

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Estudo de Atendimento às Cargas da SE Milagres



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

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



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Wellington Moreira Franco

Secretário-Executivo do MME

Márcio Félix

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica

Fabio Lopes Alves

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis

Renováveis

João Vicente de Carvalho Vieira

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação

Mineral

Maurício José Andrade Correia

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Estudo de Atendimento às Cargas da SE Milagres



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Reive Barros dos Santos

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

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

Sede

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

Escritório Central

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

Coordenação Geral

Reive Barros dos Santos
Amílcar Gonçalves Guerreiro
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane
Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos

Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Igor Chaves
Leandro Moda
Luiz Felipe Froede Lorentz
Tiago Campos Rizzotto
Mariana Ferreira Nobrega da Silva

Análise Socioambiental

Clayton Borges da Silva
Kátia Gisele Matosinho
Mariana Lucas Barroso

Nº EPE-DEE-RE-031/2018-rev0

Data: 26 de Julho de 2018

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

epe Empresa de Pesquisa Energética	Contrato Data de assinatura	
<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-031/2018 Estudo de Atendimento às Cargas da SE Milagres		
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>
rev0	26.07.2018	Emissão Original

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta de forma detalhada o estudo de expansão do sistema de transmissão para suprimento às cargas da Mesorregião Sul Cearense atualmente atendidas pela SE Milagres. A análise contempla avaliações técnicas e econômicas, incorporando também na Nota Técnica DEA 013/18 aspectos socioambientais associados à alternativa proposta.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	6
2	OBJETIVOS	8
3	CONCLUSÕES.....	9
4	RECOMENDAÇÕES	11
5	DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS	14
5.1	BASE DE DADOS	14
5.2	MERCADO.....	14
5.3	HORIZONTE DO ESTUDO	15
5.4	PREMISSAS E CRITÉRIOS	15
6	DIAGNÓSTICO	17
7	ALTERNATIVAS.....	19
7.1	ALTERNATIVA 1 E VARIANTES	19
7.1.1	Alternativa 1.1	19
7.1.2	Alternativa 1.2	21
7.1.3	Alternativa 1.3	22
7.2	ALTERNATIVA 2.....	24
7.3	ALTERNATIVAS DESCARTADAS	26
8	AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS	28
8.1	ALTERNATIVA 1.3A	28
8.2	ALTERNATIVA 1.3B.....	30
8.3	ALTERNATIVA 1.3C.....	31
9	ANÁLISE ECONÔMICA	33
10	ANÁLISE DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO	35
10.1	ENERGIZAÇÃO DA LT 230 kV MILAGRES – CRATO II C1.....	35
10.2	ENERGIZAÇÃO DA LT 230 kV TAUÁ II – CRATO II C1	37
10.3	ENERGIZAÇÃO DA LT 230 kV CHAPADA III – CRATO II C1	39
10.4	ENERGIZAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES SHUNT 230 kV	42
10.5	REJEIÇÃO DE CARGA.....	43
11	ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO.....	46
12	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR	48
13	REFERÊNCIAS.....	49
14	EQUIPE TÉCNICA.....	50
15	ANEXOS	51
15.1	PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS.....	51
15.2	NOVAS SUBESTAÇÕES.....	53

15.3	PERDAS ELÉTRICAS DAS ALTERNATIVAS.....	54
15.4	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	55
15.5	RESULTADO DAS SIMULAÇÕES	59
15.6	FICHAS PET/PELP.....	73
15.7	TABELA DE COMPARAÇÃO R1 X R4	80

16 **NOTA TÉCNICA DEA 013/18**

81

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Sistema de transmissão do Estado do Ceará – Fonte ONS	6
Figura 1-2 - Mapa eletrogeográfico do Sul do Ceará – Fonte: COELCE (modificado)	7
Figura 1-3 - Diagrama unifilar simplificado do regional Milagres	8
Figura 4-1 - Diagrama esquemático - Alternativa 1.3B	12
Figura 4-2 - Diagrama unifilar da SE 230/69 kV Crato II	13
Figura 6-1 - Carregamento dos TR 230/69 kV da SE Milagres em contingência – Ano 2024 – Carga Média	17
Figura 6-2 - Diagnóstico do sistema de distribuição - Regional Milagres - Ano 2022	18
Figura 7-1 - Alternativa 1.1 - Diagrama esquemático	20
Figura 7-2 - Alternativa 1.1 – Localização da nova SE Crato II	20
Figura 7-3 - Alternativa 1.3 - Diagrama esquemático	23
Figura 7-4 - Alternativa 1.3 - Localização da nova SE Crato II	23
Figura 7-5 - Alternativa 2 - Diagrama esquemático	25
Figura 8-1 - Alternativa 1.3A – Diagrama esquemático	29
Figura 8-2 – Alternativa 1.3B – Diagrama esquemático	30
Figura 8-3 – Alternativa 1.3C - Diagrama esquemático	31
Figura 9-1 – Comparação econômica das alternativas	34
Figura 10-1 - Condição pré-energização da LT 230 kV Milagres-Crato II C1 – Ano 2024, carga leve	35
Figura 10-2 - Energização da LT 230 kV Milagres – Crato II C1 a partir de Milagres – Ano 2024, carga leve	36
Figura 10-3 - Energização da LT 230 kV Milagres-Crato II C1 a partir de Crato II – Ano 2024, carga leve	36
Figura 10-4 – Condição pré-energização da LT 230 kV Tauá II – Crato II C 1 – Ano 2024, carga leve	37
Figura 10-5 - Energização da LT 230 kV Tauá II - Crato II C1 a partir de Tauá II – Ano 2024, carga leve	38
Figura 10-6 - Energização da LT 230 kV Tauá II - Crato II C1 a partir de Crato II – Ano 2024, carga leve	38
Figura 10-7 - Condição pré-energização da LT Chapada III – Crato II – Ano 2029, carga leve	39
Figura 10-8 - Energização da LT Chapada III - Crato II a partir de Chapada III – Ano 2024, carga leve	40
Figura 10-9 - Energização da LT Tauá II - Crato II a partir de Crato II – Ano 2024, carga leve	41
Figura 10-10 – Condição operativa pré-rejeição de carga – Ano 2033	43
Figura 10-11 – Rejeição da LT 230 kV Tauá II – Crato II C1 através da abertura em Crato II	44
Figura 10-12 - Rejeição da LT 230 kV Tauá II – Crato II C1 através da abertura em Tauá II	44
Figura 10-13 - Rejeição da LT 230 kV Chapada III - Crato II C1 através da abertura em Chapada III	45
Figura 10-14 - Rejeição da LT 230 kV Chapada III - Crato II C1 através da abertura em Chapada III	45
Figura 15-1 - Diagrama unifilar da SE Crato II	53
Figura 15-2 - Alternativa 1.3B - Ano 2024, carga média – Diagrama da rede de distribuição	59
Figura 15-3 - Alternativa 1.3B - Ano 2024, carga média - Contingência de 1 TR 230/69 kV na SE Milagres	60
Figura 15-4 - Alternativa 1.3B – Ano 2024, carga média - Contingência de 1 TR 230/69 kV na SE Crato II	61
Figura 15-5 - Alternativa 1.3B - Ano 2024, carga média - Diagrama da Rede Básica	62
Figura 15-6 - Alternativa 1.3B - Ano 2024, carga média - Contingência da LT Milagres-Crato II	63
Figura 15-7 - Alternativa 1.3B - Ano 2024, carga média - Contingência da LT Tauá II-Crato II	64
Figura 15-8 - Alternativa 1.3B - Ano 2024, carga média - Contingência da LT Picos-Tauá II	65
Figura 15-9 - Alternativa 1.3B - Ano 2033, carga média – Diagrama da rede de distribuição	66
Figura 15-10 - Alternativa 1.3B - Ano 2033, carga média - Contingência de 1 TR 230/69 kV na SE Milagres	67
Figura 15-11 - Alternativa 1.3B - Ano 2033 – Contingência de 1 TR 230/69 kV na SE Crato II	67
Figura 15-12 - Alternativa 1.3B - Ano 2033, carga média - Contingência de 1 TR 230/69 kV na SE Crato II	68
Figura 15-13 - Alternativa 1.3B - Ano 2033, carga média - Diagrama da Rede Básica	69
Figura 15-14 - Alternativa 1.3B - Ano 2033 carga média - Contingência da LT Tauá II-Crato II	70
Figura 15-15 - Alternativa 1.3B - Ano 2033, carga média - Contingência da LT Picos-Tauá II	71
Figura 15-16 - Alternativa 1.3B - Ano 2033, carga média - Contingência da LT Chapada III-Crato II	72

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ x 1000)	10
Tabela 4-1 – Alternativa 1.3B - Principais obras em linhas de transmissão	11
Tabela 4-2 – Alternativa 1.3B - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	11
Tabela 4-3 – Alternativa 1.3B - Principais obras em linhas de distribuição	11
Tabela 5-1 - Cargas das subestações de interesse – Período 2022-2031	14
Tabela 6-1 - Transformação 230/69 kV da SE Milagres - Ano 2024 – Carga média	17
Tabela 7-1 - Alternativa 1.1 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	21
Tabela 7-2 - Alternativa 1.1 - Principais obras em linhas de transmissão	21
Tabela 7-3 - Alternativa 1.1 - Principais obras em linhas de distribuição	21
Tabela 7-4 - Alternativa 1.2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	21
Tabela 7-5 - Alternativa 1.2 - Principais obras em linhas de transmissão	22
Tabela 7-6 - Alternativa 1.2 - Principais obras em linhas de distribuição	22
Tabela 7-7 – Alternativa 1.3 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	24
Tabela 7-8 - Alternativa 1.3 - Principais obras em linhas de transmissão	24
Tabela 7-9 - Alternativa 1.3 - Principais obras em linhas de distribuição	24
Tabela 7-10 - Alternativa 2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	25
Tabela 7-11 - Alternativa 1.3 - Principais obras em linhas de distribuição	26
Tabela 7-12 – Alternativa 2 - Principais obras em subestações de distribuição	26
Tabela 8-1 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	29
Tabela 8-2 – Principais obras em linhas de transmissão	29
Tabela 8-3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	30
Tabela 8-4 - Principais obras em linhas de transmissão	30
Tabela 8-5 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira	31
Tabela 8-6 – Principais obras em linhas de transmissão	32
Tabela 9-1 - Comparação econômica	33
Tabela 10-1 - Resumo - Energização da LT 230 kV Milagres-Crato II	37
Tabela 10-2 - Resumo - Energização da LT 230 kV Tauá II - Crato II C1	39
Tabela 10-3 - Resumo - Energização da LT Chapada III - Crato II	41
Tabela 10-4 - Energização dos bancos de capacitores shunt 230 kV	42
Tabela 11-1 – Correntes de curto-circuito	46
Tabela 15-1 – Características Elétricas das linhas de transmissão recomendadas	51
Tabela 15-2 - Parâmetros elétricos das linhas de transmissão recomendadas	51
Tabela 15-3 – Carregamentos máximos e capacidade das linhas de transmissão recomendadas	52
Tabela 15-4 - Parâmetros dos novos transformadores	52
Tabela 15-5 – Diferencial de perdas Elétricas [MW]	54
Tabela 15-6 – Plano de obras e estimativa de custos – Alternativa 1.3A	55
Tabela 15-7 - Plano de obras e estimativa de custos - Alternativa 1.3B	56
Tabela 15-8 – Plano de obras e estimativa de custos – Alternativa 1.3C	57
Tabela 15-9 – Plano de obras e estimativa de custos – Alternativa 2	58

1 INTRODUÇÃO

A mesorregião Sul Cearense é uma das 7 mesorregiões do estado do Ceará e conta com uma população de cerca de 870.000 habitantes distribuída em 29 municípios dos quais se destacam Juazeiro do Norte, com cerca 270.000 habitantes, e Crato, com cerca 130.000 habitantes, sendo o 3º e 6º, respectivamente, municípios mais populosos do estado. O atendimento elétrico a essa região é feito em grande parte através da subestação de rede básica Milagres 500/230/69 kV, que alimenta as SE Brejo Santo, Mauriti, Balanços I, Balanços II, Lavras da Mangabeira, Barbalha, Juazeiro do Norte I, Juazeiro do Norte II, Crato e Nova Olinda, todas de propriedade da COELCE. Uma parcela das cargas da região é atendida pela SE Tauá II 230/69 kV, que supre atualmente as subestações Antonina do Norte, Araripe e Campos Sales. A SE Milagres se conecta a SE Tauá II e a várias outras subestações de rede básica por meio de linhas de 500 kV e 230 kV existentes e planejadas, conforme mostrado no mapa da Figura 1-1. As figuras 1-2 e 1-3 apresentam o mapa eletrogeográfico da rede de distribuição em 69 kV da região e o diagrama unifilar simplificado do sistema de distribuição da região.

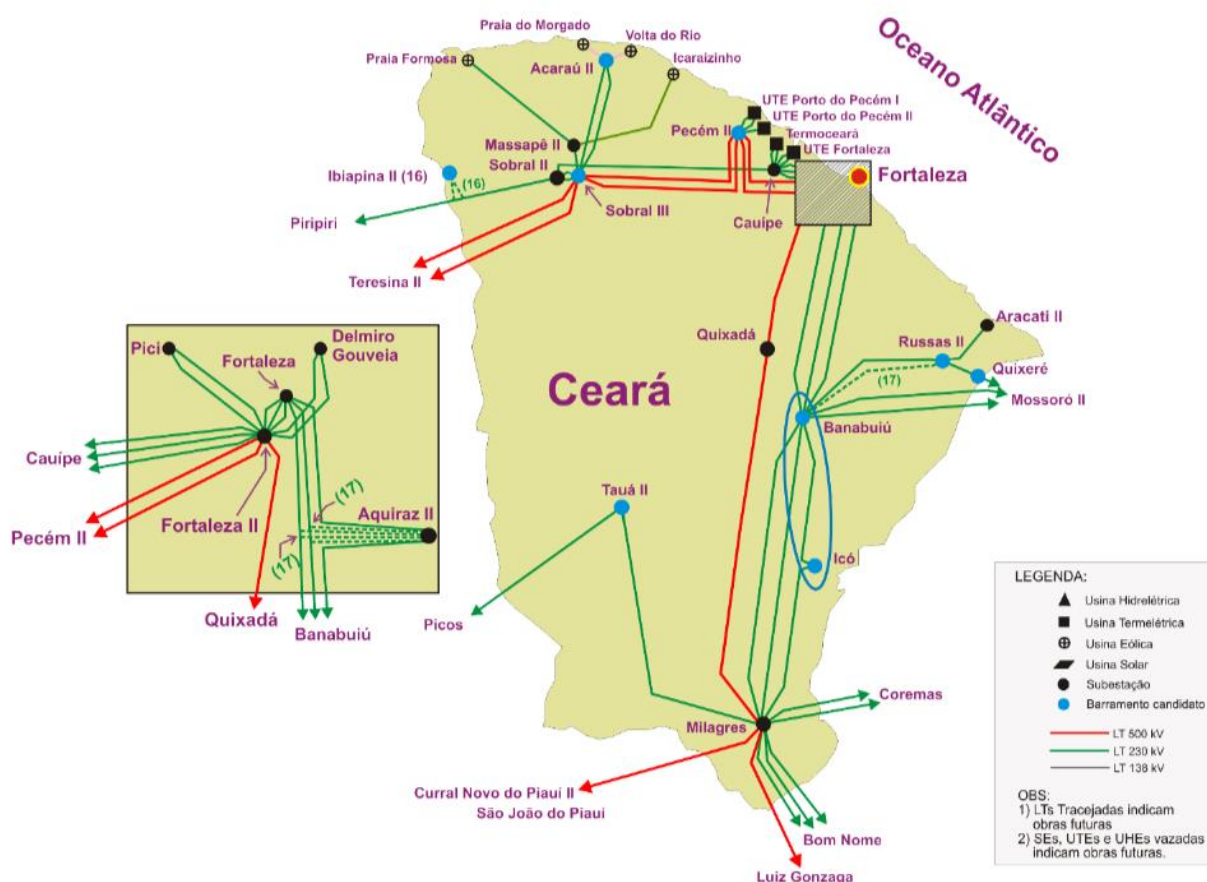


Figura 1-1 - Sistema de transmissão do Estado do Ceará – Fonte ONS

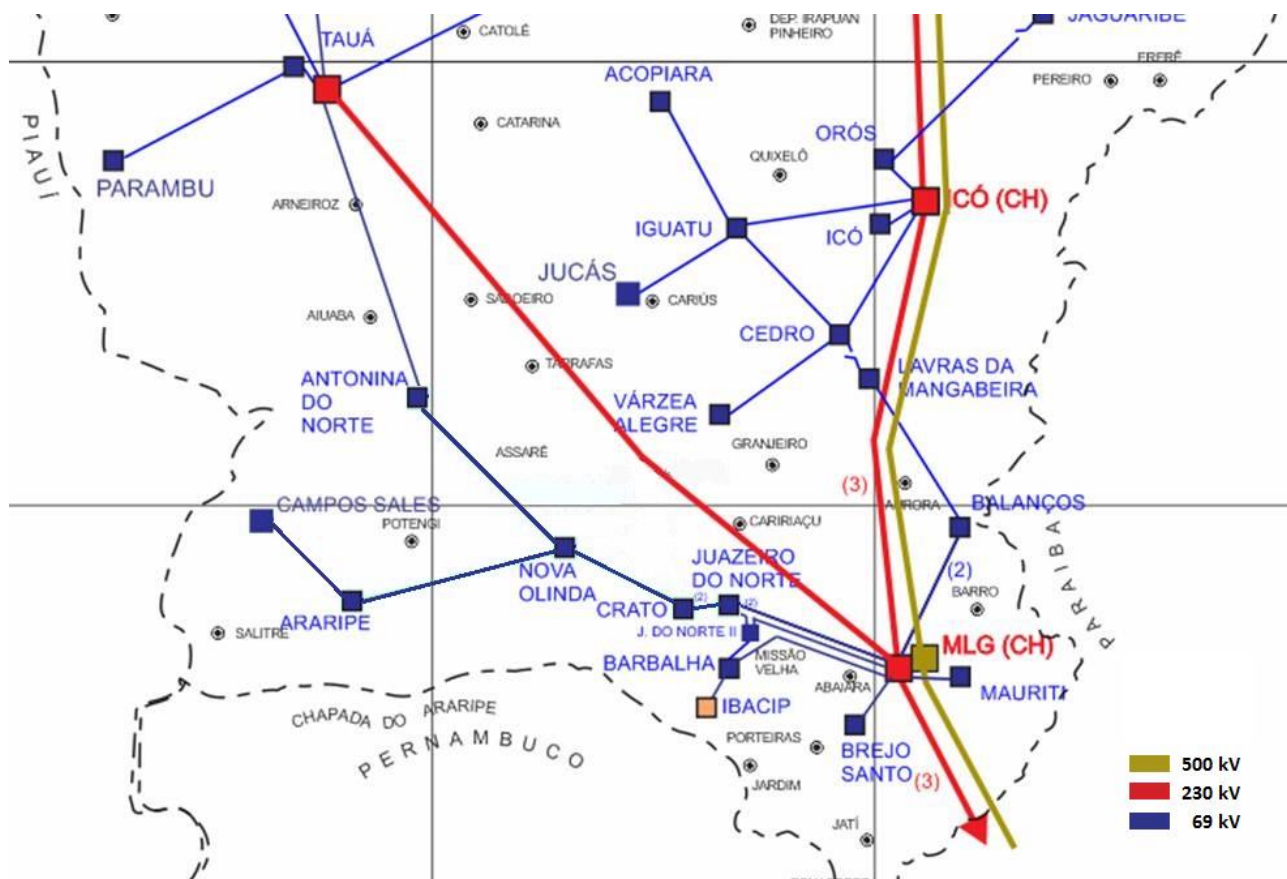


Figura 1-2 - Mapa eletrogeográfico do Sul do Ceará – Fonte: COELCE (modificado)

A transformação 230/69 kV da subestação Milagres apresenta 4 transformadores em 2018 e está fisicamente esgotada para implantação de novas unidades. O diagnóstico do sistema aponta que, no ano de 2024, na contingência de um dos quatro transformadores dessa subestação, as unidades remanescentes entram em sobrecarga.

Com vistas a definir a melhor opção de expansão do sistema elétrico em análise, de modo a garantir o adequado suprimento às cargas da região, propôs-se a realização de estudo de planejamento sob o ponto de vista do mínimo custo global.

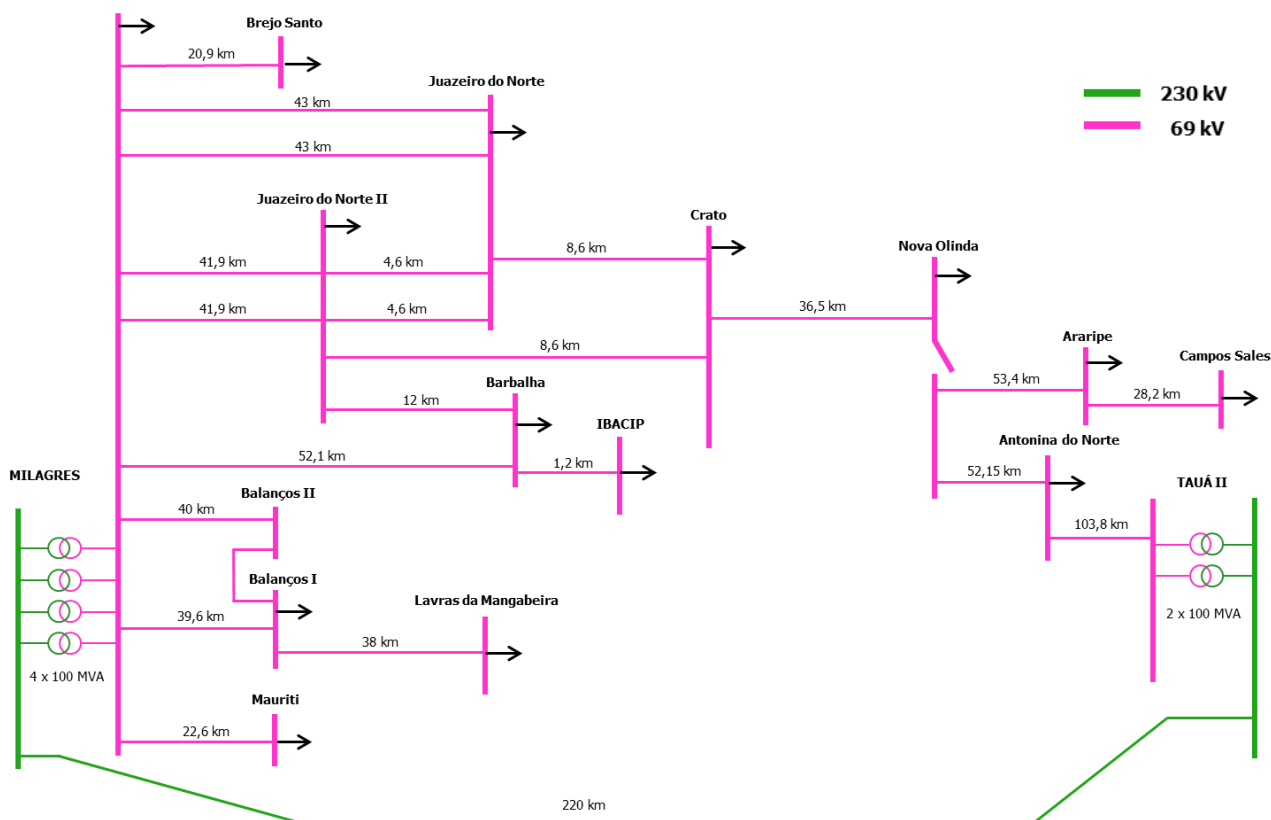


Figura 1-3 - Diagrama unifilar simplificado do regional Milagres

2 OBJETIVOS

O objetivo desse estudo é indicar a melhor alternativa de atendimento às cargas da região sul do Ceará atualmente supridas a partir da subestação Milagres 500/230/69 kV, projetada para a instalação de até quatro transformadores 230/69 kV de 100 MVA e com limitações físicas que impedem sua ampliação.

O estudo deve indicar, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, qual o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, tanto para a expansão da Rede Básica como para o sistema de distribuição, considerando as alternativas de expansão que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto para a região.

3 CONCLUSÕES

Foram estudadas quatro alternativas de suprimento às cargas atualmente atendidas pela SE Milagres, cuja transformação 230/69 kV tem superação prevista para o ano de 2024. Dada a impossibilidade de instalação de novos transformadores, as soluções propostas consistem na transferência de cargas da SE Milagres para um novo ponto de suprimento a ser indicado pelo estudo, com entrada em operação recomendada para 2024. As obras indicadas para 2022 e 2023 são comuns a todas as alternativas e envolvem apenas a rede de distribuição. Todas as alternativas atendem aos critérios de planejamento e às premissas estabelecidas para esse estudo. O detalhamento das alternativas está descrito no item 7.

As alternativas 1.1, 1.2 e 1.3 propõem a implantação de um novo ponto de suprimento nas proximidades do município de Crato, mediante seccionamento da LT 230 kV Milagres – Tauá II C1, diferindo basicamente quanto à localização da nova subestação 230/69 kV, a forma de conexão com o sistema de distribuição e o cronograma de transferência de cargas da SE Milagres para esse novo ponto de suprimento, o que impacta no escalonamento de obras ao longo do período de estudo. Foi feita uma comparação econômica preliminar entre as variantes da Alternativa 1 que apontou a Alternativa 1.3 como a mais vantajosa do ponto de vista do mínimo custo global. Simulações de contingências apontaram a necessidade de obras adicionais para atender os critérios de segurança em condições de emergência. Obras de reforços foram propostas e originaram as alternativas completas 1.3A, 1.3B e 1.3C.

A Alternativa 1.3A propõe como obra de reforço a LT 230 kV Milagres II - Crato II C1, o que envolve também a necessidade da transformação 500/230 kV na SE Milagres II, visto que essa subestação conta atualmente apenas com o setor de 500 kV. Além disso são necessários 60 Mvar de compensação reativa em Crato II 230 kV.

A Alternativa 1.3B por sua vez, prevê a nova LT 230 kV Chapada III – Crato II C1 como reforço para as situações de emergência, além de 90 Mvar em compensação reativa na SE Crato II, no setor de 230 kV.

Por fim, a Alternativa 1.3C propõe como obra de reforço o seccionamento da LT 230 kV Milagres – Banabuiú C3 na SE Crato II, além de 60 Mvar em compensação reativa na SE Crato II 230 kV.

A Alternativa 2 por sua vez propõe a implantação de um novo ponto de suprimento na SE Milagres II 500 kV mediante instalação dos pátios de 230 e 69 kV, e a realização de várias obras de reforços no sistema de distribuição, com linhas em 69 kV e compensação reativa em barras de carga.

A avaliação de mínimo custo global das soluções tecnicamente viáveis apontou a Alternativa 1.3B como vencedora. Dessa forma, faz-se necessária a implantação, em 2024, de um novo ponto de

suprimento 230/69 kV, mediante seccionamento da LT 230 kV Milagres – Tauá II C1, no município de Crato. A futura SE Crato II contará inicialmente com dois transformadores 230/69 kV de 150 MVA e deverá ser localizada próxima à linha de distribuição existente Crato – Nova Olinda 69 kV, de modo a possibilitar a conexão com a rede de distribuição por meio do seccionamento dessa linha de 69 kV. Como obra de reforço propõem-se, para o ano 2029, a LT 230 kV Chapada III – Crato II C1, além de 3 bancos de capacitores ao longo do horizonte de estudo.

As análises consideram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2024 (ano inicial do estudo), e utilizam o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2033, ano horizonte do estudo. O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os investimentos de cada alternativa e as perdas diferenciais em relação àquela que apresentou menores perdas.

A Tabela 3-1 apresenta o resumo da comparação econômica das alternativas analisadas neste trabalho.

Tabela 3-1– Comparação econômica das alternativas: Investimento + Perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1.3A	83.937,55	5.441,22	89.378,77	115,9%	3º
Alternativa 1.3B	77.095,35	0,00	77.095,35	100,0%	1º
Alternativa 1.3C	73.047,72	7.361,12	80.408,84	104,3%	2º
Alternativa 2	149.930,77	67.521,83	217.452,60	282,1%	4º

O detalhamento da análise econômica é apresentado no capítulo 9.

4 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 1.3B, com o cronograma de obras conforme Tabela 4-1, Tabela 4-2 e Tabela 4-3.

Tabela 4-1 – Alternativa 1.3B - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2024	230 kV	Seccionamento em loop da LT 230 kV Milagres – Tauá II na SE Crato II	1x636 MCM – CD	34 km
2029	230 kV	LT 230 kV Chapada III – Crato II	1x954 MCM - CS	142 km

Tabela 4-2 – Alternativa 1.3B - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Crato II	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		230 kV	2 TR – 230/69-13,8 kV – T – 150 MVA ¹	1º e 2º
2027	Crato II	230 kV	Banco de Capacitores Shunt (1 x 30 Mvar)	1º
2028	Crato II	230 kV	Banco de Capacitores Shunt (1 x 30 Mvar)	2º
2029	Crato II	230 kV	1 TR – 230/69 kV – T – 150 MVA ¹	3º
2032	Crato II	230 kV	Banco de Capacitores Shunt (1 x 30 Mvar)	3º

(1) Caso não haja necessidade de suprimento a serviços auxiliares, o terminal terciário do transformador não deverá estar acessível. Ademais, sua potência e tensão deverão ser determinadas posteriormente.

