

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó
ao Sistema Interligado Nacional*



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo do MME

Marisete Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo Cyrino

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

Márcio Félix

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

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*Integração de Cruzeiro do Sul e
Feijó ao Sistema Interligado
Nacional*



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**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

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

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

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

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane
Elisângela Almeida

Equipe Técnica

Estudos Elétricos

Carolina Moreira Borges
Dourival Carvalho
Fabiano Schmidt
João Henrique Magalhães Almeida
Lucas Simões de Oliveira
Samir de Oliveira Ferreira
Sérgio Felipe Falcão Lima

Estudos Socioambientais

Bernardo Regis de Oliveira
Clayton Borges da Silva
Hermani de Moraes Vieira
Kátia Gisele Matosinho

Nº EPE-DEE-RE-009/2019-rev3

Data: 22 de julho de 2019

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

 Empresa de Pesquisa Energética	Contrato	Data de assinatura
Projeto		
ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
Área de estudo		
Estudos do Sistema de Transmissão		
Sub-área de estudo		
Análise Técnico-econômica		
Produto (Nota Técnica ou Relatório)		
EPE-DEE-RE-009/2019-rev3	Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao Sistema Interligado Nacional	
Revisões	Data	Descrição sucinta
rev0	28 de fevereiro de 2019	Emissão original
rev1	20 de março de 2019	i) Inserção da lista de participantes dos estudos socioambientais; ii) Compatibilização dos comprimentos das LTs 230 kV com os dados do relatório R3; iii) Recomendação de implantação de esquema de abertura simultânea dos disjuntores das extremidades de Cruzeiro do Sul e Feijó; iv) Ajustes textuais.
rev2	26 de abril de 2019	i) Alteração da largura da faixa de segurança do trecho com torres de circuito duplo da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul para 35 metros; ii) Ajustes textuais.
rev3	22 de julho de 2019	i) Compatibilização dos comprimentos das LTs 230 kV em função da alteração da localização das Subestações Cruzeiro do Sul e Feijó, de modo a facilitar a integração com os centros de carga; ii) Ajustes nas compensações reativas nas linhas e subestações; iii) Ajustes textuais.

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

Sumário

Sumário	7
Índice de Figuras	9
Índice de Tabelas	11
1 Introdução	12
1.1 Objetivos Gerais do Estudo.....	13
2 Conclusões	14
3 Recomendações	16
4 Critérios e Premissas	19
4.1 Parâmetros Econômicos	19
4.2 Perdas.....	19
4.3 Topologia e Mercado	20
4.4 Limites de Carregamento	22
4.5 Critérios de Segurança Sistêmica (N e N-1).....	22
5 Descrição das Alternativas.....	23
5.1 Obras comuns no ano 2025.....	24
5.1.1 Compensador síncrono da subestação Rio Branco	24
5.1.2 Modulação ótima da fronteira de Cruzeiro do Sul	24
5.1.3 Modulação ótima da fronteira de Feijó	27
5.2 Obras comuns a partir do ano 2031	29
5.3 Alt 1 – Implantação em Circuito Duplo	30
5.4 Alt 2 – Atendimento via circuito simples.....	31
5.5 Alt 3 - Lançamento de apenas um circuito em torres de circuito duplo	32
5.6 Alt 4 – Uso de torres de circuito duplo em trechos específicos	33
6 Análise do Desempenho em Regime Permanente.....	34
7 Análise Econômica	37
8 Otimização das Linhas de Transmissão.....	40
8.1 LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1	40
8.1.1 Características elétricas da linha de transmissão recomendada.....	43
8.2 LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1	43
8.2.1 Características elétricas da linha de transmissão recomendada.....	45
8.3 Otimização conjunta	45
8.4 Análise de Sensibilidade da Solução	46
9 Análise de Ressonância e Extinção de Arco Secundário.....	48
9.1 LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1	48

9.1.1	Análise de sensibilidade da solução.....	49
9.2	LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1	50
9.2.1	Análise de sensibilidade da solução.....	52
9.2.2	Efeito do lançamento do segundo circuito	52
10	Definição da Compensação Shunt.....	54
10.1	Análise em regime normal e em contingência	54
10.2	Análise de energização e rejeição de carga	55
11	Interligação ao SIN e a Geração Térmica Local	56
12	Avaliação Socioambiental	60
12.1	Corredor SE Rio Branco – SE Feijó	61
12.2	Corredor SE Feijó – SE Cruzeiro do Sul	63
13	Obras Citadas.....	65
14	Fichas PET.....	66
15	Anexos	70
15.1	Anexo 1 - Parâmetros Elétricos	71
15.2	Anexo 2 – Resultados de Fluxos de Potência e Rejeição de Carga	72
15.3	Anexo 3 – Plano de Obras das Alternativas	79
15.3.1	Alternativa 1 - Implantação em circuito duplo	79
15.3.2	Alternativa 2 - Implantação em circuito simples	81
15.3.3	Alternativa 3 - Lançamento de apenas um circuito em torres de circuito duplo.....	83
15.3.4	Alternativa 4 - Uso de torres de circuito duplo apenas em trechos específicos.....	85
15.4	Anexo 4 – Previsões de Mercado por Barramento – Acre.....	87
15.5	Anexo 5 – Diagramas Unifilares das Subestações	90

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Sistema Elétrico do Acre.....	13
Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada (Alt 4).....	16
Figura 4-1 - Projeção de mercado para as cargas do Acre.....	20
Figura 4-2 - Projeção de mercado para as cargas da região de Cruzeiro do Sul	21
Figura 4-3 - Projeção de mercado para as cargas da região de Feijó	21
Figura 5-1 - Tronco de Atendimento a Cruzeiro do Sul – Visão Geral	23
Figura 5-2 - Gráfico do VPL das alternativas de transformação para a SE Cruzeiro do Sul	26
Figura 5-3 - Gráfico do VPL das alternativas de transformação para a SE Feijó.....	28
Figura 5-4 - Representação esquemática da alternativa 1	30
Figura 5-5 - Representação esquemática da alternativa 2	31
Figura 5-6 - Representação esquemática da alternativa 3	32
Figura 5-7 - Representação esquemática da alternativa 4	33
Figura 6-1 - Fluxo de potência no caso dimensionador, patamar de Carga Leve, ano 2025.	35
Figura 6-2 - Fluxo de potência no caso dimensionador, patamar de Carga Média, ano 2025.	36
Figura 7-1 - Gráfico de comparação econômica de alternativas	38
Figura 8-1 - Custos em função da bitola do cabo condutor (configurações com 1 e 2 cabos por fase) da LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1	41
Figura 8-2 - Dados técnicos básicos da LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1.....	42
Figura 8-3 - Dados técnicos básicos da LT CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1.....	44
Figura 8-4 - Sensibilidade do carregamento no custo total da instalação (%).....	47
Figura 9-1 - LT CS 230 kV Rio Branco - Feijó, C1. Prospecção dos valores eficazes das tensões induzidas na fase aberta, na extremidade Rio Branco, com o neutro dos reatores solidamente aterrados.....	48
Figura 9-2 - LT CS 230 kV Rio Branco - Feijó, C1. Prospecção dos valores eficazes das correntes de arco secundário, com falta na extremidade Rio Branco, e com o neutro dos reatores solidamente aterrados	49
Figura 9-3 - LT CS 230 kV Rio Branco - Feijó, C1. Sensibilidade nos valores eficazes das tensões induzidas na fase aberta, na extremidade Rio Branco, variando-se o comprimento da LT para um valor fixo da compensação em derivação	50
Figura 9-4 - LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1. Prospecção dos valores eficazes das tensões induzidas na fase aberta, na extremidade Feijó, com o neutro dos reatores solidamente aterrados	51
Figura 9-5 - LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1. Prospecção dos valores eficazes das correntes de arco secundário, com falta na extremidade Feijó, e com o neutro dos reatores solidamente aterrados	52
Figura 9-6 - LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1. Sensibilidade nos valores eficazes das tensões induzidas na fase aberta, na extremidade Feijó, variando-se o comprimento da LT para um valor fixo da compensação derivada	53
Figura 9-7 - LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1. Prospecção dos valores eficazes das tensões induzidas nas fases abertas, na extremidade Feijó, com o neutro dos reatores solidamente aterrados – Segundo circuito fora de operação e não aterrado	53
Figura 11-1 - Comparação econômica de alternativas considerando geração térmica de 100% da carga.....	57
Figura 11-2 - Comparação econômica de alternativas considerando geração térmica de 35% da carga	58
Figura 12-1 – Aspectos socioambientais no corredor SE Rio Branco – SE Feijó	62
Figura 12-2 - Aspectos socioambientais no corredor SE Feijó – SE Cruzeiro do Sul	64
Figura 15-1 - Fluxo de potência no caso dimensionador, patamar de Carga Leve, ano 2025.	72

Figura 15-2 - Fluxo de potência no caso dimensionador, patamar de Carga Média, ano 2025.....	73
Figura 15-3 – Tensões de terminal aberto do sistema de Feijó e Cruzeiro do Sul, patamar de Carga Leve, ano 2025.	74
Figura 15-4 – Tensões de terminal aberto do sistema após a rejeição de carga de Feijó e Cruzeiro do Sul, patamar de Carga Média, ano 2025.....	75
Figura 15-5 – Tensões de terminal aberto do sistema após a rejeição de carga de Feijó e Cruzeiro do Sul, patamar de Carga Média, ano 2035.....	76
Figura 15-6 – Tensões de terminal aberto do sistema após a rejeição de carga de Cruzeiro do Sul, patamar de Carga Média, ano 2025.....	77
Figura 15-7 – Tensões de terminal aberto do sistema após a rejeição de carga de Cruzeiro do Sul com abertura simultânea do disjuntor do terminal de Feijó, patamar de Carga Média, ano 2025.....	78

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 - Áreas mínimas para a configuração final, com expansões futuras.....	17
Tabela 3-2 - Plano de obras da alternativa 4: Linhas de Transmissão de Rede Básica – 2025.....	17
Tabela 3-3 - Plano de obras da alternativa 4: Compensações Reativas de Linha e de Barra – 2025.	18
Tabela 3-4 - Plano de obras da alternativa 4: Subestações de Rede Básica e Fronteira – 2025.....	18
Tabela 5-1 - Projeção de demanda para as cargas da região de Cruzeiro do Sul	24
Tabela 5-2 - Comparações de modulação e quantidade de transformadores para a carga da região de Cruzeiro do Sul	25
Tabela 5-3 - Projeção de demanda para as cargas da região de Feijó.....	27
Tabela 5-4 - Comparações de modulação e quantidade de transformadores para a carga da região de Feijó ...	27
Tabela 5-5 - Reforços referenciais na rede de distribuição	29
Tabela 7-1 - Custos de investimentos das alternativas.....	37
Tabela 7-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas	37
Tabela 7-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas.....	37
Tabela 7-4 - Alternativas e suas descrições.....	38
Tabela 7-5 - Fatores de ajuste usados na composição de custos.	39
Tabela 8-1 - Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica da LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1	41
Tabela 8-2 - Condutores com menor custo total	42
Tabela 8-3 - Características elétricas da linha de transmissão em 230 kV.....	43
Tabela 8-4 - Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica dos trechos em circuito duplo da LT CS+CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1	43
Tabela 8-5 - Condutores com menor custo total	44
Tabela 8-6 - Características elétricas da linha de transmissão em 230 kV.....	45
Tabela 8-7 - Condutores com menor custo total	46
Tabela 9-1 - LT CS 230 kV Rio Branco - Feijó, C1. Valores eficazes das correntes de arco secundário [A], para religamento monopolar com falta nas extremidades e 1/2 da LT, com o neutro dos reatores solidamente aterrados.....	49
Tabela 9-2 - LT CS 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1. Valores eficazes das correntes de arco secundário [A], para religamento monopolar com falta nas extremidades e 1/2 da LT, com o neutro dos reatores solidamente aterrados.....	51
Tabela 10-1 - Plano de obras da alternativa 4: Reatores de Linha e de Barra – 2025.....	54
Tabela 10-2 - Tensão de Terminal Aberto (pu).....	55
Tabela 11-1 - Contratos de geração - Acre.....	56
Tabela 11-2 - Custos de geração térmica local para atendimento de 100% da carga	57
Tabela 15-1 – Características das LTs – Alternativa 04.	71
Tabela 15-2 - Parâmetros elétricos das LTs – Alternativa 04 (base de 100 MVA)	71
Tabela 15-3 - Projeção de Demanda - Patamar de Carga Leve.....	87
Tabela 15-4 - Projeção de Demanda - Patamar de Carga Média	88
Tabela 15-5 - Projeção de Demanda - Patamar de Carga Pesada	89

1 INTRODUÇÃO

O estado do Acre é atualmente integrado ao SIN pela SE Rio Branco, que recebe dois circuitos em 230 kV da SE Abunã, no estado de Rondônia. Estes circuitos possuem 304 km 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 Porto Velho – Abunã – Rio Branco. Em 2011 foi publicado o relatório EPE-DEE-RE-116/2011 [1] com a recomendação de integração do sistema isolado de atendimento a região de Cruzeiro do Sul, no oeste do estado Acre, distante cerca de 600 km 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 Rio 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.

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.

Levando em consideração o tempo transcorrido desde a recomendação inicial, faz-se oportuno revisitar as recomendações do relatório EPE-DEE-RE-116/2011, o que é objeto deste documento, no qual se procurou avaliar, dentre outros aspectos técnicos, se as mesmas continuam adequadas frente ao crescimento de carga e à possível ocupação de terrenos previamente indicados.

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

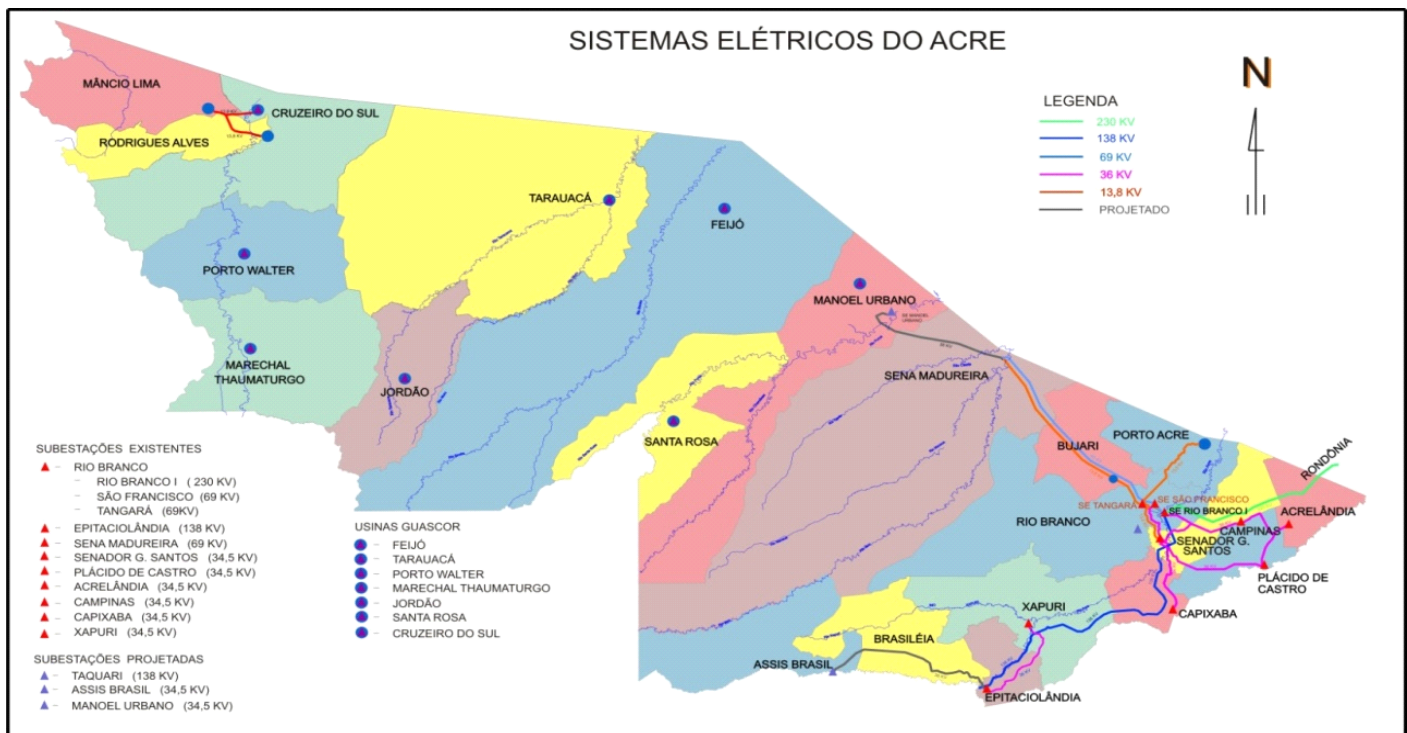


Figura 1-1 - Sistema Elétrico do Acre

1.1 Objetivos Gerais do Estudo

O presente estudo teve por objetivo atualizar as recomendações feitas em [1], definindo a melhor conexão, tanto sob o ponto de vista técnico quanto econômico, para integrar as cargas das regiões de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN.

Tal solução foi estabelecida em consonância com as diretrizes de evolução do Sistema Interligado Nacional, buscando o mínimo custo global e atendendo aos critérios vigentes de confiabilidade, robustez e flexibilidade.

O conjunto de obras recomendados em [1] foi 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 realizadas reforçaram a necessidade de conexão das cargas isoladas de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN o mais cedo possível, através da conexão na Subestação de Rio Branco.

Foram estudadas quatro alternativas de expansão da Rede Básica para possibilitar a interligação das cargas. Todas as alternativas analisadas atendem aos critérios de planejamento e operação vigentes, diferindo entre si apenas no volume de investimentos e confiabilidade do sistema proposto. As alternativas estudadas mantêm a maior parte dos respectivos eixos de transmissão nas proximidades da BR-364, de modo a minimizar o impacto ambiental e facilitar o acesso durante a etapa de construção e manutenção da LT.

As alternativas de sistema em 230 kV estudadas foram as seguintes:

1. Integração por circuito duplo em 230 kV composto pelos seguintes trechos: LT Rio Branco – Feijó C1, C2, com cerca de 360 km de extensão, LT Feijó – Cruzeiro do Sul C1, C2, com cerca de 310 km de extensão.
2. Integração por circuito simples em 230 kV onde as cargas são inicialmente atendidas com o critério “N”, e eventualmente, conforme o crescimento da carga e a evolução do sistema local, haveria a implantação do segundo circuito.
3. Integração por circuito simples em 230kV, lançado em torres de circuito duplo. Com isso, as cargas também seriam inicialmente atendidas com o critério “N” e, eventualmente, conforme o crescimento da carga e a evolução do sistema local, haveria o lançamento do segundo circuito nas torres já disponíveis de circuito duplo.
4. Integração por circuito simples em 230kV onde se prevê o uso de torres de circuito duplo apenas em trechos específicos (próximos a terras indígenas e unidades de conservação), o que permite incorporar os benefícios da alternativa anterior ao mesmo tempo que mitiga o impacto financeiro inicial.

Considerando-se o porte da carga total prevista de ser suprida pelo novo sistema, que evolui de 49 MW em 2025 para 60 MW em 2031, e a diferença significativa de custos a maior da Alternativa 1 (com 01 circuito duplo) relativamente às demais alternativas, optou-se por recomendar a alternativa com 01 circuito simples no estágio inicial do sistema (Alternativa 4). Não obstante, o sistema está projetado para ser capaz de evoluir para a instalação de um novo circuito em paralelo na hipótese de o mesmo vir a ser requerido por razões de desempenho/confiabilidade de suprimento e/ou por um crescimento não previsto da carga regional.

A possibilidade de usar torres de circuito duplo com o lançamento inicial de apenas um circuito, avaliada nas alternativas 3 e 4, permite que as cargas sejam inicialmente atendidas com o critério “N” e, em

momento oportuno, conforme o crescimento da carga, a evolução do sistema local e o desempenho do no sistema, o segundo circuito seja lançado nas torres já existentes.

A interligação ao SIN desse sistema regional do Acre a partir da SE Rio Branco, através das subestações de Cruzeiro do Sul e Feijó, irá melhorar substancialmente o atendimento às cargas da região.

São a seguir feitas algumas observações que quantificam, em termos aproximados, as vantagens da implantação desse novo sistema sob o aspecto econômico-financeiro:

- O custo do suprimento regional atualmente é feito através de geradores diesel locais, com contratos de médio prazo e custo anual de cerca de R\$ 380 milhões.
- A título exemplificativo, em termos do valor presente dos custos totais no período 2025-2035, referidos a 2025, estima-se que o investimento previsto no novo sistema resulte da ordem de R\$ 506 milhões, enquanto que o custo evitado de geração local no mesmo período atingiria cerca de R\$ 2 bilhões, a valor presente. Ainda que se mantivesse a geração local como *backup*, por exemplo, nos primeiros 3 anos de operação desse novo sistema, considerando apenas o custo fixo de uma geração local, a economia permaneceria superior a R\$ 1 bilhão.
- Para fins de comparação, a obra de interligação de Feijó - Cruzeiro do Sul tinha como data de entrada em operação comercial, prevista inicialmente em contrato, em janeiro de 2017. Em razão do atraso e caducidade deste empreendimento o custo de geração térmica a diesel necessária no período de 2017 a 2025, atualizado a valor presente, é da ordem de R\$ 2,5 bilhões.

Quanto a interferências das faixas de passagem das linhas de transmissão em terras indígenas, buscou-se reduzi-la por meio de desvios no traçado da linha, respeitando o afastamento mínimo de 8km do limite das reservas indígenas demarcadas. Foram necessários dois desvios no trecho entre SE Feijó e SE Cruzeiro do Sul, com comprimentos de 51km e 83km, respectivamente. Uma sensibilidade do sobrecusto no projeto da linha em razão destes desvios aponta o encarecimento do projeto da ordem de R\$ 88 milhões quando comparado com a execução do projeto da linha acompanhando a rodovia BR364 em toda sua extensão. Este sobrecusto se dá principalmente devido a maior extensão da linha de transmissão em razão dos desvios (aumento de cerca de 40 km) e necessidade de utilização de torres alteadas ao longo destes, uma vez que são realizados distanciando-se da rodovia e em territórios com vegetação de mata virgem.

3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas recomenda-se:

- 1) Iniciar o processo licitatório/autorizativo do plano de obras da Alternativa 4 conforme descrito na Tabela 3-2, Tabela 3-4 e Tabela 3-3, para possibilitar a integração das cargas das regiões de Cruzeiro do Sul e Feijó. A Figura 3-1 mostra a representação esquemática da alternativa recomendada.
- 2) Que a construção das linhas de transmissão em 230 kV seja feita com configuração de cabos 1x795 MCM (Tern) por fase, considerando as estruturas de referência indicadas na seção 9, à qual correspondem os parâmetros indicados no Anexo 1 - Parâmetros Elétricos.
- 3) Dada a longa extensão das linhas de transmissão, recomenda-se que durante a fase de projeto básico as distâncias finais, bem como os parâmetros e compensações de linha sejam cuidadosamente avaliados, afim de evitar problemas de ressonância e permitir o religamento monopolar das LTs.
- 4) Conforme detalhado no item 9.2, no eventual lançamento do segundo circuito nas torres de circuito duplo do trecho Feijó – Cruzeiro do Sul, a função de religamento monopolar deverá ser desabilitada quando um dos circuitos estiver fora de operação e não aterrado, visando respeitar os limites dos equipamentos terminais.

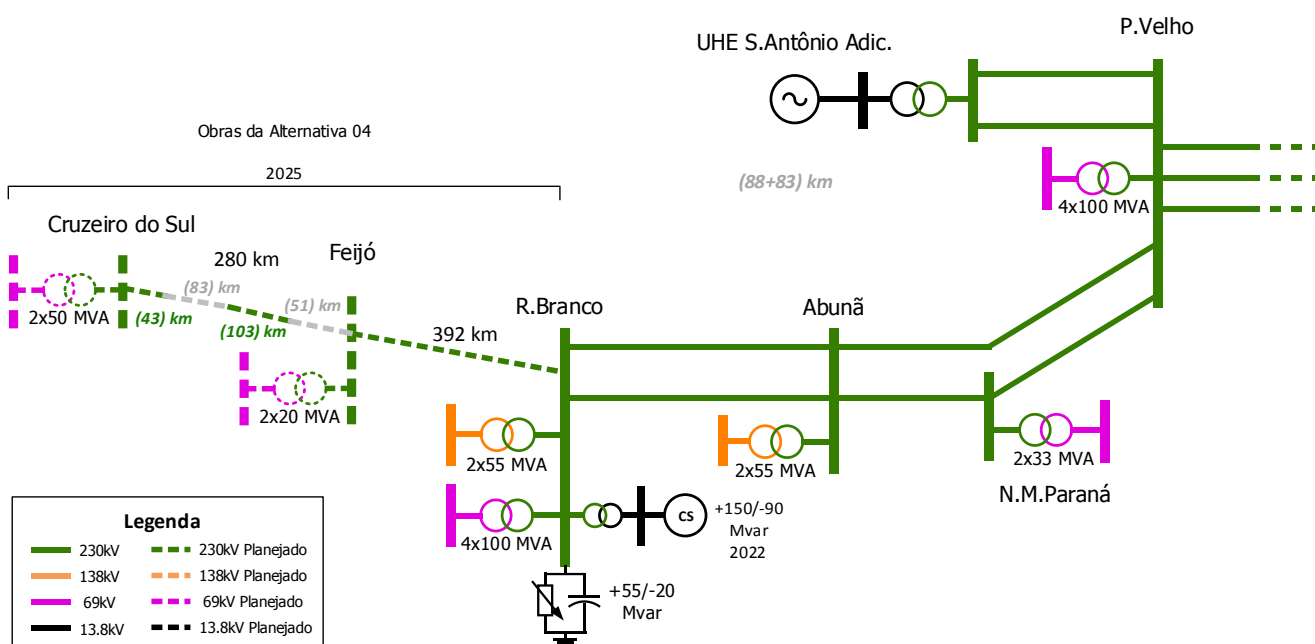


Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa recomendada (Alt 4)

- 5) Que seja implantado o esquema de abertura simultânea dos disjuntores das extremidades de Feijó e Cruzeiro do Sul da LT 230 kV que interliga essas subestações, de modo a não se superar os limites de longa duração para a tensão, em casos de rejeição de carga iniciada pela abertura da referida LT no lado da SE Cruzeiro do Sul, conforme detalhado no item 10.2.
- 6) Que medidas especiais de projeto, em particular as vinculadas à coordenação de isolamento a descargas atmosféricas, bem como à atenção ao projeto das resistências de aterramento das estruturas, sejam consideradas para as linhas 230 kV Rio Branco – Feijó e Feijó – Cruzeiro do Sul visando um desempenho, em termos de número de desligamentos por ano, minimamente compatível com o padrão esperado para linhas 230 kV.
- 7) Que as novas subestações tenham área mínima compatível com expansões futuras, conforme detalhado na Tabela 3-1 a seguir.

