



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA

*Estudo de Fronteiras do Estado de Rondônia -
Ariquemes, Vilhena, Jaru e Nova Mutum*

Janeiro de 2023



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia



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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretária-Executiva do MME

Secretário de Planejamento e Transição Energética

Secretário de Energia Elétrica

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*Estudo de Fronteiras do Estado de
Rondônia - Ariquemes, Vilhena,
Jaru e Nova Mutum*



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Giovani Vitória Machado (Interino)

Diretora de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Geral

Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Análises Técnico-Econômicas

João Mauricio Caruso
Lucas Simões de Oliveira (Coordenação)

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744
70065-900 - Brasília – DF

Escritório Central

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

Nº EPE-DEE-NT-062/2022-rev0

Data: 02/02/2023

(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 EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Análise Técnico-Econômica de Alternativas

Sub-área de estudo

GET Centro-Oeste

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-NT-062/2022-rev0

**Estudo de Fronteiras do Estado de Rondônia -
Ariquemes, Vilhena, Jaru e Nova Mutum**

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

02/02/2023

Emissão Original

(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
ÍNDICE DE GRÁFICOS	11
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	12
1 INTRODUÇÃO	13
2 OBJETIVO	14
3 CONCLUSÕES	15
3.1 Vilhena.....	15
3.2 Ariquemes	15
3.3 Jarú 230/138 kV.....	16
3.4 Nova Mutum 230/69 kV	18
4 RECOMENDAÇÕES	21
5 CRITÉRIOS, PREMISSAS E DADOS	23
5.1 Critérios Básicos	23
5.2 Limites de Carregamento de Linhas e Transformadores	23
5.3 Comparação Econômica	23
5.4 Configuração, Cargas e Despacho de Geração.....	25
5.4.1 Configuração do Sistema	25
5.4.2 Cargas do Estado de Rondônia	27
5.4.3 Capacitores de Distribuição na Área em Análise	28
5.4.4 Usinas na Região de Influência Direta – Dados e Despacho	29
5.5 Descrição das Etapas do Estudo.....	29
6 ANÁLISE DO DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE	31
6.1 Região de Vilhena.....	31
6.2 Região de Ariquemes.....	37
6.3 Região de Jarú	46
6.3.1 Sistema com duplicação do transformador Jarú 230/138 kV.....	47
6.3.2 Sistema com transformador Jarú 69/138 kV	47
6.3.3 Sistema com uso de baterias.....	48
6.3.4 Custos dos Equipamentos	49
6.4 Região de Nova Mutum.....	57
6.4.1 Adequação da SE Nova Mutum aos Padrões de Rede Básica	58
6.4.2 Reforço no Sistema de Distribuição.....	59

6.4.3	Programas de Obras e Comparação Econômica.....	74
6.4.4	Perdas Elétricas.....	74
6.4.5	Comparação Econômica.....	75
7	AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL.....	77
8	FICHAS PET/PELP	78
9	EQUIPE TÉCNICA	80
10	REFERÊNCIAS	81

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Sistema de Transmissão - Estados do Acre e Rondônia.....	13
Figura 3-1 – Área já adquirida pela Argo Energia adjacente à SE Jaru.....	17
Figura 3-2 - Situação atual do atendimento às cargas da região Nova Mutum Paraná.....	19
Figura 3-3 – Sistema de atendimento às cargas da região Nova Mutum Paraná, com destaque para a LD 69kV Coletora Porto Velho - Jaci Paraná, solução de mínimo custo global recomendada no presente estudo.....	19
Figura 3-4 - Configuração final do sistema de atendimento às cargas da região de Nova Mutum Paraná, após a conclusão da LD Coletora Porto Velho – Jaci Paraná e posterior desmobilização da subestação provisória 230/69 kV.....	20
Figura 5-1 - Sistema Elétrico da Região das SEs de Fronteira do Estado.....	26
Figura 6-1 – Subestação de Vilhena.....	31
Figura 6-2 – CM NS 2025 – Regime Normal.....	33
Figura 6-3 – CM NS 2025 – Perda de um Transformador 230/69 kV sem reforço.....	34
Figura 6-4 – CM NS 2025 – Perda de um Transformador 230/69 kV com reforço.....	35
Figura 6-5 – CM NS 2036 - Perda de um Transformador 230/69 kV com reforço.....	36
Figura 6-6 – Subestação de Ariquemes.....	37
Figura 6-7 – CM NS 2025 – Regime Normal.....	39
Figura 6-8 – CM NS 2025 – Perda uma Unidade 230/69 kV em Ariquemes.....	40
Figura 6-9 – CM NS 2030 - Perda uma Unidade 230/69 kV em Ariquemes.....	41
Figura 6-10 – CM NS 2031 - Perda uma Unidade 230/69 kV em Ariquemes – FP 0.885.....	42
Figura 6-11 - CM NS 2031 - Perda uma Unidade 230/69 kV em Ariquemes – FP 0.920.....	43
Figura 6-12 - CM NS 2033 - Perda uma Unidade 230/69 kV em Ariquemes – FP 0.920.....	44
Figura 6-13 – CM NS 2033 – com Quarto Transformador 230/69 kV Ariquemes – FP 0,885.....	45
Figura 6-14 – Subestação de Jaru 230/138/69 kV.....	47
Figura 6-15 – CM NS 2036 – Jaru com 2 Transformadores 230/138 kV – Regime Normal.....	51
Figura 6-16 - CM NS 2036 – Jaru com 2 Transformadores 230/138 kV – Perda de um Transformador.....	52
Figura 6-17 – CM NS 2036 - Jaru com 1 Transformador 69/138 kV – Regime Normal.....	53
Figura 6-18 - CM NS 2036 - Jaru com 1 Transformador 69/138 kV – Perda do transformador 230/138 kV.....	54
Figura 6-19 – CM NS 2036 - Jaru com 1 Transformador 69/138 kV – Perda do transformador 69/138 kV.....	55
Figura 6-20 - Jaru com 1 Transformador 69/138 kV – Perda de um transformador 230/69 kV.....	56
Figura 6-21 – Subestação de Nova Mutum 230/69 kV (provisória).....	58
Figura 6-22 - CM NS 2025 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	60
Figura 6-23 - CM NS 2026 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	61
Figura 6-24 - CM NS 2027 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	62
Figura 6-25 - CM NS 2028 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	63
Figura 6-26 - CM NS 2029 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	64
Figura 6-27 - CM NS 2030 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	65
Figura 6-28 - CM NS 2031 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	66
Figura 6-29 - CM NS 2032 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	67
Figura 6-30 - CM NS 2033 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	68
Figura 6-31 - CM NS 2034 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	69
Figura 6-32 - CM NS 2035 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	70
Figura 6-33 - CM NS 2036 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal.....	71
Figura 6-34 - CM NS 2036 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Perda de 1 Transformador da SE Coletora.....	72

Figura 6-35 – CM NS 2036 - Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV com Nova Mutum energizada..... 73

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 - Custo Total das Alternativas – Rendimentos Necessários + Perdas (R\$ $\times 10^{-3}$)	18
Tabela 4-1 – Plano de obras – Subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	21
Tabela 4-2 – Plano de obras – Obras de distribuição com carácter sistêmico	21
Tabela 5-1 - Permanência dos Cenários.....	24
Tabela 5-2 - Duração dos Patamares de Carga – Fonte ANEEL/ONS.....	24
Tabela 5-3 – Permanência = Cenários x Patamares de Carga	24
Tabela 5-4 – Dados das LDs (Fonte Energisa RO)	25
Tabela 5-5 – Acréscimo no Sistema de Distribuição (Fonte Energisa RO).....	25
Tabela 5-6 – Carga Total do estado de Rondônia (Fonte Energisa RO).....	27
Tabela 5-7 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Pesada (Fonte Energisa RO)	27
Tabela 5-8 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Média (Fonte Energisa RO).....	28
Tabela 5-9 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Leve (Fonte Energisa RO).....	28
Tabela 5-10 – Capacitores no Sistema de Distribuição (Fonte Energisa RO)	28
Tabela 5-11 – Dados e Despacho das Usinas na Região de Interesse (Fonte Energisa RO).....	29
Tabela 6-1 – Custos de Instalação do Transformador 230/138 kV em Jaru	49
Tabela 6-2 – Custos de Instalação do Transformador 138/69 kV	49
Tabela 6-3 - Investimento (R\$), O&M (%) e RAP (R\$) para a solução de baterias adotada no litoral de São Paulo. Fonte: Adaptado de [21].....	50
Tabela 6-4 – Programa de Obras – Suprimento via SE Coletora Porto Velho 69 kV	74
Tabela 6-5 - Programa de Obras – Adequação SE Nova Mutum	74
Tabela 6-6 – Custos das Perdas Elétricas das Alternativas (R\$ $\times 10^{-3}$)	75
Tabela 6-7 - Custo das Obras das Alternativas - Valor Presente (R\$ $\times 10^{-3}$)	75
Tabela 6-8 - Custos das Obras das Alternativas – Rendimentos Necessários (R\$ $\times 10^{-3}$).....	75
Tabela 6-9 - Custo Total das Alternativas – Rendimentos Necessários + Perdas (R\$ $\times 10^{-3}$)	75
Tabela 6-10 – Orçamento da Eletronorte para Adequação da SE Nova Mutum	76

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 6-1 – Comparação dos Custos Totais das Alternativas	76
---	----

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATR	Autotransformador
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
CS	Circuito Simples
CME	Custo Marginal de Expansão
DEE	Diretoria de Estudos de Energia Elétrica da EPE
ERO	Energisa Rondônia - Empresa de Distribuição de energia elétrica com atuação no estado de Rondônia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NCC	Nível de Curto-Circuito
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SE	Subestação
STE	Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica da EPE
TR	Transformador
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de atendimento ao estado de Rondônia é constituído por linhas de Rede Básica na tensão de 230 kV entre Jauru e Abunã e por linhas de Distribuição em 138 kV e 69 kV, a partir dos principais centros de carga, que se localizam nas subestações de Vilhena, Pimenta Bueno, Ji-Paraná, Jaru, Ariquemes, Porto Velho e Abunã.

O sistema elétrico da Rede Básica da região pode ser visualizado na Figura 1-1 a seguir.

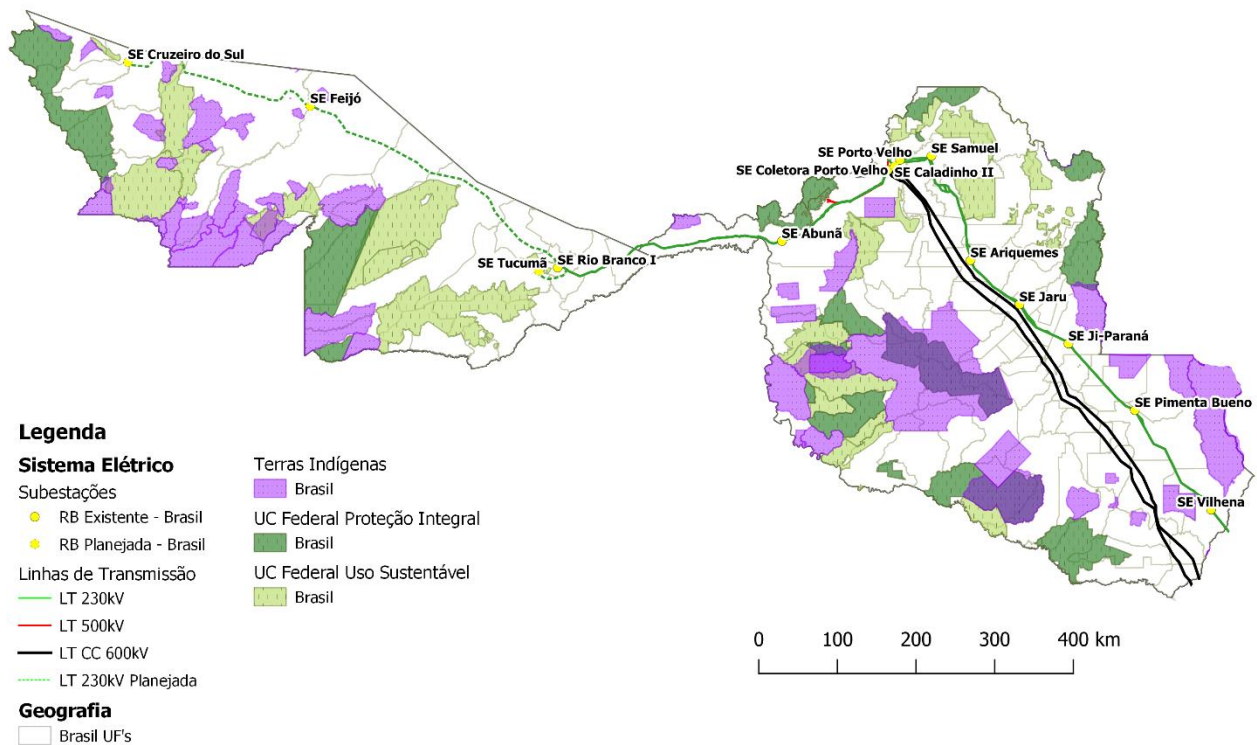


Figura 1-1 - Sistema de Transmissão - Estados do Acre e Rondônia

A Empresa de Planejamento Energético - EPE publicou em 15 de outubro de 2021 a Nota Técnica EPE-DEE-NT-116/2021-Rev0, "Estudo de Reforços Estruturais para a Região Leste do Estado de Rondônia" [1], desenvolvida em conjunto com a Energisa Rondônia – Distribuidora de Energia S.A., doravante denominada por ERO, e a Eletrobras Eletronorte, indicando a solução de mínimo custo global para reforço à região atendida pelas fronteiras de Ji-Paraná e Pimenta Bueno.

Ainda no período de desenvolvimento da referida Nota Técnica, a ERO encaminhou em 29 de julho de 2021 a Carta Nº 007-2021-DTEC ERO [2], cujo assunto é "Propostas para a Programação de Estudos de Transmissão", onde manifesta sua preocupação com o atendimento a outros pontos de fronteira em Rondônia, a saber:

- **Ariquemes 230/69 kV:** necessita da avaliação para o atendimento das cargas, principalmente no cenário Norte seco, durante perda de unidade transformadora, em decorrência da incorporação de cargas isoladas ao setor de 69 kV;
- **Vilhena 230/69 kV:** a situação é similar à de Ariquemes, havendo necessidade de avaliar o atendimento às cargas da região durante a perda de unidade transformadora, principalmente no cenário Norte seco;
- **Jaru 230/138 kV:** o objetivo é prover o atendimento ao critério N-1 na perda do transformador único da subestação; e
- **Nova Mutum - Paraná 230/69 kV:** necessita solução para o atual atendimento provisório das cargas, hoje realizado através de transformação 230/69 kV, conectada por tape na linha de transmissão 230 kV Porto Velho – Abunã.

A EPE inicialmente estava indicando em seu Programa de Trabalho nos meses iniciais de 2022 apenas a análise para a região de Nova Mutum – Jacy Paraná; entretanto, avaliando o porte das análises necessárias, a EPE optou por englobar em um mesmo estudo as fronteiras de Ariquemes, Jaru e Vilhena, cujo escopo será objeto do presente estudo.

Cabe mencionar que, na carta da ERO acima referida, foi indicada também a necessidade de estudo para o suprimento à capital Porto Velho o qual, devido ao seu maior porte e abrangência, não será incorporado a esse estudo, mas já se encontra na programação de estudos da EPE para o ano de 2023.

A Nota Técnica será itemizada de forma independente, indicando o escopo de cada região de análise, bem como o descritivo dos resultados das análises desenvolvidas.

2 OBJETIVO

O objetivo do estudo é definir o conjunto de obras de transmissão e/ou distribuição mais adequado, sob a ótica técnico-econômica, que permita o atendimento elétrico com qualidade ao sistema das regiões hoje atendidas basicamente por transformadores 230/138 kV e 230/69 kV das SEs Ariquemes, Vilhena, Jaru e Nova Mutum, frente aos problemas atualmente identificados e ao crescimento do mercado previsto para a área no horizonte de 2025 a 2036.

3 CONCLUSÕES

Os resultados das análises das subestações de fronteira de Rede Básica, a saber, Vilhena 230/69 kV, Ariquemes 230/69 kV, Jaru 230/138 kV e Nova Mutum 230/69 kV serão apresentadas individualmente, a seguir.

3.1 Vilhena

Em Vilhena, na perda de um dos três transformadores 230/69 kV de 60 MVA da subestação, ocorre sobrecarga nas unidades remanescentes já no ano de 2025.

A instalação do quarto transformador 230/69 kV de 60 MVA em Vilhena elimina o problema de sobrecargas em contingências até o ano de 2036, não se constatando necessidade de utilização de módulos de maior capacidade para essa transformação.

Não é aplicável a utilização de um dos transformadores provenientes de Ji-Paraná, cuja substituição foi indicada no estudo de Rondônia Leste [1] para o ano de 2025, tendo em vista que os tapes desses transformadores estão do lado de 230 kV, enquanto nos transformadores de Vilhena os tapes estão no lado de 69 kV.

3.2 Ariquemes

Em Ariquemes, a perda de uma unidade 230/69 kV de 60 MVA não acarreta problema de sobrecarga nos transformadores remanescentes desde 2025 até o ano de 2030.

Em 2031, em contingência, o carregamento nos transformadores remanescentes atinge 61,2 MVA, indicando necessidade de reforço na transformação. Entretanto, o baixo fator de potência das cargas atendidas por Ariquemes 69 kV (0,885) é responsável pela sobrecarga identificada, a qual deixa de existir considerando-se a correção do fator de potência para 0,950, conforme estabelecido no Submódulo 2.10 [3] dos Procedimentos de Rede.

Com a correção do fator de potência para 0,950 a necessidade da instalação do quarto banco de transformadores 230/138 kV 60 MVA em Ariquemes é postergada para o ano de 2033, quando o carregamento em contingência atinge 62 MVA, mesmo com a correção do FP.

3.3 Jaru 230/138 kV

A análise da transformação 230/138 kV da subestação Jaru foi motivada pela solicitação da Energisa Rondônia, que pleiteou a realização de estudos que indicassem a solução estrutural para evitar que, na perda do transformador único de 50 MVA da subestação, ocorresse interrupção total no suprimento da carga da região de Machadinho d'Oeste 138 kV.

Embora não estejam previstos problemas de sobrecarga para a SE Jaru 230/138 kV até o ano horizonte do estudo, a análise desta subestação de fronteira visou a adequar o suprimento à região mencionada, em termos de atendimento ao critério N-1.

Inicialmente foi cogitada a aplicação de baterias para a região, uma vez que os sistemas de armazenamento possuem uma ampla gama de aplicações em sistemas elétricos, inclusive com indicações do planejamento para atendimento ao litoral Sul de São Paulo através da Nota Técnica [4] e reavaliação conjunta em [5]. Dentre as vantagens da alternativa, cabe destacar a rápida implantação, com baixo impacto socioambiental, elevada modularidade e mobilidade.

Sob o ponto de vista técnico a solução apontada em [4] e [5] para o litoral Sul de São Paulo visa cumprir um papel de *peak shaving* em condições especiais de carga, sagrando-se como alternativa competitiva para a mitigação de restrições elétricas até a entrada em operação da solução estrutural indicada em [4], situação diferente da estudada no presente relatório.

Por sua vez, as soluções estudadas para a subestação Jaru visam a prover o atendimento às cargas frente aos cenários de indisponibilidade de longa duração, da ordem de dias ou semanas, de duas das quatro unidades monofásicas 230/138 kV da subestação. Assim, os requisitos de energia armazenada se tornariam proibitivos para as atuais soluções envolvendo baterias, dado o porte das cargas. Como detalhado no item 6.3, um outro fator considerado durante a avaliação de soluções de armazenamento foram os custos ainda elevados, de cerca de 5~8 vezes maiores que as soluções convencionais estudadas para um armazenamento de duas horas de suprimento às cargas.

As duas outras soluções visualizadas, envolvendo a duplicação do banco de autotransformadores monofásicos 230/138kV de 16,7 MVA cada, ou a instalação de um autotransformador trifásico 138/69 kV de 50 MVA interligando os setores de 69 kV, da Energisa, e de 138 kV, da Argo Energia, propiciam o atendimento do critério N-1 na SE Jaru 230/138 kV até o ano de 2036, adequando-a aos padrões de Rede Básica.

Considerando que a distância entre os setores de 138 e 69 kV em Jaru é de cerca de 100 m, descartou-se a necessidade de obras além das respectivas conexões do transformador 138/69 kV, e procedeu-se ao custeio das duas alternativas de reforço.

O valor dos investimentos associados à instalação de novo autotransformador 230/138 kV em Jaru seria cerca de 80% superior ao valor dos investimentos no autotransformador trifásico 138/69 kV. Como ambas as hipóteses propiciam o atendimento ao critério N-1, objetivo da análise, a instalação pela Energisa de um autotransformador trifásico 138/69 kV 50 MVA se mostrou como a melhor opção de reforço em Jaru.

A título de sensibilidade avaliou-se considerar a utilização da fase reserva do transformador 230/138 kV existente, não havendo inversão de mérito, constatando-se que mesmo assim a instalação do segundo transformador 230/138 kV de 50 MVA apresenta custo cerca de 50% superior à do transformador 138/69 kV de mesma potência. As análises econômicas realizadas indicaram que mesmo que o custo da instalação do transformador 138/69 kV fosse cerca de 90% superior (R\$ 14.751.718,00) ao valor utilizado na análise ainda assim haveria equivalência econômica entre as alternativas.

Cabe salientar que conforme informação recebida da transmissora Argo Energia, a mesma já adquiriu o terreno adequado à instalação do transformador, indicada na cor azul na Figura 3.1 mostrada a seguir.



Figura 3-1 – Área já adquirida pela Argo Energia adjacente à SE Jarú

3.4 Nova Mutum 230/69 kV

No ano de 2010 foi implantado o “Polo de Nova Mutum Paraná”, em decorrência da necessidade de alocação do contingente populacional oriundo da antiga localidade de Mutum Paraná, cuja região seria alagada para atender às necessidades da Usina Hidrelétrica de Jirau, integrante do Complexo Energético do Madeira.

As cargas do referido polo eram atendidas por meio de um tape na LT 230 kV Porto Velho – Abunã, conectado a subestação provisória por transformador 230/69/13,8 kV, para atendimento ao canteiro de obras e às cargas locais.

Com a finalização das obras da UHE Jirau, as cargas locais permaneceram atendidas pela subestação provisória, e a responsabilidade do atendimento foi transferida pela ANEEL para a Eletrobras Eletronorte.

Considerando que, até o momento, as cargas da região permanecem supridas provisoriamente por meio de tape simples na LT Porto Velho - Abunã 230 kV conectada a uma subestação 230/69 kV cuja configuração não atende aos padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede para uma SE de Rede Básica, foram analisadas as seguintes hipóteses para conferir confiabilidade ao atendimento às cargas da região de Nova Mutum foram as seguintes:

- Adequação da SE Nova Mutum 230/69 kV aos padrões de Rede Básica e
- Nova linha de distribuição 69 kV entre as subestações de Coletora Porto Velho e Jacy Paraná.

As duas configurações atendem aos critérios para o atendimento às cargas da região, mas há significativa diferença dos custos associados a cada uma delas, conforme indicado a seguir.

ALTERNATIVAS	Custo Total das Alternativas - Rendimentos Necessários + Perdas Diferenciais		
	Custos Totais (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Adequação da SE Nova Mutum	56.484,12	201,53%	2º
Suprimento via Coletora P Velho 69 kV	28.027,70	100,00%	1º

Tabela 3-1 - Custo Total das Alternativas – Rendimentos Necessários + Perdas (R\$x10⁻³)

A adequação da SE Nova Mutum 230/69 kV apresenta custos 101,5% superiores aos da implantação da LD Coletora Porto Velho – Jacy Paraná, com base na metodologia utilizada na comparação econômica. Os custos calculados pela EPE, com base nos custos modulares indicados em [6], totalizaram o valor de R\$ 87.584,020.00 (valor presente) para adequar a SE Nova Mutum aos padrões de Rede Básica.