Tabela 4-3 – Alternativa 1.3B - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de distribuição	Configuração	Extensão
2022	69 kV	LD Crato - Nova Olinda (recondutoramento)	1 x 954 MCM - CS	36,5 km
2022	69 kV	LD Nova Olinda - Araripe (recondutoramento)	1 x 636 MCM - CS	53,4 km
2024	69 kV	Seccionamento em loop da LD Crato - Nova Olinda na SE Crato II	1 x 954 MCM - CD	2 x 0,25 km
2027	69 kV	LD Milagres - Brejo Santo, C2	1 x 636 MCM - CS	22,0 km
2029	69 kV	LD Crato II - Juazeiro do Norte I, C1	1 x 954 MCM - CS	12,3 km
2029	69 kV	LD Crato II - Crato, C2	1 x 954 MCM - CS	3,7 km
2030	69 kV	LD Balanços I – Lavras da Mangabeira (recondutoramento)	1 x 636 MCM - CS	38,0 km

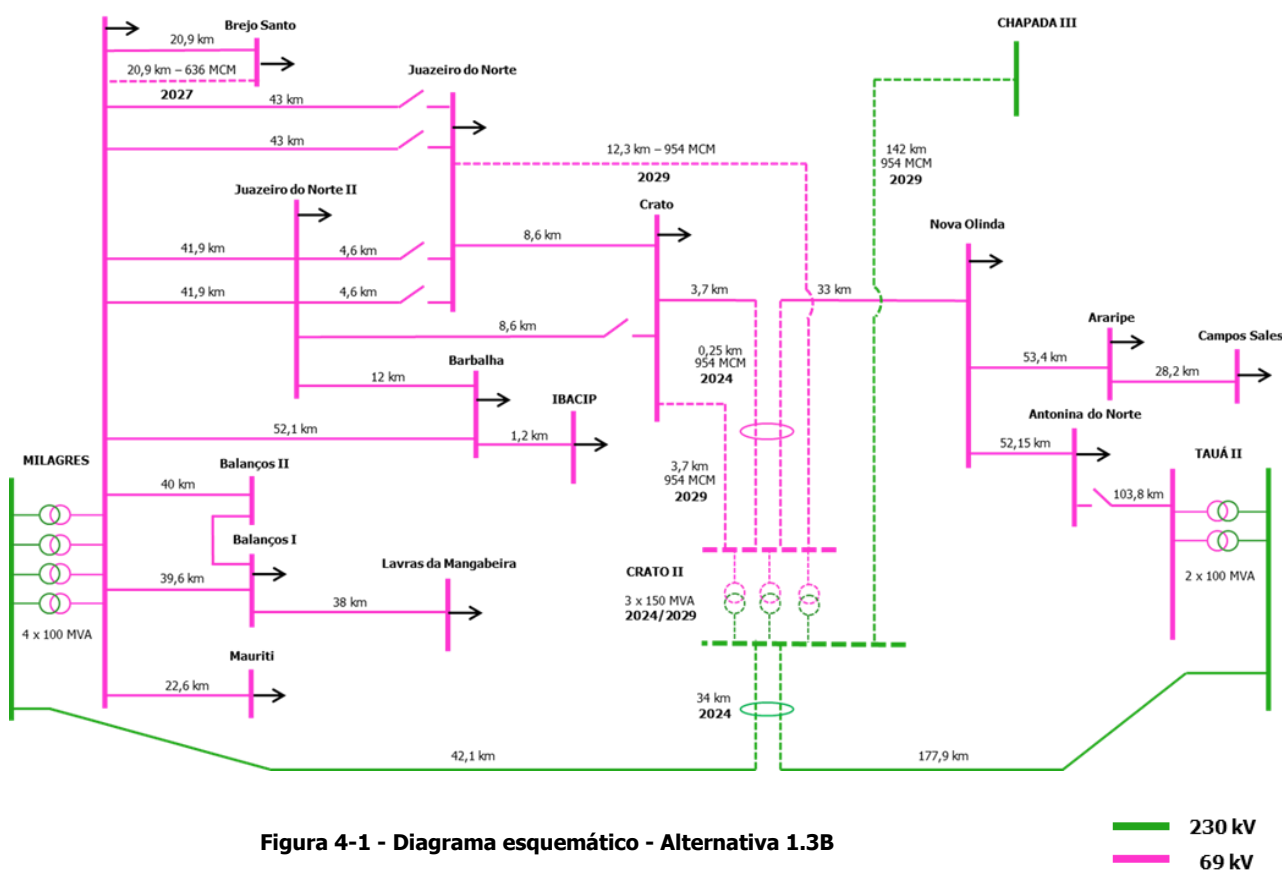
Tendo em conta as características dos transformadores e as novas instalações, recomenda-se a dispensa da elaboração do relatório R2 , desde que se considere nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório, a avaliação da necessidade de utilização de resistores de pré-inserção ou outros elementos mitigadores do impacto dos transitórios de manobra.

Com relação ao seccionamento da LT 230 kV Milagres – Tauá II na SE Crato II, tendo em vista os novos comprimentos de LT, e observando-se a rede elétrica adjacente, recomenda-se a dispensa da elaboração do relatório R2 pertinente. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos

estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório, elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de ZnO, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos transitórios de manobra, dentre os quais resistores de pré-inserção.

Com relação a LT 230 kV Chapada III – Crato II, tendo em conta a inexistência de compensação em derivação e o comprimento estimado da LT de 142 km e a rede elétrica adjacente, recomenda-se a dispensa da elaboração do Relatório R2. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de ZnO, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos transitórios de manobra, dentre as quais a utilização de resistores de pré-inserção.

As figuras 4-1 e 4-2 apresentam, respectivamente, o diagrama unifilar simplificado das obras recomendadas e o diagrama unifilar da nova SE 230 kV Crato II.



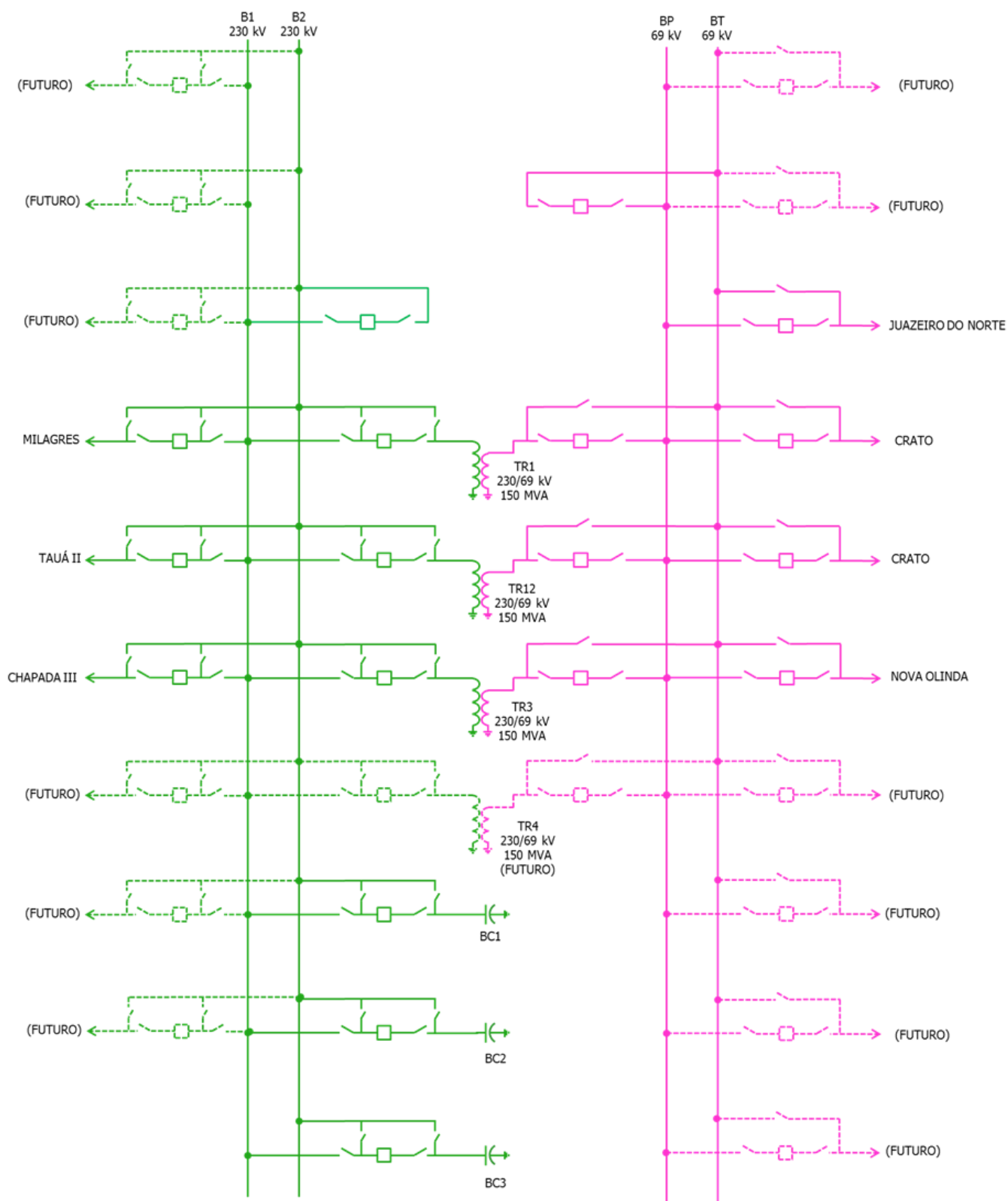


Figura 4-2 - Diagrama unifilar da SE 230/69 kV Crato II

5 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

5.1 Base de Dados

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2017-2025, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado. Para fins de valoração das perdas elétricas, considerou-se que os cenários norte seco e norte úmido possuem tempos de permanência iguais durante um ano, isto é, 50% cada. Já para os patamares de carga, considerou-se os tempos de permanência de 37,5%, 50% e 12,5% para carga leve, média e pesada, respectivamente.

5.2 Mercado

A Tabela 5-1 apresenta as informações de mercado da área de interesse, fornecidas pela COELCE para o período 2022-2033. Atualmente as cargas das subestações Araripe, Campos Sales e Antonina

Tabela 5-1 - Cargas das subestações de interesse – Período 2022-2031

Subestação	Patamar de carga	2022 MW	2023 MW	2024 MW	2025 MW	2026 MW	2027 MW	2028 MW	2029 MW	2030 MW	2031 MW	2032 MW	2033 MW
Milagres	Pesada	12,9	13,6	14,3	15,1	16,0	16,8	17,8	18,8	19,8	20,9	22,0	23,2
	Média	13,5	14,3	15,0	15,9	16,8	17,7	18,6	19,7	20,8	21,9	23,1	24,4
	Leve	8,5	9,0	9,4	10,0	10,5	11,1	11,7	12,3	13,0	13,7	14,5	15,3
Juazeiro do Norte I	Pesada	43,2	46,1	49,2	52,7	56,3	60,2	64,4	68,8	73,5	78,5	83,9	89,7
	Média	53,1	56,8	60,6	64,9	69,4	74,2	79,3	84,8	90,6	96,8	103,5	110,6
	Leve	29,6	31,7	33,8	36,3	38,9	41,6	44,5	47,5	50,8	54,4	58,1	62,2
Barbalha	Pesada	11,3	12,1	12,9	13,8	14,8	15,8	16,9	18,0	19,3	20,6	22,0	23,5
	Média	15,3	16,4	17,5	18,7	20,0	21,4	22,9	24,5	26,1	27,9	29,9	31,9
	Leve	8,8	9,4	10,0	10,7	11,5	12,3	13,2	14,1	15,0	16,1	17,2	18,4
Ibaci (cliente A3)	Pesada	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
	Média	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
	Leve	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Crato	Pesada	41,5	44,4	47,3	50,7	54,2	57,9	61,9	66,2	70,7	75,5	80,7	86,3
	Média	57,5	61,5	65,5	70,2	75,1	80,3	85,8	91,7	98,0	104,8	112,0	119,6
	Leve	28,9	30,9	33,0	35,4	37,8	40,5	43,3	46,3	49,5	52,9	56,6	60,5
Balanços	Pesada	10,2	10,9	11,6	12,5	13,3	14,2	15,2	16,3	17,4	18,6	19,9	21,2
	Média	9,0	9,6	10,3	11,0	11,8	12,6	13,5	14,4	15,4	16,4	17,6	18,8
	Leve	5,5	5,8	6,2	6,7	7,2	7,7	8,2	8,8	9,4	10,0	10,7	11,5
Lavras da Mangabeira	Pesada	11,3	12,1	12,9	13,8	14,8	15,8	16,9	18,0	19,3	20,6	22,0	23,5
	Média	12,2	13,1	13,9	14,9	16,0	17,1	18,2	19,5	20,8	22,3	23,8	25,4
	Leve	6,4	6,9	7,4	7,9	8,5	9,0	9,7	10,3	11,1	11,8	12,6	13,5
Brejo Santo	Pesada	24,6	26,3	28,1	30,1	32,2	34,4	36,7	39,2	41,9	44,8	47,9	51,2
	Média	24,5	26,2	27,9	29,9	32,0	34,2	36,5	39,0	41,7	44,6	47,7	50,9
	Leve	15,4	16,4	17,5	18,8	20,1	21,5	23,0	24,6	26,3	28,2	30,1	32,2
Mauriti	Pesada	13,4	14,3	15,2	16,3	17,4	18,6	19,9	21,3	22,7	24,3	26,0	27,7
	Média	12,9	13,8	14,7	15,8	16,9	18,1	19,3	20,6	22,1	23,6	25,2	26,9
	Leve	8,3	8,9	9,4	10,1	10,8	11,6	12,4	13,3	14,2	15,2	16,2	17,3
Juazeiro do Norte II	Pesada	28,8	30,8	32,8	35,2	37,6	40,2	43,0	45,9	49,1	52,4	56,0	59,9
	Média	35,4	37,8	40,3	43,2	46,2	49,4	52,8	56,4	60,3	64,5	68,9	73,6
	Leve	19,1	20,5	21,9	23,4	25,1	26,8	28,7	30,7	32,8	35,1	37,5	40,1
Nova Olinda	Pesada	10,6	11,3	12,0	12,9	13,8	14,7	15,7	16,8	18,0	19,2	20,5	21,9
	Média	11,4	12,2	13,0	13,9	14,9	15,9	17,0	18,2	19,4	20,8	22,2	23,7
	Leve	5,7	6,1	6,5	7,0	7,5	8,0	8,6	9,2	9,8	10,5	11,2	12,0
Araripe	Pesada	3,6	3,7	3,9	4,1	4,3	4,6	4,8	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1
	Média	2,7	2,8	2,9	3,1	3,2	3,4	3,6	3,8	4,0	4,2	4,4	4,6
	Leve	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,6	2,7	2,8	3,0	3,1
Antonina do Norte	Pesada	9,0	9,5	9,9	10,4	11,0	11,5	12,1	12,7	13,4	14,1	14,8	15,6
	Média	7,7	8,1	8,4	8,9	9,4	9,8	10,3	10,9	11,4	12,0	12,6	13,3
	Leve	4,9	5,1	5,4	5,7	6,0	6,3	6,6	6,9	7,3	7,6	8,0	8,5
Campos Sales	Pesada	6,5	6,8	7,1	7,5	7,9	8,3	8,7	9,1	9,6	10,1	10,6	11,1
	Média	5,5	5,7	6,0	6,3	6,6	7,0	7,3	7,7	8,1	8,5	9,0	9,4
	Leve	3,1	3,3	3,4	3,6	3,8	4,0	4,2	4,4	4,6	4,9	5,1	5,4
Carga total	Pesada	229,6	244,7	260,0	278,0	296,3	315,8	336,7	358,9	382,6	407,9	434,9	463,7
	Média	264,9	282,4	300,3	321,1	342,4	365,2	389,4	415,3	442,9	472,4	503,8	537,4
	Leve	150,2	160,1	170,2	182,0	194,0	206,9	220,6	235,2	250,8	267,5	285,2	304,2

do Norte são supridas pela SE Tauá II 230/69 kV, como pode ser visto no diagrama da Figura 1.3. A COELCE, no entanto, manifestou interesse em transferir essas cargas para o novo ponto de suprimento que será implantado, dado que as perdas elétricas observadas para as atender através do regional Tauá II são elevadas, devido principalmente à grande extensão das linhas envolvidas como é o caso da LD 69 kV Tauá II – Antonina do Norte, com 103 km.

5.3 Horizonte do Estudo

Considerando que o prazo mínimo para a implantação de qualquer obra de expansão da Rede Básica é de 5 anos, contados desde a incorporação no PET – Plano de Expansão da Transmissão, e ainda contemplando todo o processo de licitação, realizado pela ANEEL, até a instalação do empreendimento, o ano inicial do estudo é 2024, tendo como o horizonte o ano 2033. Serão analisados, portanto, 10 anos.

5.4 Premissas e Critérios

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, Ref.[1].

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - Janeiro/2001”, Ref.[2], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Atender ao critério “N-1” para elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;
- Variação máxima de 5% da tensão do barramento decorrente da manobra de equipamentos;
- Fator de potência no barramento da Rede Básica de Fronteira: 0,95;
- Utilizar os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores existentes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para os novos equipamentos a serem instalados na rede, levar em consideração as recomendações contidas na Resolução nº 191 da ANEEL para determinação das capacidades em contingência;

- Para cálculo de perdas elétricas, utilizou-se custo de 193,00 R\$/MWh, calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE;
- Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas foi utilizado o documento: "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho de 2017", Ref. [3]; e o método dos rendimentos necessários, com o truncamento das séries temporais no ano horizonte do estudo;
- Para a preparação das fichas contendo a estimativa dos investimentos em empreendimentos de transmissão (Rede Básica), que servirão de subsídio para o processo licitatório, foi considerada a base de custos consolidada no documento: "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho de 2017", Ref. [3];

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, serão analisados os níveis de curto circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema.

6 DIAGNÓSTICO

A subestação Milagres, que opera atualmente com 3 transformadores 230/69 kV de 100 MVA, tem a entrada em operação do quarto transformador prevista para o ano de 2018, atingindo assim o limite físico da subestação para implantação de novos transformadores. Considerando as informações de mercado disponibilizadas pela COELCE, conforme Tabela 5-1, espera-se a superação da capacidade de transformação 230/69 kV para o ano de 2024. Na contingência de umas das unidades transformadoras, as demais entram em sobrecarga, como mostrado na Figura 6-1 e na Tabela 6-1. A questão sugere então a implantação em 2024 de um novo ponto de suprimento, que possa assumir parte das cargas da SE Milagres de modo a aliviar a transformação 230/69 kV.

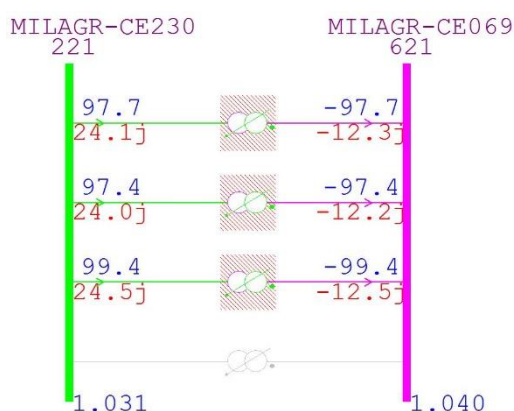


Figura 6-1 – Carregamento dos TR 230/69 kV da SE Milagres em contingência – Ano 2024 – Carga Média

Tabela 6-1 - Transformação 230/69 kV da SE Milagres - Ano 2024 – Carga média

Equipamento	Capacidade Normal (MVA)	Capacidade emergência (MVA)	Carregamento Normal (%)	Carregamento em contingência (%)
TR1	100	100	74,7	102,30%
TR2	100	102	74,5	100,20%
TR3	100	102	76,0	100,50%
TR4	100	100	-	-

Considerando a capacidade de emergência dos transformadores da SE Milagres conforme a tabela 6-1, numa situação de contingência, a carga máxima que pode ser atendida sem sobrecarga é de aproximadamente 300 MVA, o que equivale a 285 MW, considerando um fator de potência de 0,95 indutivo. Em referência à tabela 5-1 observa-se que a carga total a ser atendida em 2033 é 537,4 MW no patamar de carga média, que é o cenário mais crítico. Diante disso conclui-se que devem ser transferidos no mínimo 252,4 MW para o novo ponto de suprimento durante o período de análise do estudo.

No âmbito da rede de distribuição, observa-se já em 2022 elevadas quedas de tensão e perdas elétricas, com destaque para os trechos Crato – Nova Olinda com 6,5% de perdas e Nova Olinda – Araripe com 10,4%. A Figura 6.2 mostra a simulação do fluxo de potência do regional Milagres para o ano de 2022 no patamar de carga média.

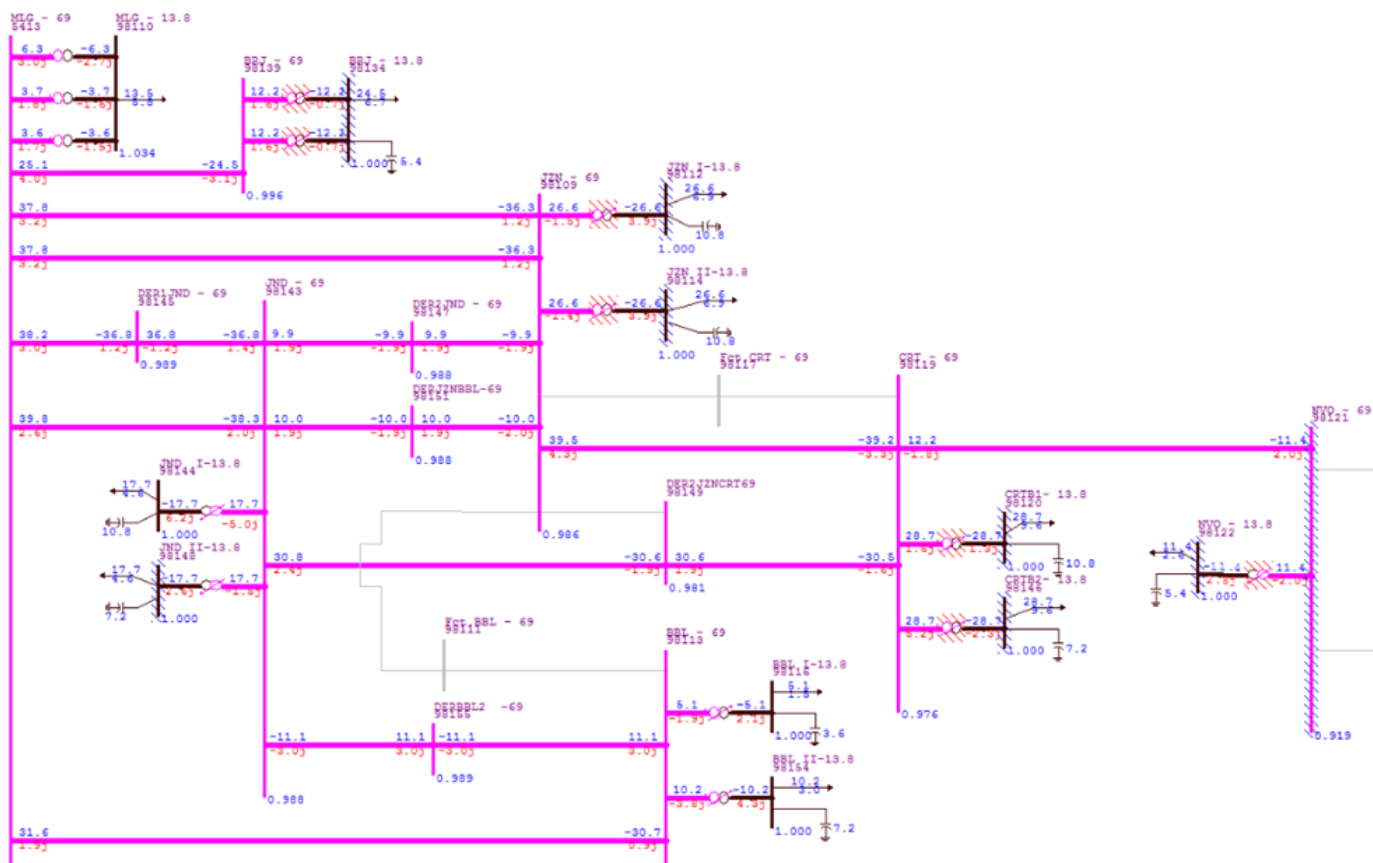


Figura 6-2 - Diagnóstico do sistema de distribuição - Regional Milagres - Ano 2022

7 ALTERNATIVAS

Neste capítulo são apresentadas as quatro alternativas propostas para atendimento às cargas da SE Milagres. As obras indicadas para os anos 2022 e 2023 envolvem apenas a rede de distribuição e são comuns a todas as alternativas. A seção apresenta ainda outras alternativas vislumbradas mas que foram descartadas por se mostrarem ineficazes do ponto de vista técnico e econômico.

7.1 Alternativa 1 e variantes

A proposta da Alternativa 1 e suas variantes A1.1, A1.2 e A1.3 é a implantação de um novo ponto de suprimento mediante seccionamento da LT 230 kV Milagres – Tauá II. Considerando a localização das subestações e linhas de distribuição da COELCE e o montante de carga que necessita ser transferido para o novo ponto de suprimento, essas alternativas propõem, até 2033, ano horizonte do estudo, a transferência das cargas das seguintes subestações: Juazeiro do Norte I, Crato, Nova Olinda, Araripe, Campos Sales e Antonina do Norte. Isso totaliza 281,2 MW, considerando o patamar de carga média em 2033.

O cálculo do centro de carga médio considerando as cargas das subestações citadas acima aponta uma coordenada próxima ao município de Crato. As Alternativas A1.1, A1.2 e A1.3 preveem, portanto, a implantação de um novo ponto de suprimento denominado Crato II, diferindo basicamente quanto à localização da nova SE Crato II, a forma de conexão com o sistema de distribuição e o escalonamento de transferência de cargas ao longo do horizonte do estudo, o que impacta diretamente no cronograma de obras de cada alternativa.

7.1.1 Alternativa 1.1

A Alternativa 1.1 propõe a implantação, no ano 2024, da nova SE Crato II próxima à subestação de distribuição da COELCE, a nordeste da mesma. O ponto de seccionamento da LT 230 kV Milagres – Tauá II fica a 39,6 km da SE Milagres, a 180,4 km da SE Tauá II, e a 30,4 km do ponto proposto para SE Crato II. A conexão inicial proposta com o sistema da COELCE é por meio de um circuito duplo em 69 kV entre as SEs Crato e Crato II, condutor 954 MCM, com uma extensão aproximada de 3,6 km. A alternativa prevê inicialmente a instalação de 2 transformadores trifásicos 230/69 kV de 150 MVA e a transferência das cargas das SEs Crato, Nova Olinda, Araripe, Campos Sales e Antonina do Norte. Em 2029 a SE Milagres voltaria a ser superada, demandando então o remanejamento das cargas da SE Juazeiro do Norte I, que por sua vez acarreta na necessidade de entrada em operação do 3º transformador na SE Crato II e de uma nova LT 69 kV entre as SEs Crato II e Juazeiro do Norte I. As figuras 7-1 e 7-2 mostram o diagrama unifilar da alternativa

proposta e a localização espacial das obras propostas. As tabelas 7-1, 7-2 e 7-3 apresentam o cronograma de obras da alternativa.

