



ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS

Atendimento à Região de Itaipu – Estado do Rio de Janeiro

Abril de 2020



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretário-Executivo do MME
Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica
Rodrigo Limp Nascimento

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
Renata Beckert Isfer

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

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*Atendimento à Região de Itaipu –
Estado do Rio de Janeiro*



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
José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa (interino)
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva
José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Maxwell Cury Júnior (Coordenação Técnica)
João Maurício Caruso
Lucas Simões de Oliveira

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

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

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

Nº EPE-DEE-RE-030/2020-rev0
Data: 15/04/2020

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

 		<i>Contrato</i>	<i>Data de assinatura</i>
<i>Projeto</i>			
ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO			
<i>Área de estudo</i>			
Estudos do Sistema de Transmissão			
<i>Sub-área de estudo</i>			
Análise Técnico-econômica			
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i>			
EPE-DEE-RE-030/2020-rev0		Atendimento à Região de Itálva – Estado do Rio de Janeiro	
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>	
rev0	15/04/2020	Emissão original	

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

APRESENTAÇÃO

Esta Nota Técnica apresenta de forma detalhada o estudo elétrico para a recomendação de reforços estruturais para o atendimento à região de Italva, na região Norte do estado do Rio de Janeiro, a qual é suprida pela Enel Distribuição RJ, e contempla avaliações técnicas e econômicas, comparando alternativas de expansão que contemplam tanto novas instalações de Rede Básica como reforços no sistema de Distribuição existente.

O estudo é uma revisão da Nota Técnica EPE-DEE-NT-001/2018-rev0 “Estudo de Alternativas de Reforço ao Atendimento à Região de Italva – RJ”, tendo em vista que a linha de Distribuição em circuito duplo Italva – Cambuci 138 kV não está mais incluída no Programa de Obras da Enel-RJ, o que havia sido considerado na referida NT.

Sumário

Apresentação.....	1
Sumário	2
Índice de Figuras.....	5
Índice de Tabelas	8
Lista de Siglas e Abreviaturas	9
1 Introdução	10
1.1 Considerações Iniciais.....	10
1.2 Objetivos Gerais	14
2 Conclusões	15
3 Recomendações	17
4 Critérios e Premissas	20
4.1 Parâmetros Econômicos	20
4.2 Perdas Elétricas.....	20
4.3 Topologia e Mercado	21
4.3.1 Topologia	21
4.3.2 Mercado	22
4.3.3 Geração Regional	25
4.4 Limites de Carregamento	25
5 Diagnóstico	26
6 Descrição das Alternativas.....	30
6.1 Alternativas via Região de Campos.....	30
6.1.1 Alternativa Rede Básica Italva	30
6.1.2 Alternativa Rede Básica Italva – Variante	32
6.1.3 Alternativa Distribuição Italva	33
6.1.4 Alternativa Distribuição UTEC	34
6.1.5 Alternativa Distribuição Campos.....	35
6.2 Alternativas via Região de Minas Gerais.....	36
6.2.1 Alternativa Rede Básica Pádua.....	36
6.2.2 Alternativa Rede Básica Caiapó.....	37
6.2.3 Alternativa Distribuição Pádua	38
6.2.4 Alternativa Distribuição Leopoldina	39
7 Análise do Desempenho em Regime Permanente.....	40
7.1 Alternativas via Região de Campos.....	40
7.1.1 Alternativa RB - Italva.....	40

7.1.2	Alternativa RB Italva – Variante	40
7.1.3	Alternativa Distribuição - Italva.....	41
7.1.4	Alternativa Distribuição – UTEC	41
7.1.5	Alternativa Distribuição – Campos.....	41
7.2	Alternativas via Região de Minas Gerais.....	42
7.2.1	Alternativa RB – Pádua	42
7.2.2	Alternativa RB – Caiapó	42
7.2.3	Alternativa Distribuição – Pádua	42
7.2.4	Alternativa Distribuição - Leopoldina	43
7.3	Obras Comuns das Alternativas	43
8	Otimização das linhas de transmissão aéreas.....	45
9	Análise Econômica	46
9.1	Avaliação das Alternativas	46
9.1.1	Alternativas via Região de Campos	46
9.1.2	Alternativas via Região de Minas Gerais.....	48
9.1.3	Comparação Geral das Alternativas.....	50
10	Análises de Sensibilidade.....	54
10.1	Reatância do Transformador 138/69 kV de Pádua	54
10.2	Transformação de Leopoldina.....	61
11	Energização e Rejeição de Carga	71
12	Análise de Curto-Circuito	72
13	Bibliografia	73
14	Equipe Técnica	74
15	Ficha PET.....	75
16	Anexos	76
16.1	Anexo 1 – Resultados de Fluxos de Potência.....	76
16.1.1	Alternativa Rede Básica - Italva	77
16.1.2	Alternativa Rede Básica - Italva Variante	88
16.1.3	Alternativa Rede Básica - Pádua	99
16.1.4	Alternativa Rede Básica - Caiapó	110
16.1.5	Alternativa Distribuição – Italva	121
16.1.6	Alternativa Distribuição – UTEC	132
16.1.7	Alternativa Distribuição - Campos	143
16.1.8	Alternativa Distribuição - Pádua.....	154
16.1.9	Alternativa Distribuição – Leopoldina.....	165
16.2	Anexo 2 – Plano de Obras das Alternativas	176
16.2.1	Alternativa Rede Básica Italva	177

16.2.2	Alternativa Rede Básica Italva – Variante	178
16.2.3	Alternativa Rede Básica – Pádua.....	179
16.2.4	Alternativa Rede Básica - Caiapó	180
16.2.5	Alternativa Distribuição - Italva.....	181
16.2.6	Alternativa Distribuição - UTEC.....	182
16.2.7	Alternativa Distribuição - Campos	183
16.2.8	Alternativa Distribuição - Pádua.....	184
16.2.9	Alternativa Distribuição – Leopoldina 1x336,4 MCM	185
16.2.10	Alternativa Distribuição – Leopoldina 1x636 MCM	186
16.2.11	Alternativa Distribuição – Leopoldina 1x1113 MCM	187
16.3	Anexo 3 – Consultas de Viabilidade de Expansão de Subestações	188
16.4	Anexo 4 - Manifestação da Energisa – MG sobre a Alternativa Distribuição Pádua	190
16.5	Anexo 5 – Diagramas Unifilares das Subestações	191
16.6	Anexo 6 – Tabelas de comparação entre relatórios.....	191
16.6.1	Tabela de comparação R1xR2	191
16.6.2	Tabela de comparação R1xR4	191

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Diagrama Eletrogeográfico da Região Norte do RJ.....	10
Figura 1-2 – Linhas de 345 kV na região de Italva.....	11
Figura 1-3 - SE Italva 138/69 kV e Áreas Adjacentes	12
Figura 1-4 - SE Cambuci 69 kV e Áreas Adjacentes	12
Figura 1-5 - SE Santo Antônio de Pádua 69 kV e Áreas Adjacentes.....	13
Figura 1-6 – SE Barra do Braúna e Áreas Adjacentes.....	13
Figura 1-7 – Região de Minas Gerais	14
Figura 2-1 – Comparação Gráfica dos Investimentos das Alternativas – sem Perdas Elétricas.....	16
Figura 2-2 - Comparação Gráfica do Custo Global das Alternativas – com Perdas Elétricas.....	17
Figura 3-1 – Diagrama Esquemático da Alternativa Distribuição – Leopoldina.....	18
Figura 5-1 – Sistema de Italva – Ano de 2024 – Carga Máxima	27
Figura 5-2 – Sistema de Italva – Ano de 2025 – Carga Máxima	28
Figura 5-3 – Sistema de Italva – Ano de 2026 – Carga Máxima	29
Figura 6-1 - Alternativa Rede Básica via Italva	31
Figura 6-2 – Alternativa Rede Básica via Italva - Variante	32
Figura 6-3 – Alternativa Distribuição via Italva	33
Figura 6-4 – Alternativa Distribuição Variante via UTEC	34
Figura 6-5 – Alternativa Distribuição Variante via Campos.....	35
Figura 6-6 – Alternativa Rede Básica via Pádua – Seccionamento em Pádua	36
Figura 6-7 – Alternativa Rede Básica via Pádua – Seccionamento em Caiapó	37
Figura 6-8 – Alternativa Distribuição via Pádua	38
Figura 6-9 – Alternativa Distribuição via Leopoldina.....	39
Figura 9-1 – Comparação Gráfica dos Investimentos das Alternativas via Campos.....	48
Figura 9-2 – Comparação Gráfica dos Investimentos das Alternativas via MG.....	50
Figura 9-3 – Comparação Gráfica dos Investimentos das Alternativas.....	53
Figura 10-1 – Alt Pádua - Carregamento dos Transformadores Italva 138/69 kV – Reatância 10% em Pádua 138/69 kV – Ano de 2032 – PCHs 20%.....	55
Figura 10-2 – Alt Pádua - Carregamento dos Transformadores Italva 138/69 kV – Reatância 10% em Pádua 138/69 kV – Ano de 2033 – PCHs 20%.....	56
Figura 10-3 – Alt Pádua - Carregamento dos Transformadores Italva 138/69 kV – Reatância 10% em Pádua 138/69 kV – Ano de 2034 – PCHs 20%.....	57
Figura 10-4 – Alt Leopoldina - Carregamento dos Transformadores Italva 138/69 kV – Reatância 10% em Pádua 138/69 kV – Ano de 2032 – PCHs 20%.....	58
Figura 10-5 – Alt Leopoldina - Carregamento dos Transformadores Italva 138/69 kV – Reatância 10% em Pádua 138/69 kV – Ano de 2033 – PCHs 20%.....	59
Figura 10-6 – Alt Leopoldina - Carregamento dos Transformadores Italva 138/69 kV – Reatância 10% em Pádua 138/69 kV – Ano de 2034 – PCHs 20%.....	60
Figura 10-7 – Histórico de Geração – Usinas Conectadas à Energisa.....	61
Figura 10-8 – Alt Dist Pádua - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2031.....	63

Figura 10-9 – Alt Dist Pádua - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2032.....	64
Figura 10-10 – Alt Dist Pádua - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2033	65
Figura 10-11 – Alt Dist Pádua - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2034	66
Figura 10-12 – Alt Dist Leopoldina - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2031	67
Figura 10-13 – Alt Dist Leopoldina - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2032	68
Figura 10-14 – Alt Dist Leopoldina - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2033	69
Figura 10-15 – Alt Dist Leopoldina - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2034	70
Figura 16-1 – Alternativa Rede Básica Italva - 2025	78
Figura 16-2 – Alternativa Rede Básica Italva - 2026	79
Figura 16-3 – Alternativa Rede Básica Italva - 2027	80
Figura 16-4 – Alternativa Rede Básica Italva - 2028	81
Figura 16-5 – Alternativa Rede Básica Italva - 2029	82
Figura 16-6 – Alternativa Rede Básica Italva - 2030	83
Figura 16-7 – Alternativa Rede Básica Italva - 2031	84
Figura 16-8 – Alternativa Rede Básica Italva - 2032	85
Figura 16-9 – Alternativa Rede Básica Italva - 2033	86
Figura 16-10 – Alternativa Rede Básica Italva - 2034.....	87
Figura 16-11 – Alternativa Rede Básica Italva – Variante - 2025.....	89
Figura 16-12 – Alternativa Rede Básica Italva – Variante - 2026.....	90
Figura 16-13 – Alternativa Rede Básica Italva – Variante - 2027.....	91
Figura 16-14 – Alternativa Rede Básica Italva – Variante - 2028.....	92
Figura 16-15 – Alternativa Rede Básica Italva – Variante - 2029.....	93
Figura 16-16 – Alternativa Rede Básica Italva – Variante - 2030.....	94
Figura 16-17 – Alternativa Rede Básica Italva – Variante - 2031.....	95
Figura 16-18 – Alternativa Rede Básica Italva – Variante – 2032	96
Figura 16-19 – Alternativa Rede Básica Italva – Variante - 2033.....	97
Figura 16-20 – Alternativa Rede Básica Italva – Variante - 2034.....	98
Figura 16-21 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2025	100
Figura 16-22 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2026	101
Figura 16-23 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2027	102
Figura 16-24 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2028	103
Figura 16-25 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2029	104
Figura 16-26 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2030	105
Figura 16-27 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2031	106
Figura 16-28 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2032	107

Figura 16-29 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2033	108
Figura 16-30 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2034	109
Figura 16-31 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2025	111
Figura 16-32 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2026	112
Figura 16-33 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2027	113
Figura 16-34 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2028	114
Figura 16-35 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2029	115
Figura 16-36 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2030	116
Figura 16-37 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2031	117
Figura 16-38 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2032	118
Figura 16-39 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2033	119
Figura 16-40 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2034	120
Figura 16-41 – Alternativa Distribuição Italva - 2025	122
Figura 16-42 – Alternativa Distribuição Italva - 2026	123
Figura 16-43 – Alternativa Distribuição Italva - 2027	124
Figura 16-44 – Alternativa Distribuição Italva - 2028	125
Figura 16-45 – Alternativa Distribuição Italva - 2029	126
Figura 16-46 – Alternativa Distribuição Italva - 2030	127
Figura 16-47 – Alternativa Distribuição Italva - 2031	128
Figura 16-48 – Alternativa Distribuição Italva - 2032	129
Figura 16-49 – Alternativa Distribuição Italva - 2033	130
Figura 16-50 – Alternativa Distribuição Italva - 2034	131
Figura 16-51 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2025	133
Figura 16-52 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2026	134
Figura 16-53 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2027	135
Figura 16-54 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2028	136
Figura 16-55 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2029	137
Figura 16-56 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2030	138
Figura 16-57 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2031	139
Figura 16-58 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2032	140
Figura 16-59 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2033	141
Figura 16-60 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2034	142
Figura 16-61 – Alternativa Distribuição - Campos - 2025	144
Figura 16-62 – Alternativa Distribuição - Campos - 2026	145
Figura 16-63 – Alternativa Distribuição - Campos - 2027	146
Figura 16-64 – Alternativa Distribuição - Campos - 2028	147
Figura 16-65 – Alternativa Distribuição - Campos - 2029	148
Figura 16-66 – Alternativa Distribuição - Campos - 2030	149
Figura 16-67 – Alternativa Distribuição - Campos - 2031	150
Figura 16-68 – Alternativa Distribuição - Campos - 2032	151

Figura 16-69 – Alternativa Distribuição - Campos - 2033.....	152
Figura 16-70 – Alternativa Distribuição - Campos - 2034.....	153
Figura 16-71 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2025	155
Figura 16-72 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2026	156
Figura 16-73 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2027	157
Figura 16-74 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2028	158
Figura 16-75 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2029	159
Figura 16-76 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2030	160
Figura 16-77 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2031	161
Figura 16-78 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2032	162
Figura 16-79 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2033	163
Figura 16-80 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2034	164
Figura 16-81 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2025	166
Figura 16-82 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2026	167
Figura 16-83 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2027	168
Figura 16-84 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2028	169
Figura 16-85 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2029	170
Figura 16-86 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2030	171
Figura 16-87 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2031	172
Figura 16-88 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2032	173
Figura 16-89 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2033	174
Figura 16-90 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2034	175

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Programa de Obras Comum entre as Alternativas	18
Tabela 3-2 – Programa de Obras da Enel - RJ	19
Tabela 4-1 - Permanência dos Cenários	20
Tabela 4-2 - Duração dos Patamares de Carga.....	21
Tabela 4-3 – Equipamentos Existentes – Dados Elétricos	21
Tabela 4-4 – Reforços para a Região de Italva – Dados Elétricos.....	22
Tabela 4-5 – Capacitores da Região de Italva	22
Tabela 4-6 – Região de Italva – Demanda Máxima	23
Tabela 4-7 – Região de Italva – Carga Pesada	23
Tabela 4-8 – Região de Italva – Carga Média	24
Tabela 4-9 – Região de Italva – Carga Leve.....	24
Tabela 4-10 – PCHs na área de Italva.....	25
Tabela 7-1 – Obras Comuns das Alternativas	44
Tabela 9-1 – Custo das Alternativas via Campos - Valor Presente.....	46
Tabela 9-2 - Custos das Alternativas via Campos – Rendimentos Necessários	47
Tabela 9-3 – Custos das Perdas Elétricas das Alternativas via Campos.....	47

Tabela 9-4 – Custo Total – Rendimentos Necessários + Perdas – Alternativas via Campos.....	47
Tabela 9-5 – Custo das Alternativas via MG - Valor Presente.....	49
Tabela 9-6 - Custos das Alternativas via MG – Rendimentos Necessários	49
Tabela 9-7 – Custos das Perdas Elétricas das Alternativas via MG.....	49
Tabela 9-8 – Custo Total – Rendimentos Necessários + Perdas – Alternativas via MG	49
Tabela 9-9 – Custo Geral das Alternativas – Valor Presente	51
Tabela 9-10 - Custo Geral das Alternativas – Rendimentos Necessários	51
Tabela 9-11 – Custos das Perdas Elétricas das Alternativas.....	52
Tabela 9-12 – Custo Total – Rendimentos Necessários + Perdas.....	52
Tabela 10-1 – Despacho das Usinas da Energisa-MG	62

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
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
ENEL	Empresa de distribuição de energia elétrica com atuação na área estudada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
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
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

As cargas da região Norte do estado do Rio de Janeiro são atendidas por um circuito duplo em 138 kV que se origina na subestação UTEC, de Furnas, e que é conectado à SE Itálva, da Enel.

A partir dessa última subestação, existe um sistema em 69 kV, suprindo as regiões de Cambuci, Santo Antônio de Pádua e São Fidélis, a oeste, e Cruzamento, Itaperuna e Natividade, em um eixo que se situa na direção norte.

As demais cargas da região são atendidas na tensão de 34,5 kV, por linhas de distribuição que se conectam às subestações de Santo Antônio de Pádua e Cruzamento. Esse sistema pode ser visualizado na Figura 1.1, abaixo.

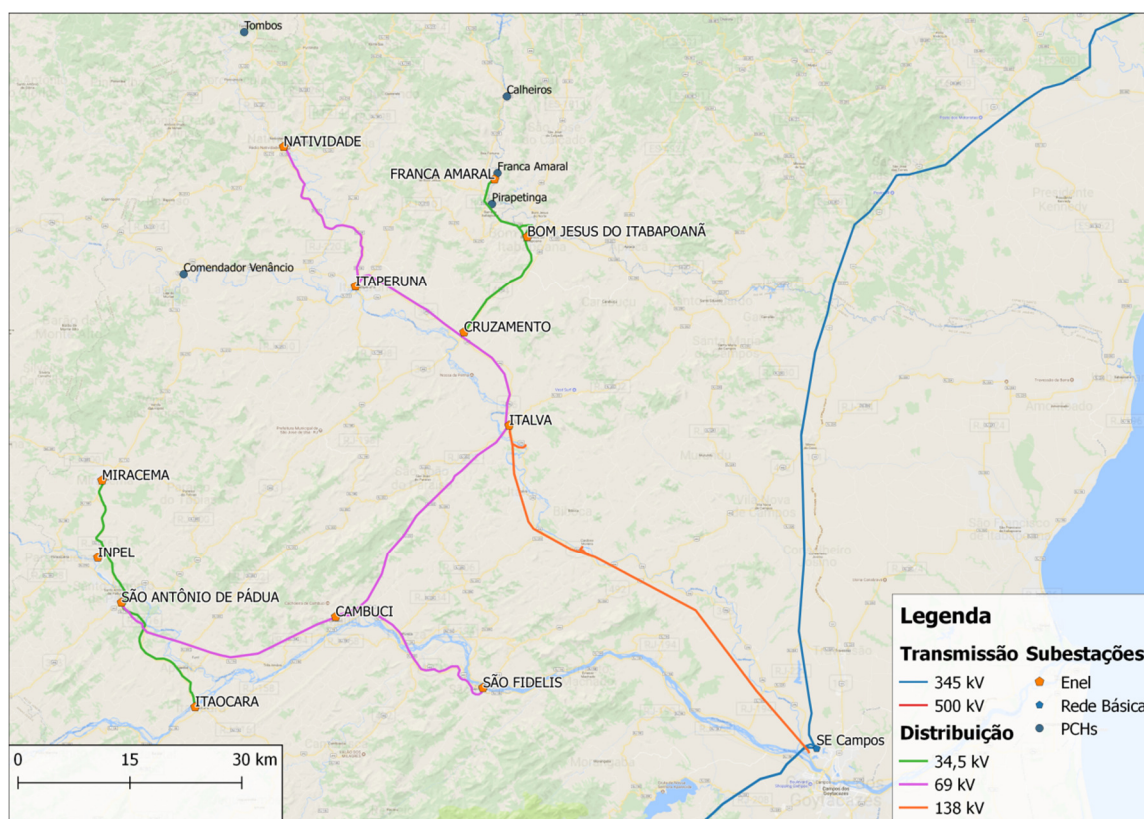


Figura 1-1 – Diagrama Eletrogeográfico da Região Norte do RJ

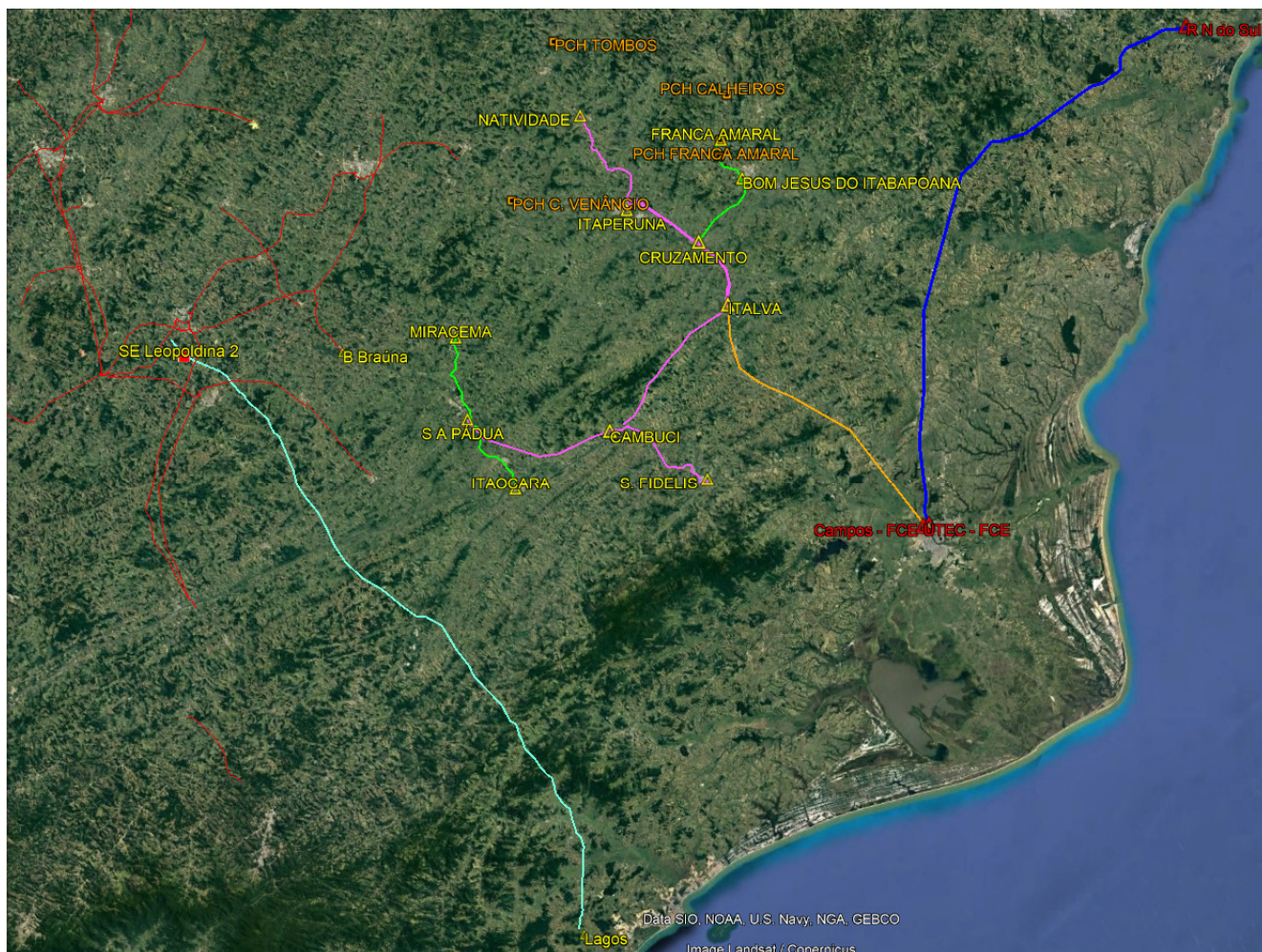
Os principais reforços de Rede Básica com possibilidade de se implantar nesse sistema estão associados ao seccionamento das seguintes linhas de 345 kV:

- Campos - Rio Novo do Sul, esta última no estado do Espírito Santo, criando-se um novo elo nesse nível de tensão até ponto adequado para o estabelecimento de nova subestação de fronteira, com abaixamento para tensão de distribuição, na região hoje atendida por Itálva.

- Lagos – Leopoldina, esta última no estado de Minas Gerais, criando-se um novo elo nesse nível de tensão até ponto adequado para o estabelecimento de nova subestação de fronteira, com abaixamento para tensão de distribuição, na região de Santo Antônio de Pádua.

Na Figura 1-2 abaixo, é mostrado o sistema elétrico de atendimento à região de Italva, com as linhas de 345 kV passíveis de serem seccionadas para o estabelecimento de nova subestação de fronteira.

Figura 1-2 – Linhas de 345 kV na região de Italva



Alternativamente, o sistema pode também ser ampliado através de novas obras de reforço no próprio sistema de distribuição existente, tanto a partir da região da SE Campos 138 kV quanto a partir do sistema de distribuição que atende a área da Energisa em Minas Gerais.

Dessa forma, todas as alternativas são claramente desenvolvidas a partir de dois eixos, originários das regiões do Rio de Janeiro e de Minas Gerais.

A presente Nota Técnica, para fins de melhor organização, será organizada separando-se as análises nos dois eixos considerados.

As Figura 1-3 a 1-7 a seguir mostram fotos aéreas das subestações de Italva, Cambuci, Santo Antônio de Pádua, Barra do Braúna e da região de Minas Gerais, incluindo a SE Leopoldina 2 (nova SE de

fronteira 345/138 kV), nas quais poderão ser implantadas as principais obras indicadas nas diferentes alternativas de Distribuição e Rede Básica que constam do estudo.



Figura 1-3 - SE Italva 138/69 kV e Áreas Adjacentes



Figura 1-4 - SE Cambuci 69 kV e Áreas Adjacentes



Figura 1-7 – Região de Minas Gerais

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é definir o conjunto de obras mais adequado, sob a ótica técnico-econômica, que permita o atendimento elétrico ao sistema da região hoje suprida pela subestação de Italva 138/69 kV com qualidade, frente ao crescimento do mercado previsto para a área.

2 CONCLUSÕES

O sistema elétrico da região apresentou desempenho adequado até o ano 2025, antes da entrada das novas obras recomendadas nesse estudo, desde que a Enel-RJ estabeleça e cumpra um programa de instalação de compensação reativa compatível com os valores da tabela abaixo. Os reforços de compensação reativa constantes da tabela abaixo foram apresentados pela distribuidora, no início dos estudos, como sendo necessários para o período anterior ao ano 2025.

	Atual	Expansão até 2025
SE	Mvar	Mvar
Pádua	5x0,6+ 1x2,4+ 2x4,8	1x20
Cambuci	0	1x25
Italva	0	-
Cruzamento	1x2,4	-
Itaperuna	2x9,6	-
São Fidélis	2x0,6+ 1x4,8	-
Natividade	2x0,6	-

As análises realizadas indicaram, portanto, a necessidade de reforços apenas a partir do ano de 2025 na rede elétrica que atende a região de Italva, a qual pode ser dividida em duas sub-regiões, ambas atendidas a partir da subestação de Italva 138/69 kV, na tensão de 69 kV, a saber:

- ao norte de Italva, na direção de Cruzamento, Itaperuna e Natividade; e
- a oeste de Italva, na direção de Cambuci e Santo Antônio de Pádua.

A região no entorno de Cruzamento pode ser suprida adequadamente até o ano horizonte do estudo, na tensão de 69 kV, apenas com obras de pequeno porte no nível de Distribuição.

Para a sub-região no entorno de Cambuci verificou-se que a partir do ano de 2025 são necessárias obras de maior porte para solucionar os problemas identificados, desenvolvendo-se alternativas de Rede Básica, para as quais foram avaliadas novas subestações de fronteira seccionando linhas entre as SEs Campos e Rio Novo do Sul e entre SEs Lagos e Leopoldina 2, na tensão de 345 kV, e de Distribuição, cujos reforços principais são linhas de distribuição em 138 kV originando-se na região de Campos ou na região de Minas Gerais, esta última na área de atuação da Energisa – MG.

Durante a avaliação econômica realizada neste trabalho ficaram evidenciados os elevados custos de investimento das alternativas de Rede Básica quando comparados com os das alternativas de Distribuição, o que é decorrente tanto do relativamente pequeno porte das cargas a serem atendidas como da distância mínima das principais linhas de Rede Básica aos centros de carga locais, não se verificando uma inversão na ordem de mérito das alternativas com a inclusão do custo das perdas elétricas, as quais são inerentemente maiores nas alternativas de Distribuição.

A comparação dos investimentos das alternativas pode ser visualizada na **Erro! Fonte de referência não encontrada**. Figura 2-1 abaixo.

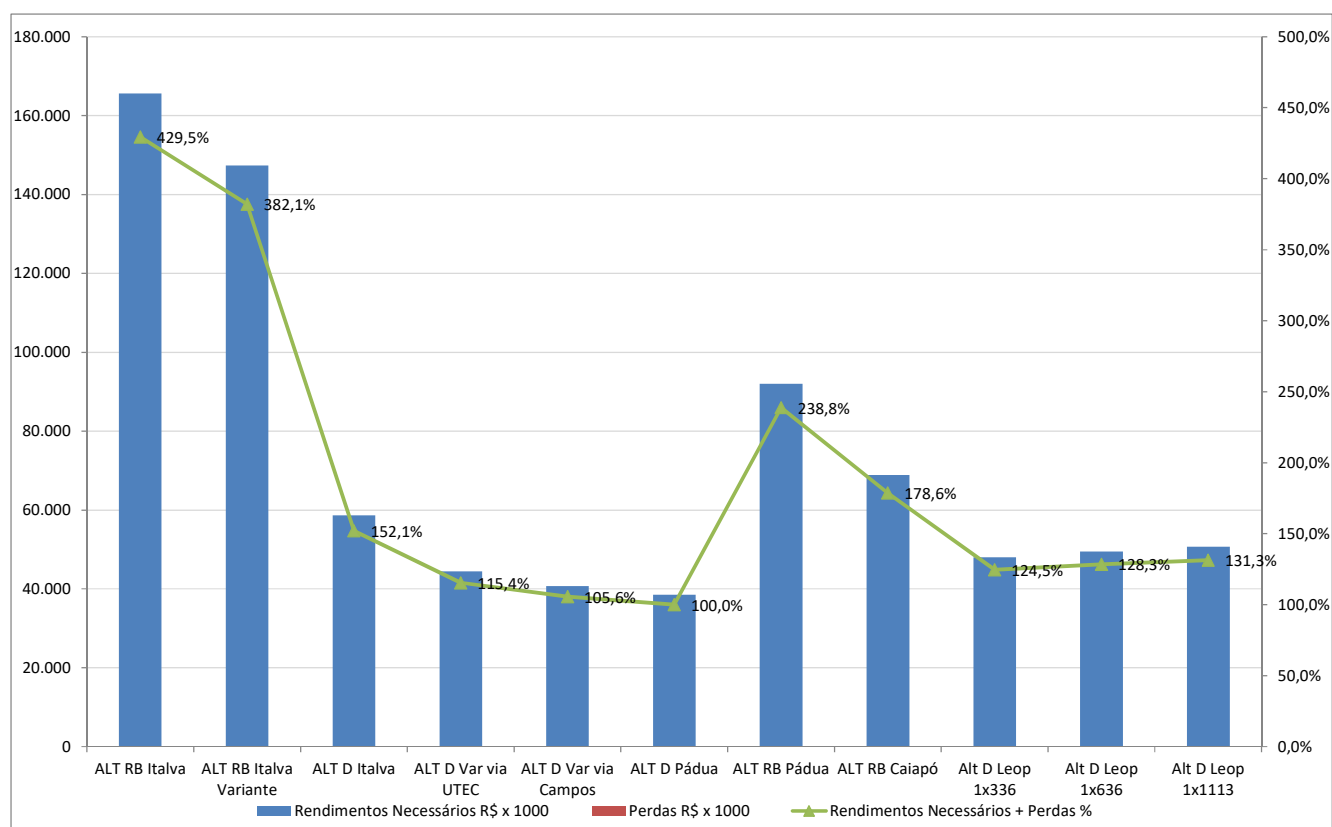


Figura 2-1 – Comparação Gráfica dos Investimentos das Alternativas – sem Perdas Elétricas

No Item 9 - Análise Econômica é apresentada a comparação econômica global, com a inclusão do custo das perdas elétricas, sendo indicada a Alternativa Distribuição Leopoldina – 1x1113 MCM como sendo a de Mínimo Custo Global, e o custo da Alternativa Distribuição Leopoldina – 1x636 MCM como sendo a alternativa recomendada, por apresentar menor custo de investimento e ser equivalente técnico-economicamente à com cabo 1x1113 MCM (diferença de 3,9%).

A Alternativa Distribuição Pádúa é a de menor custo de investimentos, apresentando custo global cerca de 8,4% superior à Distribuição Leopoldina – 1x636 MCM, em função das maiores perdas elétricas. Embora exista espaço para maiores investigações quanto à otimização das perdas elétricas da Alternativa Distribuição Pádúa, esta não foi realizada tendo em vista as restrições físicas apresentadas pela Energisa – MG para sua implantação.

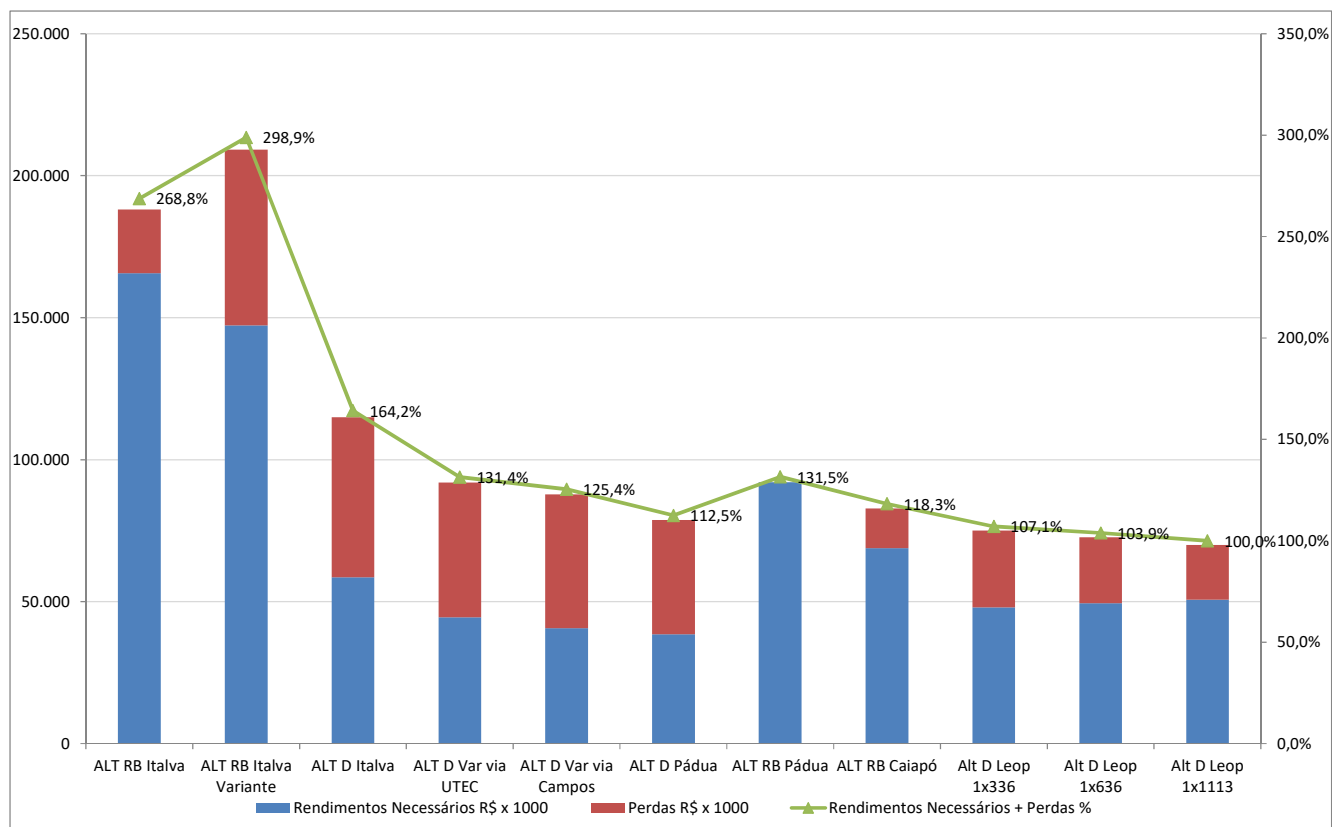


Figura 2-2 - Comparação Gráfica do Custo Global das Alternativas – com Perdas Elétricas

3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises técnico-econômicas realizadas recomenda-se as seguintes obras de distribuição à Enel-RJ:

- 1) Instalação de compensação reativa compatível com a compensação referencial por ela indicada para o adequado atendimento à região até a entrada de novos reforços estruturais no ano 2025, ou seja, cerca de 20 Mvar na SE Santo Antônio de Pádúa e 25 Mvar na SE Cambuci; e
- 2) Implantação do programa de obras da tabela abaixo, para o adequado atendimento à região de Cruzamento, o qual é necessário independentemente da alternativa de reforço recomendada.

Tabela 3-1 – Programa de Obras Comum entre as Alternativas

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					15.078,14	10.020,62	2.751,21
LT 69 kV CRUZAMENTO - LD ITALVA - ITAPERUNA, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)					4.947,91	3.636,86	1.289,86
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km		2029	0,1	595,98	59,60	43,81	15,54
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CRUZAMENTO	2029	2	2212,74	4.425,48	3.252,86	1.153,67
MIM - 69 kV	CRUZAMENTO	2029	1	462,83	462,83	340,19	120,65
LT 69 kV ITALVA - CRUZAMENTO, C3 (Nova)					10.130,23	6.383,76	1.461,35
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 13,8 km		2031	13,8	379,85	5.241,93	3.303,31	756,18
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	ITALVA	2031	1,0	2212,74	2.212,74	1.394,40	319,20
MIM - 69 kV	ITALVA	2031	1,0	231,41	231,41	145,83	33,38
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CRUZAMENTO	2031	1,0	2212,74	2.212,74	1.394,40	319,20
MIM - 69 kV	CRUZAMENTO	2031	1,0	231,41	231,41	145,83	33,38

- 3) Implantação do programa de obras da Alternativa Distribuição Leopoldina – 1x636 MCM, conforme indicado na Tabela 3-2; a representação esquemática da alternativa é ilustrada na Figura 3-1 abaixo.

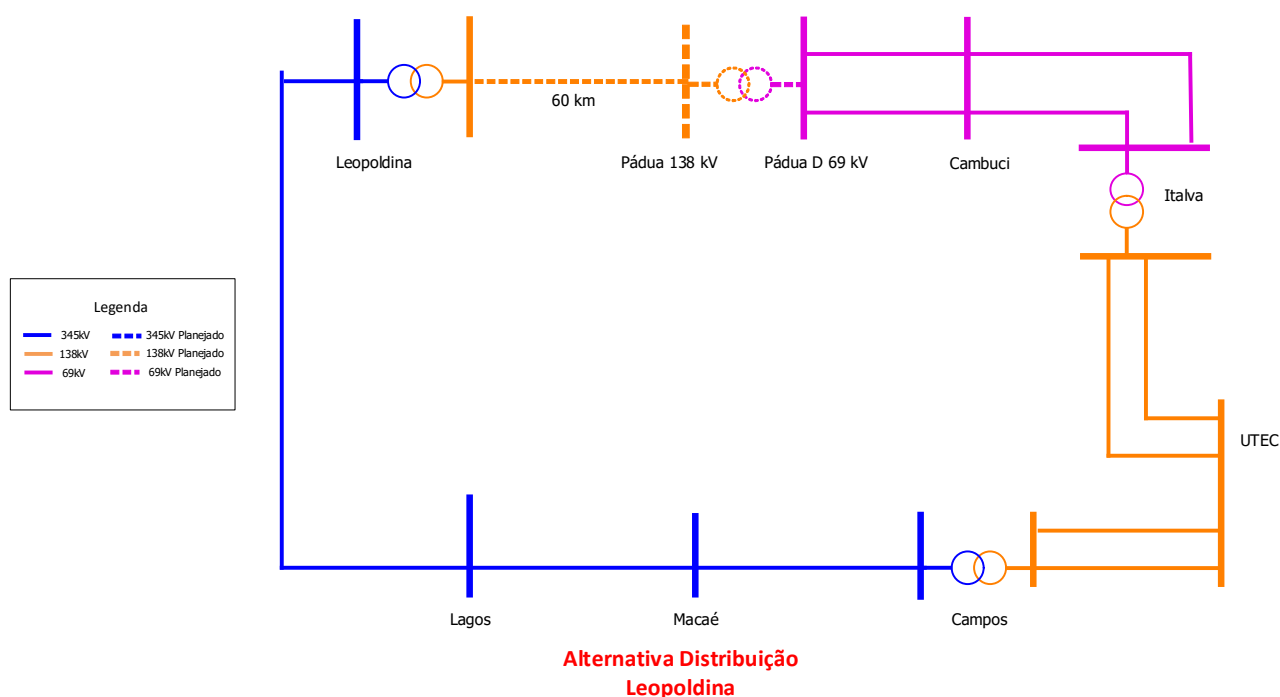


Figura 3-1 – Diagrama Esquemático da Alternativa Distribuição – Leopoldina

Tabela 3-2 – Programa de Obras da Enel - RJ

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.
SE 138/69 kV PÁDUA (Ampliação/Adequação)			
1° TF 138/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2025	1,0
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0
MIM - 138 kV		2025	1,0
MIM - 69 kV		2025	1,0
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)			
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2027	1
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1
MIM - 69 kV		2027	1
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2030	1
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1
MIM - 69 kV		2030	1
4° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1
MIM - 69 kV		2032	1
5° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1
MIM - 69 kV		2033	1
SE 138/69 kV ITALVA (Ampliação/Adequação)			
3° TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2034	1,0
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2034	1,0
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0
MIM - 138 kV		2034	1,0
MIM - 69 kV		2034	1,0
LT 138 kV LEOPOLDINA - PÁDUA, C1 (Nova)			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 60 km		2025	60,0
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Leopoldina	2025	1,0
MIM - 138 kV	Leopoldina	2025	1,0
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pádua	2025	1,0
MIM - 138 kV	Pádua	2025	1,0
MIG-A	Pádua	2025	1,0

Recomenda-se, adicionalmente, que a EPE monitore sistematicamente o carregamento nos transformadores 345/138 kV da SE Leopoldina 2, principalmente após a Enel-RJ implantar a alternativa recomendada, uma vez que as análises indicaram a necessidade do terceiro transformador no ano de 2032.

4 CRITÉRIOS E PREMISSAS

De forma a definir o desempenho de longo prazo do sistema elétrico em questão, para cada alternativa analisada, foi estabelecido como período de estudo os anos de 2025 a 2034.

Para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica foram consideradas as diretrizes constantes no documento “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica” (EPE, 2016), da EPE [1].

Os critérios e procedimentos adotados neste estudo também estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET” (CCPE/CTET, 2002) [2].

4.1 Parâmetros Econômicos

Os custos dos equipamentos das alternativas analisadas foram atualizados com base no documento Base de Preços de Referência ANEEL 07/2017, atualizado para data base 05/2019 [3], sendo a comparação econômica realizada pelo Método dos Rendimentos Necessários, e a seleção da alternativa pelo conceito de mínimo custo global.

Para comparação econômica, foi considerada uma taxa de retorno de 8% a.a., ano base de referência 2025, ano horizonte 2035 (para inclusão dos investimentos associados às obras indicadas para o ano horizonte das simulações de fluxo de potência- 2034) e tempo de vida útil das instalações de 30 anos, adotando-se margem de 5 % como balizadora para definir a equivalência econômica de alternativas.

4.2 Perdas Elétricas

A valoração das perdas elétricas foi realizada com base no custo marginal de expansão médio, com o valor de 247,44 R\$/MWh [4].

Foram utilizados para o cálculo das perdas elétricas seis casos de fluxo de potência, sendo eles a combinação dos três patamares de carga, e dos cenários Norte Úmido e Norte Seco, com duas permanências ponderadas entre patamares e cenários.

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

Tabela 4-1 - Permanência dos Cenários

Cenário	Permanência
Seco	58%
Úmido	42%

Já a duração dos patamares de carga está representada na Tabela 4-2, de forma que cada patamar teve sua duração referenciada à respectiva participação semanal.

Tabela 4-2 - Duração dos Patamares de Carga

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

4.3 Topologia e Mercado

4.3.1 Topologia

Os estudos foram realizados tomando como base os casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2029, para o qual os dados de mercado, topologia de rede e plano de geração dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo foram atualizados com as informações dos estudos mais recentes da região.

Adicionalmente, a Enel-RJ informou a configuração detalhada do sistema elétrico da região de Italva, que foi implementada nos casos do estudo.

Os dados das linhas e transformadores da região de interesse, representados no estudo, encontram-se nas Tabelas 4-3 e 4-4 a seguir, com base nos dados dos casos do PD Ciclo 2029 com as alterações indicadas pela Enel-RJ e incluindo-se, também, os valores de novos equipamentos considerados para os reforços nas alternativas analisadas.

Tabela 4-3 – Equipamentos Existentes – Dados Elétricos

Equipamento	Tensão (kV)	Condutor (MCM)	km	R(%)	X(%)	B(Mvar)	Limites (MVA)	
							Normal	Emerg
UTEC - Italva	138	1x336,4	63,5	6,305	15,816	4,153	89,2	95,8
Italva - Cambuci	69	1x266,8	29,8	15,593	29,593	0,4857	42	48,1
Cambuci - Pádua	69	1x266,8	32,8	14,99	28,92	0,507	42	48,1
Italva - Itaperuna	69	1x266,8	30,4	15,3	29,5	0,518	44	48,1
Italva - Cruzamento	69	1x266,8	13,8	6,939	13,391	0,2351	44	48,1
Cruzamento - Itaperuna	69	1x266,8	16,6	8,347	16,108	0,2828	44	48,1
Itaperuna - Natividade	69	4/0 AWG	24	15,678	24,673	0,38	34	41,5
Itaperuna - Pirapetinga	69	1x266,8		9,19	23,44	0,371	61	61
Itaperuna - Calheiros	69	1x266,8		11,991	30,078	0,494	61	61
Italva - Paraíso	69	1x266,8	5,6	2,9316	5,6339	0,0913	42	48,1
Cambuci - São Fidélis	69	4/0 AWG	26	16,984	26,729	0,41	35	41,5
TR Italva #1	138/69	-	-	-	10,5	-	67	73
TR Italva #2	138/69	-	-	-	10,36	-	67	73

Tabela 4-4 – Reforços para a Região de Italva – Dados Elétricos

Equipamento	Tensão (kV)	Condutor (MCM)	km	R(%)	X(%)	B(Mvar)	Limites (MVA)	
							Normal	Emerg
Italva - Secc Campos / RNS	345	2x954	41	0,1107	1,2505	21,476	853	1075
Pádua - Secc Lagos / Leopoldina	345	2x954	29,7	11,853	0,8596	15,875	960	1200
Caiapó - Secc Lagos / Leopoldina	345	2x954	2	0,0055	0,0579	1,069	960	1200
Italva - Nova Italva	138	1x795	1	0,0443	0,2364	0,0696	170	213
Italva - Nova Cambuci	138	1x336,4 AeroZ	30,2	3,0178	7,6735	1,9548	180	191
UTEC - Cambuci	138	1x336,4	66	6,838	16,711	4,275	98	122
Campos - Cambuci	138	1x336,4	66	6,838	16,711	4,275	98	122
Barra do Braúna - Pádua	138	1x336,4	30	1,966	5,144	1,23	130	130
Leopoldina - Pádua	138	1x336,4	60	3,932	10,288	2,86	98	122
Leopoldina - Pádua	138	2x336,4	60	3,1123	10,1547	5,9089	195	244
Leopoldina - Pádua	138	1x1113	60	1,9232	13,9252		203	253
Nova Pádua - Pádua	69	1x636	5,9	1,3	5,65	0,1	74	93
Caiapó - Pádua	69	1x636	33,9	7,49	32,47	0,59	74	93
Campos - UTEC	138	2x636	1	0,0276	0,1631	0,1025	296	370
TR Italva	345/138	-	-	-	6,4	-	150	180
TR Pádua e Caiapó	345/69	-	-	-	12	-	100	120
TR Cambuci	138/69	-	-	-	10,36	-	67	80
TR Pádua	138/69	-	-	-	6,94	-	100	120

A Enel-RJ também informou os montantes de compensação reativa previstos para instalação até o ano de 2025, ano inicial do estudo, conforme indicado na Tabela 4-5.

Tabela 4-5 – Capacitores da Região de Italva

SE	Atual	Expansão até 2025
	Mvar	Mvar
Pádua	5x0,6+ 1x2,4+ 2x4,8	1x20
Cambuci	0	1x25
Italva	0	-
Cruzamento	1x2,4	-
Itaperuna	2x9,6	-
São Fidélis	2x0,6+ 1x4,8	-
Natividade	2x0,6	-

4.3.2 Mercado

A Enel-RJ forneceu os valores correspondentes à demanda máxima coincidente das cargas das subestações da região do estudo, para a análise dos casos de dimensionamento das alternativas, bem como as cargas nos patamares de demanda de ponta, média e leve, para a determinação das perdas elétricas.

Essas cargas constam das Tabela 4-6 a 4.6 a seguir.

Tabela 4-6 – Região de Itálva – Demanda Máxima

Subestação	Carga Máxima																			
	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
ITALVA-RJ069	08,49	03,77	08,83	03,92	09,19	04,08	09,55	04,24	09,94	04,41	10,33	04,58	10,75	04,77	11,18	04,96	11,62	05,16	12,09	05,36
ITAPER-RJ069	49,37	22,44	51,35	23,34	53,40	24,27	55,53	25,24	57,76	26,25	60,07	27,30	62,47	28,40	64,97	29,53	67,57	30,71	70,27	31,94
CRUZAM-RJ069	15,61	07,49	16,24	07,79	16,89	08,11	17,56	08,43	18,27	08,77	19,00	09,12	19,76	09,48	20,55	09,86	21,37	10,26	22,22	10,67
CAMBUC-RJ069	06,36	02,68	06,61	02,78	06,87	02,90	07,15	03,01	07,44	03,13	07,73	03,26	08,04	03,39	08,36	03,52	08,70	03,66	09,05	03,81
S.FIDE-RJ069	11,95	04,13	12,42	04,29	12,92	04,47	13,44	04,64	13,98	04,83	14,53	05,02	15,12	05,22	15,72	05,43	16,35	05,65	17,00	05,88
PADUA--RJ069	57,35	24,86	59,64	25,85	62,02	26,89	64,51	27,96	67,09	29,08	69,77	30,25	72,56	31,46	75,46	32,71	78,48	34,02	81,62	35,38
PARAIS-RJ069	02,14	00,91	02,22	00,95	02,31	00,99	02,40	01,02	02,50	01,07	02,60	01,11	02,70	01,15	02,81	01,20	02,92	01,25	03,04	01,30
NATIVI-RJ069	16,27	07,33	16,92	07,63	17,59	07,93	18,30	08,25	19,03	08,58	19,79	08,92	20,58	09,28	21,40	09,65	22,26	10,04	23,15	10,44
TOTAL	167,53	73,61	174,23	76,56	181,20	79,62	188,44	82,81	195,98	86,12	203,82	89,56	211,97	93,14	220,45	96,87	229,27	100,75	238,44	104,78

Tabela 4-7 – Região de Itálva – Carga Pesada

Subestação	Carga Pesada																			
	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
ITALVA-RJ069	06,99	03,45	07,27	03,58	07,56	03,73	07,86	03,88	08,18	04,03	08,50	04,19	08,84	04,36	09,20	04,53	09,57	04,71	09,95	04,90
ITAPER-RJ069	40,35	17,35	41,96	18,04	43,64	18,77	45,39	19,52	47,20	20,30	49,09	21,11	51,05	21,95	53,10	22,83	55,22	23,74	57,43	24,69
CRUZAM-RJ069	13,20	06,21	13,73	06,45	14,28	06,71	14,85	06,98	15,45	07,26	16,06	07,55	16,71	07,85	17,38	08,17	18,07	08,49	18,79	08,83
CAMBUC-RJ069	05,63	01,91	05,86	01,99	06,09	02,07	06,33	02,15	06,59	02,23	06,85	02,32	07,13	02,42	07,41	02,51	07,71	02,61	08,01	02,72
S.FIDE-RJ069	09,09	02,46	09,45	02,56	09,83	02,67	10,22	02,77	10,63	02,88	11,06	03,00	11,50	03,12	11,96	03,24	12,44	03,37	12,94	03,51
PADUA--RJ069	54,30	23,54	56,47	24,48	58,73	25,46	61,08	26,48	63,53	27,54	66,07	28,64	68,71	29,79	71,46	30,98	74,32	32,22	77,29	33,50
PARAIS-RJ069	02,14	00,91	02,22	00,95	02,31	00,99	02,40	01,02	02,50	01,07	02,60	01,11	02,70	01,15	02,81	01,20	02,92	01,25	03,04	01,30
NATIVI-RJ069	12,18	05,48	12,67	05,70	13,18	05,93	13,70	06,17	14,25	06,41	14,82	06,67	15,41	06,94	16,03	07,21	16,67	07,50	17,34	07,80
TOTAL	143,88	61,31	149,64	63,76	155,62	66,31	161,85	68,96	168,32	71,72	175,05	74,59	182,06	77,58	189,34	80,68	196,91	83,91	204,79	87,26

Tabela 4-8 – Região de Italva – Carga Média

Subestação	Carga Média																			
	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
ITALVA-RJ069	06,51	03,21	06,77	03,34	07,04	03,47	07,32	03,61	07,61	03,75	07,92	03,90	08,23	04,06	08,56	04,22	08,90	04,39	09,26	04,56
ITAPER-RJ069	37,56	16,15	39,06	16,80	40,62	17,47	42,25	18,17	43,94	18,89	45,69	19,65	47,52	20,43	49,42	21,25	51,40	22,10	53,46	22,99
CRUZAM-RJ069	11,00	05,17	11,44	05,38	11,90	05,59	12,38	05,82	12,87	06,05	13,39	06,29	13,92	06,54	14,48	06,81	15,06	07,08	15,66	07,36
CAMBUC-RJ069	05,24	01,78	05,45	01,85	05,67	01,92	05,90	02,00	06,13	02,08	06,38	02,16	06,63	02,25	06,90	02,34	07,17	02,43	07,46	02,53
S.FIDE-RJ069	08,46	02,29	08,80	02,39	09,15	02,48	09,52	02,58	09,90	02,68	10,29	02,79	10,70	02,90	11,13	03,02	11,58	03,14	12,04	03,27
PADUA--RJ069	50,15	21,74	52,16	22,61	54,24	23,51	56,41	24,45	58,67	25,43	61,02	26,45	63,46	27,51	65,99	28,61	68,63	29,75	71,38	30,94
PARAIS-RJ069	02,14	00,91	02,22	00,95	02,31	00,99	02,40	01,02	02,50	01,07	02,60	01,11	02,70	01,15	02,81	01,20	02,92	01,25	03,04	01,30
NATIVI-RJ069	11,34	05,10	11,79	05,31	12,26	05,52	12,75	05,74	13,26	05,97	13,80	06,21	14,35	06,46	14,92	06,71	15,52	06,98	16,14	07,26
TOTAL	132,39	56,35	137,69	58,61	143,20	60,95	148,92	63,39	154,88	65,93	161,08	68,56	167,52	71,31	174,22	74,16	181,19	77,12	188,44	80,21

Tabela 4-9 – Região de Italva – Carga Leve

Nome da barra	Carga Leve																			
	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
ITALVA-RJ069	03,02	01,49	03,11	01,53	03,21	01,58	03,30	01,63	03,41	01,68	03,51	01,73	03,62	01,78	03,73	01,84	03,85	01,90	03,96	01,95
ITAPER-RJ069	18,15	07,81	18,71	08,05	19,29	08,29	19,88	08,55	20,49	08,81	21,13	09,08	21,78	09,36	22,45	09,65	23,14	09,95	23,85	10,26
CRUZAM-RJ069	05,70	02,68	05,88	02,76	06,06	02,85	06,25	02,94	06,44	03,03	06,64	03,12	06,84	03,21	07,05	03,31	07,27	03,42	07,49	03,52
CAMBUC-RJ069	02,42	00,82	02,50	00,85	02,57	00,87	02,65	00,90	02,73	00,93	02,82	00,96	02,90	00,99	02,99	01,02	03,09	01,05	03,18	01,08
S.FIDE-RJ069	03,85	01,04	03,96	01,08	04,09	01,11	04,21	01,14	04,34	01,18	04,48	01,21	04,61	01,25	04,76	01,29	04,90	01,33	05,05	01,37
PADUA--RJ069	19,00	08,24	19,58	08,49	20,19	08,75	20,81	09,02	21,45	09,30	22,11	09,58	22,79	09,88	23,49	10,18	24,22	10,50	24,96	10,82
PARAIS-RJ069	02,14	00,91	02,22	00,95	02,31	00,99	02,40	01,02	02,50	01,07	02,60	01,11	02,70	01,15	02,81	01,20	02,92	01,25	03,04	01,30
NATIVI-RJ069	06,03	02,71	06,21	02,80	06,40	02,88	06,60	02,97	06,80	03,06	07,01	03,16	07,23	03,25	07,45	03,35	07,68	03,46	07,92	03,56
TOTAL	60,30	25,70	62,18	26,50	64,11	27,32	66,11	28,17	68,17	29,05	70,29	29,95	72,48	30,88	74,73	31,85	77,06	32,84	79,46	33,86

4.3.3 Geração Regional

Para determinar a condição mais crítica para o desenvolvimento das análises, foram avaliadas medições horárias recebidas da Enel-RJ e realizadas nas principais PCHs na área de influência do estudo, no ano de 2016, nos períodos Norte Úmido (fevereiro) e Norte Seco (julho), que correspondem, respectivamente, às demandas máximas e de ponta do sistema de Italva.