Tabela 3-1 - Áreas mínimas para a configuração final, com expansões futuras.

Subestação	Largura (m) x Comprimento (m)	Área mínima (m ²)
Feijó	182 x 290	52.800
Cruzeiro do Sul	150 x 290	50.000 (*)

(*) A área mínima necessária estimada para a SE Cruzeiro do Sul foi de 43.500 m² em função das dimensões apresentadas, no entanto foi indicada área de 50.000 m² em função da referência utilizada no Edital do Leilão nº 07/2013.

Tabela 3-2 - Plano de obras da alternativa 4: Linhas de Transmissão de Rede Básica – 2025.

Obras referentes a Linhas de Transmissão				
Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)
Rio Branco	Feijó	Simples – C1, 1x795MCM	392	230
Feijó	Cruzeiro do Sul	Simples em Torres de CD – D1, 1x795MCM	51	230
Feijó	Cruzeiro do Sul	Simples – C1, 1x795MCM	103	230
Feijó	Cruzeiro do Sul	Simples em Torres de CD – D1, 1x795MCM	83	230
Feijó	Cruzeiro do Sul	Simples – C1, 1x795MCM	43	230

Tabela 3-3 - Plano de obras da alternativa 4: Compensações Reativas de Linha e de Barra – 2025.

Compensações Reativas Recomendadas			
Subestação	Tensão (kV)	Equipamento	Nº
Rio Branco	230	Reator de Linha - 20 Mvar - 3+1R x (-6,67 Mvar) Ref. LT 230 kV Rio Branco – Feijó C1	-
		Reatores de Barra - 10 Mvar – 9+1R x (- 3,33 Mvar)	1º, 2º e 3º
Feijó	230	Reator de Linha - 20 Mvar - 3+1R x (- 6,67 Mvar) Ref. LT 230 kV Rio Branco – Feijó C1	-
		Reator de Linha - 13 Mvar - 3+1R x (- 4,33 Mvar) Ref. LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul C1	-
		Capacitor em Derivação Trifásico de 3,6 Mvar	1º
	69	Reator de Barra - 5 Mvar – 3+1R x (- 1,67 Mvar)	1º
Cruzeiro do Sul	230	Reator de Linha - 13 Mvar - 3+1R x (- 4,33 Mvar) Ref. LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul C1	-
		3 Capacitores em Derivação Trifásicos de 5,0 Mvar cada	1, 2 e 3º
	69		

Tabela 3-4 - Plano de obras da alternativa 4: Subestações de Rede Básica e Fronteira – 2025.

Obras referentes a Subestações				
Nome	Tensão (kV)	Arranjo de Barras	Equipamentos Principais	
			Qtde	Descrição
Rio Branco	230	BPT	1	Módulo de Infraestrutura Geral para Acessante
			1	Módulo de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor
Feijó	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			2	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Transformador
			2	Módulos de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor
			3	Módulos de Conexão de Reator de Barra
			1	Módulo de Interligação de Barras
	230/69	-	2	Unidades de Transformadores Trifásicos de 20 MVA cada
Cruzeiro do Sul	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformador
			2	Módulos de Entrada de Linha
			1	Módulo de Conexão de Capacitor de Barra
			1	Módulo de Interligação de Barras
	230	BD4	1	Módulo de Infraestrutura Geral
			1	Módulos de Entrada de Linha
			2	Módulos de Conexão de Transformador
			1	Módulo de Conexão de Reator de Barra
			1	Módulo de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor
			1	Módulos de Interligação de Barras
	230/69	-	2	Unidades de Transformadores Trifásicos de 50 MVA cada
	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformador
			1	Módulo de Entrada de Linha
			3	Módulos de Conexão de Capacitor de Barra
			1	Módulo de Interligação de Barras

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 2025 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” [2], 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” [3].

4.1 Parâmetros Econômicos

Os custos dos equipamentos das alternativas analisadas foram atualizados com base no documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017” [4], 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 2025, ano horizonte 2035 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 Perdas

A valoração das perdas elétricas foi realizada com base no custo marginal de expansão médio calculado em [5], cujo valor foi de 233,95 R\$/MWh.

Foram utilizados para o cálculo das perdas seis casos de fluxo de potência, sendo a combinação dos três patamares de carga, e dos cenários Norte Úmido e Norte Seco.

A duração dos patamares de carga foi a seguinte:

- Carga pesada: 3 horas;
- Carga média: 14 horas;
- Carga leve: 7 horas.

4.3 Topologia e Mercado

As simulações de fluxo de potência foram atualizadas tomando como base os casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2027, onde os dados de mercado do estado do Acre foram atualizados com as informações recém enviadas para o PDE 2028.

As projeções de demanda até o ano de 2031 foram informadas pelas distribuidoras locais, em função da solicitação de dados usualmente feita para elaboração do Plano Decenal. Foram selecionados para compor as análises os patamares de carga leve e média, por serem representativos da demanda mínima e máxima para a região.

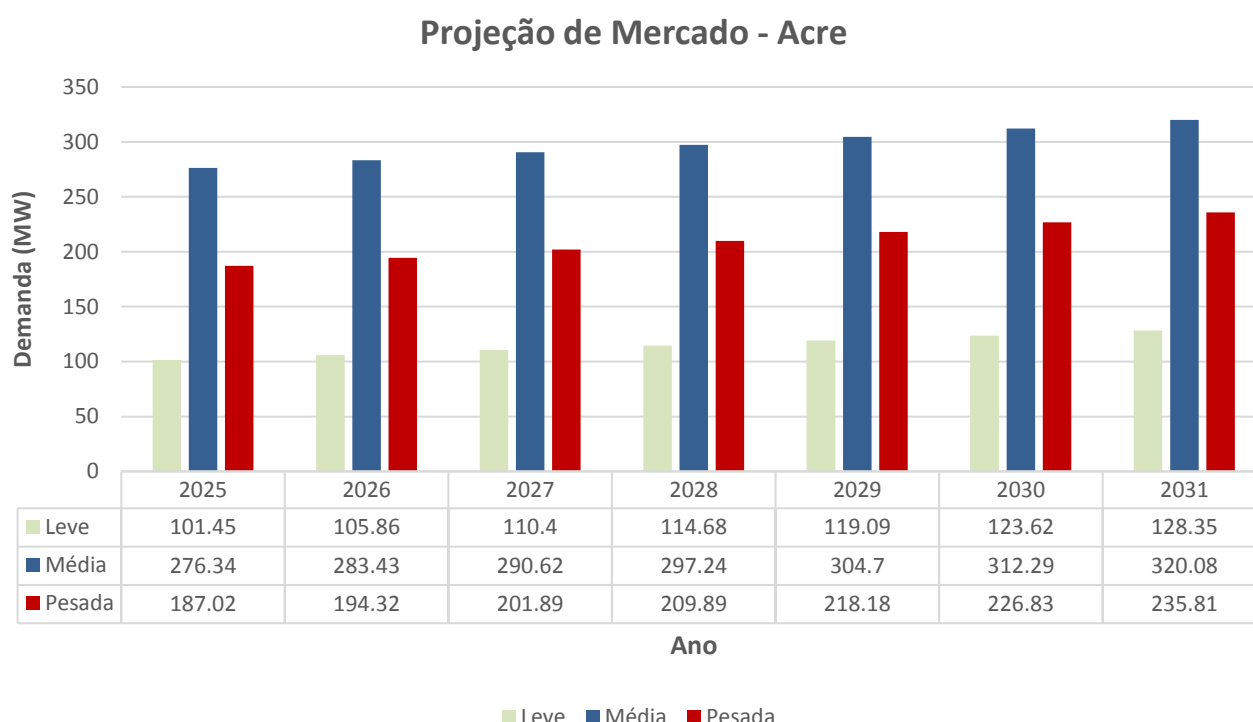


Figura 4-1 - Projeção de mercado para as cargas do Acre

A Figura 4-1 apresenta a evolução da carga global do estado para os três patamares de carga. É possível observar na Figura 4-2 e na Figura 4-3, o crescimento da carga dos sistemas radiais estudados e a diferença relativa entre elas, onde a carga prevista para a região de Cruzeiro do Sul é aproximadamente três vezes maior que a previsão de carga da região de Feijó. Os dados detalhados por barramentos estão disponíveis no

Projeção de Mercado - Cruzeiro do Sul

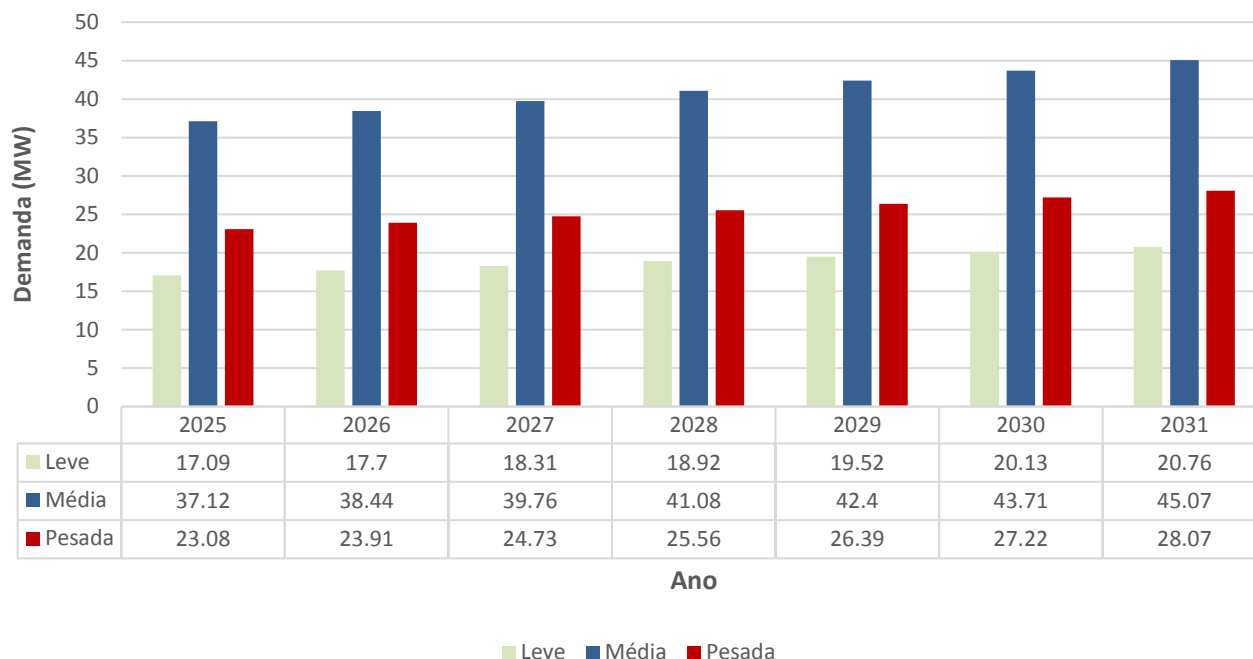


Figura 4-2 - Projeção de mercado para as cargas da região de Cruzeiro do Sul

Projeção de Mercado - Feijó

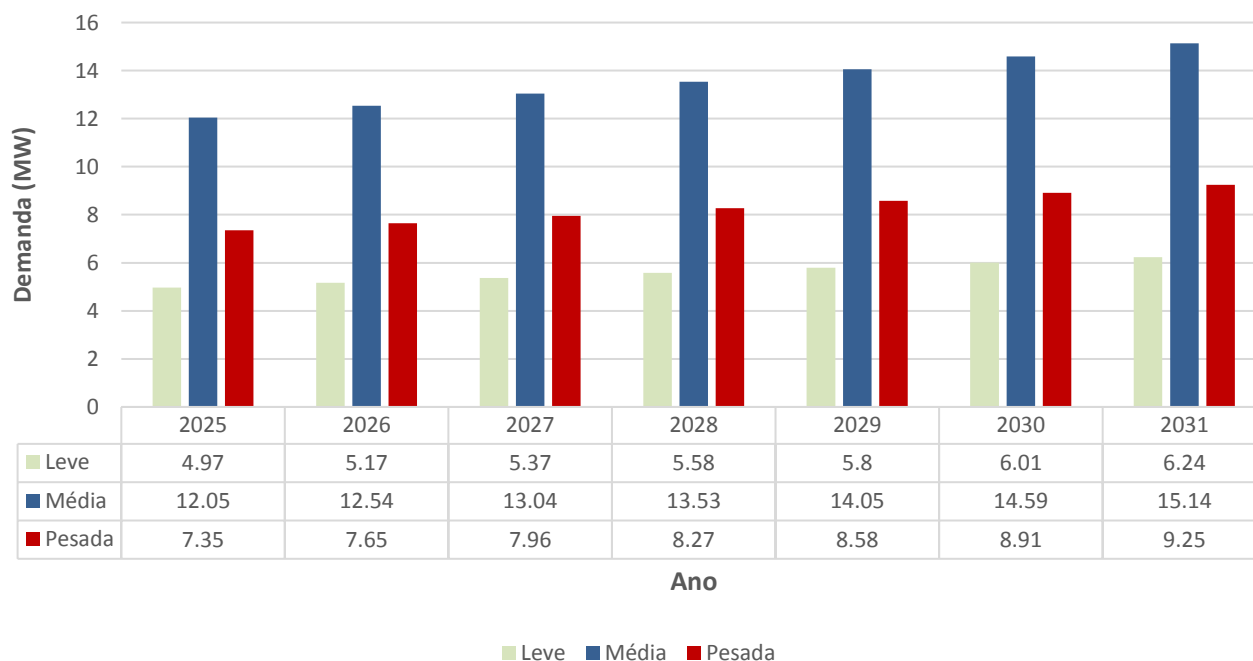


Figura 4-3 - Projeção de mercado para as cargas da região de Feijó

4.4 Limites de Carregamento

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 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”.

4.5 Critérios de Segurança Sistêmica (N e N-1)

Levando em consideração o montante de cargas atendidas pelas regiões de Cruzeiro do Sul e Feijó, bem como a melhora significativa da qualidade de atendimento inerente à interligação dos sistemas isolados ao SIN, seguiu-se, conforme previsto no item 5.3.4.5 do Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede, os critérios de desempenho e segurança menos restritivos, no tocante ao critério N-1.

5 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

A integração de Cruzeiro do Sul e Feijó, recomendada no ano de 2011 em [1], previa um circuito simples 1x636 *Grosbeak* e transformações monofásicas 230/69 kV, conforme ilustrado na Figura 5-1.

Dada a recente caducidade da obra e, considerando o tempo transcorrido desde a recomendação inicial, entendeu-se oportuno revisitar as recomendações de [1] e avaliar se as mesmas continuam adequadas frente à nova conjectura do setor, tais como crescimento de carga, atualização de custos de equipamentos e novos valores do Custo Marginal de Expansão.

Além disso, o MME por meio do ofício nº 3/2019 solicitou à EPE e ao ONS a avaliação adicional dos seguintes pontos:

- Implantação das linhas de transmissão recomendadas em circuito duplo;
- Adoção de torres de circuito duplo, com a implantação apenas do primeiro circuito, em toda a sua extensão;
- Uso de torres de circuitos duplo em trechos com maior complexidade socioambiental, para o lançamento de um segundo circuito oportunamente no longo prazo.

Assim, para facilitar a comparação, foram criadas alternativas para cada um dos pontos elencados acima, além da atualização da recomendação em circuito simples.

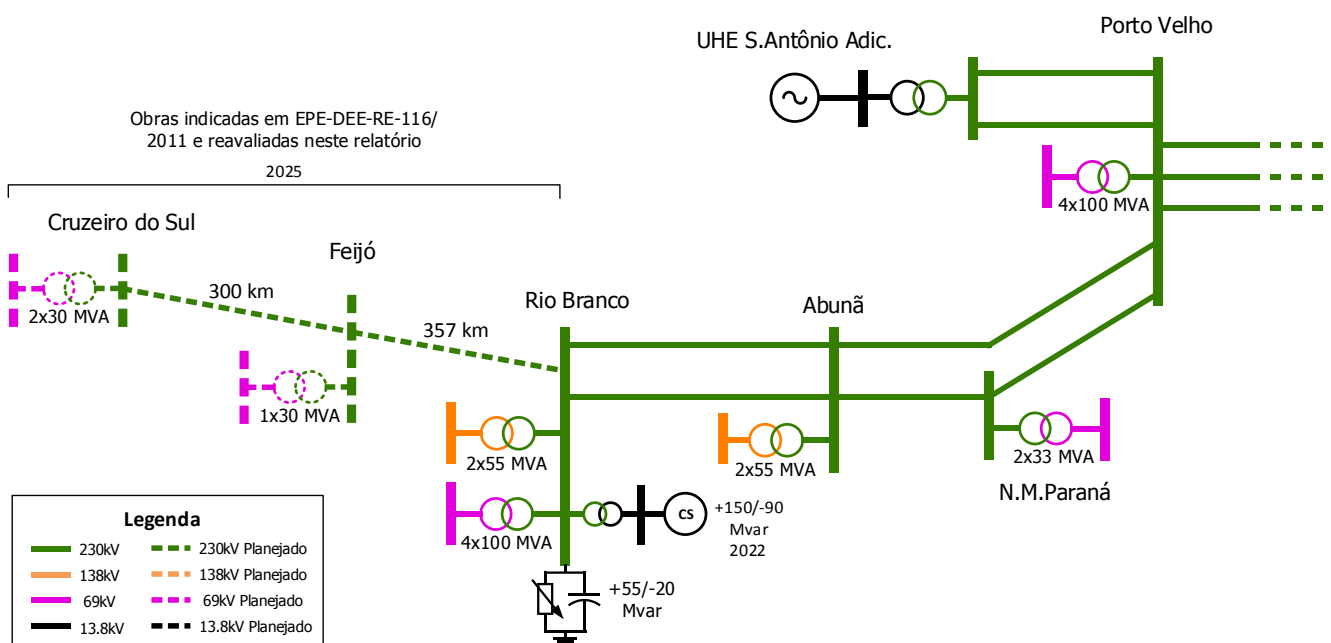


Figura 5-1 - Tronco de Atendimento a Cruzeiro do Sul – Visão Geral

5.1 Obras comuns no ano 2025

5.1.1 Compensador síncrono da subestação Rio Branco

Está em andamento na EPE o estudo de reavaliação do atendimento a Rio Branco, que visa recomendar uma solução estrutural para o reforço do sistema de transmissão que permitirá o pleno atendimento à carga de Rio Branco.

A principal recomendação prevista para o estado do Acre é um compensador síncrono com potência de -90/+150Mvar, com inércia H mínima de 2,2s e reatância subtransitória X''_D menor ou igual 20% na base da máquina.

Tendo em vista que o ano inicial das simulações de integração de Cruzeiro do Sul e Feijó é 2025, foi considerado referencialmente o compensador síncrono estudado na subestação de Rio Branco, conforme ilustrado na Tabela 5-1.

5.1.2 Modulação ótima da fronteira de Cruzeiro do Sul

Levando em consideração que o sistema estudado visa integrar cargas isoladas em um sistema radial, é possível separar a análise das novas transformações de fronteira da composição de alternativas, de tal forma que a escolha ótima do tipo (bancos monofásicos ou trifásicos) e potência dos transformadores pode ser feita de maneira independente, passando a ser um dado de entrada comum para a precificação das alternativas.

A partir das informações de carga que as subestações atenderão a cada ano, disponíveis no item 4.3, foi possível minimizar o valor presente dos investimentos, incluindo custos de conexão, e determinar modulações e expansões que atendam ao atendimento ao critério N-1 de acordo com a previsão de crescimento da carga informada na Tabela 5-1.

Tabela 5-1 - Projeção de demanda para as cargas da região de Cruzeiro do Sul

Região	Demanda (MW)										
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cruzeiro do Sul	37,12	38,44	39,76	41,08	42,40	43,71	45,07	47,32	49,69	52,17	54,78

Associando os dados da Tabela 5-1 às capacidades de regime normal e emergência de transformadores é possível obter a Tabela 5-2, que contém a distribuição temporal de transformadores em função da potência, além da quantidade total para cada possibilidade.

Tabela 5-2 - Comparações de modulação e quantidade de transformadores para a carga da região de Cruzeiro do Sul

Nº	Tipo	Potência (MVA)	Distribuição Temporal												Total
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		
#1	TR 3φ	25	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	
#2	TR 3φ	30	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	
#3	TR 3φ	35	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	3	
#4	TR 3φ	40	2	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	3	
#5	TR 3φ	45	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	3	
#6	TR 3φ	50	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	
#7	TR 3φ	55	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	
#8	TR 3φ	60	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	
#9	TR 3φ	65	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	
#10	TR 3φ	70	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	

Considerando a distribuição de transformadores e seus custos de conexão aos parâmetros econômicos detalhados no item 4.1, é possível calcular o VPL de cada possibilidade, conforme indicado na Figura 5-2. Com isso, pode-se notar que transformadores com potências menores (20 a 45 MVA) acabam necessitando de um 3º Trafo no horizonte de estudo, deixando essa faixa de potência não competitiva.

Já para a faixa de potência de 50 a 70 MVA são necessários apenas dois transformadores em todo o horizonte de estudo, ou seja, mesmo em situações de contingência, o transformador remanescente atende adequadamente as cargas da região. Assim, como a quantidade de conexões é constante, o VPL é afetado apenas pelo custo do aumento da potência de transformação.

Desta forma, considerou-se em todas as alternativas simuladas o uso de dois transformadores trifásicos, 230/69/13,8 kV, de 50 MVA para a fronteira de Cruzeiro do Sul.

VPL das possíveis modulações de Cruzeiro do Sul

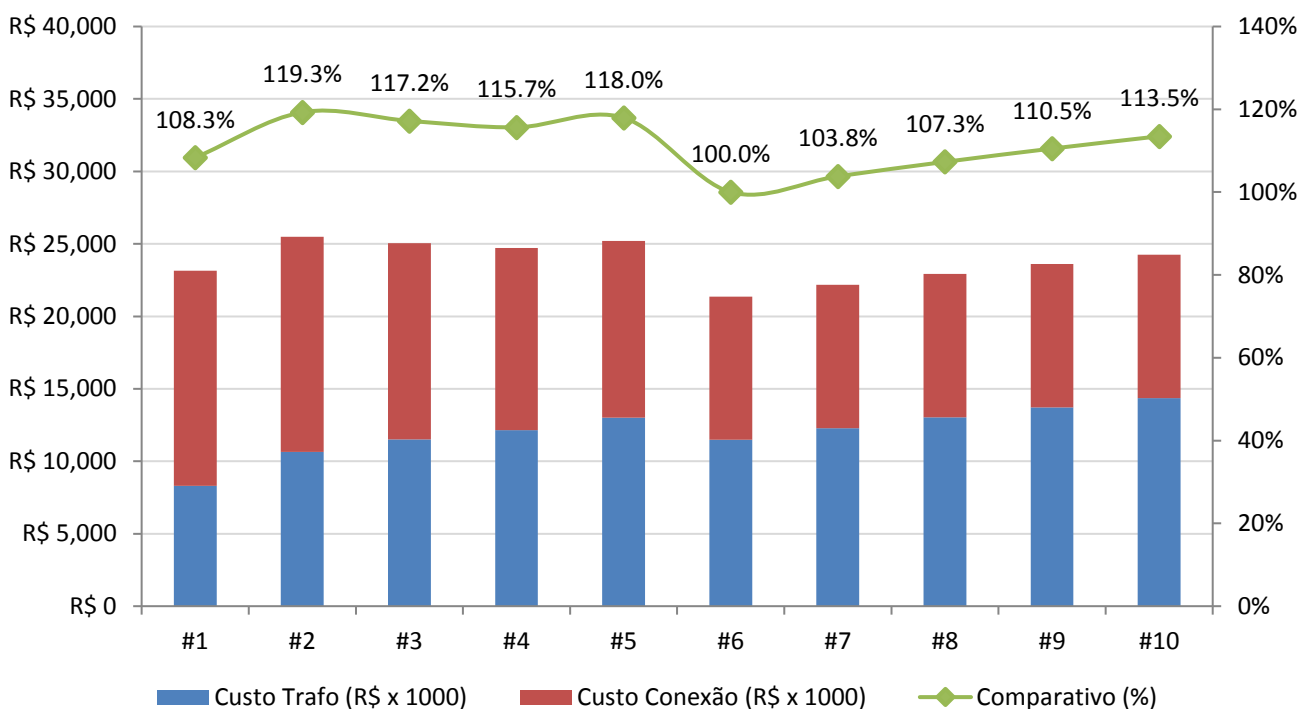


Figura 5-2 - Gráfico do VPL das alternativas de transformação para a SE Cruzeiro do Sul

5.1.3 Modulação ótima da fronteira de Feijó

Assim como descrito no item anterior, a partir das informações de carga da região de Feijó, disponíveis no item 4.3, foi possível minimizar o valor presente dos investimentos, incluindo custos de conexão, e determinar modulações e expansões que atendam ao atendimento ao critério N-1 de acordo com a previsão de crescimento da carga informada na Tabela 5-3.

Tabela 5-3 - Projeção de demanda para as cargas da região de Feijó

Região	Demanda (MW)										
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Feijó	12,05	12,54	13,04	13,53	14,05	14,59	15,14	15,90	16,69	17,53	18,40

Associando os dados da Tabela 5-3 às capacidades de regime normal e emergência de transformadores é possível obter a Tabela 5-4, que contém a distribuição temporal de transformadores em função da potência, além da quantidade total para cada possibilidade.