Considerando a elevada diferença dos custos associados às duas alternativas, o atendimento à região de Nova Mutum – Jacy Paraná deverá passar a ser realizado via linha de Distribuição de 69 kV entre as subestações de Jacy Paraná e Coletora Porto Velho, sem necessidade de adequação da subestação provisória existente, com posterior desmobilização da mesma, após a conclusão da obra de distribuição, conforme ilustrado na Figura 3-2, Figura 3-3 e Figura 3-4.

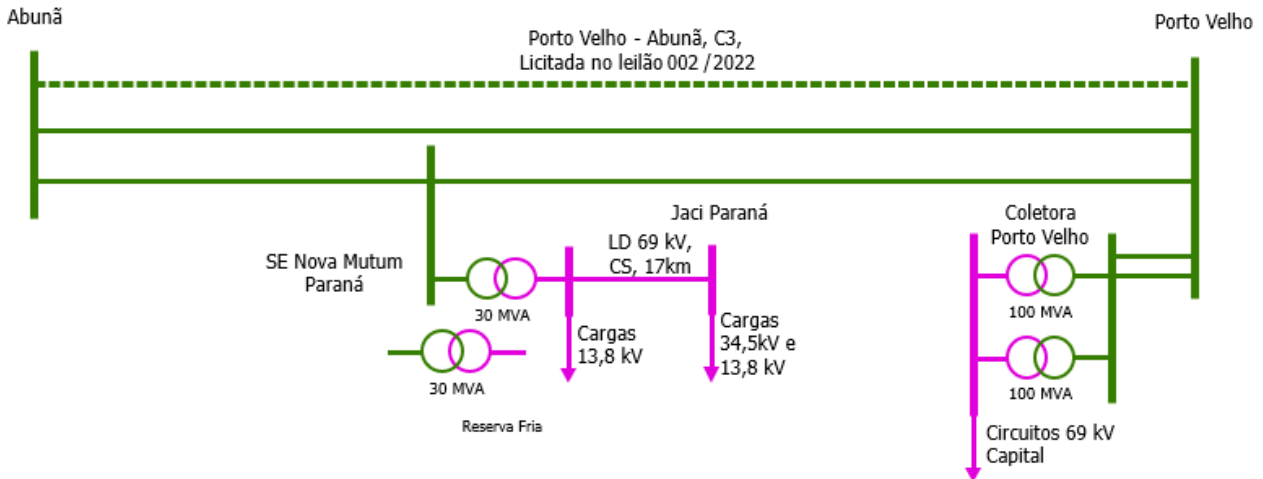


Figura 3-2 - Situação atual do atendimento às cargas da região Nova Mutum Paraná

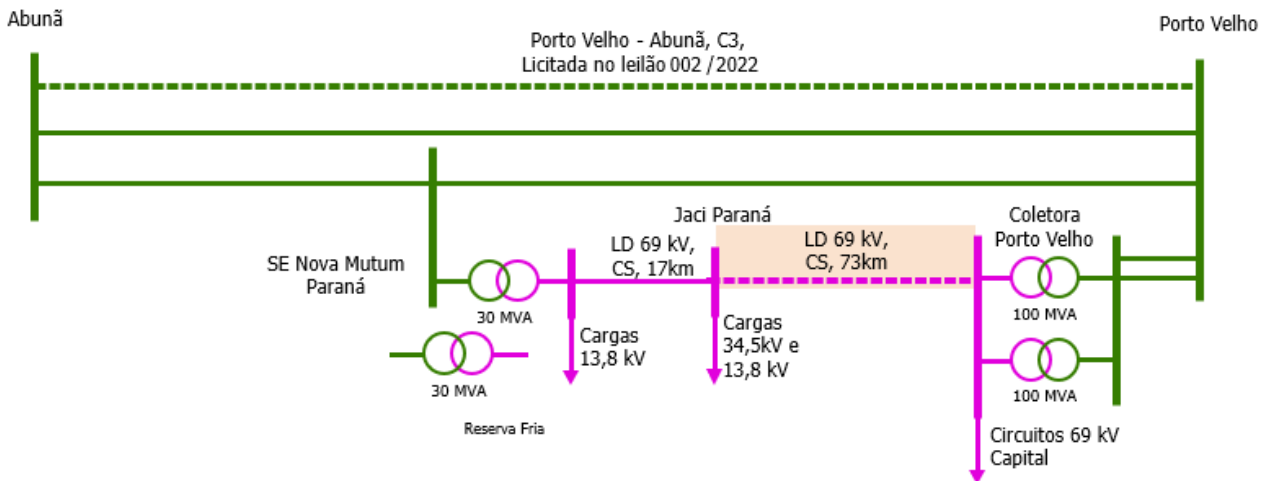


Figura 3-3 – Sistema de atendimento às cargas da região Nova Mutum Paraná, com destaque para a LD 69kV Coletora Porto Velho - Jacy Paraná, solução de mínimo custo global recomendada no presente estudo

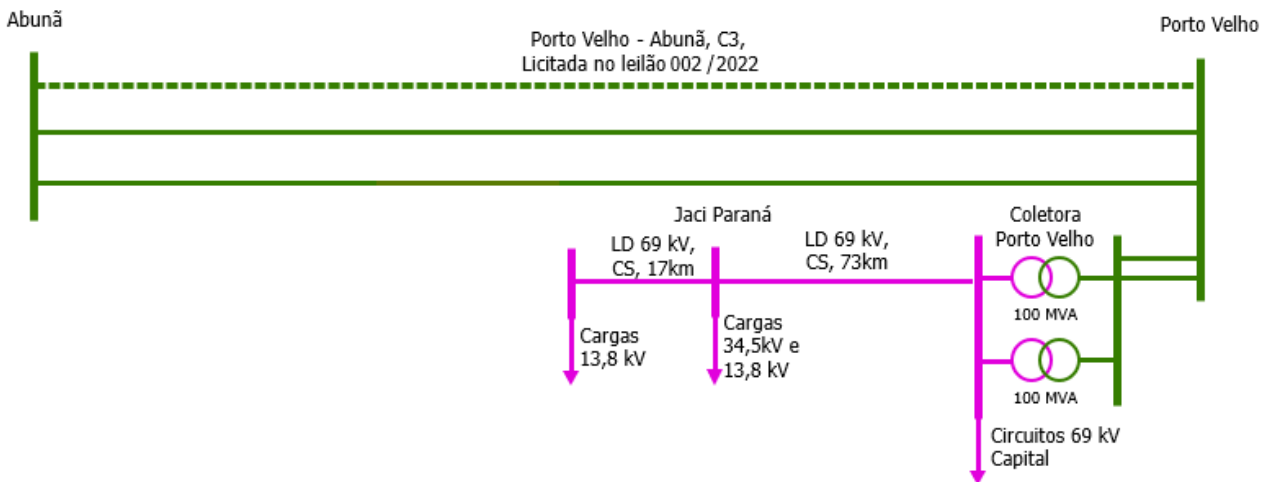


Figura 3-4 - Configuração final do sistema de atendimento às cargas da região de Nova Mutum Paraná, após a conclusão da LD Coletora Porto Velho – Jaci Paraná e posterior desmobilização da subestação provisória 230/69 kV

Com relação às comparações econômicas, cabe mencionar que o Banco de Preços de Referência (BPR) da ANEEL – [6] foi utilizado nesse estudo, e é a base oficial para comparações econômicas nos estudos de planejamento da transmissão, por contar com amostragem de custos de diversas empresas e tratamentos estatísticos, criando assim uma base única de comparação entre alternativas e agentes distintos. Dessa forma, caso haja discrepâncias entre os custos adotados para as obras recomendadas, a Distribuidora deverá buscar a ANEEL para compartilhar tais informações, de forma que possam eventualmente serem incorporadas ao Banco de Preços de Referência.

4 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se:

- 1) O início dos processos de outorga para as instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira e a programação de obras por parte da Distribuidora local para a implantação do plano de obras indicado na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 – Plano de obras – Subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Obra	Ano	Descrição
SE 230/69 kV VILHENA (Ampliação/Adequação)	2025	3º TF 230/69 kV, 1 x 60 MVA 3Φ e conexões
SE 230/69 kV ARIQUEMES (Ampliação/Adequação)	2033	4º TF 230/69 kV, 1 x 60 MVA 3Φ e conexões

Tabela 4-2 – Plano de obras – Obras de distribuição com carácter sistêmico

Obra	Ano	Descrição
LD 69 kV COLETORA PORTO VELHO – JACY-PARANÁ, C1 (Nova)	2025	Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 73 km e entradas de linha
SE 230/138/69 kV JARU (Ampliação/Adequação)	2025	1º TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ 1 Conexão de Transformador 138 kV 1 Conexão de Transformador 69 kV

- 2) A implantação pela Energisa RO de compensação reativa nas cargas supridas em 69 kV de forma a manter o fator de potência no valor mínimo de 0,92 no barramento de fronteira da SE Ariquemes 230/69kV.
- 3) Que seja instalado na SE Jaru um autotransformador trifásico 138/69 kV, de 50 MVA, interligando os barramentos de 138 kV da Argo Energia e 69 kV da Energisa.
- 4) A construção pela Energisa RO de linha de distribuição em 69 kV entre as subestações de Coletora Porto Velho e Jacy-Paraná, com aproximadamente 73 km de extensão, e condutor 1 x 336 por fase, e que, após a entrada em operação da LD, seja desmobilizada a SE Nova Mutum 230/69 kV, uma vez que a mesma foi concebida para uma operação provisória, e não atende aos requisitos dos Procedimentos de Rede.
- 5) Que a Eletronorte monitore o desempenho e estado físico dos transformadores 230/69 kV da subestação Ariquemes, que terão vida útil regulatória findada em 2024, indicando a

necessidade de substituição no SGPMR quando os ativos não apresentarem mais condições de permanecerem em operação.

- a. Essa recomendação está associada à necessidade de reforço na subestação apenas no ano de 2033 uma vez que, segundo informação recebida da Eletronorte através da CE-RG-0050/2022 – “Final de Vida Útil – Relação de Equipamentos”, de 23/03/2022 [7], em atendimento ao item 3.7 da Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovadas por [8], os transformadores estão aptos a permanecer operando por tempo adicional à sua vida útil.
 - b. Ainda a respeito, cabe ressaltar que a Eletronorte, através de e-mail recente, informou que sua Divisão de Planejamento, Desempenho e Manutenção da Geração (OMSDG) estava elaborando o laudo da condição operacional dos transformadores TR1 e TR2 230/69 kV - 60 MVA da SE Ariquemes, indicando se estes equipamentos poderão ou não permanecer em operação após o final de sua vida útil.
 - c. Posteriormente, em 08 de julho p.p., a Eletronorte informou que o referido laudo tinha sido concluído, indicando que estes equipamentos ainda não atingiram os seus finais de vida útil física, e poderão permanecer em operação.
- 6) Que a Energisa Rondônia implante o plano de obras indicado na Tabela 4-2, dado o carácter sistêmico das obras de distribuição elencadas. Destaca-se a importância da execução da LD 69 kV Coletora Porto Velho – Jacy-Paraná, C1, para o atendimento à região de Nova Mutum – Jacy Paraná, que irá permitir a posterior desmobilização da subestação provisória 230/69 kV existente, por não atender os requisitos dos procedimentos de rede.

5 CRITÉRIOS, PREMISSAS E DADOS

5.1 Critérios Básicos

Os critérios e procedimentos do estudo deverão estar de acordo com o documento [9], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir. No desenvolvimento do estudo deverão ser consideradas as diretrizes constantes no documento [10], elaborado pela EPE. Quando aplicável, serão respeitados ainda os requisitos do Submódulo 2.3 [11], os requisitos dos Procedimentos de Distribuição [12] e Resoluções Normativas específicas da ANEEL, as quais serão devidamente referenciadas.

Todas as alternativas serão elaboradas de forma a atender ao critério N-1 na Rede Básica e na Rede Básica de Fronteira, e ao critério N na Rede de Distribuição.

Caso existam, as empresas participantes desse estudo poderão explicitar critérios especiais a serem respeitados em sua rede (níveis de tensão e fluxos máximos/mínimos, em barras ou linhas específicas do sistema de distribuição, por exemplo).

5.2 Limites de Carregamento de Linhas e Transformadores

Os limites de carregamento das linhas de transmissão existentes, para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, serão os valores informados nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão.

Para linhas de transmissão futuras deverão ser utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização e informados pelos agentes ou por valores típicos indicados pela EPE.

Nas análises de contingências de transformadores de potência existentes, será adotada a capacidade operativa de curta duração informada ao ONS/EPE pelas empresas proprietárias das instalações; para unidades futuras, a capacidade operativa de curta duração será correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento [13] e [14].

Os limites das linhas do sistema de Distribuição utilizados foram informados pela Energisa RO.

5.3 Comparação Econômica

Nas subestações de fronteira onde houver necessidade de comparação econômica de alternativas, serão adotados os parâmetros mostrados a seguir essa avaliação.

Os custos dos equipamentos das alternativas analisadas serão os que constam do documento Base de Preços de Referência ANEEL 03/2021 [6].

Para o cálculo das perdas elétricas serão simulados seis casos de fluxo de potência, utilizando-se a base gerada a partir dos casos do PD 2031, sendo eles a combinação dos três patamares de carga, e dos cenários Norte Úmido e Norte Seco, com suas permanências ponderadas entre patamares e cenários, conforme indicado a seguir.

Nos cenários de geração, será considerada uma permanência de 7 meses para hidrologia da região Norte desfavorável (Seco) e 5 meses hidrologia favorável (Úmido), correspondendo à permanência indicada a seguir.

Cenário	Permanência
Seco	58%
Úmido	42%

Tabela 5-1 - Permanência dos Cenários

Já a duração dos patamares de carga está representada na Tabela 5-2, de forma que cada patamar teve sua duração referenciada à respectiva participação semanal.

Patamar de Carga	Duração	Seg. à Sáb.	Dom. e Fer.	Semana
Pesada	3	18 - 21	-	18
Média	14	07 - 18 / 21 - 24	17 - 22	89
Leve	7	00 - 07	00 - 17 / 22 - 24	61
TOTAL	24	24	24,00	168

Tabela 5-2 - Duração dos Patamares de Carga – Fonte ANEEL/ONS

Com base nesses valores, chega-se à seguinte permanência para cada patamar de carga / cenário:

CL NS	CL NU	CM NS	CM NU	CP NS	CP NU
21,20%	15,13%	30,90%	22,07%	6,25%	4,46%

Tabela 5-3 – Permanência = Cenários x Patamares de Carga

A valoração das perdas elétricas será realizada com base no custo marginal de expansão médio indicado no Plano Decenal de Energia - 2031, com o valor de 187,00 R\$/MWh, detalhado no item 3.5, página 82 de [15].

A comparação econômica será realizada pelo Método dos Rendimentos Necessários, e a seleção da alternativa pelo conceito de Mínimo Custo Global.

Para comparação econômica, será considerada uma taxa de retorno de 8% a.a., ano base de referência 2025, ano horizonte 2036 e tempo de vida útil das instalações de 30 anos, adotando-se margem de 5% como balizadora para definir a equivalência econômica de alternativas.

5.4 Configuração, Cargas e Despacho de Geração

5.4.1 Configuração do Sistema

A configuração do sistema elétrico utilizada nas análises é a dos casos do Plano Decenal Ciclo 2031, com as devidas atualizações indicadas pela Energisa RO, conforme foi mostrado na Figura 2-1 acima.

A seguir são mostrados os dados elétricos do sistema de Distribuição que foram encaminhados pela Energisa RO para o estudo de Rondônia Leste, também utilizados na presente análise, bem como para a área de interesse do presente estudo.

BARRA		V (kV)	NÚMERO	CAPACIDADE (MVA)			SEQ. +			OBSERVAÇÕES
DE	PARA			NORMAL	EME	EQUIP	R (%)	X (%)	B (Mvar)	
JACYPA-R0034	U. BAND-R0034	34,5	1	24	30	30	102,0303	187,2435	0,336835	61,56 KM - 336 MCM
JACYPA-R0069	JACYPA-R0034	-	1	5,6	6,25	6,25	11,8	133,4	-	17 steps no 69 kV 0.9 a 1.1
NMPARA-R0069	JACYPA-R0069	69	1	47	59	59	6,7188	16,4129	0,26670	16,27 KM - 336 MCM
JACYPA-R0034	U. BAND-R0034	34,5	1	24	30	30	102,0303	187,2435	0,336835	61,56 KM - 336 MCM
PVELHO-R0069	TIRADE-R0069	69	1	61	76	76	1,7026	5,5684	0,09921	5,8 KM 477 MCM
PVELHO-R0069	TIRADE-R0069	69	2	61	76	76	1,7026	5,5684	0,09921	5,8 KM 477 MCM
PVELHO-R0069	AREAL-R0069	69	1	61	76	76	3,8746	12,672	0,2258	13,2 KM 477 MCM
PVELHO-R0069	AREAL-R0069	69	2	61	76	76	3,7572	12,288	0,21896	12,8 KM 477 MCM
COL. PV-R0069	RMADEI-R0069	69	1	74	93	93	5,9144	24,243	0,49209	26,2 KM 636 MCM
COL. PV-R0069	RMADEI-R0069	69	2	74	93	93	5,9144	24,243	0,49209	26,2 KM 636 MCM
TIRADE-R0069	ALFAVI-R0069	69	1	61	76	76	2,2574	7,3828	0,13155	7,69 KM 477 MCM
TIRADE-R0069	ALFAVI-R0069	69	2	61	76	76	2,2574	7,3828	0,13155	7,69 KM 477 MCM
ALFAVI-R0069	RMADEI-R0069	69	1	61	76	76	4,218	13,795	0,24582	14,37 KM 477 MCM
ALFAVI-R0069	RMADEI-R0069	69	2	61	76	76	4,218	13,795	0,24582	14,37 KM 477 MCM
AREAL-R0069	CENTRO-R0069	69	1	61	76	76	0,56657	1,8529	0,03301	1,93 KM 477 MCM
NMPARA-R0069	COL. PV-R0069	69	1	47	59	47	27,255	66,58	1,082	66 KM 336 MCM

Tabela 5-4 – Dados das LDs (Fonte Energisa RO)

A Energisa RO pediu que, para a análise da fronteira de Nova Mutum, fossem incluídos no sistema de Distribuição a LD 34,5 kV Jacy Paraná – União Bandeirante e um transformador 69/34,5 kV na SE Jacy Paraná, com os parâmetros indicados a seguir.

BARRA		V (kV)	NÚMERO	CAPACIDADE (MVA)			SEQ. +			OBSERVAÇÕES
DE	PARA			NORMAL	EME	EQUIP	R (%)	X (%)	B (Mvar)	
JACYPA-R0034	U. BAND-R0034	34,5	1	24	30	30	102,0303	187,2435	0,336835	61,56 KM - 336 MCM
JACYPA-R0069	JACYPA-R0034	-	1	5,6	6,25	6,25	11,8	133,4	-	17 steps no 69 kV 0.9 a 1.1

Tabela 5-5 – Acréscimo no Sistema de Distribuição (Fonte Energisa RO)

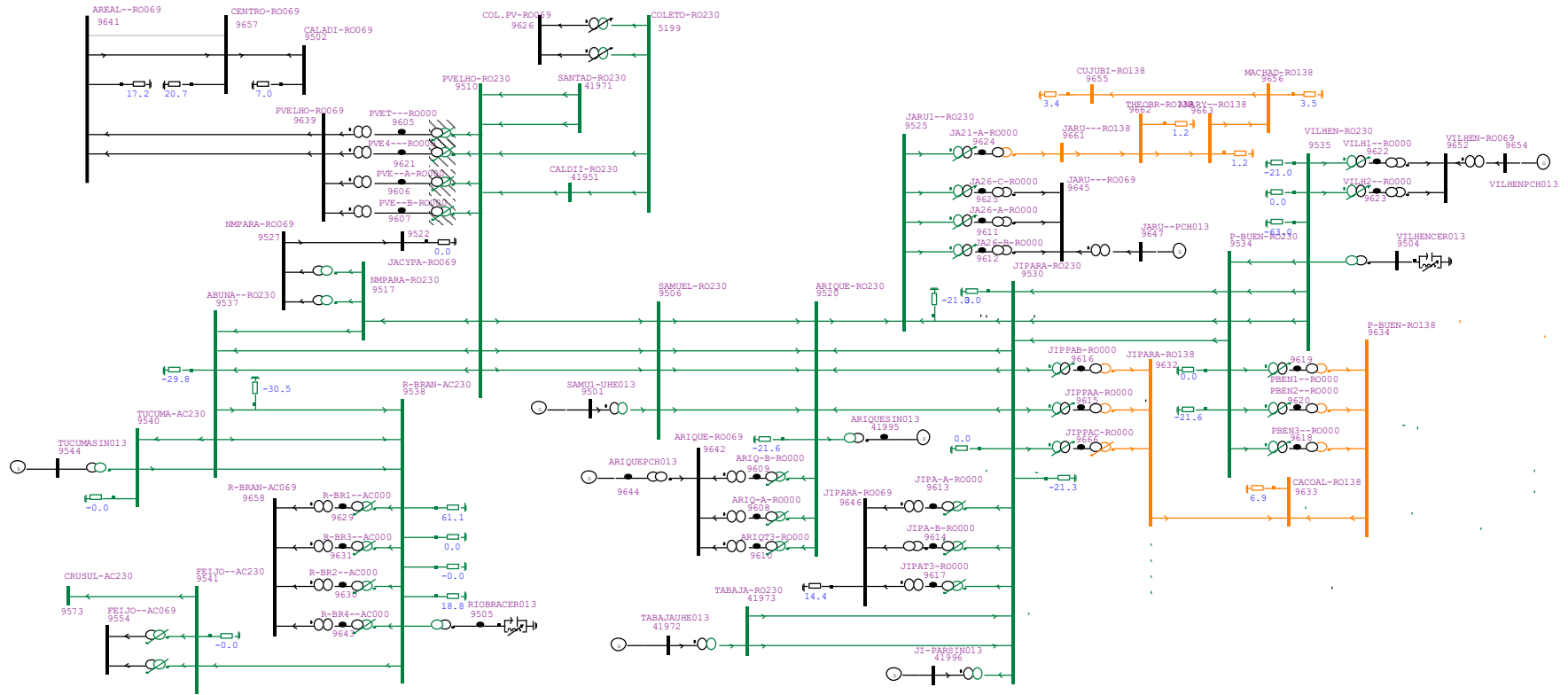


Figura 5-1 - Sistema Elétrico da Região das SEs de Fronteira do Estado

5.4.2 Cargas do Estado de Rondônia

A carga total do estado de Rondônia, utilizada nas análises foi mantida conforme dados recebidos para o estudo de Rondônia Leste, e está mostrada na Tabela 3-5 a seguir, para os patamares de carga pesada, média e leve.

ANO	PESADA		MÉDIA		LEVE	
	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
2025	824,8	265,7	914,7	340,1	428,2	165,6
2026	855,6	275,6	948,9	352,7	444,3	171,8
2027	885,7	285,3	982,3	365,2	459,9	177,9
2028	916,3	295,1	1.016,2	377,8	475,8	184,0
2029	946,5	304,8	1.049,6	390,2	491,5	190,1
2030	976,6	314,6	1.083,1	402,6	507,1	196,2
2031	1.007,6	324,5	1.117,5	415,4	523,2	202,4
2032	1.040,6	335,2	1.154,1	429,0	540,4	209,0
2033	1.074,3	346,0	1.191,4	442,9	557,8	215,8

Tabela 5-6 – Carga Total do estado de Rondônia (Fonte Energisa RO)

As Tabelas 3-6 a 3-8 a seguir mostram as cargas específicas das regiões sob análise no estudo, nos três patamares de carga.

