



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS

*Estudo de Reforços Estruturais para a Região Leste do
Estado de Rondônia*

Outubro de 2021



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretária-Executiva do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético**

Paulo César Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

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

José Mauro Ferreira Coelho

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

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Estudo de Reforços Estruturais para a Região Leste do Estado de Rondônia



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

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

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Coordenação Técnica

Maxwell Cury Junior

Equipe Técnica

João Mauricio Caruso
Lucas Simões de Oliveira
Rafael Theodoro Alves e Mello

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-116/2021-rev0

Data: 15/10/2021

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

epe 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-116/2021-rev0 Estudo de Reforços Estruturais para a Região Leste do Estado de Rondônia		
Revisões rev0	Data 15/10/2021	Descrição sucinta 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.....	15
2.1 Descrição das Etapas do Estudo.....	15
3 CRITÉRIOS, PREMISSAS E DADOS.....	19
3.1 Critérios Básicos	19
3.2 Limites de Carregamento de Linhas e Transformadores	19
3.3 Análise e Comparação Econômica	20
3.4 Configuração, Cargas e Despacho de Geração.....	21
3.4.1 Configuração do Sistema	21
3.4.2 Cargas do Estado de Rondônia	21
3.4.3 Capacitores de Distribuição na Área em Análise	22
3.4.4 Informações sobre Usinas na Região de Influência Direta	23
3.4.5 Despacho de Geração nas Usinas na Região de Influência Direta.....	25
4 CONCLUSÕES	28
5 RECOMENDAÇÕES.....	31
6 DIAGNÓSTICO DO DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE	33
7 ALTERNATIVAS PARA ANÁLISE.....	37
7.1 Descrição das Alternativas.....	37
7.1.1 Alternativa #1 - sem LD Nova	37
7.1.2 Alternativa #2 - com LD 138 kV Pimenta Bueno - Cacoal	37
8 ANÁLISE DO DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS.....	38
8.1 Alternativa #1 - sem LD Nova.....	38
8.2 Alternativa #2 - com LD 138 kV Pimenta Bueno - Cacoal	38
8.3 Ajustes nas Alternativas Analisadas devidos às Informações de Espaço Físico	39
8.4 Desempenho da Alternativa Vencedora	40
9 ANÁLISE ECONÔMICA.....	42
9.1 Programas de Obras das Alternativas e Custos dos Equipamentos	42
9.2 Perdas Elétricas.....	45
9.3 Comparação Econômica	45

10	AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL.....	48
11	FICHAS PET/PELP	49
12	EQUIPE TÉCNICA	53
13	BIBLIOGRAFIA.....	54
14	DIAGRAMAS DE FLUXO DE POTÊNCIA	55
15	CONSULTA DE ESPAÇO FÍSICO	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Sistema de Transmissão - Estados do Acre e Rondônia.....	13
Figura 2-1 - Sistema Elétrico das Regiões de Pimenta Bueno e Ji-Paraná representado no Estudo	17
Figura 2-2 – Diagrama Eletrogeográfico - Região de Rondônia Leste.....	18
Figura 5-1 - Diagrama Esquemático – Região de Rondônia Leste – Com Alt #2.....	32
Figura 6-1 – Carga Média Norte Seco Ano 2025 – Perda uma Unidade 230/69 kV 55 MVA em Ji-Paraná.....	34
Figura 6-2 - Carga Média Norte Seco Ano 2025 – Perda uma Unidade 230/138 kV 100 MVA em Ji-Paraná.....	35
Figura 6-3 – Carga Leve Norte Úmido Ano 2025 - Perda uma Unidade 230/138 kV 55 MVA em Pimenta Bueno	36
Figura 14-1 - Alternativa #1 – 2025 – CM NS – Caso Base	56
Figura 14-2 - Alternativa #1 – 2025 – CM NS – Perda de um transformador 230/69 kV em Ji-Paraná	57
Figura 14-3 - Alternativa #1 – 2025 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná.....	58
Figura 14-4 - Alternativa #1 – 2026 – CM NS – Caso Base	59
Figura 14-5 - Alternativa #1 – 2027 – CM NS – Caso Base	60
Figura 14-6 - Alternativa #1 – 2028 – CM NS – Caso Base	61
Figura 14-7 - Alternativa #1 – 2029 – CM NS – Caso Base	62
Figura 14-8 - Alternativa #1 – 2030 – CM NS – Caso Base	63
Figura 14-9 - Alternativa #1 – 2031 – CM NS – Caso Base	64
Figura 14-10 - Alternativa #1 – 2032 – CM NS – Caso Base	65
Figura 14-11 - Alternativa #1 – 2033 – CM NS – Caso Base	66
Figura 14-12 - Alternativa #1 – 2033 – CM NS – Perda de um transformador 230/69 kV em Ji-Paraná.....	67
Figura 14-13 - Alternativa #1 – 2033 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná	68
Figura 14-14 - Alternativa #2 – 2025 – CM NS – Caso Base	69
Figura 14-15 - Alternativa #2 – 2025 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná	70
Figura 14-16 - Alternativa #2 – 2026 – CM NS – Caso Base	71
Figura 14-17 - Alternativa #2 – 2026 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná	72
Figura 14-18 - Alternativa #2 – 2027 – CM NS – Caso Base	73
Figura 14-19 - Alternativa #2 – 2027 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná	74
Figura 14-20 - Alternativa #2 – 2028 – CM NS – Caso Base	75
Figura 14-21 - Alternativa #2 – 2028 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná	76
Figura 14-22 - Alternativa #2 – 2029 – CM NS – Caso Base	77
Figura 14-23 - Alternativa #2 – 2029 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná	78
Figura 14-24 - Alternativa #2 – 2029 – CM NS – Caso Base (3 unidades 230/138 kV em Ji-Paraná).....	79
Figura 14-25 - Alternativa #2 – 2030 – CM NS – Caso Base	80
Figura 14-26 - Alternativa #2 – 2031 – CM NS – Caso Base	81
Figura 14-27 - Alternativa #2 – 2032 – CM NS – Caso Base	82
Figura 14-28 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Caso Base	83
Figura 14-29 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Perda de um transformador 230/69 kV em Ji-Paraná.....	84
Figura 14-30 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná	85
Figura 14-31 - Alternativa #2 – 2025 – CM NS – Caso Base com 2 Transformadores 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná.....	86
Figura 14-32 - Alternativa #2 – 2025 – CM NS – Perda de 1Transformador 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná.....	87
Figura 14-33 - Alternativa #2 – 2032 – CM NS – Caso Base com 2 Transformadores 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná.....	88
Figura 14-34 - Alternativa #2 – 2032 – CM NS – Perda de 1Transformador 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná.....	89

Figura 14-35 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Caso Base com 2 Transformadores 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná.....	90
Figura 14-36 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Perda de 1Transformador 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná.....	91
Figura 14-37 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Caso Base com 3 Transformadores 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná.....	92
Figura 14-38 - Alternativa #2 – 2025 – CL NU – Caso Base sem Reforço em Pimenta Bueno - Perda de 1Transformador 230/138 kV	93
Figura 14-39 - Alternativa #2 – 2025 – CL NU – Caso Base com 3 ^o Transformador 230/138 kV 55 MVA em Pimenta Bueno	94
Figura 14-40 - Alternativa #2 – 2025 – CL NU – Com 3 ^o Transformador 230/138 kV 55 MVA em Pimenta Bueno - Perda de 1Transformador	95
Figura 14-41 - Alternativa #2 – 2025 – CL NU – Com 3 ^o Transformador 230/138 kV 55 MVA em Pimenta Bueno - Perda de 1Transformador com UTE Rondon II Despachada	96

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1-1 – Carregamento na Transformação 230/138 kV da SE Pimenta Bueno	14
Tabela 1-2 - Carregamento na Transformação 230/138 kV da SE Ji-Paraná	14
Tabela 1-3 - Carregamento na Transformação 230/69 kV da SE Ji-Paraná	14
Tabela 3-1 - Permanência dos Cenários.....	20
Tabela 3-2 - Duração dos Patamares de Carga – Fonte ANEEL/ONS.....	20
Tabela 3-3 – Permanência = Cenários x Patamares de Carga	20
Tabela 3-4 – Dados das LDs (Fonte Energisa RO)	21
Tabela 3-5 – Carga Total do estado de Rondônia (Fonte Energisa RO)	21
Tabela 3-6 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Pesada (Fonte Energisa RO)	22
Tabela 3-7 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Média (Fonte Energisa RO).....	22
Tabela 3-8 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Leve (Fonte Energisa RO).....	22
Tabela 3-9 – Capacitores no Sistema de Distribuição (Fonte Energisa RO).....	23
Tabela 3-10 – Dados das Usinas na Região de Interesse (Fonte Energisa RO)	24
Tabela 3-11 – Despacho de Geração – Casos de Dimensionamento	25
Tabela 3-12 – Despacho de Geração para Determinação das Perdas.....	27
Tabela 4-1 – Síntese dos Custos das Alternativas	30
Tabela 5-1 - Principais Obras em Subestações de Rede Básica e Fronteira.....	31
Tabela 5-2 - Principais Obras em Linhas de Distribuição	31
Tabela 8-1 – Capacitores em Cacoal 138 kV	38
Tabela 8-2 – Carregamento dos Transformadores em Regime Normal – Valores em MVA corrigido pela tensão	41
Tabela 8-3 - Carregamento dos Transformadores em Contingência de um Banco Paralelo – Valores em MVA corrigido pela tensão	41
Tabela 9-1 – Programa de Obras da Alternativa #1 – Sem LD 138 kV Pimenta Bueno - Cacoal.....	43
Tabela 9-2 - Programa de Obras da Alternativa #2 – Com LD 138 kV Pimenta Bueno - Cacoal	44
Tabela 9-3 – Custos das Perdas Elétricas das Alternativas ($R\$ \times 10^{-3}$)	45
Tabela 9-4 - Custo das Obras das Alternativas - Valor Presente ($R\$ \times 10^{-3}$)	45
Tabela 9-5 - Custos das Obras das Alternativas – Rendimentos Necessários ($R\$ \times 10^{-3}$).....	46
Tabela 9-6 - Custo Total das Alternativas – Rendimentos Necessários + Perdas ($R\$ \times 10^{-3}$)	46

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 3-1 – Geração Média – Cenários Seco e Úmido	26
Gráfico 3-2 – Geração de Usinas em Rondônia (Fonte ONS Ref [3]).....	27
Gráfico 4-1 - Custos das Obras das Alternativas (Rendimentos Necessários).....	29
Gráfico 4-2 - Custos das Obras + Perdas das Alternativas	29
Gráfico 9-1 – Comparação dos Custos Totais das Alternativas	47

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
Energisa RO	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.

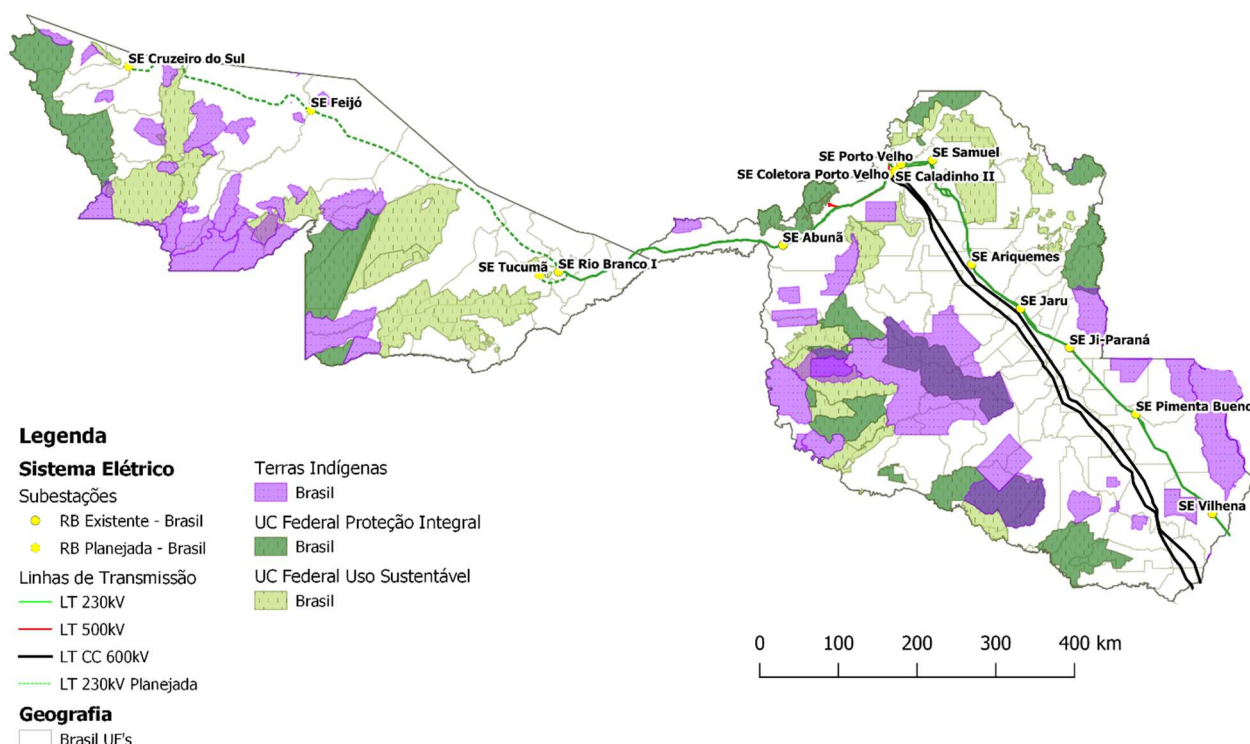


Figura 1-1 - Sistema de Transmissão - Estados do Acre e Rondônia

Conforme consta do Relatório Plano Decenal – 2013/2022 Ref [1], o qual indica a programação de obras da distribuidora, no horizonte decenal, e que foi emitido à época pela Eletrobras Distribuição Rondônia Ceron, desde 2013 existia a previsão de construir a linha de Distribuição Pimenta Bueno – Cacoal 138 kV, indicada no item 8.2.2 do referido relatório:

"8.2.2 - Regional Pimenta Bueno

Os estudos de fluxo de potência para esta regional demonstraram, entre outras, a necessidade de construção da LD 138 kV interligando as Localidades de Pimenta Bueno e Cacoal (Obra já relacionada no Plano Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão Não Integrantes da Rede Básica – PAR DIT 2012-2014), em 2013, devido ao alto excedente de energia que será gerado pela UHE Rondon II e as PCH 's Primavera e Urubu (futura)"

Entretanto, em carta encaminhada ao ONS em 22 de setembro de 2020 Ref [2], a Energisa RO, atual concessionária da Distribuição no estado, manifestou a intenção de não executar o empreendimento, considerando que a construção da linha Pimenta Bueno – Cacoal 138 kV é técnica e economicamente menos prioritária às necessidades de sua área de concessão.

A linha em questão tem grande influência no carregamento dos transformadores 230/138 kV nas subestações de Pimenta Bueno e Ji-Paraná, e as análises do ONS sem essa LD realizadas no PAR-PEL Ciclo 2021-2025 confirmaram essa influência já no curto prazo, conforme pode ser visualizado nas tabelas a seguir, que constam da Tabela 3.7 do Relatório ONS DPL-REL-262-2020 – Volume III Tomo 10 – Acre/Rondônia Ref [3]:

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2021	2022	2023	2024	2025
SE Pimenta Bueno 230/138 kV – 2x55/58 MVA	Eletronorte Energisa Rondônia	(1)	153%	149%	-	-	-
		(2)	-	-	163%	147%	141%
		(3)	-	-	124%	115%	112%

Tabela 1-1 – Carregamento na Transformação 230/138 kV da SE Pimenta Bueno

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2021	2022	2023	2024	2025
SE Ji-Paraná 230/138 kV – 2x100/105 MVA	Eletronorte Energisa Rondônia	(1)	115%	119%	-	-	-
		(2)	-	56%	59%	61%	62%
		(3)	-	68%	71%	74%	78%

Tabela 1-2 - Carregamento na Transformação 230/138 kV da SE Ji-Paraná

Adicionalmente, as análises do PAR-PEL indicaram também problemas de sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da SE Ji-Paraná, em função das previsões de carga da Energisa RO e dos valores de MUST (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) contratados para esse ponto, e que não são influenciados pela existência da LD Pimenta Bueno – Cacoal 138 kV.

Subestação	Concessionárias Envolvidas	Obs	2021	2022	2023	2024	2025
SE Ji-Paraná 230/69 kV – 3x60/64 MVA	Eletronorte Energisa Rondônia	(1)	104%	107%	110%	116%	118%

Tabela 1-3 - Carregamento na Transformação 230/69 kV da SE Ji-Paraná

Dessa forma fica evidenciada a necessidade de estudos de definição dos reforços adequados para equacionar os problemas identificados nas SEs Pimenta Bueno e Ji-Paraná, inclusive os causados pelo cancelamento da execução da LD Pimenta Bueno – Cacoal.

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 Ji-Paraná e Pimenta Bueno, frente aos problemas atualmente identificados e ao crescimento do mercado previsto para a área no horizonte de 2025 a 2033.

2.1 Descrição das Etapas do Estudo

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

- I. Montagem da Base de Dados:
 - a. Carga por barramento no estado de Rondônia (Energisa RO);
 - b. Cargas do sistema (EPE);
 - c. Dados da Rede de Distribuição (Energisa RO); e
 - d. Dados da Rede de Transmissão (EPE e Eletrobras Eletronorte)

Adicionalmente a Energisa RO encaminhou as seguintes informações que, da mesma forma que as cargas por barramento, são essenciais para que o estudo possa ser iniciado:

- Lista com os bancos de capacitores existentes e programados, representados individualmente e sem abatimento na carga reativa;
- Dados das linhas de distribuição: parâmetros elétricos, limites de carregamento normal e em contingências, condutores e comprimentos; e
- Arquivo “.kmz” com as subestações de distribuição e traçado das linhas, para subsidiar a definição das alternativas que irão compor as análises.

- II. Tratamento e preparação da base de dados:

Com base nos dados do item I, foram preparados os casos de carga pesada, média e leve, nos cenários Norte Seco e Úmido, para o período de 2025 a 2033 (último ano nos casos do PD 2030).

- 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 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-Paraná 230/69 kV:

- a. Patamar de carga média, cenário Norte Seco ou Úmido (não há geração no sistema de 69 kV atendido por Ji-Paraná);

Ji-Paraná 230/138 kV:

- b. Patamar de carga média, cenário Norte Seco, e Patamar de carga leve, cenário Norte Úmido;

Pimenta Bueno 230/138 kV:

- c. Patamar de carga leve, cenário Norte Úmido e Patamar de carga média, cenário Norte Seco.
- IV. Implantação do despacho de geração dos casos de dimensionamento para determinação de reforços.
 - V. 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, conforme está representado nos casos do Plano Decenal – Ciclo 2030 Ref [4], já consideradas as alterações de configuração no sistema de Distribuição indicadas pela Energisa RO.

O diagrama eletro-geográfico da região é apresentado em sequência.

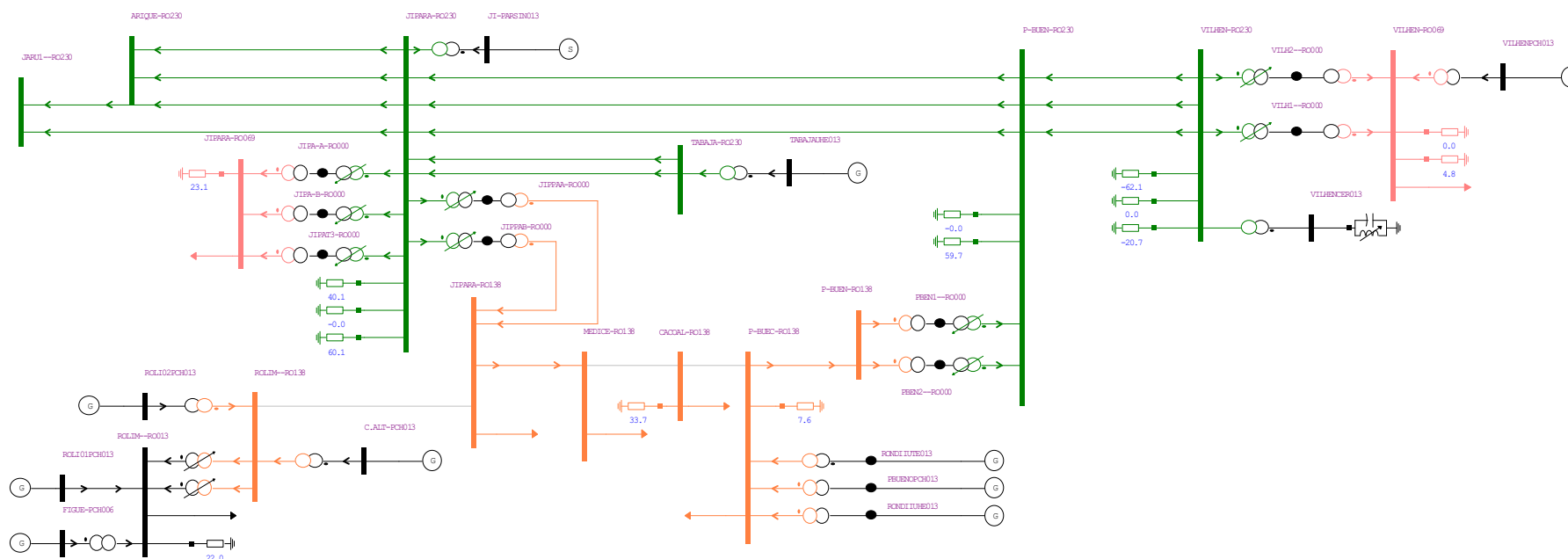


Figura 2-1 - Sistema Elétrico das Regiões de Pimenta Bueno e Ji-Paraná representado no Estudo

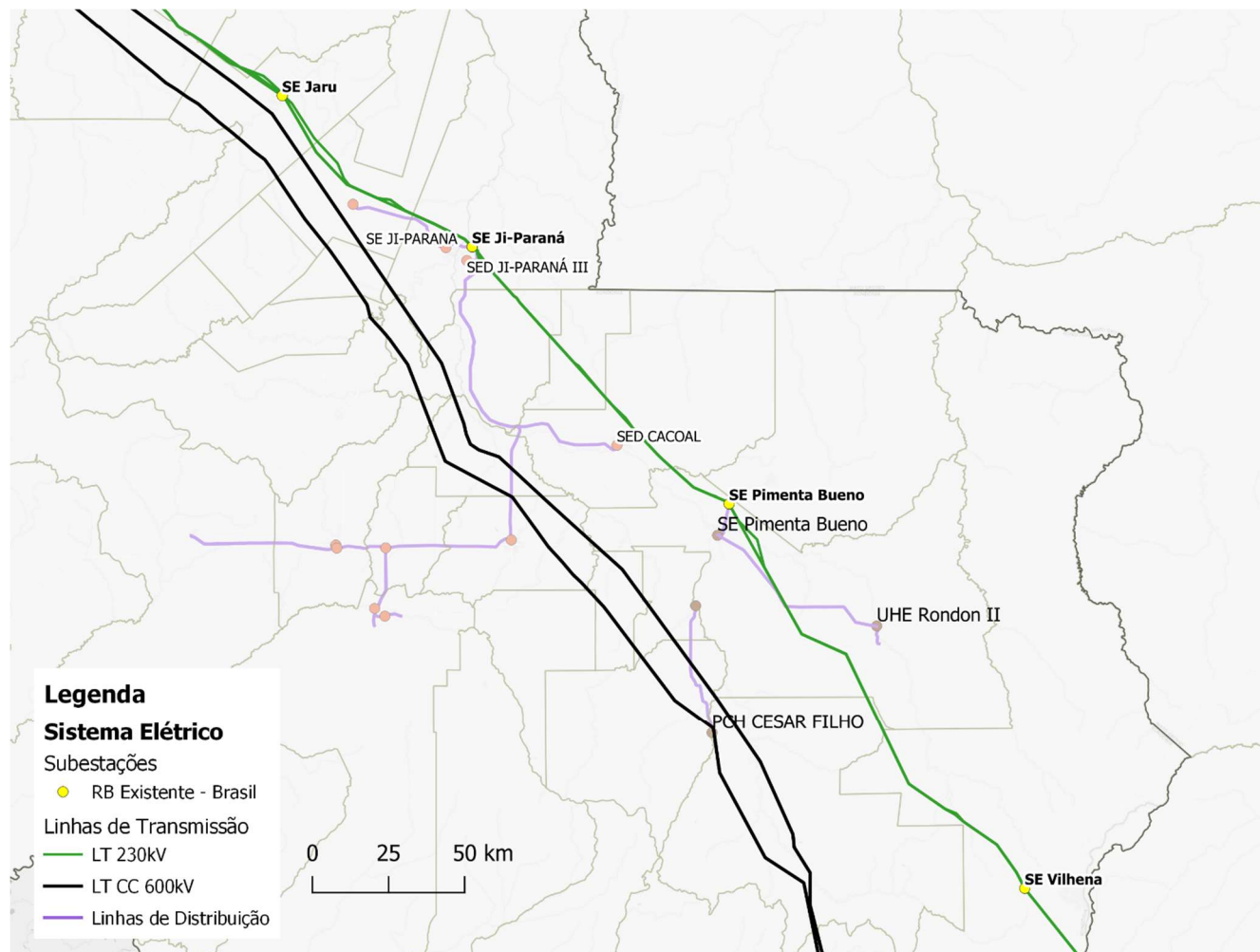


Figura 2-2 – Diagrama Eletrogeográfico - Região de Rondônia Leste

3 CRITÉRIOS, PREMISSAS E DADOS

3.1 Critérios Básicos

Os critérios e procedimentos do estudo deverão estar de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET/GTDC/FTCP - Janeiro/2002” Ref [7], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir.

No desenvolvimento do estudo deverão ser consideradas as diretrizes constantes no documento elaborado pela EPE “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” Ref [8].

Quando aplicável, serão respeitados ainda os requisitos do Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede Ref [9], os requisitos dos Procedimentos de Distribuição Ref [10] 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).

3.2 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 – Refs [11] e [12].

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

3.3 Análise e Comparação Econômica

Os custos dos equipamentos das alternativas analisadas serão os que constam do documento Base de Preços de Referência ANEEL 03/2021 Ref [5].

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 2030 Ref [4], 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 3-1 - Permanência dos Cenários

Já a duração dos patamares de carga está representada na Tabela 3-2, 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 3-2 - 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 3-3 – 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 - 2030, com o valor de 187,00 R\$/MWh – Ref [6].

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 2034 (*para eventual inclusão dos investimentos associados às obras indicadas para o ano horizonte das simulações de fluxo de potência - 2033*) e tempo de vida útil das instalações de 30 anos, adotando-se margem de 5% como balizadora para definir a equivalência econômica de alternativas.

3.4 Configuração, Cargas e Despacho de Geração

3.4.1 Configuração do Sistema

A configuração do sistema elétrico utilizada nas análises é a dos casos do Plano Decenal Ciclo 2030 Ref [4], com as devidas atualizações indicadas pela Energisa RO, conforme pode ser visualizado na Figura 2-1 acima.

A seguir são mostrados os dados elétricos do sistema de Distribuição que foram encaminhados pela Energisa RO para atualização dos casos do estudo.

Linhas de Distribuição		km	TENSÃO (kV)	CABO (MCM)	CONF.	R+ [%]	X+ [%]	B+ [Mvar]	SIL [MW]	Cn [MVA]	Ce [MVA]
SE PIMENTA BUENO ELN	SED PIMENTA BUENO	12	138	477	CS	0,880378	2,95784	0,799528	50,89797	122,3798	152,9747
SED PIMENTA BUENO	PCH RONDON II	64,5	138	336,4	CS	6,683264	16,33171	4,177583	48,61446	97,52139	121,9017
PCH RONDON II	PCH PRIMAVERA	24,6	138	266	CS	3,218017	6,345773	1,563474	46,87069	84,1361	105,1701
PCH PRIMAVERA	PCH CESAR FILHO	43,3	138	266	CS	5,660302	11,16671	2,752446	46,87069	84,1361	105,1701
SE JI-PARANÁ ELN	SED CACOAL	110	138	336,4	CS	11,34831	27,80221	7,132308	48,61446	97,52139	121,9017
SE JI-PARANÁ ELN	SED PRESIDENTE MEDICI	39,6	138	477	CS	2,902983	9,757403	2,638956	50,89797	122,3798	152,9747
SED PRESIDENTE MEDICI	SED ROLIM DE MOURA	68,4	138	477	CS	5,005704	16,84062	4,560139	50,89797	122,3798	152,9747
SE PIMENTA BUENO ELN	SED CACOAL	46,9	138	477	CS	3,436939	11,5543	3,125701	50,89797	122,3798	152,9747

Tabela 3-4 – Dados das LDs (Fonte Energisa RO)

3.4.2 Cargas do Estado de Rondônia

A carga total do estado de Rondônia, utilizada nas análises, 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 3-5 – 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.

ANO	CARGA PESADA					
	Ji-Paraná 230/69 kV		Ji-Paraná 230/138 kV		P. Bueno 230/138 kV	
	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
2025	103,9	33,8	142,4	47,2	31,9	13,5
2026	107,8	35,1	147,8	49,0	33,1	14,0
2027	111,5	36,3	153,0	50,7	34,2	14,5
2028	115,4	37,6	158,2	52,4	35,4	15,0
2029	119,2	38,8	163,4	54,2	36,6	15,5
2030	123,0	40,1	168,7	55,9	37,7	15,9
2031	126,9	41,3	174,0	57,7	38,9	16,5
2032	131,1	42,7	179,7	59,5	40,2	17,0
2033	135,3	44,1	185,5	61,5	41,5	17,5

Tabela 3-6 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Pesada (Fonte Energisa RO)

ANO	CARGA MÉDIA					
	Ji-Paraná 230/69 kV		Ji-Paraná 230/138 kV		P. Bueno 230/138 kV	
	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
2025	121,7	46,6	149,9	55,4	40,4	21,5
2026	126,3	48,3	155,5	57,5	41,9	22,3
2027	130,7	50,0	161,0	59,5	43,4	23,1
2028	135,2	51,7	166,6	61,6	44,9	23,8
2029	139,7	53,4	172,0	63,6	46,4	24,6
2030	144,2	55,1	177,5	65,6	47,8	25,4
2031	148,7	56,9	183,2	67,7	49,4	26,2
2032	153,6	58,8	189,2	69,9	51,0	27,1
2033	158,6	60,7	195,3	72,2	52,6	28,0

Tabela 3-7 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Média (Fonte Energisa RO)

ANO	CARGA LEVE					
	Ji-Paraná 230/69 kV		Ji-Paraná 230/138 kV		P. Bueno 230/138 kV	
	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
2025	52,4	20,4	65,8	18,1	17,8	0,8
2026	54,4	21,1	68,3	18,8	18,4	0,8
2027	56,3	21,9	70,7	19,5	19,1	0,8
2028	58,2	22,6	73,1	20,1	19,7	0,9
2029	60,2	23,4	75,5	20,8	20,4	0,9
2030	62,1	24,1	77,9	21,5	21,0	0,9
2031	64,0	24,9	80,4	22,1	21,7	0,9
2032	66,1	25,7	83,0	22,9	22,4	1,0
2033	68,3	26,5	85,7	23,6	23,1	1,0

Tabela 3-8 – Cargas Regionais – Patamar de Carga Leve (Fonte Energisa RO)

3.4.3 Capacitores de Distribuição na Área em Análise

A Tabela 3-9 abaixo mostra os capacitores representados nos casos em que foram implantados reforços referentes às alternativas analisadas.

Subestação	Banco Capacitor	
	Qtde.	Mvar
CACOAL 138	2.00	3.60
JIPARANA-RO069	6.00	3.60
ROLIM-RO013	6.00	3.60
P-BUEC-RO138	2.00	3.60
VILHEN-RO069	2.00	1.20
VILHEN-RO069	3.00	2.40

Tabela 3-9 – Capacitores no Sistema de Distribuição (Fonte Energisa RO)

3.4.4 Informações sobre Usinas na Região de Influência Direta

As usinas da região de interesse são mostradas na Tabela 3-10 a seguir, sendo que no sistema de 69 kV da SE Ji-Paraná não há usinas conectadas.

As usinas e PCHs que constam da tabela foram definidas com base em informações que foram encaminhadas pela Energisa RO, onde estão mostradas as subestações que constam dos casos do Plano Decenal Ciclo 2030 e as usinas que nelas serão representadas.

As informações sobre as usinas da região de Vilhena também disponibilizadas pela Energisa RO foram incluídas, apesar de não terem influência no carregamento das fronteiras de Ji-Paraná e Pimenta Bueno, apenas para que fosse avaliada e ratificada a existência de problemas na transformação de fronteira na SE Vilhena 230/69 kV, o que foi identificado em análises de diagnóstico de desempenho realizadas pela EPE nos casos de fluxo de potência do Plano Decenal Ciclo 2030 – Ref [13].

Região de Ji-Paraná 138 kV							
#	NOME	# Unidades	Pmáx / Unid	Pmáx Total	Pmín	Mvar Mín	Mvar Máx
9516	ROLIM--RO013			12,70	6,90	0,00	5,50
	Altoé 1	2	0,80	1,60	0,80	0,00	0,70
	Altoé 2	1	1,10	1,10	1,10	0,00	0,50
	S L D'Oeste	2	3,00	6,00	3,00	0,00	2,60
	S João PA	2	2,00	4,00	2,00	0,00	1,70
9579	ROLI02PCH013			5,00	5,00	0,00	2,20
	Alta Floresta	5	5,00	5,00	5,00	0,00	2,20
9539	C.ALT-PCH013			25,80	10,10	0,00	11,10
	A Cassol	2	1,85	3,70	1,85	0,00	1,60
	Cach Alto	3	3,30	9,90	3,30	0,00	4,30
	R Branco	3	2,30	6,90	2,30	0,00	3,00
	Saldanha	2	2,64	5,30	2,64	0,00	2,30
42000	FIGUE-PCH006			6,20	3,80	0,00	2,70
	Figueira	1	1,40	1,40	1,40	0,00	0,60
	Monte Belo	2	2,40	4,80	2,40	0,00	2,10
Região de Pimenta Bueno 138 kV							
#	NOME	# Unidades	Pmáx / Unid	Pmáx Total	Pmín	Mvar Mín	Mvar Máx
9518	RONDIIUHE013			73,50	24,50	0,00	32,00
	UHE Rondon II	3	24,50	73,50	24,50	0,00	32,00
9638	PBUENOPCH013			32,66	5,04	0,00	10,92
	Cesar Filho	2	3,50	7,00	3,50	0,00	3,00
	Primavera	4	5,04	20,10	5,04	0,00	5,50
		1	5,56	5,56	0,00	0,00	2,42
9664	RONDIIUTE013			24,00	0,00	0,00	10,50
	UTE Rondon II	2	12,00	24,00	0,00	0,00	10,50
Região de Vilhena 69 kV							
#	NOME	# Unidades	Pmáx / Unid	Pmáx Total	Pmín	Mvar Mín	Mvar Máx
9654	VILHENPCH013			41,43	0,00	-20,53	20,53
	Cabuci	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 3-10 – Dados das Usinas na Região de Interesse (Fonte Energisa RO)

3.4.5 Despacho de Geração nas Usinas na Região de Influência Direta

3.4.5.1 Casos de Dimensionamento

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

A única UHE da região é a usina Rondon II, com capacidade instalada de 73,5 MW, adotando-se para ela o mesmo critério de despacho das PCHs.

A UTE Rondon II, conectada na área de influência direta nos transformadores da SE Pimenta Bueno 230/138 kV, será representada com despacho nulo no cenário Norte Úmido e despacho máximo (24 MW) no cenário Norte Seco.

Os problemas pré-identificados na SE Pimenta Bueno 230/138 kV ocorrem no período de carga leve com cenário Norte Úmido, quando a UTE Rondon II não está despachada nos casos de dimensionamento, portanto as análises de alternativas de reforço naquela transformação foram realizadas nessa situação.