Tabela 5-4 - Comparações de modulação e quantidade de transformadores para a carga da região de Feijó

Nº	Tipo	Potência (MVA)	Distribuição Temporal											Total
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
#1	TR 3φ	15	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	3
#2	TR 3φ	20	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
#3	TR 3φ	25	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
#4	TR 3φ	30	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
#5	TR 3φ	35	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
#6	TR 3φ	40	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
#7	TR 3φ	45	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
#8	TR 3φ	50	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
#9	TR 3φ	55	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
#10	TR 3φ	60	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2

Associando a distribuição de transformadores e seus custos de conexão aos parâmetros econômicos

VPL das possíveis modulações de Feijó

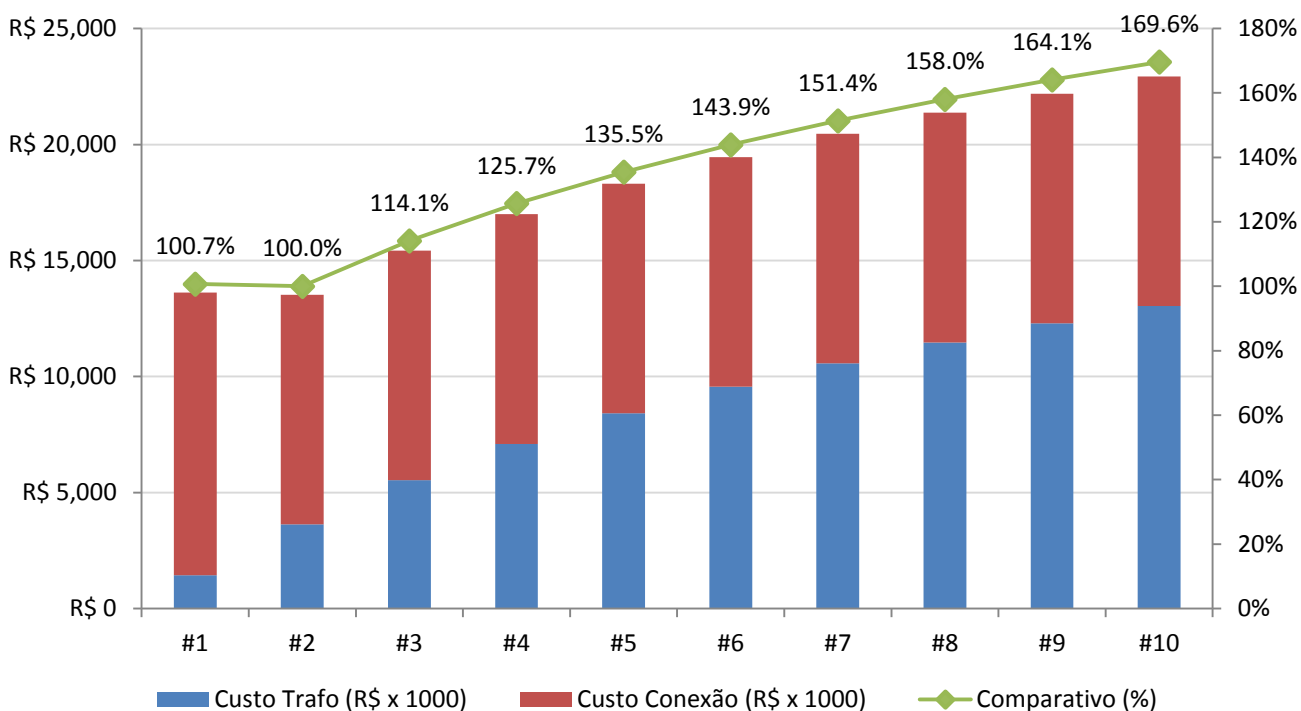


Figura 5-3 - Gráfico do VPL das alternativas de transformação para a SE Feijó

Desta forma, considerou-se em todas as alternativas simuladas o uso de dois transformadores trifásicos, 230/69/13,8 kV, de 20 MVA para a fronteira de Feijó.

5.2 Obras comuns a partir do ano 2031

Levando em consideração o horizonte de longo prazo estudado, foram aplicados reforços referenciais na rede de distribuição, de modo a garantir o atendimento aos limites de tensão e carregamento em circuitos da distribuidora.

Os reforços considerados e os anos referenciais estão elencados na Tabela 5-5.

Tabela 5-5 - Reforços referenciais na rede de distribuição

Descrição	Reforço
Novas linhas de distribuição	Alto Alegre – Sena Madureira, C2
Novas linhas de distribuição	Sena Madureira – Manoel Urbano, C2
Novas linhas de distribuição	Cruzeiro do Sul – Juruá, C2
Ampliação em subestação	3 Banco de Capacitores de 5 Mvar na SE Cruzeiro do Sul

5.3 Alt 1 – Implantação em Circuito Duplo

Na Alternativa 1 a integração das cargas de Cruzeiro do Sul e Feijó é feito via um circuito duplo em 230 kV composto pelos seguintes trechos: LT Rio Branco – Feijó C1, C2, com cerca de 390 km de extensão, LT Feijó – Cruzeiro do Sul C1, C2, com cerca de 280 km de extensão.

Nessa concepção, há um maior gasto inicial com as fundações, estruturas de torre, circuitos e equipamentos de compensação reativa, mas há uma maior confiabilidade, com o atendimento do critério “N-1”, e perenidade da solução para além do horizonte de estudo.

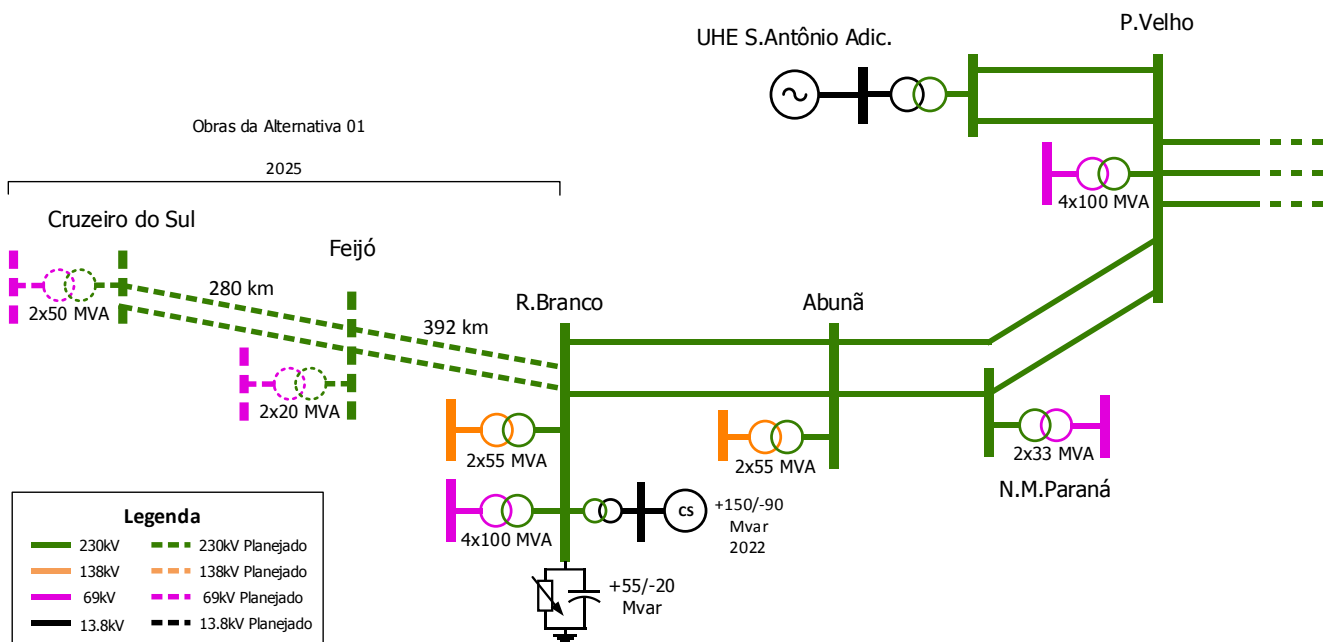


Figura 5-4 - Representação esquemática da alternativa 1

5.4 Alt 2 – Atendimento via circuito simples

Na Alternativa 2, o atendimento às cargas de Cruzeiro do Sul e Feijó é feito via um circuito simples em 230 kV composto pelos seguintes trechos: LT Rio Branco – Feijó C1, com cerca de 390 km de extensão, LT Feijó – Cruzeiro do Sul C1, com cerca de 280 km de extensão.

Nessa concepção, os gastos iniciais são menores, uma vez que não há a necessidade de se construir o segundo circuito, e embora a alternativa apresente um desempenho adequado durante até o ano 2035 (horizonte estudo), a mesma possui menor confiabilidade que o atendimento com dois circuitos, pois atende as cargas de Cruzeiro do Sul e Feijó com o critério “N”.

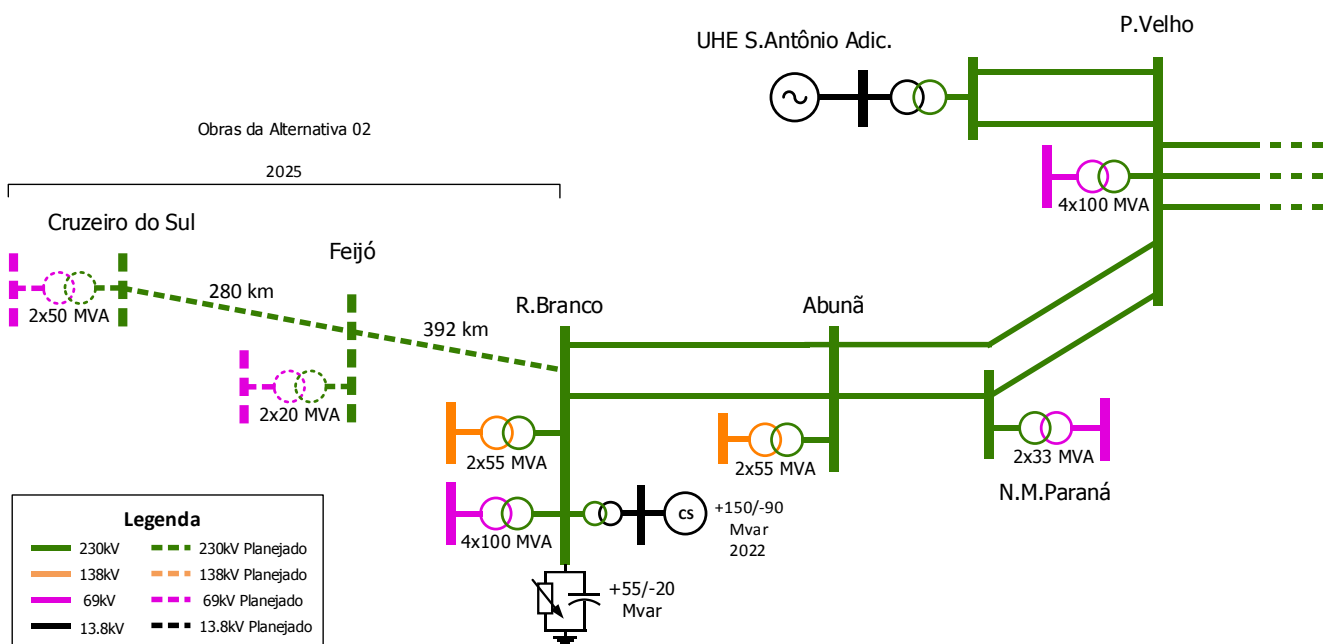


Figura 5-5 - Representação esquemática da alternativa 2

5.5 Alt 3 - Lançamento de apenas um circuito em torres de circuito duplo

Na Alternativa 03, o atendimento às cargas de Cruzeiro do Sul e Feijó é feito via um circuito simples, lançado em uma torre de circuito duplo em toda a extensão da linha. Com isso, as cargas são inicialmente atendidas com o critério "N" e, eventualmente, conforme o crescimento da carga, a evolução do sistema local e o desempenho do novo sistema, haveria o lançamento do segundo circuito.

Considerou-se que o custo dessa solução é cerca de 40 % menor em comparação com torres de circuito duplo tradicional e cerca de 20 % maior que os circuitos simples tradicionais, devido ao maior gasto com as fundações, estruturas e custos de lançamento. Parte desse custo poderia ser compensado no eventual lançamento do segundo circuito, que não necessitaria dos gastos com fundação e aço, pois as estruturas já estariam construídas. Um outro ganho nessa alternativa seria a maior facilidade de implantação sob a ótica socioambiental e fundiária do segundo circuito.

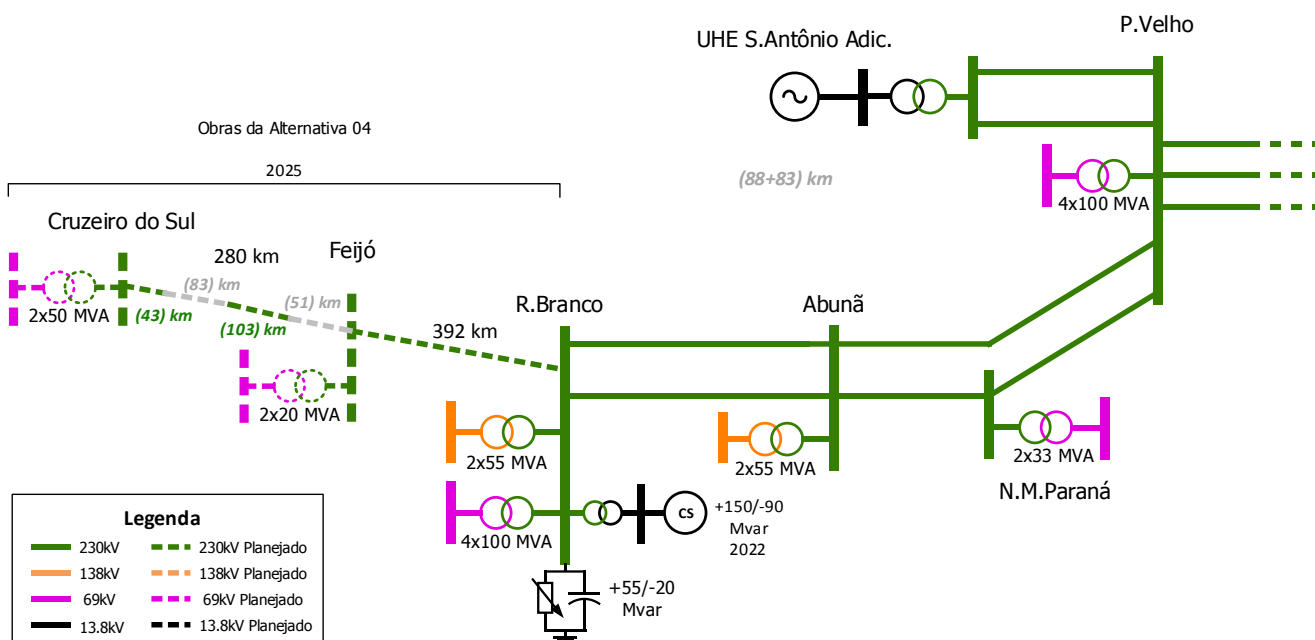


Figura 5-6 - Representação esquemática da alternativa 3

5.6 Alt 4 – Uso de torres de circuito duplo em trechos específicos

A Alternativa 4 prevê o uso de torres de circuito duplo apenas em trechos específicos (próximos a terras indígenas e unidades de conservação), o que permite incorporar os benefícios da alternativa 03 ao mesmo tempo que mitiga o impacto financeiro.

Para isso, é previsto o lançamento de um circuito em uma torre de circuito duplo apenas nos trechos mais críticos sob o aspecto fundiário e socioambiental. Com isso, o atendimento às cargas é feito inicialmente atendendo o critério “N” e futuramente, caso a haja a necessidade de se licitar um novo circuito, os trechos mais críticos seriam compartilhados em uma única torre.

Com isso, os sobrecustos de 20 %, seriam aplicados apenas em alguns trechos ao invés de toda a extensão das linhas de transmissão.

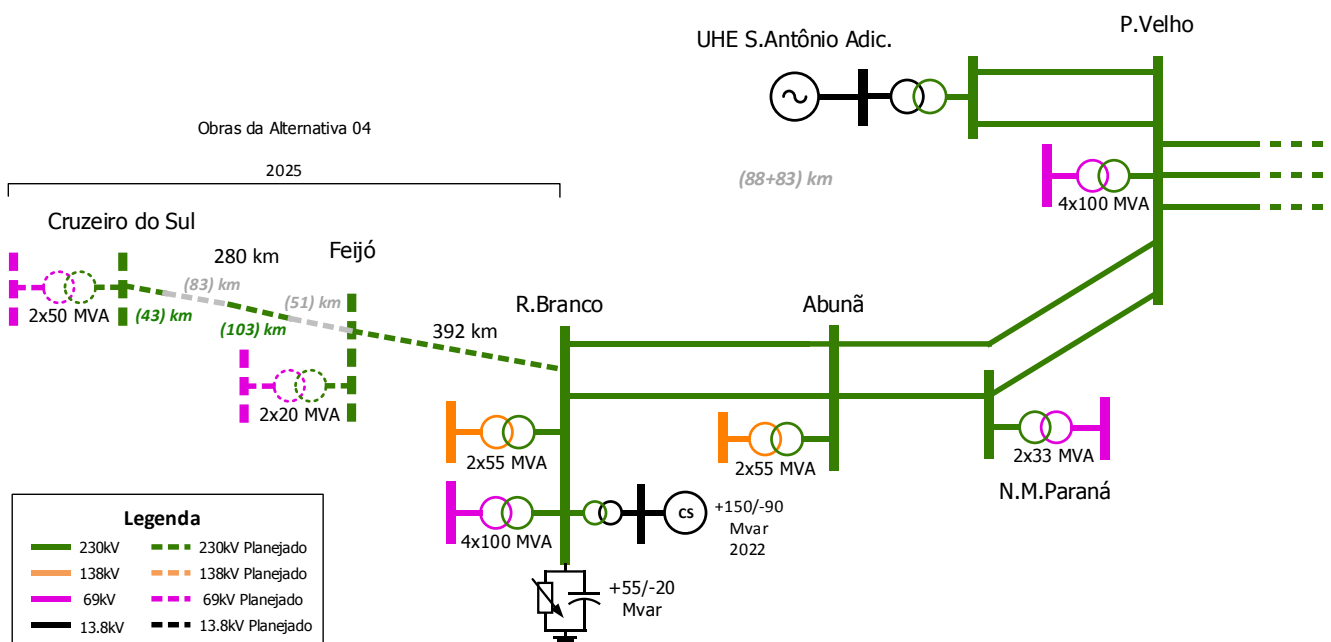


Figura 5-7 - Representação esquemática da alternativa 4

6 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Cada uma das alternativas apresentadas no capítulo 5 teve seu desempenho em regime permanente avaliado considerando-se os casos dimensionadores deste estudo, detalhados no item 4.3.

Foram realizadas simulações em condição normal e em contingências simples dos elementos da rede básica e rede básica de fronteira para as quatro alternativas (1, 2, 3 e 4) e não foram encontrados níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos. A seguir são apresentados os resultados dessa análise somente para a alternativa vencedora, a alternativa 4.

Por se tratar de um sistema radial, a análise de dados de demanda revelou os patamares de carga Leve e Média como os mais críticos para operação da rede de interesse. Na Figura 6-1 e na Figura 6-2 é mostrada a rede em condição normal para ambos os cenários, no ano de 2025. As demais situações da rede da alternativa recomendada encontram-se no Anexo 2 – Resultados de Fluxos de Potência e Rejeição de Carga, para ambos os patamares, ao longo do horizonte analisado.

Figura 6-1 - Fluxo de potência no caso dimensionador, patamar de Carga Leve, ano 2025.

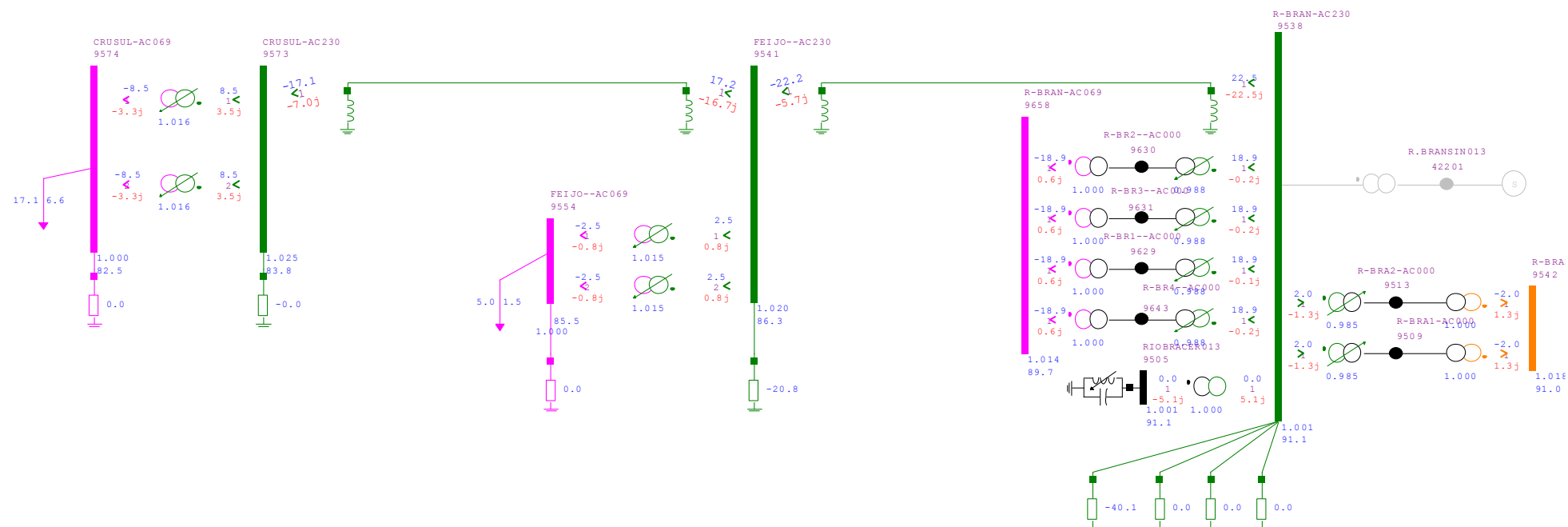
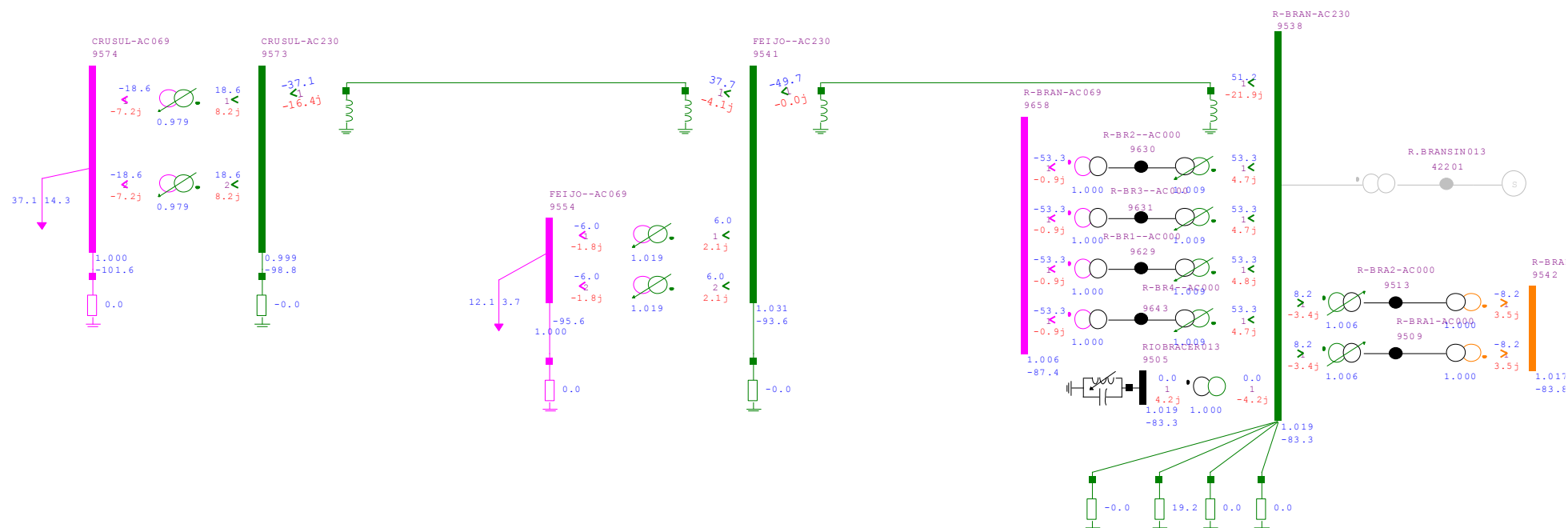


Figura 6-2 - Fluxo de potência no caso dimensionador, patamar de Carga Média, ano 2025.



7 ANÁLISE ECONÔMICA

O detalhamento do plano de obras e investimentos de cada alternativa está apresentado nas tabelas do Anexo 5 – Diagramas Unifilares das Subestações. Ressalta-se que estes valores foram utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

A Tabela 7-1 apresenta a composição dos valores de investimentos totais das alternativas analisadas. A Tabela 7-2 e a Tabela 7-3 apresentam a composição e o custo total levando-se em consideração os investimentos (rendimentos necessários) e o diferencial de perdas. Utilizou-se a margem percentual de 5% no custo total para configurar o empate econômico entre alternativas.

