,70	176,47	1.329,92
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tucumã	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Floresta	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
MIM - 69 kV	Tucumã	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
MIM - 69 kV	Floresta	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
LT 69 kV TUCUMÃ - TANGARÁ, C1 (Nova)					7.470,44	7.470,44	663,58	5.000,79
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 8 km		2022	8,0	397,34	3.178,72	3.178,72	282,36	2.127,87
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tucumã	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tangará	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
MIM - 69 kV	Tucumã	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
MIM - 69 kV	Tangará	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
LT 230 kV PORTO VELHO - ABUNÃ, C3 (Nova)					148.649,38	93.674,32	13.204,14	38.466,29
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 190 km		2028	190,0	665,48	126.441,20	79.679,40	11.231,45	32.719,43
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	Porto Velho	2028	1,0	4341,33	4.341,33	2.735,77	385,63	1.123,41
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2028	1,0	2113,43	2.113,43	1.331,82	187,73	546,90
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Porto Velho	2028	1,0	5617,08	5.617,08	3.539,71	498,95	1.453,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2028	1,0	5617,08	5.617,08	3.539,71	498,95	1.453,54
MIM - 230 kV	Porto Velho	2028	1,0	401,82	401,82	253,21	35,69	103,98
MIM - 230 kV	Abunã	2028	1,0	803,64	803,64	506,43	71,39	207,96
MIG-A	Porto Velho	2028	1,0	1656,90	1.656,90	1.044,13	147,18	428,76
MIG-A	Abunã	2028	1,0	1656,90	1.656,90	1.044,13	147,18	428,76
SE 230/69 kV TUCUMÃ (Ampliação/Adequação)					83.746,62	38.790,89	7.439,00	6.144,59
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-75/+150) Mvar		2032	1,0	76721,58	76.721,58	35.536,93	6.814,98	5.629,15
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	4966,32	4.966,32	2.300,37	441,15	364,38
MIG-A		2032	1,0	1656,90	1.656,90	767,47	147,18	121,57
MIM - 230 kV		2032	1,0	401,82	401,82	186,12	35,69	29,48

Tabela 9-5 - Plano de obras da alternativa 2B

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo Unitário	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					576.013,94	473.468,13	51.165,84	271.728,75
SE 230/69 kV TUCUMÃ (Nova)					41.852,24	41.852,24	3.717,63	28.016,33
1° TF 230/69 kV, 1 x 225 MVA 3Φ		2022	1,0	12925,48	12.925,48	12.925,48	1.148,14	8.652,45
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	5082,94	5.082,94	5.082,94	451,50	3.402,57
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1861,39	1.861,39	1.861,39	165,34	1.246,03
MIM - 230 kV		2022	1,0	1205,45	1.205,45	1.205,45	107,08	806,94
MIM - 69 kV		2022	1,0	279,20	279,20	279,20	24,80	186,90
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	4272,01	4.272,01	4.272,01	379,47	2.859,73
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1480,00	1.480,00	1.480,00	131,46	990,73
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			6,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	6122,19	6.122,19	6.122,19	543,82	4.098,26
1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2022	1,0	3783,30	3.783,30	3.783,30	336,06	2.532,58
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	4840,28	4.840,28	4.840,28	429,95	3.240,13
LT 230 kV ABUNÃ - TUCUMÃ, C1 (Nova)					239.838,58	239.838,58	21.304,25	160.550,46
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 320 km		2022	320,0	665,48	212.953,60	212.953,60	18.916,12	142.553,37
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ	Abunã	2022	1,0	4079,89	4.079,89	4.079,89	362,41	2.731,12
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ	Tucumã	2022	1,0	4079,89	4.079,89	4.079,89	362,41	2.731,12
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2022	1,0	2113,43	2.113,43	2.113,43	187,73	1.414,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Tucumã	2022	1,0	2113,43	2.113,43	2.113,43	187,73	1.414,75
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2022	1,0	5617,08	5.617,08	5.617,08	498,95	3.760,13
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Tucumã	2022	1,0	5617,08	5.617,08	5.617,08	498,95	3.760,13
MIM - 230 kV	Abunã	2022	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
MIM - 230 kV	Tucumã	2022	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
MIG-A	Abunã	2022	1,0	1656,90	1.656,90	1.656,90	147,18	1.109,15
SECC LT 230 kV ABUNÃ - RIO BRANCO, C2, NA SE TUCUMÃ (Ampliação/Adequação)					41.899,84	41.899,84	3.721,86	28.048,19
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 26 km		2022	26,0	1148,54	29.862,04	29.862,04	2.652,57	19.989,96
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	5617,08	11.234,16	11.234,16	997,90	7.520,26
MIM - 230 kV		2022	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
LT 69 kV TUCUMÃ - FLORESTA, C1 (Nova)					6.278,42	6.278,42	557,70	4.202,84
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2022	5,0	397,34	1.986,70	1.986,70	176,47	1.329,92
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tucumã	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Floresta	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
MIM - 69 kV	Tucumã	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
MIM - 69 kV	Floresta	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
LT 69 kV TUCUMÃ - TANGARÁ, C1 (Nova)					7.470,44	7.470,44	663,58	5.000,79
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 8 km		2022	8,0	397,34	3.178,72	3.178,72	282,36	2.127,87
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tucumã	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tangará	2022	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
MIM - 69 kV	Tucumã	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
MIM - 69 kV	Tangará	2022	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
LT 69 kV TUCUMÃ - FLORESTA, C2 (Nova)					6.278,42	3.663,40	557,70	1.299,27
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 8 km		2029	5,0	397,34	1.986,70	1.159,22	176,47	411,13
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tucumã	2029	1,0	2006,26	2.006,26	1.170,63	178,21	415,18
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tangará	2029	1,0	2006,26	2.006,26	1.170,63	178,21	415,18
MIM - 69 kV	Tucumã	2029	1,0	139,60	139,60	81,46	12,40	28,89
MIM - 69 kV	Floresta	2029	1,0	139,60	139,60	81,46	12,40	28,89
LT 230 kV PORTO VELHO - ABUNÃ, C3 (Nova)					148.649,38	93.674,32	13.204,14	38.466,29
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 190 km		2028	190,0	665,48	126.441,20	79.679,40	11.231,45	32.719,43
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	Abunã	2028	1,0	4341,33	4.341,33	2.735,77	385,63	1.123,41
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2028	1,0	2113,43	2.113,43	1.331,82	187,73	546,90
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Porto Velho	2028	1,0	5617,08	5.617,08	3.539,71	498,95	1.453,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2028	1,0	5617,08	5.617,08	3.539,71	498,95	1.453,54
MIM - 230 kV	Porto Velho	2028	1,0	401,82	401,82	253,21	35,69	103,98
MIM - 230 kV	Abunã	2028	1,0	803,64	803,64	506,43	71,39	207,96
MIG-A	Porto Velho	2028	1,0	1656,90	1.656,90	1.044,13	147,18	428,76
MIG-A	Abunã	2028	1,0	1656,90	1.656,90	1.044,13	147,18	428,76

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
SE 230/69 kV TUCUMÃ (Ampliação/Adequação)					83.746,62	38.790,89	7.439,00	6.144,59
Compensador Sincrono 69 kV, 1 x (-75/+150) Mvar		2032	1,0	76721,58	76.721,58	35.536,93	6.814,98	5.629,15
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	4966,32	4.966,32	2.300,37	441,15	364,38
MIG-A		2032	1,0	1656,90	1.656,90	767,47	147,18	121,57
MIM - 230 kV		2032	1,0	401,82	401,82	186,12	35,69	29,48

10 ANÁLISE DA MODULAÇÃO DA SE TUCUMÃ 230/69 KV SOB ENFOQUE DE CONFIABILIDADE DIFERENCIADA

Conforme detalhado no item 1.1, o presente relatório estabeleceu a solução estrutural para o atendimento às cargas da região de Rio Branco em consonância com as diretrizes de evolução do SIN e em atendimento aos critérios vigentes de confiabilidade, robustez e flexibilidade.

Entretanto, considerando o contexto relativo ao suprimento de energia elétrica vivenciado pelo estado do Amapá no mês de novembro de 2020, optou-se pela reavaliação para a adoção de critérios diferenciados de confiabilidade para o atendimento das cargas da região de Rio Branco, tendo em vista sua localização geográfica e a característica singela do sistema elétrico que atende toda essa região.

Tendo em vista que a solução originalmente proposta por este relatório já se encontra em fase de instrução do processo licitatório, fazendo parte do Leilão de Transmissão nº 001/2021 previsto para junho de 2021, identificou-se a possibilidade de reavaliação, sob enfoque de confiabilidade diferenciada, do atendimento às cargas atendidas pela rede 69 kV de Rio Branco, aproveitando o ganho de escala e a competição a ser proporcionada pelo certame.

Considerando que o arranjo do barramento 230 kV da subestação Rio Branco I está atualmente em desacordo com o estabelecido nos Procedimentos de Rede do ONS, o qual determina que para esse nível de tensão seja de barra dupla a quatro chaves, e que o estado do Acre tem sua capital a uma distância considerável de outros grandes centros urbanos, o que dificultaria a adoção de medidas emergenciais em casos de ocorrências que levem à indisponibilidade do suprimento, optou-se por uma nova análise de dimensionamento do número, tipo e potência das unidades transformadoras da SE Tucumã, de modo a prover uma maior confiabilidade e flexibilidade operativa para o atendimento às cargas locais durante um eventual período de indisponibilidade das transformações 230/69 kV da SE Rio Branco I.

Após novas análises, concluiu-se que a modulação mais adequada para SE Tucumã 230/69 kV é através da adoção de dois bancos transformadores de 150 MVA cada, ou seja, (6+1 reserva) unidades monofásicas de 50 MVA, modificando a recomendação original de um único transformador trifásico de 120 MVA. Esta alteração compatibiliza a capacidade de transformação da nova subestação com o montante de cargas previsto para a rede 69 kV de Rio Branco. É importante ressaltar que esta nova modulação é condição necessária, mas não suficiente, para a tomada de carga 69 kV de Rio Branco I pela SE Tucumã. Serão imprescindíveis novas obras de distribuição, a serem detalhadas pela distribuidora local, para garantir que a rede 69 kV local tenha condições de atender ao fluxo máximo previsto para a SE Tucumã, respeitando limites de carregamento e tensão vigentes.

Durante as simulações para dimensionamento das novas transformações, buscou-se equilibrar a relação custo/benefício da solução e, embora a modificação proposta forneça uma maior segurança e confiabilidade ao atendimento ao Acre, a mesma também afetará o consumidor local devido ao sobrecusto das expansões necessárias, tanto pelo forte desequilíbrio entre os MUSTs contratados para as subestações de fronteira envolvidas quanto pelos novos reforços necessários a nível de distribuição.

A representação esquemática da solução recomendada está ilustrada na Figura 10-1, o plano de obras detalhado encontra-se na Tabela 10-1. Estima-se a nova solução proposta demande investimentos adicionais de cerca de R\$ 34,3 milhões, devido ao aumento do número de unidades bem como dos módulos de conexão.

Por fim, é importante ressaltar que as alterações propostas não afetam os demais condicionantes anteriormente analisados para a SE Tucumã na versão original do relatório R1, de tal forma que novas revisões nos demais relatórios complementares não se fazem necessárias.

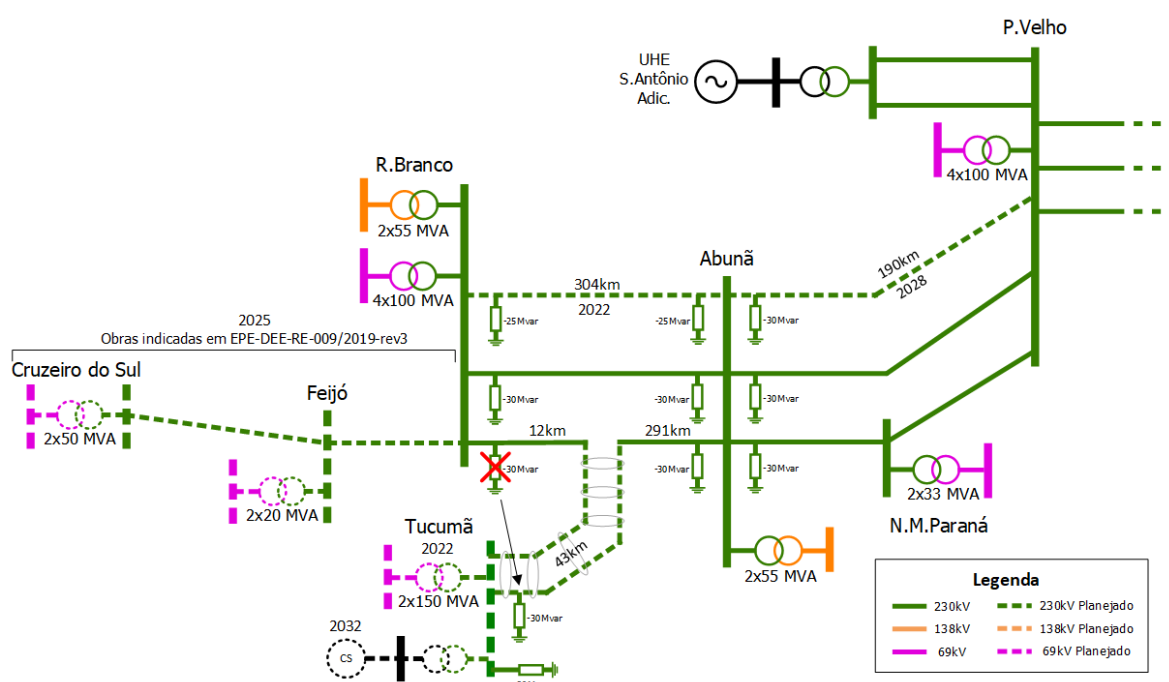


Figura 10-1 - Representação esquemática da alternativa recomenda após a revisão 2

Tabela 10-1 - Plano de obras da alternativa recomendada após a alteração na modulação da SE Tucumã

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário (sem fator)	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						589.317,94	489.387,15	52.347,60	283.538,16
SE 230/69 kV TUCUMÃ (Nova)						73.087,36	73.087,36	6.492,16	48.925,44
1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2022	7,0	1,0	5235,80	36.650,60	36.650,60	3.255,58	24.534,30
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	5082,94	10.165,88	10.165,88	903,01	6.805,15
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2022	2,0	1,0	1861,39	3.722,78	3.722,78	330,68	2.492,07
MIM - 230 kV		2022	1,0	1,0	1607,27	1.607,27	1.607,27	142,77	1.075,92
MIM - 69 kV		2022	1,0	1,0	418,80	418,80	418,80	37,20	280,35
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	4272,01	4.272,01	4.272,01	379,47	2.859,73
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2022	1,0	1,0	1480,00	1.480,00	1.480,00	131,46	990,73
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			4,0						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			6,0						
MIG (Terreno Rural)		2022	1,0	1,0	6146,44	6.146,44	6.146,44	545,97	4.114,49
1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ		2022	1,0	1,0	3783,30	3.783,30	3.783,30	336,06	2.532,58
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2022	1,0	1,0	4840,28	4.840,28	4.840,28	429,95	3.240,13
LT 230 kV ABUNÃ - RIO BRANCO, C3 (Nova)						228.185,88	228.185,88	20.269,17	152.750,02
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 300 km		2022	300,0	1,0	665,48	199.644,00	199.644,00	17.733,86	133.643,78
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ	ABUNÃ	2022	1,0	1,0	4079,89	4.079,89	4.079,89	362,41	2.731,12
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ	RIO BRANCO	2022	1,0	1,0	4079,89	4.079,89	4.079,89	362,41	2.731,12
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	ABUNÃ	2022	1,0	1,0	2113,43	2.113,43	2.113,43	187,73	1.414,75
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	RIO BRANCO	2022	1,0	1,0	2113,43	2.113,43	2.113,43	187,73	1.414,75
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	ABUNÃ	2022	1,0	1,0	5617,08	5.617,08	5.617,08	498,95	3.760,13
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	RIO BRANCO	2022	1,0	1,0	5617,08	5.617,08	5.617,08	498,95	3.760,13
MIM - 230 kV	ABUNÃ	2022	1,0	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
MIM - 230 kV	RIO BRANCO	2022	1,0	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
MIG-A	ABUNÃ	2022	1,0	1,0	1656,90	1.656,90	1.656,90	147,18	1.109,15
MIG-A	RIO BRANCO	2022	1,0	1,0	1656,90	1.656,90	1.656,90	147,18	1.109,15
SECC LT 230 kV ABUNÃ - RIO BRANCO, C2, NA SE TUCUMÃ (Ampliação/Adequação)						41.899,84	41.899,84	3.721,86	28.048,19
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 26 km		2022	26,0	1,0	1148,54	29.862,04	29.862,04	2.652,57	19.989,96
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2022	2,0	1,0	5617,08	11.234,16	11.234,16	997,90	7.520,26
MIM - 230 kV		2022	1,0	1,0	803,64	803,64	803,64	71,39	537,97
LT 69 kV TUCUMÃ - FLORESTA, C1 (Nova)						6.278,42	6.278,42	557,70	4.202,84
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 5 km		2022	5,0	1,0	397,34	1.986,70	1.986,70	176,47	1.329,92
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tucumã	2022	1,0	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Floresta	2022	1,0	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
MIM - 69 kV	Tucumã	2022	1,0	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
MIM - 69 kV	Floresta	2022	1,0	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
LT 69 kV TUCUMÃ - TANGARÁ, C1 (Nova)						7.470,44	7.470,44	663,58	5.000,79
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 8 km		2022	8,0	1,0	397,34	3.178,72	3.178,72	282,36	2.127,87
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tucumã	2022	1,0	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tangará	2022	1,0	1,0	2006,26	2.006,26	2.006,26	178,21	1.343,01
MIM - 69 kV	Tucumã	2022	1,0	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
MIM - 69 kV	Tangará	2022	1,0	1,0	139,60	139,60	139,60	12,40	93,45
LT 230 kV PORTO VELHO - ABUNÃ, C3 (Nova)						148.649,38	93.674,32	13.204,14	38.466,29
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 190 km		2028	190,0	1,0	665,48	126.441,20	79.679,40	11.231,45	32.719,43
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	Porto Velho	2028	1,0	1,0	4341,33	4.341,33	2.735,77	385,63	1.123,41
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2028	1,0	1,0	2113,43	2.113,43	1.331,82	187,73	546,90
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Porto Velho	2028	1,0	1,0	5617,08	5.617,08	3.539,71	498,95	1.453,54
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Abunã	2028	1,0	1,0	5617,08	5.617,08	3.539,71	498,95	1.453,54
MIM - 230 kV	Porto Velho	2028	1,0	1,0	401,82	401,82	253,21	35,69	103,98
MIM - 230 kV	Abunã	2028	1,0	1,0	803,64	803,64	506,43	71,39	207,96
MIG-A	Porto Velho	2028	1,0	1,0	1656,90	1.656,90	1.044,13	147,18	428,76
MIG-A	Abunã	2028	1,0	1,0	1656,90	1.656,90	1.044,13	147,18	428,76
SE 230/69 kV TUCUMÃ (Ampliação/Adequação)						83.746,62	38.790,89	7.439,00	6.144,59
Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-75/+150) Mvar		2032	1,0	1,0	76721,58	76.721,58	35.536,93	6.814,98	5.629,15
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	4966,32	4.966,32	2.300,37	441,15	364,38
MIG-A		2032	1,0	1,0	1656,90	1.656,90	767,47	147,18	121,57
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	401,82	401,82	186,12	35,69	29,48

11 AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL

A avaliação socioambiental da alternativa selecionada encontra-se na Nota Técnica DEA 013/2019-rev0 - Análise socioambiental do estudo de reavaliação do atendimento à região de Rio Branco (Relatório R1), que está incorporada ao final do texto deste relatório.