Entretanto, foi realizada análise de sensibilidade na alternativa selecionada considerando-se a UTE Rondon II despachada no valor máximo, mesmo no período do cenário Norte Úmido.

Casos Dimensionantes		Valores em MW		
Número das Barras	Região de Ji-Paraná 138 kV	Capacidade Instalada	Despacho	
			N Úmido (95%)	N Seco (30%)
9579	PCH Rolim Moura II	5,00	4,80	1,50
9516	PCH Rolim Moura I	12,70	12,10	3,80
9539	PCH Cachimbo Alto	25,80	24,50	7,40
42000	PCH Figueira	6,20	5,90	1,90
Número das Barras	Região de Pimenta Bueno 138 kV	Capacidade Instalada	Despacho	
			N Úmido	N Seco
9638	PCH P Bueno	32,66	31,03	9,80
9518	UHE Rondon II	73,50	69,80	22,10
9664	UTE Rondon II	24,00	0,00	24,00
Número das Barras	Região de Vilhena 69 kV	Capacidade Instalada	Despacho	
			N Úmido	N Seco
9654	VILHENPCH013	41,43	39,36	12,43

Tabela 3-11 – Despacho de Geração – Casos de Dimensionamento

Nas demais usinas do sistema interligado será mantido o despacho original dos casos do Plano Decenal Ciclo 2030.

3.4.5.2 Casos de Perdas

Para a definição do despacho das usinas na área de interesse, considerando que as perdas elétricas que são custeadas são valores de energia anualizados, e que o despacho de dimensionamento não irá ocorrer durante todos os meses do ano, procurou-se uma forma de estimar um valor de despacho de geração que correspondesse ao despacho médio das usinas, durante os cenários Norte Seco e Norte Úmido.

Com base nas informações de geração provenientes das determinações da Resolução Normativa RN Nº 843 de 2 de abril de 2019, notadamente em seu Artigo 13, foi calculada a média da geração de um conjunto representativo de PCHs da região, durante os períodos Seco e Úmido, no período 2015 - 2019.

O Gráfico 3-1 a seguir mostra a geração média obtida dessa forma, e a respectiva capacidade instalada das usinas avaliadas.

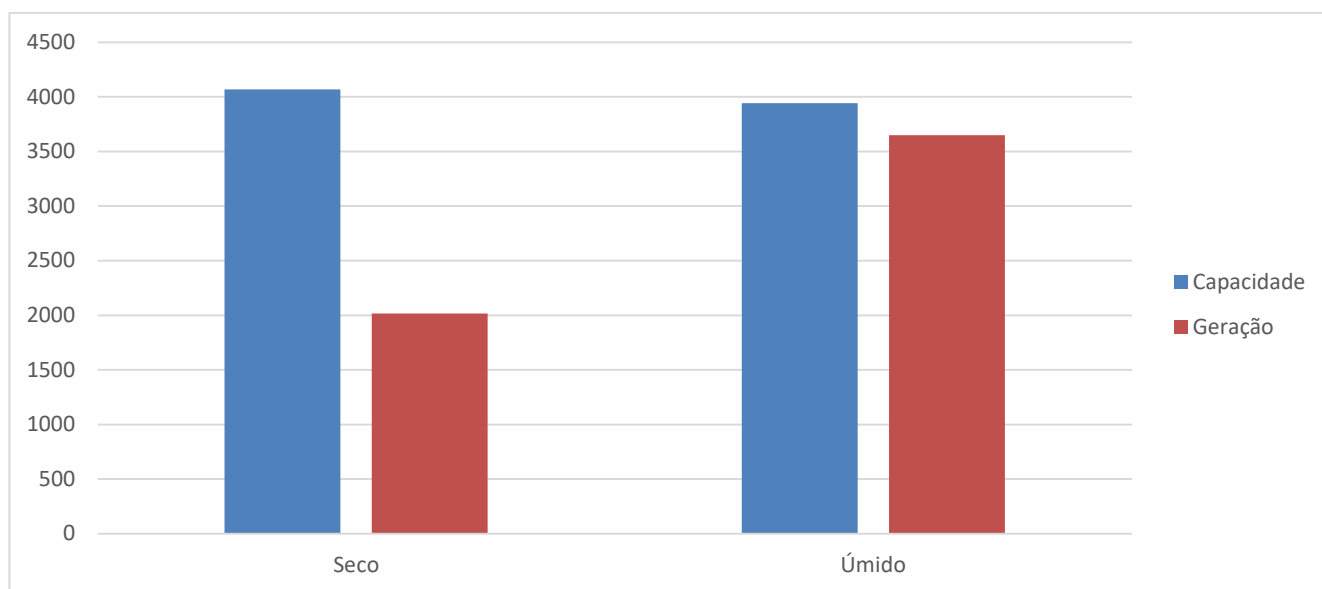


Gráfico 3-1 – Geração Média – Cenários Seco e Úmido

As gerações médias das usinas correspondem a cerca de 50% da capacidade instalada, no período Seco, e 92,5%, no período Úmido, valores esses que foram utilizados no despacho dos casos de determinação das perdas elétricas das alternativas.

No caso específico da UHE Rondon II, utilizou-se o Gráfico 3-2 a seguir, que consta na página 11 do Volume III Tomo 10 do PAR-PEL 2021-2025, a partir do qual estimou-se que a geração média da UHE no período Úmido é de cerca de 70% de sua capacidade instalada e, no período Seco, aproximadamente 45% dessa capacidade, o que corresponde a 51,5 MW e 33,16 MW, respectivamente.

Figura 3-3: Histórico de Geração das Usinas Hidrelétricas da Região Rondônia

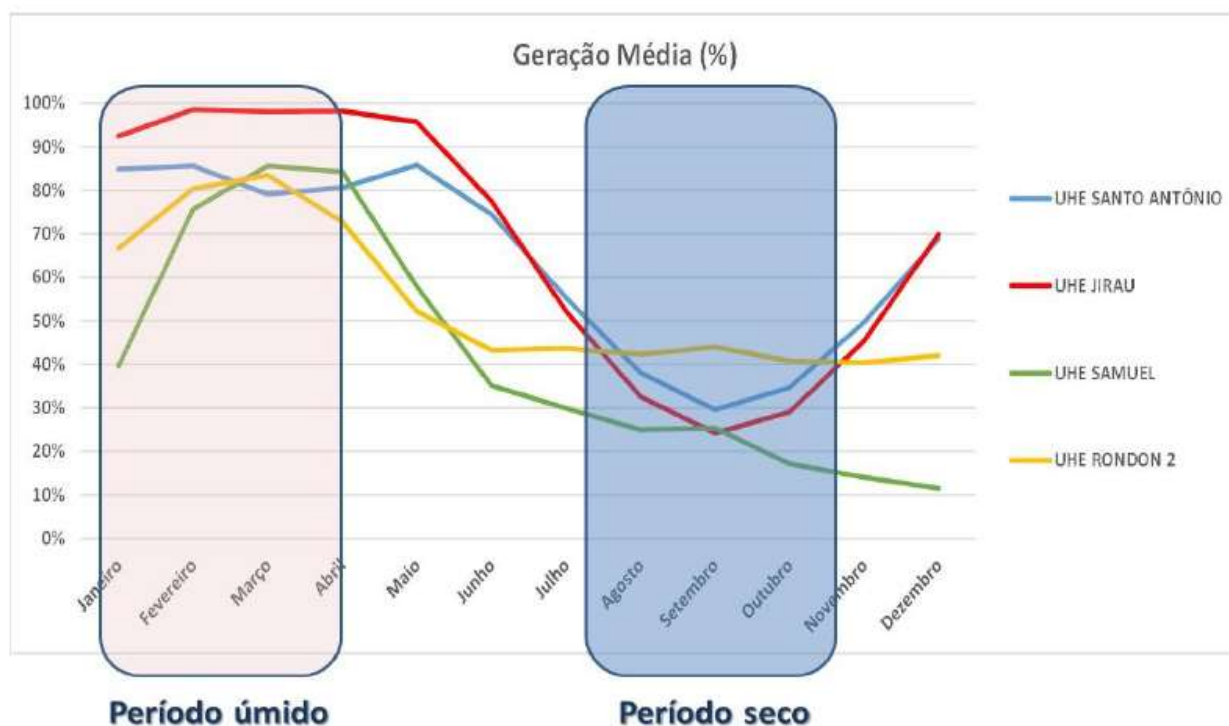


Gráfico 3-2 – Geração de Usinas em Rondônia (Fonte ONS Ref [3])

A Tabela 3-12 a seguir mostra o despacho que foi utilizado no estudo para a determinação das perdas anualizadas das alternativas.

Casos de Perdas		Valores em MW		
Número das Barras	Região de Ji-Paraná 138 kV	Capacidade Instalada	Despacho	
			N Úmido (92,5%)	N Seco (50%)
9579	PCH Rolim Moura II	5,00	4,63	2,50
9516	PCH Rolim Moura I	12,70	11,70	6,35
9539	PCH Cachimbo Alto	25,80	23,90	12,90
42000	PCH Figueira	6,20	5,70	3,10
Número das Barras	Região de Pimenta Bueno 138 kV	Capacidade Instalada	Despacho	
			N Úmido	N Seco
9638	PCH P Bueno	32,66	30,20	16,33
9518	UHE Rondon II (*)	73,50	51,50	33,10
9664	UTE Rondon II	24,00	0,00	24,00

(*) UHE Rondon II com 70% NU e 45% NS

Número das Barras	Região de Vilhena 69 kV	Capacidade Instalada	Despacho	
			N Úmido	N Seco
9654	VILHENPCH013	41,43	38,32	20,72

Tabela 3-12 – Despacho de Geração para Determinação das Perdas

4 CONCLUSÕES

As análises de diagnóstico do sistema elétrico local indicaram a necessidade de reforços na rede elétrica que atende a região Leste do estado de Rondônia, através das subestações de Ji-Paraná e Pimenta Bueno, a partir do ano de 2025, para:

- atendimento à demanda máxima das cargas atendidas pelos setores de 69 kV e 138 kV de Ji-Paraná, o que ocorre no patamar de carga média, cenário Norte seco; e
- permitir o escoamento para o sistema de 230 kV da geração conectada no setor de 138 kV da SE de Pimenta Bueno, situação que é mais crítica no patamar de carga leve, cenário Norte úmido.

O principal problema encontrado nessa análise de diagnóstico foi a ocorrência de sobrecargas nos transformadores remanescentes, durante a perda de uma das unidades de transformadores, em quaisquer das subestações de fronteira de atendimento à região.

As duas alternativas analisadas, que compreendem reforços nas transformações de fronteira, com ou sem a linha de Distribuição 138 kV entre as subestações de Pimenta Bueno (Eletrobras Eletronorte) e Cacoal, permitem o adequado atendimento às cargas da área durante contingências de elementos simples (N-1) do sistema de Rede Básica até o ano de 2033, horizonte do estudo.

Durante a avaliação econômica realizada neste trabalho ficou evidenciado o elevado custo das perdas elétricas na valoração das alternativas, que tiveram peso sensível na determinação final da alternativa de Mínimo Custo Global, conforme pode ser visualizado pela comparação dos Gráficos 4-1 e 4-2 a seguir, que mostram respectivamente o custo das obras das alternativas e os mesmos custos, incorporando-se o custo das perdas elétricas do sistema.

Os custos apresentados já consideram as adequações de obras propostas pela Eletrobras Eletronorte, encaminhadas através de sua correspondência CE.EET.0027.2021, de 23 de julho de 2021, que se encontra apresentada no Item 15 – Consulta de Espaço Físico.

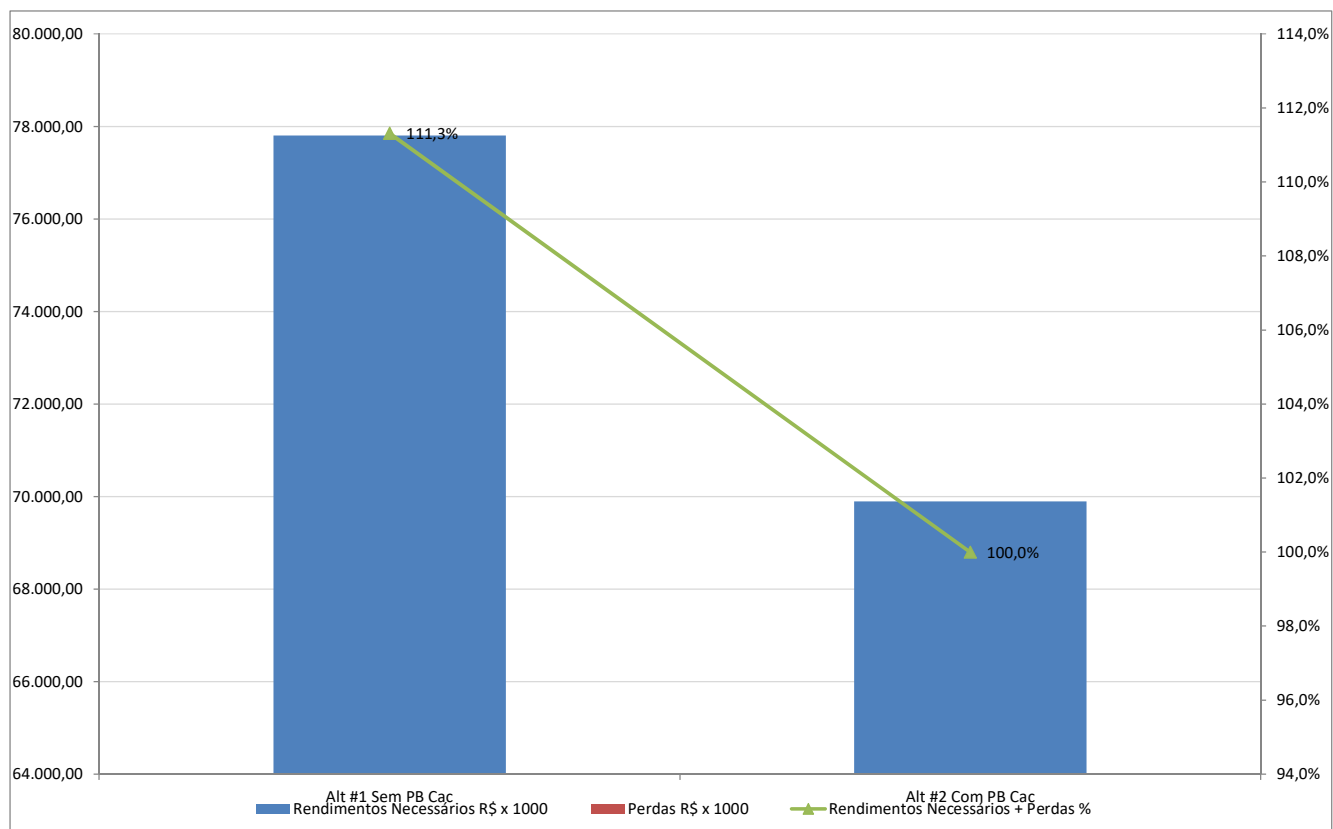


Gráfico 4-1 - Custos das Obras das Alternativas (Rendimentos Necessários)

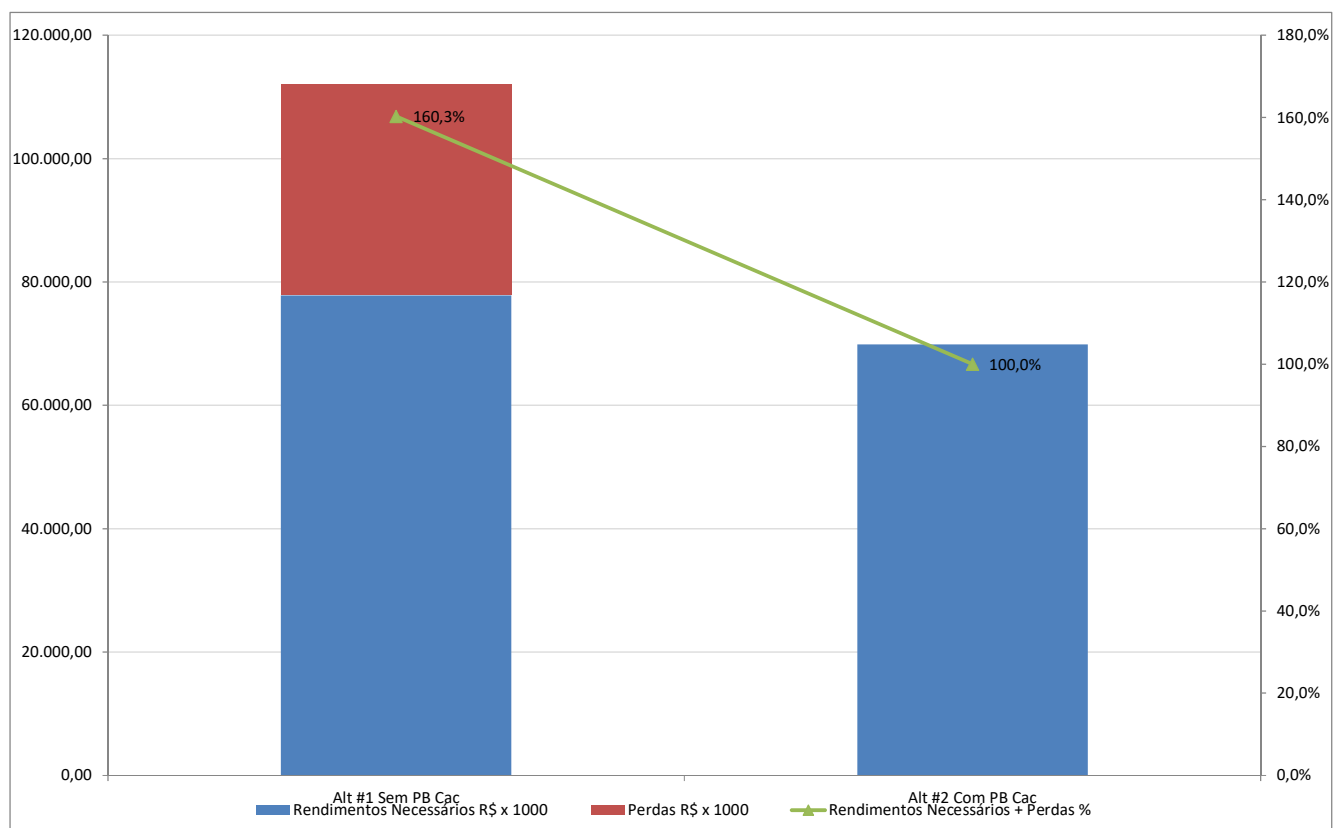


Gráfico 4-2 - Custos das Obras + Perdas das Alternativas

Com base nos critérios da análise econômica, a alternativa de Mínimo Custo Global selecionada foi a denominada “Alternativa #2 com PB Cac”, caracterizada pelas seguintes obras:

- Construção da linha de Distribuição 138 kV Pimenta Bueno – Cacoal, em 2025;
- Substituição de dois transformadores 230/69 kV, 60 MVA de Ji-Paraná por duas unidades de 100 MVA no ano de 2025 (as unidades 230/69 kV TR1 e TR2 de 60 MVA terão sua vida útil contábil esgotada no ano de 2029);
- Substituição do terceiro transformador 230/69 kV, 60 MVA de Ji-Paraná por unidade de 100 MVA em 2033 (a unidade 230/69 kV TR3 terá sua vida útil contábil esgotada no ano de 2034);
- Terceiro autotransformador trifásico 230/138 kV, 100 MVA de Ji-Paraná em 2029 e
- Terceiro autotransformador trifásico 230/138 kV, 55 MVA de Pimenta Bueno em 2025.

O custo total das obras da Alternativa recomendada é de R\$ 165.820.000,00, onde R\$ 129.887.000,00 correspondem às obras do sistema de Rede Básica e R\$ 35.933.000,00 às obras do sistema de Distribuição.

A seguir é apresentada a Tabela 4-1, onde os valores presentes dos custos das duas alternativas do estudo, para melhor visualização, foram subdivididos entre as fronteiras analisadas, obras de Distribuição e perdas elétricas.

É importante salientar que recentemente, após a conclusão das análises, a Energisa RO informou que quatro capacitores adicionais de 3,6 Mvar serão instalados na SE Cacoal já no ano de 2022.

Por essa razão, na tabela abaixo, o custo da alternativa sem a LD 138 kV Pimenta Bueno – Cacoal foi reduzido do valor correspondente a esses quatro capacitores e mesmo assim não ocorreu alteração na ordem de mérito das alternativas, permanecendo o custo da alternativa com a LD cerca de 15% inferior, na comparação utilizando-se o valor presente dos custos das alternativas.

	Sem LD - 4 capac. Cacoal	Com LD
Fronteira P Bueno 138	24.175,09	24.175,09
Fronteira J Paraná 138	33.184,27	24.656,05
Fronteira J Paraná 69	61.139,63	61.139,63
Distribuição	18.057,92	35.933,15
Perdas	34.206,50	0,00
Total R\$$\times 10^{-3}$	170.763,41	145.903,92

Tabela 4-1 – Síntese dos Custos das Alternativas

5 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se que:

- 1) Sob o ponto de vista técnico e econômico, sejam implantadas as obras referentes à Alternativa # 2, com LD 138 kV Pimenta Bueno - Cacoal, conforme Tabelas 5-1 e 5-2 a seguir.

Obras Referentes a Subestações					
Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Qtde	Equipamentos principais	Ano
				Descrição	
Ji-Paraná	230/69		2(*)	Unidades de Transformadores Trifásicos de 100 MVA cada	2025
	230	BD4	2	Módulos de Conexão de Transformador	
	69	BPT	2	Módulos de Conexão de Transformador	
	230/138		1	Unidade de Autotransformador Trifásico de 100 MVA (3ª)	2029
	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformador	
	138	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformador	
	230/69		1(*)	Unidade de Transformador Trifásico de 100 MVA (3ª)	2033
	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformador	
	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformador	
Pimenta Bueno	230/138		1	Unidade de Autotransformador Trifásico de 55 MVA (3ª)	2025
	230	BD4	1	Módulo de Conexão de Transformador	
	138	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformador	

(*) As unidades de 100 MVA 230/69 kV substituem as unidades de 60 MVA existentes

Tabela 5-1 - Principais Obras em Subestações de Rede Básica e Fronteira

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)	Configuração	Ano
Pimenta Bueno ELN	Cacoal	1 x CS	46,9	138	1 X 477 MCM (HAWK)	2025

Tabela 5-2 - Principais Obras em Linhas de Distribuição

- 1) A Eletrobras Eletronorte avalie a viabilidade da utilização dos dois transformadores trifásicos TR1 e TR2, 230/69 kV de 60 MVA cada, da SE Ji-Paraná, que serão substituídos por unidades de 100 MVA no ano 2025, na subestação de Vilhena, onde os transformadores 230/69 kV, 60 MVA apresentam problemas em contingência de um deles no cenário de carga média Norte seco, segundo diagnóstico já realizado pela EPE Ref [13], e/ou na subestação Ariquemes, onde já está sendo visualizado que haverá problemas de sobrecarga na perda de um dos transformadores 230/69 kV, cuja capacidade também é de 60 MVA.

A EPE não considera que seja adequada a utilização na subestação Nova Mutum – Jaci-Paraná dos transformadores de Ji-Paraná que serão desmobilizados, conforme sugestão da Eletrobras Eletronorte [correspondência CE.EET.0027.2021, de 23 de julho de 2021 – ver Item 15 – Consulta de Espaço Físico], tendo em vista o baixo valor da carga atendida nesse local e as condições da SE atualmente. A SE Nova Mutum – Jaci-Paraná não tem padrão de Rede Básica e será objeto de estudo subsequente comparando o atendimento via Distribuição.

A representação esquemática da alternativa recomendada é ilustrada na Figura 5.1.

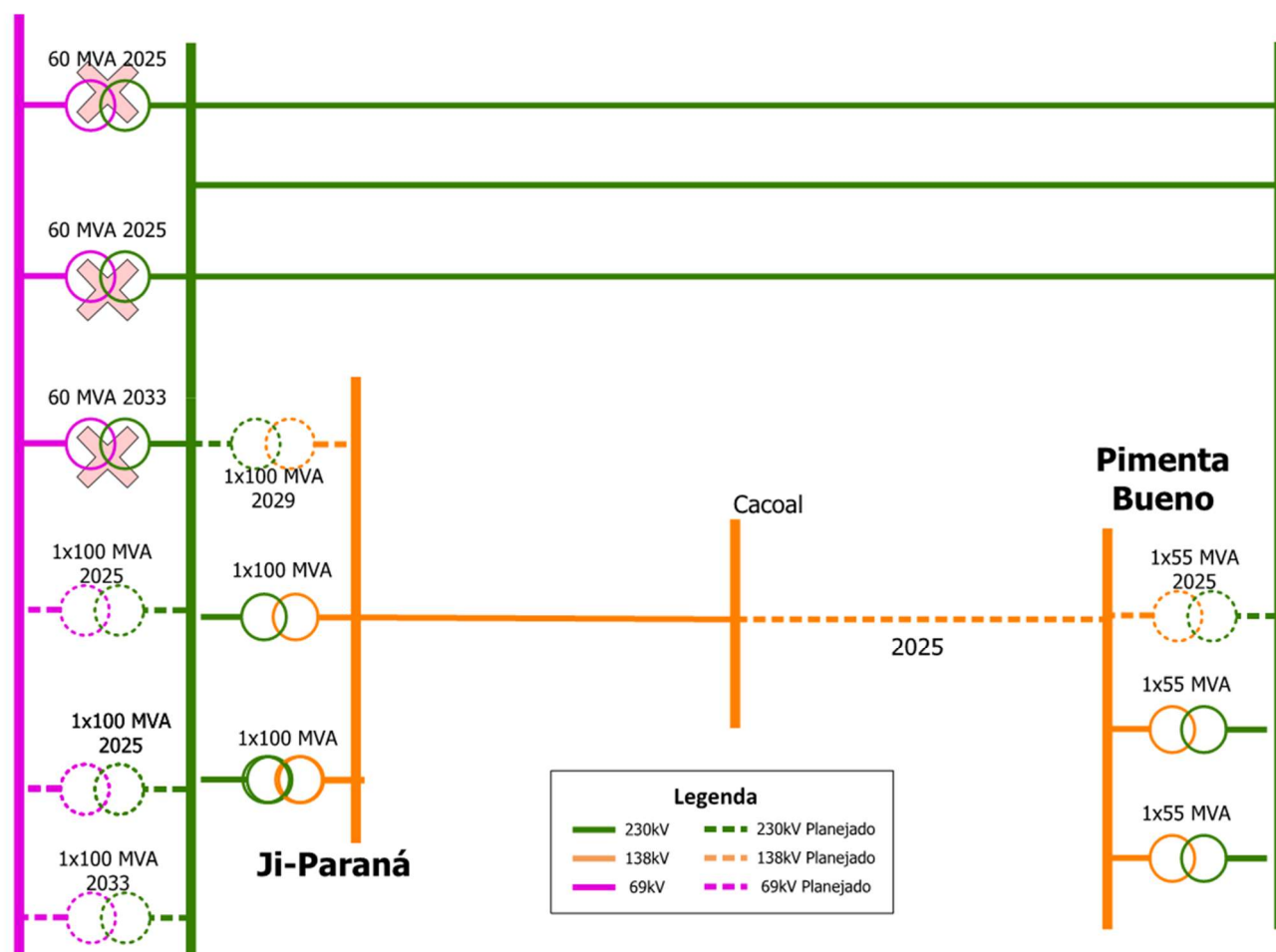


Figura 5-1 - Diagrama Esquemático – Região de Rondônia Leste – Com Alt #2

Para viabilizar a implantação da alternativa recomendada, a Eletrobras Eletronorte, também em sua correspondência CE.EET.0027.2021 acima referenciada, ressaltou a necessidade de obras complementares na subestação Ji-Paraná 230/138/69 kV, tanto para a substituição dos transformadores 230/69 kV, 60 MVA por novas unidades de 100 MVA quanto para a instalação da terceira unidade 230/138 de 100 MVA na subestação; na subestação Pimenta Bueno 230/138 kV haverá a necessidade e adequação do barramento de 138 kV de Barra Simples para Barra Principal e Transferência, adequando-o aos Procedimentos de Rede do ONS.

Para a substituição dos transformadores 230/69 kV de 60 MVA por unidades de 100 MVA haverá a necessidade de ampliação do barramento principal de 69 kV com a instalação de um segundo cabo condutor de 795 MCM – Tern a um custo de cerca de R\$ 200.000,00.

Para a instalação do terceiro transformador 230/138 kV de 100 MVA haverá a necessidade de remanejamento da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C1 do vão F para o vão G. a um custo estimado em cerca de R\$ 6,9 milhões.

6 DIAGNÓSTICO DO DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE

As cargas da Energisa RO da região do estudo são atendidas pelo setor de 69 kV em Ji-Paraná através de três transformadores trifásicos 230/69 kV com 60 MVA cada, pelo setor de 138 kV da subestação através de dois autotransformadores 230/138 kV com 100 MVA cada e, em Pimenta Bueno, através de dois autotransformadores 230/138 kV com 55 MVA cada.

O diagnóstico da rede foi realizado no patamar de carga média, cenário Norte seco, para as transformações de fronteira 230/69 kV e 230/138 kV de Ji-Paraná (carga máxima, geração mínima), e no patamar de carga leve, cenário Norte úmido, para a transformação de fronteira 230/138 kV de Pimenta Bueno, onde o problema ocorre na transferência da geração na área de 138 kV para o sistema de 230 kV de Rede Básica (carga mínima, geração máxima).

Nas três transformações de fronteira analisadas, o problema de sobrecarga durante contingência de um transformador paralelo ocorre no ano inicial da análise, 2025, corroborando os resultados que constam do Relatório ONS DPL-REL-262-2020 – Volume III Tomo 10 – Acre/Rondônia Ref [3].

As figuras 6-1 a 6-3 mostram os carregamentos nos transformadores de fronteira na contingência de uma de suas unidades de transformação.

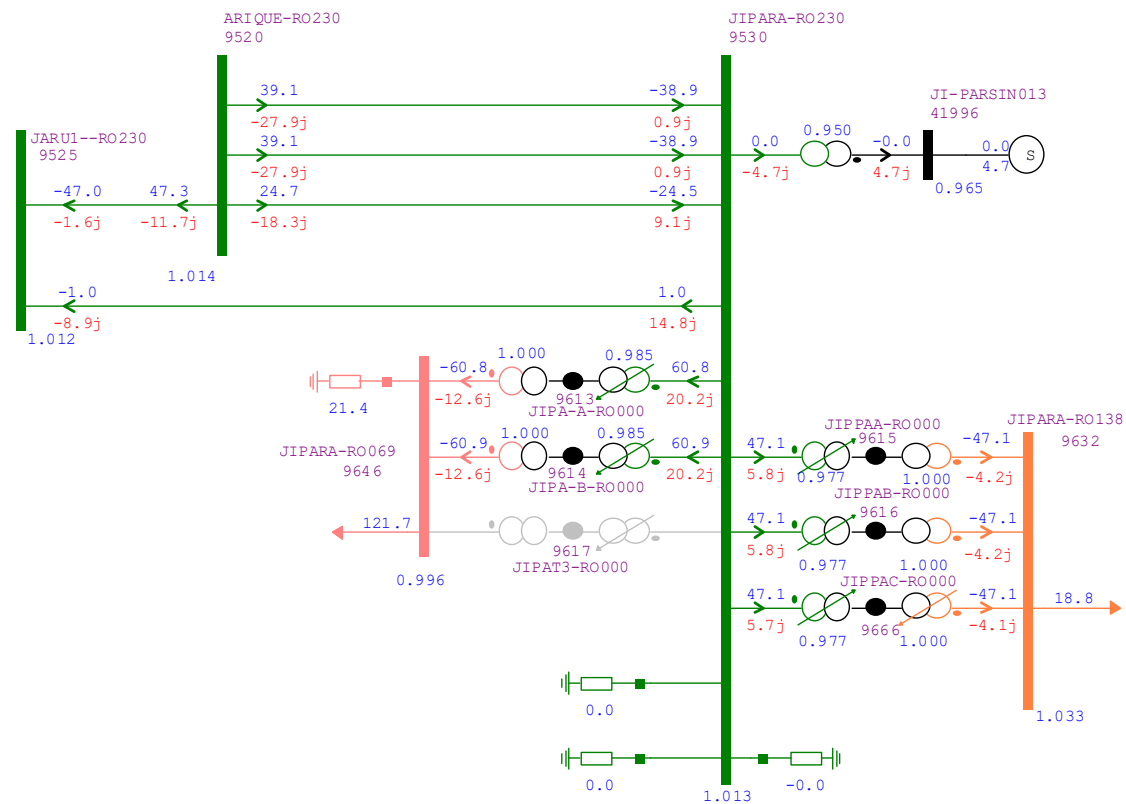


Figura 6-1 – Carga Média Norte Seco Ano 2025 – Perda uma Unidade 230/69 kV 55 MVA em Ji-Paraná

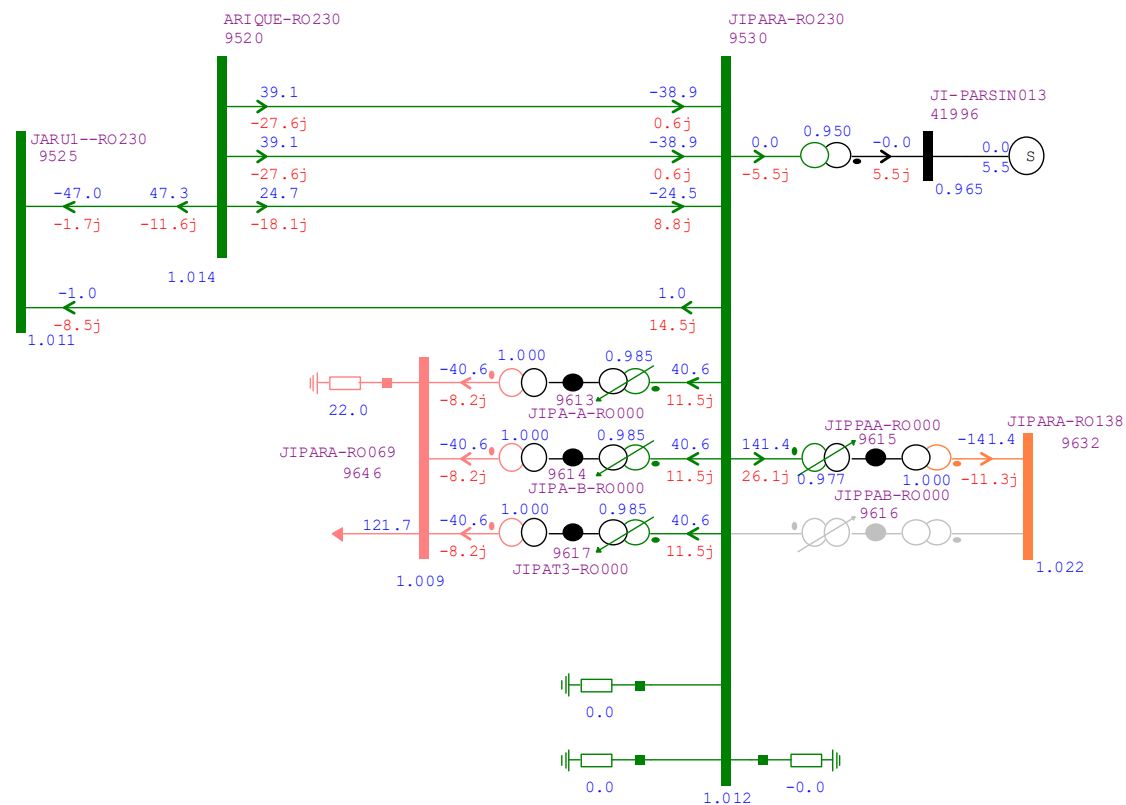


Figura 6-2 - Carga Média Norte Seco Ano 2025 – Perda uma Unidade 230/138 kV 100 MVA em Ji-Paraná

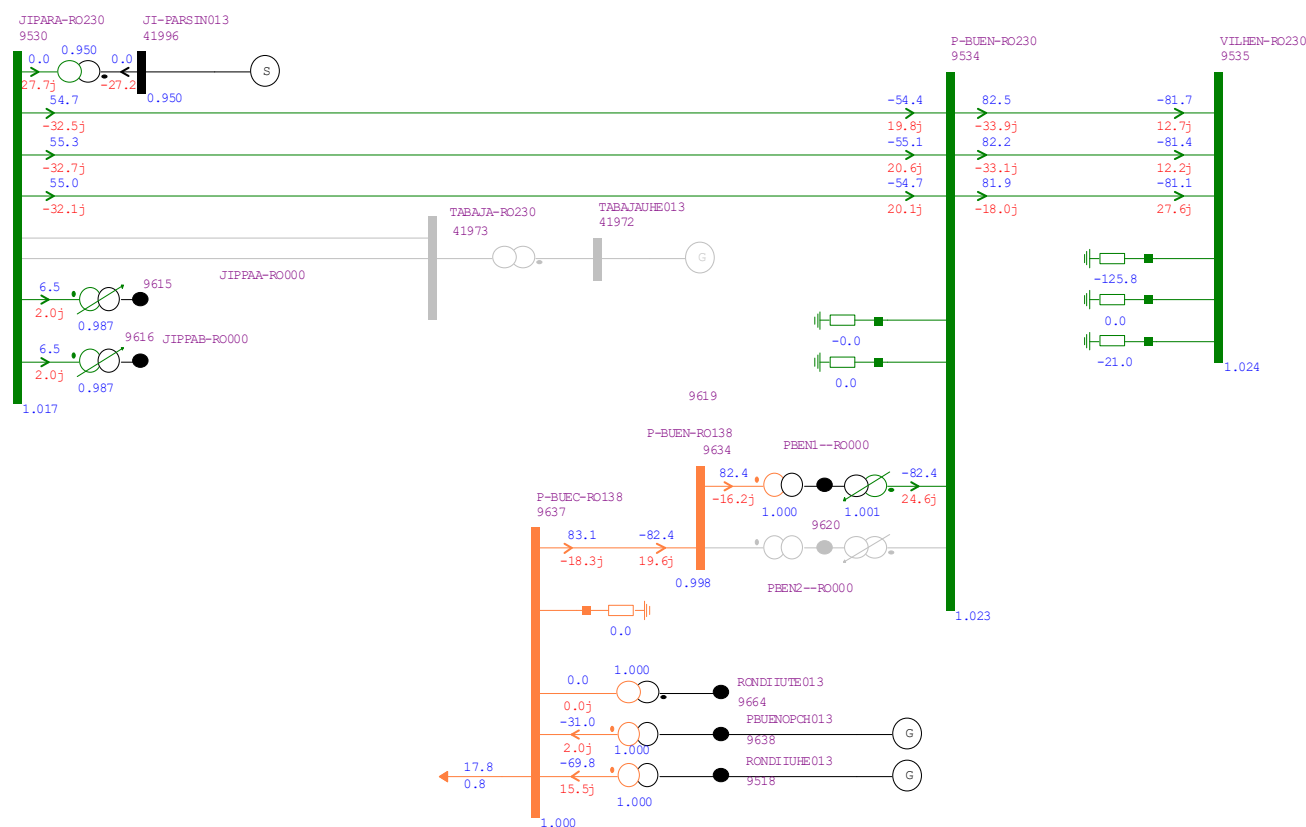


Figura 6-3 – Carga Leve Norte Úmido Ano 2025 - Perda uma Unidade 230/138 kV 55 MVA em Pimenta Bueno

7 ALTERNATIVAS PARA ANÁLISE

7.1 Descrição das Alternativas

As alternativas analisadas que serão descritas a seguir contemplam obras tanto no sistema de Distribuição quanto em de Rede Básica.