	CARGA PESADA									
	ARIQUE-RO069		VILHEN-RO069		NMPARA-RO069		JACYPA-RO069		U.BAND-RO034	
2025	85,41	35,09	65,75	11,39	4,00	1,48	3,04	1,58	2,93	1,13
2026	88,60	36,40	68,20	11,81	4,16	1,53	3,16	1,64	3,05	1,17
2027	91,72	37,68	70,60	12,23	4,32	1,59	3,28	1,70	3,16	1,22
2028	94,88	38,98	73,04	12,65	4,47	1,65	3,40	1,76	3,27	1,26
2029	98,01	40,26	75,44	13,07	4,62	1,71	3,52	1,82	3,39	1,30
2030	101,13	41,55	77,85	13,49	4,77	1,76	3,63	1,88	3,49	1,34
2031	104,34	42,87	80,32	13,91	4,91	1,81	3,74	1,94	3,60	1,38
2032	107,76	44,27	82,95	14,37	5,06	1,87	3,85	2,00	3,71	1,43
2033	111,24	45,70	85,63	14,83	5,25	1,94	3,99	2,07	3,84	1,48
2034	114,82	47,17	88,39	15,31	5,43	2,01	4,13	2,14	3,98	1,53
2035	118,52	48,69	91,24	15,80	5,63	2,08	4,28	2,22	4,12	1,59
2036	122,36	50,27	94,19	16,32	5,84	2,15	4,44	2,30	4,27	1,64

Tabela 5-7 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Pesada (Fonte Energisa RO)

	CARGA MÉDIA									
	ARIQUE-RO069		VILHEN-RO069		NMPARA-RO069		JACYPA-RO069		U.BAND-RO034	
2025	100,17	52,56	74,97	18,96	4,23	1,56	3,22	1,67	3,10	1,19
2026	103,91	54,52	77,77	19,66	4,40	1,63	3,35	1,74	3,23	1,24
2027	107,56	56,44	80,51	20,36	4,57	1,69	3,48	1,80	3,35	1,29
2028	111,28	58,39	83,29	21,06	4,73	1,75	3,60	1,87	3,47	1,33
2029	114,94	60,31	86,03	21,75	4,90	1,81	3,72	1,93	3,59	1,38
2030	118,61	62,24	88,77	22,45	5,05	1,86	3,84	1,99	3,70	1,42
2031	122,37	64,21	91,59	23,16	5,20	1,92	3,96	2,05	3,81	1,47
2032	126,38	66,32	94,59	23,92	5,36	1,98	4,08	2,11	3,93	1,51
2033	130,46	68,46	97,65	24,69	5,55	2,05	4,23	2,19	4,07	1,57
2034	134,66	70,66	100,79	25,48	5,76	2,12	4,38	2,27	4,22	1,62
2035	139,00	72,94	104,04	26,31	5,96	2,20	4,54	2,35	4,37	1,68
2036	143,50	75,30	107,41	27,16	6,18	2,28	4,70	2,44	4,53	1,74

Tabela 5-8 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Média (Fonte Energisa RO)

	CARGA LEVE									
	ARIQUE-RO069		VILHEN-RO069		NMPARA-RO069		JACYPA-RO069		U.BAND-RO034	
2025	44,92	20,19	36,73	9,27	2,62	0,97	1,99	1,03	1,92	0,74
2026	46,61	20,95	38,10	9,62	2,72	1,01	2,07	1,07	2,00	0,77
2027	48,25	21,69	39,45	9,96	2,83	1,04	2,15	1,12	2,07	0,80
2028	49,91	22,44	40,81	10,30	2,93	1,08	2,23	1,12	2,14	0,83
2029	51,56	23,17	42,15	10,64	3,03	1,12	2,30	1,19	2,22	0,85
2030	53,20	23,91	43,50	10,98	3,12	1,15	2,38	1,23	2,29	0,88
2031	54,89	24,67	44,88	11,33	3,22	1,19	2,45	1,27	2,36	0,91
2032	56,69	25,48	46,35	11,70	3,32	1,22	2,52	1,31	2,43	0,93
2033	58,52	26,30	47,84	12,08	3,44	1,27	2,61	1,36	2,52	0,97
2034	60,40	27,15	49,38	12,47	3,56	1,31	2,71	1,40	2,61	1,00
2035	62,35	28,03	50,98	12,87	3,69	1,36	2,81	1,46	2,70	1,04
2036	64,37	28,93	52,63	13,28	3,82	1,41	2,91	1,51	2,80	1,08

Tabela 5-9 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Leve (Fonte Energisa RO)

5.4.3 Capacitores de Distribuição na Área em Análise

A Tabela 3-9 abaixo mostra os capacitores representados nos casos para Rondônia Leste e que foram mantidos para esta análise, ressaltando-se que adicionalmente foi considerado um banco de capacitores de 3,6 Mvar na SE Jacy Paraná, conforme indicado nos casos do Plano Decenal Ciclo 2031.

Subestação	Banco Capacitor	
	Qtde.	Mvar
CACOAL 138	2	3,6
JIPARANA-RO069	6	3,6
ROLIM-RO013	6	3,6
P-BUEC-RO138	2	3,6
VILHEN-RO069	2	1,2
VILHEN-RO069	3	2,4
JACYPA-RO069	1	3,6

Tabela 5-10 – Capacitores no Sistema de Distribuição (Fonte Energisa RO)

5.4.4 Usinas na Região de Influência Direta – Dados e Despacho

As usinas da região de interesse são mostradas na Tabela 3-10 a seguir, sendo que no sistema de 69 kV hoje atendido por Nova Mutum e no de 138 kV atendido por Jaru não há usinas conectadas.

As PCHs que constam da tabela foram definidas com base em informações encaminhadas pela Energisa RO, onde estão mostradas as subestações que constam dos casos do Plano Decenal Ciclo 2031 e as usinas que nelas serão representadas.

Para as PCHs da região será considerado no período seco o despacho de 30% de sua capacidade instalada e de 95% no período úmido, correspondendo respectivamente aos despachos médios mínimos e máximos utilizados nos estudos, exceto para condições específicas de análises.

Região de Ariquemes 69 kV									
#	NOME	# Unidades	Pmáx / Unid	Pmáx Total	Pmín	Mvar Mín	Mvar Máx	Despacho	
								N Úmido	N Seco
9644	ARIQUEPCH013			57,00	0,00	-17,80	24,85	54,20	17,10
	Canaã	3	6,67	20,00	0,00	-6,24	8,72		
	Jamari	3	6,67	20,00	0,00	-6,24	8,72		
	SCruz Monte Negro	3	5,67	17,00	0,00	-5,31	7,41		
Região de Vilhena 69 kV									
#	NOME	# Unidades	Pmáx / Unid	Pmáx Total	Pmín	Mvar Mín	Mvar Máx	Despacho	
								N Úmido	N Seco
9654	VILHENPCH013			41,43	0,00	-20,53	20,53	39,36	12,43
	Cabixi	1	2,70	2,70	0,00	-1,18	1,18		
	Cachoeira	2	5,56	11,12	0,00	-4,84	4,84		
	Cach Cambara	1	2,16	2,16	0,00	-0,94	0,94		
	Casc Chupinguaia	2	4,80	9,60	0,00	-4,18	4,18		
	Castaman II	1	0,95	0,95	0,00	-0,41	0,41		
	Chupinguaia	2	1,26	2,52	0,00	-1,10	1,10		
	Marcol	2	2,50	5,00	0,00	-2,18	2,18		
	Margarida	1	1,48	1,48	0,00	-0,65	0,65		
	Martinuv	2	0,92	1,84	0,00	-0,80	0,80		
	Enganado	1	1,50	1,50	0,00	-0,65	0,65		
	Vermelho	2	1,28	2,56	0,00	-3,60	3,60		

Tabela 5-11 – Dados e Despacho das Usinas na Região de Interesse (Fonte Energisa RO)

O despacho das usinas, PCHs e UTEs da área de Rondônia Leste foram mantidos iguais àqueles utilizados em [1] e, para as demais usinas do SIN, foi mantido o despacho dos casos do Plano Decenal 2031.

5.5 Descrição das Etapas do Estudo

Para a adequada elaboração deste trabalho, as seguintes etapas foram desenvolvidas:

- I. Montagem da Base de Dados;

Atualização dos casos do Plano Decenal do Ciclo 2031 [16], com foco principal nas cargas e dados elétricos do sistema das áreas.

II. Tratamento e preparação da base de dados:

Preparação e ajustes dos casos de carga pesada, média e leve, nos cenários Norte Seco e Úmido, para o período de 2025 a 2036 (último ano nos casos do PD 2031).

III. Elaboração dos casos de trabalho para determinação de reforços estruturais:

Os casos de trabalho para análise de alternativas de reforço para solucionar os problemas de cada transformação de fronteira deverão ser estabelecidos para os seguintes cenários e patamares de carga, considerando que a maior demanda nas duas regiões ocorre no patamar de carga média:

SE Ji-Ariquemes 230/69 kV: Patamar de carga média, cenário Norte Seco;

Vilhena 230/69 kV: Patamar de carga média, cenário Norte Seco;

Jaru 230/138 kV: Patamar de carga média, cenário Norte Seco;

Nova Mutum 230/69 kV: Patamar de carga média, cenário Norte Seco, para os casos de dimensionamento e patamares de carga pesada e leve, complementando o conjunto de casos necessários para a determinação das perdas elétricas, pois nessa análise serão comparadas alternativas de rede Básica e Distribuição, sendo necessária a inclusão dos custos das perdas elétricas nas duas hipóteses, para fins de comparação econômica.

- IV. Implantação do despacho de geração dos casos de dimensionamento para determinação de reforços.
- V. Quando aplicável, análise econômica de alternativas, determinando-se o custo dos investimentos e das perdas elétricas para a indicação da alternativa de Mínimo Custo Global.
- VI. Análise socioambiental, necessária somente no caso da alternativa de Mínimo Custo Global indicar novas subestações e/ou linhas de Rede Básica.

A seguir é mostrado diagrama com a indicação do sistema completo da área no ano horizonte do estudo (2036), conforme está representado nos casos do Plano Decenal – Ciclo 2031.

6 ANÁLISE DO DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE

6.1 Região de Vilhena

A região é hoje atendida por dois transformadores trifásicos 230/69 kV, de propriedade da Eletronorte, com capacidade de 60 MVA cada e com esgotamento da vida útil regulatória prevista para 2043 e 2044 respectivamente.

A Figura 6-1 a seguir mostra a planta atual da subestação.



Figura 6-1 – Subestação de Vilhena

A condição que leva ao maior carregamento nesses transformadores é no patamar de carga média, período Norte seco. No ano de 2025, em regime normal, o sistema apresenta condições satisfatórias de tensões e carregamentos, conforme pode ser visto na Figura 6-2.

Entretanto, a perda de um dos dois bancos de Vilhena acarreta sobrecarga no remanescente, conforme indicado na Figura 6-3.

A inclusão do terceiro banco de transformadores 230/69 kV elimina a sobrecarga (Figura 6-4) e é suficiente para o atendimento ao critério N-1 até o ano de 2036, horizonte do estudo (Figura 6-5), não havendo necessidade de utilização de transformadores de maior capacidade em Vilhena, sendo o módulo de 60 MVA compatível com o crescimento das cargas da região.

Haverá necessidade de ampliação do barramento de 69 kV, segundo informação da Eletronorte.

Não é aplicável a utilização de um dos transformadores provenientes de Ji-Paraná, cuja substituição foi indicada no estudo de Rondônia Leste para o ano de 2025, tendo em vista que os tapes desses transformadores estão do lado de 230 kV, enquanto nos transformadores de Vilhena os tapes estão no lado de 69 kV.

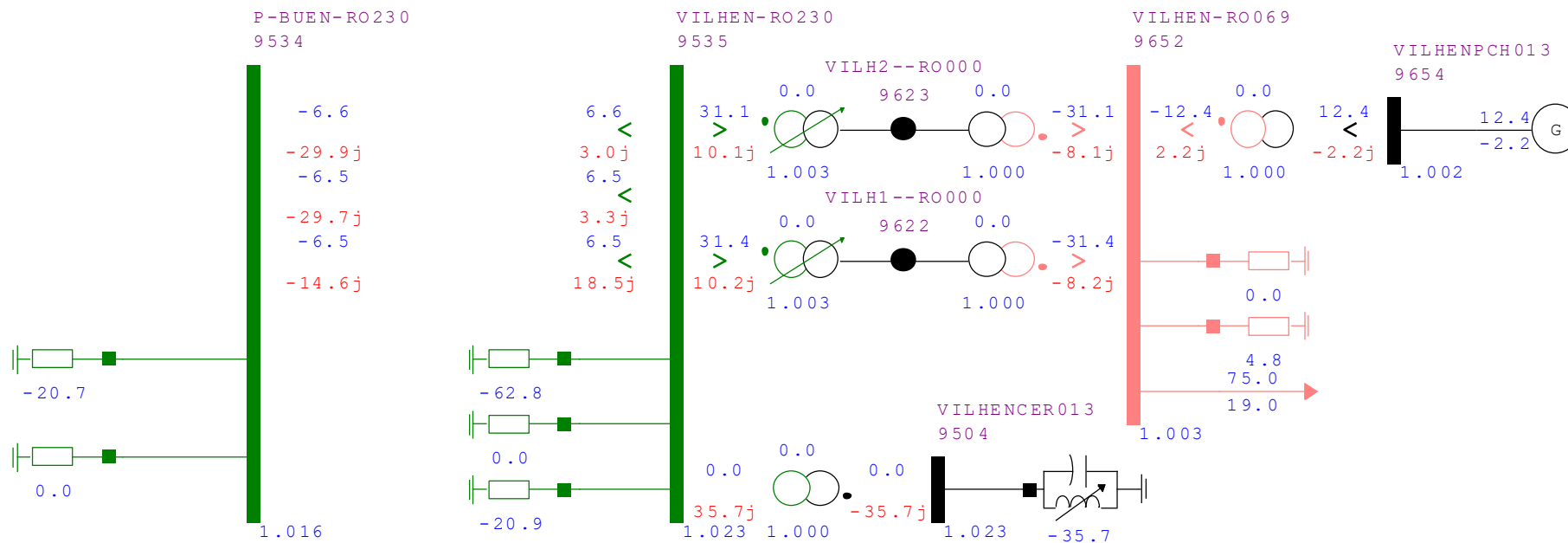


Figura 6-2 – CM NS 2025 – Regime Normal

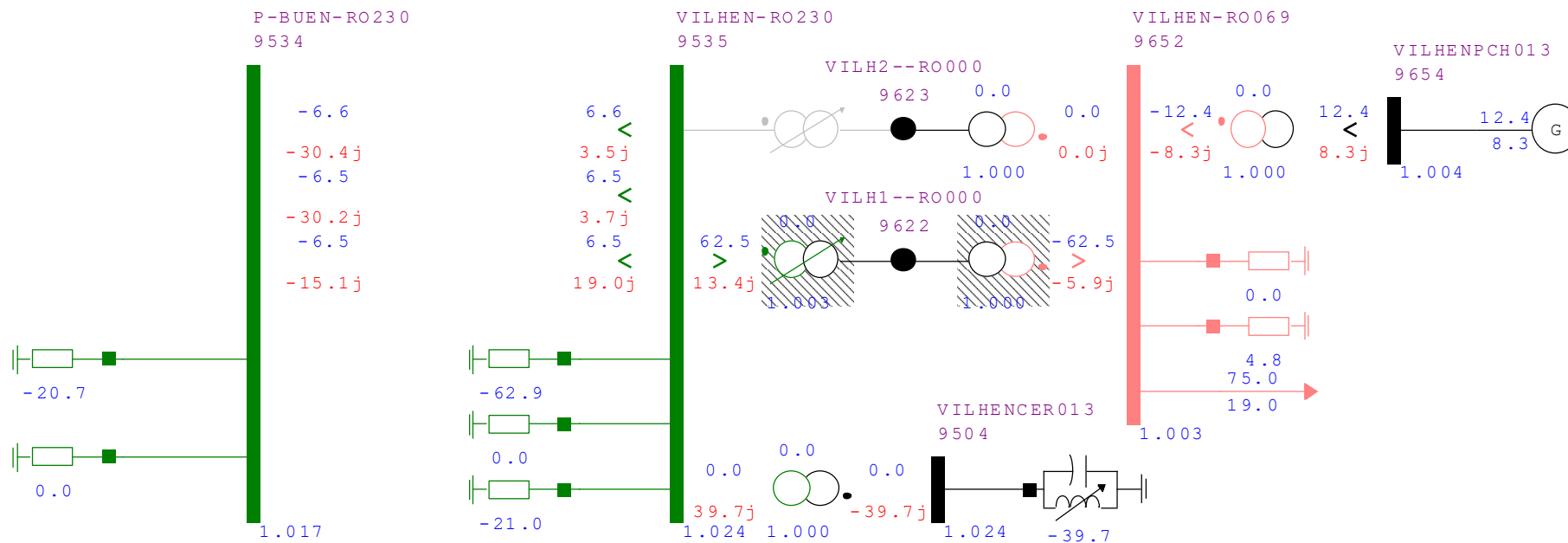


Figura 6-3 – CM NS 2025 – Perda de um Transformador 230/69 kV sem reforço

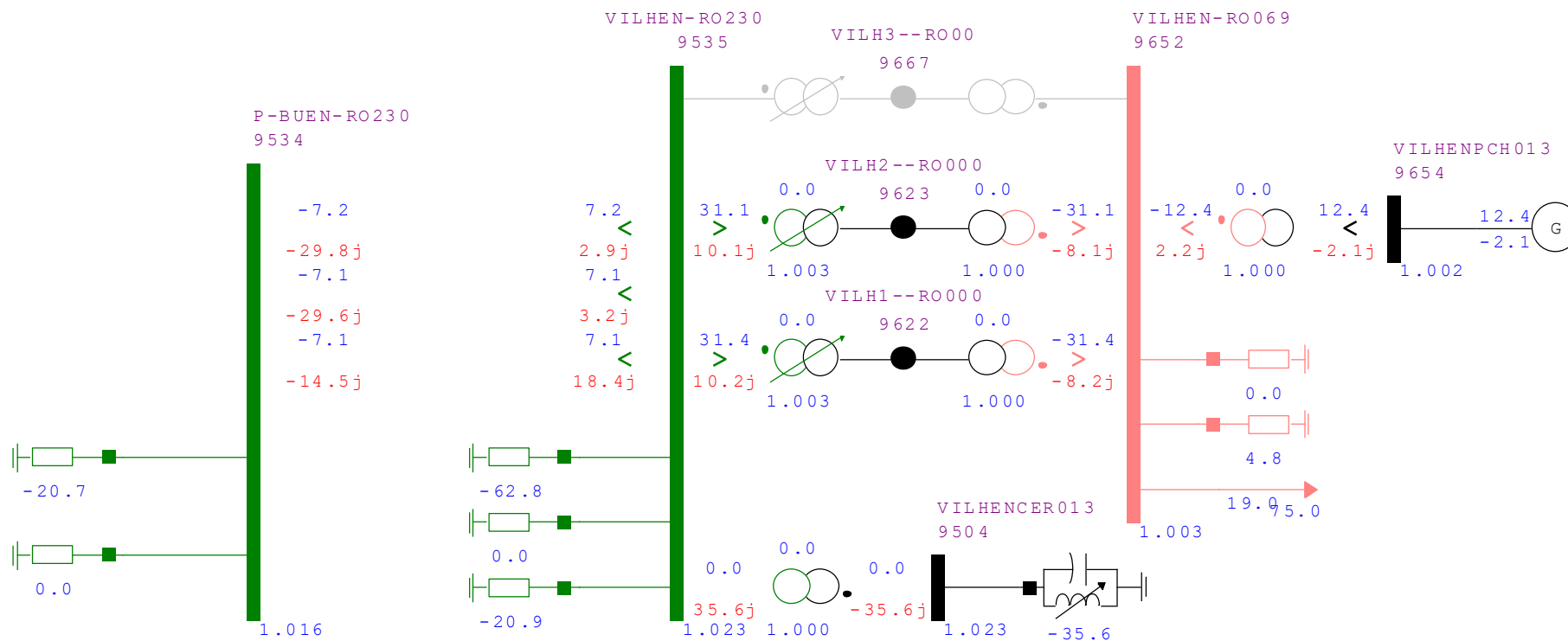


Figura 6-4 – CM NS 2025 – Perda de um Transformador 230/69 kV com reforço

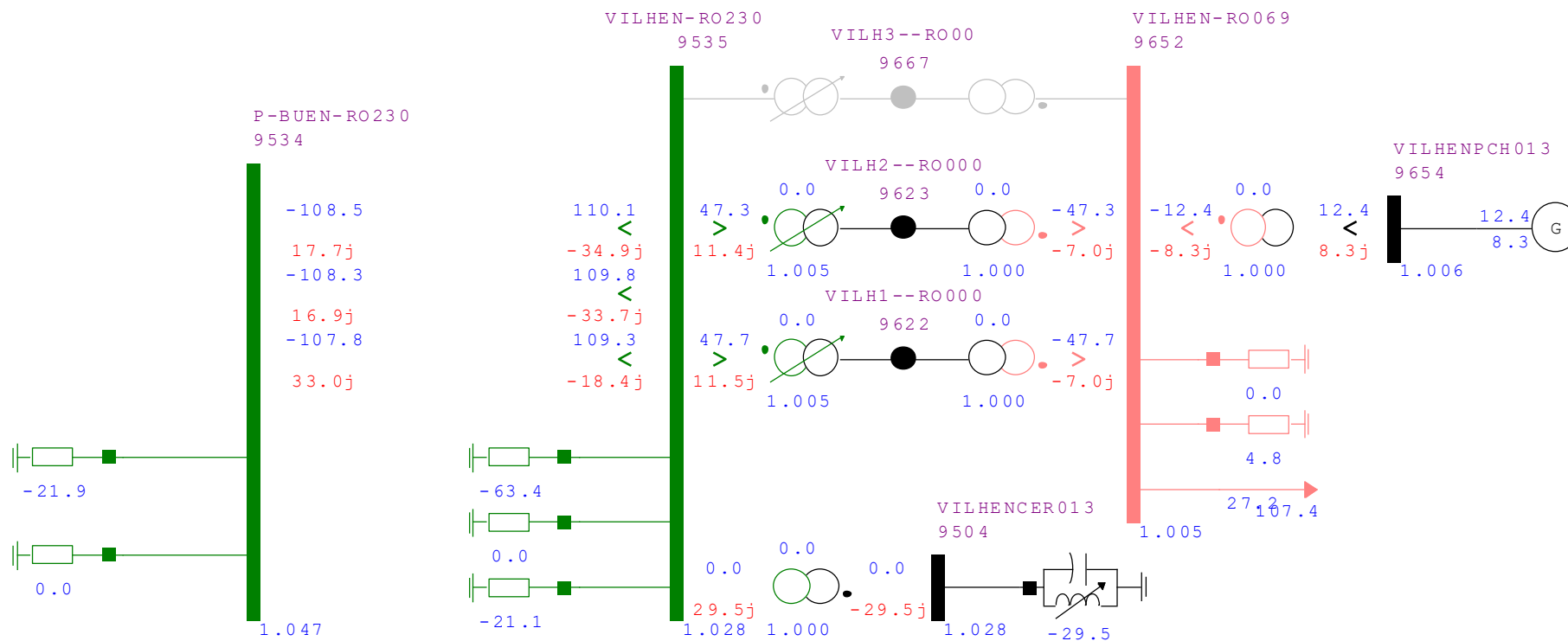


Figura 6-5 – CM NS 2036 - Perda de um Transformador 230/69 kV com reforço

6.2 Região de Ariquemes

A região é hoje atendida por três transformadores trifásicos 230/69 kV, de propriedade da Eletronorte, com capacidade de 60 MVA cada, com indicação de esgotamento da vida útil regulatória para dois transformadores no ano de 2024 e em 2053 para a terceira unidade.