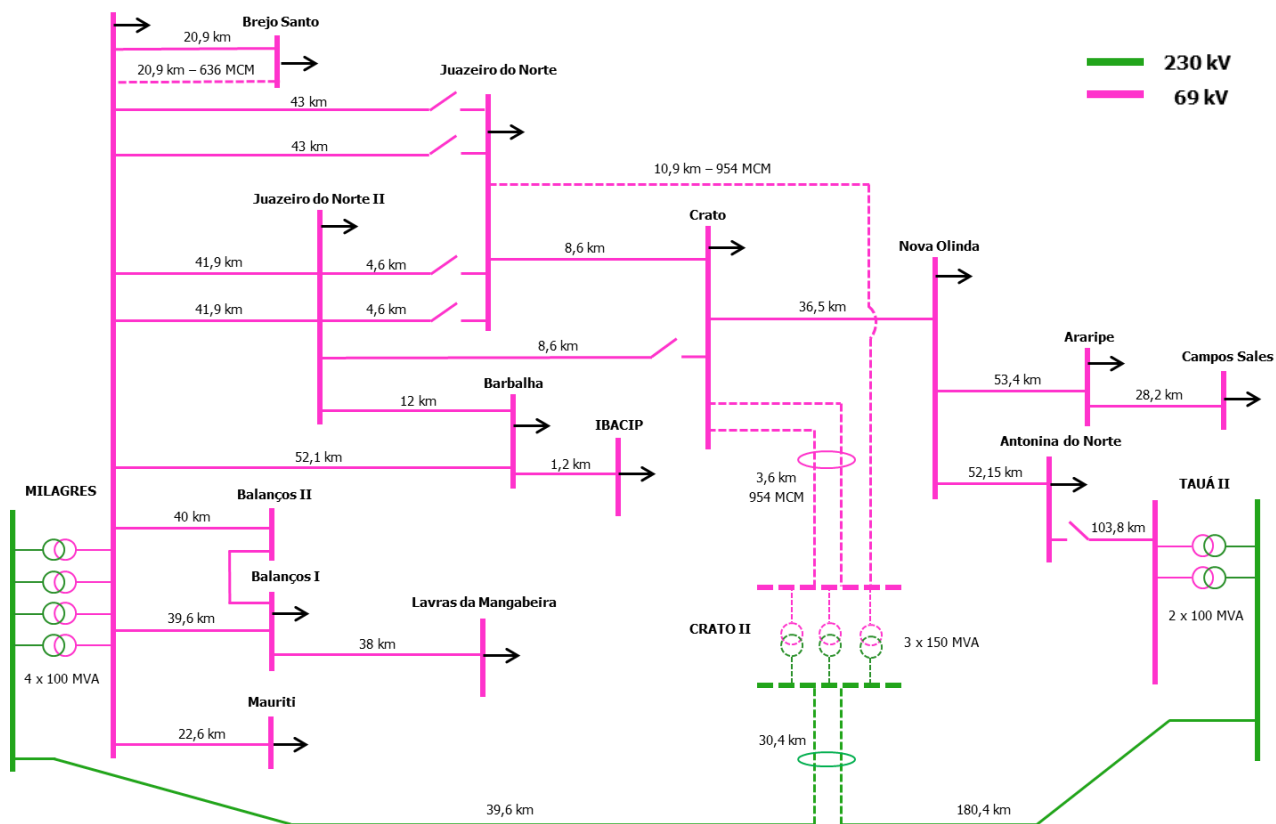


Figura 7-1 - Alternativa 1.1 - Diagrama esquemático

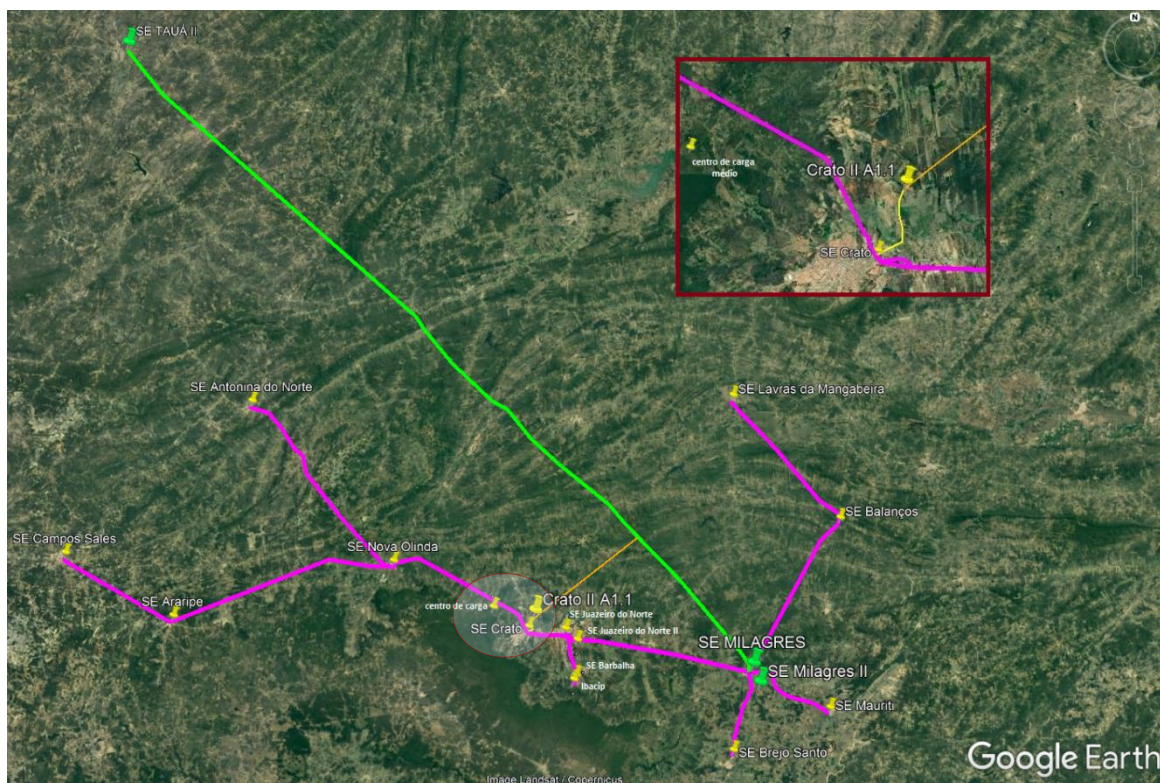


Figura 7-2 – Alternativa 1.1 – Localização da nova SE Crato II

Tabela 7-1 - Alternativa 1.1 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Crato II	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		230 kV	2 TR – 230/69 kV – T – 150 MVA	1º e 2º
2029	Crato II	230 kV	1 TR – 230/69 kV – T – 150 MVA	3º

Tabela 7-2 - Alternativa 1.1 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de transmissão	Configuração	Extensão
2024	230 kV	Seccionamento em loop da LT Milagres - Tauá II na SE Crato II	1 x 636 MCM - CD	2 x 30,4 km

Tabela 7-3 - Alternativa 1.1 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de distribuição	Configuração	Extensão
2022	69 kV	LD Crato - Nova Olinda (recondutoramento)	1 x 954 MCM - CS	36,5 km
	69 kV	LD Nova Olinda - Araripe (recondutoramento)	1 x 636 MCM - CS	53,4 km
2024	69 kV	LD Crato II - Crato, C1 e C2	1 x 954 MCM - CD	3,6 km
2027	69 kV	LD Milagres - Brejo Santo, C2	1 x 636 MCM - CS	22,0 km
2029	69 kV	LD Crato II - Juazeiro do Norte I, C1	1 x 954 MCM - CS	10,9 km
2030	69 kV	LD Balanços I – Lavras da Mangabeira (recondutoramento)	1 x 636 MCM - CS	38,0 km

7.1.2 Alternativa 1.2

A Alternativa 1.2 é bastante similar à Alternativa 1.1 diferindo somente no cronograma de transferência das cargas da SE Milagres para a SE Crato II e conseqüentemente na data de necessidade de algumas obras. Ela propõe, para 2024, a implantação da nova SE Crato II e a transferência das cargas de todas as SEs mencionadas no item 7.1, isto é, Crato, Nova Olinda, Araripe, Campos Sales e Antonina do Norte e Juazeiro do Norte I. Diante disso, as datas de necessidade do terceiro transformador na SE Crato II e da LT 69 kV Crato II – Juazeiro do Norte I são alteradas para 2026 e 2027 respectivamente. As tabelas 7-4, 7-5 e 7-6 mostram detalhadamente o cronograma de obras da Alternativa 1.2.

Tabela 7-4 - Alternativa 1.2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Crato II	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		230 kV	2 TR – 230/69 kV – T – 150 MVA	1º e 2º
2026	Crato II	230 kV	1 TR – 230/69 kV – T – 150 MVA	3º

Tabela 7-5 - Alternativa 1.2 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de transmissão	Configuração	Extensão
2024	230 kV	Seccionamento em loop da LT Milagres - Tauá II na SE Crato II	1 x 636 MCM - CD	2 x 30,4 km

Tabela 7-6 - Alternativa 1.2 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de distribuição	Configuração	Extensão
2022	69 kV	LD Crato - Nova Olinda (recondutoramento)	1 x 954 MCM - CS	36,5 km
2022	69 kV	LD Nova Olinda - Araripe (recondutoramento)	1 x 636 MCM - CS	53,4 km
2024	69 kV	LD Crato II - Crato, C1 e C2	1 x 954 MCM - CD	3,6 km
2027	69 kV	LD Milagres - Brejo Santo, C2	1 x 636 MCM - CS	22,0 km
2027	69 kV	LD Crato II - Juazeiro do Norte I, C1	1 x 954 MCM - CS	10,9 km
2030	69 kV	LD Balanços I – Lavras da Mangabeira (recondutoramento)	1 x 636 MCM - CS	38,0 km

7.1.3 Alternativa 1.3

A Alternativa 1.3 por sua vez propõe a localização da SE Crato II a noroeste da SE Crato, e próxima da LT 69 kV Crato – Nova Olinda. A ideia é que a conexão com o sistema de distribuição seja feita por meio do seccionamento dessa linha na SE Crato II. O ponto de seccionamento proposto fica a 3,5 km da SE Crato, a 33 km da SE Nova Olinda e a 0,25 km da SE Crato II. Já o ponto de seccionamento da LT 230 kV Milagres – Tauá II fica a 42,1 km da SE Milagres, a 177,9 km da SE Tauá II, e a 34 km do ponto proposto para SE Crato II. Assim como na Alternativa 1.1 a Alternativa 1.3 prevê inicialmente a instalação de 2 transformadores trifásicos 230/69 kV de 150 MVA e a transferência das cargas das SEs Crato, Nova Olinda, Araripe, Campos Sales e Antonina do Norte. Em 2029 a SE Milagres voltaria a ser superada, demandando então o remanejamento das cargas da SE Juazeiro do Norte I, que por sua vez acarreta na necessidade de entrada em operação do 3º transformador na SE Crato II, de uma nova LT 69 kV entre as SEs Crato II e Juazeiro do Norte I, e do segundo circuito entre a SE Crato e Crato II. As figuras 7-3 e 7-4 mostram o diagrama unifilar da alternativa proposta e a localização espacial das obras propostas. As tabelas 7-7, 7-8 e 7-9 apresentam o cronograma de obras da alternativa.

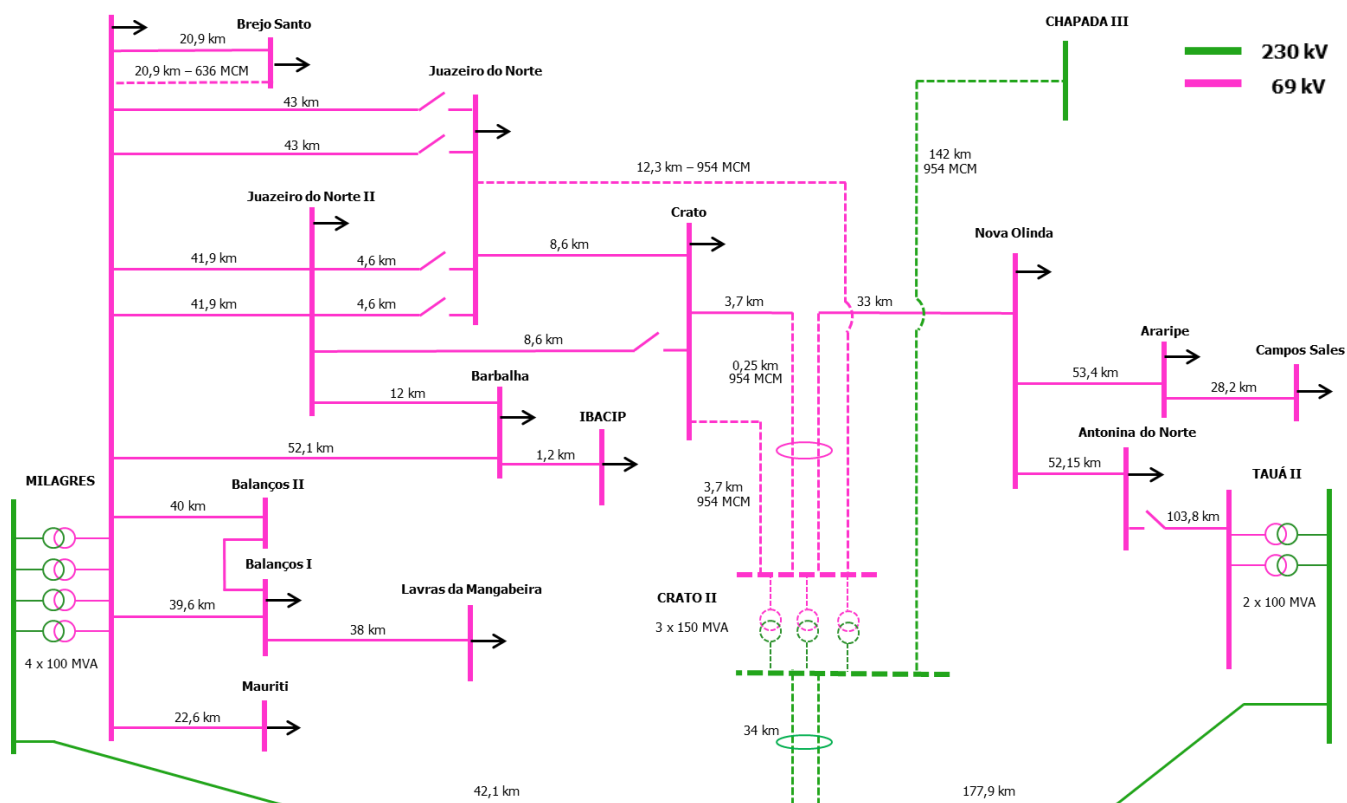


Figura 7-3 - Alternativa 1.3 - Diagrama esquemático

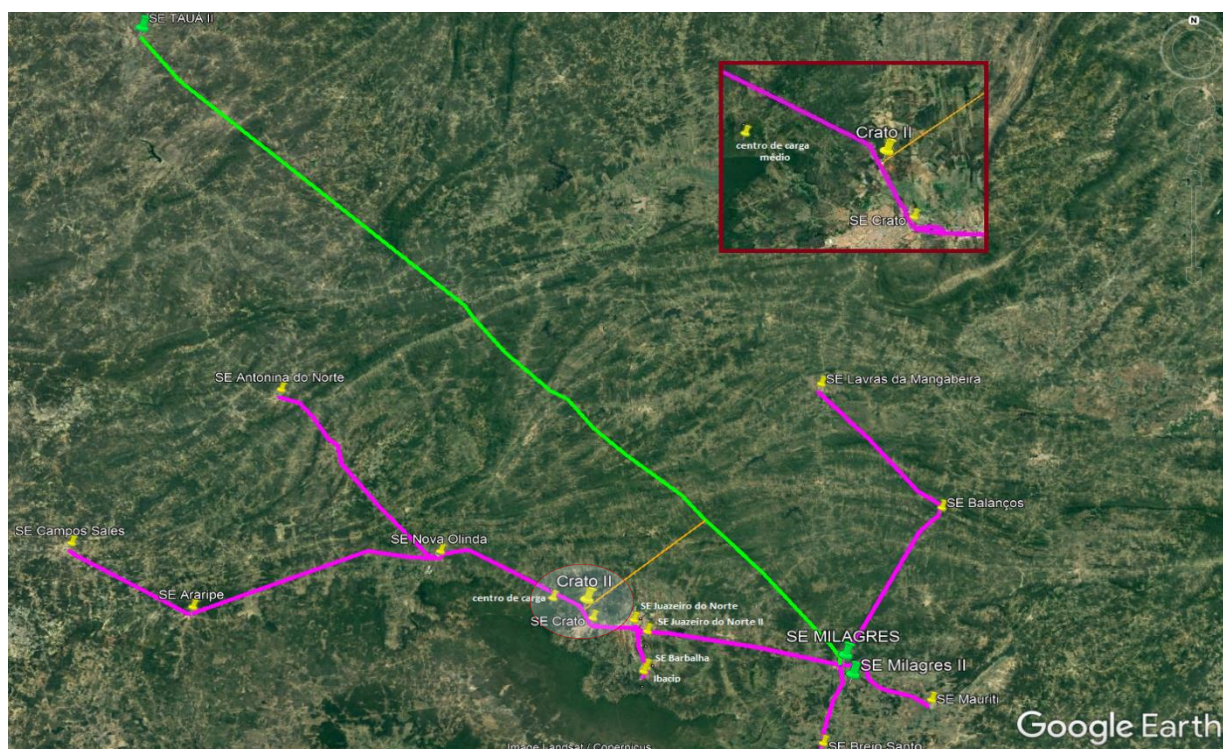


Figura 7-4 - Alternativa 1.3 - Localização da nova SE Crato II

Tabela 7-7 – Alternativa 1.3 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Crato II	230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		230 kV	2 TR – 230/69 kV – T – 150 MVA	1º e 2º
2029	Crato II	230 kV	1 TR – 230/69 kV – T – 150 MVA	3º

Tabela 7-8 - Alternativa 1.3 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de transmissão	Configuração	Extensão
2024	230 kV	Seccionamento em loop da LT Milagres - Tauá II na SE Crato II	1 x 636 MCM - CD	2 x 32 km

Tabela 7-9 - Alternativa 1.3 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de distribuição	Configuração	Extensão
2022	69 kV	LD Crato - Nova Olinda (recondutoramento)	1 x 954 MCM - CS	36,5 km
2022	69 kV	LD Nova Olinda - Araripe (recondutoramento)	1 x 636 MCM - CS	53,4 km
2024	69 kV	Seccionamento em loop da LD Crato - Nova Olinda na SE Crato II	1 x 954 MCM - CD	2 x 0,2 km
2027	69 kV	LD Milagres - Brejo Santo, C2	1 x 636 MCM - CS	22,0 km
2029	69 kV	LD Crato II - Juazeiro do Norte I, C1	1 x 954 MCM - CS	10,0 km
	69 kV	LD Crato II - Crato, C2	1 x 954 MCM - CS	3,7 km
2030	69 kV	LD Balanços I - Lavras da Mangabeira (recondutoramento)	1 x 636 MCM - CS	38,0 km

7.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 propõe a implantação de um novo ponto de suprimento na SE 500 kV Milagres II. A alternativa prevê, para o ano 2024, a instalação dos pátios de 230 e 69 kV, com 2 bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 600 MVA e 2 transformadores trifásicos 230/69 kV de 150 MVA. Levando em conta a localização das subestações, as linhas de distribuição da COELCE e o montante de carga que necessita ser transferido para o novo ponto de suprimento, essa alternativa propõe a transferência das cargas das SEs Brejo Santo, Barbalha, Ibacip, Crato, Nova Olinda, Araripe, Campos Sales e Antonina do Norte, o que totaliza 257,6 MW, considerando o patamar de carga média em 2033.

A alternativa prevê ainda diversas obras de reforços no sistema de distribuição, como novos circuitos em 69 kV, recondutoramento de circuitos existentes e instalação de bancos de capacitor shunt em barramentos de 69 kV para controle e suporte de tensão. A figura 7-5 mostra o diagrama unifilar da

alternativa proposta e as tabelas 7-10, 7-11 e 7-12 apresentam o cronograma de obras da alternativa.

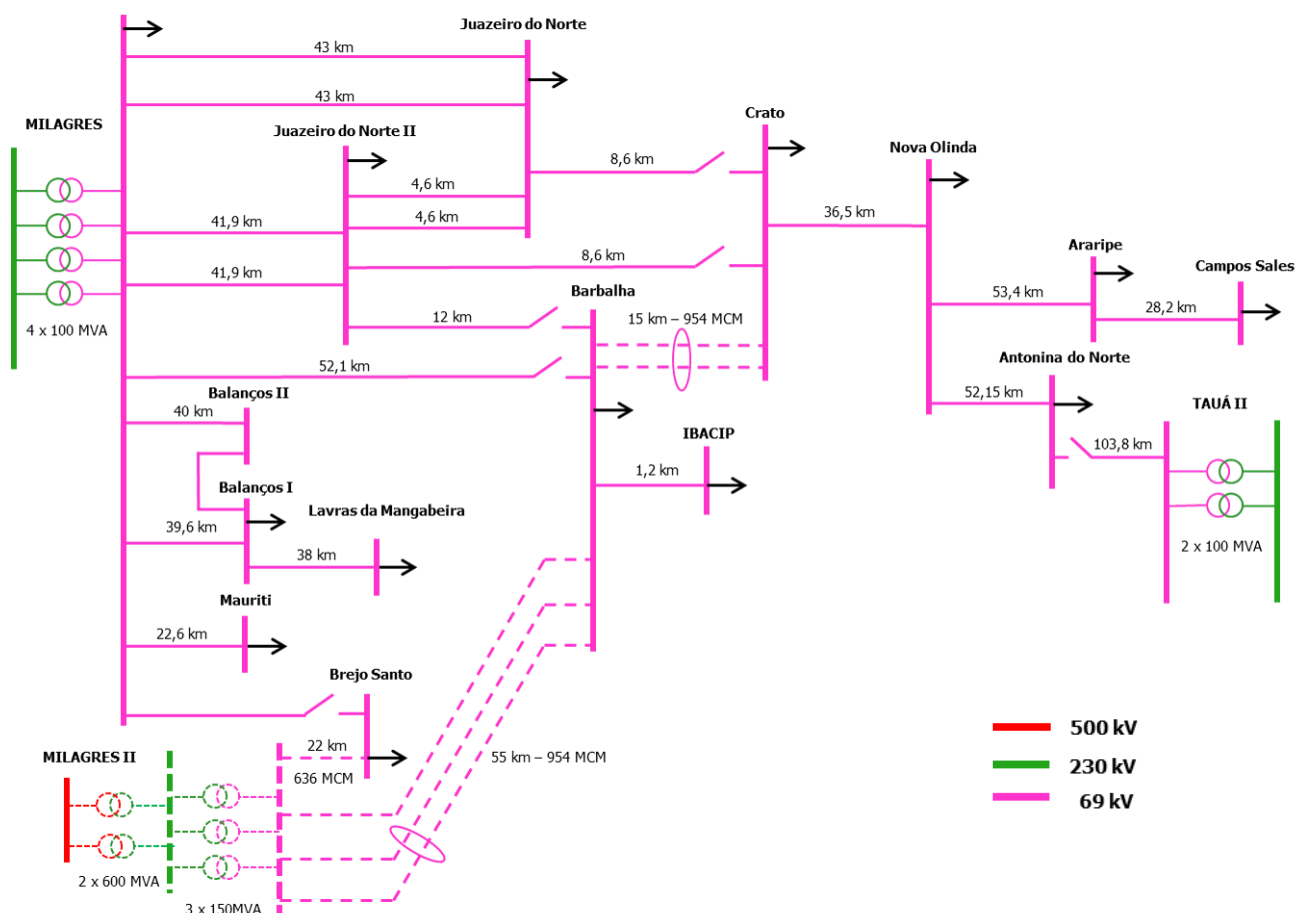


Figura 7-5 - Alternativa 2 - Diagrama esquemático

Tabela 7-10 - Alternativa 2 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Milagres II	500 kV	2 ATR - 500/230 kV - (6+1R) x 200 MVA 1Φ	1º e 2º
		230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-
		69 kV	Novo pátio de subestação 69 kV	-
		230 kV	2 TR - 230/69 kV - T - 150 MVA	1º e 2º
2026	Milagres II	69 kV	Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	1º
2027	Milagres II	230 kV	1 TR - 230/69 kV - T - 150 MVA	3º

Tabela 7-11 - Alternativa 1.3 - Principais obras em linhas de distribuição

Ano	Tensão	Linha de distribuição	Configuração	Extensão
2022	69 kV	LD Crato - Nova Olinda (recondutoramento)	1 x 954 MCM - CS	36,5 km
2022	69 kV	LD Nova Olinda - Araripe (recondutoramento)	1 x 636 MCM - CS	53,4 km
2024	69 kV	LD Milagres II - Barbalha, C1 e C2	1 x 954 MCM - CD	55,0 km
2024	69 kV	LD Milagres II - Barbalha, C3	1 x 954 MCM - CS	55,0 km
2024	69 kV	LD Barbalha - Crato, C1 e C2	1 x 954 MCM - CD	15,0 km
2024	69 kV	LD Milagres II - Brejo Santo, C1	1 x 636 MCM - CS	22,0 km
2030	69 kV	LD Balanços I - Lavras da Mangabeira (recondutoramento)	1 x 636 MCM - CS	38,0 km

Tabela 7-12 – Alternativa 2 - Principais obras em subestações de distribuição

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2024	Barbalha	69 kV	Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	1º
2024	Campos Sales		Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	1º
2026	Crato		Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	1º
2027	Antonina do Norte		Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	1º
2028	Nova Olinda		Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	1º
2029	Crato		Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	2º
2030	Nova Olinda		Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	2º
2031	Crato		Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	3º

7.3 Alternativas descartadas

Além das quatro alternativas já descritas, foram vislumbradas três outras alternativas:

- Transferência das cargas da COELCE para a SE Chapada I 230/69 kV a ser licitada
- Novo ponto de suprimento na SE Chapada II 230 kV
- Novo ponto de suprimento na SE Chapada III 230 kV

As SEs Chapada I, Chapada II e Chapada III foram originalmente implantadas como subestações coletoras para empreendimentos de energia eólica contratados nos leilões [ER] 5º LER/2013, [ER] 5º LER/2013 e [A-3] 17º LEN/2013, respectivamente. O relatório EPE-DEE-RE-188-2014-rev0 Ref.[4] recomendou a implantação da transformação 230/138 kV e 138/69 kV na SE Chapada I de modo a possibilitar o suprimento de energia a cargas da CELPE e EDPI.

Seguindo essa mesma linha, a alternativa vislumbrada propunha a transferência das cargas da COELCE para uma das três subestações mencionadas. Inicialmente testou-se a conexão entre a SE Chapada I e a SE Araripe por meio de uma linha de transmissão em 69 kV com uma extensão aproximada de 75 km. Foram testadas também outras formas de conexão da SE Chapada I com a rede da COELCE, mas a alternativa mostrou-se inviável pois o montante de carga mais expressivo a ser atendido por esse novo ponto de suprimento, que são as cargas das SEs Crato e Juazeiro do Norte I, encontram-se a mais de 140 km da SE Chapada I. Isso resultava em altas perdas elétricas

e dificuldades para controle de tensão, mesmo com altos investimentos em condutores de elevada bitola e em compensação reativa. Dada a proximidade das SEs Chapada II e III com a SE Chapada I, foram observados os mesmos problemas já mencionados quando se tentou implantar nessas subestações o novo ponto de suprimento. Diante disso, as alternativas envolvendo as SEs Chapada I, II e III foram descartadas.

8 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS

Foram realizadas simulações de fluxo de potência para as alternativas descritas na seção anterior, que apontaram que todas as alternativas atendem aos requisitos para regime normal de operação. Para situações de contingências, no entanto, foram observadas para as alternativas 1.1, 1.2 e 1.3 sobrecargas em linhas de transmissão. Como exemplo, a partir do ano 2029, para o cenário de carga média, a LT 230 kV Milagres – Crato II C1 entra em sobrecarga na contingência da LT 230 kV Picos – Tauá II C1, além disso o sistema não suporta a contingência da LT 230 kV Milagres – Crato II. Isso indica que apenas as obras previstas na seção 7 não são suficientes, sendo necessária a recomendação de obras adicionais para atender às situações de contingências. Para a Alternativa 2 não foram observados problemas em situações de contingências, de modo que todas as obras previstas na seção 7 são suficientes.

Foi realizada uma comparação econômica prévia das alternativas descritas na seção 7, nos mesmos moldes descritos na seção 9, levando-se em conta os investimentos necessários de cada alternativa e as perdas associadas a cada cenário e patamar de carga. Essa comparação apontou como sendo a alternativa 1.3 a mais vantajosa entre as variantes da alternativa 1, apresentando o mínimo custo global, com uma diferença de 12,2 % em relação à segunda colocada, a alternativa 1.1.

Diante disso, dentre as variantes da Alternativa 1 será considerada apenas a Alternativa 1.3 para fins de avaliação das obras adicionais necessárias para atender às situações de contingências. A Alternativa 2 segue na comparação sem nenhuma obra adicional necessária.

A seguir são apresentadas as obras adicionais à Alternativa 1.3 propostas com o objetivo de atender às situações de emergência simples

8.1 Alternativa 1.3A

A Alternativa 1.3A propõe como obra de reforço para situações de emergência a LT 230 kV Milagres II – Crato II C1, com entrada para o ano 2029, o que implica também na necessidade de implantação da transformação 500/230 kV e do pátio de 230 kV, visto que a SE Milagres II conta atualmente apenas com o setor de 500 kV. A configuração proposta para a subestação é de 1 banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 600 MVA (3+1R), já para a linha de transmissão, com extensão aproximada de 56 km, adotou-se o condutor Rail 954 MCM. A figura 8.1 mostra o diagrama esquemático da alternativa e as tabelas 8-1 e 8-2 mostram o cronograma de obras. Cabe ressaltar que não foi cogitada a alternativa de reforço através do segundo circuito Milagres - Crato

II, que seria menos dispendiosa, visto que não envolveria o custo da transformação 500/230 kV, pois a SE Milagres não comporta novas entradas de linha 230 kV.

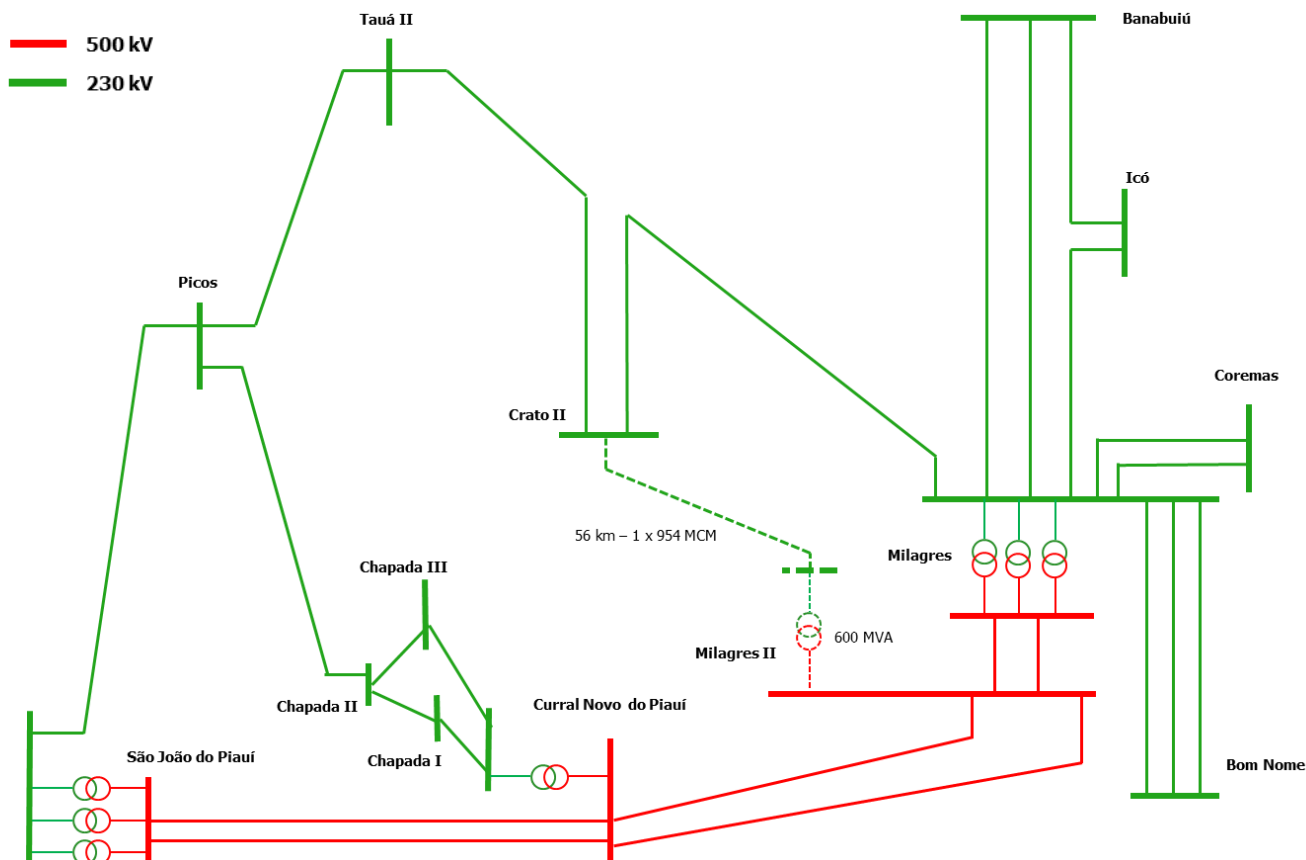


Figura 8-1 - Alternativa 1.3A – Diagrama esquemático

Tabela 8-1 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2027	Crato II	230 kV	Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	1º
2028	Crato II	230 kV	Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2º
2029	Milagres II	500 kV	ATR - 500/230 kV - (3+1R) x 200 MVA 1Φ	1º
		230 kV	Novo pátio de subestação 230 kV	-

Tabela 8-2 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de transmissão	Configuração	Extensão
2029	230 kV	LT Milagres II - Crato II	1 x 954 MCM	56 km

8.2 Alternativa 1.3B

A Alternativa 1.3B propõe, para 2029, a LT 230 kV Chapada III – Crato II, com 142 km de extensão em condutor Rail 954 MCM. A figura 8-2 mostra o digrama esquemático da alternativa 1.3B e as tabelas 8-3 e 8-4 o cronograma de obras da alternativa.