12 REFERÊNCIAS

- [1] EPE-DEE-RE-147/2008 – “Análise do sistema de atendimento aos estados do Acre e Rondônia no período Pré-Madeira”, de 15 de dezembro de 2008.
- [2] EPE-DEE-RE-116/2011 – “Integração de Cruzeiro do Sul ao Sistema Interligado”, de 21 de dezembro de 2011.
- [3] Ofício nº 336/2018-SFE/ANEEL - Contratos de concessão de empreendimentos com instrução de caducidade em andamento na ANEEL, de 24 de julho de 2018.
- [4] EPE-DEE-RE-017/2016-rev1 – “Estudo de Atendimento ao Sistema de Transmissão da Região de Rio Branco”, de 24 de fevereiro de 2016
- [5] EPE-DEE-RE-190/2014 – “Atendimento Elétrico às Capitais com Critério de Confiabilidade Diferenciada: Diagnóstico e Proposta de Ações”, de 15 de janeiro de 2015.
- [6] ONS nº 0762/200/2016 e Ofício nº 1464/EPE/2016 – Compensação Reativa na SE Rio Branco I 230kV, de 25 de novembro de 2016.
- [7] NT ONS – 055/2017 – “Condições de Atendimento à Rio Branco com a instalação de compensador síncrono - Análise de desempenho no horizonte 2021”, de maio de 2017.
- [8] EPE-DEE-RE-001/2005 - Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica, de 16 de maio de 2005.
- [9] Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão – Volume 2 – CCPE – novembro/2002.
- [10] Custos Modulares da ANEEL – Maio de 2019 (EPE-DEE-IT-054/2019).
- [11] NT ONS – 033/2018 – “Limites de transferência de energia entre regiões e geração térmica por restrições elétricas para o período de maio de 2018 a dezembro de 2022”, de março de 2018.

13 FICHAS PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 230/69 kV TUCUMÃ (Nova)	UF: AC
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria da distribuição de fluxos e do perfil de tensão no atendimento ao estado do Acre

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	36.650,60
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	10.165,88
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	3.722,78
MIM - 230 kV	1.607,27
MIM - 69 kV	418,80
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	4.272,01
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	1.480,00
MIG (Terreno Rural)	6.146,44
1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	3.783,30
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	4.840,28
2 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT // TUCUMÃ	4.012,52

Total de Investimentos Previstos: **73.087,94**

Situação atual:

Observações:

Melhoria da distribuição de fluxos e do perfil de tensão no atendimento ao estado do Acre

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: RO
LT 230 kV ABUNÃ - RIO BRANCO, C3 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria da distribuição de fluxos e do perfil de tensão no atendimento ao estado do Acre

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 303 km	201.640,44
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ // ABUNÃ	4.079,89
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ // RIO BRANCO	4.079,89
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // ABUNÃ	2.113,43
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // RIO BRANCO	2.113,43
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // ABUNÃ	5.617,08
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // RIO BRANCO	5.617,08
MIM - 230 kV // ABUNÃ	803,64
MIM - 230 kV // RIO BRANCO	803,64
MIG-A // ABUNÃ	1.656,90
MIG-A // RIO BRANCO	1.656,90

Total de Investimentos Previstos:	230.182,32
--	-------------------

Situação atual:

Observações:

Melhoria da distribuição de fluxos e do perfil de tensão no atendimento ao estado do Acre

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SECC LT 230 kV ABUNÃ - RIO BRANCO, C2, NA SE TUCUMÃ (Ampliação/Adequação)	UF: RO
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2022
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Melhoria da distribuição de fluxos e do perfil de tensão no atendimento ao estado do Acre

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 43 km	49.387,22
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	11.234,16
MIM - 230 kV	803,64

Total de Investimentos Previstos: **61.425,02**

Situação atual:

Observações:

Melhoria da distribuição de fluxos e do perfil de tensão no atendimento ao estado do Acre

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017.

14 ANEXOS

14.1 Consultas de Viabilidade de Expansão

 Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/09/2015 Revisão: Página: 1 - 4
---	--	---

INFORMAÇÕES SOLICITADAS

ESTUDO: Estudo de Atendimento ao Sistema de Transmissão da Região de Rio Branco

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Rio Branco Concessionária Proprietária: ELETRONORTE

1. Módulos de Manobra

☒ EL	Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>230</u> Arranjo: <u>BD4</u>
☐ CT	Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐ CT	Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐ IB	Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐ CCP	Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐ CCS	Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☒ CRL	Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>230</u> Arranjo: <u>BD4</u>
☐ CRB	Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐ CTA	Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
☐ CC	Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

Módulos de Equipamentos

☐ Transformadores	Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV): ____ Fase: ____
☐ Transformadores	Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV): ____ Fase: ____
☐ Autotransformadores	Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV): ____ Fase: ____
☐ Autotransformadores	Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV): ____ Fase: ____
☒ Reator	Quantidade: <u>1</u> Potência (Mvar): <u>30</u> Tensão (kV): <u>230</u> Fase: ____
☐ Capacitor Shunt	Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
☐ Capacitor Série	Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
☐ Compensador Estático	Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar simplificado da alternativa proposta encontra-se em figura anexa.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (ANI), Disjuntor e Meio (DIM).

h

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/09/2015
		Revisão:
		Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- ☒ EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: GPT
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV): ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter.: ____
- ☐ CT Quantidade: ____ Tensão Prim./Sec./Ter (kV): ____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter.: ____
- ☐ IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☒ CRL Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: GPT
- ☐ CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- ☐ CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- ☐ Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV): ____ Fase: ____
- ☒ Reator Quantidade: 1 Potência (Mvar): 30 Tensão (kV): 230 Fase: ____
- ☐ Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- ☐ Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: ____
☒ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: ____
☒ Não

7



**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Expansão de
Subestações**

Data: 08/09/2015

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Em atenção a nossa solicitação, a Eletrobrás Eletromonte informa que, na presente data, há viabilidade física de expansão na subestação de Rio Branco I, pólo de 230 KV, porém há a necessidade de complementação dos documentos de 230 KV. Variante da subestação é Barra Principal e Transformadora (BPT). Alertamos que a emissão do presente parecer de viabilidade física não gera o direito de preferência, exclusividade ou garantia de conexão nas instalações da subestação de Rio Branco I.

Rio de Janeiro, 08 de setembro de 2015.

Data da Solicitação

Data da Entrega do Formulário

José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Luis Cláudio de Oliveira Coutinho
Cargo: Superintendência de Planejamento - EPP

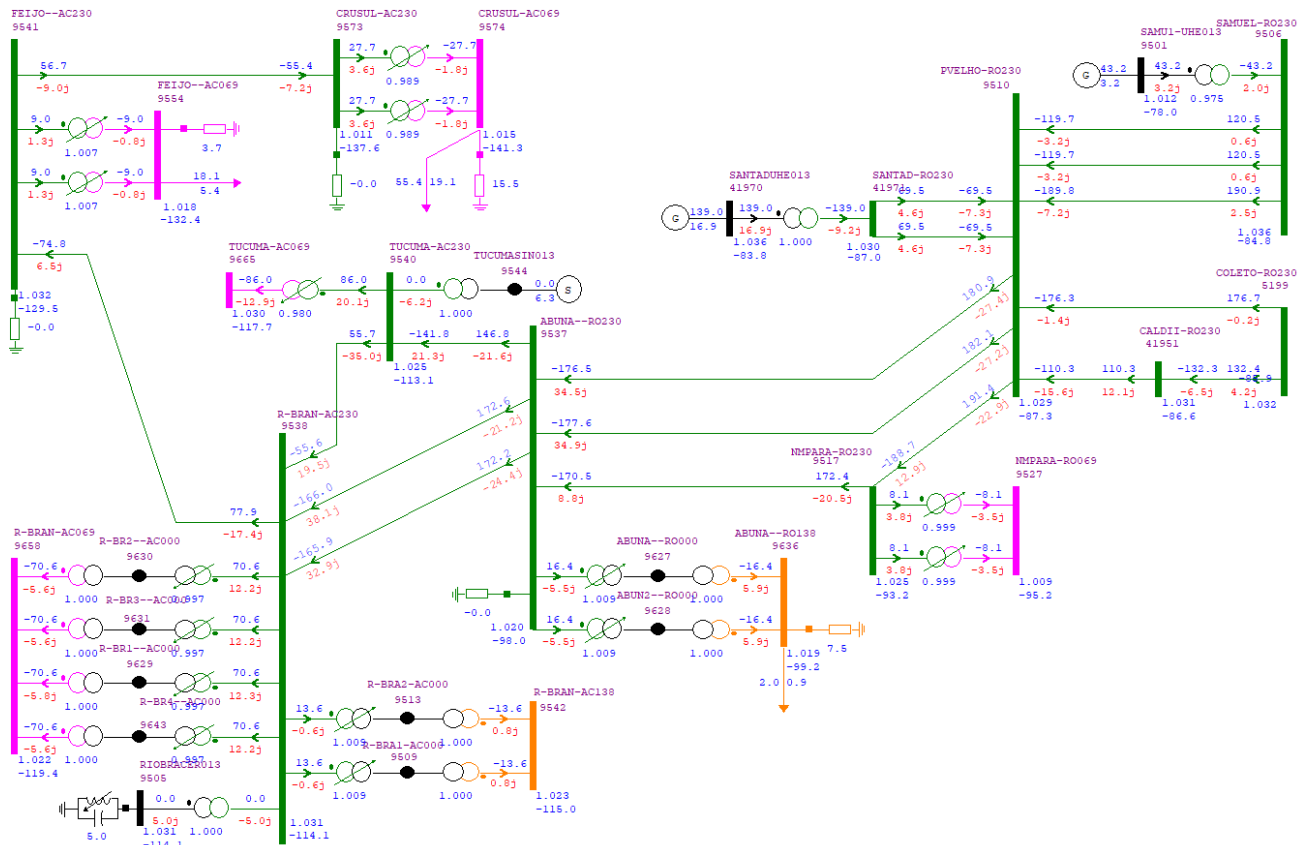


Figura 14-3 - Fluxo de potência caso dimensionador, ano 2034, condição normal, Alternativa 2A

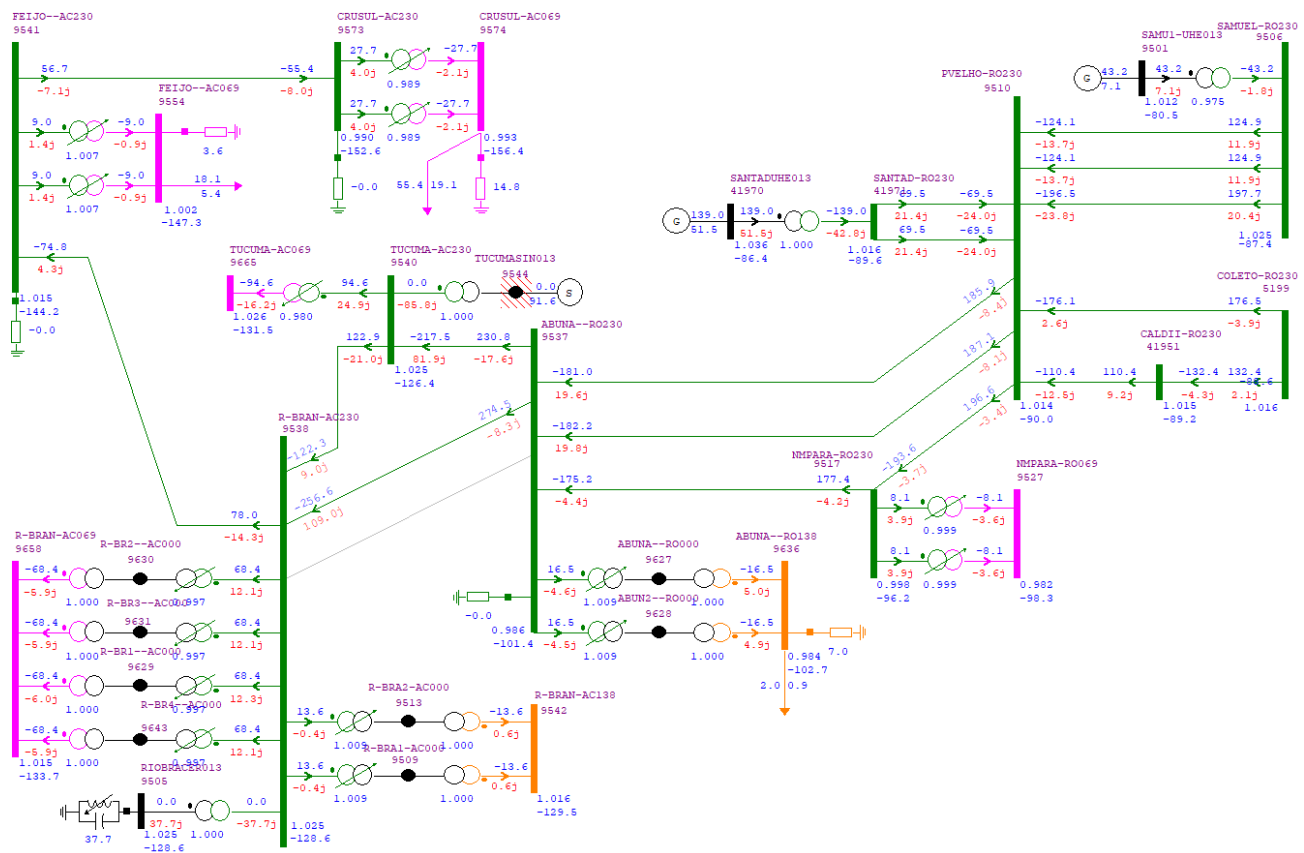


Figura 14-4 – Fluxo de potência caso dimensionador, ano 2034, contingência do C3 da LT 230kV Abunã-R.Branco, Alternativa 2A

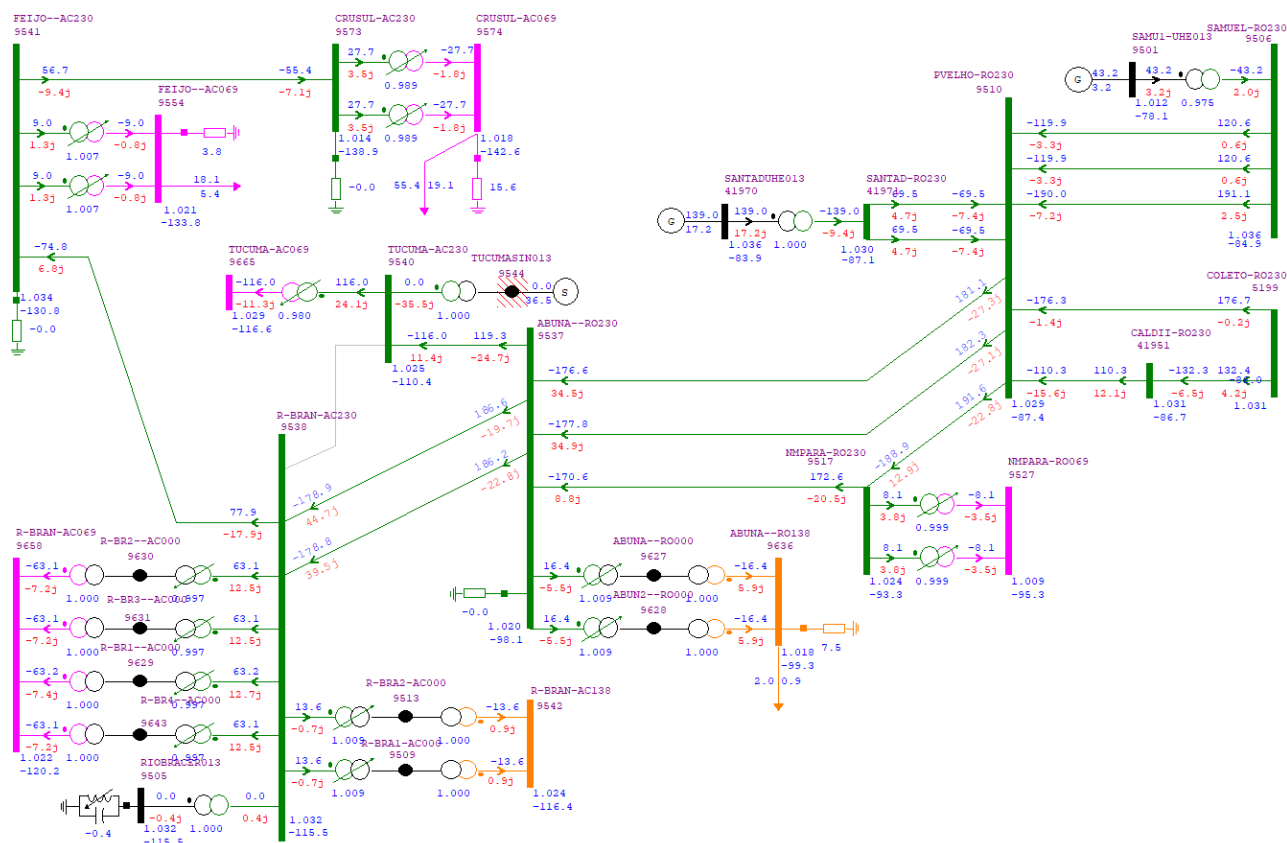


Figura 14-5 – Fluxo de potência caso dimensionador, ano 2034, contingência do C1 da LT 230kV Tucumã-R.Branco, Alternativa 2A