Tabela 7-1 - Custos de investimentos das alternativas

Alternativa	VP do total de investimentos		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1	762.304,32	164,6%	4º
2	463.222,04	100,0%	1º
3	556.229,88	120,1%	3º
4	506.738,68	109,4%	2º

Tabela 7-2 - Composição dos custos totais das alternativas analisadas

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
1	454.363,34	164,6%	4º	230.340,71	0,00	1º
2	276.098,55	100,0%	1º	243.658,74	13.318,03	3º
3	331.534,87	120,1%	3º	243.766,84	13.426,14	4º
4	302.036,17	109,4%	2º	243.622,58	13.281,87	2º

Tabela 7-3 - Custos totais (Rendimentos Necessários e Perdas Elétricas) das alternativas

Alternativa	Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
1	454.363,34	157,0%	4º
2	289.416,58	100,0%	1º
3	344.961,01	119,2%	3º
4	315.318,05	108,9%	2º

Os dados das Tabelas 7-2 e 7-3 foram sumarizados na Figura 7-1, da qual é possível constatar os seguintes pontos:

- As perdas tiveram um impacto de cerca de 5% nos custos totais da alternativa vencedora;
- A implantação do circuito duplo no ano inicial da análise faz com que seu custo total seja 52,4% maior que a alternativa mais barata;
- O uso de torres de circuito duplo com lançamento de apenas um circuito em toda a extensão das LTs (670 km) elevaria o custo em cerca de 21%, quando comparado a alternativa de referência;
- O uso de torres de circuito duplo com lançamento de apenas um circuito nos trechos mais críticos (aqui considerados trechos em que há um afastamento da rodovia BR-364), com cerca de LTs (171 km) eleva o custo em cerca de 12%, quando comparado a alternativa de referência;

Comparação Econômica de Alternativas

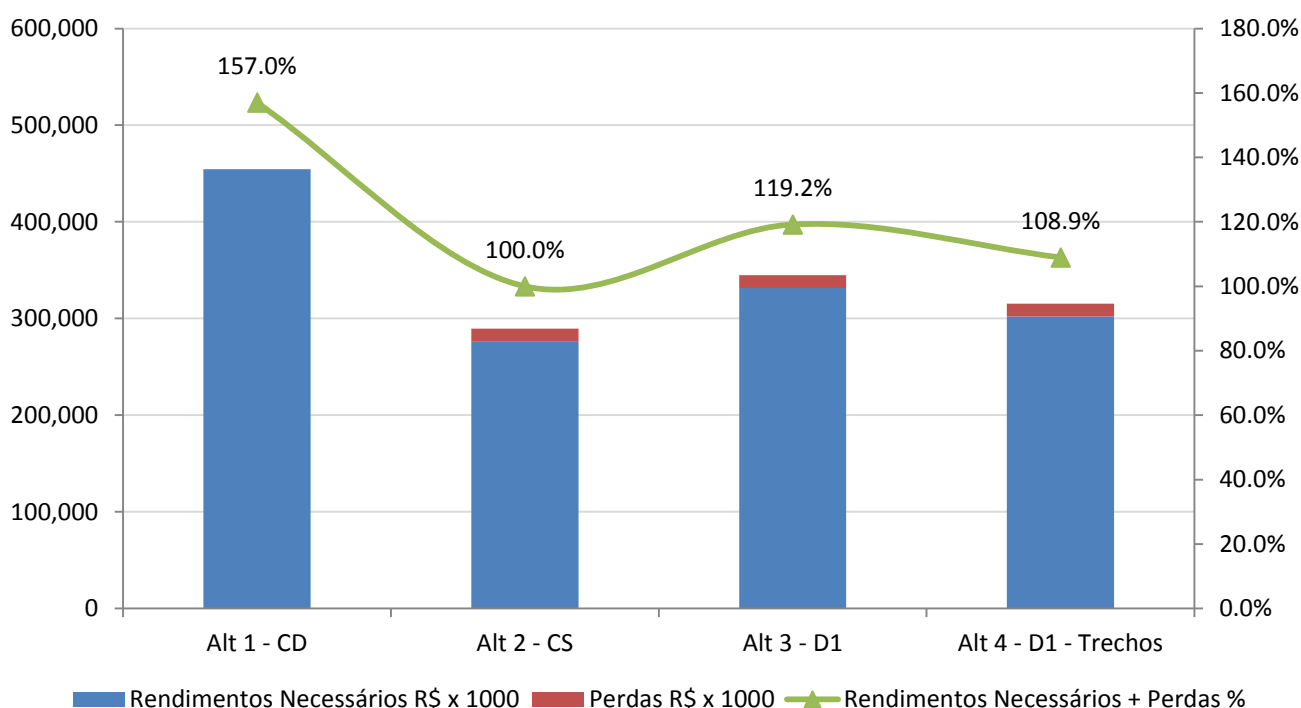


Figura 7-1 - Gráfico de comparação econômica de alternativas

A Tabela 7-4 apresenta uma descrição sucinta de cada alternativa apresentada na Figura 7-1.

Tabela 7-4 - Alternativas e suas descrições

Alternativa	Descrição
Alt 1	Implantação em circuito duplo
Alt 2	Implantação em circuito simples
Alt 3	Lançamento de apenas um circuito em torres de circuito duplo
Alt 4	Uso de torres de circuito duplo apenas em trechos específicos

Nessa comparação, foram utilizados fatores adicionais de custo devido às características do terreno da região, baseado em relatórios anteriores [6] e na composição de custos do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL. Os fatores utilizados estão elencados na Tabela 7-5.

Tabela 7-5 - Fatores de ajuste usados na composição de custos.

Terreno	Fator em relação ao Custo Modular ANEEL
Torre alteada em CD, com lançamento de apenas um circuito	1,25
Torre alteada em CS	1,35
Torre alteada em CD	1,50 [6]

Após interações com o ONS e o MME, tendo em vista o atendimento às cargas utilizando o critério 'N', e a eventual evolução do sistema de transmissão recomendado para o atendimento ao critério "N-1", além das particularidades da região de estudo, optou-se por orientar a seleção das alternativas privilegiando aquelas que consideram a utilização de torres de circuito duplo (CD). Nessa condição, a alternativa 4 passou a ser a recomendada, por ser a mais atraente do ponto de vista econômico dentre as outras com CD, mitigando os impactos ambientais e os riscos na futura evolução do sistema de transmissão.

Deste modo, recomenda-se a implantação do plano de obras da alternativa 4, pois quando comparada com as demais alternativas possui as seguintes vantagens: (i) Possui o menor custo global ao se considera o uso de torres em circuitos duplos apenas nos trechos críticos, (ii) cria, desde o momento de sua implantação, trechos preparados para a expansão do sistema de transmissão, (iii) facilita a construção do segundo circuito para atendimento às subestações nos trechos mais críticos, minimizando futuros problemas ambientais e fundiários.

8 OTIMIZAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

A seguir são apresentadas as análises para as definições da otimização das Linhas de Transmissão (LT) do conjunto de obras da alternativa recomendada, listadas abaixo:

- LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, em circuito simples (CS);
- LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, em circuito simples (CS), com trechos lançados em torres de circuito duplo (CD) alteadas.

Os resultados obtidos nas análises realizadas foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL. As simulações foram realizadas com base nas seguintes premissas principais:

- resistividade do solo igual a 1000 $\Omega.m$;
- feixes simétricos com 0,457 m de espaçamento entre condutores;
- custo marginal de expansão (CME): 234,00 R\$/MWh;
- taxa de desconto anual: 8%;
- banco de custos ANEEL/2017;
- fluxos de potência para cenários de carga leve, média e pesada e suas respectivas permanências, bem como fluxos em situações de emergência.

Além dos critérios listados, foram observadas as restrições relativas aos campos magnético e elétrico bem como níveis de ruído audível, radio interferência e balanço máximo dos condutores, de forma a definir a faixa de passagem e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

8.1 LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1

A seguir apresenta-se a análise para a definição do condutor ótimo da LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1. Inicialmente foram analisados dois tipos de silhueta, sendo a primeira com uma compactação maior entre os feixes dos condutores e a segunda com espaçamentos convencionais. Devido aos custos totais, a primeira opção se mostrou menos vantajosa. Dessa forma, optou-se por uma silhueta convencional autoportante com um e dois subcondutores por fase, com disposição geométrica apresentada na Tabela 8-1.

Tabela 8-1 - Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica da LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1

Elemento	X(m)	Y(m)
Feixe A	-7,00	26,00
Feixe B	0,00	26,50
Feixe C	7,00	26,00
Pára-raios 1	-6,12	31,40
Pára-raios 2	6,12	31,40

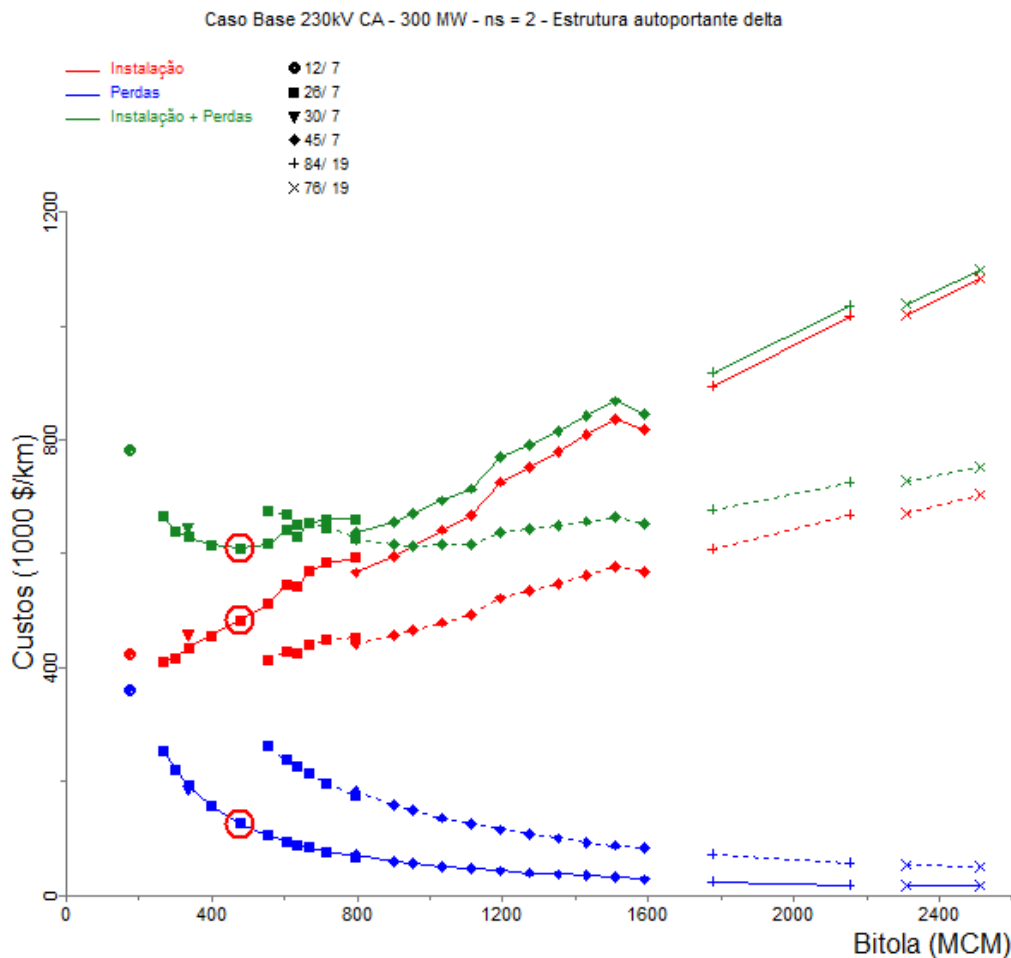


Figura 8-1 - Custos em função da bitola do cabo condutor (configurações com 1 e 2 cabos por fase) da LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1

A Figura 8-1 apresenta os custos (R\$/km) totais, da instalação e das perdas, em função da bitola do cabo condutor (MCM), resultantes da otimização técnico-econômica da linha para o universo de condutores candidatos, tipo CAA, tecnicamente viáveis.

Como mostrado na Figura 8-1, a configuração com 2 x 477 MCM (Hawk) é a que possui menor custo total. Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções de menor custo total, considerando-se uma margem menor ou igual a 3 % entre as soluções candidatas, são

aquelas apresentadas na Tabela 8-2. Note que a configuração 1 x 795 MCM (Tern) é a que apresenta o menor custo de instalação, sendo, portanto, a recomendada nesta análise.

Tabela 8-2 - Condutores com menor custo total

Condutor				Custo (1000 R\$/1000)			Relação entre o custo total e o de menor custo total (%)
Nome Código	Número de subcond. por fase	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
HAWK	2	477	26/ 7	482,64	126,89	609,53	100,0%
RAIL	1	954	45/ 7	465,02	149,32	614,34	100,8%
IBIS	2	397,5	26/ 7	456,68	158,29	614,97	100,9%
ORTOLAN	1	1033,5	45/ 7	479,48	136,21	615,69	101,0%
RUDDY	1	900	45/ 7	456,12	159,63	615,75	101,0%
DOVE	2	556,5	26/ 7	512,29	105,04	617,33	101,3%
BLUEJAY	1	1113	45/ 7	492,38	124,97	617,35	101,3%
TERN	1	795	45/ 7	441,32	183,87	625,19	102,6%

A Figura 8-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos para essa LT, com feixe de condutores 1 x Tern por fase.

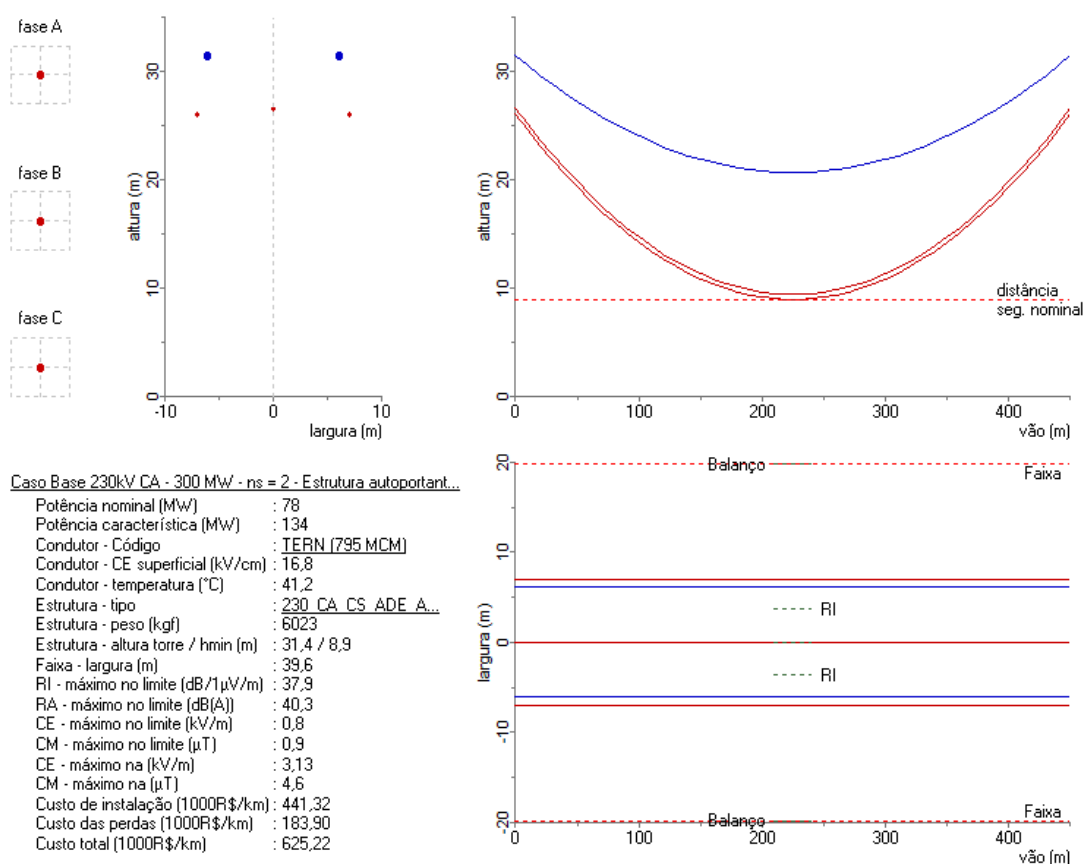


Figura 8-2 - Dados técnicos básicos da LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1

8.1.1 Características elétricas da linha de transmissão recomendada

Os parâmetros elétricos da linha de transmissão considerada, bem como os níveis de carregamentos, limitados pelo cálculo ampacidade, estão sumarizados na Tabela 8-3.

Tabela 8-3 - Características elétricas da linha de transmissão em 230 kV

Circuito tipo	Potência por circuito[MVA]			Cabo condutor por fase	Parâmetros de seq. (50° C)			
	Nom. [MVA] (65°C)	Emerg. [MVA] (90°C)	Natural (MW)		Seq.	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (μS/km)
Circuito Simples, 1xsubcondutor por fase.	310	425	133	1 x Tern	+	0,0818	0,5060	3,2813
					0	0,4199	1,6808	2,2104

8.2 LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1

A seguir é apresentada a análise para a definição do condutor ótimo da LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, considerando-se que os trechos lançados em estruturas de circuito duplo alteadas correspondem a cerca 48 % da extensão total da LT. Para representar as restrições ambientais relativas à floresta foi considerada uma altura mínima cabo solo de 55 m no meio do vão. As coordenadas dos feixes na torre estão na Tabela 8-4. Para os trechos com estruturas de circuito simples, optou-se pela mesma silhueta da LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1.

Tabela 8-4 - Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica dos trechos em circuito duplo da LT CS+CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1

Elemento	Circuito 1		Circuito 2	
	X(m)	Y(m)	X(m)	Y(m)
Feixe A	-4,95	89,1		
Feixe B	-4,95	82,9		
Feixe C	-4,95	76,7		
Pára-raios 1		-6,59		93,8
Pára-raios 2		6,59		93,8

Foi realizada uma otimização ponderando-se os custos totais de acordo com os comprimentos de cada trecho, dado que foram utilizados dois tipos de estruturas. Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções de menor custo total, considerando-se uma margem menor ou igual a 3 % entre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 8-5. É possível verificar que a configuração com 1 x 795 MCM (Drake) é a que possui o menor custo total. No entanto, visando a compatibilização com a solução recomendada para a LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, também é recomendada para esta LT a utilização de 1 x 795 MCM (Tern). Nota-se que o custo das perdas é menor nesta LT pois os carregamentos verificados nos trechos são distintos entre si.

A Figura 8-3, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos para o trecho em circuito duplo desta LT, com feixe de condutores 1 x Tern por fase.

Tabela 8-5 - Condutores com menor custo total

Condutor				Custo (1000 R\$/1000)			Relação entre o custo total e o de menor custo total (%)
Nome Código	Número de subcond. por fase	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
DRAKE	1	795	26/ 7	670,27	132,07	802,34	100,0%
IBIS	2	397,5	26/ 7	691,40	115,22	806,62	100,5%
HAWK	2	477	26/ 7	718,49	90,85	809,34	100,9%
RUDDY	1	900	45/ 7	689,86	121,51	811,37	101,1%
RAIL	1	954	45/ 7	698,70	113,24	811,94	101,2%
TERN	1	795	45/7	672,93	140,97	813,90	101,4%
STARLING	1	715,5	26/7	665,78	149,78	815,56	101,6%
ORTOLAN	1	1033,5	45/ 7	713,95	102,73	816,68	101,8%
ORIOLE	2	336,4	30/ 7	682,78	136,74	819,52	102,1%
BLUEJAY	1	1113	45/ 7	727,96	93,76	821,72	102,4%

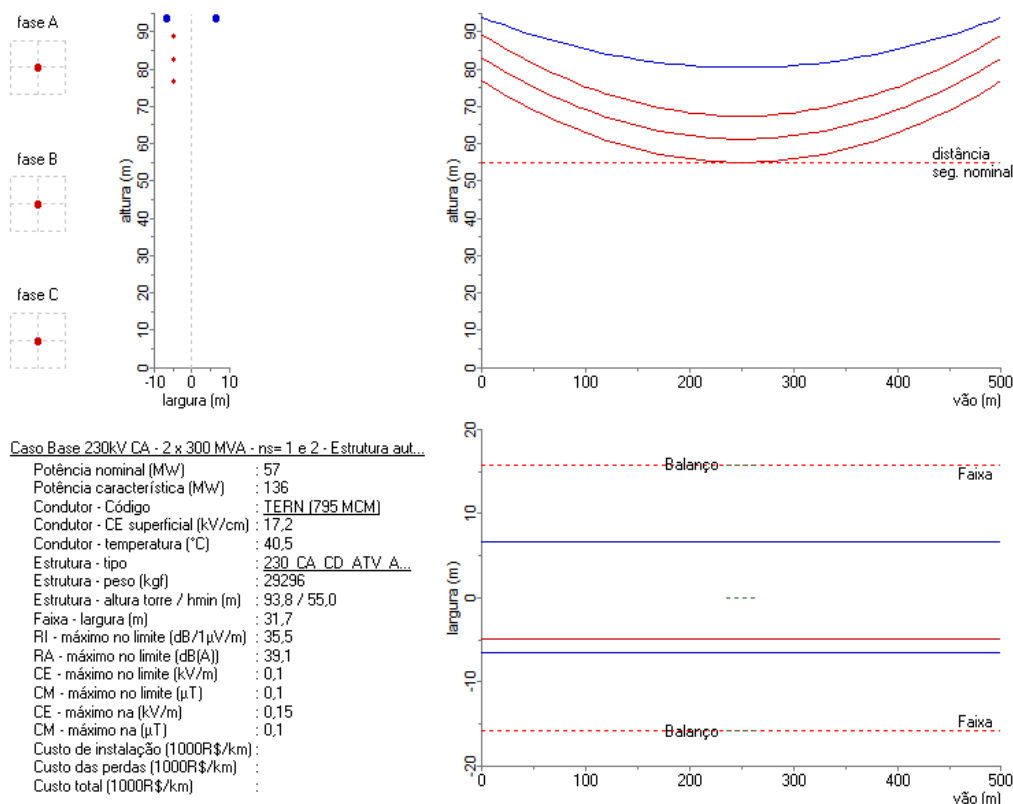


Figura 8-3 - Dados técnicos básicos da LT CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1

Considerando-se o lançamento futuro do segundo circuito nessa estrutura, a largura da faixa de segurança, devido ao balanço dos cabos condutores e cadeias de isoladores, foi estimada em 42

metros. Não obstante, foram realizadas análises de sensibilidade variando-se alguns parâmetros de cálculo. Portanto, a partir dos resultados dessas análises recomenda-se a adoção de uma largura de faixa de 45 metros.

8.2.1 Características elétricas da linha de transmissão recomendada

Os parâmetros elétricos da linha de transmissão considerada, bem como os níveis de carregamentos limitados pelo cálculo de ampacidade, estão sumarizados na Tabela 8-6.

Tabela 8-6 - Características elétricas da linha de transmissão em 230 kV

Circuito tipo	Potência por circuito[MVA]			Cabo condutor por fase	Parâmetros de seq. (50° C)			
	Nom. [MVA] (65°C)	Emerg. [MVA] (90°C)	Natural (MW)		Seq.	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (μS/km)
Circuito Simples, 1xsubcondutor por fase.	310	425	136	1 x Tern	+	0,0818	0,4967	3,3289
					0	0,3927	1,7205	1,6433

8.3 Otimização conjunta

De forma a validar a recomendação do condutor 1 x Tern para ambas as LT, realizou-se uma otimização conjunta, considerando-se todos os trechos, com seus respectivos carregamentos e estruturas. Nesta otimização conjunta ponderou-se os custos totais de acordo com os comprimentos de cada trecho. Para tanto, considerou-se que a LT CS 230 KV Rio Branco – Feijó, C1, representa cerca de 58 % do comprimento total das duas LT. Note que os trechos lançados em estruturas de circuito duplo alteadas correspondem a cerca 20 % da extensão total, enquanto que o restante de estruturas em circuito simples da LT CS 230 KV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, representa 22 % do total. Ressalta-se que o custo total da solução corresponde à soma dos custos totais dos trechos, ponderada por esses percentuais.

Como apresentado na Tabela 8-7, a configuração 2 x 477 MCM (Hawk) é a que possui menor custo total. Por outro lado, a configuração 1 x 795 MCM (Tern) é a que apresenta o menor custo de instalação. Portanto, confirma-se a recomendação da configuração 1 x 795 MCM (Tern) para todos os trechos de linha.

Tabela 8-7 - Condutores com menor custo total

Condutor				Custo (1000 R\$/1000)			Relação entre o custo total e o de menor custo total (%)
Nome Código	Número de subcond. por fase	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	
HAWK	2	477	26/ 7	580,91	111,87	692,78	100,0%
IBIS	2	397,5	26/ 7	554,48	140,34	694,82	100,3%
RAIL	1	954	45/ 7	562,38	134,28	696,67	100,6%
RUDDY	1	900	45/ 7	553,51	143,74	697,26	100,6%
ORTOLAN	1	1033,5	45/ 7	577,17	122,26	699,43	101,0%
DRAKE	1	795	26/ 7	543,54	157,11	700,65	101,1%
BLUEJAY	1	1113	45/ 7	590,54	111,96	702,50	101,4%
DOVE	2	556,5	26/ 7	611,31	92,10	703,41	101,5%
TERN	1	795	45/7	537,82	165,9	703,82	101,6%
HAWK	2	477	26/ 7	580,91	111,87	692,78	100,0%

8.4 Análise de Sensibilidade da Solução

Com o intuito de verificar a robustez da solução proposta, foi realizada uma análise paramétrica variando-se os carregamentos das linhas. Dado que as perdas elétricas têm relação quadrática com os fluxos, tal incerteza poderia gerar uma solução pouco robusta.

A Figura 8-4 apresenta um gráfico em que é possível observar que, no limite, a solução recomendada ainda se mantém economicamente empatada com as demais, considerando-se uma margem de 3 %. Dado que o custo de instalação da configuração 1 x Tern é o menor dentre as demais relacionadas, pode-se concluir que a recomendação é robusta dentro de uma variação de até +/- 30 % nos fluxos das linhas.