Nos estudos de reforços estruturais para o atendimento aos centros de carga, que são normalmente desenvolvidos sempre se busca estabelecer no mínimo uma alternativa onde os reforços são exclusivamente do sistema de Distribuição.

No caso específico do presente estudo, não existiu qualquer possibilidade de estabelecer uma alternativa com tal característica, por estarem sendo analisados problemas de carregamento simultâneos em duas subestações de fronteira relativamente distantes entre si, sendo que na SE 230/138/69 kV Ji-Paraná os problemas identificados são decorrentes do atendimento às cargas atendidas por ela e, em Pimenta Bueno, os problemas são associados ao escoamento de geração existente no local.

Os sistemas de distribuição nas duas regiões podem ser caracterizados como ilhas distintas, com problemas distintos, onde uma alternativa envolvendo sua interligação apenas via sistema de distribuição para solucionar simultaneamente os problemas identificados poderia até existir, mas certamente teria custos excessivamente elevados que tornariam inexequível tal tipo de reforço.

7.1.1 Alternativa #1 - sem LD Nova

Nessa alternativa, uma vez que as três transformações de fronteira em análise, a saber, Ji-Paraná 230/69 kV, Ji-Paraná 230/138 kV e Pimenta Bueno 230/138 kV apresentam problemas em contingência de um dos transformadores nas subestações desde o ano inicial do estudo, foi analisado o sistema considerando apenas a instalação de um banco adicional, com as mesmas características dos transformadores existentes, em cada uma das subestações.

7.1.2 Alternativa #2 - com LD 138 kV Pimenta Bueno - Cacoal

Nessa alternativa, incluiu-se nos casos do estudo, sem reforços adicionais nas transformações de fronteira, a linha de Distribuição 138 kV Pimenta Bueno Cacoal, CS, 46,9 km de extensão, condutor 1x477 MCM, analisando-se em seguida seu impacto sobre o desempenho do sistema, em termos da necessidade de reforços adicionais.

8 ANÁLISE DO DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS

8.1 Alternativa #1 - sem LD Nova

Conforme indicado no Item 6, Diagnóstico do Desempenho Elétrico da Rede, no cenário Norte Seco, patamar de carga média, já no ano de 2025 existem problemas nos transformadores 230/69 kV e 230/138 kV da subestação de Ji-Paraná e, no cenário Norte Úmido, patamar de carga leve, nos transformadores 230/138 kV da subestação de Pimenta Bueno.

Na Alternativa #1 os reforços propostos foram os seguintes:

- Na subestação Ji-Paraná:

Quarto transformador trifásico 230/69 kV de 60 MVA no ano de 2025;

Terceiro autotransformador trifásico 230/138 kV de 100 MVA no ano de 2025.

- Na subestação Pimenta Bueno:

Terceiro autotransformador trifásico 230/138 kV de 55 MVA no ano de 2025.

Adicionalmente foi indicada, de forma referencial, compensação reativa adicional na subestação 138 kV Cacoal, para adequar a tensão local, notadamente no cenário Norte Seco, patamar de carga média, conforme mostrado a seguir:

SE Cacoal 138 kV Capacitores Adicionais		
Ano	Qtde.	Mvar
2025	6	3,6
2028	1	3,6
2031	1	3,6

Tabela 8-1 – Capacitores em Cacoal 138 kV

Com os reforços indicados para a Alternativa #1, o desempenho do sistema atende aos critérios de planejamento Ref [7], até o ano de 2033, inclusive.

8.2 Alternativa #2 - com LD 138 kV Pimenta Bueno - Cacoal

Para a solução dos problemas indicados no Item 6, Diagnóstico do Desempenho Elétrico da Rede, na Alternativa #2 o sistema foi testado com a inclusão da LD 138 kV Pimenta Bueno – Cacoal que, conforme mencionado no Item 1 – Introdução, já constou do Plano Decenal – 2013/2022 Ref [1], emitido à época pela Eletrobras Distribuição Rondônia - Ceron.

A LD 138 kV Pimenta Bueno Cacoal não altera o desempenho do sistema nas perdas de unidades de transformação 230/69 kV de Ji-Paraná, pois esse suprimento é radial através desses transformadores, logo não sendo afetado pela existência da LD.

Na transformação 230/138 kV de Pimenta Bueno, verificou-se que o problema de sobrecargas está associado ao despacho das usinas conectadas a essa SE, no período úmido, e a referida LD 138 kV não contribui para desviar a energia proveniente dessas usinas no sentido da SE 138 kV Cacoal, permanecendo o problema de sobrecargas durante contingência de um transformador da subestação.

Entretanto, a necessidade de reforçar a transformação 230/138 kV de Ji-Paraná é postergada do ano de 2025 para o ano de 2029, ressaltando-se que esta configuração é suficiente inclusive para que a perda de uma unidade 230/138 kV não cause problemas inclusive na situação que a UTE Rondon II não esteja despachada no cenário Norte seco.

Portanto, nessa Alternativa #2, além da LD 138 kV Pimenta Bueno – Cacoal em 2025, os reforços são os seguintes:

- Na subestação Ji-Paraná:

Quarto transformador trifásico 230/69 kV de 60 MVA no ano de 2025;

Terceiro autotransformador trifásico 230/138 kV de 100 MVA no ano de 2029.

- Na subestação Pimenta Bueno:

Terceiro autotransformador trifásico 230/138 kV de 55 MVA no ano de 2025.

Não há necessidade de compensação reativa capacitiva adicional no sistema para manter tensões conforme os critérios adotados no estudo.

8.3 Ajustes nas Alternativas Analisadas devidos às Informações de Espaço Físico

A Eletrobras Eletronorte, através da correspondência CE.EET.0027.2021, de 23 de julho de 2021 [14], mostrada no Item 15 informou, com base em avaliação de seus departamentos de Engenharia e Operação, que não há espaço físico para a instalação em 2025 do quarto transformador 230/69 kV, 60 MVA na subestação de Ji-Paraná.

Alternativamente, a Eletrobras Eletronorte recomendou substituir as unidades de transformação TR1 e TR2 230/69 kV de 60 MVA por unidades de 100 MVA, considerando que essas unidades estão próximas de sua vida útil regulatória, que ocorrerá no ano de 2029.

A análise dessa proposta indicou que a substituição de duas unidades de transformação de 60 MVA por unidades de 100 MVA atende aos requisitos de desempenho do sistema até o ano de 2033, quando há necessidade de substituir a unidade remanescente de 60 MVA por outra de 100 MVA, por sobrecarga em contingência de uma das unidades de 100 MVA.

Dessa forma, a configuração final da SE 230/69 kV de Ji-Paraná, no ano de 2033, conta com três unidades trifásicas de transformadores 230/69 kV, 100 MVA cada.

Essa proposta se aplica de forma idêntica às duas alternativas analisadas, em termos de desempenho, por tratar-se de um atendimento radializado, e em termos do custeio, pois os custos das obras serão os mesmos nas alternativas.

Os diagramas das simulações de fluxo de potência realizadas com as unidades de 100 MVA em Ji-Paraná são apresentadas no Item 14, Diagramas de Fluxo de Potência.

8.4 Desempenho da Alternativa Vencedora

O desempenho do sistema com as novas obras foi avaliado, ano a ano, desde o ano inicial de 2025 até o ano horizonte do estudo, 2033.

O desempenho dos transformadores de Ji-Paraná 230/69 kV e 230/138 kV foi avaliado no patamar de carga média, no cenário Norte seco, que caracteriza a situação em que ocorre os maiores fluxos em ambas as transformações.

Foram realizadas simulações do regime normal e em contingência de um dos transformadores, sendo que na transformação 230/69 kV simulou-se a perda de uma das duas unidades de maior potência, 100 MVA, recomendadas para 2025 em substituição aos transformadores TR1 e TR2, de 60 MVA.

A avaliação dos transformadores de Pimenta Bueno 230/138 kV foi realizada no patamar de carga leve, no cenário Norte úmido, uma vez que a região é caracterizada pela existência de geração hidrelétrica significativa e de cargas de menor porte que em Ji-Paraná, e a solicitação máxima nessa transformação ocorre na situação de hidraulicidade alta, no momento de cargas reduzidas (carga leve), e a energia gerada pelas usinas é transferida para o sistema de 230 kV pelos transformadores em questão.

Nas Tabelas 8-1 e 8-2 são mostrados os carregamentos nas três transformações, em condição normal e contingências, do ano de 2025 ao ano de 2033.

Transformador	MVA Reg Normal	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids
Ji-Paraná 230/69 kV	100	47,6	2	49,3	2	51,1	2	52,8	2	56,6	2	56,4	2	58,3	2	60,6	2	54,1	3
	60	28,6	1	29,6	1	30,6	1	31,7	1	34,0	1	33,8	1	35,0	1	36,3	1	-	-
Ji-Paraná 230/138 kV	100	45,8	2	49,4	2	51,8	2	53,0	2	37,7	3	37,8	3	39,9	3	40,3	3	41,5	3
Pim. Bueno 230/138 kV	55	26,3	3	24,1	3	26,2	3	24,2	3	22,6	3	22,5	3	21,8	3	21,1	3	20,3	3

Tabela 8-2 – Carregamento dos Transformadores em Regime Normal – Valores em MVA corrigido pela tensão

Transformador	MVA Emerg	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids	MVA	# Unids
Ji-Paraná 230/69 kV	120	77,1	1	81,1	1	83,6	1	89,0	1	92,7	1	93,0	1	96,4	1	100,2	1	82,1	2
	60	46,3	1	48,7	1	50,1	1	52,2	1	55,0	1	55,8	1	57,8	1	60,1	1	-	-
Ji-Paraná 230/138 kV	100	85,9	1	92,6	1	97,8	1	99,5	1	55,1	2	55,4	2	58,6	2	59,2	2	61,2	2
Pim. Bueno 230/138 kV	55	37,0	2	34,4	2	36,3	2	34,4	2	32,4	2	32,1	2	31,2	2	30,1	2	29,1	2

Tabela 8-3 - Carregamento dos Transformadores em Contingência de um Banco Paralelo – Valores em MVA corrigido pela tensão

9 ANÁLISE ECONÔMICA

9.1 Programas de Obras das Alternativas e Custos dos Equipamentos

As Tabelas a seguir mostram as obras de reforço e seus custos associados, para as alternativas analisadas, já estando incluída a recomendação da Eletrobrás Eletronorte quanto a substituir as unidades de transformação TR1 e TR2 230/69 kV de 60 MVA de Ji-Paraná por unidades de 100 MVA.

Alternativa #1 - Sem LD 138 kV Pimenta Bueno - Cacoal	Ano	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total R\$ $\times 10^{-3}$
				166.481,90
SE 230/138 kV PIMENTA BUENO (Ampliação/Adequação)				24.175,09
3° ATF 230/138 kV, 1 x 55 MVA 3Φ	2025	1,0	8496,57	8.496,57
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2025	1,0	8115,63	8.115,63
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	6037,02	6.037,02
MIM - 230 kV	2025	1,0	930,60	930,60
MIM - 138 kV	2025	1,0	595,27	595,27
SE 230/138/69 kV JI-PARANÁ (Ampliação/Adequação)				105.712,70
3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2025	1,0	10958,76	10.958,76
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2025	1,0	8115,63	8.115,63
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2025	1,0	6037,02	6.037,02
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2025	2,0	11719,90	23.439,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2025	2,0	8115,63	16.231,26
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2025	2,0	2955,70	5.911,40
MIM - 230 kV	2025	1,0	2791,80	2.791,80
MIM - 138 kV	2025	1,0	595,27	595,27
MIM - 69 kV	2025	1,0	535,95	535,95
Remanejamento LT 230 kV	2025	1,0	6907,00	6.907,00
Ampliação Barramento 69 kV	2025	1,0	199,00	199,00
3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2033	1,0	11719,90	11.719,90
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2033	1,0	8115,63	8.115,63
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2033	1,0	2955,70	2.955,70
MIM - 230 kV	2033	1,0	930,60	930,60
MIM - 69 kV	2033	1,0	267,98	267,98
SE 138 kV CACOAL (Ampliação/Adequação)				36.594,11
3°, 4°, 5°, 6°, 7° e 8° Capacitor em Derivação 138 kV, 6 x 3,6 Mvar 3Φ	2025	6,0	1285,88	7.715,28
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2025	3,0	5981,50	17.944,50
MIM - 138 kV	2025	1,0	1785,80	1.785,80
9° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ	2028	1,0	1285,88	1.285,88
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	5981,50	5.981,50
MIM - 138 kV	2028	1,0	595,27	595,27
10° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ	2031	1,0	1285,88	1.285,88

Tabela 9-1 – Programa de Obras da Alternativa #1 – Sem LD 138 kV Pimenta Bueno - Cacoal

Alternativa #2 - Com LD Pimenta Bueno - Cacoal	Terminal	Ano	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total R\$ $\times 10^{-3}$
					165.820,94
SE 230/138 kV PIMENTA BUENO (Ampliação/Adequação)					24.175,09
3° ATF 230/138 kV, 1 x 55 MVA 3 Φ		2025	1,0	8.496,57	8.496,57
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	8.115,63	8.115,63
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	6.037,02	6.037,02
MIM - 230 kV		2025	1,0	930,60	930,60
MIM - 138 kV		2025	1,0	595,27	595,27
SE 230/138/69 kV JI-PARANÁ (Ampliação/Adequação)					105.712,70
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3 Φ		2025	2,0	11.719,90	23.439,80
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	8.115,63	16.231,26
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,0	2.955,70	5.911,40
MIM - 230 kV		2025	1,0	1.861,20	1.861,20
MIM - 69 kV		2025	1,0	535,95	535,95
Ampliação Barramento 69 kV		2025	1,0	199,00	199,00
3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3 Φ		2029	1,0	10.958,76	10.958,76
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	8.115,63	8.115,63
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	6.037,02	6.037,02
MIM - 230 kV		2029	1,0	930,60	930,60
MIM - 138 kV		2029	1,0	595,27	595,27
Remanejamento LT 230 kV		2029	1,0	6.907,00	6.907,00
3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3 Φ		2033	1,0	11.719,90	11.719,90
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2033	1,0	8.115,63	8.115,63
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	2.955,70	2.955,70
MIM - 230 kV		2033	1,0	930,60	930,60
MIM - 69 kV		2033	1,0	267,98	267,98
LT 138 kV PIMENTA BUENO - CACOAL, C1 (Nova)					35.933,15
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 46,9 km		2025	46,9	473,81	22.221,69
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pimenta Bueno	2025	1,0	6.260,46	6.260,46
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Cacoal	2025	1,0	6.260,46	6.260,46
MIM - 138 kV	Pimenta Bueno	2025	1,0	595,27	595,27
MIM - 138 kV	Cacoal	2025	1,0	595,27	595,27

Tabela 9-2 - Programa de Obras da Alternativa #2 – Com LD 138 kV Pimenta Bueno - Cacoal

9.2 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 - Ref [8].

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 2029, 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 4.2.

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 9-3 a seguir.

ALTERNATIVAS	Perdas		
	Custos Totais (R\$ x 10 ⁻³)	Custos Diferenciais (R\$ x 10 ⁻³)	Ordem
Alt #1 Sem PB Cac	59.299.703,85	34.206,50	2º
Alt #2 Com PB Cac	59.265.497,35	0,00	1º

Tabela 9-3 – Custos das Perdas Elétricas das Alternativas (R\$x10⁻³)

9.3 Comparação Econômica

As Tabelas 9-4 e 9-5 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 9-6 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
Alt #1 Sem PB Cac	153.356,46	105,11%	2º
Alt #2 Com PB Cac	145.903,84	100,00%	1º

Tabela 9-4 - Custo das Obras das Alternativas - Valor Presente (R\$x10⁻³)

ALTERNATIVAS	Custo das Obras - Rend. Necessários		
	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Alt #1 Sem PB Cac	77.806,23	111,31%	2º
Alt #2 Com PB Cac	69.898,41	100,00%	1º

Tabela 9-5 - Custos das Obras das Alternativas – Rendimentos Necessários (R\$x10⁻³)

Os custos diferenciais das perdas elétricas apresentados na Tabela 9-3 anterior, somados aos custos das alternativas calculados pelo Método dos Rendimentos Necessários, são mostrados na Tabela 9-6 abaixo.

ALTERNATIVAS	Custo Total das Alternativas - Rendimentos Necessários + Perdas Diferenciais		
	Custos Totais (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Alt #1 Sem PB Cac	112.012,73	160,25%	2º
Alt #2 Com PB Cac	69.898,41	100,00%	1º

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

O Gráfico 9-1 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.

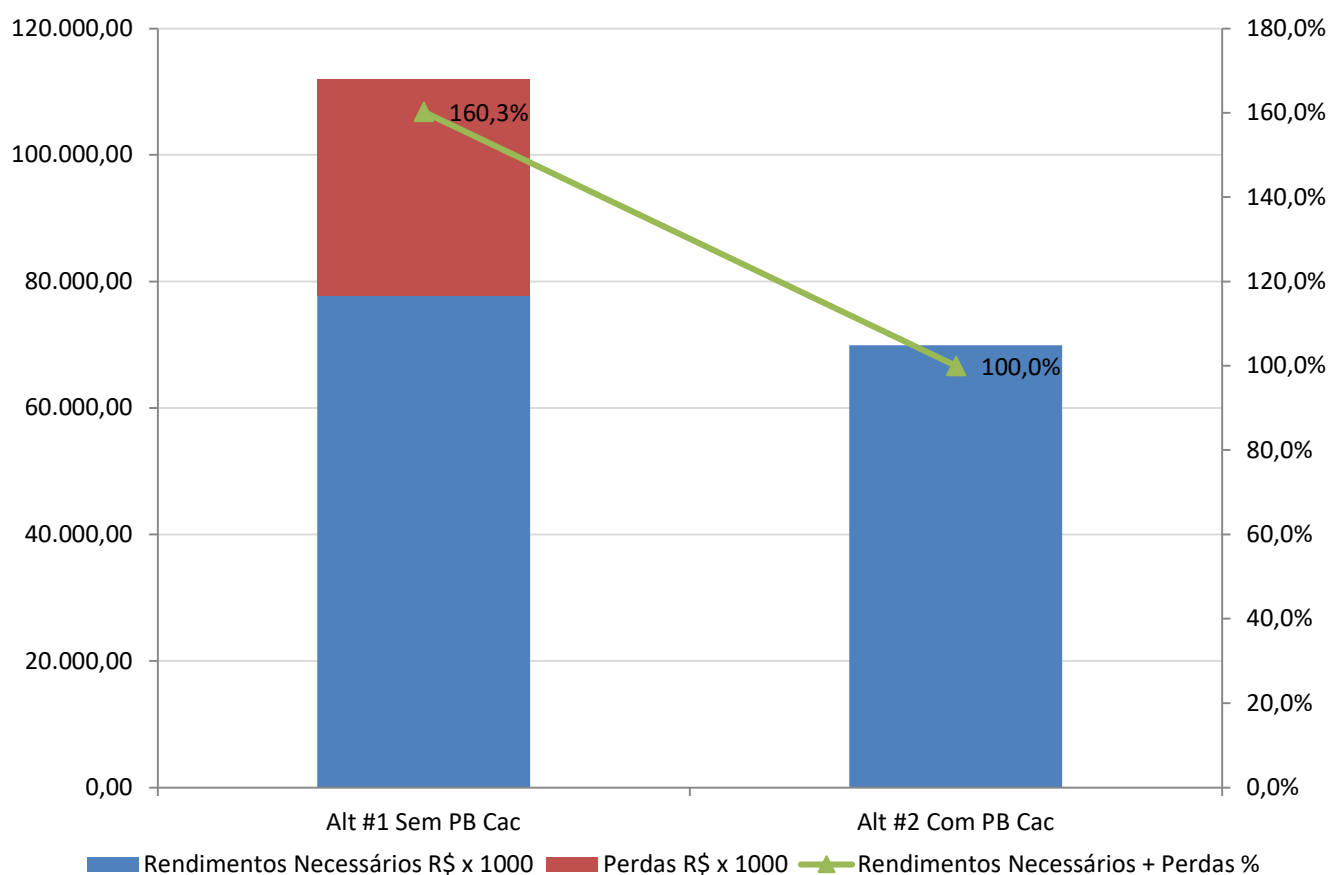


Gráfico 9-1 – Comparação dos Custos Totais das Alternativas

10 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.

11 FICHAS PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

EMPREENDIMENTO:

UF: **RO**

SE 230/138 kV PIMENTA BUENO (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° ATF 230/138 kV, 1 x 55 MVA 3Φ	8.496,57
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.115,63
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.037,02
MIM - 230 kV	930,60
MIM - 138 kV	595,27

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

24.175,09

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2021.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

EMPREENDIMENTO:	UF: RO
SE 230/138/69 kV JI-PARANÁ (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)

1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	23.439,80
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	16.231,26
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	5.911,40
MIM - 230 kV	1.861,20
MIM - 69 kV	535,95
Ampliação Barramento 69 kV	199,00

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **48.178,61**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

EM SUBSTITUIÇÃO ÀS UNIDADES 1 E 2 EXISTENTES DE 60 MVA

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2021.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

EMPREENDIMENTO:	UF: RO
SE 230/138/69 kV JI-PARANÁ (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 MESES

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO AO CRITÉRIO N-1

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

3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	10.958,76
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	8.115,63
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.037,02
MIM - 230 kV	930,60
MIM - 138 kV	595,27
Remanejamento LT 230 kV	6.907,00

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 33.544,28

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2021.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

EMPREENDIMENTO:	UF: RO
SE 230/138/69 kV JI-PARANÁ (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2033
	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 100 MVA 3Φ	11.719,90
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: 23.989,81

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

EM SUBSTITUIÇÃO À UNIDADE 3 EXISTENTE DE 60 MVA

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2021.

12 EQUIPE TÉCNICA

EPE
Maxwell Cury Júnior João M Caruso Lucas Simões de Oliveira Rafael Theodoro Alves e Mello
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 Italo Ferreira Martins
Eletrogoes
Gilvan Silva

13 BIBLIOGRAFIA

- [1]. Plano Decenal – Plano de Expansão do Sistema Elétrico 2013 – 2022 – Eletrobrás Distribuição Rondônia
- [2]. Carta Energisa s/nº de 22 de setembro de 2020, “Apresentação de Alternativas às não Conformidades dos Pontos de Fronteira Pimenta Bueno e Ji-Paraná 138 kV”
- [3]. Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - Ciclo 2021/2025 - Relatório ONS “DPL-REL-262-2020 – Volume III Tomo 10 – Acre/Rondônia”
- [4]. EPE. Base de Dados de Fluxo de Potência – Plano Decenal Ciclo 2030. EPE. Rio de Janeiro. 2020
- [5]. 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. EPE. Rio de Janeiro. 30 Abril 2021
- [6]. EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 – Item 3.5 Pág 82 – Visões de futuro para o Parque gerador de Energia Elétrica. EPE, Rio de Janeiro. 2020
- [7]. CCPE/CTET. Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão. CCPE/CTET. Brasília. 2002
- [8]. “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - Abril/2005
- [9]. “Procedimentos de Rede - Submódulo 23.3 - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos”
- [10]. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”
- [11]. ABNT. Transformadores de potência - Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante, 2017. Available:
<https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=374373>
- [12]. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.6 - Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos, ONS - 2020.
- [13]. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoesArquivos/publicacao-591/topico585/EPE-DEE-RE-032-2021-rev0-Diagnostico-GET%20Centro-Oeste.pdf>
- [14]. Correspondência Eletrobras Eletronorte CE.EET.0027.2021, de 23 de julho de 2021

14 DIAGRAMAS DE FLUXO DE POTÊNCIA

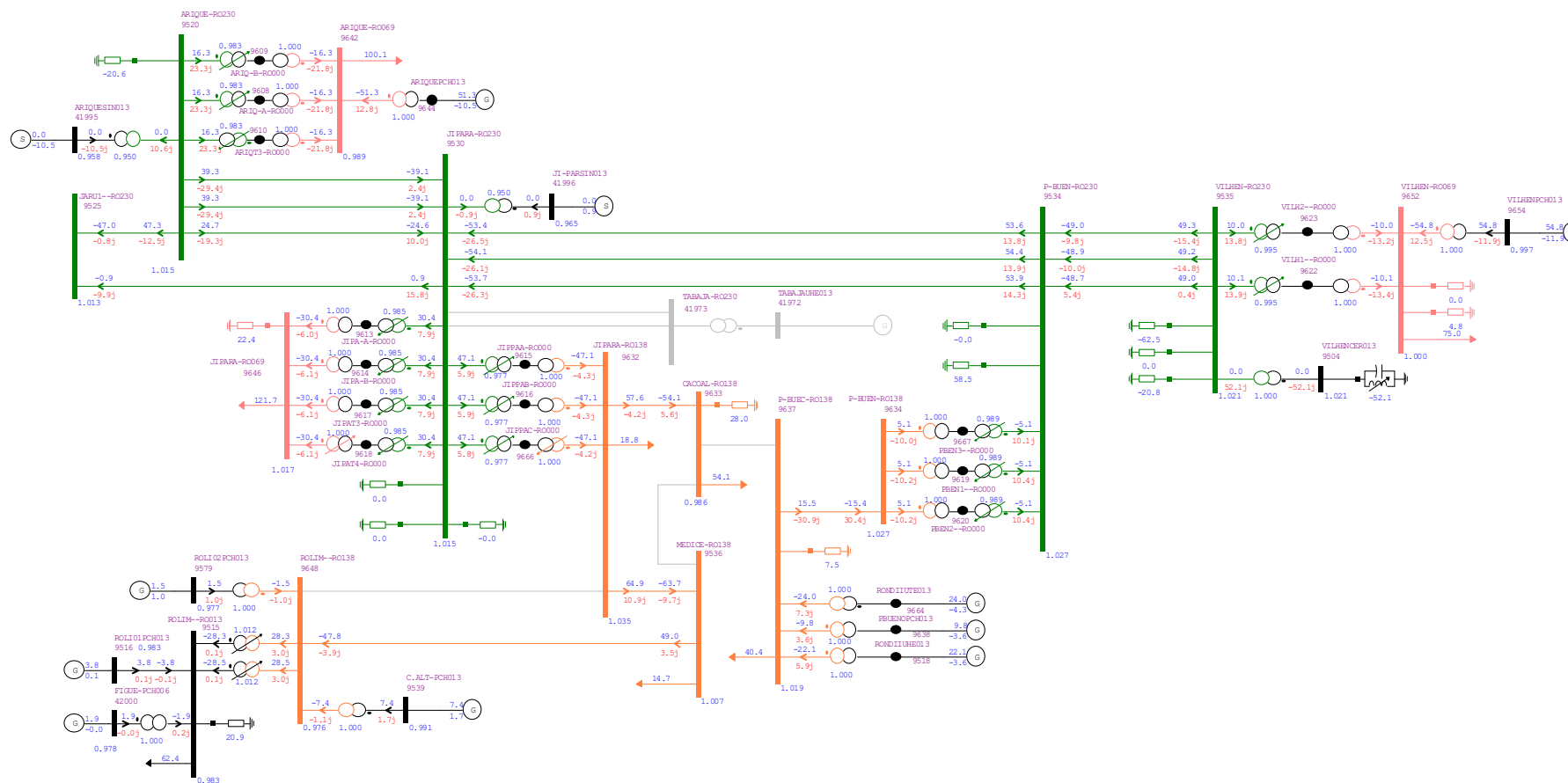


Figura 14-1 - Alternativa #1 – 2025 – CM NS – Caso Base

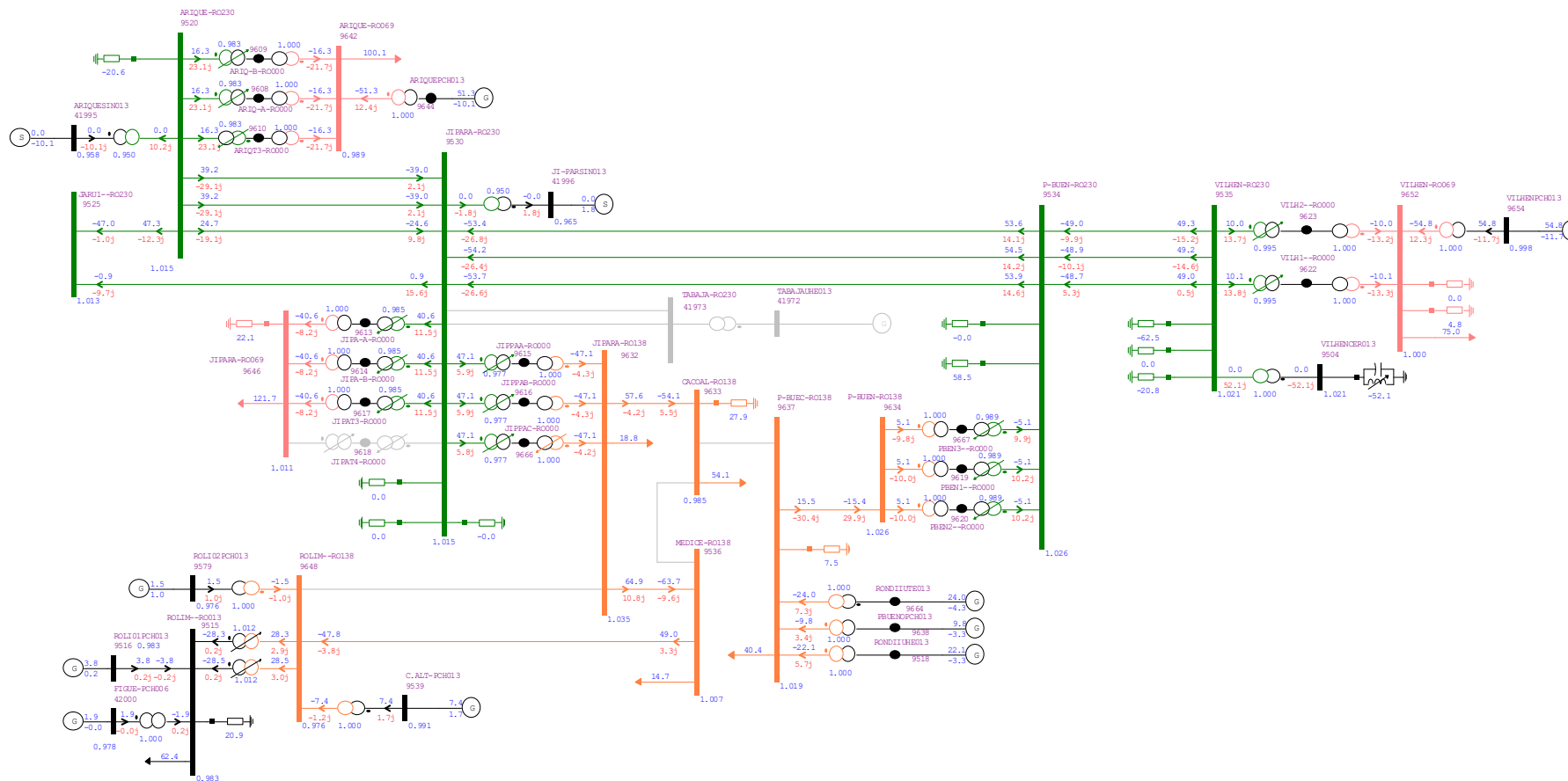


Figura 14-2 - Alternativa #1 – 2025 – CM NS – Perda de um transformador 230/69 kV em Ji-Paraná