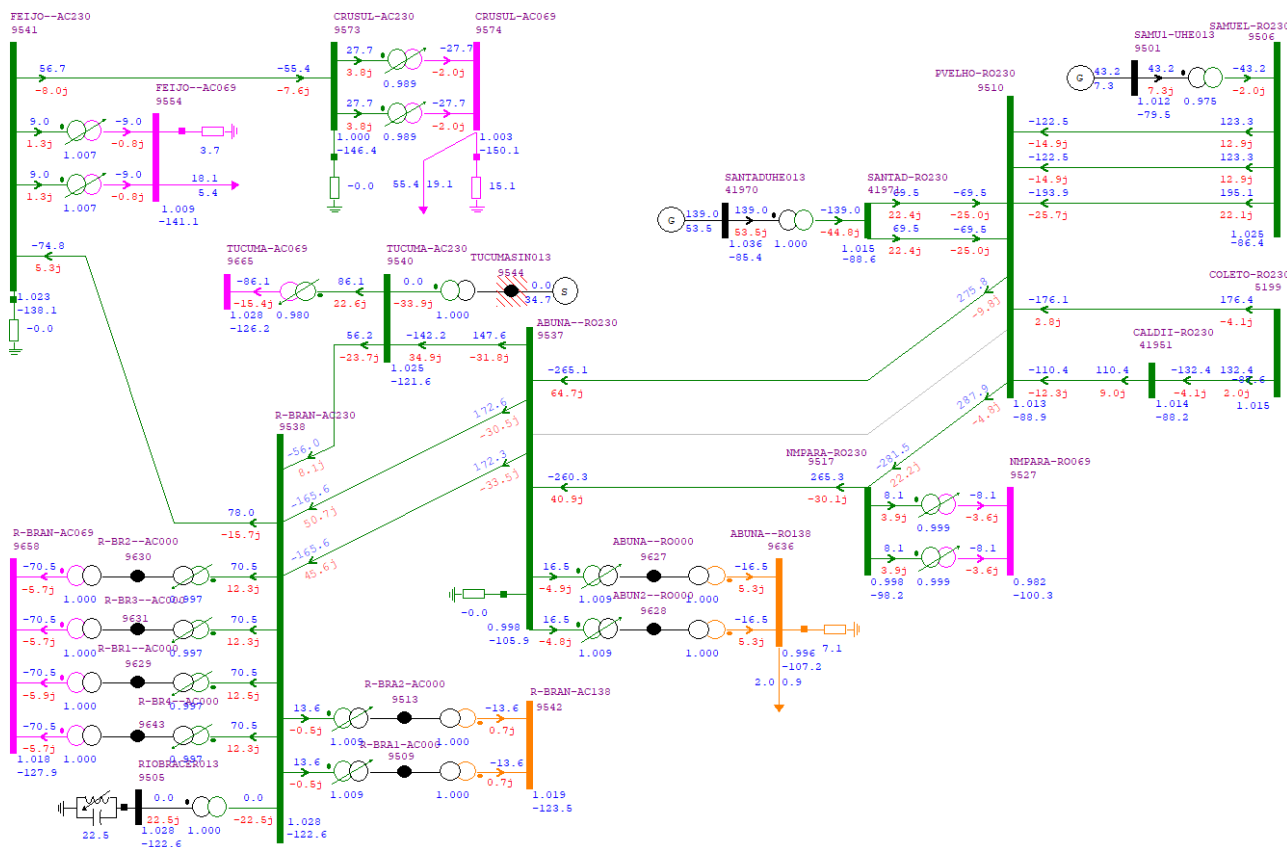


Figura 14-6 - Fluxo de potência caso dimensionador, ano 2034, contingência do C3 da LT 230kV P.Velho-Abunã, Alternativa 2A

14.3 Desempenho em Regime Permanente das Demais Alternativas

14.3.1 Alternativa 1

TENSÃO NAS BARRAS - 2022

BARRA	SUBESTAÇÃO	LT ABUNA-- RO230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- R-BRAN- AC230 - 3	LT TUCUMA- AC230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- TUCUMA- AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA- AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 1	LT PVELHO- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 2	LT PVELHO- RO230 --- NMPARA- RO230 - 1	ATF 230/069 R-BRAN- AC - R- BR2- - 1	ATF 230/000 R-BRAN- AC - R- BRA2 - 1
9540	AALEGR-AC230	100,8%	99,8%	101,3%	99,7%	100,9%	99,9%	100,2%	100,0%	100,8%	100,9%
9538	R-BRAN-AC230	100,7%	99,8%	100,5%	99,8%	100,6%	100,0%	100,2%	100,0%	100,7%	100,7%
9537	ABUNA--RO230	101,5%	99,9%	101,5%	99,9%	101,5%	98,8%	99,5%	98,9%	101,5%	101,5%
9517	NMPARA-RO230	101,7%	100,5%	101,7%	100,5%	101,7%	100,4%	98,8%	99,0%	101,7%	101,7%
9510	PVELHO-RO230	101,5%	100,9%	101,5%	100,8%	101,5%	100,2%	99,5%	99,4%	101,5%	101,5%
9542	R-BRAN-AC138	100,8%	99,9%	100,6%	99,9%	100,6%	100,0%	100,2%	100,0%	100,7%	101,3%
9543	EPITAC-AC138	99,8%	98,7%	99,6%	98,7%	99,6%	98,9%	99,1%	98,9%	99,7%	100,4%
9636	ABUNA--RO138	101,3%	99,7%	101,3%	99,6%	101,2%	98,5%	99,3%	98,6%	101,2%	101,3%
9635	G-MIRI-RO138	99,3%	97,5%	99,3%	97,4%	99,2%	96,3%	97,1%	96,4%	99,2%	99,3%
9665	AALEGR-AC069	101,8%	100,8%	102,1%	100,6%	99,5%	100,9%	101,1%	100,9%	101,6%	101,8%
9658	R-BRAN-AC069	100,7%	99,7%	100,5%	99,7%	100,1%	99,8%	100,0%	99,9%	100,3%	100,7%
9660	TANGAR-AC069	99,7%	98,7%	99,7%	98,6%	98,7%	98,8%	99,1%	98,9%	99,4%	99,7%
9659	S-FRAN-AC069	99,7%	98,8%	99,6%	98,7%	99,2%	98,9%	99,1%	98,9%	99,4%	99,7%
9559	TAQUAR-AC069	100,0%	99,0%	99,9%	99,0%	99,3%	99,1%	99,4%	99,2%	99,6%	100,0%
42151	ALTOAL-AC069	101,7%	100,7%	101,9%	100,6%	99,6%	100,8%	101,1%	100,9%	101,5%	101,7%
42164	FLORES-AC069	99,6%	98,7%	99,6%	98,6%	98,8%	98,8%	99,0%	98,8%	99,3%	99,6%

FLUXOS EM LINHAS E TRANSFORMADORES - 2022

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LI M	LT ABUNA-- RO230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- R-BRAN- AC230 - 3	LT TUCUMA- AC230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- TUCUMA- AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA- AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 1	LT PVELHO- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 2	LT PVELHO- RO230 --- NMPARA- RO230 - 1	ATF 230/069 R-BRAN- AC - R- BR2- - 1	ATF 230/000 R-BRAN- AC - R- BRA2 - 1
			NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
9537	ABUNA--RO230	2	81 -15	125 -17	86 -14	120 -18	82 -15	81 -26	81 -23	81 -25	80 -15	81 -15
9538	R-BRAN-AC230	697	12%	18%	12%	17%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
9537	ABUNA--RO230	3	81 -18		87 -17	121 -21	83 -18	81 -29	81 -26	81 -28	81 -18	81 -18
9538	R-BRAN-AC230	700	12%		12%	18%	12%	13%	12%	12%	12%	12%
9537	ABUNA--RO230	1	76 -21	116 -22	65 -23		74 -22	77 -30	76 -27	77 -29	77 -21	76 -21
9540	AALEGR-AC230	700	11%	17%	10%		11%	12%	12%	12%	11%	11%
9540	AALEGR-AC230	1	23 2	59 -12		-46 -5	72 9	23 -8	23 -5	23 -7	16 1	23 2
9538	R-BRAN-AC230	700	3%	9%		7%	10%	4%	3%	4%	2%	3%
9510	PVELHO-RO230	2	136 -35	138 -26	137 -35	138 -26	137 -35	273 -9		287 -14	137 -35	136 -35
9537	ABUNA--RO230	697	20%	20%	20%	20%	20%	39%		41%	20%	20%
9517	NMPARA-RO230	1	130 -21	131 -13	130 -22	131 -13	130 -21		268 -44	-11 -7	130 -21	130 -21
9537	ABUNA--RO230	478	27%	27%	27%	27%	27%		58%	3%	27%	27%
9510	PVELHO-RO230	1	143 -31	145 -22	143 -31	145 -21	144 -31	12 -19	287 -16		143 -31	143 -31
9517	NMPARA-RO230	478	30%	30%	30%	30%	30%	5%	60%		30%	30%
9540	AALEGR-AC230	1	52 8	54 7	64 10	47 7		52 7	52 7	52 7	59 9	52 8
9665	AALEGR-AC069	144	36%	38%	44%	33%		37%	36%	37%	41%	36%
9538	R-BRAN-AC230	1	41 7	41 8	38 7	43 8	55 11	42 8	42 7	42 8	53 10	41 7
9629	R-BR1-AC000	100	42%	42%	39%	43%	55%	42%	42%	42%	54%	42%
9538	R-BRAN-AC230	1	8 -4	8 -3	8 -3	8 -3	8 -3	8 -3	8 -3	8 -3	8 -3	16 -8
9509	R-BR1-AC000	55	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	33%
9537	ABUNA--RO230	1	12 -3	12 -3	12 -4	12 -3	12 -3	12 -3	12 -3	12 -3	12 -3	12 -3
9627	ABUNA--RO000	55	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
9517	NMPARA-RO230	1	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4
9527	NMPARA-RO069	33	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%

TENSÃO NAS BARRAS - 2025

BARRA	SUBESTAÇÃO	LT ABUNA-- RO230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- R-BRAN- AC230 - 3	LT TUCUMA- AC230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- TUCUMA- AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA- AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 1	LT PVELHO- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 2	LT PVELHO- RO230 --- NMPARA- RO230 - 1	ATF 230/069 R-BRAN- AC - R- BR2 - - 1	ATF 230/000 R-BRAN- AC - R- BRA2 - 1
9540	AALEGR-AC230	101,3%	99,8%	101,2%	99,8%	101,3%	99,7%	100,1%	99,8%	101,2%	101,3%
9538	R-BRAN-AC230	101,2%	100,0%	101,1%	100,0%	101,0%	99,9%	100,2%	100,0%	101,2%	101,2%
9537	ABUNA--RO230	102,2%	100,0%	102,1%	100,1%	102,1%	97,9%	98,8%	97,9%	102,1%	102,2%
9541	FEIJO--AC230	103,1%	101,1%	102,8%	101,1%	102,7%	101,0%	101,4%	101,0%	102,9%	103,1%
9573	CRUSUL-AC230	102,5%	100,2%	102,2%	100,2%	102,1%	100,1%	100,6%	100,1%	102,3%	102,5%
9517	NMPARA-RO230	102,3%	100,7%	102,2%	100,8%	102,2%	100,9%	97,7%	98,0%	102,2%	102,3%
9510	PVELHO-RO230	102,4%	101,7%	102,4%	101,7%	102,4%	100,7%	100,3%	100,2%	102,4%	102,4%
9542	R-BRAN-AC138	101,4%	100,1%	101,2%	100,1%	101,2%	100,1%	100,3%	100,1%	101,3%	101,8%
9543	EPITAC-AC138	99,3%	97,8%	99,0%	97,8%	99,0%	97,7%	98,0%	97,7%	99,2%	99,8%
9636	ABUNA--RO138	102,7%	100,5%	102,6%	100,5%	102,6%	98,3%	99,2%	98,3%	102,6%	102,7%
9635	G-MIRI-RO138	100,4%	97,9%	100,3%	98,0%	100,3%	95,5%	96,5%	95,6%	100,3%	100,4%
9665	AALEGR-AC069	102,6%	101,1%	102,6%	101,0%	100,0%	101,0%	101,3%	101,0%	102,3%	102,6%
9658	R-BRAN-AC069	101,2%	99,9%	101,0%	99,9%	100,6%	99,8%	100,1%	99,8%	100,8%	101,2%
9554	FEIJO--AC069	102,1%	100,0%	101,8%	100,1%	101,8%	100,0%	100,4%	100,0%	102,0%	102,1%
9574	CRUSUL-AC069	101,8%	99,4%	101,4%	99,4%	101,4%	99,3%	99,8%	99,3%	101,6%	101,8%
9660	TANGAR-AC069	100,4%	98,9%	100,2%	98,9%	99,3%	98,8%	99,2%	98,9%	100,0%	100,4%
9659	S-FRAN-AC069	100,3%	98,9%	100,1%	98,9%	99,7%	98,8%	99,1%	98,9%	99,9%	100,3%
9559	TAQUAR-AC069	100,5%	99,1%	100,3%	99,1%	99,7%	99,0%	99,3%	99,0%	100,1%	100,5%
42151	ALTOAL-AC069	102,5%	101,0%	102,5%	101,0%	100,2%	100,9%	101,2%	100,9%	102,2%	102,5%
42164	FLORES-AC069	100,4%	99,0%	100,2%	99,0%	99,5%	98,9%	99,2%	98,9%	100,0%	100,4%

FLUXOS EM LINHAS E TRANSFORMADORES - 2025

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LI M	LT ABUNA-- RO230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- R-BRAN- AC230 - 3	LT TUCUMA- AC230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- TUCUMA- AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA- AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 1	LT PVELHO- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 2	LT PVELHO- RO230 --- NMPARA- RO230 - 1	ATF 230/069 R-BRAN- AC - R- BR2 - - 1	ATF 230/000 R-BRAN- AC - R- BRA2 - 1
			MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar	MW Mvar
		LIM.	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
9537	ABUNA--RO230	2	113 -14	175 -11	123 -13	168 -12	114 -13	113 -29	113 -26	113 -29	112 -14	113 -14
9538	R-BRAN-AC230	697	16%	25%	17%	24%	16%	17%	17%	17%	16%	16%
9537	ABUNA--RO230	3	113 -17		124 -16	169 -15	115 -16	114 -32	114 -29	114 -32	113 -17	113 -17
9538	R-BRAN-AC230	700	16%		17%	24%	16%	17%	17%	17%	16%	16%
9537	ABUNA--RO230	1	106 -19	162 -16	85 -20		103 -20	106 -32	106 -30	106 -32	106 -19	106 -19
9540	AALEGR-AC230	700	15%	23%	12%		15%	16%	16%	16%	15%	15%
9540	AALEGR-AC230	1	42 -4	92 -29		-54 -6	100 3	42 -22	42 -18	42 -21	35 -6	42 -4
9538	R-BRAN-AC230	700	6%	14%		8%	14%	7%	7%	7%	5%	6%
9541	FEIJO--AC230	1	-52 3	-52 2	-52 3	-52 2	-52 3	-52 2	-52 2	-52 2	-52 3	-52 3
9538	R-BRAN-AC230	349	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
9541	FEIJO--AC230	1	40 -13	40 -12	40 -13	40 -12	40 -13	40 -12	40 -12	40 -12	40 -13	40 -13
9573	CRUSUL-AC230	349	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
9510	PVELHO-RO230	2	187 -32	189 -18	187 -32	189 -18	187 -32	380 27		395 27	187 -32	187 -32
9537	ABUNA--RO230	697	27%	27%	27%	27%	27%	54%		57%	27%	27%
9517	NMPARA-RO230	1	178 -28	181 -14	179 -27	181 -14	179 -27		369 -46	-12 -8	179 -27	178 -28
9537	ABUNA--RO230	478	37%	38%	37%	38%	37%		80%	3%	37%	37%
9510	PVELHO-RO230	1	194 -28	197 -13	195 -27	197 -13	195 -27	13 -19	394 22		195 -27	194 -28
9517	NMPARA-RO230	478	40%	41%	40%	41%	40%	5%	82%		40%	40%
9540	AALEGR-AC230	1	61 8	64 8	83 9	55 8		61 8	61 8	61 8	69 10	61 8

9665	AALEGR-AC069	144	42%	45%	58%	38%		43%	42%	43%	48%	42%
9538	R-BRAN-AC230	1	47 7	47 8	42 7	49 8	63 11	47 8	47 8	47 8	60 10	47 7
9629	R-BR1-AC000	100	47%	47%	42%	50%	63%	48%	48%	48%	61%	47%
9538	R-BRAN-AC230	1	9 -3	9 -2	9 -3	9 -2	9 -3	9 -2	9 -2	9 -2	9 -3	18 -6
9509	R-BR1-AC000	55	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	36%
9537	ABUNA--RO230	1	13 -3	13 -3	13 -3	13 -3	13 -3	13 -2	13 -3	13 -3	13 -3	13 -3
9627	ABUNA--RO000	55	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
9517	NMPARA-RO230	1	7 4	7 4	7 4	7 4	7 4	7 4	7 5	7 5	7 4	7 4
9527	NMPARA-RO069	33	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%

TENSÃO NAS BARRAS - 2034

BARRA	SUBESTAÇÃO	LT ABUNA--RO230 --- R-BRAN-AC230 - 1	LT ABUNA--RO230 --- R-BRAN-AC230 - 3	LT TUCUMA-AC230 --- R-BRAN-AC230 - 1	LT ABUNA--RO230 --- TUCUMA-AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA-AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA-RO230 --- ABUNA--RO230 - 1	LT PVELHO-RO230 --- ABUNA--RO230 - 2	LT PVELHO-RO230 --- NMPARA-RO230 - 1	ATF 230/069 R-BRAN-AC - R-BR2 - 1	ATF 230/000 R-BRAN-AC - R-BR2 - 1
9540	AALEGR-AC230	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%	102,5%
9538	R-BRAN-AC230	102,9%	102,5%	103,3%	102,1%	102,5%	102,7%	102,7%	102,7%	102,9%	102,9%
9537	ABUNA--RO230	101,8%	98,7%	101,9%	98,5%	101,6%	99,2%	99,7%	99,3%	101,8%	101,8%
9541	FEIJO--AC230	102,9%	101,9%	103,8%	100,6%	101,7%	102,2%	102,3%	102,2%	102,8%	102,9%
9573	CRUSUL-AC230	100,7%	99,5%	101,8%	97,9%	99,3%	99,9%	100,0%	99,9%	100,6%	100,7%
9517	NMPARA-RO230	102,2%	99,8%	102,3%	99,7%	102,0%	101,6%	99,6%	99,4%	102,2%	102,2%
9510	PVELHO-RO230	102,6%	101,2%	102,7%	101,1%	102,5%	101,4%	101,0%	100,9%	102,6%	102,6%
9542	R-BRAN-AC138	102,2%	101,8%	102,5%	101,3%	101,7%	101,9%	101,9%	101,9%	102,1%	102,2%
9543	EPITAC-AC138	96,1%	95,6%	96,6%	95,0%	95,5%	95,8%	95,8%	95,8%	96,1%	96,2%
9636	ABUNA--RO138	102,0%	98,8%	102,1%	98,6%	101,8%	99,4%	99,8%	99,4%	102,0%	102,0%
9635	G-MIRI-RO138	98,2%	94,6%	98,3%	94,4%	97,9%	95,2%	95,7%	95,3%	98,2%	98,2%
9665	AALEGR-AC069	102,5%	102,4%	102,7%	102,1%	98,3%	102,4%	102,4%	102,4%	102,2%	102,5%
9658	R-BRAN-AC069	101,4%	101,0%	101,6%	100,6%	100,0%	101,1%	101,2%	101,1%	100,7%	101,4%
9554	FEIJO--AC069	101,8%	100,8%	102,7%	99,5%	100,6%	101,1%	101,2%	101,1%	101,7%	101,8%
9574	CRUSUL-AC069	101,5%	100,2%	102,7%	98,5%	100,0%	100,6%	100,7%	100,6%	101,4%	101,5%
9660	TANGAR-AC069	99,9%	99,5%	100,1%	99,1%	97,7%	99,6%	99,7%	99,6%	99,2%	99,9%
9659	S-FRAN-AC069	99,8%	99,4%	100,1%	99,0%	98,4%	99,6%	99,6%	99,6%	99,1%	99,8%
9559	TAQUAR-AC069	100,3%	99,9%	100,5%	99,5%	98,7%	100,0%	100,1%	100,0%	99,6%	100,3%
42151	ALTOAL-AC069	102,4%	102,1%	102,6%	101,8%	98,4%	102,2%	102,2%	102,2%	102,0%	102,3%
42164	FLORES-AC069	100,0%	99,6%	100,2%	99,2%	98,1%	99,7%	99,8%	99,7%	99,3%	100,0%