O cenário Norte Úmido é o que apresenta as condições mais críticas de atendimento às cargas, uma vez que coincide tanto com o período de geração mais baixa como também com a demanda máxima na área de Italva, definindo-se assim que esse é o cenário mais adequado para a definição dos reforços no sistema.

Dessa forma, as análises de dimensionamento das alternativas do estudo foram desenvolvidas com o despacho nas usinas com influência na área de Italva conforme apresentado na Tabela 4-10 abaixo.

Tabela 4-10 – PCHs na área de Italva

PCH	Cap Instalada (MW)	Despacho (MW)
Pirapetinga	18	0
Tombos	2,8	1
Calheiros	19,2	7,5
Com Venâncio	1,6	1
F Amaral	4,8	4

4.4 Limites de Carregamento

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

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

Para os transformadores novos, adotou-se o limite de emergência de 120% da capacidade nominal, por um período de 4 horas.

5 DIAGNÓSTICO

O atendimento à região de Italva é atualmente realizado através de um circuito duplo na tensão de 138 kV conectando as subestações de UTEC, de Furnas, à subestação de Italva, da Enel RJ.

Essa linha de Distribuição é, portanto, o único elo de atendimento à área, e sua utilização crescente está conduzindo a condições críticas de carregamento e tensões, indicando claramente a necessidade de implantação de reforços estruturais na região.

A análise dos casos do Plano Decenal nos anos de 2024 a 2026, no período de demanda máxima em Italva, confirma essa situação, com sobrecargas em linhas de Distribuição de 69 e 138 kV, na transformação 138/69 kV de Italva e progressiva degradação do perfil de tensões no sistema de 69 kV, o que pode ser visualizado nas Figura 5-1 a 5.3 apresentadas a seguir.

Cabe ressaltar que, nos casos apresentados, já está considerada a compensação reativa adicional prevista pela Enel-RJ para adequar o perfil de tensões da região até a entrada de novos reforços.

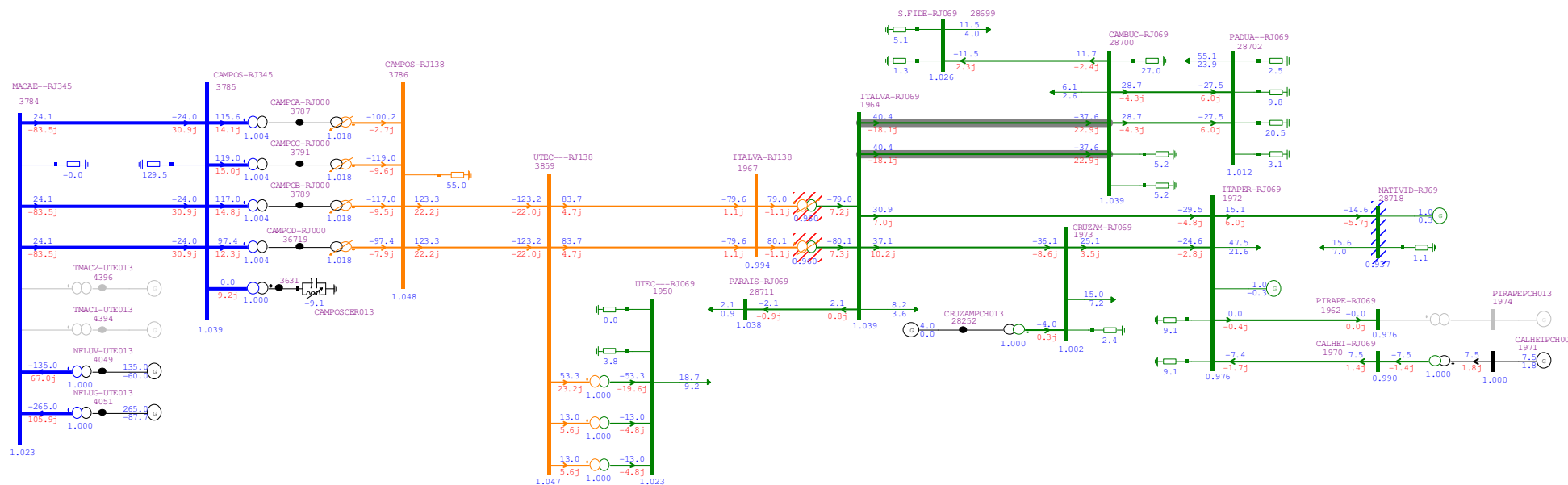


Figura 5-1 – Sistema de Itaipu – Ano de 2024 – Carga Máxima

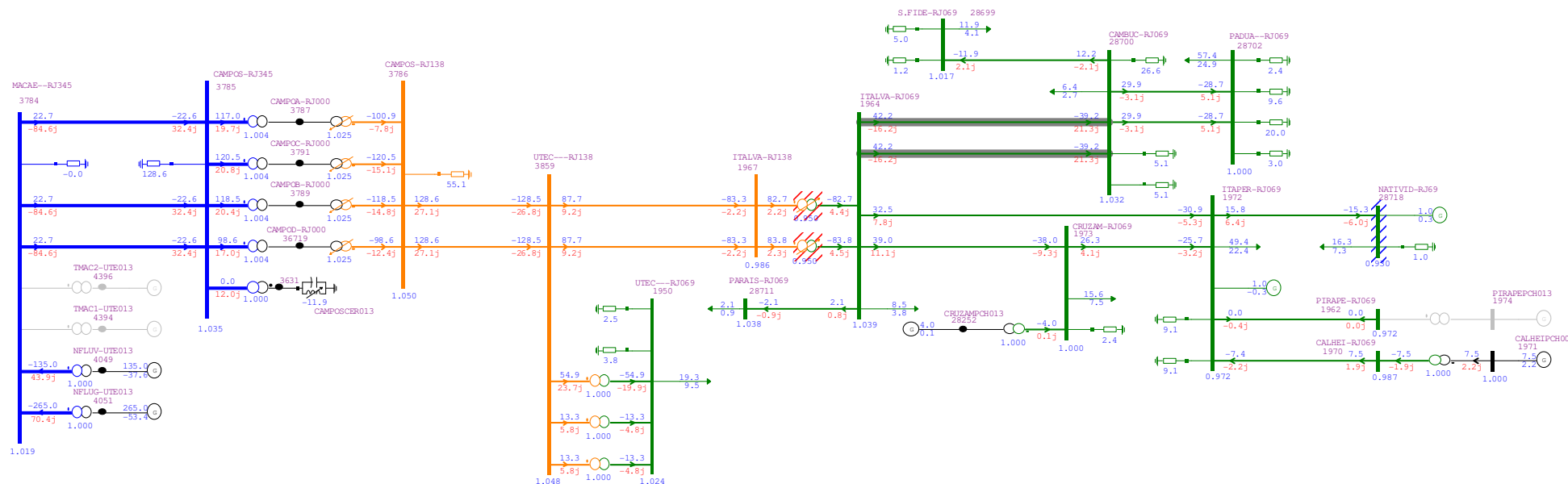
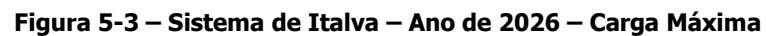


Figura 5-2 – Sistema de Itálva – Ano de 2025 – Carga Máxima



6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Após o diagnóstico dos problemas, foram concebidas alternativas para solucionar as violações identificadas.

Foram avaliadas soluções em dois eixos de atendimento às cargas, o primeiro buscando-se reforços via o próprio eixo existente na direção de Italva a partir da região de Campos, na tensão de 138 kV ou pelo seccionamento da linha Campos – Rio Novo do Sul 345 kV, e o segundo, a partir do sistema existente da Energisa em 138 kV em Minas Gerais, ou pelo seccionamento da futura linha Lagos – Leopoldina 345 kV, dada sua proximidade da subestação de Santo Antônio de Pádua, da Enel-RJ.

6.1 Alternativas via Região de Campos

6.1.1 Alternativa Rede Básica Italva

A alternativa consiste no seccionamento de um dos circuitos Campos – Rio Novo do Sul 345 kV, em ponto distante cerca de 40 km da subestação de Italva existente, construindo-se nova subestação de fronteira com transformadores 345/138 kV e conectando-se a SE Italva através de circuito duplo em 138 kV a novo setor nessa tensão em Cambuci, onde será instalada transformação 138/69 kV para complementar o suprimento à região.

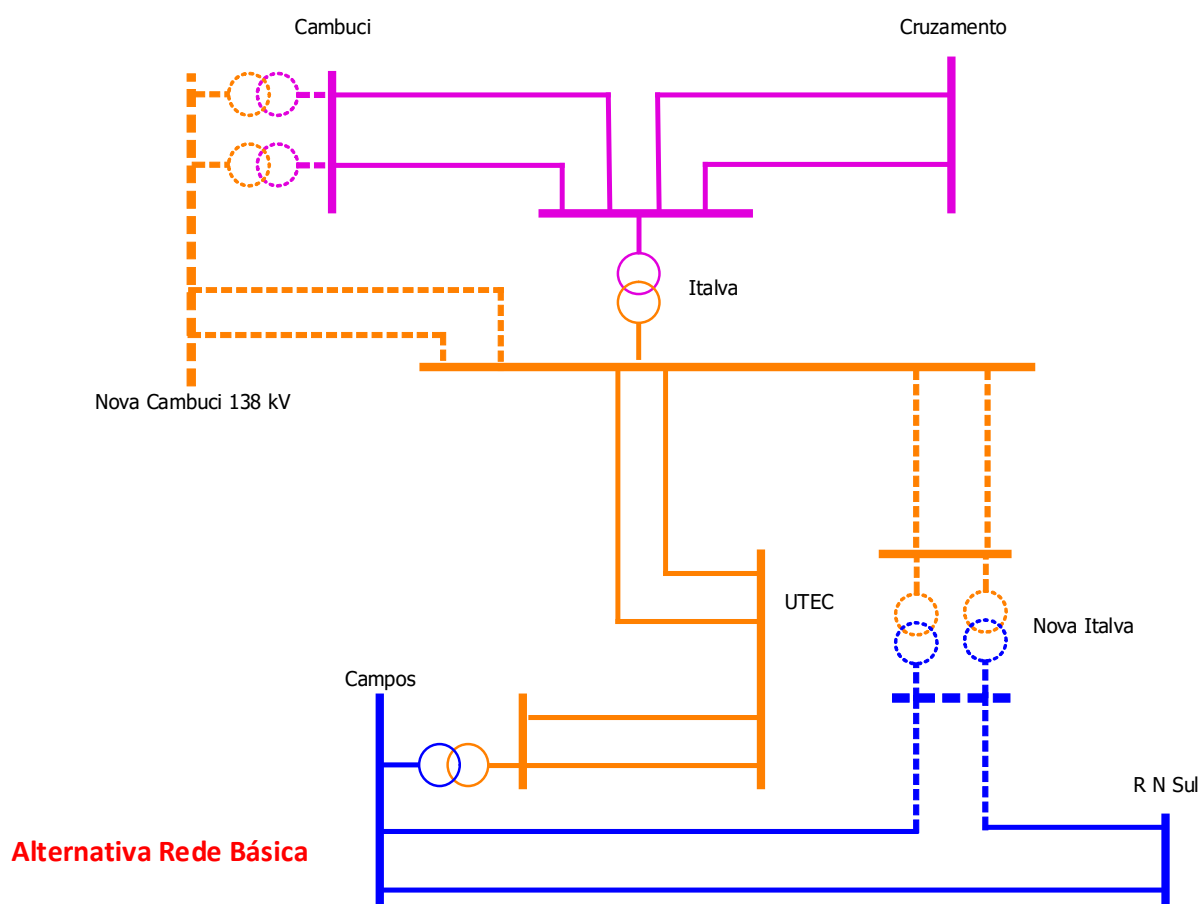


Figura 6-1 - Alternativa Rede Básica via Italva

6.1.2 Alternativa Rede Básica Italva – Variante

A alternativa é conceitualmente similar à anterior, apenas substituindo-se a conexão em 138 kV de Italva a Cambuci por uma terceira linha em 69 kV entre essas subestações, buscando-se com isso minimizar o custo de investimentos da alternativa.

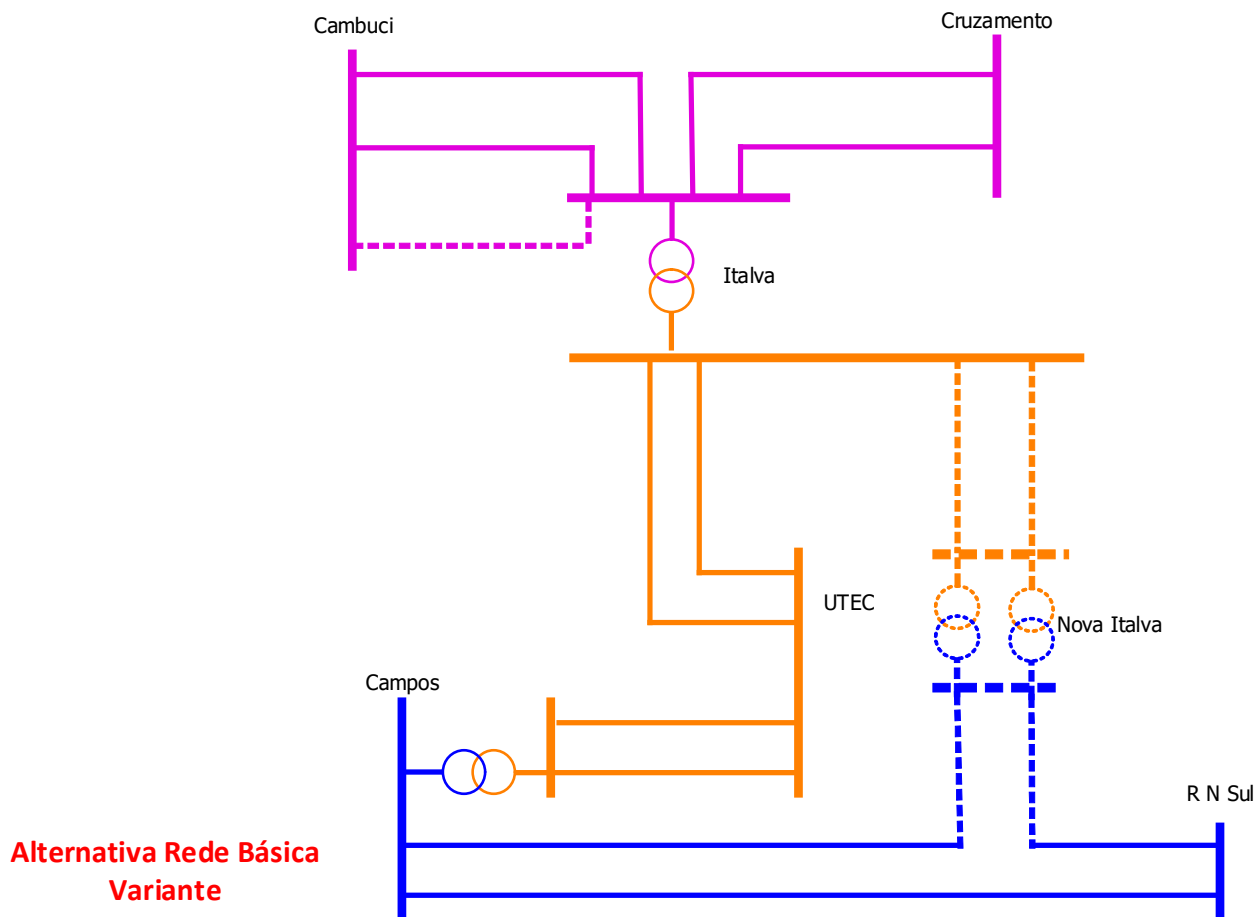


Figura 6-2 – Alternativa Rede Básica via Italva - Variante

6.1.4 Alternativa Distribuição UTEC

Essa alternativa também considera a construção de novo setor de 138 kV na subestação Cambuci, com transformação 138/69 kV, substituindo-se a conexão com Italva por uma linha de Distribuição em circuito simples conectada à SE UTEC.

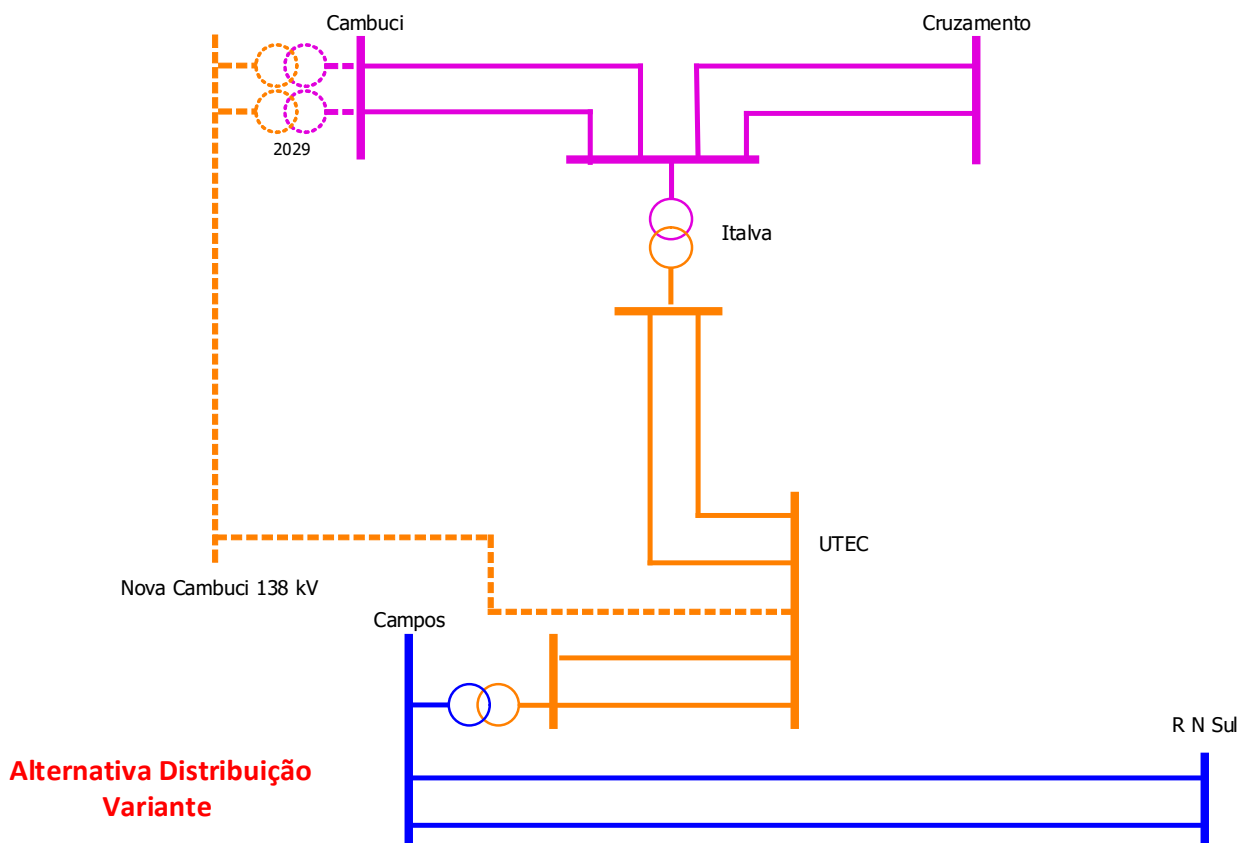


Figura 6-4 – Alternativa Distribuição Variante via UTEC

6.1.5 Alternativa Distribuição Campos

A alternativa difere da anterior apenas pela conexão do circuito simples à Campos 138 kV, em substituição à UTEC, objetivando-se a redução do carregamento das linhas entre Campos e UTEC.

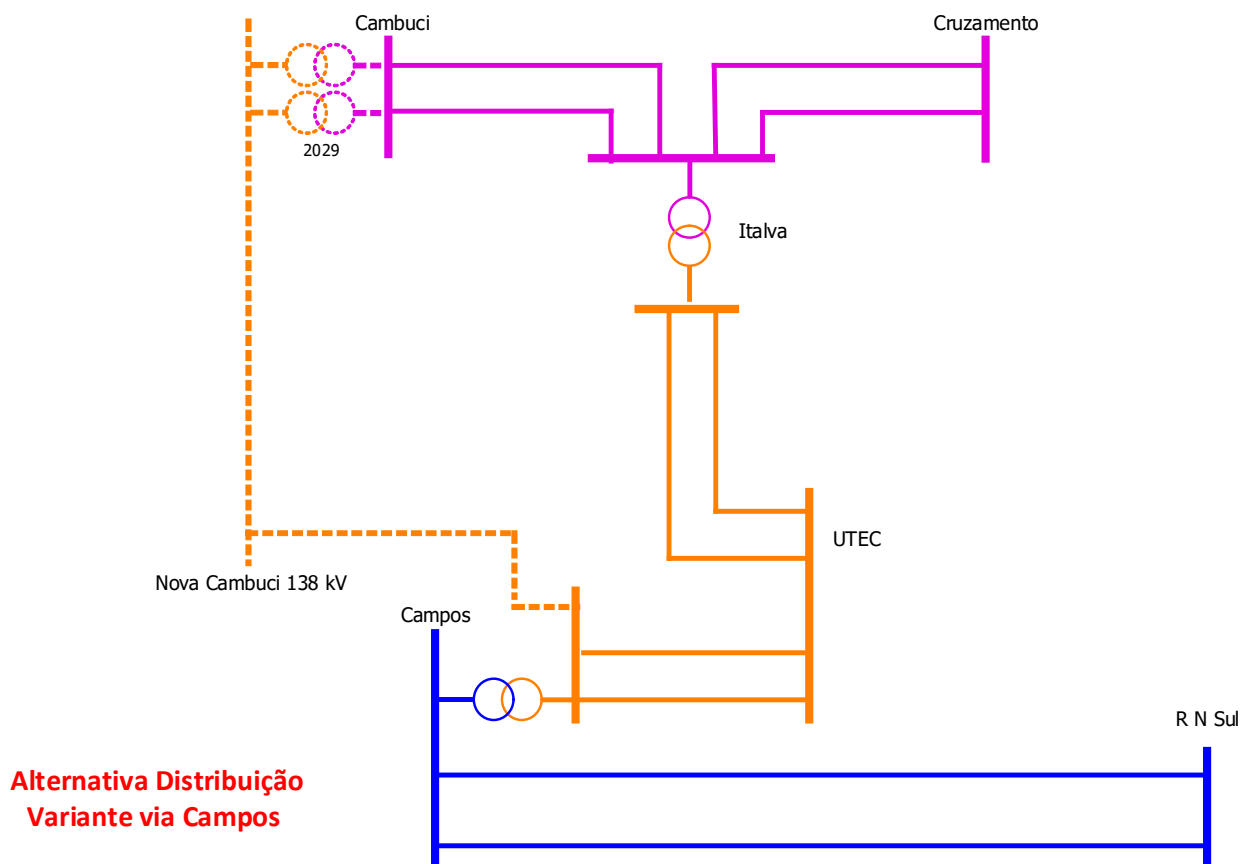


Figura 6-5 – Alternativa Distribuição Variante via Campos

6.2 Alternativas via Região de Minas Gerais

6.2.1 Alternativa Rede Básica Pádua

A alternativa consiste no seccionamento do circuito Lagos –Leopoldina 345 kV, em ponto distante cerca de 30 km da subestação de Santo Antônio de Pádua 69 kV, construindo-se nova subestação de fronteira com transformadores 345/69 kV e conectando-se essa SE através de circuito duplo em 69 kV à SE existente. A localização sugerida para a nova SE de fronteira situa-se a cerca de 6 km da SE de Distribuição.

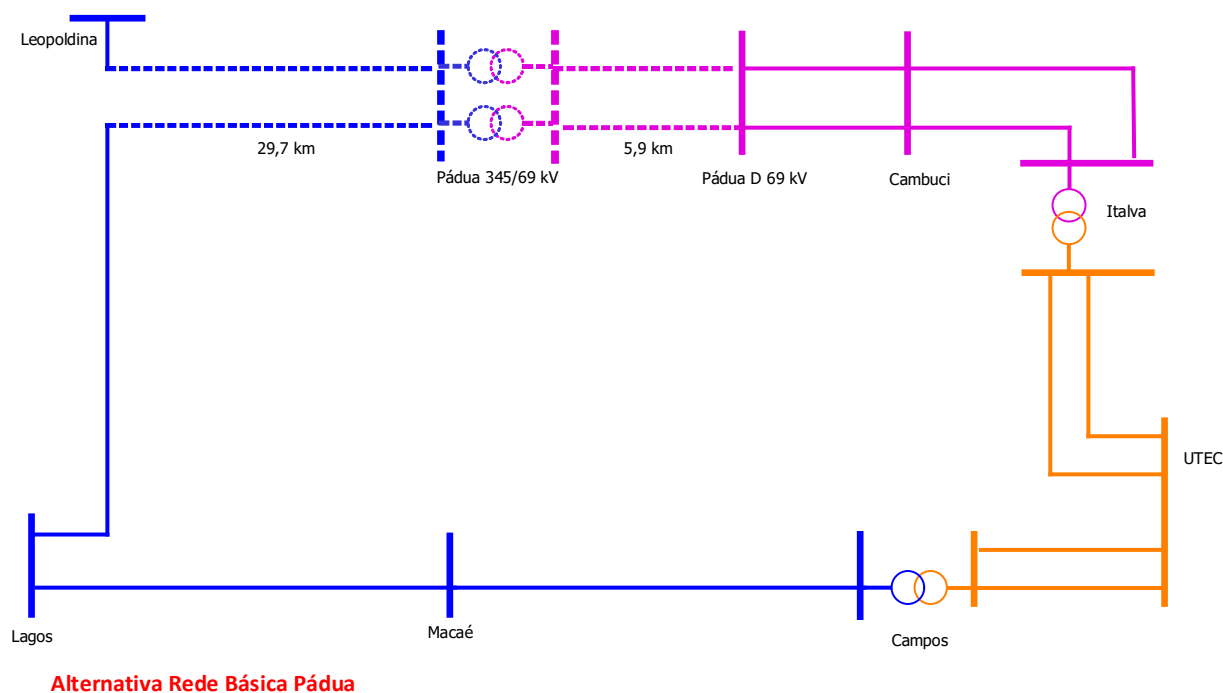


Figura 6-6 – Alternativa Rede Básica via Pádua – Seccionamento em Pádua

6.2.2 Alternativa Rede Básica Caiapó

A alternativa é conceitualmente similar à anterior, apenas construindo-se a nova SE de fronteira próxima ao ponto de seccionamento da linha de 345 kV , ligada a Santo Antônio de Pádua por circuito duplo em 69 kV com cerca de 34 km de extensão, buscando-se com isso minimizar o custo de investimentos da alternativa.

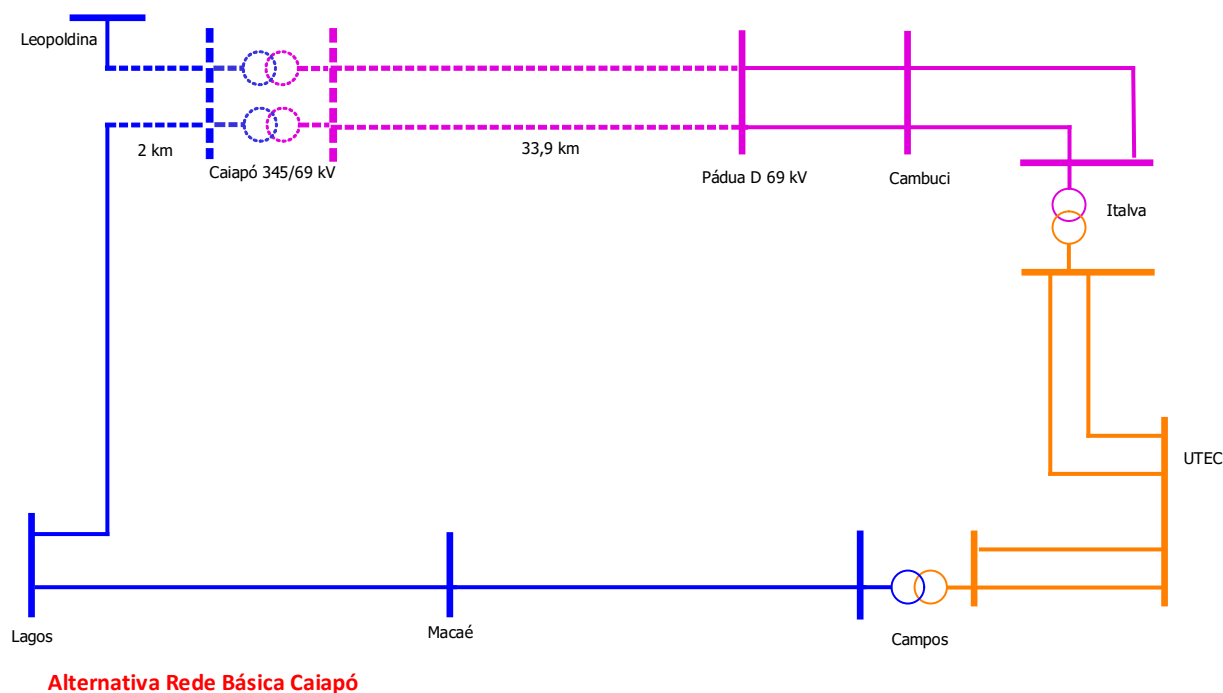


Figura 6-7 – Alternativa Rede Básica via Pádua – Seccionamento em Caiapó

6.2.3 Alternativa Distribuição Pádua

Nessa alternativa, o sistema da região de Italva é conectado ao sistema de Distribuição da Energisa em Minas Gerais, pela construção de novo setor de 138 kV na SE Santo Antônio de Pádua, com transformação 138/69 kV, e ligado à subestação da PCH Barra do Braúna por linha com cerca de 30 km de extensão.

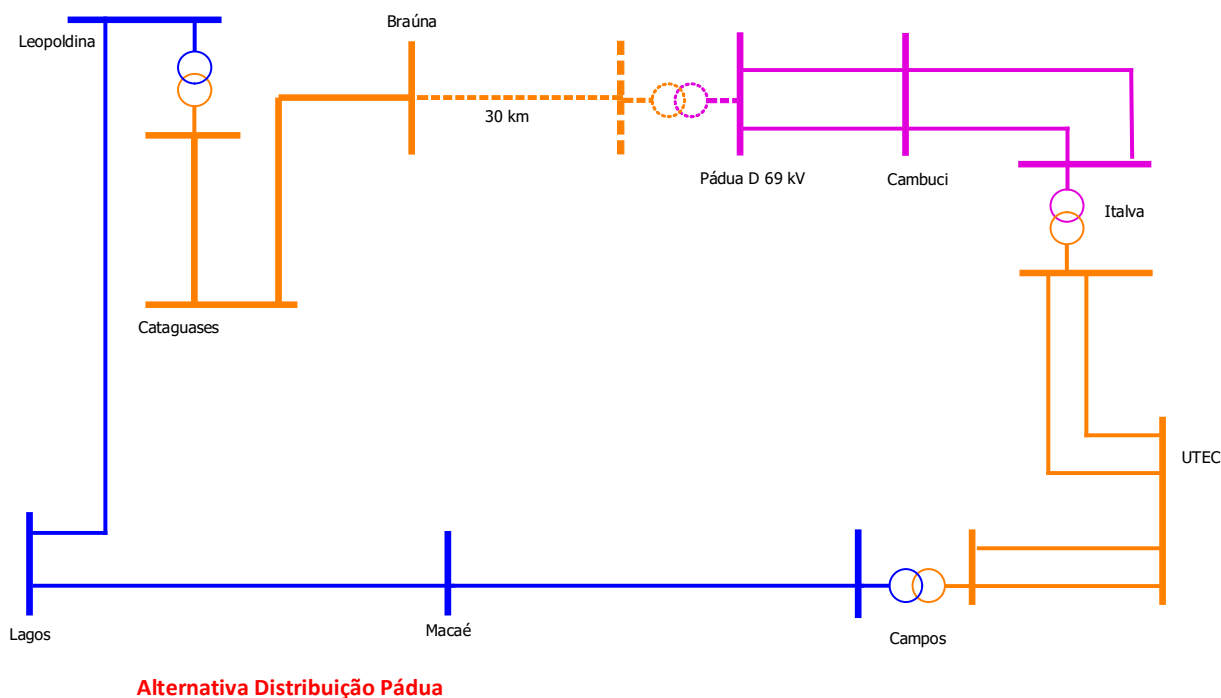


Figura 6-8 – Alternativa Distribuição via Pádua

6.2.4 Alternativa Distribuição Leopoldina

Nessa alternativa, o sistema da região de Italva é conectado ao setor de 138 kV da nova subestação de fronteira Leopoldina 2 345/138 kV, em Minas Gerais, pela construção de novo setor de 138 kV na SE Santo Antônio de Pádua, com transformação 138/69 kV, e ligado à subestação Leopoldina 2 por linha com cerca de 60 km de extensão.

A alternativa foi concebida após manifestação da Energisa MG, informando que os limites das suas linhas que chegam à Braúna são inferiores aos que constam do Plano Decenal, referência para os estudos realizados pela EPE, dos casos do PAR-PEL 2025 do ONS e da Base de Dados Geográficos de Distribuição da ANEEL, e também que a subestação da PCH Barra do Braúna não tem espaço para a instalação de nova entrada de linha, para conexão à subestação Santo Antônio de Pádua.

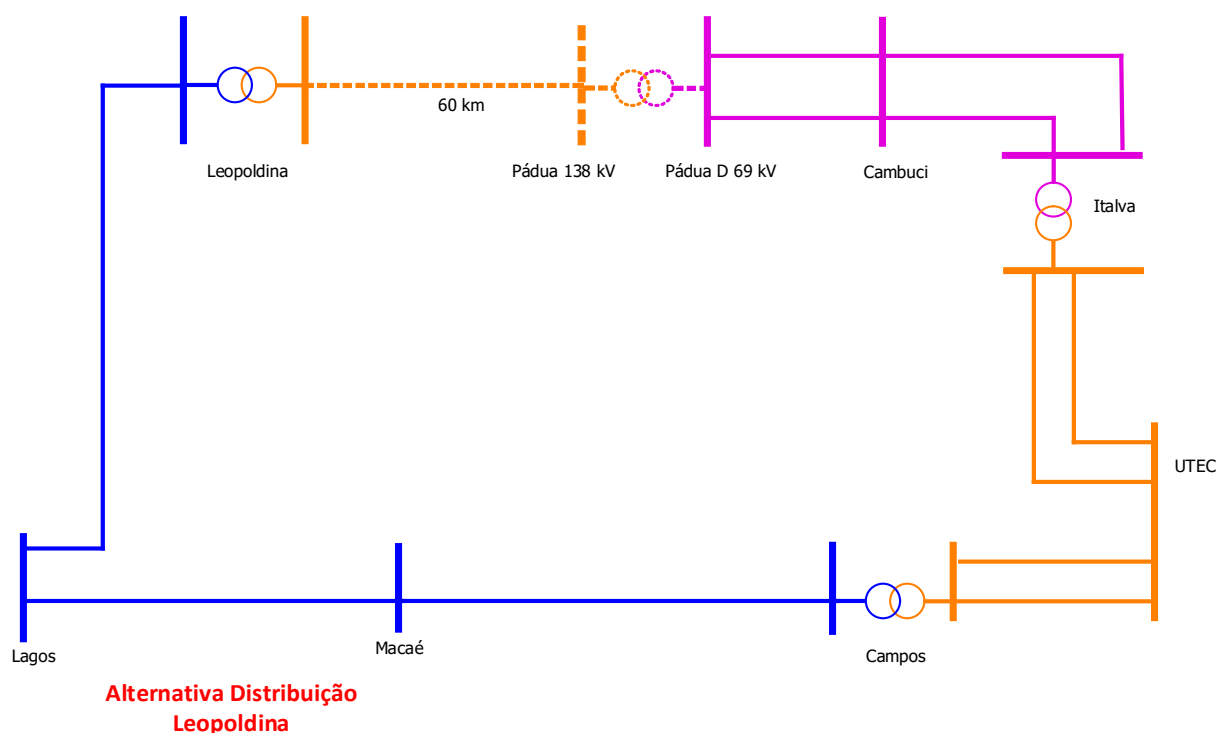


Figura 6-9 – Alternativa Distribuição via Leopoldina

7 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

Cada uma das alternativas apresentadas no item 6 teve seu desempenho em regime permanente avaliado considerando-se os casos dimensionadores deste estudo, detalhados no item 4.3.

Nas alternativas de Rede Básica (Italva, Italva Variante, Pádua e Caiapó) foram realizadas simulações em condição normal e em contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de fronteira, não ocorrendo níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

Nas alternativas de Distribuição (Italva, UTEC, Campos, Pádua e Leopoldina2) o desempenho do sistema em regime normal também não apresentou níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

Em ambos os grupos de alternativas, houve necessidade complementar de utilização do recurso de capacitores na malha de Distribuição, para manter o perfil de tensão em valores compatíveis com os critérios adotados e também reforços pontuais em transformadores, dependendo da alternativa analisada.

A seguir são apresentados os resultados mais relevantes das análises das alternativas.

7.1 Alternativas via Região de Campos

7.1.1 Alternativa RB - Italva

Nessa alternativa é proposta nova subestação de fronteira 345/138 kV em Italva, conectada por “loop” à linha Campos – Rio Novo do Sul 345 kV, reforçando-se também o atendimento à Cambuci pela implantação de pátio de 138 kV nessa subestação, alimentado a partir de Italva.

Essa configuração reduz o carregamento do tronco Campos - UTEC - Italva 138 kV e Italva – Cambuci 69 kV, propiciando perfil de tensões adequado em todas as subestações supridas a partir de Cambuci, verificando-se apenas o esgotamento do elo Cambuci – Pádua 69 kV no final do período de análise.

7.1.2 Alternativa RB Italva – Variante

Na alternativa Variante não foi considerada a implantação de setor de 138 kV em Cambuci, reforçando-se o atendimento à área com a construção de 3º circuito em 69 kV a partir de Italva.

A transformação de Italva 138/69 kV precisa ser reforçada pela implantação das 3ª e 4ª unidades respectivamente nos anos de 2025 e 2031.

O elo Cambuci – Pádua 69 kV também se esgota no final do período de análise.

Os investimentos dessa alternativa são inferiores aos da alternativa RB – Italva, mas ocorre aumento significativo nas perdas elétricas do sistema.

7.1.3 Alternativa Distribuição - Italva

Nessa alternativa é proposto conectar a subestação de Italva, por meio de circuito duplo em 138 kV, a novo setor nessa tensão em Cambuci, reforçando o atendimento à essa área, hoje realizado por meio de circuito duplo em 69 kV.

O reforço é efetivo em termos de atendimento à Cambuci, entretanto mantendo a tendência de crescimento do fluxo nas linhas Campos - UTEC – Italva 138 kV.

Dessa forma, a alternativa precisa da instalação do 3º circuito UTEC – Italva 138 kV no ano de 2028 e da reconstrução do elo Campos – UTEC utilizando-se condutor 2x636 MCM, conforme indicação de Furnas através de seu Ofício ET.EE.007.2017, de 26/12/2017, em resposta a consulta da EPE sobre o assunto.

Nessa alternativa não há necessidade de reforço na transformação 138/69 kV de Italva, mas o segundo transformador Cambuci 138/69 kV precisa ser instalado em 2029.

7.1.4 Alternativa Distribuição – UTEC

Nessa alternativa considera-se conexão direta entre as subestações de UTEC e o novo setor de 138 kV em Cambuci, em circuito simples, reduzindo-se assim os investimentos indicados para a alternativa anterior.

Essa configuração acarreta a necessidade do 3º transformador 138/69 kV em Italva no ano de 2034 permanecendo, nos mesmos anos, a necessidade do 2º transformador de Cambuci e da reconstrução da linha Campos – UTEC.

7.1.5 Alternativa Distribuição – Campos

Essa alternativa foi concebida com o objetivo de otimizar o carregamento da linha Campos – UTEC, estabelecendo-se o suprimento ao novo setor de 138 kV de Cambuci diretamente a partir da subestação de Campos.

Não há alteração na data da necessidade dos reforços nas transformações de Cambuci e Italva, mas o elo Campos – UTEC não precisa ser reconstruído.

Complementarmente, cabe mencionar que a EPE encaminhou consulta a Furnas a respeito da viabilidade de instalação de nova entrada de linha em 138 kV nas subestações de Campos e UTEC, e na resposta de Furnas, que consta do Anexo 3 – Consultas de Viabilidade de Expansão de Subestações, é informado que a expansão é viável apenas na subestação de Campos.

7.2 Alternativas via Região de Minas Gerais

7.2.1 Alternativa RB – Pádua

Nessa alternativa é proposta nova subestação de fronteira 345/69 kV em Pádua, conectada por “loop” à linha Lagos – Leopoldina 345 kV.

A nova injeção de potência em Pádua reduz o fluxo do eixo existente desde UTEC 138 kV até Pádua 69 kV, evitando reforços de linhas no sistema de Distribuição na área, mantendo-se a indicação de capacitores, principalmente no tronco de atendimento à Itaperuna, o que é comum a todas as alternativas.

7.2.2 Alternativa RB – Caiapó

A alternativa RB – Caiapó difere da anterior apenas quanto ao ponto de seccionamento da linha Lagos – Leopoldina 345 kV para a implantação da nova subestação de fronteira 345/69 kV, que passa a ser feito em ponto próximo à linha, conectando-a à Pádua por meio de circuito duplo em 69 kV.

O desempenho da alternativa é similar ao da RB-Pádua, entretanto ocorrendo redução no fluxo que chega em Pádua, devido à maior impedância entre essa subestação e a de fronteira, o que leva ao esgotamento da capacidade de transformação de Italva 138/69 kV, indicando a necessidade do 3º banco no ano de 2034.

A redução em investimentos dessa alternativa não chega a compensar o acréscimo no custo das perdas elétricas, apresentando dessa forma custo total superior ao da alternativa RB-Pádua.

7.2.3 Alternativa Distribuição – Pádua

A alternativa, considerando a proximidade de Santo Antônio de Pádua da malha de Distribuição da Energisa-MG, propõe conectar a subestação da Enel nesse local à PCH Barra do Braúna, a 30 km de distância, e que se conecta indiretamente à nova SE de fronteira Leopoldina 2 345/138 kV, que se caracteriza por ser um ponto forte de suprimento e controle de tensão.

É necessária a construção de novo setor de 138 kV em Pádua, com transformação 138/69 kV, para alimentar a localidade e demais cargas da região, aliviando o carregamento do eixo UTEC – Italva 138 kV, atualmente o único elo de atendimento às cargas de Italva.

O sistema não apresenta problemas de desempenho em termos de carregamentos e tensões, verificando-se apenas que, no ano de 2033, com cenário de hidraulicidade crítica nas usinas da área de atuação da Energisa-MG (despacho de 20% nas usinas), ocorre sobrecarga de 3,4% no transformador remanescente 345/138 kV em Leopoldina, na perda de uma das duas unidades.

O terceiro transformador em Italva 138/69 kV é necessário no ano de 2033.

Utilizando-se reatância maior que a adotada nas análises para o transformador Pádua 138/69 kV, há necessidade do 3º banco 138/69 kV na subestação de Italva no ano de 2032.

A reatância inicial foi estimada como sendo igual à do transformador 138/69 kV de Italva, na sua base própria, o que corresponde a um valor de 6,94% na base 100 MVA, e na sensibilidade à variação de impedância foi adotado um valor de 10%.

7.2.4 Alternativa Distribuição - Leopoldina

Considerando as restrições apresentadas pela Energisa MG para a conexão de Santo Antônio de Pádua à SE Barra do Braúna, incorporou-se ao estudo alternativa em que é feita ligação direta entre a subestação de fronteira Leopoldina 2 345/138 kV à Pádua, por circuito com cerca de 60 km de extensão, com condutor Linnet 1x336,4 MCM.

O sistema não apresenta problemas de desempenho em termos de carregamentos e tensões, verificando-se apenas que, no ano de 2032, com cenário de hidraulicidade crítica nas usinas da área de atuação da Energisa-MG (despacho de 20% nas usinas), ocorre sobrecarga de 1,2% no transformador remanescente 345/138 kV em Leopoldina, na perda de uma das duas unidades, indicando-se assim a terceira unidade de transformação para esse ano.

O terceiro transformador em Italva 138/69 kV é necessário no ano de 2034.

Para fins de comparação econômica, objetivando avaliar o impacto no custo total da alternativa considerando-se condutores de maior bitola, com maior custo mas levando à redução de perdas elétricas, a alternativa foi simulada utilizando-se também condutores Linnet 1x636 MCM por fase e Bluejay 1x1136 MCM por fase.

Verifica-se que há efetivamente uma redução nas perdas elétricas, sem ocorrer alterações significativas no desempenho elétrico do sistema.

7.3 Obras Comuns das Alternativas

Todas as alternativas analisadas no estudo não têm influência no carregamento do eixo de Distribuição em 69 kV que supre as localidades de Cruzamento, Itaperuna e Natividade a partir da subestação de Italva.

Para o atendimento da demanda máxima dessa área, verificou-se que, em todas as alternativas, há necessidade das obras de reforço no sistema de 69 kV indicadas na Tabela 7-1 a seguir.

Tabela 7-1 – Obras Comuns das Alternativas

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					15.078,14	10.020,62	2.751,21
LT 69 kV CRUZAMENTO - LD ITALVA - ITAPERUNA, C1 e C2 (CD) (Ampliação/Adequação)					4.947,91	3.636,86	1.289,86
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km		2029	0,1	595,98	59,60	43,81	15,54
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CRUZAMENTO	2029	2	2212,74	4.425,48	3.252,86	1.153,67
MIM - 69 kV	CRUZAMENTO	2029	1	462,83	462,83	340,19	120,65
LT 69 kV ITALVA - CRUZAMENTO, C3 (Nova)					10.130,23	6.383,76	1.461,35
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 13,8 km		2031	13,8	379,85	5.241,93	3.303,31	756,18
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	ITALVA	2031	1,0	2212,74	2.212,74	1.394,40	319,20
MIM - 69 kV	ITALVA	2031	1,0	231,41	231,41	145,83	33,38
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CRUZAMENTO	2031	1,0	2212,74	2.212,74	1.394,40	319,20
MIM - 69 kV	CRUZAMENTO	2031	1,0	231,41	231,41	145,83	33,38

8 OTIMIZAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Não se aplica.

9 ANÁLISE ECONÔMICA

9.1 Avaliação das Alternativas

As alternativas avaliadas tiveram seus planos de obras e investimentos detalhados e orçados de acordo com a base de preços da ANEEL e com informações relevantes obtidas com a distribuidora ENEL-RJ e estão apresentados nas tabelas do Anexo 2 – Plano de Obras das Alternativas.

Ressalta-se que estes valores foram utilizados apenas para comparação relativa entre alternativas, não servindo como base para orçamentos e execução de obras.

Considerou-se a margem percentual de 5% no custo total para configurar a equivalência econômica entre alternativas.

9.1.1 Alternativas via Região de Campos

As Tabelas 9-1 a 9-3 apresentam o valor presente dos custos dos investimentos das alternativas analisadas, os custos obtidos através do método dos rendimentos necessários e o custo total e diferencial das perdas elétricas, ao passo que a Tabela 9-4 apresenta os custos totais levando-se em consideração os investimentos (método dos rendimentos necessários) e o custo diferencial de perdas.

É importante ressaltar que a comparação dos custos totais considera as perdas diferenciais referentes apenas a esse grupo de alternativas, não sendo possível uma comparação direta dos custos totais entre os dois conjuntos, o que será apresentado no item 9.1.3.

Neste conjunto, a alternativa de Mínimo Custo Global é a Alternativa Distribuição Via Campos.

Tabela 9-1 – Custo das Alternativas via Campos - Valor Presente

Alternativa	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Alt RB Italva	282.901,36	346,4%	5º
Alt RB Variante	279.653,10	342,5%	4º
Alt D Italva	119.535,39	146,4%	3º
Alt D UTEC	94.509,26	115,7%	2º
Alt D Campos	81.661,82	100,0%	1º

Tabela 9-2 - Custos das Alternativas via Campos – Rendimentos Necessários

Alternativa	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Alt RB Italva	165.612,94	429,5%	5º
Alt RB Variante	147.332,37	382,1%	4º
Alt D Italva	58.636,78	152,1%	3º
Alt D UTEC	44.494,89	115,4%	2º
Alt D Campos	40.703,72	105,6%	1º

Tabela 9-3 – Custos das Perdas Elétricas das Alternativas via Campos

Alternativa	Perdas (R\$ x 10 ⁻³)	Diferencial (R\$ x 10 ⁻³)	Ordem
Alt RB Italva	66.832.255,83	0,00	1º
Alt RB Variante	66.871.627,41	39.371,58	5º
Alt D Italva	66.866.045,96	33.790,14	4º
Alt D UTEC	66.857.240,36	24.984,53	3º
Alt D Campos	66.856.782,43	24.526,60	2º

Tabela 9-4 – Custo Total – Rendimentos Necessários + Perdas – Alternativas via Campos

Alternativa	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Alt RB Italva	165.612,94	253,9%	4º
Alt RB Variante	186.703,95	286,2%	5º
Alt D Italva	92.426,91	141,7%	3º
Alt D UTEC	69.479,42	106,5%	2º
Alt D Campos	65.230,32	100,0%	1º

Os dados das tabelas anteriores foram sumarizados na Figura 9-1, onde pode ser visualizado que a Alternativa Distribuição – Campos é a de menor custo total dentre esse conjunto de alternativas.