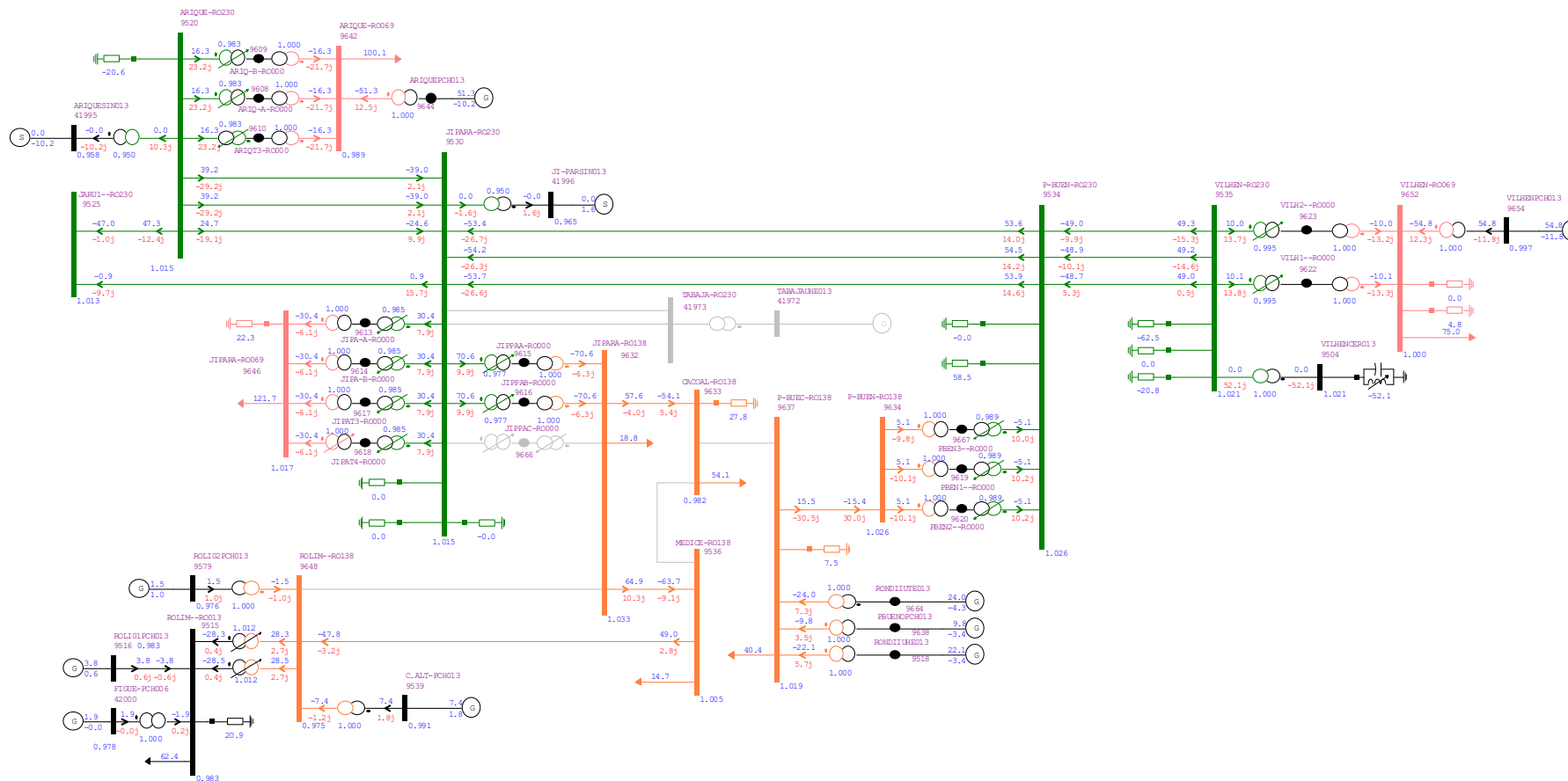


Figura 14-3 - Alternativa #1 – 2025 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná

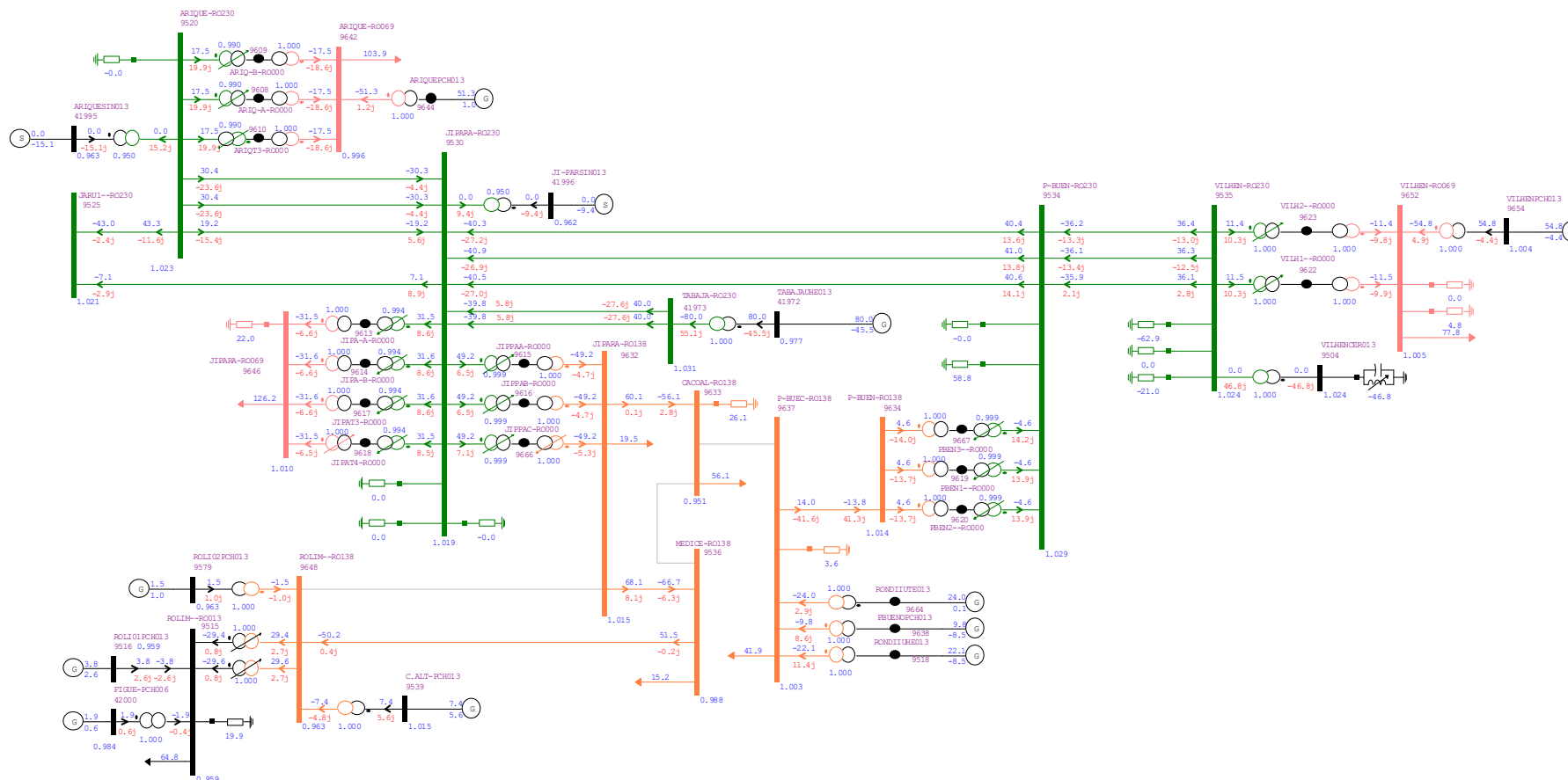


Figura 14-4 - Alternativa #1 – 2026 – CM NS – Caso Base

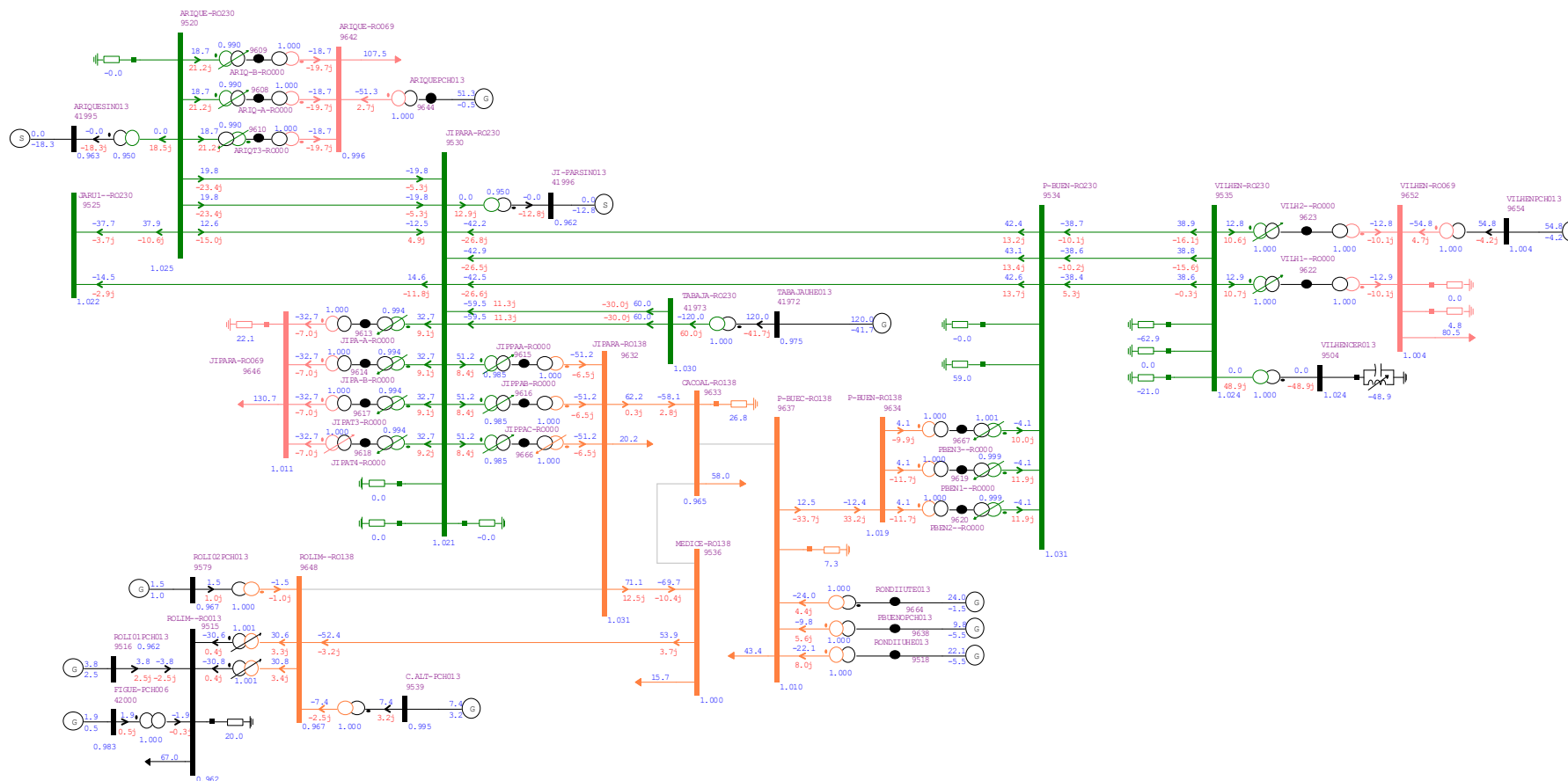


Figura 14-5 - Alternativa #1 – 2027 – CM NS – Caso Base

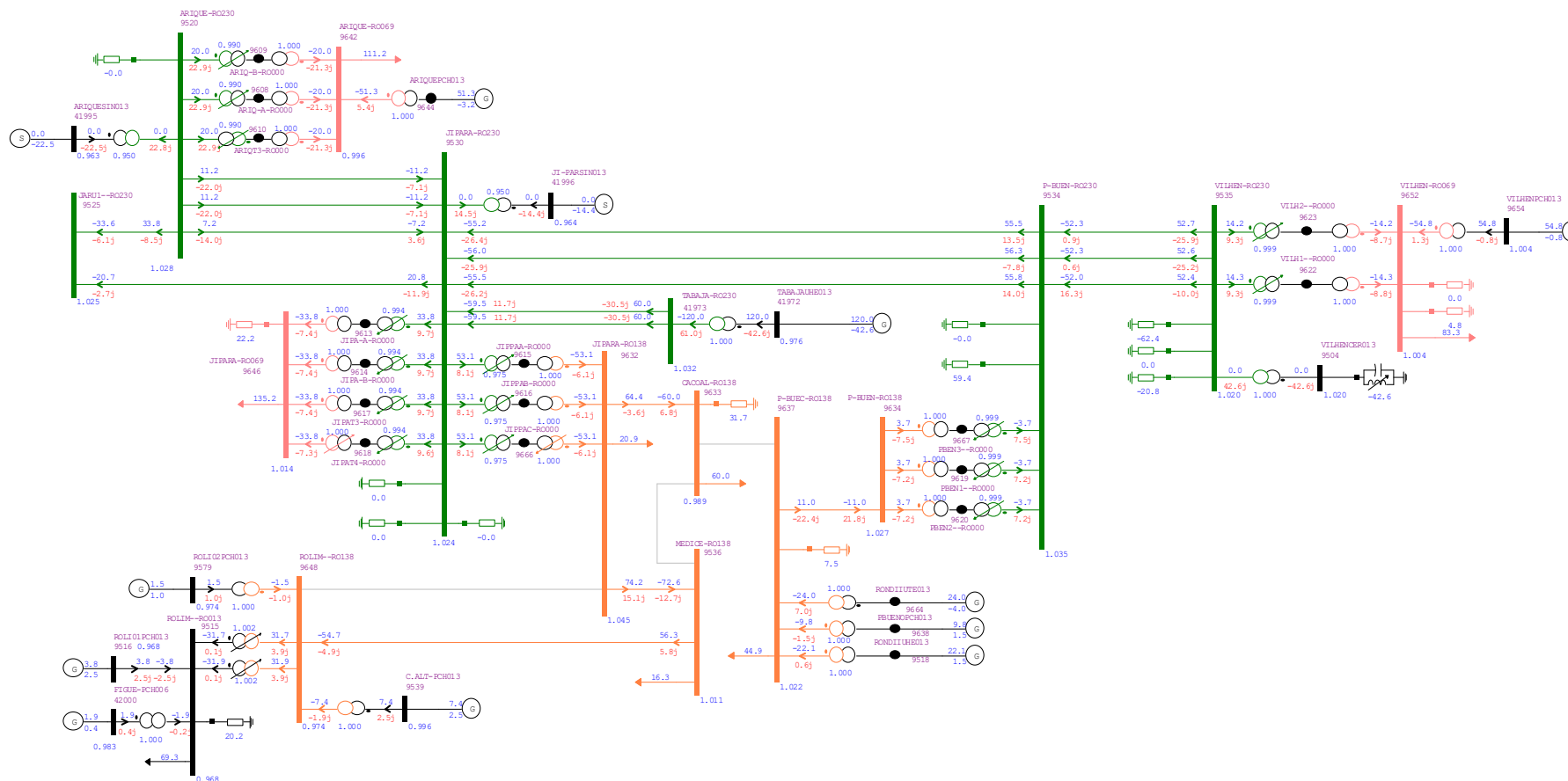


Figura 14-6 - Alternativa #1 – 2028 – CM NS – Caso Base

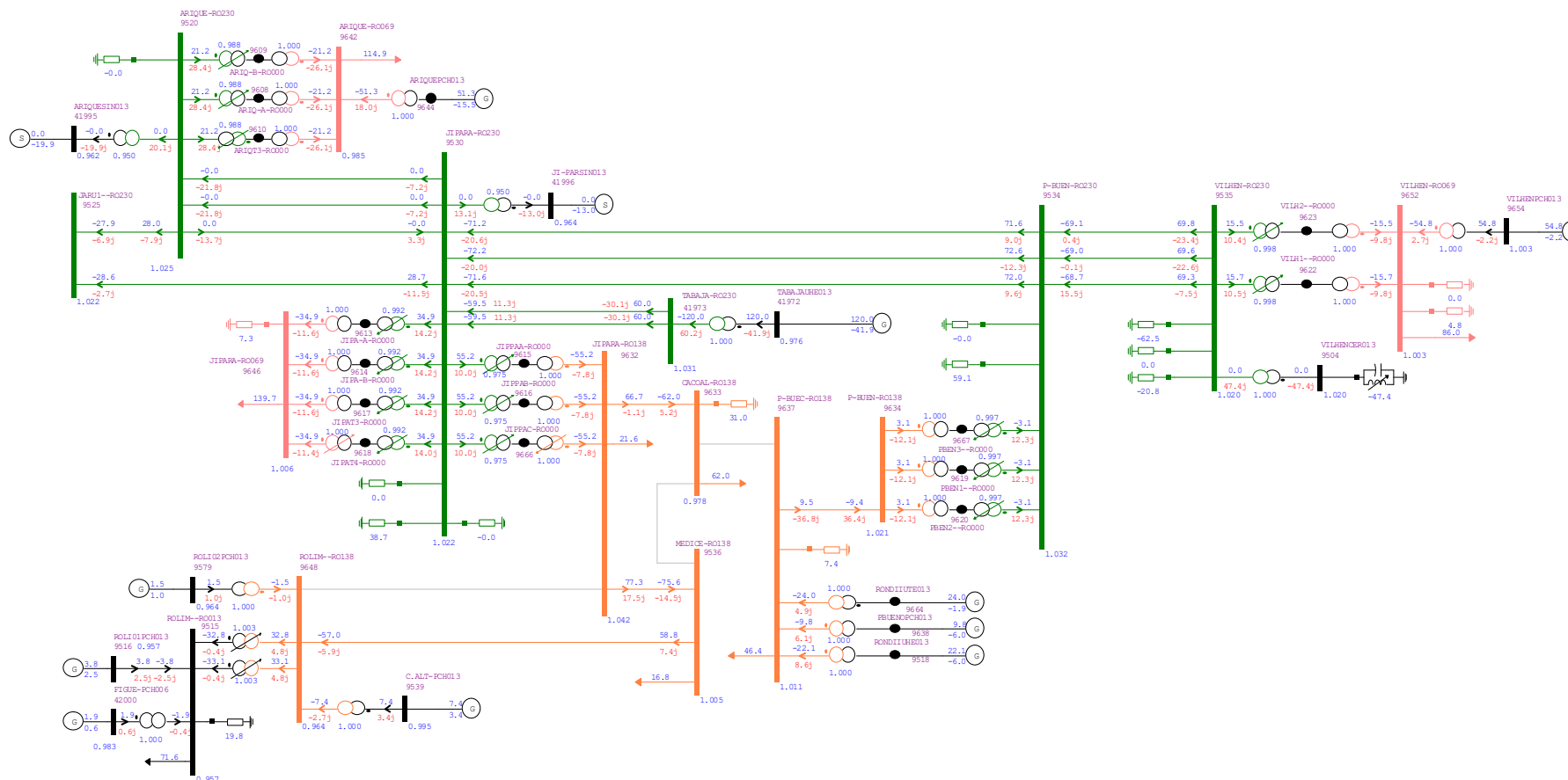


Figura 14-7 - Alternativa #1 – 2029 – CM NS – Caso Base

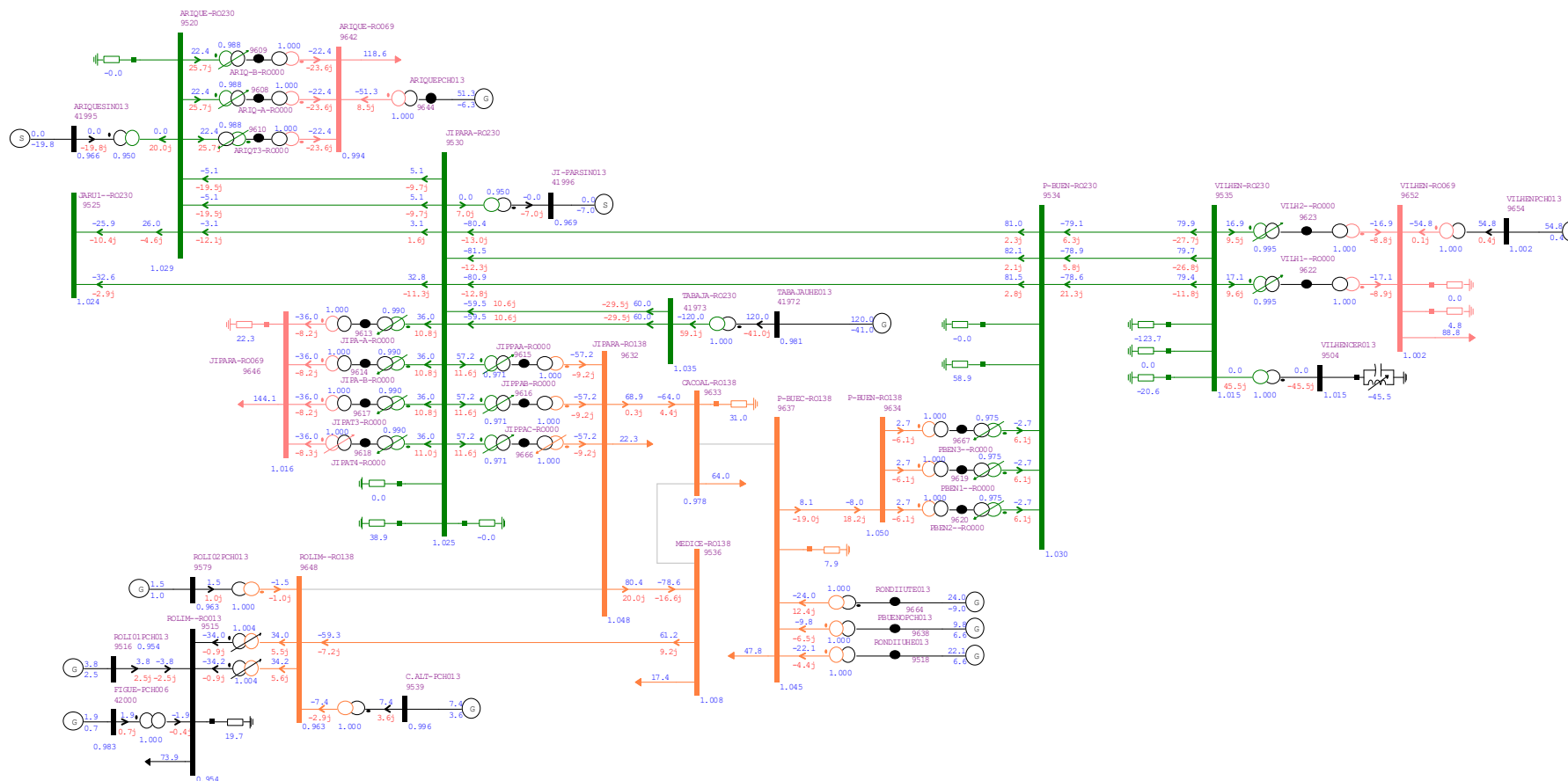
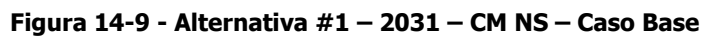


Figura 14-8 - Alternativa #1 – 2030 – CM NS – Caso Base



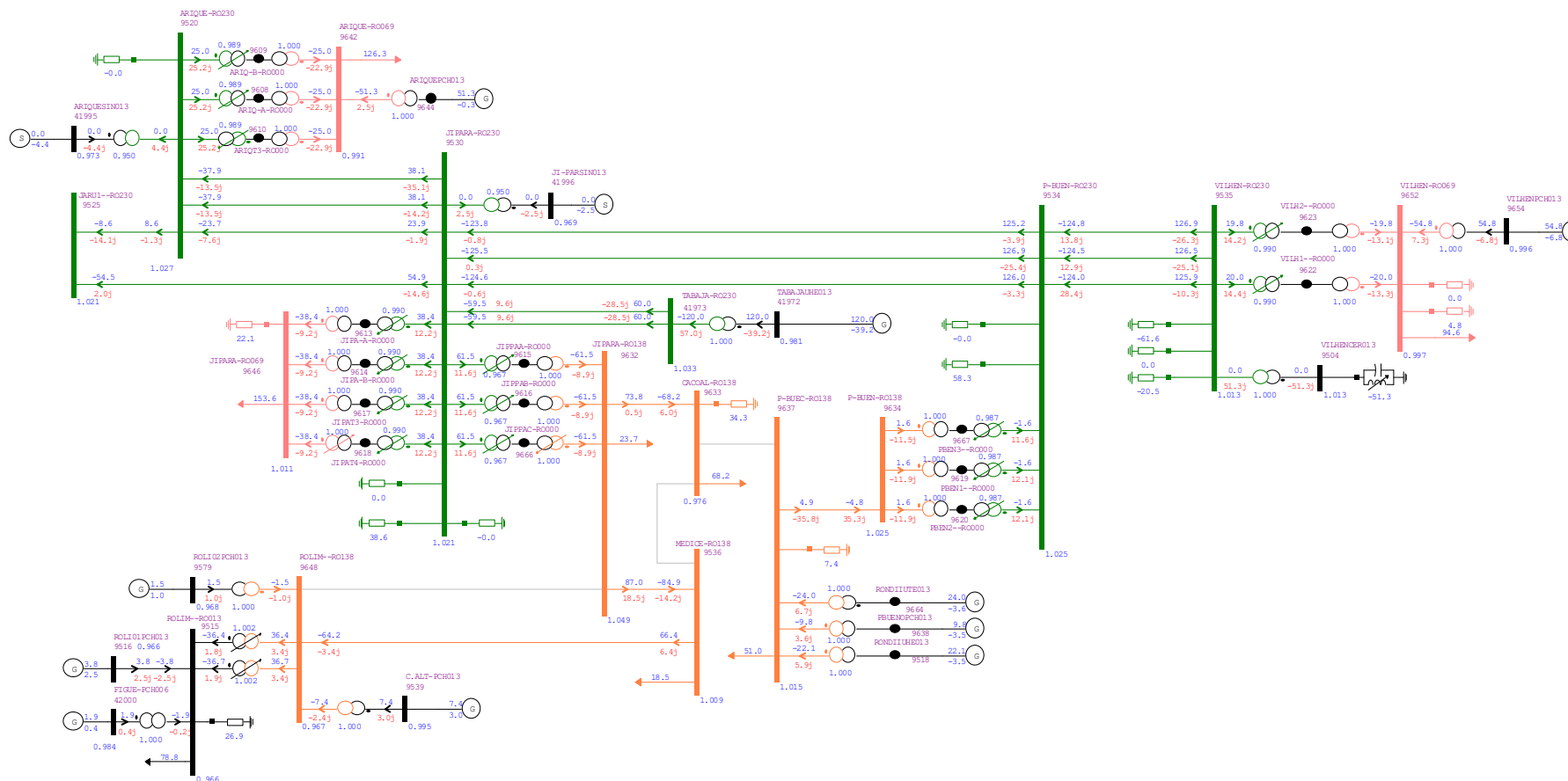


Figura 14-10 - Alternativa #1 – 2032 – CM NS – Caso Base

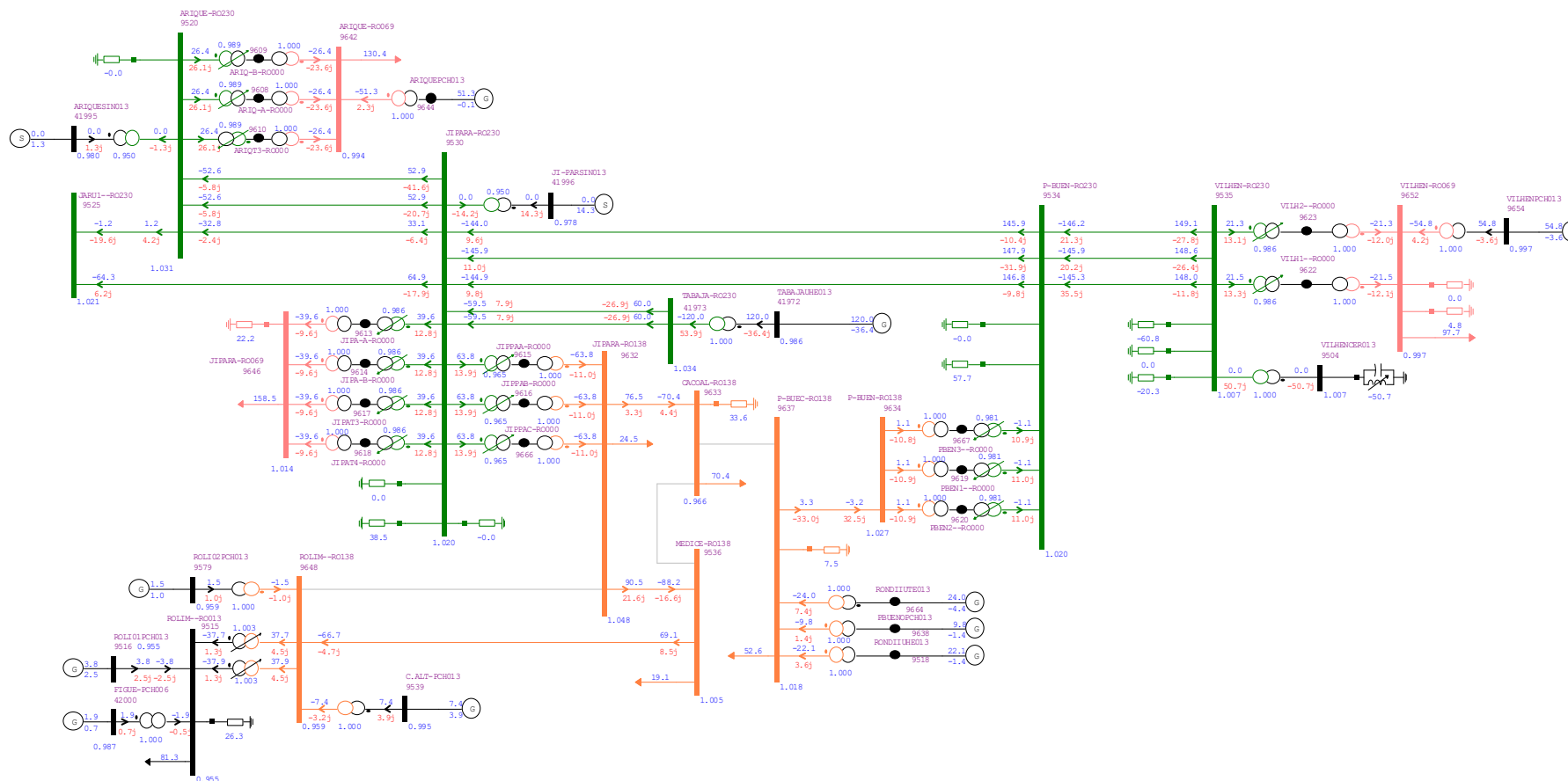


Figura 14-11 - Alternativa #1 – 2033 – CM NS – Caso Base

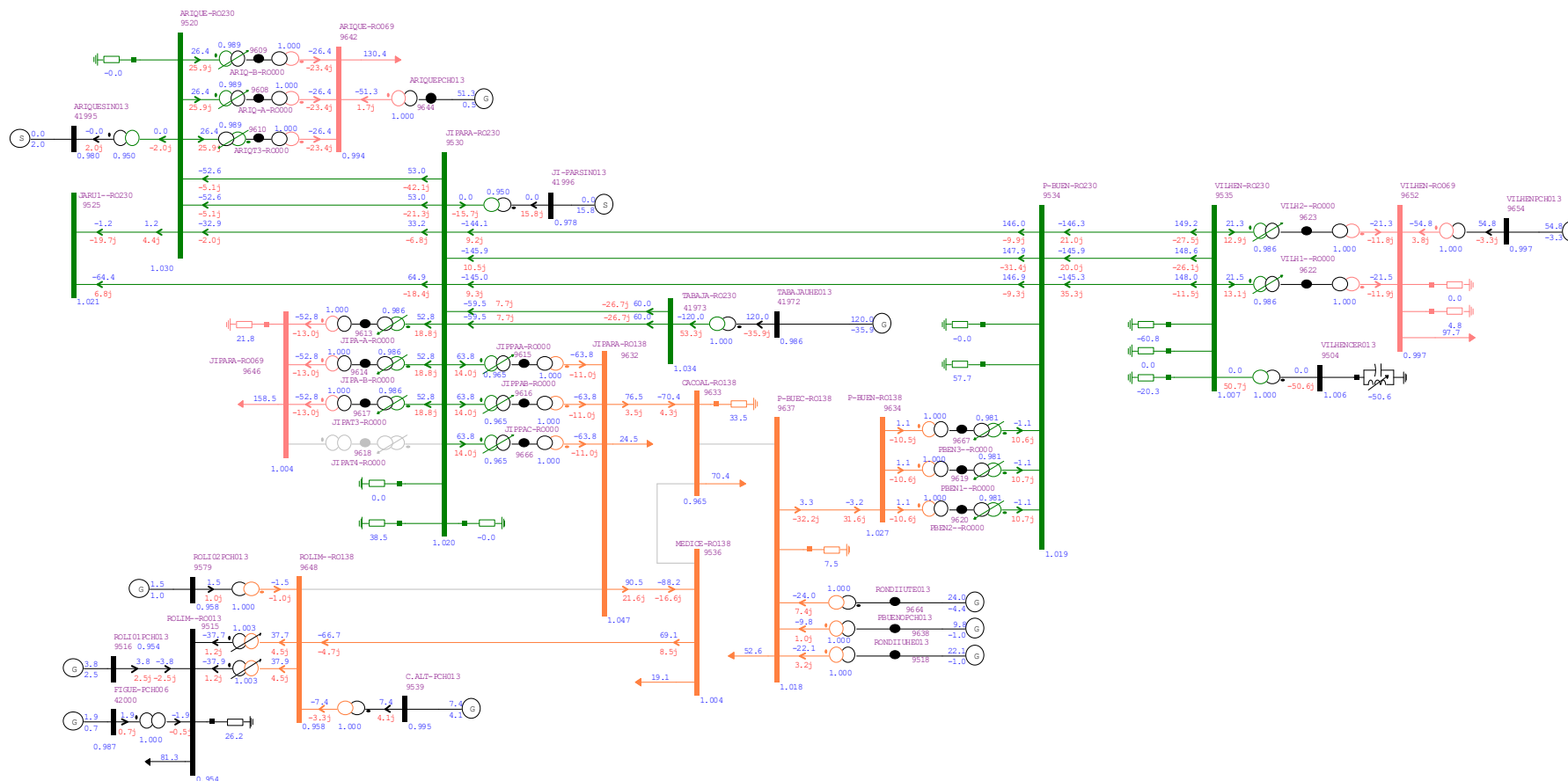


Figura 14-12 - Alternativa #1 – 2033 – CM NS – Perda de um transformador 230/69 kV em Ji-Paraná