FLUXOS EM LINHAS E TRANSFORMADORES - 2034

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	LT ABUNA--RO230 --- R-BRAN-AC230 - 1	LT ABUNA--RO230 --- R-BRAN-AC230 - 3	LT TUCUMA-AC230 --- R-BRAN-AC230 - 1	LT ABUNA--RO230 --- TUCUMA-AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA-AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA-RO230 --- ABUNA--RO230 - 1	LT PVELHO-RO230 --- ABUNA--RO230 - 2	LT PVELHO-RO230 --- NMPARA-RO230 - 1	ATF 230/069 R-BRAN-AC - R-BR2 - 1	ATF 230/000 R-BRAN-AC - R-BR2 - 1
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
9537	ABUNA--RO230	2	166 -21	260 -12	182 -20	250 -13	169 -19	167 -32	167 -30	167 -32	166 -21	166 -21
9538	R-BRAN-AC230	697	24%	38%	26%	36%	24%	25%	24%	25%	24%	24%
9537	ABUNA--RO230	3	168 -24		184 -23	252 -15	171 -22	168 -35	168 -33	168 -35	168 -24	168 -24
9538	R-BRAN-AC230	700	24%		26%	37%	24%	25%	25%	25%	24%	24%
9537	ABUNA--RO230	1	156 -24	242 -19	125 -27		152 -25	157 -36	157 -34	157 -36	157 -24	156 -24
9540	AALEGR-AC230	700	22%	35%	18%		22%	23%	23%	23%	22%	22%
9540	AALEGR-AC230	1	62 -39	135 -22		-79 37	147 -19	62 -21	62 -24	62 -21	51 -36	62 -39
9538	R-BRAN-AC230	700	10%	19%		12%	21%	9%	9%	9%	9%	10%
9541	FEIJO--AC230	1	-74 6	-74 5	-74 7	-74 3	-74 5	-74 5	-74 6	-74 5	-74 6	-74 6
9538	R-BRAN-AC230	349	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%

9541	FEIJO--AC230	1	57 -8	57 -7	57 -9	57 -5	57 -6	57 -7	57 -7	57 -7	57 -8	57 -8
9573	CRUSUL-AC230	349	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
9510	PVELHO-RO230	2	182 -27	186 -9	182 -27	186 -8	182 -26	273 -3		282 -6	182 -27	182 -27
9537	ABUNA--RO230	697	26%	26%	26%	26%	26%	39%		40%	26%	26%
9517	NMPARA-RO230	1	172 -20	176 -5	172 -21	176 -4	173 -19		265 -31	-15 -6	172 -20	172 -20
9537	ABUNA--RO230	478	35%	37%	36%	37%	36%		56%	4%	36%	35%
9510	PVELHO-RO230	1	191 -23	196 -5	191 -23	196 -4	192 -21	16 -20	287 -5		191 -22	191 -23
9517	NMPARA-RO230	478	39%	40%	39%	40%	39%	5%	59%		39%	39%
9540	AALEGR-AC230	1	88 14	93 16	121 15	80 18		89 15	89 15	89 15	101 18	89 14
9665	AALEGR-AC069	144	60%	64%	83%	56%		61%	61%	61%	69%	60%
9538	R-BRAN-AC230	1	70 16	69 16	62 17	72 16	92 25	70 16	70 16	70 16	89 24	70 16
9629	R-BR1--AC000	100	70%	69%	62%	72%	93%	70%	70%	70%	89%	70%
9538	R-BRAN-AC230	1	14 0	14 0	14 0	14 0	14 0	14 0	14 0	14 0	14 0	27 0
9509	R-BRA1-AC000	55	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	47%
9537	ABUNA--RO230	1	16 -4	16 -3	16 -4	16 -3	16 -4	16 -3	16 -3	16 -3	16 -4	16 -4
9627	ABUNA--RO000	55	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%
9517	NMPARA-RO230	1	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4
9527	NMPARA-RO069	33	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%

14.3.2 Alternativa 2B

TENSÃO NAS BARRAS - 2022

BARRA	SUBESTAÇÃO	LT ABUNA-- RO230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- TUCUMA- AC230 - 2	LT TUCUMA- AC230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- TUCUMA- AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA- AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 1	LT PVELHO- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 2	LT PVELHO -RO230 - -- NMPARA -RO230 - 1	ATF 230/069 R- BRAN- AC - R- BR2 - 1	ATF 230/00 0 R- BRAN- AC - R- BRA2 - 1
9540	RBRAN2-AC230	99,6%	99,4%	101,1%	99,4%	101,1%	99,7%	100,0%	99,8%	100,8%	100,8%
9538	R-BRAN-AC230	99,8%	99,7%	100,4%	99,7%	100,3%	99,9%	100,1%	99,9%	100,6%	100,6%
9537	ABUNA--RO230	99,9%	99,7%	101,6%	99,7%	101,6%	98,7%	99,5%	98,9%	101,5%	101,6%
9517	NMPARA-RO230	100,5%	100,3%	101,7%	100,3%	101,7%	100,2%	98,7%	99,0%	101,7%	101,7%
9510	PVELHO-RO230	100,8%	100,7%	101,5%	100,7%	101,4%	100,0%	99,4%	99,2%	101,4%	101,4%
9542	R-BRAN-AC138	99,8%	99,7%	100,4%	99,7%	100,3%	99,9%	100,1%	99,9%	100,6%	101,2%
9543	EPITAC-AC138	98,6%	98,5%	99,3%	98,5%	99,2%	98,7%	99,0%	98,8%	99,6%	100,2%
9636	ABUNA--RO138	99,5%	99,3%	101,3%	99,3%	101,2%	98,3%	99,1%	98,5%	101,2%	101,2%
9635	G-MIRI-RO138	97,4%	97,1%	99,3%	97,1%	99,2%	96,1%	96,9%	96,2%	99,2%	99,2%
9665	RBRAN2-AC069	99,9%	99,8%	101,2%	99,8%	97,5%	100,1%	100,3%	100,1%	100,9%	101,1%
9658	R-BRAN-AC069	99,6%	99,5%	100,4%	99,5%	99,3%	99,8%	100,0%	99,8%	100,4%	100,6%
9660	TANGAR-AC069	98,9%	98,8%	100,1%	98,8%	97,3%	99,1%	99,3%	99,1%	99,9%	100,0%
9659	S-FRAN-AC069	98,6%	98,5%	99,4%	98,5%	98,2%	98,7%	98,9%	98,7%	99,3%	99,6%
9559	TAQUAR-AC069	99,2%	99,1%	100,1%	99,1%	98,3%	99,3%	99,6%	99,4%	100,0%	100,2%
42151	ALTOAL-AC069	100,2%	100,1%	101,1%	100,1%	99,9%	100,4%	100,6%	100,4%	101,0%	101,3%
42164	FLORES-AC069	99,2%	99,0%	100,3%	99,0%	97,6%	99,3%	99,6%	99,3%	100,1%	100,3%

FLUXOS EM LINHAS E TRANSFORMADORES - 2022

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	LT ABUNA--RO230 --- R-BRAN-AC230 - 1	LT ABUNA--RO230 --- TUCUMA-AC230 - 2	LT TUCUMA-AC230 --- R-BRAN-AC230 - 1	LT ABUNA--RO230 --- TUCUMA-AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA-AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA-RO230 --- ABUNA--RO230 - 1	LT PVELHO-RO230 --- ABUNA--RO230 - 2	LT PVELHO-RO230 --- NMPARA-RO230 - 1	ATF 230/069 R-BRAN-AC - R-BR2 - 1	ATF 230/000 R-BRAN-AC - R-BRA2 - 1
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
9537	ABUNA--RO230	1		126 -17	112 -12	126 -17	93 -12	87 -25	87 -22	87 -25	87 -14	87 -14
9538	R-BRAN-AC230			27%	23%	27%	19%	19%	19%	19%	18%	18%
9537	ABUNA--RO230	1	121 -21	115 -22	63 -23		73 -23	76 -30	76 -28	76 -30	76 -22	76 -22
9540	RBRAN2-AC230	700	18%	17%	10%		11%	12%	12%	12%	11%	11%
9537	ABUNA--RO230	2	121 -21		63 -23	115 -22	73 -23	76 -30	76 -28	76 -30	76 -22	76 -22
9540	RBRAN2-AC230	700	18%		10%	17%	11%	12%	12%	12%	11%	11%
9540	RBRAN2-AC230	1	143 -30	34 -23		34 -23	144 21	67 -19	67 -14	67 -18	59 -1	67 0
9538	R-BRAN-AC230	700	21%	6%		6%	21%	10%	10%	10%	8%	9%
9510	PVELHO-RO230	2	138 -27	138 -26	137 -37	138 -26	137 -37	274 -10		287 -15	137 -36	137 -37
9537	ABUNA--RO230	697	20%	20%	20%	20%	20%	39%		42%	20%	20%
9517	NMPARA-RO230	1	131 -14	131 -13	130 -23	131 -13	130 -23		268 -45	-11 -7	130 -23	130 -23
9537	ABUNA--RO230	478	28%	27%	27%	27%	27%		58%	3%	27%	27%
9510	PVELHO-RO230	1	145 -23	145 -21	144 -33	145 -21	144 -32	12 -19	287 -17		144 -32	144 -32
9517	NMPARA-RO230	478	31%	31%	31%	31%	31%	5%	60%		30%	30%
9540	RBRAN2-AC230	1	91 21	78 20	125 27	78 20		82 21	82 21	82 21	91 24	82 23
9665	RBRAN2-AC069	270	35%	30%	47%	30%		31%	31%	31%	34%	31%
9538	R-BRAN-AC230	1	32 6	35 6	23 4	35 6	55 13	34 5	34 5	34 5	42 6	34 5
9629	R-BR1--AC000	100	32%	36%	24%	36%	56%	34%	34%	34%	43%	34%
9538	R-BRAN-AC230	1	8 -3	8 -3	8 -3	8 -3	8 -3	8 -3	8 -3	8 -3	8 -3	16 -8
9509	R-BRA1-AC000	55	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	33%
9537	ABUNA--RO230	1	12 -3	12 -3	12 -3	12 -3	12 -3	12 -3	12 -3	12 -3	12 -3	12 -3
9627	ABUNA--RO000	55	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%
9517	NMPARA-RO230	1	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4	6 4
9527	NMPARA-RO069	33	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%

TENSÃO NAS BARRAS - 2025

BARRA	SUBESTAÇÃO	LT ABUNA--RO230 --- R-BRAN-AC230 - 1	LT ABUNA--RO230 --- TUCUMA-AC230 - 2	LT TUCUMA-AC230 --- R-BRAN-AC230 - 1	LT ABUNA--RO230 --- TUCUMA-AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA-AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA-RO230 - ABUNA--RO230 - 1	LT PVELHO-RO230 --- ABUNA--RO230 - 2	LT PVELHO-RO230 --- NMPARA-RO230 - 1	ATF 230/069 R-BRAN-AC - R-BR2 - 1	ATF 230/000 R-BRAN-AC - R-BRA2 - 1
9540	RBRAN2-AC230	99,1%	99,3%	100,2%	99,3%	101,2%	99,2%	99,6%	99,2%	101,0%	101,1%
9538	R-BRAN-AC230	99,8%	99,7%	100,6%	99,7%	100,5%	99,7%	100,0%	99,7%	101,0%	101,0%
9537	ABUNA--RO230	99,5%	99,6%	101,4%	99,6%	101,9%	97,3%	98,3%	97,4%	102,0%	102,0%
9541	FEIJO--AC230	100,7%	100,6%	102,0%	100,6%	102,0%	100,6%	101,0%	100,6%	102,6%	102,7%
9573	CRUSUL-AC230	99,7%	99,7%	101,3%	99,7%	101,2%	99,6%	100,1%	99,6%	102,0%	102,1%
9517	NMPARA-RO230	100,3%	100,4%	101,7%	100,4%	102,0%	100,7%	97,3%	97,4%	102,1%	102,1%
9510	PVELHO-RO230	101,4%	101,5%	102,1%	101,5%	102,2%	100,5%	100,1%	100,0%	102,3%	102,3%
9542	R-BRAN-AC138	99,9%	99,9%	100,7%	99,9%	100,7%	99,8%	100,1%	99,8%	101,1%	101,6%
9543	EPITAC-AC138	97,5%	97,4%	98,5%	97,4%	98,4%	97,4%	97,7%	97,4%	98,9%	99,5%
9636	ABUNA--RO138	99,6%	99,7%	101,6%	99,7%	102,1%	97,4%	98,4%	97,5%	102,1%	102,2%
9635	G-MIRI-RO138	97,0%	97,1%	99,2%	97,1%	99,7%	94,6%	95,6%	94,7%	99,8%	99,8%
9665	RBRAN2-AC069	99,6%	99,6%	100,6%	99,6%	98,0%	99,6%	100,0%	99,6%	101,2%	101,4%
9658	R-BRAN-AC069	99,6%	99,6%	100,3%	99,6%	99,7%	99,6%	99,9%	99,6%	100,9%	101,1%
9554	FEIJO--AC069	99,6%	99,6%	101,0%	99,6%	100,9%	99,6%	100,0%	99,6%	101,6%	101,7%
9574	CRUSUL-AC069	98,9%	98,8%	100,5%	98,8%	100,4%	98,7%	99,3%	98,8%	101,2%	101,3%
9660	TANGAR-AC069	98,9%	99,0%	99,8%	99,0%	97,8%	99,0%	99,3%	99,0%	100,5%	100,7%
9659	S-FRAN-AC069	98,3%	98,4%	99,1%	98,4%	98,4%	98,3%	98,6%	98,3%	99,6%	99,9%

9559	TAQUAR-AC069	99,1%	99,2%	99,9%	99,2%	98,7%	99,1%	99,4%	99,1%	100,5%	100,7%
42151	ALTOAL-AC069	100,3%	100,4%	101,1%	100,4%	100,4%	100,3%	100,6%	100,3%	101,7%	102,0%
42164	FLORES-AC069	99,1%	99,2%	100,0%	99,2%	98,2%	99,2%	99,5%	99,2%	100,7%	100,9%

FLUXOS EM LINHAS E TRANSFORMADORES - 2025

BARRA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	LT ABUNA--RO230 --- R-BRAN-AC230 - 1	LT ABUNA--RO230 --- TUCUMA-AC230 - 2	LT TUCUMA-AC230 --- R-BRAN-AC230 - 1	LT ABUNA--RO230 --- TUCUMA-AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA-AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA-RO230 --- ABUNA--RO230 - 1	LT PVELHO-RO230 --- ABUNA--RO230 - 2	LT PVELHO-RO230 --- NMPARA-RO230 - 1	ATF 230/069 R-BRAN-AC - R-BR2 - 1	ATF 230/000 R-BRAN-AC - R-BR2 - 1
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
9537	ABUNA--RO230	1		177 -12	161 -10	177 -12	129 -10	123 -30	123 -27	123 -30	122 -13	122 -13
9538	R-BRAN-AC230			37%	33%	37%	27%	27%	27%	27%	25%	25%
9537	ABUNA--RO230	1	169 -14	161 -16	86 -19		102 -21	105 -33	105 -30	105 -33	105 -20	105 -20
9540	RBRAN2-AC230	700	24%	23%	12%		15%	16%	16%	16%	15%	15%
9537	ABUNA--RO230	2	169 -14		86 -19	161 -16	102 -21	105 -33	105 -30	105 -33	105 -20	105 -20
9540	RBRAN2-AC230	700	24%		12%	23%	15%	16%	16%	16%	15%	15%
9540	RBRAN2-AC230	1	209 -63	58 -36		58 -36	200 8	103 -43	103 -37	103 -43	94 -12	103 -11
9538	R-BRAN-AC230	700	32%	10%		10%	28%	16%	16%	16%	13%	15%
9541	FEIJO--AC230	1	-52 1	-52 1	-52 2	-52 1	-52 2	-52 1	-52 2	-52 1	-52 3	-52 3
9538	R-BRAN-AC230	349	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
9541	FEIJO--AC230	1	40 -11	40 -11	40 -12	40 -11	40 -12	40 -11	40 -12	40 -11	40 -13	40 -13
9573	CRUSUL-AC230	349	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
9510	PVELHO-RO230	2	190 -15	190 -16	188 -28	190 -16	188 -31	381 31		396 31	187 -31	187 -32
9537	ABUNA--RO230	697	27%	27%	27%	27%	27%	55%		57%	27%	27%
9517	NMPARA-RO230	1	182 -12	181 -12	180 -24	181 -12	180 -27		370 -44	-12 -8	179 -27	179 -27
9537	ABUNA--RO230	478	38%	38%	37%	38%	37%		80%	3%	37%	37%
9510	PVELHO-RO230	1	198 -10	198 -11	196 -23	198 -11	196 -26	13 -18	395 26		195 -27	195 -27
9517	NMPARA-RO230	478	41%	41%	40%	41%	40%	5%	83%		40%	40%
9540	RBRAN2-AC230	1	116 16	97 17	169 22	97 17		103 17	103 17	103 17	112 21	103 20
9665	RBRAN2-AC069	270	44%	37%	63%	37%		39%	39%	39%	42%	38%
9538	R-BRAN-AC230	1	34 7	38 6	21 7	38 6	63 14	37 6	37 6	37 6	46 7	37 5
9629	R-BR1--AC000	100	34%	39%	22%	39%	64%	38%	38%	38%	46%	37%
9538	R-BRAN-AC230	1	9 -2	9 -2	9 -3	9 -2	9 -3	9 -2	9 -2	9 -2	9 -3	18 -6
9509	R-BR1A1-AC000	55	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	36%
9537	ABUNA--RO230	1	13 -1	13 -1	13 -1	13 -1	13 -1	13 -1	13 -1	13 -1	13 -1	13 -1
9627	ABUNA--RO000	55	24%	24%	24%	24%	24%	25%	25%	25%	24%	24%
9517	NMPARA-RO230	1	7 4	7 4	7 4	7 4	7 4	7 4	7 5	7 5	7 4	7 4
9527	NMPARA-RO069	33	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%

