



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS:

RELATÓRIO R1

Estudo de Suprimento à Região de Gurupi

Outubro de 2019

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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Reive Barros

Secretário de Energia Elétrica

Ricardo Cyrino

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis**

Márcio Félix Carvalho Bezerra

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

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO- ECONÔMICA

DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

*Estudo de Suprimento à Região de
Gurupi*



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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

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

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica:

Estudos Elétricos

Bruno Scarpa Alves da Silveira

Gustavo Valeriano Neves Luizson

Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha

Vinicius Ferreira Martins

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

Sede

SCN, Qd. 01, Bl. C, nº 85, Sl. 1712/1714
70711-902 - Brasília - DF

Escritório Central

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

Nº. EPE-DEE-RE-077/2019-rev0

Data: 22 de outubro de 2019

	 Empresa de Pesquisa Energética	
<i>Área de Estudo</i> ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
<i>Estudo</i> ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1		
<i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i> EPE-DEE-RE-077/2019 Estudo de Suprimento à Região de Gurupi		
<i>Revisões</i> rev0	<i>Data</i> 22.10.2019	<i>Descrição sucinta</i> 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 contempla a avaliação técnico-econômica das alternativas para o atendimento à região de Gurupi (TO). Uma avaliação socioambiental preliminar associada aos empreendimentos de transmissão contemplados neste relatório, complementando as análises efetuadas, consta da Nota Técnica DEA-11/19, apresentada ao final deste documento.

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	9
1.2	CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	10
1.3	OBJETIVOS GERAIS.....	12
1.4	ABORDAGEM ADOTADA.....	12
2	CONCLUSÕES.....	13
3	RECOMENDAÇÕES	14
4	PREMISSAS E CRITÉRIOS.....	16
4.1	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	16
4.2	CASOS DE TRABALHO	16
4.3	CENÁRIOS DE GERAÇÃO	17
4.4	PROJEÇÕES DE MERCADO	17
4.5	LIMITES OPERATIVOS	21
4.5.1	Tensão.....	21
4.5.2	Carregamento.....	21
4.5.3	Fator de Potência.....	22
4.6	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	22
5	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	23
6	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	24
6.1	ALTERNATIVA 1.....	24
6.2	ALTERNATIVA 2.....	25
7	ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	26
7.1	ALTERNATIVA 1.....	26
7.2	ALTERNATIVA 2.....	30
8	ANÁLISE ECONÔMICA	34
8.1	COMPARAÇÃO ECONÔMICA.....	34
8.2	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	35
8.3	MODULAÇÃO ÓTIMA DOS NOVOS AUTOTRANSFORMADORES 230/138 kV DA SE GURUPI	35
9	ENERGIZAÇÃO DOS NOVOS AUTOTRANSFORMADORES.....	36
9.1	ENERGIZAÇÃO DOS ATRs 230/138 kV DA SE GURUPI.....	36
10	ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	39
11	REFERÊNCIAS.....	43
12	EQUIPE TÉCNICA.....	44
13	ANEXOS	45

13.1	PARÂMETROS DOS EQUIPAMENTOS DE REDE BÁSICA E REDE BÁSICA DE FRONTEIRA	46
13.2	DIFERENCIAL DE PERDAS DAS ALTERNATIVAS.....	47
13.3	PLANO DE OBRAS E ESTIMATIVA DE CUSTOS	53
13.4	FORMULÁRIOS DE CONSULTAS SOBRE A VIABILIDADE DE EXPANSÕES DA SUBESTAÇÃO.....	57
13.5	ARRANJO DAS NOVAS SUBESTAÇÕES	64
13.6	FICHAS PET/PELP.....	66
13.7	FICHAS PARA VERIFICAÇÃO DE ADEQUAÇÃO DOS RELATÓRIOS R4 EM RELAÇÃO AO RELATÓRIO R1	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Diagrama Eletrogeográfico do sistema de distribuição da região de influência de Gurupi	11
Figura 5-1– Diagnóstico do atendimento às cargas da região de Gurupi – Carga Média – Anel Aberto – 2024	23
Figura 6-1 – Alternativa 1	24
Figura 6-2 – Alternativa 2	25
Figura 7-1 – Alternativa 1 – Cenário Norte Seco – Patamar de Carga Média – Ano 2024	27
Figura 7-2 – Alternativa 1 – Cenário Norte Seco – Patamar de Carga Média – Ano 2038 .	28
Figura 7-3 – Alternativa 2 – Cenário Norte Seco – Patamar de Carga Média – Ano 2024	31
Figura 7-4 – Alternativa 2 – Cenário Norte Seco – Patamar de Carga Média – Ano 2038 .	32
Figura 9-1 – Pré-Energização dos Autotransformadores 230/138 kV da SE Gurupi	37
Figura 9-2 – Energização do 1º Autotransformador 230/138 kV da SE Gurupi	38
Figura 13-1: Arranjo Expansão da Subestação Gurupi 138 kV	65

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 – Custos de investimento e perdas (R\$ x 1000)	13
Tabela 3-1 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.....	14
Tabela 3-2 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de distribuição da Energisa TO	14
Tabela 3-3 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Energisa TO...	14
Tabela 4-1: Patamar de Carga Leve.....	18
Tabela 4-2: Patamar de Carga Média.....	19
Tabela 4-3: Patamar de Carga Pesada	20
Tabela 4-4 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão.....	21
Tabela 7-1 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.....	29
Tabela 7-2 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações da Energisa TO.....	29
Tabela 7-3 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Energisa TO...	29
Tabela 7-4 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações da Energisa TO.....	33
Tabela 7-5 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Energisa TO...	33
Tabela 8-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)	34
Tabela 8-2 – Modulação dos novos autotransformadores 230/138 kV da SE Gurupi	35
Tabela 10-1 – Níveis de Curto Circuito Máximo Pré-entrada de Obras – Ano 2024.....	39
Tabela 10-2 – Níveis de Curto Circuito Máximo Pós-entrada de Obras – Ano 2024	40
Tabela 10-3 – Níveis de Curto Circuito Mínimo Pré-entrada de Obras – Ano 2024	41
Tabela 10-4 – Níveis de Curto Circuito Mínimo Pós-entrada de Obras – Ano 2024	42
Tabela 13-1 – Parâmetros dos Autotransformadores Recomendados – Alternativa 1.....	46
Tabela 13-2 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Seco/Patamar de Carga Leve.....	47
Tabela 13-3 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Úmido/Patamar de Carga Leve	48
Tabela 13-4 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Seco/Patamar de Carga Média.....	49
Tabela 13-5 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Úmido/Patamar de Carga Média	50
Tabela 13-6 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Seco/Patamar de Carga Pesada	51
Tabela 13-7 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada.....	52
Tabela 13-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 - (R\$ x 1000)	53
Tabela 13-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 - (R\$ x 1000)	55

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A região sul do estado de Tocantins abrange 92 mil km², atualmente com atendimento de cerca de 86 mil clientes, correspondendo à aproximadamente 80 MW de carga (17% do total do Estado). O município de Gurupi é o terceiro maior centro de carga e consumo do Estado, atendendo aproximadamente 38 mil clientes, ou seja, 44% de todos os clientes da região sul do Tocantins. Somando-se também a esses números os consumidores do entorno de Gurupi, o total de clientes chega a 43 mil, correspondendo a 50% dos clientes do Sul do Estado.

A economia dessa região, que abrange 34 municípios, se mostra promissora e, de forma constante e sustentável, vem atraindo investimentos do Brasil e do exterior, resultando em uma média de crescimento de consumo de energia elétrica de 4% ao ano. Trata-se de uma região em franca expansão, impulsionada pelo agronegócio, mineração e agricultura, principalmente pelo plantio de soja e milho na localidade de Gurupi. Adicionalmente, há na região de Formoso a crescente produção de arroz, a qual possui o maior projeto de arroz irrigado em área contínua do mundo, e em Lagoa da Confusão, a presença de grandes cerealistas nesta região, com grandes empreendimentos instalados, como secadores e armazéns.

Em virtude da presença das atividades de mineração, destaca-se a extração de calcário e fosfato na região de Arraias, sendo presente também plantas de exploração em outras cidades do sul do Estado.

Do mesmo modo a pecuária é um setor econômico de grande destaque na região. Em Gurupi está implantado o segundo maior frigorífico de carnes do Estado, contando ainda com a atuação de outros frigoríficos de médio porte na região Sul.

1.2 Caracterização do Sistema Elétrico

O atendimento de energia elétrica às regiões sul e sudeste do estado do Tocantins é realizado atualmente através da subestação de 500/138 kV da UHE Peixe (acesso compartilhado), que por sua vez é conectada por 1 circuito em 500 kV à SE Peixe 2, instalação integrante da Rede Básica, de propriedade da Intesa. No setor de 138 kV da SE UHE Peixe, onde é feito o acesso ao sistema de distribuição da Energisa TO, partem 2 circuitos: um com cerca de 100 km de extensão até a SE Gurupi II e outro até a SE Arraias, com 200 km de extensão. Adicionalmente aos 2 circuitos citados acima, ainda no pátio de 138 kV da SE UHE Peixe, encontra-se instalada a transformação 138/34,5 kV de 15 MVA de propriedade da distribuidora de energia local.

Além da interligação de Gurupi oriunda da UHE Peixe, há outras duas possibilidades de suprimento:

- Interligação com Miracema, com cerca de 270 km de extensão em 138 kV; e
- Interligação com Porangatu, suprimento via Enel Goiás, com aproximadamente 220 km de extensão em 138 kV.

Em relação ao sistema de distribuição, a região sul do estado de Tocantins conta com cerca de 18 mil km de redes e 22 subestações.

Atualmente o suprimento de Gurupi é realizado através de 2 subestações em 138 kV, como segue:

- ✓ SE Gurupi I – TF01 138/13,8 kV (20/25 MVA) e TF02 138/34,5 kV (7,5/10 MVA); e
- ✓ SE Gurupi II – 138/13,8 kV (30 MVA).

A Figura 1-1 mostra o diagrama eletrogeográfico do sistema de distribuição da região de influência de Gurupi.