A Figura 6-6 a seguir mostra a planta atual da subestação.

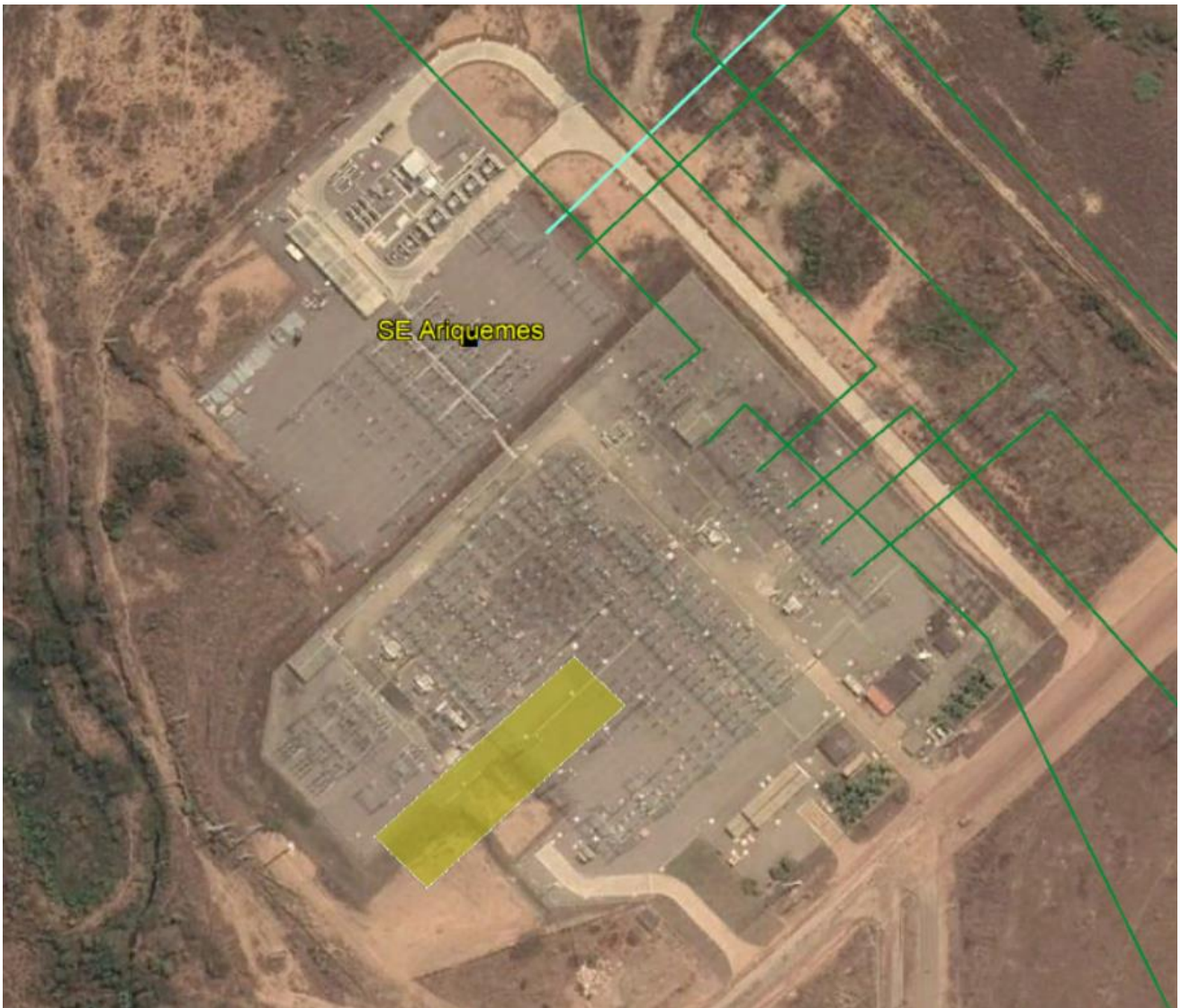


Figura 6-6 – Subestação de Ariquemes

A condição que leva ao maior carregamento nesses transformadores é no patamar de carga média, período Norte seco. No ano de 2025, em regime normal, o sistema apresenta condições satisfatórias de tensões e carregamentos, conforme pode ser visto na Figura 6-7, bem como para a perda de um dos três bancos de Ariquemes, conforme indicado na Figura 6-8.

Essa situação perdura até o ano de 2030, inclusive (Figura 6-9), quando o carregamento dos transformadores remanescentes se encontra no limite, com fluxo de 59 MVA, valor corrigido pela tensão. No ano de 2031, o carregamento nos transformadores remanescentes em contingência é de 61,2 MVA (Figura 6-10), indicando necessidade de reforço nesse ano. Entretanto, o fator de potência

da carga suprida no setor de 69 kV de Ariquemes é de 0,885, acarretando carregamento de potência reativa elevado nos transformadores.

O mesmo caso foi simulado considerando fator de potência de 0,920, ainda inferior ao critério indicado em [3] (0,950), sendo uma forma conservativa de proceder às análises, verificando-se que o carregamento é reduzido para 58,7 MVA (Figura 6-11), valor admissível de carregamento.

Considerando o fator de potência corrigido para 0,920, a necessidade de instalação do quarto banco 230/69 kV 60 MVA em Ariquemes passa a ser necessário no ano de 2033, quando ocorre sobrecarga em contingência (62 MVA) mesmo com a correção do fator de potência (Figura 6-12). O diagrama de fluxo de potência do sistema no ano de 2033 com o quarto banco de Ariquemes representado pode ser visto na Figura 6-13, não mais ocorrendo problemas de sobrecarga na transformação até o ano de 2036. Segundo informação da Eletronorte para a implantação da quarta unidade, também será necessária a ampliação do barramento de 69 kV.

Não é recomendável a utilização de um dos transformadores provenientes de Ji-Paraná, cuja substituição foi indicada no estudo de Rondônia Leste para o ano de 2025, tendo em vista que o esgotamento da transformação de Ariquemes ocorre apenas no ano de 2033.

Considerando que a vida útil regulatória de dois transformadores 230/69 kV de Ariquemes ocorre em 2024, a Eletronorte deverá monitorar o desempenho técnico desses equipamentos, uma vez que a necessidade de reforço na subestação ocorre apenas no ano de 2033 e que, segundo informação recebida da Eletronorte através da CE-RG-0050/2022 – “Final de Vida Útil – Relação de Equipamentos”, de 23/03/2022 [7], em atendimento ao item 3.7 da Seção 3.1 do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 905/2020 [17], os transformadores estão aptos a permanecer operando por tempo adicional à sua vida útil.