TENSÃO NAS BARRAS - 2034

BARRA	SUBESTAÇÃO	LT ABUNA-- RO230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- TUCUMA- AC230 - 2	LT TUCUMA- AC230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- TUCUMA- AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA- AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 1	LT PVELHO- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 2	LT PVELHO- RO230 --- NMPARA- RO230 - 1	ATF 230/069 R-BRAN- AC - R- BR2 - 1	ATF 230/000 R-BRAN- AC - R- BRA2 - 1
9540	RBRAN2-AC230	102,3%	102,3%	102,3%	102,3%	102,3%	102,3%	102,3%	102,3%	102,3%	102,3%
9538	R-BRAN-AC230	103,1%	102,5%	103,3%	102,5%	102,2%	102,8%	102,8%	102,8%	102,9%	102,9%
9537	ABUNA--RO230	98,6%	98,7%	101,6%	98,7%	101,6%	99,2%	99,7%	99,2%	101,8%	101,8%
9541	FEIJO--AC230	103,2%	101,7%	103,9%	101,7%	101,1%	102,5%	102,5%	102,5%	102,9%	102,9%
9573	CRUSUL-AC230	101,2%	99,2%	102,0%	99,2%	98,5%	100,2%	100,3%	100,2%	100,8%	100,7%
9517	NMPARA-RO230	99,8%	99,9%	102,1%	99,9%	102,1%	101,7%	99,7%	99,3%	102,2%	102,3%
9510	PVELHO-RO230	101,2%	101,3%	102,6%	101,3%	102,6%	101,4%	101,1%	101,0%	102,7%	102,7%
9542	R-BRAN-AC138	102,3%	101,7%	102,5%	101,7%	101,5%	102,0%	102,0%	102,0%	102,2%	102,2%
9543	EPITAC-AC138	96,3%	95,5%	96,6%	95,5%	95,2%	95,9%	96,0%	95,9%	96,1%	96,2%
9636	ABUNA--RO138	98,6%	98,8%	101,7%	98,8%	101,7%	99,3%	99,7%	99,2%	101,9%	101,9%
9635	G-MIRI-RO138	95,0%	95,2%	98,5%	95,2%	98,5%	95,7%	96,3%	95,7%	98,7%	98,7%
9665	RBRAN2-AC069	101,5%	101,3%	101,4%	101,3%	98,4%	101,4%	101,4%	101,4%	101,3%	101,5%
9658	R-BRAN-AC069	102,2%	101,8%	102,0%	101,8%	100,5%	102,0%	102,0%	102,0%	101,7%	102,1%
9554	FEIJO--AC069	102,1%	100,5%	102,8%	100,5%	99,9%	101,4%	101,4%	101,4%	101,8%	101,8%
9574	CRUSUL-AC069	101,9%	99,9%	102,9%	99,9%	99,1%	101,0%	101,1%	101,0%	101,5%	101,5%
9660	TANGAR-AC069	101,0%	100,7%	100,7%	100,7%	98,2%	100,8%	100,9%	100,8%	100,7%	100,9%
9659	S-FRAN-AC069	101,1%	100,6%	100,9%	100,6%	99,4%	100,9%	100,9%	100,9%	100,6%	101,0%
9559	TAQUAR-AC069	101,3%	100,9%	101,1%	100,9%	99,2%	101,1%	101,2%	101,1%	100,9%	101,2%
42151	ALTOAL-AC069	102,3%	101,8%	102,1%	101,8%	100,4%	102,1%	102,1%	102,1%	101,8%	102,2%
42164	FLORES-AC069	101,2%	100,9%	101,0%	100,9%	98,6%	101,1%	101,1%	101,1%	100,9%	101,2%

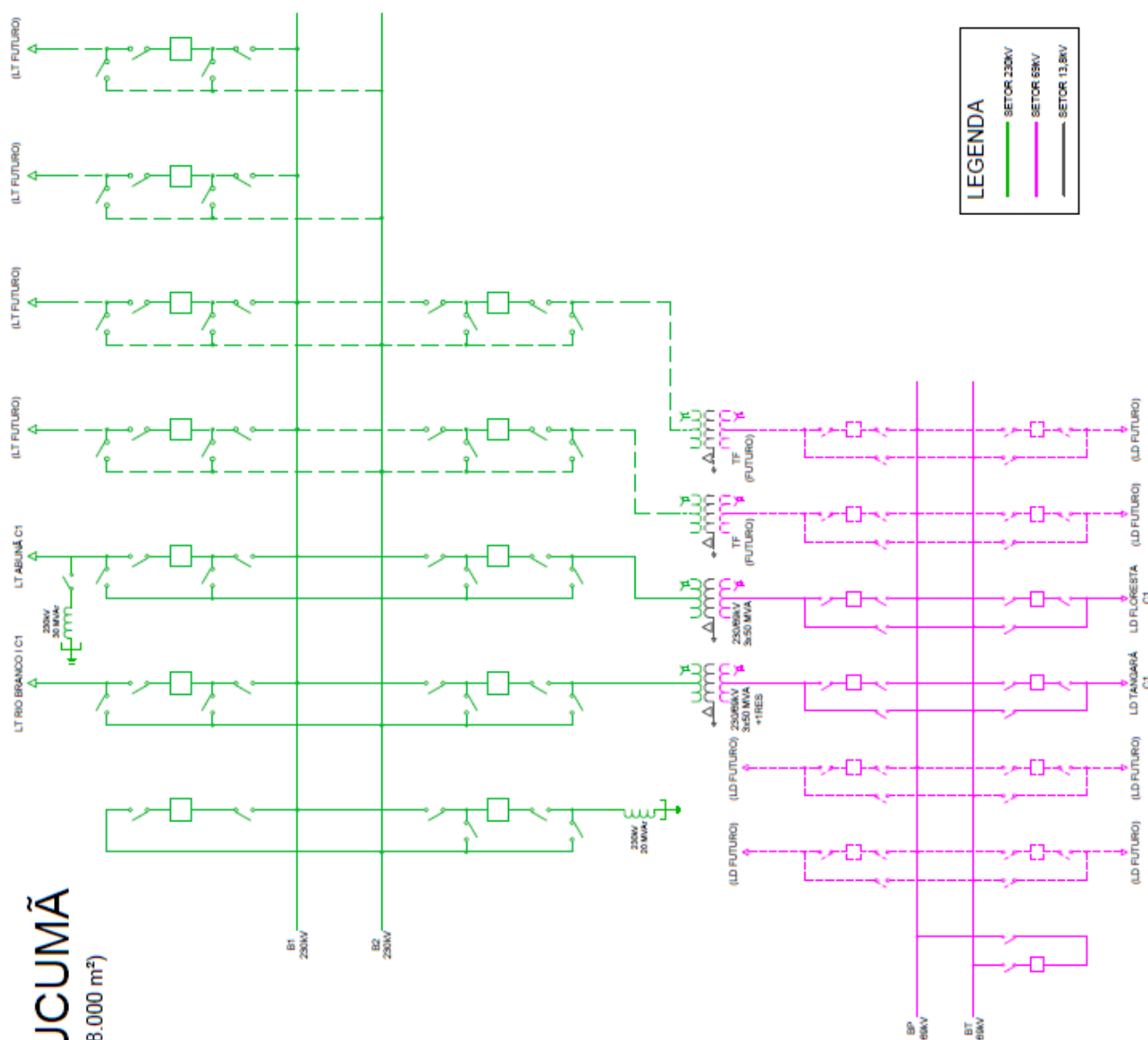
FLUXOS EM LINHAS E TRANSFORMADORES - 2034

BARRA	LINHAS E TRAFOs	NC/LI M	LT ABUNA-- RO230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- TUCUMA- AC230 - 2	LT TUCUMA- AC230 --- R-BRAN- AC230 - 1	LT ABUNA-- RO230 --- TUCUMA- AC230 - 1	ATF 230/069 TUCUMA- AC - TUCUMA - 1	LT NMPARA- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 1	LT PVELHO- RO230 --- ABUNA-- RO230 - 2	LT PVELHO- RO230 --- NMPARA- RO230 - 1	ATF 230/069 R-BRAN- AC - R- BR2 - 1	ATF 230/000 R-BRAN- AC - R- BRA2 - 1
		NC LIM.	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %	MW Mvar %
9537	ABUNA--RO230	1		263 -11	240 -9	263 -11	191 -14	181 -31	181 -29	181 -31	180 -19	181 -19
9538	R-BRAN-AC230			56%	49%	56%	40%	39%	38%	39%	37%	37%
9537	ABUNA--RO230	1	253 -14	240 -18	128 -27		152 -25	156 -35	156 -33	156 -35	156 -23	155 -23
9540	RBRAN2-AC230	700	37%	35%	18%		22%	23%	23%	23%	22%	22%
9537	ABUNA--RO230	2	253 -14		128 -27	240 -18	152 -25	156 -35	156 -33	156 -35	156 -23	155 -23
9540	RBRAN2-AC230	700	37%		18%	35%	22%	23%	23%	23%	22%	22%
9540	RBRAN2-AC230	1	308 -79	86 -24		86 -24	293 -32	152 -49	152 -50	152 -49	138 -56	152 -57
9538	R-BRAN-AC230	700	44%	13%		13%	41%	22%	22%	22%	21%	23%
9541	FEIJO--AC230	1	-74 7	-74 5	-74 8	-74 5	-74 4	-74 6	-74 6	-74 6	-74 6	-74 6
9538	R-BRAN-AC230	349	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
9541	FEIJO--AC230	1	57 -8	57 -6	56 -9	57 -6	57 -6	57 -7	57 -7	57 -7	57 -8	57 -8
9573	CRUSUL-AC230	349	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
9510	PVELHO- RO230	2	187 -8	186 -9	183 -25	186 -9	183 -25	274 -3		283 -5	182 -26	182 -26
9537	ABUNA--RO230	697	27%	26%	26%	26%	26%	39%		40%	26%	26%
9517	NMPARA- RO230	1	178 -5	177 -5	174 -19	177 -5	173 -19		265 -30	-15 -7	172 -20	172 -20
9537	ABUNA--RO230	478	37%	37%	36%	37%	36%		56%	4%	36%	36%
9510	PVELHO- RO230 NMPARA- RO230	1	197 -4	196 -4	193 -21	196 -4	192 -21	16 -20	288 -5		191 -22	191 -22
9517		478	41%	40%	40%	40%	40%	5%	60%		39%	39%
9540	RBRAN2-AC230	1	167 12	140 14	248 23	140 14		148 12	148 12	148 12	162 15	148 11
9665	RBRAN2-AC069	270	61%	51%	90%	51%		54%	54%	54%	59%	54%
9538	R-BRAN-AC230	1	50 11	57 10	30 13	57 10	92 21	55 11	55 11	55 11	69 15	55 11
9629	R-BR1--AC000	100	50%	56%	32%	56%	93%	54%	54%	54%	68%	54%
9538	R-BRAN-AC230	1	14 0	14 0	14 0	14 0	14 0	14 0	14 0	14 0	14 0	27 0

9509	R-BRA1-AC000	55	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	47%
9537	ABUNA--RO230	1	16 -4	16 -4	16 -4	16 -4	16 -4	16 -4	16 -4	16 -4	16 -5	16 -5
9627	ABUNA--RO000	55	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%
9517	NMPARA-RO230	1	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4	8 4
9527	NMPARA-RO069	33	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%

14.4 Diagrama Unifilar – SE Tucumã

SE 230/69kV TUCUMÃ CONFIGURAÇÃO FINAL (48.000 m²)



14.5 Avaliação Socioambiental: NT-DEA 013/2019

NOTA TÉCNICA DEA 013/19

**Análise socioambiental
do estudo de reavaliação do
atendimento à
região de Rio Branco
(Relatório R1)**

Outubro de 2019



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Bento Albuquerque

Secretária Executiva
Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético
Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica
Ricardo Cyrino

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Marcio Felix Carvalho Bezerra

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Alexandre Vidigal de Oliveira

NOTA TÉCNICA DEA 013/19

Análise socioambiental
do estudo de reavaliação do
atendimento à região de Rio
Branco
(Relatório R1)



Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Erik Eduardo Rego

Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa
Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral
Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica
Kátia Gisele Matosinho
Silvana Andreoli Espig

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

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia -
Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central
Av. Rio Branco, nº 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Nota Técnica DEA 013/19
Data: 09 de outubro de 2019

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso – “*double sided*”)

SUMÁRIO

SIGLÁRIO.....	6
I. INTRODUÇÃO.....	7
2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS.....	9
2.1. LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO E LTS PLANEJADAS	9
2.2. BASES DE DADOS UTILIZADAS	9
3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	11
3.1. SE 230/69 kV TUCUMÃ.....	11
3.2. SECCIONAMENTO DA LT 230 kV ABUNÃ – RIO BRANCO C2 NA SE 230/69 kV TUCUMÃ	15
3.3. LT 230 kV ABUNÃ – RIO BRANCO C3	18
4. REFERÊNCIAS	24
APÊNDICE A – TABELAS DE RECOMENDAÇÕES PARA OS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS	27

SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
ANM	Agência Nacional de Mineração
APA	Área de Proteção Ambiental
APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
C3	Terceiro Circuito
C4	Quarto Circuito
CD	Circuito Duplo
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
Embrapa	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FBDS	Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável
FCP	Fundação Cultural Palmares
Florest	Floresta Estadual
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
ICV	Instituto Centro de Vida
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
kV	Quilovolt
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
PA	Projeto de Assentamento
PAD	Projeto de Assentamento Dirigido
PDS	Projeto de Desenvolvimento Sustentável
R1	Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental
R3	Relatório de Definição da Diretriz de Traçado e Análise Socioambiental
SE	Subestação
SIG	Sistema de Informações Geográficas
SIN	Sistema Interligado Nacional

I. INTRODUÇÃO

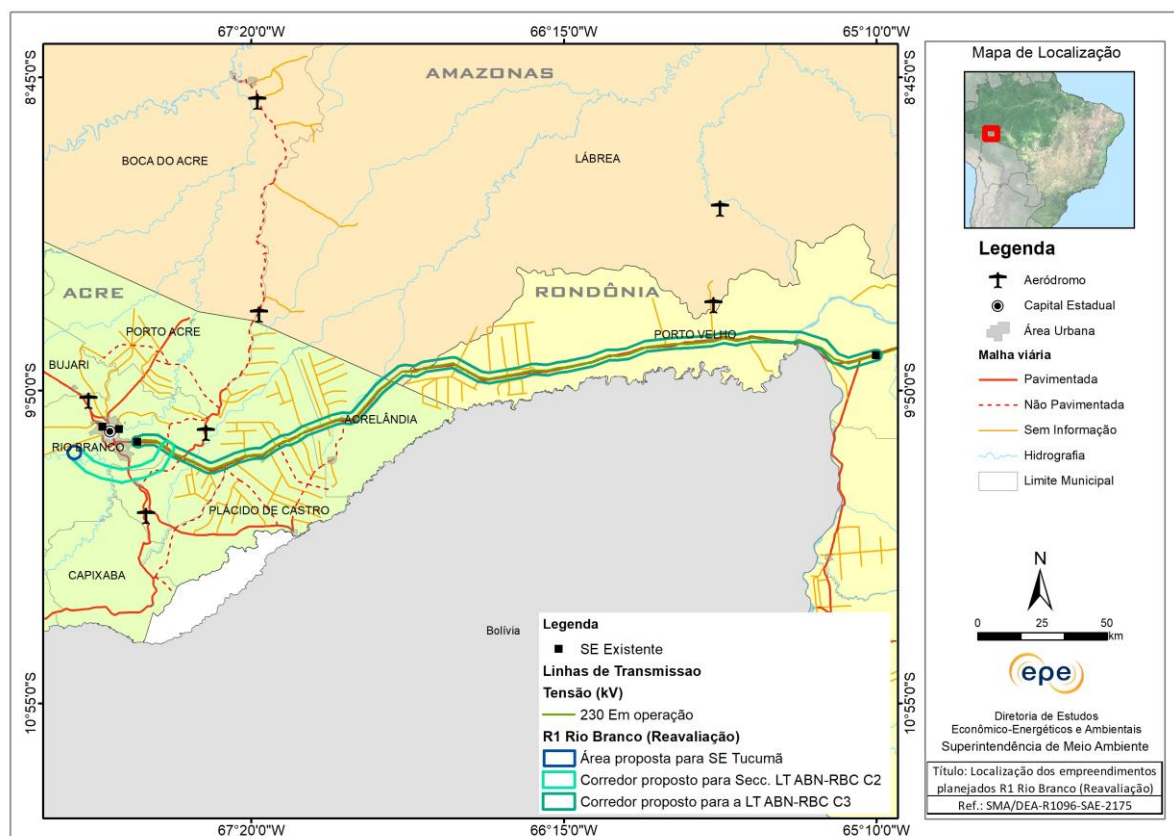
A presente Nota Técnica apresenta a análise socioambiental do conjunto de empreendimentos da alternativa de transmissão recomendada no estudo “Reavaliação do atendimento à região de Rio Branco”, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para suprimento àquela região, no estado do Acre. O conjunto de empreendimentos planejados visa solucionar problemas de perturbações que levaram ao corte de carga da capital Rio Branco, e que segundo análise do ONS, constatou-se instabilidade de tensão e déficit de potência relativa.

A análise socioambiental ora apresentada considera a implantação de uma nova subestação, a SE 230/69 kV Tucumã; um seccionamento da LT 230 kV Abunã - Rio Branco C2 na SE 230/69 kV Tucumã e da LT 230 kV Abunã - Rio Branco C3.

A SE 230/69 kV Tucumã se interligará ao sistema por meio do seccionamento da LT 230 kV Abunã - Rio Branco C2, a ser realizado em circuito simples. A localização da SE 230/69 kV Tucumã deverá favorecer a conexão com o sistema de distribuição local direcionado a sudoeste da área urbana de Rio Branco.