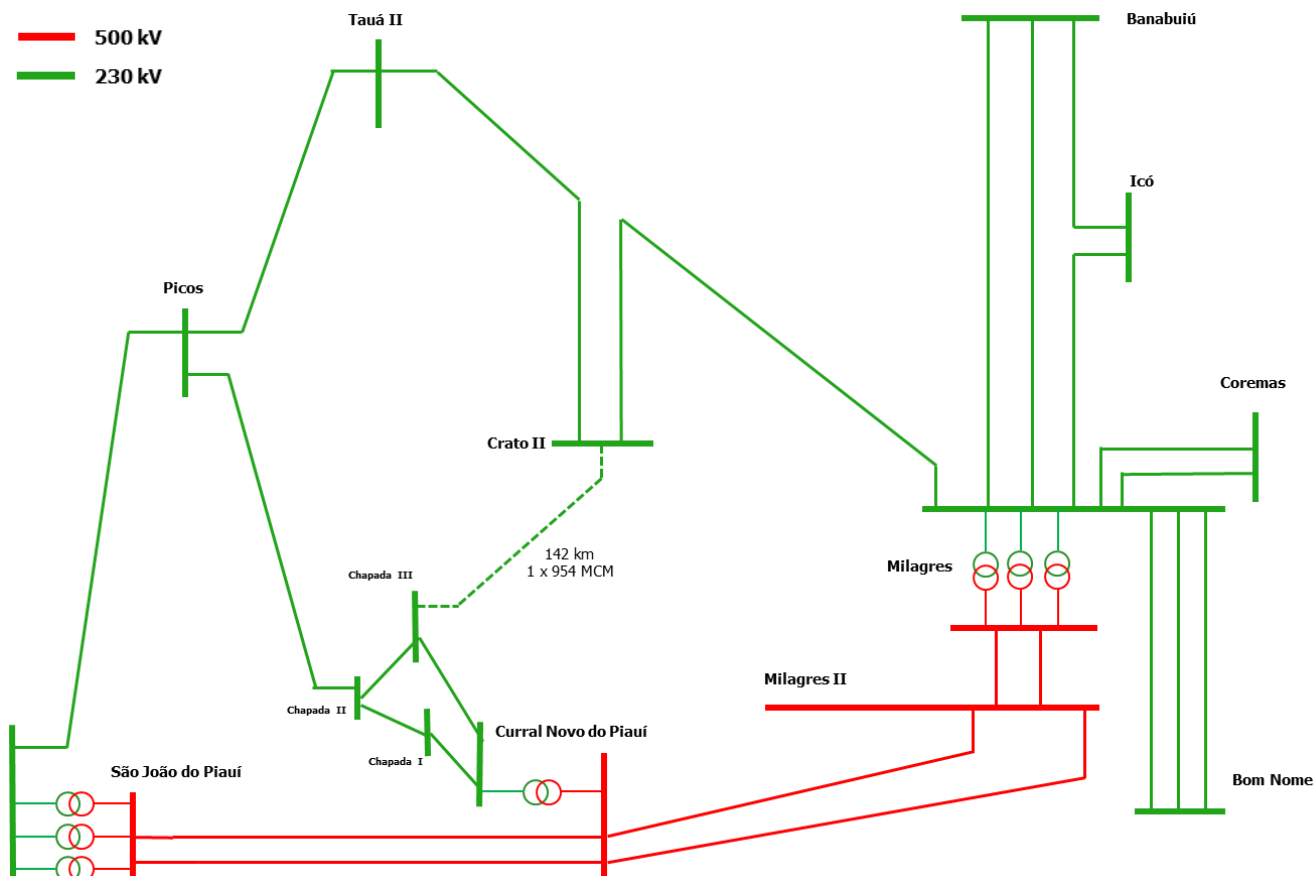


Figura 8-2 – Alternativa 1.3B – Diagrama esquemático

Tabela 8-3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2027	Crato II	230 kV	Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	1º
2028	Crato II	230 kV	Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2º
2032	Crato II	230 kV	Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	3º

Tabela 8-4 - Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de transmissão	Configuração	Extensão
2029	230 kV	LT Chapada III - Crato II	1 x 954 MCM	142 km

8.3 Alternativa 1.3C

A Alternativa 1.3C por sua vez propõe como obra de reforço para situações de emergência o seccionamento da LT 230 kV Milagres – Banabuiú C3 na SE Crato II. O ponto de seccionamento proposto localiza-se a 1,5 km da SE Milagres e a distância entre o ponto de seccionamento e a SE Crato II é de 56 km. A figura 8-3 mostra o diagrama esquemático da alternativa e as tabelas 8-5 e 8-6 mostram o cronograma de obras.

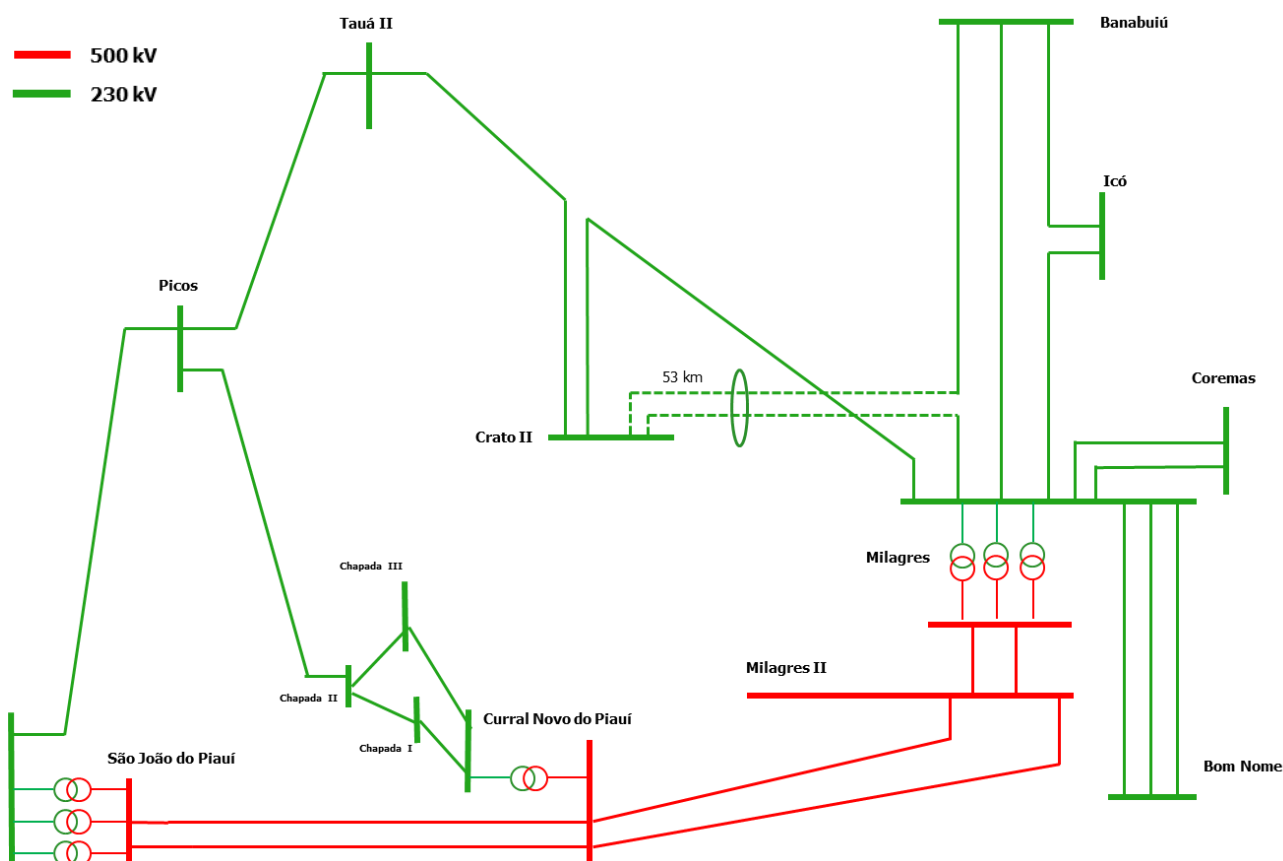


Figura 8-3 – Alternativa 1.3C - Diagrama esquemático

Tabela 8-5 - Principais obras em subestações de Rede Básica e Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Equipamento	Nº
2027	Crato II	230 kV	Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	1º
2028			Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2º

Tabela 8-6 – Principais obras em linhas de transmissão

Ano	Tensão	Linha de transmissão	Configuração	Extensão
2029	230 kV	Seccionamento em loop da LT Milagres - Banabuiú C3 na SE Crato II	954 MCM Rail + 4/0 AWG Beetle CD	2 x 56 km

Os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas, em regime normal e durante as principais contingências, para os anos 2024 a 2033, são apresentados no Anexo 15.5. Para estas simulações foram considerados o cenário mais crítico de carregamento das instalações envolvidas no estudo, Norte Úmido – Carga média.

9 ANÁLISE ECONÔMICA

Os custos utilizados na comparação econômica das alternativas são os que constam no documento "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017", Ref. [3]. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2024 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas é utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte 2033.

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas, foram estimados considerando as simulações nos patamares de carga leve, média e pesada, e cenários seco e úmido, conforme descrito no item 5.1. O custo considerado para as perdas elétricas foi de 193 R\$/MWh e taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2024. O detalhamento das perdas elétricas em cada um dos cenários e patamares é apresentado no Anexo 15.3.

A tabela 9-1 e o gráfico da figura 9-1 mostram a comparação econômica das alternativas

Tabela 9-1 - Comparação econômica

Comparação Econômica (R\$ x 1000)					
Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1.3A	83.937,55	5.441,22	89.378,77	115,9%	3º
Alternativa 1.3B	77.095,35	0,00	77.095,35	100,0%	1º
Alternativa 1.3C	73.047,72	7.361,12	80.408,84	104,3%	2º
Alternativa 2	149.930,77	67.521,83	217.452,60	282,1%	4º

Sob o ponto de vista técnico e econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 1.3B, que é a alternativa de mínimo custo global.

O plano de obras das alternativas e custos associados estão apresentados no Anexo 15.4.

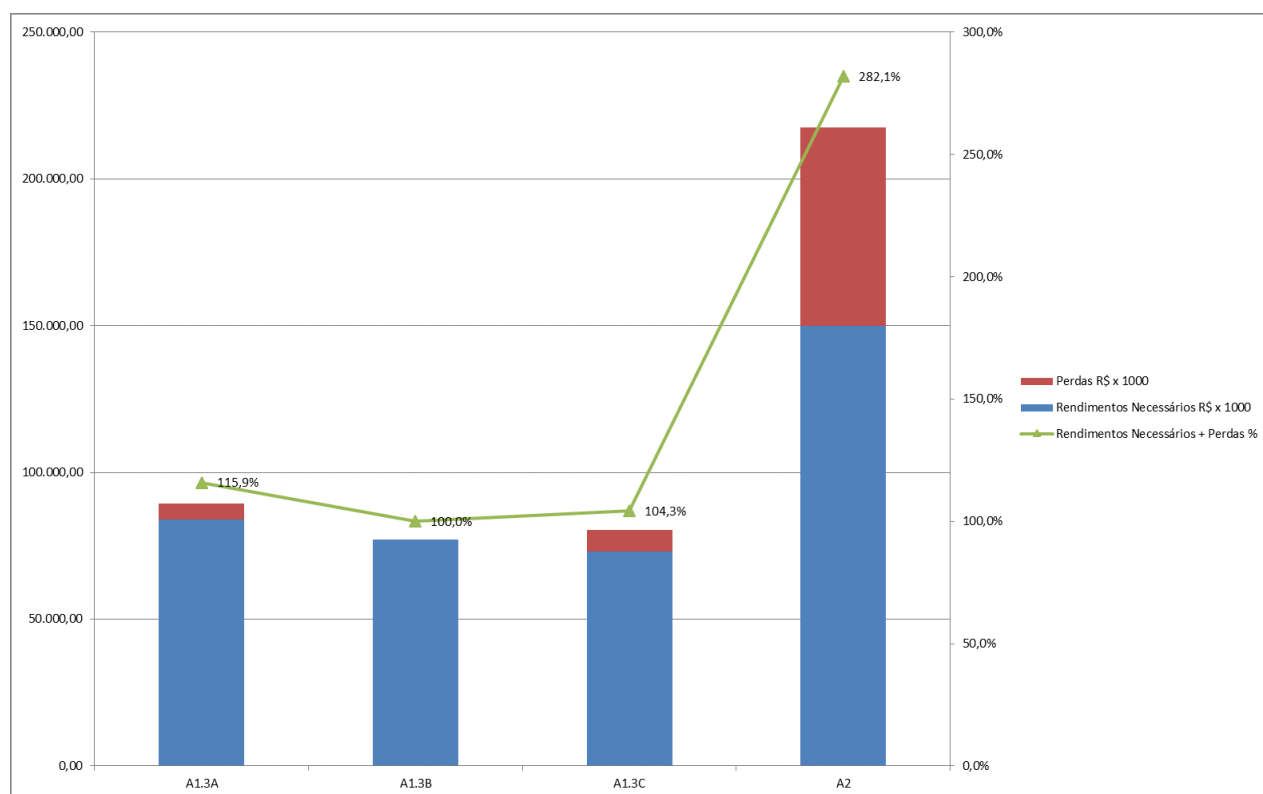


Figura 9-1 – Comparação econômica das alternativas

10 ANÁLISE DE ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO

Os estudos de energização e rejeição tem como objetivo verificar a possibilidade de ocorrência de valores proibitivos de tensões temporárias ou sustentadas, que venham a comprometer os equipamentos conectados ao sistema, em consequência das manobras programadas e/ou intempestivas dos circuitos da região onde a linha de transmissão será implantada.

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição de carga envolvendo as linhas que alimentam a nova SE Crato II. Para as análises de energização foi considerado o cenário Norte Úmido com patamar de carga leve, que consiste na situação mais crítica para as manobras. Já para as análises de rejeição foi utilizado o cenário Norte Úmido patamar de carga média, que é o que apresenta os maiores carregamentos nas linhas de transmissão em análise, caracterizando, portanto, o cenário mais crítico.

10.1 Energização da LT 230 kV Milagres – Crato II C1

A Figura 10-1 mostra a condição de pré-energização da LT 230 kV Milagres-Crato II C1.

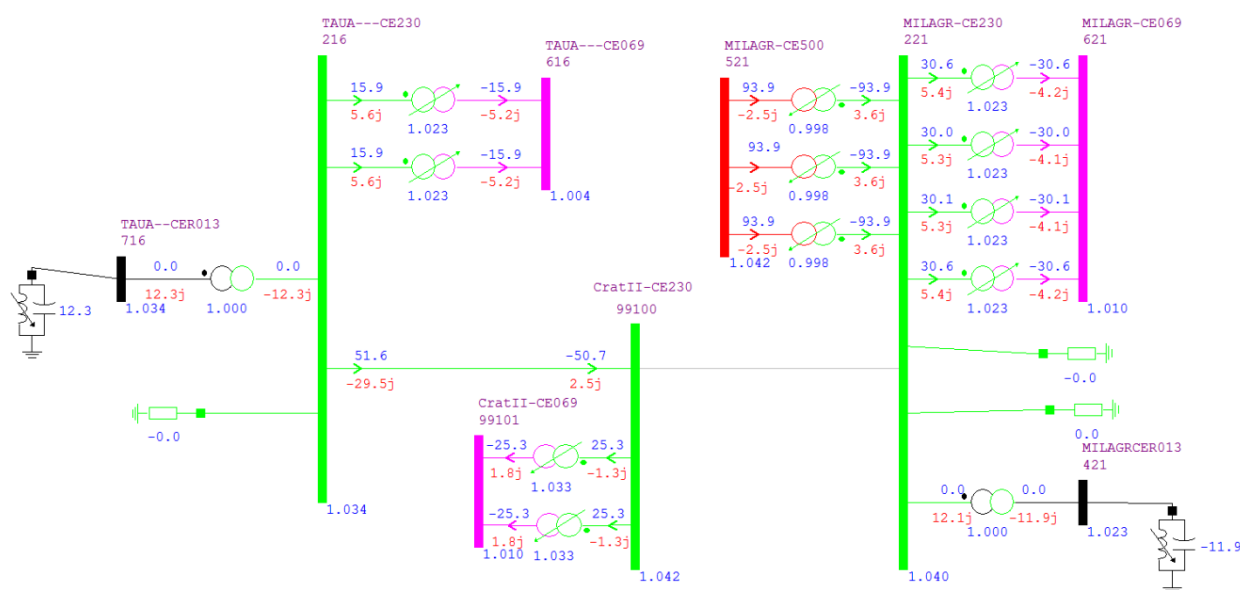


Figura 10-1 - Condição pré-energização da LT 230 kV Milagres-Crato II C1 – Ano 2024, carga leve

- Energização partindo da SE Milagres

A Figura 10-2 mostra a simulação da energização da LT 230 kV Milagres-Crato II partindo do terminal Milagres com tensão de 1,040 pu.

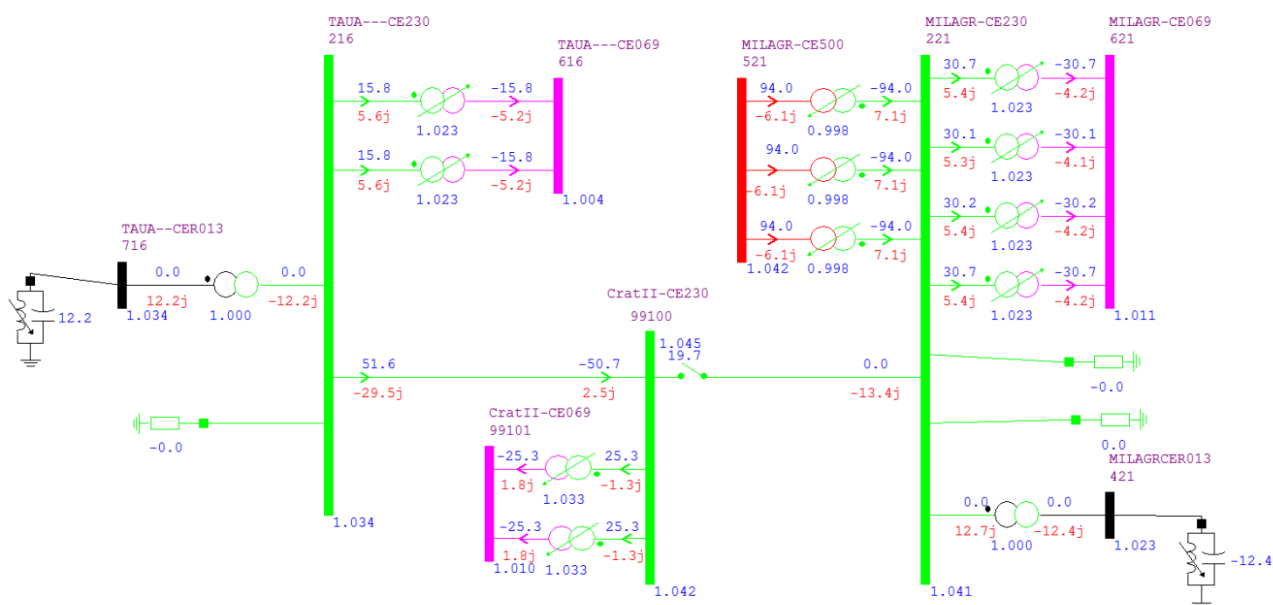


Figura 10-2 - Energização da LT 230 kV Milagres – Crato II C1 a partir de Milagres – Ano 2024, carga leve

- Energização partindo da SE Crato II

A Figura 10-3 mostra a simulação da energização da LT 230 kV Milagres - Crato II C1 partindo do terminal Crato II com tensão de 1,042 pu.

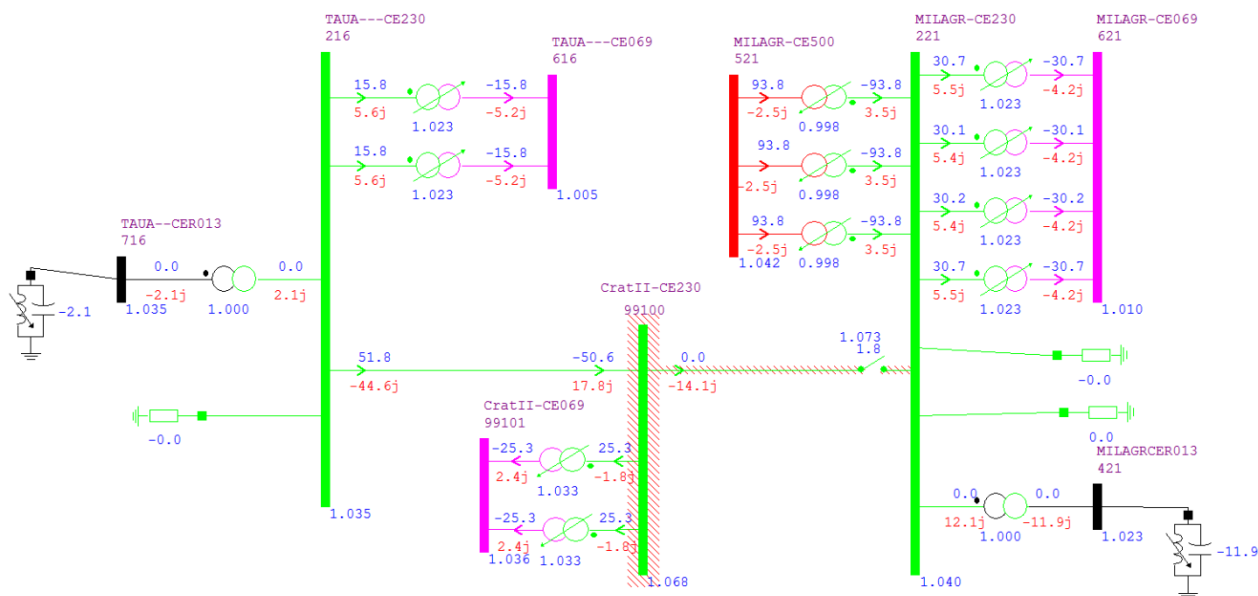


Figura 10-3 - Energização da LT 230 kV Milagres-Crato II C1 a partir de Crato II – Ano 2024, carga leve

A tabela 10-1 resume as tensões observadas nas simulações de energização da LT 230 kV Milagres - Crato II C1. Em conformidade com o Módulo 23.3 dos Procedimentos de Rede, não foram

observadas variações de tensão superiores a 0,05 pu, indicando, portanto, que a energização dessa linha pode ser feita tanto a partir do terminal Milagres quanto do terminal Crato II.

Tabela 10-1 - Resumo - Energização da LT 230 kV Milagres-Crato II

Sentido	Tensão (pu)	Milagres	Terminal aberto	Crato II
Milagres - Crato II	V.pré	1,040	-	1,042
	V.aberto	1,041	1,045	1,042
	V.pós	1,042	-	1,046
Crato II - Milagres	V.pré	1,040	-	1,042
	V.aberto	1,040	1,073	1,068
	V.pós	1,042	-	1,047

10.2 Energização da LT 230 kV Tauá II – Crato II C1

A Figura 10-4 mostra a condição de pré-energização da LT 230 kV Tauá - Crato II C1.

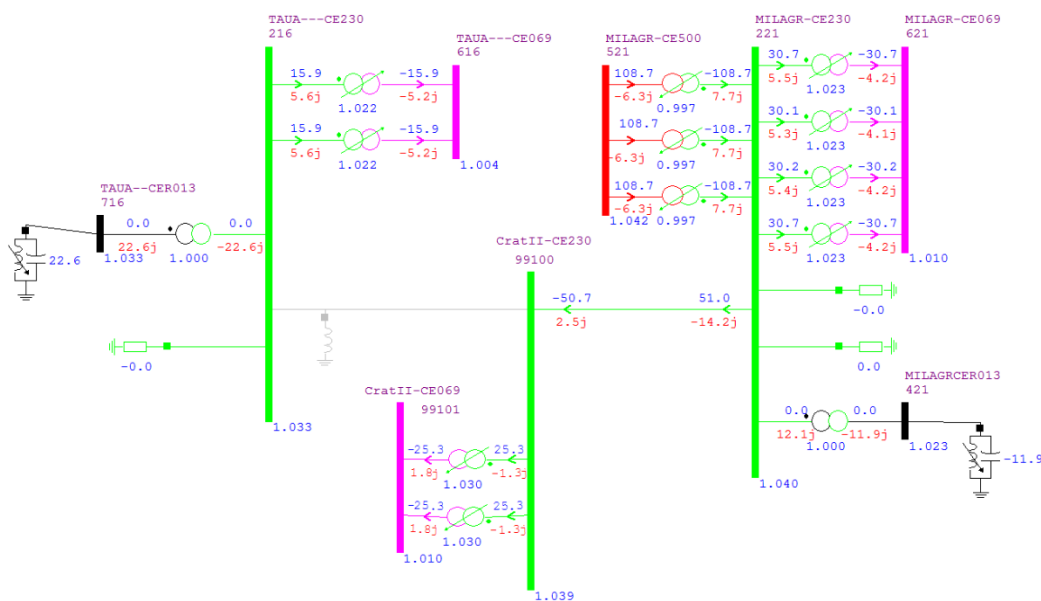


Figura 10-4 – Condição pré-energização da LT 230 kV Tauá II – Crato II C 1 – Ano 2024, carga leve

- Energização partindo da SE Tauá II

A Figura 10-5 mostra a simulação da energização da LT 230 kV Tauá II - Crato II C1 partindo do terminal Tauá II com tensão de 1,033 pu.

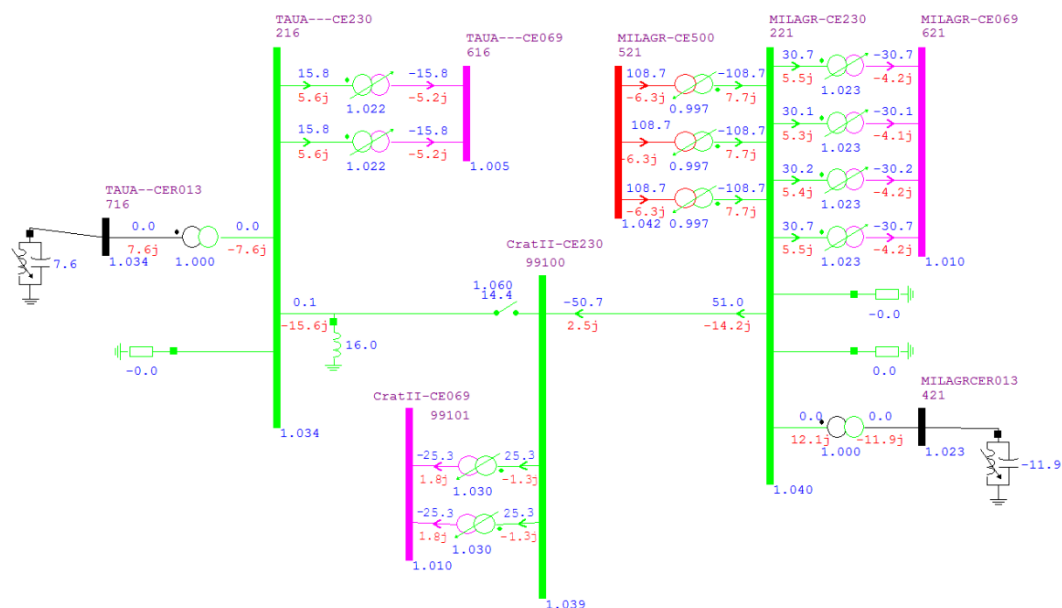


Figura 10-5 - Energização da LT 230 kV Tauá II - Crato II C1 a partir de Tauá II – Ano 2024, carga leve

- Energização partindo da SE Crato II

A Figura 10-6 mostra a simulação da energização da LT 230 kV Tauá II - Crato II C1 partindo do terminal Crato II com tensão de 1,039 pu.

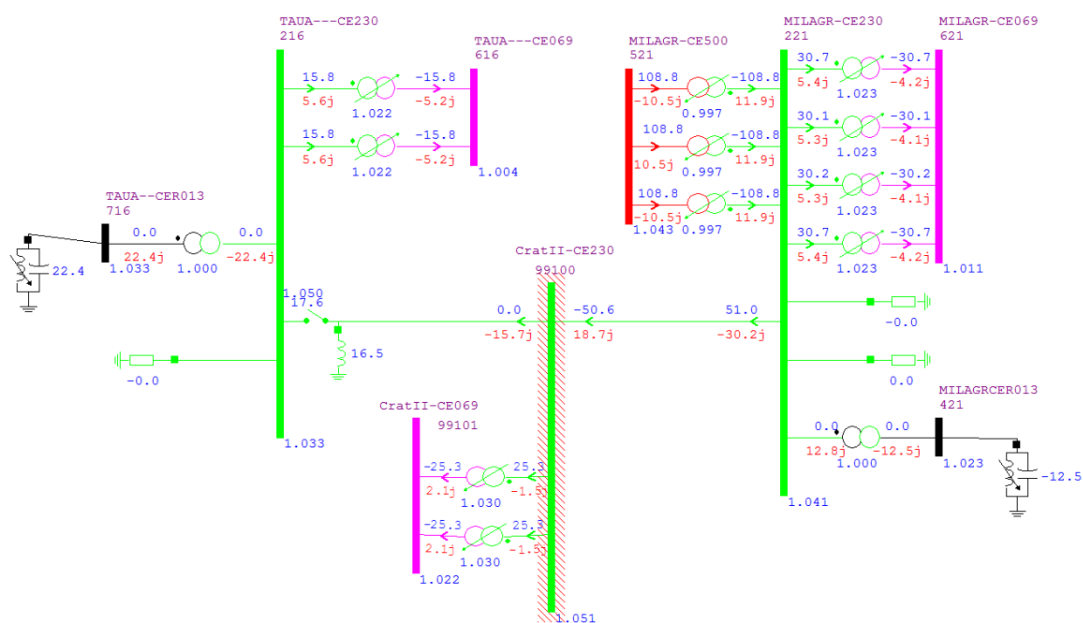


Figura 10-6 - Energização da LT 230 kV Tauá II - Crato II C1 a partir de Crato II – Ano 2024, carga leve

A tabela 10-1 resume as tensões observadas nas simulações de energização da LT 230 kV Tauá II - Crato II C1. Constata-se que a energização pelo terminal da SE Crato II provoca maiores sobretensões no terminal aberto da linha e na própria SE Crato II quando comparada com a energização realizada pela SE Tauá II, contudo sem impedir a sua execução. Em conformidade com o módulo 23.3 dos Procedimentos de Rede, não foram observadas variações de tensão superiores a 0,05 pu, indicando, portanto, que a energização dessa linha pode ser feita tanto a partir do terminal Tauá II quanto do terminal Crato II.