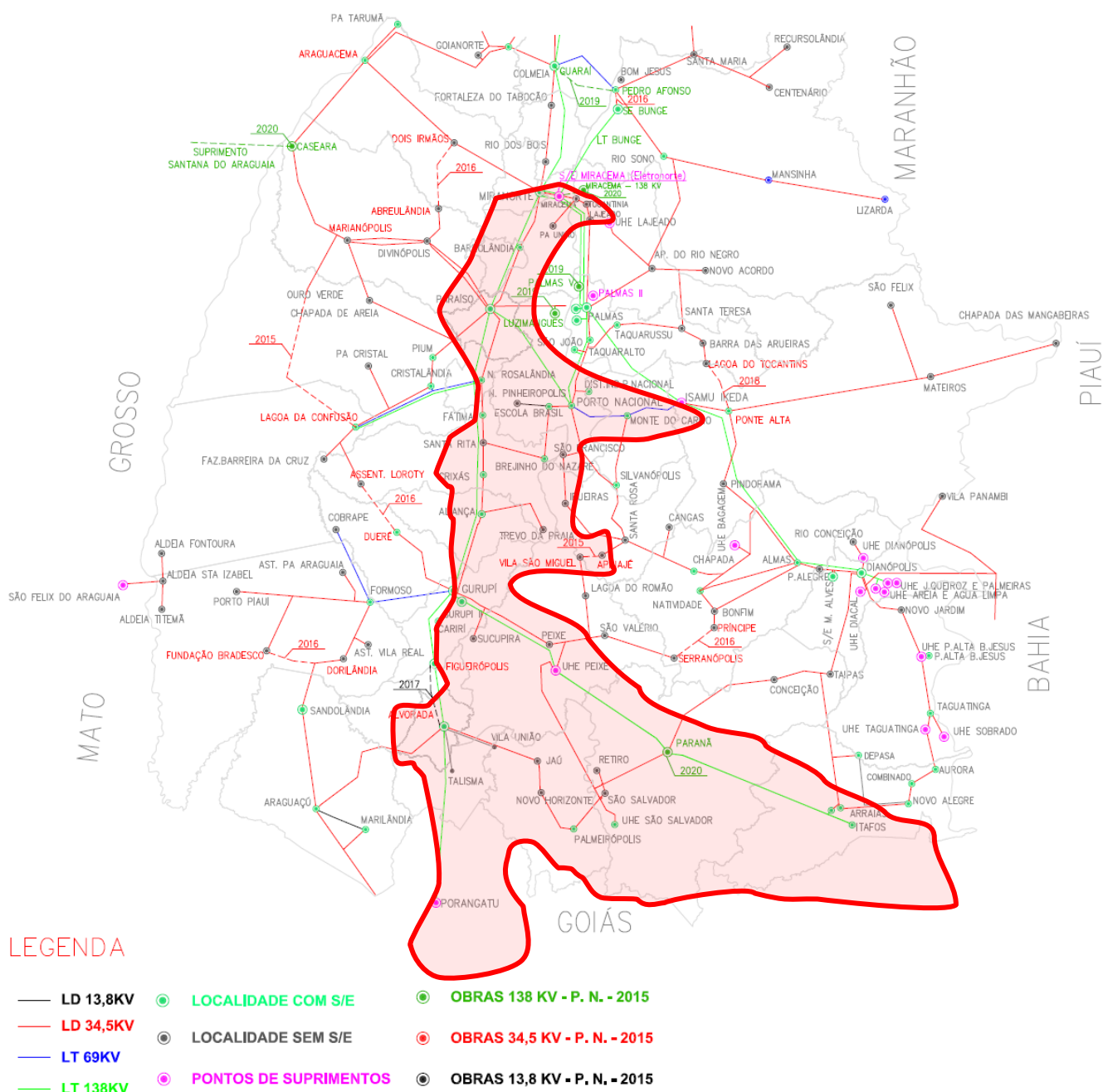


Figura 1-1 - Diagrama Eletrogeográfico do sistema de distribuição da região de influência de Gurupi

Considerando o crescimento de carga da região de Gurupi informado pela Energisa TO, é detectado no ano de 2024 em regime normal de operação e patamar de carga média, um carregamento da LD 138 kV UHE Peixe – Gurupi II no limite de sua capacidade operativa. Adicionalmente, nota-se que o perfil de tensão da região de influência de Gurupi fica bastante deteriorado, com tensões abaixo do permitido.

Portanto, torna-se necessário a realização de um estudo de planejamento de expansão para suprimento de energia elétrica à região de Gurupi, no qual deverão ser analisadas alternativas a nível de distribuição e de Rede Básica.

1.3 Objetivos Gerais

O objetivo deste trabalho é desenvolver um estudo de planejamento de expansão para suprimento de energia elétrica à região de Gurupi (TO).

O estudo deverá indicar, do ponto de vista técnico, econômico e ambiental, qual o melhor cronograma de obras a ser implantado no horizonte considerado, para a expansão da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Rede de Distribuição. Serão consideradas alternativas de expansão da transmissão/distribuição que garantam o atendimento aos consumidores, dentro dos padrões de qualidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto pela Energisa TO para a região em foco.

1.4 Abordagem Adotada

Foram efetuadas análises de fluxo de potência em regime permanente para todas as alternativas, bem como análises de curto-circuito, energização de novas linhas de transmissão e socioambientais para a alternativa com o melhor desempenho técnico-econômico.

Foi considerado como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2027, com as atualizações pertinentes da topologia da rede de distribuição, de mercado e geração. O estudo será realizado para um período de 15 anos, tendo 2024 por ano inicial e como horizonte o ano de 2038.

2 CONCLUSÕES

Foram estudadas duas alternativas de expansão para suprimento à região sul do estado do Tocantins, sendo uma via rede de distribuição, através da ampliação do sistema existente, e outra envolvendo reforços a nível de Rede Básica, contemplando a implantação de um novo ponto de suprimento no município de Gurupi. O detalhamento das alternativas consta no item 6.

As análises efetuadas indicam a Alternativa 1 como a alternativa de melhor desempenho técnico-econômico, como apresentado na Tabela 2-1

Tabela 2-1 – Custos de investimento e perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	72.294,71	0	72.294,71	100,00%	1º
Alternativa 2	88.382,91	44.214,67	132.597,58	183,4%	2º

A alternativa 1 contempla a implantação de um novo setor de 138 kV na SE Gurupi, com dois (2) autotransformadores 230/138 kV de 100 MVA.

As análises consideram o valor presente dos custos das alternativas, referidos a 2024 (ano inicial do estudo), e utilizaram o método dos rendimentos necessários com truncamento das séries temporais em 2038 (ano horizonte do estudo). O custo de cada alternativa, por sua vez, foi calculado tomando-se por base os investimentos e o diferencial de perdas elétricas em relação àquela que apresentou os menores valores.

3 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 1. O cronograma de obras referentes à alternativa recomendada é apresentado na Tabela 3-1 até a Tabela 3-3.

Tabela 3-1 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Ano	Subestação	Tensão	Descrição	Nº
2024	Gurupi	230/138 kV	ATR 230/138 kV - 3Ø - 2 x 100 MVA ⁽¹⁾	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio 138 kV – BPT	-

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

Tabela 3-2 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de distribuição da Energisa TO

Ano	Subestação	Tensão	Descrição	Nº
2024	Formoso	34,5/13,8 kV	TR 34,5-13,8 kV - 3Ø - 5 MVA	2º
2028	Paraíso 1	138/13,8 kV	TR 138-13,8 kV - 3Ø - 20 MVA	2º
	Lagoa da Confusão	34,5/13,8 kV	TR 34,5-13,8 kV - 3Ø - 3,5 MVA	2º
2030	Paraíso 2	138 kV	Banco de capacitores – 20 Mvar	1º
2031	Gurupi II	138/13,8 kV	TR 138-13,8 kV - 3Ø - 25 MVA	2º
2037	Paraíso 2	34,5 kV	Banco de capacitores – 5 Mvar	1º

Tabela 3-3 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Energisa TO

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2024	138 kV	LD Gurupi – Gurupi I CS (C1)	1 x 336 MCM	20 km
		LD Gurupi – Gurupi II CS (C1)	1 x 336 MCM	2 km
Total em Linhas de Distribuição 138 kV				22 km

Para que a solução de atendimento às cargas da região sul do estado do Tocantins, proposta pela Alternativa 1, seja efetiva, é essencial que as obras de distribuição associadas a ela e descritas na Tabela 3-2 e na Tabela 3-3, sejam implantadas nas datas indicadas.

Recomenda-se ainda que o novo setor de 138 kV da SE Gurupi seja dimensionado considerando futuras expansões de, no mínimo, oito (08) entradas de linha e duas (02) conexões de transformadores, além das obras indicadas neste estudo, visando atender a possíveis expansões futuras, conforme indicado na Figura 13-1.

Tendo em vista as especificações básicas das duas unidades de transformação recomendadas (100 MVA – 230/138 kV), as características da rede elétrica no entorno da subestação Gurupi e na experiência de energização desse tipo e porte de equipamento na Rede Básica, realizada usualmente sem dificuldades, julgamos ser dispensável a elaboração do correspondente Relatório R2. Não obstante, sugerimos que seja indicado para a especificação do edital do leilão que poderá ser necessária a instalação de dispositivos de controle nos disjuntores desses equipamentos para limitar os efeitos dos transitórios de manobra, tais como resistores de pré-inserção, caso as análises do Projeto Básico assim identifiquem.

Por fim, considerando que o local proposto para a ampliação da subestação é contíguo à SE existente e que este terreno encontra-se sem ocupações (Google Earth, imagem de 27/10/2017), julgamos também ser dispensável o Relatório R3, mantendo o R5, e incluindo neste último consulta à Secretaria de Desenvolvimento Urbano de Gurupi sobre eventuais restrições urbanísticas ou ambientais à ampliação da SE no local proposto.

4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

4.1 Critérios Básicos

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”, [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, [2], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Atendimento ao critério de confiabilidade “N-1” para as subestações de distribuição Gurupi I e Gurupi II;
- O estudo foi realizado para um período de 15 anos, tendo por ano inicial 2024 e como horizonte o ano de 2038.

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, tanto em sua configuração inicial como no ano horizonte do estudo.

4.2 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2027, com as atualizações pertinentes da topologia da rede, plano de geração e mercado.

4.3 Cenários de Geração

As simulações de fluxo de potência foram realizadas a partir da base de dados do Plano Decenal 2027, sem alteração em relação aos despachos das usinas, tanto para o cenário Norte Seco, como para o cenário Norte Úmido.