O terceiro circuito da LT 230 kV Abunã - Rio Branco deverá acompanhar os circuitos C1 e C2 existentes, aproveitando a infraestrutura existente e visando minimizar os impactos na região.

A Figura 1 a seguir apresenta uma visão geral dos empreendimentos deste estudo com a localização da área proposta para implantação da subestação planejada Tucumã, do corredor para implantação do seccionamento da LT 230 kV Abunã - Rio Branco C2 na SE Tucumã, do corredor para implantação da LT 230 kV Abunã - Rio Branco C3 e da infraestrutura existente de linhas de transmissão, de distribuição e de subestações.



(Fonte: Anac, 2018; EPE, 2019; IBGE, 2009 e 2016)

Figura 1– Localização dos empreendimentos planejados no R1 Rio Branco (Reavaliação)

A estrutura desta Nota Técnica contempla os procedimentos adotados para a localização da área para a nova subestação e para as linhas de transmissão, bem como, as bases de dados utilizadas (item 2); a análise socioambiental da área proposta para a SE 230/69 kV Tucumã; do seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2 na SE 230/69 kV Tucumã e da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C3, com as respectivas recomendações para a fase de elaboração do Relatório R3 (item 3); as Referências Bibliográficas (item 4); e, ao final, o Apêndice A, com as fichas de verificação da SE e das Linhas de Transmissão planejadas para o Relatório R3 em relação às propostas do Relatório R1.

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1. Localização da subestação e LTs planejadas

Inicialmente, com o auxílio de imagens do Google Earth Pro e de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG), foram localizadas as linhas de transmissão e de distribuição existentes na área de estudo, bem como levantada a área promissora para implantação da subestação planejada SE Tarumã.

Em seguida, por meio do software ArcGIS 10.6.1, foi definida uma área circular com raio de 2,5 km no entorno do ponto referencial para a SE Tarumã, o qual foi localizado a sudoeste da área urbana de Rio Branco.

Ao delimitar a área da subestação planejada, procurou-se evitar, quando possível, locais com maior sensibilidade socioambiental na região de estudo, tais como a APA Estadual Lago do Amapá e as áreas de vegetação nativa. Também se buscou menor interferência com a área urbana e de expansão urbana de Rio Branco. Na região de entorno há vários açudes e lagos de represamento de água, com os quais buscou-se minimizar as interferências. Ao mesmo tempo, buscou-se proximidade com a rodovia estadual AC-090 e demais vias de acesso.

Na delimitação do corredor proposto para o seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2 na SE 230/69 kV Tucumã, procurou-se não interferir na APA Estadual Lago do Amapá e minimizar a interferência com a área urbana e de expansão de Rio Branco, bem como, com os fragmentos de vegetação nativa existentes na região. Além disso, manteve-se o seccionamento preferencial a sudoeste de Rio Branco para interligação com o sistema de distribuição.

Ao delimitar o corredor para a implantação da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C3, buscou-se manter proximidade com as LTs existentes C1 e C2, com a rodovia BR - 364 e o aproveitamento das vias de acesso existentes utilizadas pelas LTs em operação, visando minimizar os impactos em outras áreas nos municípios atravessados por esta linha de transmissão. Buscou-se também evitar ou minimizar interferência nas UCs, assentamentos e núcleos urbanos ao longo da rodovia, e o afastamento dos limites do país limítrofe, a Bolívia.

2.2. Bases de Dados Utilizadas

Para a delimitação e descrição da área proposta para a subestação e o seccionamento planejado e para a elaboração das figuras foram consultadas e/ou utilizadas as seguintes bases de dados:

- Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007a).

- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2018).
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial, áreas militares e sistema viário (IBGE, 2009).
- Base dos Municípios Brasileiros (IBGE, 2016).
- Cavidades Naturais Subterrâneas (Cecav, 2019).
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010).
- Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil (Embrapa, 2017).
- Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros (FBDS, 2018).
- Patrimônio Arqueológico (Iphan, 2019).
- Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil - escala 1:2.500.000 (Cecav, 2012).
- Processos Minerários (ANM, 2019).
- Projetos de Assentamento (Incra, 2019a).
- Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2019).
- Terras Indígenas (Funai, 2019).
- Territórios Quilombolas (Incra, 2019b).
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2019).
- Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2019; Eletrobras, 2011);
- Cadastro Ambiental Rural (CAR, 2019).

3. ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

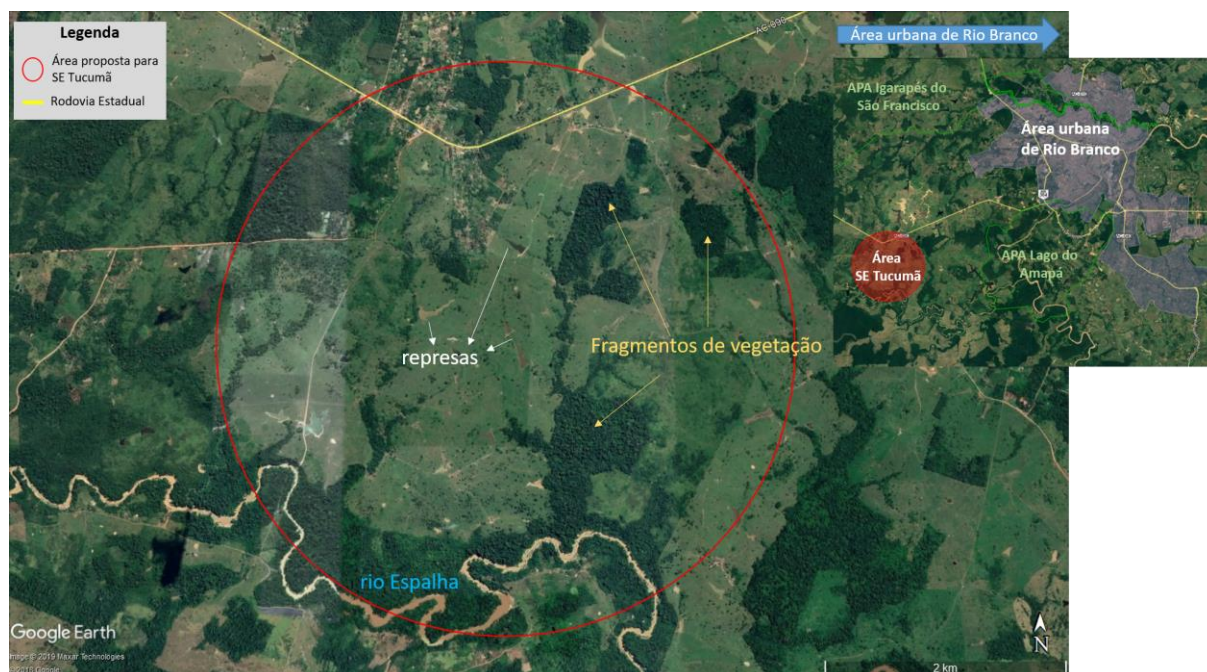
3.1. SE 230/69 kV Tucumã

A área mínima recomendada nos estudos elétricos para a SE 230/69kV kV Tucumã corresponde a aproximadamente 100.000 m². Nesse sentido, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, terrenos adequados para implantação da subestação que estejam localizados na área com raio de 2,5 km no entorno do ponto de coordenadas 10°2'52.24"S e 67°56'52.86"O (Figura 2). Vale destacar que essas coordenadas se referem ao ponto central da área de estudo proposta, não devendo ser confundida como sugestão de terreno para a alocação da subestação. Caso o terreno seja indicado fora da área recomendada, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

Como mencionado anteriormente, procurou-se evitar, quando possível, locais com maior sensibilidade socioambiental na região de estudo, tais como a APA Estadual Lago do Amapá e as áreas de vegetação nativa; também se buscou menor interferência com a área urbana e de expansão urbana de Rio Branco. Além disso, pensou-se numa área que oferecesse alternativas de expansão futura da rede de transmissão e distribuição com menor impacto e interferências possíveis nos aspectos de sensibilidade ambiental descritos acima.

A área proposta para implantação da SE 230/69kV kV Tucumã está inserida na zona rural de Rio Branco, no estado do Acre. Na análise das imagens de satélite disponíveis (Figura 2), verifica-se que essa área se situa a menos de 10km de distância da área urbana de Rio Branco. Ao norte da área proposta para implantação da Subestação Tucumã, encontra-se um trecho da rodovia estadual AC — 090, ao sul da área delimitada encontra-se o rio Acre.

O uso do solo é predominantemente de pastagem/pecuária, vegetação secundária e fragmentos de vegetação nativa, que deverão ser preservados (FBDS, 2018). Dentro da área delimitada encontram-se ainda algumas represas de pequeno porte para dessedentação animal.



(Fonte: Google Earth - data das imagens: 8/7/2019; Embrapa, 2017; MMA, 2019)

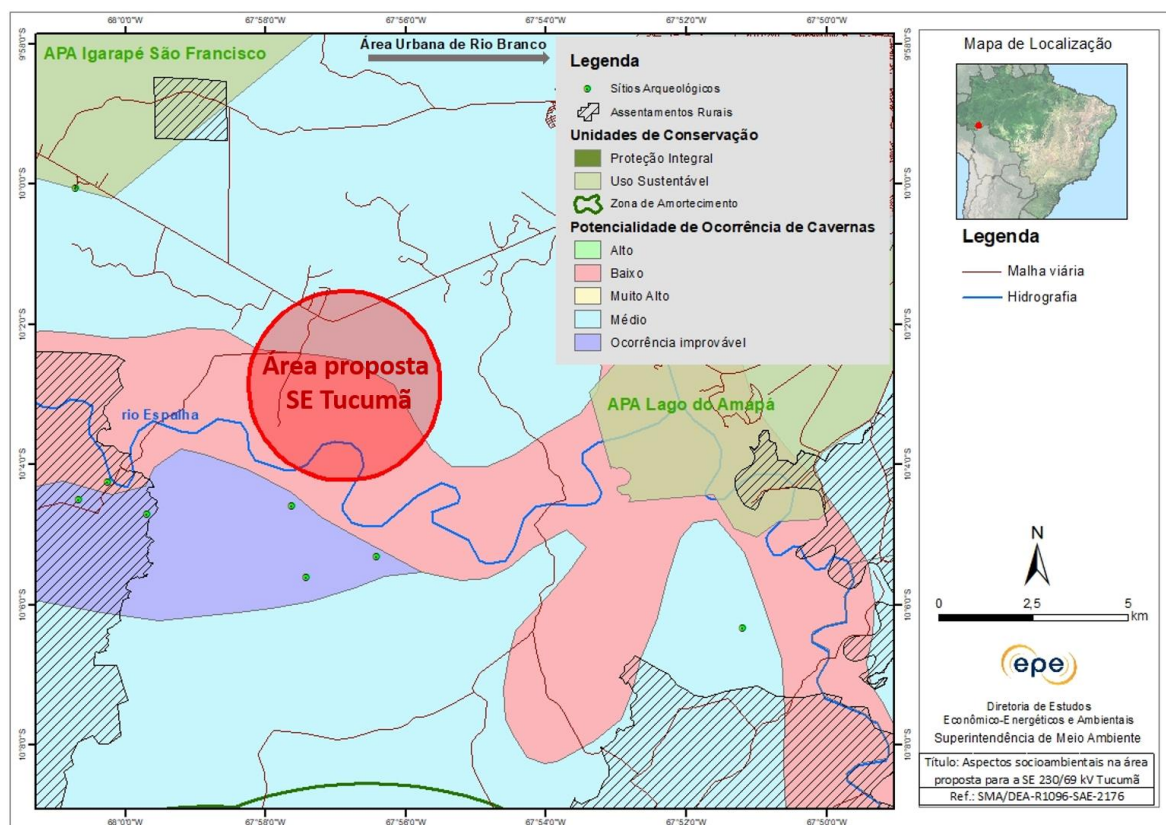
Figura 2 – Aspectos gerais na área proposta para a SE 230 / 69 kV Tucumã

Em consulta à base de dados, na área proposta para a SE 230/69 kV Tucumã não há registro de terra indígena, terra quilombola, caverna, sítio arqueológico nem projeto de assentamento do Incri. Fora da área proposta, ao sul da mesma, há sítios arqueológicos registrados (Figura 3).

A área de estudo não é elencada como uma das áreas prioritárias para conservação da biodiversidade – APCB (MMA, 2007).

O relevo da área proposta para SE 230/69 kV Tucumã é classificado como Planícies Fluviais ou Flúvio-lacustres, na metade sul da área, sem elevações e declividades de 0 a 3°, com potencial baixo para ocorrência de cavernas. Na metade norte da área o relevo é classificado como Domínio de Colinas Dissecadas e de Morros Baixos, com altitudes médias variando de 30 a 80m e declividade de 5 a 20°, com potencial médio para ocorrência de cavernas (CPRM, 2010; Cecav, 2012).

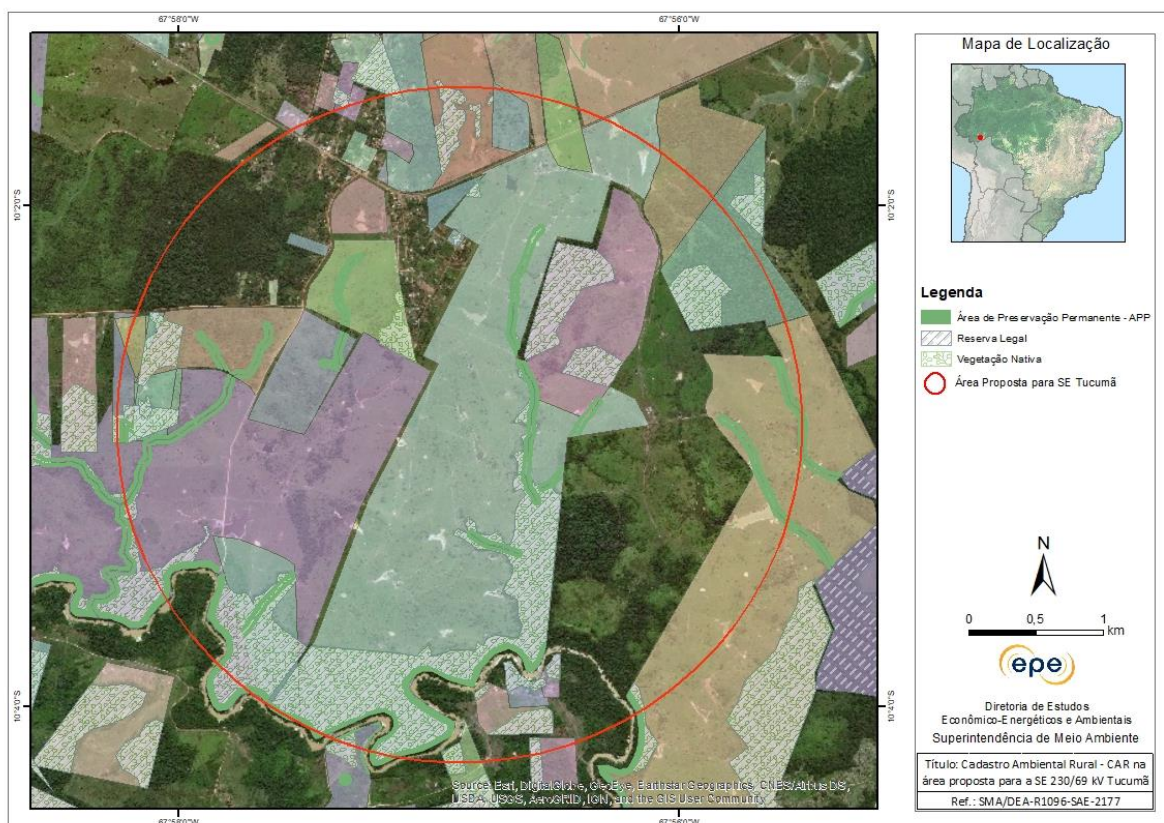
Em consulta à base de dados da ANM (2019), não há registros de processos minerários na área.



(Fonte: Cecav, 2012; IBGE, 2009; Incra, 2019; CNSA, 2019; MMA, 2019)

Figura 3 – Aspectos socioambientais na área proposta para a SE 230/69 kV Tucumã

A Figura 4 apresenta a compilação de cadastros territoriais da base de imóveis georreferenciados do Cadastro Ambiental Rural – CAR (2019), destacando Áreas de Preservação Permanente – APP, áreas de vegetação nativa e reservas legais cadastradas.



(Fonte: CAR, 2019)

Figura 4 – Informações do Cadastro Ambiental Rural – CAR na área proposta para a SE 230 / 69 kV Tucumã

Recomendações para o Relatório R3 da SE 230/69 kV Tucumã

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3, as opções de localização da SE 230/69 kV Tucumã, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação do local de implantação SE 230/69 kV Tucumã:

1. Avaliar na área de estudo um terreno com aproximadamente 100.000 m² para implantação da SE 230/69 kV Tucumã, levando em consideração que essa subestação se interligará ao SIN por meio de seccionamento da LT 230 kV Abunã-Rio Branco C2, e à rede de distribuição.
2. Verificar, junto à Prefeitura de Rio Branco, a legislação municipal de uso e ocupação do solo, mapeando o zoneamento e confrontando-o com a localização da SE, indicando eventuais restrições locais em relação à área indicada para a SE 230/69 kV Tucumã.
3. Evitar interferência em vegetação nativa e em áreas de preservação permanente, priorizando-se áreas já antropizadas para a construção da subestação.

4. Verificar a possível ocorrência de sítios arqueológicos existentes no município de Rio Branco, que não estejam georreferenciados na base de dados disponibilizada pelo Iphan, tendo em vista que nas proximidades da área proposta existem alguns pontos de ocorrência de sítios.
5. Verificar a possível ocorrência de cavernas não cadastradas pelo Cecav no município de Rio Branco, tendo em vista que cerca de metade da área proposta para SE 230/69 kV Tucumã é classificada como de potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.

3.2. Seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2 na SE 230/69 kV Tucumã

A análise socioambiental deste item apresenta a caracterização do corredor proposto para o Seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2 na SE 230/69 kV Tucumã, destacando-se os principais aspectos considerados na escolha da configuração do corredor.

O Seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2 na SE 230/69 kV Tucumã está previsto para o atendimento à carga de Rio Branco e interligação da nova SE Tucumã ao SIN.

Ao analisar as imagens de satélites disponíveis para traçar o corredor do Seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2 na SE 230/69 kV Tucumã, buscou-se a não interferência na APA Lago do Amapá; afastamento da área urbana e de expansão da cidade de Rio Branco; traçado na porção sudoeste da área urbana de Rio Branco para atendimento da distribuição; proximidade com estradas; menor interferência com vegetação nativa; e as áreas mais antropizadas.