Tabela 10-2 - Resumo - Energização da LT 230 kV Tauá II - Crato II C1

Sentido	Tensão (pu)	Tauá II	Terminal aberto	Crato II
Tauá II - Crato II	V.pré	1,033	-	1,039
	V.aberto	1,034	1,060	1,039
	V.pós	1,034	-	1,046
Crato II – Tauá II	V.pré	1,033	-	1,039
	V.aberto	1,033	1,050	1,051
	V.pós	1,035	-	1,046

10.3 Energização da LT 230 kV Chapada III – Crato II C1

A Figura 10-7 mostra a condição de pré-energização da LT 230 kV Milagres - Crato II C1.

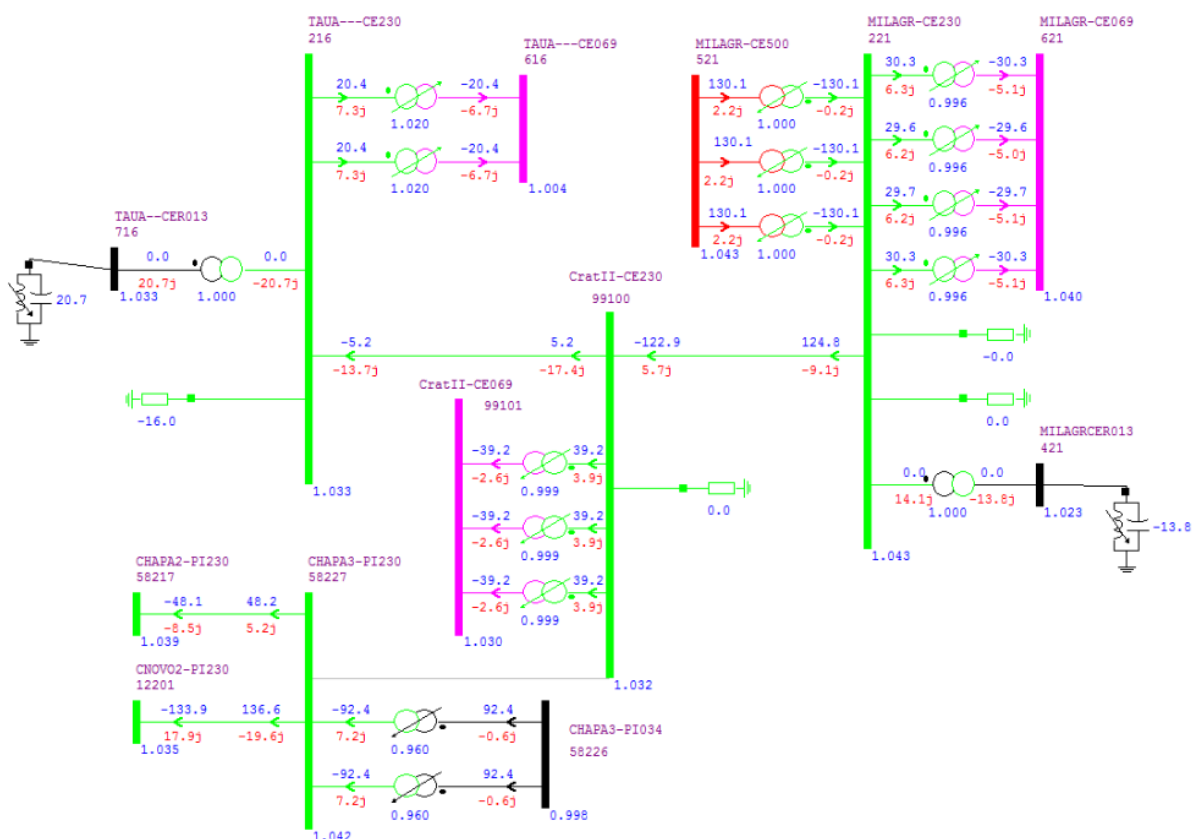


Figura 10-7 - Condição pré-energização da LT Chapada III – Crato II – Ano 2029, carga leve

- Energização partindo da SE Chapada III

A Figura 10-8 mostra a simulação da energização da LT 230 kV Chapada III - Crato II partindo do terminal Tauá II com tensão de 1,042 pu, conforme Figura 10-7.

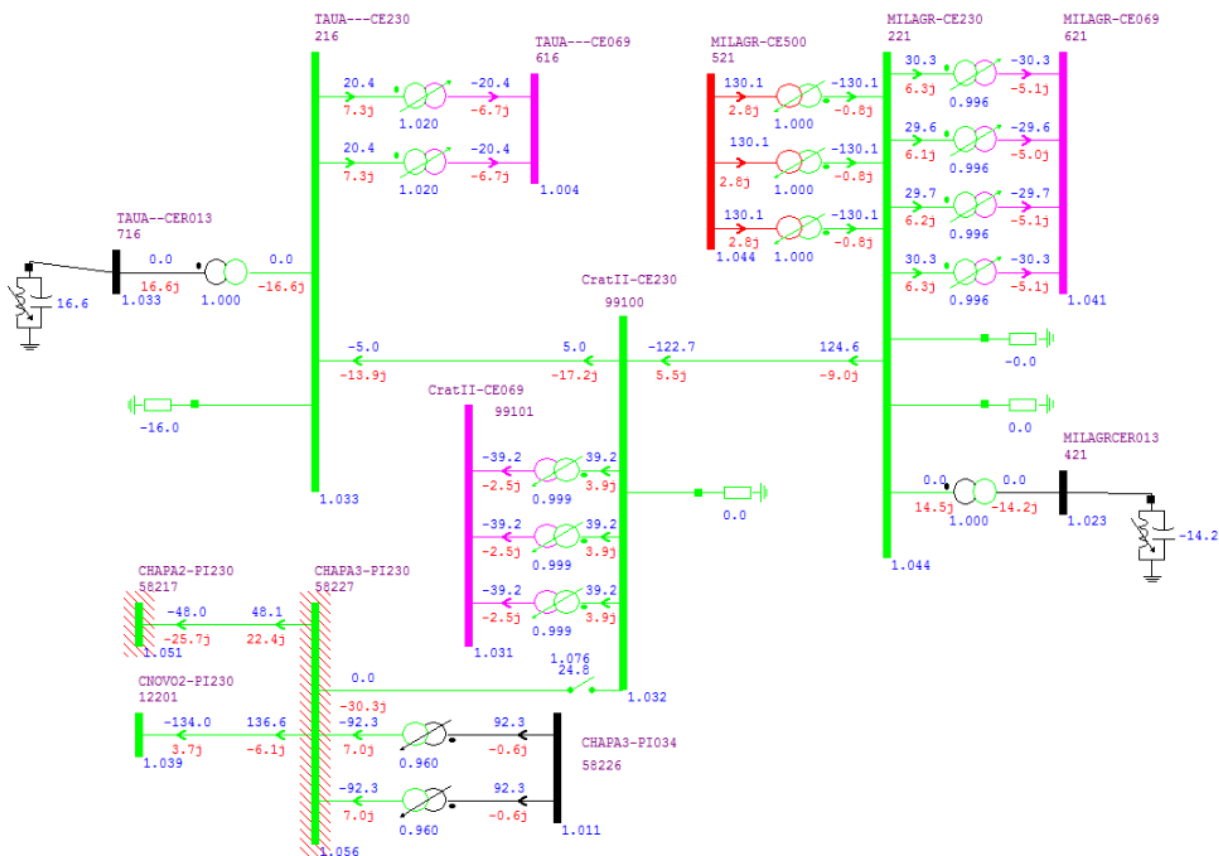


Figura 10-8 - Energização da LT Chapada III - Crato II a partir de Chapada III – Ano 2024, carga leve

- Energização partindo da SE Crato II

A Figura 10-9 mostra a simulação da energização da LT 230 kV Tauá II - Crato II partindo do terminal Crato II com tensão de 1,032 pu, conforme Figura 10-7

10.4 Energização dos Bancos de Capacitores Shunt 230 kV

A tabela 10-4 apresenta o resultado das simulações de energização dos bancos de capacitores em derivação recomendados para a SE Crato II. O patamar de carga considerada para simulação foi o de carga média. Os resultados são apresentados para os anos previstos para entrada em operação desses equipamentos, 2027 BC1 30 Mvar, 2028 BC2 30 Mvar, 2032 BC3 30 Mvar. Para os anos 2028 e 2032 a energização foi feita em etapas, visto que haverá mais de um banco de capacitores instalado. As tensões apresentadas na coluna 'pós-manobra' se referem às tensões em regime permanente após a energização dos bancos, e antes da comutação de taps de transformadores.

Tabela 10-4 - Energização dos bancos de capacitores shunt 230 kV

Ano	BC	Barra	Tensão (pu)		
			Pré-Manobra	Pós-Manobra	Variação
2027	1º (30 Mvar)	Crato II 230 kV	1,029	1,049	0,020
		Crato II 69 kV	1,030	1,051	0,021
		Milagres 230 kV	1,040	1,042	0,002
		Tauá II 230 kV	1,043	1,044	0,001
2028	1º (30 Mvar)	Crato II 230 kV	1,007	1,026	0,019
		Crato II 69 kV	1,025	1,047	0,022
		Milagres 230 kV	1,025	1,027	0,002
		Tauá II 230 kV	1,019	1,020	0,001
2028	2º (30 Mvar)	Crato II 230 kV	1,022	1,042	0,02
		Crato II 69 kV	1,025	1,047	0,022
		Milagres 230 kV	1,025	1,027	0,002
		Tauá II 230 kV	1,020	1,021	0,001
2032	1º (30 Mvar)	Crato II 230 kV	1,005	1,022	0,017
		Crato II 69 kV	1,020	1,041	0,021
		Milagres 230 kV	1,040	1,042	0,002
		Tauá II 230 kV	1,027	1,028	0,001
		Chapada III 230 kV	1,018	1,022	0,004
2032	2º (30 Mvar)	Crato II 230 kV	1,017	1,035	0,018
		Crato II 69 kV	1,020	1,041	0,021
		Milagres 230 kV	1,040	1,042	0,002
		Tauá II 230 kV	1,027	1,029	0,002
		Chapada III 230 kV	1,020	1,025	0,005
2032	3º (30 Mvar)	Crato II 230 kV	1,030	1,048	0,018
		Crato II 69 kV	1,020	1,041	0,021
		Milagres 230 kV	1,040	1,042	0,002
		Tauá II 230 kV	1,028	1,029	0,001
		Chapada III 230 kV	1,023	1,027	0,004

10.5 Rejeição de Carga

A análise de rejeição de carga tem o objetivo de verificar os reflexos da abertura intempestiva das linhas de transmissão previstas.

Desta forma, as análises de rejeição de carga visam verificar a existência de sobretensões acima da suportabilidade dos equipamentos associados quando de aberturas intempestivas em um dos terminais das linhas de transmissão em questão. A situação mais crítica é a abertura de apenas um destes terminais, devido a uma atuação da proteção ou falha humana.

A análise de rejeição de carga foi realizada para o patamar de carga média, cenário Norte Úmido, para o qual o fluxo nas linhas de transmissão de interesse é o mais elevado, configurando, portanto, a condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão. A Figura 10-10 mostra a condição operativa pré-rejeição para o ano 2033.

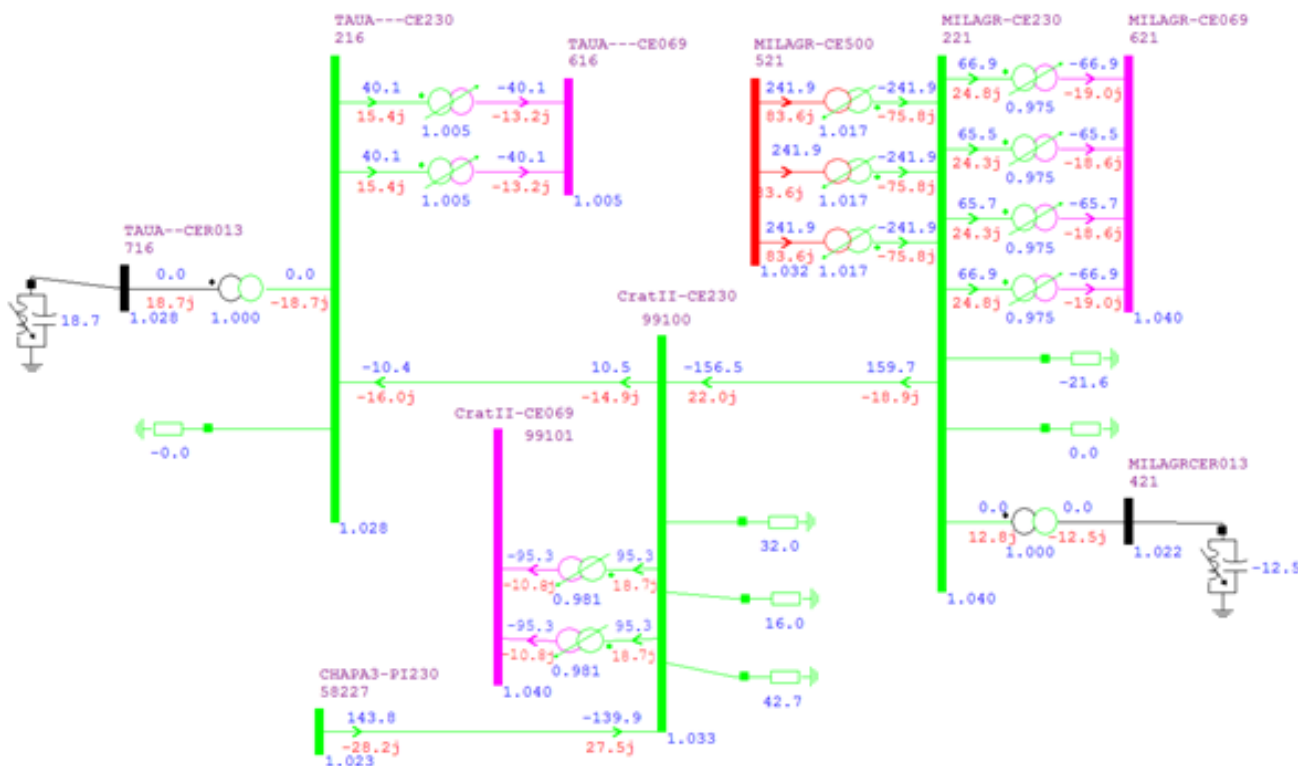


Figura 10-10 – Condição operativa pré-rejeição de carga – Ano 2033

A Figura 10-11 apresenta a rejeição da LT 230 kV Tauá II – Crato II C1 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Crato II. Não foram observadas sobretensões ou variações de tensão superiores a 0,05 pu.

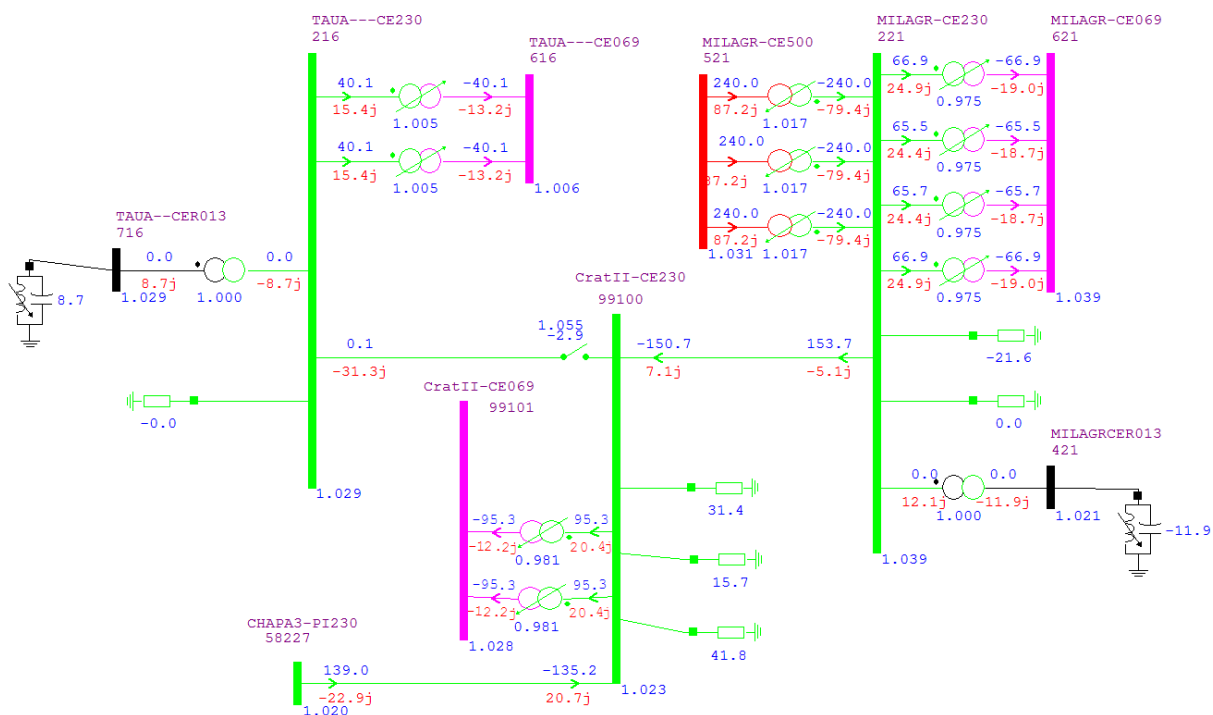


Figura 10-11 – Rejeição da LT 230 kV Tauá II – Crato II C1 através da abertura em Crato II

A Figura 10-12 apresenta a rejeição da LT 230 kV Tauá II – Crato II C1 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Tauá II. Observa-se ligeira sobretensão nas barras Crato 230 kV e Crato 69 kV, mas ainda dentro dos limites aceitáveis.

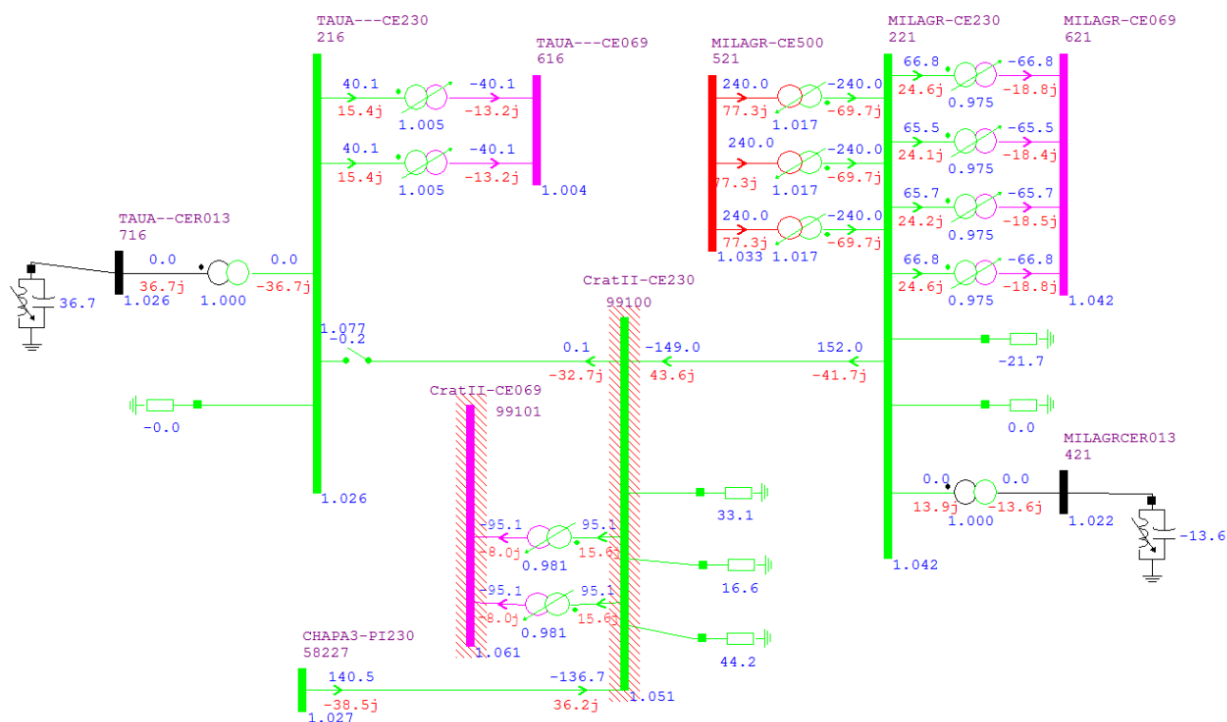


Figura 10-12 - Rejeição da LT 230 kV Tauá II – Crato II C1 através da abertura em Tauá II

A Figura 10-13 apresenta a rejeição da LT 230 kV Chapada III – Crato II C1 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Crato II. Não foram observadas sobretensões ou variações de tensão superiores a 0,05 pu.

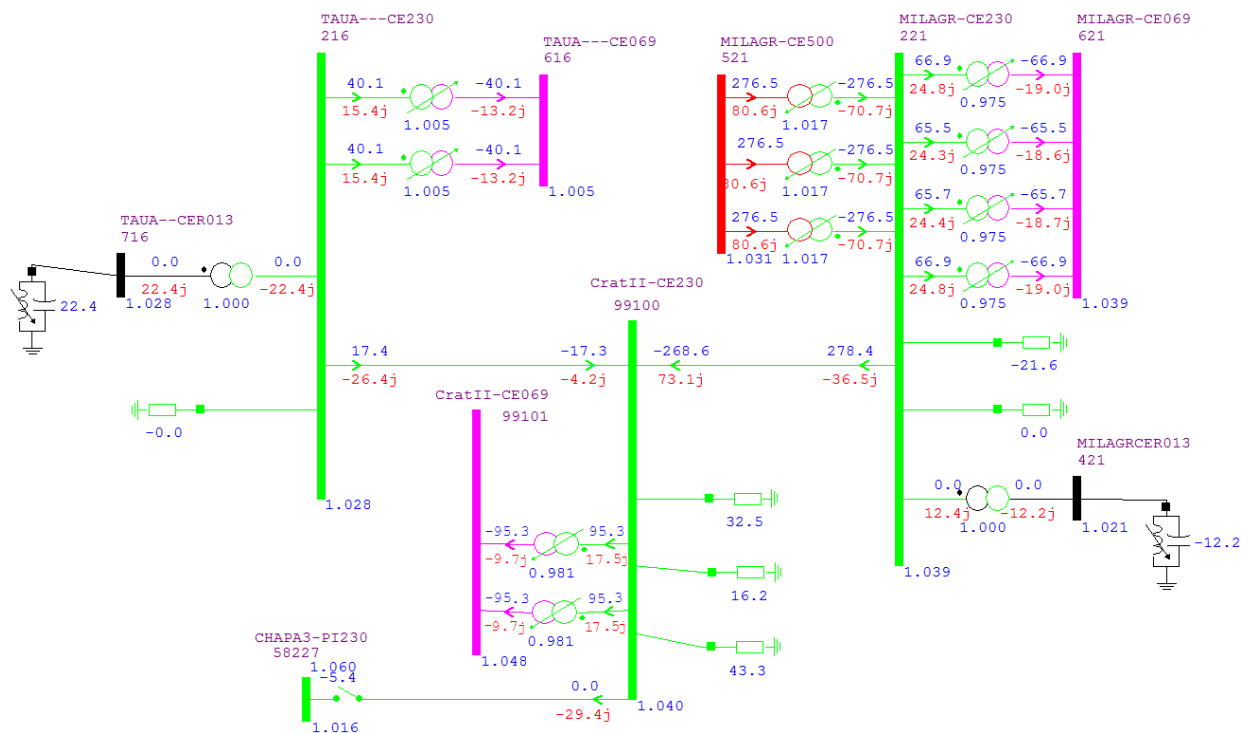


Figura 10-13 - Rejeição da LT 230 kV Chapada III - Crato II C1 através da abertura em Chapada III

A Figura 10-14 apresenta a rejeição da LT 230 kV Chapada III – Crato II C1 por meio de abertura intempestiva do lado da SE Crato II. Não foram observadas sobretensões ou variações de tensão superiores a 0,05 pu.

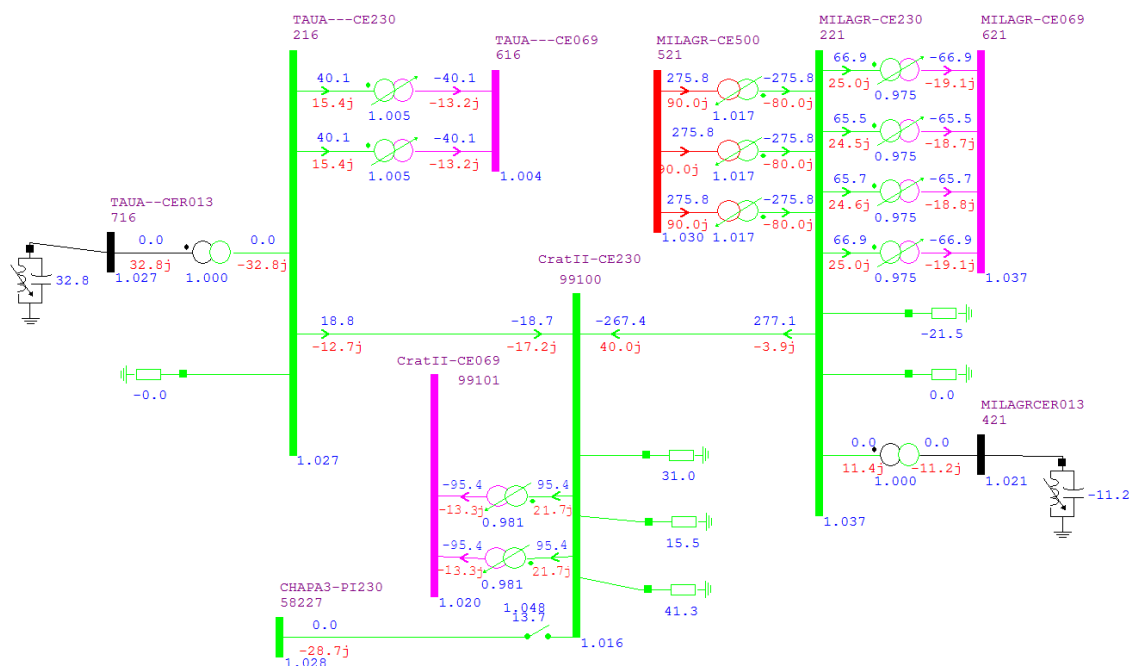


Figura 10-14 - Rejeição da LT 230 kV Chapada III - Crato II C1 através da abertura em Chapada III

11 ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto circuito foi efetuado para a alternativa vencedora (Alternativa 1.3B), considerando o sistema em regime subtransitário, com todas as máquinas sincronizadas, utilizando a base de dados referente ao PDE 2017-2025.

Os valores de corrente de curto-circuito trifásico e monofásico, além da relação X/R para as principais subestações de interesse do estudo são apresentadas na Tabela 11-1.

Tabela 11-1 – Correntes de curto-circuito

Barra	Tensão (kV)	Ano 2024 (sem obras)				Ano 2024 (com obras)				Ano 2033			
		3Ø (kA)	X/R	1Ø (kA)	X/R	3Ø (kA)	X/R	1Ø (kA)	X/R	3Ø (kA)	X/R	1Ø (kA)	X/R
Milagres	500	24.61	13.43	19.15	9.33	24.60	13.42	19.26	9.33	24.79	13.44	19.34	9.31
Milagres	230	33.66	14.96	31.12	11.62	33.63	14.95	31.34	11.56	34.25	14.68	31.71	11.40
Milagres	69	21.40	83.68	-	-	21.40	83.57	-	-	21.47	83.34	-	-
Tauá II	230	2.22	5.52	2.87	6.26	2.04	5.18	2.66	5.84	2.12	5.21	2.75	5.90
Tauá II	69	4.77	8.65	-	-	4.51	7.88	-	-	4.62	8.03	-	-
Chapada III	230	9.71	8.77	7.35	7.59	9.70	8.77	7.34	7.59	10.67	8.57	8.08	7.26
Crato II	230	-	-	-	-	3.83	5.40	4.48	6.42	5.21	5.89	6.17	6.95
Crato II	69	-	-	-	-	7.48	9.31	-	-	10.60	9.75	-	-
Juazeiro do Norte I	69	6.56	5.16	-	-	6.52	5.15	-	-	6.72	7.36	-	-
Juazeiro do Norte II	69	6.74	5.20	-	-	6.72	5.20	-	-	6.07	5.15	-	-
Brejo Santo	69	3.15	2.30	-	-	3.15	2.30	-	-	5.64	3.73	-	-
Maurity	69	2.95	2.28	-	-	2.95	2.28	-	-	2.96	2.27	-	-
Lavras da Mangabeira	69	1.01	2.56	-	-	1.01	2.56	-	-	1.39	3.86	-	-
Balanços I	69	1.99	3.60	-	-	1.99	3.60	-	-	3.51	3.38	-	-
Balanços II	69	1.82	2.68	-	-	1.82	2.68	-	-	3.51	3.38	-	-
Barbalha	69	4.69	3.87	-	-	4.68	3.87	-	-	4.47	3.97	-	-
IBACIP	69	4.37	3.64	-	-	4.36	3.64	-	-	4.18	3.73	-	-
Crato	69	5.04	4.80	-	-	5.62	8.25	-	-	8.75	8.80	-	-
Nova Olinda	69	1.00	1.08	-	-	1.98	6.76	-	-	2.15	6.65	-	-
Araripe	69			-	-	0.89	5.11	-	-	0.93	5.04	-	-
Campos Sales	69			-	-	0.60	2.12	-	-	0.61	2.08	-	-
Antonina do Norte	69			-	-	0.85	2.86	-	-	0.88	2.79	-	-

Destacam-se as correntes de curto-circuito encontradas para a barra Milagres 230 kV, assinaladas em amarelo, que são superiores ao disjuntor de menor capacidade de interrupção (23,5 kA) conectado a essa barra. Essa superação foi identificada no documento ONS 3/0099/2016 “Estudos De Curto-Circuito Período 2016-2018 - Volume 1” [5], que indicou a substituição de 5 disjuntores que se encontram nessa situação. Ressalta-se que essa superação não foi ocasionada pelas obras recomendadas, o problema é observado numa data anterior ao ano de inicial do estudo.