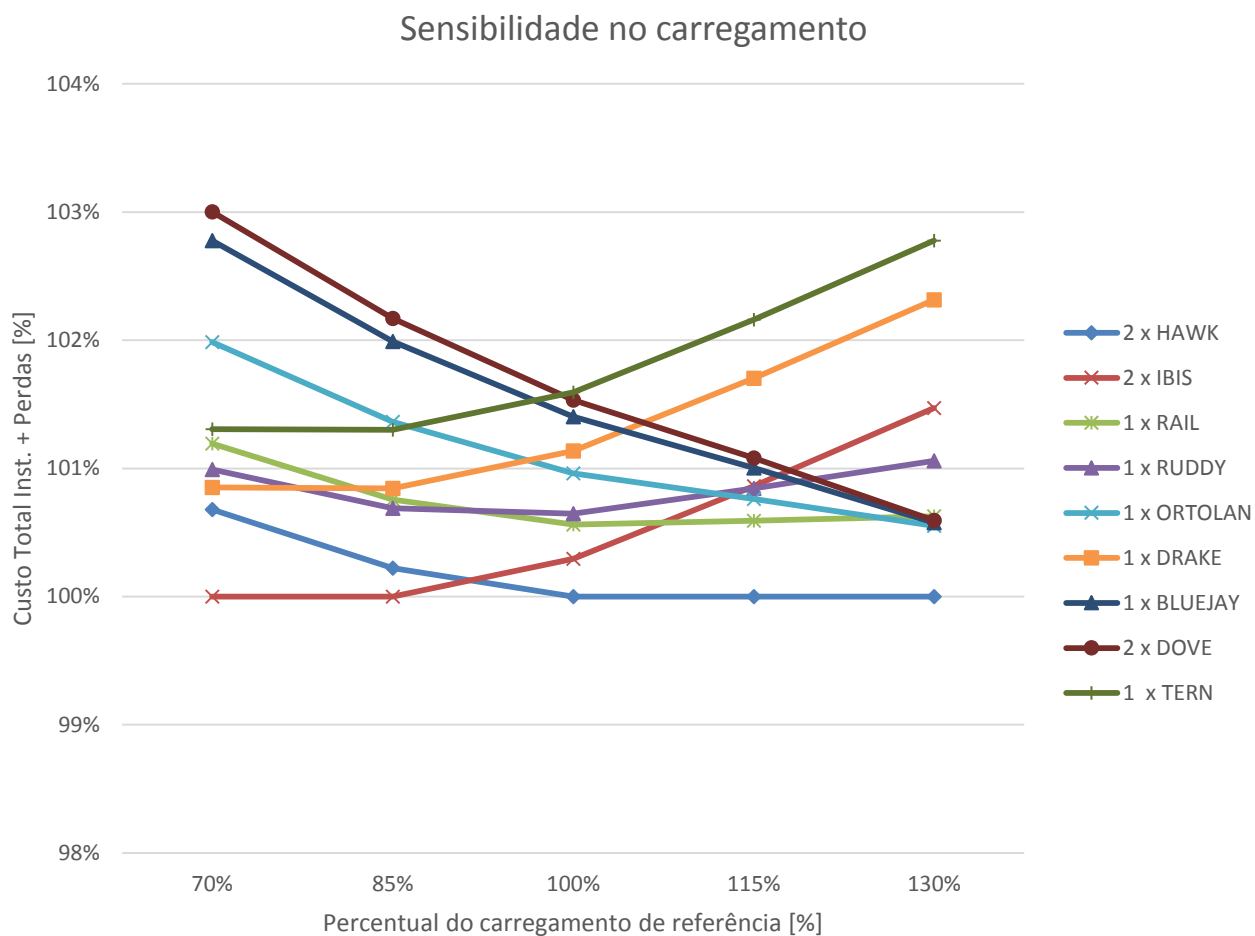


Figura 8-4 - Sensibilidade do carregamento no custo total da instalação (%)

9 ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO

A seguir são apresentadas as análises de viabilidade de implantação do religamento monopolar das linhas de transmissão (LT) listadas abaixo:

- LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1, em circuito simples (CS);
- LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1, em circuito simples (CS), com trechos lançados em torres de circuito duplo (CD).

Essas análises foram realizadas com o programa ATP e uma ferramenta computacional desenvolvida pela EPE (DEE/STE) para simulação paramétrica, considerando-se uma modelagem trifásica em regime permanente.

Verificou-se que, para ambas as LT, o religamento monopolar poderá ser implementado com um tempo morto de até 1,75 s sem a necessidade de utilização de reator de neutro. A seguir são apresentados os principais resultados da análise.

9.1 LT CS 230 kV Rio Branco – Feijó, C1

Esta LT tem um comprimento estimado em 392 km. Além disso, considerou-se um reator em derivação de 20 Mvar em cada terminal da LT. As curvas da Figura 9-1 apresentam o caso mais severo do valor eficaz da tensão de fase aberta, na faixa de frequência entre 56 Hz e 66 Hz. Observa-se que, para todas as condições consideradas, as tensões induzidas ficaram abaixo do limite de 139,4 kV.

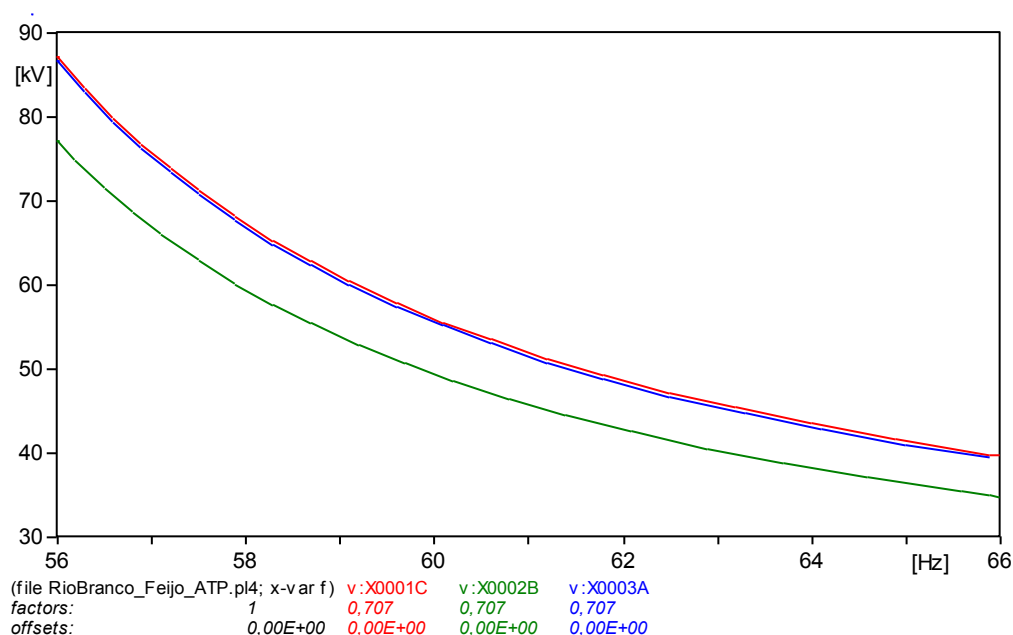


Figura 9-1 - LT CS 230 kV Rio Branco - Feijó, C1. Prospecção dos valores eficazes das tensões induzidas na fase aberta, na extremidade Rio Branco, com o neutro dos reatores solidamente aterrados

Tendo em vista que os valores apresentados na Tabela 9-1 estão abaixo de 70 A, e que as tensões induzidas na fase aberta em regime permanente também estão abaixo dos limites admissíveis, fica

evidenciado que o religamento monopolar poderá ser implementado com um tempo morto de até 1,75 s. Já na Figura 9-2 é possível verificar o comportamento das correntes de arco secundário, para o caso mais severo, na faixa da frequência entre 56 Hz e 66 Hz.

Tabela 9-1 - LT CS 230 kV Rio Branco - Feijó, C1. Valores eficazes das correntes de arco secundário [A], para religamento monopolar com falta nas extremidades e 1/2 da LT, com o neutro dos reatores solidamente aterrados

Fase em falta	Local da falta		
	Feijó	1/2 LT	Rio Branco
A	19,4	18,7	20,1
B	16,9	17,6	17,7
C	19,3	18,8	20,4

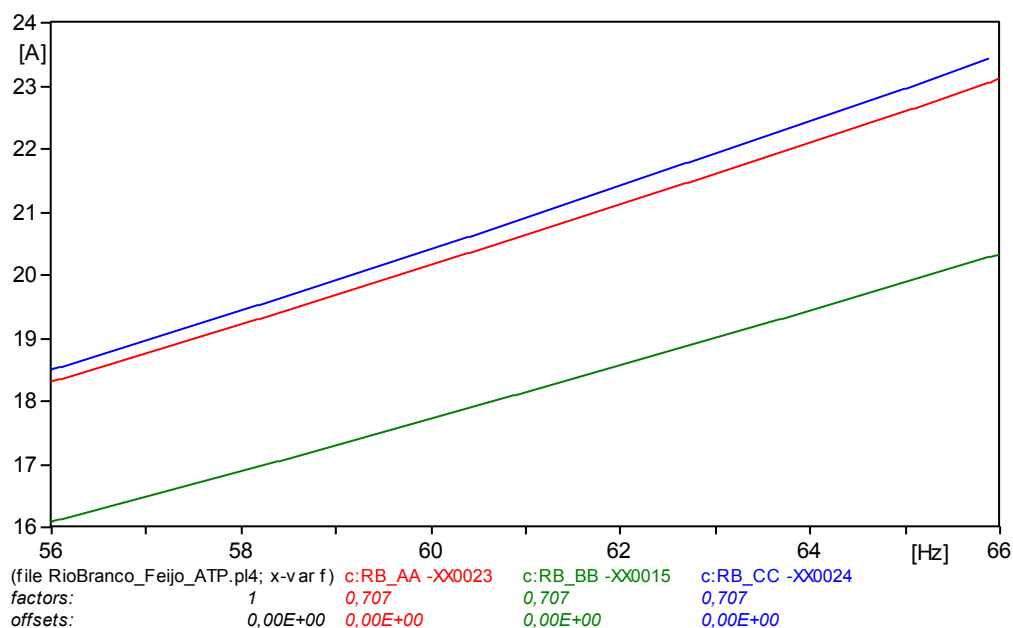


Figura 9-2 - LT CS 230 kV Rio Branco - Feijó, C1. Prospecção dos valores eficazes das correntes de arco secundário, com falta na extremidade Rio Branco, e com o neutro dos reatores solidamente aterrados

9.1.1 Análise de sensibilidade da solução

Com o intuito de verificar a robustez da solução proposta, foi realizada uma análise paramétrica variando-se o comprimento de referência da LT, mantendo-se fixo o valor da compensação em derivação (correspondente a 57 % para o comprimento de referência de 392 km). Na Figura 9-3 pode-se verificar as curvas de nível da tensão de fase aberta, no terminal Rio Branco, em função do comprimento da LT e da frequência do sistema. Conclui-se que, para uma redução no comprimento da LT para até cerca 330 km, não são esperadas sobretensões acima do limite de 1,05 p.u. (139,4 kV) para toda a faixa de frequência.

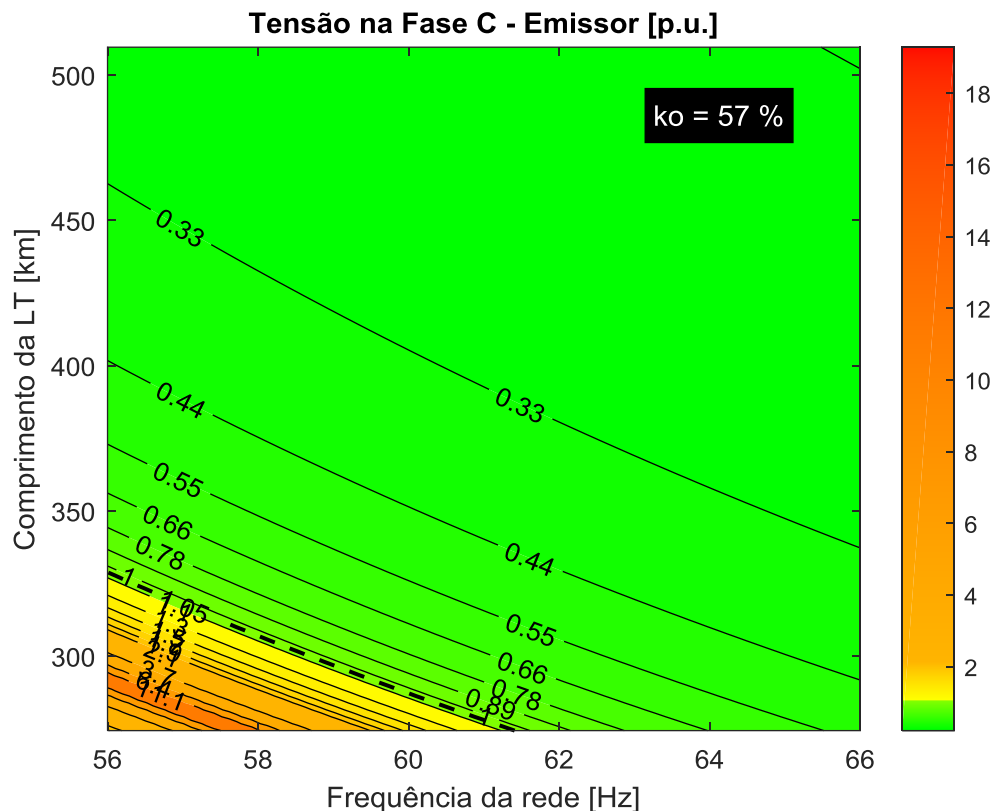


Figura 9-3 - LT CS 230 kV Rio Branco - Feijó, C1. Sensibilidade nos valores eficazes das tensões induzidas na fase aberta, na extremidade Rio Branco, variando-se o comprimento da LT para um valor fixo da compensação em derivação

9.2 LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1

Esta LT tem um comprimento estimado em 280 km. Além disso, considerou-se um reator em derivação de 13 Mvar em cada terminal da LT. As curvas da Figura 9-4 apresentam os casos mais severos do valor eficaz da tensão de fase aberta, na faixa de frequência entre 56 Hz e 66 Hz. Observa-se que, para todas as condições consideradas, as tensões induzidas ficaram abaixo do limite de 139,4 kV.

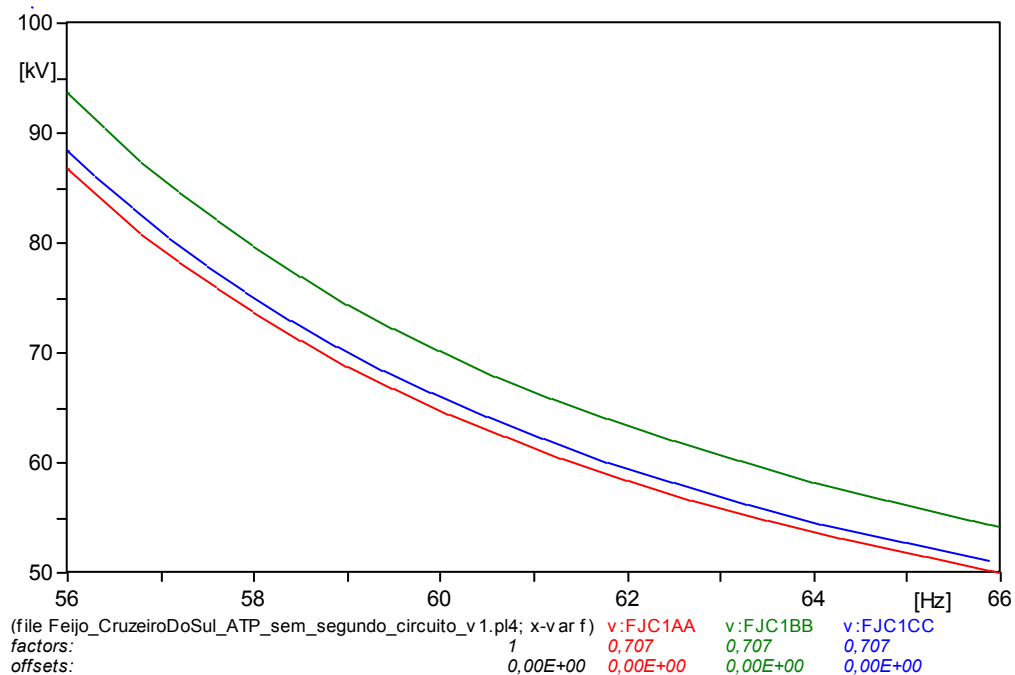


Figura 9-4 - LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1. Prospecção dos valores eficazes das tensões induzidas na fase aberta, na extremidade Feijó, com o neutro dos reatores solidamente aterrados

Haja vista que os valores apresentados na Tabela 9-2 estão abaixo de 70 A, e que as tensões de fase aberta induzidas em regime permanente também estão abaixo do limite, fica evidenciado que o religamento monopolar poderá ser implementado com um tempo morto de até 1,75 ms. Já na Figura 9-5 é possível verificar o comportamento das correntes de arco secundário, para o caso mais severo, na varredura em frequência.

Tabela 9-2 - LT CS 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1. Valores eficazes das correntes de arco secundário [A], para religamento monopolar com falta nas extremidades e 1/2 da LT, com o neutro dos reatores solidamente aterrados

Fase em falta	Local da falta		
	Cruzeiro do Sul	1/2 LT	Feijó
A	17,9	17,6	18,4
B	16,8	17,1	17,1
C	17,8	17,5	18,2

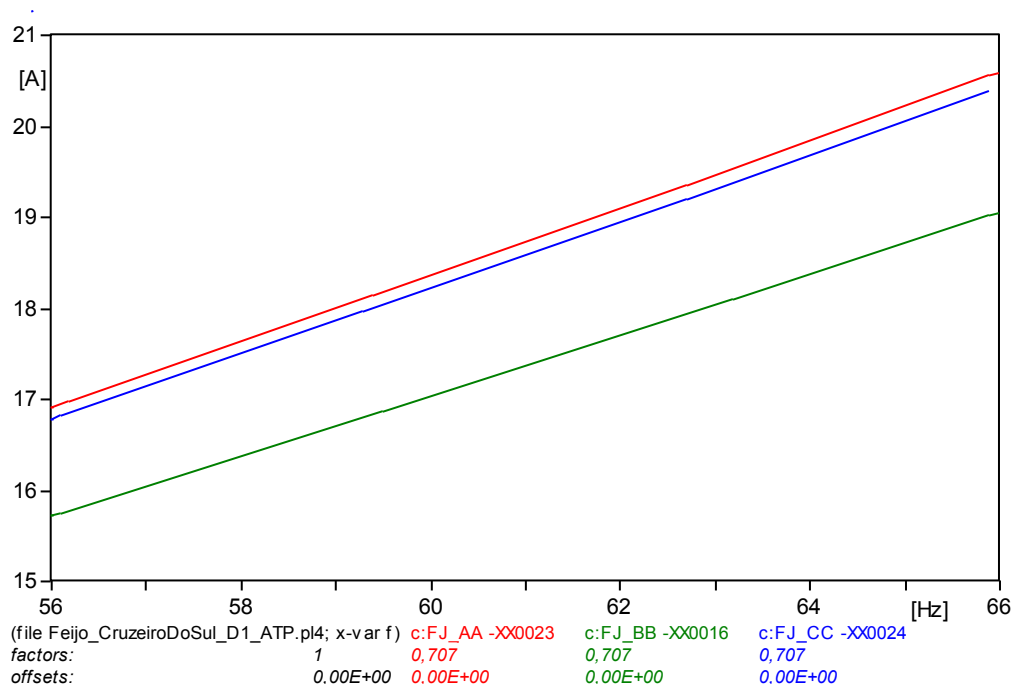


Figura 9-5 - LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1. Prospecção dos valores eficazes das correntes de arco secundário, com falta na extremidade Feijó, e com o neutro dos reatores solidamente aterrados

9.2.1 Análise de sensibilidade da solução

Com o intuito de verificar a robustez da solução proposta, foi realizada uma análise de sensibilidade, onde os trechos com alteamento de torre foram incrementados em 20 km enquanto que os trechos com torres convencionais foram reduzidos em 40 km. Tendo em vista as incertezas envolvidas, isso visa a reproduzir um corredor alternativo ao de referência do estudo. As curvas da Figura 9-6 apresentam os casos mais severos do valor eficaz da tensão de fase aberta, na faixa da frequência entre 56 Hz e 66 Hz. Conclui-se que, para essa nova configuração, não são esperadas sobretensões acima do limite de 1,05 p.u. (139,4 kV).

9.2.2 Efeito do lançamento do segundo circuito

Tendo em vista que na solução recomendada existem trechos com torres de circuito duplo alteadas, totalizando cerca de 134 km, também foi analisado o comportamento do sistema quando do lançamento futuro do segundo circuito. As curvas da apresentam os casos mais severos dos valores eficazes das tensões das fases abertas, na faixa da frequência entre 56 Hz e 66 Hz. Cumpre ressaltar que esses casos ocorrem quando um dos circuitos está com uma fase aberta e o circuito paralelo encontra-se fora de operação e não aterrado nos terminais. Observa-se que, em ambos os circuitos, as tensões induzidas ficaram acima do limite de 139,4 kV. Portanto, conclui-se que nessa condição de operação a função de religamento monopolar deve estar desabilitada. Não obstante, não são esperadas dificuldades de viabilização do religamento monopolar quando o segundo circuito estiver operando normalmente.

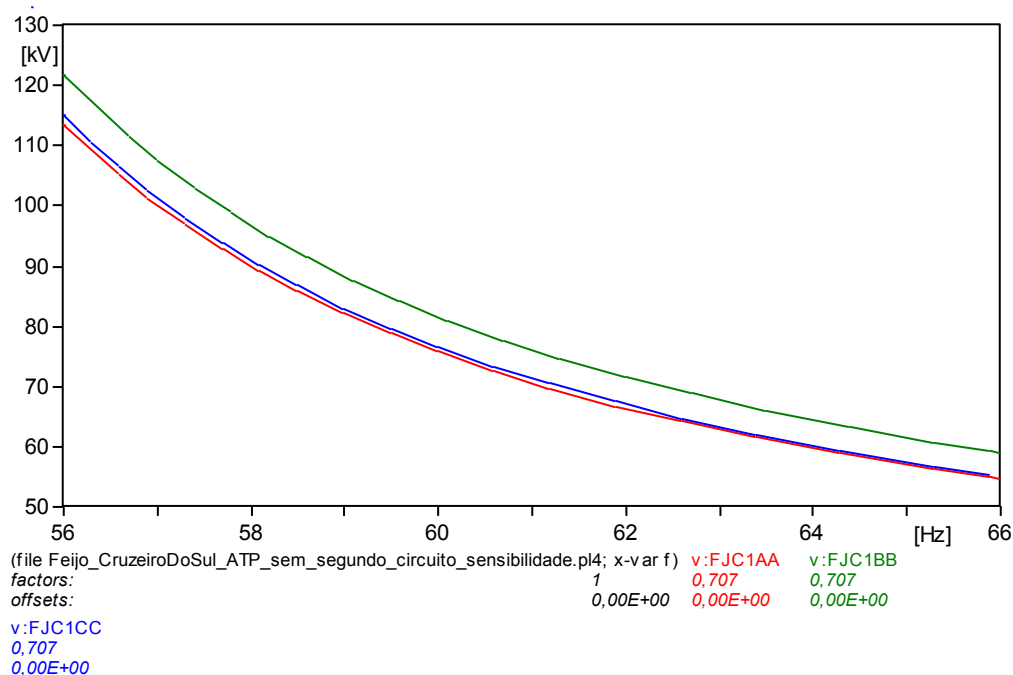


Figura 9-6 - LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1. Sensibilidade nos valores eficazes das tensões induzidas na fase aberta, na extremidade Feijó, variando-se o comprimento da LT para um valor fixo da compensação derivada

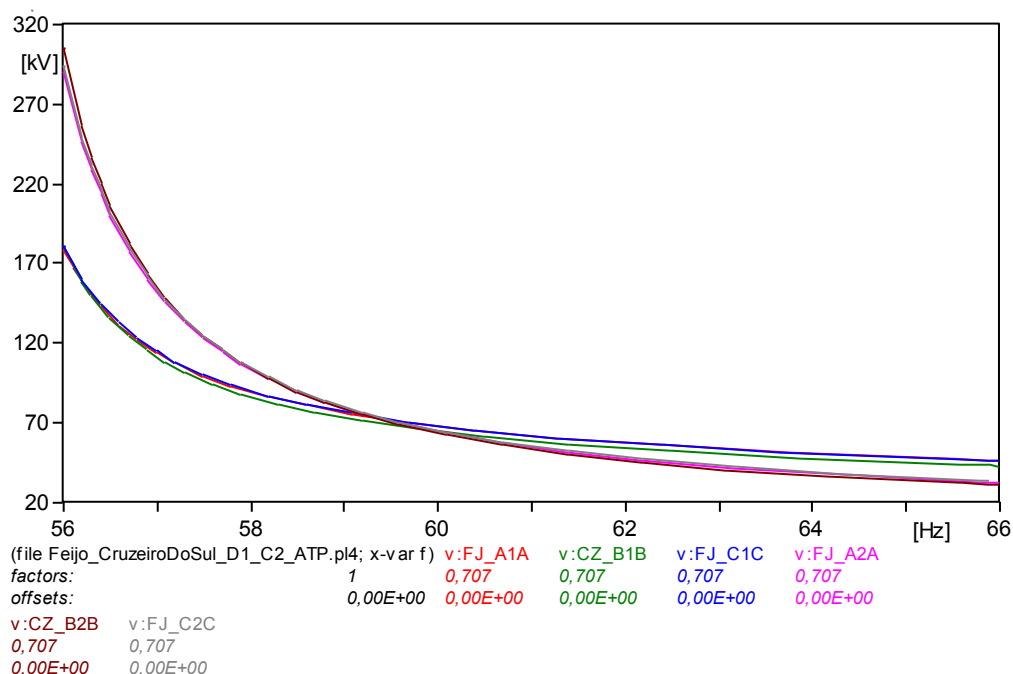


Figura 9-7 - LT CS + CD 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1. Prospecção dos valores eficazes das tensões induzidas nas fases abertas, na extremidade Feijó, com o neutro dos reatores solidamente aterrados – Segundo circuito fora de operação e não aterrado

10 DEFINIÇÃO DA COMPENSAÇÃO SHUNT

Para a definição da compensação shunt necessária foram executados dois tipos de análises, a primeira consistiu na análise em regime permanente, nos cenários de carregamento máximo e de carregamento mínimo, de forma a manter os critérios de limite de tensão. A segunda análise contemplou situações de energização e rejeição de carga, de forma a atender os critérios de tensão máxima de terminal aberto e delta de tensão após chaveamento.

10.1 Análise em regime normal e em contingência

Para o dimensionamento da compensação shunt para os barramentos de 230 kV, foram seguidos os seguintes critérios:

- 1) Em regime normal, as tensões devem estar dentro dos limites do "Submódulo 23.3 Diretrizes e Critérios Para Estudos Elétricos";
- 2) Ao manobrar reatores de barra, o delta de tensão não deve ser maior que 5% da tensão nominal do barramento em carga;
- 3) Deve ser possível controlar a tensão nos cenários de alto carregamento das novas LTs, desligando reatores de barra e mantendo os reatores fixos das linhas de transmissão.

Para atendimento a essas condições, os valores mínimos de compensação reativa a ser instalada em barras de 230 kV que compõem a nova interligação foi o indicado pela Tabela 10-1.

Tabela 10-1 - Plano de obras da alternativa 4: Reatores de Linha e de Barra – 2025.