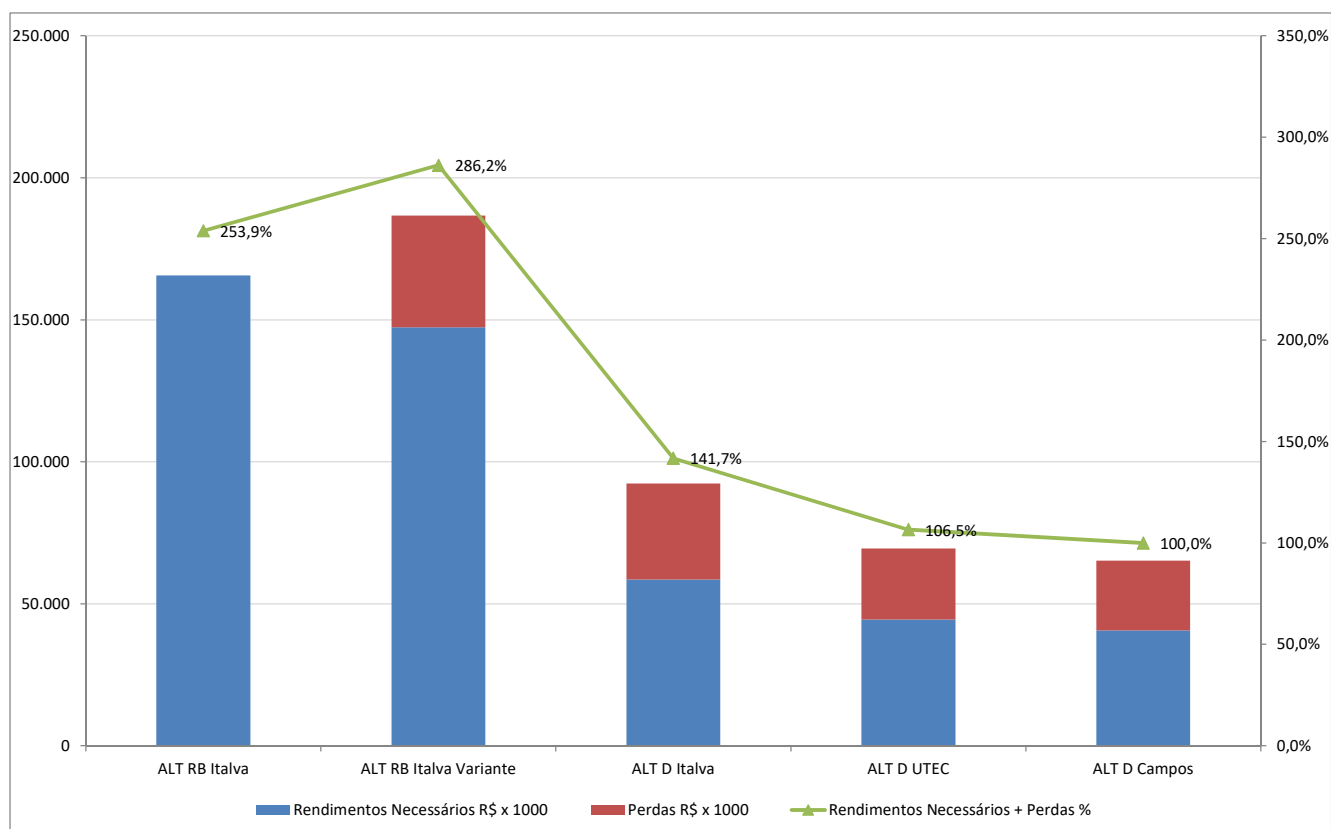


Figura 9-1 – Comparação Gráfica dos Investimentos das Alternativas via Campos

9.1.2 Alternativas via Região de Minas Gerais

As Tabelas 9-5 a 9-7 apresentam o valor presente dos custos dos investimentos das alternativas analisadas, os custos obtidos através do método dos rendimentos necessários e o custo total e diferencial das perdas elétricas, ao passo que a Tabela 9-8 apresenta os custos totais levando-se em consideração os investimentos (método dos rendimentos necessários) e o custo diferencial de perdas.

É importante ressaltar que a comparação dos custos totais considera as perdas diferenciais referentes apenas a esse grupo de alternativas, não sendo possível uma comparação direta dos custos totais entre os dois conjuntos, o que será apresentado no item 9.1.3.

Neste conjunto, a alternativa de Mínimo Custo Global é a Alternativa Distribuição Via Leopoldina.

Tabela 9-5 – Custo das Alternativas via MG - Valor Presente

Alternativa	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Alt D Pádua	89.773,01	100,0%	1º
Alt RB Pádua	159.516,61	177,7%	6º
Alt RB Caiapó	120.609,68	134,3%	5º
Alt D Leop 1x336	104.597,21	116,5%	2º
Alt D Leop 1x636	107.069,81	119,3%	3º
Alt D Leop 1x1113	109.005,41	121,4%	4º

Tabela 9-6 - Custos das Alternativas via MG – Rendimentos Necessários

Alternativa	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Alt D Pádua	38.563,27	100,0%	1º
Alt RB Pádua	92.070,78	238,8%	6º
Alt RB Caiapó	68.880,72	178,6%	5º
Alt D Leop 1x336	48.010,84	124,5%	2º
Alt D Leop 1x636	49.484,61	128,3%	3º
Alt D Leop 1x1113	50.638,30	131,3%	4º

Tabela 9-7 – Custos das Perdas Elétricas das Alternativas via MG

Alternativa	Perdas (R\$ x 10 ⁻³)	Diferencial (R\$ x 10 ⁻³)	Ordem
Alt D Pádua	66.849.944,19	40.211,73	6º
Alt RB Pádua	66.809.732,46	0,00	1º
Alt RB Caiapó	66.823.672,70	13.940,23	2º
Alt D Leop 1x336	66.836.695,43	26.962,96	5º
Alt D Leop 1x636	66.832.946,08	23.213,61	4º
Alt D Leop 1x1113	66.829.095,06	19.362,59	3º

Tabela 9-8 – Custo Total – Rendimentos Necessários + Perdas – Alternativas via MG

Alternativa	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Alt D Pádua	78.775,00	112,5%	4º
Alt RB Pádua	92.070,78	131,5%	6º
Alt RB Caiapó	82.820,95	118,3%	5º
Alt D Leop 1x336	74.973,81	107,1%	3º
Alt D Leop 1x636	72.698,23	103,9%	2º
Alt D Leop 1x1113	70.000,90	100,0%	1º

Os dados das tabelas anteriores foram sumarizados na Figura 9-2 onde pode ser visualizado que a Alternativa Distribuição – Leopoldina com condutor 1x1113 MCM é a de menor custo total dentre esse conjunto de alternativas.

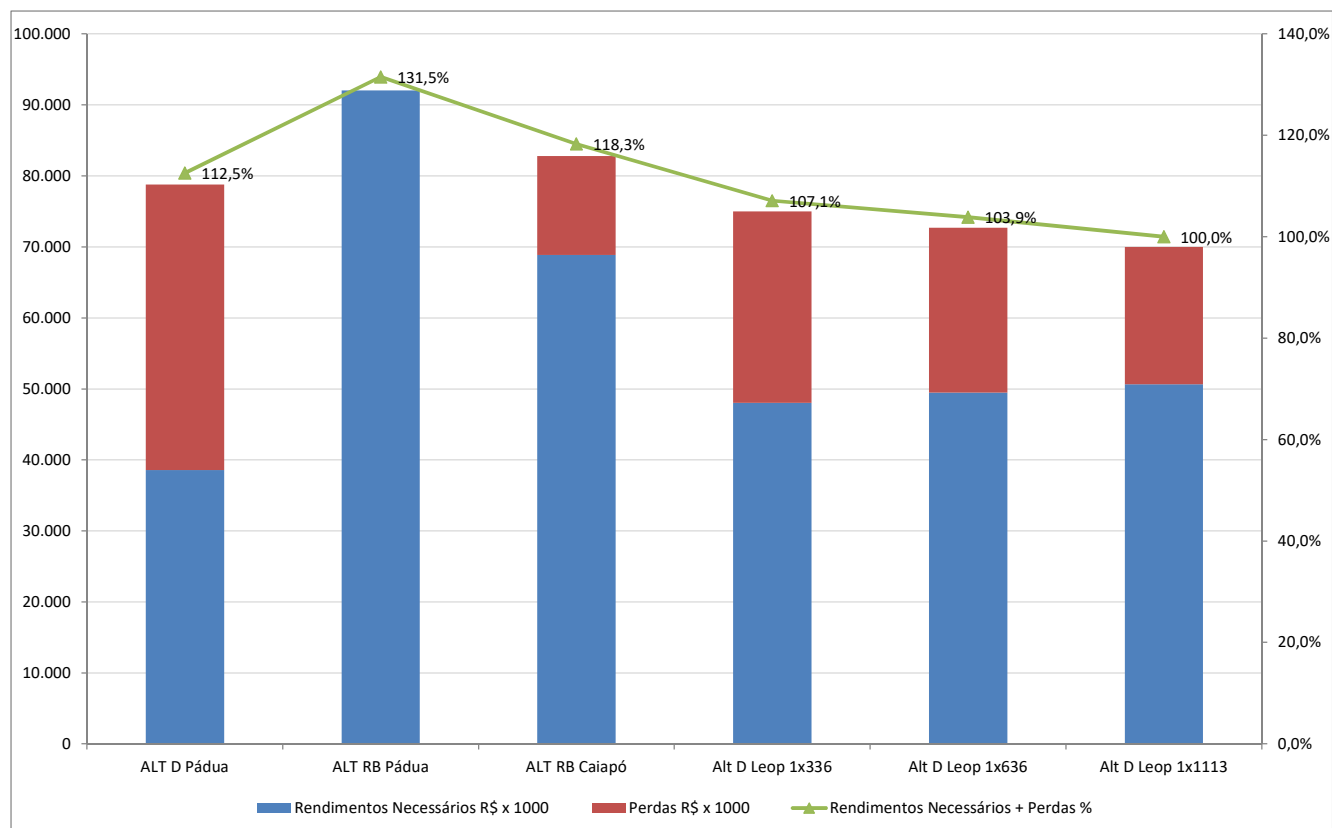


Figura 9-2 – Comparação Gráfica dos Investimentos das Alternativas via MG

9.1.3 Comparação Geral das Alternativas

As Tabela 9-9 – Custo Geral das Alternativas Tabela 9-9 a 9.11 apresentam o valor presente dos custos dos investimentos das alternativas analisadas, os custos obtidos através do método dos rendimentos necessários e o custo total e diferencial das perdas elétricas, ao passo que a Tabela 9-12 Tabela 9-4 apresenta os custos totais levando-se em consideração os investimentos (método dos rendimentos necessários) e o custo diferencial de perdas.

Tabela 9-9 – Custo Geral das Alternativas – Valor Presente

Alternativa	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Alt RB Italva	282.901,36	346,4%	11 ^º
Alt RB Variante	279.653,10	342,5%	10 ^º
Alt D Italva	119.535,39	146,4%	7 ^º
Alt D UTEC	94.509,26	115,7%	3 ^º
Alt D Campos	81.661,82	100,0%	1 ^º
Alt D Pádua	89.773,01	109,9%	2 ^º
Alt RB Pádua	159.516,61	195,3%	9 ^º
Alt RB Caiapó	120.609,68	147,7%	8 ^º
Alt D Leop 1x336	104.597,21	128,1%	4 ^º
Alt D Leop 1x636	107.069,81	131,1%	5 ^º
Alt D Leop 1x1113	109.005,41	133,5%	6 ^º

Tabela 9-10 - Custo Geral das Alternativas – Rendimentos Necessários

Alternativa	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Alt RB Italva	165.612,94	429,5%	11 ^º
Alt RB Variante	147.332,37	382,1%	10 ^º
Alt D Italva	58.636,78	152,1%	7 ^º
Alt D UTEC	44.494,89	115,4%	3 ^º
Alt D Campos	40.703,72	105,6%	2 ^º
Alt D Pádua	38.563,27	100,0%	1 ^º
Alt RB Pádua	92.070,78	238,8%	9 ^º
Alt RB Caiapó	68.880,72	178,6%	8 ^º
Alt D Leop 1x336	48.010,84	124,5%	4 ^º
Alt D Leop 1x636	49.484,61	128,3%	5 ^º
Alt D Leop 1x1113	50.638,30	131,3%	6 ^º

Tabela 9-11 – Custos das Perdas Elétricas das Alternativas

Alternativa	Perdas (R\$ x 10 ⁻³)	Diferencial (R\$ x 10 ⁻³)	Ordem
Alt RB Italva	66.832.255,83	22.523,37	4º
Alt RB Variante	66.871.627,41	61.894,95	11º
Alt D Italva	66.866.045,96	56.313,50	10º
Alt D UTEC	66.857.240,36	47.507,90	9º
Alt D Campos	66.856.782,43	47.049,97	8º
Alt D Pádua	66.849.944,19	40.211,73	7º
Alt RB Pádua	66.809.732,46	0,00	1º
Alt RB Caiapó	66.823.672,70	13.940,23	2º
Alt D Leop 1x336	66.836.695,43	26.962,96	6º
Alt D Leop 1x636	66.832.946,08	23.213,61	5º
Alt D Leop 1x1113	66.829.095,06	19.362,59	3º

Tabela 9-12 – Custo Total – Rendimentos Necessários + Perdas

Alternativa	Custos (R\$ x 10 ⁻³)	(%)	Ordem
Alt RB Italva	188.136,31	268,8%	10º
Alt RB Variante	209.227,32	298,9%	11º
Alt D Italva	114.950,28	164,2%	9º
Alt D UTEC	92.002,79	131,4%	7º
Alt D Campos	87.753,68	125,4%	6º
Alt D Pádua	78.775,00	112,5%	4º
Alt RB Pádua	92.070,78	131,5%	8º
Alt RB Caiapó	82.820,95	118,3%	5º
Alt D Leop 1x336	74.973,81	107,1%	3º
Alt D Leop 1x636	72.698,23	103,9%	2º
Alt D Leop 1x1113	70.000,90	100,0%	1º

Os dados das tabelas anteriores foram sumarizados na Figura 9-3 onde pode ser visualizado que a Alternativa Distribuição – Leopoldina, com condutor 1x1113 MCM por fase, é a de menor custo total dentre todas as alternativas analisadas.

Verifica-se que a Alternativa Distribuição Leopoldina com condutor 1x636 MCM enquadra-se no critério de equivalência econômica, tendo menor valor de custo de investimentos, sendo dessa forma a alternativa considerada de Mínimo Custo Global, para recomendação das análises.

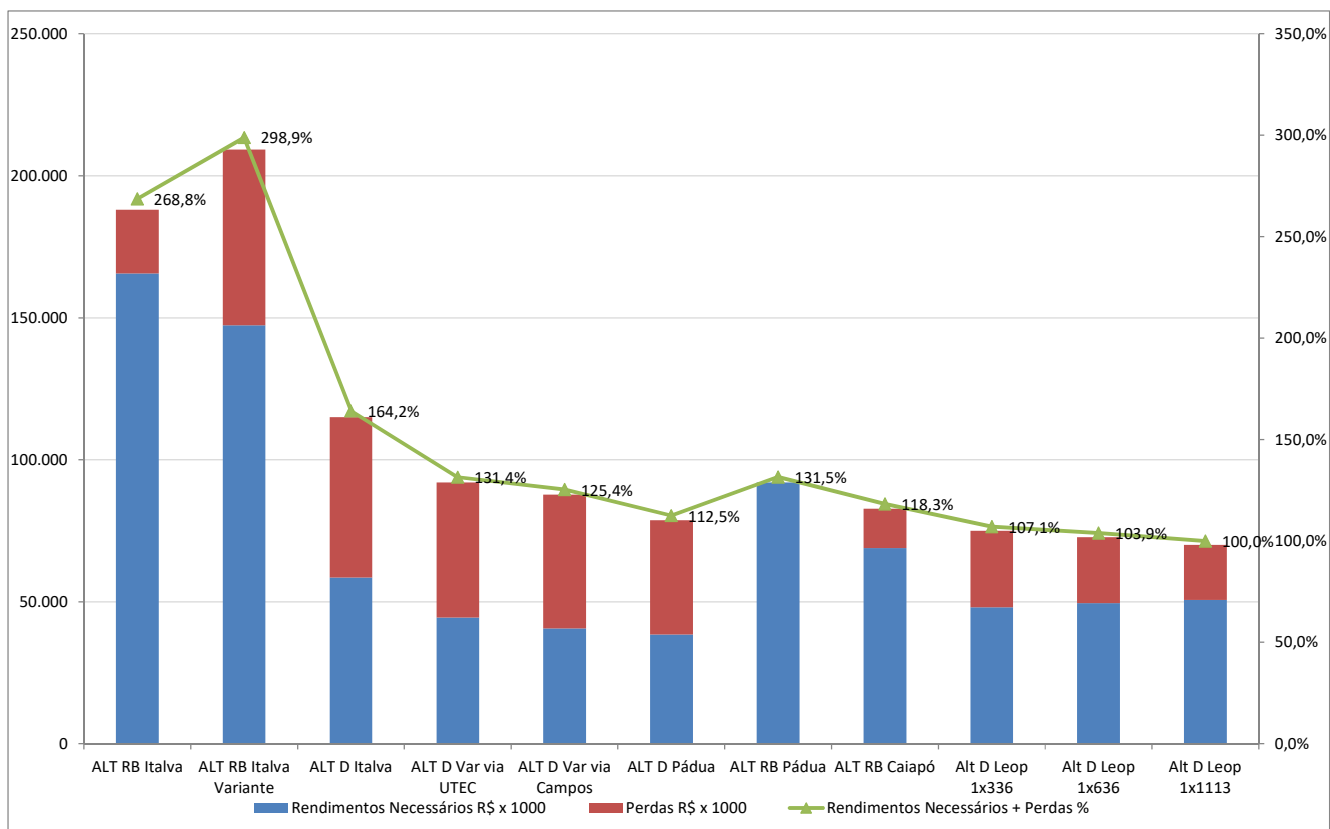


Figura 9-3 – Comparação Gráfica dos Investimentos das Alternativas

10 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

As Alternativas Distribuição – Pádua e Leopoldina estabelecem novo ponto de suprimento que é conectado ao sistema de Distribuição da Energisa em Minas Gerais.

Em decorrência, algumas avaliações complementares foram realizadas, para consubstanciar os resultados obtidos.

10.1 Reatância do Transformador 138/69 kV de Pádua

Nas simulações realizadas, a reatância X_{ps} do transformador 138/69 kV de 100 MVA na subestação de Pádua foi estimada utilizando-se com base a reatância na base própria dos transformadores existentes em Italva 138/69 kV de 67 MVA, que é de 6,97%.

Para verificar o efeito no carregamento dos transformadores de Italva 138/69 kV de se considerar uma reatância com valor maior, foram realizadas simulações complementares nos casos mais críticos com as PCHs da área da Energisa despachadas com 20% de sua capacidade, utilizando-se X_{ps} de 10%, na base 100 MVA, no transformador de Pádua.

Na Alternativa Distribuição Pádua verifica-se que no ano de 2032 ocorre sobrecarga de 3,9% da transformação de Italva, no ano de 2033 de 4,9% e no ano de 2034 esse valor chega a 5,8%.

Uma vez que na Alternativa o 3º transformador de Italva é indicado para 2033, caso a impedância do transformador de Pádua seja superior, há indicativo da necessidade de antecipação para 2032 desse reforço.

Na Alternativa Distribuição Leopoldina, o terceiro transformador de Italva está indicado para o ano de 2034 com a reatância de 6,97% no transformador de Pádua, e a consideração do valor de 10% não altera essa indicação.

Os diagramas a seguir mostram o resultado das simulações nos anos de 2032 a 2034.

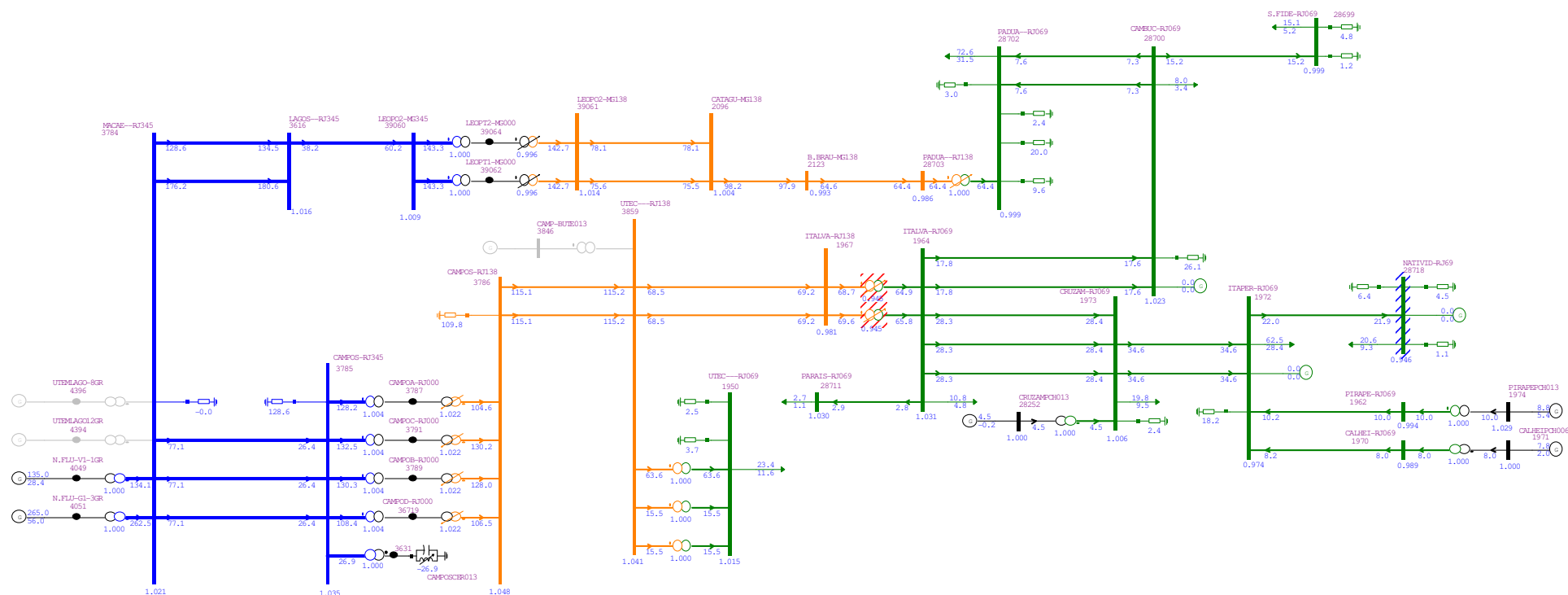
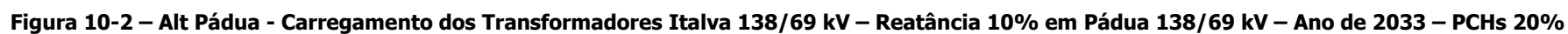


Figura 10-1 – Alt Pádua - Carregamento dos Transformadores Italva 138/69 kV – Reatância 10% em Pádua 138/69 kV – Ano de 2032 – PCHs 20%



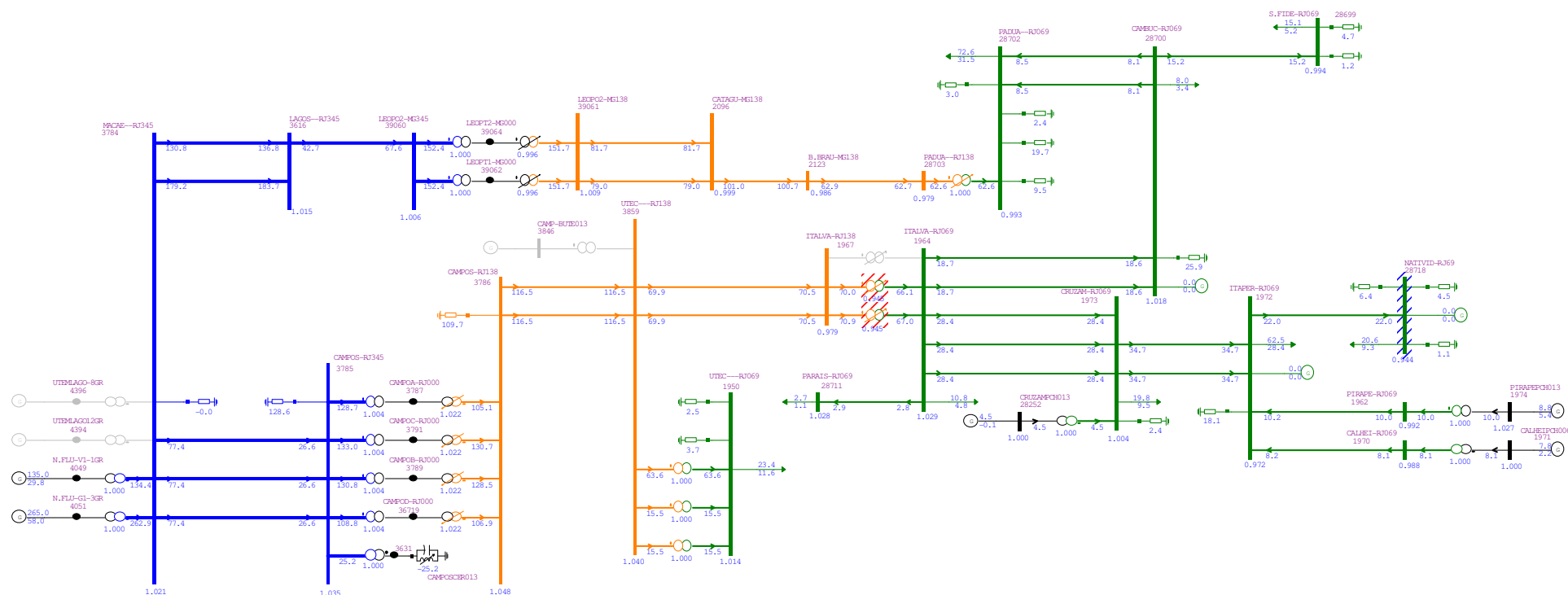


Figura 10-3 – Alt Pádua - Carregamento dos Transformadores Italva 138/69 kV – Reatância 10% em Pádua 138/69 kV – Ano de 2034 – PCHs 20%

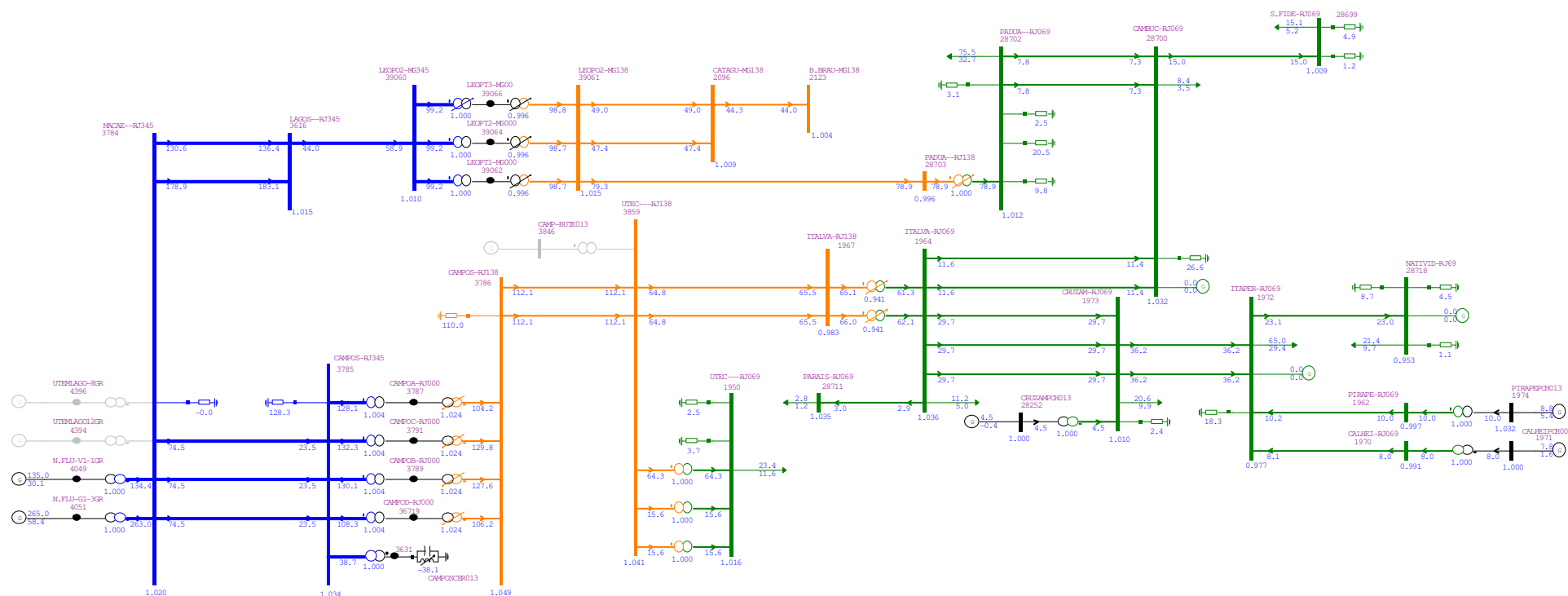
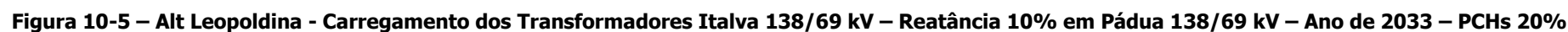
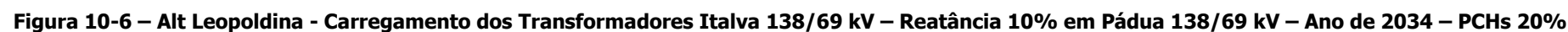


Figura 10-4 – Alt Leopoldina - Carregamento dos Transformadores Itálva 138/69 kV – Reatância 10% em Pádúa 138/69 kV – Ano de 2032 – PCHs 20%





10.2 Transformação de Leopoldina

As cargas da Energisa-MG são supridas, principalmente, por dois transformadores 345/138 kV, de 225 MVA cada, recomendados no estudo EPE-DEE-RE-043/2018-Rev0, "Estudo de Atendimento à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira" [6].

Por essa razão, buscou-se verificar o impacto da nova conexão no carregamento desses transformadores, bem como nas linhas do sistema de Distribuição da Energisa-MG.

Nos casos do Ciclo 2029 do Plano Decenal, a geração das PCHs da área é de cerca de 58% da sua capacidade total instalada; como esse despacho tem impacto direto no carregamento dos transformadores de Leopoldina 345/138 kV, foram realizadas simulações com despacho reduzido nessas usinas, condição essa mais desfavorável em termos de solicitação do sistema.

Esse despacho foi definido com base no período mais crítico de hidraulicidade, ocorrido no ano de 2015, conforme pode ser visualizado na Figura 10-7 a seguir, reproduzida do estudo [6] acima mencionado.

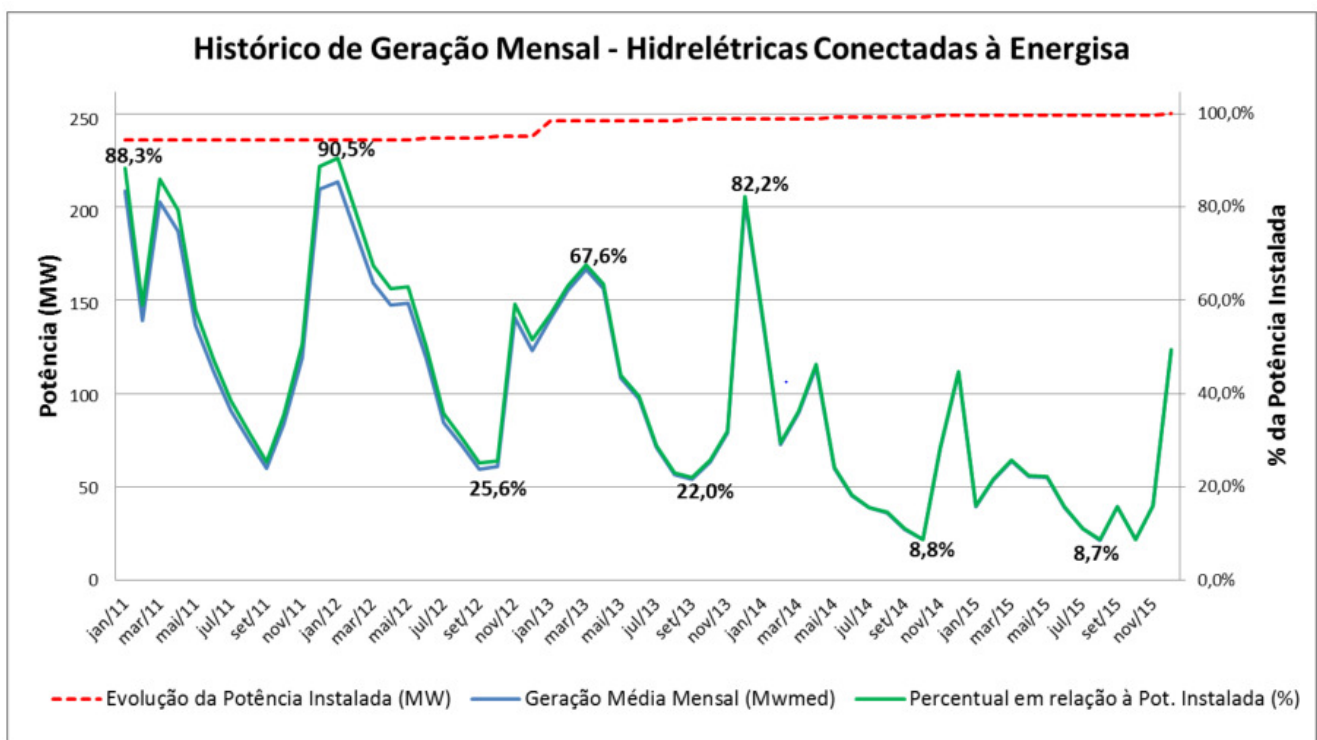


Figura 10-7 – Histórico de Geração – Usinas Conectadas à Energisa

Pela análise da figura acima, foi adotado um despacho de 20% da capacidade instalada das usinas, valor mínimo verificado para o mês de dezembro, indicado pela Enel-RJ como sendo o mês de ocorrência da demanda máxima na região de Italva.

Após esse mês, verifica-se uma sensível recuperação na capacidade de geração das usinas.

O despacho das usinas utilizado nas simulações é apresentado na Tabela 10-1 a seguir.

Tabela 10-1 – Despacho das Usinas da Energisa-MG

USINA	Capacidade Instalada (MW)	Despacho (20%)
Matipó	0,42	0,1
Manhua	16,75	3,4
Muriaé2	17,41	3,5
Muriaé1	7,56	1,5
Cataguases	1,16	0,2
Triunfo	24,4	4,9
Ponte	24,3	4,9
N Mauricio	29,23	5,8
Palestina	12,4	2,5
C Encoberta	22,7	4,5
Z Tunin	8	1,6
Guary	7,08	1,4
Granada	15,8	3,2
B Braúna	39	7,8
Ituarê	4,04	0,8
C Emboque	21,6	4,3
Ervália	6,97	1,4

As linhas de Distribuição da Energisa-MG não apresentam problemas de carregamento.

Os diagramas a seguir mostram o resultado das simulações nos anos de 2031 a 2034, nas alternativas Distribuição Pádua e Leopoldina.

As simulações realizadas na alternativa Distribuição Pádua indicam que a contingência de um dos transformadores de Leopoldina 345/138 kV acarreta sobrecarga de 3,4% no remanescente no ano de 2033, o que é um indicativo da necessidade da instalação do 3º banco nesse ano.

No caso da Alternativa Distribuição Leopoldina, ocorre sobrecarga de 1,2%, 2,3% e 3,0% respectivamente nos anos de 2032 a 2034, sendo indicado o 3º banco para o ano de 2032.

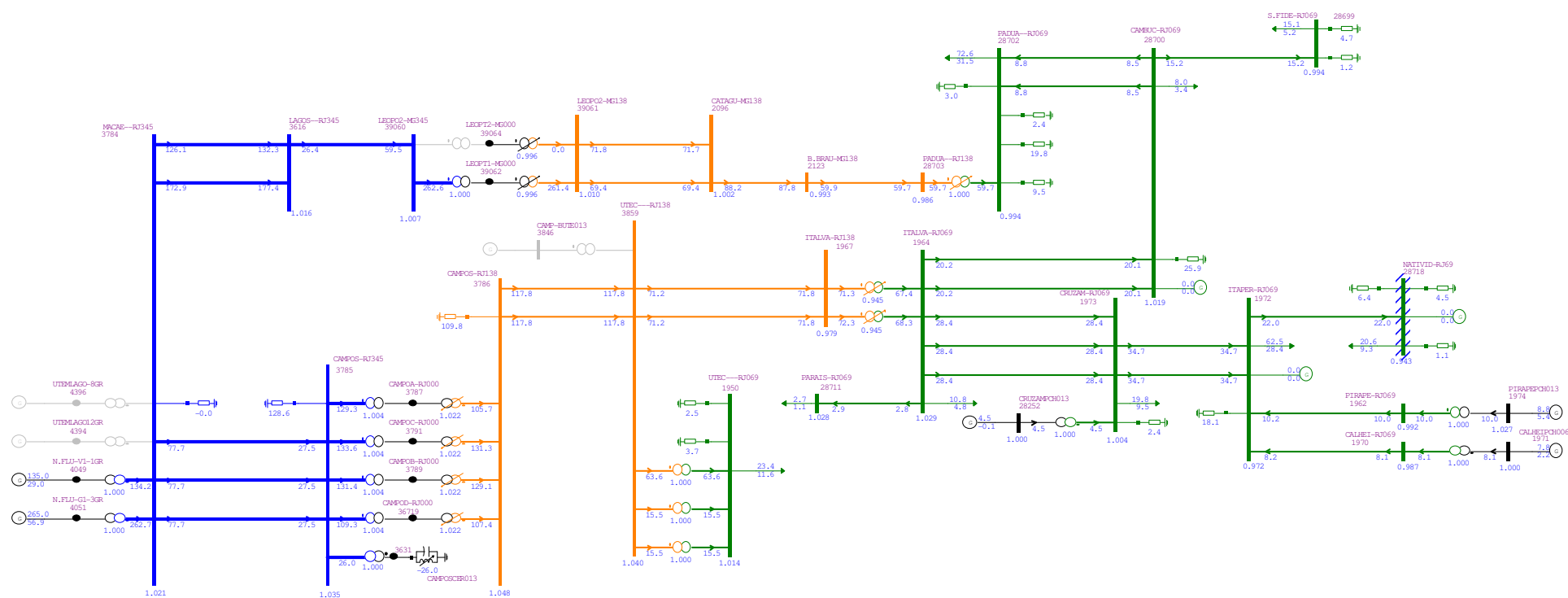


Figura 10-8 – Alt Dist Pádua - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2031





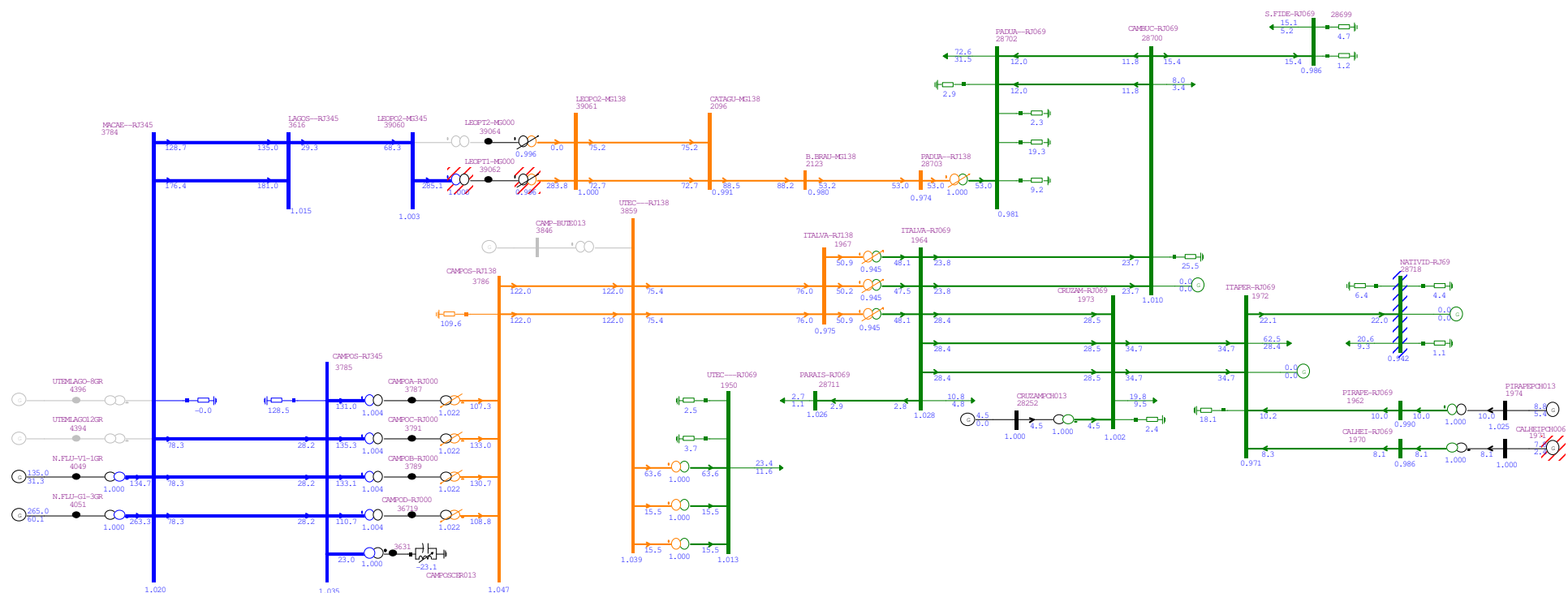


Figura 10-11 – Alt Dist Pádua - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2034

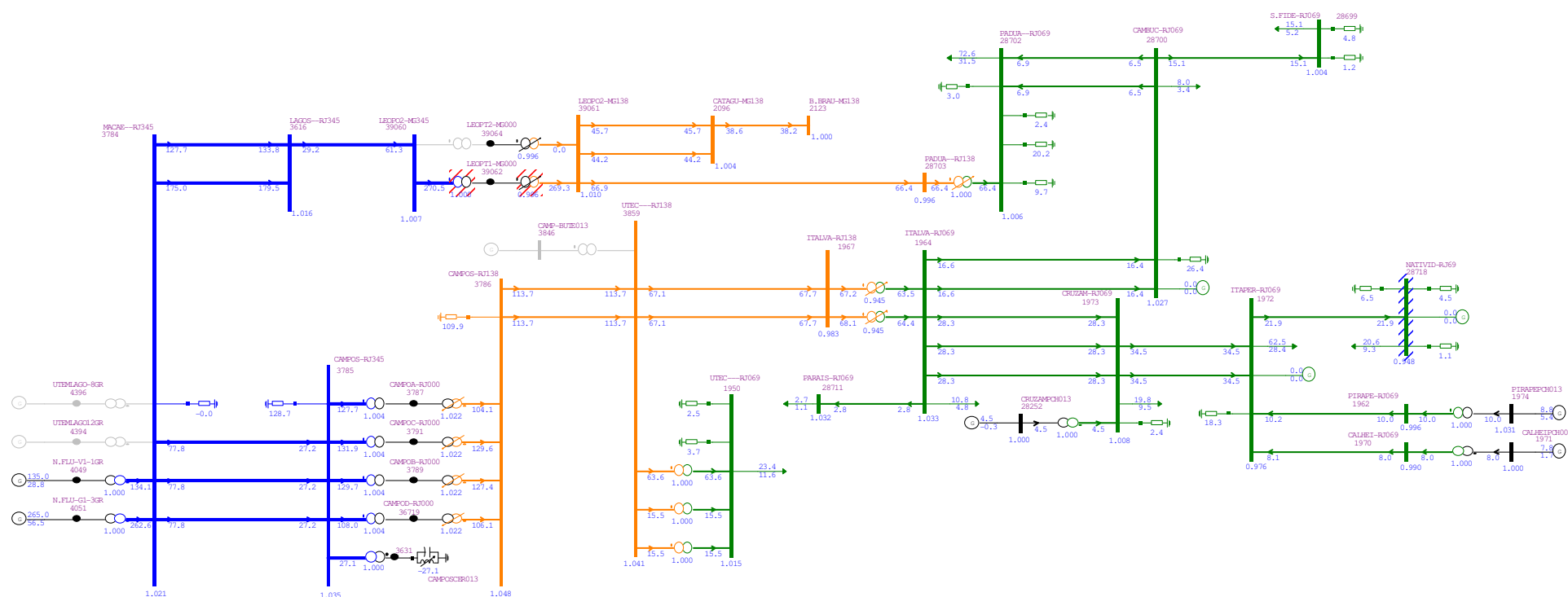


Figura 10-12 – Alt Dist Leopoldina - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2031

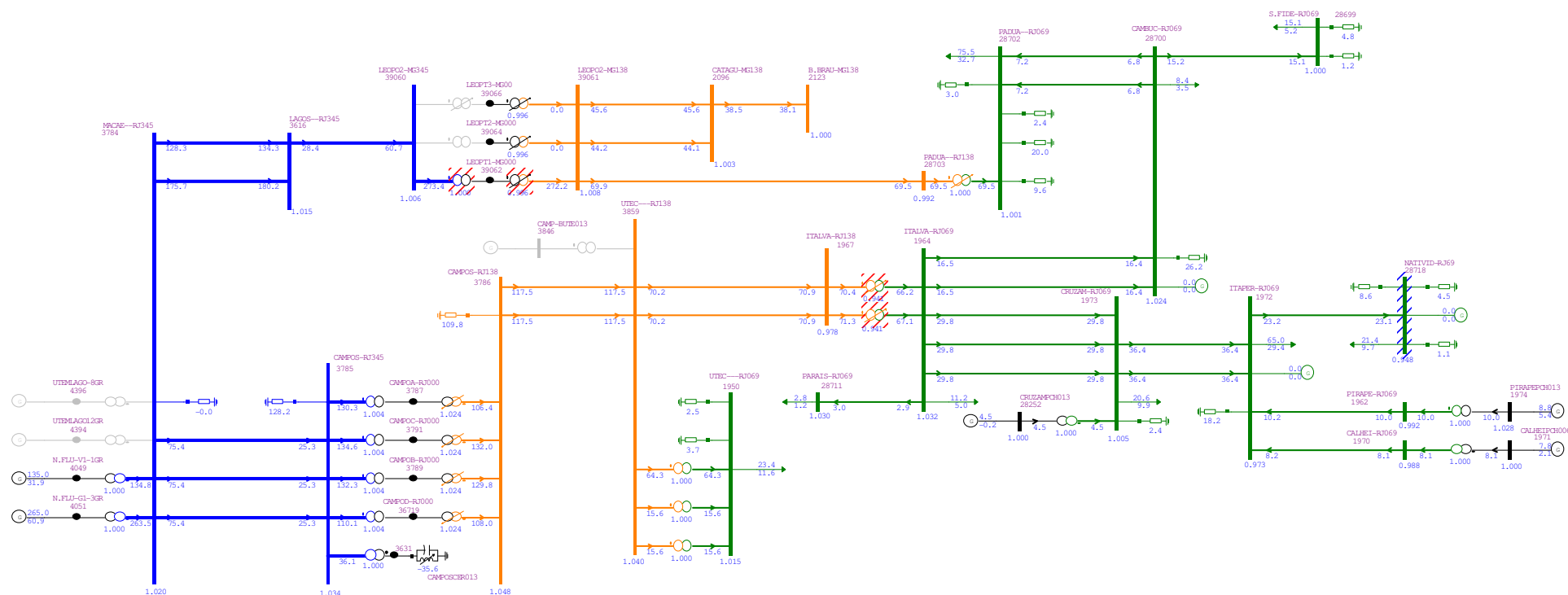


Figura 10-13 – Alt Dist Leopoldina - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2032



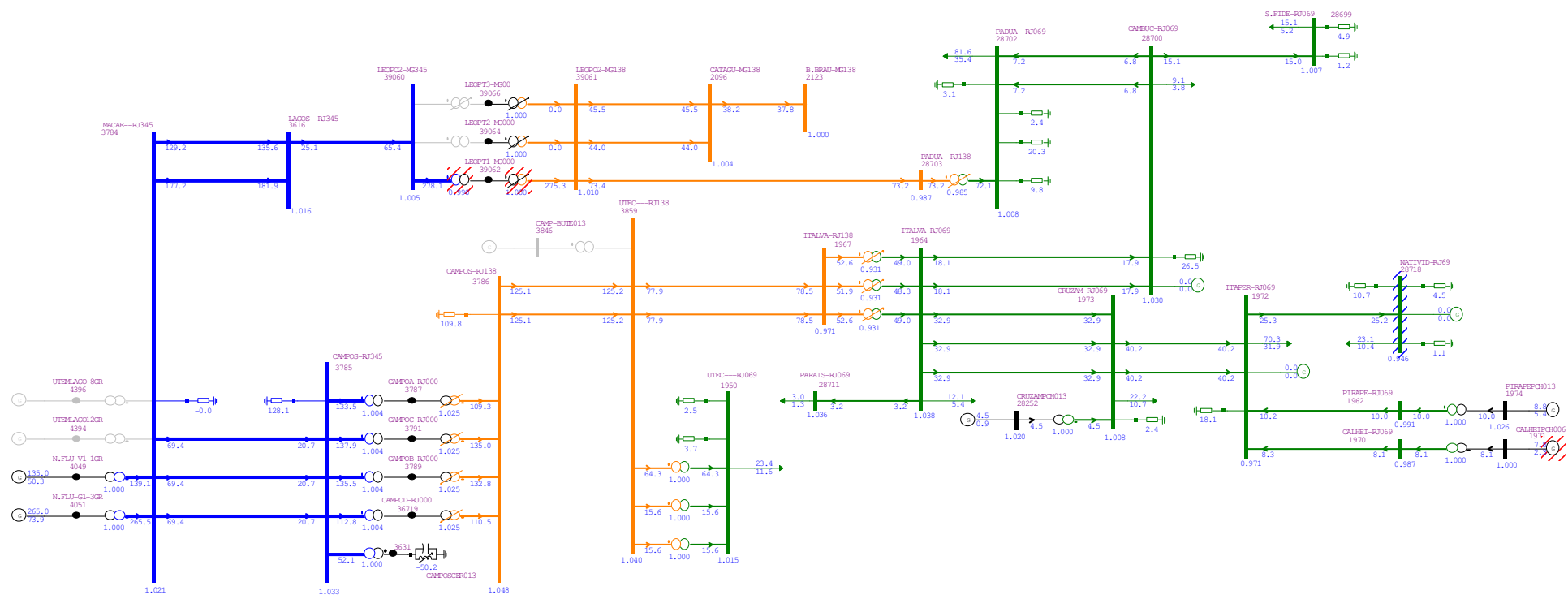


Figura 10-15 – Alt Dist Leopoldina - Contingência do Transformador Leopoldina 345/138 kV – Despacho Reduzido nas PCHs – Ano de 2034

11 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA

Não se aplica.

12 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

Não se aplica.

13 BIBLIOGRAFIA

1. EPE. **Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica**. EPE. Rio de Janeiro. 2016.
2. CCPE/CTET. **Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão**. CCPE/CTET. Brasília. 2002.
3. EPE. **Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Maio de 2019**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 1. 2019. (EPE-DEE-IT-054/2019).
4. EPE. **Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo**. EPE. Rio de Janeiro, p. 13. 2019. (EPE-DEE-NT-057/2019 – r0).
5. ONS. **Procedimentos de Rede** – Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos
6. EPE. **Estudo de Atendimento à Zona da Mata Mineira e Região da Mantiqueira** – (EPE-DEE-RE-043/2018-Rev0)

14 EQUIPE TÉCNICA

Nome	Empresa
Maxwell Cury Júnior	EPE
Giovani Zaparoli	ENEL
Lucas Ferreira	ENEL
Igor Oliveira da Silva	ENEL
Lucas Simões Oliveira	EPE
João Maurício Caruso	EPE

15 FICHA PET

Não se aplica.

16 ANEXOS

16.1 Anexo 1 – Resultados de Fluxos de Potência

Os resultados das simulações de fluxo de potência efetuadas na condição de demanda máxima na região de Italva, no período 2025-2034, para todas as alternativas analisadas, são mostrados nos diagramas a seguir.