Destaca-se ainda o valor da relação X/R encontrada para a barra Milagres 69 kV, assinalados também em amarelo. O valor é superior a 45,24, que é o limite de alerta para possível superação de disjuntores pelo critério X/R .

12 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL PRELIMINAR

As avaliações socioambientais preliminares referentes às novas instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas neste estudo foram objeto da Nota Técnica DEA 013/18 “Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento às Cargas da SE Milagres - Relatório R1”, Ref.[6] a qual está incorporada ao final deste relatório.

13 REFERÊNCIAS

- [1]. “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - Abril/2005
- [2]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - Janeiro/2001
- [3]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – Junho/2017
- [4]. “Estudo de Suprimento a Região do Alto Médio Canindé (PI) e do Sertão do Araripe (PE)” - EPE-DEE-RE-188-2014-rev0, EPE - 2014
- [5]. “Estudos de Curto-Circuito período 2016-2018 – Volume 1”, ONS – agosto/2016.
- [6]. “Análise socioambiental do Estudo de Atendimento às Cargas da SE Milagres (Relatório R1)” – Nota Técnica DEA 013/18 – Abril/2018

14 EQUIPE TÉCNICA

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Igor Chaves – EPE/STE

Leandro Moda – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Tiago Campos Rizzotto – EPE/STE

Kátia Gisele Matosinho – EPE/SMA

Clayton Borges da Silva – EPE/SMA

Mariana Lucas Barroso – EPE/SMA

Agradecemos a colaboração dos técnicos para este estudo:

Aníbal Queiroz Braga - COELCE

Fernando Rodrigues Alves – CHESF

Gustavo H. S. Vieira de Melo - CHESF

15 ANEXOS

15.1 Parâmetros dos Equipamentos

- Linhas de transmissão

Tabela 15-1 – Características Elétricas das linhas de transmissão recomendadas

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Estrutura	Extensão (km)	Condutor		
				Número por fase	Nome	Bitola (MCM)
Seccionamento LT Milagres/Tauá II – Crato II C1	230	CD	34,0	1	Grosbeak	1x636
Seccionamento LT Milagres/Tauá II – Crato II C2	230	CD	34,0	1	Grosbeak	1x636
LT Chapada III – Crato II	230	CS	142,0	1	Rail	1x954

Tabela 15-2 - Parâmetros elétricos das linhas de transmissão recomendadas

Linha de transmissão	km	Parâmetros elétricos											
		Longitudinais e transversais por unidade de comprimento						Longitudinais e transversais equivalentes					
		Sequência positiva			Sequência zero			Sequência positiva			Sequência zero		
		R1 (Ω /km)	X1 (Ω /km)	C1 (nF/km)	R0 (Ω /km)	X0 (Ω /km)	C0 (nF/km)	R1 (%)	X1 (%)	B1 (Mvar)	R0 (%)	X0 (%)	B0 (Mvar)
Seccionamento LT 230 kV Milagres/Tauá II – Crato II C1	34	0,105385	0,483344	9,1187	0,466213	1,72357	6,0349	0,6769	3,1056	6,1840	2,9919	11,0700	4,0915
Seccionamento LT 230 kV Milagres/Tauá II – Crato II C2	34	0,105385	0,483344	9,1187	0,466213	1,72357	6,0349	0,6769	3,1056	6,1840	2,9919	11,0700	4,0915
LT 230 kV Chapada III – Crato II	142	0,0711205	0,492861	8,9730	0,454937	1,66269	6,3419	1,8878	13,1575	25,4811	11,8875	44,0820	18,0799
LT 230 kV Milagres – Crato II	76,1	0,105291	0,50321	8,7425	0,489108	1,67304	6,2292	1,5098	7,2279	13,2784	6,9829	23,9844	9,4668
LT 230 kV Tauá II – Crato II	211,9	0,105291	0,50321	8,7425	0,489108	1,67304	6,2292	4,1135	19,9185	37,1749	18,4553	65,2282	26,7036

- Capacidade de Corrente:

Tabela 15-3 – Carregamentos máximos e capacidade das linhas de transmissão recomendadas

Linha de transmissão	Condutor (MCM)	Nível de Tensão (kV)	Máximo carregamento verificado em condição normal (A)	Contingência mais crítica	Máximo carregamento verificado em emergência (A)	Capacidade da LT em regime normal de operação/emergência (A)
LT Milagres – Crato II	1x636	230	386,5	Chapada III – Crato II	675,3	730/730
LT Tauá II – Crato II	1x636	230	79,4	Picos – Tauá II	238,3	730/730
LT Chapada III – Crato II	1x954	230	406,7	Milagres – Crato II	688,2	784/980

- Transformadores

Tabela 15-4 - Parâmetros dos novos transformadores

Subestação	Transformação	Unidade	Capacidade [MVA]	X (%) na base de 100 MVA	Ligação	Δ TAP
Crato II	230/69 kV	TR1	150/180	9,33	Y-Δ	1,1/0,9
	230/69 kV	TR2	150/180	9,33	Y-Δ	1,1/0,9
	230/69 kV	TR3	150/180	9,33	Y-Δ	1,1/0,9

- Capacitores em derivação

Subestação	Unidade	Capacitor shunt recomendado [Mvar]
Crato II	BC1	1 x 30
	BC2	1 x 30
	BC3	1 x 30

15.2 Novas Subestações

A Figura 15-1 mostra o diagrama esquemático da SE Crato II, contemplando as obras recomendadas e expansões futuras.

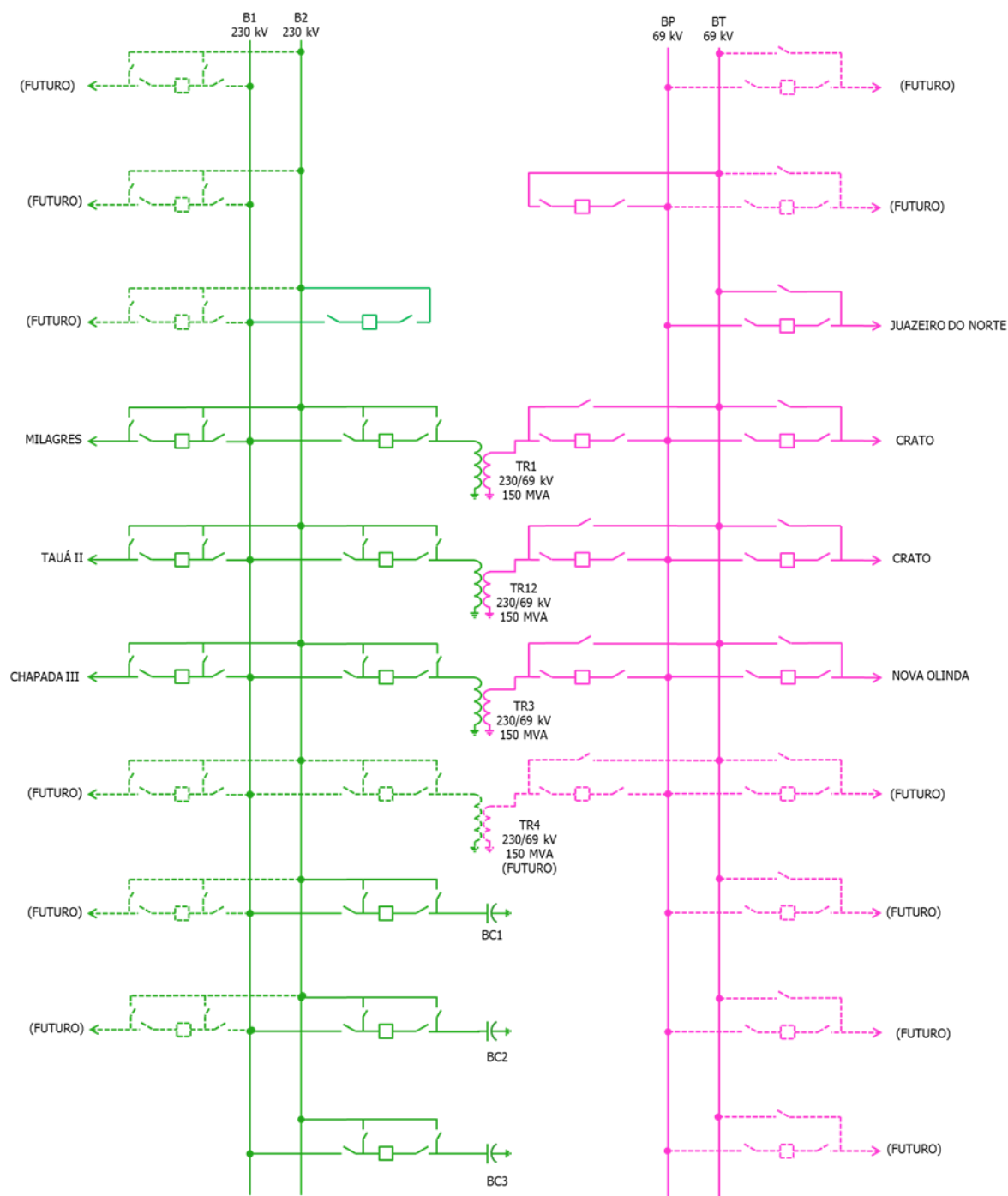


Figura 15-1 - Diagrama unifilar da SE Crato II

15.3 Perdas elétricas das Alternativas

A seguir é apresentado o diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, discretizadas por ano, para cada um dos cenários e patamares de carga analisados.

Tabela 15-5 – Diferencial de perdas Elétricas [MW]

Ano	SECO												ÚMIDO											
	LEVE				MÉDIO				PESADO				LEVE				MÉDIO				PESADO			
	A1.3A	A1.3B	A1.3C	A2	A1.3A	A1.3B	A1.3C	A2	A1.3A	A1.3B	A1.3C	A2	A1.3A	A1.3B	A1.3C	A2	A1.3A	A1.3B	A1.3C	A2	A1.3A	A1.3B	A1.3C	A2
2024	0,00	0,00	0,00	0,79	0,00	0,00	0,00	2,27	0,00	0,00	0,00	2,44	0,00	0,00	0,00	0,63	0,00	0,00	0,00	2,05	0,00	0,00	0,00	2,94
2025	0,00	0,00	0,00	0,85	0,00	0,00	0,00	2,47	0,00	0,00	0,00	2,39	0,00	0,00	0,00	0,71	0,00	0,00	0,00	3,10	0,00	0,00	0,00	3,10
2026	0,00	0,00	0,00	0,94	0,00	0,00	0,00	3,83	0,00	0,00	0,00	2,83	0,00	0,00	0,00	0,85	0,00	0,00	0,00	3,85	0,00	0,00	0,00	3,53
2027	0,00	0,00	0,00	1,36	0,00	0,00	0,00	4,57	0,00	0,00	0,00	3,94	0,00	0,00	0,00	1,29	0,00	0,00	0,00	5,05	0,00	0,00	0,00	4,72
2028	0,00	0,00	0,00	1,54	0,00	0,00	0,00	5,23	0,00	0,00	0,00	4,42	0,00	0,00	0,00	1,50	0,00	0,00	0,00	5,76	0,00	0,00	0,00	5,34
2029	2,52	0,00	2,66	5,40	2,05	0,00	2,87	11,95	2,81	0,00	2,97	10,40	0,62	0,00	1,06	3,34	-0,25	0,00	0,19	9,25	0,10	0,00	0,87	8,68
2030	2,54	0,00	2,66	5,77	1,99	0,00	2,75	13,63	2,78	0,00	2,92	11,18	0,60	0,00	1,03	3,73	-0,34	0,00	0,01	10,88	-0,16	0,00	0,69	9,48
2031	2,56	0,00	2,69	5,97	1,74	0,00	2,68	14,11	2,72	0,00	2,89	11,75	0,57	0,00	1,02	3,89	-0,62	0,00	-0,16	11,27	-0,34	0,00	0,59	9,94
2032	2,59	0,00	2,71	6,50	2,22	0,00	2,35	15,20	2,65	0,00	2,75	13,40	0,49	0,00	0,92	4,40	-0,93	0,00	-0,67	12,30	-0,43	0,00	0,40	11,90
2033	2,51	0,00	2,61	7,10	2,23	0,00	2,19	16,70	2,47	0,00	2,74	14,90	0,42	0,00	0,84	5,00	-0,89	0,00	-0,86	14,30	-0,66	0,00	0,16	13,70

15.4 Plano de Obras e Estimativa de Custos

Tabela 15-6 – Plano de obras e estimativa de custos – Alternativa 1.3A

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						254.897,55	203.108,29	22.641,90	83.937,55
SECC LT 230 kV MILAGRES - TAUÁ II, C1, NA SE CRATO II (Nova)						36.421,75	36.421,75	3.235,25	20.210,25
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 34 km		2024	34,0	1,0	701,23	23.841,82	23.841,82	2.117,81	13.229,71
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	4961,69	9.923,38	9.923,38	881,47	5.506,43
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	757,79	757,79	757,79	67,31	420,49
MIG-A		2024	1,0	1,0	1898,76	1.898,76	1.898,76	168,66	1.053,61
SE 230 kV CRATO II (Nova)						74.883,23	66.275,04	6.651,69	31.994,29
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2024	2,0	1,0	10403,34	20.806,68	20.806,68	1.848,20	11.545,52
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	3504,27	7.008,54	7.008,54	622,55	3.889,00
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2024	2,0	1,0	1428,50	2.857,00	2.857,00	253,78	1.585,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0			0,00	0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3007,43	3.007,43	3.007,43	267,14	1.668,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,0			0,00	0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2024	1,0	1,0	949,76	949,76	949,76	84,36	527,02
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	1136,68	1.136,68	1.136,68	100,97	630,74
MIM - 69 kV		2024	1,0	1,0	298,59	298,59	298,59	26,52	165,69
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2027	1,0	1,0	3217,37	3.217,37	2.554,05	285,79	1.048,79
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	3953,04	3.953,04	3.138,05	351,14	1.288,60
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	378,89	378,89	300,78	33,66	123,51
2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	3217,37	3.217,37	2.364,86	285,79	838,73
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	3953,04	3.953,04	2.905,60	351,14	1.030,51
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	378,89	378,89	278,50	33,66	98,77
3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	10403,34	10.403,34	7.080,34	924,10	2.083,09
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	3504,27	3.504,27	2.384,95	311,28	701,67
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	1428,50	1.428,50	972,21	126,89	286,03
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	378,89	378,89	257,87	33,66	75,87
MIM - 69 kV		2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84	19,93
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	7905,42	7.905,42	7.905,42	702,22	4.386,68
SECC LT 69 kV CRATO - NOVA OLINDA, C1, NA SE CRATO II (Nova)						4.374,07	4.374,07	388,54	2.427,15
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 0,25 km		2024	0,25	1,1	695,36	173,84	173,84	15,44	96,46
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2024	2,0	1,0	1661,52	3.323,04	3.323,04	295,18	1.843,94
MIM - 69 kV		2024	1,0	1,0	199,06	199,06	199,06	17,68	110,46
MIG-A		2024	1,0	1,0	678,13	678,13	678,13	60,24	376,29
LT 69 kV MILAGRES - BREJO SANTO, C2 (Nova)						11.370,15	9.025,99	1.009,98	3.706,42
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 22 km		2027	22,0	1,0	333,98	7.347,56	5.832,73	652,66	2.395,14
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	MILAGRES	2027	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.248,46	139,70	512,67
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	BREJO SANTO	2027	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.248,46	139,70	512,67
MIM - 69 kV	MILAGRES	2027	1,0	1,0	99,53	99,53	79,01	8,84	32,44
MIM - 69 kV	BREJO SANTO	2027	1,0	1,0	99,53	99,53	79,01	8,84	32,44
MIG-A	MILAGRES	2027	1,0	1,0	678,13	678,13	538,32	60,24	221,06
LT 69 kV CRATO II - CRATO, C2 (Nova)						5.717,84	3.891,47	507,90	1.144,90
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (GROSBEAK), 3,7 km		2029	3,7	1,1	434,17	1.606,43	1.093,31	142,69	321,66
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CRATO II	2029	1,0	1,0	1661,52	1.661,52	1.130,80	147,59	332,69
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	CRATO	2029	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.070,35	139,70	314,91
MIM - 69 kV	CRATO II	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84	19,93
MIM - 69 kV	CRATO	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84	19,93
MIG-A	CRATO II	2029	1,0	1,0	678,13	678,13	461,52	60,24	135,78
LT 69 kV CRATO II - JUAZEIRO DO NORTE, C1 (Nova)						9.041,00	6.153,16	803,09	1.810,31
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 12,3 km		2029	12,3	1,1	400,78	4.929,59	3.355,00	437,88	987,07
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CRATO II	2029	1,0	1,0	1661,52	1.661,52	1.130,80	147,59	332,69
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	JUAZEIRO DO NORTE	2029	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.070,35	139,70	314,91
MIM - 69 kV	CRATO II	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84	19,93
MIM - 69 kV	JUAZEIRO DO NORTE	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84	19,93
MIG-A	CRATO II	2029	1,0	1,0	678,13	678,13	461,52	60,24	135,78
SE 500/230 kV MILAGRES II (Ampliação/Adequação)						75.033,51	51.066,55	6.665,03	15.024,17
1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ		2029	4,0	1,0	13641,54	54.566,16	37.136,81	4.846,97	10.925,94
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1,0	1,0	9249,64	9.249,64	6.295,15	821,62	1.852,08
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	3504,27	3.504,27	2.384,95	311,28	701,67
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	3007,43	3.007,43	2.046,81	267,14	602,19
MIG-A		2029	1,0	1,0	3948,22	3.948,22	2.687,09	350,71	790,56
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	757,79	757,79	515,74	67,31	151,73
LT 230 kV MILAGRES II - CRATO II, C1 (Nova)						38.056,00	25.900,27	3.380,42	7.620,06
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 56 km		2029	56,0	1,0	454,93	25.476,08	17.338,59	2.262,97	5.101,15
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	MILAGRES II	2029	1,0	1,0	4961,69	4.961,69	3.376,84	440,73	993,49
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	CRATO II	2029	1,0	1,0	4961,69	4.961,69	3.376,84	440,73	993,49
MIG-A	MILAGRES II	2029	1,0	1,0	1898,76	1.898,76	1.292,26	168,66	380,19
MIM - 230 kV	MILAGRES II	2029	1,0	1,0	378,89	378,89	257,87	33,66	75,87
MIM - 230 kV	CRATO II	2029	1,0	1,0	378,89	378,89	257,87	33,66	75,87

Tabela 15-7 - Plano de obras e estimativa de custos - Alternativa 1.3B

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
						Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						226.560,04	182.770,24	20.124,75	77.095,35
SECC LT 230 kV MILAGRES - TAUÁ II, C1, NA SE CRATO II (Nova)						36.421,75	36.421,75	3.235,25	20.210,25
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 34 km		2024	34,0	1,0	701,23	23.841,82	23.841,82	2.117,81	13.229,71
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	4961,69	9.923,38	9.923,38	881,47	5.506,43
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	757,79	757,79	757,79	67,31	420,49
MIG-A		2024	1,0	1,0	1898,76	1.898,76	1.898,76	168,66	1.053,61
SE 230 kV CRATO II (Nova)						82.455,25	70.376,41	7.324,29	32.342,36
1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2024	2,0	1,0	10403,34	20.806,68	20.806,68	1.848,20	11.545,52
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	3504,27	7.008,54	7.008,54	622,55	3.889,00
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2024	2,0	1,0	1428,50	2.857,00	2.857,00	253,78	1.585,34
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0			0,00	0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3007,43	3.007,43	3.007,43	267,14	1.668,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,0			0,00	0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2024	1,0	1,0	949,76	949,76	949,76	84,36	527,02
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	1136,68	1.136,68	1.136,68	100,97	620,74
MIM - 69 kV		2024	1,0	1,0	298,59	298,59	298,59	26,52	165,69
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2027	1,0	1,0	3217,37	3.217,37	2.554,05	285,79	1.048,79
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	3953,04	3.953,04	3.138,05	351,14	1.288,60
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	378,89	378,89	300,78	33,66	123,51
2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	3217,37	3.217,37	2.364,86	285,79	838,73
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	3953,04	3.953,04	2.905,60	351,14	1.030,51
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	378,89	378,89	278,50	33,66	98,77
3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	10403,34	10.403,34	7.080,34	924,10	2.083,09
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	3504,27	3.504,27	2.384,95	311,28	701,67
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	1428,50	1.428,50	972,21	126,89	286,03
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	378,89	378,89	257,87	33,66	75,87
MIM - 69 kV		2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84	19,93
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	7928,14	7.928,14	7.928,14	704,24	4.399,29
3º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2032	1,0	1,0	3217,37	3.217,37	1.738,24	285,79	142,97
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2032	1,0	1,0	3953,04	3.953,04	2.135,70	351,14	175,66
MIM - 230 kV		2032	1,0	1,0	378,89	378,89	204,70	33,66	16,84
SECC LT 69 kV CRATO - NOVA OLINDA, C1, NA SE CRATO II (Nova)						4.374,07	4.374,07	388,54	2.427,15
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 0,25 km		2024	0,25	1,1	695,36	173,84	173,84	15,44	96,46
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2024	2,0	1,0	1661,52	3.323,04	3.323,04	295,18	1.843,94
MIM - 69 kV		2024	1,0	1,0	199,06	199,06	199,06	17,68	110,46
MIG-A		2024	1,0	1,0	678,13	678,13	678,13	60,24	376,29
LT 69 kV MILAGRES - BREJO SANTO, C2 (Nova)						11.370,15	9.025,99	1.009,98	3.706,42
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 22 km		2027	22,0	1,0	333,98	7.347,56	5.832,73	652,66	2.395,14
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	MILAGRES	2027	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.248,46	139,70	512,67
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	BREJO SANTO	2027	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.248,46	139,70	512,67
MIM - 69 kV	MILAGRES	2027	1,0	1,0	99,53	99,53	79,01	8,84	32,44
MIM - 69 kV	BREJO SANTO	2027	1,0	1,0	99,53	99,53	79,01	8,84	32,44
MIG-A	MILAGRES	2027	1,0	1,0	678,13	678,13	538,32	60,24	221,06
LT 69 kV CRATO II - CRATO, C2 (Nova)						5.717,84	3.891,47	507,90	1.144,90
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (GROSBEAK), 3,7 km		2029	3,7	1,1	434,17	1.606,43	1.093,31	142,69	321,66
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CRATO II	2029	1,0	1,0	1661,52	1.661,52	1.130,80	147,59	332,69
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	CRATO	2029	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.070,35	139,70	314,91
MIM - 69 kV	CRATO II	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84	19,93
MIM - 69 kV	CRATO	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84	19,93
MIG-A	CRATO II	2029	1,0	1,0	678,13	678,13	461,52	60,24	135,78
LT 69 kV CRATO II - JUAZEIRO DO NORTE, C1 (Nova)						9.041,00	6.153,16	803,09	1.810,31
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 12,3 km		2029	12,3	1,1	400,78	4.929,59	3.355,00	437,88	987,07
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CRATO II	2029	1,0	1,0	1661,52	1.661,52	1.130,80	147,59	332,69
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	JUAZEIRO DO NORTE	2029	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.070,35	139,70	314,91
MIM - 69 kV	CRATO II	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84	19,93
MIM - 69 kV	JUAZEIRO DO NORTE	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84	19,93
MIG-A	CRATO II	2029	1,0	1,0	678,13	678,13	461,52	60,24	135,78
LT 230 kV CHAPADA III - CRATO II, C1 (Nova)						77.179,98	52.527,40	6.855,70	15.453,97
Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 142 km		2029	142,0	1,0	454,93	64.600,06	43.965,72	5.738,26	12.935,05
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	CHAPADA III	2029	1,0	1,0	4961,69	4.961,69	3.376,84	440,73	993,49
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	CRATO II	2029	1,0	1,0	4961,69	4.961,69	3.376,84	440,73	993,49
MIM - 230 kV	CHAPADA III	2029	1,0	1,0	378,89	378,89	257,87	33,66	75,87
MIM - 230 kV	CRATO II	2029	1,0	1,0	378,89	378,89	257,87	33,66	75,87
MIG-A	CHAPADA III	2029	1,0	1,0	1898,76	1.898,76	1.292,26	168,66	380,19

Tabela 15-8 – Plano de obras e estimativa de custos – Alternativa 1.3C

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual
						200.511,75	166.094,23	17.810,94
								73.047,72
SECC LT 230 kV MILAGRES - TAUÁ II, C1, NA SE CRATO II (Nova)						36.421,75	36.421,75	3.235,25
								20.210,25
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 34 km		2024	34,0	1,0	701,23	23.841,82	23.841,82	2.117,81
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	4961,69	9.923,38	9.923,38	881,47
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	757,79	757,79	757,79	67,31
MIG-A		2024	1,0	1,0	1898,76	1.898,76	1.898,76	168,66
								1.053,61
SE 230 kV CRATO II (Nova)						74.883,23	66.275,04	6.651,69
								31.994,29
1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2024	2,0	1,0	10403,34	20.806,68	20.806,68	1.848,20
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	3504,27	7.008,54	7.008,54	622,55
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2024	2,0	1,0	1428,50	2.857,00	2.857,00	253,78
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0			0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3007,43	3.007,43	3.007,43	267,14
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,0			0,00	0,00	0,00
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2024	1,0	1,0	949,76	949,76	949,76	84,36
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	1136,68	1.136,68	1.136,68	100,97
MIM - 69 kV		2024	1,0	1,0	298,59	298,59	298,59	26,52
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2027	1,0	1,0	3217,37	3.217,37	2.654,05	285,79
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	3953,04	3.953,04	3.138,05	351,14
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	378,89	378,89	300,78	33,66
2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	3217,37	3.217,37	2.364,86	285,79
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2028	1,0	1,0	3953,04	3.953,04	2.905,60	351,14
MIM - 230 kV		2028	1,0	1,0	378,89	378,89	278,50	33,66
3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	10403,34	10.403,34	7.080,34	924,10
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1,0	1,0	3504,27	3.504,27	2.384,95	311,28
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	1428,50	1.428,50	972,21	126,89
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	378,89	378,89	257,87	33,66
MIM - 69 kV		2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	7905,42	7.905,42	7.905,42	702,22
								4.386,68
SECC LT 69 kV CRATO - NOVA OLINDA, C1, NA SE CRATO II (Nova)						4.374,07	4.374,07	388,54
								2.427,15
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 0,25 km		2024	0,25	1,1	695,36	173,84	173,84	15,44
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT		2024	2,0	1,0	1661,52	3.323,04	3.323,04	295,18
MIM - 69 kV		2024	1,0	1,0	199,06	199,06	199,06	17,68
MIG-A		2024	1,0	1,0	678,13	678,13	678,13	60,24
								376,29
LT 69 kV MILAGRES - BREJO SANTO, C2 (Nova)						11.370,15	9.025,99	1.009,98
								3.706,42
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 22 km		2027	22,0	1,0	333,98	7.347,56	5.832,73	652,66
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	MILAGRES	2027	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.248,46	139,70
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	BREJO SANTO	2027	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.248,46	139,70
MIM - 69 kV	MILAGRES	2027	1,0	1,0	99,53	99,53	79,01	8,84
MIM - 69 kV	BREJO SANTO	2027	1,0	1,0	99,53	99,53	79,01	8,84
MIG-A	MILAGRES	2027	1,0	1,0	678,13	678,13	538,32	60,24
								221,06
LT 69 kV CRATO II - CRATO, C2 (Nova)						5.717,84	3.891,47	507,90
								1.144,90
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (GROSBEAK), 3,7 km		2029	3,7	1,1	434,17	1.606,43	1.093,31	142,69
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CRATO II	2029	1,0	1,0	1661,52	1.661,52	1.130,80	147,59
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	CRATO	2029	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.070,35	139,70
MIM - 69 kV	CRATO II	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84
MIM - 69 kV	CRATO	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84
MIG-A	CRATO II	2029	1,0	1,0	678,13	678,13	461,52	60,24
								135,78
LT 69 kV CRATO II - JUAZEIRO DO NORTE, C1 (Nova)						9.041,00	6.153,16	803,09
								1.810,31
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 12,3 km		2029	12,3	1,1	400,78	4.929,59	3.355,00	437,88
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CRATO II	2029	1,0	1,0	1661,52	1.661,52	1.130,80	147,59
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	JUAZEIRO DO NORTE	2029	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.070,35	139,70
MIM - 69 kV	CRATO II	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84
MIM - 69 kV	JUAZEIRO DO NORTE	2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84
MIG-A	CRATO II	2029	1,0	1,0	678,13	678,13	461,52	60,24
								135,78
SECC LT 230 kV MILAGRES - BANABUIÚ, C3, NA SE CRATO II (Nova)						58.703,71	39.952,76	5.214,50
								11.754,41
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 53 km		2029	53,0	0,9	870,26	46.123,78	31.391,07	4.097,06
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		2029	2,0	1,0	4961,69	9.923,38	6.753,69	881,47
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	757,79	757,79	515,74	67,31
MIG-A		2029	1,0	1,0	1898,76	1.898,76	1.292,26	168,66
								380,19