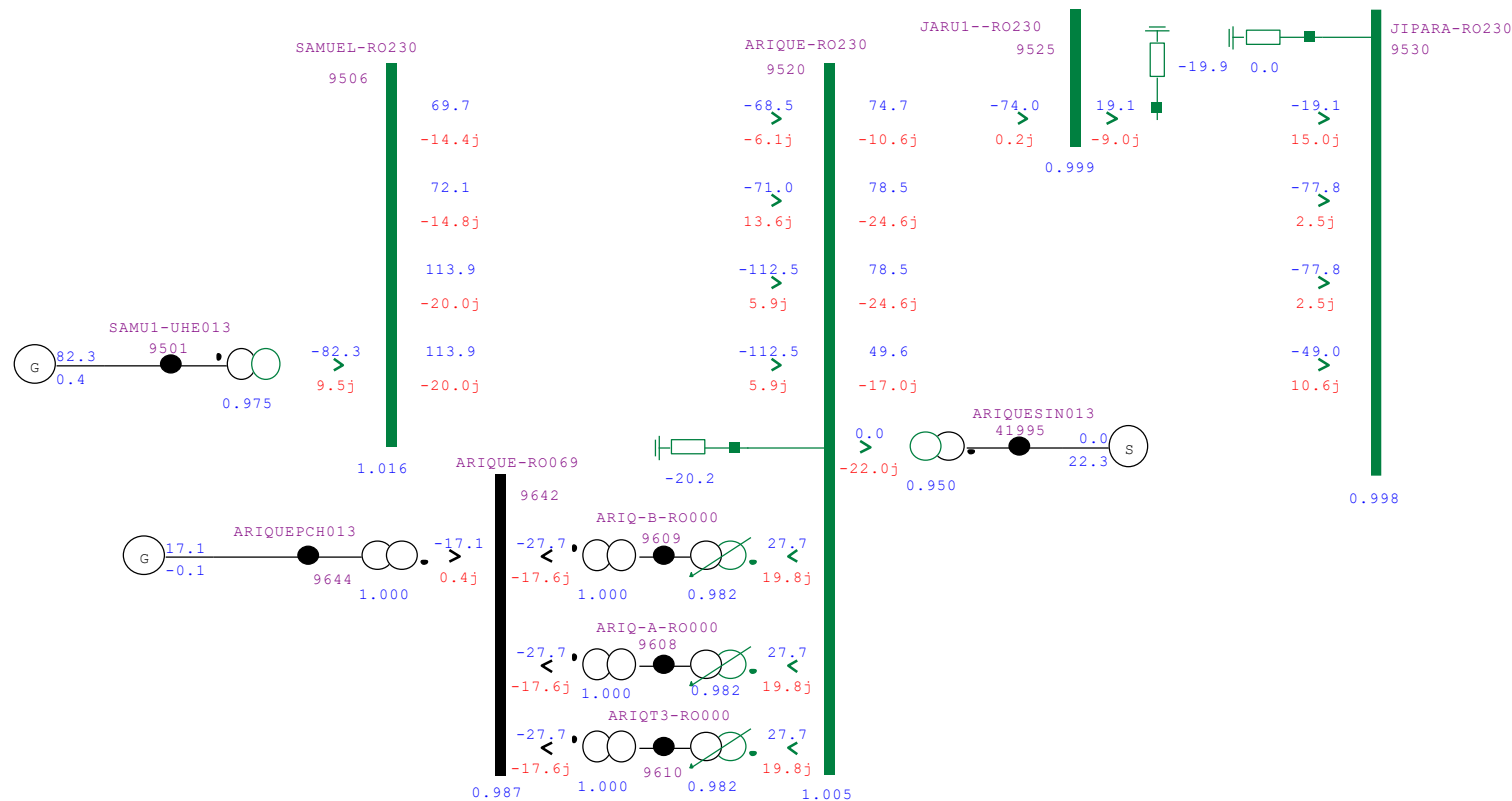


Figura 6-7 – CM NS 2025 – Regime Normal

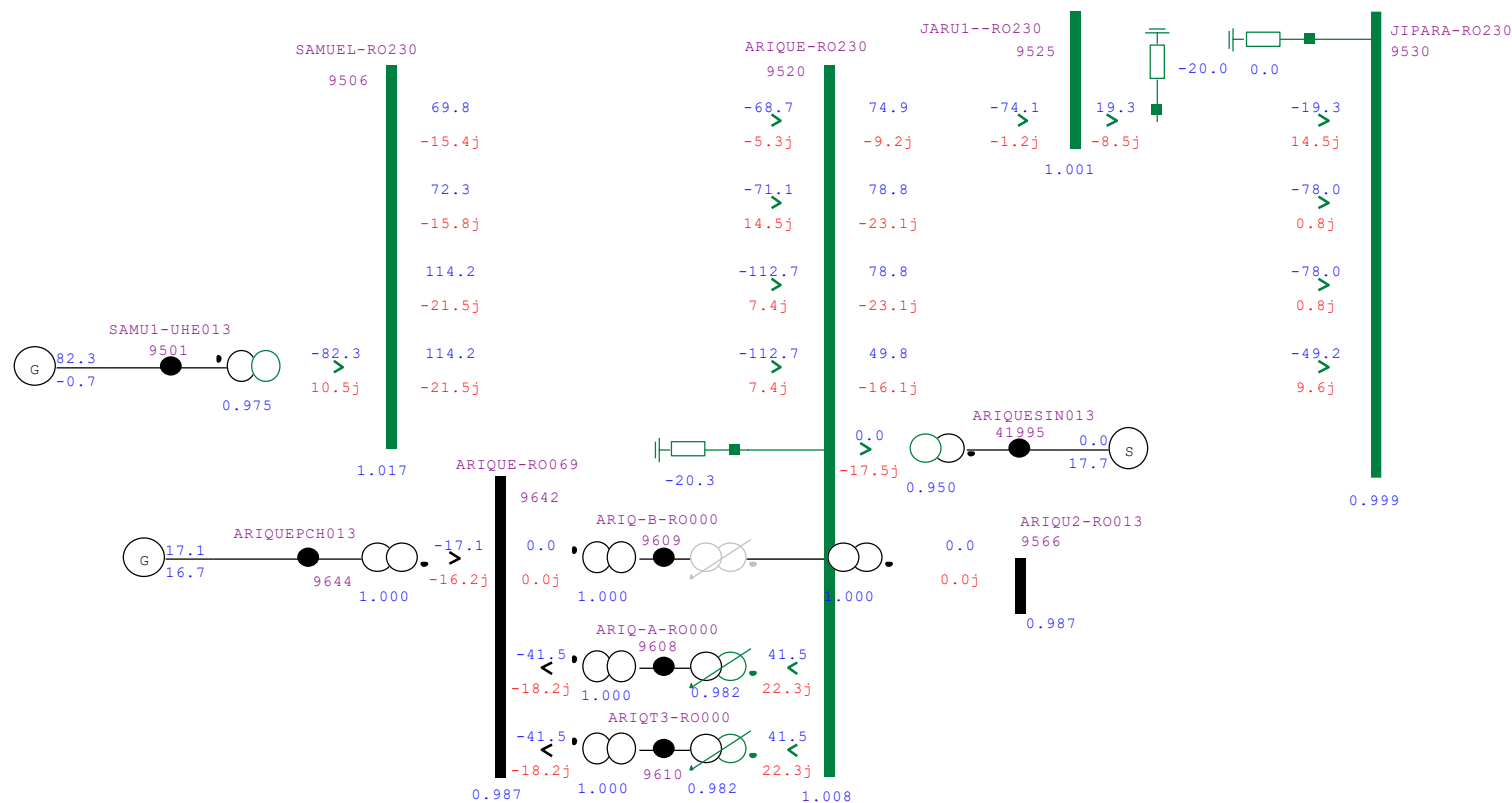


Figura 6-8 – CM NS 2025 – Perda uma Unidade 230/69 kV em Ariquemes

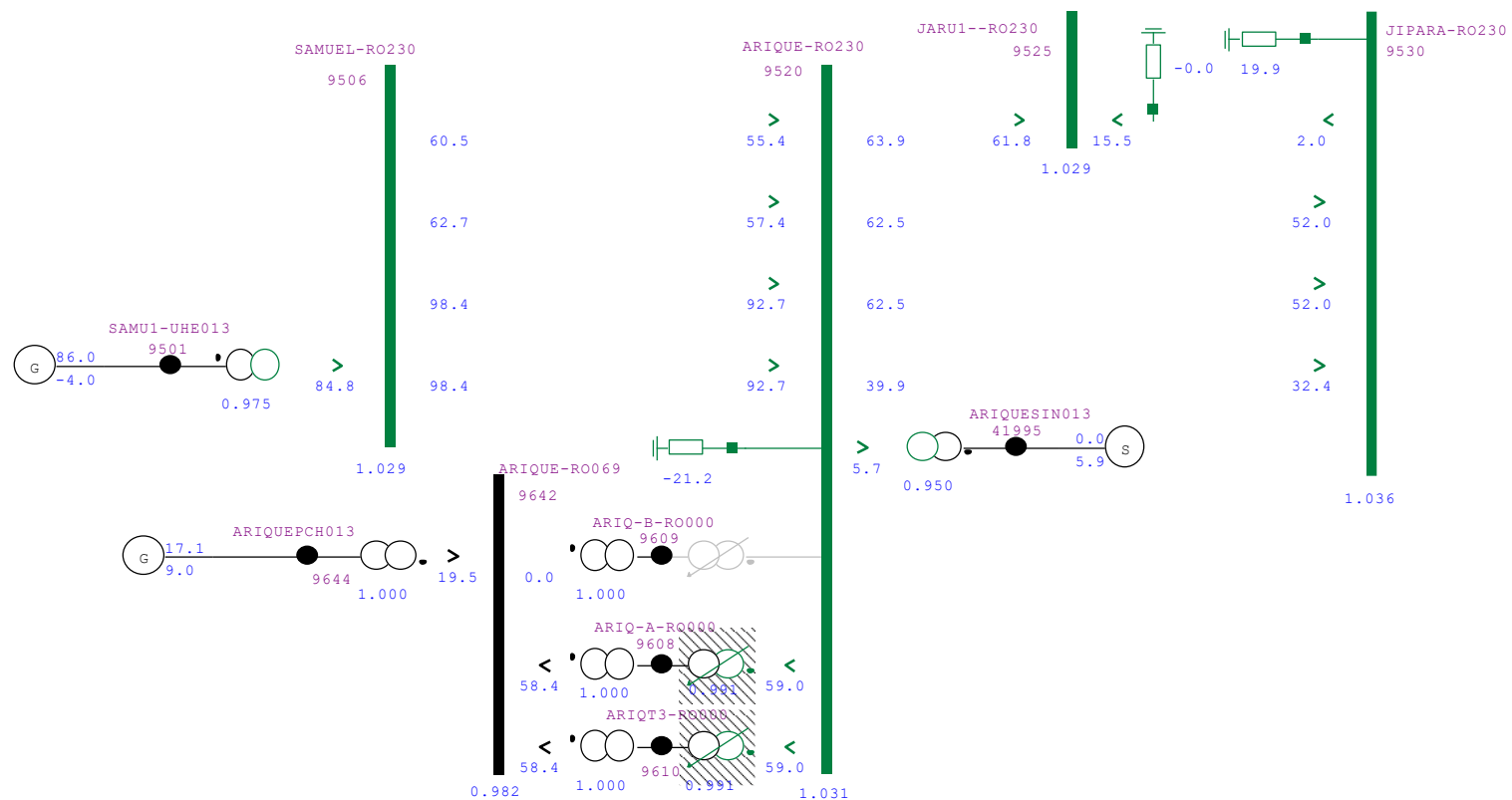


Figura 6-9 – CM NS 2030 - Perda uma Unidade 230/69 kV em Ariquemes

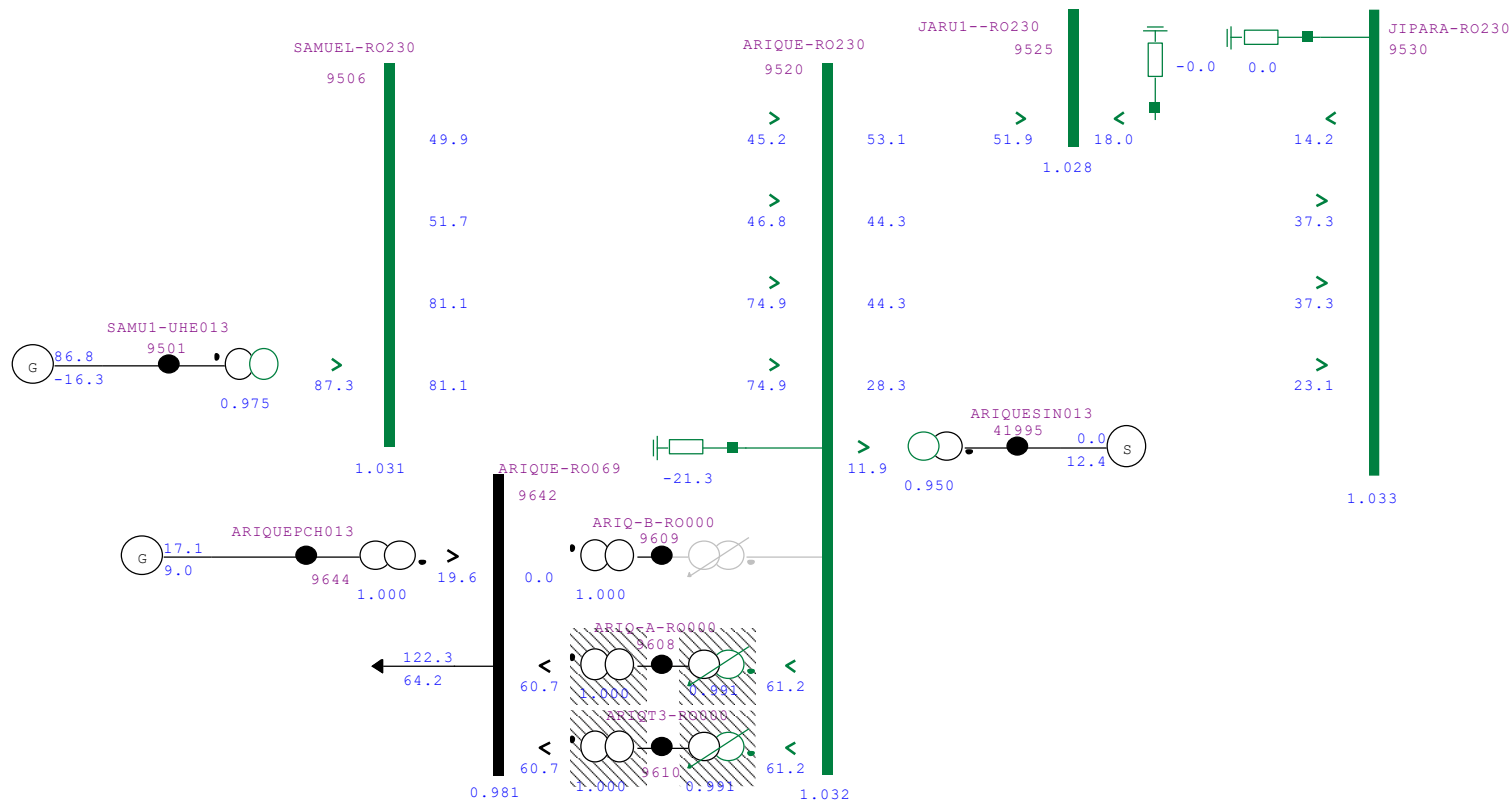


Figura 6-10 – CM NS 2031 - Perda uma Unidade 230/69 kV em Ariquemes – FP 0.885

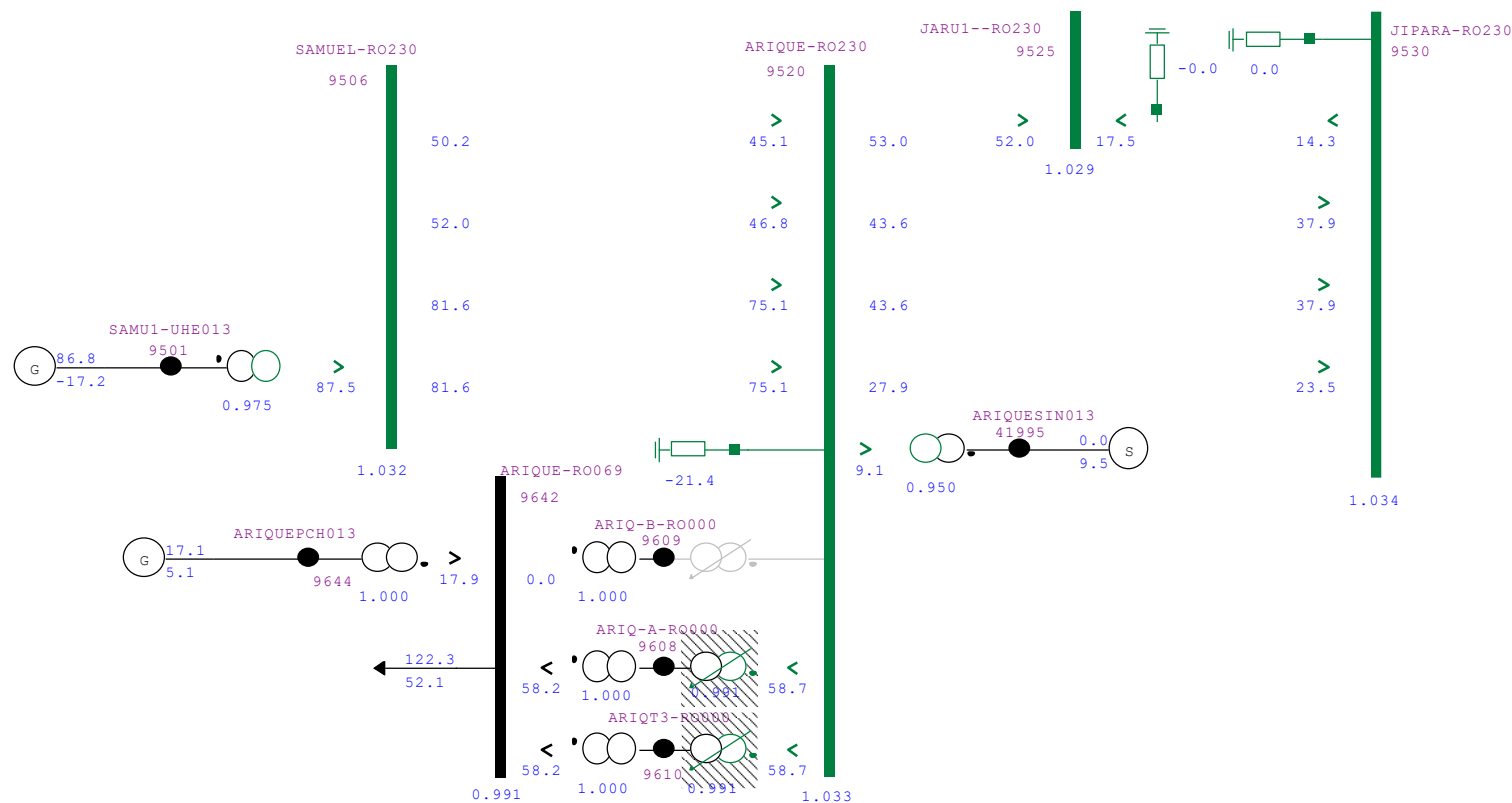


Figura 6-11 - CM NS 2031 - Perda uma Unidade 230/69 kV em Ariquemes – FP 0.920

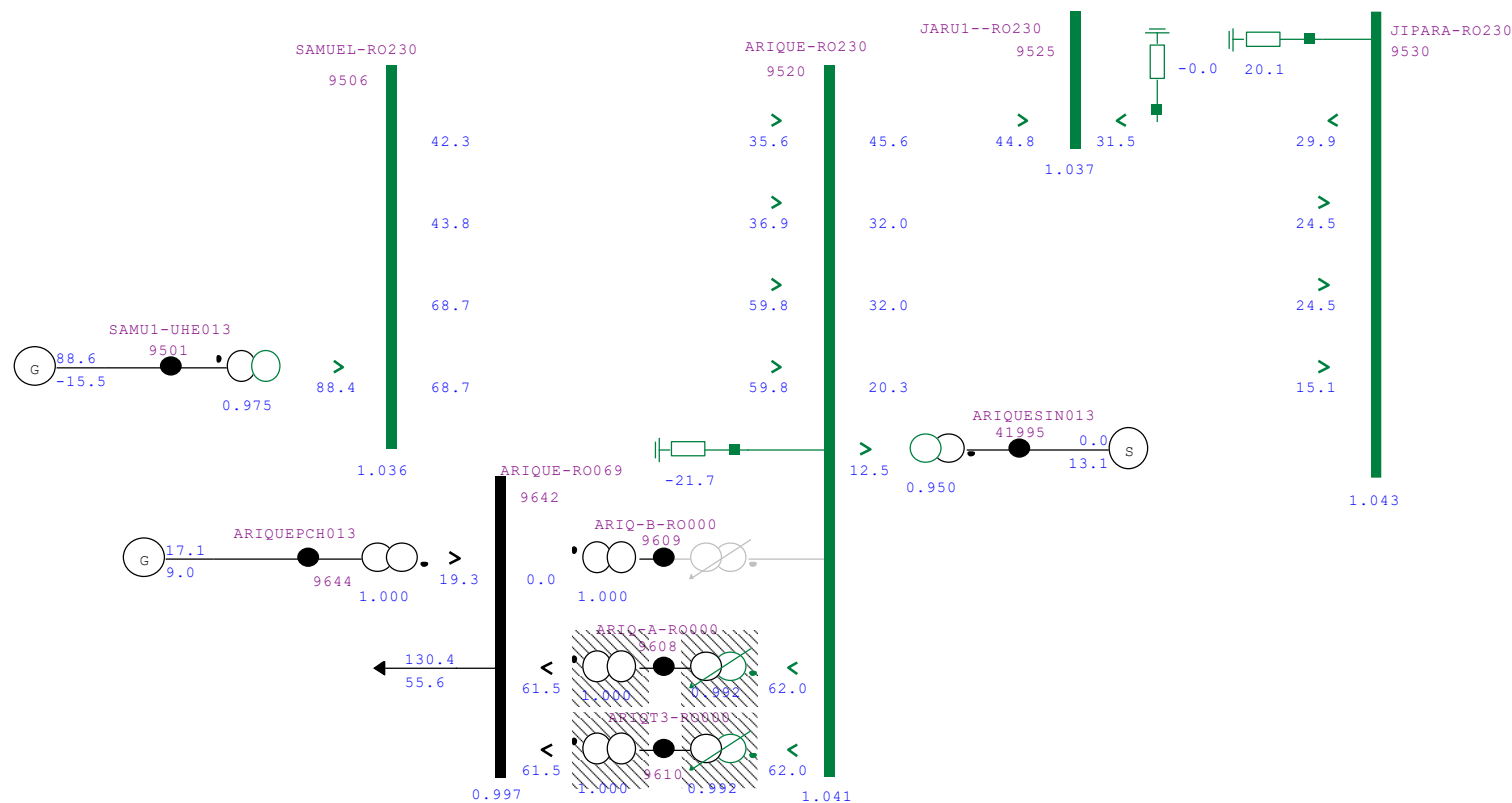


Figura 6-12 - CM NS 2033 - Perda uma Unidade 230/69 kV em Ariquemes – FP 0.920

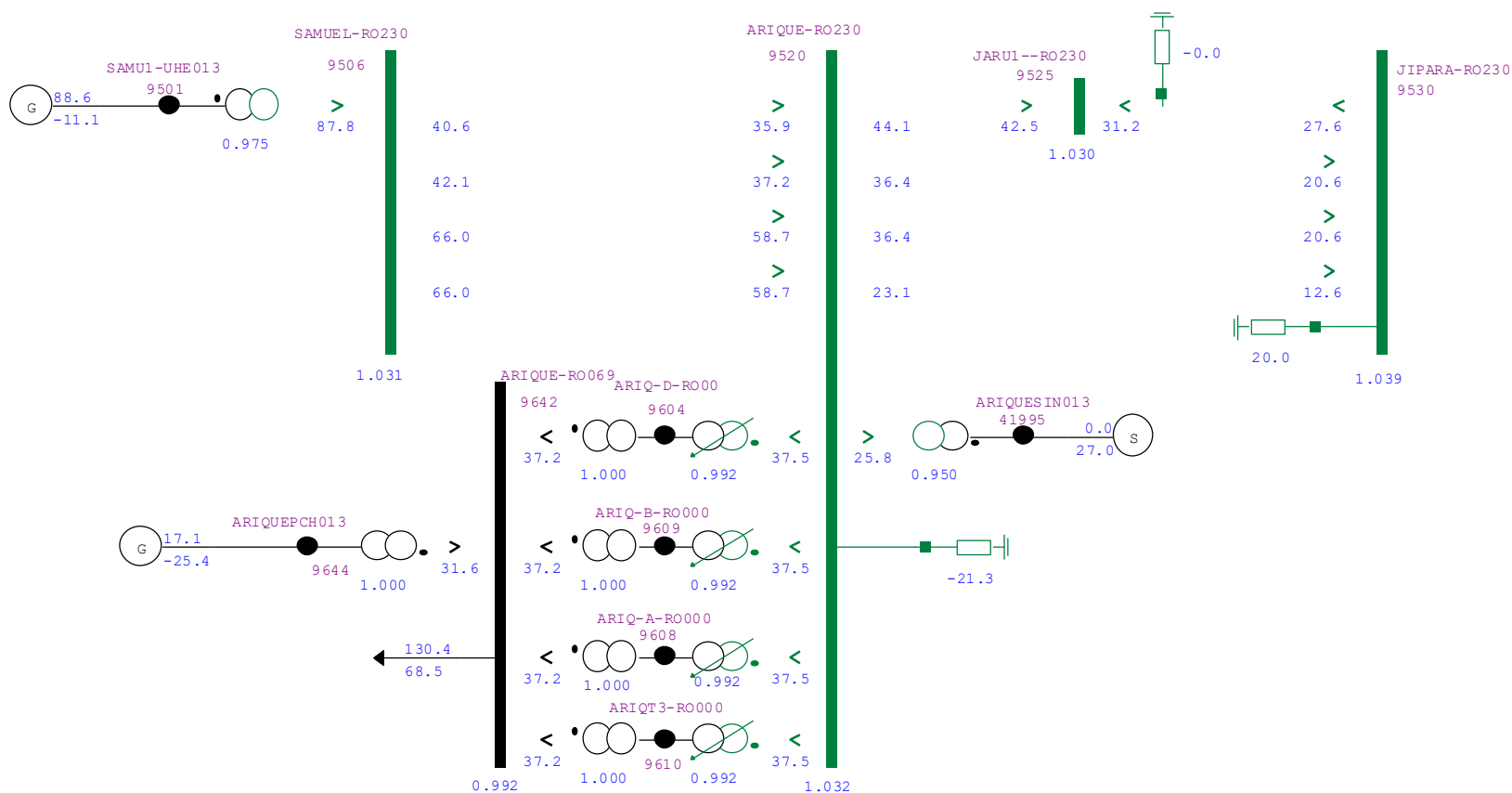


Figura 6-13 – CM NS 2033 – com Quarto Transformador 230/69 kV Ariqueles – FP 0,885

6.3 Região de Jaru

A EPE, por solicitação da Eletrobrás Distribuição Rondônia, desenvolveu em 2011 o estudo EPE-DEE-RE-049-2012-Rev0, “Estudo de Suprimento via SE Jaru – Integração das Cargas Isoladas de Machadinho d’Oeste” [18], com a participação da empresa denominada à época ED Rondônia e com a Eletrobrás Eletronorte, para definir uma configuração em 138 kV, a partir da SE – ELN em Jaru, visando propiciar o atendimento às localidades isoladas de Vale do Anary, Machadinho do Oeste e Cujubim. O estudo recomendou a instalação de um banco de transformadores monofásicos, 230/138 kV, 16,7 MVA cada, com fase reserva, na subestação de Jaru.

À época, foi aceita a configuração sem o atendimento ao N-1 na perda do transformador recomendado, tendo em vista que sua utilização seria para atender cargas supridas por circuitos singelos de 138 kV, com cerca de 220 km de extensão, com menor confiabilidade por tratar-se de equipamento em estágio inicial de implantação.

O foco da análise desse estudo é adequar a subestação de Jaru aos critérios dos Procedimentos de Rede, com continuidade no suprimento na ocorrência de contingências simples no transformador único 230/138 kV na subestação.

Cabe mencionar que a empresa proprietária do transformador 230/138 kV 50 MVA (3 bancos monofásicos com fase reserva) e instalações associadas é a Argo Energia e que a Eletronorte é a proprietária dos três transformadores trifásicos 230/69 kV, 30 MVA cada, que atendem à carga da Energisa RO na região sem problemas de carregamento até o ano de 2036.

As análises para adequar o atendimento das cargas da região de Machadinho d’Oeste ao critério N-1 na perda do transformador 230/138 kV de Jaru serão focadas nas seguintes possibilidades:

- Reforço na transformação 230/138 kV (duplicação do transformador existente) ou
- Instalação de novo transformador 69/138 kV, criando uma ligação paralela ao transformador 230/138 kV existente.

A Figura 6-14 a seguir mostra a planta atual da subestação.



Figura 6-14 – Subestação de Jarú 230/138/69 kV

6.3.1 Sistema com duplicação do transformador Jarú 230/138 kV

A duplicação do transformador 230/138 kV, com novo banco de transformadores monofásicos, totalizando 50 MVA, atende ao critério N-1 até 2036, ano horizonte do estudo, conforme mostrado nas Figuras 6-15 e 6-16.

6.3.2 Sistema com transformador Jarú 69/138 kV

A instalação de um transformador 69/138 kV na subestação de Jarú também foi avaliada como alternativa à duplicação do transformador 230/138 kV, por propiciar suporte na perda desse transformador e consequentemente adequar o atendimento à região atendida em 138 kV ao critério N-1.

A análise do desempenho do sistema indicou que o sistema mantém desempenho adequado em regime normal (Figura 6-17) e o critério N-1 é atendido, avaliando-se as perdas dos transformadores

230/138 kV, 69/138 kV e de um dos bancos 230/69 kV em Jaru, que podem ser visualizadas nas Figuras 6-18 a 6-20.

Os diagramas apresentados são correspondentes ao desempenho do sistema em carga média, cenário Norte seco, não havendo necessidade de apresentar os demais anos da análise, pois o carregamento nos transformadores é inferior ao verificado no ano horizonte do estudo.

Para o transformador 69/138 50 MVA kV foram utilizados os parâmetros do transformador de São Mateus (Espírito Santo), com mesmas características, e impedância X_{ps} de 14,9% na base própria.

Deverá ser avaliado o melhor local para a instalação física do transformador, que poderá tanto ser no terreno da Argo Energia quanto no da Eletronorte, havendo sinalização da disponibilidade de espaço para as conexões do transformador nas duas subestações e não sendo visualizada a necessidade de ampliação dos Módulos de Infraestrutura Geral em ambos os casos.

6.3.3 Sistema com uso de baterias

A aplicação de baterias no setor elétrico brasileiro está em discussão e desenvolvimento desde 2016, com a Chamada de Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) Estratégico [19] nº 021/2016 – “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro”, na qual foram selecionados 23 projetos que contemplavam tecnologias de armazenamento de energia, como as baterias.

Os sistemas de armazenamento com baterias possuem uma ampla gama de aplicações possíveis em sistemas elétricos tais como, serviços ancilares com controle de tensão e frequência, na compensação da variabilidade de geração de energia eólica e solar, *peak shaving*, arbitragem, alternativa à expansão do sistema de transmissão e mitigação de restrições elétricas no curto prazo.

A instalação de bancos de baterias já foi indicada pelo planejamento como solução para atendimento ao litoral Sul de São Paulo através da Nota Técnica [4] e reavaliação conjunta em [5], indicando Instalação de bancos de baterias com a capacidade de 30 MW e pelo menos 2 horas de tempo de descarga (60 MWh), com conexões, na SE Registro 138 kV. Tal recomendação foi consolidada no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica Ciclo 2020 – 3ª Emissão, de agosto/2021 [20] e teve a resolução autorizativa [17] publicada em novembro de 2021.

A solução apontada em [4] e [5] conta com a instalação de banco de baterias com potência de 30 MW e tempo de descarga de duas horas e, portanto, 60 MWh de energia armazenada. Sob o ponto de vista técnico, as baterias serão recarregadas nos momentos de carga leve e descarregadas nos horários de pico, otimizando o uso do sistema e assegurando a segurança de fornecimento durante o verão.

Dentre as vantagens da solução, cabe destacar a rápida implantação, com baixo impacto socioambiental, com elevada modularidade e mobilidade. Sob o ponto de vista técnico a solução visa cumprir um papel de *peak shaving* em condições especiais de carga, notadamente a carga de final de

ano no litoral paulista, sagrando-se como alternativa competitiva para a mitigação de restrições elétricas no curto prazo e permitindo o atendimento aos critérios de planejamento e operação até a entrada em operação da solução estrutural indicada em [4].

Para o caso particular em estudo na SE Jaru, tendo em vista que a subestação já conta com uma unidade monofásica reserva, que pode ser utilizada para substituir a indisponibilidade de longa duração de duas unidades transformadoras 230/138 kV. É possível notar que, para esta aplicação específica, ou seja, o atendimento ao N-1 dos transformadores, que naturalmente envolve reparos de maior duração, os custos associados com uma solução de armazenamento ainda se mostram um desafio a ser superado dado os valores de 5~8 vezes maiores que as soluções convencionais estudadas.

6.3.4 Custos dos Equipamentos

Para a decisão sobre a melhor alternativa, foram estimados os custos dos dois transformadores propostos e suas respectivas conexões, sendo esses valores apresentados a seguir.

Auto-transformador 230/138 kV, banco de autotransformadores monofásicos, 3X16,7 MVA:

Autotransformador 230/138 kV	Ano	Qtde	Custo Unitário (R\$ $\times 10^{-3}$)	Custo Total (R\$ $\times 10^{-3}$)
				29.863,96
SE 230/138 kV JARU ARGO 230 138 (Ampliação/Adequação)				29.863,96
2° ATF 230/138 kV, 3 x 16,7 MVA 1 Φ	2025	3,0	4728,48	14.185,44
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2025	1,0	8115,63	8.115,63
MIM - 230 kV	2025	1,0	930,60	930,60
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	6037,02	6.037,02
MIM - 138 kV	2025	1,0	595,27	595,27

Tabela 6-1 – Custos de Instalação do Transformador 230/138 kV em Jaru

Auto-transformador 69/138 kV, banco de autotransformadores monofásicos, 3X16,7 MVA:

Autotransformador 138/69 kV	Ano	Qtde	Custo Unitário (R\$ $\times 10^{-3}$)	Custo Total (R\$ $\times 10^{-3}$)
				16605,44
SE 138/69 kV JARU ELN 230 69 (Ampliação/Adequação)				9.973,15
1° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3 Φ	2025	1,0	6749,47	6749,47
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	2955,70	2955,70
MIM - 69 kV	2025	1,0	267,98	267,98
SE 230/138 kV JARU ARGO (Ampliação/Adequação)				6.632,29
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	6037,02	6037,02
MIM - 138 kV	2025	1,0	595,27	595,27

Tabela 6-2 – Custos de Instalação do Transformador 138/69 kV

O valor dos investimentos associados à instalação de novo autotransformador 230/138 kV em Jaru é de R\$29.863.960,00 ou seja R\$13.258.520,00 mais caro, o que é cerca de 80% superior ao valor dos investimentos no autotransformador 138/69 kV.

Como ambas as hipóteses propiciam o atendimento ao critério N-1, objetivo da análise, a instalação de um autotransformador trifásico 138/69 kV 50 MVA é a melhor opção de reforço em Jaru.

A título de sensibilidade, foi incluída na análise econômica variante da alternativa da duplicação do transformador 230/138 kV de Jaru Argo utilizando-se a fase reserva existente para compor o segundo banco 230/138 kV da subestação.

Auto-transformador 230/138 kV, banco de autotransformadores monofásicos, 2X16,7 MVA:

Autotransformador 230/138 kV - Sem Fase Reserva	Ano	Qtde	Custo Unitário (R\$ $\times 10^{-3}$)	Custo Total (R\$ $\times 10^{-3}$)
				25.135,48
SE 230/138 kV JARU ARGO 230 138 (Ampliação/Adequação)				25.135,48
2° ATF 230/138 kV, 2 x 16,7 MVA 1Φ	2025	2,0	4728,48	9.456,96
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2025	1,0	8115,63	8.115,63
MIM - 230 kV	2025	1,0	930,60	930,60
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	6037,02	6.037,02
MIM - 138 kV	2025	1,0	595,27	595,27

Mesmo utilizando a fase reserva existente em Jaru 230/138 kV, o valor dos investimentos associados à instalação de novo autotransformador 230/138 kV em Jaru é de R\$25.135.480,00 ou seja R\$8.530.040,00 mais caro, o que é cerca de 51% superior ao valor dos investimentos no autotransformador 138/69 kV.

Por fim, a Tabela 6-3 ilustra os valores reconhecidos pela ANEEL para a solução recomendada para o litoral de São Paulo [4], que contemplava a instalação de bancos de baterias com capacidade de 30 MW pico e pelo menos duas horas de tempo de descarga, ou seja, 60 MWh. É possível notar que, para esta aplicação específica, ou seja, o atendimento ao N-1 de longa duração de uma unidade transformadora, que naturalmente envolve reparos de maior duração, os custos associados com uma solução de armazenamento ainda se mostram um desafio a ser superado dado os valores de 5~8 vezes maiores que as soluções convencionais estudadas.

Tabela 6-3 - Investimento (R\$), O&M (%) e RAP (R\$) para a solução de baterias adotada no litoral de São Paulo. Fonte: Adaptado de [21].