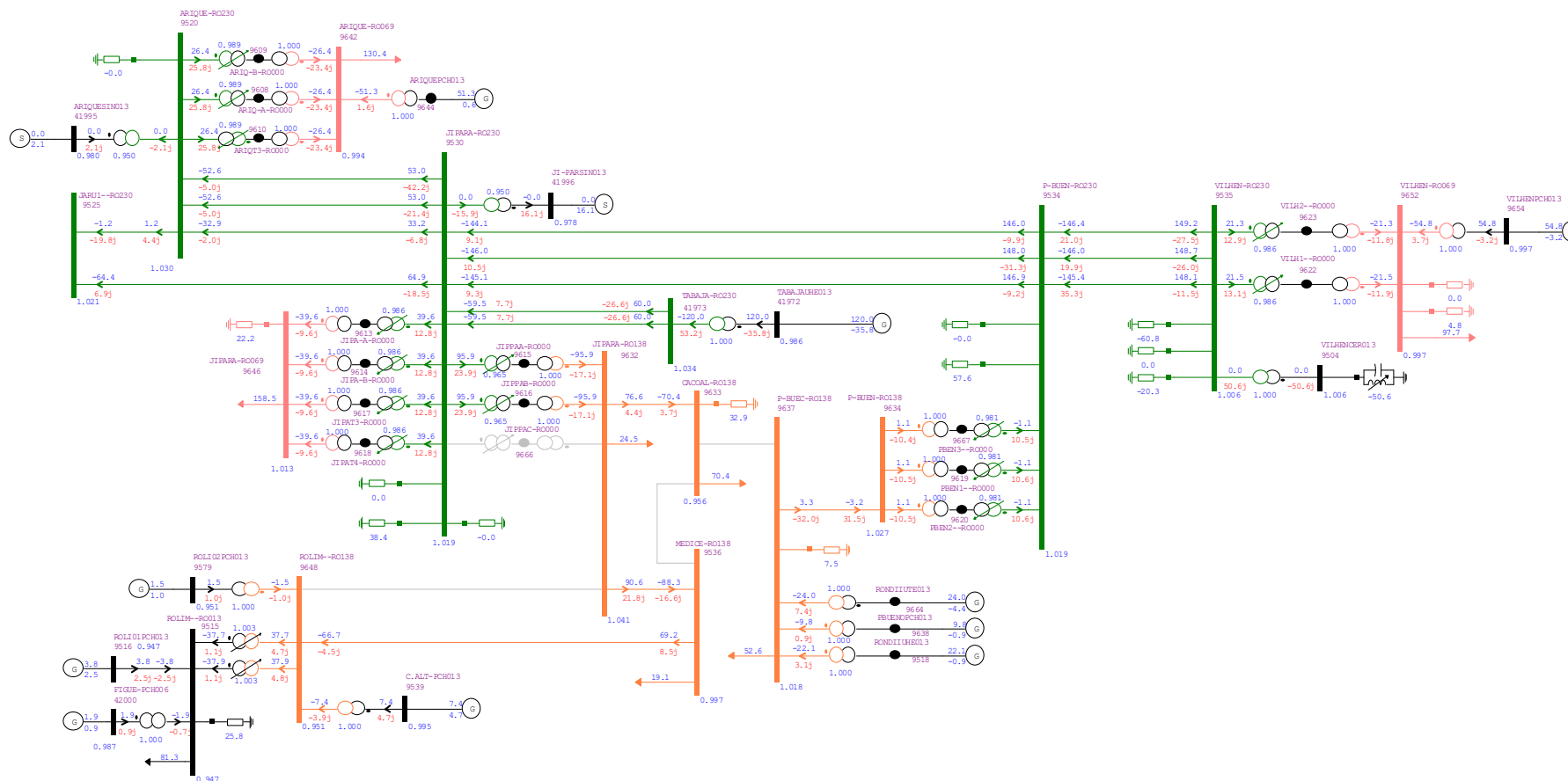


Figura 14-13 - Alternativa #1 – 2033 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná

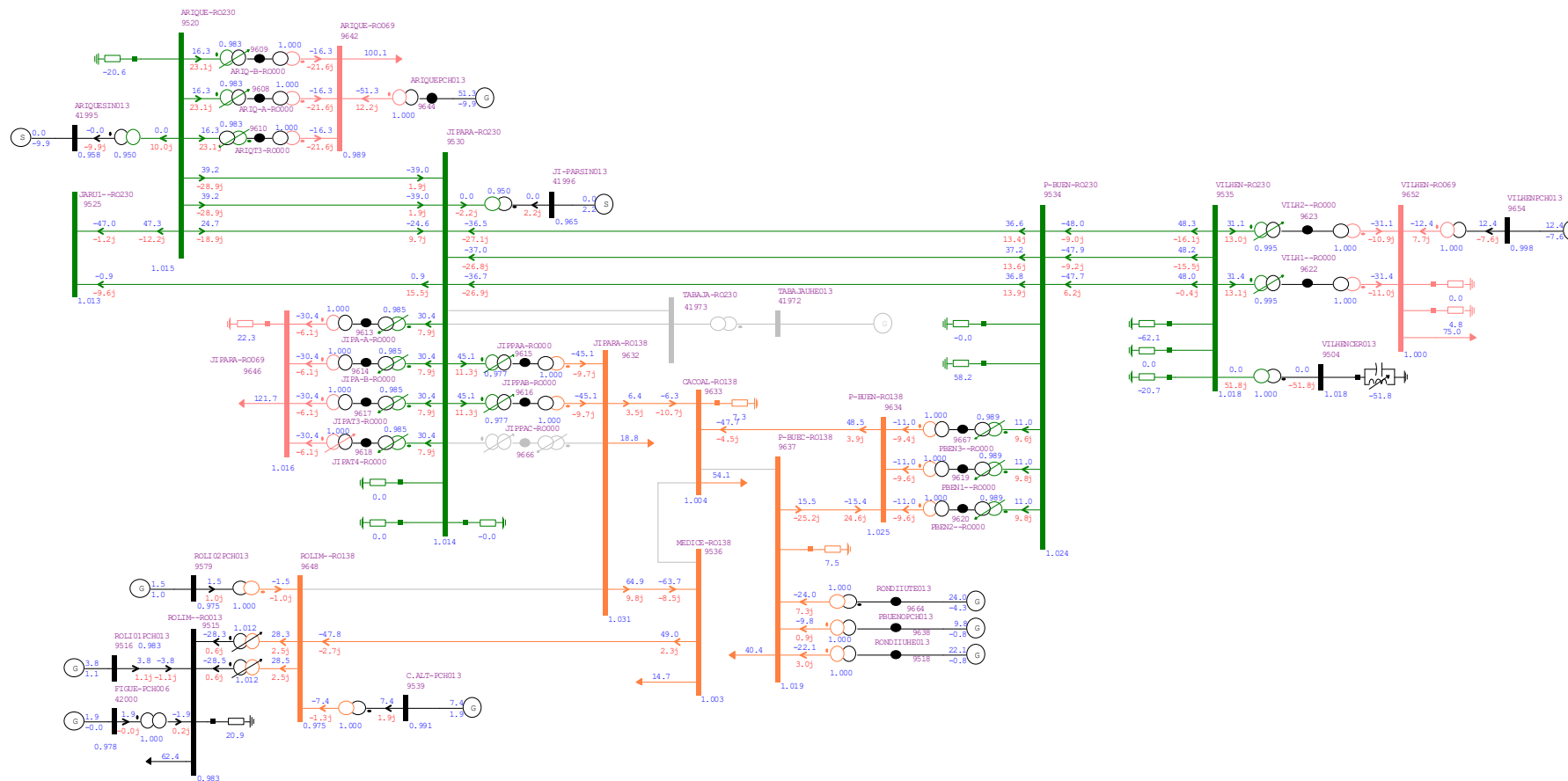


Figura 14-14 - Alternativa #2 – 2025 – CM NS – Caso Base

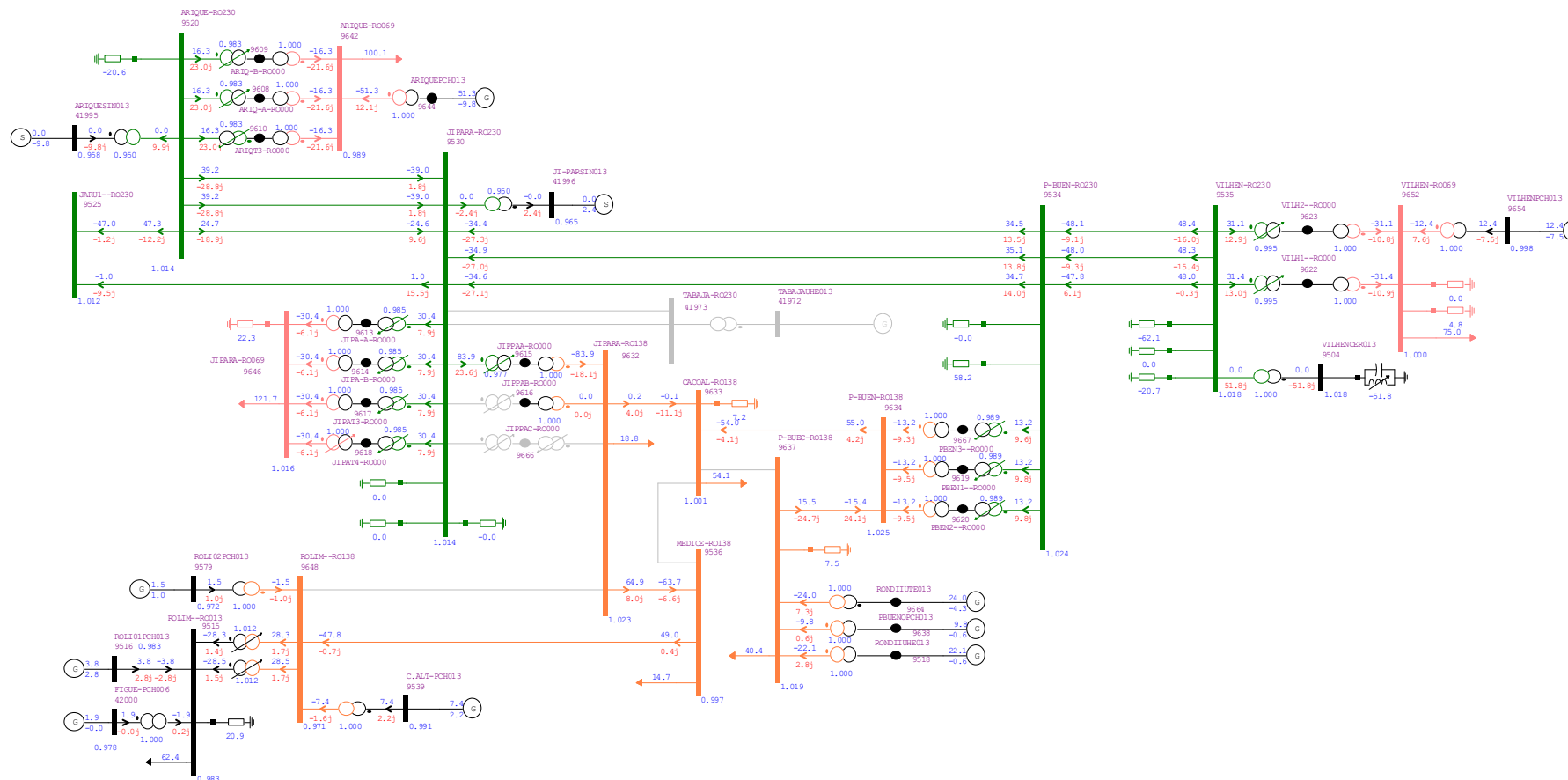


Figura 14-15 - Alternativa #2 – 2025 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná

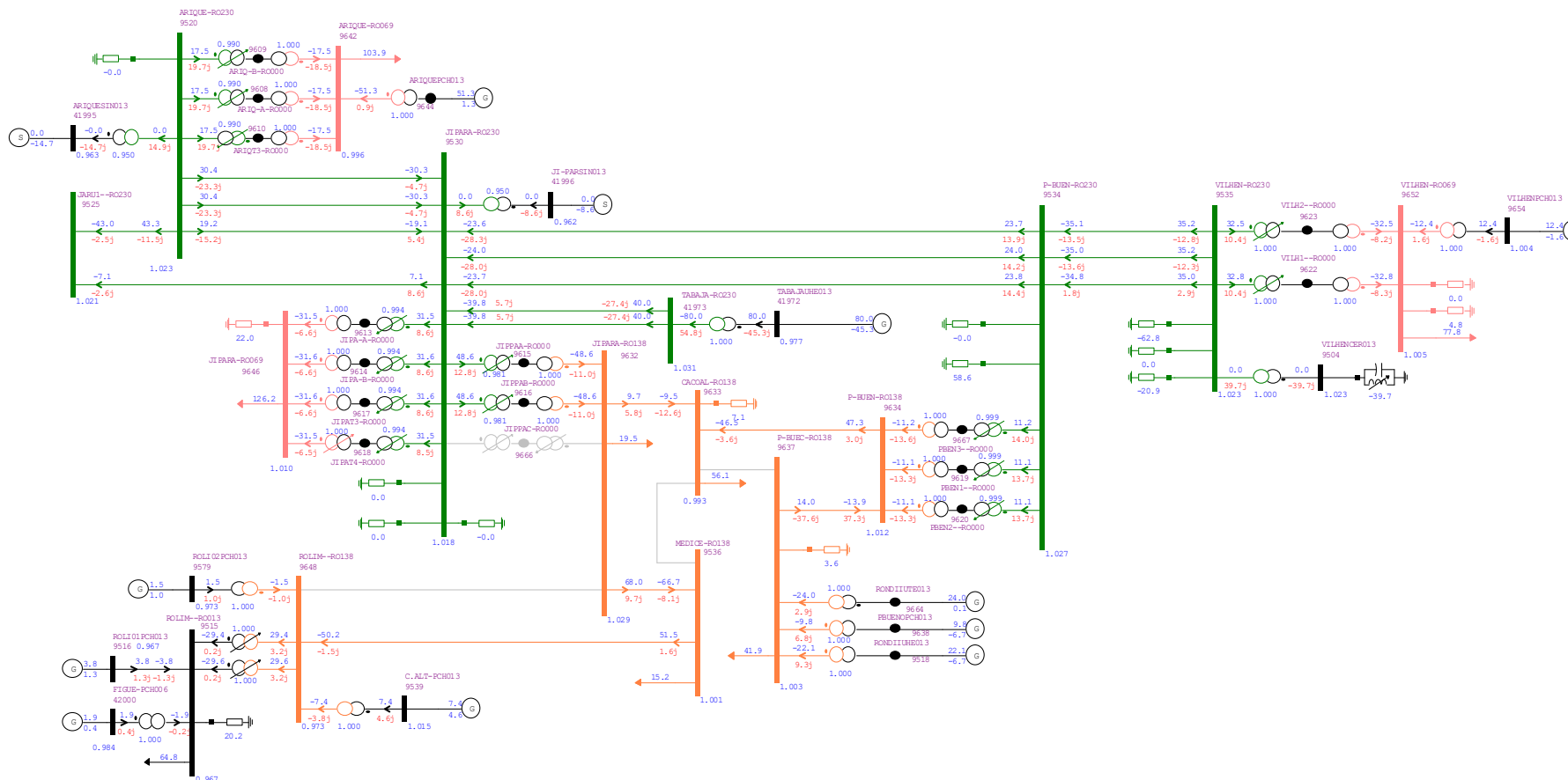


Figura 14-16 - Alternativa #2 – 2026 – CM NS – Caso Base

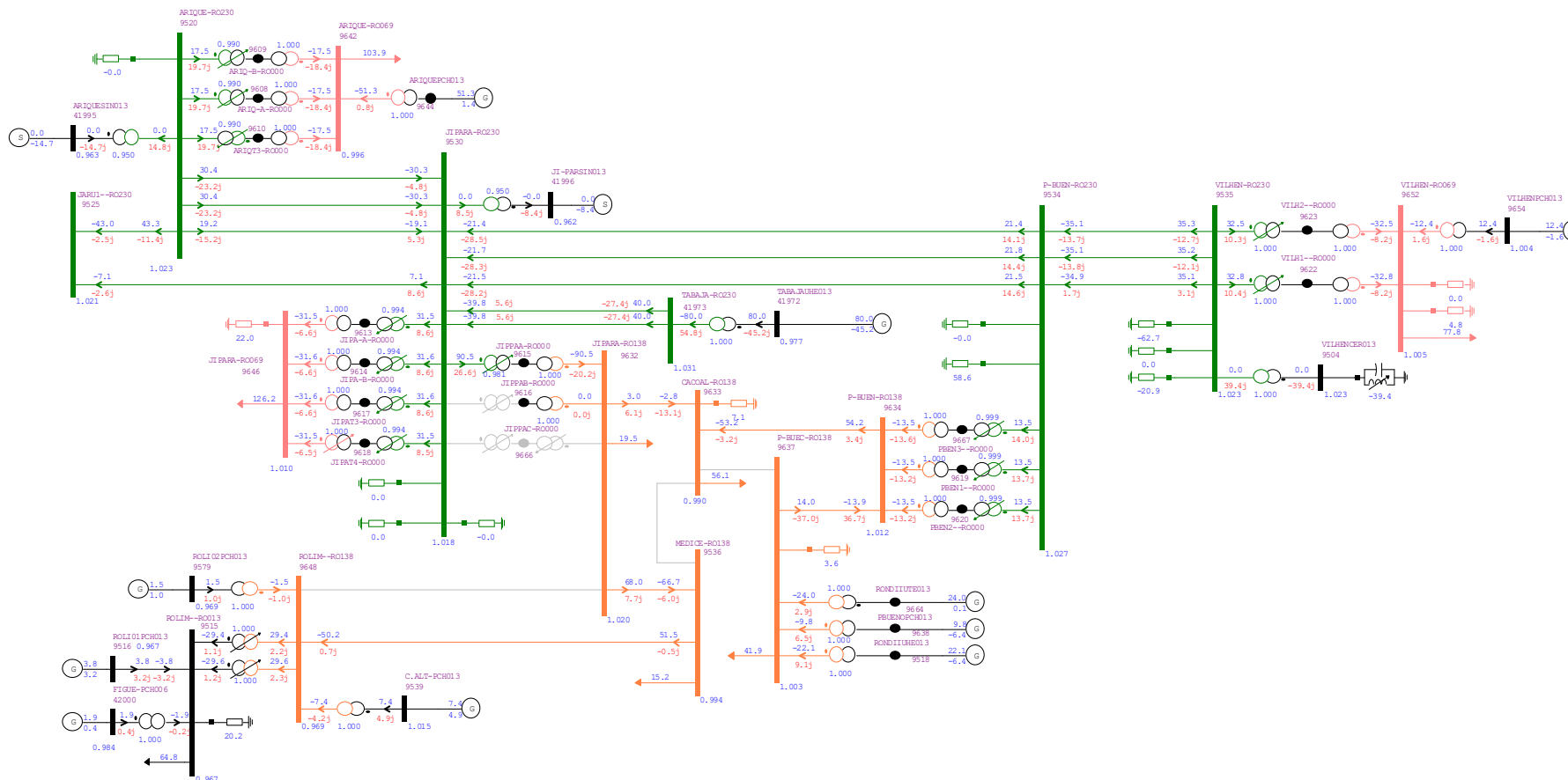


Figura 14-17 - Alternativa #2 – 2026 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná

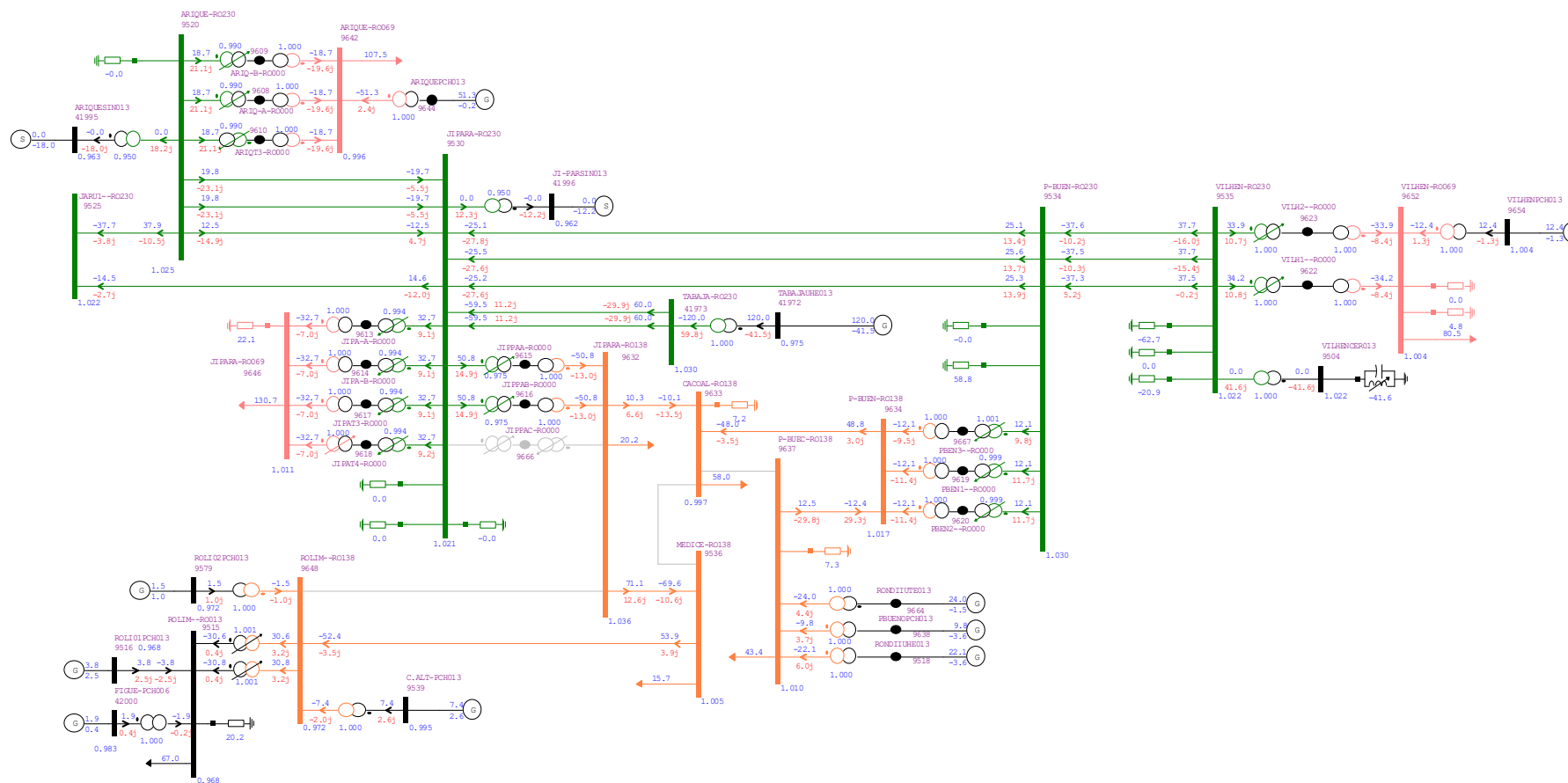


Figura 14-18 - Alternativa #2 – 2027 – CM NS – Caso Base

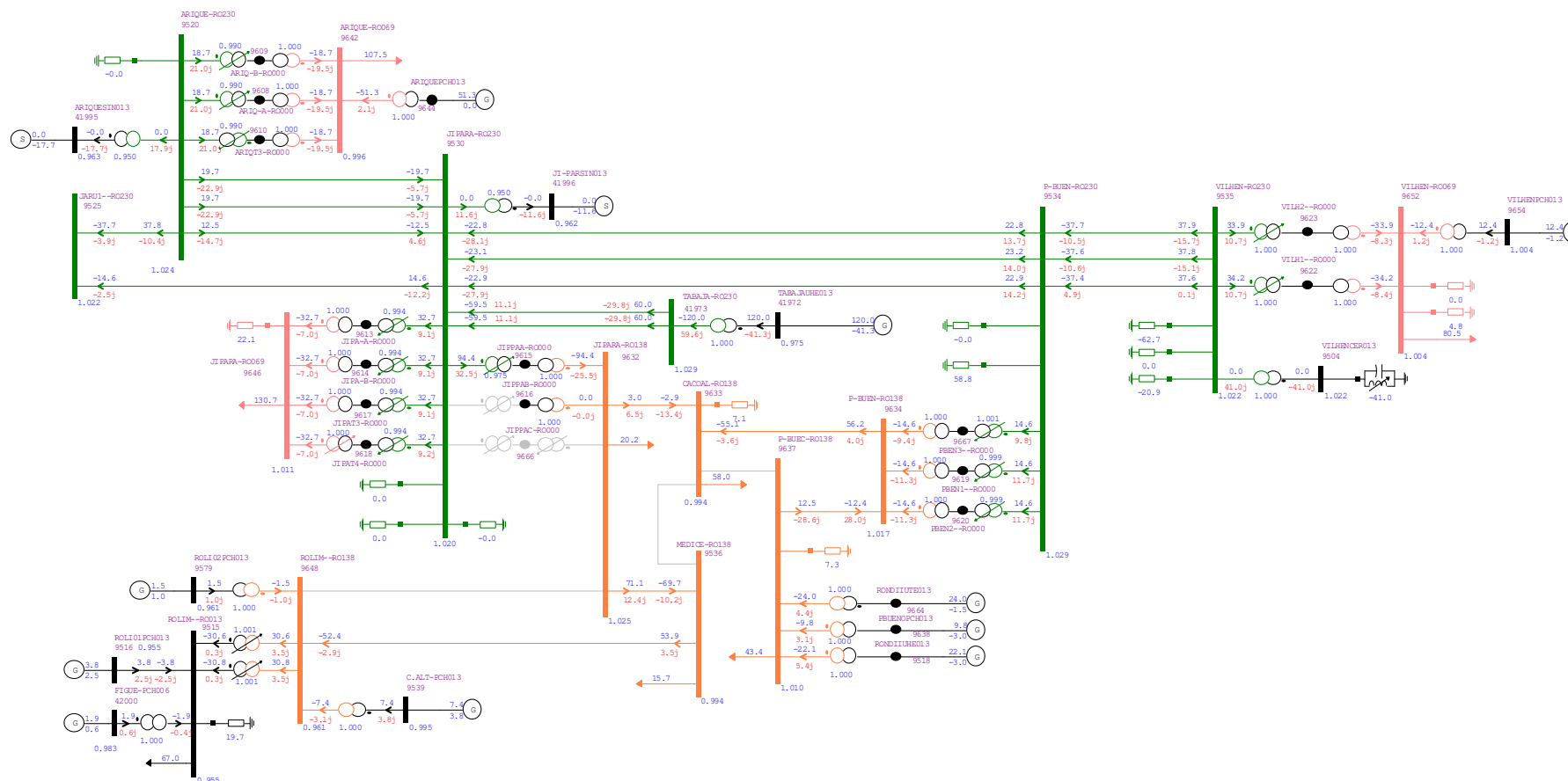


Figura 14-19 - Alternativa #2 – 2027 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná

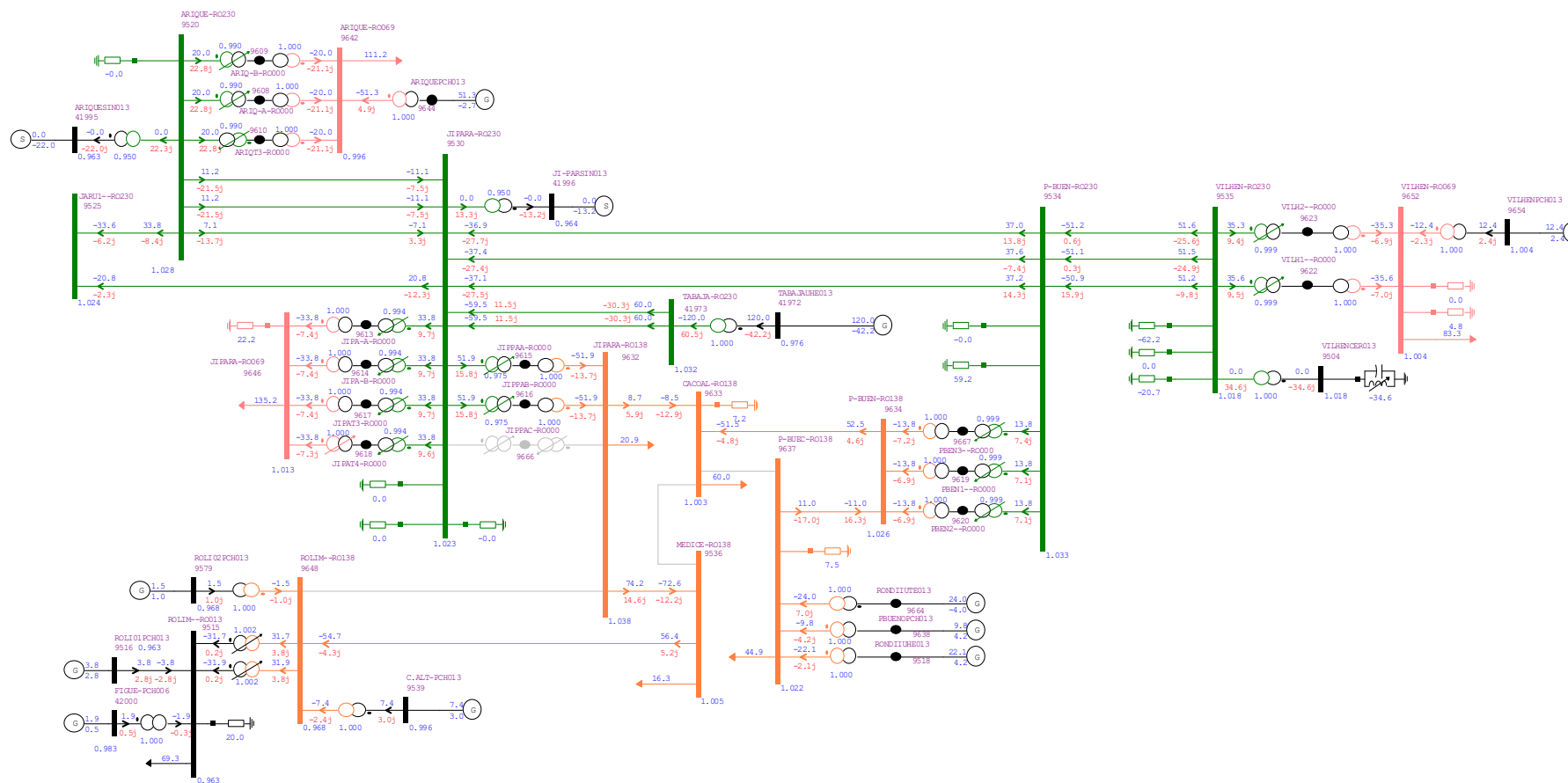


Figura 14-20 - Alternativa #2 – 2028 – CM NS – Caso Base

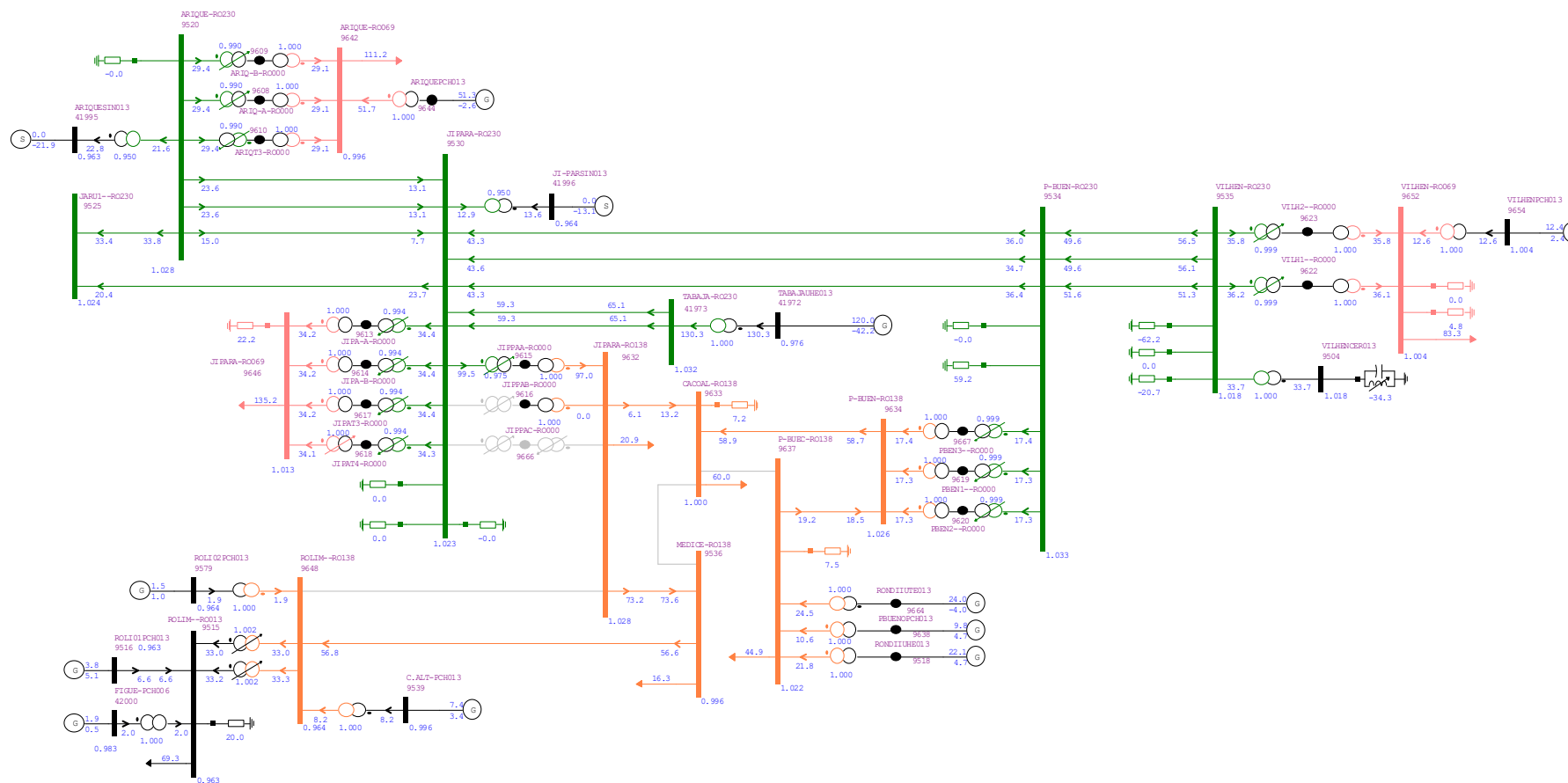


Figura 14-21 - Alternativa #2 – 2028 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná

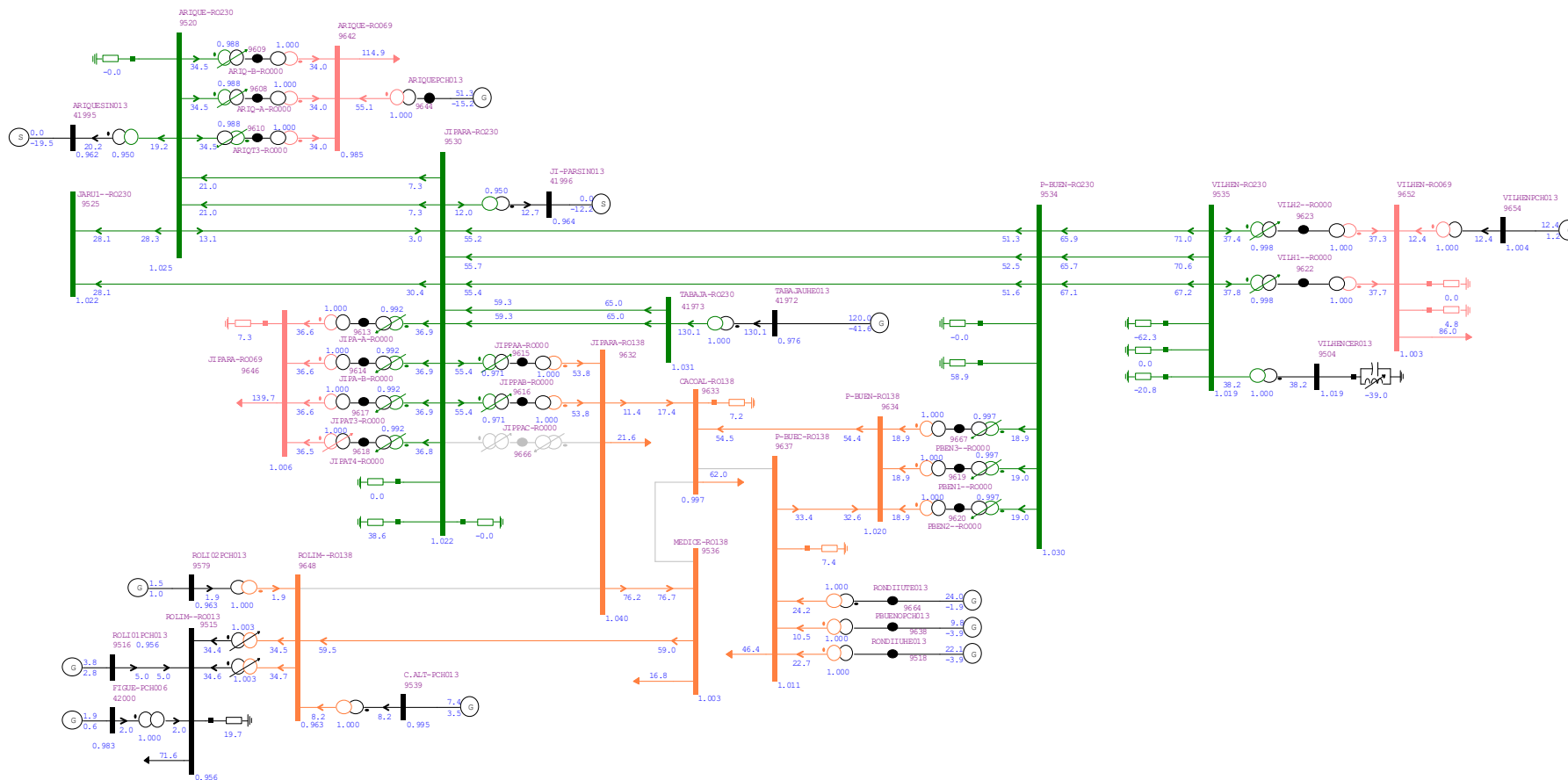


Figura 14-22 - Alternativa #2 – 2029 – CM NS – Caso Base

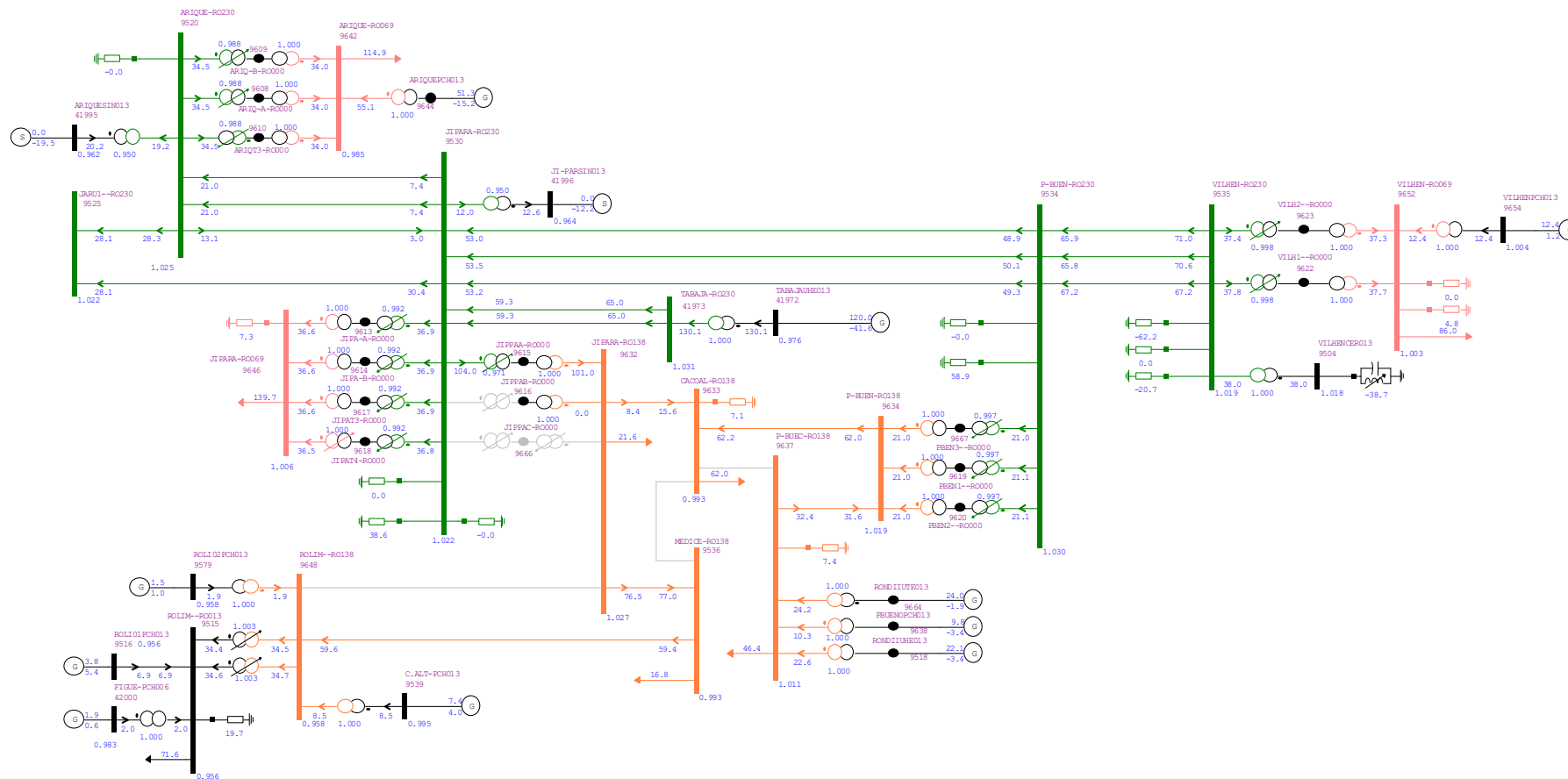


Figura 14-23 - Alternativa #2 – 2029 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná

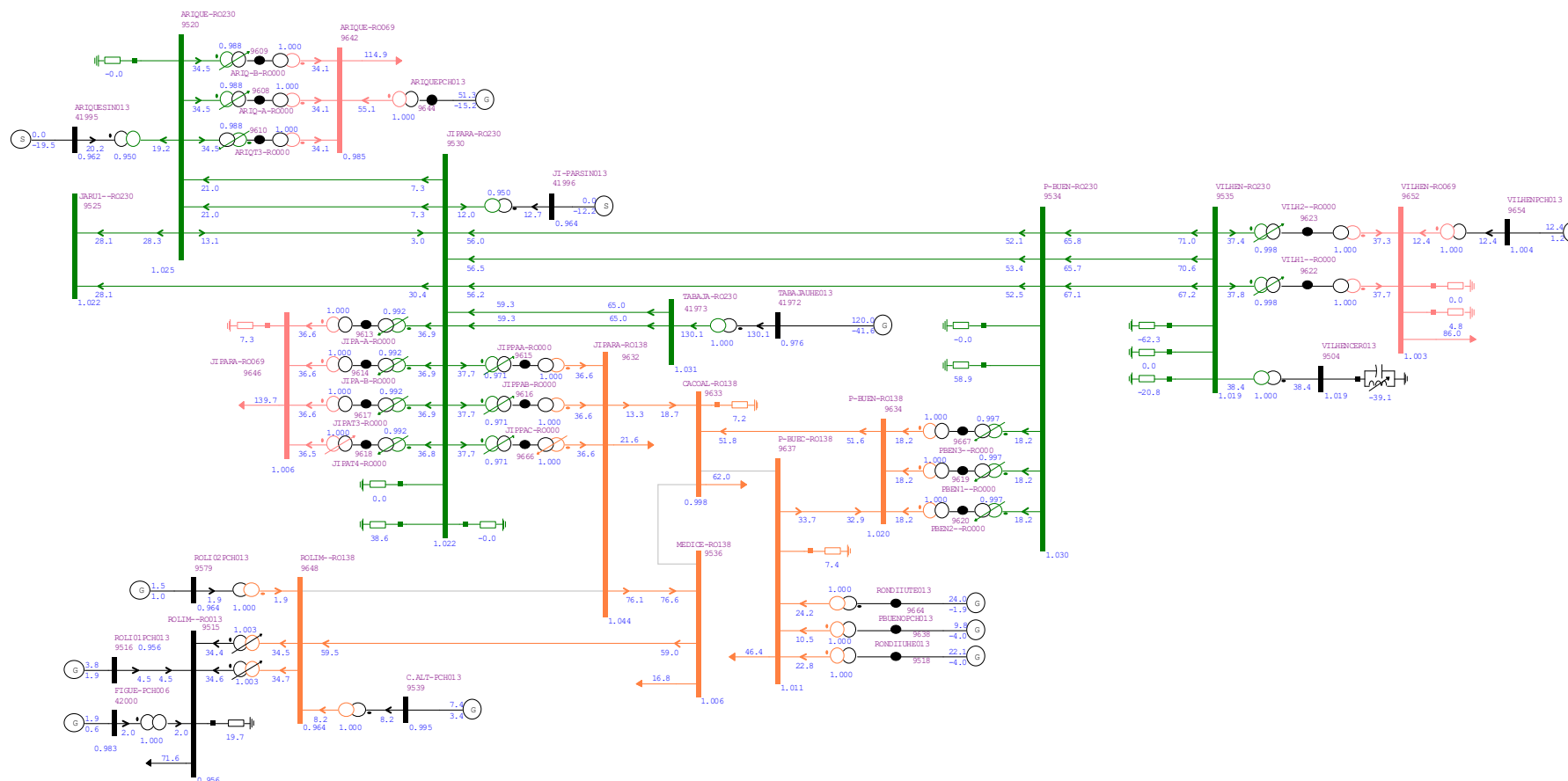


Figura 14-24 - Alternativa #2 – 2029 – CM NS – Caso Base (3 unidades 230/138 kV em Ji-Paraná)

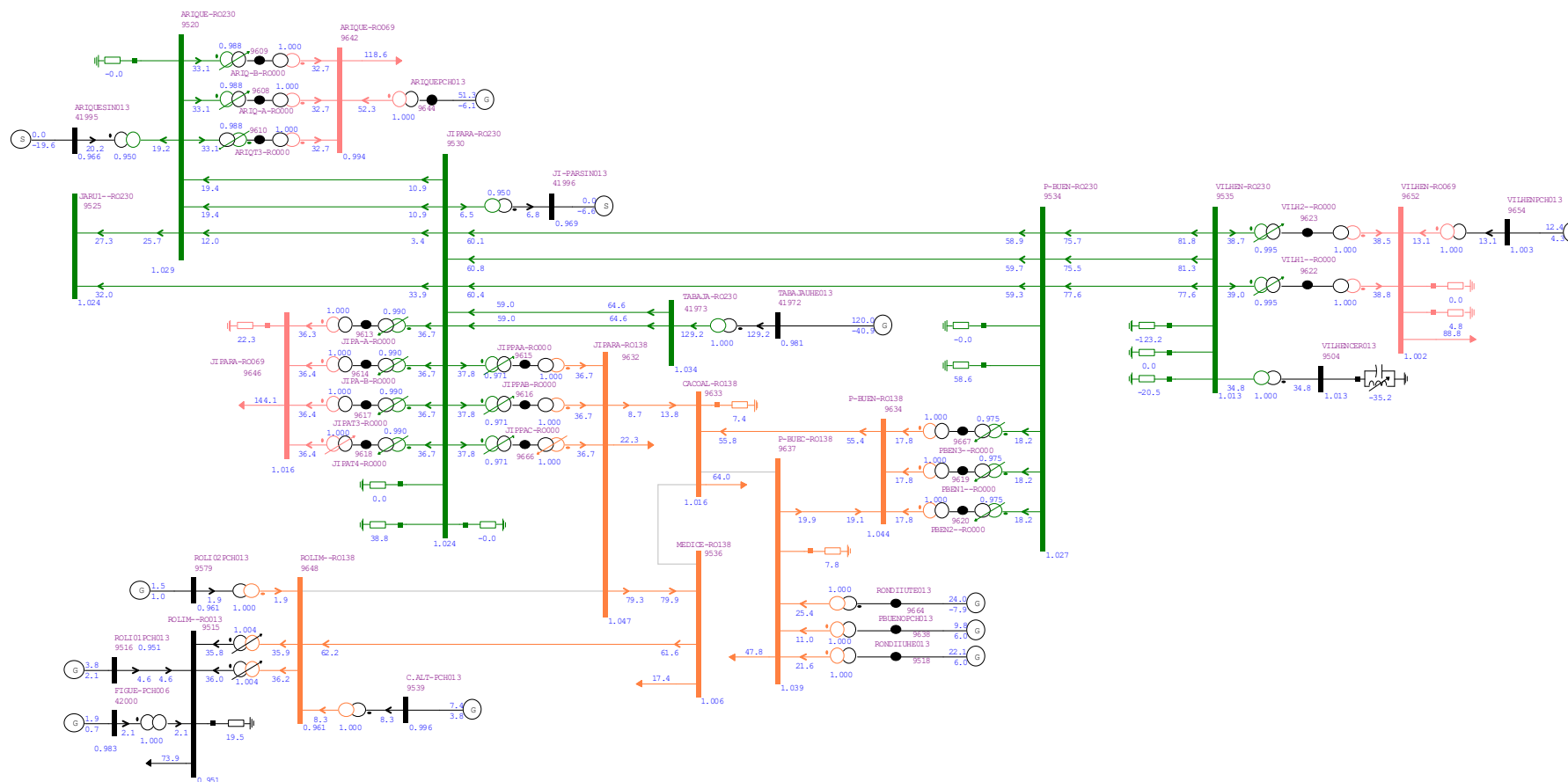


Figura 14-25 - Alternativa #2 – 2030 – CM NS – Caso Base

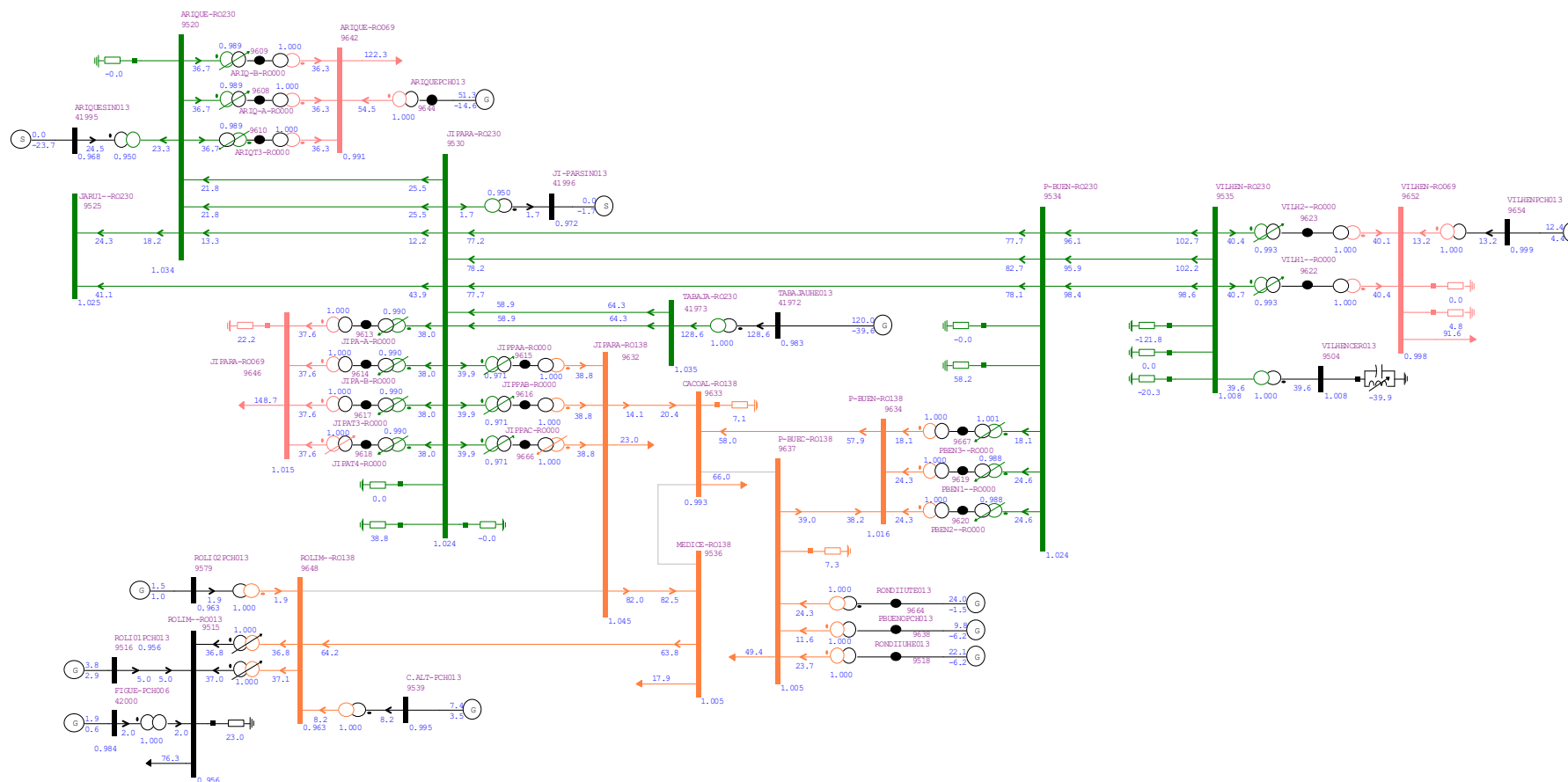
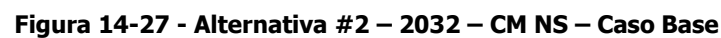


Figura 14-26 - Alternativa #2 – 2031 – CM NS – Caso Base



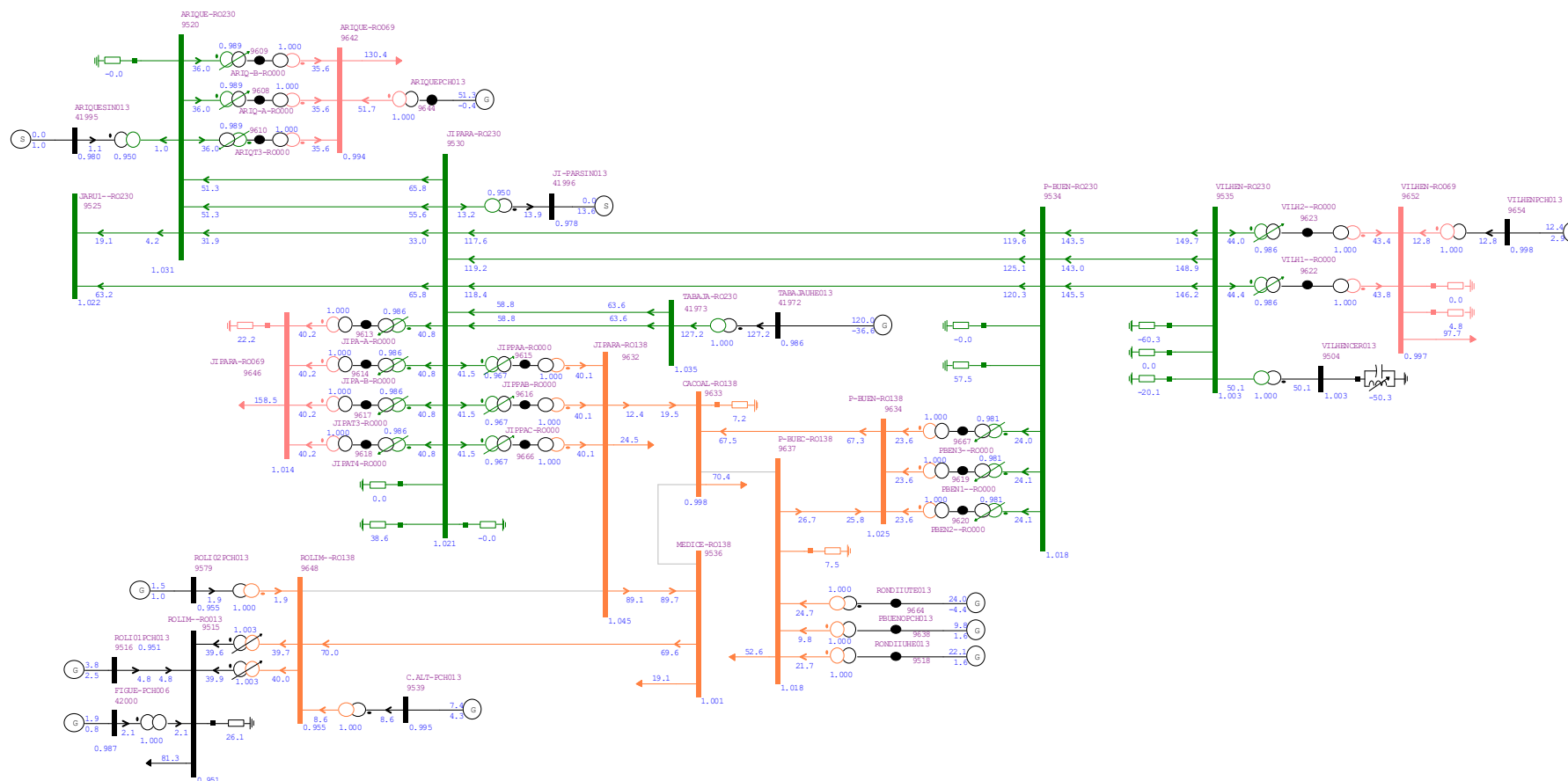


Figura 14-28 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Caso Base

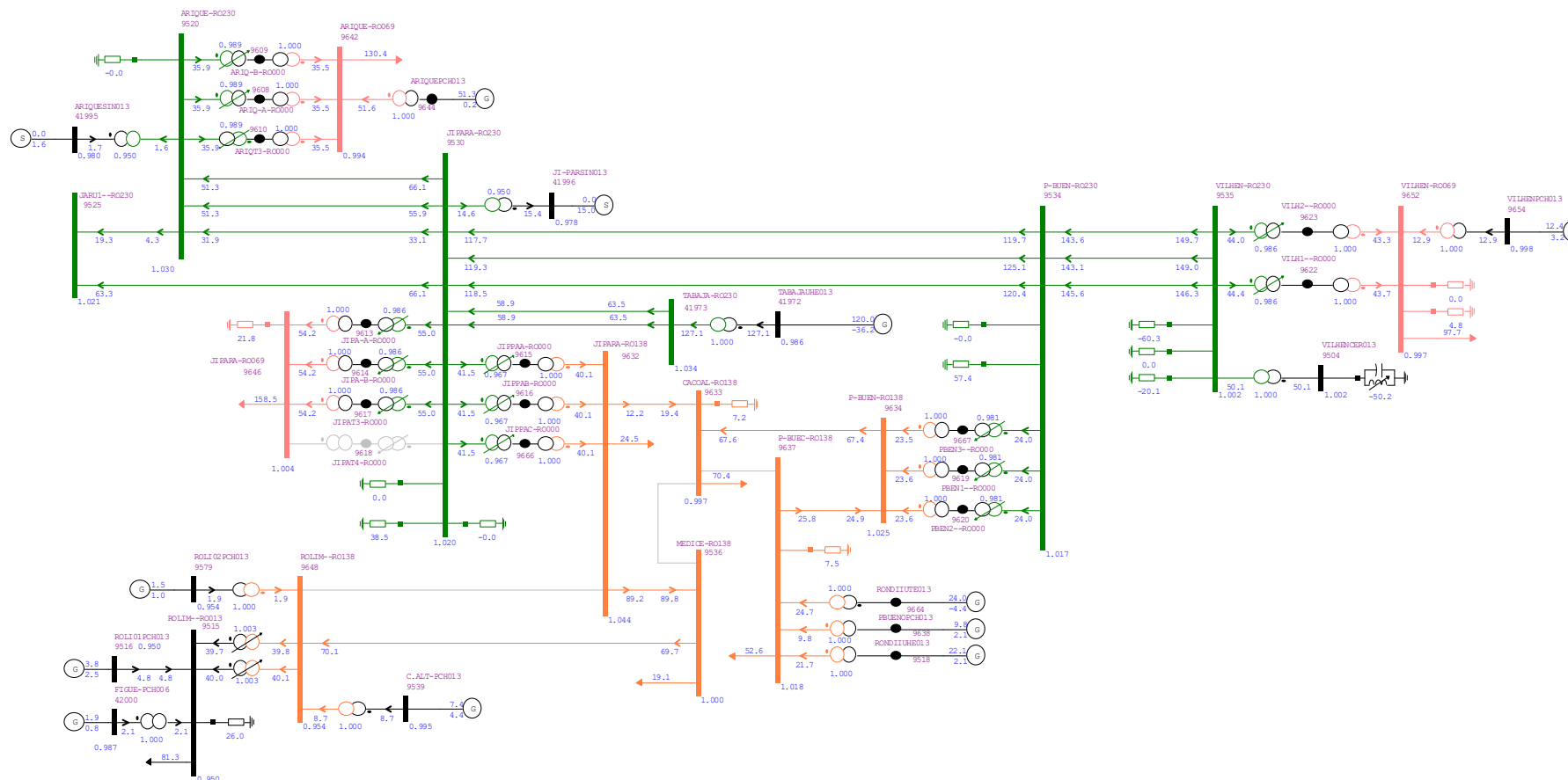


Figura 14-29 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Perda de um transformador 230/69 kV em Ji-Paraná

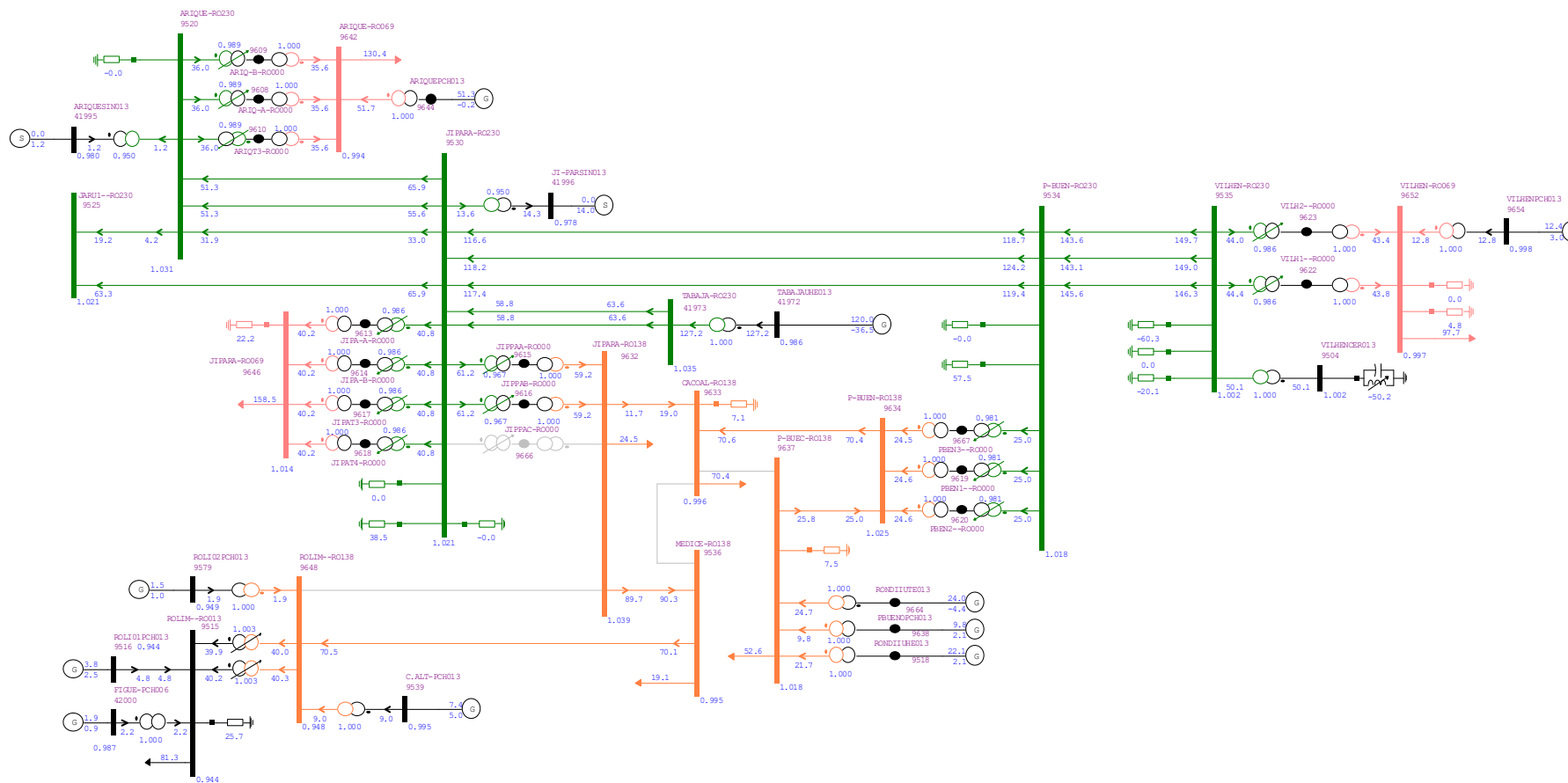


Figura 14-30 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Perda de um transformador 230/138 kV em Ji-Paraná

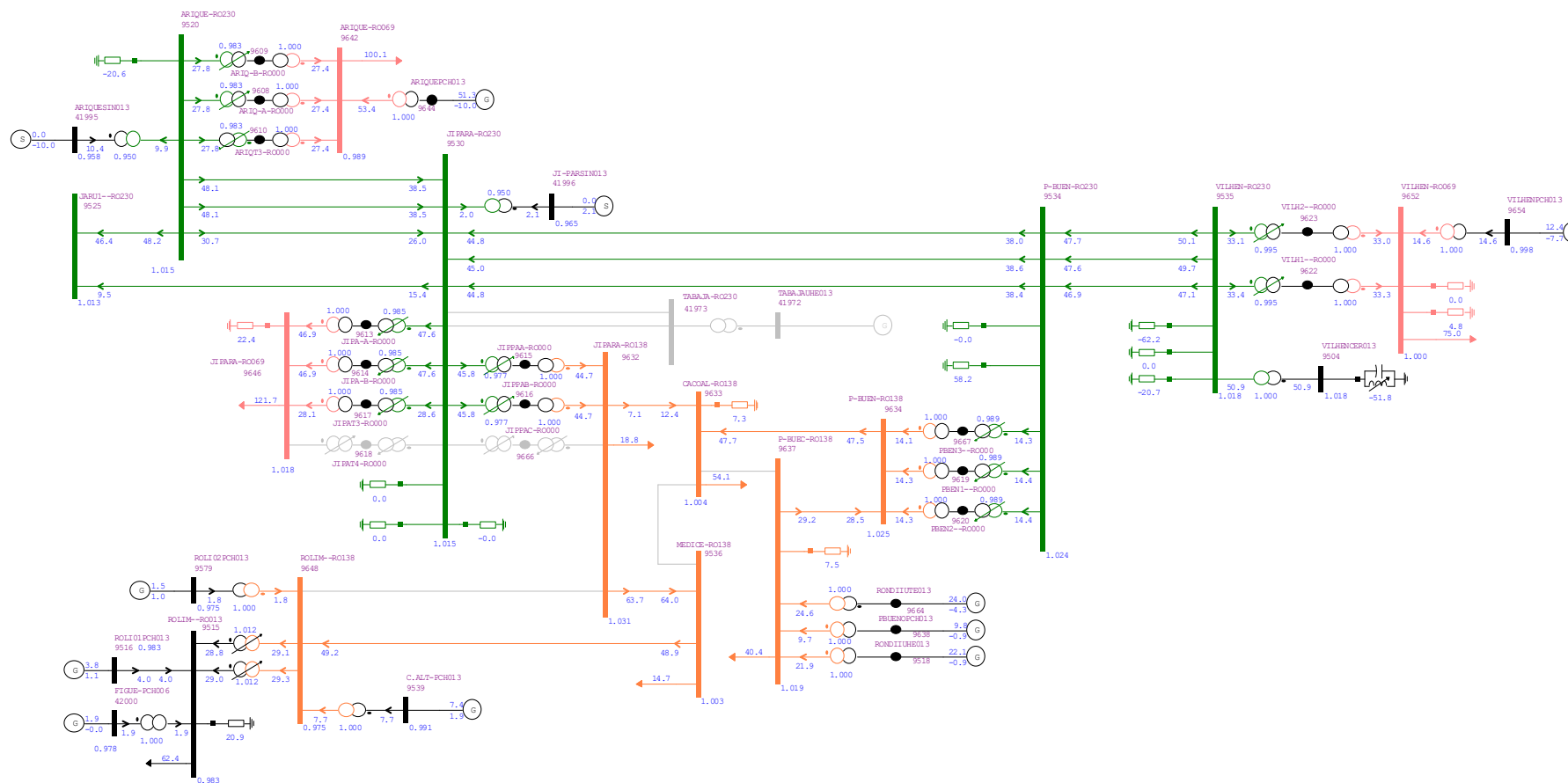


Figura 14-31 - Alternativa #2 – 2025 – CM NS – Caso Base com 2 Transformadores 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná

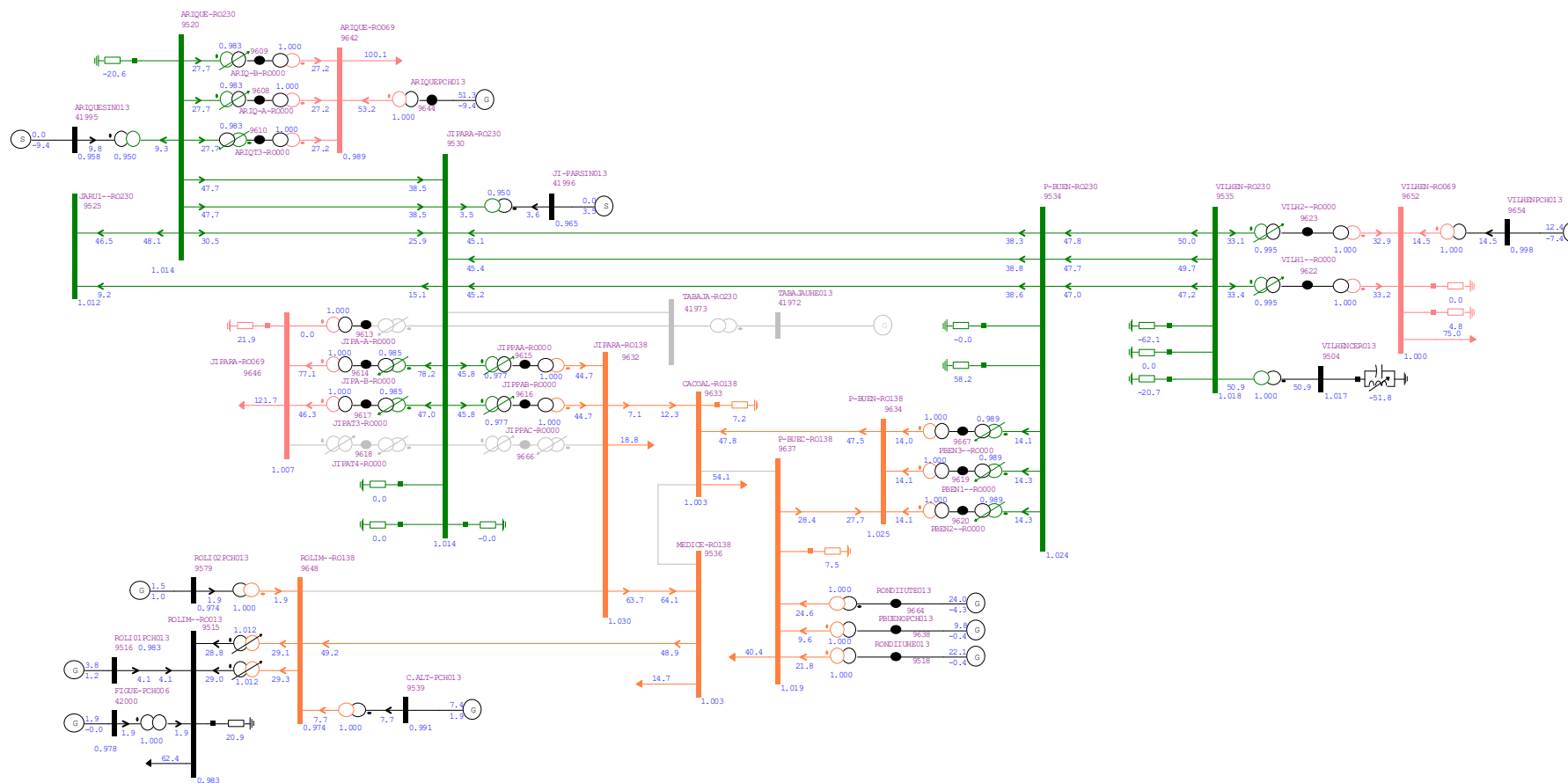


Figura 14-32 - Alternativa #2 – 2025 – CM NS – Perda de 1Transformador 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná

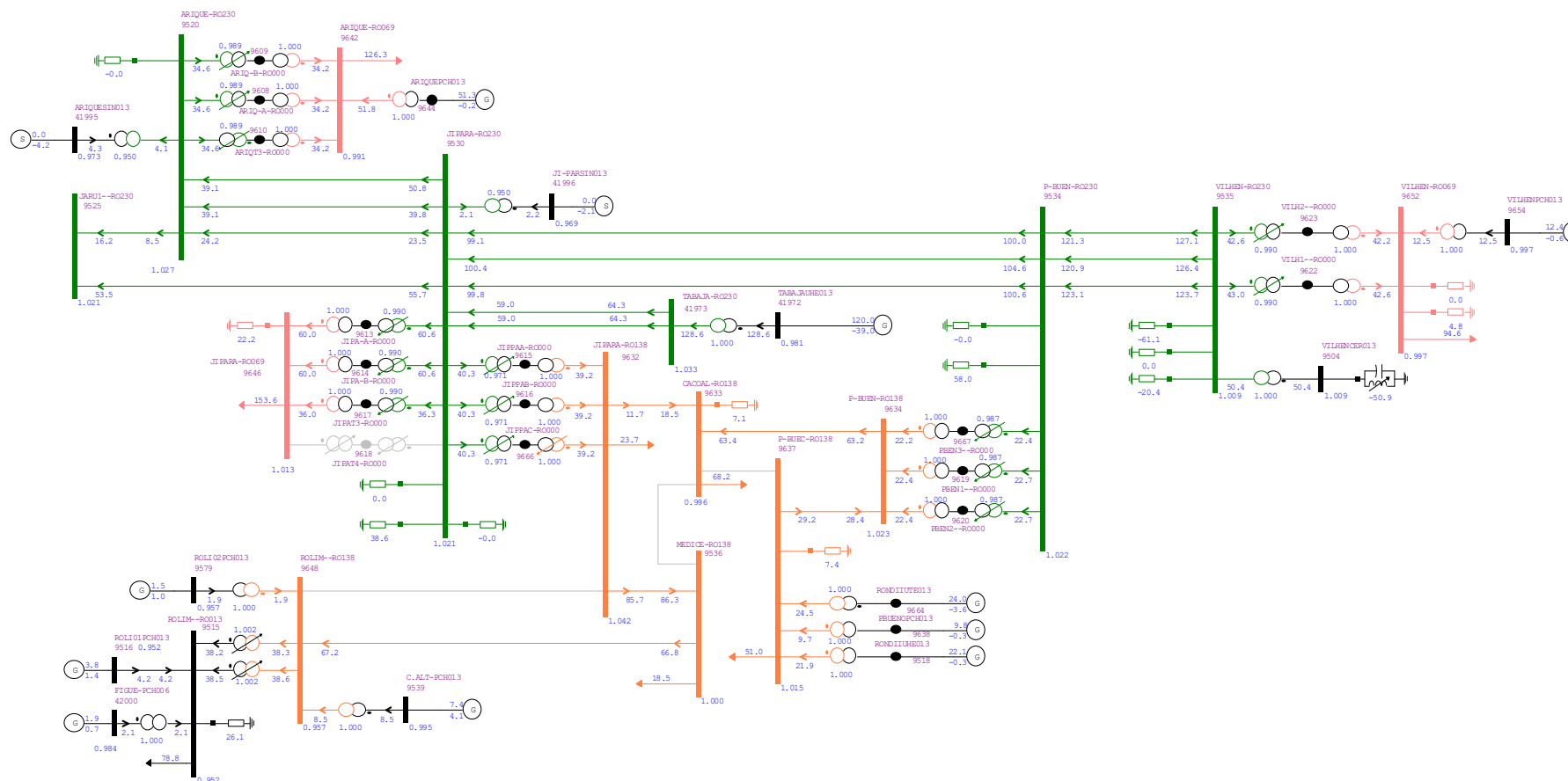


Figura 14-33 - Alternativa #2 – 2032 – CM NS – Caso Base com 2 Transformadores 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná

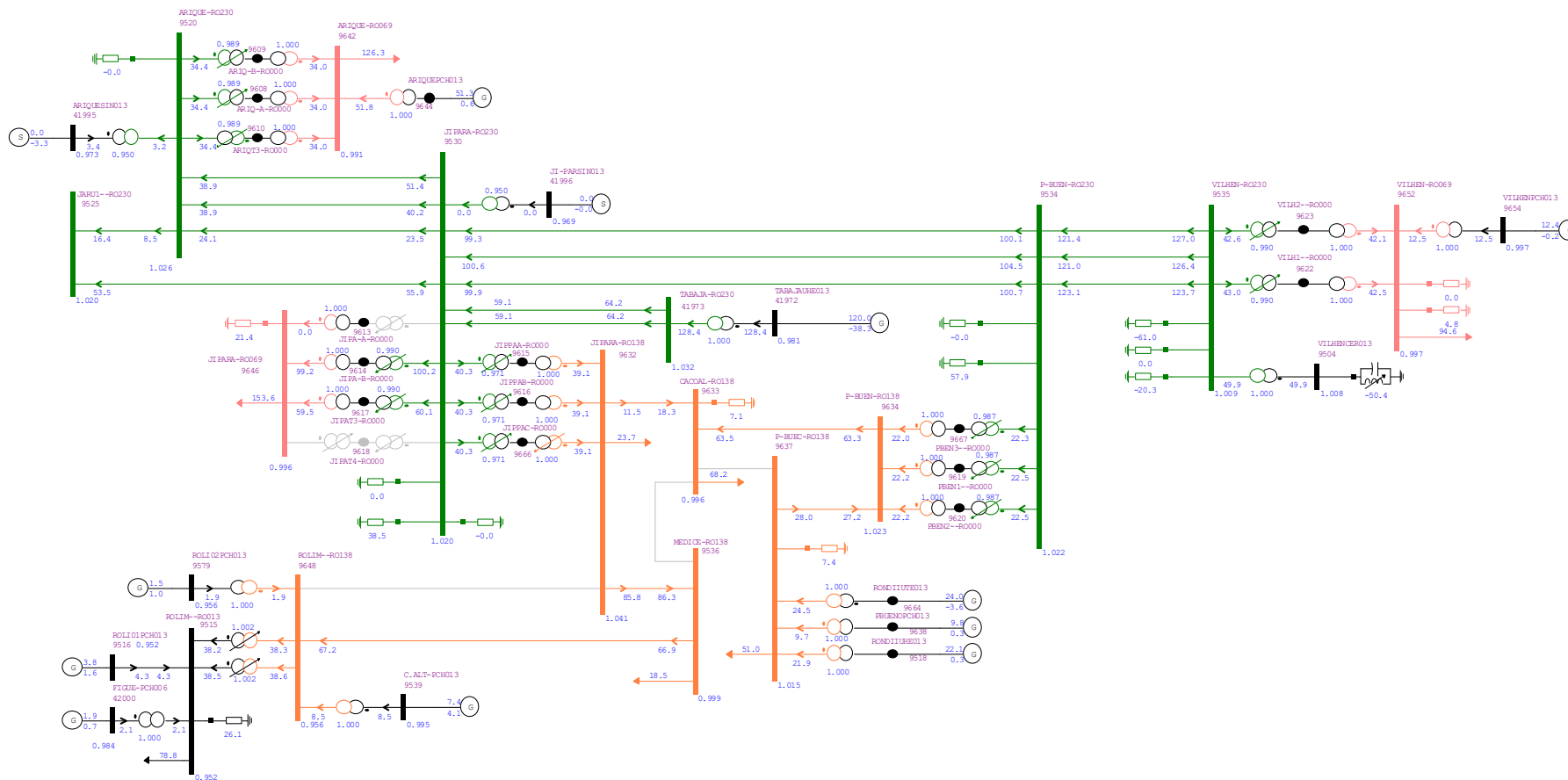


Figura 14-34 - Alternativa #2 – 2032 – CM NS – Perda de 1Transformador 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná

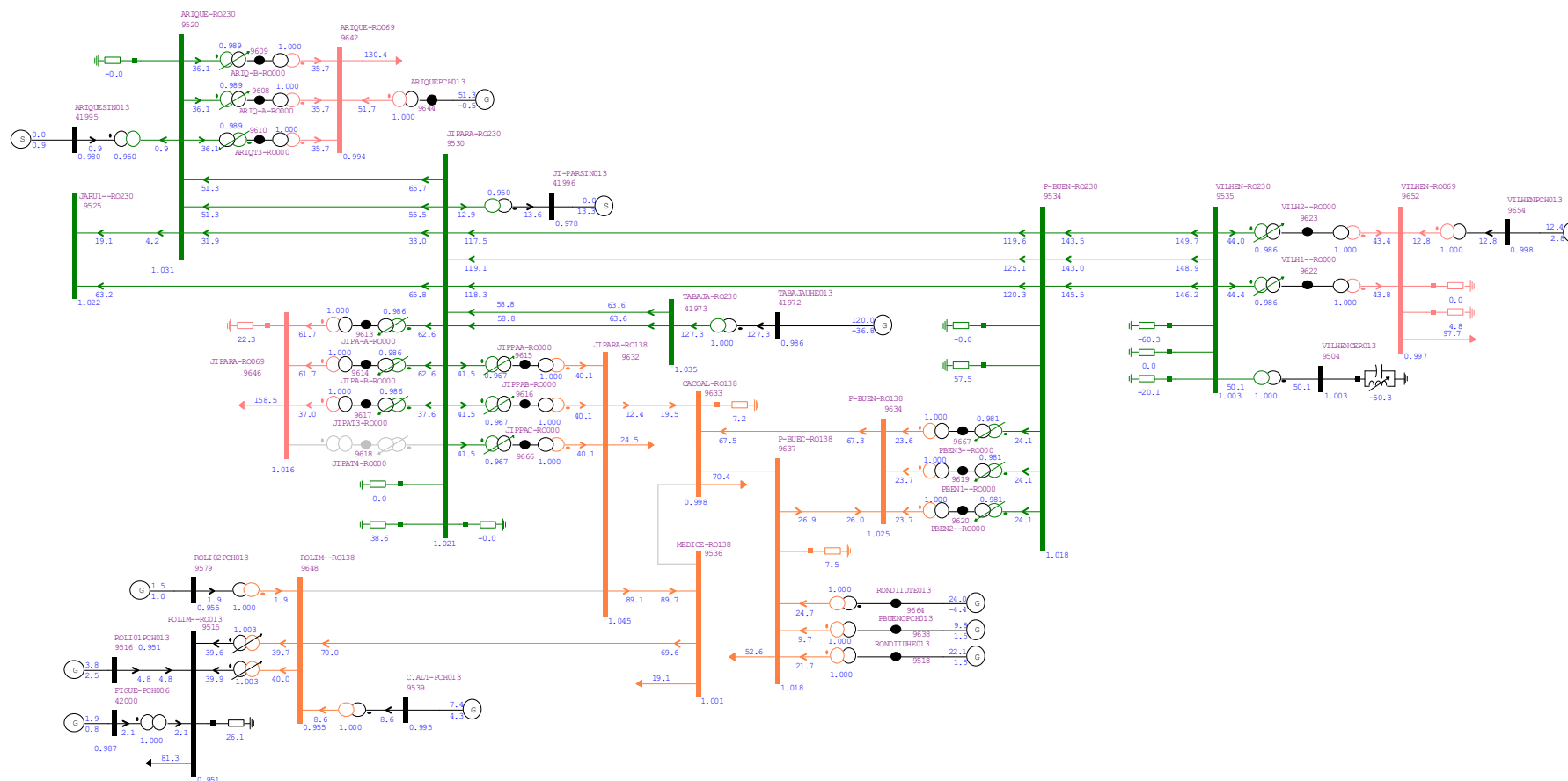


Figura 14-35 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Caso Base com 2 Transformadores 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná

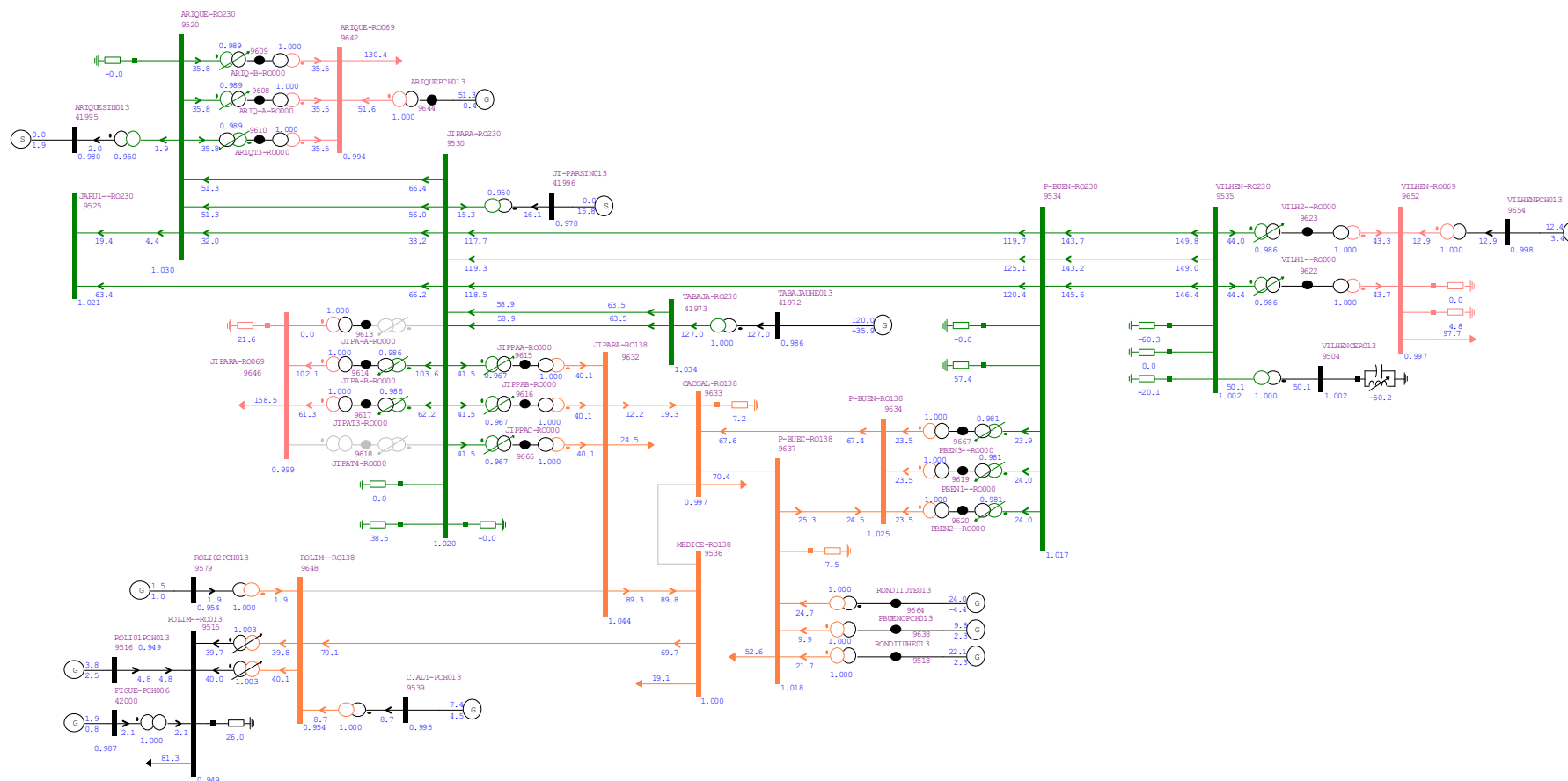


Figura 14-36 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Perda de 1Transformador 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná

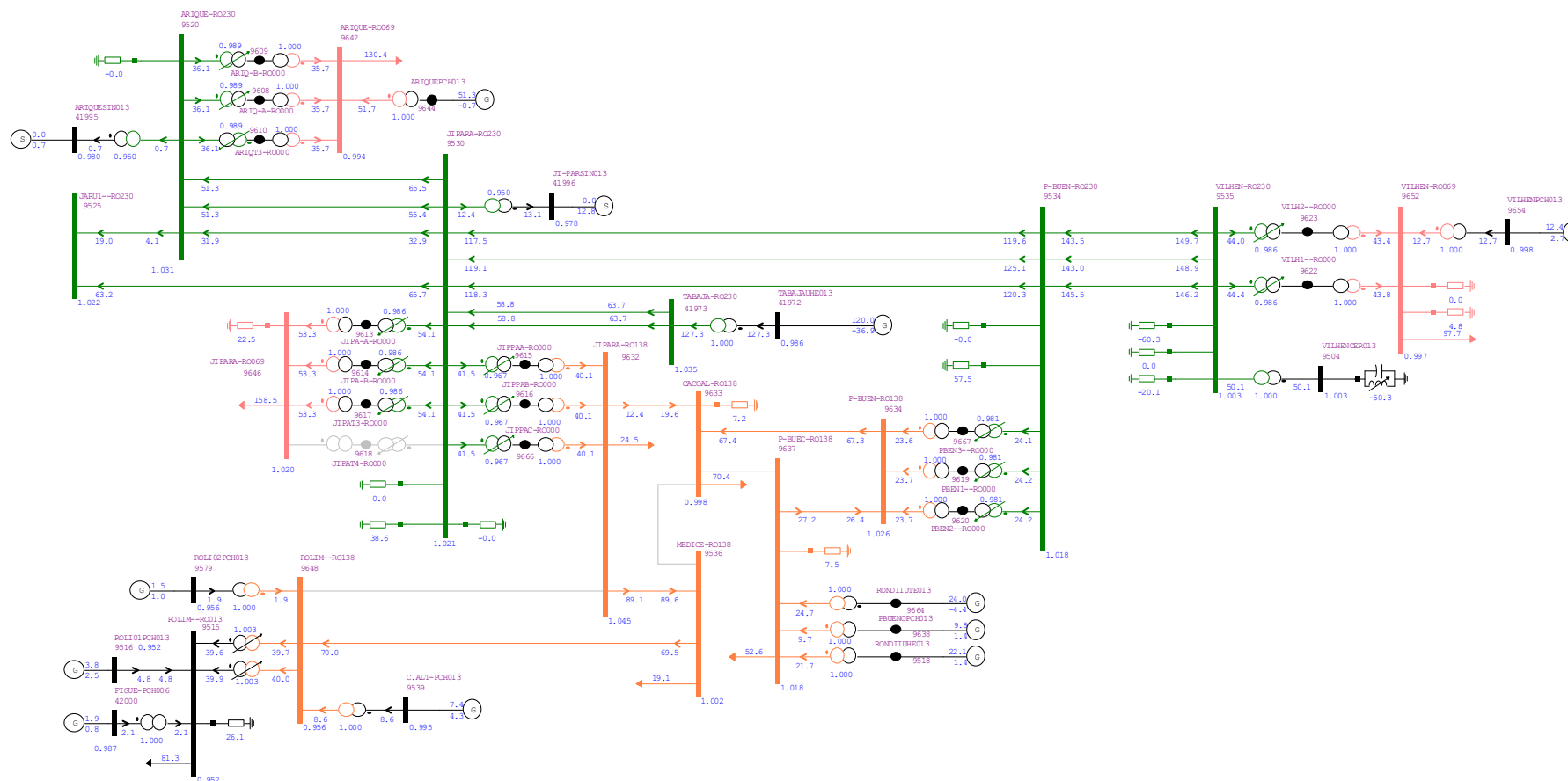


Figura 14-37 - Alternativa #2 – 2033 – CM NS – Caso Base com 3 Transformadores 230/69 kV 100 MVA em Ji-Paraná

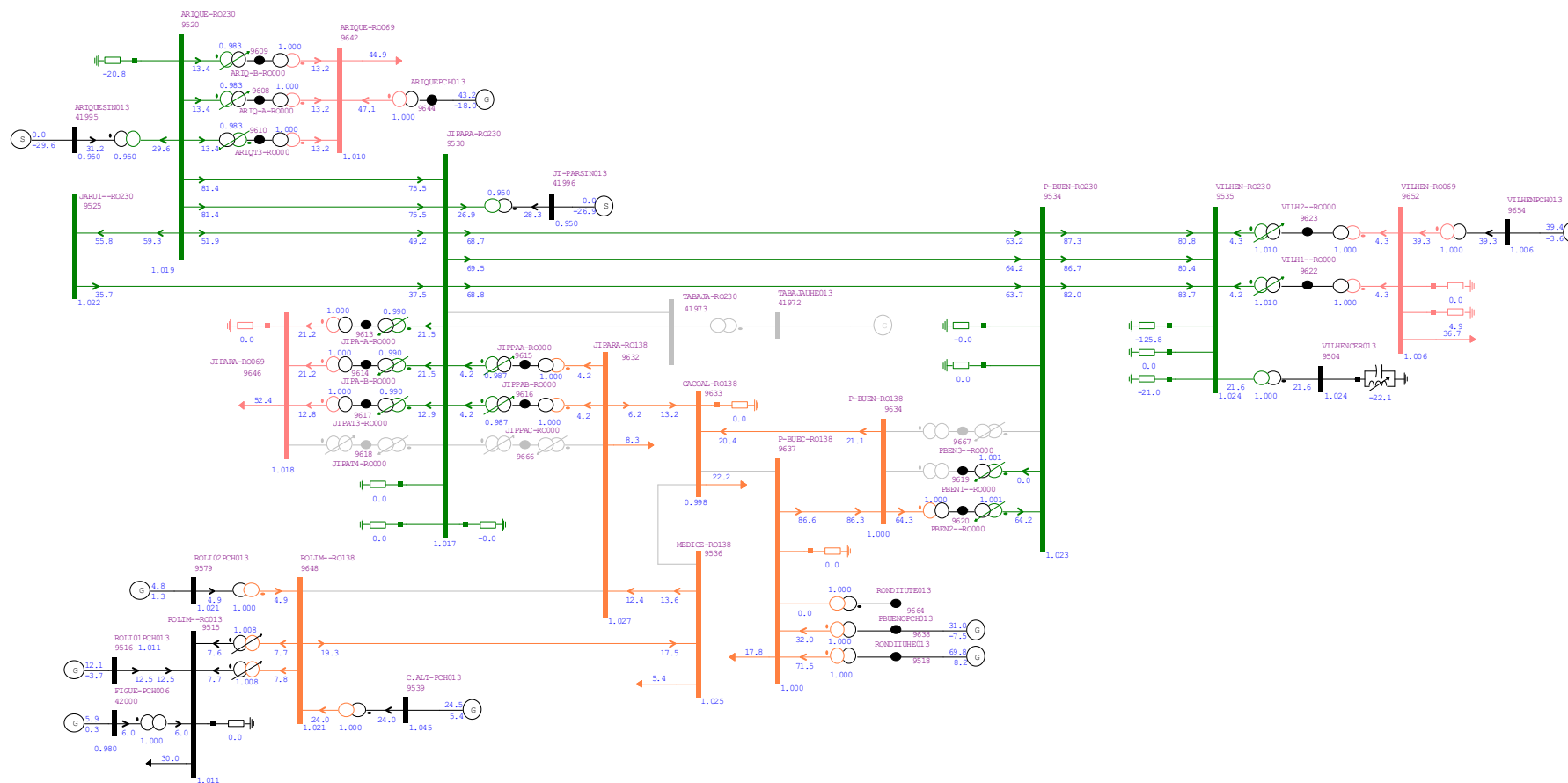


Figura 14-38 - Alternativa #2 – 2025 – CL NU – Caso Base sem Reforço em Pimenta Bueno - Perda de 1 Transformador 230/138 kV

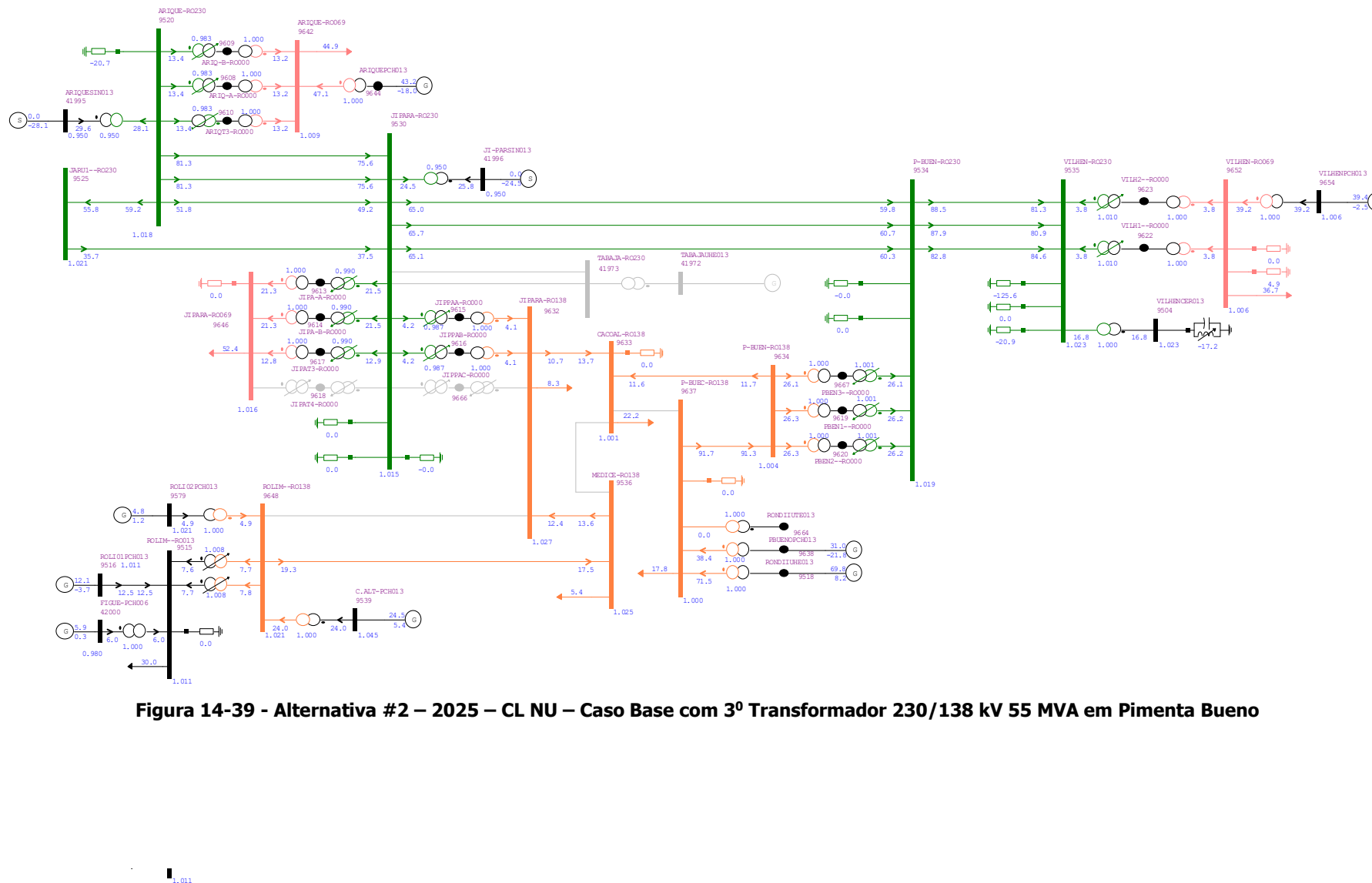


Figura 14-39 - Alternativa #2 – 2025 – CL NU – Caso Base com 3º Transformador 230/138 kV 55 MVA em Pimenta Bueno

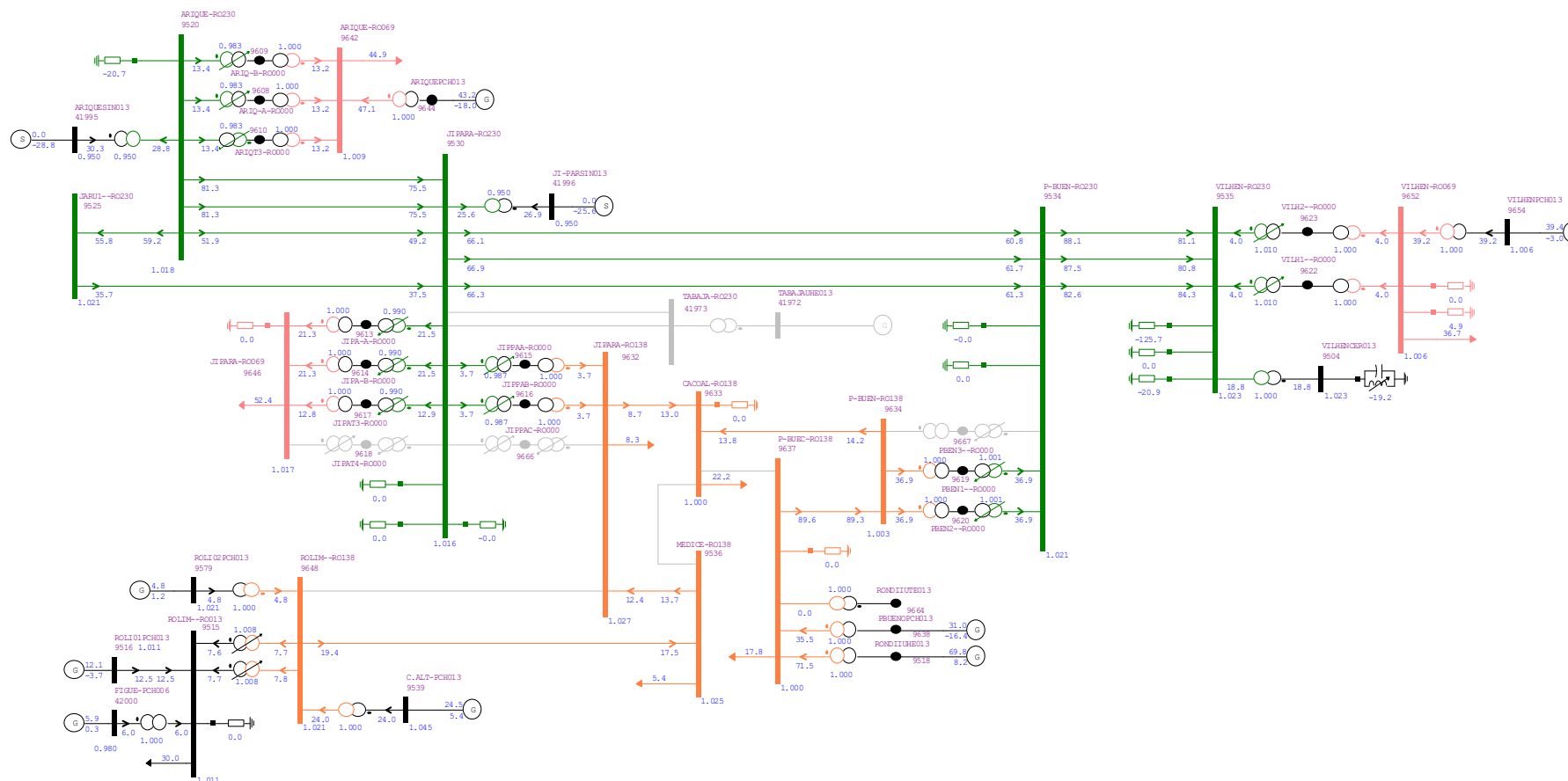


Figura 14-40 - Alternativa #2 – 2025 – CL NU – Com 3º Transformador 230/138 kV 55 MVA em Pimenta Bueno - Perda de 1 Transformador

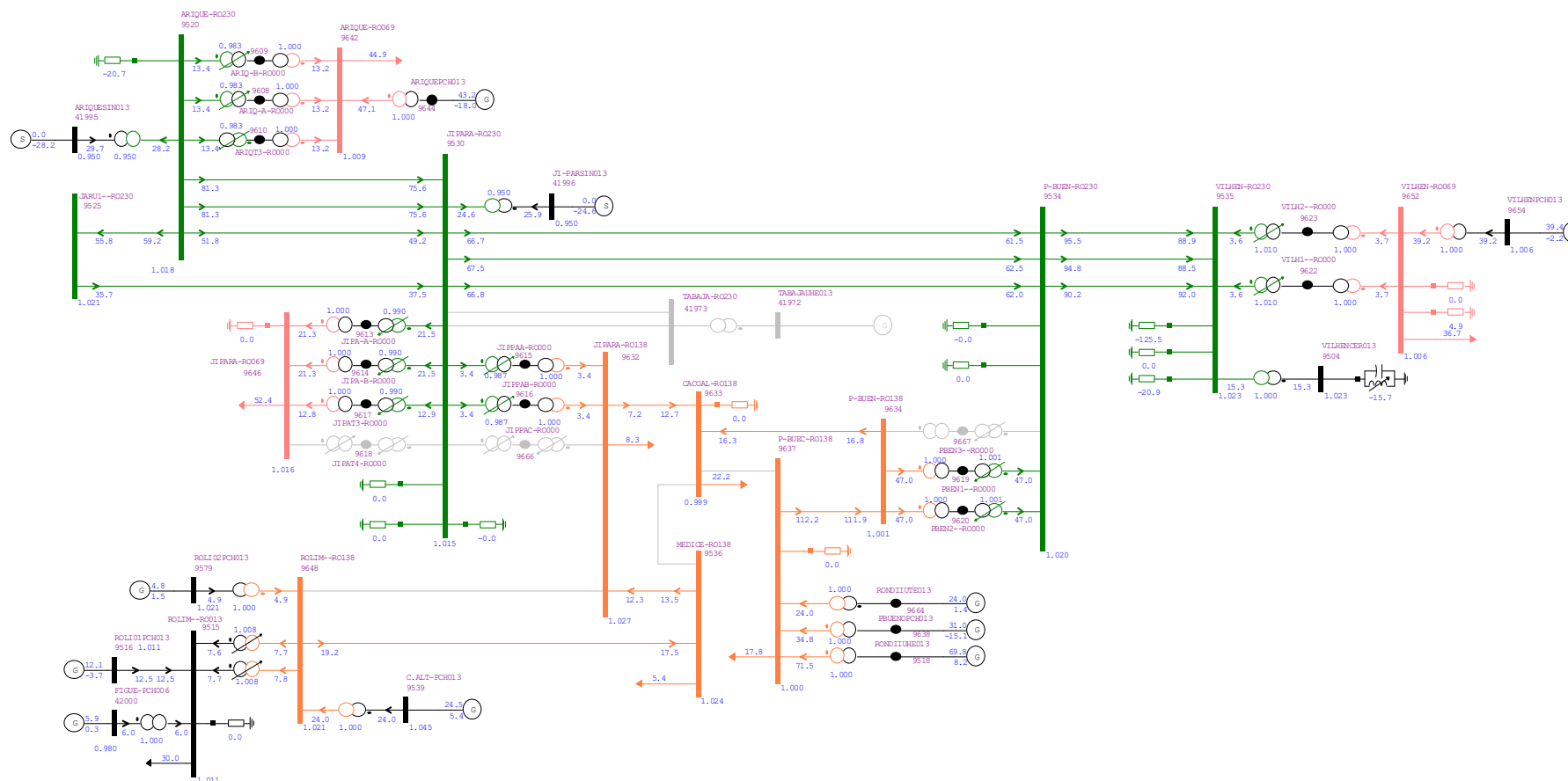


Figura 14-41 - Alternativa #2 – 2025 – CL NU – Com 3º Transformador 230/138 kV 55 MVA em Pimenta Bueno - Perda de 1 Transformador com UTE Rondon II Despachada

15 CONSULTA DE ESPAÇO FÍSICO

Após a etapa de diagnóstico, quando foi detectada a sobrecarga em transformadores 230/69 kV e 230/138 kV das subestações de Ji-Paraná e Pimenta Bueno, a EPE encaminhou à Eletrobras Eletronorte o Ofício n. 0993/2021/DEE EPE, em 24 de junho de 2021, solicitando informações da viabilidade física da instalação do quarto banco de transformadores 230/69 kV, 60 MVA e do terceiro banco 230/138 kV, 100 MVA na subestação Ji-Paraná, bem como a instalação do terceiro banco de transformadores 230/138 kV, 55 MVA na subestação de Pimenta Bueno.