Tabela 15-9 – Plano de obras e estimativa de custos – Alternativa 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						284.720,14	277.462,00	25.290,96	149.930,77
SE 500/230/69 kV MILAGRES II (Ampliação/Adequação)						178.261,95	175.001,50	15.834,55	95.296,45
1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ		2024	7,0	1,0	13641,54	95.490,78	95.490,78	8.482,20	52.987,36
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2024	2,0	1,0	9249,64	18.499,28	18.499,28	1.643,24	10.265,16
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	3504,27	7.008,54	7.008,54	622,55	3.889,00
1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ		2024	2,0	1,0	10403,34	20.806,68	20.806,68	1.848,20	11.545,52
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	3504,27	7.008,54	7.008,54	622,55	3.889,00
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2024	2,0	1,0	1428,50	2.857,00	2.857,00	253,78	1.585,34
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2024	1,0	1,0	3007,43	3.007,43	3.007,43	267,14	1.668,81
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2024	1,0	1,0	949,76	949,76	949,76	84,36	527,02
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			4,0			0,00	0,00	0,00	0,00
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	1894,47	1.894,47	1.894,47	168,28	1.051,23
MIM - 69 kV		2024	1,0	1,0	298,59	298,59	298,59	26,52	165,69
MIG-A		2024	1,0	1,0	4626,35	4.626,35	4.626,35	410,95	2.567,14
3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ		2027	1,0	1,0	10403,34	10.403,34	8.258,51	924,10	3.391,26
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2027	1,0	1,0	3504,27	3.504,27	2.781,80	311,28	1.142,32
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2027	1,0	1,0	1428,50	1.428,50	1.133,99	126,89	465,66
MIM - 230 kV		2027	1,0	1,0	378,89	378,89	300,78	33,66	123,51
MIM - 69 kV		2027	1,0	1,0	99,53	99,53	79,01	8,84	32,44
LT 69 kV MILAGRES II - BARBALHA, C1, C2 (CD) e C3 (CS) (Nova)						58.765,82	58.765,82	5.220,02	32.608,86
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 55 km		2024	55,0	1,1	534,89	29.418,95	29.418,95	2.613,21	16.324,43
Circuito Simples 69 kV, 1 x 954 MCM (GROSBEAK), 55 km		2024	55,0	1,1	333,98	18.368,90	18.368,90	1.631,66	10.192,81
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Milagres II	2024	3,0	1,0	1661,52	4.984,56	4.984,56	442,77	2.765,91
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	Barbalha	2024	3,0	1,0	1572,70	4.718,10	4.718,10	419,10	2.618,05
MIM - 69 kV	Milagres II	2024	1,0	1,0	298,59	298,59	298,59	26,52	165,69
MIM - 69 kV	Barbalha	2024	1,0	1,0	298,59	298,59	298,59	26,52	165,69
MIG-A	Milagres II	2024	1,0	1,0	678,13	678,13	678,13	60,24	376,29
LT 69 kV BARBALHA - CRATO, C1 e C2 (CD) (Nova)						16.316,97	16.316,97	1.449,39	9.054,21
Circuito Duplo 69 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 15 km		2024	15,0	1,1	641,87	9.628,05	9.628,05	855,23	5.342,56
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	Barbalha	2024	2,0	1,0	1572,70	3.145,40	3.145,40	279,40	1.745,37
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	Crato	2024	2,0	1,0	1572,70	3.145,40	3.145,40	279,40	1.745,37
MIM - 69 kV	Barbalha	2024	1,0	1,0	199,06	199,06	199,06	17,68	110,46
MIM - 69 kV	Crato	2024	1,0	1,0	199,06	199,06	199,06	17,68	110,46
LT 69 kV MILAGRES II - BREJO SANTO, C1 (Nova)						11.458,97	11.458,97	1.017,87	6.358,53
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 22 km		2024	22,0	1,0	333,98	7.347,56	7.347,56	652,66	4.077,12
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Milagres II	2024	1,0	1,0	1661,52	1.661,52	1.661,52	147,59	921,97
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BS	Brejo Santo	2024	1,0	1,0	1572,70	1.572,70	1.572,70	139,70	872,68
MIM - 69 kV	Milagres II	2024	1,0	1,0	99,53	99,53	99,53	8,84	55,23
MIM - 69 kV	Brejo Santo	2024	1,0	1,0	99,53	99,53	99,53	8,84	55,23
MIG-A	Milagres II	2024	1,0	1,0	678,13	678,13	678,13	60,24	376,29
SE 69 kV BARBALHA (Ampliação/Adequação)						3.598,37	3.598,37	319,63	1.996,72
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ		2024	1,0	1,0	1849,67	1.849,67	1.849,67	164,30	1.026,37
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2024	1,0	1,0	1649,17	1.649,17	1.649,17	146,49	915,12
MIM - 69 kV		2024	1,0	1,0	99,53	99,53	99,53	8,84	55,23
SE 69 kV CAMPOS SALES (Ampliação/Adequação)						1.861,51	1.861,51	165,35	1.032,94
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2024	1,0	1,0	112,81	112,81	112,81	10,02	62,60
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2024	1,0	1,0	1649,17	1.649,17	1.649,17	146,49	915,12
MIM - 69 kV		2024	1,0	1,0	99,53	99,53	99,53	8,84	55,23
SE 69 kV CRATO (Ampliação/Adequação)						7.776,19	5.634,33	690,74	1.936,77
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	1208,64	1.208,64	1.036,21	107,36	479,22
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2026	1,0	1,0	1649,17	1.649,17	1.413,90	146,49	653,88
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	99,53	99,53	85,33	8,84	39,46
2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ		2029	1,0	1,0	1208,64	1.208,64	822,58	107,36	242,01
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2029	1,0	1,0	1649,17	1.649,17	1.122,40	146,49	330,22
MIM - 69 kV		2029	1,0	1,0	99,53	99,53	67,74	8,84	19,93
3º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2031	1,0	1,0	112,81	112,81	65,82	10,02	10,43
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2031	1,0	1,0	1649,17	1.649,17	962,27	146,49	152,43
MIM - 69 kV		2031	1,0	1,0	99,53	99,53	58,07	8,84	9,20
SE 69 kV ANTONINA DO NORTE (Ampliação/Adequação)						1.861,51	1.477,73	165,35	606,81
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2027	1,0	1,0	112,81	112,81	89,55	10,02	36,77
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2027	1,0	1,0	1649,17	1.649,17	1.309,16	146,49	537,59
MIM - 69 kV		2027	1,0	1,0	99,53	99,53	79,01	8,84	32,44
SE 69 kV NOVA OLINDA (Ampliação/Adequação)						4.818,85	3.346,80	428,05	1.039,48
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ		2028	1,0	1,0	1208,64	1.208,64	888,39	107,36	315,08
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	1649,17	1.649,17	1.212,19	146,49	429,92
MIM - 69 kV		2028	1,0	1,0	99,53	99,53	73,16	8,84	25,95
2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2030	1,0	1,0	112,81	112,81	71,09	10,02	16,27
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS		2030	1,0	1,0	1649,17	1.649,17	1.039,26	146,49	237,90
MIM - 69 kV		2030	1,0	1,0	99,53	99,53	62,72	8,84	14,36

15.5 Resultado das Simulações

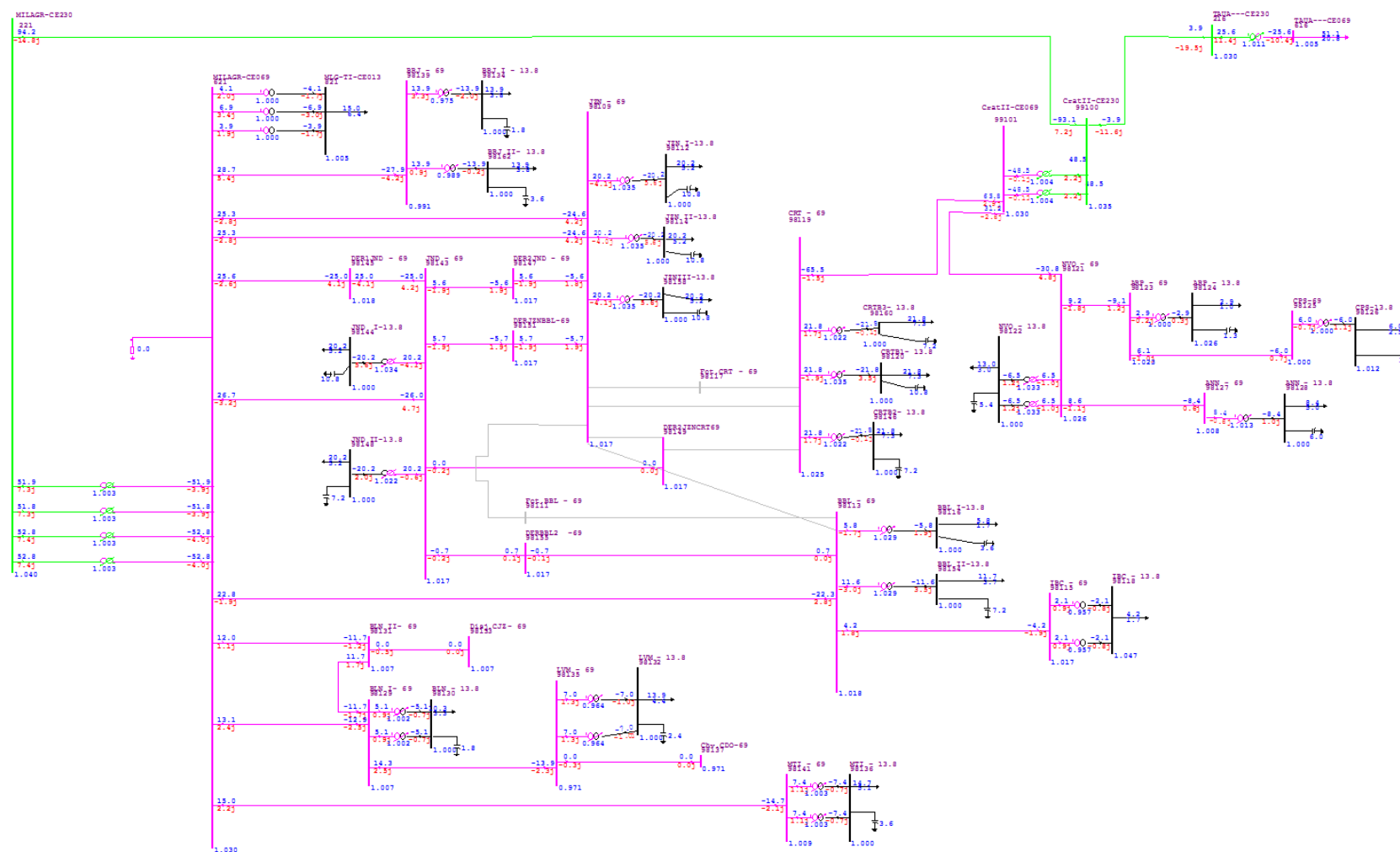


Figura 15-2 - Alternativa 1.3B - Ano 2024, carga média – Diagrama da rede de distribuição

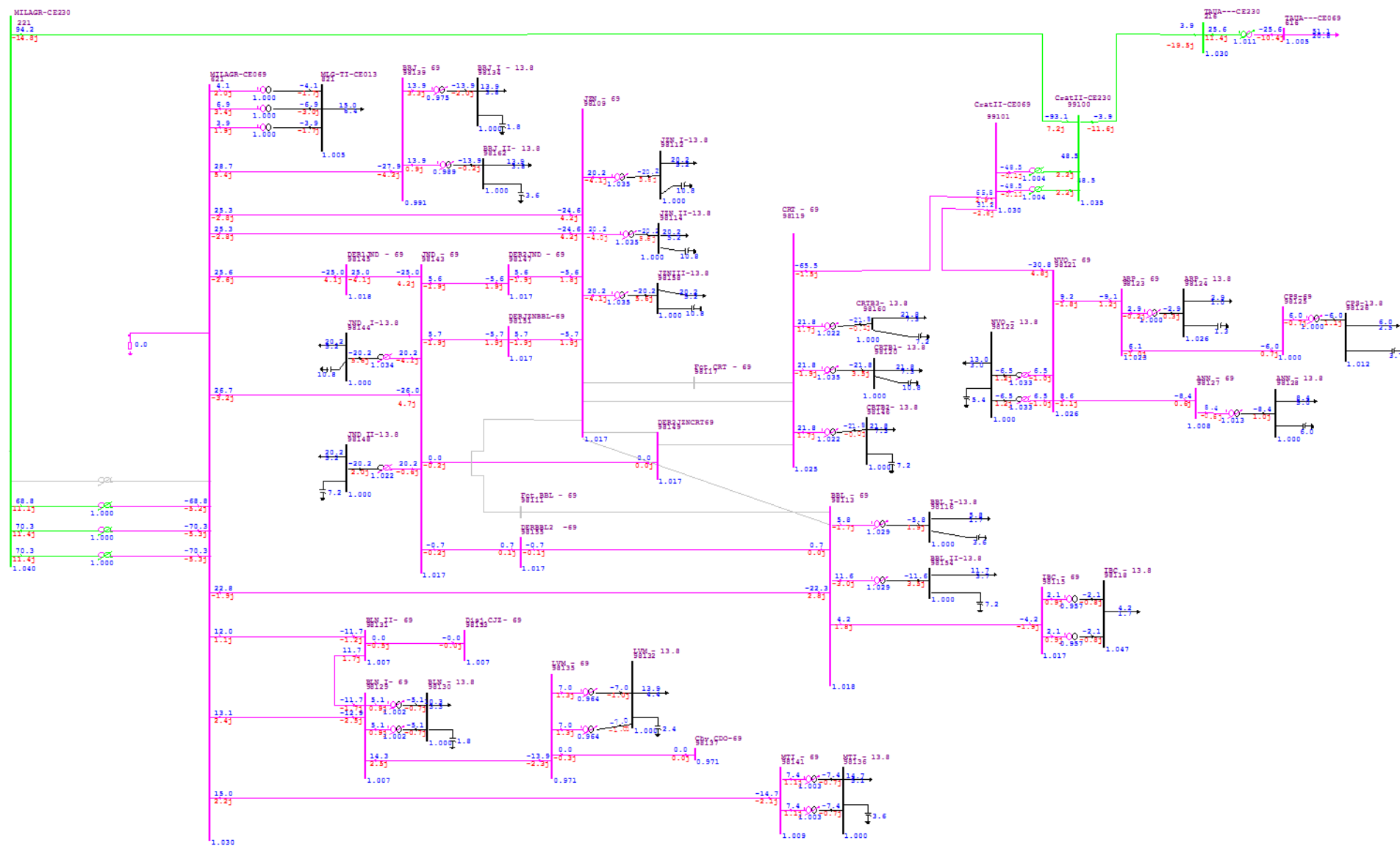


Figura 15-3 - Alternativa 1.3B - Ano 2024, carga média - Contingência de 1 TR 230/69 kV na SE Milagres

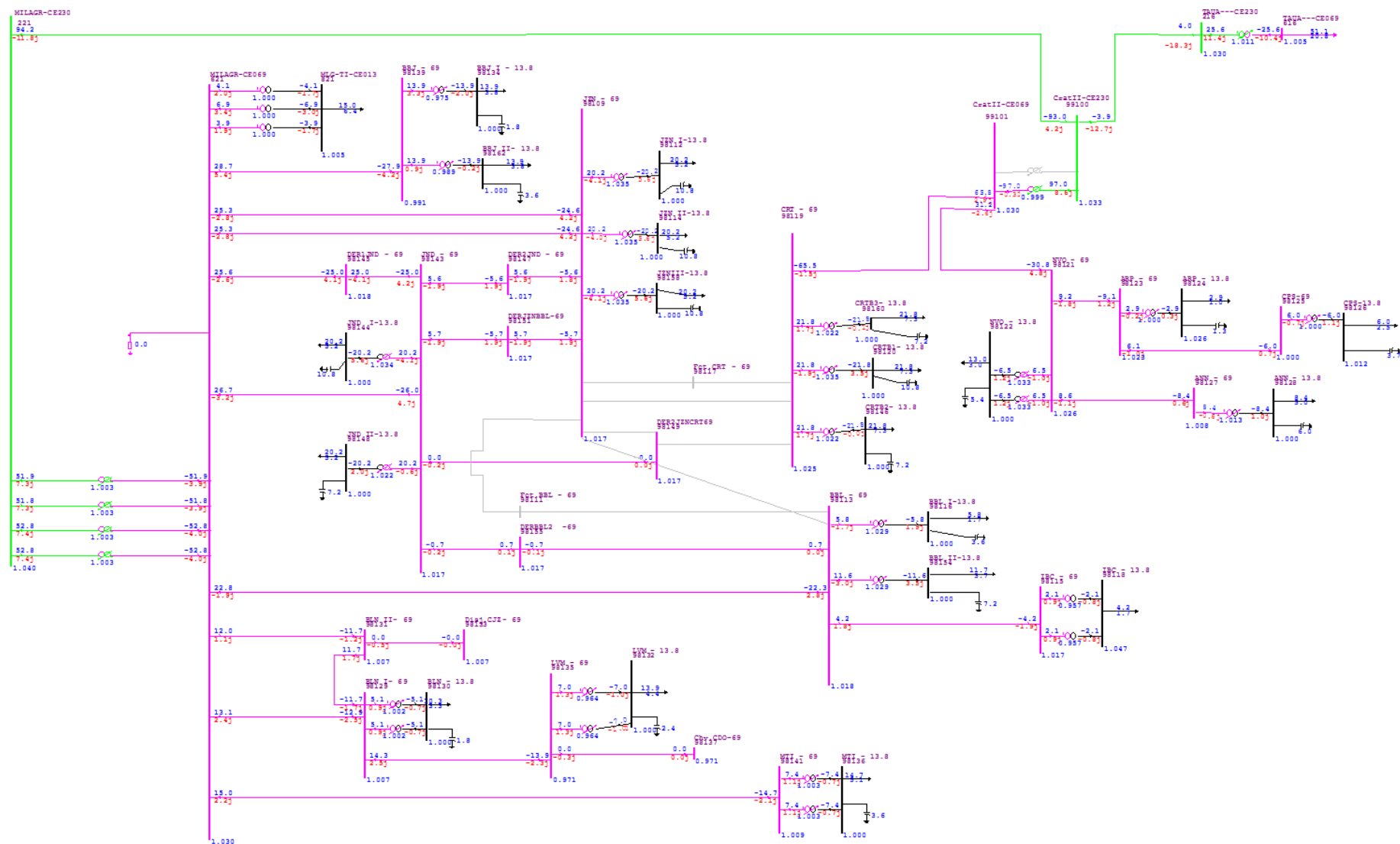


Figura 15-4 - Alternativa 1.3B – Ano 2024, carga média - Contingência de 1 TR 230/69 kV na SE Crato II

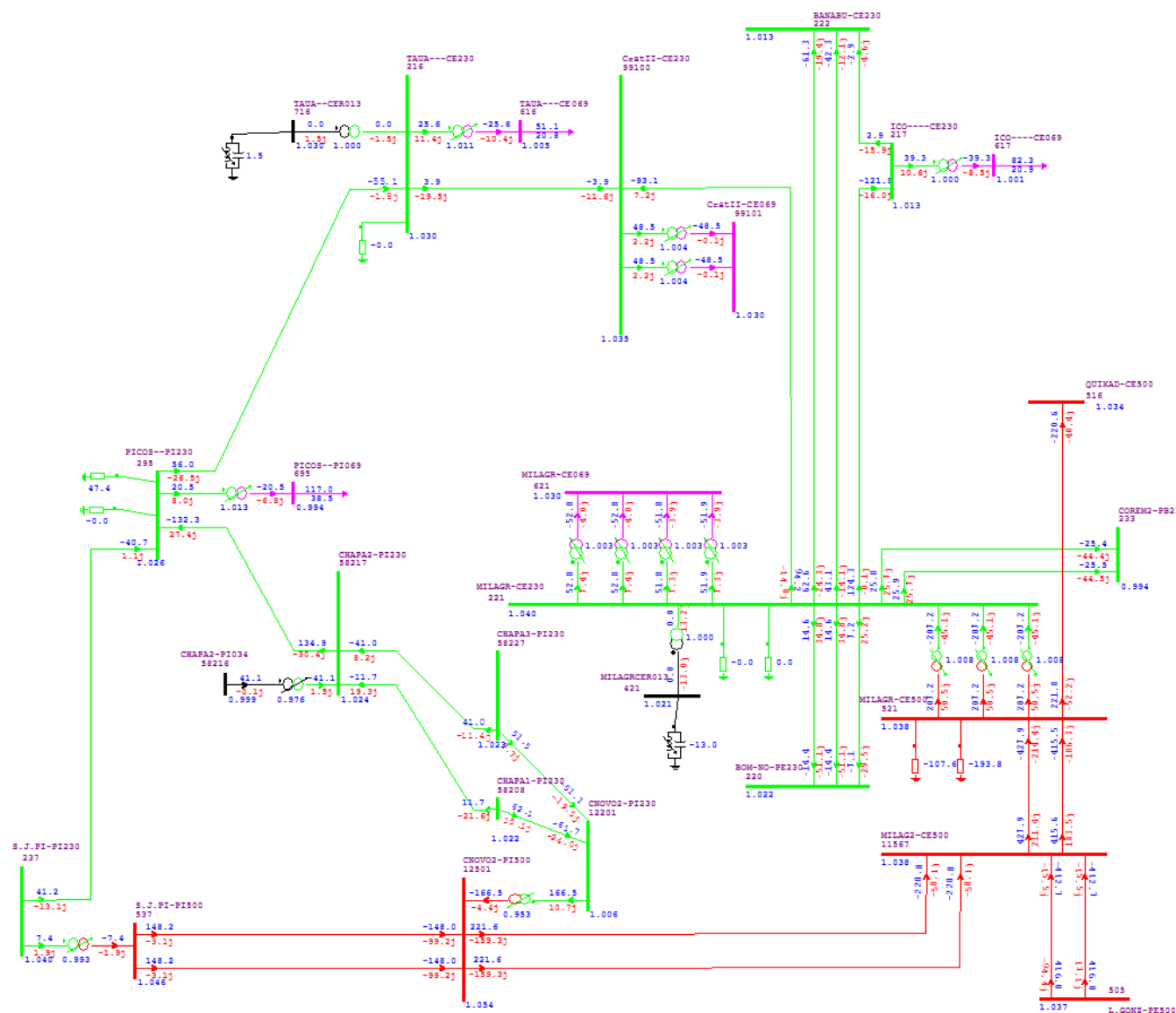


Figura 15-5 - Alternativa 1.3B - Ano 2024, carga média - Diagrama da Rede Básica

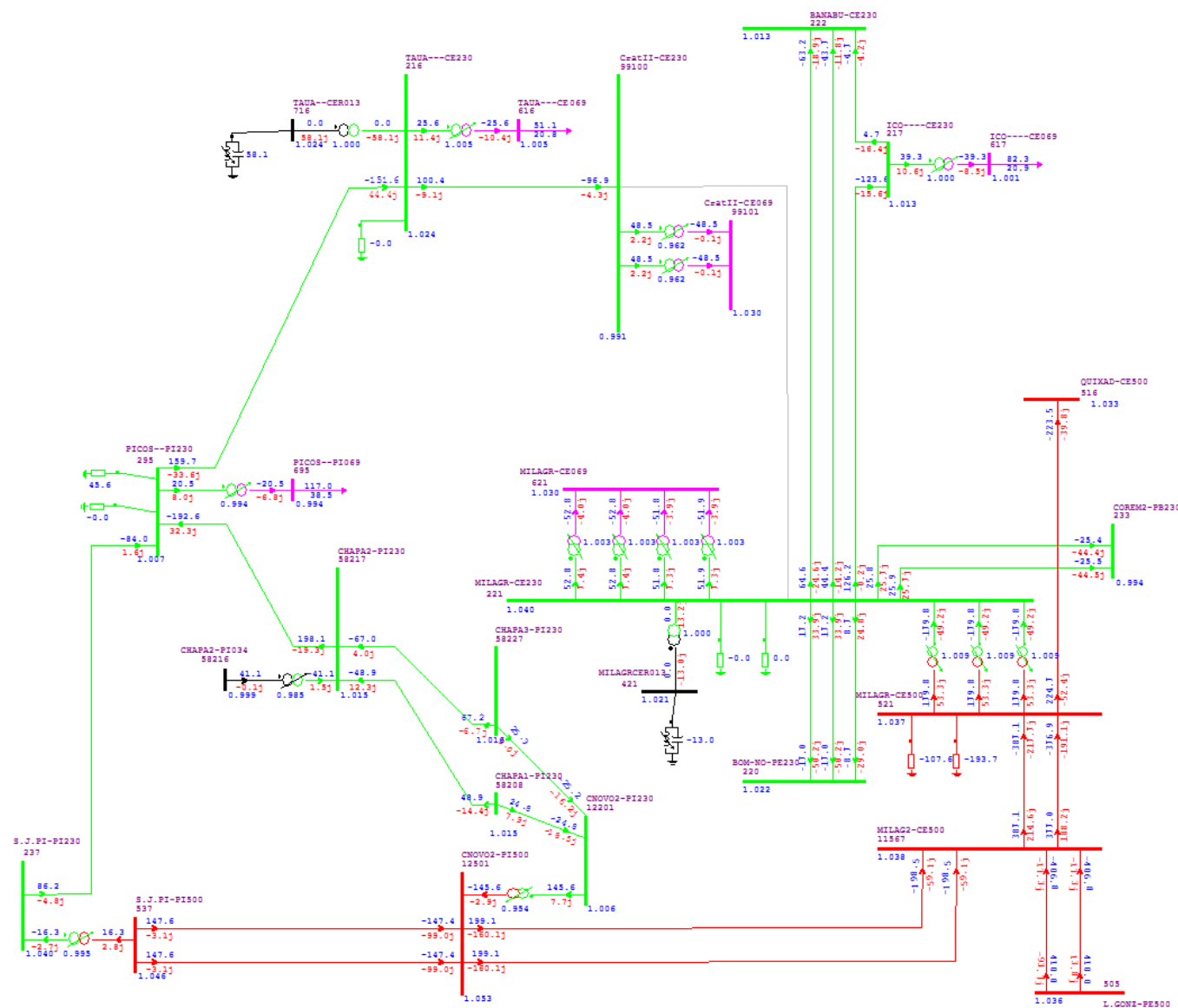


Figura 15-6 - Alternativa 1.3B - Ano 2024, carga média - Contingência da LT Milagres-Crato II

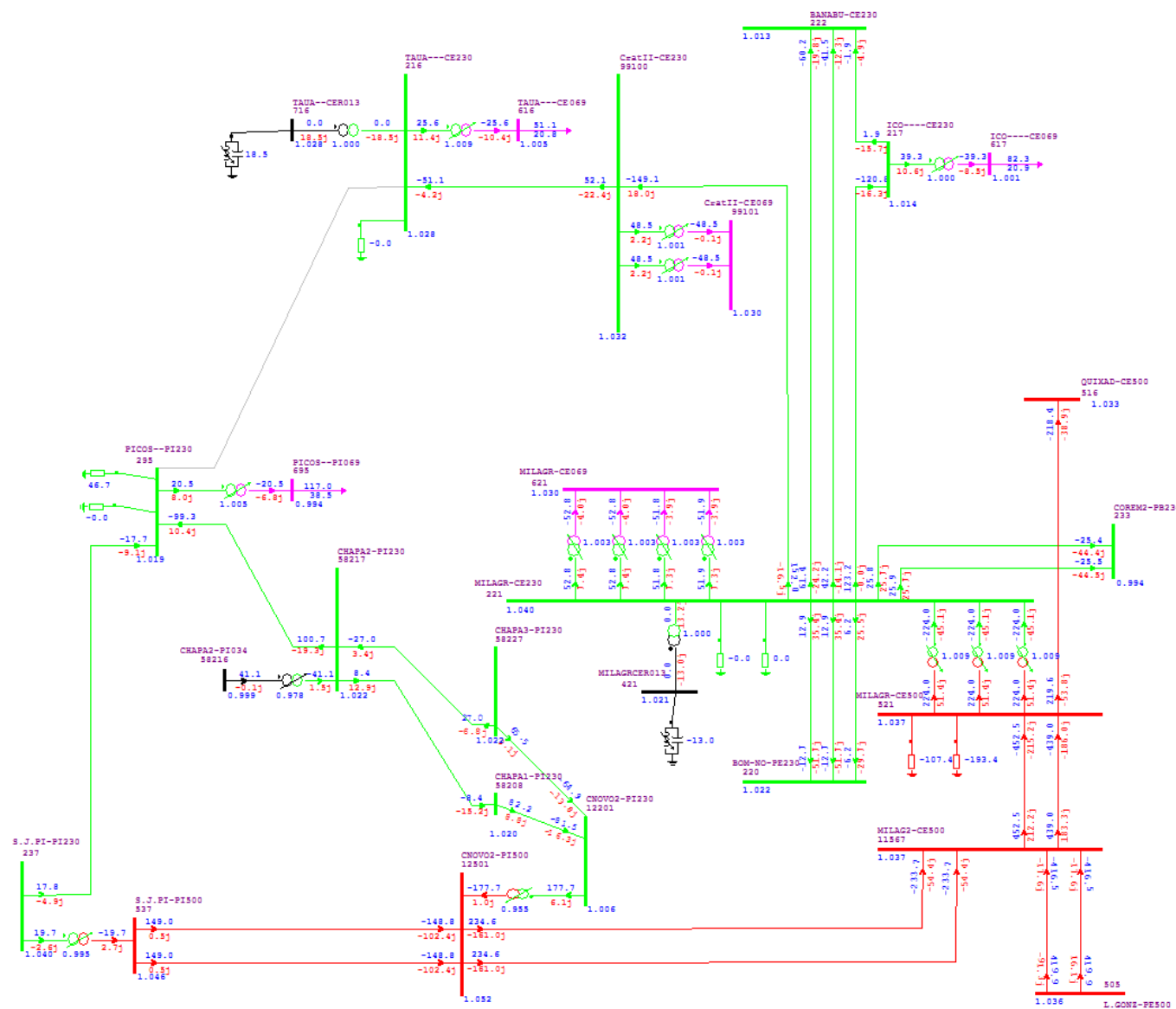


Figura 15-8 - Alternativa 1.3B - Ano 2024, carga média - Contingência da LT Picos-Tauá II