16.1.1 Alternativa Rede Básica - Italva

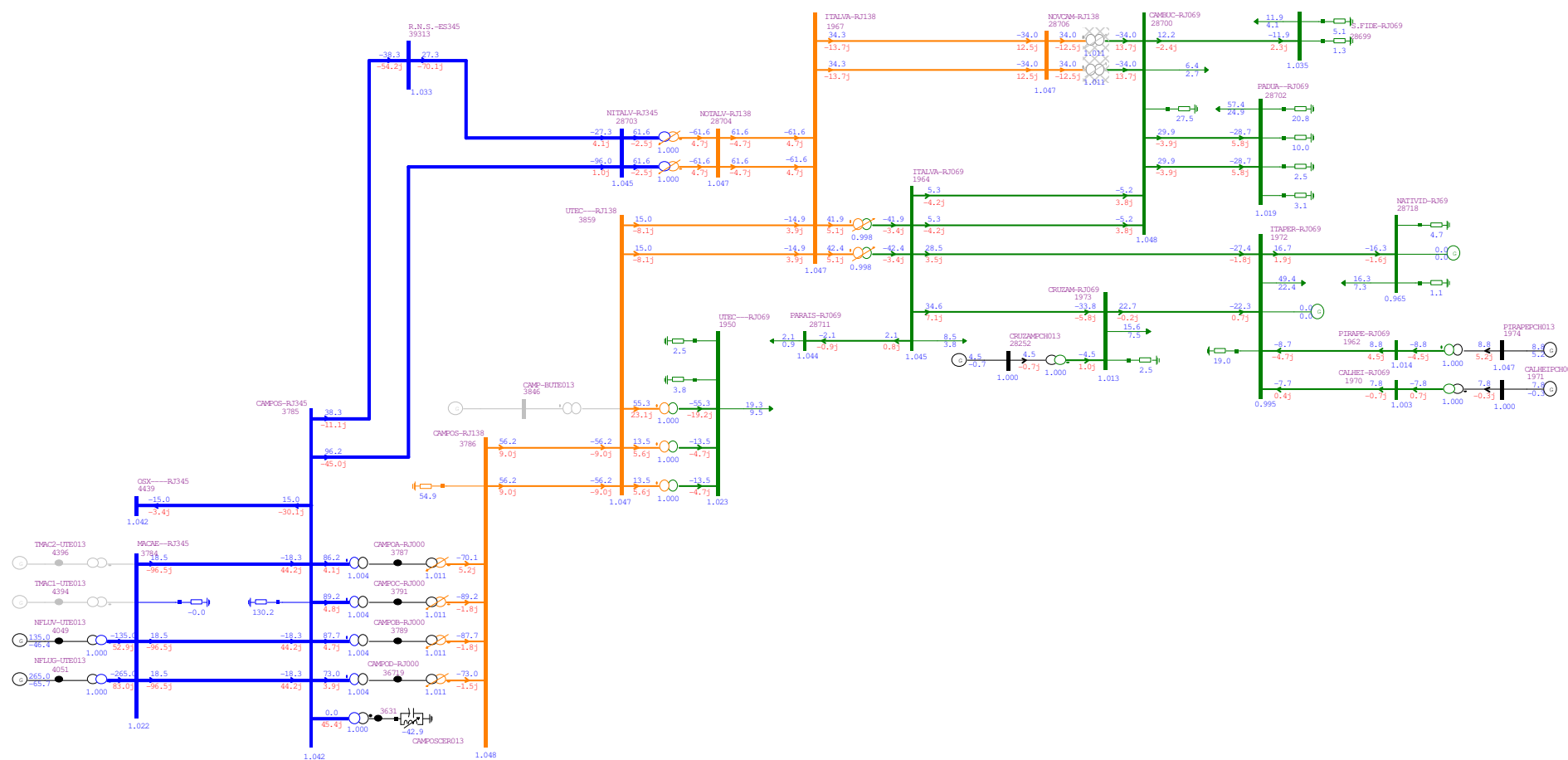


Figura 16-1 – Alternativa Rede Básica Itália - 2025

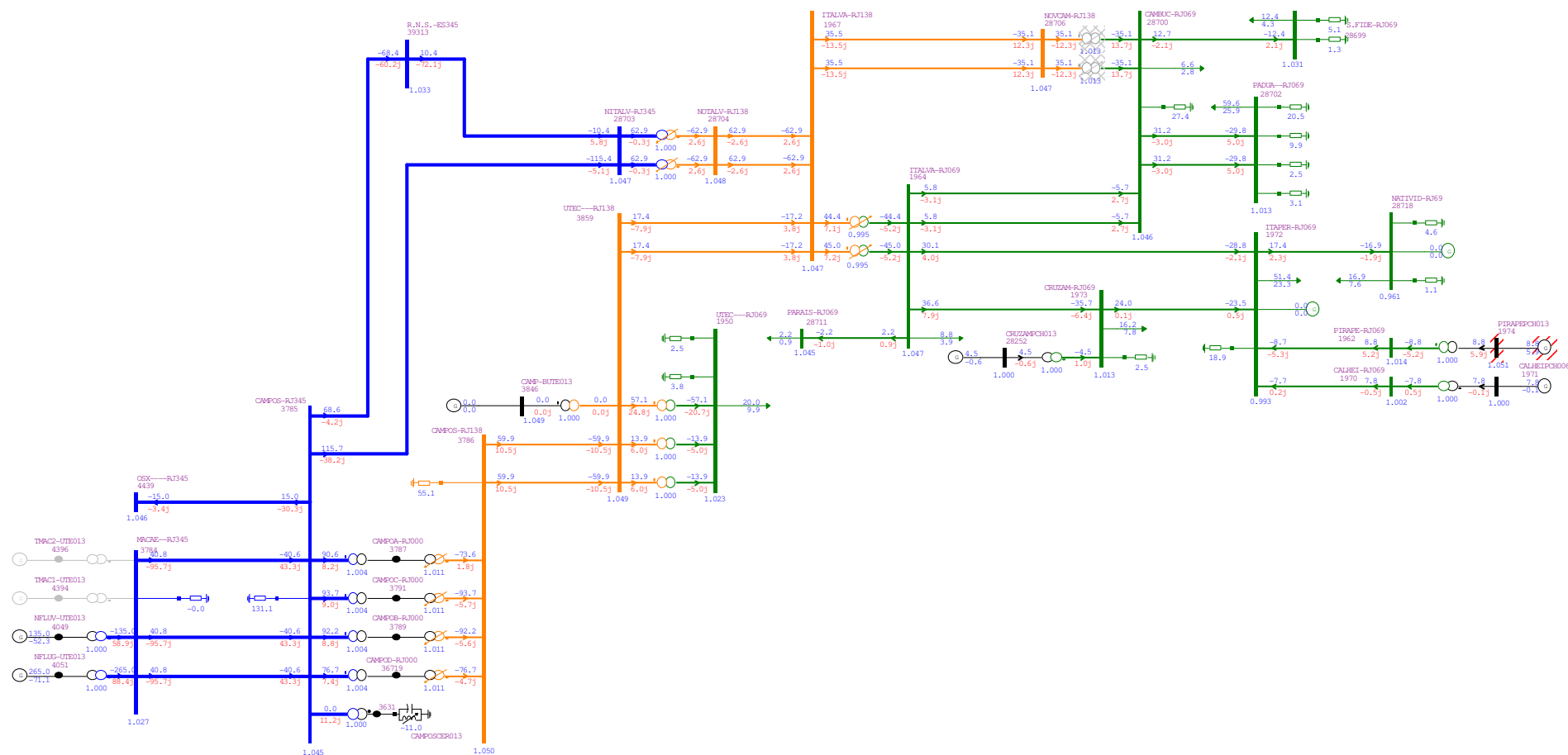


Figura 16-2 – Alternativa Rede Básica Itala - 2026

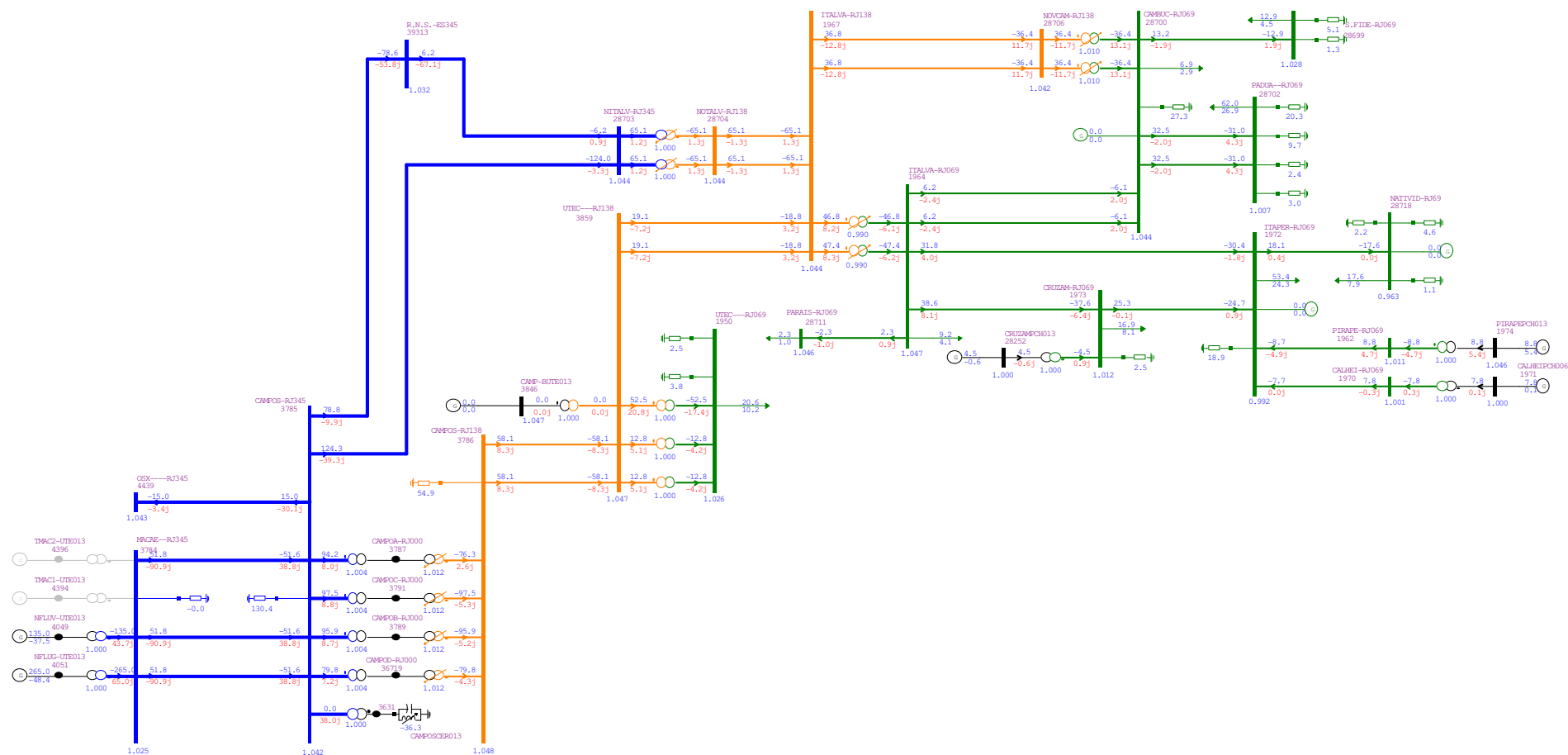


Figura 16-3 – Alternativa Rede Básica Itália - 2027

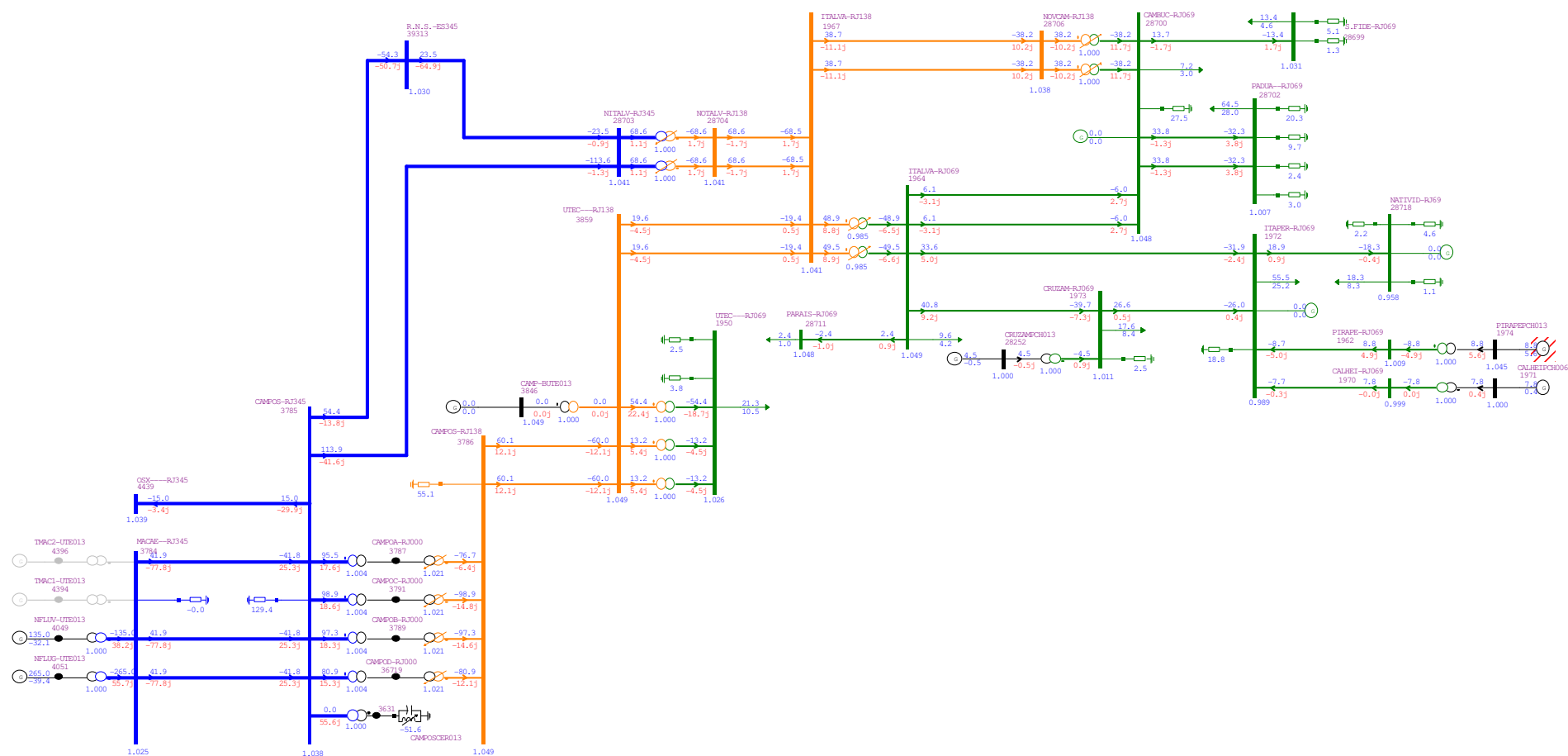


Figura 16-4 – Alternativa Rede Básica Itália - 2028



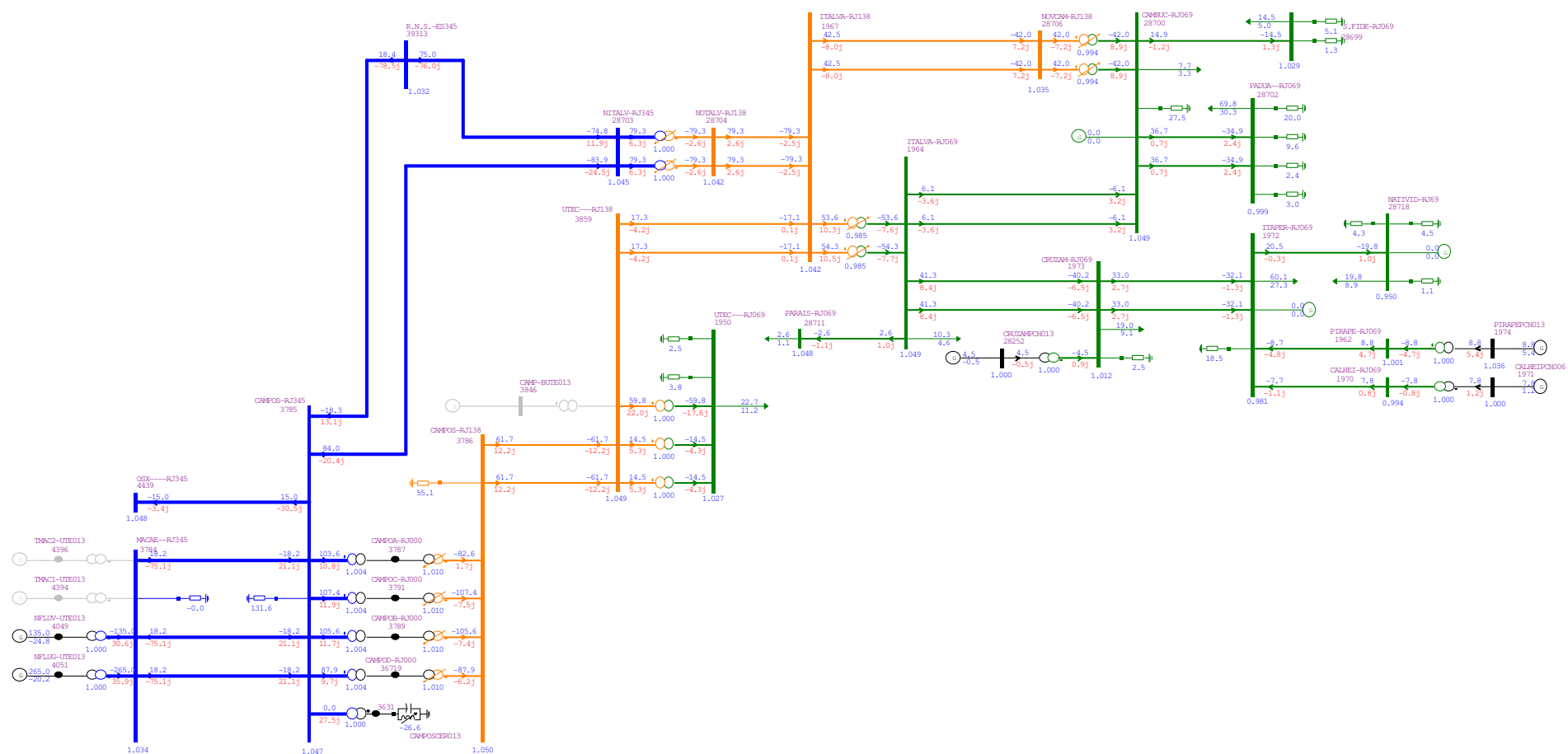


Figura 16-6 – Alternativa Rede Básica Itala - 2030



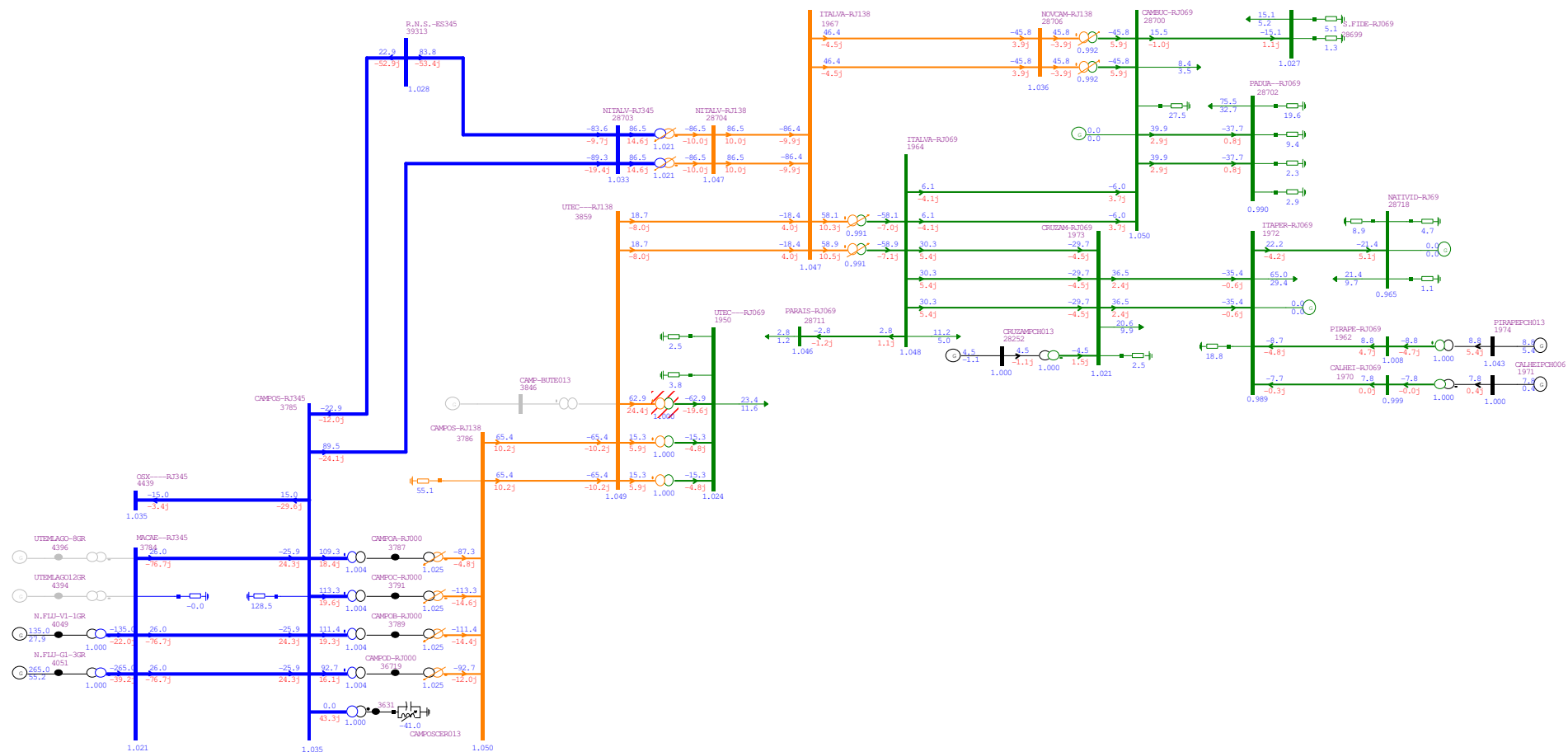


Figura 16-8 – Alternativa Rede Básica Itália - 2032

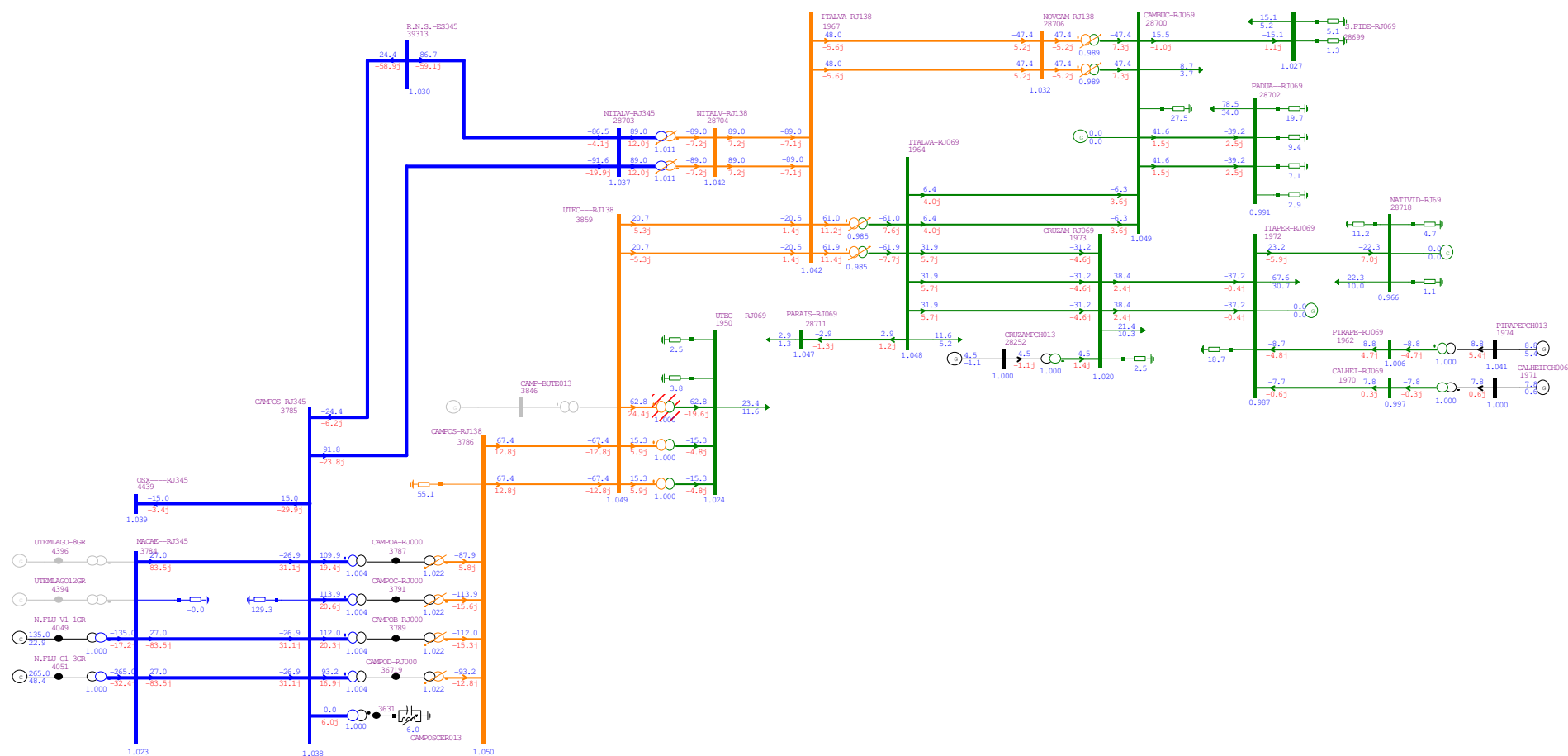


Figura 16-9 – Alternativa Rede Básica Itália - 2033

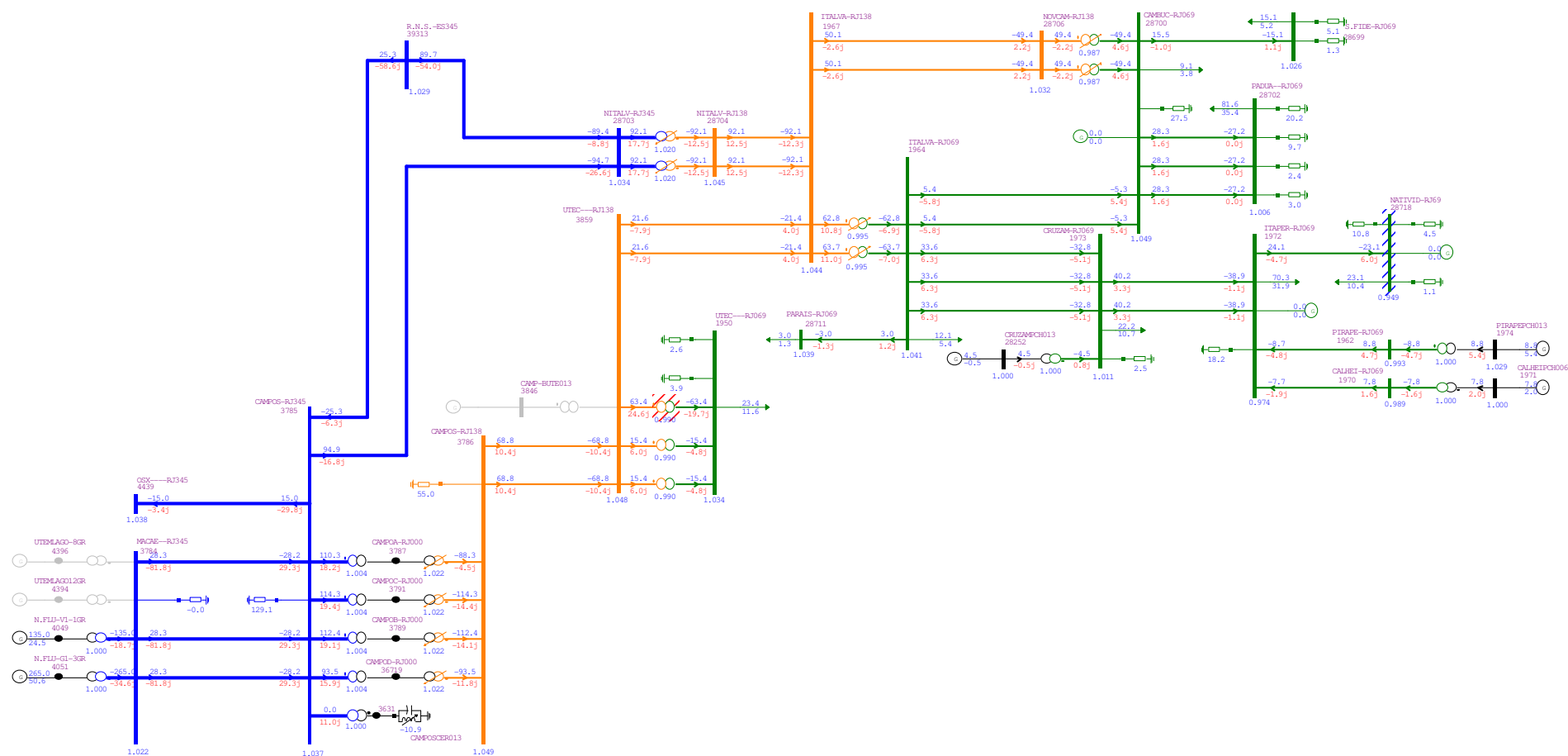


Figura 16-10 – Alternativa Rede Básica Itálva - 2034

16.1.2 Alternativa Rede Básica - Italva Variante

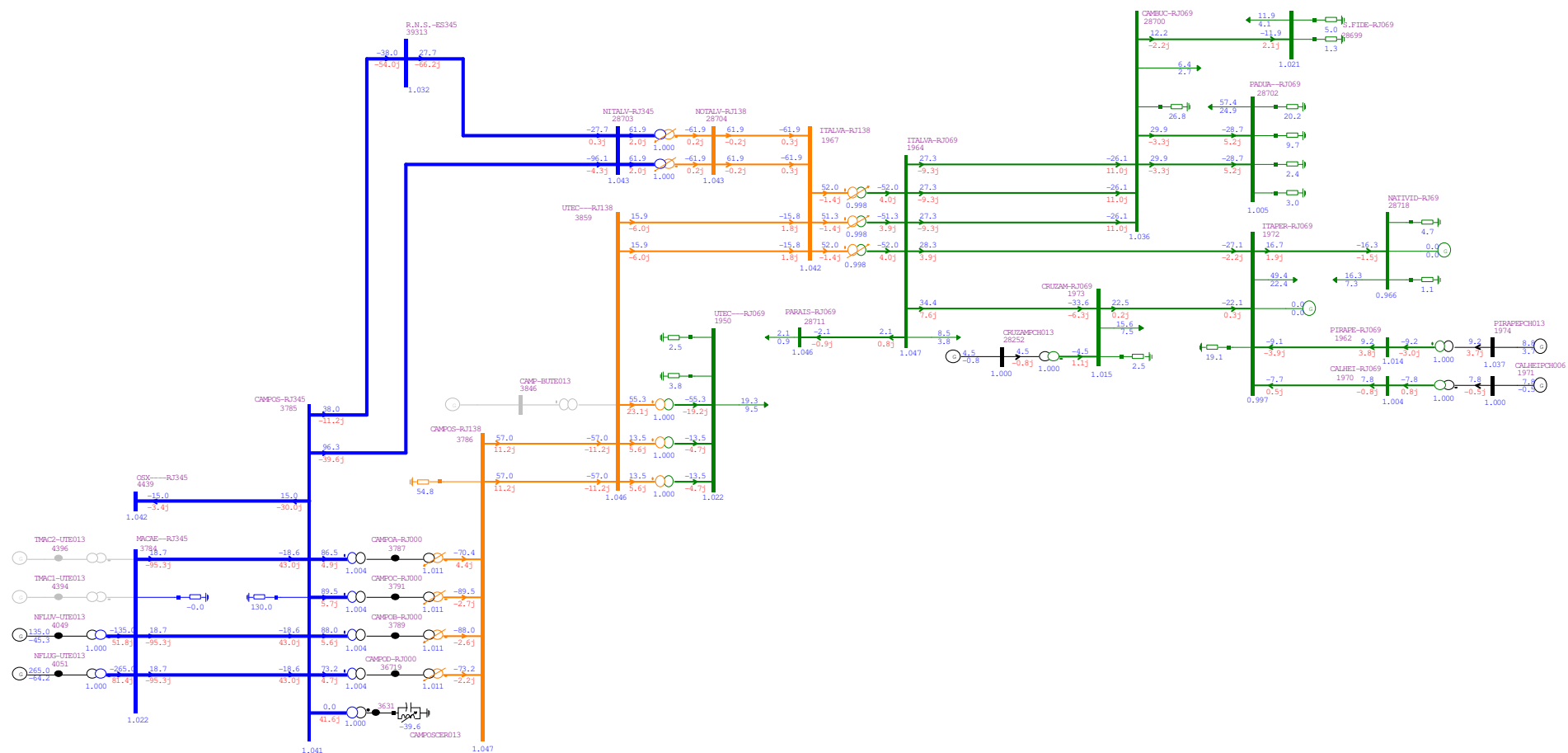


Figura 16-11 – Alternativa Rede Básica Itaipu – Variante - 2025

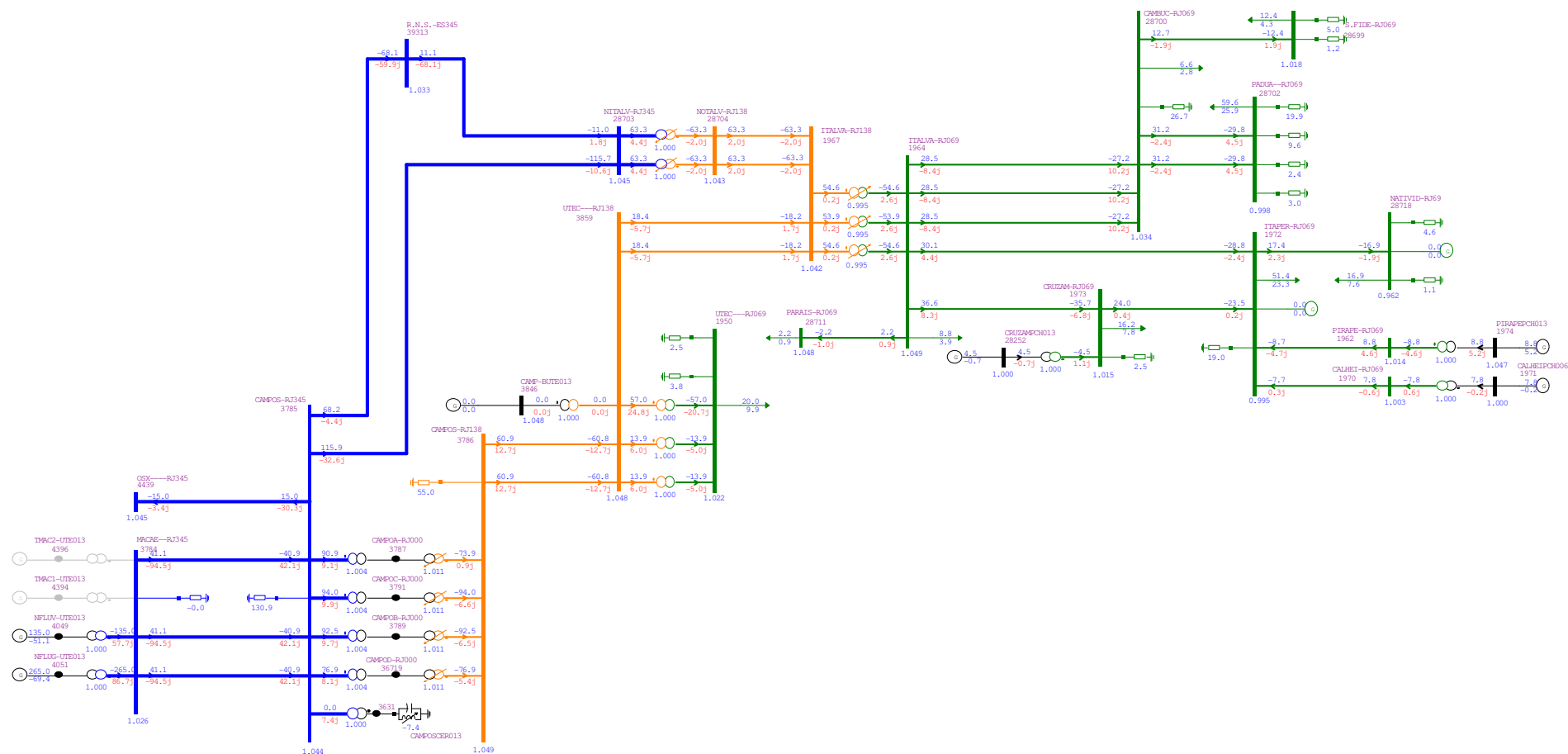


Figura 16-12 – Alternativa Rede Básica Itália – Variante - 2026

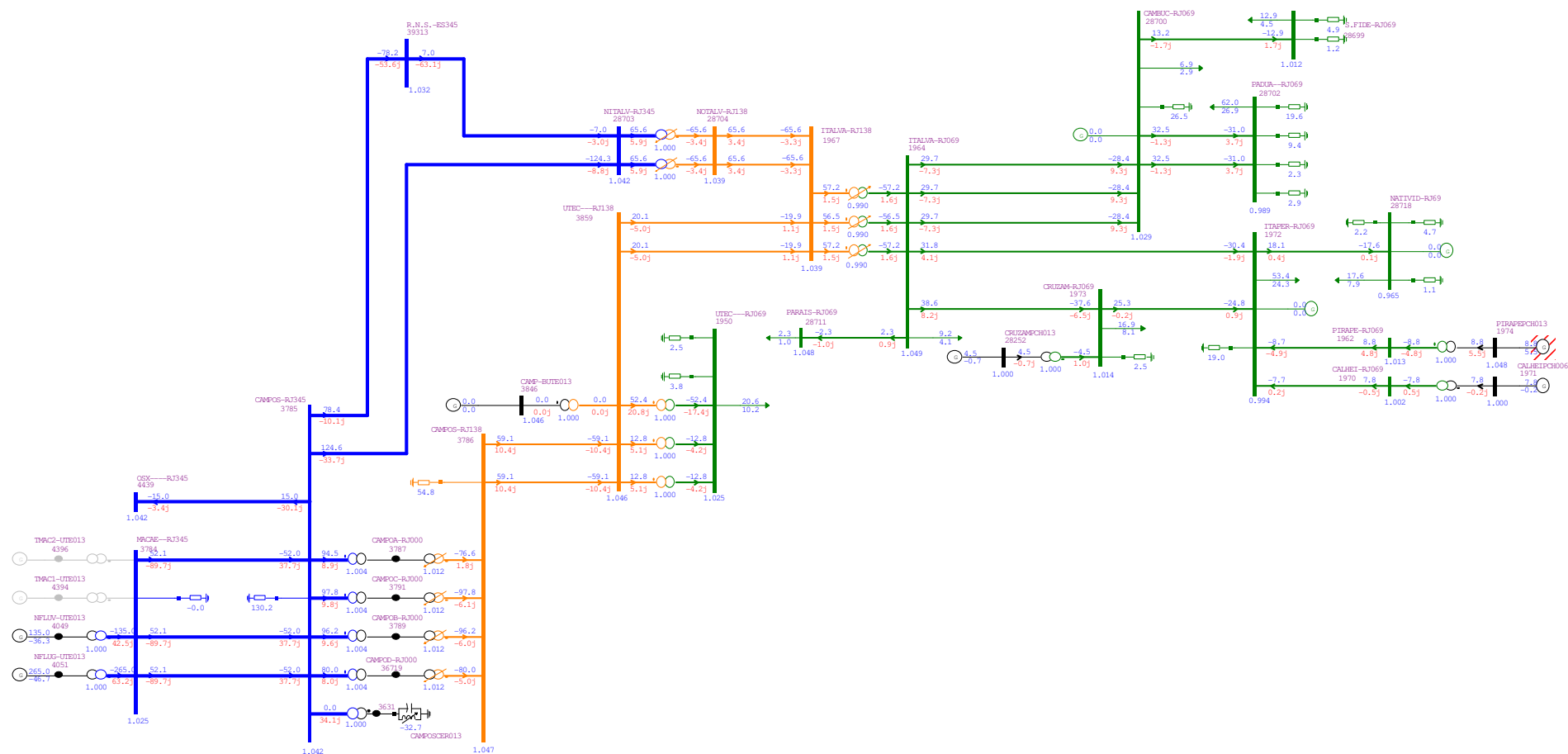


Figura 16-13 – Alternativa Rede Básica Itálva – Variante - 2027





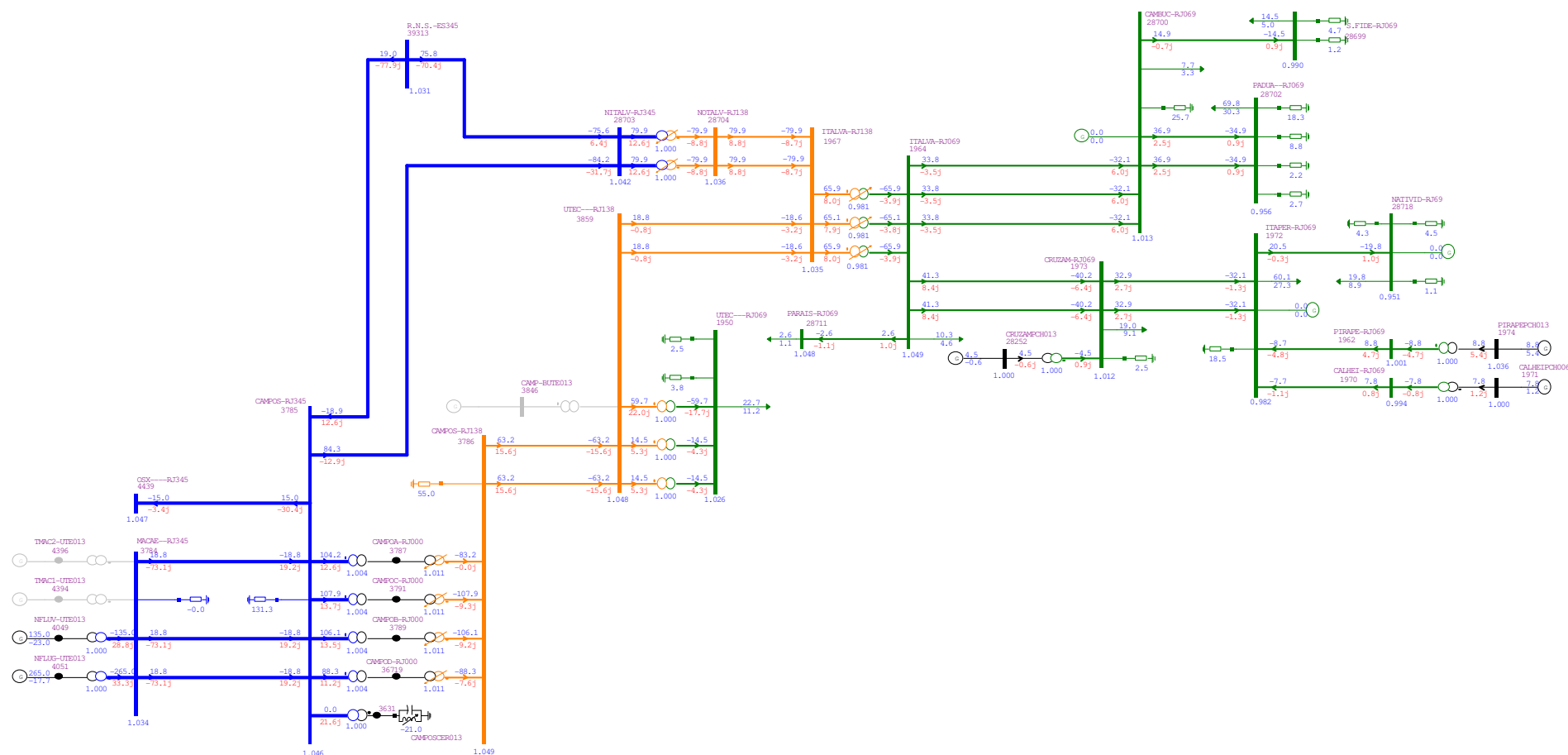


Figura 16-16 – Alternativa Rede Básica Itaipu – Variante - 2030

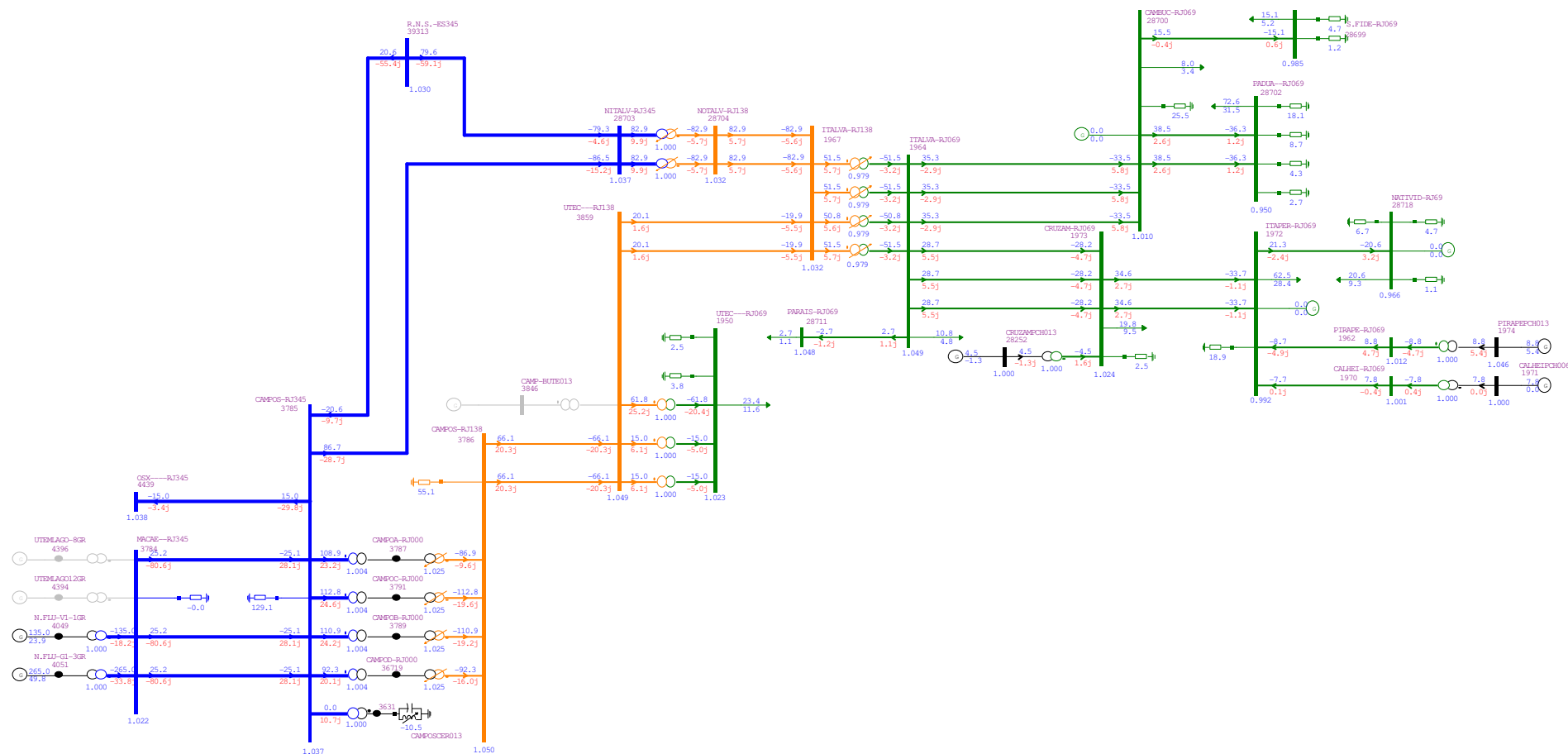


Figura 16-17 – Alternativa Rede Básica Itálva – Variante - 2031

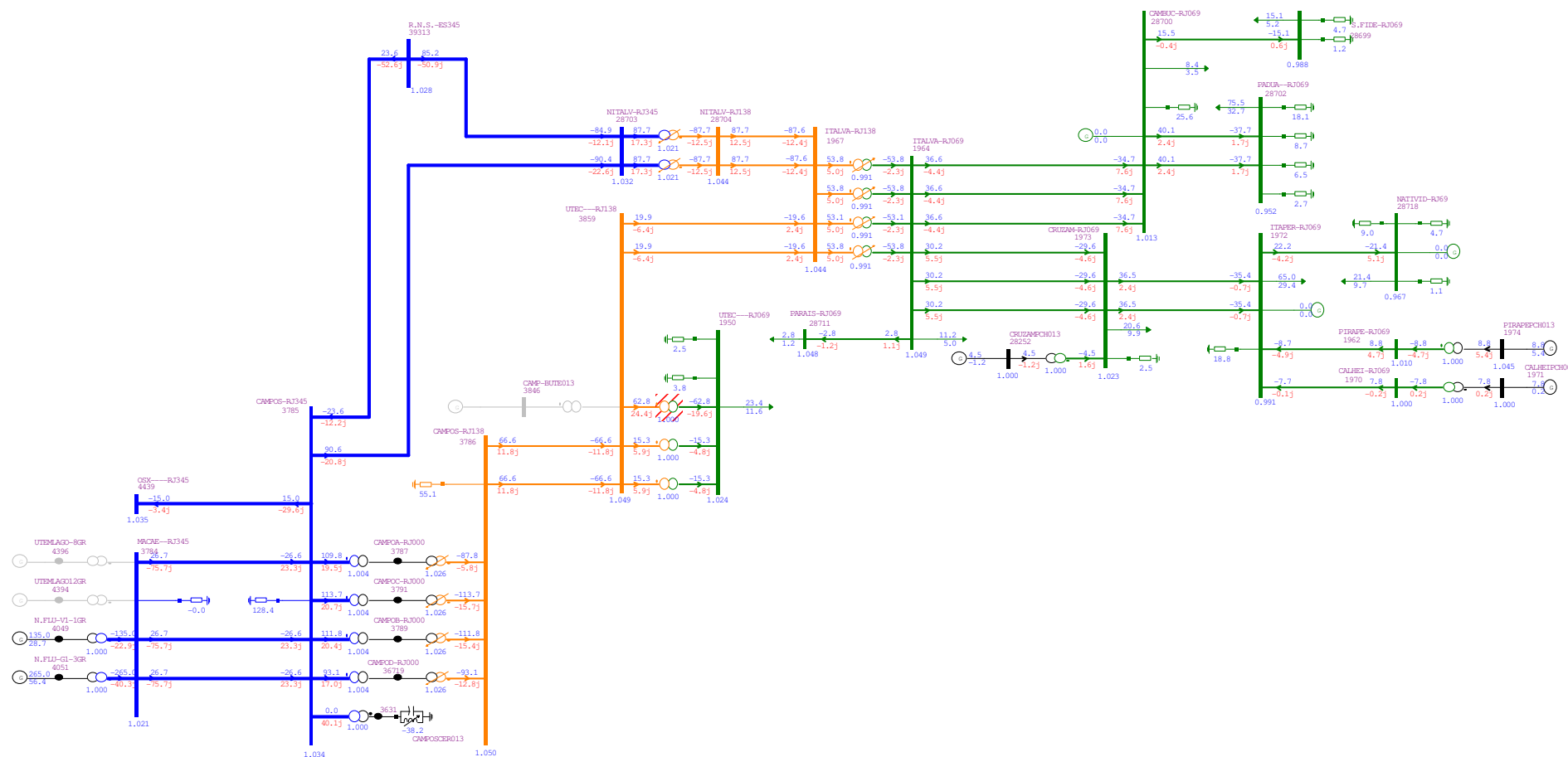


Figura 16-18 – Alternativa Rede Básica Itala – Variante – 2032

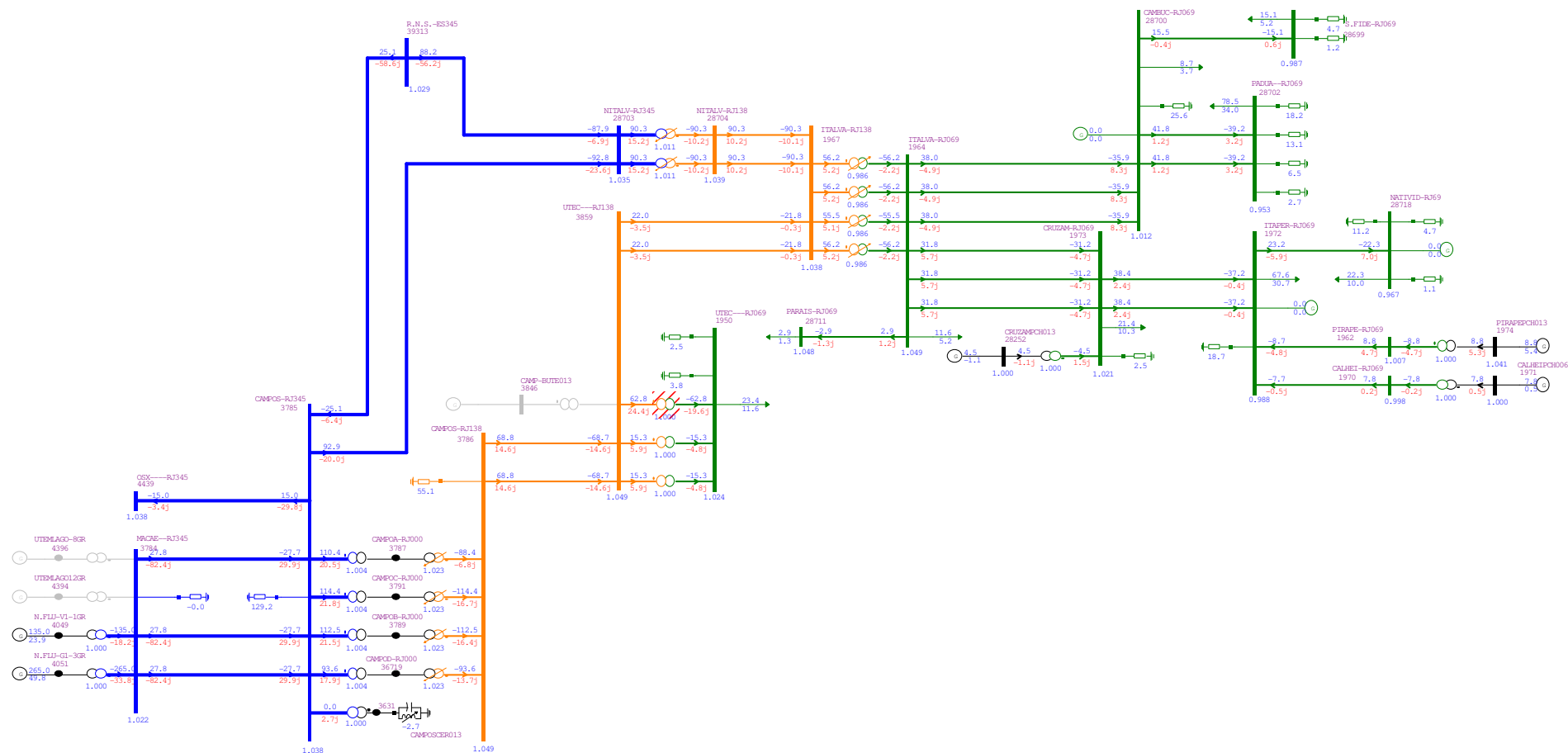


Figura 16-19 – Alternativa Rede Básica Itálva – Variante - 2033

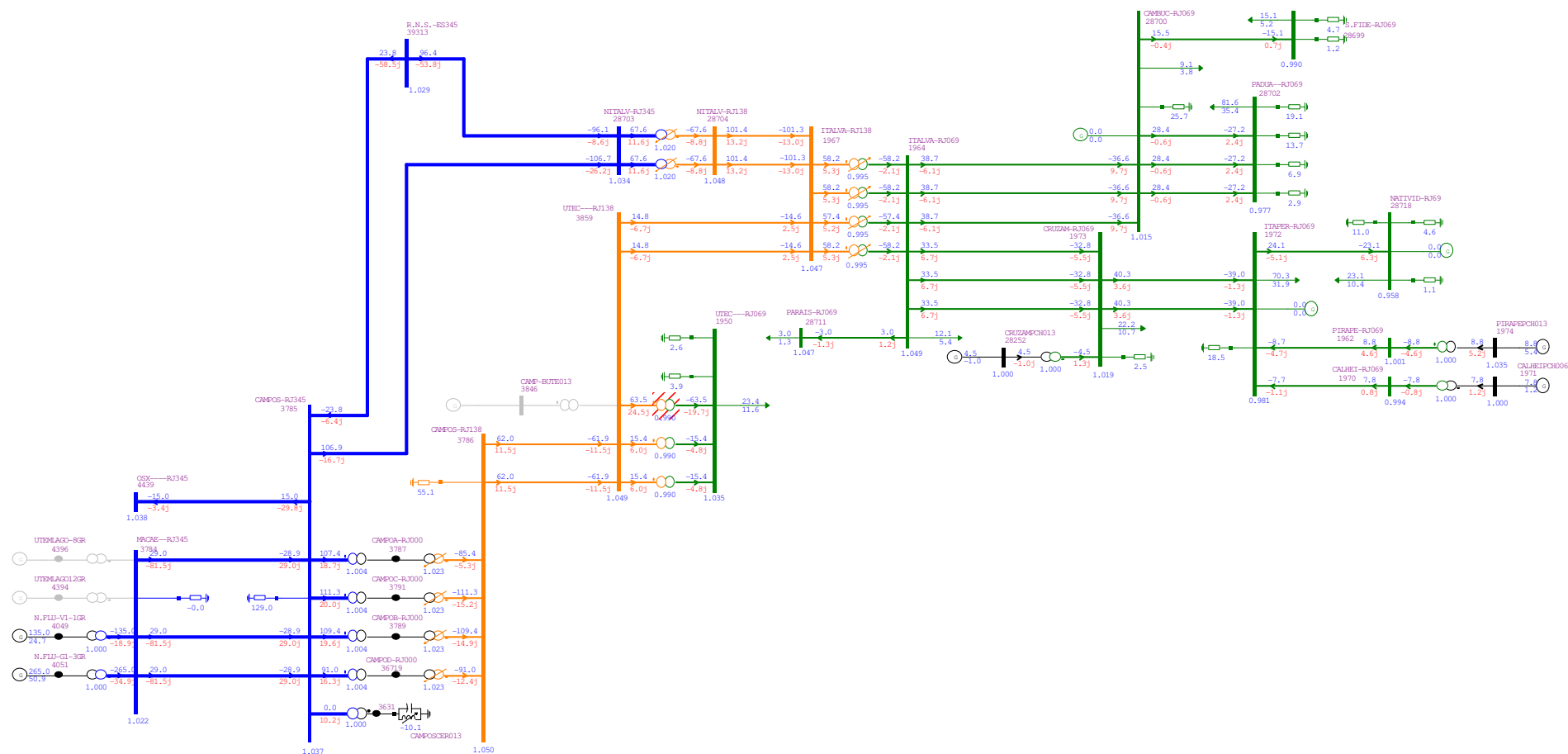


Figura 16-20 – Alternativa Rede Básica Itálva – Variante - 2034