4.4 Projeções de Mercado

As projeções de mercado utilizadas para as análises de fluxo de potência foram fornecidas pela Energisa TO, e são apresentadas nas tabelas a seguir:

Tabela 4-1: Patamar de Carga Leve

Nome da Subestação	Carga Leve (MW)														
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ALVORADA 13,8 KV	2.17	2.23	2.29	2.35	2.41	2.47	2.53	2.60	2.66	2.73	2.80	2.88	2.95	3.03	3.11
ALVORADA 34,5 KV	5.34	5.48	5.62	5.76	5.91	6.06	6.21	6.37	6.53	6.69	6.86	7.04	7.22	7.40	7.59
COBRAPE 13,8 KV	0.18	0.19	0.19	0.20	0.21	0.21	0.22	0.22	0.23	0.24	0.24	0.25	0.26	0.27	0.27
COBRAPE 34,5 KV	0.79	0.81	0.84	0.86	0.89	0.91	0.94	0.97	1.00	1.03	1.06	1.09	1.12	1.16	1.19
PEIXE 13,8 KV	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
PEIXE 34,5 KV	4.75	4.87	4.99	5.11	5.24	5.36	5.50	5.63	5.77	5.90	6.05	6.19	6.35	6.50	6.66
ARRAIAS 34,5 KV	2.91	2.98	3.04	3.11	3.17	3.24	3.31	3.38	3.45	3.52	3.60	3.67	3.75	3.83	3.91
ITAFOS 13,8 KV	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60
GURUPI II 13,8 KV	12.61	12.99	13.36	13.75	14.15	14.56	14.98	15.41	15.85	16.31	16.78	17.27	17.77	18.28	18.81
GURUPI I 13,8 KV	11.80	12.15	12.50	12.86	13.24	13.62	14.01	14.42	14.83	15.26	15.70	16.16	16.62	17.11	17.60
GURUPI I 34,5 KV	4.80	4.95	5.09	5.24	5.40	5.56	5.72	5.89	6.06	6.24	6.43	6.62	6.81	7.01	7.22
FORMOSO 13,8 KV	2.82	2.90	2.99	3.08	3.17	3.27	3.36	3.46	3.57	3.67	3.78	3.90	4.01	4.13	4.26
FORMOSO 34,5 KV	1.69	1.74	1.80	1.85	1.91	1.96	2.02	2.08	2.14	2.21	2.27	2.34	2.41	2.48	2.56
FUIGUEIROPOLIS 13,8 KV	0.95	0.98	1.00	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.25	1.28	1.32	1.36	1.39
NOVA ROSALANDIA 13,8 KV	0.38	0.39	0.41	0.42	0.44	0.45	0.47	0.49	0.51	0.52	0.54	0.56	0.58	0.60	0.63
NOVA ROSALANDIA 34,5 KV	1.90	1.97	2.05	2.12	2.20	2.28	2.36	2.45	2.54	2.63	2.73	2.83	2.93	3.04	3.15
PARAISO II 34,5 KV	6.75	7.09	7.44	7.79	8.17	8.56	8.97	9.41	9.86	10.33	10.83	11.35	11.90	12.47	13.07
LUZIMANGUES 13,8 KV	3.53	3.71	3.89	4.08	4.27	4.48	4.69	4.92	5.16	5.40	5.67	5.94	6.22	6.52	6.84
PARAISO I 13,8 KV	9.71	10.04	10.38	10.72	11.08	11.44	11.82	12.21	12.62	13.04	13.47	13.92	14.38	14.85	15.35
PARAISO I 34,5 KV	3.46	3.57	3.67	3.78	3.90	4.02	4.14	4.26	4.39	4.52	4.65	4.79	4.94	5.09	5.24
LAGOA DA CONFUSAO 13,8 KV	0.89	0.92	0.96	0.99	1.03	1.07	1.11	1.15	1.20	1.24	1.29	1.34	1.39	1.44	1.50
LAGOA DA CONFUSAO 34,5 KV	4.64	4.82	5.00	5.19	5.39	5.59	5.80	6.02	6.25	6.48	6.73	6.98	7.24	7.52	7.80
CRISTALANDIA 13,8 KV	0.94	0.96	0.98	1.00	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.18	1.20	1.22	1.25
CRISTALANDIA 34,5 KV	0.51	0.52	0.53	0.54	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.62	0.63	0.64	0.66	0.67	0.68
CASEARA 34,5 KV	5.29	5.46	5.62	5.79	5.96	6.14	6.33	6.52	6.71	6.91	7.12	7.33	7.55	7.78	8.01

Tabela 4-2: Patamar de Carga Média

Nome da Subestação	Carga Média (MW)														
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ALVORADA 13,8 KV	3.82	3.92	4.02	4.13	4.23	4.34	4.45	4.57	4.69	4.81	4.93	5.06	5.19	5.32	5.46
ALVORADA 34,5 KV	8.73	8.96	9.19	9.42	9.66	9.91	10.16	10.41	10.68	10.95	11.23	11.51	11.80	12.10	12.41
COBRAPE 13,8 KV	0.53	0.54	0.56	0.58	0.59	0.61	0.63	0.65	0.67	0.69	0.71	0.73	0.75	0.77	0.79
COBRAPE 34,5 KV	1.35	1.40	1.44	1.48	1.52	1.57	1.62	1.66	1.71	1.77	1.82	1.87	1.93	1.99	2.04
PEIXE 13,8 KV	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
PEIXE 34,5 KV	5.06	5.19	5.32	5.44	5.58	5.71	5.85	5.99	6.14	6.28	6.44	6.59	6.76	6.92	7.09
ARRAIAS 34,5 KV	5.00	5.11	5.22	5.33	5.44	5.56	5.67	5.79	5.92	6.04	6.17	6.30	6.43	6.57	6.71
ITAFOS 13,8 KV	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60	7.60
GURUPI II 13,8 KV	19.23	19.80	20.37	20.96	21.57	22.19	22.83	23.49	24.17	24.87	25.59	26.33	27.09	27.87	28.68
GURUPI I 13,8 KV	19.32	19.89	20.47	21.06	21.67	22.29	22.94	23.60	24.28	24.98	25.70	26.45	27.21	28.00	28.81
GURUPI I 34,5 KV	9.63	9.92	10.21	10.52	10.83	11.14	11.47	11.81	12.16	12.52	12.89	13.27	13.66	14.06	14.48
FORMOSO 13,8 KV	4.62	4.76	4.90	5.05	5.20	5.35	5.51	5.68	5.85	6.02	6.20	6.38	6.57	6.77	6.97
FORMOSO 34,5 KV	2.91	3.00	3.09	3.18	3.27	3.37	3.47	3.57	3.68	3.79	3.90	4.02	4.14	4.26	4.39
FUIGUEIROPOLIS 13,8 KV	1.69	1.74	1.79	1.84	1.89	1.94	2.00	2.05	2.11	2.17	2.23	2.29	2.35	2.42	2.49
NOVA ROSALANDIA 13,8 KV	0.49	0.51	0.53	0.55	0.57	0.59	0.61	0.64	0.66	0.68	0.71	0.73	0.76	0.79	0.82
NOVA ROSALANDIA 34,5 KV	4.44	4.61	4.78	4.95	5.13	5.32	5.51	5.71	5.93	6.14	6.37	6.60	6.84	7.09	7.35
PARAISO II 34,5 KV	10.22	10.74	11.25	11.79	12.36	12.96	13.58	14.23	14.92	15.64	16.39	17.18	18.01	18.87	19.78
LUZIMANGUES 13,8 KV	3.53	3.71	3.89	4.08	4.27	4.48	4.69	4.92	5.16	5.40	5.67	5.94	6.22	6.52	6.84
PARAISO I 13,8 KV	15.51	16.04	16.57	17.12	17.69	18.28	18.88	19.51	20.16	20.82	21.51	22.23	22.97	23.73	24.51
PARAISO I 34,5 KV	4.69	4.84	4.98	5.13	5.29	5.44	5.61	5.78	5.95	6.13	6.31	6.50	6.69	6.90	7.10
LAGOA DA CONFUSAO 13,8 KV	2.72	2.82	2.92	3.04	3.15	3.27	3.39	3.52	3.65	3.79	3.93	4.08	4.24	4.40	4.56
LAGOA DA CONFUSAO 34,5 KV	4.13	4.29	4.45	4.62	4.79	4.97	5.16	5.35	5.56	5.77	5.98	6.21	6.44	6.69	6.94
CRISTALANDIA 13,8 KV	1.66	1.69	1.73	1.76	1.80	1.84	1.88	1.91	1.95	2.00	2.04	2.08	2.12	2.17	2.21
CRISTALANDIA 34,5 KV	0.79	0.81	0.83	0.84	0.86	0.88	0.90	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00	1.02	1.04	1.06
CASEARA 34,5 KV	7.17	7.40	7.62	7.85	8.08	8.33	8.58	8.83	9.10	9.37	9.65	9.94	10.24	10.55	10.87

Tabela 4-3: Patamar de Carga Pesada

Nome da Subestação	Carga Pesada (MW)														
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ALVORADA 13,8 KV	3.58	3.67	3.77	3.86	3.96	4.07	4.17	4.28	4.39	4.50	4.62	4.74	4.86	4.99	5.11
ALVORADA 34,5 KV	5.73	5.88	6.02	6.18	6.33	6.50	6.66	6.83	7.00	7.18	7.36	7.55	7.74	7.94	8.14
COBRAPE 13,8 KV	0.22	0.23	0.23	0.24	0.25	0.26	0.26	0.27	0.28	0.29	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33
COBRAPE 34,5 KV	0.87	0.90	0.93	0.95	0.98	1.01	1.04	1.07	1.11	1.14	1.17	1.21	1.24	1.28	1.32
PEIXE 13,8 KV	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
PEIXE 34,5 KV	4.71	4.83	4.95	5.07	5.19	5.31	5.45	5.58	5.71	5.85	5.99	6.14	6.29	6.44	6.60
ARRAIAS 34,5 KV	4.27	4.36	4.45	4.55	4.64	4.74	4.84	4.95	5.05	5.16	5.27	5.38	5.49	5.61	5.73
ITAFOS 13,8 KV	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30	6.30
GURUPI II 13,8 KV	16.56	17.05	17.55	18.05	18.58	19.11	19.67	20.23	20.82	21.42	22.04	22.68	23.33	24.01	24.70
GURUPI I 13,8 KV	15.64	16.10	16.56	17.04	17.54	18.04	18.56	19.10	19.65	20.22	20.80	21.41	22.02	22.66	23.32
GURUPI I 34,5 KV	7.28	7.50	7.72	7.95	8.18	8.43	8.67	8.93	9.19	9.46	9.74	10.03	10.33	10.63	10.95
FORMOSO 13,8 KV	3.52	3.63	3.74	3.85	3.97	4.09	4.21	4.33	4.46	4.60	4.73	4.87	5.02	5.17	5.32
FORMOSO 34,5 KV	1.87	1.93	1.99	2.05	2.11	2.17	2.24	2.30	2.37	2.44	2.52	2.59	2.67	2.75	2.83
FUIGUEIROPOLIS 13,8 KV	1.68	1.73	1.78	1.83	1.88	1.93	1.99	2.04	2.10	2.16	2.22	2.28	2.34	2.41	2.48
NOVA ROSALANDIA 13,8 KV	0.63	0.66	0.68	0.70	0.73	0.76	0.78	0.81	0.84	0.87	0.91	0.94	0.97	1.01	1.05
NOVA ROSALANDIA 34,5 KV	3.17	3.29	3.41	3.54	3.67	3.80	3.94	4.08	4.23	4.39	4.55	4.71	4.89	5.06	5.25
PARAISO II 34,5 KV	9.04	9.50	9.96	10.43	10.94	11.46	12.02	12.59	13.20	13.84	14.50	15.20	15.93	16.70	17.50
LUZIMANGUES 13,8 KV	3.53	3.71	3.89	4.08	4.27	4.48	4.69	4.92	5.16	5.40	5.67	5.94	6.22	6.52	6.84
PARAISO I 13,8 KV	14.79	15.30	15.80	16.33	16.87	17.43	18.01	18.60	19.22	19.86	20.52	21.20	21.90	22.63	23.38
PARAISO I 34,5 KV	4.60	4.74	4.88	5.03	5.18	5.34	5.50	5.66	5.83	6.01	6.19	6.37	6.56	6.76	6.96
LAGOA DA CONFUSAO 13,8 KV	3.11	3.23	3.35	3.48	3.61	3.75	3.89	4.04	4.19	4.35	4.51	4.68	4.86	5.04	5.23
LAGOA DA CONFUSAO 34,5 KV	2.70	2.81	2.91	3.02	3.14	3.25	3.38	3.51	3.64	3.77	3.92	4.06	4.22	4.38	4.54
CRISTALANDIA 13,8 KV	1.64	1.68	1.71	1.75	1.78	1.82	1.86	1.90	1.94	1.98	2.02	2.06	2.11	2.15	2.19
CRISTALANDIA 34,5 KV	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00	1.02	1.04	1.06	1.08	1.11	1.13	1.15	1.18	1.20	1.23
CASEARA 34,5 KV	7.03	7.25	7.47	7.69	7.92	8.16	8.41	8.66	8.92	9.19	9.46	9.75	10.04	10.34	10.65

4.5 Limites Operativos

4.5.1 Tensão

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 4-4.