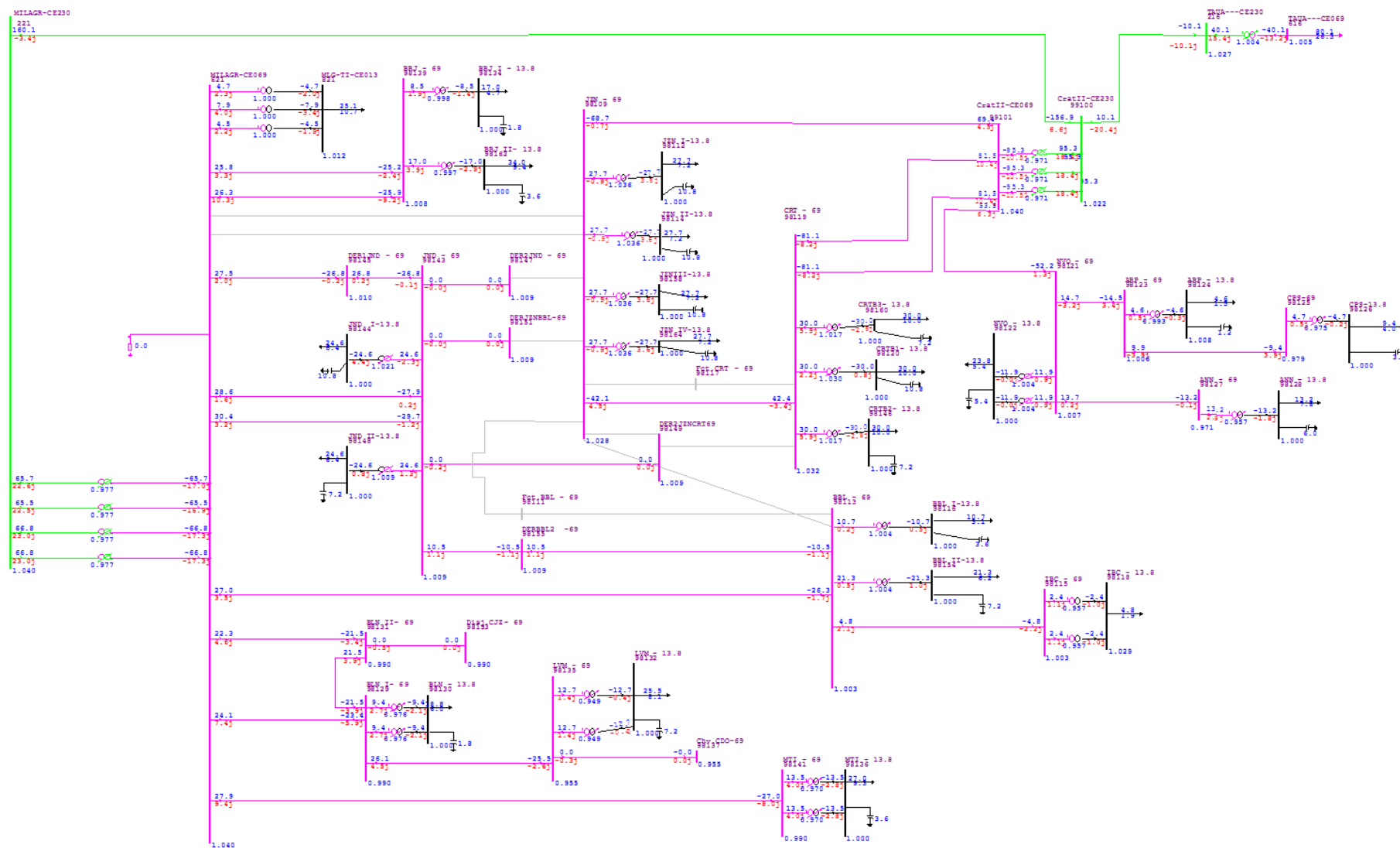


Figura 15-9 - Alternativa 1.3B - Ano 2033, carga média – Diagrama da rede de distribuição

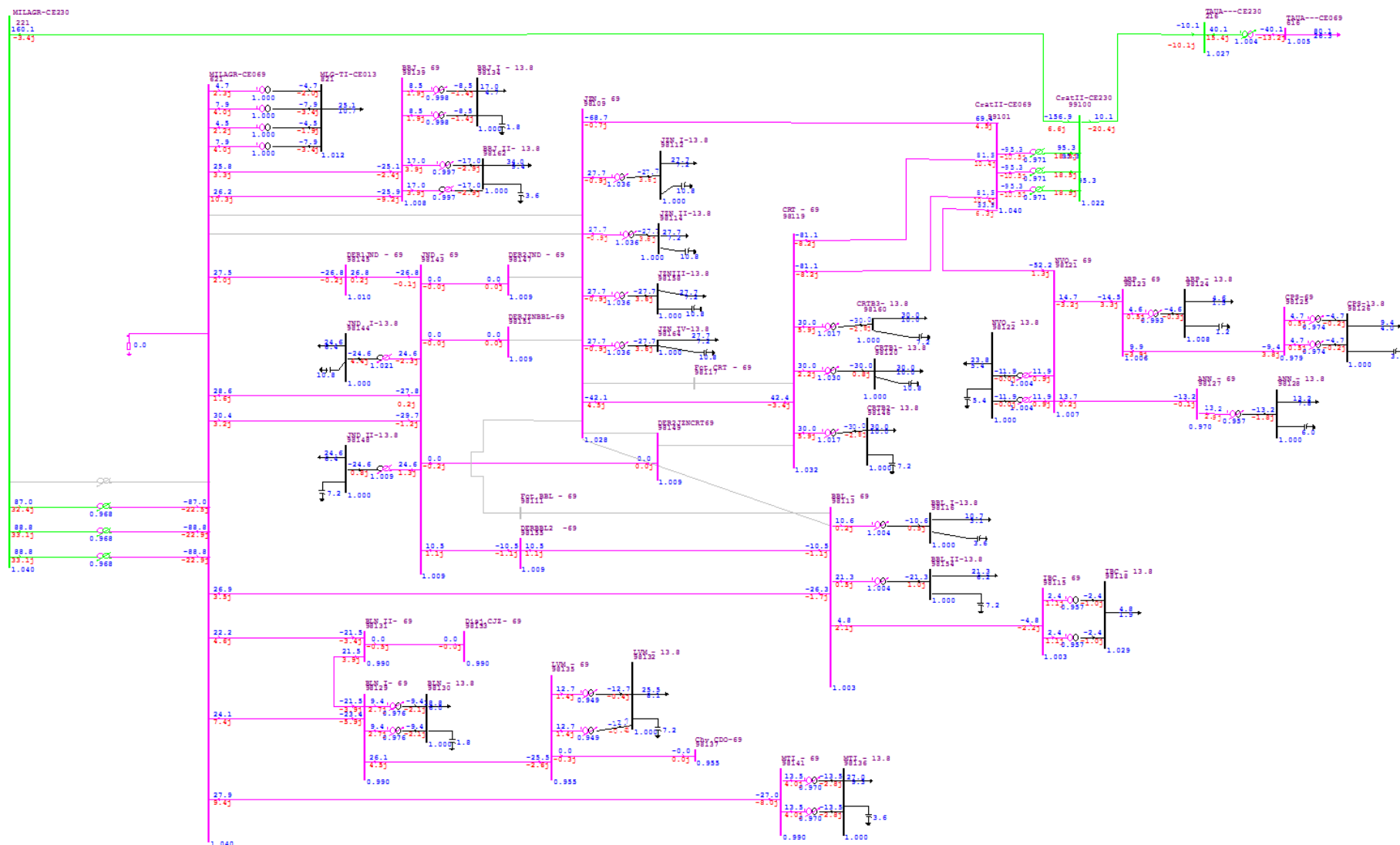


Figura 15-11 - Alternativa 1.3B - Ano 2033 – Contingência de 1 TR 230/69 kV na SE Crato II

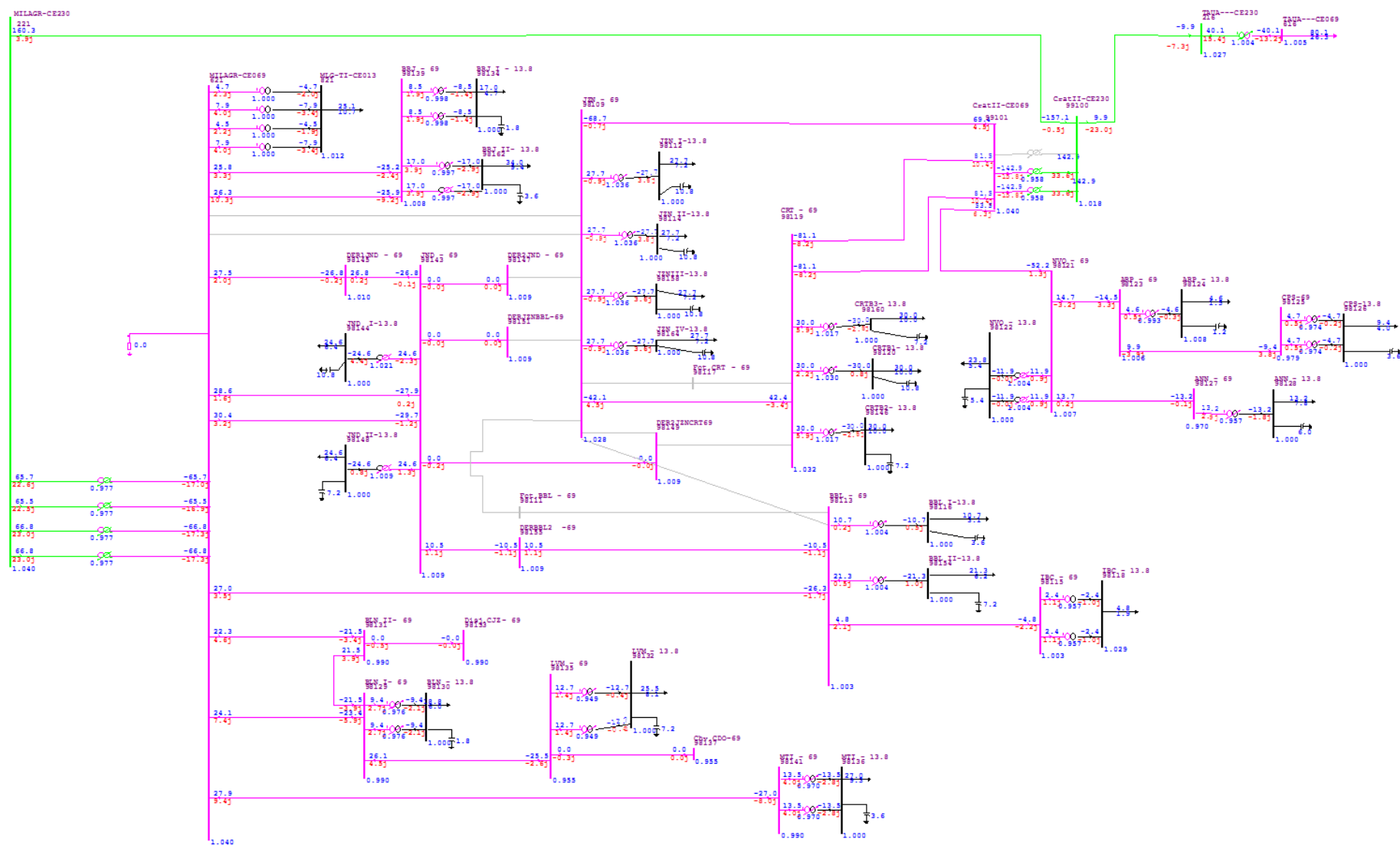


Figura 15-12 - Alternativa 1.3B - Ano 2033, carga média - Contingência de 1 TR 230/69 kV na SE Crato II

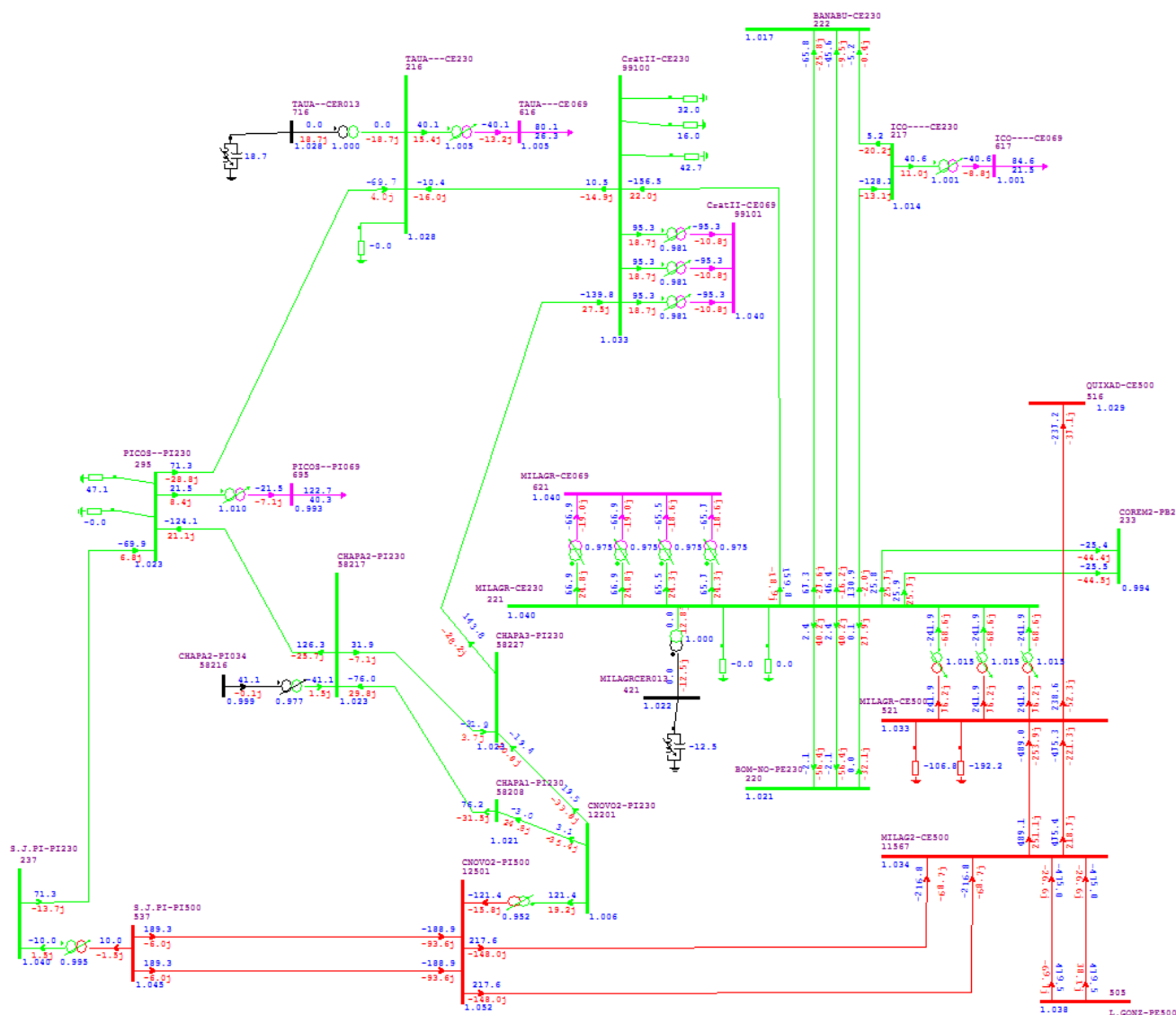


Figura 15-13 - Alternativa 1.3B - Ano 2033, carga média - Diagrama da Rede Básica

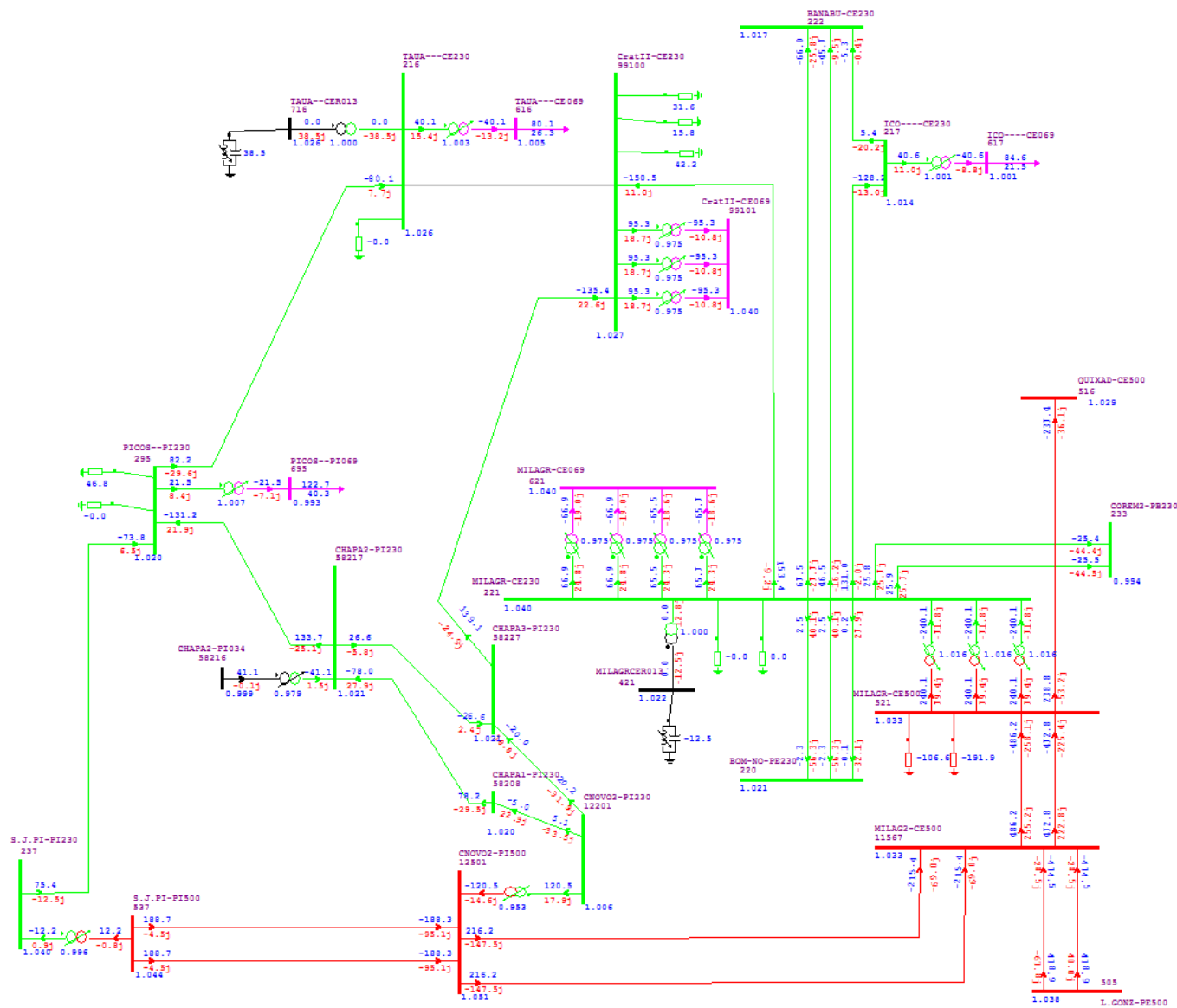


Figura 15-14 - Alternativa 1.3B - Ano 2033 carga média - Contingência da LT Tauá II-Crato II

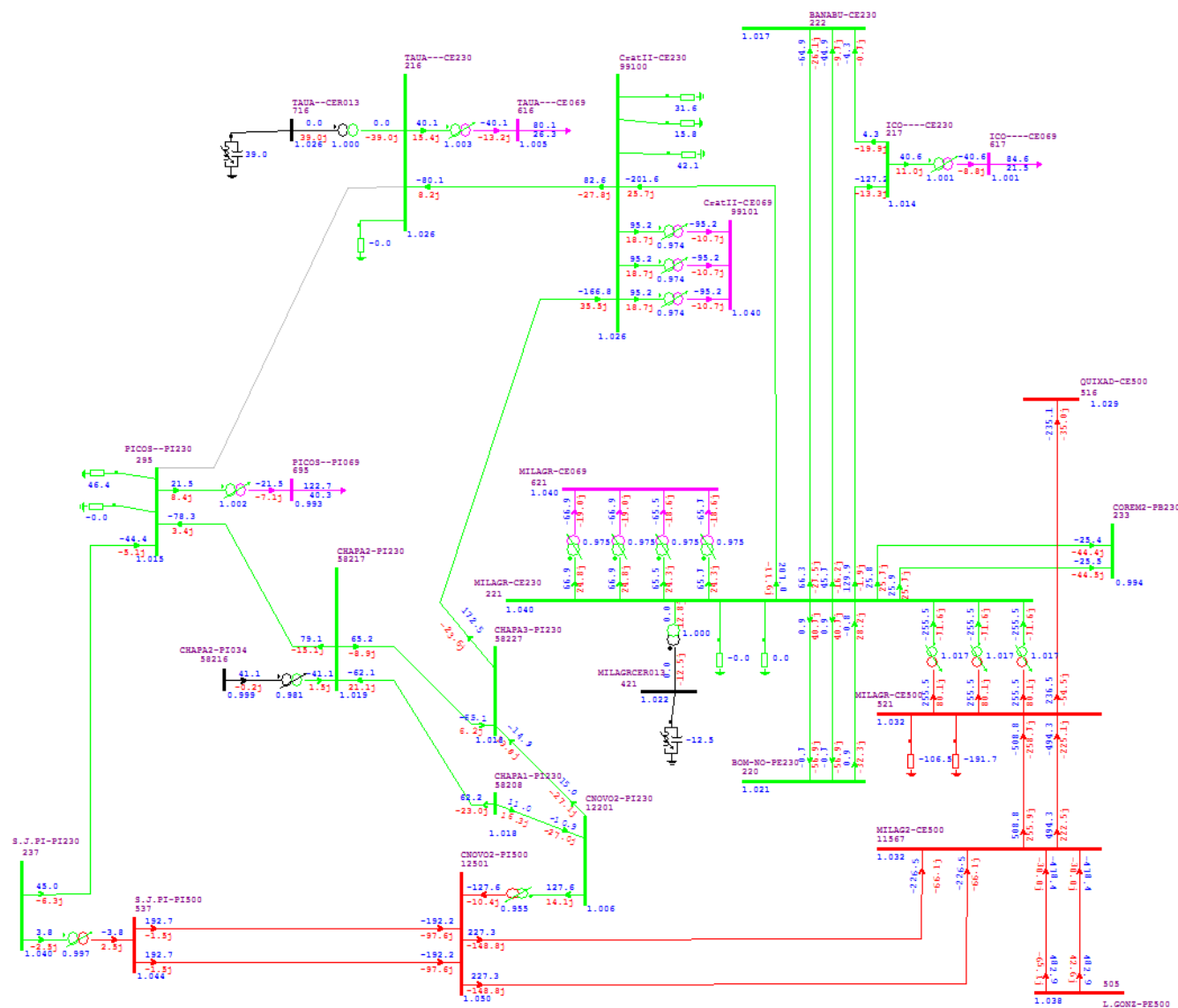


Figura 15-15 - Alternativa 1.3B - Ano 2033, carga média - Contingência da LT Picos-Tauá II

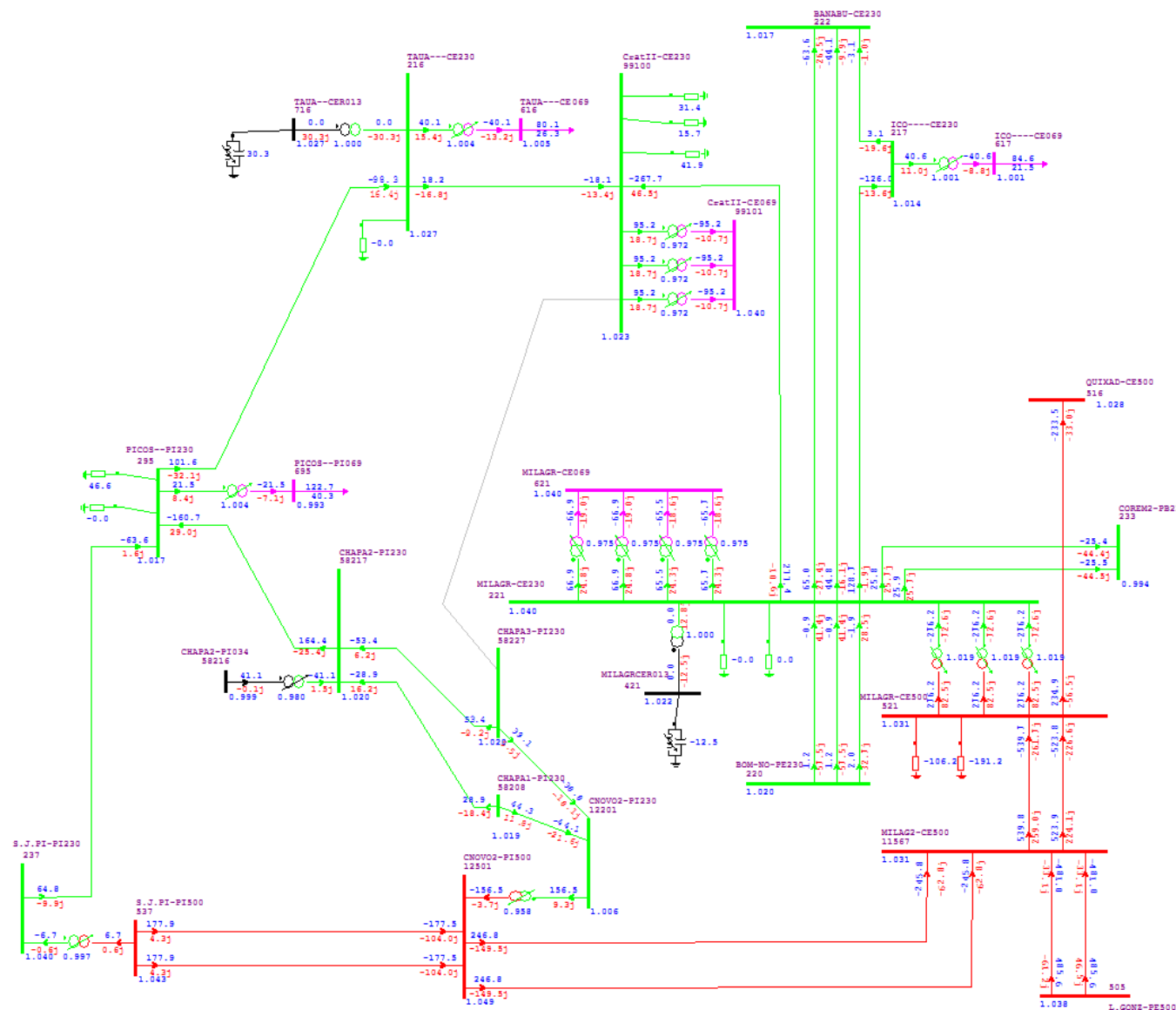


Figura 15-16 - Alternativa 1.3B - Ano 2033, carga média - Contingência da LT Chapada III-Crato II

15.6 Fichas PET/PELP

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: CE
SE 230 kV CRATO II (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2024
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2024

JUSTIFICATIVA:

REFORÇO NECESSÁRIO PARA GARANTIR O ADEQUADO ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO DO SUL DO CEARÁ EM CONDIÇÃO NORMAL E CONTINGÊNCIA (N-1).

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

1° e 2° TF 230/69-13,8 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	20.806,68
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	7.008,54
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2.857,00
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	3.007,43
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	949,76
2 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	3.323,04
MIM - 230 Kv	1.136,68
MIM - 69 kV	497,65
MIG (Terreno Rural)	7.928,14

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 47.514,92

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017;
- [2] EPE-DEE-RE-031/2018-rev0, “Estudo de Atendimento às Cargas da SE Milagres”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENHIMENTO: SECC LT 230 kV MILAGRES - TAUÁ II, C1, NA SE CRATO II (NOVA)	UF: CE
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2024
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2024

JUSTIFICATIVA:

REFORÇO NECESSÁRIO PARA GARANTIR O ADEQUADO ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO DO SUL DO CEARÁ EM CONDIÇÃO NORMAL E CONTINGÊNCIA (N-1).

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

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 34 km	23.841,82
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	9.923,38
MIM - 230 kV	757,79
MIG-A	1.898,76

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: **36.421,75**

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017;
- [2] EPE-DEE-RE-031/2018-rev0, “Estudo DE ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA SE MILAGRES”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENHIMENTO: SE 230 kV CRATO II (NOVA)	UF: CE
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2027
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2027

JUSTIFICATIVA:

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

1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	3.217,37
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	3.953,04
MIM - 230 kV	378,89

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 7.549,30

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017
- [2] EPE-DEE-RE-031/2018-rev0, “Estudo DE ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA SE MILAGRES”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENHIMENTO: SE 230 kV CRATO II (NOVA)	UF: CE
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2028
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2028

JUSTIFICATIVA:

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

2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	3.217,37
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	3.953,04
MIM - 230 kV	378,89

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 7.549,30

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017.
- [2] EPE-DEE-RE-031/2018-rev0, “Estudo de Atendimento às Cargas da SE Milagres”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENHIMENTO: SE 230 kV CRATO II (NOVA)	UF: CE
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2029
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2029

JUSTIFICATIVA:

REFORÇO NECESSÁRIO PARA GARANTIR O ADEQUADO ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO DO SUL DO CEARÁ EM CONDIÇÃO NORMAL E CONTINGÊNCIA (N-1).

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

3° TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	10.403,34
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	3.504,27
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	1.428,50
2 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	3.323,04
MIM - 230 kV	378,89
MIM - 69 kV	298,59

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:	19.336,63
--	------------------

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017.
- [2] EPE-DEE-RE-031/2018-rev0, “Estudo DE ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA SE MILAGRES”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO: LT 230 kV CHAPADA III - CRATO II, C1 (Nova)	UF: PI/CE
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2029
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2029

JUSTIFICATIVA:

REFORÇO NECESSÁRIO PARA GARANTIR O ADEQUADO ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA REGIÃO DO SUL DO CEARÁ EM CONDIÇÃO NORMAL E CONTINGÊNCIA (N-1).

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 142 km	64.600,06
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	4.961,69
1 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	4.961,69
MIM - 230 kV	378,89
MIM - 230 kV	378,89
MIG-A	1.898,76

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:	77.179,98
--	------------------

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017.
- [2] EPE-DEE-RE-031/2018-rev0, “Estudo DE ATENDIMENTO ÀS CARGAS DA SE MILAGRES”

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENHIMENTO: SE 230 kV CRATO II (NOVA)	UF: CE
	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2032
	DATA DE TENDÊNCIA: JAN/2032

JUSTIFICATIVA:

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

3º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	3.217,37
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	3.953,04
MIM - 230 kV	378,89

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 7.549,30

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017.
- [2] EPE-DEE-RE-031/2018-rev0, “Estudo de Atendimento às Cargas da SE Milagres”

15.7 Tabela de Comparação R1 x R4

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4 <i>Empreendimento: SE Crato II 230/69 kV</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Área mínima do terreno da subestação (m ²)	174x200=51.360		
Quantitativo de <i>bays</i> planejados e futuros por nível de tensão	<i>Planejados:</i> Setor 230 kV: 3 CT (230/69) + 3 EL + 1 IB + 3 CCD Setor 69 kV: 3 CT (230/69) + 4 EL + 1 IB <i>Futuros:</i> Setor 230 kV: 1 CT (230/69) + 6 EL Setor 69 kV: 1 CT (230/69) + 6 EL		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	Setor de 230 kV: 50 kA Setor de 69 kV: 31,5 kA		
OBSERVAÇÕES			