Compensações Reativas Recomendadas			
Subestação	Tensão (kV)	Equipamento	Nº
Rio Branco	230	Reator de Linha - 20 Mvar - 3+1R x (-6,67 Mvar) Ref. LT 230 kV Rio Branco – Feijó C1	-
		Reatores de Barra - 10 Mvar – 9+1R x (- 3,33 Mvar)	1º, 2º e 3º
Feijó	230	Reator de Linha - 20 Mvar - 3+1R x (- 6,67 Mvar) Ref. LT 230 kV Rio Branco – Feijó C1	-
		Reator de Linha - 13 Mvar - 3+1R x (- 4,33 Mvar) Ref. LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul C1	-
	69	Capacitor em Derivação Trifásico de 3,6 Mvar	1º
Cruzeiro do Sul	230	Reator de Barra - 5 Mvar – 3+1R x (- 1,67 Mvar) Reator de Linha - 13 Mvar - 3+1R x (- 4,33 Mvar) Ref. LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul C1	-
		3 Capacitores em Derivação Trifásicos de 5,0 Mvar cada	1, 2 e 3º
	69		

As análises indicaram que foi possível manter, mesmo no cenário de maior carregamento, perfis de tensão adequados para a rede de 230 kV. O desligamento dos reatores de barra foi suficiente para

efetuar esse controle, indicando que não há necessidade de se recomendar que os reatores de linha sejam manobráveis em nenhum dos circuitos. Adicionalmente, verificou-se que a contingência de qualquer reator de barra não acarreta variações de tensão maiores que 5%.

10.2 Análise de energização e rejeição de carga

Conforme mostrado na seção 9, a compensação reativa de linhas de transmissão está sujeita a restrições em razão de seu comportamento elétrico em uma faixa de frequências além da frequência síncrona. Diante dessa restrição quanto aos valores de compensação *shunt*, o intuito dessa etapa é verificar se tais montantes são suficientes para as manobras de rejeição e energização, assim como definir a modulação da compensação *shunt* de barra. Nas análises de rejeição foram considerados todos os eixos energizados e feita a abertura de cada um dos terminais de todos os circuitos, um a um.

Para as análises de energização, utilizou-se apenas o caso de carga leve, de forma a simular o pior cenário de suporte de reativo para o eixo 230 kV planejado. Nessa condição, é verificada maior dificuldade para se controlar as sobretensões decorrentes das manobras. A Tabela 10-2 mostra os resultados obtidos para a análise de tensão de terminal aberto para todas as LT's 230 kV indicadas neste estudo.

Tabela 10-2 - Tensão de Terminal Aberto (pu)

Linha de Transmissão	Compr. (km)	Tensão (pu)			
		Terminal Emissor	Terminal Aberto		
			Sem Compensação Shunt	Com Compensação Shunt	
				(pu)	Compensação (%)
LT 230 kV Rio Branco – Feijó, C1	392	1,025	1,194	1,082	57,5%
LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul, C1	280	1,029	1,226	1,061	52,5%

Para as análises de rejeição, foram simulados os patamares de carga com maiores carregamentos, o que no caso das cargas estudadas se dá durante o patamar de carga média, conforme as características de mercado informadas no item 4.3. Durante as análises foi constatada a dificuldade em balancear as limitações de faixas de reatores, os limites de tensão e o desempenho em regime normal do sistema em análise devido à característica radial, sem geração próxima à região em análise.

Com isso, em cenários de rejeição de carga com a abertura apenas do disjuntor da extremidade de Cruzeiro do Sul, ter-se-ia uma linha de transmissão 230 kV com 672 km, dos quais 280 km estariam em vazio e 392 km estariam alimentando uma carga da ordem de 10 MW, o que eleva de sobremaneira as tensões do sistema, implicando na necessidade de operação permanente de reatores de barra em Feijó, mesmo nos maiores patamares de carga. Com isso, recomenda-se que implantado um esquema de abertura simultânea dos disjuntores das extremidades de Feijó e Cruzeiro do Sul, de modo a permitir uma operação mais simples e robusta do sistema. Os resultados dessa análise estão mostrados no Anexo 2 – Resultados de Fluxos de Potência e Rejeição de Carga.

11 INTERLIGAÇÃO AO SIN E A GERAÇÃO TÉRMICA LOCAL

Em 2015 foi realizado o Leilão n. 10/2015 para contratação de geração térmica para as localidades isoladas do Acre. Essas localidades foram divididas em 3 lotes com diferentes prazos de contratação e previsões de interligação. Conforme indicado na Tabela 11-1, o Lote 1 contemplou as cargas atendidas pelas regiões de Cruzeiro do Sul e Feijó e tinha previsão de prorrogação máxima até setembro de 2022, data em que as cargas dessa região já deveriam estar integradas ao SIN.

Entretanto, com a caducidade das obras de transmissão (LTs 230 kV Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul e subestações associadas) a data de integração das cargas do Lote 1 precisará ser revista e com isso, os contratos de geração.

Tabela 11-1 - Contratos de geração - Acre

Lote	Localidade	Prazo de Suprimento do Contrato de Comercialização de Energia	Data de Término do Contrato
1	Cruzeiro do Sul	36 meses Prorrogável por até igual período	Set/2019 Com possibilidade de renovação até 2022
	Tarauacá		
	Feijó		
2	Assis Brasil	18 meses Prorrogável por até igual período	Jul/2019 Sem possibilidade de renovação
	Manoel Urbano		
3	Marechal Thaumaturgo	180 meses	Dez/2031
	Porto Walter		
	Jordão		
	Santa Rosa do Purus		

Além do atendimento à carga até a entrada em operação da integração de Feijó e Cruzeiro do Sul, foi também considerada, a título exemplificativo, para fins de caracterizar o impacto econômico-financeiro, a permanência de geração térmica local para as alternativas que não permitem o atendimento direto ao critério de confiabilidade N-1.

Como mostrado na seção 5, nas alternativas 2, 3 e 4 é previsto o lançamento de apenas um circuito para integração da carga isolada em questão, considerando a possibilidade de flexibilização do critério de confiabilidade vigente, conforme previsto no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede.

De forma a valorar a opção de não flexibilizar o critério N-1 para este conjunto de alternativas, por meio da manutenção de um parque gerador disponível local, foram levantados os custos relacionados à contratação e manutenção desse recurso pelo período de análise do estudo, de 2025 a 2035.

Para obtenção dos resultados que serão apresentados a seguir foram considerados dados como custo de receita fixa do gerador, custo variável de combustível (óleo diesel com tributação), CVU O&M, entre outros, com base nos resultados obtidos no último leilão local e no Estudo "GxT Oiapoque" desenvolvido recentemente pela SGE. De forma a garantir o pleno atendimento ao critério de confiabilidade para a contingência simples da transmissão, foi considerado inicialmente um parque gerador local capaz de atender a totalidade da carga prevista para as regionais Feijó e Cruzeiro do Sul. O custo anualizado obtido para contratação desse recurso e o investimento a valor presente é mostrado na Tabela 11-2. Foi considerado ainda que a térmica local seria chamada a gerar apenas por um período acumulado equivalente a uma semana/ano, para os casos de contingências na transmissão.

Tabela 11-2 - Custos de geração térmica local para atendimento de 100% da carga

Custo de backup da UTE (2025-2035) <i>Milhões de reais</i>	Custo Fixo		Custo Variável (2% eqv. 1 semana/ano)	
	VP	Anual	VP	Anual
Atendimento a 100% da Carga de Cruzeiro do Sul	270,3	35,058	38,73	4,579
Atendimento a 100% da Carga de Feijó	90,8	11,777	14,74	1,747
Total (100% da carga)	361,1	46,835	53,46	6,326

A Figura 11-1 apresenta a classificação econômica das alternativas quando aplicado os custos de contratação e operação da geração térmica local, mostrados na Tabela 11-2, à comparação econômica de alternativas apresentada na seção 7.

Comparação Econômica - Com UTE *backup* 100%

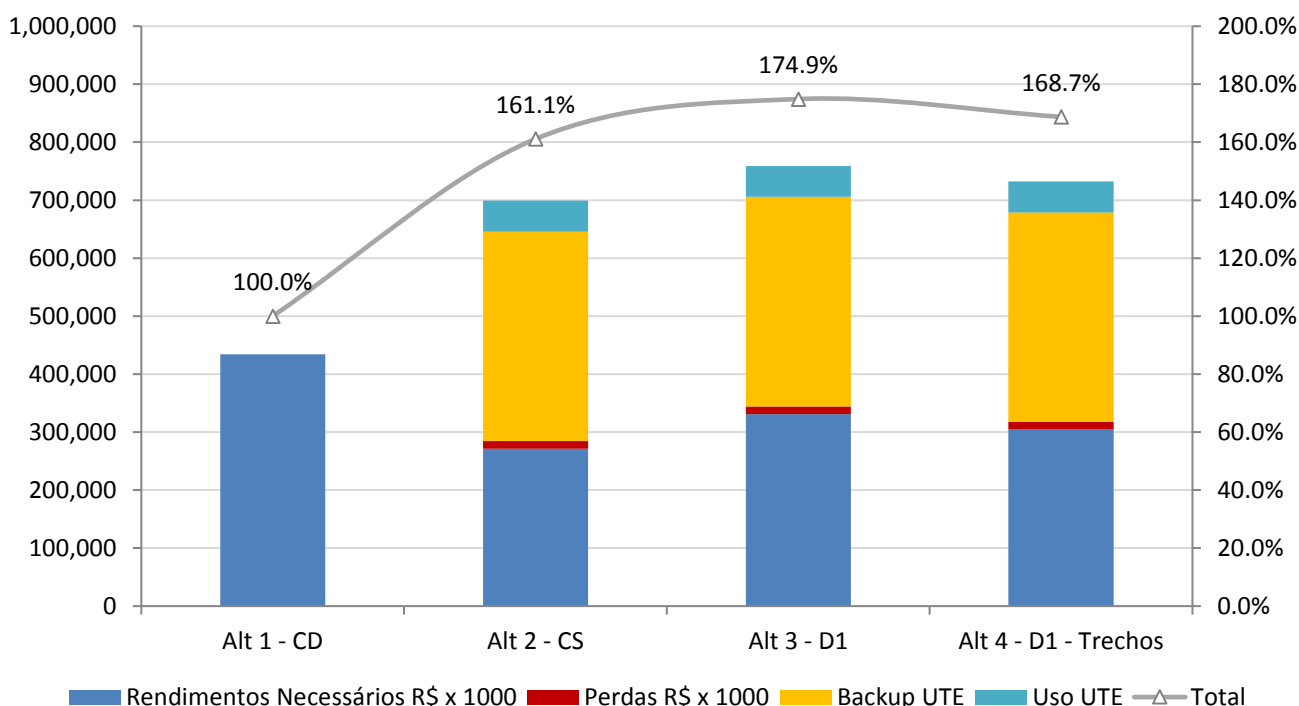


Figura 11-1 - Comparação econômica de alternativas considerando geração térmica de 100% da carga

Com a implantação do parque gerador local para suprimento da carga na contingência da transmissão a circuito simples, sob as premissas adotadas, a alternativa que anteriormente tinha o menor custo (alternativa 2) passa a ser 61,1% mais cara que a implantação da alternativa em circuito duplo. O que aponta ao fato de que, caso se opte pela não flexibilização do critério de confiabilidade, este seria provido de forma mais econômica com a integração da carga por meio de circuito duplo em vez da contratação de geração local.

Com apoio do ONS foi realizado ainda um levantamento do histórico de ocorrências nas linhas de transmissão mais próximas da região em estudo, a LT 230kV Abunã-Rio Branco, C1 e C2. Foi verificado que no período de 2014 a 2018, de um universo de 54 ocorrências, a totalidade das ocorrências no C1 e cerca de 84% das ocorrências no C2 dessa LT tiveram seu reestabelecimento em menos de 15 minutos, ocorrendo apenas dois eventos com interrupções mais longas que um dia, devido a vandalismo e queda de torre.

Foi determinado ainda qual a potência instalada da geração local que seria economicamente equivalente à adoção do circuito duplo em relação a carga a ser integrada, considerando o atendimento parcial da carga para a contingência da transmissão em circuito simples. A Figura 11-2 apresenta a comparação econômica mostrando que com o *backup* de parque gerador com capacidade de atendimento de 35% da carga prevista para Cruzeiro do Sul e Feijó os custos totais das alternativas 2 e 1 se tornam equivalentes.

Comparação Econômica - Com UTE *backup* 35%

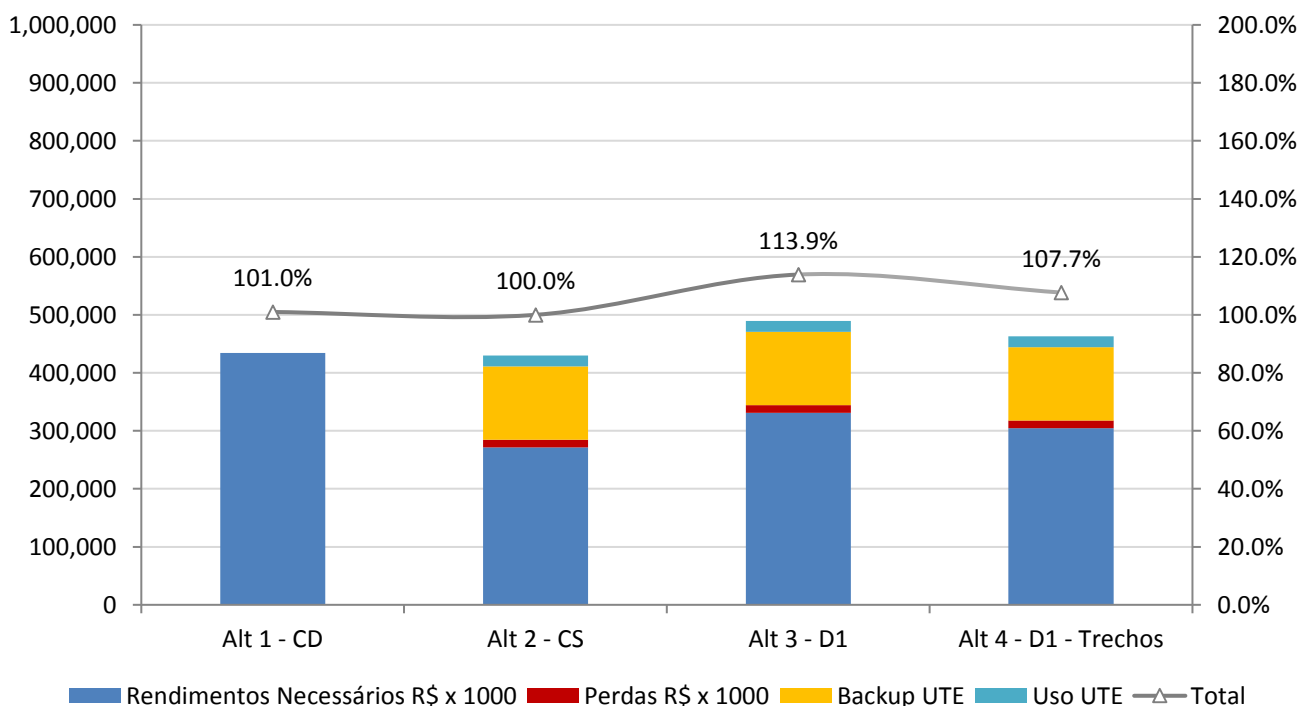


Figura 11-2 - Comparação econômica de alternativas considerando geração térmica de 35% da carga

Vale ressaltar que neste caso já não se trata de atendimento ao critério N-1 pelas alternativas com geração local, mas sim de uma flexibilização deste critério, com corte dos 65% remanescente da carga

que, nesta hipótese, seria realizado por um esquema local de alívio de carga que deve ser concebido e implantado para a ocasião de contingência e operação ilhada.

Sendo assim, de forma geral a contratação da geração térmica local de *backup* (apenas para acionamento em contingência da transmissão), se mostra onerosa quando realizada na totalidade da carga atendida e aquém dos critérios de confiabilidade quando para atendimento parcial.

12 AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL

A LT 230 kV Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul C1 foi recomendada no Relatório R1 EPE-DEE-RE-116_2011-rev1, datado de março de 2012. Esse relatório foi disponibilizado no Lote N do Leilão 007/2013 e não apresentou capítulo com análise socioambiental. As características socioambientais deste lote foram identificadas por meio de relatório R3 elaborado pela Eletronorte em abril de 2012 e integrou a documentação do mencionado Leilão.

Arrematada em 2013, a linha de transmissão estava prevista para iniciar a operação em janeiro de 2017. Após sucessivos atrasos e sem previsão de início da obra, o Ministério de Minas e Energia - MME solicitou à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, em julho de 2018, atualização das características socioambientais da região de inserção do empreendimento, em relação ao R3. A solicitação foi atendida por meio do Informativo Técnico LT 230 kV Rio Branco – Feijó - Cruzeiro do Sul C1, emitido pela EPE em 10/08/2018, no qual foram apresentadas atualizações de aspectos socioambientais gerados a partir da compilação de dados oficiais disponíveis nos portais do governo federal e estadual do Acre. Assim, uma vez que o Informativo foi elaborado com base em dados secundários, não foram averiguadas informações apresentadas no Relatório R3 oriundas dos trabalhos de campo, especialmente naquilo que diz respeito à descrição dos vértices, posicionamento das subestações, cálculo de travessias e fundações.

Extinto o contrato em 17/12/2018 por meio da Portaria MME nº 500, a linha de transmissão voltou a fazer parte do escopo dos estudos de planejamento da EPE. Para o novo trâmite o MME solicitou à EPE, por meio do Ofício nº 550/2018/SPE-MME, a atualização do relatório EPE-DEE-RE-116-2011-rev1, de 06/03/2012, considerando aspectos técnicos de detalhamento da alternativa de planejamento necessários para nova licitação das instalações de Rede Básica. De modo complementar, o MME solicitou à EPE, em 09/01/2019, pelo Ofício nº 3/2019/SPE-MME, estudos para a definição de corredores que possibilitassem um traçado entre as cidades de Feijó e Cruzeiro do Sul que passasse fora da Terra Indígena Campinas/Katukina, com um afastamento de oito quilômetros, baseado na Portaria Interministerial nº 60/2015. Além disso, a solicitação do MME requeria observar a possibilidade de três alternativas de implantação: a) circuito duplo integral; b) circuito duplo integral, com lançamento apenas do primeiro circuito; c) uso de torres de circuito duplo em áreas com maior complexidade socioambiental.

Seguindo a solicitação do MME e com o objetivo de orientar a execução do novo relatório R3, a EPE gerou novos corredores referenciais, baseados na diretriz apresentada no relatório R3 de 2012, adotando o critério de afastamento de 8 km dos limites das terras indígenas observadas na área de estudo.

As subestações planejadas neste estudo têm como área referencial um buffer com raio de 2,5 km, com ponto central nas seguintes coordenadas, respectivamente:

- SE Feijó:
 - Longitude: 328889,000 Latitude: 9094201,000 Fuso UTM 19S
- SE Cruzeiro do Sul:
 - Longitude: 759336,955 Latitude: 9158223,148 Fuso UTM 18S

Os corredores apresentam as seguintes características gerais:

12.1 Corredor SE Rio Branco – SE Feijó

Com 5 km de largura e extensão de 393 km, o corredor Rio Branco – Feijó tem como principal norteador o paralelismo à rodovia federal BR-364. A partir da SE Rio Branco, o corredor segue sentido norte, cruzando o rio Acre e contornando a área urbana de Rio Branco, encaminhando-se para oeste até a cidade de Bujari. Ao passar a norte da zona urbana de Bujari, o corredor retoma como eixo a BR-364 até as proximidades da cidade de Sena Madureira, trecho em que o corredor se afasta da BR-364 e segue sentido oeste evitando áreas urbanas e periurbanas. Na sequência, o corredor volta ao paralelismo com a BR-364 por aproximadamente 200 km até realizar um desvio no sentido oeste evitando aproximação com a TI Katukina/Kaxinawá e com a área urbana de Feijó. Após cruzar o rio Envira, segue no sentido noroeste e, aproximadamente 30 km após se afastar da rodovia, retorna ao paralelismo com a BR-364 e chega até o ponto indicado para a SE Feijó. Tal ponto está situado entre as cidades de Tarauacá e Feijó e dista aproximadamente 22 km de ambos os núcleos urbanos. A Figura 12-1 apresenta o corredor proposto e sua localização no estado do Acre.

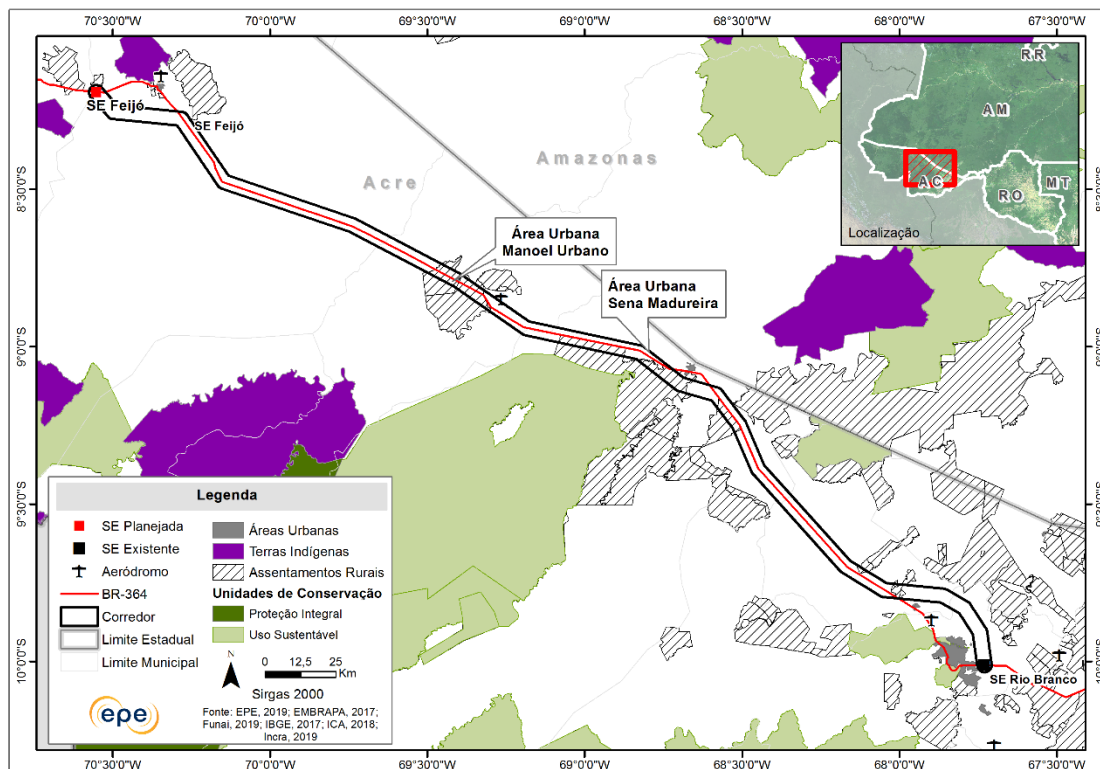


Figura 12-1 – Aspectos socioambientais no corredor SE Rio Branco – SE Feijó

Destaca-se que o Instituto de Meio Ambiente do Acre – IMAC – emitiu para a Eletrobras Eletronorte a "Licença de Instalação nº 333/2018, de 06.11.2018, com validade de 2 (dois) anos, para atividade de construção das instalações composta pela Linha de Transmissão de Rio Branco I - Feijó, em 230 kV, Circuito Simples, com extensão aproximada de 385 km, com origem na Subestação Rio Branco I e término na Subestação Feijó, contemplando a construção da Subestação Feijó, a construção da Subestação Cruzeiro do Sul e a Ampliação da Subestação Rio Branco", conforme o Aviso ao Público publicado no Diário Oficial do Acre de 22/11/2018, acesso online.

12.2 Corredor SE Feijó – SE Cruzeiro do Sul

Com 5 km de largura e 284 km de extensão, o corredor SE Feijó – SE Cruzeiro do Sul se desenvolve a partir da SE Feijó, no sentido noroeste e se afasta da BR-364 até convergir a oeste, com o objetivo de guardar o afastamento de 8 km das terras indígenas Katukina/Kaxinawá, TI Igarapé do Caucho e TI Kaxinawá Colônia Vinte e Sete, essas duas últimas, localizadas respectivamente a sul e norte da zona urbana de Tarauacá. Após o trecho dessas terras indígenas, o corredor retorna à BR-364, por onde segue por aproximadamente 91 km. Nesse ponto, o corredor apresenta duas opções de prosseguimento: a norte ou a sul da TI Campinas/Katukina, que é atravessada pela BR-364.

Na variante norte, o corredor cruza 35 km da Floresta Estadual do Mogno, que somados aos 53 km em área de floresta nativa resultam em aproximadamente 88 km em área florestal. O corredor cruza, ainda que parcialmente, quatro projetos de assentamento.

Na variante sul, o corredor atravessa aproximadamente 76 km de área de floresta nativa; nesse total, 28 km na Reserva Extrativista Riozinho da Liberdade, de âmbito federal, e 30 km na Floresta Estadual Rio Liberdade. Ainda, seis projetos de assentamento são atravessados antes de o corredor retornar ao eixo da BR-364.

Após o contorno da Terra Indígena Campinas/Katukina, o corredor segue no sentido oeste, no eixo da BR-364, por aproximadamente 20 km até o rio Juruá que limita os municípios de Cruzeiro do Sul e Rodrigues Alves. A partir desse ponto o corredor segue no sentido norte por aproximadamente 12 km, atravessa áreas de floresta nativa e de meandros abandonados do rio Juruá, cruza esse rio e se dirige ao local previsto para a SE Cruzeiro do Sul, até chegar no ponto da SE Cruzeiro do Sul, localizado a nordeste do núcleo urbano da cidade de Cruzeiro do Sul. A Figura 12-2 apresenta a localização no estado do Acre do corredor proposto e suas duas variantes.