16.1.3 Alternativa Rede Básica - Pádua

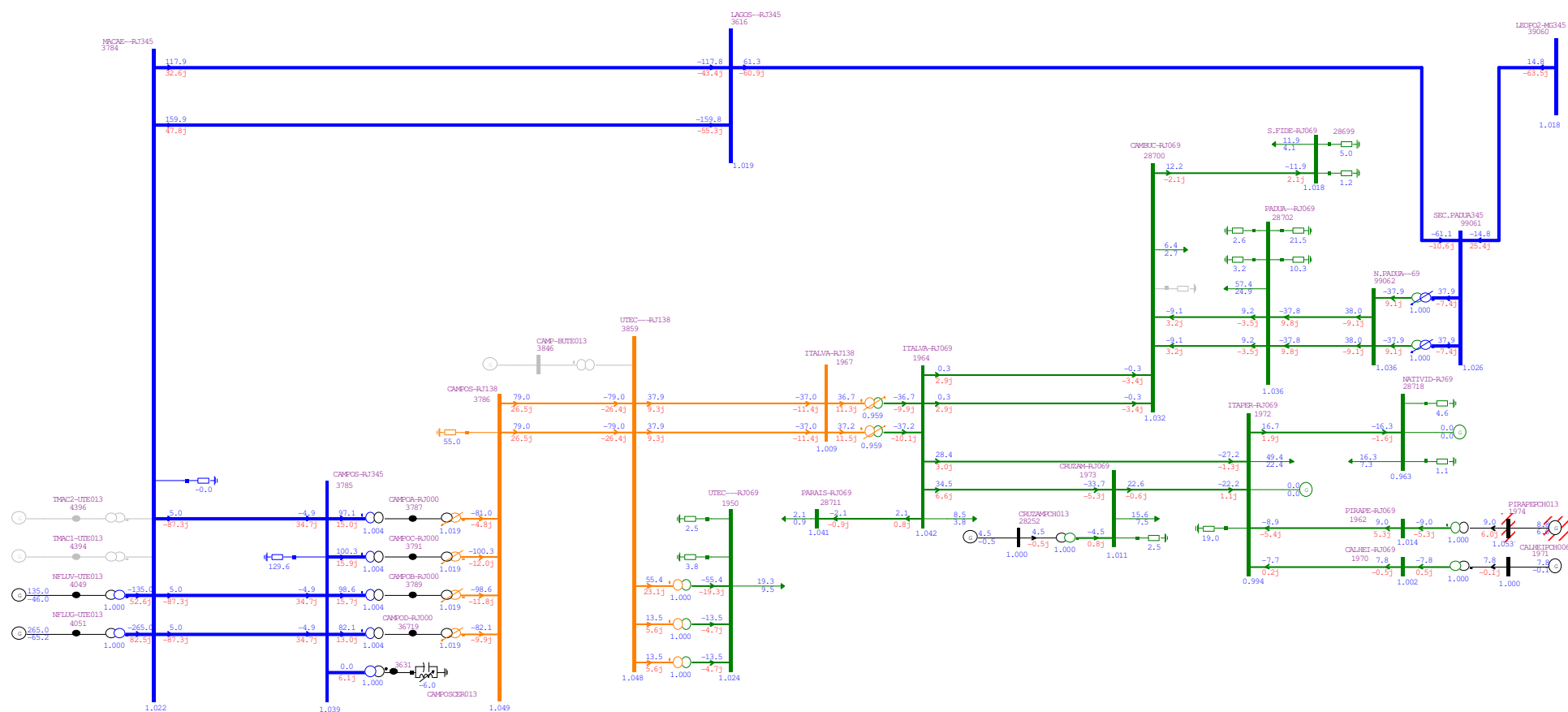


Figura 16-21 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2025

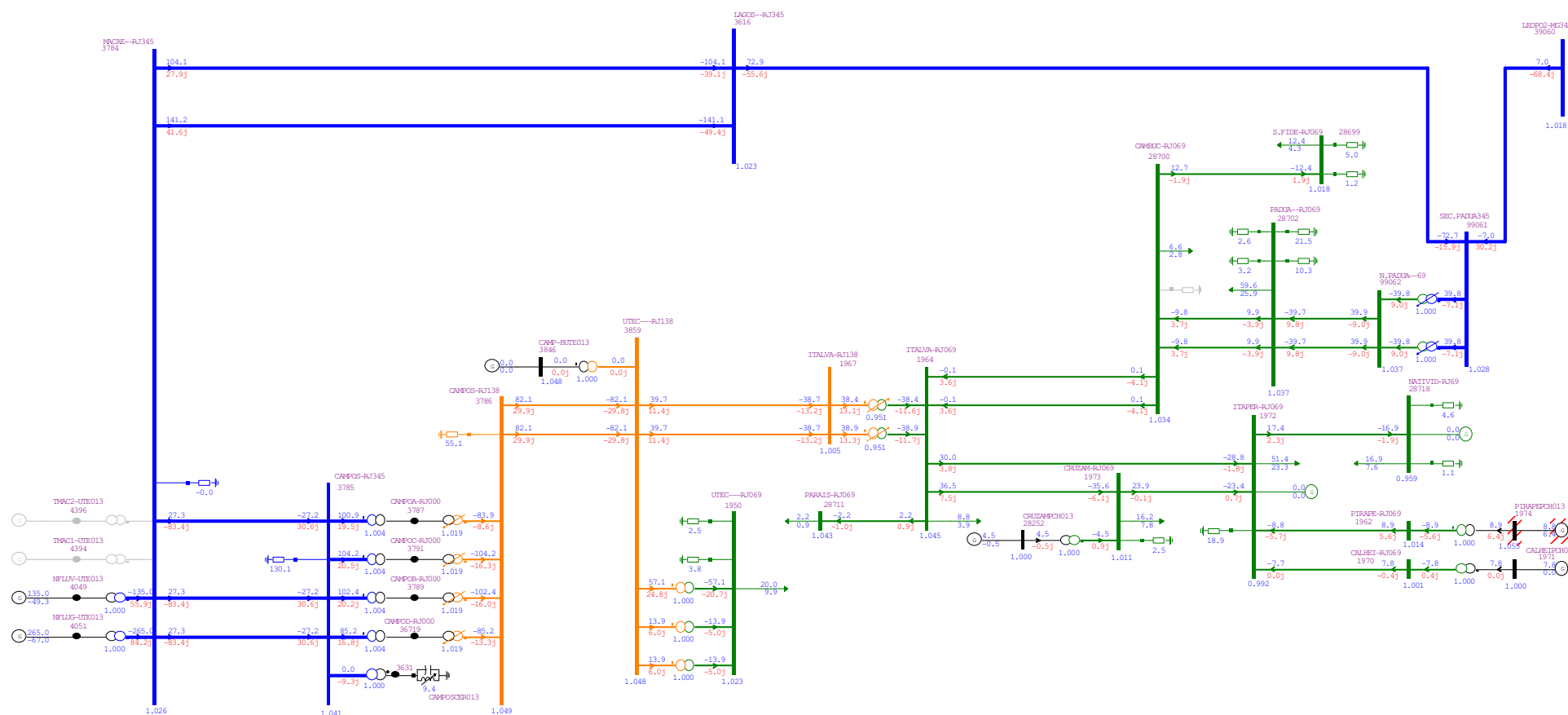


Figura 16-22 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2026

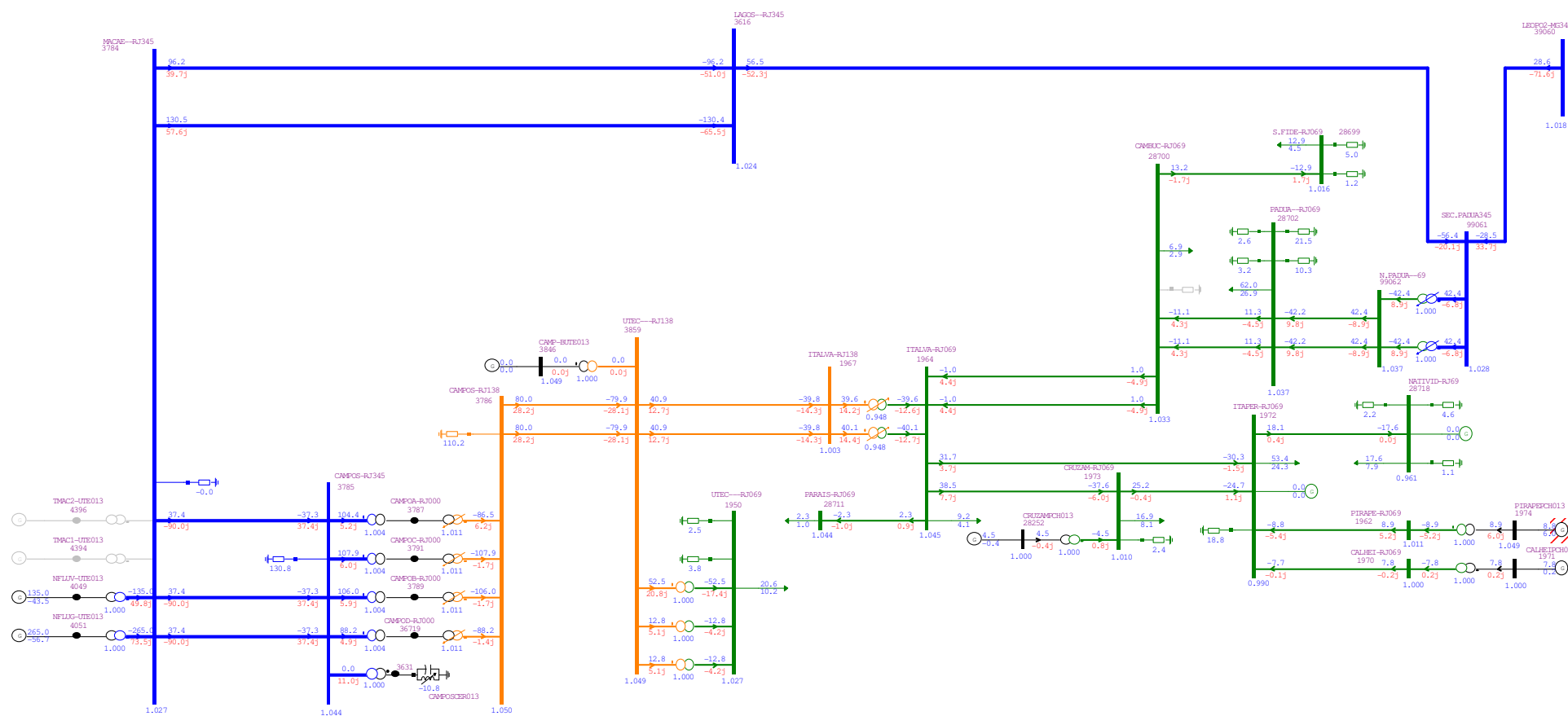


Figura 16-23 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2027

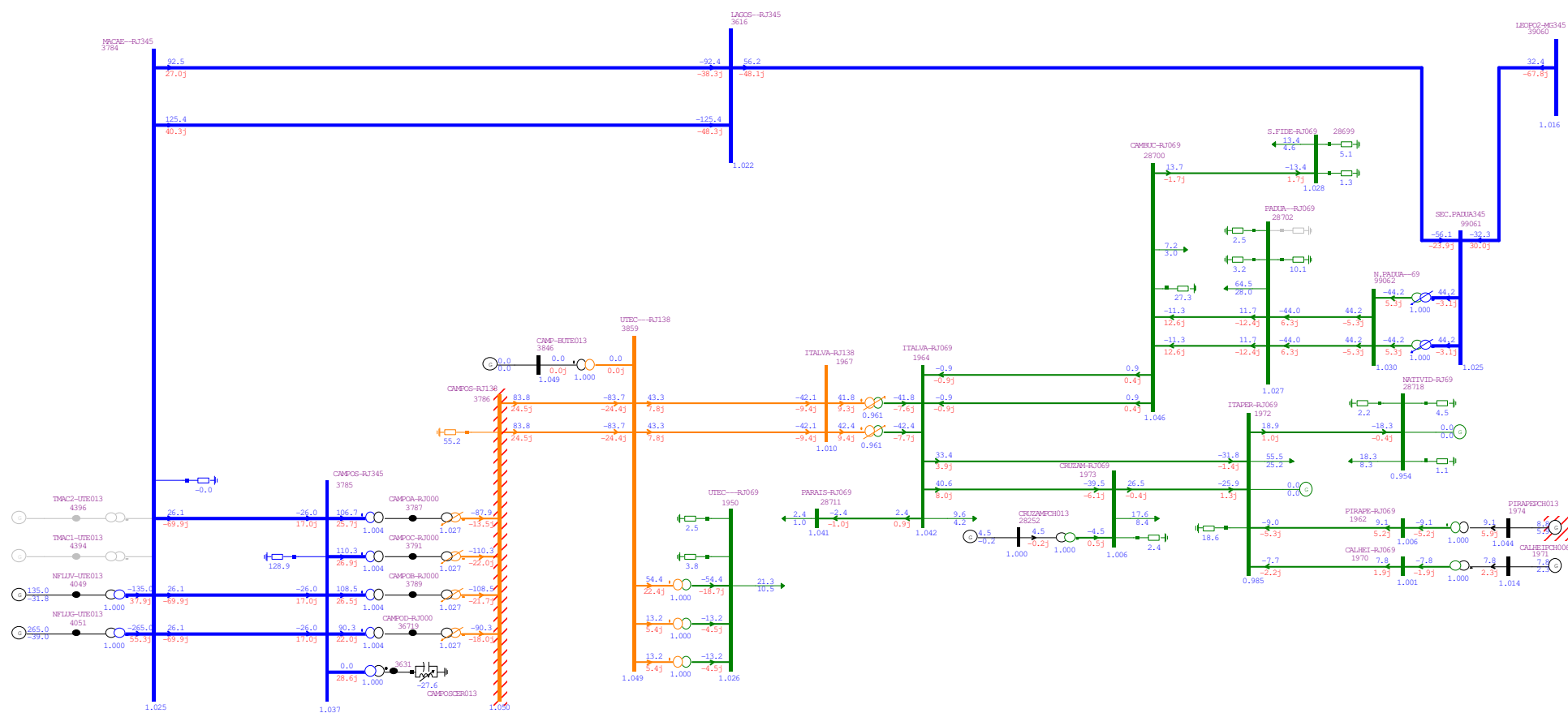


Figura 16-24 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2028

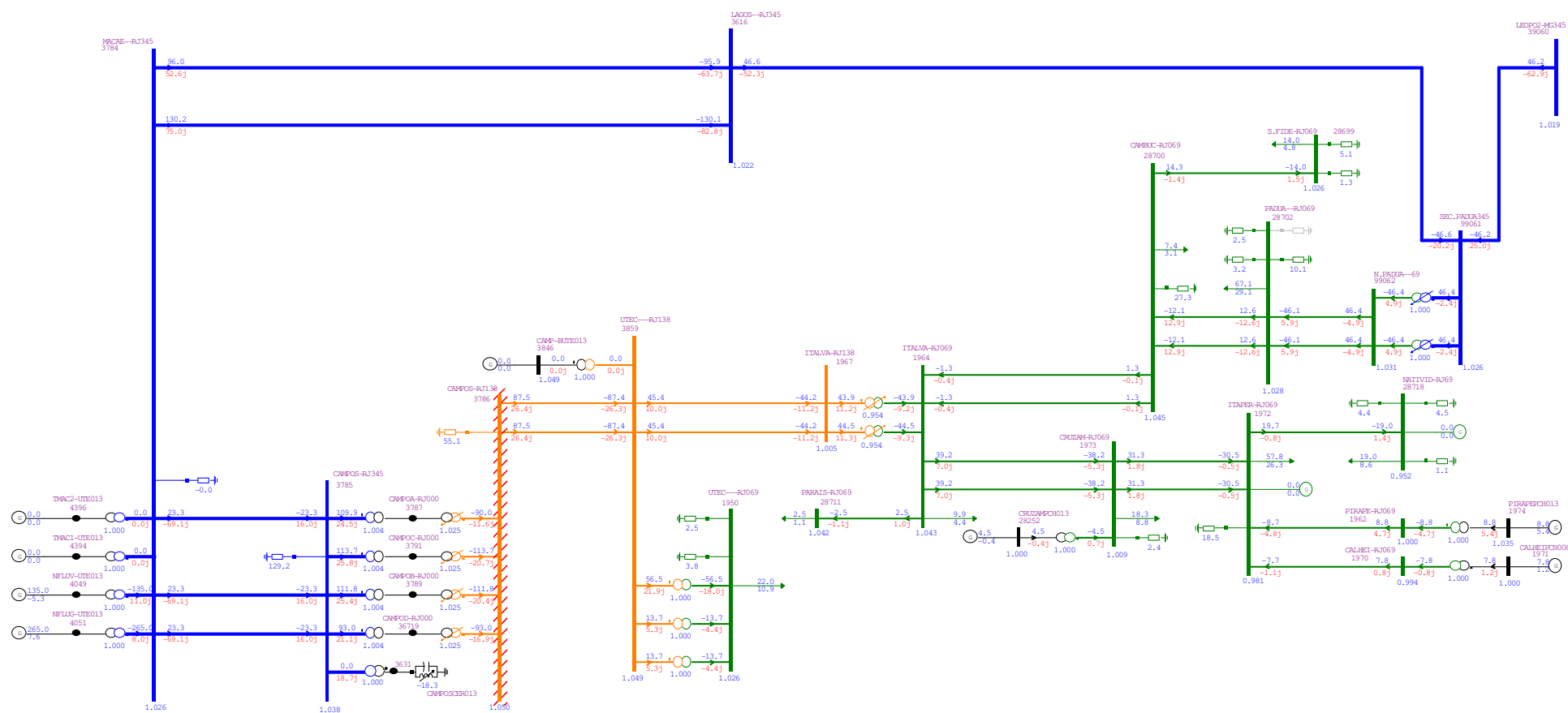


Figura 16-25 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2029

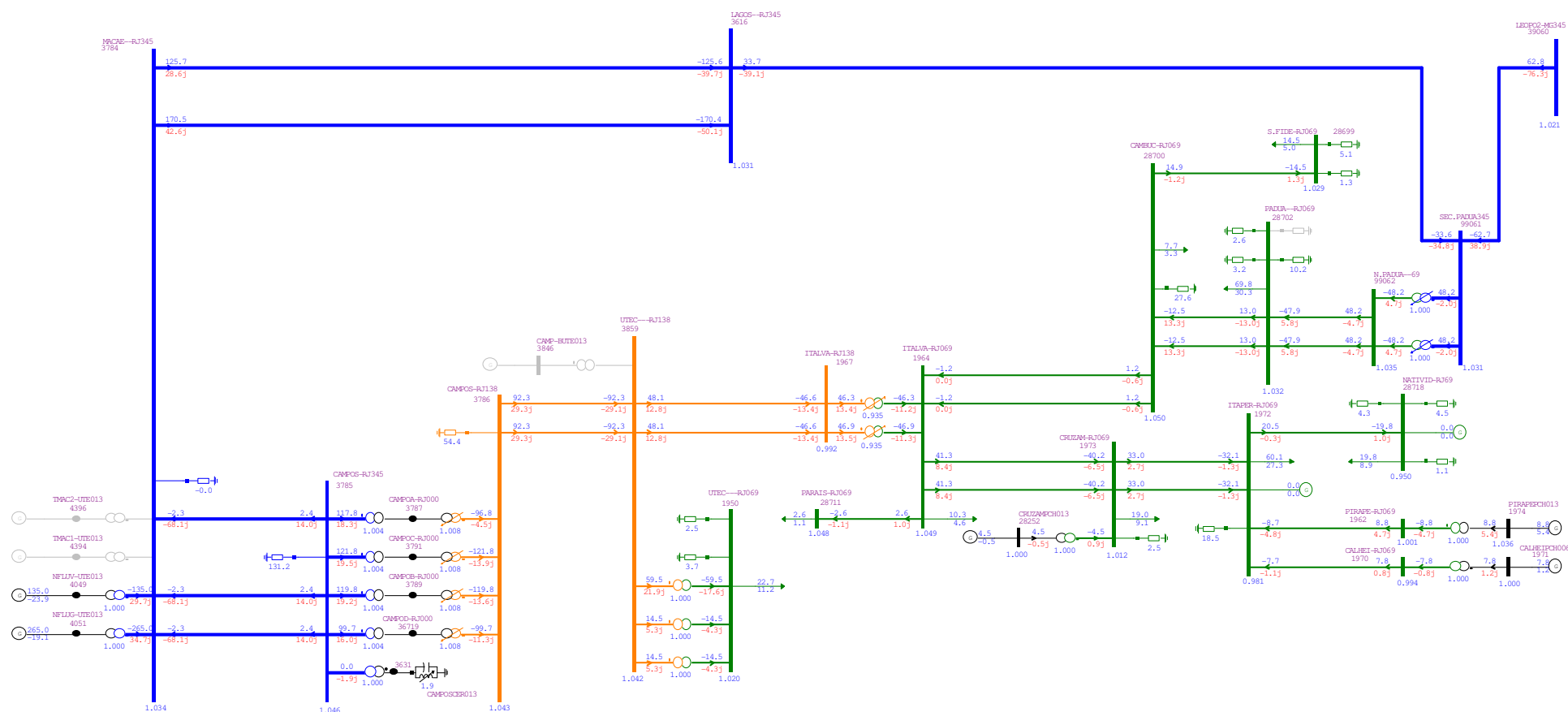


Figura 16-26 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2030

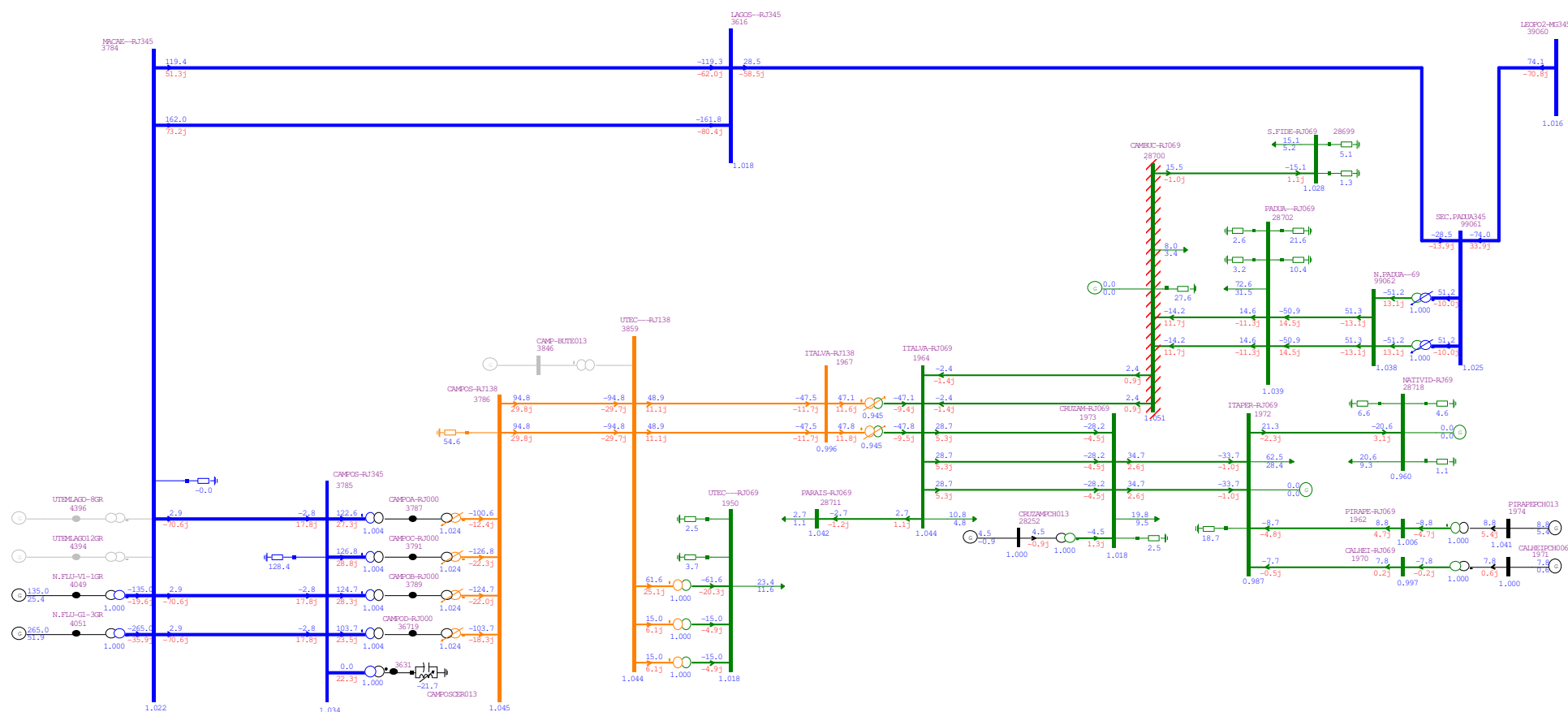


Figura 16-27 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2031

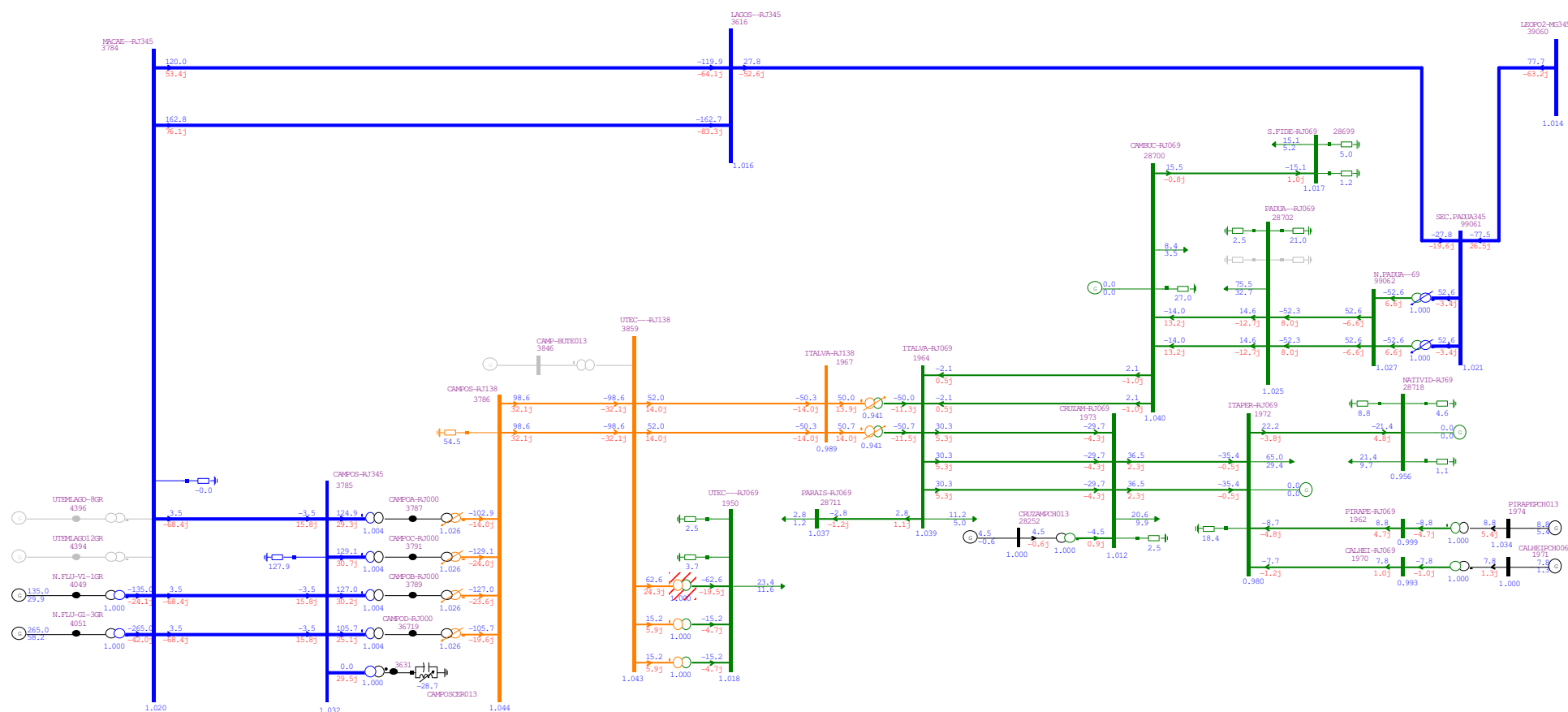


Figura 16-28 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2032

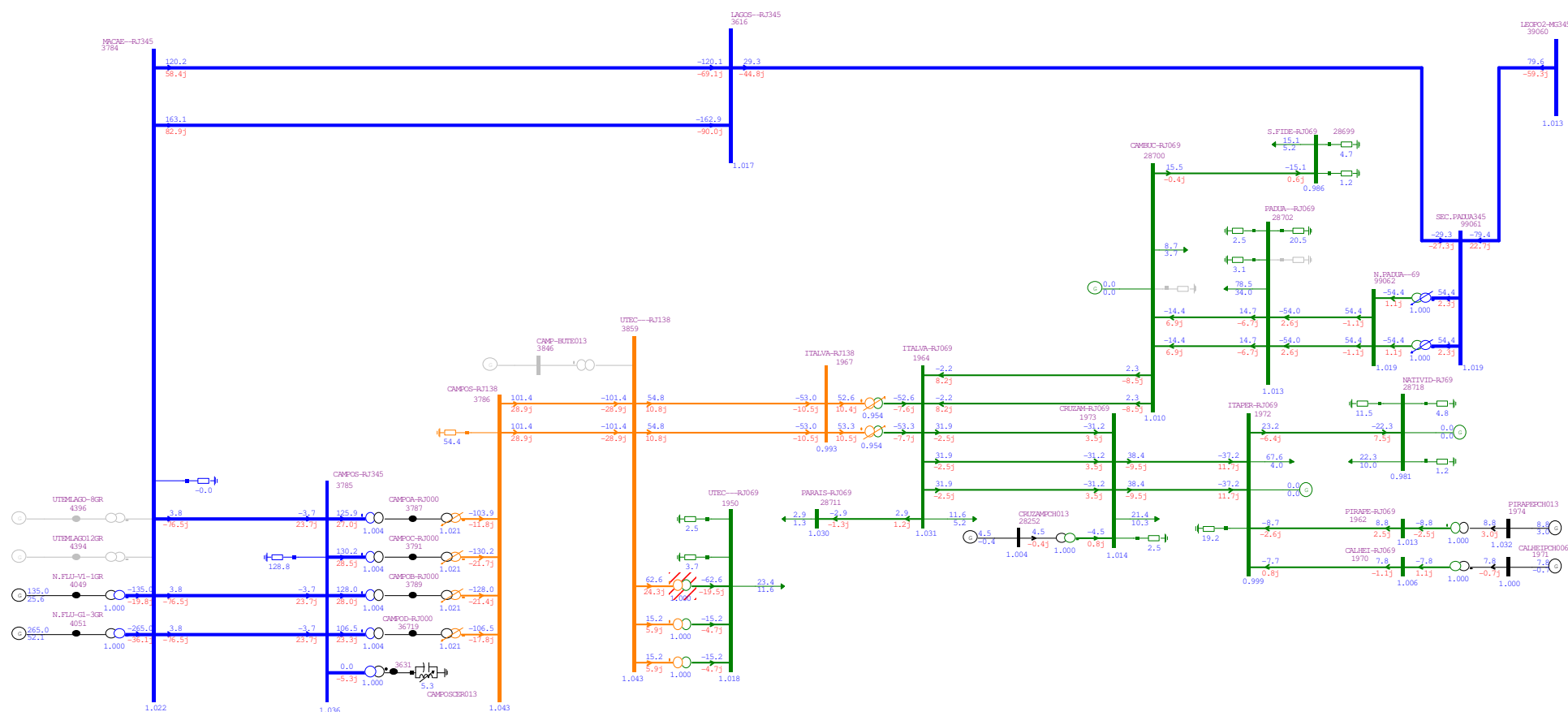


Figura 16-29 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2033

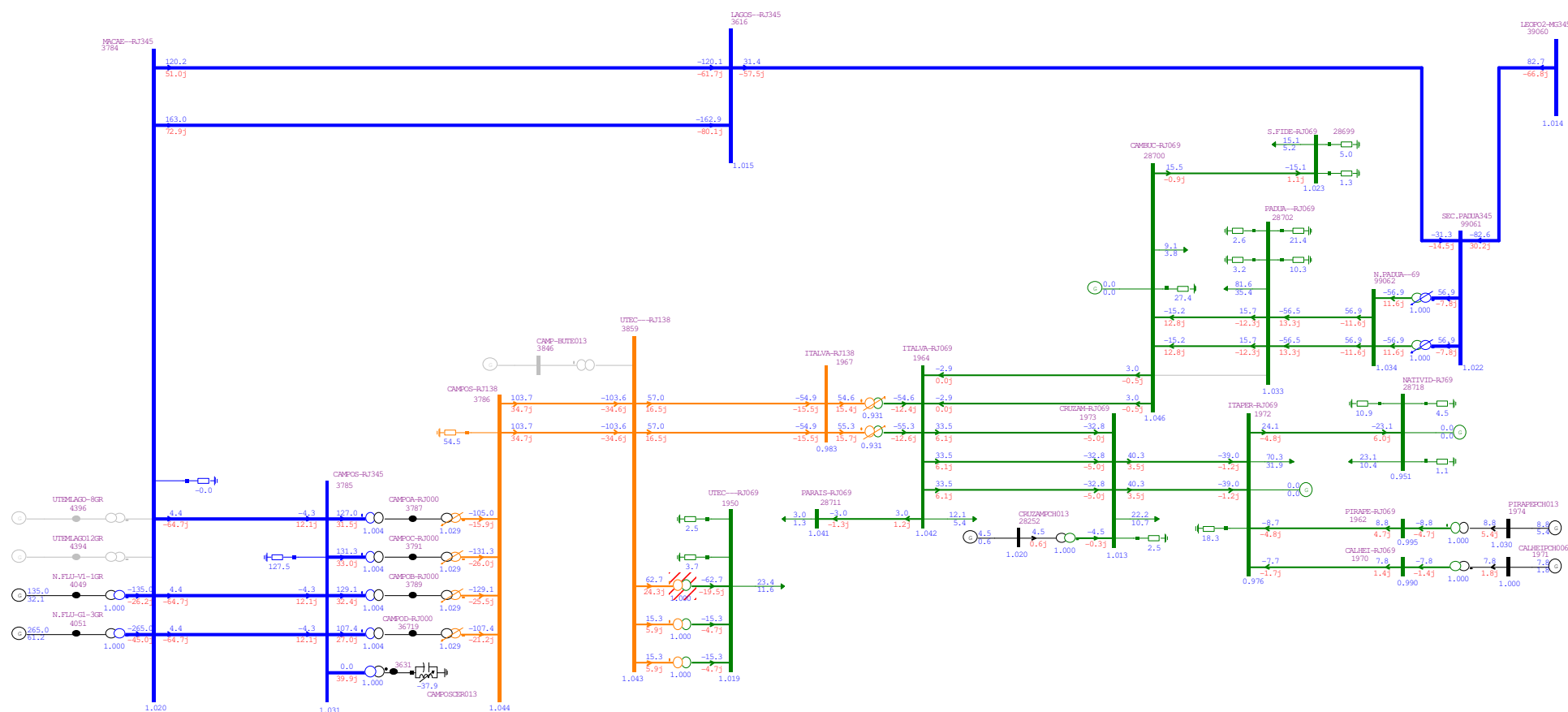


Figura 16-30 – Alternativa Rede Básica Pádua - 2034

16.1.4 Alternativa Rede Básica - Caiapó

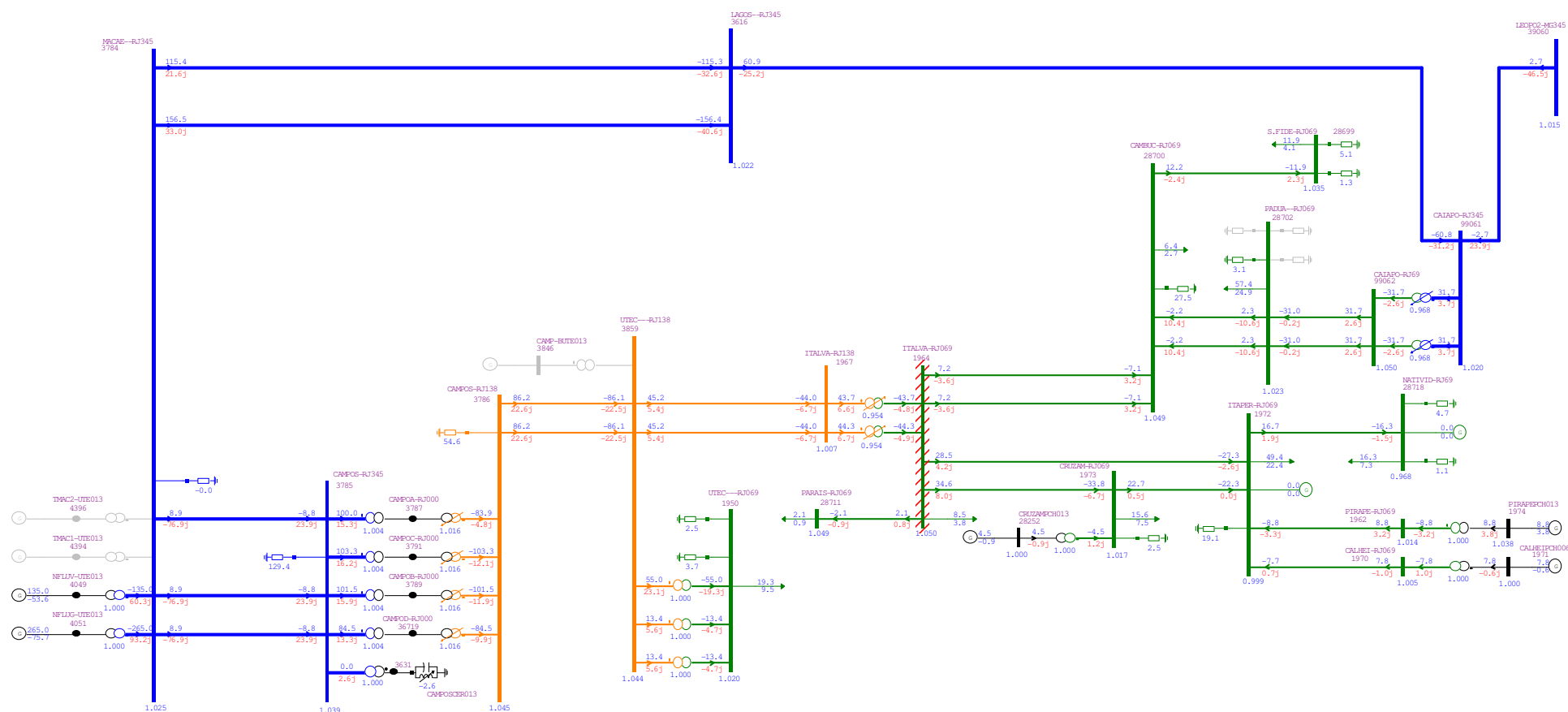


Figura 16-31 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2025

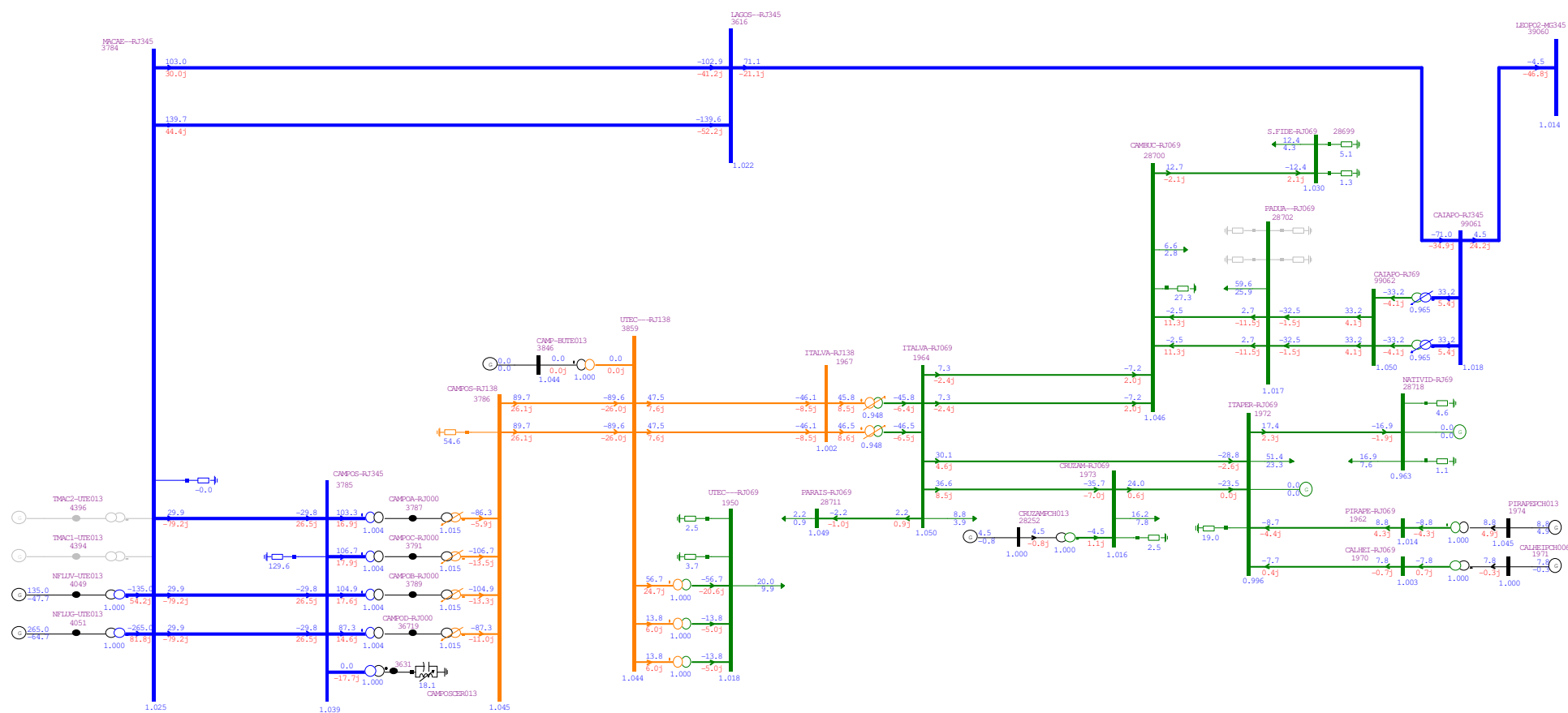


Figura 16-32 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2026

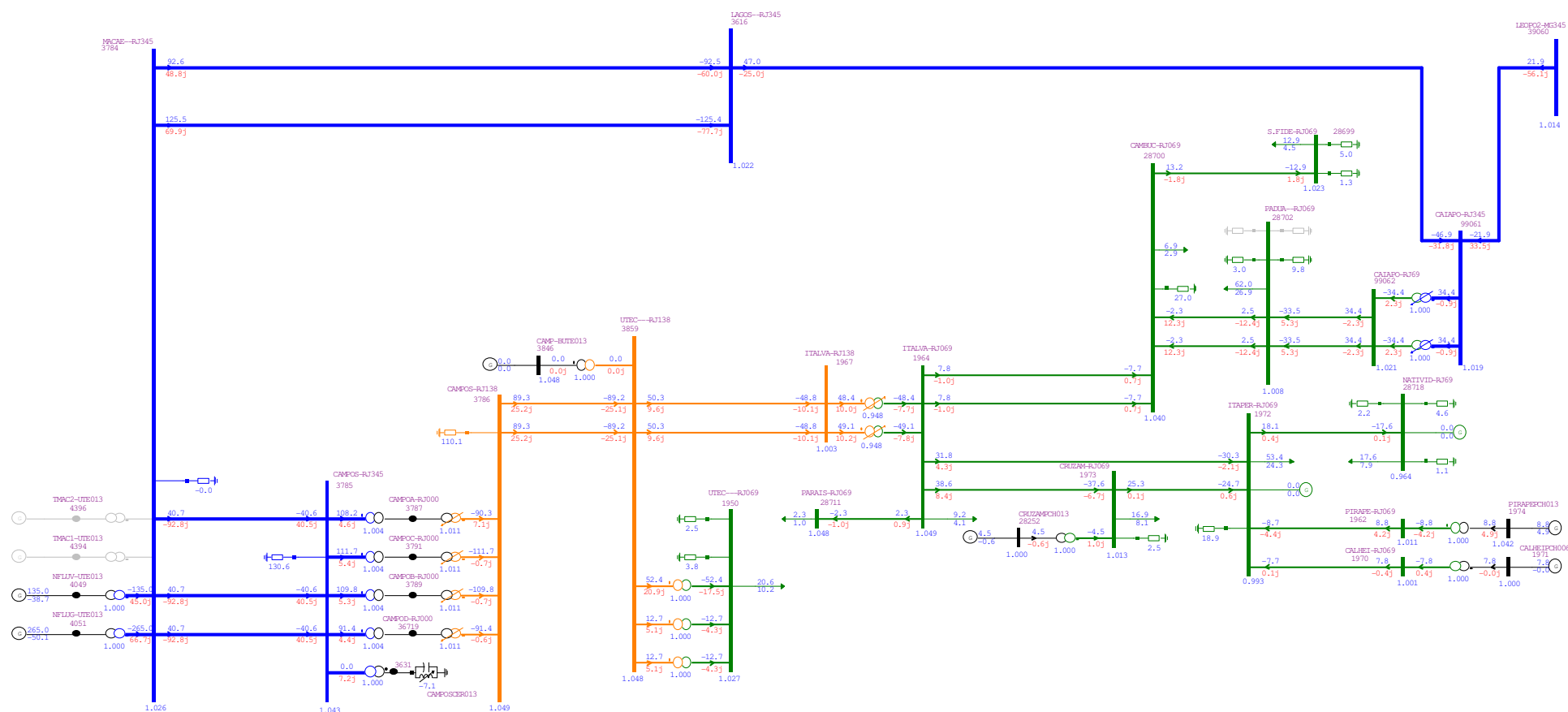


Figura 16-33 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2027

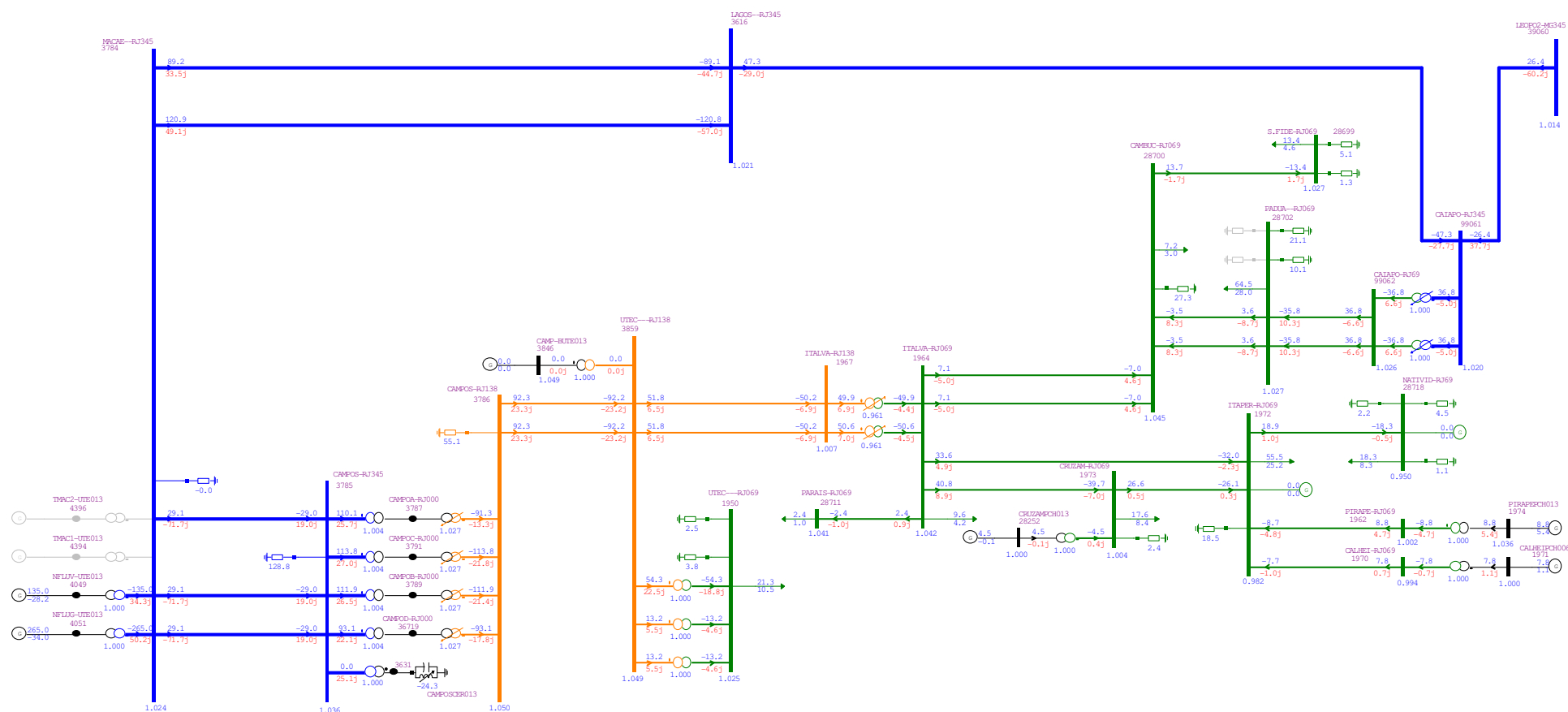


Figura 16-34 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2028

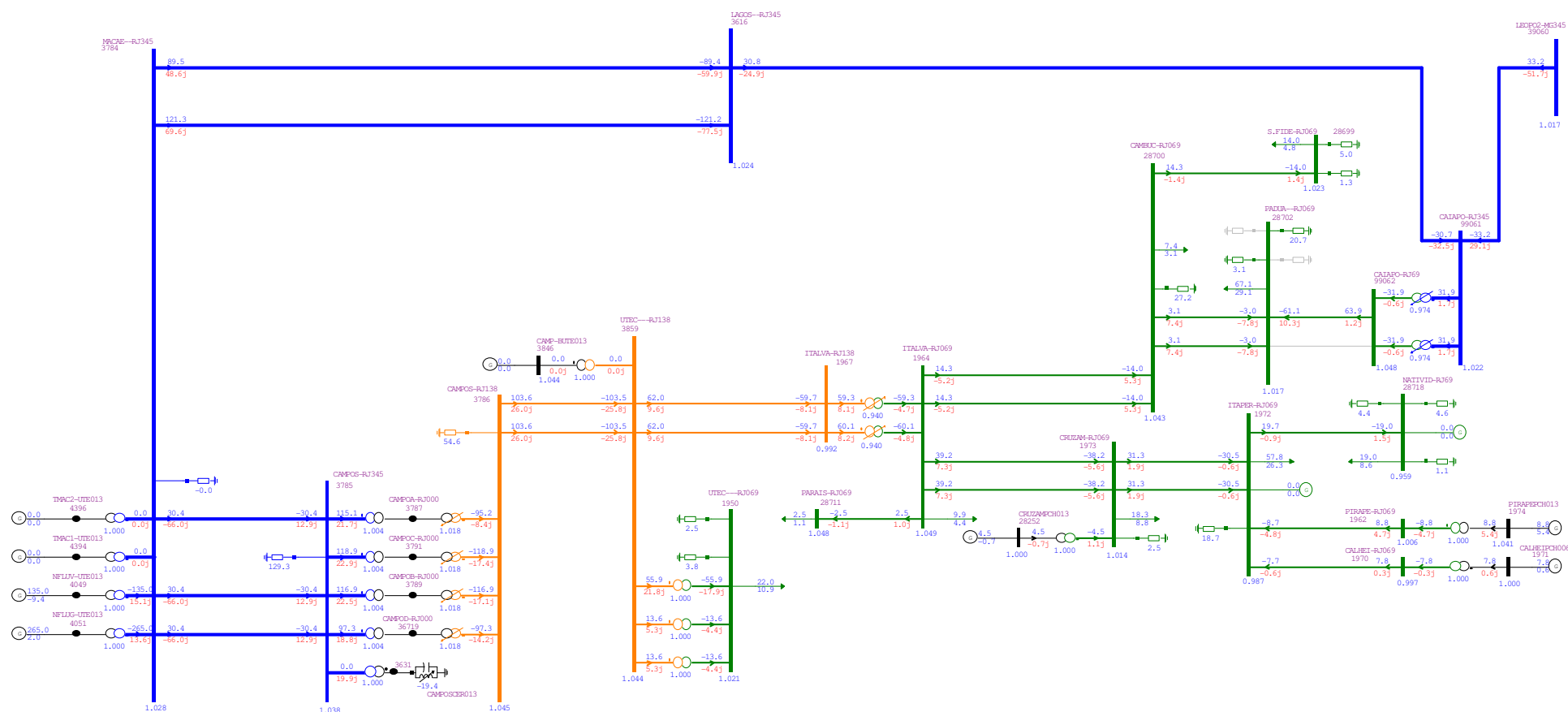