Tabela 4-4 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
69 kV	72,45 kV (1,05 pu)	65,55 kV (0,95 pu)
138 kV	145 kV (1,05 pu)	131 kV (0,95 pu)
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

4.5.2 Carregamento

Para os limites de carregamento das linhas de transmissão existentes, foram adotados os valores para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, informados pelos agentes envolvidos, em consonância com aqueles constantes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão, assim como foram obtidos perante a distribuidora de energia da área de interesse tais valores para as linhas de distribuição existentes e para as planejadas.

Para linhas de transmissão futuras foram utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização e informados pelos agentes ou por valores típicos definidos pela EPE, atendendo às determinações da Resolução nº 191 da ANEEL.

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

4.5.3 Fator de Potência

O fator de potência considerado nas barras da Rede Básica de Fronteira foi de 0,95.

4.6 Parâmetros Econômicos

Os custos modulares utilizados na análise econômica comparativa das alternativas e nas fichas PET e PELP foram os constantes na “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2017, [3], atualizada para Maio/2019, de acordo com a metodologia de correção dos índices inflacionários divulgada pela ANEEL.

Além disso, foi adotado o ano de 2024 como referência, taxa de atualização de capital de 8% ao ano, e tempo de vida útil das instalações igual a 30 anos.

As perdas elétricas obtidas para o período considerado foram valoradas pelo custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 233,95 R\$/MWh.

5 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

Considerando o crescimento de carga da região de Gurupi informado pela Energisa TO, é detectado no ano de 2024 em regime normal de operação e patamar de carga média, um carregamento da LD 138 kV UHE Peixe – Gurupi II no limite de sua capacidade operativa. Adicionalmente, nota-se que o perfil de tensão da região sul do estado do Tocantins fica bastante deteriorado, com tensões abaixo do permitido, conforme é mostrado na Figura 5-1.

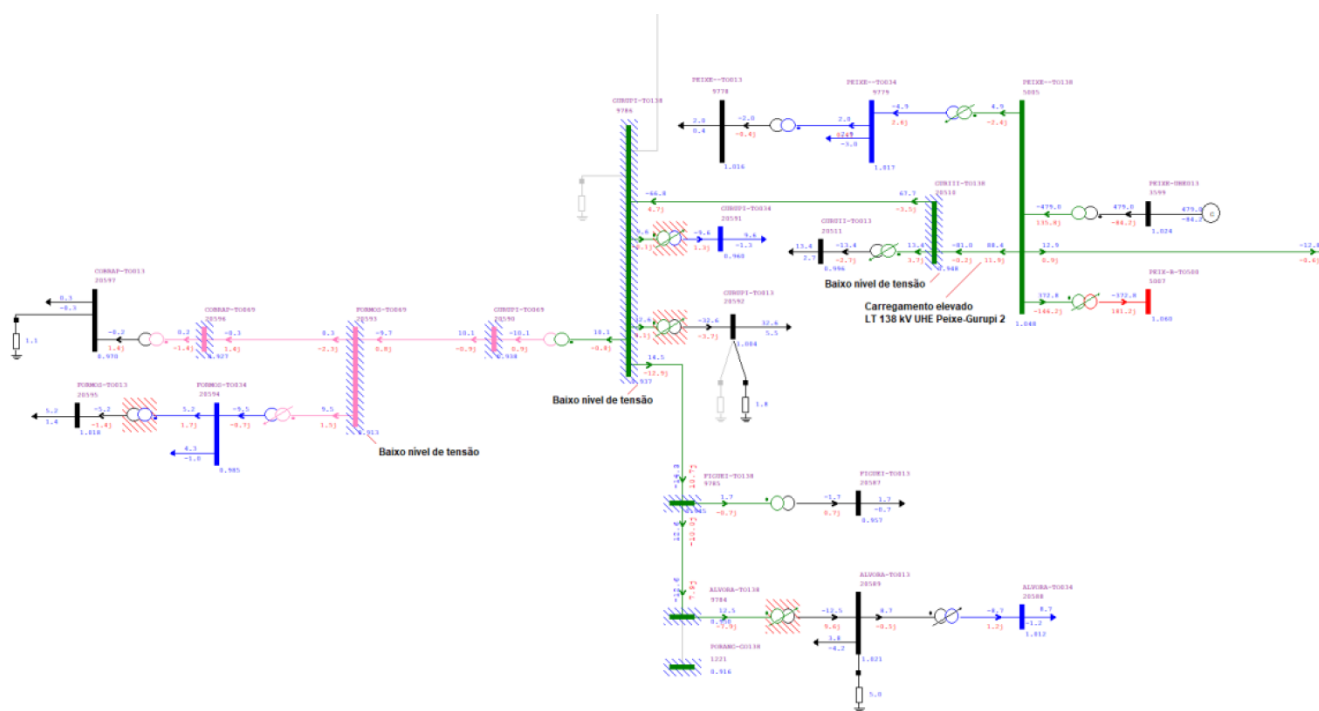


Figura 5-1– Diagnóstico do atendimento às cargas da região de Gurupi – Carga Média – Anel Aberto – 2024

Portanto, torna-se necessário a realização de um estudo de planejamento de expansão para suprimento de energia elétrica à região de Gurupi, no qual deverão ser analisadas alternativas a nível de distribuição e/ou de Rede Básica.

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

6.1 Alternativa 1

A Alternativa 1 contempla a implantação de um novo ponto de suprimento na região sul do estado do Tocantins (SE Gurupi 138 kV), além da LD 138 kV Gurupi – Gurupi I C1 e da LD 138 kV Gurupi – Gurupi II C1.

A Figura 6-1 apresenta a configuração associada à Alternativa 1.

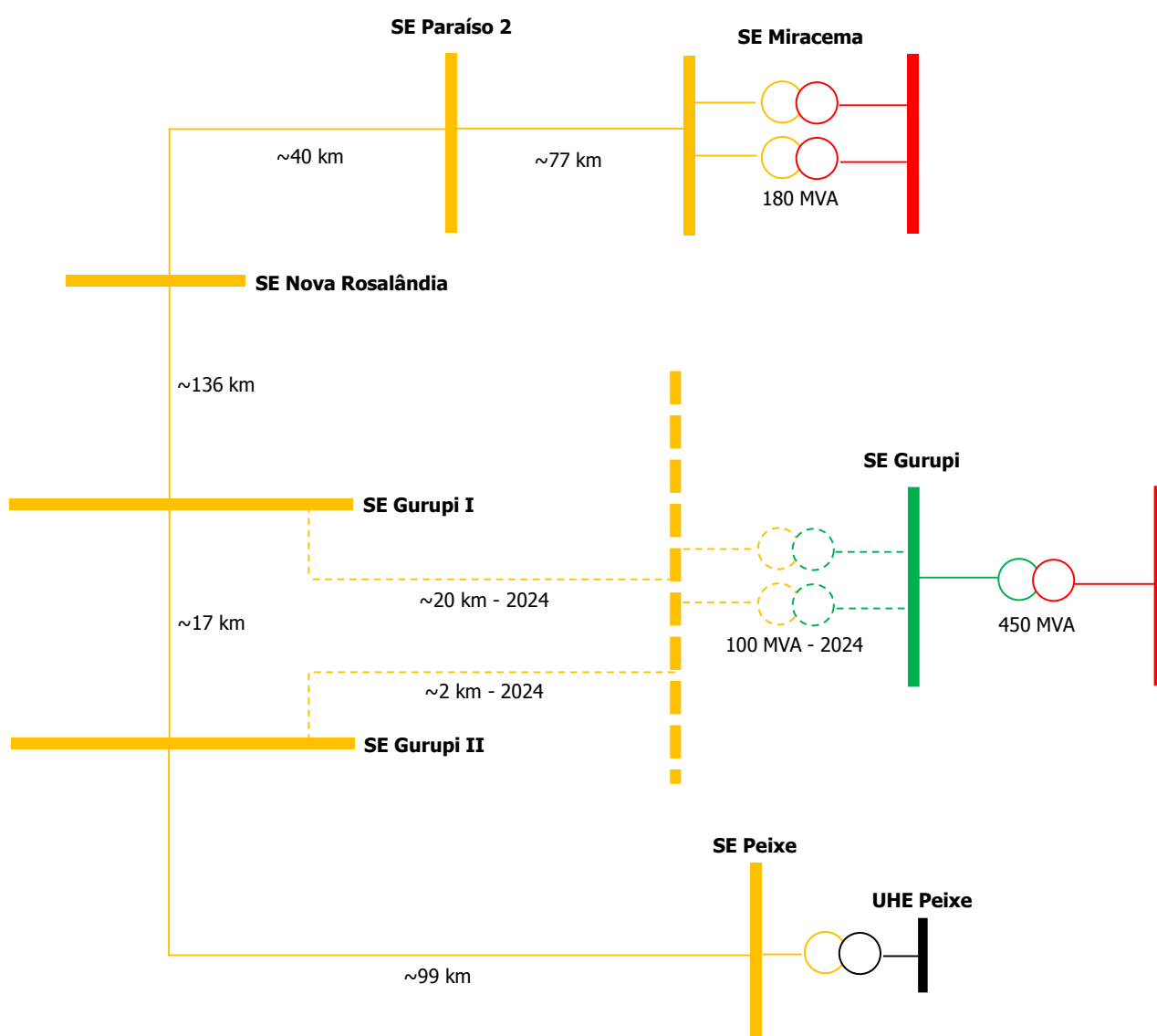


Figura 6-1 – Alternativa 1

6.2 Alternativa 2

A Alternativa 2 consiste no reforço do sistema de distribuição existente para atendimento à região sul do estado do Tocantins. As principais obras dessa alternativa são as LDs 138 kV Peixe – Gurupi II C2 e C3 e Gurupi II – Gurupi I C2.

A Figura 6-2 apresenta a configuração associada à Alternativa 2.