Empreendimento	Investimento (R\$)	O&M(%)	RAP (R\$)	REN 905/2020
SE Registro 138 kV: instalação de bancos de baterias com a capacidade de 30 MW e pelo menos 2 horas de tempo de descarga (60 MWh), com conexões.	146.417.289,31	2,0	27.088.413,49	4.1
Total	146.417.289,31	---	27.088.413,49	---

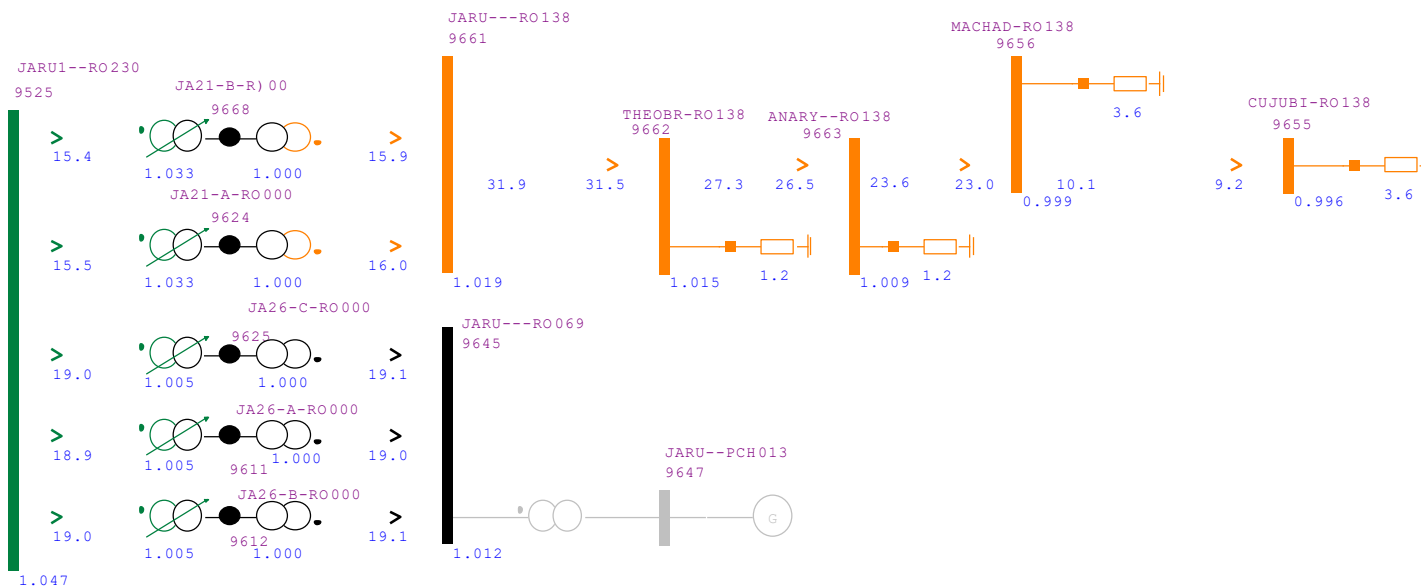


Figura 6-15 – CM NS 2036 – Jarú com 2 Transformadores 230/138 kV – Regime Normal

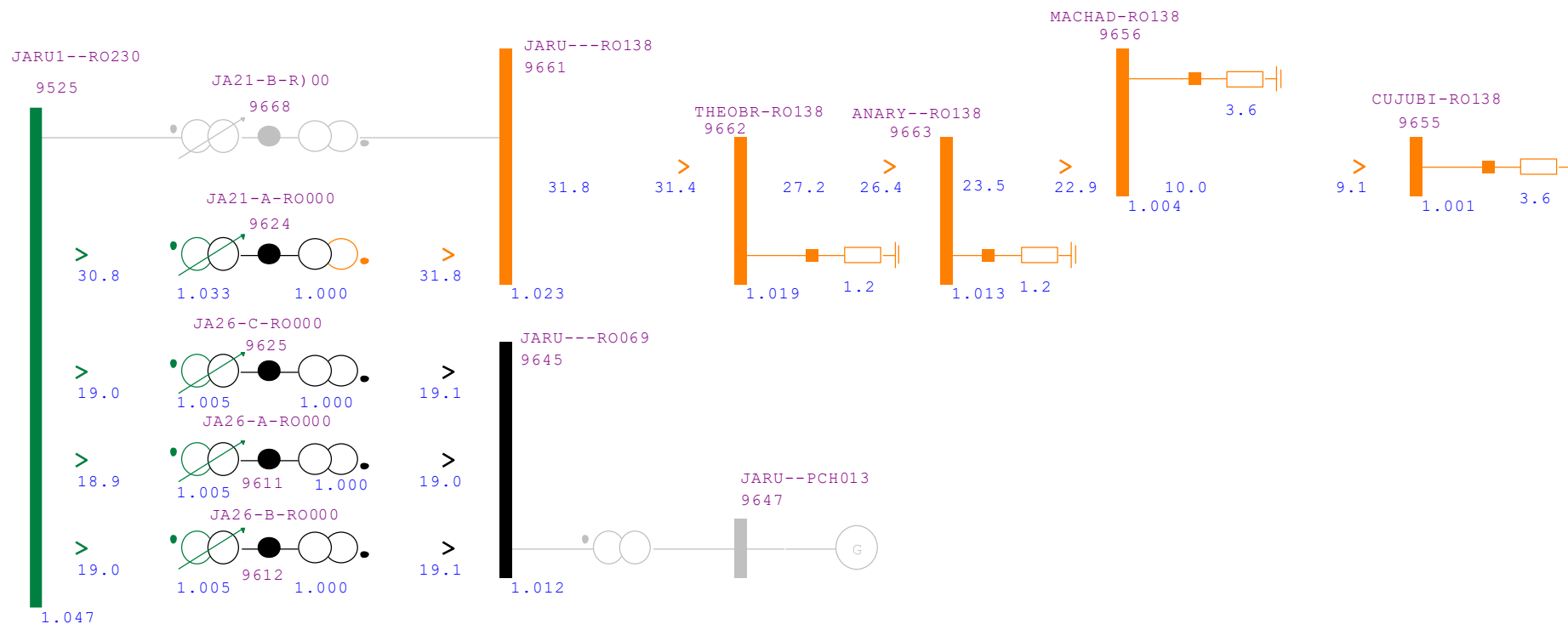


Figura 6-16 - CM NS 2036 – Jarú com 2 Transformadores 230/138 kV – Perda de um Transformador

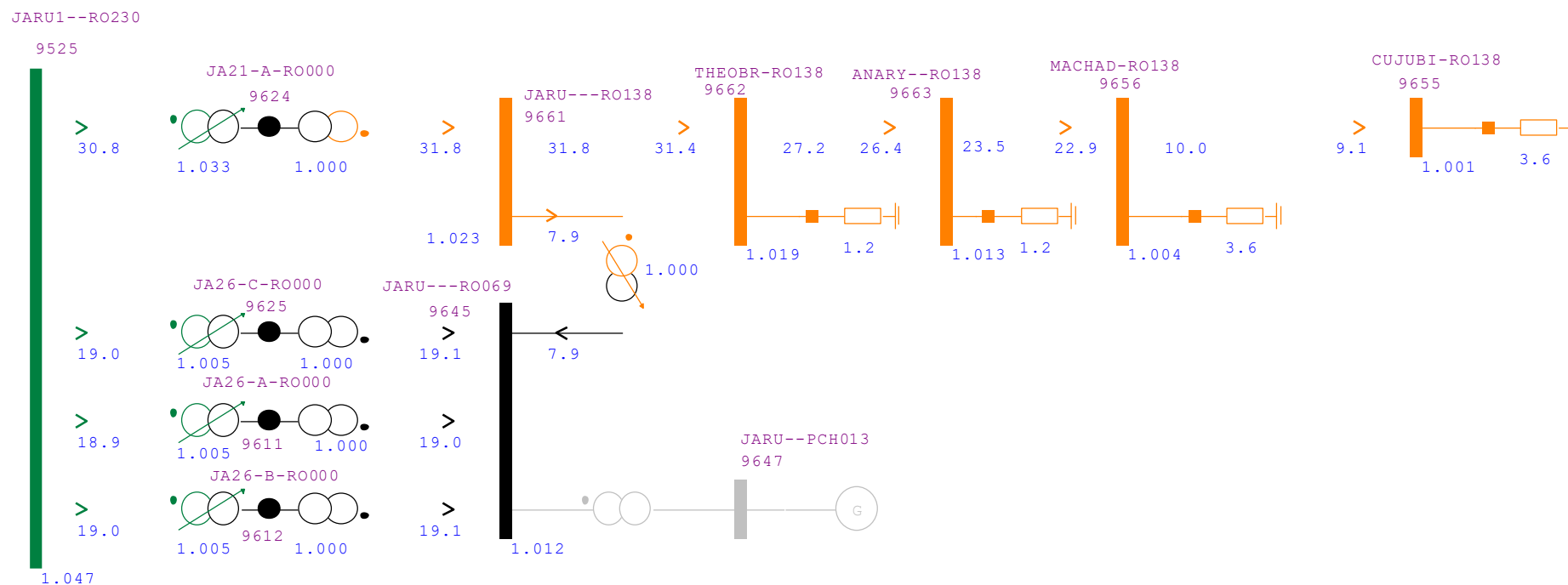


Figura 6-17 – CM NS 2036 - Jarú com 1 Transformador 69/138 kV – Regime Normal

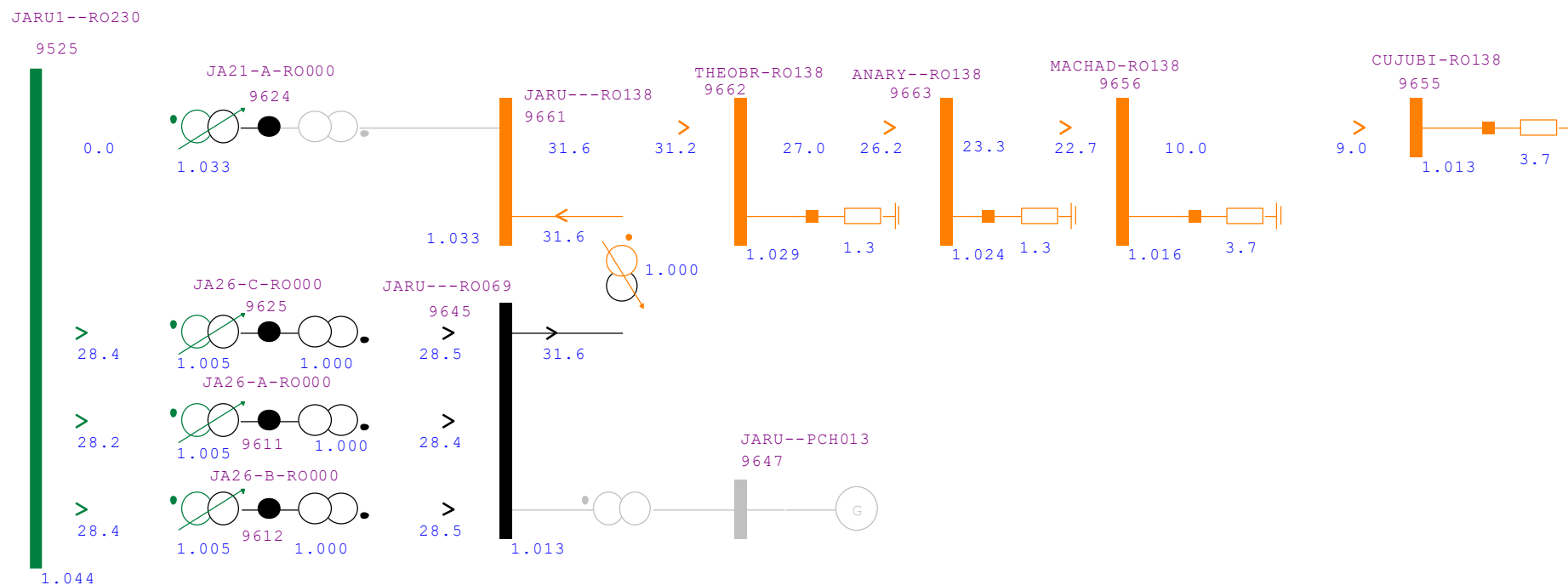


Figura 6-18 - CM NS 2036 - Jarú com 1 Transformador 69/138 kV – Perda do transformador 230/138 kV

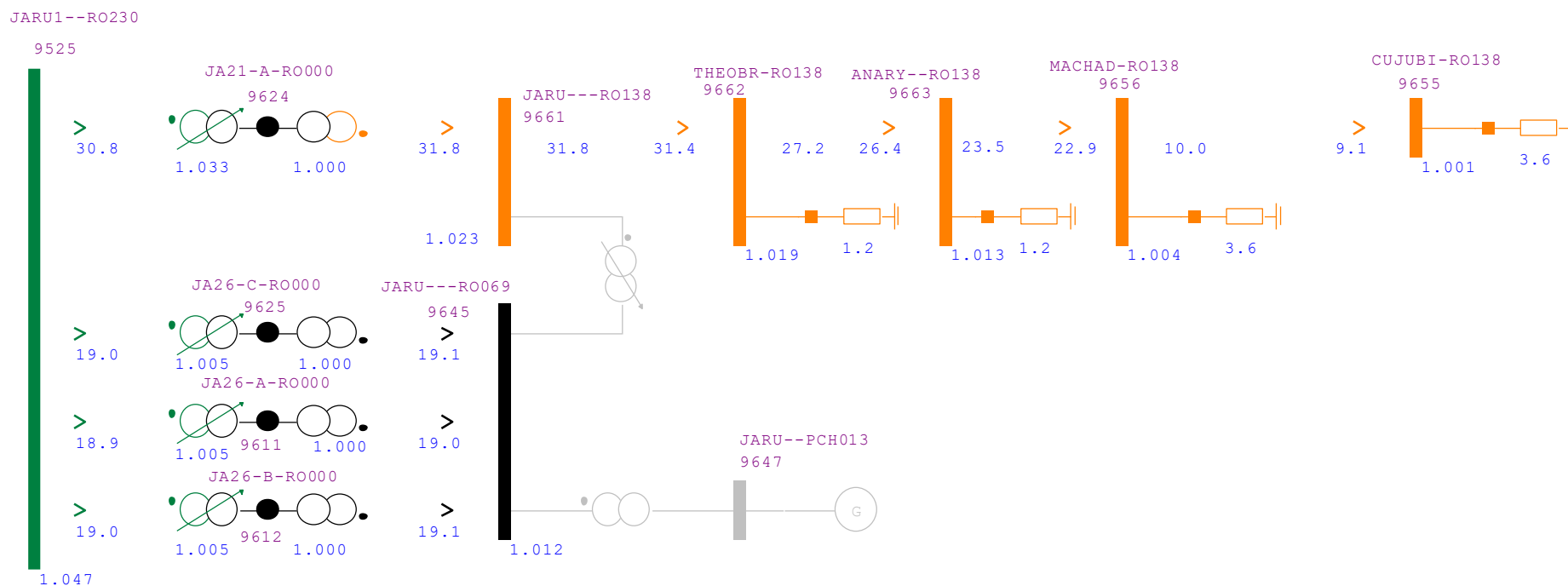


Figura 6-19 – CM NS 2036 - Jarú com 1 Transformador 69/138 kV – Perda do transformador 69/138 kV

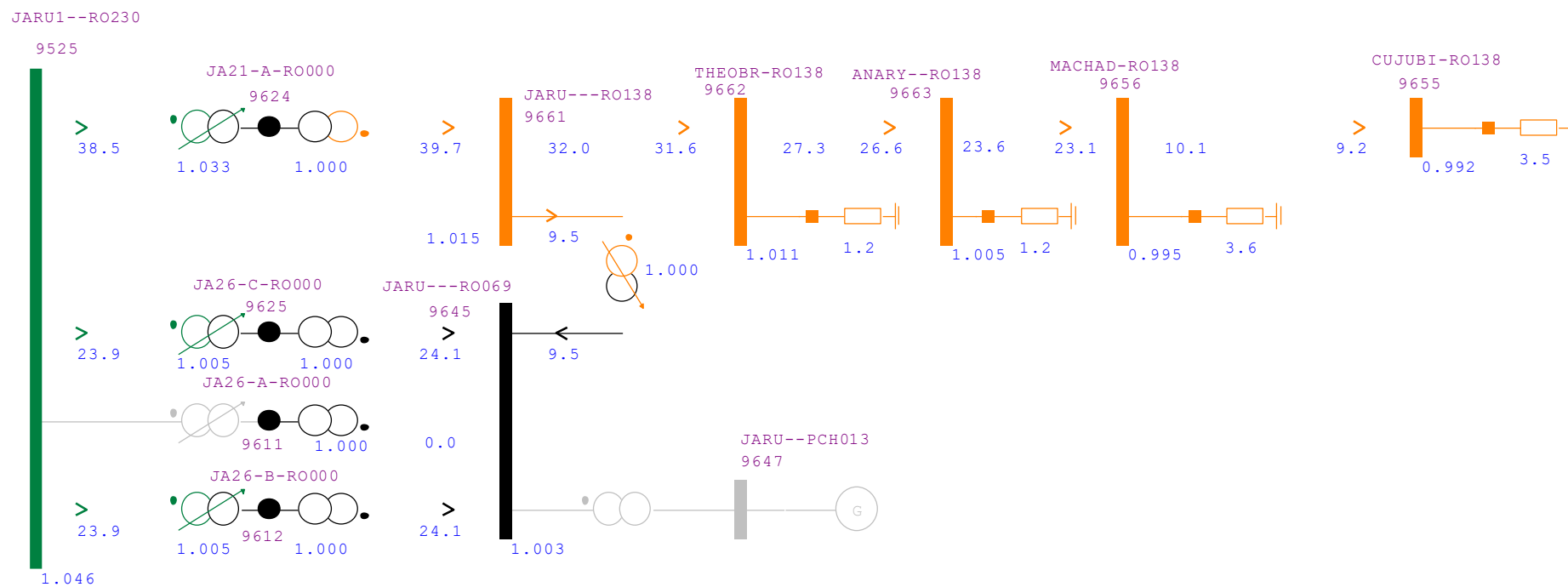


Figura 6-20 - Jarú com 1 Transformador 69/138 kV – Perda de um transformador 230/69 kV

6.4 Região de Nova Mutum

No ano de 2010 foi implantado o “Polo de Nova Mutum Paraná”, em decorrência da necessidade de alocação do contingente populacional oriundo da antiga localidade de Mutum Paraná, cuja região seria alagada para atender às necessidades da Usina Hidrelétrica de Jirau, integrante do Complexo Energético do Madeira.

As cargas do referido polo eram atendidas por meio de um tape na LT 230 kV Porto Velho – Abunã, conectado a subestação provisória por transformador 230/69/13,8 kV, para atendimento ao canteiro de obras e às cargas locais.

Com a finalização das obras da UHE Jirau, as cargas locais permaneceram atendidas pela subestação provisória, e a responsabilidade do atendimento foi transferida pela ANEEL para a Eletrobras Eletronorte, através da Resolução Autorizativa [22], que altera a Resolução Autorizativa Nº 4.225, de 2 de julho de 2013, e cujos artigos 1º a 3º são transcritos a seguir:

Art. 1º Autorizar a transferência, sem ônus, de um módulo de infraestrutura geral incompleto, de um módulo de conexão de transformador em 230 kV, arranjo barra simples, e de um módulo de conexão de transformador em 69 kV, arranjo barra simples, na subestação em derivação da Linha de Transmissão 230 kV Porto Velho – Abunã C1, da Energia Sustentável do Brasil – ESBR para a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte, Contrato de Concessão nº 058/2001.

Art. 2º Autorizar a transferência, sem ônus, de um transformador trifásico 230/69 kV, de 33 MVA, sob responsabilidade da Eletrosul, Contrato de Concessão nº 057/2001, atualmente em operação na subestação em derivação da Linha de Transmissão 230 kV Porto Velho – Abunã C1, para a Eletronorte, Contrato de Concessão nº 058/2001.

Art. 3º Autorizar a Eletronorte, Contrato de Concessão nº 058/2001, a remanejar um transformador trifásico 230/69 kV, de 30 MVA, atualmente com finalidade de reserva, da Subestação Jaru, para a subestação em derivação da Linha de Transmissão 230 kV Porto Velho – Abunã C1 para atendimento à localidade de Nova Mutum Paraná – RO, incluindo as adequações necessárias para operação comercial do equipamento.

Considerando que, até o momento, as cargas da região permanecem supridas provisoriamente por meio de tape simples na LT Porto Velho - Abunã 230 kV conectada a uma subestação 230/69 kV cuja configuração não atende aos padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede para uma SE de Rede Básica, há necessidade de um estudo que redefina a solução estrutural definitiva e que elimine a condição provisória do atendimento em questão.

Deverão ser avaliadas as hipóteses de adequação aos Procedimentos de Rede na subestação provisória hoje existente ou nova conexão em Jaci Paraná e/ou Nova Mutum via rede de Distribuição proveniente da malha existente na região de Porto Velho.

Cabe ressaltar que essa análise já foi realizada no passado, tendo sido emitido em 05 de setembro de 2011 o relatório [23], que recomendou como solução de mínimo custo global implantar linhas de Distribuição, a primeira em 69 kV entre as subestações de Areal e Jaci Paraná e a segunda em 34,5 kV entre Jaci Paraná e Nova Mutum, sendo o presente estudo uma revisão das análises já realizadas, cujas recomendações não foram implementadas, considerando premissas atualizadas.

A Figura 6-21 a seguir mostra a planta atual da subestação.



Figura 6-21 – Subestação de Nova Mutum 230/69 kV (provisória)

Cabe mencionar que, para fins dessa análise, a Energisa RO solicitou a inclusão, nos casos do Plano Decenal utilizados, da linha de distribuição em 34,5 kV entre Jacy Paraná e União Bandeirante, fornecendo os parâmetros elétricos necessários e a nova distribuição das cargas da região (ver Item 3.4).

6.4.1 Adequação da SE Nova Mutum aos Padrões de Rede Básica

Nessa hipótese, nos casos do estudo a subestação de Nova Mutum passa a ser atendida por duplo tape na TL 230 kV Porto Velho – Abunã 230 kV, instalando-se dois novos transformadores trifásicos 230/69 kV de 30 MVA na subestação e construindo novo pátio com todas as características definidas para uma subestação de Rede Básica, ressaltando-se o uso de barra dupla 4 chaves no setor de 230 kV e barra principal e transferência no setor de 69 kV.

Em termos de desempenho elétrico, o sistema apresenta exatamente o mesmo desempenho dos casos do Plano Decenal Ciclo 2031, pois a adequação apenas propicia confiabilidade ao sistema, com a

atendimento ao critério N-1 para elementos da Rede Básica, não introduzindo qualquer elemento que altere características de tensão e/ou carregamento no sistema.

Para fins de ilustração, nas Figuras 6-22 e 6-23 são mostrados os casos em regime normal dos anos de 2025 e 2036, no patamar de carga média.

Para evitar que a tensão em União Bandeirante 34,5 kV apresentasse valor inferior ao mínimo permitido representou-se um capacitor de 1,8 Mvar 34,5 kV na subestação a partir do ano de 2034, sendo possível que equipamentos de regulação de tensão da Energisa RO tornem desnecessário esse equipamento.

6.4.2 Reforço no Sistema de Distribuição

A alternativa de Distribuição considerada nessa análise foi uma nova conexão entre o pátio 69 kV da subestação de Coletora Porto Velho, sob concessão da Argo Energia, e Jacy Paraná, com cerca de 66 km de extensão, condutor 1x336,4 MCM Linnet, cujos parâmetros elétricos básicos estão indicados na Tabela 3.4 do Item 3.4.

A Argo Energia já sinalizou, de forma preliminar, que há disponibilidade de espaço físico na subestação Coletora Porto Velho para implantação de uma nova entrada de linha em 69 kV.

A análise de dimensionamento foi realizada para os casos de carga média, cenário Norte seco, e os casos em regime permanente dos anos de 2025 a 2036 são mostrados nas Figuras 6-24 a 6-35.

Para evitar que a tensão em União Bandeirante 34,5 kV apresentasse valor inferior ao mínimo permitido representou-se um capacitor de 1,8 Mvar 34,5 kV na subestação a partir do ano de 2027, e um segundo capacitor em 2035, sendo possível que equipamentos de regulação de tensão da Energisa RO tornem desnecessários esses equipamentos.

Os transformadores 230/69 kV 100 MVA da SE Coletora Porto Velho não apresentam problemas de sobrecarga na perda de uma unidade até o ano de 2036 inclusive, conforme pode ser visualizado na Figura 6-36.