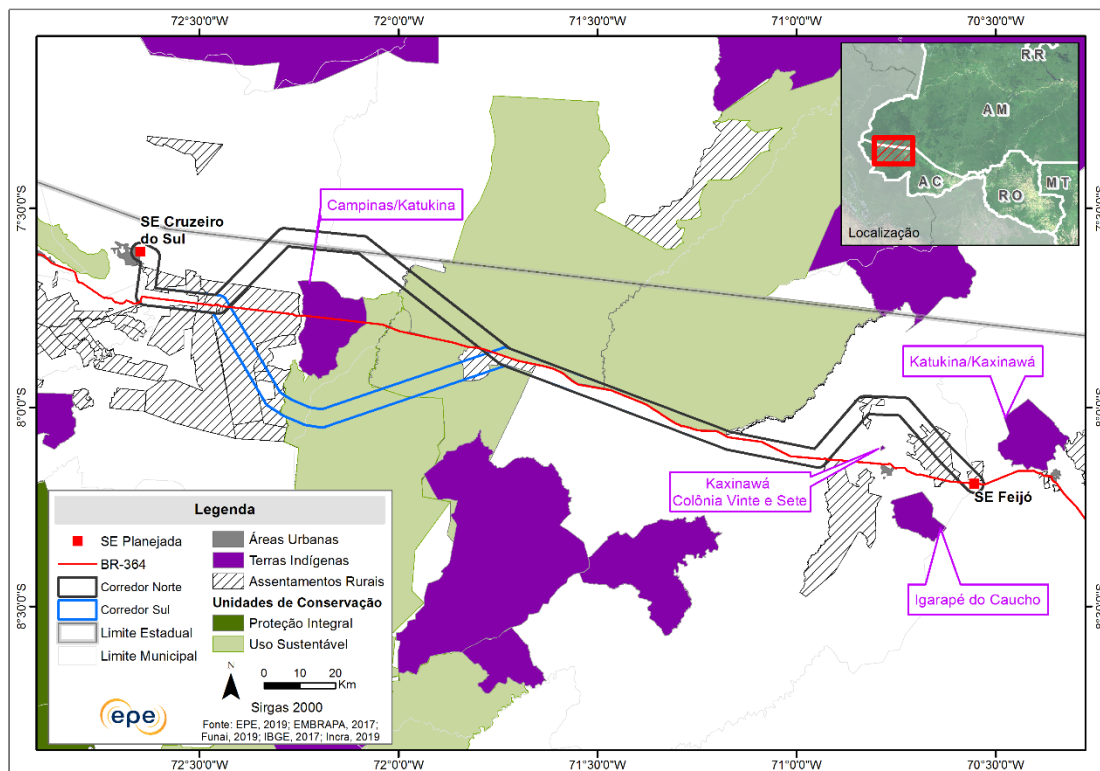


Figura 12-2 - Aspectos socioambientais no corredor SE Feijó – SE Cruzeiro do Sul

13 OBRAS CITADAS

1. EPE. **Integração de Cruzeiro do Sul ao Sistema Interligado**. EPE. Rio de Janeiro, p. 105. 2011.
2. EPE. **Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica**. EPE. Rio de Janeiro. 2016.
3. CCPE/CTET. **Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão**. CCPE/CTET. Brasília. 2002.
4. ANEEL. **Base de Referência de Preços ANEEL**, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atreh2009758.pdf>>. Acesso em: 2018 jan. 01.
5. EPE. **Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo**. EPE. Rio de Janeiro, p. 34. 2018. (EPE-DEE-RE-55/2018 – r1).
6. SANTOS, C. R. R. **Alteamento de torres de linha de transmissão de energia para minimização de impactos**. USP. São Paulo, p. 81. 2012.
7. GILANY, M.; AL-HASAWI, W. Reducing the Short Circuit Levels in Kuwait (A Case Study). **International Journal of Electrical and Computer Engineering**, 2009. 1136-1140.
8. SEYEDI, H.; TABEI, B. Appropriate Placement of Fault Current Limiting Reactors in Different HV Substation Arrangements. **Circuits and Systems**, Tabriz, 14 Maio 2012. 252-262.
9. SORRELLS, P.; BENITEZ, A. POWER TRANSFORMER NEUTRAL GROUNDING REACTOR APPLICATION AND DISTRIBUTION FEEDER PROTECTION ISSUES AT CENTERPOINT ENERGY. **IEEE**, 2005. 27-39.
10. EPE. **Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro – Metodologia e Cálculo**. EPE. Rio de Janeiro. 2017.
11. EPE. **Análise Técnico-Econômica da Integração de Sistemas Isolados**. EPE. Rio de Janeiro, p. 169. 2007. (EPE-DEE-RE-062/2007-r1).
12. CCPE/CTET. **Integração da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional**. CCPE/CTET. Brasília. 2004.
13. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Integração de Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional no Estado do Acre**, Brasília, 09 jan. 2019.

p

14 FICHAS PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 230/69 kV FEIJÓ (Nova)	UF: AC
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2025*
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração de carga isolada ao SIN

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

1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	4.589,40
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	7.032,12
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2.863,20
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	3.016,26
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	952,81
MIG (Terreno Rural)	8.082,52
MIM - 230 kV	2.441,14
MIM - 69 kV	420,13
3 CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	10.105,50
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT	1.738,45
1°, 2° e 3° Reator de Barra 230 kV, (9+1R) x 3,33 Mvar 1Φ	12.242,80
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ	334,42

Total de Investimentos Previstos: **53.818,75**

Situação atual:

Observações:

Devido à não-linearidade da regressão dos Custos Modulares para baixas faixas de potência, os transformadores 230/69 kV de 20 MVA e o capacitor 69 kV, 1 x 3,6 MVAR, tiveram seus custo estimados de maneira proporcional aos valores de referência para transformadores de 50 MVA e capacitores 69 kV 7,2 Mvar.

*As análises realizadas reforçaram a necessidade de conexão das cargas isoladas de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN o mais cedo possível. A data Jan/2025 foi usada apenas com base nos prazos habituais de 60 meses para construção.

Documentos de referência:

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

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 230/69 kV CRUZEIRO DO SUL (Nova)	UF: AC
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2025*
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração de carga isolada ao SIN

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

1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	11.473,52
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	3.016,26
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	952,81
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	7.032,12
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2.863,20
MIM - 230 kV	1.627,43
MIM - 69 kV	630,20
MIG (Terreno Rural)	8.007,50
1° Reator de Barra 230 kV, (3+1R) x 1,67 Mvar 1Φ	1.262,32
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	3.368,50
1°, 2° e 3° Capacitor em Derivação 69 kV, 3 x 5,0 Mvar 3Φ	1.393,44
3 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT	5.215,35

Total de Investimentos Previstos:	46.842,65
--	------------------

Situação atual:

Observações:

Devido à não-linearidade da regressão dos Custos Modulares para baixas faixas de potência, os capacitores 69 kV de 5 Mvar, tiveram seus custos estimados de maneira proporcional aos valores de referência para capacitores 69 kV de 7,2 Mvar.

*As análises realizadas reforçaram a necessidade de conexão das cargas isoladas de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN o mais cedo possível. A data Jan/2025 foi usada apenas com base nos prazos habituais de 60 meses para construção.

Documentos de referência:

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

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: LT 230 kV RIO BRANCO - FEIJÓ, C1 (Nova)	UF: AC
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2025*
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração de carga isolada ao SIN

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 392 km	165.322,08
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	4.847,70
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	4.975,44
MIM - 230 kV	813,71
MIM - 230 kV	813,71
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	8.555,60
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	8.555,60
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BPT	1.596,02
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	1.596,02
MIG-A	1.914,80

Total de Investimentos Previstos:	198.990,68
--	-------------------

Situação atual:

Observações:

*As análises realizadas reforçaram a necessidade de conexão das cargas isoladas de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN o mais cedo possível. A data Jan/2025 foi usada apenas com base nos prazos habituais de 60 meses para construção.

Documentos de referência:

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

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C1 (Nova)	UF: AC
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2025*
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração de carga isolada ao SIN

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

Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 88 km	45.599,10
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 103 km	43.439,22
Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 83 km	74.210,30
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 43 km	18.134,82
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	4.975,44
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	4.975,44
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	6.280,12
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	6.280,12
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	1.596,02
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	1.596,02

Total de Investimentos Previstos:	207.086,60
--	-------------------

Situação atual:

Observações:

*As análises realizadas reforçaram a necessidade de conexão das cargas isoladas de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN o mais cedo possível. A data Jan/2025 foi usada apenas com base nos prazos habituais de 60 meses para construção.

Documentos de referência:

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

15 ANEXOS

15.1 Anexo 1 - Parâmetros Elétricos

Tabela 15-1 – Características das LTs – Alternativa 04.

Linha de Transmissão	Circ.	Tensão (kV)	Compr. (km)	Condutor	Normal (MVA)	Emerg. (MVA)
LT Rio Branco – Feijó, C1	CS	230	392	1x795	310	425
LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C1	CS	230	280		310	425

Tabela 15-2 - Parâmetros elétricos das LTs – Alternativa 04 (base de 100 MVA)

Linha de Transmissão	Parâmetros da Torre de Referência								
	Parâmetros Distribuídos (por km)						Parâmetros Concentrados		
	R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	B1 (μ S/km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	B0 (μ S/km)	R1(%)	X1(%)	B1(Mvar)
LT Rio Branco – Feijó, C1	0,0818	0,5060	3,2813	0,4199	1,6808	2,2104	5,55	35,96	69,6
*LT Feijó – Cruzeiro do Sul, C1	0,0818	0,4967	3,3289	0,3927	1,7205	1,6433	4,14	25,99	49,5

* A LT Feijó-Cruzeiro do Sul foi planejada como uma combinação de trechos em torres de circuito simples convencionais e duplo alteadas, conforme apresentado na seção 5.6. Os parâmetros distribuídos mostrados são referentes a silhueta da torre de circuito duplo alteada. Nos demais trechos os parâmetros distribuídos são os mesmos da LT Rio Branco-Feijó. Os parâmetros concentrados apresentados para esta linha já consideram essa combinação de silhuetas de torres.

15.2 Anexo 2 – Resultados de Fluxos de Potência e Rejeição de Carga

Figura 15-1 - Fluxo de potência no caso dimensionador, patamar de Carga Leve, ano 2025.

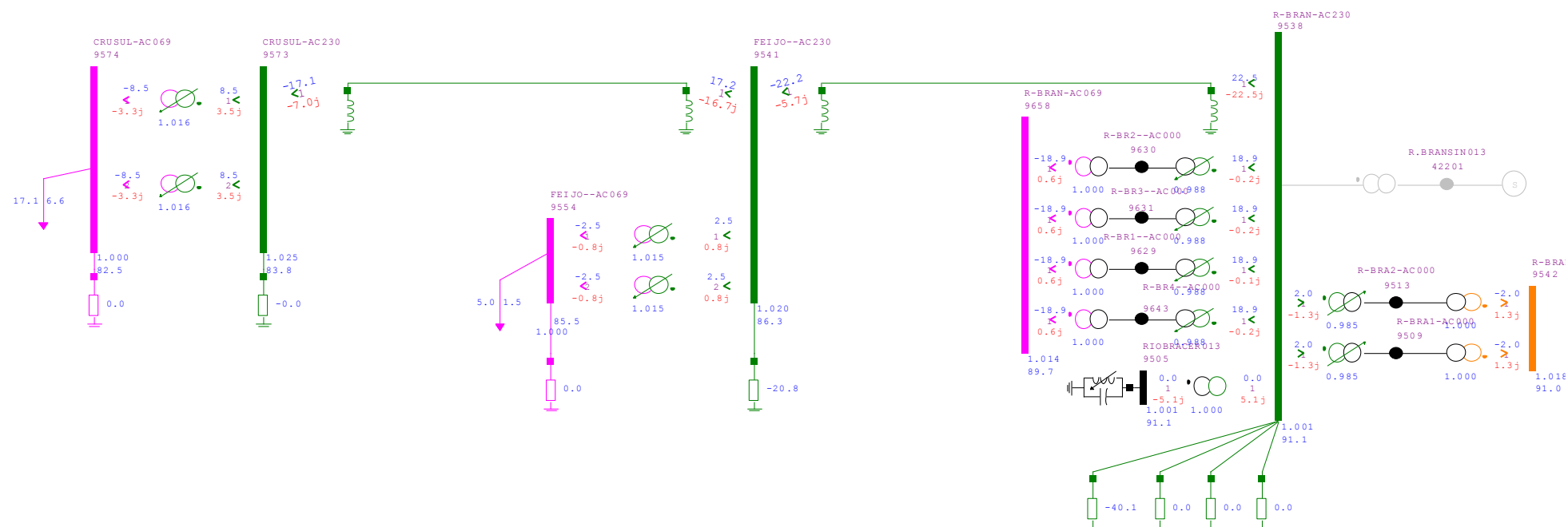


Figura 15-2 - Fluxo de potência no caso dimensionador, patamar de Carga Média, ano 2025.

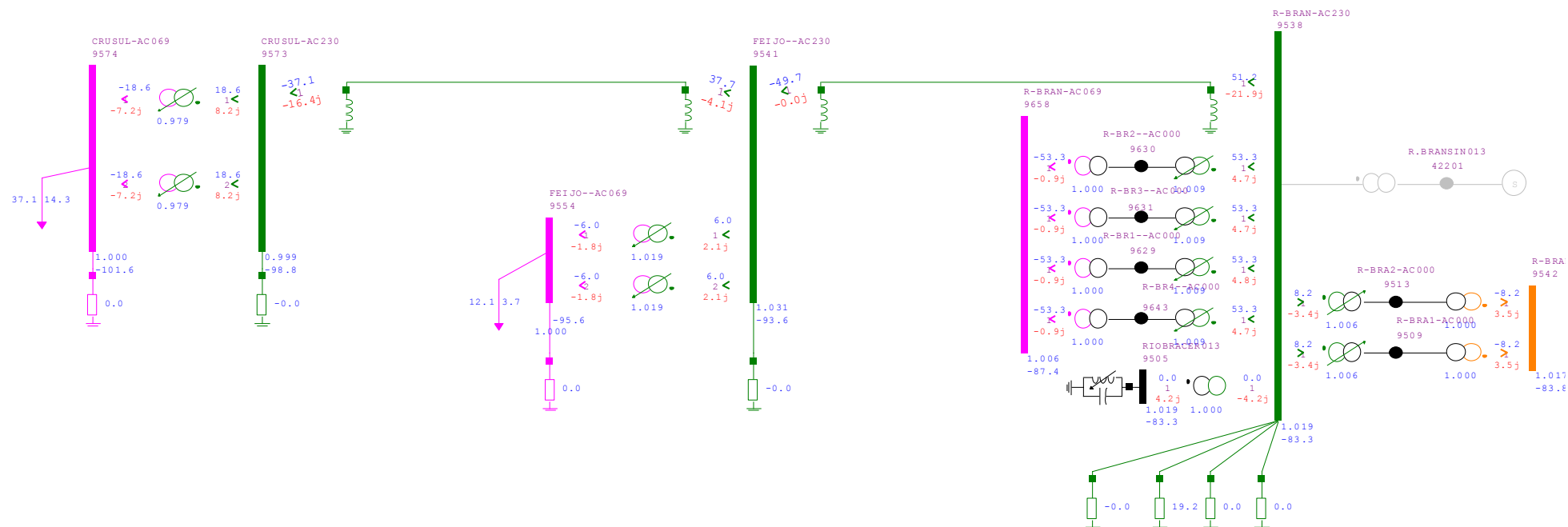


Figura 15-5 – Tensões de terminal aberto do sistema após a rejeição de carga de Feijó e Cruzeiro do Sul, patamar de Carga Média, ano 2035.

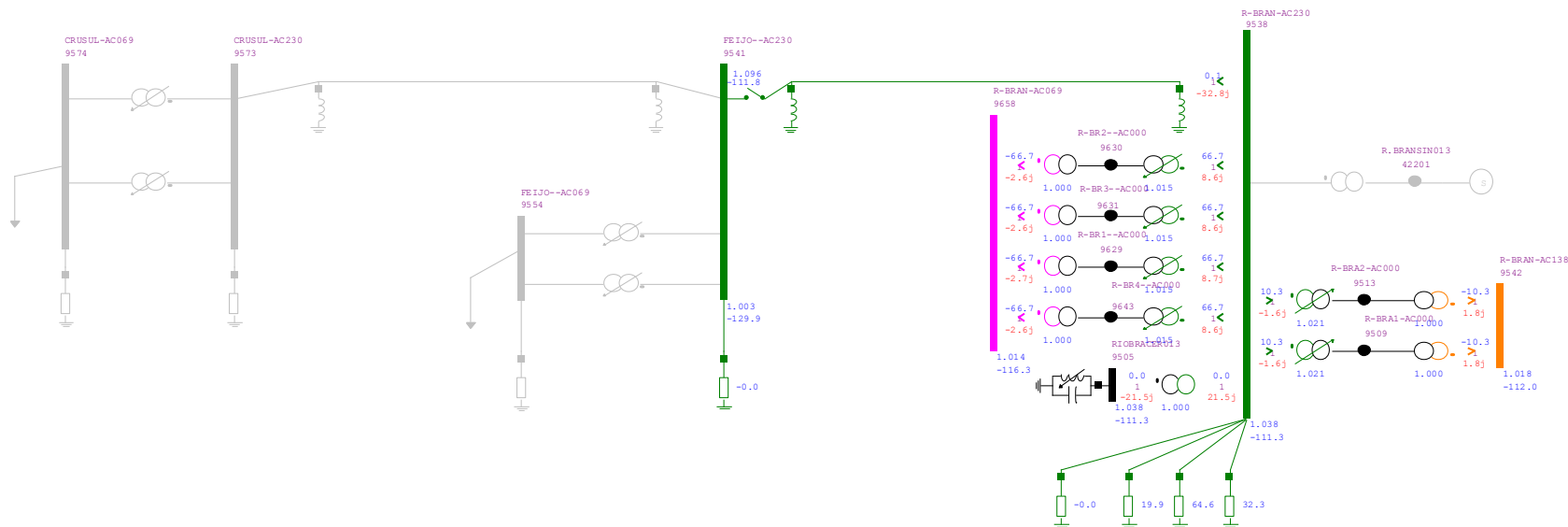
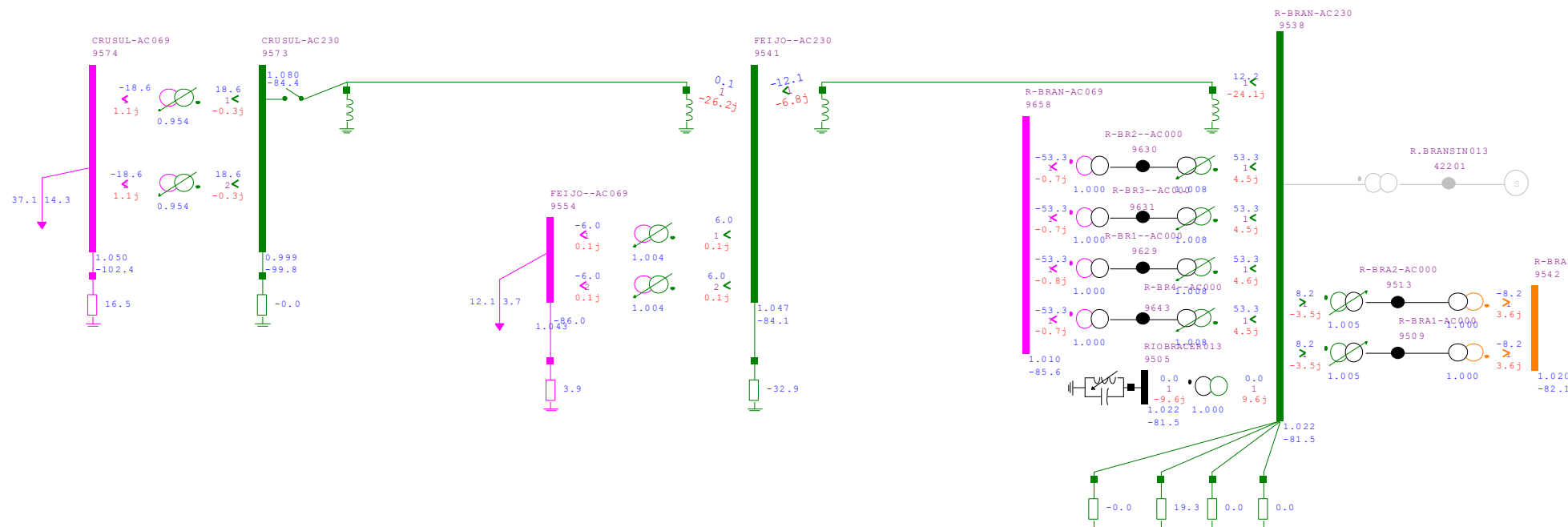


Figura 15-6 – Tensões de terminal aberto do sistema após a rejeição de carga de Cruzeiro do Sul, patamar de Carga Média, ano 2025.



Conforme descrito no item 10.2, situações de rejeição de carga iniciada pela abertura da LT no lado da SE Cruzeiro do Sul, implicariam na necessidade de operação permanente de reatores de barra em Feijó, mesmo nos patamares de maior carregamento. Assim, recomenda-se que seja implantado o esquema de abertura simultânea dos disjuntores das extremidades de Feijó e Cruzeiro do Sul da LT 230 kV.

15.3 Anexo 3 – Plano de Obras das Alternativas

15.3.1 Alternativa 1 - Implantação em circuito duplo

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						762.304,32	762.304,32	67.713,54	454.363,34
SE 230/69 kV FEIJÓ (Nova)						77.378,04	77.378,04	6.873,29	46.120,35
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 20 MVA 3Φ		2025	2,00	0,4	5.736,75	4.589,40	4.589,40	407,66	2.735,46
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,00	1,0	3.516,06	7.032,12	7.032,12	624,65	4.191,42
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,00	1,0	1.431,60	2.863,20	2.863,20	254,33	1.706,58
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,00	1,0	3.016,26	3.016,26	3.016,26	267,93	1.797,81
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,00	1,0	952,81	952,81	952,81	84,64	567,91
MIG (Terreno Rural)		2025	1,00	1,0	8.182,53	8.182,53	8.182,53	726,83	4.877,11
MIM - 230 kV		2025	1,00	1,0	3.254,86	3.254,86	3.254,86	289,12	1.940,02
MIM - 69 kV		2025	1,00	1,0	420,13	420,13	420,13	37,32	250,41
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2025	5,00	1,0	3.368,50	16.842,50	16.842,50	1.496,08	10.038,79
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,00	1,0	1.738,45	1.738,45	1.738,45	154,42	1.036,18
1° e 2° Reator de Barra 230 kV, (6+1R) x 5 Mvar 1Φ		2025	16,00	1,0	1.759,46	28.151,36	28.151,36	2.500,61	16.779,32
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ		2025	1,00	0,5	668,84	334,42	334,42	29,71	199,33
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			4,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1,00						
SE 230/69 kV CRUZEIRO DO SUL (Nova)						52.643,18	52.643,18	4.676,16	31.377,40
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ		2025	2,00	1,00	5.736,76	11.473,52	11.473,52	1.019,16	6.838,67
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,00	1,00	3.016,26	3.016,26	3.016,26	267,93	1.797,81
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,00	1,00	952,81	952,81	952,81	84,64	567,91
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,00	1,00	3.516,06	7.032,12	7.032,12	624,65	4.191,42
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,00	1,00	1.431,60	2.863,20	2.863,20	254,33	1.706,58
MIM - 230 kV		2025	1,00	1,00	1.627,43	1.627,43	1.627,43	144,56	970,01
MIM - 69 kV		2025	1,00	1,00	630,20	630,20	630,20	55,98	375,62
MIG (Terreno Rural)		2025	1,00	1,00	8.032,51	8.032,51	8.032,51	713,51	4.787,69
1° Reator de Barra 230 kV, (3+1R) x 5 Mvar 1Φ		2025	4,00	1,00	1.759,46	7.037,84	7.037,84	625,15	4.194,83
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,00	1,00	3.368,50	3.368,50	3.368,50	299,22	2.007,76
1°, 2° e 3° Capacitor em Derivação 69 kV, 3 x 5,0 Mvar 3Φ		2025	3,00	0,69	673,16	1.393,44	1.393,44	123,78	830,54
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2025	3,00	1,00	1.738,45	5.215,35	5.215,35	463,27	3.108,55
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1,00						
LT 230 kV RIO BRANCO - FEIJÓ, C1 e C2 (CD) (Nova)						337.400,32	337.400,32	29.970,40	201.103,85
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 392 km		2025	392	1,0	715,28	280.389,76	280.389,76	24.906,30	167.123,32
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2025	2	1,0	4.847,70	9.695,40	9.695,40	861,22	5.778,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	2	1,0	4.975,44	9.950,88	9.950,88	883,91	5.931,12
MIM - 230 kV	Rio Branco	2025	1	1,0	1.627,43	1.627,43	1.627,43	144,56	970,01
MIM - 230 kV	Feijó	2025	1	1,0	1.627,43	1.627,43	1.627,43	144,56	970,01

Reator de Linha Fixo 230 kV, (6+1R) x 5,33 Mvar 1Φ	Rio Branco	2025	7	1,0	1843,61	12.905,27	12.905,27	1.146,34	7.692,05
Reator de Linha Fixo 230 kV, (6+1R) x 5,33 Mvar 1Φ	Feijó	2025	7	1,0	1843,61	12.905,27	12.905,27	1.146,34	7.692,05
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2025	2	1,0	1.596,02	3.192,04	3.192,04	283,54	1.902,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	2	1,0	1.596,02	3.192,04	3.192,04	283,54	1.902,58
MIG-A	Rio Branco	2025	1	1,0	1.914,80	1.914,80	1.914,80	170,09	1.141,30
LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C1 e C2 (CD) (Nova)						294.882,78	294.882,78	26.193,68	175.761,73
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 129 km		2025	146	1,0	715,28	104.430,88	104.430,88	9.276,33	62.244,91
Circuito Duplo Alçado 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 51 km		2025	51	1,5	715,28	54.718,92	54.718,92	4.860,54	32.614,63
Circuito Duplo Alçado 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 83 km		2025	83	1,5	715,28	89.052,36	89.052,36	7.910,29	53.078,71
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	2	1,0	4.975,44	9.950,88	9.950,88	883,91	5.931,12
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2025	2	1,0	4.975,44	9.950,88	9.950,88	883,91	5.931,12
MIM - 230 kV	Feijó	2025	1	1,0	1.627,43	1.627,43	1.627,43	144,56	970,01
MIM - 230 kV	Cruzeiro do Sul	2025	1	1,0	1.627,43	1.627,43	1.627,43	144,56	970,01
Reator de Linha Fixo 230 kV, (6+1R) x 3,33 Mvar 1Φ	Feijó	2025	7	1,0	1.224,28	8.569,96	8.569,96	761,25	5.108,03
Reator de Linha Fixo 230 kV, (6+1R) x 3,33 Mvar 1Φ	Cruzeiro do Sul	2025	7	1,0	1.224,28	8.569,96	8.569,96	761,25	5.108,03
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	2	1,0	1.596,02	3.192,04	3.192,04	283,54	1.902,58
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2025	2	1,0	1.596,02	3.192,04	3.192,04	283,54	1.902,58