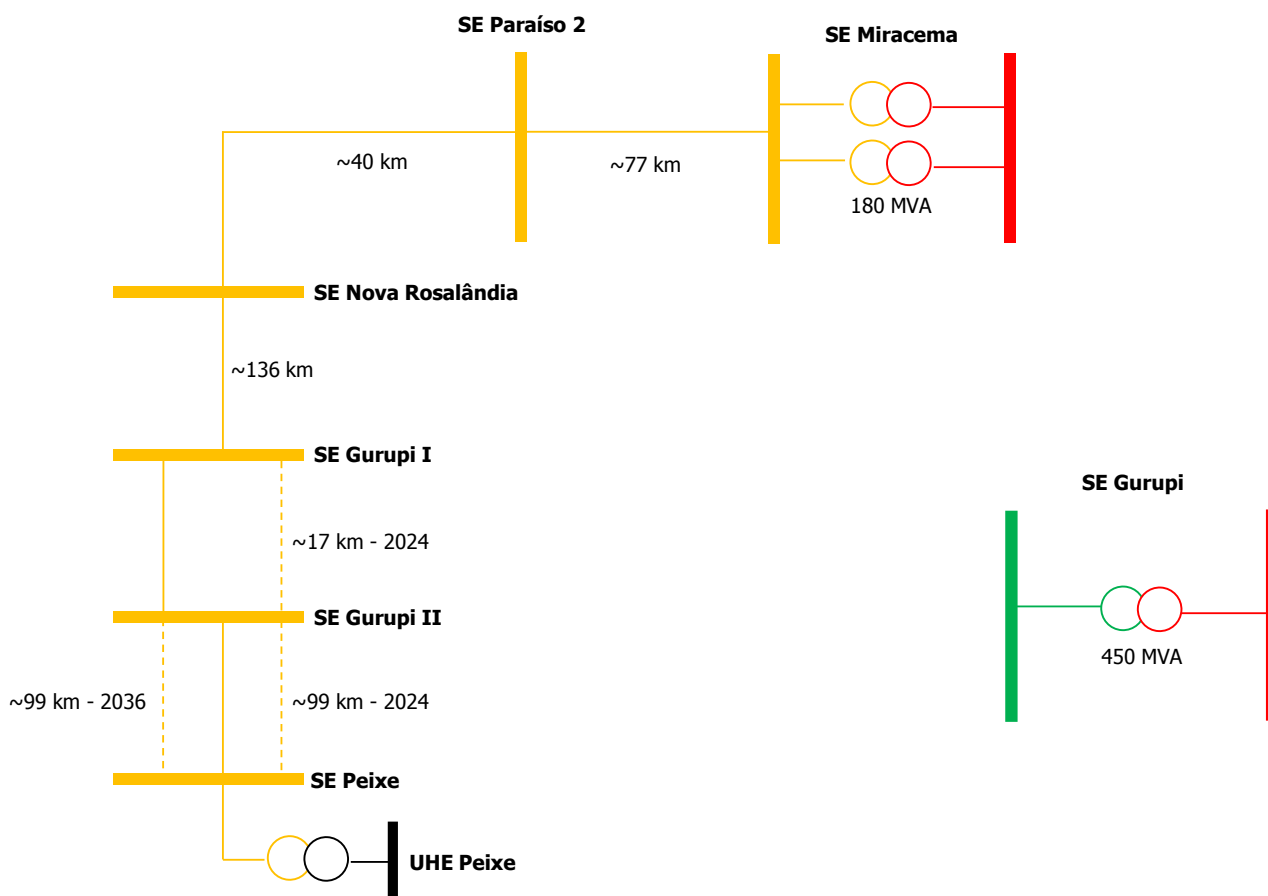


Figura 6-2 – Alternativa 2

7 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas nesse trabalho.

7.1 Alternativa 1

Como apresentado no item 6.1, a Alternativa 1 contempla a implantação de um novo ponto de suprimento na região sul do estado do Tocantins. A seguir são descritas as principais obras associadas à essa alternativa.

Para o ano de 2024, essa alternativa contempla a implantação do setor de 138 kV na SE Gurupi, além da LD 138 kV Gurupi – Gurupi I C1 e da LD 138 kV Gurupi – Gurupi II C1.

Em 2030, considerando o patamar de carga média, será necessária a implantação de 1 (um) banco de capacitores de 20 Mvar na SE Paraíso 2 138 kV, com o objetivo de manter o perfil de tensão do sistema de distribuição dentro da faixa operativa. Por sua vez, em 2037 será necessária a implantação de 1 (um) banco de capacitores de 5 Mvar no setor de 34,5 kV da SE Paraíso 2.

Adicionalmente, cumpre notar que durante o horizonte estudado, seriam necessários reforços nas transformações das SEs Paraíso 1 138/13,8 kV, Formoso 34,5/13,8 kV, Gurupi II 138/13,8 kV e Lagoa da Confusão 34,5/13,8 kV, obras comuns às duas alternativas analisadas.

Considerando a implantação dessas obras, o sistema apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2024 – 2038), atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e sistema de distribuição da região em foco.

A Figura 7-1 e a Figura 7-2 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para a região sul do estado de Tocantins, referentes aos anos de 2024 (ano inicial do estudo) e 2038 (ano horizonte do estudo), após a implantação de todos os reforços recomendados por essa alternativa, considerando o cenário Norte Seco e o patamar de carga média.

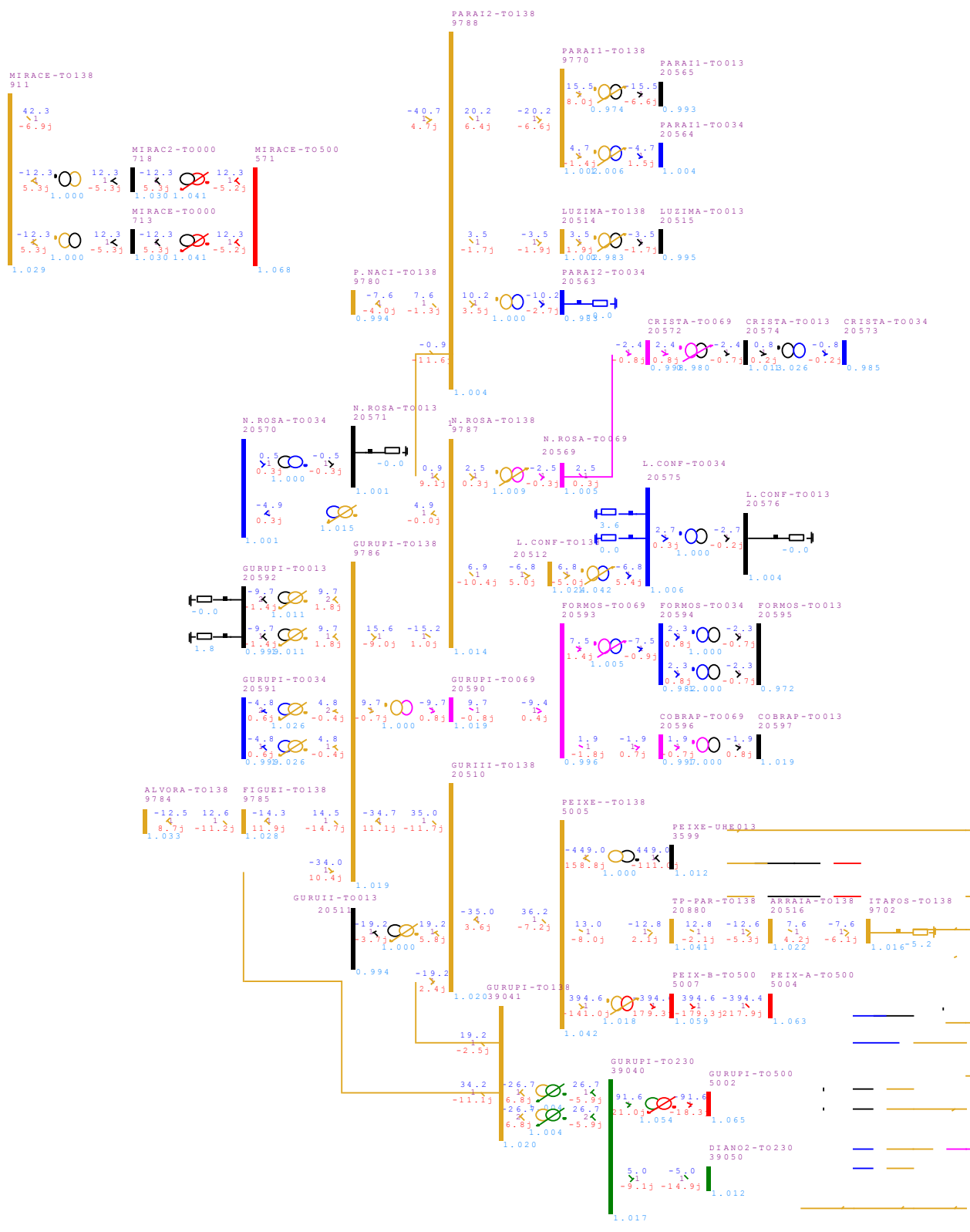


Figura 7-1 – Alternativa 1 – Cenário Norte Seco – Patamar de Carga Média – Ano 2024

O cronograma de obras referentes à Alternativa 1 é apresentado na Tabela 7-1 até a Tabela 7-3.

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

Ano	Subestação	Tensão	Descrição	Nº
2024	Gurupi	230/138 kV	TR 230/138 kV - 3Ø - 2 x 100 MVA - 200 MVA	1º e 2º
		138 kV	Novo pátio 138 kV – BPT	-

Tabela 7-2 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações da Energisa TO

Ano	Subestação	Tensão	Descrição	Nº
2024	Formoso	34,5/13,8 kV	TR 34,5-13,8 kV - 3Ø - 5 MVA	2º
2028	Paraíso 1	138/13,8 kV	TR 138-13,8 kV - 3Ø - 20 MVA	2º
	Lagoa da Confusão	34,5/13,8 kV	TR 34,5-13,8 kV - 3Ø - 3,5 MVA	2º
2030	Paraíso 2	138 kV	Banco de capacitores – 20 Mvar	1º
2031	Gurupi II	138/13,8 kV	TR 138-13,8 kV - 3Ø - 25 MVA	2º
2037	Paraíso 2	34,5 kV	Banco de capacitores – 5 Mvar	1º

Tabela 7-3 – Alternativa 1 – Principais obras em linhas de distribuição da Energisa TO

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2024	138 kV	LD Gurupi – Gurupi I CS (C1)	1 x 336 MCM	20 km
		LD Gurupi – Gurupi II CS (C1)	1 x 336 MCM	2 km
Total em Linhas de Distribuição 138 kV				22 km

7.2 Alternativa 2

Como apresentado no item 6.1, a Alternativa 2 contempla a implantação de reforços no sistema de distribuição responsável pelo suprimento de energia elétrica à região sul do estado do Tocantins. A seguir são descritas as principais obras associadas à essa alternativa.