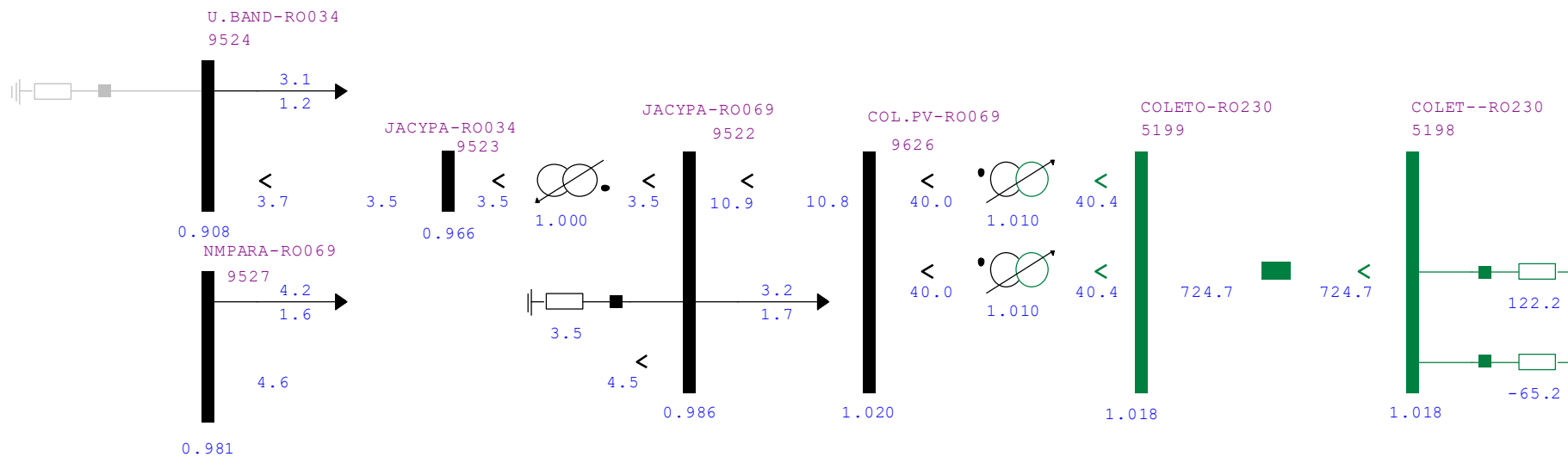


Figura 6-22 - CM NS 2025 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

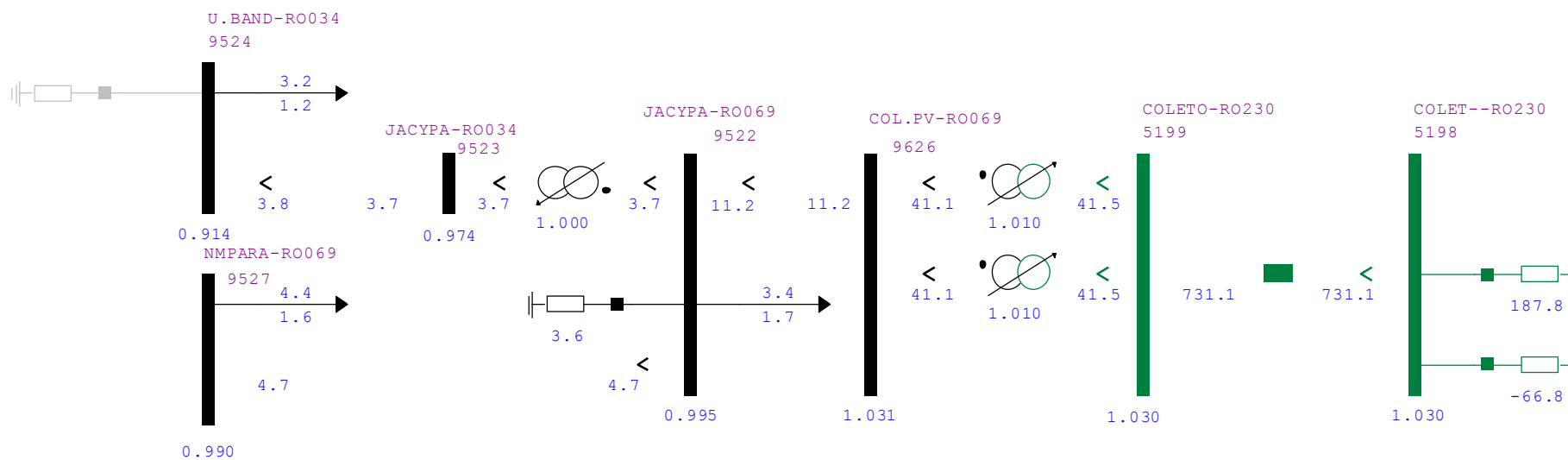


Figura 6-23 - CM NS 2026 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

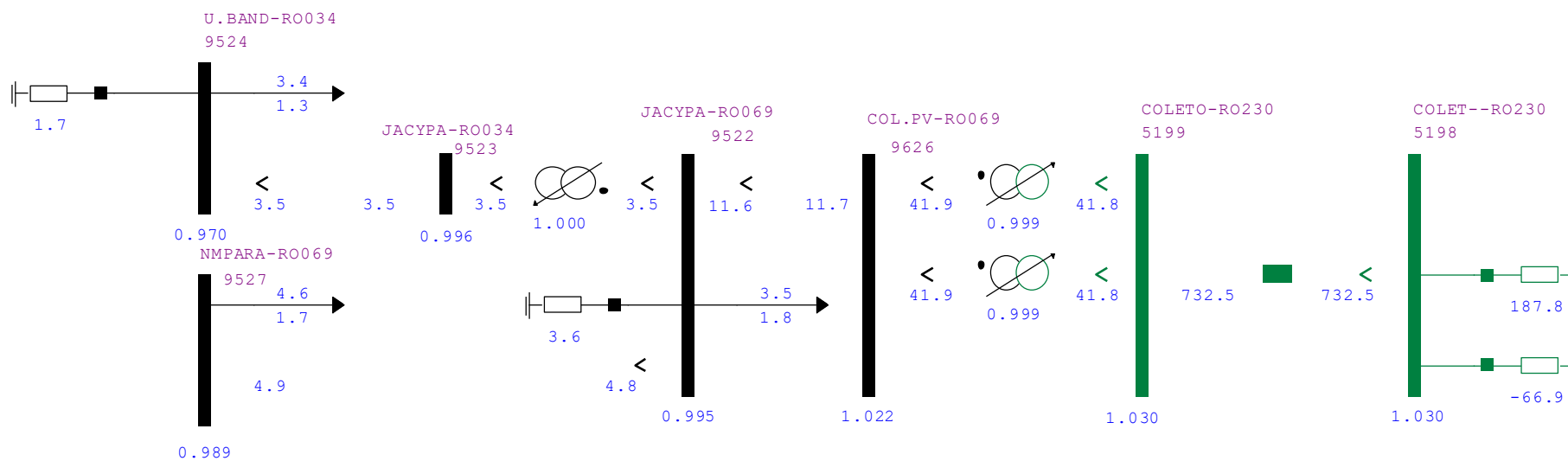


Figura 6-24 - CM NS 2027 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

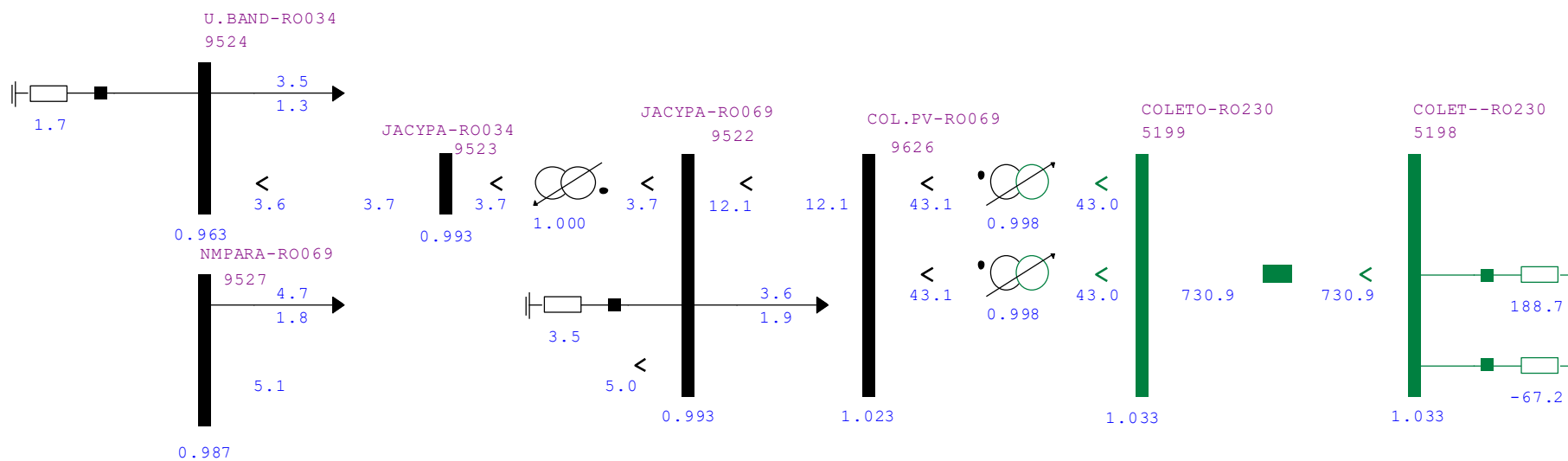


Figura 6-25 - CM NS 2028 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

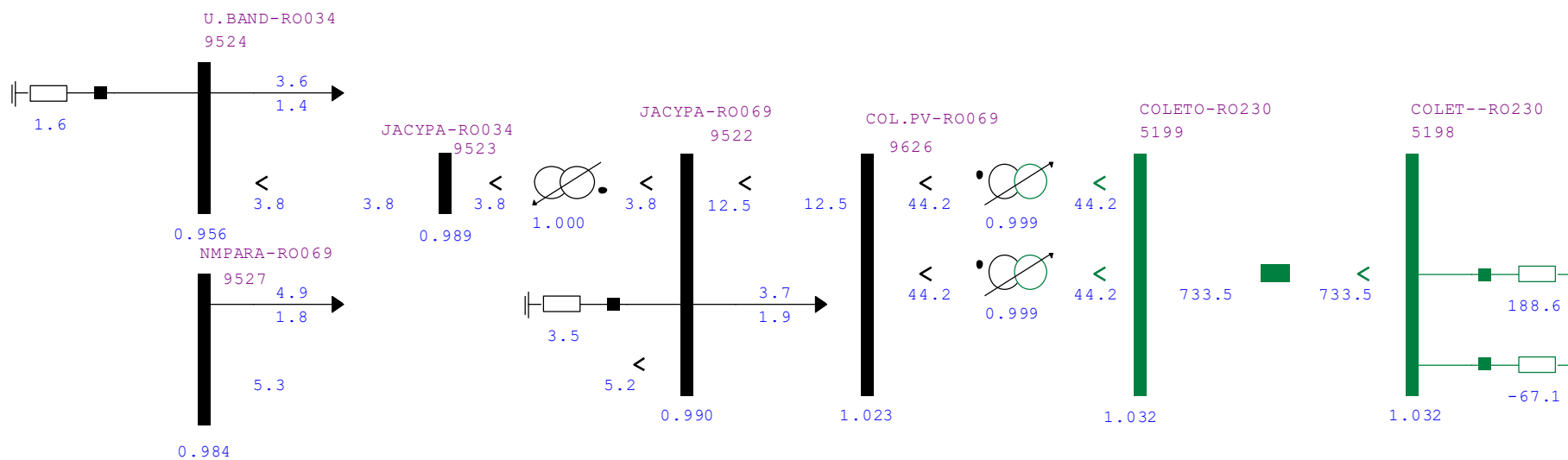


Figura 6-26 - CM NS 2029 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

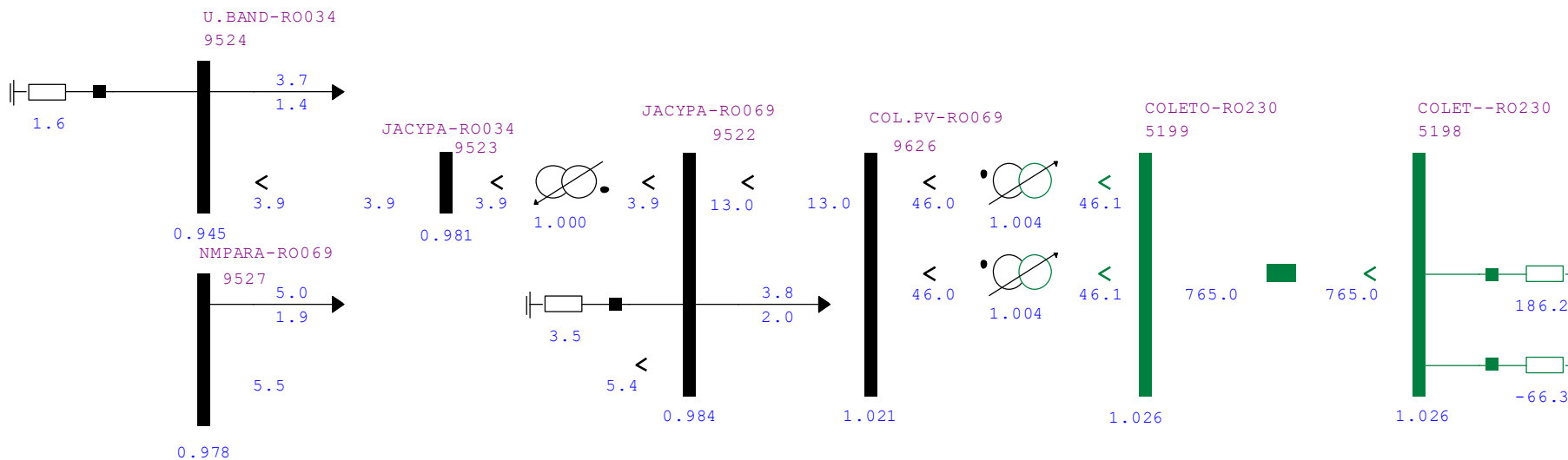


Figura 6-27 - CM NS 2030 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

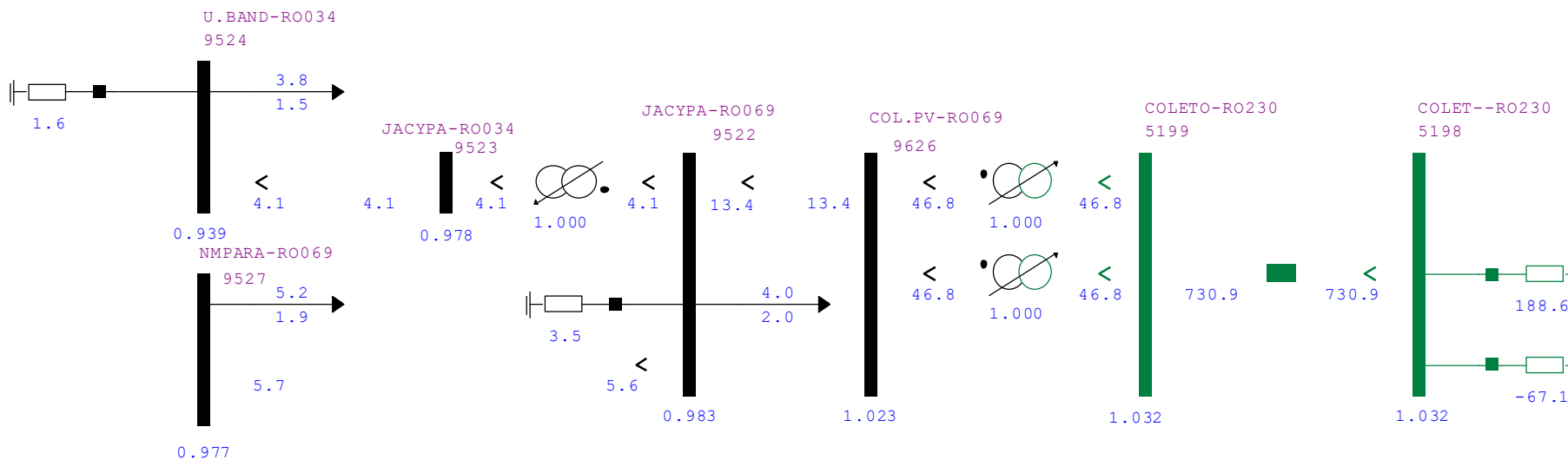


Figura 6-28 - CM NS 2031 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

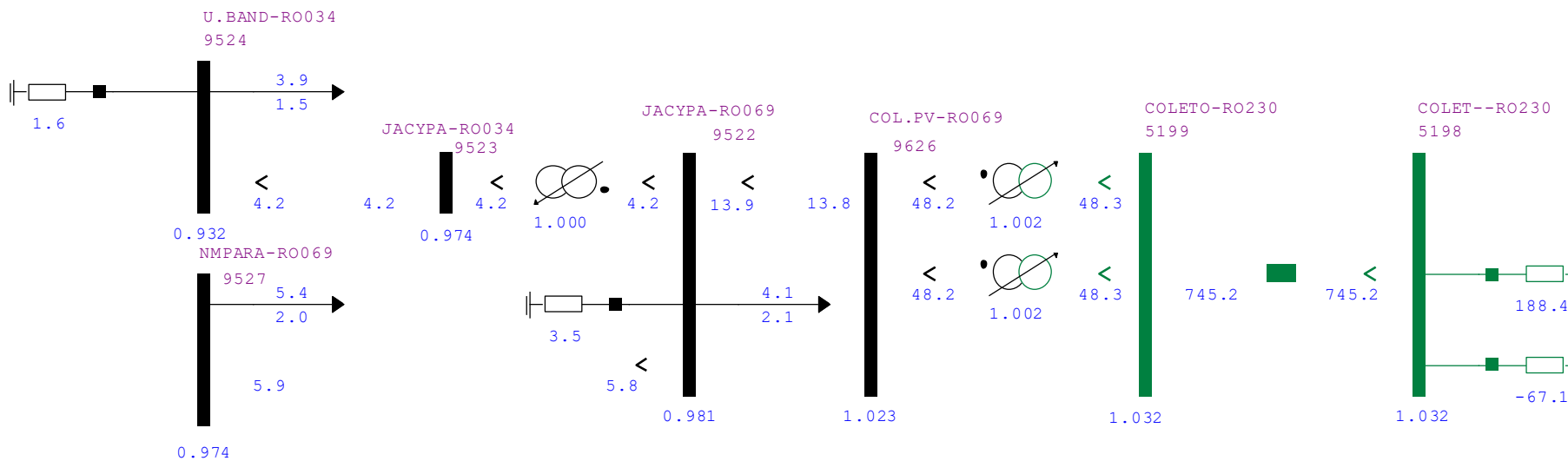


Figura 6-29 - CM NS 2032 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

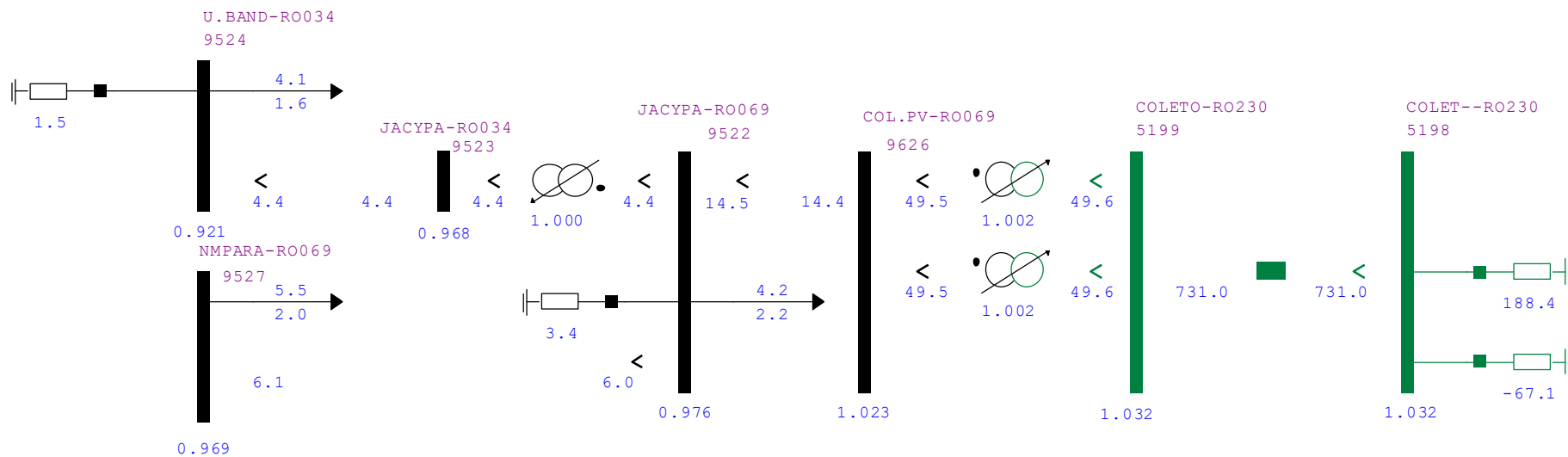


Figura 6-30 - CM NS 2033 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

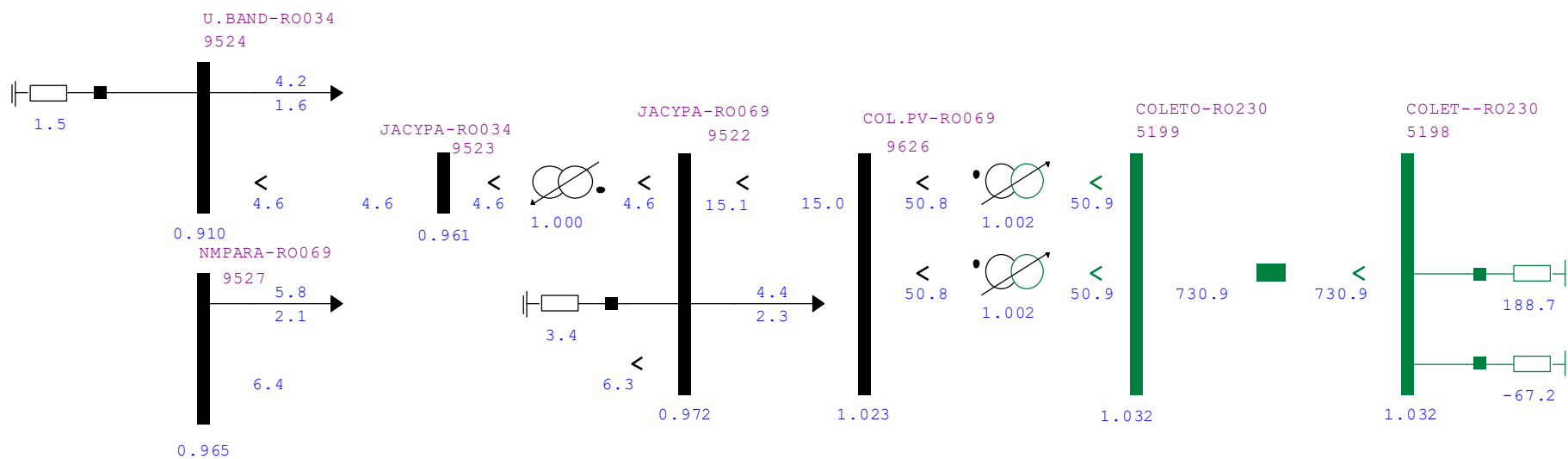


Figura 6-31 - CM NS 2034 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

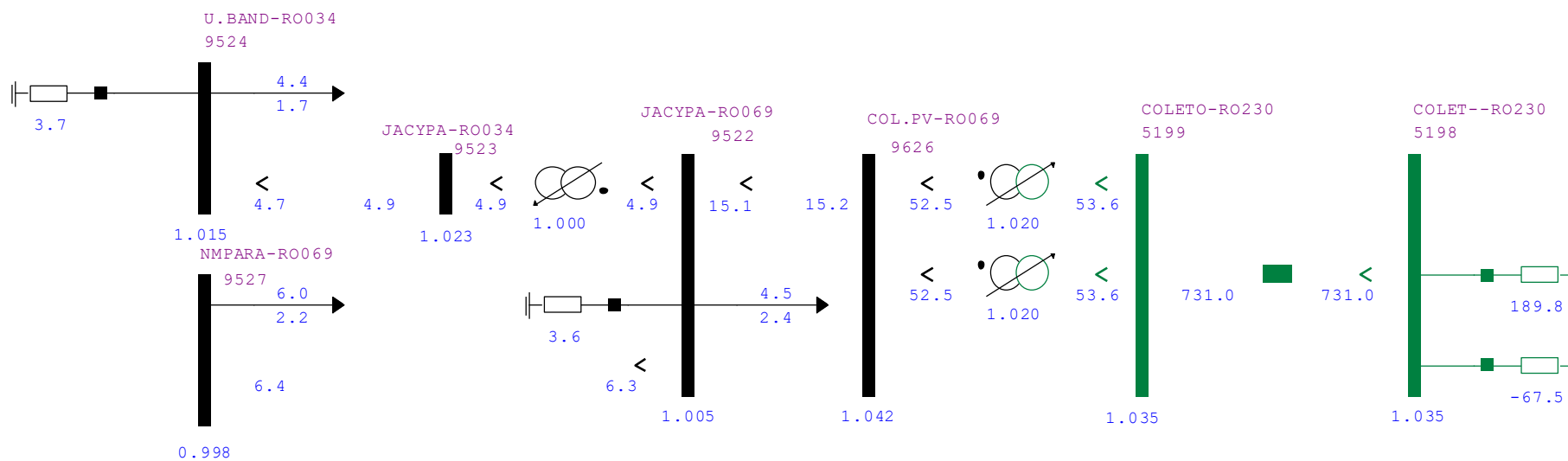


Figura 6-32 - CM NS 2035 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

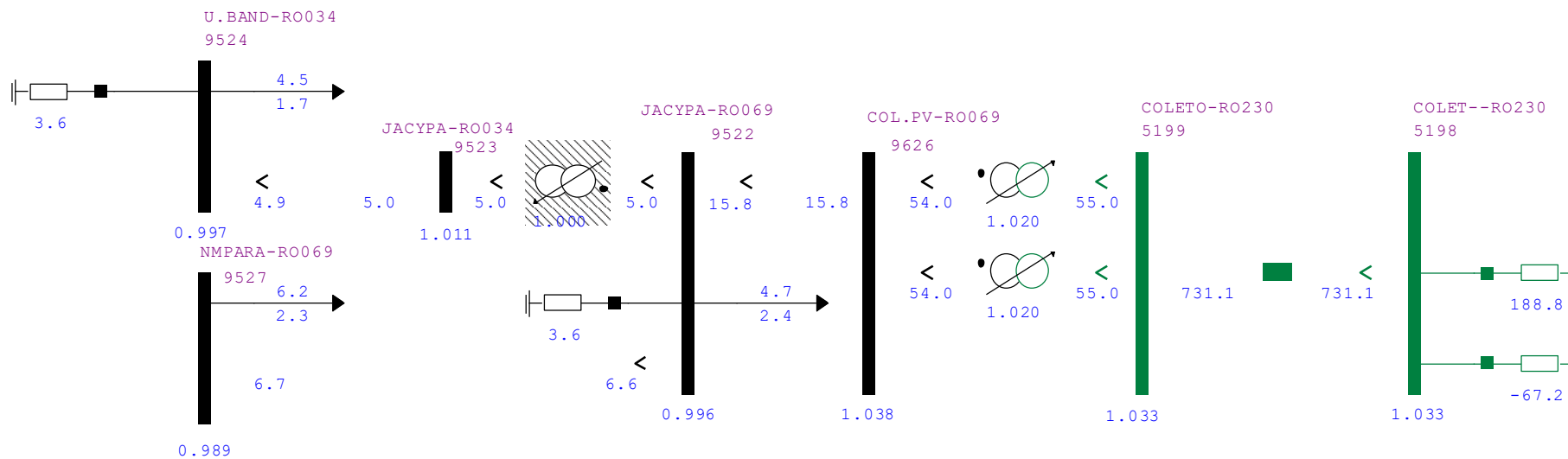


Figura 6-33 - CM NS 2036 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Regime Normal