Figura 16-35 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2029

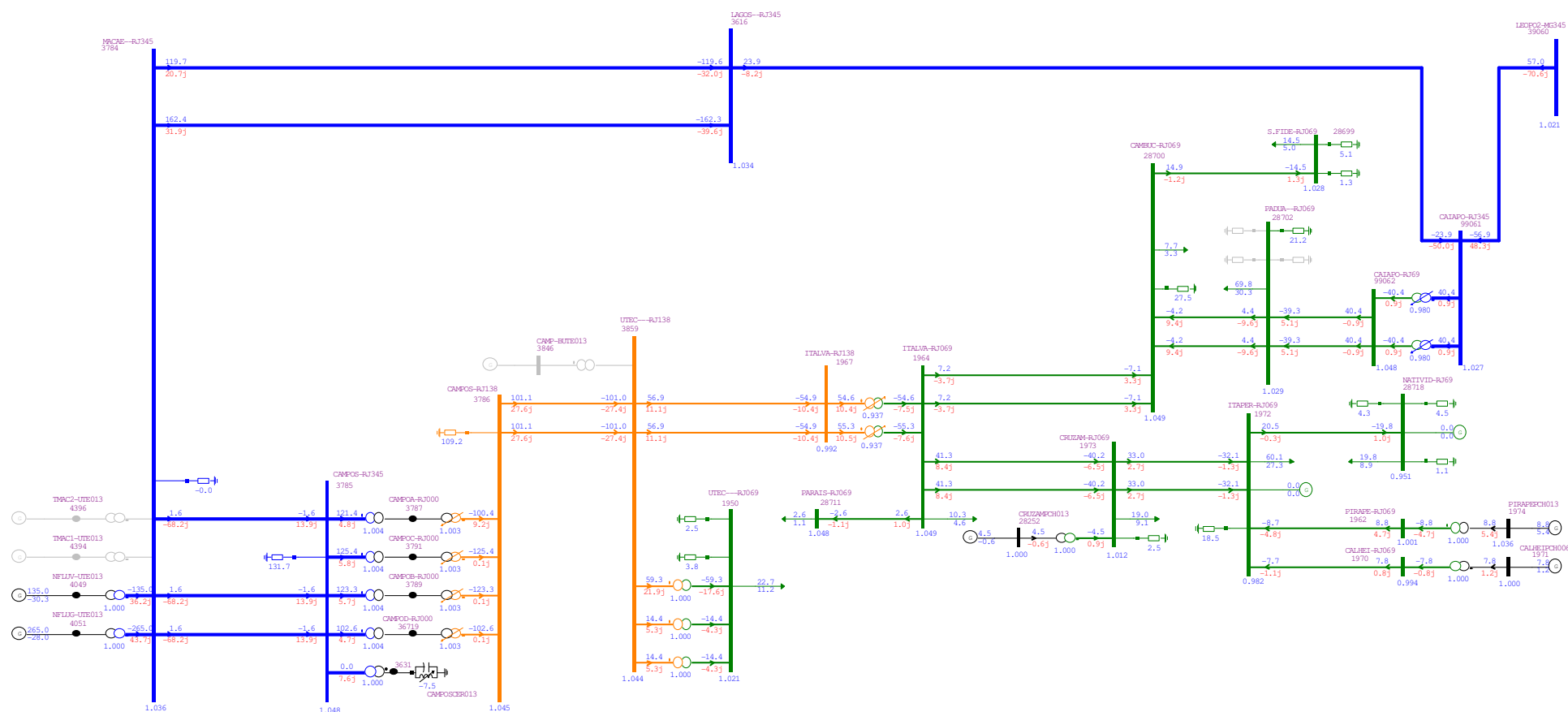


Figura 16-36 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2030

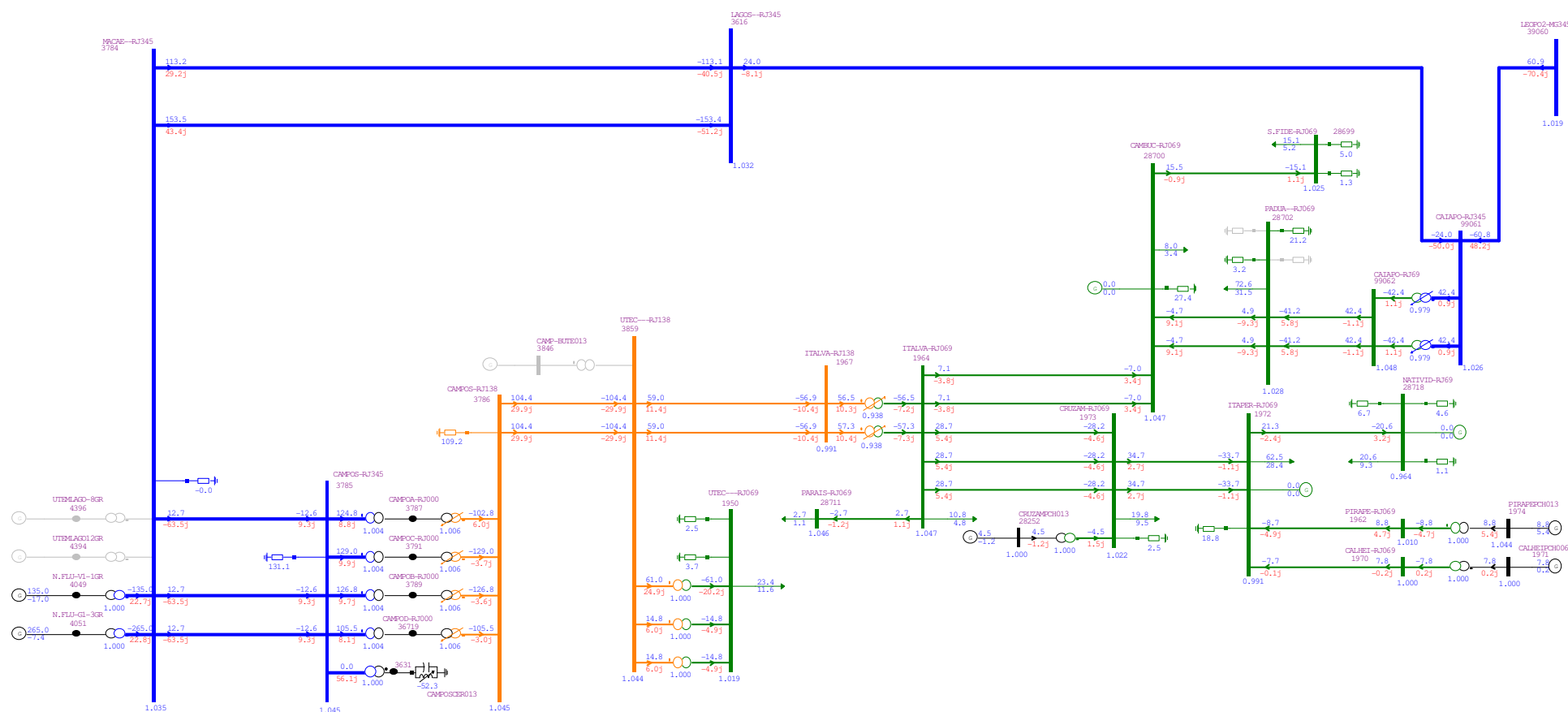


Figura 16-37 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2031

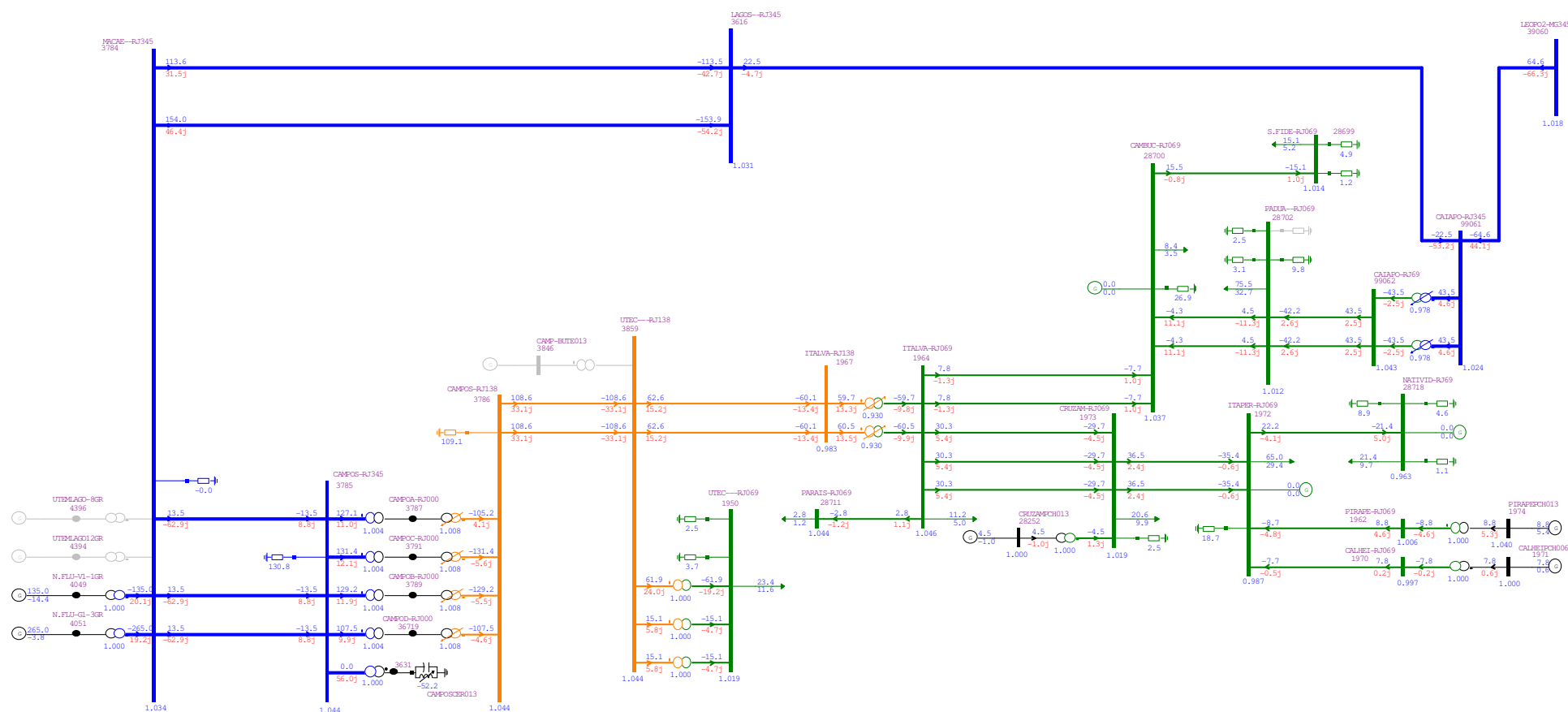


Figura 16-38 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2032

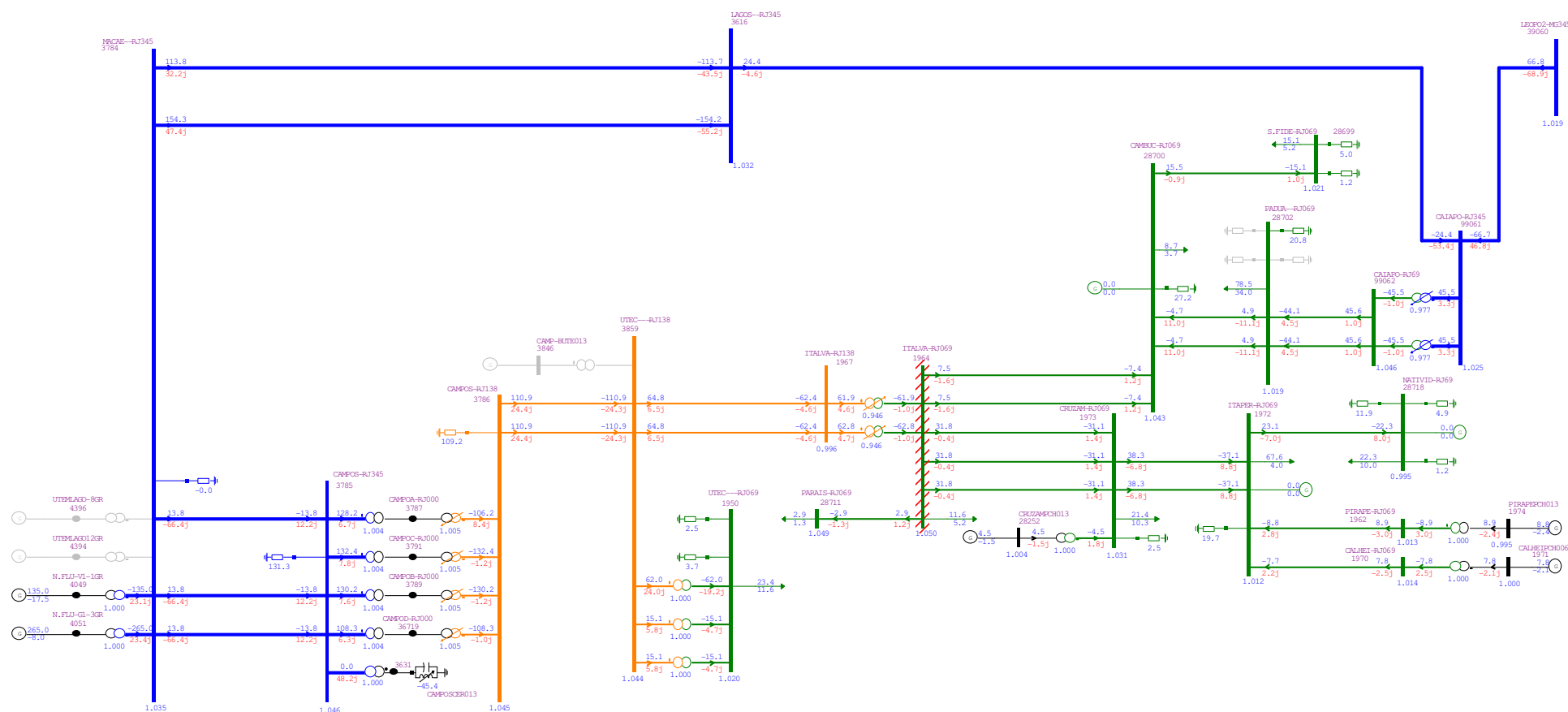


Figura 16-39 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2033

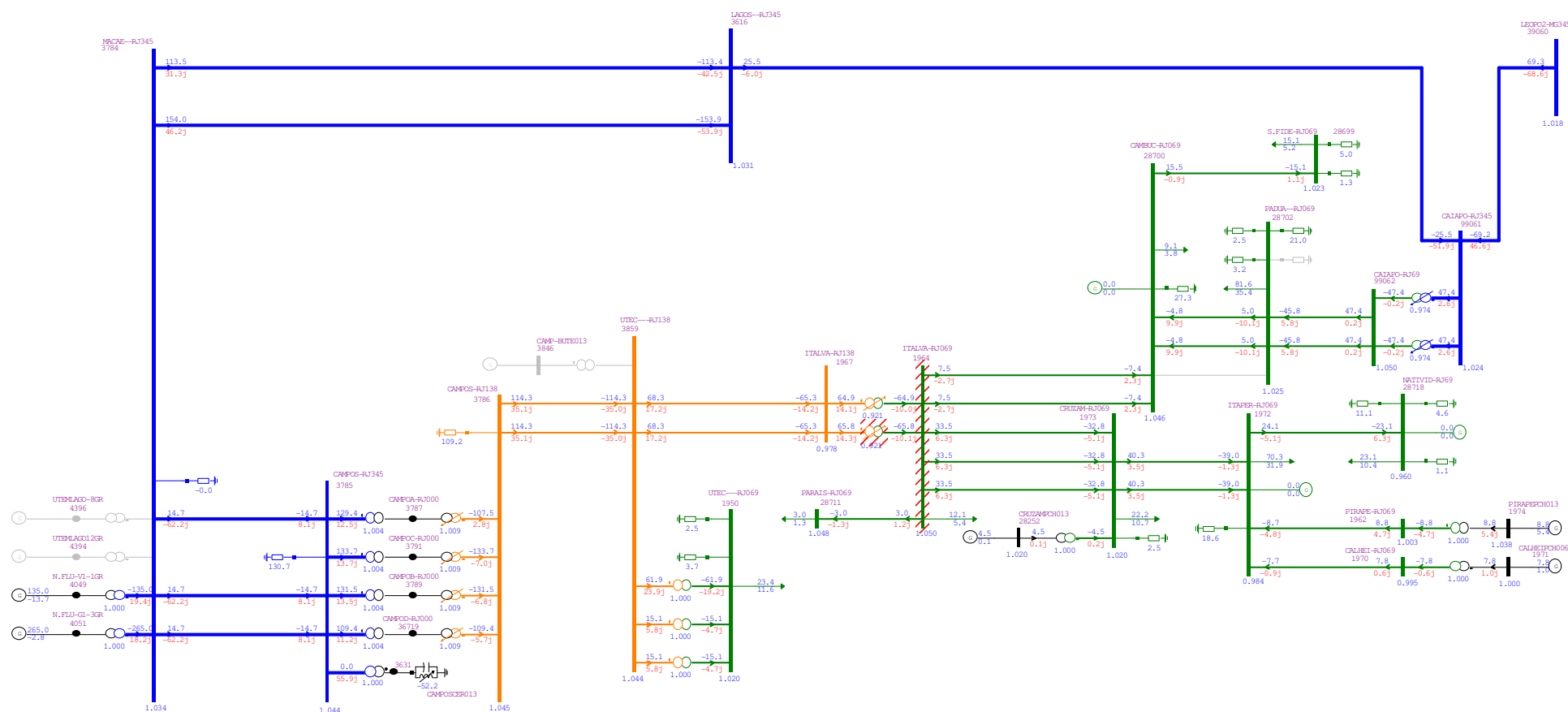


Figura 16-40 – Alternativa Rede Básica Caiapó - 2034

16.1.5 Alternativa Distribuição – Italva

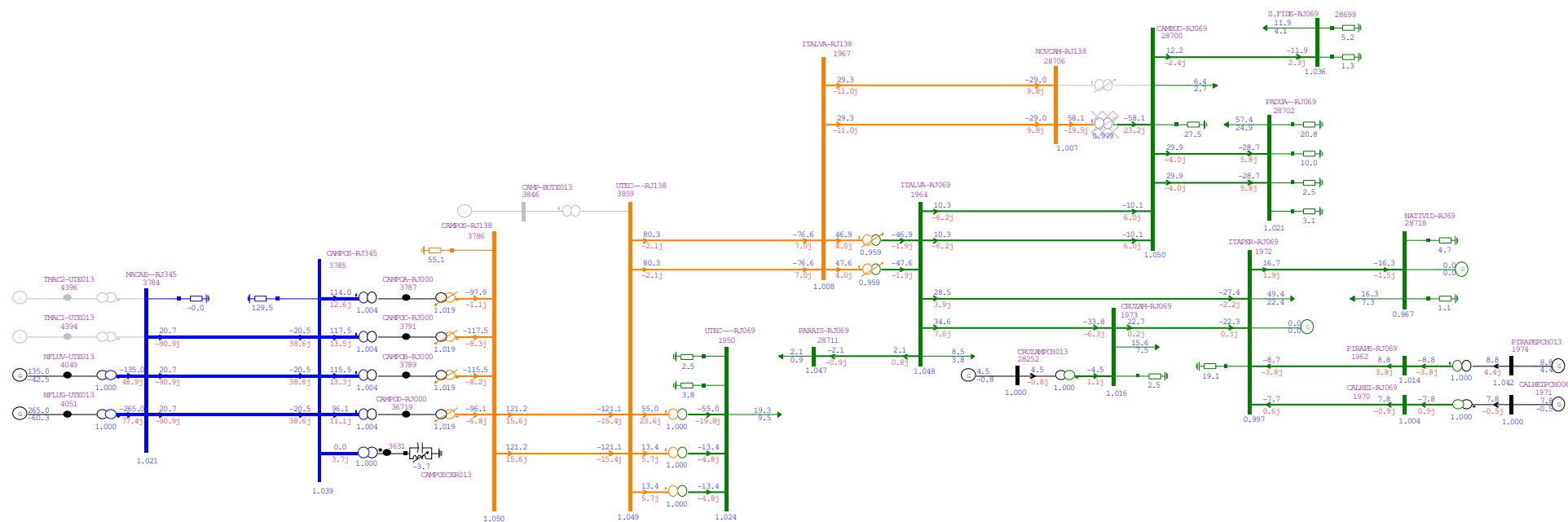


Figura 16-41 – Alternativa Distribuição Itálva - 2025

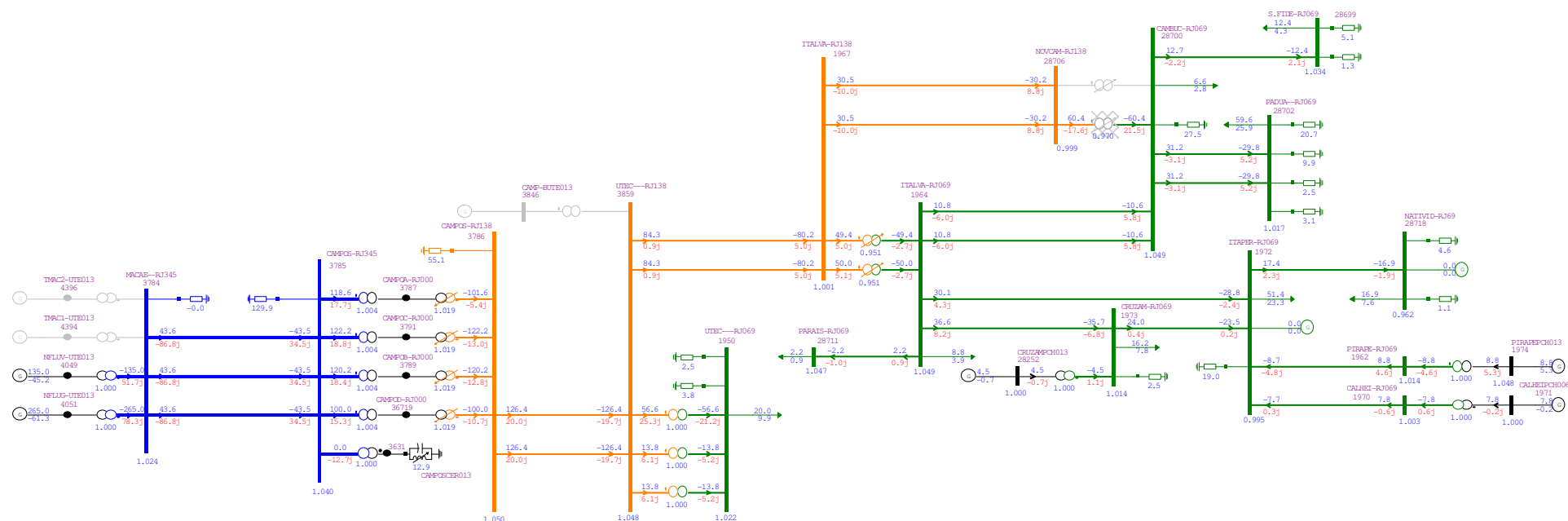


Figura 16-42 – Alternativa Distribuição Itálva - 2026



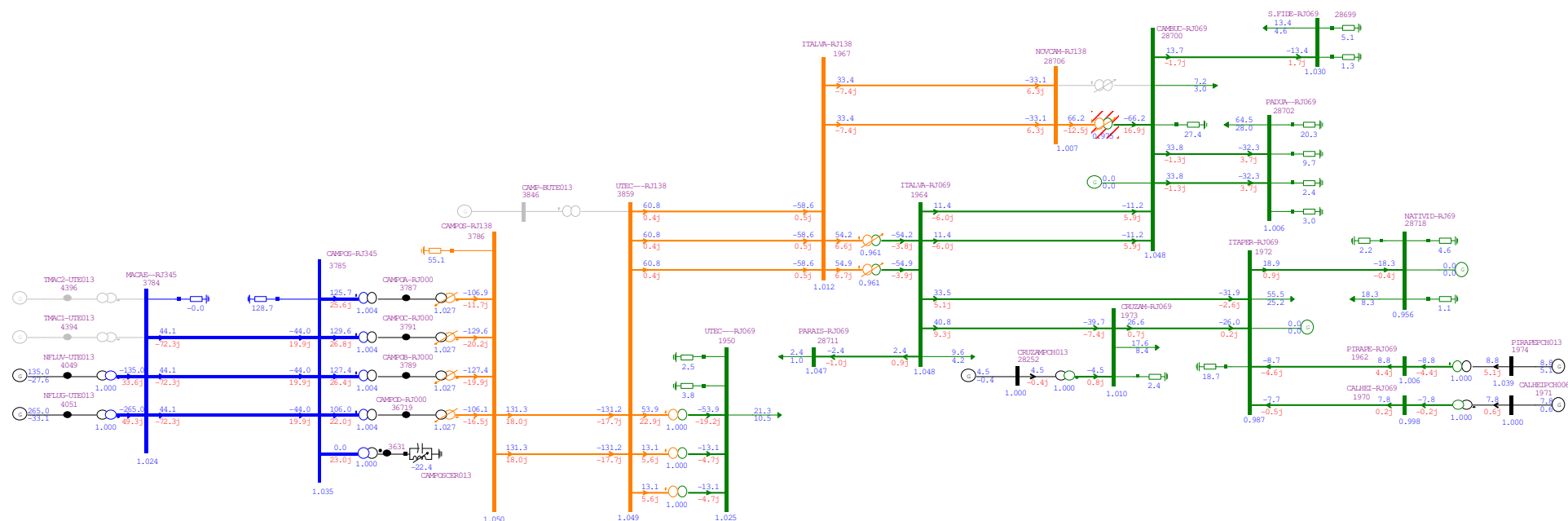


Figura 16-44 – Alternativa Distribuição Itálva - 2028

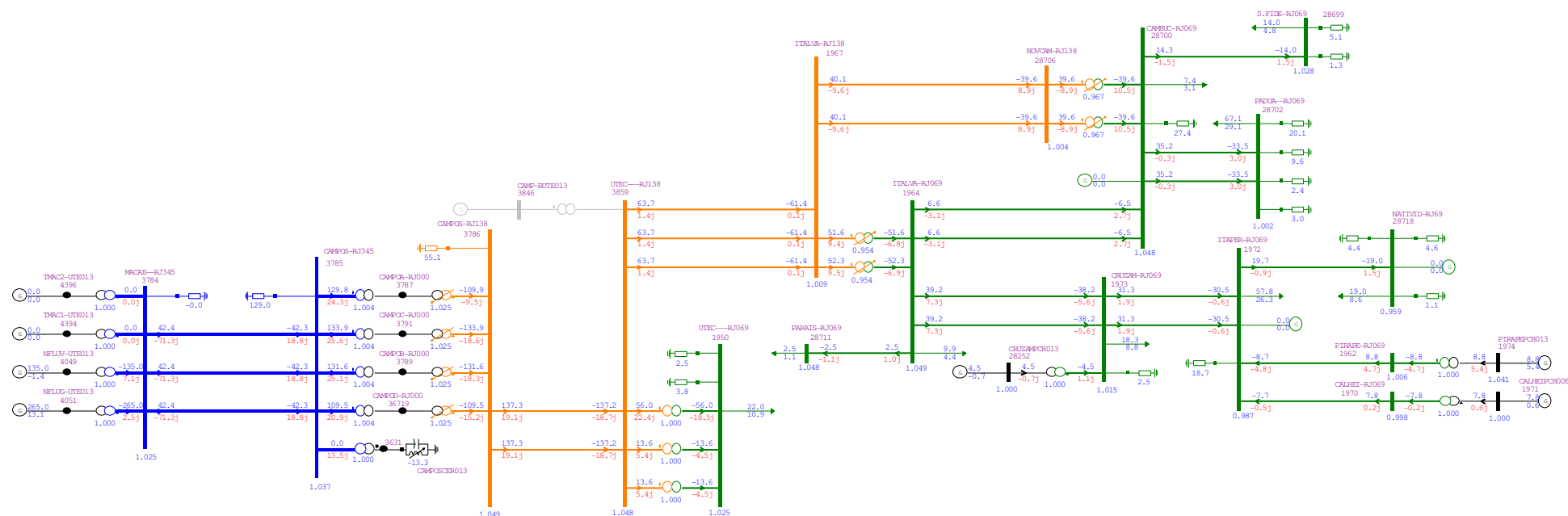


Figura 16-45 – Alternativa Distribuição Itálva - 2029

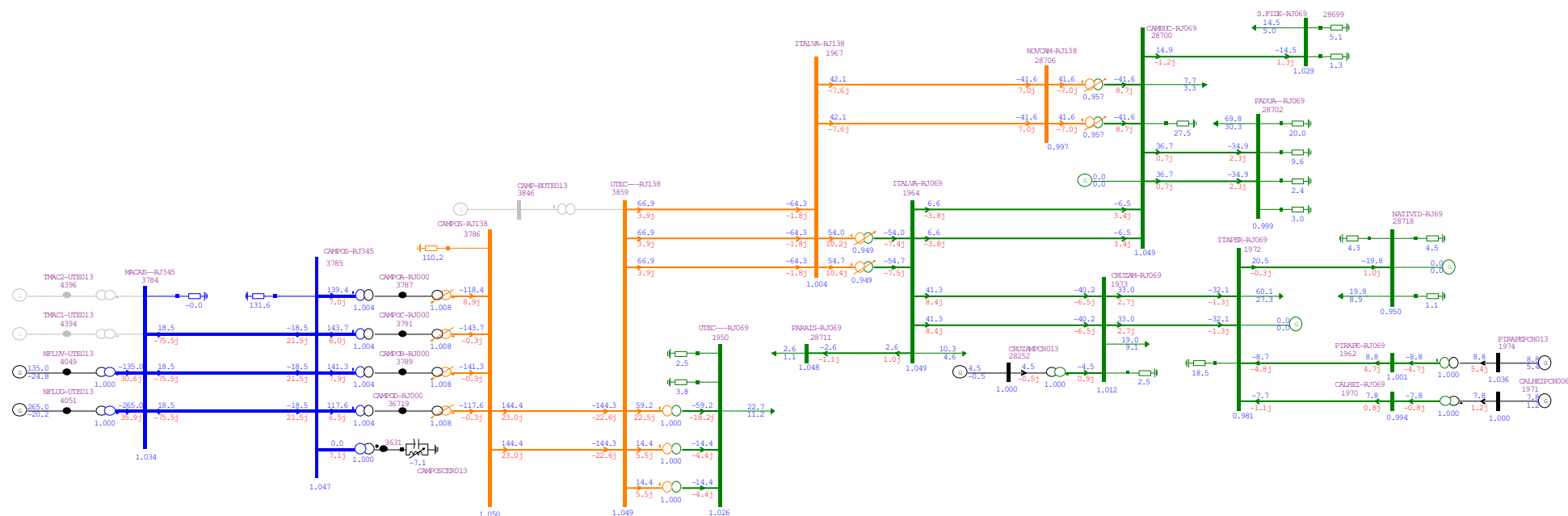


Figura 16-46 – Alternativa Distribuição Itálva - 2030

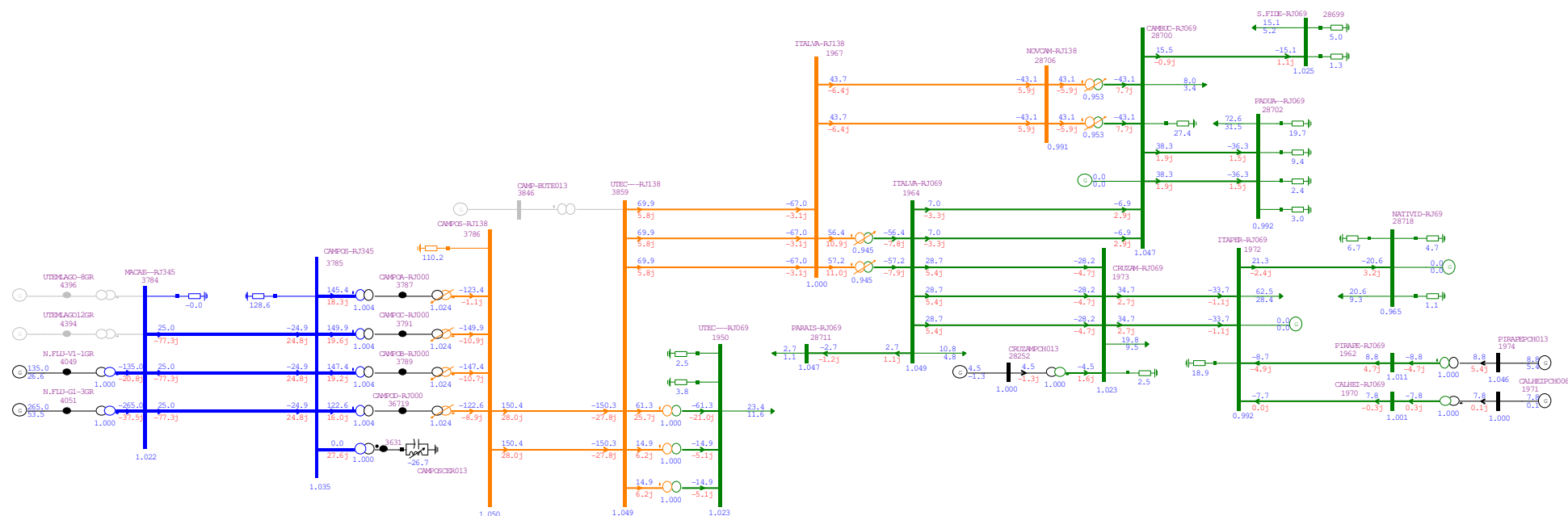


Figura 16-47 – Alternativa Distribuição Itávia – 2031

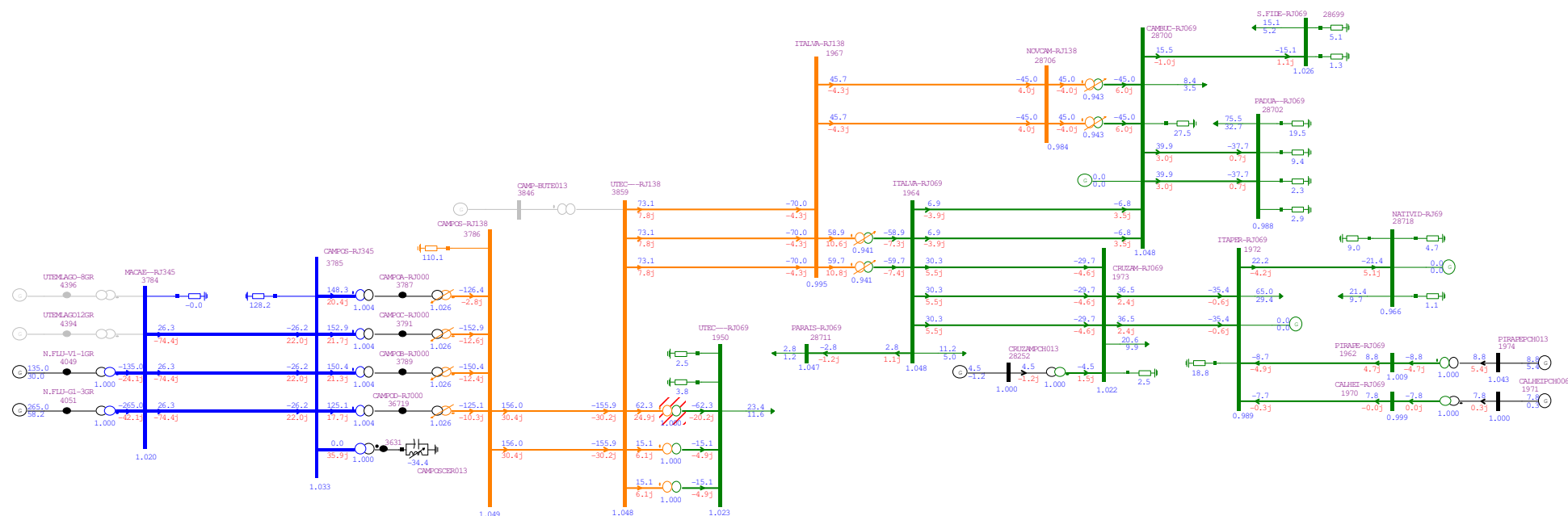


Figura 16-48 – Alternativa Distribuição Itálva - 2032

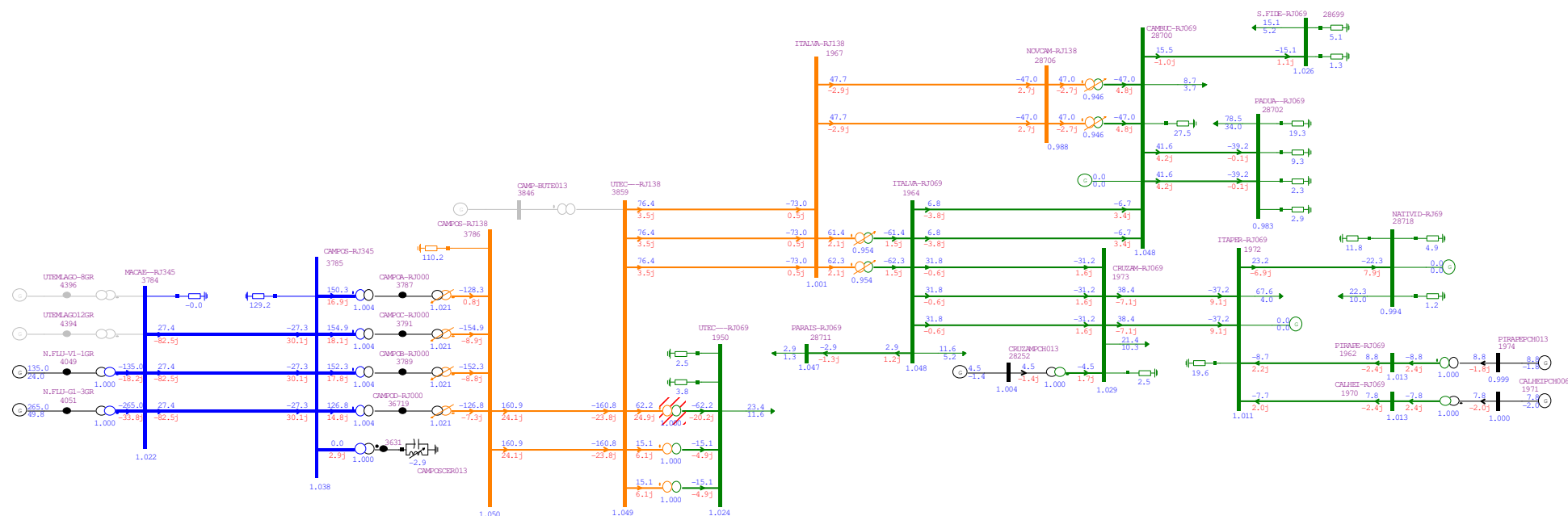


Figura 16-49 – Alternativa Distribuição Itálva - 2033

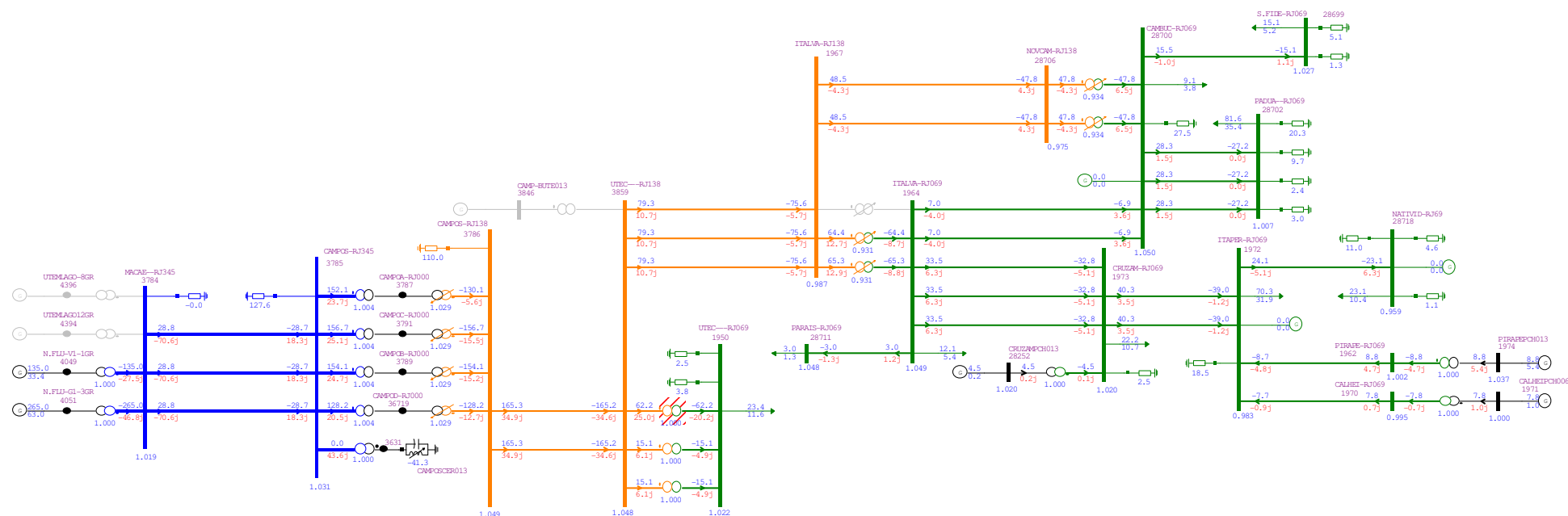


Figura 16-50 – Alternativa Distribuição Itálva - 2034

16.1.6 Alternativa Distribuição – UTEC

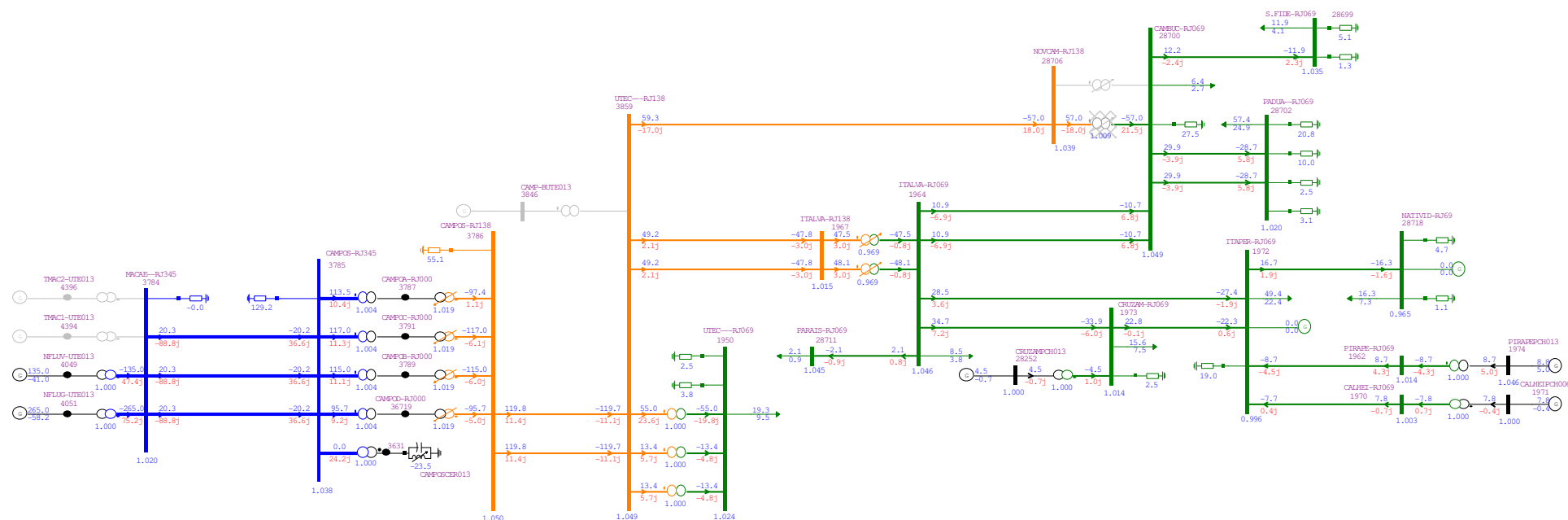


Figura 16-51 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2025

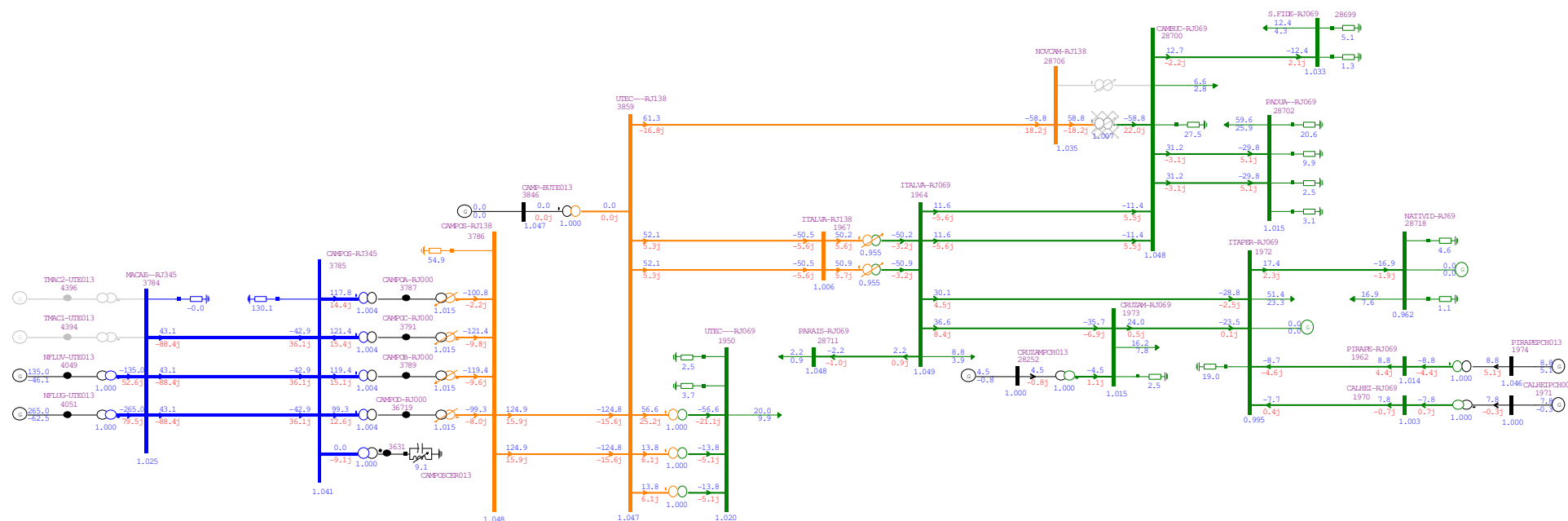