Para o ano de 2024, essa alternativa contempla a implantação da LD 138 kV Peixe – Gurupi II C2 e da LD 138 kV Gurupi I – Gurupi II C2.

Em 2030, considerando o patamar de carga média, será necessária a implantação de 2 (dois) bancos de capacitores, sendo um de 20 Mvar na SE Paraíso 2 138 kV e outro de 5 Mvar na SE Formoso 69 kV, com o objetivo de manter o perfil de tensão do sistema de distribuição dentro da faixa operativa. Por sua vez, em 2036 será necessária a implantação de 1 (um) banco de capacitores de 5 Mvar no setor de 34,5 kV da SE Paraíso 2. Ainda em 2036, com o objetivo de evitar subtensões durante a contingência de um dos 2 circuitos da LD 138 kV Peixe – Gurupi II, será necessária a implantação do terceiro circuito entre essas duas subestações. Cumpre notar que sem a implantação desse terceiro circuito, o fluxo de potência passante no circuito remanescente durante a contingência de um dos 2 circuitos da LD 138 kV Peixe – Gurupi II, estaria em torno de 95% da sua capacidade de emergência, fato esse que ratifica a necessidade de implantação do terceiro circuito a partir desse ano.

Adicionalmente, cumpre notar que durante o horizonte estudado, seriam necessários reforços nas transformações das SEs Paraíso 1 138/13,8 kV, Formoso 34,5/13,8 kV, Gurupi 2 138/13,8 kV e Lagoa da Confusão 34,5/13,8 kV, obras comuns à todas as alternativas.

Considerando a implantação dessas obras, o sistema apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2024 – 2038), atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e sistema de distribuição da região em foco.

A Figura 7-3 e a Figura 7-4 apresentam os fluxos de potência e perfis de tensão em regime normal de operação para a região sul do estado de Tocantins, referentes aos anos de 2024 (ano inicial do estudo) e 2038 (ano horizonte do estudo), após a implantação de todos os reforços recomendados por essa alternativa, considerando o cenário Norte Seco e o patamar de carga média.

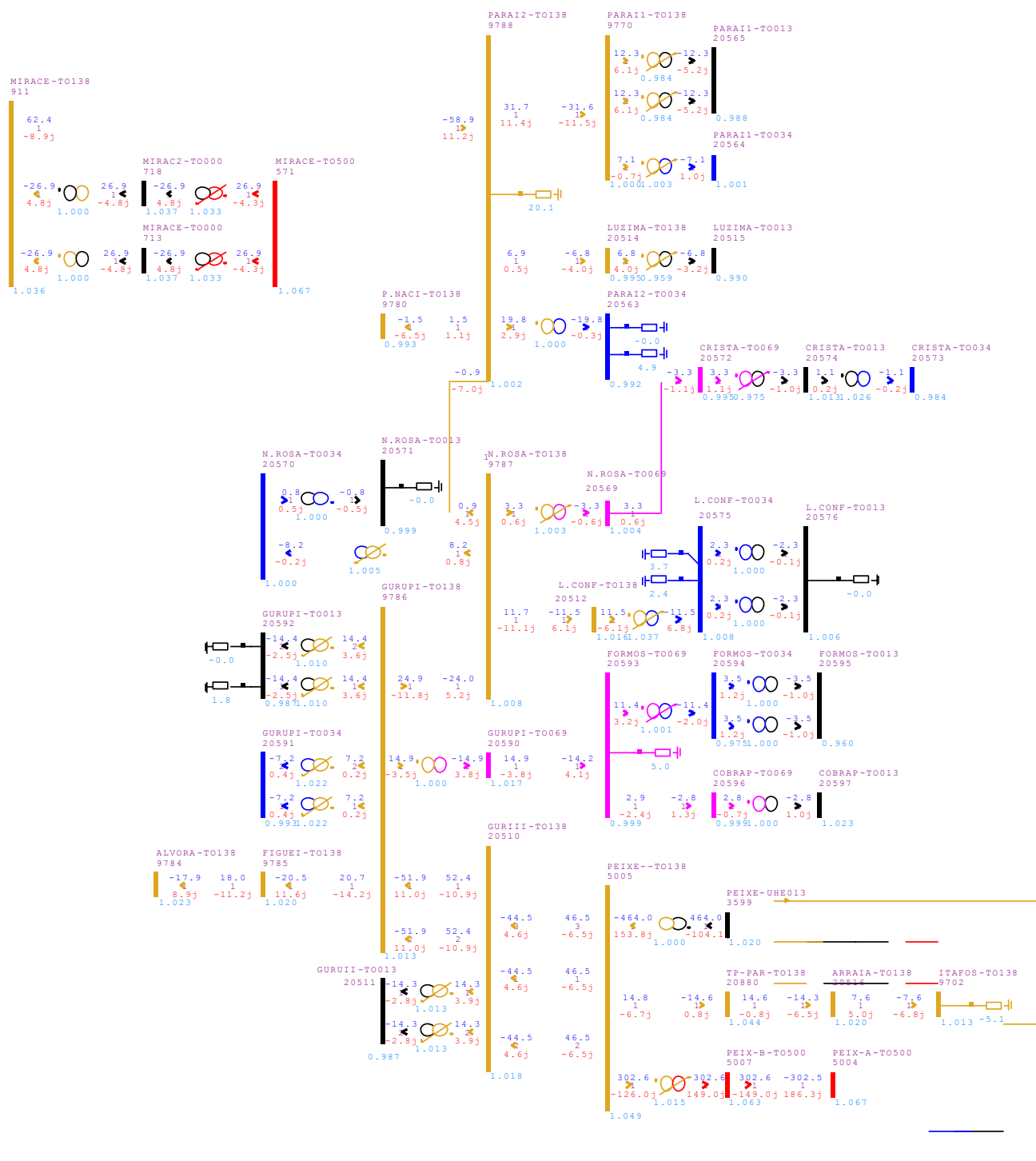


Figura 7-4 – Alternativa 2 – Cenário Norte Seco – Patamar de Carga Média – Ano 2038

O cronograma de obras referentes à Alternativa 2 é apresentado na Tabela 7-4 e na Tabela 7-5.

Tabela 7-4 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações da Energisa TO

Ano	Subestação	Tensão	Descrição	Nº
2024	Formoso	34,5/13,8 kV	TR 34,5-13,8 kV - 3Ø - 5 MVA	2º
2028	Paraíso 1	138/13,8 kV	TR 138-13,8 kV - 3Ø - 20 MVA	2º
	Lagoa da Confusão	34,5/13,8 kV	TR 34,5-13,8 kV - 3Ø - 3,5 MVA	2º
2030	Paraíso 2	138 kV	Banco de capacitores – 20 Mvar	1º
	Formoso	69 kV	Banco de capacitores – 5 Mvar	1º
2031	Gurupi II	138/13,8 kV	TR 138-13,8 kV - 3Ø - 25 MVA	2º
2036	Paraíso 2	34,5 kV	Banco de capacitores – 5 Mvar	1º

Tabela 7-5 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Energisa TO

Ano	Tensão	Linha de Distribuição	Configuração	Distância
2024	138 kV	LD Peixe – Gurupi II CS (C2)	1 x 336 MCM	99 km
		LD Gurupi I – Gurupi II CS (C2)	1 x 336 MCM	17 km
Total em Linhas de Distribuição 138 kV				116 km
2036	138 kV	LD Peixe – Gurupi II CS (C3)	1 x 336 MCM	99 km
Total em Linhas de Distribuição 138 kV				99 km

8 ANÁLISE ECONÔMICA

8.1 Comparação Econômica

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam no documento “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2017, [3], atualizada para Maio/2019 de acordo com a metodologia de correção dos índices inflacionários divulgada pela ANEEL.

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.

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 1), foram estimados considerando-se os cenários de geração Norte Seco e Norte Úmido do Plano Decenal 2027, com permanência de 42 e 58% cada cenário, respectivamente, e patamares de carga Leve, Média e Pesada, com permanências de 7 horas, 14 horas e 3 horas, respectivamente, para todos os anos do horizonte de estudo (2024-2038), tendo como referência o custo de perdas de 233,95 R\$/MWh e a taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2024.

A Tabela 8-1 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas.

Tabela 8-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 1	72.294,71	0	72.294,71	100,00%	1º
Alternativa 2	88.382,91	44.214,67	132.597,58	183,4%	2º

8.2 Discussão dos Resultados

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 8-1, pode-se concluir que a Alternativa 1 apresenta o melhor desempenho técnico-econômico, sendo, portanto, a solução recomendada para suprimento de energia elétrica à região sul do estado do Tocantins. A alternativa 1 contempla a implantação de um novo setor de 138 kV na SE Gurupi, com 2 (dois) autotransformadores 230/138 kV de 100 MVA.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 13.3.

8.3 Modulação ótima dos novos autotransformadores 230/138 kV da SE Gurupi

Foi realizada uma análise para indicar a modulação dos autotransformadores mais econômica para a SE Gurupi 230/138 kV. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 8-2.

Tabela 8-2 – Modulação dos novos autotransformadores 230/138 kV da SE Gurupi

Transformadores	VPL (R\$ x 1000)	Configuração	Total	%	Ordem
ATR 3Ø – 50 MVA	55.404,37	2 ATR – 2024	3 ATR – 2038	110,12%	2º
		1 ATR – 2032			
ATR 3Ø – 100 MVA	50.311,41	2 ATR – 2024	2 ATR – 2038	100,00%	1º

Foram analisadas duas possibilidades, a primeira delas consiste na utilização de autotransformadores trifásicos com modulação de 50 MVA para composição do parque transformador da nova SE Gurupi 230/138 kV, e uma segunda opção utilizando autotransformadores com modulação de 100 MVA.

A análise de desempenho técnico-econômico indica a escolha da modulação de 100 MVA, configurada através da implantação de 2 autotransformadores trifásicos no ano de 2024, como a alternativa mais econômica, dotando o novo ponto de suprimento recomendado de grande robustez e confiabilidade durante todo o período de tempo analisado.

9 ENERGIZAÇÃO DOS NOVOS AUTOTRANSFORMADORES

De acordo com os critérios de planejamento adotados neste estudo, as tensões máximas admissíveis nas extremidades das linhas de transmissão durante o processo de energização não devem ultrapassar 1,1 pu para os barramentos de 230 kV e 138 kV, assim como 1,2 pu para a tensão de 500 kV.

O estudo de energização foi realizado considerando a configuração prevista para 2024, em patamar de carga leve.

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização dos autotransformadores 230/138 kV da SE Gurupi.

9.1 Energização dos ATRs 230/138 kV da SE Gurupi

A energização do primeiro autotransformador 230/138 kV da SE Gurupi foi realizada partindo-se de Gurupi 230 kV com tensão de 1,04 pu. Nessa condição, após a energização, a tensão no terminal de Gurupi 230 kV é mantida em 1,04 pu, ficando o barramento de Gurupi 138 kV com 1,041 pu, ou seja, dentro dos valores predeterminados. Os resultados dessas simulações são apresentados na Figura 9-1 e Figura 9-2. Finalmente, cumpre notar que resultado semelhante é obtido para a simulação de energização do segundo autotransformador 230/138 kV de Gurupi.