Nesse sentido, durante o R3, deve-se avaliar *in loco* a melhor diretriz de traçado para esse seccionamento, considerando os aspectos acima mencionados e outros que venham a ser identificados como relevantes.

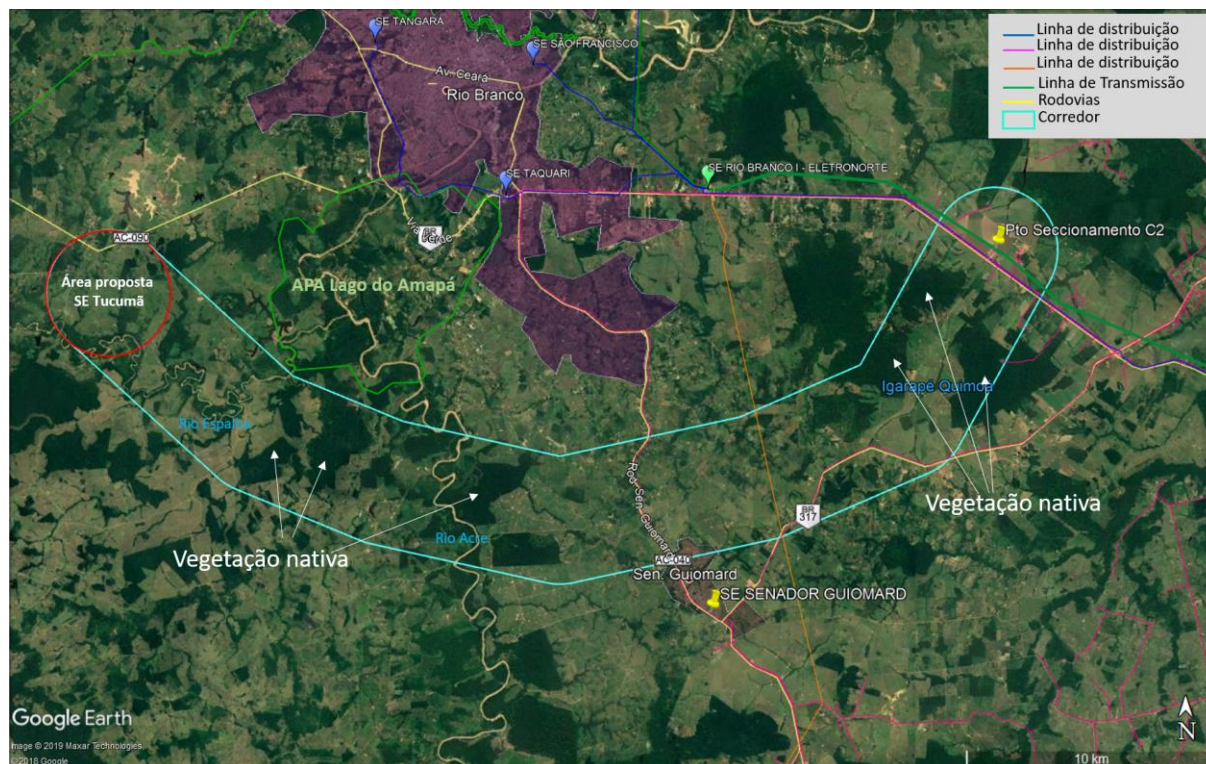
Em relação ao ponto de seccionamento da LT 230 kV Abunã-Rio Branco no C2, optou-se por uma área afastada da SE Rio Branco para não atrapalhar a chegada das linhas de transmissão nesta subestação, bem como, buscou-se uma área com menor impacto na vegetação nativa e áreas de expansão urbana. O ponto referencial para o seccionamento está no entorno do ponto de coordenadas 10°1'56.34"S e 67°37'31.46"O (Figura 25). Caso o ponto do seccionamento seja diferente do indicado neste relatório, deverá ser informado o novo ponto e deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

O eixo utilizado como base para o delineamento do corredor apresenta 42,5km de extensão e o corredor tem largura total de 5km.

O corredor proposto para o Seccionamento da LT 230 kV Abunã-Rio Branco C2 passa pelos municípios de Rio Branco e de Senador Guimard, ambos pertencentes ao estado do Acre.

Em relação à malha viária, o corredor intercepta parte das rodovias: BR-364, próximo ao ponto de seccionamento do Circuito 2 da LT 230kV Abunã-Rio Branco; BR-317; AC-040, próximo à área urbana do município de Senador Guimard; e AC-090, próximo à área proposta para a nova SE Tucumã (Figura 5). O corredor proposto atravessa também linhas de distribuição de 34, 69 e 138 kV.

O corredor atravessa os rios Acre e Espalha, e atinge parcialmente a cidade de Senador Guimard; entretanto, o traçado referencial da LT a ser apresentado no R3 não deve incidir na área urbana e de expansão da cidade.



(Fonte: Google Earth, 2019; IBGE, 2009; MMA, 2019)

Figura 5 – Aspectos gerais do corredor do Seccionamento da LT 230 kV Abunã-Rio Branco C2 na SE Abunã

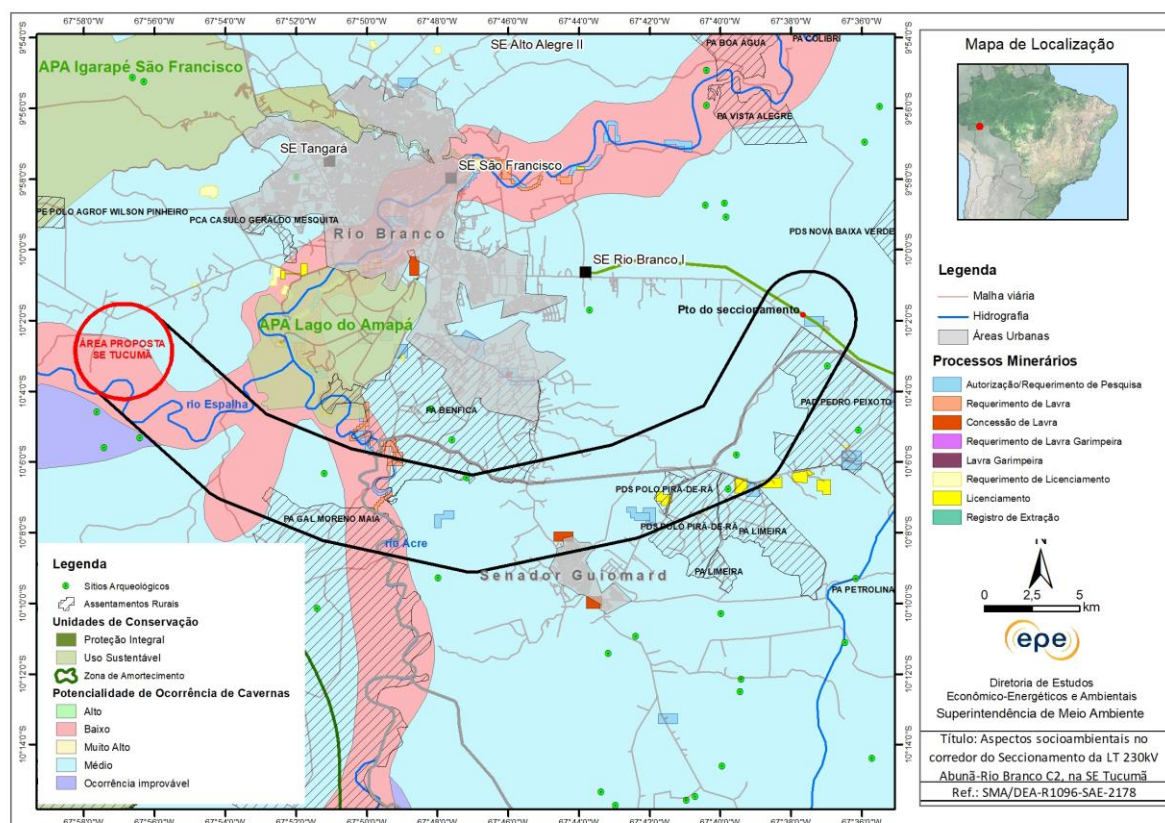
De acordo com a base de dados utilizada, no corredor proposto para o seccionamento da LT 230kV Abunã-Rio Branco C2 na SE Tucumã não há registro de terra indígena, unidade de conservação, terra quilombola nem caverna; também não foram identificadas áreas prioritárias para conservação da biodiversidade – APCB. Em relação ao potencial de ocorrência de cavernas, o corredor apresenta regiões de médio e baixo potencial de ocorrência, sendo que as áreas de baixo potencial se localizam nas proximidades do rio Acre e do rio Espalha, e as demais áreas do corredor são de médio potencial (Cecav, 2012).

Ao longo do corredor existem cinco sítios arqueológicos registrados na base de Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos (Iphan, 2019), cujas áreas deverão ser desviadas pela diretriz do seccionamento.

O corredor atravessa cinco assentamentos rurais: PAD Pedro Peixoto (parte em Senador Guimard), PA Limeira (Senador Guimard), PDS Polo Pirã-de-Rã (Senador Guimard), PA Benfica (Rio Branco) e PA General Moreno Maia (Rio Branco) (Figura 6).

Os processos minerários registrados ao longo do corredor chegam a 15 e apresentam-se em diferentes fases, sendo cinco na fase de autorização de pesquisa, um de concessão de lavra, três de licenciamento, três na fase de requerimento de lavra, um de requerimento de licenciamento e dois na fase de requerimento de pesquisa. As substâncias em questão envolvem na sua maioria água mineral e areia, com apenas dois processos para argila e laterita (ANM, 2019). Como o status desses

processos é dinâmico, faz-se necessário consultá-los em todas as etapas do planejamento até a implantação dos empreendimentos. Em todas as áreas delimitadas com processos minerários é possível fazer o desvio da diretriz de traçado na fase do R3 (Figura 6).



(Fonte: Google Earth, 2019; IBGE, 2009; MMA, 2019)

Figura 6 – Aspectos socioambientais do corredor do Seccionamento da LT 230 kV Abunã-Rio Branco C2 na SE Abunã

Os relevos representados ao longo do corredor do seccionamento da LT 230kV Abunã-Rio Branco C2 na SE Tucumã são de três tipos predominantes. Entre o ponto de seccionamento e o rio Acre estão os Tabuleiros, cuja declividade vai de 0 a 3° e a altitude varia de 20 a 50 metros; na área de entorno dos rios Acre e Espalha a unidade de relevo representativa são as Planícies Fluviais ou Flúvio-Lacustres, cuja declividade é também de 0 a 3° e altitudes próximas a zero; e o relevo mais próximo da área proposta para a SE Tucumã, como já mencionado, é o Domínio de Colinas Dissecadas e Morros baixos, com declividades que variam de 5 a 20° e as altitudes de 30 a 80 metros.

A área do corredor é predominantemente ocupada por pecuária e pastagem, com grandes áreas ocupadas por vegetação nativa, principalmente próximas ao ponto de seccionamento e no entorno do rio Acre (FBDS, 2018).

Recomendações para o Relatório R3 do seccionamento da LT 230kV Abunã-Rio Branco C2, na SE Tucumã

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3, as opções de diretriz do seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2 na SE Tucumã, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para auxiliar a definição da diretriz de traçado do seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2 na SE Tucumã:

1. Verificar o melhor ponto de seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2, a fim de minimizar os impactos na vegetação nativa e nas áreas habitadas no entorno.
2. Buscar que a diretriz do seccionamento interfira o mínimo possível com a vegetação nativa e com as áreas de preservação permanente, priorizando-se as áreas já antropizadas.
3. Desviar a diretriz do seccionamento dos sítios arqueológicos cadastrados.
4. Verificar a possível ocorrência de cavernas não cadastradas no Cecav na área do corredor, tendo em vista a classificação média para o potencial de ocorrência de cavidades subterrâneas na maior parte do corredor.
5. Evitar sobreposição com as áreas dos processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.
6. Não incidir a diretriz do traçado nas proximidades da sede municipal de Senador Guimard (AC).
7. Atentar para os cruzamentos com as linhas de distribuição existentes ao longo do corredor.
8. Evitar interferência com os assentamentos rurais existentes PAD Pedro Peixoto, PA Limeira, PDS Polo Pirã-de-Rã, PA Benfica e PA General Moreno Maia.

3.3. LT 230 kV Abunã – Rio Branco C3

Ao se analisarem as imagens de satélites disponíveis para traçar o corredor da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C3, buscou-se o paralelismo com os circuitos 1 e 2 das linhas homônimas, visando minimizar o impacto socioambiental na área. O corredor segue também paralelismo com a rodovia BR-364, principal ligação entre as capitais Porto Velho e Rio Branco.

O eixo utilizado como base para o traçado do corredor apresenta 303 km de extensão e o corredor tem largura total de 4km.

O corredor proposto atravessa seis municípios, quatro no estado do Acre – Acrelândia, Plácido de Castro¹, Rio Branco e Senador Guiomard, um município no estado de Rondônia – Porto Velho e um município no estado do Amazonas – Lábria².

A partir da SE Abunã, seguindo uns 30km, o corredor tem uma travessia importante, a do rio Madeira, com um trecho de até 1km de largura, no remanso da hidrelétrica de Jirau. Esta parte do corredor proposto é a mais próxima da fronteira com a Bolívia.

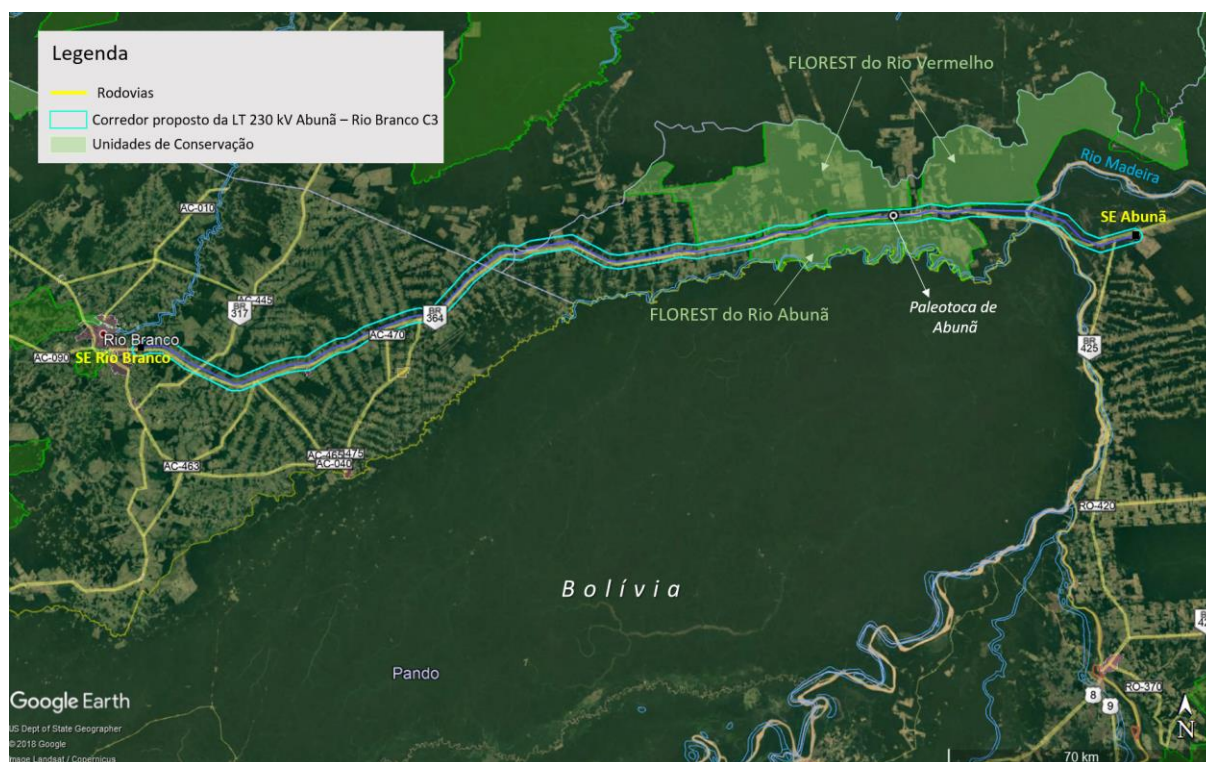
Em consulta à base de dados, no corredor proposto para a implantação da LT 230kV Abunã-Rio Branco C3 não há registro de terra indígena e terra quilombola.

Ao longo do corredor, há interferência em duas Florestas Estaduais, a Floresta do Rio Vermelho e a Floresta do Rio Abunã, ambas unidades de conservação de uso sustentável que, a partir das análises em imagens de satélite, mostram-se pouco conservadas no trecho do corredor (Figura 7).

Existe na base do Cecav (2019) o registro de uma caverna na área do corredor, a Paleotoca de Abunã, que deverá ser desviada pela diretriz de traçado desta linha de transmissão planejada (Figura 7). Segundo a base de dados do potencial de ocorrência de cavernas (Cecav, 2012), no primeiro terço do corredor próximo à SE Abunã, o potencial é considerado de baixo a inexistente; entretanto, exatamente no trecho de potencial inexistente há o registro da cavidade natural citada. Por este motivo, recomenda-se atentar no Relatório R3 para a possível existência de outras cavidades naturais. O restante do corredor apresenta potencial médio para ocorrência de caverna.

¹ O corredor apresenta-se nas proximidades do limite político administrativo do município de Plácido de Castro, no Acre.

² O corredor atravessa a porção sul do município de Lábria, no Amazonas.