Figura 16-52 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2026

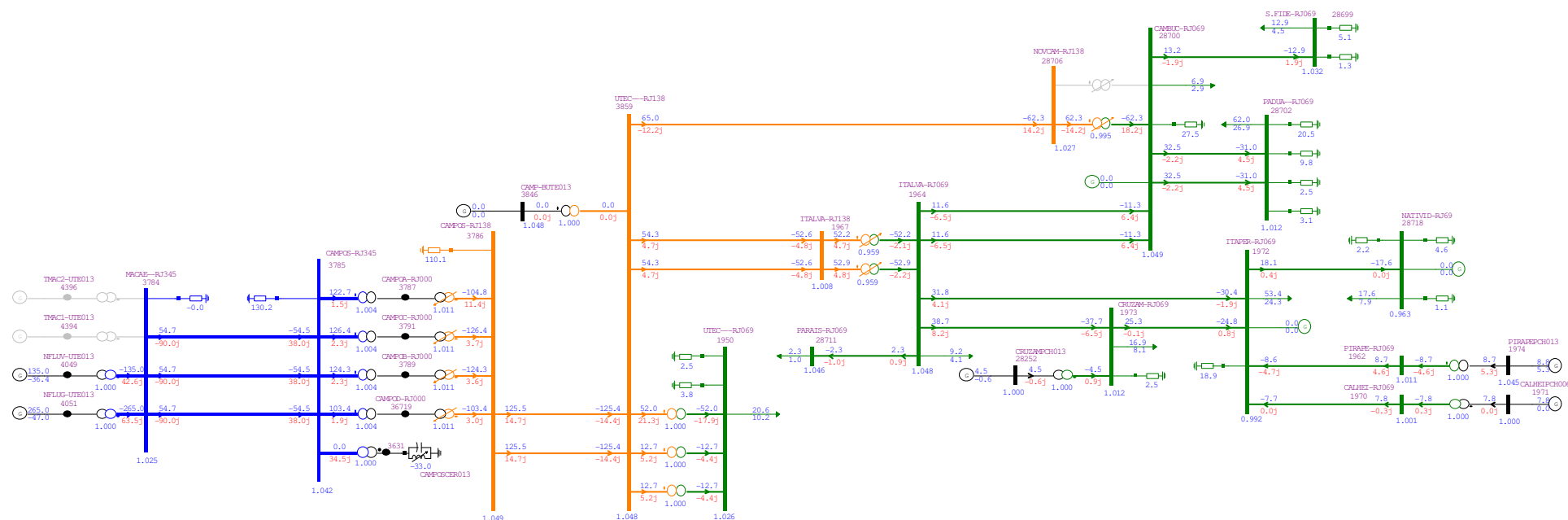


Figura 16-53 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2027

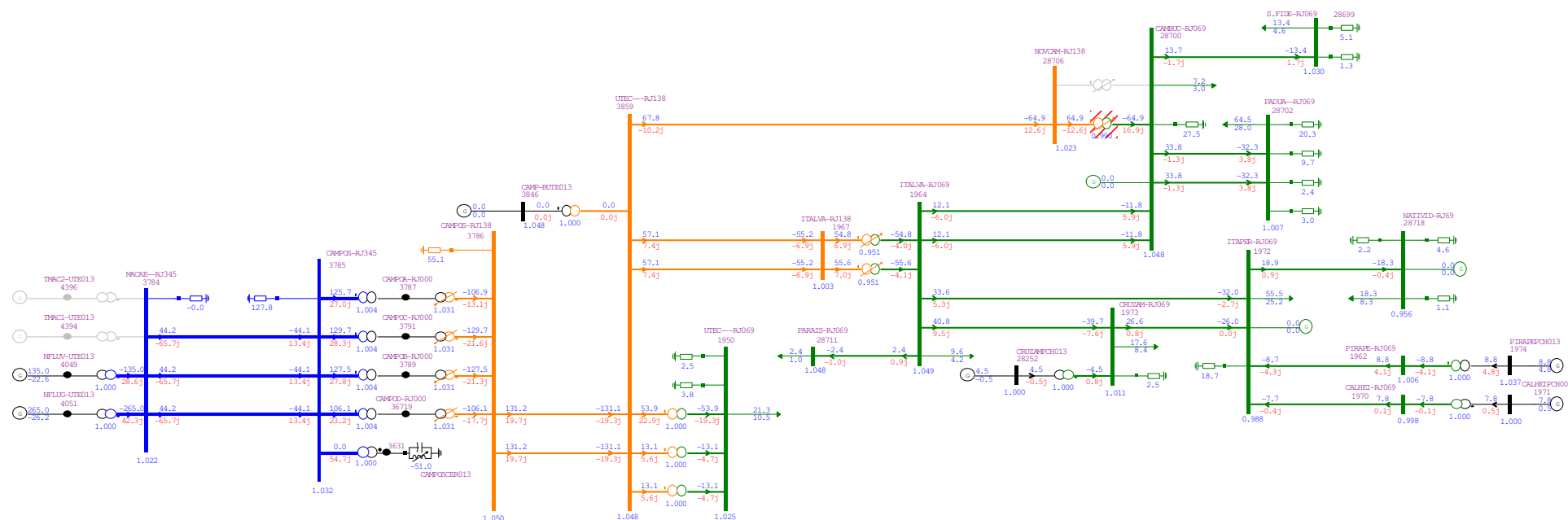


Figura 16-54 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2028

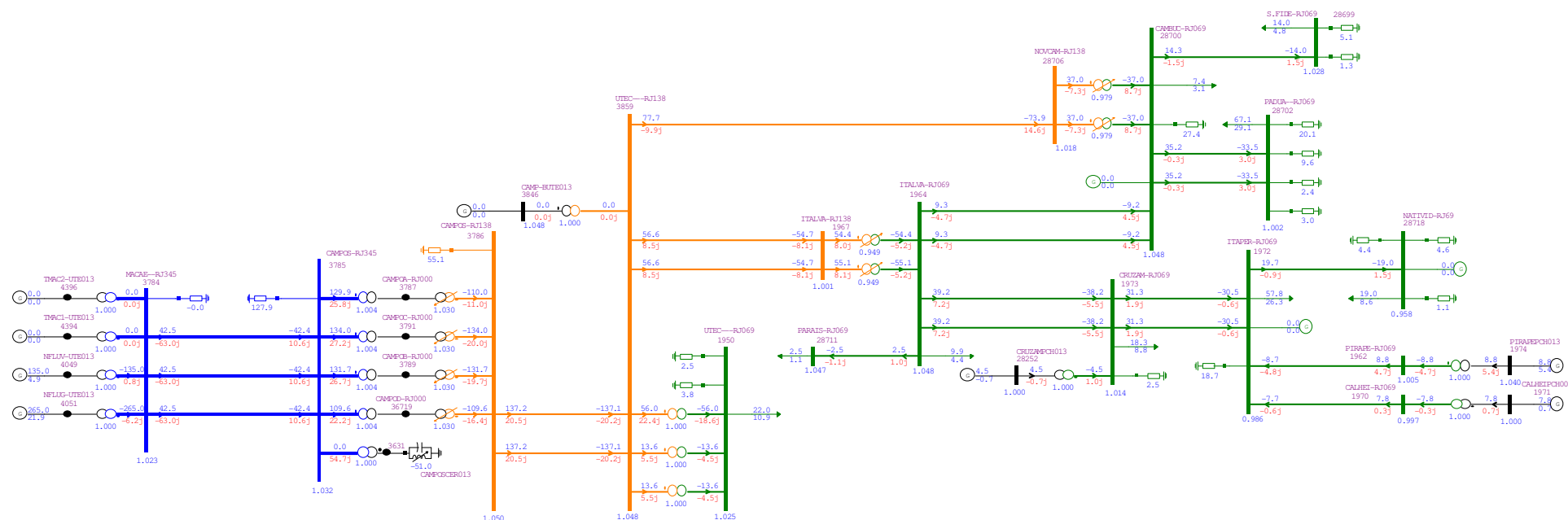


Figura 16-55 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2029

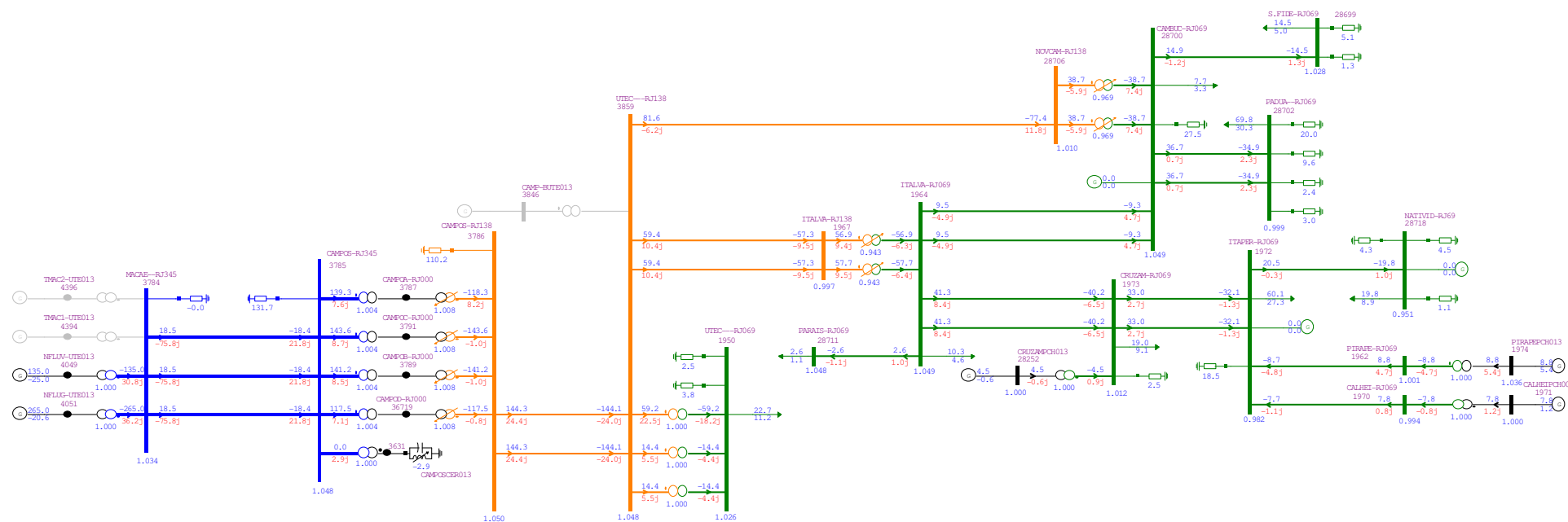


Figura 16-56 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2030

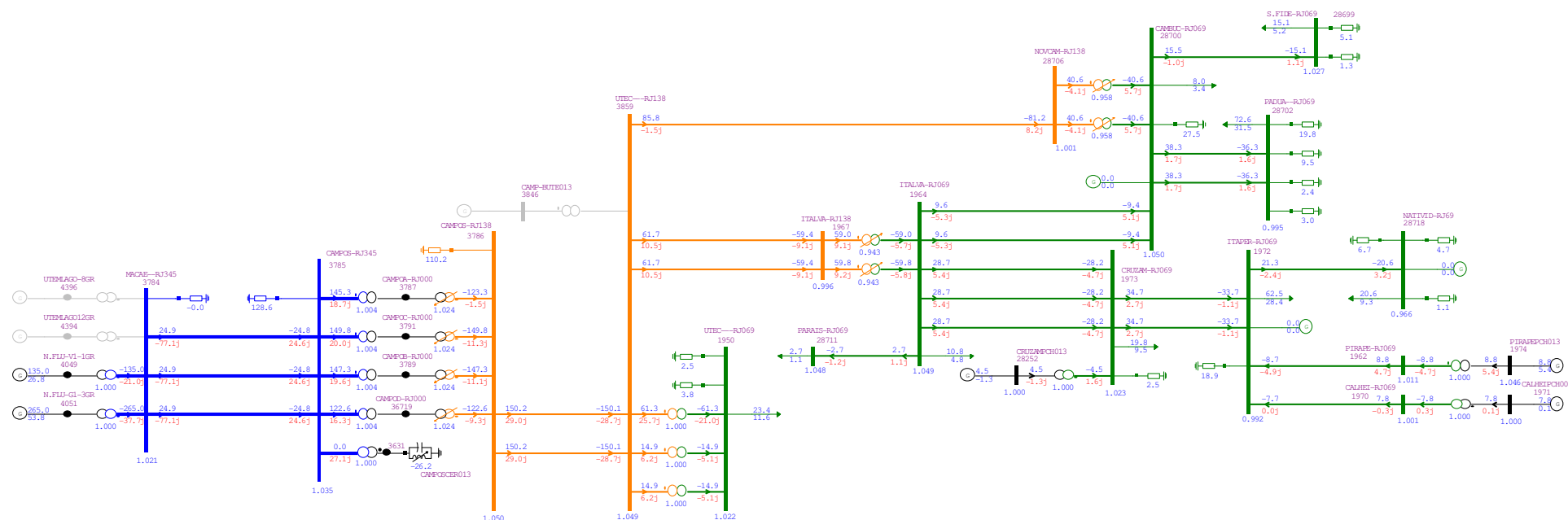


Figura 16-57 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2031

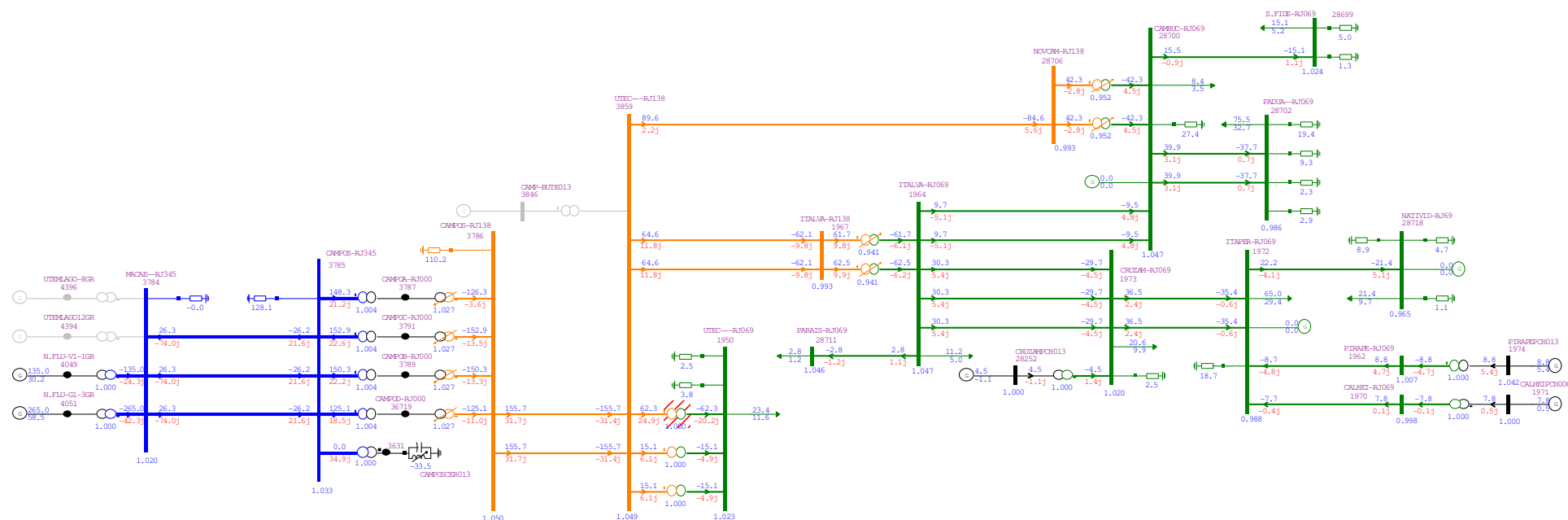


Figura 16-58 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2032



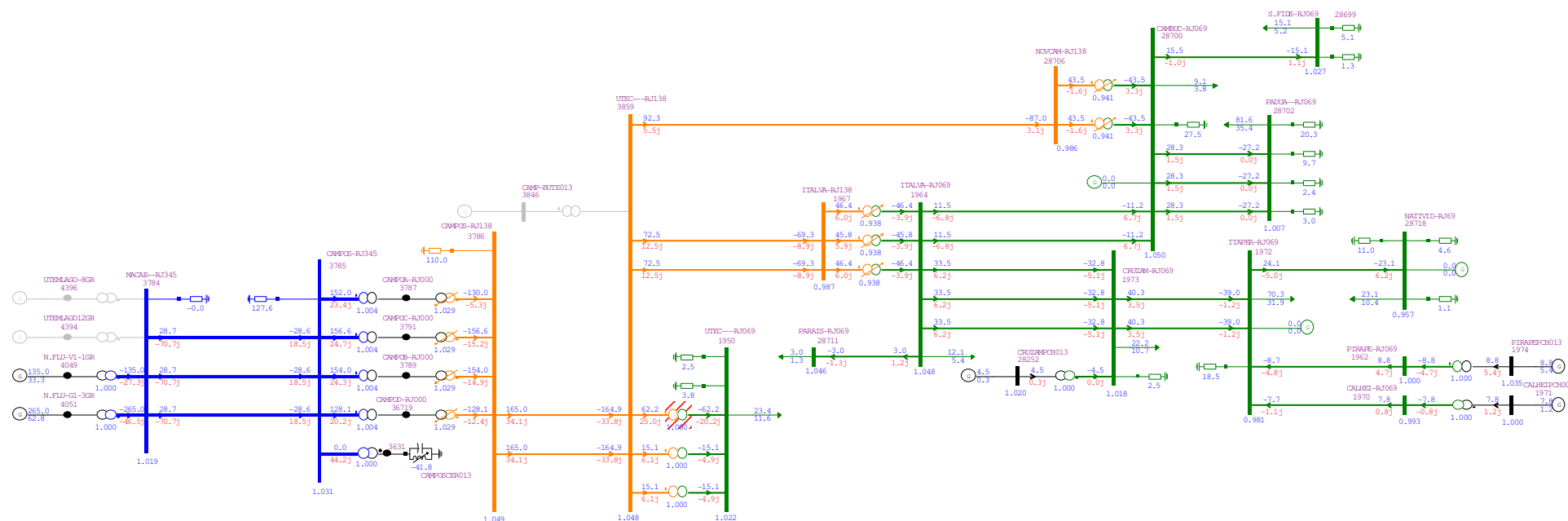


Figura 16-60 – Alternativa Distribuição - UTEC - 2034

16.1.7 Alternativa Distribuição - Campos

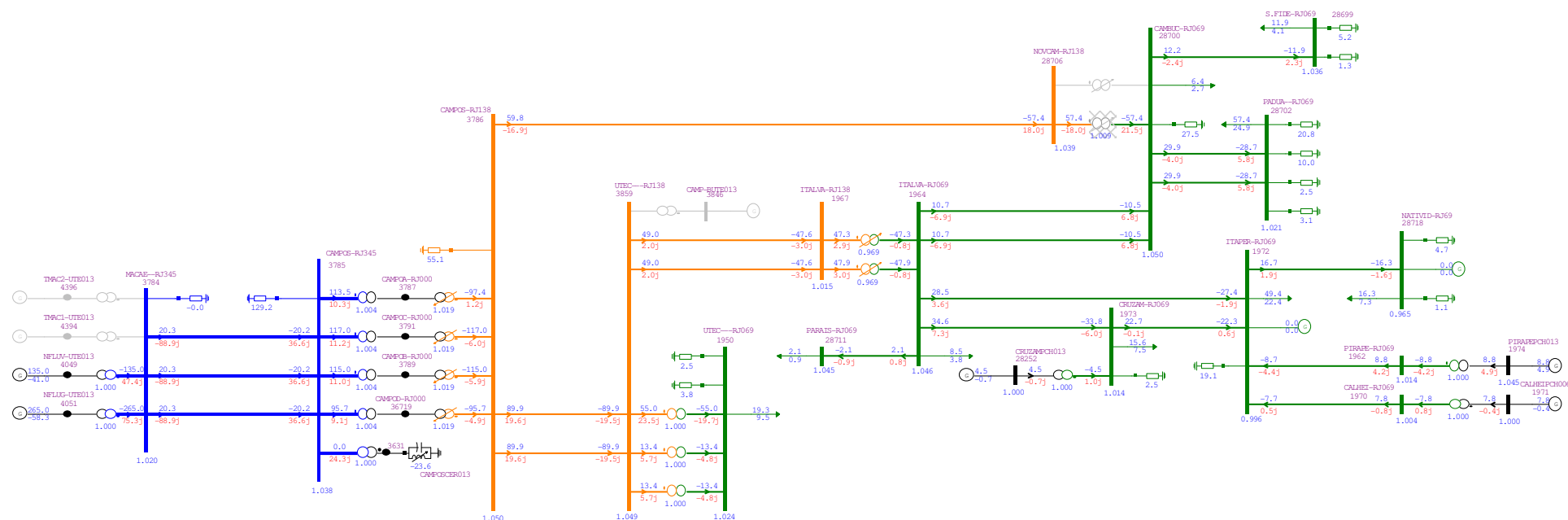


Figura 16-61 – Alternativa Distribuição - Campos - 2025



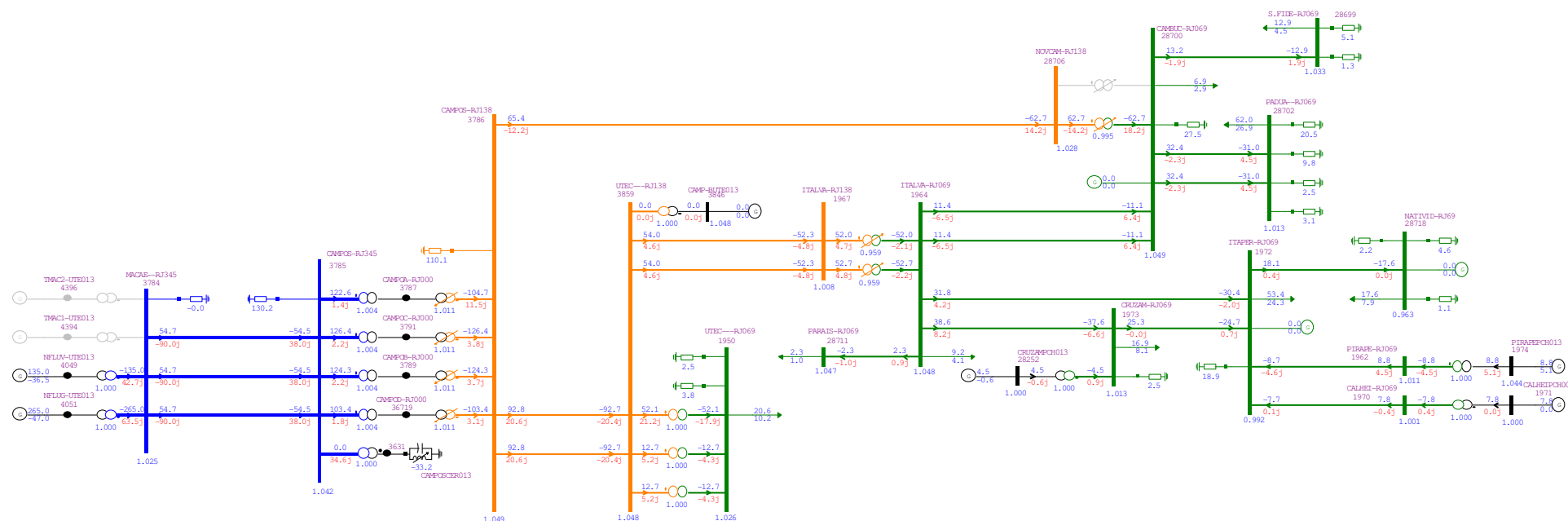


Figura 16-63 – Alternativa Distribuição - Campos - 2027

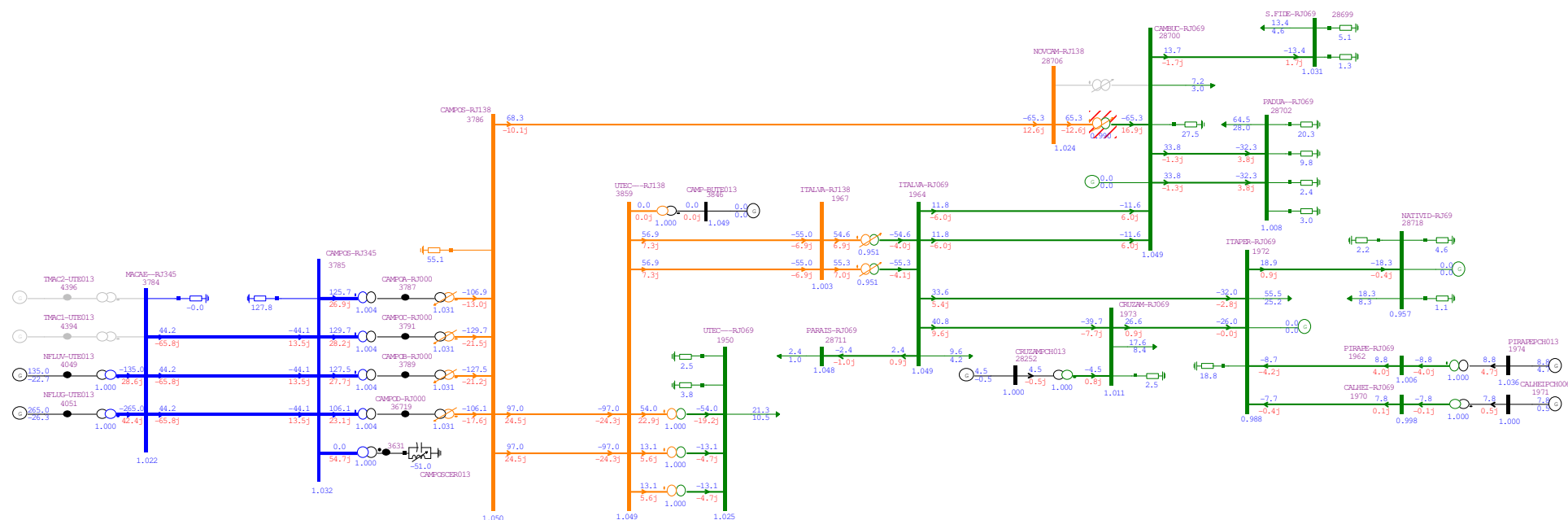


Figura 16-64 – Alternativa Distribuição - Campos - 2028

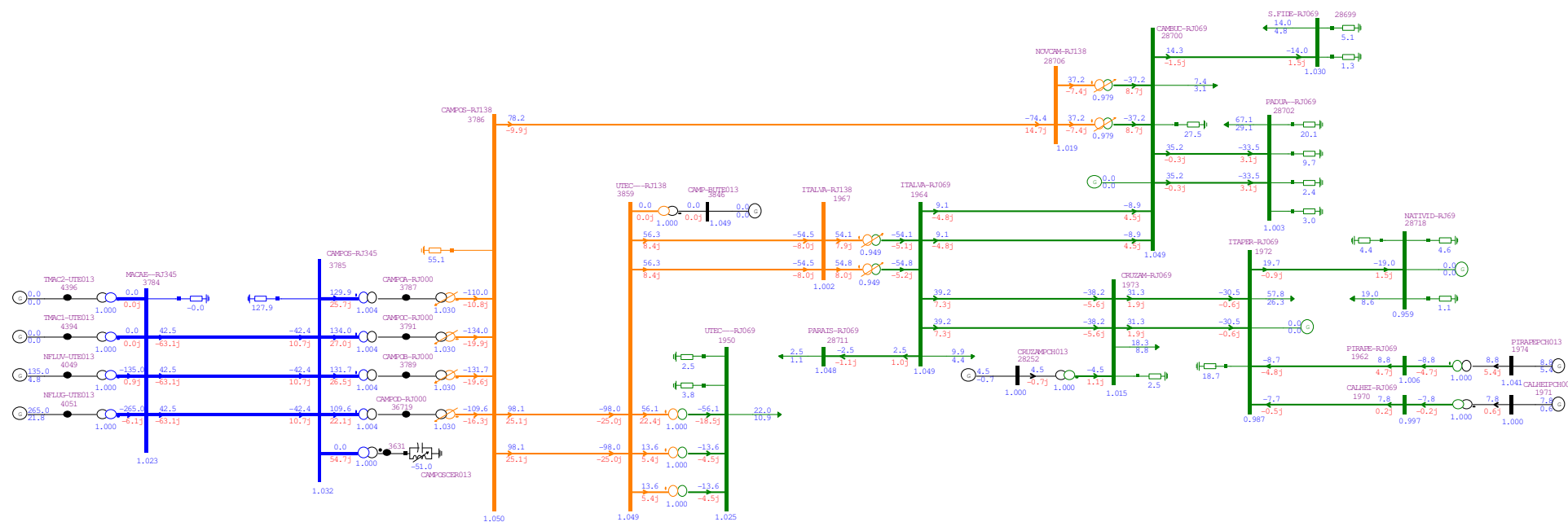


Figura 16-65 – Alternativa Distribuição - Campos - 2029





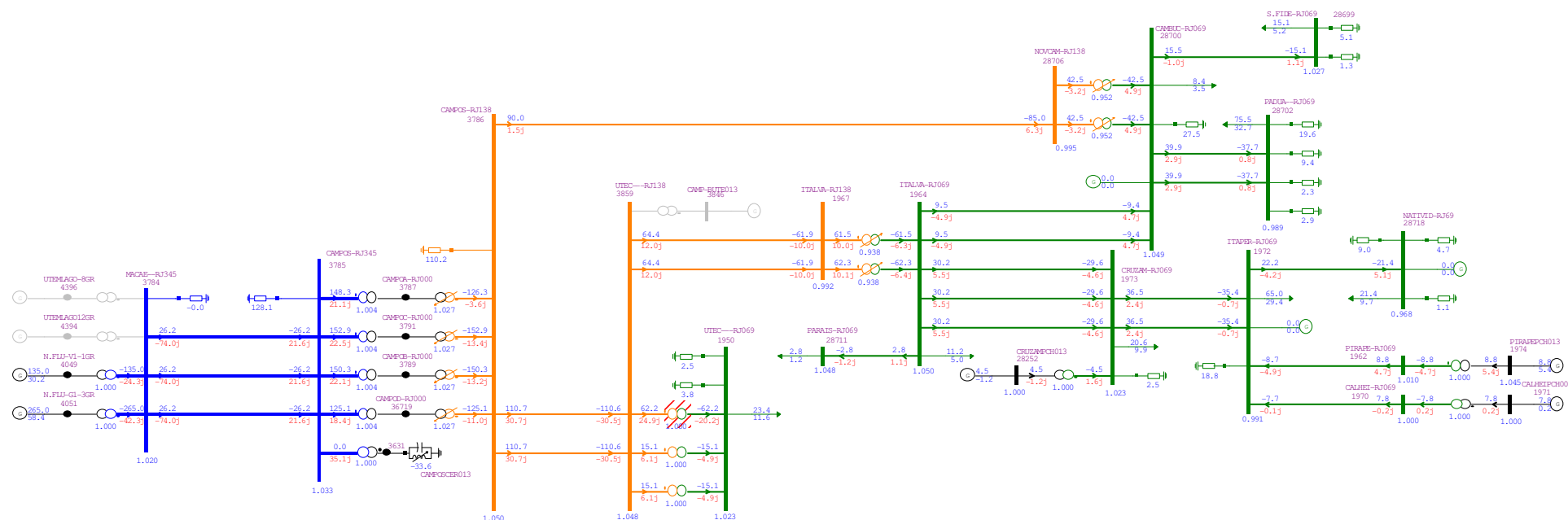


Figura 16-68 – Alternativa Distribuição - Campos - 2032



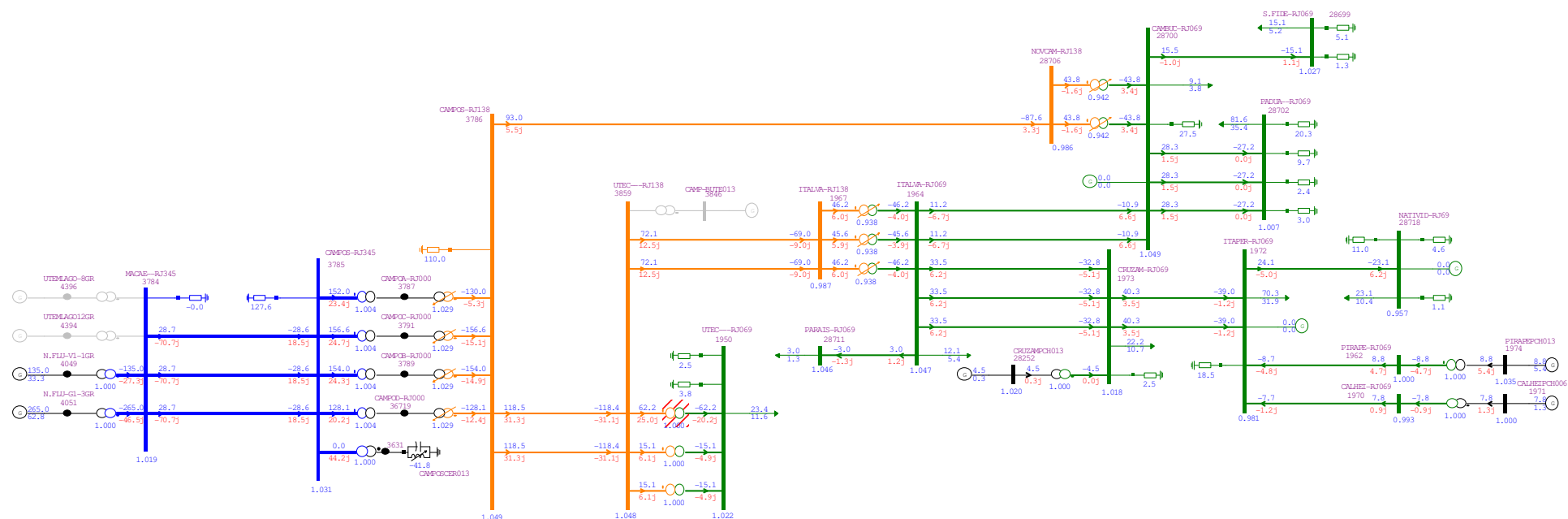


Figura 16-70 – Alternativa Distribuição - Campos - 2034

16.1.8 Alternativa Distribuição - Pádua



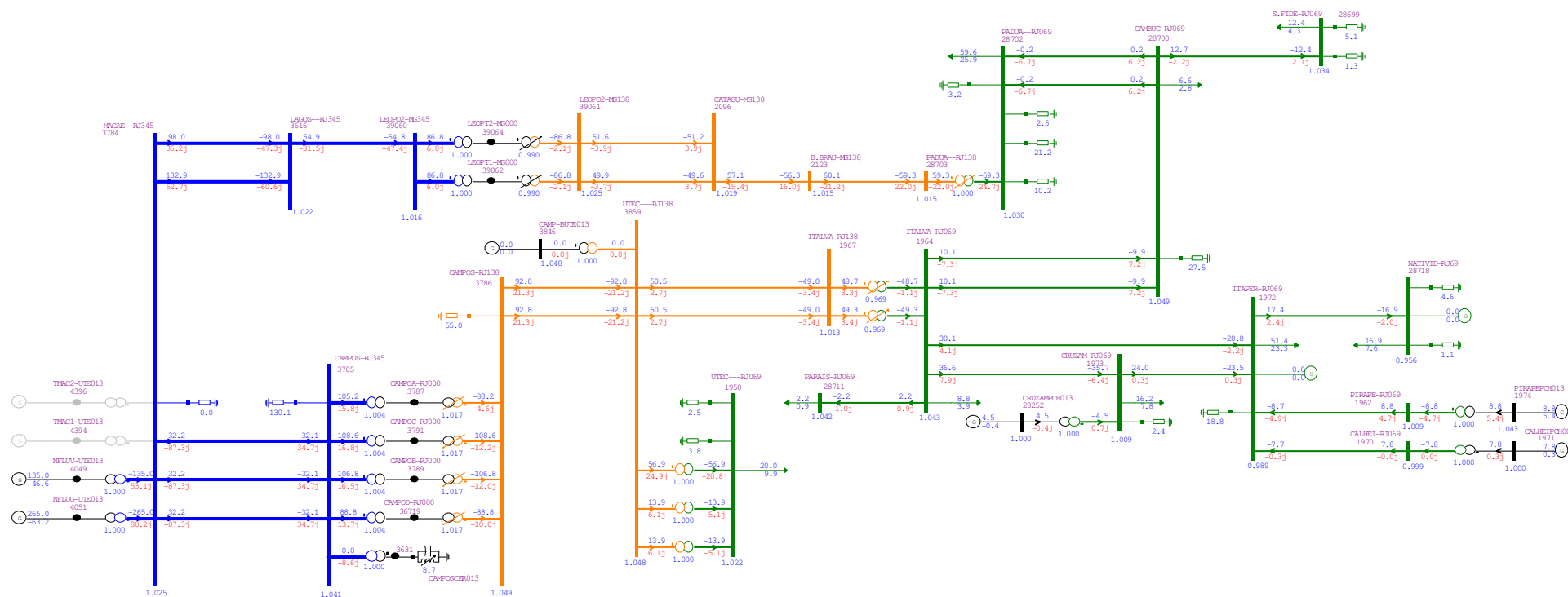


Figura 16-72 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2026

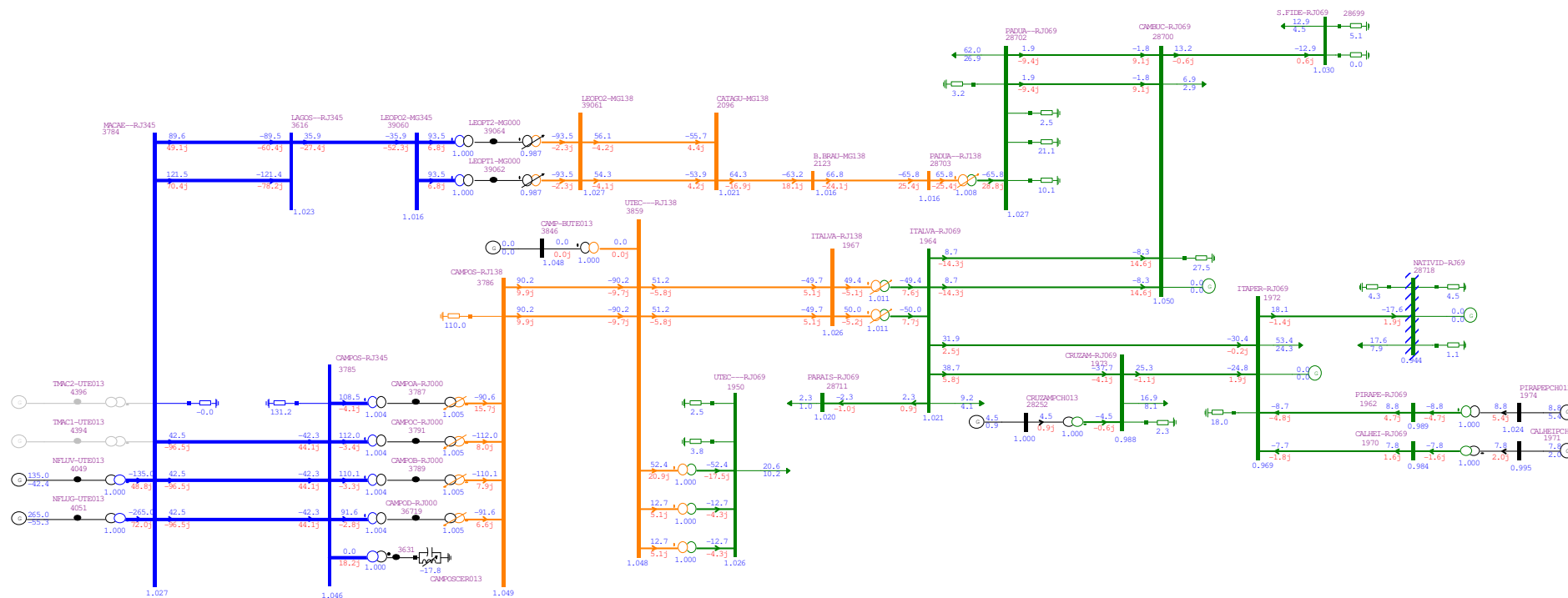
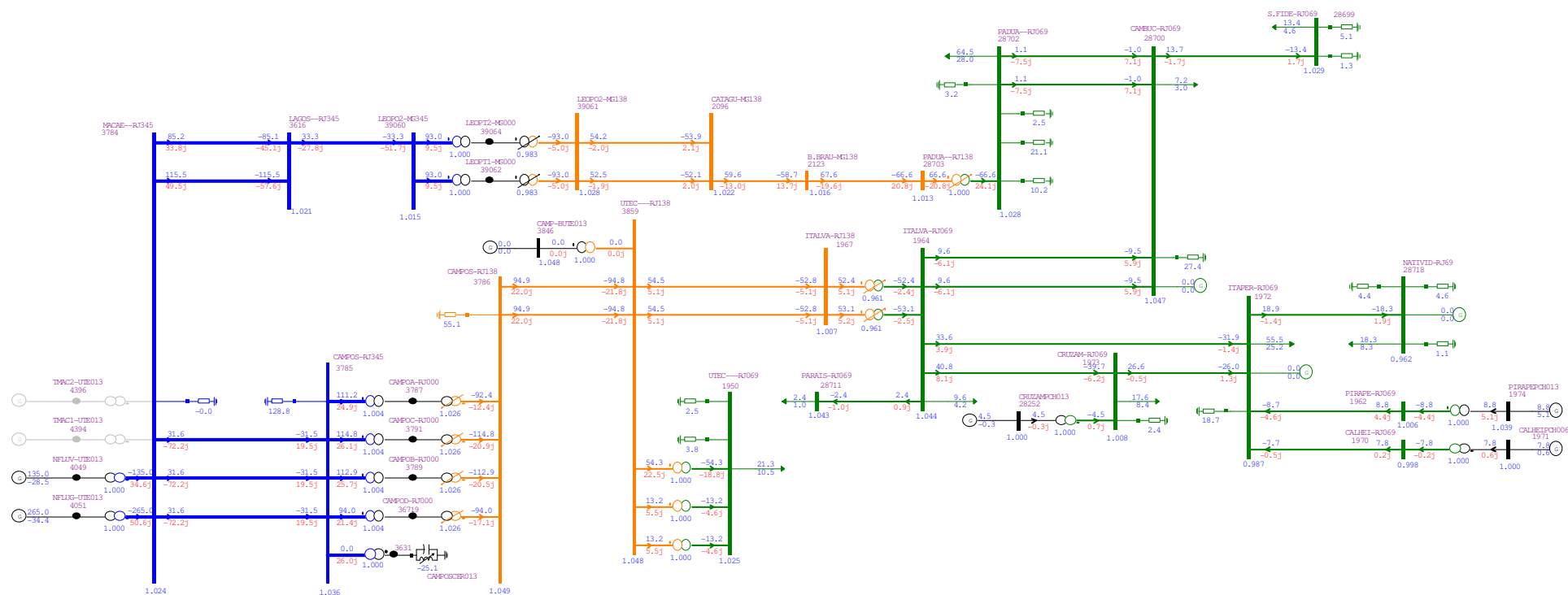