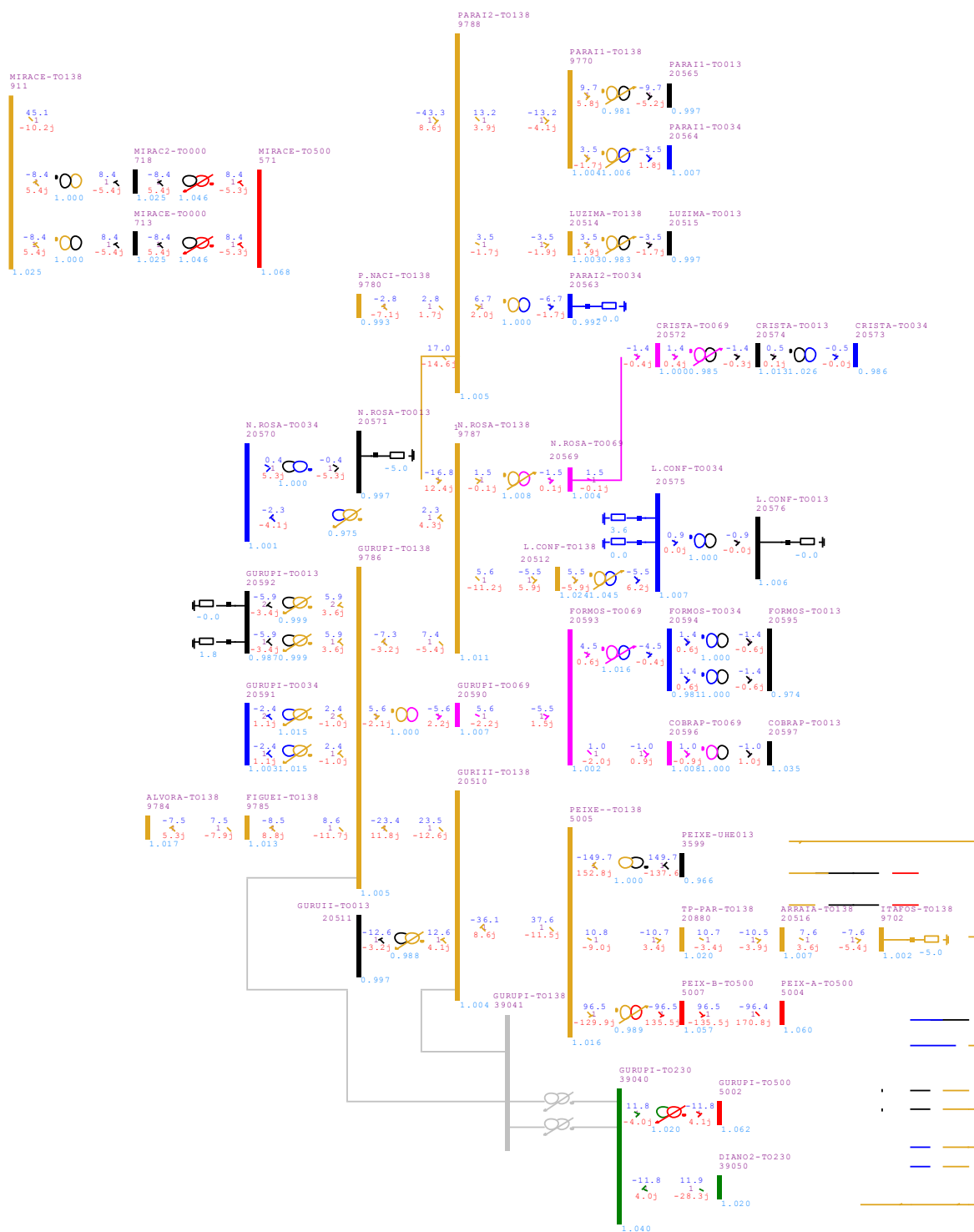


Figura 9-1 – Pré-Energização dos Autotransformadores 230/138 kV da SE Gurupi

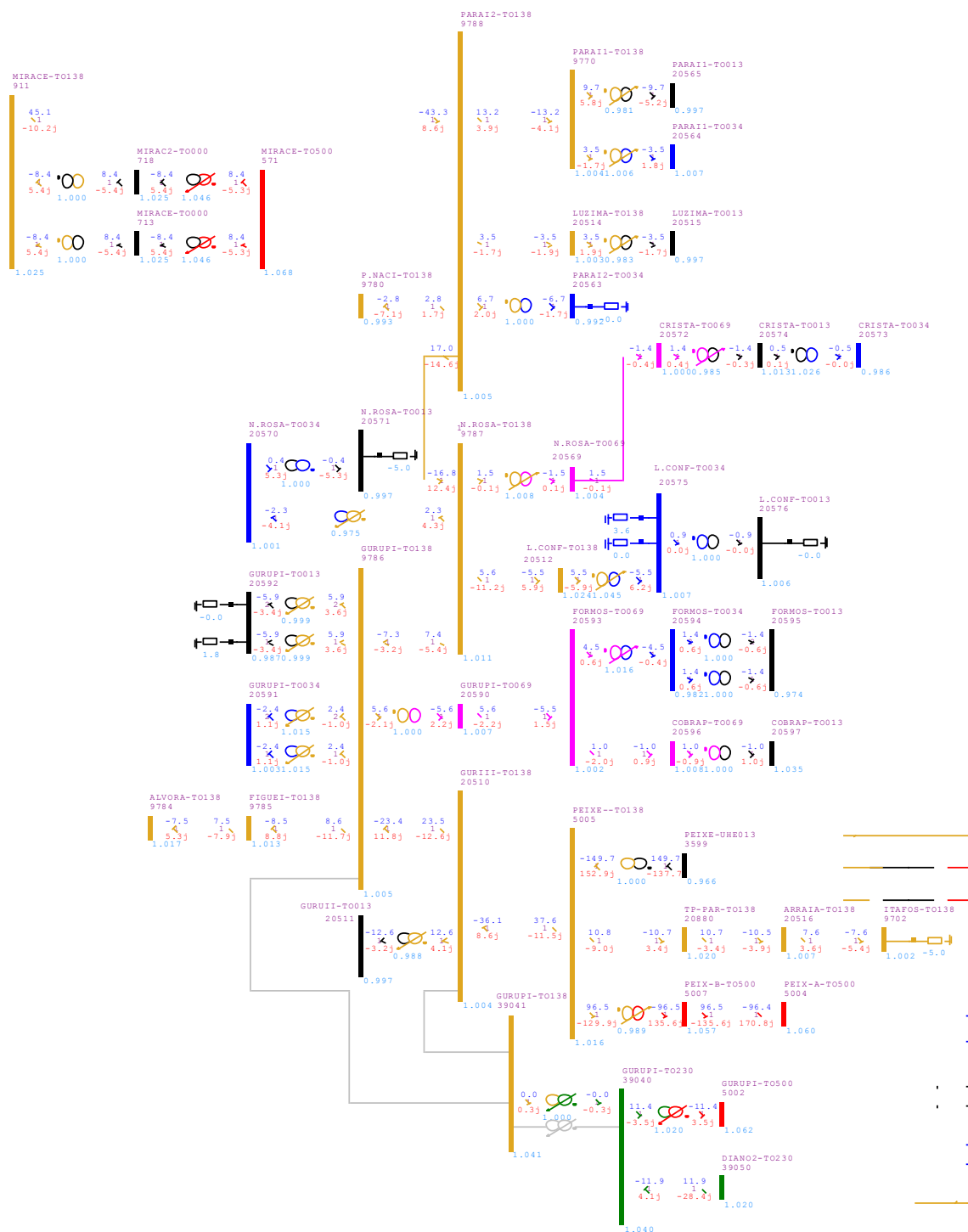


Figura 9-2 – Energização do 1º Autotransformador 230/138 kV da SE Gurupi

10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando o sistema em regime subtransitário, todas as linhas de transmissão utilizando a base de dados referente ao PD 2027, considerando cenários com número máximo e mínimo de unidades de geração.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito mínimo e máximo para as principais subestações influenciadas pela implantação dos reforços recomendados neste estudo (Alternativa 1), são apresentados nas Tabela 10-1 até a Tabela 10-4. Esses valores foram obtidos para as condições pré-entrada e pós-entrada das obras indicadas neste estudo.

Tabela 10-1 – Níveis de Curto Circuito Máximo Pré-entrada de Obras – Ano 2024

Curto Circuito Máximo		2024						Disjuntor
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	(kA)
Peixe	500	17,71	8,62	10,28	7,71	15,82	8,43	50
	138	22,44	37,8	23,82	31,14	23,32	33,94	31,5
Gurupi	500	29,1	8,21	14,07	5,47	25,97	7,69	50
	230	9,02	25,1	7,63	16,24	8,54	21,44	40
	138	---	---	---	---	---	---	---
Miracema	500	32,92	9,32	24,09	8,28	30,22	9,01	50
	138	13,84	17,26	17,26	19,44	16,82	19,21	31,5
Gurupi I	138	1,27	2,61	1,47	3,21	1,5	3,04	31,5
	69	1,89	3,6	2,12	4,53	2,15	4,18	31,5
Gurupi II	138	1,47	2,64	1,64	3,3	1,68	3,04	40
Arraias	138	0,74	2,55	0,72	3,36	0,78	2,87	31,5
Figueirópolis	138	0,92	2,66	1,01	3,31	1,04	3,04	31,5
Alvorada	138	0,75	2,69	0,84	3,42	0,86	3,14	31,5
Nova Rosalândia	138	1,46	2,64	1,32	3,52	1,48	2,93	31,5
	69	1,7	4,75	1,59	5,98	1,7	5,21	31,5
Lagoa da Confusão	138	0,82	2,55	0,72	3,6	0,83	2,86	31,5
Paraíso 1	138	2,2	2,72	2,19	3,55	2,34	3,07	31,5
Paraíso 2	138	2,34	2,78	2,33	3,57	2,48	3,12	31,5
Luzimangues	138	1,27	2,61	1,32	3,51	1,39	3,04	31,5
Formoso	69	0,8	2,46	0,77	3,36	0,84	2,8	31,5
Cobrap	69	0,44	1,98	0,3	2,52	0,41	2,08	31,5
Cristalândia	69	1	2,66	0,69	3,01	0,92	2,74	20