O referido Ofício foi oficialmente respondido pela Eletrobras Eletronorte através da correspondência CE.EET.0027.2021, de 23 de julho de 2021, sendo ambos os Ofícios apresentados a seguir, bem como a resposta ao Formulário de Consulta encaminhado pela EPE.

Rio de Janeiro, 24 de junho de 2021.

Ao Senhor

JADER FERNANDES DE JESUS

Superintendente de Planejamento

Eletrobras Eletronorte

SCN Quadra 6, Conjunto A - Bloco B e C

70718-900 – Brasília – DF

Assunto: **Consulta sobre Viabilidade de Expansão das Subestações Ji-Paraná e Pimenta Bueno**

Senhor Superintendente,

1. A EPE está desenvolvendo estudo de expansão da transmissão de energia elétrica com o intuito de propor soluções para o atendimento à região denominada Rondônia Leste, basicamente suprida pelas subestações de Ji-Paraná 230/138/69 kV e Pimenta Bueno 230/138 kV, sob concessão desta empresa, onde já no curto prazo foram detectados problemas de sobrecarga na contingência de um dos transformadores 230/138 kV nas duas subestações e 230/69 kV em Ji-Paraná.
2. As soluções que estão sendo analisadas no estudo contemplam a instalação do quarto banco de transformadores 230/69 kV, 60 MVA, e do terceiro banco 230/138 kV, 100 MVA na subestação Ji-Paraná, bem como a instalação do terceiro banco de transformadores 230/138 kV, 55 MVA na subestação de Pimenta Bueno.
3. Em decorrência, encaminhamos em anexo o formulário que trata da viabilidade de implantação desse reforço.
4. O formulário solicita o levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos da Eletrobras Eletronorte quanto à viabilidade de instalação dos transformadores mencionados no item 2, com suas respectivas conexões.
5. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

Ofício n. 0993/2021/DEE/EPE

48002.001532/2021-11

6. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 30 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,

JOSE MARCOS

BRESSANE:60963255800

Assinado de forma digital por JOSE
MARCOS BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.06.24 12:17:31 -03'00'

JOSÉ MARCOS BRESSANE

Superintendente de Transmissão de Energia
Empresa de Pesquisa Energética

CE-EET-0027/2021

Brasília, 23/07/2021.
Fl. 1 de 2.

Ao Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia (STE)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Praça Pio X, n. 54, 5º andar - Centro
20091-040 – Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre Viabilidade de Expansão das Subestações Ji-Paraná e Pimenta Bueno.

Referência: [1]. Ofício n. 0993/2021/DEE/EPE.

Prezado Senhor,

1. Após a análise das expansões indicadas no Ofício n. 0993/2021/DEE/EPE, localizadas nas subestações de Ji-Paraná e Pimenta Bueno, a Eletronorte, por meio dos departamentos de engenharia e de operação, fez o levantamento das informações solicitadas a fim de subsidiar os estudos de planejamento conduzidos pela EPE.
2. Deste modo, na SE Pimenta Bueno 230/138 kV, não se vislumbrou restrições para a expansão da terceira unidade de transformação AT3 230/138 kV de 55 MVA. Contudo, haverá a necessidade de adequação do barramento de 138 kV de Barra Simples (BS) para Barra Principal e Transferência (BPT) a fim de atender aos Procedimentos de Rede do ONS. A planta da subestação e o diagrama unifilar, que seguem anexados a esta carta (Anexos I e II), demonstram a viabilidade física bem como a necessidade de adequação deste barramento de 138 kV, pertencente à distribuidora local, Energisa.
3. Para a expansão do AT3 230/138 kV de 100 MVA da SE Ji-Paraná, embora seja factível sua implantação, haverá a necessidade de remanejamento da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C1 do vão F para o vão G. O custo preliminar deste remanejamento será de R\$ 6.907.441,39, o qual contempla custo de obras de subestação (instalação de uma nova entrada de linha de 230 kV) bem como o custo de linha de transmissão (remanejamento do trecho de linha existente). Esta proposta reduzirá de forma significativa o tempo de desligamento desta LT, pois não haverá o desligamento associado à transferência dos equipamentos do vão da entrada de linha existente para o vão G. Os documentos dos anexos III e IV demonstram as adequações necessárias para viabilizar a expansão deste AT3.

CE-EET-0027/2021

Brasília, 23/07/2021.
Fl. 2 de 2.

4. Já para a expansão do TR4 de 230/69 kV de 60 MVA da SE Ji-Paraná, a Eletronorte entende ser infactível tal ampliação. Entretanto, a recomendação da empresa é de substituir-se as duas unidades de transformação TR1 e TR2 230/69 kV de 60 MVA por unidades de 100 MVA. Estas unidades existentes encontram-se próximas de seus respectivos finais de vida útil, em 2029. Já os equipamentos existentes associados às suas conexões de 230 kV e 69 kV possuem final de vida útil entre 2018 e 2048 conforme Anexo V.
5. Outra recomendação da Eletronorte é que estas unidades de transformação de 60 MVA e suas respectivas conexões sejam remanejadas para a SE Nova Mutum Jaci-Paraná, a qual possui uma unidade de transformação de 230/69 kV de 30 MVA em operação. Caso esta alternativa seja recomendada pela EPE, haverá a necessidade de ampliação do barramento principal de 69 kV da SE Ji-Paraná com a alocação de um segundo cabo condutor 795 MCM TERN a fim de que não haja restrição de operação neste barramento. O custo estimado deste reforço do barramento principal seria de R\$ 198.961,23.
6. Além disso, segue anexada a esta carta (Anexo VI) o "*Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações*", disponibilizado pela EPE junto com o Ofício da Referência [1], preenchido com as informações solicitadas.
7. Estamos à disposição para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

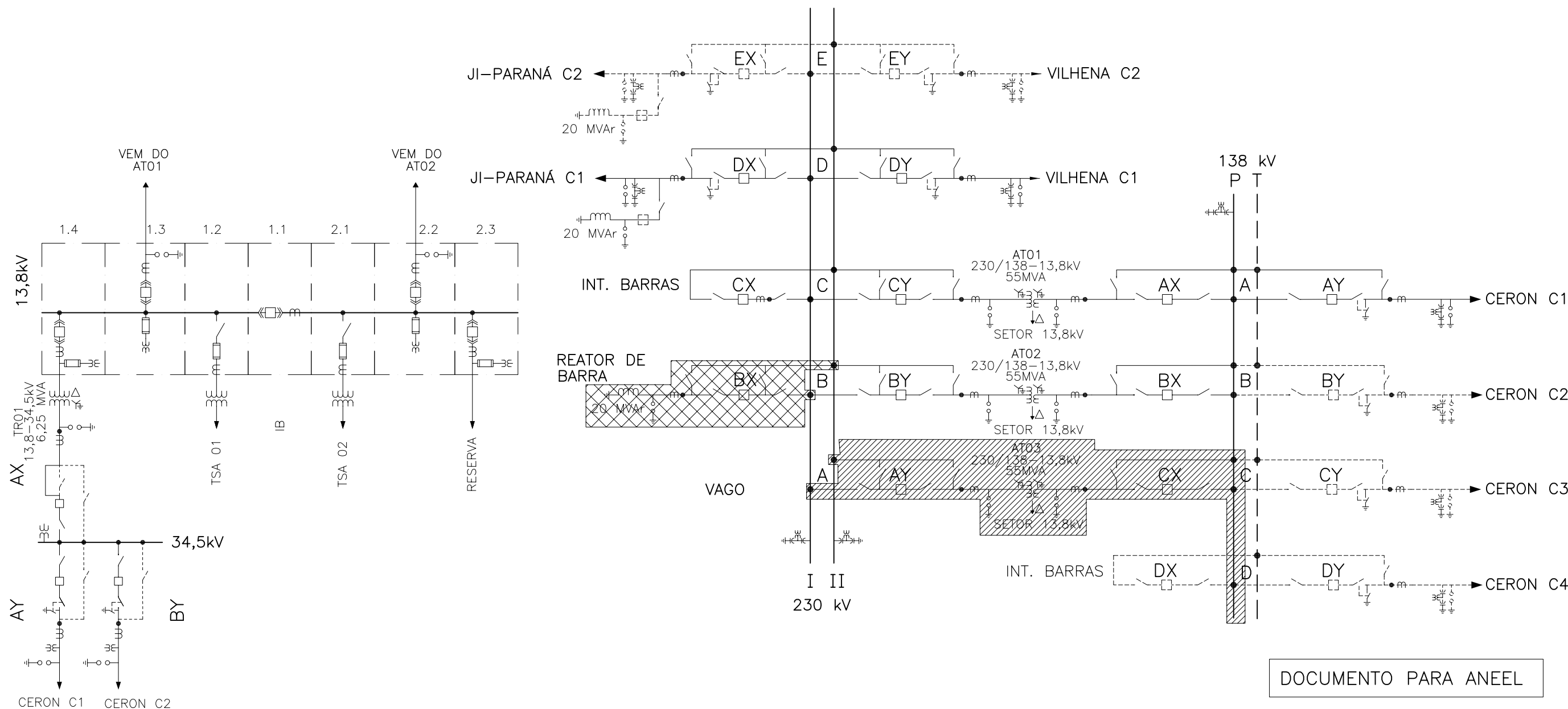
Marcos César de Araújo
Superintendência de Engenharia da Transmissão - EET

Anexo:

- Anexo I - SAM-982-02001-PB-R04.
- Anexo II - SAM-982-56000-PB-R04.
- Anexo III - SAM-970-02001-18-R02.
- Anexo IV - SAM-970-56000-18-R03.
- Anexo V - Vida útil equipamento vãos de 230 kV e 69 kV TR1 e TR2 230/69 kV de 60 MVA.
- Anexo VI - Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações.

C.c.: EETE; EETP; EETS; EETT; OMSC

EET / PAFB-RLMP / mca



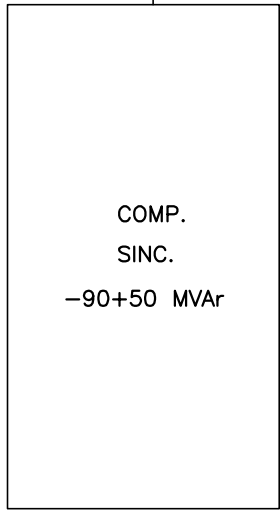
03							  CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL SA SUPERINTENDÊNCIA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO – E E T SISTEMA DE TRANSMISSÃO ACRE-RONDONIA	SEM ESCALA		AutoCAD 2000 Plotter 1:1 – Ltscale 4		
02	REVISÃO PARA INCLUIR REATOR DE BARRA							PROJ./VISTO PPMR	E E T S		SUBESTAÇÃO PIMENTA BUENO 230/138/34,5/13,8 kV	N°
	LEME	04.04.06	AFF	AFF	LS	RAD						
01	ETAPAS AT03 E REATOR DE BARRA (FUT. RL CIRC. 2), PARA ATENDER ANEEL											
	LEME	16.02.06	PPMR	AFF	LS	RAD						
REV.	NOME PROJ	DATA	PROJ/VISTO	APROVADO	VISTO	APROVADO						
P R O J E T I S T A						ELETRONORTE						
R E V I S Õ E S						R E F E R Ê N C I A S		SETOR DE 230/138/34,5/13,8 kV		SAM-982-56000-PB		
								DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO		Rev. 02		
										Folha - 1/1		

254	254	0,01
253	253	0,01
242	240	0,40
240	240	0,20
212	210	0,40
210	210	0,20
206	204	0,40
204	204	0,20
162	160	0,40
160	160	0,20
140	140	0,20
132	130	0,40
130	130	0,20
106	104	0,40
104	104	0,20
42	40	0,40
40	40	0,20
36	34	0,40
34	34	0,20
10	7	0,01
9	7	0,03
8	7	0,50
7	7	0,20
6	7	0,80
5	7	0,30
4	7	0,12
3	7	0,55
2	7	0,40
1	7	0,06
NAME	COLOR	
PEN N°	(COLOR)	
PEN	WIDTH	

FORMATO A2 (594x420mm)

REFERÊNCIAS

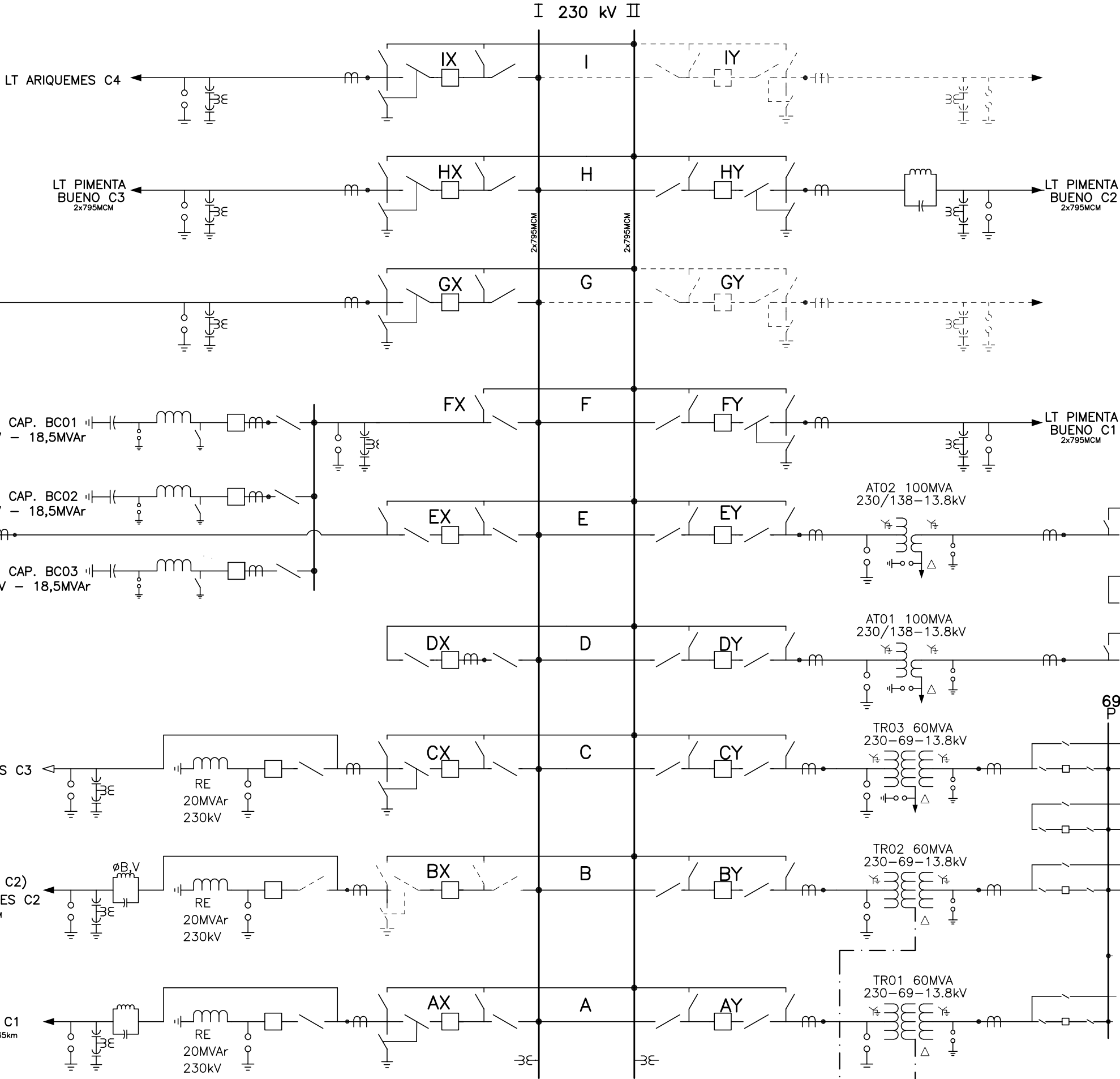
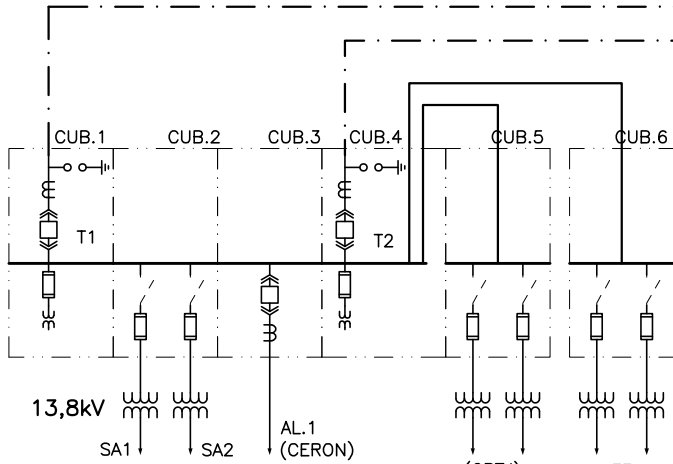
NOTAS



RES. FRIA
RE
20MVar
230kV

BCO CAP. BC01
230kV - 18,5MVar
BCO CAP. BC02
230kV - 18,5MVar
BCO CAP. BC03
230kV - 18,5MVar

LT ARIQUEMES C3
LT ARIQUEMES C2
LT JARU C1



03	PROJETO EXECUTIVO - ATUALIZADO COM INSTALAÇÕES DO LOTE 32					
	ELB-ELN/EETS	IHCC/LS	CMC	02/07/21	IHCC/LS	CMC
02	PROJETO EXECUTIVO					
	ELB-ELN/EETS	IHCC/LS	CMC	11/09/20	IHCC/LS	CMC
01	Projeto Básico para Licitação					
	ELB-ELN/EETS	LS/DALF	CMC	21/06/18	LS/DALF	CMC
REV.	NOME DA PROJ.	PROJETISTA	APROVADO	DATA	VISTO/APROVAÇÃO	ELN

SUPERINTENDÊNCIA DE TRANSMISSÃO - EET
DEPARTAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO
E SUBESTAÇÕES - EETS

SISTEMA DE TRANSMISSÃO ACRE-RONDÔNIA
SUBESTAÇÃO JI-PARANÁ 230/138/69/13,8 kV
ETAPA REATOR RESERVA

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

SETOR DE 230/138/69/13,8 kV

LEGENDA:
- - - - - INSTALAÇÕES FUTURAS
• INDICAÇÃO DA POLARIDADE (P1) DO TC
ETAPA REATOR RESERVA FRIA

DOCUMENTO
APROVADO PARA
CONSTRUÇÃO

FRD: _____ Rev.: _____
DATA: ____/____/____

PROJ./VISTO: LS/DALF

APROVADO: CMC

DATA: 19/02/2018

ESCALA: SEM ESCALA

N° ELETROBRAS ELETORNORTE

SAM-970-56000-18

REVISÃO: 03

FOLHA: 01/01

PLOTTER: 1:1

AGENTE	INSTALAÇÃO	FUNÇÃO	CLASSE	DENOMINAÇÃO DA CLASSE	LOC.INSTALAÇÃO	EQUIPAMENTO	DENOMINAÇÃO DO EQUIPAMENTO	CÓD.OPERACIONAL	DT.ENTRADA SERVIÇO	TEMPO VIDA ÚTIL CONTÁBIL	ANO FINAL VIDA ÚTIL CONTÁ	Total
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	TF06	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-TF601	10013839	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 230/69/13.8 kV	JPTF6-01	01/09/1994	35	2029	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	CS04	SECCIONADORA 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-SD401	10188802	SECCIONADORA 69 kV	JPSD4-01	01/10/1998	30	2028	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	CS04	SECCIONADORA 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-SD402	10188808	SECCIONADORA 69 kV	JPSD4-02	01/10/1998	30	2028	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	CS04	SECCIONADORA 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-SY401	10188815	SECCIONADORA 69 kV	JPSY4-01	01/10/1998	30	2028	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	CS06	SECCIONADORA 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-SB603	10073005	SECCIONADORA 230 kV	JPSB6-03	01/08/1994	30	2024	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	CS06	SECCIONADORA 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-SB604	10073006	SECCIONADORA 230 kV	JPSB6-04	01/08/1994	30	2032	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	CS06	SECCIONADORA 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-SD602	10013827	SECCIONADORA 230 kV	JPSD6-02	01/09/1994	30	2024	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	CS06	SECCIONADORA 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-SY602	10073007	SECCIONADORA 230 kV	JPSY6-02	01/08/1994	30	2024	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	DJ02	DISJUNTOR 13,8 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-CBL00-DJ221	10013726	DISJUNTOR 13.8 kV	JPDJ2-21	01/09/1994	33	2027	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	DJ04	DISJUNTOR 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-DJ401	10188793	DISJUNTOR 69 kV	JPDJ4-01	01/09/1994	33	2027	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	DJ06	DISJUNTOR 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-DJ603	10013759	DISJUNTOR 230 kV	JPDJ6-03	01/04/1998	33	2027	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	PR04	PÁRA-RAIOS 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-PR401	10013799	PÁRA-RAIO 69 kV	JPPR4FA-JPTF601	01/09/1994	24	2018	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	PR04	PÁRA-RAIOS 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-PR401	10013800	PÁRA-RAIO 69 kV	JPPR4FB-JPTF601	01/09/1994	24	2018	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	PR04	PÁRA-RAIOS 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-PR401	10072947	PÁRA-RAIO 69 kV	JPPR4FV-JPTF601	01/09/1994	24	2018	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	PR06	PÁRA-RAIOS 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-PR601	10013802	PÁRA-RAIOS 230 kV	JPPR6FA-JPTF601	01/09/1994	24	2018	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	PR06	PÁRA-RAIOS 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-PR601	10013803	PÁRA-RAIOS 230 kV	JPPR6FB-JPTF601	01/09/1994	24	2018	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	PR06	PÁRA-RAIOS 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-PR601	10072943	PÁRA-RAIOS 230 kV	JPPR6FV-JPTF601	01/09/1994	24	2018	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	TC04	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-TC401	10169079	TRANSFORMADORES DE CORRENTE 69 kV	JPTC4FA-JPTF601	01/09/1994	30	2024	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	TC04	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-TC401	10169080	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 69 kV	JPTC4FB-JPTF601	01/09/1994	30	2024	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	TC04	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-TC401	10169081	TRANSFORMADORES DE CORRENTE 69 kV	JPTC4FV-JPTF601	01/09/1994	30	2024	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	TC06	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-TC601	10013836	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV FASE A	JPTC6FA-JPTF601	01/09/1994	30	2024	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	TC06	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-TC601	10013837	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV FASE B	JPTC6FB-JPTF601	01/09/1994	30	2024	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-01	TC06	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF601-TC601	10013838	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV FASE V	JPTC6FV-JPTF601	01/09/1994	30	2024	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	TF06	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-TF602	10013858	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 230/69/13.8 kV	JPTF6-02	01/07/1994	35	2029	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	CS04	SECCIONADORA 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-SD407	10188827	SECCIONADORA 69 kV	JPSD4-07	01/11/2015	30	2045	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	CS04	SECCIONADORA 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-SD408	10188864	SECCIONADORA 69 kV	JPSD4-08	01/01/1997	30	2045	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	CS04	SECCIONADORA 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-SY404	10188869	SECCIONADORA 69 kV	JPSY4-04	01/11/2015	30	2045	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	CS06	SECCIONADORA 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-SB607	10073751	SECCIONADORA 230 kV	JPSB6-07	01/01/1997	30	2027	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	CS06	SECCIONADORA 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-SB608	10073752	SECCIONADORA 230 kV	JPSB6-08	01/01/1997	30	2027	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	CS06	SECCIONADORA 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-SD604	10073753	SECCIONADORA 230 kV	JPSD6-04	01/01/1997	30	2027	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	CS06	SECCIONADORA 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-SY604	10073754	SECCIONADORA 230 kV	JPSY6-04	01/01/1997	30	2027	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	DJ02	DISJUNTOR 13,8 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-CBL00-DJ222	10013730	DISJUNTOR DE 13.8 kV	JPDJ2-22	01/09/1994	33	2027	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	DJ04	DISJUNTOR 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-DJ404	10188820	DISJUNTOR 69 kV	JPDJ4-04	01/11/2015	33	2048	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	DJ06	DISJUNTOR 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-DJ606	10071756	DISJUNTOR 230 kV	JPDJ6-06	01/01/1997	33	2030	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	PR04	PÁRA-RAIOS 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-PR401	10028913	PÁRA-RAIO 69kV	JPPR4FA-JPTF6-0	01/01/1997	24	2020	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	PR04	PÁRA-RAIOS 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-PR401	10028914	PÁRA-RAIO 69kV	JPPR4FB-JPTF6-0	01/01/1997	24	2020	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	PR04	PÁRA-RAIOS 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-PR401	10028915	PÁRA-RAIO 69kV	JPPR4FV-JPTF6-0	01/01/1997	24	2020	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	PR06	PÁRA-RAIOS 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-PR601	10029966	PÁRA-RAIO 230 kV	JPPR6FA-JPTF6-02	01/01/1997	24	2021	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	PR06	PÁRA-RAIOS 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-PR601	10029967	PÁRA-RAIO 230 kV	JPPR6FB-JPTF6-02	01/01/1997	24	2021	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	PR06	PÁRA-RAIOS 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-PR601	10029968	PÁRA-RAIO 230 kV	JPPR6FV-JPTF6-02	01/01/1997	24	2021	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	TC04	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-TC401	10190497	TRANSFORMADORES DE CORRENTE 69 kV	JPTC4FA-JPTF602	01/11/2015	30	2045	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	TC04	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-TC401	10190498	TRANSFORMADORES DE CORRENTE 69 kV	JPTC4FB-JPTF602	01/11/2015	30	2045	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	TC04	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 69 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-TC401	10190499	TRANSFORMADORES DE CORRENTE 69 kV	JPTC4FV-JPTF602	01/11/2015	30	2045	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	TC06	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-TC601	10085280	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV	JPTC6FA-JPTF602	01/01/1997	30	2027	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	TC06	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-TC601	10085281	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV	JPTC6FB-JPTF602	01/01/1997	30	2027	1
Eletronorte	SE Ji-Paraná	JPTF6-02	TC06	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV	RO-CPPV-JP-SEJP-TF602-TC601	10085282	TRANSFORMADOR DE CORRENTE 230 kV	JPTC6FV-JPTF602	01/01/1997	30	2027	1
Total Geral												48

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Leste de Rondônia

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Pimenta Bueno 230/138 kV

Concessionária Proprietária: Eletrobras Eletronorte

1. Módulos de Manobra

 CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT

 CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

 Autotransformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 55 Tensão Prim/Sec. (kV): 230/138 kV Fase: Trifásico

Subestação: Ji-Paraná 230/138 kV

Concessionária Proprietária: Eletrobras Eletronorte

1. Módulos de Manobra

 CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT

 CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

 Autotransformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 100 Tensão Prim/Sec. (kV): 230/138 kV Fase: Trifásico

Subestação: Ji-Paraná 230/69 kV

Concessionária Proprietária: Eletrobras Eletronorte

1. Módulos de Manobra

 CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 69 Arranjo: BPT

 CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4

2. Módulos de Equipamentos

 Transformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 100 Tensão Prim/Sec. (kV): 230/138 kV Fase: Trifásico

3. Planta das Subestações

A planta das subestações com os detalhes da expansão proposta encontra-se na Figura 1 anexa.

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/06/2021

Revisão:

Página: 2 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

SE Pimenta Bueno 230/138 kV

1. Módulos de Manobra

☒ CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4CH

☒ CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT

2. Módulos de Equipamentos

☒ Autotransformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 55 Tensão Prim/Sec. (kV): 230/138 kV Fase: Trifásico

3. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: Adequação do barramento de 69 kV de Barra Simples para Barra Principal e Transferência: duas seccionadoras para as CT's existentes, vão de Interligação de Barras e barramento de transferência.

☐ Não _____

SE Ji-Paraná 230/138 kV

1. Módulos de Manobra

☒ CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4CH

☒ CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT

2. Módulos de Equipamentos

☒ Autotransformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 100 Tensão Prim/Sec. (kV): 230/138 kV Fase: Trifásico

3. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____

☒ Não _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/06/2021

Revisão:

Página: 2 - 5

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

SE Ji-Paraná 230/69 kV

1. Módulos de Manobra

☐ CT Quantidade: _____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____

☒ CT Quantidade: 1 Tensão (kV): 69 Arranjo: BPT

2. Módulos de Equipamentos

☐ Autotransformadores Quantidade: 1 Potência (MVA): 60 Tensão Prim/Sec. (kV): 230/69 kV Fase: Trifásico

3. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

☒ Sim Equipamentos Necessários: Caso seja indicada a ampliação sugerida pela Eletronorte, apresentada no item 6 deste formulário, haverá a necessidade da instalação do segundo cabo condutor 795 MCM TERN no barramento principal de 69 kV

☐ Não _____



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 24/06/2021

Revisão:

Página: 2 - 5

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

6. Observações da Eletrobras Eletronorte

SE Pimenta Bueno: embora seja factível a instalação do AT3 230/138 kV de 55 MVA, há a necessidade da adequação do barramento de 138 kV de Barra Simples para Barra Principal e Transferência conforme preconizado nos Procedimentos de Rede. Vide planta e diagrama unifilar da SE Pimenta Bueno que seguem anexados a esta carta (Anexos I e II).

SE Ji-Paraná 230/138 kV: para viabilizar a expansão indicada, AT3 230/138 kV de 100 MVA, há a necessidade de transferência da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C1, do vão F para o vão G conforme apresentado na planta e no diagrama unifilar da SE Ji-Paraná que seguem anexadas a esta carta (Anexos III e IV). O custo estimado deste remanejamento desta LT será de R\$ 6.907.441,39 e deve ser incorporado ao custo do AT3 de 100 MVA e de suas conexões.

SE Ji-Paraná 230/69 kV: a expansão da quarta unidade de transformação indicada, TR4 230/69 kV de 60 MVA, não é factível devido a indisponibilidade de vão de 230 kV neste pátio de transformação. Contudo, a recomendação da Eletronorte é que sejam substituídas as duas unidades de transformação existentes de 230/69 kV de 60 MVA (TR1 e TR2), cujos finais de vida útil estão previstos para 2029, por unidades de 100 MVA. Neste caso haverá a necessidade da substituição de uma unidade de cada vez.

24 de junho de 2021
Data da Solicitação

23 de julho de 2021
Data da Entrega do Formulário

JOSE MARCOS
BRESSANE:60963255800

Assinado de forma digital por JOSE
MARCOS BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.06.24 12:15:28 -03'00'

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Marcos César de Araújo
Cargo: Superintendente de Engenharia de Transmissão - EET

ANEXO → DIAGRAMAS UNIFILARES SIMPLIFICADOS DAS SUBESTAÇÕES PIMENTA BUENO E JI-PARANÁ

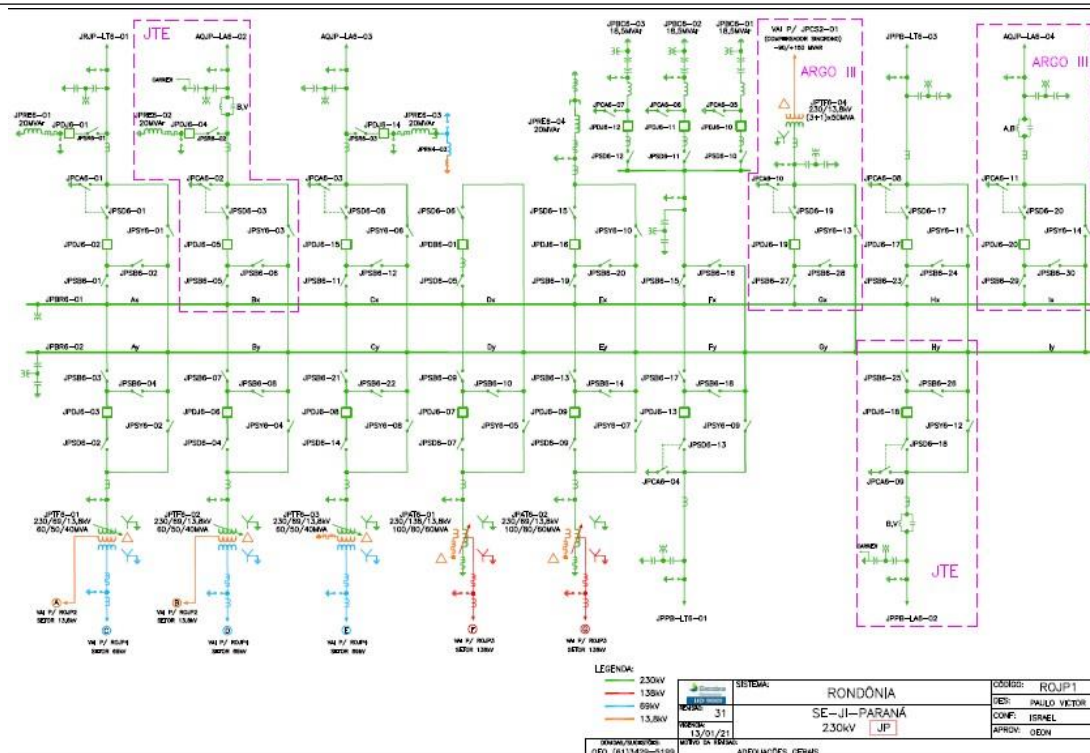


Figura 1

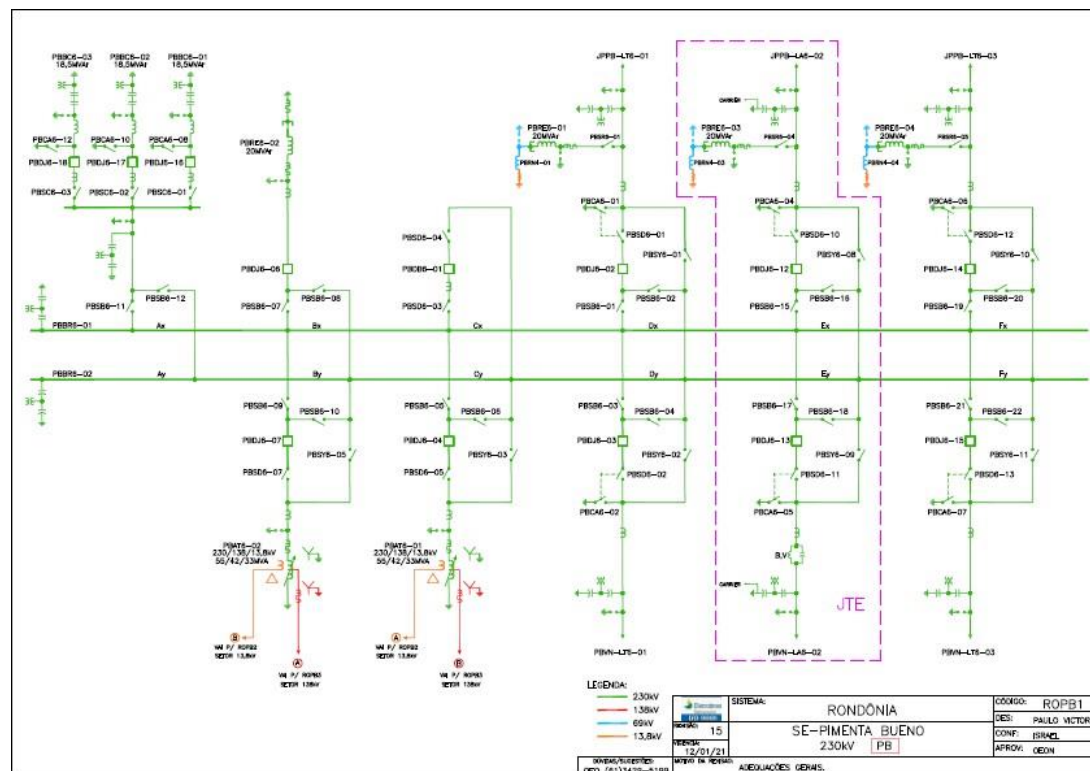


Figura 2