Figura 16-73 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2027



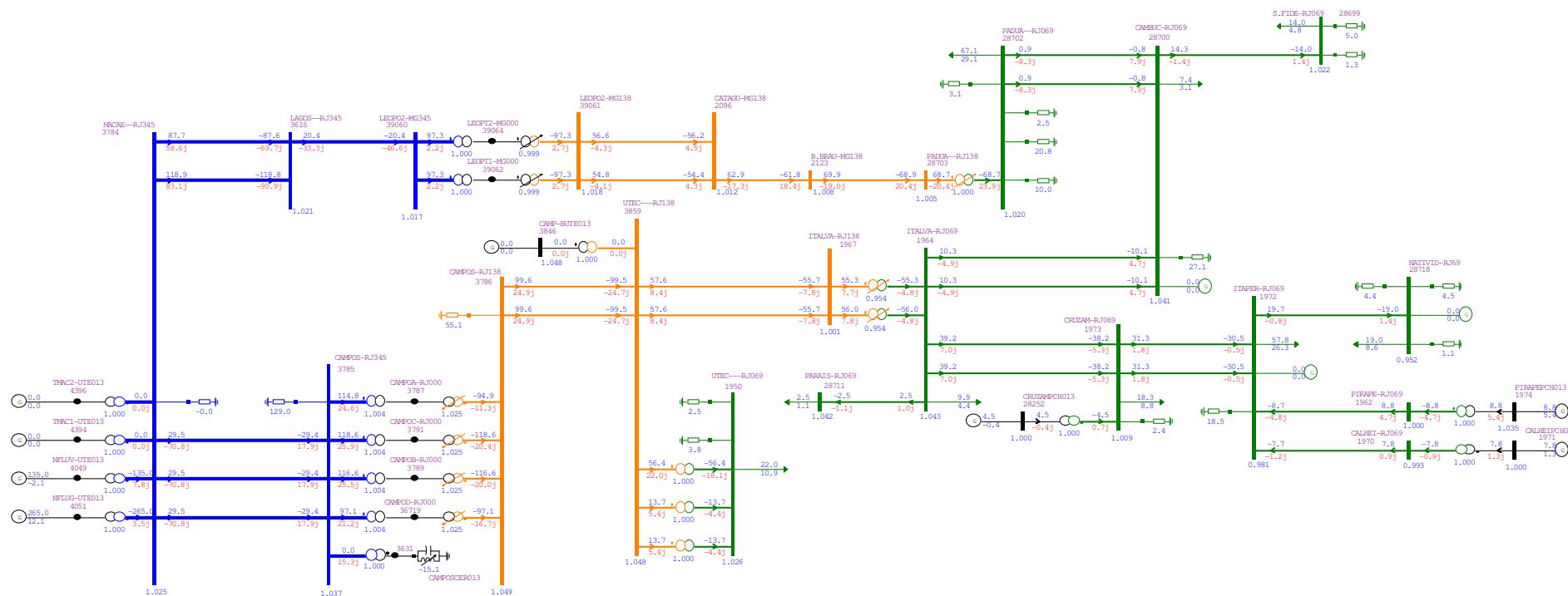


Figura 16-75 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2029







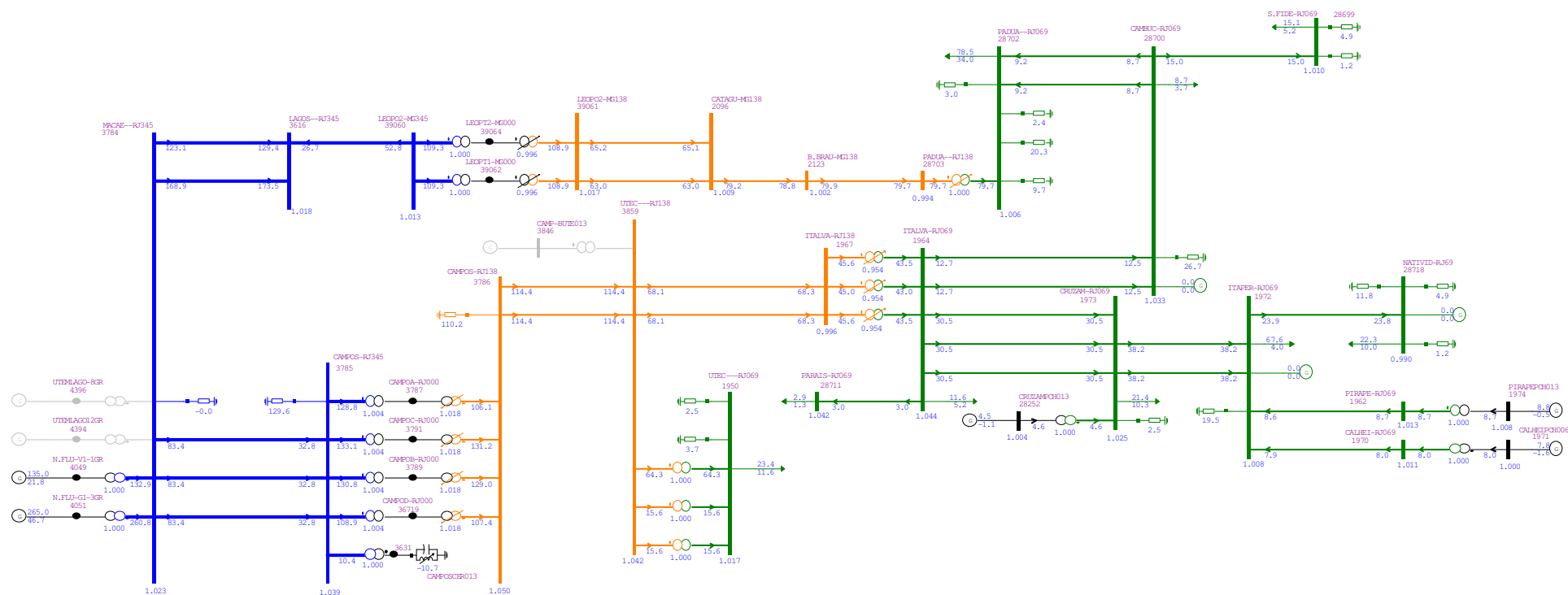


Figura 16-79 – Alternativa Distribuição - Pádua - 2033



16.1.9 Alternativa Distribuição – Leopoldina

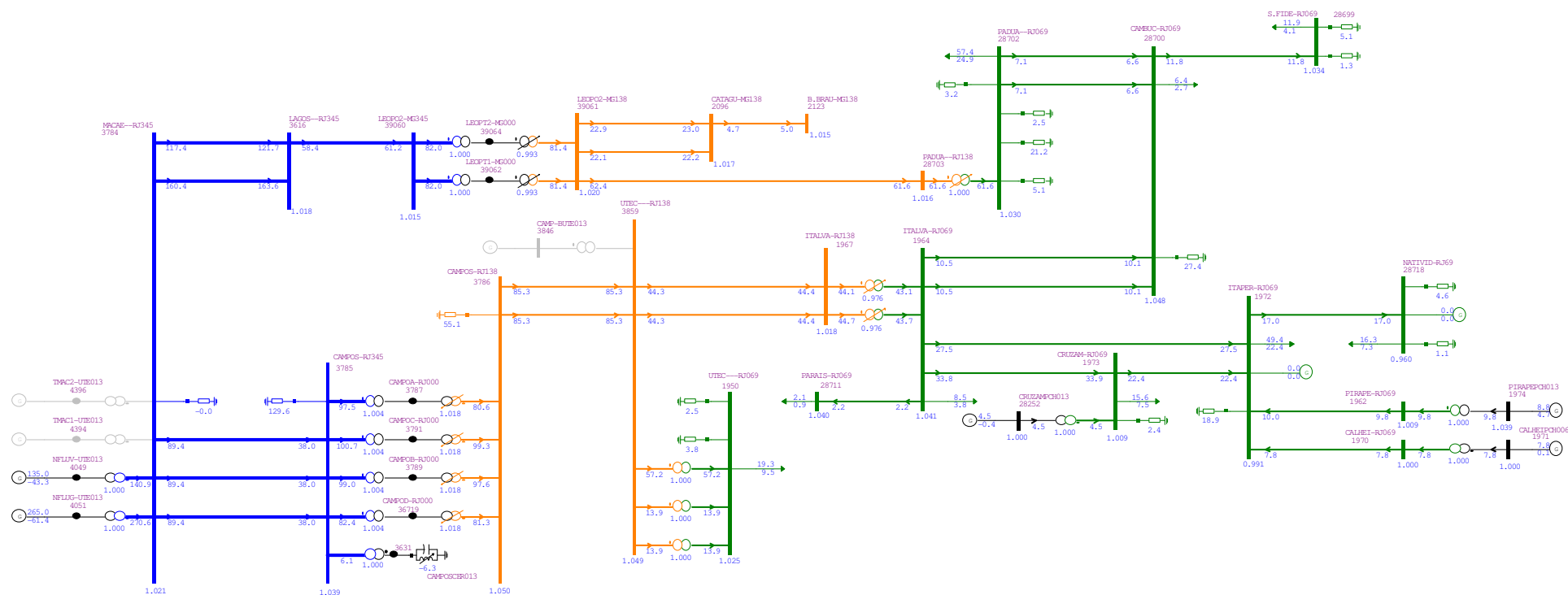


Figura 16-81 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2025

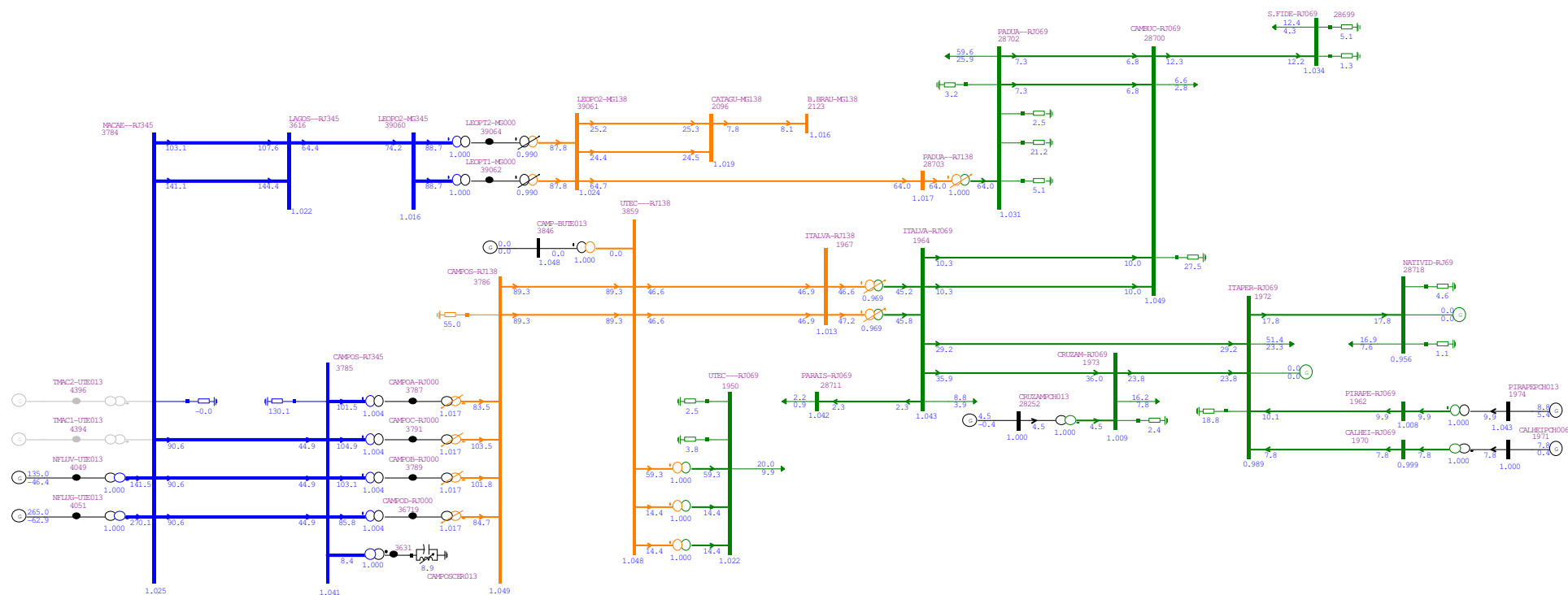


Figura 16-82 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2026

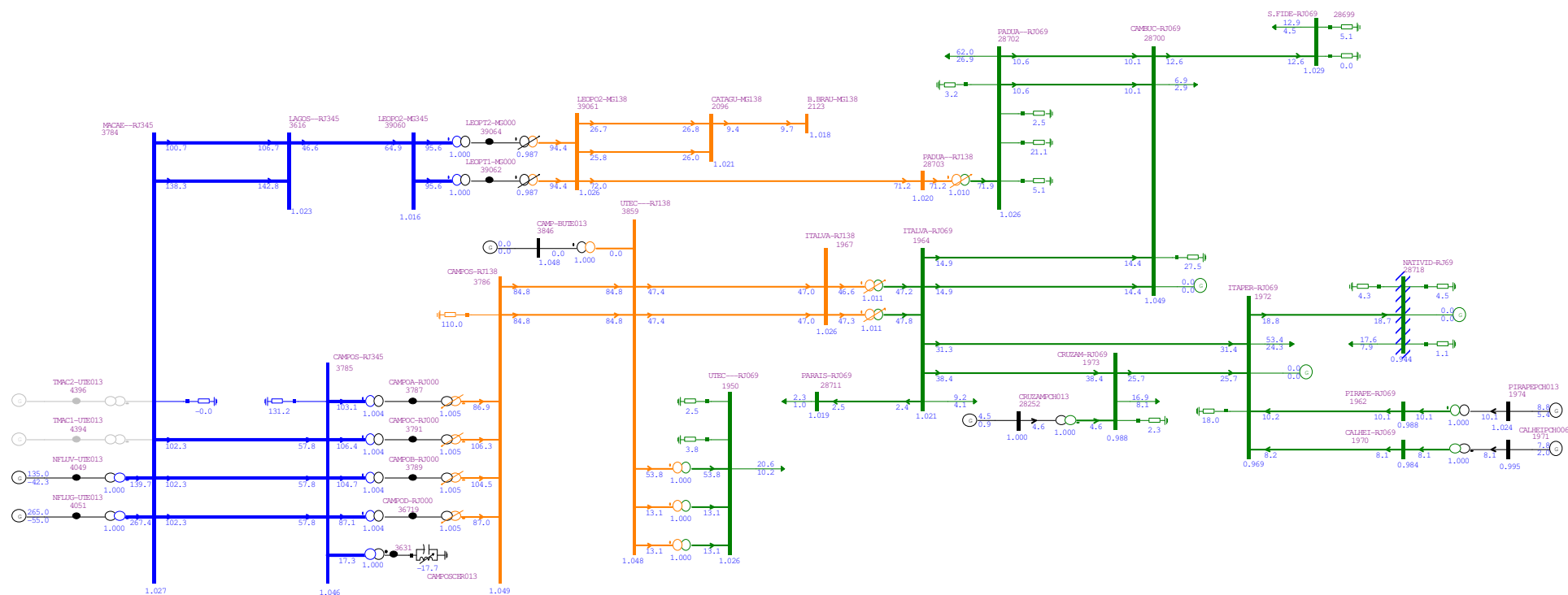


Figura 16-83 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2027



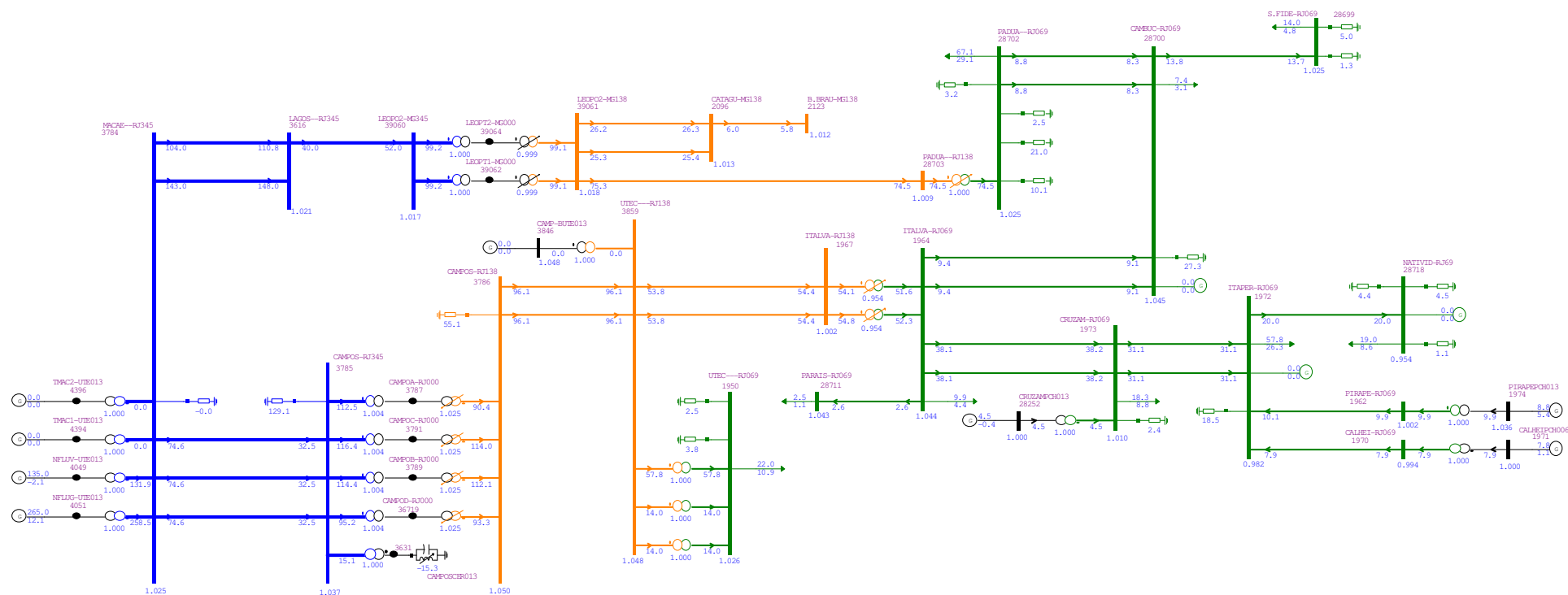


Figura 16-85 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2029

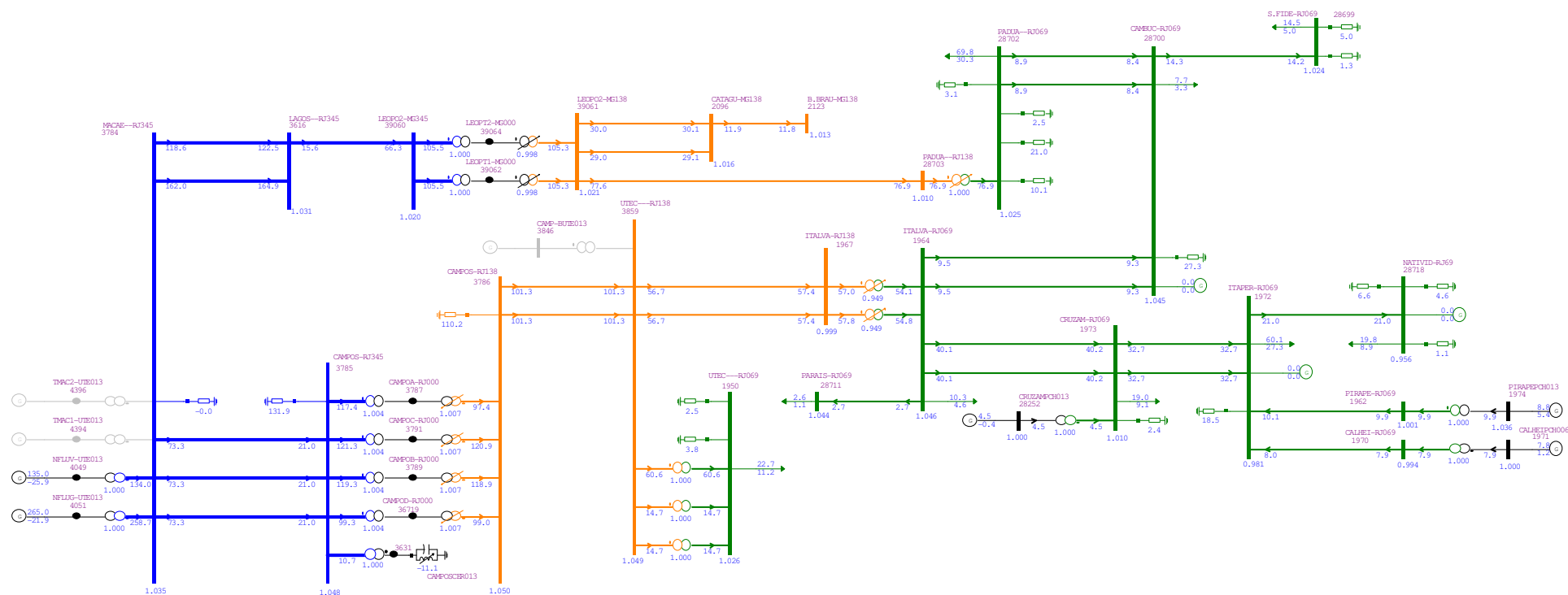


Figura 16-86 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2030

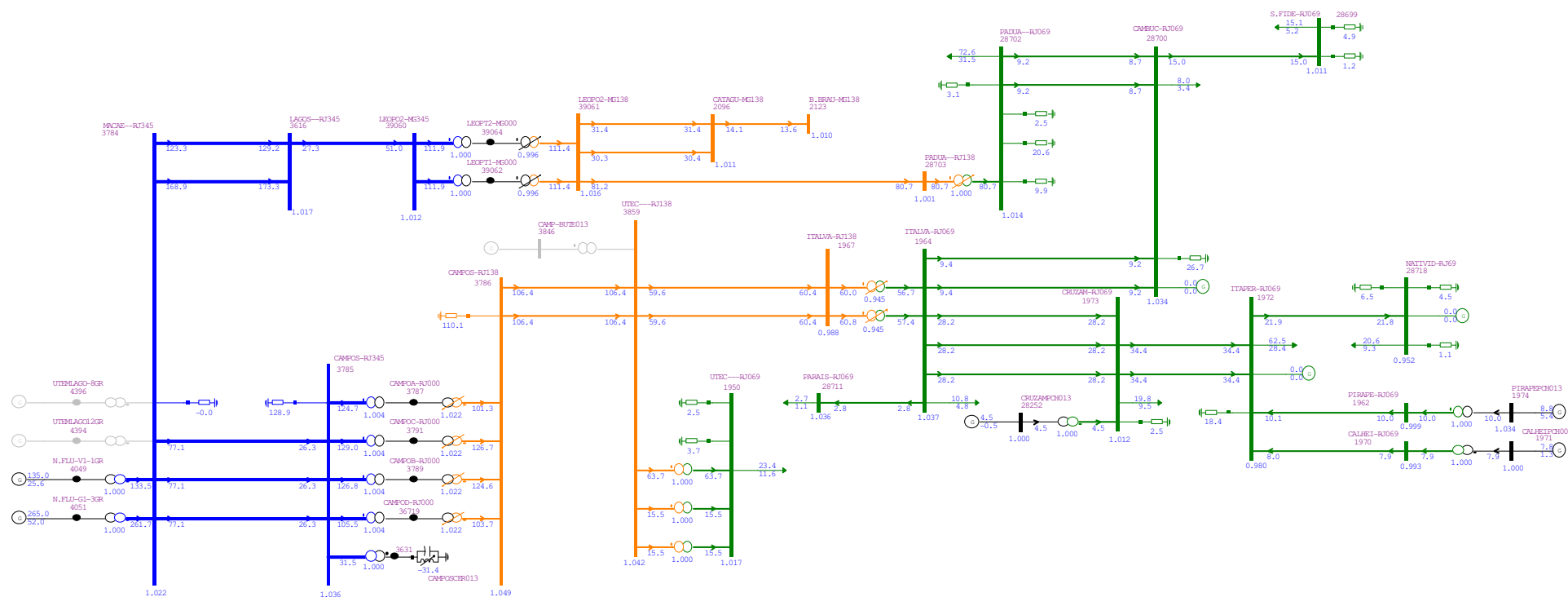


Figura 16-87 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2031



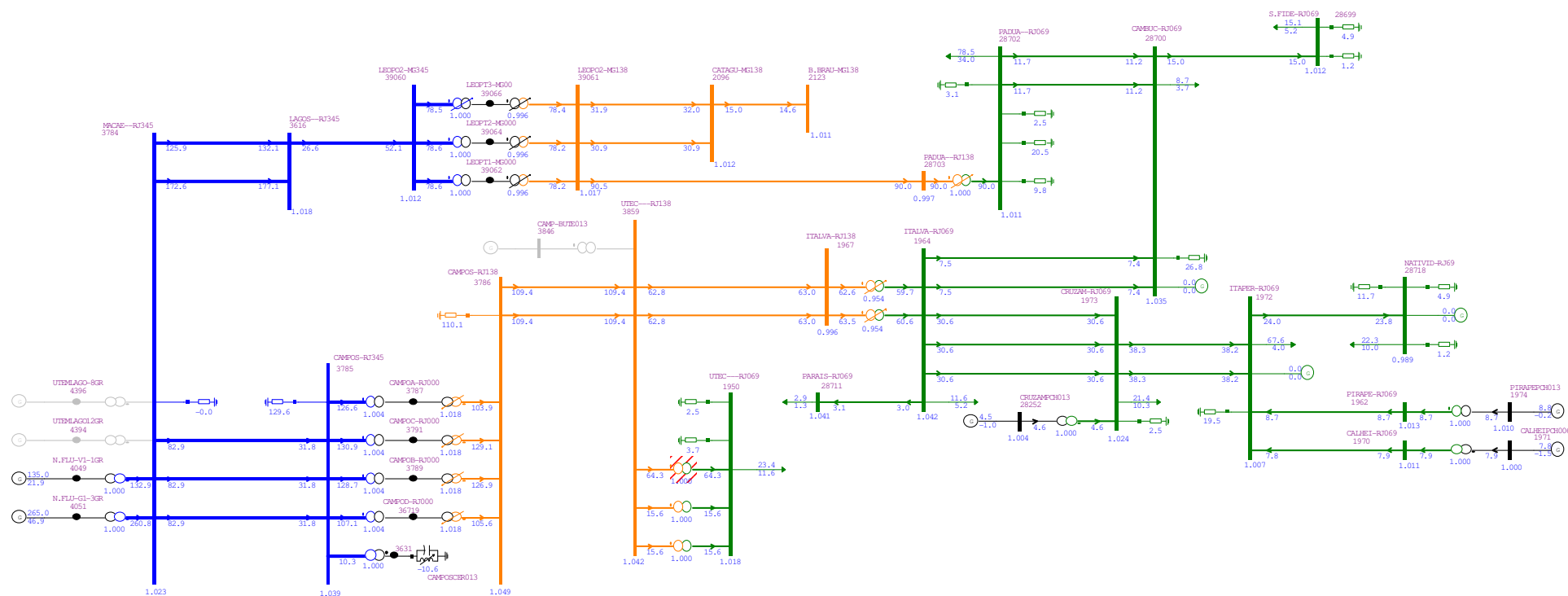


Figura 16-89 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2033

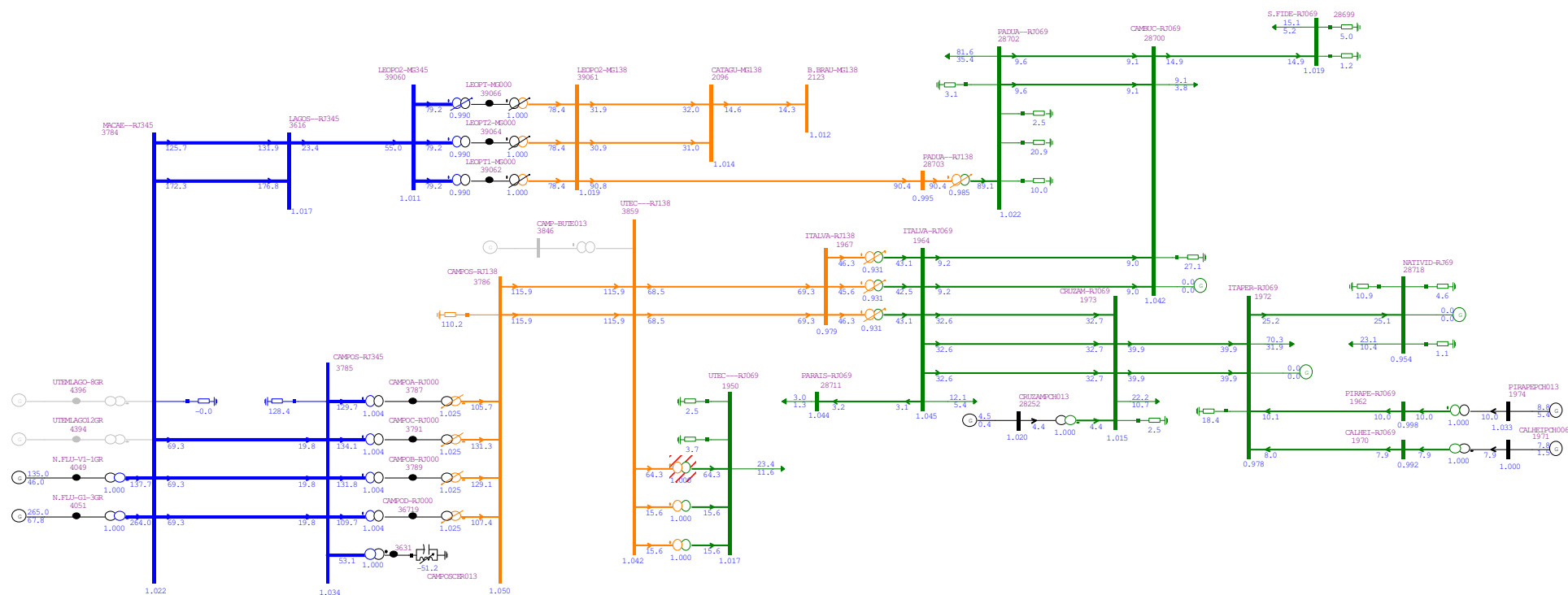


Figura 16-90 – Alternativa Distribuição - Leopoldina - 2034

16.2 Anexo 2 – Plano de Obras das Alternativas

16.2.1 Alternativa Rede Básica Italva

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ³)				
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN	
					288.748,87	282.901,36	165.612,94	
SE 345/138 kV ITALVA RB (Nova)					99.764,43	99.764,43	59.463,52	
1º TF 345/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1Φ		2025	4,0	5916,10	23.664,40	23.664,40	14.104,91	
2º TF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ		2025	3,0	5916,10	17.748,30	17.748,30	10.578,68	
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	6863,41	13.726,82	13.726,82	8.181,72	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2,0	4251,17	8.502,34	8.502,34	5.067,73	
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	6878,38	13.756,76	13.756,76	8.199,57	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2025	1,0	3331,25	3.331,25	3.331,25	1.985,56	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2,0		0,00	0,00	0,00	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			2,0		0,00	0,00	0,00	
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	13359,80	13.359,80	13.359,80	7.962,97	
MIM - 345 kV		2025	1,0	4204,83	4.204,83	4.204,83	2.506,24	
MIM - 138 kV		2025	1,0	1469,93	1.469,93	1.469,93	876,14	
LT 345 kV ITALVA RB - LT CAMPOS - RNS, C1 e C2 (CD) (Nova)					81.842,87	81.842,87	48.781,57	
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 41 km		2025	41	1703,99	69.863,59	69.863,59	41.641,45	
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM		ITALVA RB	2025	2	5989,64	11.979,28	11.979,28	7.140,12
LT 138 kV ITALVA RB - ITALVA D, C1 e C2 (CD) (Nova)					20.638,45	20.638,45	12.301,33	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km		2025	1	791,79	791,79	791,79	471,94	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		ITALVA D	2025	2	4371,87	8.743,74	8.743,74	5.211,61
MIM - 138 kV		ITALVA D	2025	1	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4		ITALVA RB	2025	2	4523,36	9.046,72	9.046,72	5.392,20
MIM - 138 kV		ITALVA RB	2025	1	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
LT 138 kV ITALVA D - CAMBUCI, C1 e C2 (CD) (Nova)					40.314,94	40.314,94	24.029,29	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 30,2 km		2025	30,2	687,79	20.771,26	20.771,26	12.380,49	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		ITALVA D	2025	2	4371,87	8.743,74	8.743,74	5.211,61
MIM - 138 kV		ITALVA D	2025	1	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		CAMBUCI	2025	2	4371,87	8.743,74	8.743,74	5.211,61
MIM - 138 kV		CAMBUCI	2025	1	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
SE 138 kV CAMBUCI (Ampliação/Adequação)					31.247,14	31.247,14	18.624,52	
1º e 2º TF 138/69 kV, 2 x 67 MVA 3Φ		2025	2,0	5877,65	11.755,30	11.755,30	7.006,62	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	2,0	4207,57	8.415,14	8.415,14	5.015,75	
MIM - 138 kV		2025	1,0	1542,15	1.542,15	1.542,15	919,18	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	3423,57	3.423,57	3.423,57	2.040,58	
MIM - 138 kV		2025	1,0	1542,15	1.542,15	1.542,15	919,18	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,0	2053,00	4.106,00	4.106,00	2.447,34	
MIM - 69 kV		2025	1,0	462,83	462,83	462,83	275,86	
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)					14.941,04	9.093,54	2.412,71	
2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2030	1	865,23	865,23	588,86	208,85	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1	2638,62	2.638,62	1.795,80	636,90	
MIM - 69 kV		2030	1	231,41	231,41	157,49	55,86	
3º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2031	1	865,23	865,23	545,24	160,41	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1	2638,62	2.638,62	1.662,78	489,20	
MIM - 69 kV		2031	1	231,41	231,41	145,83	42,90	
4º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1	865,23	865,23	504,85	115,57	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44	
MIM - 69 kV		2032	1	231,41	231,41	135,03	30,91	
5º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1,0	865,23	865,23	467,46	74,05	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81	
MIM - 69 kV		2033	1,0	231,41	231,41	125,02	19,80	

16.2.2 Alternativa Rede Básica Italva – Variante

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					317.280,44	279.653,10	147.332,37
SE 345/138 kV ITALVA RB (Nova)					138.536,13	119.537,37	61.477,85
1º TF 345/138 kV, (3+1R) x 50 MVA 1Φ		2025	4	5916,10	23.664,40	23.664,40	14.104,91
2º TF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ		2025	3	5916,10	17.748,30	17.748,30	10.578,68
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2025	2	6863,41	13.726,82	13.726,82	8.181,72
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2025	2	4251,17	8.502,34	8.502,34	5.067,73
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2025	2	6878,38	13.756,76	13.756,76	8.199,57
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4		2025	1	3331,25	3.331,25	3.331,25	1.985,56
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM			2	0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			2	0,00	0,00	0,00	0,00
MIG (Terreno Rural)		2025	1	13779,40	13.779,40	13.779,40	8.213,06
MIM - 345 kV		2025	1	4468,27	4.468,27	4.468,27	2.663,26
MIM - 138 kV		2025	1	1542,15	1.542,15	1.542,15	919,18
3º ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ		2034	3,0	5810,36	17.431,08	8.719,88	717,19
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2034	1,0	6863,41	6.863,41	3.433,41	282,39
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2034	1,0	4251,17	4.251,17	2.126,64	174,91
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2034	1,0	6878,38	6.878,38	3.440,90	283,01
MIM - 345 kV		2034	1,0	2102,42	2.102,42	1.051,73	86,50
MIM - 138 kV		2034	1,0	489,98	489,98	245,11	20,16
LT 345 kV ITALVA RB - LT CAMPOS - RNS, C1 e C2 (CD) (Nova)					81.842,87	81.842,87	48.781,57
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 41 km		2025	41	1703,99	69.863,59	69.863,59	41.641,45
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	ITALVA RB	2025	2	5989,64	11.979,28	11.979,28	7.140,12
LT 138 kV ITALVA RB - ITALVA D, C1 e C2 (CD) (Nova)					20.638,45	20.638,45	12.301,33
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1 km		2025	1	791,79	791,79	791,79	471,94
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ITALVA D	2025	2	4371,87	8.743,74	8.743,74	5.211,61
MIM - 138 kV	ITALVA D	2025	1	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	ITALVA RB	2025	2	4523,36	9.046,72	9.046,72	5.392,20
MIM - 138 kV	ITALVA RB	2025	1	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
SE 138 kV ITALVA D (Ampliação/Adequação)					25.767,36	21.002,58	10.067,82
3º TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2025	1	5877,65	5.877,65	5.877,65	3.503,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1	4207,57	4.207,57	4.207,57	2.507,88
MIM - 138 kV		2025	1	514,05	514,05	514,05	306,39
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	2053,00	2.053,00	2.053,00	1.223,67
MIM - 69 kV		2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
4º TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2031	1	5877,65	5.877,65	3.703,92	1.089,72
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2031	1	4207,57	4.207,57	2.651,48	780,09
MIM - 138 kV		2031	1	514,05	514,05	323,94	95,31
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	2053,00	2.053,00	1.293,74	380,63
MIM - 69 kV		2031	1,0	231,41	231,41	145,83	42,90
LT 69 kV ITALVA - CAMBUCI, C3 (Nova)					16.283,80	16.283,80	9.705,78
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 30 km		2025	30,0	379,85	11.395,50	11.395,50	6.792,17
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	ITALVA	2025	1,0	2212,74	2.212,74	2.212,74	1.318,88
MIM - 69 kV	ITALVA	2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CAMBUCI	2025	1,0	2212,74	2.212,74	2.212,74	1.318,88
MIM - 69 kV	CAMBUCI	2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)					14.941,04	9.093,54	2.412,71
2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2030	1	865,23	865,23	588,86	208,85
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1	2638,62	2.638,62	1.795,80	636,90
MIM - 69 kV		2030	1	231,41	231,41	157,49	55,86
3º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2031	1	865,23	865,23	545,24	160,41
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1	2638,62	2.638,62	1.662,78	489,20
MIM - 69 kV		2031	1	231,41	231,41	145,83	42,90
4º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1	865,23	865,23	504,85	115,57
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44
MIM - 69 kV		2032	1	231,41	231,41	135,03	30,91
5º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1	865,23	865,23	467,46	74,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81
MIM - 69 kV		2033	1	231,41	231,41	125,02	19,80
SE 69 kV PÁDUA (Ampliação/Adequação)					11.269,36	6.585,73	1.516,55
2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2031	1,0	865,23	865,23	545,24	160,41
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	2638,62	2.638,62	1.662,78	489,20
MIM - 69 kV		2031	1,0	231,41	231,41	145,83	42,90
3º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1,0	865,23	865,23	504,85	115,57
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44
MIM - 69 kV		2032	1,0	231,41	231,41	135,03	30,91
3º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ		2033	1,0	928,81	928,81	501,81	79,49
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81
MIM - 69 kV		2033	1,0	231,41	231,41	125,02	19,80
SE 69 kV CAMBUCI (Ampliação/Adequação)					8.001,43	4.668,76	1.068,76
1º e 2º Capacitor em Derivação 69 kV, 2 x 24 Mvar 3Φ		2032	2,0	1130,68	2.261,36	1.319,48	302,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	2,0	2638,62	5.277,24	3.079,22	704,89
MIM - 69 kV		2032	1,0	462,83	462,83	270,06	61,82

16.2.3 Alternativa Rede Básica – Pádua

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ⁻³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					165.364,11	159.516,61	92.070,78
SE 345/69 kV PÁDUA (Nova)					74.079,12	74.079,12	44.154,07
1° e 2° TF 345/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ		2025	2,0	11394,74	22.789,48	22.789,48	13.583,43
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	6863,41	13.726,82	13.726,82	8.181,72
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,0	2001,24	4.002,48	4.002,48	2.385,64
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	6878,38	13.756,76	13.756,76	8.199,57
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1590,99	1.590,99	1.590,99	948,29
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	13050,08	13.050,08	13.050,08	7.778,36
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			2,0	0,00	0,00	0,00	0,00
MIM - 345 kV		2025	1,0	4468,27	4.468,27	4.468,27	2.663,26
MIM - 69 kV		2025	1,0	694,24	694,24	694,24	413,79
LT 345 kV PÁDUA - LT LAGOS- LEOPOLDINA, C2 (Nova)					62.587,78	62.587,78	37.304,78
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 29,7 km		2025	29,7	1703,99	50.608,50	50.608,50	30.164,66
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Pádua	2025	2,0	5989,64	11.979,28	11.979,28	7.140,12
LT 69 kV PÁDUA RB - PÁDUA D, C2 (Nova)					13.756,17	13.756,17	8.199,22
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5,9 km		2025	5,9	674,50	3.979,55	3.979,55	2.371,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Pádua RB	2025	2,0	2212,74	4.425,48	4.425,48	2.637,76
MIM - 69 kV	Pádua RB	2025	1,0	462,83	462,83	462,83	275,86
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Pádua D	2025	2,0	2212,74	4.425,48	4.425,48	2.637,76
MIM - 69 kV	Pádua D	2025	1,0	462,83	462,83	462,83	275,86
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)					14.941,04	9.093,54	2.412,71
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2030	1,0	865,23	865,23	588,86	208,85
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	2638,62	2.638,62	1.795,80	636,90
MIM - 69 kV		2030	1,0	231,41	231,41	157,49	55,86
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2031	1,0	865,23	865,23	545,24	160,41
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	2638,62	2.638,62	1.662,78	489,20
MIM - 69 kV		2031	1,0	231,41	231,41	145,83	42,90
4° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1,0	865,23	865,23	504,85	115,57
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44
MIM - 69 kV		2032	1,0	231,41	231,41	135,03	30,91
5° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1,0	865,23	865,23	467,46	74,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81
MIM - 69 kV		2033	1,0	231,41	231,41	125,02	19,80

16.2.4 Alternativa Rede Básica - Caiapó

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					126.457,19	120.609,68	68.880,72
SE 345/69 kV CAIAPÓ (Nova)					70.813,50	70.813,50	42.207,63
1° e 2° TF 345/69 kV, 2 x 75 MVA 3Φ		2025	2,0	10077,47	20.154,94	20.154,94	12.013,14
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	6863,41	13.726,82	13.726,82	8.181,72
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	2,0	2001,24	4.002,48	4.002,48	2.385,64
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2025	2,0	6878,38	13.756,76	13.756,76	8.199,57
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1590,99	1.590,99	1.590,99	948,29
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	12713,89	12.713,89	12.713,89	7.577,98
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			2,0	0,00	0,00	0,00	0,00
MIM - 345 kV		2025	1,0	4204,83	4.204,83	4.204,83	2.506,24
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1,0		0,00	0,00	0,00
MIM - 69 kV		2025	1,0	662,79	662,79	662,79	395,05
LT 345 kV CAIAPÓ - LT LAGOS- LEOPOLDINA, C2 (Nova)					15.387,26	15.387,26	9.171,41
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 2 km		2025	2,0	1703,99	3.407,98	3.407,98	2.031,29
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	Caiapó	2025	2,0	5989,64	11.979,28	11.979,28	7.140,12
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)					14.941,04	9.093,54	2.412,71
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2030	1,0	865,23	865,23	588,86	208,85
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	2638,62	2.638,62	1.795,80	636,90
MIM - 69 kV		2030	1,0	231,41	231,41	157,49	55,86
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2031	1,0	865,23	865,23	545,24	160,41
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	2638,62	2.638,62	1.662,78	489,20
MIM - 69 kV		2031	1,0	231,41	231,41	145,83	42,90
4° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1,0	865,23	865,23	504,85	115,57
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1,0	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44
MIM - 69 kV		2032	1,0	231,41	231,41	135,03	30,91
5° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1,0	865,23	865,23	467,46	74,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81
MIM - 69 kV		2033	1,0	231,41	231,41	125,02	19,80
LT 69 kV CAIAPÓ - PÁDUA D, C1 (Nova)					25.315,39	25.315,39	15.088,97
Circuito Simples 69 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 33,9 km		2025	33,9	602,57	20.427,09	20.427,09	12.175,35
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CAIAPÓ	2025	1,0	2212,74	2.212,74	2.212,74	1.318,88
MIM - 69 kV	CAIAPÓ	2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	PÁDUA D	2025	1,0	2212,74	2.212,74	2.212,74	1.318,88
MIM - 69 kV	PÁDUA D	2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93

16.2.5 Alternativa Distribuição - Italva

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ⁻³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					144.055,95	119.535,39	58.636,78
LT 138 kV ITALVA D - CAMBUCI, C1 e C2 (CD) (Nova)					40.314,94	40.314,94	24.029,29
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 30,2 km		2025	30,2	687,79	20.771,26	20.771,26	12.380,49
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ITALVA D	2025	2	4371,87	8.743,74	8.743,74	5.211,61
MIM - 138 kV	ITALVA D	2025	1	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	CAMBUCI	2025	2	4371,87	8.743,74	8.743,74	5.211,61
MIM - 138 kV	CAMBUCI	2025	1	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
SE 138 kV CAMBUCI (Ampliação/Adequação)					29.936,39	26.522,60	14.052,79
1° TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2025	1,0	5877,65	5.877,65	5.877,65	3.503,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	4207,57	4.207,57	4.207,57	2.507,88
MIM - 138 kV		2025	1,0	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	2053,00	2.053,00	2.053,00	1.223,67
MIM - 69 kV		2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	3423,57	3.423,57	3.423,57	2.040,58
MIM - 69 kV		2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
2° TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2029	1,0	5877,65	5.877,65	4.320,25	1.774,06
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	4207,57	4.207,57	3.092,69	1.269,98
MIM - 138 kV		2029	1,0	514,05	514,05	377,84	155,16
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	2053,00	2.053,00	1.509,02	619,66
MIM - 69 kV		2029	1,0	231,41	231,41	170,09	69,85
LT 138 kV UTEC - ITALVA, C3 (Nova)					38.536,00	30.591,12	14.147,43
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 64 km		2028	64,0	449,44	28.764,16	22.833,92	10.559,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	UTEC	2028	1,0	4371,87	4.371,87	3.470,53	1.605,01
MIM - 138 kV	UTEC	2028	1,0	514,05	514,05	408,07	188,72
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ITALVA	2028	1,0	4371,87	4.371,87	3.470,53	1.605,01
MIM - 138 kV	ITALVA	2028	1,0	514,05	514,05	408,07	188,72
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)					14.941,04	9.296,91	2.638,53
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2029	1	865,23	865,23	635,97	261,15
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1	2638,62	2.638,62	1.939,46	796,42
MIM - 69 kV		2029	1	231,41	231,41	170,09	69,85
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2031	1	865,23	865,23	545,24	160,41
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1	2638,62	2.638,62	1.662,78	489,20
MIM - 69 kV		2031	1	231,41	231,41	145,83	42,90
4° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1	865,23	865,23	504,85	115,57
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44
MIM - 69 kV		2032	1	231,41	231,41	135,03	30,91
5° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1	865,23	865,23	467,46	74,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81
MIM - 69 kV		2033	1	231,41	231,41	125,02	19,80
LT 138 kV CAMPOS - UTEC, C2 Reconstrução (Nova)					20.327,58	12.809,82	3.768,75
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2031	1,0	1652,58	1.652,58	1.041,41	306,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Campos	2031	2,0	4192,32	8.384,64	5.283,75	1.554,52
MIM - 138 kV	Campos	2031	1,0	952,86	952,86	600,46	176,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	UTEC	2031	2,0	4192,32	8.384,64	5.283,75	1.554,52
MIM - 138 kV	UTEC	2031	1,0	952,86	952,86	600,46	176,66

16.2.6 Alternativa Distribuição - UTEC

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ⁻³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					117.523,57	94.509,26	44.494,89
SE 138 kV CAMBUCL (Ampliação/Adequação)					29.936,39	26.522,60	14.052,79
1º TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2025	1,0	5877,65	5.877,65	5.877,65	3.503,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	4207,57	4.207,57	4.207,57	2.507,88
MIM - 138 kV		2025	1,0	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	2053,00	2.053,00	2.053,00	1.223,67
MIM - 69 kV		2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	3423,57	3.423,57	3.423,57	2.040,58
MIM - 69 kV		2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
2º TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2029	1,0	5877,65	5.877,65	4.320,25	1.774,06
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	4207,57	4.207,57	3.092,69	1.269,98
MIM - 138 kV		2029	1,0	514,05	514,05	377,84	155,16
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	2053,00	2.053,00	1.509,02	619,66
MIM - 69 kV		2029	1,0	231,41	231,41	170,09	69,85
LT 138 kV UTEC - CAMBUCL, C1 (Nova)					39.434,88	39.434,88	23.504,74
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 66 km		2025	66,0	449,44	29.663,04	29.663,04	17.680,34
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	UTEC	2025	1,0	4371,87	4.371,87	4.371,87	2.605,81
MIM - 138 kV	UTEC	2025	1,0	514,05	514,05	514,05	306,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	CAMBUCL	2025	1,0	4371,87	4.371,87	4.371,87	2.605,81
MIM - 138 kV	CAMBUCL	2025	1,0	514,05	514,05	514,05	306,39
SE 138 kV ITALVA (Ampliação/Adequação)					12.883,68	6.445,05	530,09
3º TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2034	1,0	5877,65	5.877,65	2.940,29	241,83
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	4207,57	4.207,57	2.104,83	173,12
MIM - 138 kV		2034	1,0	514,05	514,05	257,15	21,15
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	2053,00	2.053,00	1.027,01	84,47
MIM - 69 kV		2034	1,0	231,41	231,41	115,76	9,52
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)					14.941,04	9.296,91	2.638,53
2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2029	1	865,23	865,23	635,97	261,15
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1	2638,62	2.638,62	1.939,46	796,42
MIM - 69 kV		2029	1	231,41	231,41	170,09	69,85
3º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2031	1	865,23	865,23	545,24	160,41
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1	2638,62	2.638,62	1.662,78	489,20
MIM - 69 kV		2031	1	231,41	231,41	145,83	42,90
4º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1	865,23	865,23	504,85	115,57
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44
MIM - 69 kV		2032	1	231,41	231,41	135,03	30,91
5º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1	865,23	865,23	467,46	74,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81
MIM - 69 kV		2033	1	231,41	231,41	125,02	19,80
LT 138 kV CAMPOS - UTEC, C2 Reconstrução (Nova)					20.327,58	12.809,82	3.768,75
Circuito Duplo 138 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km		2031	1,0	1652,58	1.652,58	1.041,41	306,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Campos	2031	2,0	4192,32	8.384,64	5.283,75	1.554,52
MIM - 138 kV	Campos	2031	1,0	952,86	952,86	600,46	176,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	UTEC	2031	2,0	4192,32	8.384,64	5.283,75	1.554,52
MIM - 138 kV	UTEC	2031	1,0	952,86	952,86	600,46	176,66

16.2.7 Alternativa Distribuição - Campos

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ⁻³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					97.158,37	81.661,82	40.703,72
SE 138 kV CAMBUCI (Ampliação/Adequação)					29.936,39	26.522,60	14.052,79
1° TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2025	1,0	5877,65	5.877,65	5.877,65	3.503,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	4207,57	4.207,57	4.207,57	2.507,88
MIM - 138 kV		2025	1,0	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	2053,00	2.053,00	2.053,00	1.223,67
MIM - 69 kV		2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	3423,57	3.423,57	3.423,57	2.040,58
MIM - 69 kV		2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
2° TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2029	1,0	5877,65	5.877,65	4.320,25	1.774,06
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	4207,57	4.207,57	3.092,69	1.269,98
MIM - 138 kV		2029	1,0	514,05	514,05	377,84	155,16
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	2053,00	2.053,00	1.509,02	619,66
MIM - 69 kV		2029	1,0	231,41	231,41	170,09	69,85
LT 138 kV CAMPOS - CAMBUCI, C1 (Nova)					39.397,26	39.397,26	23.482,32
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 66 km		2025	66,0	449,44	29.663,04	29.663,04	17.680,34
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	CAMBUCI	2025	1,0	4371,87	4.371,87	4.371,87	2.605,81
MIM - 138 kV	CAMBUCI	2025	1,0	476,43	476,43	476,43	283,97
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	CAMPOS	2025	1,0	4371,87	4.371,87	4.371,87	2.605,81
MIM - 138 kV	CAMPOS	2025	1,0	514,05	514,05	514,05	306,39
SE 138 kV ITALVA (Ampliação/Adequação)					12.883,68	6.445,05	530,09
3° TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2034	1,0	5877,65	5.877,65	2.940,29	241,83
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	4207,57	4.207,57	2.104,83	173,12
MIM - 138 kV		2034	1,0	514,05	514,05	257,15	21,15
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	2053,00	2.053,00	1.027,01	84,47
MIM - 69 kV		2034	1,0	231,41	231,41	115,76	9,52
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)					14.941,04	9.296,91	2.638,53
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2029	1	865,23	865,23	635,97	261,15
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1	2638,62	2.638,62	1.939,46	796,42
MIM - 69 kV		2029	1	231,41	231,41	170,09	69,85
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2031	1	865,23	865,23	545,24	160,41
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2031	1	2638,62	2.638,62	1.662,78	489,20
MIM - 69 kV		2031	1	231,41	231,41	145,83	42,90
4° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1	865,23	865,23	504,85	115,57
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44
MIM - 69 kV		2032	1	231,41	231,41	135,03	30,91
5° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1	865,23	865,23	467,46	74,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81
MIM - 69 kV		2033	1	231,41	231,41	125,02	19,80

16.2.8 Alternativa Distribuição - Pádua

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ⁻³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					118.831,67	89.773,01	38.563,27
SE 138/69 kV PÁDUA (Ampliação/Adequação)					26.941,93	26.941,93	16.058,45
1° TF 138/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2025	1,0	6966,27	6.966,27	6.966,27	4.152,17
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	4207,57	4.207,57	4.207,57	2.507,88
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	2053,00	2.053,00	2.053,00	1.223,67
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	3423,57	3.423,57	3.423,57	2.040,58
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	9032,01	9.032,01	9.032,01	5.383,43
MIM - 138 kV		2025	1,0	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
MIM - 69 kV		2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0	0,00	0,00	0,00	0,00
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1,0	0,00	0,00	0,00	0,00
LT 138 kV B BRAÚNA - PÁDUA, C1 (Nova)					24.614,43	24.614,43	14.671,17
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 30 km		2025	30,0	449,44	13.483,20	13.483,20	8.036,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	B Braúna	2025	1,0	4371,87	4.371,87	4.371,87	2.605,81
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pádua	2025	1,0	4371,87	4.371,87	4.371,87	2.605,81
MIM - 138 kV	B Braúna	2025	1,0	514,05	514,05	514,05	306,39
MIM - 138 kV	Pádua	2025	1,0	514,05	514,05	514,05	306,39
MIG-A	B Braúna	2025	1,0	1359,39	1.359,39	1.359,39	810,25
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)					14.941,04	9.942,07	3.354,88
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2027	1	865,23	865,23	741,80	378,66
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1	2638,62	2.638,62	2.262,19	1.154,76
MIM - 69 kV		2027	1	231,41	231,41	198,40	101,27
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2030	1	865,23	865,23	588,86	208,85
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1	2638,62	2.638,62	1.795,80	636,90
MIM - 69 kV		2030	1	231,41	231,41	157,49	55,86
4° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1	865,23	865,23	504,85	115,57
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44
MIM - 69 kV		2032	1	231,41	231,41	135,03	30,91
5° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1	865,23	865,23	467,46	74,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81
MIM - 69 kV		2033	1	231,41	231,41	125,02	19,80
SE 138/69 kV ITALVA (Ampliação/Adequação)					12.883,68	6.960,65	1.102,59
3° TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2033	1,0	5877,65	5.877,65	3.175,51	503,01
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	4207,57	4.207,57	2.273,22	360,08
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1,0	2053,00	2.053,00	1.109,17	175,70
MIM - 138 kV		2033	1,0	514,05	514,05	277,73	43,99
MIM - 69 kV		2033	1,0	231,41	231,41	125,02	19,80
SE 345/138 kV LEOPOLDINA (Ampliação/Adequação)					39.450,59	21.313,93	3.376,19
3° TF 345/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ		2033	3,0	6094,95	18.284,85	9.878,74	1.564,82
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	7019,42	7.019,42	3.792,37	600,72
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2033	1,0	4359,06	4.359,06	2.355,06	373,05
MIM - 138 kV		2033	1,0	514,05	514,05	277,73	43,99
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2033	1,0	7039,08	7.039,08	3.803,00	602,41
MIM - 345 kV		2033	1,0	2234,13	2.234,13	1.207,03	191,20

16.2.9 Alternativa Distribuição – Leopoldina 1x336,4 MCM

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					132.466,36	104.597,21	48.010,84
SE 138/69 kV PÁDUA (Ampliação/Adequação)					26.941,93	26.941,93	16.058,45
1º TF 138/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2025	1,0	6966,27	6.966,27	6.966,27	4.152,17
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	4207,57	4.207,57	4.207,57	2.507,88
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	2053,00	2.053,00	2.053,00	1.223,67
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	3423,57	3.423,57	3.423,57	2.040,58
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	9032,01	9.032,01	9.032,01	5.383,43
MIM - 138 kV		2025	1,0	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
MIM - 69 kV		2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0	0,00	0,00	0,00	0,00
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)					14.941,04	9.942,07	3.354,88
2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2027	1	865,23	865,23	741,80	378,66
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1	2638,62	2.638,62	2.262,19	1.154,76
MIM - 69 kV		2027	1	231,41	231,41	198,40	101,27
3º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2030	1	865,23	865,23	588,86	208,85
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1	2638,62	2.638,62	1.795,80	636,90
MIM - 69 kV		2030	1	231,41	231,41	157,49	55,86
4º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1	865,23	865,23	504,85	115,57
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44
MIM - 69 kV		2032	1	231,41	231,41	135,03	30,91
5º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1	865,23	865,23	467,46	74,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81
MIM - 69 kV		2033	1	231,41	231,41	125,02	19,80
SE 345/138 kV LEOPOLDINA (Ampliação/Adequação)					39.450,59	23.019,04	5.269,45
3º TF 345/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ		2032	3,0	6094,95	18.284,85	10.669,03	2.442,32
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	7019,42	7.019,42	4.095,76	937,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	4359,06	4.359,06	2.543,47	582,24
MIM - 138 kV		2032	1,0	514,05	514,05	299,94	68,66
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	7039,08	7.039,08	4.107,24	940,22
MIM - 345 kV		2032	1,0	2234,13	2.234,13	1.303,59	298,41
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0	0,00	0,00	0,00	0,00
LT 138 kV LEOPOLDINA - PÁDUA, C1 (Nova)					38.249,12	38.249,12	22.797,98
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 60 km		2025	60,0	449,44	26.966,40	26.966,40	16.073,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Leopoldina	2025	1,0	4523,36	4.523,36	4.523,36	2.696,10
MIM - 138 kV	Leopoldina	2025	1,0	514,05	514,05	514,05	306,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pádua	2025	1,0	4371,87	4.371,87	4.371,87	2.605,81
MIM - 138 kV	Pádua	2025	1,0	514,05	514,05	514,05	306,39
MIG-A	Leopoldina	2025	1,0	1359,39	1.359,39	1.359,39	810,25
SE 138/69 kV ITALVA (Ampliação/Adequação)					12.883,68	6.445,05	530,09
3º TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2034	1,0	5877,65	5.877,65	2.940,29	241,83
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	4207,57	4.207,57	2.104,83	173,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	2053,00	2.053,00	1.027,01	84,47
MIM - 138 kV		2034	1,0	514,05	514,05	257,15	21,15
MIM - 69 kV		2034	1,0	231,41	231,41	115,76	9,52

16.2.10 Alternativa Distribuição – Leopoldina 1x636 MCM

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ⁻³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					134.938,96	107.069,81	49.484,61
SE 138/69 kV PÁDUA (Ampliação/Adequação)					26.941,93	26.941,93	16.058,45
1° TF 138/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2025	1,0	6966,27	6.966,27	6.966,27	4.152,17
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	4207,57	4.207,57	4.207,57	2.507,88
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	2053,00	2.053,00	2.053,00	1.223,67
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	3423,57	3.423,57	3.423,57	2.040,58
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	9032,01	9.032,01	9.032,01	5.383,43
MIM - 138 kV		2025	1,0	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
MIM - 69 kV		2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0	0,00	0,00	0,00	0,00
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)					14.941,04	9.942,07	3.354,88
2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2027	1	865,23	865,23	741,80	378,66
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1	2638,62	2.638,62	2.262,19	1.154,76
MIM - 69 kV		2027	1	231,41	231,41	198,40	101,27
3° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2030	1	865,23	865,23	588,86	208,85
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1	2638,62	2.638,62	1.795,80	636,90
MIM - 69 kV		2030	1	231,41	231,41	157,49	55,86
4° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1	865,23	865,23	504,85	115,57
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44
MIM - 69 kV		2032	1	231,41	231,41	135,03	30,91
5° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1	865,23	865,23	467,46	74,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81
MIM - 69 kV		2033	1	231,41	231,41	125,02	19,80
SE 345/138 kV LEOPOLDINA (Ampliação/Adequação)					39.450,59	23.019,04	5.269,45
3° TF 345/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ		2032	3,0	6094,95	18.284,85	10.669,03	2.442,32
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	7019,42	7.019,42	4.095,76	937,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	4359,06	4.359,06	2.543,47	582,24
MIM - 138 kV		2032	1,0	514,05	514,05	299,94	68,66
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	7039,08	7.039,08	4.107,24	940,22
MIM - 345 kV		2032	1,0	2234,13	2.234,13	1.303,59	298,41
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0	0,00	0,00	0,00	0,00
SE 138/69 kV ITALVA (Ampliação/Adequação)					12.883,68	6.445,05	530,09
3° TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2034	1,0	5877,65	5.877,65	2.940,29	241,83
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	4207,57	4.207,57	2.104,83	173,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	2053,00	2.053,00	1.027,01	84,47
MIM - 138 kV		2034	1,0	514,05	514,05	257,15	21,15
MIM - 69 kV		2034	1,0	231,41	231,41	115,76	9,52
LT 138 kV LEOPOLDINA - PÁDUA, C1 (Nova)					40.721,72	40.721,72	24.271,75
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 60 km		2025	60,0	490,65	29.439,00	29.439,00	17.546,80
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Leopoldina	2025	1,0	4523,36	4.523,36	4.523,36	2.696,10
MIM - 138 kV	Leopoldina	2025	1,0	514,05	514,05	514,05	306,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pádua	2025	1,0	4371,87	4.371,87	4.371,87	2.605,81
MIM - 138 kV	Pádua	2025	1,0	514,05	514,05	514,05	306,39
MIG-A	Pádua	2025	1,0	1359,39	1.359,39	1.359,39	810,25

16.2.11 Alternativa Distribuição – Leopoldina 1x1113 MCM

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 10 ⁻³)			
				Custo Unitário	Custo Total	VP	RN
					136.874,56	109.005,41	50.638,30
SE 138/69 kV PÁDUA (Ampliação/Adequação)					26.941,93	26.941,93	16.058,45
1º TF 138/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ		2025	1,0	6966,27	6.966,27	6.966,27	4.152,17
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	4207,57	4.207,57	4.207,57	2.507,88
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	2053,00	2.053,00	2.053,00	1.223,67
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	3423,57	3.423,57	3.423,57	2.040,58
MIG (Terreno Rural)		2025	1,0	9032,01	9.032,01	9.032,01	5.383,43
MIM - 138 kV		2025	1,0	1028,10	1.028,10	1.028,10	612,79
MIM - 69 kV		2025	1,0	231,41	231,41	231,41	137,93
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0	0,00	0,00	0,00	0,00
SE 69 kV NATIVIDADE (Ampliação/Adequação)					14.941,04	9.942,07	3.354,88
2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2027	1	865,23	865,23	741,80	378,66
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1	2638,62	2.638,62	2.262,19	1.154,76
MIM - 69 kV		2027	1	231,41	231,41	198,40	101,27
3º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2030	1	865,23	865,23	588,86	208,85
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1	2638,62	2.638,62	1.795,80	636,90
MIM - 69 kV		2030	1	231,41	231,41	157,49	55,86
4º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2032	1	865,23	865,23	504,85	115,57
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2032	1	2638,62	2.638,62	1.539,61	352,44
MIM - 69 kV		2032	1	231,41	231,41	135,03	30,91
5º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 2,4 Mvar 3Φ		2033	1	865,23	865,23	467,46	74,05
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2033	1	2638,62	2.638,62	1.425,56	225,81
MIM - 69 kV		2033	1	231,41	231,41	125,02	19,80
SE 345/138 kV LEOPOLDINA (Ampliação/Adequação)					39.450,59	23.019,04	5.269,45
3º TF 345/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ		2032	3,0	6094,95	18.284,85	10.669,03	2.442,32
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	7019,42	7.019,42	4.095,76	937,59
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	4359,06	4.359,06	2.543,47	582,24
MIM - 138 kV		2032	1,0	514,05	514,05	299,94	68,66
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM		2032	1,0	7039,08	7.039,08	4.107,24	940,22
MIM - 345 kV		2032	1,0	2234,13	2.234,13	1.303,59	298,41
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4			1,0	0,00	0,00	0,00	0,00
LT 138 kV LEOPOLDINA - PÁDUA, C1 (Nova)					42.657,32	42.657,32	25.425,44
Circuito Simples 138 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 60 km		2025	60,0	522,91	31.374,60	31.374,60	18.700,49
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	Leopoldina	2025	1,0	4523,36	4.523,36	4.523,36	2.696,10
MIM - 138 kV	Leopoldina	2025	1,0	514,05	514,05	514,05	306,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pádua	2025	1,0	4371,87	4.371,87	4.371,87	2.605,81
MIM - 138 kV	Pádua	2025	1,0	514,05	514,05	514,05	306,39
MIG-A	Leopoldina	2025	1,0	1359,39	1.359,39	1.359,39	810,25
SE 138/69 kV ITALVA (Ampliação/Adequação)					12.883,68	6.445,05	530,09
3º TF 138/69 kV, 1 x 67 MVA 3Φ		2034	1,0	5877,65	5.877,65	2.940,29	241,83
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	4207,57	4.207,57	2.104,83	173,12
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2034	1,0	2053,00	2.053,00	1.027,01	84,47
MIM - 138 kV		2034	1,0	514,05	514,05	257,15	21,15
MIM - 69 kV		2034	1,0	231,41	231,41	115,76	9,52

16.3 Anexo 3 – Consultas de Viabilidade de Expansão de Subestações

As Alternativas Distribuição - UTEC e Distribuição – Campos, para sua implantação, necessitam de espaço para uma entrada de linha em 138 kV, em cada uma dessas subestações.

Por essa razão a EPE, através do Ofício 1038/2019/DEE/EPE, de 26/11/2019, solicitou o parecer de Furnas quanto à viabilidade dessas expansões.

A resposta de Furnas, através do Ofício ET.E.E.035.2019, de 10/12/2019, o qual pode ser visto a seguir, indica que essa expansão é possível apenas na SE Campos 138 kV.



Rua Rui Grandjean 219 - Botafogo
Rio de Janeiro - RJ - Brasil
CEP: 22254-900
Tel: 55 21 2528-3112
Fax: 55 21 2528-3658



Empresa de Pesquisa Energética - EPE
48002.003894/2019-14

Rio de Janeiro, 10 de dezembro de 2019

N.Ref. ET.E.E.035.2019

S.Ref. Ofício 1038/2019/DEE/EPE

Ao Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Avenida Rio Branco 1, 11º andar
Centro - Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão das SEs 138 kV UTEC e Campos

Prezado Senhor

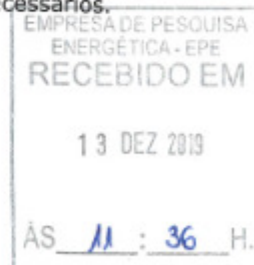
1. Em atenção ao Ofício 1038/2019/DEE/EPE de 26/11/2019, referente às Ampliações nas Instalações de Transmissão de FURNAS – SEs 138 kV UTEC e Campos, a partir do ano de 2025, encaminhamos anexo o Formulário de Consulta sobre Viabilidade de Expansão da Subestação, devidamente preenchido.
2. Informa-se que a partir de 22 de abril de 2022, conforme o SIGET da ANEEL, a SE 138 kV Campos, adequará o arranjo de Barra Principal e transferência para Barra Dupla a 4 chaves.
3. Verificou-se que a **SE Campos 138 kV possui espaço físico** para expansão, podendo atender ao novo vão de LT da SE Cambuci 138 kV, pretendido, a partir do ano de 2025.
4. Entretanto, **não é factível** a instalação de uma entrada de linha na **SE UTEC 138 kV** por não haver espaço físico para conexão de novo vão de LT Cambuci 138 kV; o barramento da subestação está superado para escoamento de potência de novo vão, e seu recondutoramento é inviável, pois, as estruturas existentes não suportariam a um recondutoramento do barramento existente.
5. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,


Victor Hugo Goes Ricco
Superintendente de Empreendimentos de Transmissão

Anexo: Formulário de Consulta - EL 138kV UTEC ou Campos.

"Este documento é classificado como "Informação Pública", nos termos da Lei nº 12.527/2011, sendo seu emissor responsável pela classificação, nesta data."



16.4 Anexo 4 - Manifestação da Energisa – MG sobre a Alternativa Distribuição Pádua

A Enel-RJ, durante o desenvolvimento das alternativas via Minas Gerais, questionou os valores dos limites de carregamento das linhas de Distribuição em 138 kV da Energisa-MG utilizados nas análises.

A EPE realizou consulta via e-mail à Energisa-MG, solicitando confirmação dos valores dos limites de carregamento, e a resposta recebida indicou que os limites de suas linhas são inferiores àqueles fornecidos para a montagem dos casos do Plano Decenal utilizados pela EPE, e também que a PCH Barra do Braúna não dispõe de espaço físico para a instalação de uma entrada de linha adicional em 138 kV.

As mensagens trocadas entre EPE e Energisa-MG estão transcritas a seguir.

eg 17/02/2020 17:20

Sandro Gonçalves <sgoncalves@energisa.com.br>

RES: Conexão do Sistema da Enel- RJ à SE Barra do Braúna

para Rafael Theodoro Alves e Mello

cc: Filipe Dini Calçado; Maxwell Cury Junior; Joao Mauricio Caruso

📧 Você encaminhou esta mensagem em 02/03/2020 09:50.

Boa tarde Rafael,

Seguem alguns esclarecimentos em vermelho na mensagem abaixo.

A alternativa (Braúna) não é descartada, mas se deve levar em conta os parâmetros retificados (CN) e as questões de campo observadas (dificuldade de expansão).

Acreditamos que a alternativa de conexão na SE Leopoldina 2 seria uma ótima opção, pois não haveria necessidade de construção de uma nova SE e o impacto de perdas elétricas também seria menor. Estima-se que esta opção agrega a construção de cerca de 20 km de Lt a mais.

Atenciosamente,



Sandro Gonçalves

Eng Transmissão III - ASSES.PLANEJAMENTO

E ORÇAMENTO

e-mail: sgoncalves@energisa.com.br



De: Rafael Theodoro Alves e Mello <rafael.mello@epe.gov.br>

Enviada em: segunda-feira, 17 de fevereiro de 2020 15:38

Para: Sandro Gonçalves <sgoncalves@energisa.com.br>

Cc: Filipe Dini Calçado <filipe.dini@energisa.com.br>; Maxwell Cury Junior <maxwell.cury@epe.gov.br>; Joao Mauricio Caruso <joao.caruso@epe.gov.br>

Assunto: Conexão do Sistema da Enel- RJ à SE Barra do Braúna

Prezados Sandro e Filipe,

Repassei ao João Caruso, que nos lê em cópia, o conteúdo da conversa que tivemos hoje mais cedo e surgiram os seguintes pontos para esclarecimento:

- Espaço em Barra do Braúna

Foi mencionado por vocês que há limitações para a expansão (uma entrada de linha BPT 138 kV) na SE de Barra do Braúna.

Observando a foto aérea baixo, aparentemente não há restrições para essa expansão. Qual seria o fator impeditivo para essa nova conexão?

Esta SE (terreno, traços, ...) pertence à Brookfield (proprietária da usina). A EMG só é proprietária dos bays das linhas (Cataguases e Muriaé). Nossa equipe de construção nos informou que não é possível sua expansão (SE). A única possibilidade seria a construção de uma nova SE.

- Limite de carregamento da LD Cataguases - Barra do Braúna

Também foi mencionado que o limite dessa linha está incorreto em nossos casos (valores normal/emergência 130/130 MVA - informados pela Energisa para o Plano Decenal), sendo na realidade 95/95 MVA.

Pedimos esclarecer essa alteração feita no dia 11 de fevereiro, levando em conta que a Energisa informou à ANEEL, conforme consta na BDGD, valores de 118/118 MVA (495/495 A) e, para o ONS (PAR-PEL 2025) valores de 105/105 MVA.

Cabe ressaltar que somente nas condições mais críticas de hidráulicidade nas usinas da região da Energisa (período seco em 2015) e no momento da demanda máxima da região de Italva (21 de dezembro, segundo a Enel-RJ), no ano de 2034 o carregamento da linha é de 103 MVA, compatível com os limites informados à ANEEL e ONS.

Pela análise de nossa equipe de construção (na época realizada pelo Sr Demétrius), o limite 95 MVA obedece ao critério da altura do condutor inferior em relação ao solo. Trata-se de um cabo Linnet 336,4 MCM que está limitado pela distância cabo-solo.

Seria ótimo termos esses pontos esclarecidos o quanto antes, antecipadamente à reunião que vamos marcar para o início de Março.

16.5 Anexo 5 – Diagramas Unifilares das Subestações

Não se aplica.

16.6 Anexo 6 – Tabelas de comparação entre relatórios

16.6.1 Tabela de comparação R1xR2

Não se aplica.

16.6.2 Tabela de comparação R1xR4

Não se aplica.