15.3.2 Alternativa 2 - Implantação em circuito simples

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						463.222,04	463.222,04	41.146,83	276.098,55
SE 230/69 kV FEIJÓ (Nova)						53.818,75	53.818,75	4.780,58	32.078,09
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 20 MVA 3Φ		2025	2	0,4	5.736,75	4.589,40	4.589,40	407,66	2.735,46
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2	1,0	3516,06	7.032,12	7.032,12	624,65	4.191,42
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2	1,0	1431,60	2.863,20	2.863,20	254,33	1.706,58
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1	1,0	3016,26	3.016,26	3.016,26	267,93	1.797,81
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	952,81	952,81	952,81	84,64	567,91
MIG (Terreno Rural)		2025	1	1,0	8082,52	8.082,52	8.082,52	717,95	4.817,50
MIM - 230 kV		2025	1	1,0	2441,14	2.441,14	2.441,14	216,84	1.455,02
MIM - 69 kV		2025	1	1,0	420,13	420,13	420,13	37,32	250,41
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2025	3	1,0	3368,50	10.105,50	10.105,50	897,65	6.023,28
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	1738,45	1.738,45	1.738,45	154,42	1.036,18
1°, 2° e 3° Reator de Barra 230 kV, (9+1R) x 3,33 Mvar 1Φ		2025	10	1,0	1224,28	12.242,80	12.242,80	1.087,50	7.297,19
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ		2025	1	0,5	668,84	334,42	334,42	29,71	199,33
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1						
SE 230/69 kV CRUZEIRO DO SUL (Nova)						46.842,65	46.842,65	4.160,91	27.920,06
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ		2025	2,00	1,00	5736,76	11.473,52	11.473,52	1.019,16	6.838,67
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,00	1,00	3016,26	3.016,26	3.016,26	267,93	1.797,81
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,00	1,00	952,81	952,81	952,81	84,64	567,91
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,00	1,00	3516,06	7.032,12	7.032,12	624,65	4.191,42
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,00	1,00	1431,60	2.863,20	2.863,20	254,33	1.706,58
MIM - 230 kV		2025	1,00	1,00	1627,43	1.627,43	1.627,43	144,56	970,01
MIM - 69 kV		2025	1,00	1,00	630,20	630,20	630,20	55,98	375,62
MIG (Terreno Rural)		2025	1,00	1,00	8007,50	8.007,50	8.007,50	711,29	4.772,78
1° Reator de Barra 230 kV, (3+1R) x 1,67 Mvar 1Φ		2025	4,00	1,00	315,58	1.262,32	1.262,32	112,13	752,39
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,00	1,00	3368,50	3.368,50	3.368,50	299,22	2.007,76
1°, 2° e 3° Capacitor em Derivação 69 kV, 3 x 5,0 Mvar 3Φ		2025	3,00	0,69	673,16	1.393,44	1.393,44	123,78	830,54
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2025	3,00	1,00	1738,45	5.215,35	5.215,35	463,27	3.108,55
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			1,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1,00						
LT 230 kV RIO BRANCO - FEIJÓ, C1 (Nova)						198.990,68	198.990,68	17.675,83	118.606,27
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 392 km		2025	392	1,00	421,74	165.322,08	165.322,08	14.685,14	98.538,46
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2025	1,00	1,00	4847,70	4.847,70	4.847,70	430,61	2.889,42
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	1,00	1,00	4975,44	4.975,44	4.975,44	441,96	2.965,56
MIM - 230 kV	Rio Branco	2025	1,00	1,00	813,71	813,71	813,71	72,28	485,00
MIM - 230 kV	Feijó	2025	1,00	1,00	813,71	813,71	813,71	72,28	485,00
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Rio Branco	2025	4,00	1,00	2138,90	8.555,60	8.555,60	759,97	5.099,47
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Feijó	2025	4,00	1,00	2138,90	8.555,60	8.555,60	759,97	5.099,47
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2025	1,00	1,00	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	1,00	1,00	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29

MIG-A	Rio Branco	2025	1,00	1,00	1914,80	1.914,80	1.914,80	170,09	1.141,30
LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C1 (Nova)						163.569,97	163.569,97	14.529,50	97.494,13
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 146 km		2025	146	1,00	421,74	61.574,04	61.574,04	5.469,46	36.700,55
Circuito Simples Alteado 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 51 km		2025	51	1,35	421,74	29.036,80	29.036,80	2.579,26	17.307,07
Circuito Simples Alteado 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 83 km		2025	83	1,35	421,74	47.255,97	47.255,97	4.197,63	28.166,41
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	1	1,00	4975,44	4.975,44	4.975,44	441,96	2.965,56
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2025	1	1,00	4975,44	4.975,44	4.975,44	441,96	2.965,56
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Feijó	2025	4	1,00	1570,03	6.280,12	6.280,12	557,85	3.743,20
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Cruzeiro do Sul	2025	4	1,00	1570,03	6.280,12	6.280,12	557,85	3.743,20
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	1	1,00	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2025	1	1,00	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29

15.3.3 Alternativa 3 - Lançamento de apenas um circuito em torres de circuito duplo

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						556.229,88	556.229,88	49.408,47	331.534,87
SE 230/69 kV FEIJÓ (Nova)						53.818,75	53.818,75	4.780,58	32.078,09
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 20 MVA 3Φ		2025	2	0,4	5.736,75	4.589,40	4.589,40	407,66	2.735,46
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2	1,0	3516,06	7.032,12	7.032,12	624,65	4.191,42
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2	1,0	1431,60	2.863,20	2.863,20	254,33	1.706,58
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1	1,0	3016,26	3.016,26	3.016,26	267,93	1.797,81
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	952,81	952,81	952,81	84,64	567,91
MIG (Terreno Rural)		2025	1	1,0	8082,52	8.082,52	8.082,52	717,95	4.817,50
MIM - 230 kV		2025	1	1,0	2441,14	2.441,14	2.441,14	216,84	1.455,02
MIM - 69 kV		2025	1	1,0	420,13	420,13	420,13	37,32	250,41
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2025	3	1,0	3368,50	10.105,50	10.105,50	897,65	6.023,28
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	1738,45	1.738,45	1.738,45	154,42	1.036,18
1°, 2° e 3° Reator de Barra 230 kV, (9+1R) x 3,33 Mvar 1Φ		2025	10	1,0	1224,28	12.242,80	12.242,80	1.087,50	7.297,19
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ		2025	1	0,5	668,84	334,42	334,42	29,71	199,33
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1						
SE 230/69 kV CRUZEIRO DO SUL (Nova)						46.842,65	46.842,65	4.160,91	27.920,06
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ		2025	2,00	1,00	5736,76	11.473,52	11.473,52	1.019,16	6.838,67
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,00	1,00	3016,26	3.016,26	3.016,26	267,93	1.797,81
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,00	1,00	952,81	952,81	952,81	84,64	567,91
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,00	1,00	3516,06	7.032,12	7.032,12	624,65	4.191,42
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,00	1,00	1431,60	2.863,20	2.863,20	254,33	1.706,58
MIM - 230 kV		2025	1,00	1,00	1627,43	1.627,43	1.627,43	144,56	970,01
MIM - 69 kV		2025	1,00	1,00	630,20	630,20	630,20	55,98	375,62
MIG (Terreno Rural)		2025	1,00	1,00	8007,50	8.007,50	8.007,50	711,29	4.772,78
1° Reator de Barra 230 kV, (3+1R) x 1,67 Mvar 1Φ		2025	4,00	1,00	315,58	1.262,32	1.262,32	112,13	752,39
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,00	1,00	3368,50	3.368,50	3.368,50	299,22	2.007,76
1°, 2° e 3° Capacitor em Derivação 69 kV, 3 x 5,0 Mvar 3Φ		2025	3,00	0,69	673,16	1.393,44	1.393,44	123,78	830,54
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2025	3,00	1,00	1738,45	5.215,35	5.215,35	463,27	3.108,55
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			1,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1,00						
LT 230 kV RIO BRANCO - FEIJÓ, C1 (Nova)						233.947,00	233.947,00	20.780,91	139.441,61
Apenas um Circuito em Torres CD 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 392 km		2025	392	0,71	719,60	200.278,40	200.278,40	17.790,22	119.373,80
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2025	1,00	1,00	4847,70	4.847,70	4.847,70	430,61	2.889,42
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	1,00	1,00	4975,44	4.975,44	4.975,44	441,96	2.965,56
MIM - 230 kV	Rio Branco	2025	1,00	1,00	813,71	813,71	813,71	72,28	485,00
MIM - 230 kV	Feijó	2025	1,00	1,00	813,71	813,71	813,71	72,28	485,00
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Rio Branco	2025	4,00	1,00	2138,90	8.555,60	8.555,60	759,97	5.099,47
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Feijó	2025	4,00	1,00	2138,90	8.555,60	8.555,60	759,97	5.099,47
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2025	1,00	1,00	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV. Arranio BD4	Feijó	2025	1,00	1,00	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29

MIG-A	Rio Branco	2025	1,00	1,00	1914,80	1.914,80	1.914,80	170,09	1.141,30
LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C1 (Nova)						221.621,49	221.621,49	19.686,07	132.095,12
Apenas um Circuito em Torres CD 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 146 km		2025	146	0,71	715,28	74.593,49	74.593,49	6.625,95	44.460,65
Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 51 km		2025	51	1,25	715,28	45.599,10	45.599,10	4.050,45	27.178,86
Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 83 km		2025	83	1,25	715,28	74.210,30	74.210,30	6.591,91	44.232,26
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	1,00	1,00	4975,44	4.975,44	4.975,44	441,96	2.965,56
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2025	1,00	1,00	4975,44	4.975,44	4.975,44	441,96	2.965,56
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 5 Mvar 1Φ	Feijó	2025	4,00	1,00	1759,46	7.037,84	7.037,84	625,15	4.194,83
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 5 Mvar 1Φ	Cruzeiro do Sul	2025	4,00	1,00	1759,46	7.037,84	7.037,84	625,15	4.194,83
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	1,00	1,00	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2025	1,00	1,00	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29

15.3.4 Alternativa 4 - Uso de torres de circuito duplo apenas em trechos específicos

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						506.738,68	506.738,68	45.012,30	302.036,17
SE 230/69 kV FEIJÓ (Nova)						53.818,75	53.818,75	4.780,58	32.078,09
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 20 MVA 3Φ		2025	2	0,4	5.736,75	4.589,40	4.589,40	407,66	2.735,46
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2	1,0	3516,06	7.032,12	7.032,12	624,65	4.191,42
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2	1,0	1431,60	2.863,20	2.863,20	254,33	1.706,58
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1	1,0	3016,26	3.016,26	3.016,26	267,93	1.797,81
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	952,81	952,81	952,81	84,64	567,91
MIG (Terreno Rural)		2025	1	1,0	8082,52	8.082,52	8.082,52	717,95	4.817,50
MIM - 230 kV		2025	1	1,0	2441,14	2.441,14	2.441,14	216,84	1.455,02
MIM - 69 kV		2025	1	1,0	420,13	420,13	420,13	37,32	250,41
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2025	3	1,0	3368,50	10.105,50	10.105,50	897,65	6.023,28
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1	1,0	1738,45	1.738,45	1.738,45	154,42	1.036,18
1°, 2° e 3° Reator de Barra 230 kV, (9+1R) x 3,33 Mvar 1Φ		2025	10	1,0	1224,28	12.242,80	12.242,80	1.087,50	7.297,19
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ		2025	1	0,5	668,84	334,42	334,42	29,71	199,33
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1						
SE 230/69 kV CRUZEIRO DO SUL (Nova)						46.842,65	46.842,65	4.160,91	27.920,06
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ		2025	2,00	1,00	5736,76	11.473,52	11.473,52	1.019,16	6.838,67
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,00	1,00	3016,26	3.016,26	3.016,26	267,93	1.797,81
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,00	1,00	952,81	952,81	952,81	84,64	567,91
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,00	1,00	3516,06	7.032,12	7.032,12	624,65	4.191,42
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,00	1,00	1431,60	2.863,20	2.863,20	254,33	1.706,58
MIM - 230 kV		2025	1,00	1,00	1627,43	1.627,43	1.627,43	144,56	970,01
MIM - 69 kV		2025	1,00	1,00	630,20	630,20	630,20	55,98	375,62
MIG (Terreno Rural)		2025	1,00	1,00	8007,50	8.007,50	8.007,50	711,29	4.772,78
1° Reator de Barra 230 kV, (3+1R) x 1,67 Mvar 1Φ		2025	4,00	1,00	315,58	1.262,32	1.262,32	112,13	752,39
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,00	1,00	3368,50	3.368,50	3.368,50	299,22	2.007,76
1°, 2° e 3° Capacitor em Derivação 69 kV, 3 x 5,0 Mvar 3Φ		2025	3,00	0,69	673,16	1.393,44	1.393,44	123,78	830,54
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2025	3,00	1,00	1738,45	5.215,35	5.215,35	463,27	3.108,55
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			1,00						
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1,00						
LT 230 kV RIO BRANCO - FEIJÓ, C1 (Nova)						198.990,68	198.990,68	17.675,83	118.606,27
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 392 km		2025	392	1,00	421,74	165.322,08	165.322,08	14.685,14	98.538,46
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2025	1,00	1,00	4847,70	4.847,70	4.847,70	430,61	2.889,42
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	1,00	1,00	4975,44	4.975,44	4.975,44	441,96	2.965,56
MIM - 230 kV	Rio Branco	2025	1,00	1,00	813,71	813,71	813,71	72,28	485,00
MIM - 230 kV	Feijó	2025	1,00	1,00	813,71	813,71	813,71	72,28	485,00
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Rio Branco	2025	4,00	1,00	2138,90	8.555,60	8.555,60	759,97	5.099,47
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ	Feijó	2025	4,00	1,00	2138,90	8.555,60	8.555,60	759,97	5.099,47
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BPT	Rio Branco	2025	1,00	1,00	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	1,00	1,00	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29

MIG-A	Rio Branco	2025	1,00	1,00	1914,80	1.914,80	1.914,80	170,09	1.141,30
LT 230 kV FEIJÓ - CRUZEIRO DO SUL, C1 (Nova)						207.086,60	207.086,60	18.394,97	123.431,75
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 146 km		2025	146	1,00	421,74	61.574,04	61.574,04	5.469,46	36.700,55
Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 51 km		2025	51	1,25	715,28	45.599,10	45.599,10	4.050,45	27.178,86
Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 83 km		2025	83	1,25	715,28	74.210,30	74.210,30	6.591,91	44.232,26
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	1	1	4975,44	4.975,44	4.975,44	441,96	2.965,56
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2025	1	1	4975,44	4.975,44	4.975,44	441,96	2.965,56
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Feijó	2025	4	1	1570,03	6.280,12	6.280,12	557,85	3.743,20
Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ	Cruzeiro do Sul	2025	4	1	1570,03	6.280,12	6.280,12	557,85	3.743,20
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Feijó	2025	1	1	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Cruzeiro do Sul	2025	1	1	1596,02	1.596,02	1.596,02	141,77	951,29

15.4 Anexo 4 – Previsões de Mercado por Barramento – Acre

Tabela 15-3 - Projeção de Demanda - Patamar de Carga Leve

Número da Barra	Nome da Barra	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031	
		P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
9659	S-FRAN-AC069	16,59	6,54	17,35	6,84	18,13	7,15	18,86	7,44	19,61	7,73	20,39	8,04	21,20	8,36
9660	TANGAR-AC069	16,62	3,79	17,37	3,97	18,16	4,15	18,89	4,31	19,64	4,48	20,42	4,66	21,23	4,85
9559	TAQUAR-AC069	15,91	10,94	16,63	11,43	17,38	11,95	18,08	12,43	18,80	12,93	19,55	13,44	20,33	13,98
42151	ALTOAL-AC069	11,07	4,00	11,58	4,18	12,10	4,37	12,58	4,55	13,09	4,73	13,61	4,92	14,15	5,11
42164	CALAFA-AC069	10,41	4,37	10,88	4,57	11,38	4,78	11,83	4,97	12,30	5,17	12,79	5,37	13,30	5,59
42154	ACRELA-AC069	1,41	1,13	1,48	1,18	1,54	1,24	1,60	1,29	1,67	1,34	1,73	1,39	1,80	1,45
9551	S-MADU-AC069	2,57	1,24	2,69	1,30	2,81	1,36	2,93	1,41	3,04	1,47	3,16	1,52	3,29	1,59
42163	EPITAC-AC069	3,34	2,10	3,49	2,20	3,65	2,29	3,79	2,39	3,94	2,48	4,10	2,58	4,26	2,68
42156	ASSISB-AC069	0,68	0,20	0,70	0,21	0,72	0,21	0,74	0,22	0,76	0,22	0,78	0,23	0,80	0,24
42157	MANOEL-AC069	0,79	0,32	0,82	0,34	0,86	0,35	0,89	0,36	0,92	0,38	0,95	0,39	0,99	0,40
42158	ENVIRA-AC069	2,19	0,70	2,29	0,73	2,39	0,76	2,50	0,80	2,62	0,83	2,74	0,87	2,86	0,91
42159	TARAUA-AC069	2,78	0,82	2,88	0,85	2,98	0,88	3,08	0,91	3,18	0,94	3,28	0,97	3,39	1,00
42160	JURUA-AC069	17,09	6,59	17,70	6,83	18,31	7,06	18,92	7,30	19,52	7,53	20,13	7,77	20,76	8,01

Tabela 15-4 - Projeção de Demanda - Patamar de Carga Média

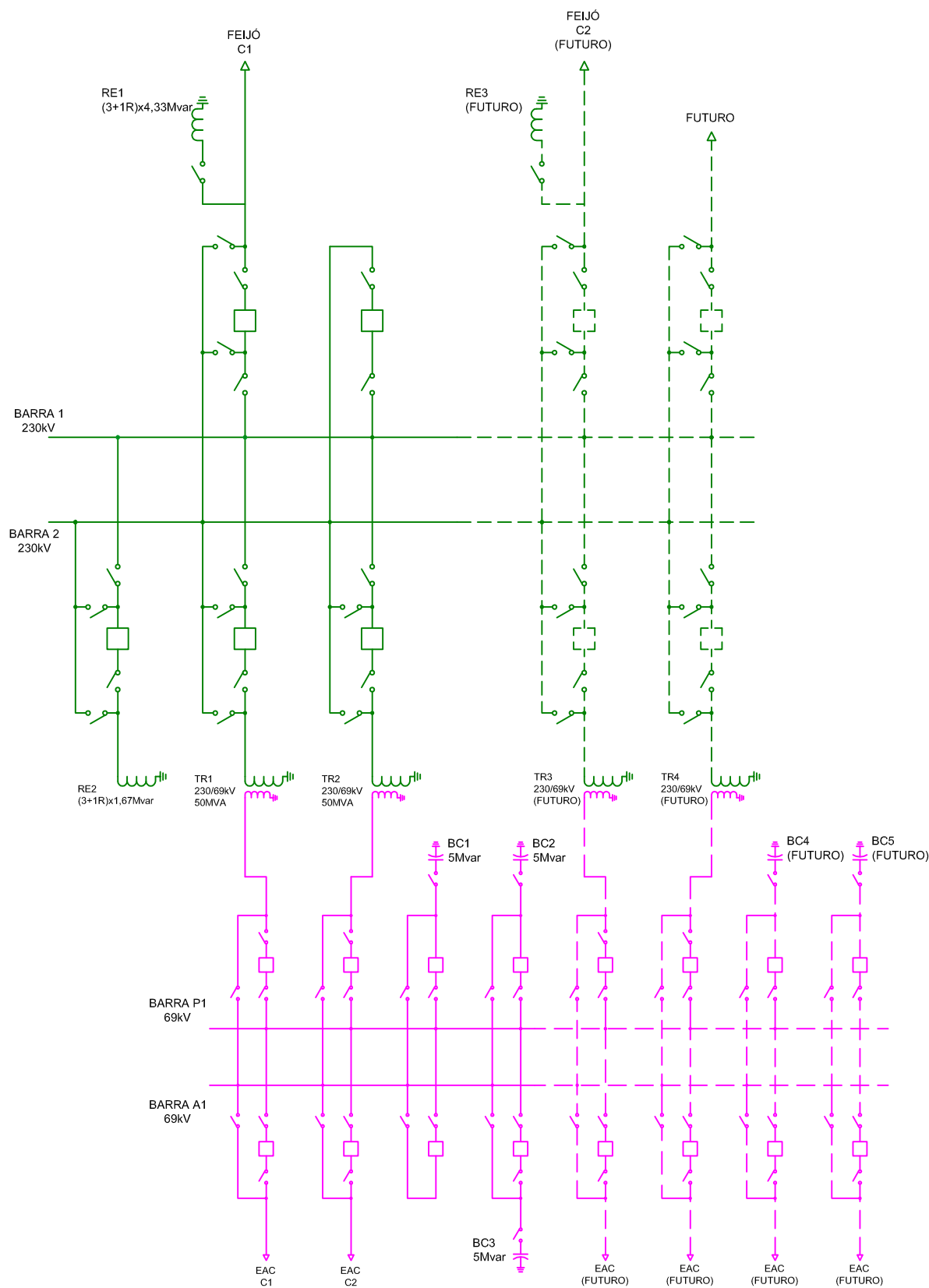
Número da Barra	Nome da Barra	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031	
		P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
9659	S-FRAN-AC069	43,77	10,90	44,78	11,15	45,81	11,41	46,73	11,64	47,80	11,90	48,90	12,18	50,03	12,46
9660	TANGAR-AC069	43,79	6,31	44,79	6,46	45,82	6,61	46,74	6,74	47,82	6,90	48,92	7,05	50,04	7,22
9559	TAQUAR-AC069	44,98	19,53	46,01	19,98	47,07	20,44	48,01	20,85	49,11	21,33	50,24	21,82	51,40	22,32
42151	ALTOAL-AC069	32,06	7,32	32,80	7,48	33,55	7,66	34,22	7,81	35,01	7,99	35,82	8,17	36,64	8,36
42164	CALAFA-AC069	33,52	8,89	34,29	9,09	35,08	9,30	35,78	9,49	36,61	9,71	37,45	9,93	38,31	10,16
42154	ACRELA-AC069	4,02	2,04	4,12	2,09	4,21	2,13	4,29	2,18	4,39	2,23	4,49	2,28	4,60	2,33
9551	S-MADU-AC069	7,36	2,24	7,53	2,29	7,70	2,34	7,86	2,39	8,04	2,45	8,22	2,50	8,41	2,56
42163	EPITAC-AC069	14,46	6,11	14,80	6,26	15,14	6,40	15,44	6,53	15,80	6,68	16,16	6,83	16,53	6,99
42156	ASSISB-AC069	1,40	0,41	1,44	0,42	1,48	0,44	1,52	0,45	1,56	0,46	1,60	0,47	1,64	0,48
42157	MANOEL-AC069	1,81	0,74	1,89	0,77	1,96	0,80	2,04	0,83	2,11	0,86	2,19	0,89	2,27	0,92
42158	ENVIRA-AC069	5,20	1,65	5,44	1,73	5,69	1,81	5,94	1,89	6,21	1,98	6,50	2,07	6,79	2,16
42159	TARAUÁ-AC069	6,85	2,02	7,10	2,10	7,35	2,17	7,60	2,24	7,84	2,32	8,09	2,39	8,35	2,47
42160	JURUA-AC069	37,12	14,32	38,44	14,83	39,76	15,34	41,08	15,84	42,40	16,35	43,71	16,86	45,07	17,39

Tabela 15-5 - Projeção de Demanda - Patamar de Carga Pesada

Número da Barra	Nome da Barra	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031	
		P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
9659	S-FRAN-AC069	32,21	10,36	33,48	10,77	34,81	11,20	36,22	11,65	37,70	12,13	39,24	12,62	40,85	13,14
9660	TANGAR-AC069	32,26	6,01	33,53	6,25	34,86	6,49	36,28	6,76	37,75	7,03	39,30	7,32	40,91	7,62
9559	TAQUAR-AC069	30,88	17,32	32,10	18,01	33,37	18,72	34,73	19,48	36,14	20,27	37,62	21,10	39,16	21,97
42151	ALTOAL-AC069	21,50	6,34	22,34	6,59	23,23	6,85	24,17	7,12	25,16	7,41	26,19	7,72	27,26	8,03
42164	CALAFÁ-AC069	20,21	6,92	21,01	7,20	21,84	7,48	22,73	7,79	23,65	8,10	24,62	8,43	25,63	8,78
42154	ACRELA-AC069	2,74	1,79	2,85	1,86	2,96	1,94	3,08	2,02	3,21	2,10	3,34	2,18	3,47	2,27
9551	S-MADU-AC069	5,00	1,96	5,19	2,04	5,40	2,12	5,62	2,21	5,85	2,30	6,09	2,39	6,34	2,49
42163	EPITAC-AC069	9,85	5,18	10,24	5,39	10,64	5,60	11,07	5,83	11,53	6,06	12,00	6,31	12,49	6,57
42156	ASSISB-AC069	0,86	0,26	0,89	0,26	0,92	0,27	0,94	0,28	0,97	0,29	0,99	0,29	1,02	0,30
42157	MANOEL-AC069	1,08	0,44	1,13	0,46	1,17	0,48	1,22	0,50	1,27	0,52	1,31	0,53	1,36	0,55
42158	ENVIRA-AC069	3,23	1,03	3,37	1,07	3,53	1,12	3,69	1,17	3,85	1,23	4,03	1,28	4,21	1,34
42159	TARAUÁ-AC069	4,12	1,22	4,28	1,26	4,43	1,31	4,58	1,35	4,73	1,40	4,88	1,44	5,04	1,49
42160	JURUA-AC069	23,08	8,90	23,91	9,22	24,73	9,54	25,56	9,86	26,39	10,18	27,22	10,50	28,07	10,83

15.5 Anexo 5 – Diagramas Unifilares das Subestações

SE CRUZEIRO DO SUL



SE FEIJÓ