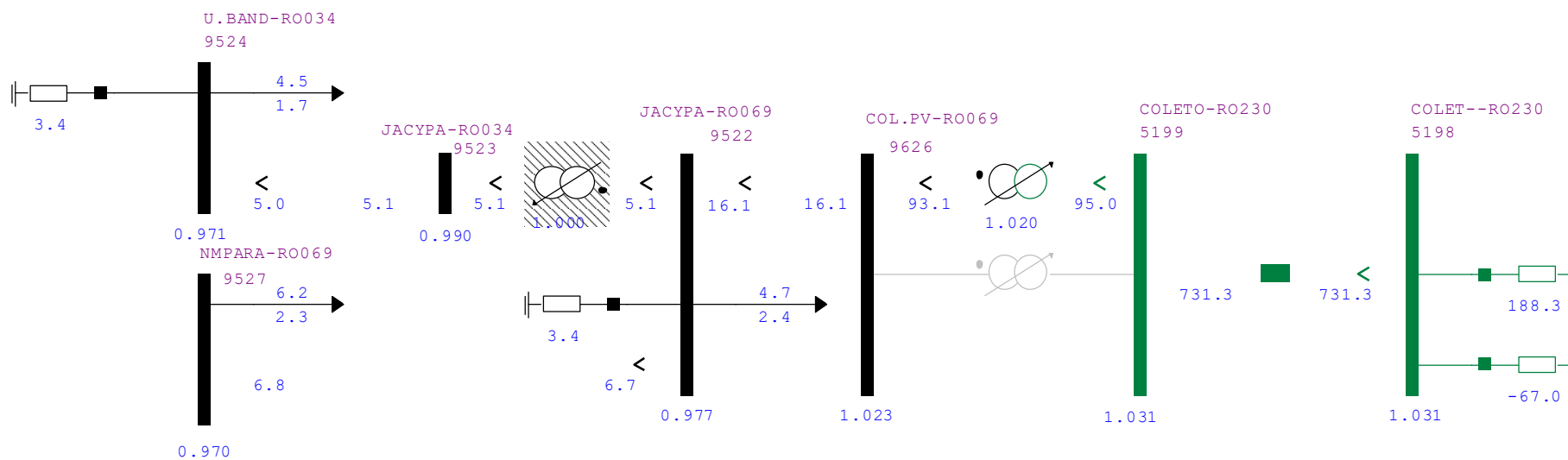


Figura 6-34 - CM NS 2036 – Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV – Perda de 1 Transformador da SE Coletora

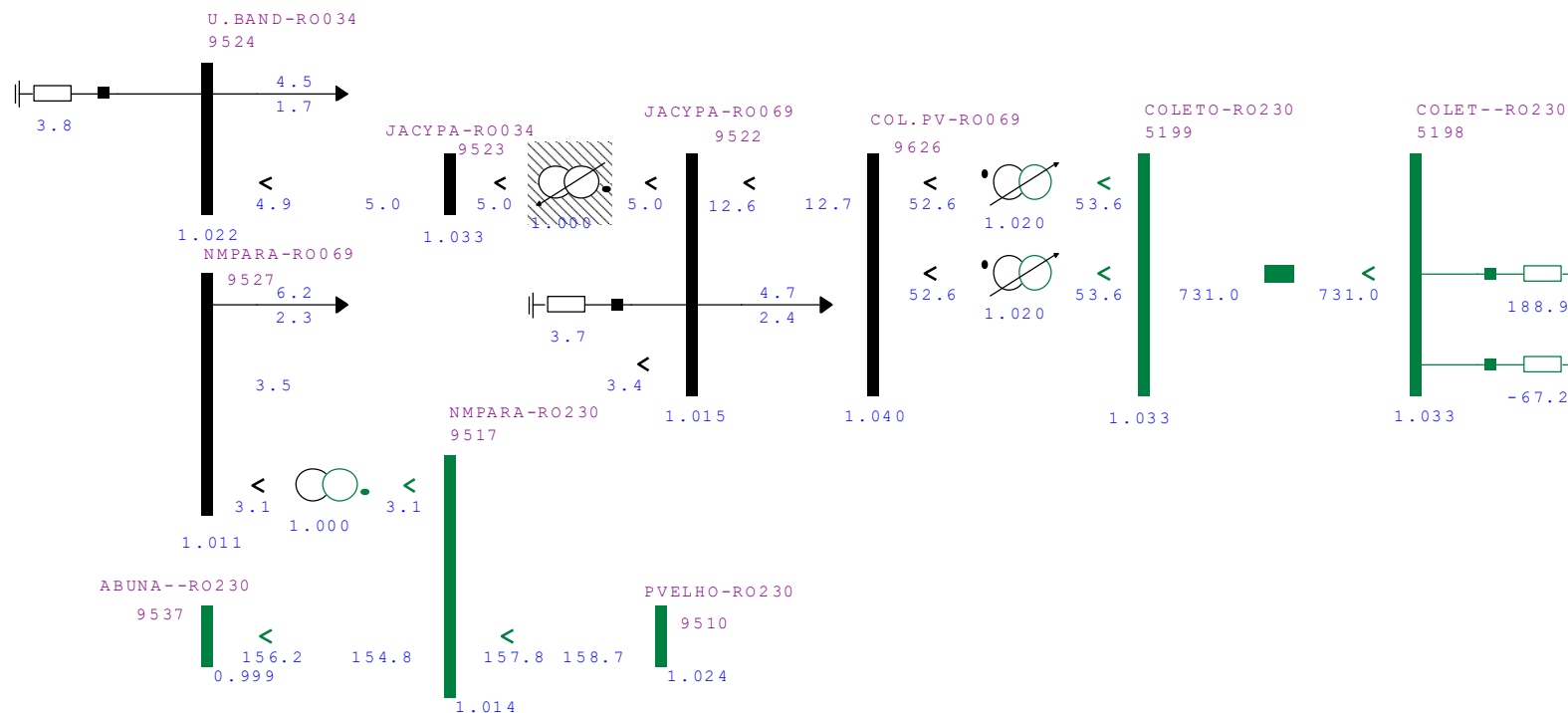


Figura 6-35 – CM NS 2036 - Atendimento via Coletora Porto Velho 69 kV com Nova Mutum energizada

6.4.3 Programas de Obras e Comparação Econômica

As Tabelas a seguir mostram as obras de reforço e seus custos associados para as duas alternativas analisadas.

Suprimento via Coletora Porto Velho 69 kV	Terminal	Ano	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total R\$x10 ⁻³
					44.198,25
LT 69 kV COLETORA PORTO VELHO - JACI-PARANÁ, C1 (Nova)					44.198,25
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 73 km		2025	73,0	510,86	37.292,73
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Coletora Porto Velho	2025	1,0	3184,78	3.184,78
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Jaci-Paraná	2025	1,0	3184,78	3.184,78
MIM - 69 kV	Coletora Porto Velho	2025	1,0	267,98	267,98
MIM - 69 kV	Jaci-Paraná	2025	1,0	267,98	267,98

Tabela 6-4 – Programa de Obras – Suprimento via SE Coletora Porto Velho 69 kV

Adequação SE Nova Mutum	Terminal	Ano	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total R\$x10 ⁻³
					87.584,02
SE 230/69 kV NOVA MUTUM (Nova)					64.849,17
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 30 MVA 3Φ		2025	2,0	8220,33	16.440,66
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	7970,67	15.941,34
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	3,0	2886,92	8.660,76
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	6309,63	6.309,63
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	2275,34	2.275,34
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1,0		0,00
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	11549,58	11.549,58
MIM - 230 kV		2025	1,0	2648,52	2.648,52
MIM - 69 kV		2025	1,0	1023,34	1.023,34
SECC LT 230 kV ABUNÁ - PORTO VELHO, C1, NA SE NOVA MUTUM (Nova)					19.550,07
Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (DRAKE), 0,1 km		2025	0,2	1080,85	216,17
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	8784,11	17.568,22
MIM - 230 kV		2025	1,0	1765,68	1.765,68
LT 69 kV NOVA MUTUM - JACI-PARANÁ, C1 Adequação da Entrada de Linha (Ampliação/Adequação)					3.184,78
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Nova Mutum	2025	1,0	3184,78	3.184,78

Tabela 6-5 - Programa de Obras – Adequação SE Nova Mutum

6.4.4 Perdas Elétricas

A valoração das perdas elétricas foi realizada com base no custo marginal de expansão médio indicado no Plano Decenal de Energia - 2030, com o valor de 187,00 R\$/MWh [15].

Para o cálculo das perdas elétricas foram simulados seis casos de fluxo de potência para cada alternativa, utilizando-se a base gerada a partir dos casos do Plano Decenal – Ciclo 2031, sendo eles a combinação dos três patamares de carga, e dos cenários Norte Úmido e Norte Seco, com suas permanências ponderadas entre patamares e cenários, conforme descrito no item 3.3.

As perdas elétricas e seus custos associados, em valores totais e diferenciais, referidos ao ano de 2025 e que foram determinados a partir das simulações realizadas, estão indicados na Tabela 6.5 a seguir.

ALTERNATIVAS	Perdas		
	Custos Totais (R\$ x 10 ⁻³)	Custos Diferenciais (R\$ x 10 ⁻³)	Ordem
Adequação da SE Nova Mutum	22.639.067,28	943,95	2º
Suprimento via Coletora P Velho 69 kV	22.638.123,33	0,00	1º

Tabela 6-6 – Custos das Perdas Elétricas das Alternativas (R\$x10⁻³)

6.4.5 Comparação Econômica

As Tabelas 6-6 e 6-7 apresentam o valor presente dos custos dos investimentos das alternativas analisadas e os custos obtidos através do método dos rendimentos necessários, ao passo que a Tabela 6-9 apresenta os custos totais levando-se em consideração os investimentos (método dos rendimentos necessários) e o custo diferencial de perdas.

ALTERNATIVAS	Custo das Obras - VP		
	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Adequação da SE Nova Mutum	87.584,02	198,16%	2º
Suprimento via Coletora P Velho 69 kV	44.198,25	100,00%	1º

Tabela 6-7 - Custo das Obras das Alternativas - Valor Presente (R\$x10⁻³)

ALTERNATIVAS	Custo das Obras - Rend. Necessários		
	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Adequação da SE Nova Mutum	55.540,17	198,16%	2º
Suprimento via Coletora P Velho 69 kV	28.027,70	100,00%	1º

Tabela 6-8 - Custos das Obras das Alternativas – Rendimentos Necessários (R\$x10⁻³)

Os custos diferenciais das perdas elétricas apresentados na Tabela 6-5 anterior, somados aos custos das alternativas calculados pelo Método dos Rendimentos Necessários, são mostrados na Tabela 6-8 abaixo.

ALTERNATIVAS	Custo Total das Alternativas - Rendimentos Necessários + Perdas Diferenciais		
	Custos Totais (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Adequação da SE Nova Mutum	56.484,12	201,53%	2º
Suprimento via Coletora P Velho 69 kV	28.027,70	100,00%	1º

Tabela 6-9 - Custo Total das Alternativas – Rendimentos Necessários + Perdas (R\$x10⁻³)

O Gráfico 6-1 a seguir mostra a comparação dos custos das obras das alternativas, utilizando-se o Método dos Rendimentos Necessários, com a inclusão dos custos das perdas elétricas.

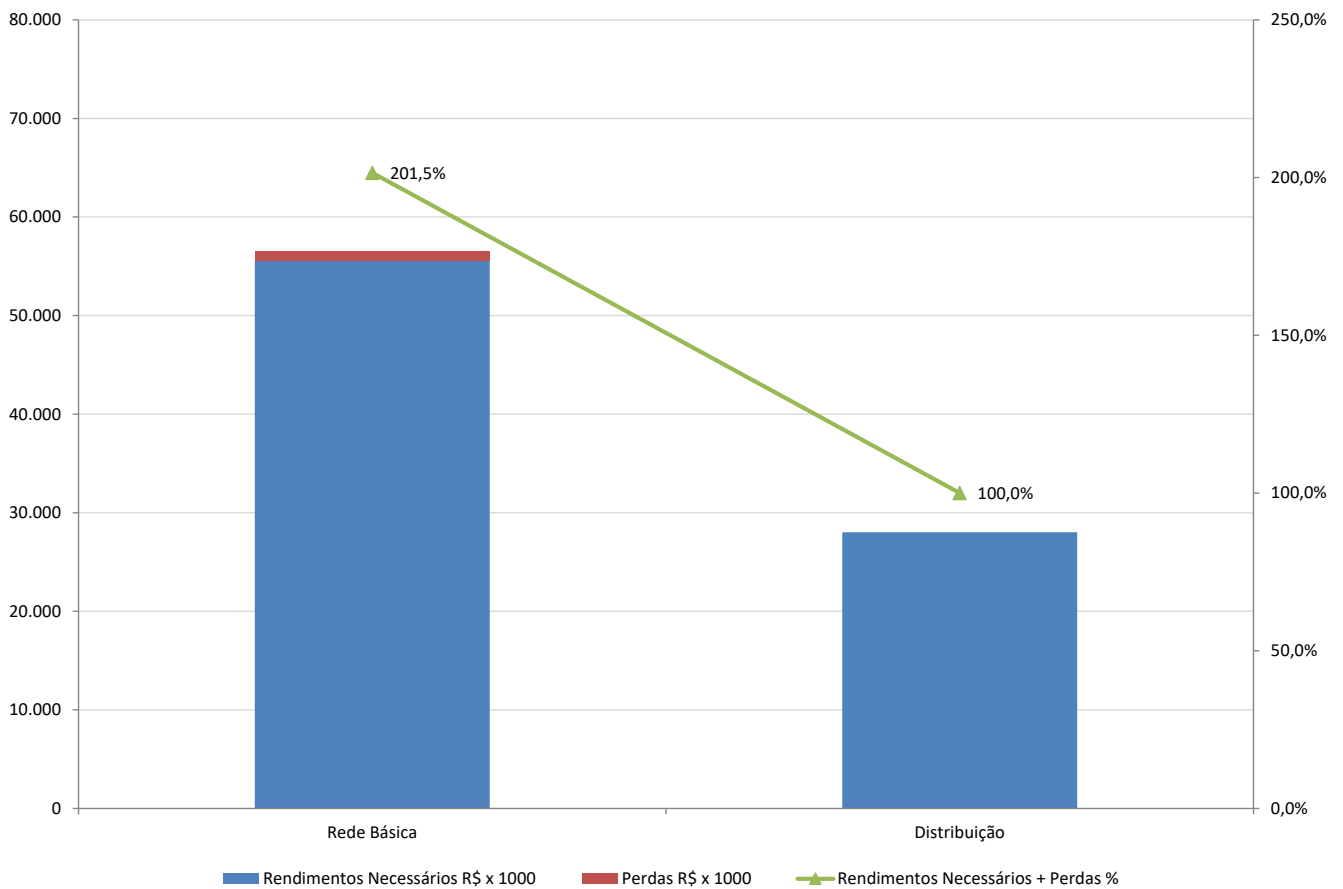


Gráfico 6-1 – Comparação dos Custos Totais das Alternativas

Na comparação econômica, a EPE utiliza os custos modulares indicados em [6], calculados a partir do Banco de Preços de Referência da Aneel com valores atualizados para a data-base Março de 2021, indicando o valor de R\$87.584,020.00 para adequar a SE Nova Mutum aos padrões de Rede Básica

Utilizando a mesma Base de Preços, a Eletronorte elaborou orçamento custeando todos os itens necessários para a adequação da SE Nova Mutum, chegando a um valor total de R\$80.445.430,59 conforme tabela abaixo.

SE Nova Mutum Paraná - Adequação da SE ao Procedimento de Rede e Secc da Linha 230 kV PV-Abunã C		
Valor Adequação LT - Secc 230 kV P. Velho/Abunã	2.306.480,13	
Valor Adequação da SE ao Procedimento de Rede - 230kV BD4	78.138.950,46	
VALOR TOTAL (R\$)	R\$ 80.445.430,59	ref. fev/2021

Tabela 6-10 – Orçamento da Eletronorte para Adequação da SE Nova Mutum

A diferença entre os dois valores é de cerca de 6% e, considerando a elevada diferença dos custos associados a cada alternativa, confirma-se como definitivo que o atendimento à região de Nova Mutum – Jacy Paraná deverá passar a ser realizado via linha de Distribuição de 69 kV entre as subestações de Jacy Paraná e Coletora Porto Velho, sem necessidade de adequação da subestação provisória existente.

7 AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL

A avaliação socioambiental não se aplica ao estudo, tendo em vista os resultados obtidos, recomendando reforços estruturais apenas em subestações existentes de Rede Básica e novas linhas de distribuição.

8 FICHAS PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: RO
SE 230/69 kV VILHENA (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2025
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Atendimento ao Critério N-1

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

3° TF 230/69 kV, 1 x 60 MVA 3Φ	9.418,48
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.115,63
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2.955,70
MIM - 230 kV	930,60
MIM - 69 kV	267,98

Total de Investimentos Previstos: **21.688,39**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento: SE 230/69 kV ARIQUEMES (Ampliação/Adequação)	UF: RO
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2033
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

Atendimento ao Critério N-1

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

4° TF 230/69 kV, 1 x 60 MVA 3Φ	9.418,48
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.115,63
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2.955,70
MIM - 230 kV	930,60
MIM - 69 kV	267,98

Total de Investimentos Previstos: **21.688,39**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

Custos Modulares da ANEEL – Março de 2021.

9 EQUIPE TÉCNICA

EPE
João M Caruso Lucas Simões de Oliveira
Eletronorte
Rafael L Meireles Piccirili Mauricio Regos Ransolim Pedro Aleixo Ferreira Brandim Eber Havila Rose
Energisa Rondônia
Ori Llye Odara Mota Rafael Paschoal dos Santos Pedro Augusto Oliveira de Araújo
Argo Energia
Rodrigo Praxedes Beatriz Tavares

10 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, "Nota Técnica EPE-DEE-NT-116/2021-rev0 - Estudo de Reforços Estruturais para a Região Leste do Estado de Rondônia," 2021.
- [2] Energisa Distribuição Rondônia, "Carta N0 007-2021-DTEC ERO - Propostas para a Programação de Estudos de Transmissão," 2021.
- [3] ONS, "Submódulo 2.10 – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão".
- [4] EPE e ONS, "EPE-DEE-NT-085/2020 e ONS NT 0129/2020 - Análises de Médio Prazo do Grupo de Atendimento ao Litoral de São Paulo," 2020.
- [5] EPE e ONS, "Atendimento Elétrico ao Litoral do estado de São Paulo - Processo nº 48300.000354/2018-33," 2021.
- [6] EPE, "Informe Técnico EPE-DEE-IT-038/2021 - Banco de Preços de Referência da Aneel - Atualização dos Valores para a data-base Março de 2021," Rio de Janeiro, 2021.
- [7] Eletronorte, "CE-RG-0050/2022 – Final de Vida Útil – Relação de Equipamentos," 2022.
- [8] ANEEL, "Resolução Normativa ANEEL nº 905/2020," 2020.
- [9] CCPE/CTET/GTDC/FTCP, "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão," 2002.
- [10] EPE, "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica," 2022.
- [11] ONS, "Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos," 2022.
- [12] ANEEL, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST".
- [13] ONS, "Submódulo 2.6 - Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos," 2022.
- [14] ABNT, "Transformadores de potência - Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante," 2017.
- [15] EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia 2030," 2020.
- [16] EPE, "Base de Dados de Fluxo de Potência – Plano Decenal Ciclo 2031," 2022.
- [17] ANEEL, "RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 10.892," 16 11 2021. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea202110892ti.pdf>. [Accessed 04 11 2022].

- [18] EPE, "EPE-DEE-RE-049-2012-rev0 - Estudo de Suprimento via SE Jaru – Integração das Cargas Isoladas de Machadinho d'Oeste," 2014.
- [19] ANEEL, "Agência aprova 23 propostas da chamada de P&D sobre armazenamento de energia," 29 03 2017. [Online]. Available: https://antigo.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/agencia-aprova-23-propostas-da-chamada-de-p-d-sobre-armazenamento-de-energia/656877?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fsala-de-impre.
- [20] MME, "Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE)," 22 07 2022. [Online]. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/plano-de-outorgas-de-transmissao-de-energia-eletrica-potee/documentos/2022-1>. [Accessed 04 11 2022].
- [21] ANEEL, "Autorização e estabelecimento da Parcela da Receita Anual Permitida - CTEEP," 28 09 2021. [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/area202110892_1.pdf. [Accessed 04 11 2022].
- [22] ANEEL, "Resolução Autorizativa N0 4.661, de 13 de maio de 2014," 2014.
- [23] EPE, "EPE-DEE-RE-061/2011-rev0 - Análise de Atendimento ao Polo de Nova Mutum Paraná," 2011.