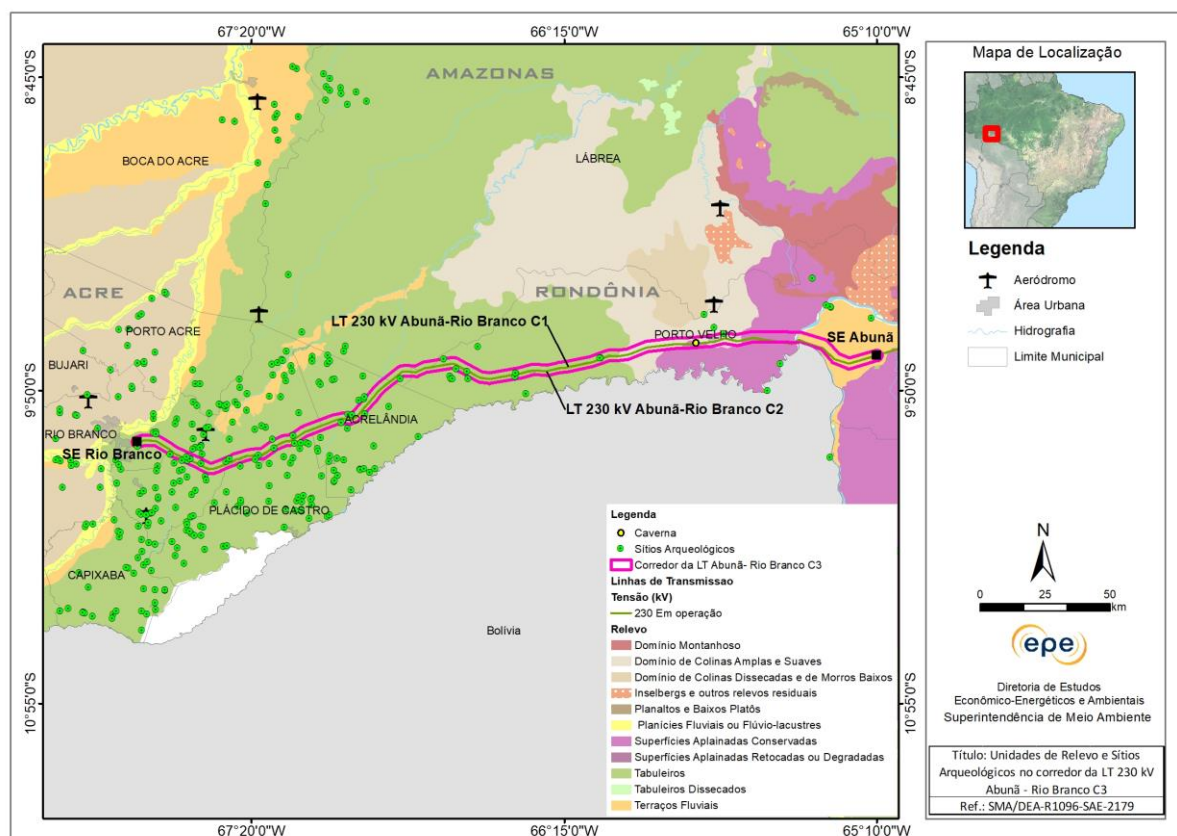


(Fonte: Google Earth; Cecav, 2019; MMA, 2019)

Figura 7 – Unidades de conservação e cavidade natural registrada no corredor proposto da LT 230 kV Abunã-Rio Branco C3

No corredor proposto ocorrem predominantemente quatro tipos de relevo: os Tabuleiros, com a declividade variando de 0 a 3° e altitudes entre 20 e 50 metros; Domínio Colinas Amplas Suaves, com declividade variando entre 3 e 10° e altitudes entre 20 e 50 metros; Superfícies Aplainadas Conservadas, com declividade entre 0 a 5° e altitudes de 0 a 10 metros e Terraços Fluviais, com declividade de 0 a 3° e altitude entre 2 e 20 metros. A maior parte do corredor, cerca de 2/3 dele vindo da SE Rio Branco em direção à SE Abunã, é ocupado pelo relevo do tipo Tabuleiro (Figura 8).

Na área do corredor proposto para a LT 230kV Abunã-Rio Branco C3 existem vinte e seis sítios arqueológicos registrados na base de Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos (Iphan, 2019) (Figura 8). A maior concentração dos sítios arqueológicos registrados está nas proximidades de Rio Branco. Recomenda-se que a diretriz da LT 230kV Abunã-Rio Branco C3 evite essas áreas.



(Fonte: CPRM, 2002; Cecav, 2019; CNSA, 2019; EPE, 2019; ICA, 2018)

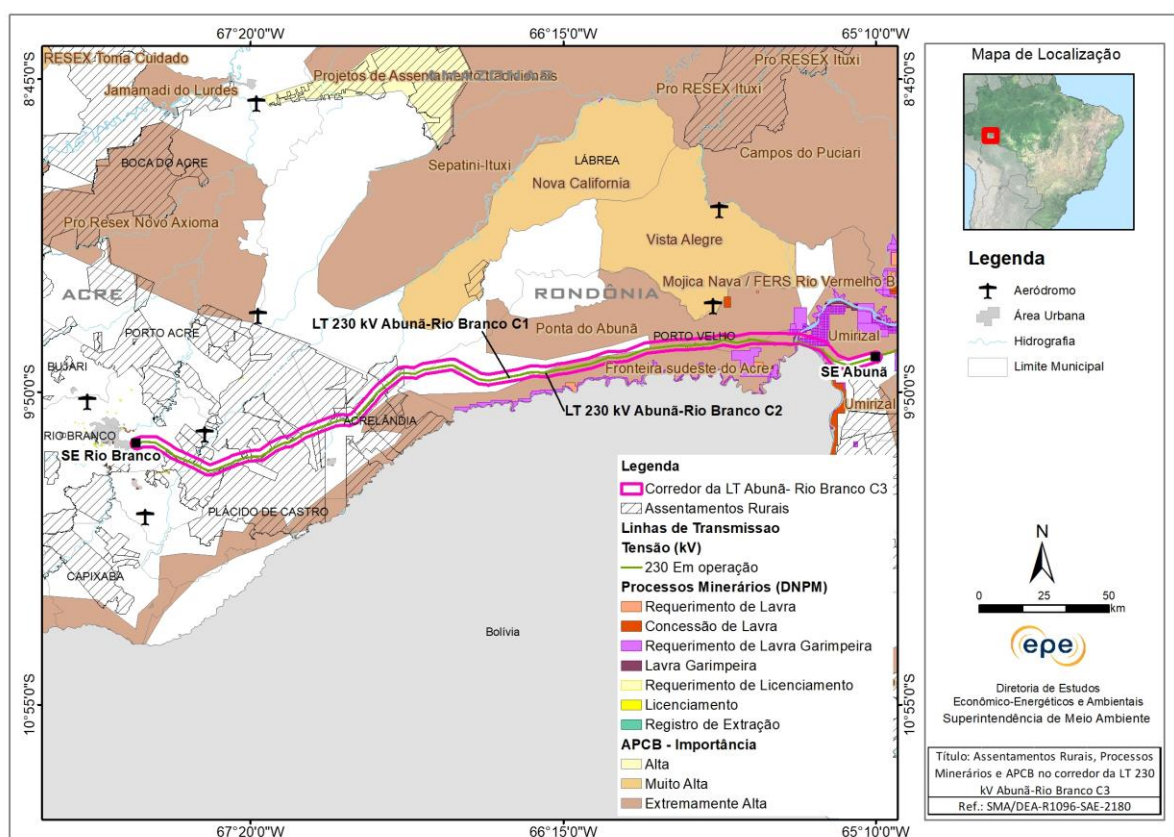
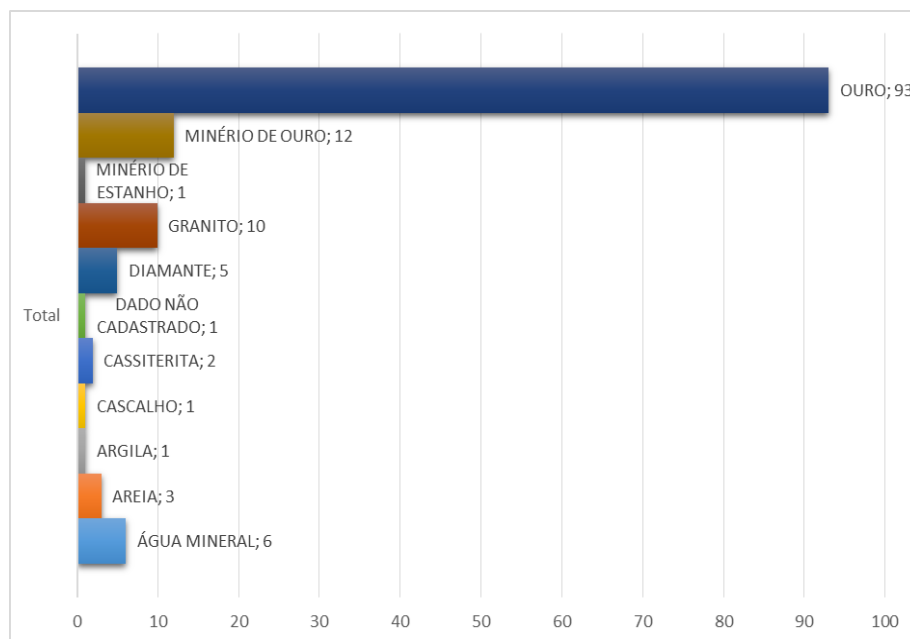
Figura 8 – Unidades de relevo, caverna e sítios arqueológicos registrados no corredor da LT 230 kV Abunã-Rio Branco C3.

Dentro do corredor proposto para a LT 230 kV Abunã-Rio Branco C3 foram identificadas três áreas prioritárias para conservação da biodiversidade – APCB (MMA, 2007), consideradas de importância extremamente alta. Segundo a base consultada para as APCBs, a área conhecida como Fronteira Sudeste do Acre apresenta a indicação de recuperação; a área delimitada como Ponta do Abunã, indicação de ordenamento; e a área denominada Umirizal, indicação de criação de unidade de conservação de proteção integral (Figura 9).

Quando o corredor se aproxima do estado do Acre, em direção à SE Rio Branco, há interferência com seis assentamentos rurais; são eles: PA Santo Antonio do Peixoto; PAD Pedro Peixoto, PA Porto Luiz e PA São João do Banceio, todos no município de Acrelândia; PDS Bonal, no município de Senador Guimard e o PDS Nova Baixa Verde, no município de Rio Branco. Os assentamentos rurais envolvidos podem ser visualizados na Figura 9.

Ao longo do corredor estão registrados 135 processos minerários de diferentes substâncias e em diferentes estágios, conforme apresentado na Quadro 1 e Figura 9 (ANM, 2019).

Quadro 1 – Substâncias envolvidas nos processos minerários registrados no corredor da LT 230 kV Abunã-Rio Branco C3



(Fonte: Google Earth; Cecav, 2019; MMA, 2019)

Figura 9 – APCBs, Assentamentos Rurais e Processos Minerários interceptados pelo corredor da LT 230 kV Abunã-Rio Branco C3.

Recomendações para o Relatório R3 da LT 230kV Abunã – Rio Branco C3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3, as opções de diretriz da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C3, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para auxiliar a definição da diretriz de traçado da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C3:

1. Manter o paralelismo com a rodovia BR-364 e as linhas de transmissão existentes, a fim de minimizar os impactos na vegetação nativa e demais áreas analisadas neste R1.
2. Evitar que a diretriz da linha de transmissão planejada interfira com a vegetação nativa e com as áreas de preservação permanente – APP, priorizando-se as áreas já antropizadas.
3. Minimizar as interferências com as unidades de conservação de uso sustentável Florest do Rio Vermelho e a Florest do Rio Abunã.
4. Evitar a passagem da diretriz da linha de transmissão planejada nos pontos registrados de sítios arqueológicos e na cavidade natural registrada como Paleotoca de Abunã.
5. Verificar a possível ocorrência de cavernas não cadastradas pelo CECAV por onde passará a diretriz da linha de transmissão planejada, tendo em vista o registro de uma cavidade natural e a classificação do potencial de ocorrência de cavidades subterrâneas.
6. Desviar a diretriz de traçado de áreas habitadas, vilarejos que se encontram ao longo do corredor.
7. Evitar sobreposição com as áreas dos processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.
8. Minimizar as interferências com os assentamentos rurais existentes, PA Santo Antonio do Peixoto, PAD Pedro Peixoto, PA Porto Luiz, PA São João do Banceio, PDS Bonal e o PDS Nova Baixa Verde.

4. REFERÊNCIAS

Anac. Agência Nacional de Aviação Civil, 2018. Cadastro de Aeródromos públicos e provados. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos>. Acesso em: setembro de 2018.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2019. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso em: setembro de 2019.

Brasil. Ministério da Defesa. Departamento de Controle do Espaço Aéreo, 2018. Dispõe sobre as restrições aos objetos projetados no espaço aéreo que possam afetar adversamente a segurança ou a regularidade das operações aéreas, e dá outras providências. Portaria nº 957/GC3, de 09/07/2015 contendo as alterações de dispositivos, de tabelas e das figuras do Anexo I aprovadas pela Portaria nº 1168/GC3, de 7 de agosto de 2018. Disponível em: <http://servicos.decea.gov.br/static/aga/arquivos/ac88a9d2-be86-48c2-a983a0b458ae927e.pdf>. Acesso em: setembro de 2019.

CAR. Cadastro Ambiental Rural, 2019. Município Boa Vista. Disponível em: <http://www.car.gov.br/publico/municipios/downloads> Acesso em: setembro de 2019.

Cecav. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2012. Mapa de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>. Acesso em: fevereiro de 2012.

_____. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2019. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas (CANIE). Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html>. Acesso em: setembro de 2019.

CPRM. Serviço Geológico Brasileiro, 2010. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapas-de-Geodiversidade-Estaduais-1339.html>. Acesso em: fevereiro de 2018.

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro: versão: fevereiro de 2011.

Embrapa. Empresa de Pesquisa Agropecuária, 2017. Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil. Campinas, Comunicado Técnico 4, maio de 2017. Disponível em: http://www.sgte.embrapa.br/produtos/dados/COT04_Areas_Urbanas_Brasil.zip. Acesso em: setembro de 2019.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: setembro de 2019.

ESRI. Arcgis Desktop 10.6.1. Disponível em: <https://www.esri.com>. Acesso em: setembro de 2019.

FBDS. Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, 2018. Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros. Disponível em: <http://geo.fbds.org.br/>. Acesso em: setembro de 2019.

FCP. Fundação Cultural Palmares, 2019. Comunidades Remanescentes de Quilombos (Atualizada até a Portaria Nº 126/2019, de 18/07/2019. Disponível em: http://www.palmares.gov.br/?page_id=37551. Acesso em: setembro de 2019.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2019. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: setembro de 2019.

Google. Google Earth Pro 7.3.2.5776. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: setembro de 2019.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: novembro de 2017.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2016. Base dos Municípios Brasileiros. Disponível em: ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_o_2016/Brasil/BR/. Acesso em: setembro de 2017.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2019. 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: setembro de 2019.

ICV. Instituto Centro de Vida, 2019. Análise da perda de vegetação nativa no município de Cuiabá entre 1988 e 2017. Disponível em: <https://www.icv.org.br/wp-content/uploads/2019/04/Analise-da-perda-de-vegetacao-nativa-Cuiaba-300.pdf>. Acesso em: setembro de 2019.

Incrá. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2019a. Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: setembro de 2019.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2019b. Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofundiario.incrá.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: setembro de 2019.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2019. Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/cna/pagina/detalhes/1227>. Acesso em: setembro de 2019.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2007a. Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira – Probio. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso: agosto de 2012.

_____. Ministério do Meio Ambiente, 2019. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: setembro de 2019.

APÊNDICE A – TABELAS DE RECOMENDAÇÕES PARA OS EMPREENDIMENTOS PLANEJADOS

SE 230/69 kV TUCUMÃ	
Tabela 1 - Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE 230/69 kV Tucumã em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa (s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE 230/69 kV Tucumã no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE 230/69 kV Tucumã: 3. Anexar arquivo Kmz da localização da subestação.	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Avaliar na área de estudo um terreno com aproximadamente 100.000 m ² para implantação da SE 230/69 kV Tucumã, levando em consideração que essa subestação se interligará ao SIN por meio de seccionamento da LT 230 kV Abunã-Rio Branco C2, e à rede de distribuição.	

2. Verificar, junto à Prefeitura de Rio Branco, a legislação municipal de uso e ocupação do solo e eventuais restrições locacionais em relação à área indicada para a SE 230/69 kV Tucumã.	
3. Evitar interferência em vegetação nativa e em áreas de preservação permanente, priorizando-se áreas já antropizadas para a construção da subestação.	
4. Verificar a possível ocorrência de sítios arqueológicos existentes no município de Rio Branco, que não estejam georreferenciados na base de dados disponibilizada pelo Iphan, tendo em vista que nas proximidades da área proposta existem alguns pontos de ocorrência de sítios.	
5. Verificar a possível ocorrência de cavernas não cadastradas em Rio Branco, tendo em vista que cerca de metade da área proposta para SE 230/69 kV Tucumã é classificada como de potencial médio para a ocorrência de cavidades subterrâneas.	

Seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2, na SE 230/69 kV Tucumã	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 42,5 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Verificar o melhor ponto de seccionamento da LT 230 kV Abunã – Rio Branco C2, a fim de minimizar os impactos na vegetação nativa e nas áreas habitadas no entorno.	
2. Buscar que a diretriz do seccionamento interfira o mínimo possível com a vegetação nativa e com as áreas de preservação permanente, priorizando-se as áreas já antropizadas.	
3. Desviar a diretriz do seccionamento dos sítios arqueológicos cadastrados.	

4. Verificar a possível ocorrência de cavernas não cadastradas no Cecav na área do corredor, tendo em vista a classificação média para o potencial de ocorrência de cavidades subterrâneas na maior parte do corredor.	
5. Evitar sobreposição com as áreas dos processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.	
6. Não incidir a diretriz do traçado nas proximidades da sede municipal de Senador Guimard (AC).	
7. Atentar para os cruzamentos com as linhas de distribuição existentes ao longo do corredor.	
8. Evitar interferência com os assentamentos rurais existentes PAD Pedro Peixoto, PA Limeira, PDS Polo Pirã-de-Rã, PA Benfica e PA General Moreno Maia.	

LT 230 kV Abunã – Rio Branco C3	
Tabela 1 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 303 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal (ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML e <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Manter o paralelismo com a rodovia BR-364 e as linhas de transmissão existentes, a fim de minimizar os impactos na vegetação nativa e demais áreas analisadas no R1.	
2. Evitar que a diretriz da linha de transmissão planejada interfira com a vegetação nativa e com as áreas de preservação permanente - APP, priorizando-se as áreas já antropizadas.	
3. Minimizar as interferências com as unidades de conservação de uso sustentável Floresta do Rio Vermelho e Floresta do Rio Abunã.	

4. Evitar a passagem da diretriz da linha de transmissão planejada nos pontos registrados de sítios arqueológicos e na cavidade natural registrada como Paleotoca de Abunã.	
5. Verificar a possível ocorrência de cavernas não cadastradas pelo Cecav por onde passará a diretriz da linha de transmissão planejada, tendo em vista o registro de uma cavidade natural e a classificação do potencial de ocorrência de cavidades subterrâneas.	
6. Desviar a diretriz de traçado de áreas habitadas, vilarejos que se encontram ao longo do corredor.	
7. Evitar sobreposição com as áreas dos processos minerários abrangidos pelo corredor, e desviar daqueles que se encontram em estágio mais avançado.	
8. Minimizar as interferências com os assentamentos rurais existentes, PA Santo Antonio do Peixoto, PAD Pedro Peixoto, PA Porto Luiz, PA São João do Balanceio, PDS Bonal e o PDS Nova Baixa Verde.	