Tabela 10-2 – Níveis de Curto Circuito Máximo Pós-entrada de Obras – Ano 2024

Curto Circuito Máximo		2024						Disjuntor
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	(kA)
Peixe	500	17,73	8,6	10,31	7,7	15,84	8,41	50
	138	23,44	25,34	24,54	24,16	24,14	24,68	31,5
Gurupi	500	29,12	8,2	14,57	5,69	26,01	7,72	50
	230	9,69	16,92	8,48	14,13	9,21	15,94	40
	138	6,31	10,45	6	12,28	6,19	11,37	---
Miracema	500	32,94	9,32	24,14	8,27	30,25	9	50
	138	13,84	17,27	17,26	19,45	16,82	19,22	31,5
Gurupi I	138	4,54	5,76	4,18	6,47	4,4	6,06	31,5
	69	3,96	13,11	3,89	13,75	3,94	13,41	31,5
Gurupi II	138	6,07	8,69	5,65	9,79	5,84	9,27	40
Arraias	138	0,74	2,54	0,72	3,35	0,78	2,87	31,5
Figueirópolis	138	1,93	3,65	1,69	4,6	1,9	3,96	31,5
Alvorada	138	1,31	3,34	1,23	4,54	1,34	3,78	31,5
Nova Rosalândia	138	1,46	2,64	1,32	3,52	1,48	2,93	31,5
	69	1,7	4,75	1,59	5,98	1,7	5,21	31,5
Lagoa da Confusão	138	0,82	2,55	0,72	3,6	0,83	2,86	31,5
Paraíso 1	138	2,2	2,72	2,19	3,55	2,34	3,07	31,5
Paraíso 2	138	2,34	2,78	2,33	3,57	2,48	3,12	31,5
Luzimangues	138	1,27	2,61	1,32	3,51	1,39	3,04	31,5
Formoso	69	1,03	2,58	0,9	3,66	1,04	2,89	31,5
Cobrap	69	0,5	1,96	0,32	2,53	0,46	2,06	31,5
Cristalândia	69	1	2,66	0,69	3,01	0,92	2,74	20

Tabela 10-3 – Níveis de Curto Circuito Mínimo Pré-entrada de Obras – Ano 2024

Curto Circuito Mínimo		2024						Disjuntor
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	(kA)
Peixe	500	13,15	9,53	7,25	6,84	11,79	8,98	50
	138	15,5	37,77	14,62	20,23	15,36	27,45	31,5
Gurupi	500	20,17	9,7	11,16	6,24	18,18	8,94	50
	230	7,8	31,89	6,78	18,34	7,5	25,19	40
	138	---	---	---	---	---	---	---
Miracema	500	22,16	11,32	17,59	9,67	20,7	10,77	50
	138	11,44	22,42	14,57	24,76	14,18	24,81	31,5
Gurupi I	138	1,24	2,66	1,45	3,26	1,47	3,09	31,5
	69	1,86	3,65	2,1	4,58	2,12	4,24	31,5
Gurupi II	138	1,44	2,7	1,61	3,36	1,65	3,11	40
Arraias	138	0,73	2,58	0,71	3,39	0,77	2,9	31,5
Figueirópolis	138	0,91	2,7	1	3,34	1,03	3,08	31,5
Alvorada	138	0,74	2,72	0,83	3,45	0,85	3,17	31,5
Nova Rosalândia	138	1,45	2,67	1,31	3,54	1,47	2,95	31,5
	69	1,69	4,78	1,58	6	1,69	5,24	31,5
Lagoa da Confusão	138	0,81	2,57	0,71	3,61	0,82	2,88	31,5
Paraíso 1	138	2,17	2,75	2,17	3,58	2,3	3,12	31,5
Paraíso 2	138	2,3	2,82	2,3	3,61	2,44	3,17	31,5
Luzimangues	138	1,26	2,64	1,31	3,53	1,38	3,06	31,5
Formoso	69	0,79	2,47	0,76	3,37	0,83	2,82	31,5
Cobrap	69	0,44	1,99	0,3	2,52	0,41	2,09	31,5
Cristalândia	69	0,99	2,67	0,69	3,02	0,91	2,75	20

Tabela 10-4 – Níveis de Curto Circuito Mínimo Pós-entrada de Obras – Ano 2024

Curto Circuito Mínimo		2024						Disjuntor
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R	(kA)
Peixe	500	13,18	9,5	7,27	6,83	11,82	8,96	50
	138	16,29	24,29	15,08	16,89	15,97	20,55	31,5
Gurupi	500	20,18	9,7	11,52	6,53	18,2	8,99	50
	230	8,31	20,21	7,5	15,83	8,04	18,23	40
	138	5,76	11,3	5,82	12,71	5,84	11,99	---
Miracema	500	22,16	11,32	17,62	9,66	20,71	10,77	50
	138	11,44	22,42	14,57	24,76	14,18	24,8	31,5
Gurupi I	138	4,35	5,93	4,09	6,6	4,29	6,2	31,5
	69	3,93	13,29	3,87	13,89	3,91	13,57	31,5
Gurupi II	138	5,57	9,28	5,5	10,09	5,58	9,65	40
Arraias	138	0,73	2,57	0,71	3,38	0,77	2,89	31,5
Figueirópolis	138	1,91	3,69	1,68	4,63	1,88	3,99	31,5
Alvorada	138	1,3	3,36	1,23	4,56	1,34	3,8	31,5
Nova Rosalândia	138	1,45	2,67	1,31	3,54	1,47	2,95	31,5
	69	1,69	4,78	1,58	6	1,69	5,24	31,5
Lagoa da Confusão	138	0,81	2,57	0,71	3,61	0,82	2,88	31,5
Paraíso 1	138	2,17	2,75	2,17	3,58	2,3	3,12	31,5
Paraíso 2	138	2,31	2,82	2,3	3,61	2,44	3,17	31,5
Luzimangues	138	1,26	2,64	1,31	3,53	1,38	3,06	31,5
Formoso	69	1,03	2,58	0,9	3,67	1,04	2,9	31,5
Cobrap	69	0,5	1,96	0,32	2,54	0,46	2,06	31,5
Cristalândia	69	0,99	2,67	0,69	3,02	0,91	2,75	20

Não foi verificada a superação dos disjuntores das subestações de Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Rede de Distribuição, mesmo após inseridos os reforços indicados neste estudo.

Adicionalmente, ressalta-se que os disjuntores da SE Gurupi 138 kV devem ser dimensionados de acordo com os valores das correntes de curto-circuito apresentados acima, ou seja, 31,5 kA.

11 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

12 EQUIPE TÉCNICA

Bruno Scarpa Alves da Silveira – EPE/STE

Gustavo Valeriano Neves Luizon – EPE/STE

Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

Alfredo Lima Silva – EPE/SMA

Clayton Borges da Silva – EPE/SMA

Kátia Gisele Soares Matosinho – EPE/SMA



Lucas Leandro Muller

Pedro de Assis Sobreira Junior



13 ANEXOS

13.1 Parâmetros dos Equipamentos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Autotransformadores (ATR)

Tabela 13-1 – Parâmetros dos Autotransformadores Recomendados – Alternativa 1

Subestação	Transformador	Conexão dos Enrolamentos	Unidade	Capacidade	Xps (%)	Δ TAP
Gurupi (Rede Básica de Fronteira)	230/138 kV	 (Autotransformador)	ATR1 ATR2	100/120	12,00	0,9/1,1

13.2 Diferencial de Perdas das Alternativas

A Tabela 13-2 até a Tabela 13-7 apresentam o diferencial de perdas elétricas de todas as alternativas em relação à Alternativa 1, discretizadas por ano, considerando-se os cenários de geração apresentados no item 4.3.

Tabela 13-2 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Seco/Patamar de Carga Leve

Ano	Perdas (MW)
	ALTERNATIVAS ANALISADAS
	Δ ALT2
2024	1,03
2025	1,09
2026	1,19
2027	1,27
2028	1,32
2029	1,41
2030	1,75
2031	1,82
2032	1,89
2033	1,96
2034	2,02
2035	2,10
2036	1,51
2037	1,58
2038	1,65

Tabela 13-3 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Úmido/Patamar de Carga Leve

Ano	Perdas (MW)
	ALTERNATIVAS ANALISADAS
	Δ ALT2
2024	0,91
2025	0,96
2026	1,05
2027	1,13
2028	1,16
2029	1,14
2030	1,48
2031	1,54
2032	1,60
2033	1,65
2034	1,72
2035	1,80
2036	1,20
2037	1,27
2038	1,33

Tabela 13-4 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Seco/Patamar de Carga Média

Ano	Perdas (MW)
	ALTERNATIVAS ANALISADAS
	Δ ALT2
2024	2,40
2025	2,58
2026	2,75
2027	2,96
2028	3,12
2029	3,23
2030	3,51
2031	3,65
2032	3,95
2033	4,27
2034	4,50
2035	4,84
2036	2,89
2037	3,10
2038	3,30

Tabela 13-5 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Úmido/Patamar de Carga Média

Ano	Perdas (MW)
	ALTERNATIVAS ANALISADAS
	Δ ALT2
2024	1,91
2025	2,05
2026	2,27
2027	3,92
2028	2,47
2029	2,78
2030	2,91
2031	3,19
2032	3,41
2033	3,60
2034	3,70
2035	4,46
2036	2,46
2037	3,14
2038	4,21

Tabela 13-6 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Seco/Patamar de Carga Pesada

Ano	Perdas (MW)
	ALTERNATIVAS ANALISADAS
	Δ ALT2
2024	0,77
2025	0,85
2026	0,95
2027	1,05
2028	1,20
2029	1,28
2030	1,91
2031	1,81
2032	1,92
2033	1,92
2034	2,19
2035	2,35
2036	1,06
2037	1,14
2038	1,30

Tabela 13-7 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativa 2 em relação à Alternativa 1 (MW) – Cenário de Geração Norte Úmido/Patamar de Carga Pesada

Ano	Perdas (MW)
	ALTERNATIVAS ANALISADAS
	Δ ALT2
2024	0,58
2025	0,59
2026	0,68
2027	0,81
2028	0,90
2029	1,03
2030	1,36
2031	1,44
2032	1,54
2033	1,85
2034	1,76
2035	1,90
2036	0,78
2037	0,87
2038	0,96

13.3 Plano de Obras e Estimativa de Custos

Tabela 13-8 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 1 - (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						117.356,04	105.065,41	10.424,44	72.294,71
SE 230/138 kV GURUPI (Nova)						35.214,91	35.214,91	3.128,05	25.788,39
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ		2024	2,0	1,0	9082,48	18.164,96	18.164,96	1.613,55	13.302,46
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2024	2,0	1,0	3805,57	7.611,14	7.611,14	676,08	5.573,75
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2024	1,0	1,0	3108,73	3.108,73	3.108,73	276,14	2.276,57
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	861,58	861,58	861,58	76,53	630,95
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	5468,50	5.468,50	5.468,50	485,75	4.004,66
SE 230 kV GURUPI (Ampliação/Adequação)						13.104,12	13.104,12	1.164,01	9.596,34
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2024	2,0	1,0	5187,61	10.375,22	10.375,22	921,60	7.597,92
MIM - 230 kV		2024	1,0	1,0	884,73	884,73	884,73	78,59	647,90
MIG-A		2024	1,0	1,0	1844,17	1.844,17	1.844,17	163,81	1.350,51
LT 138 kV GURUPI - GURUPI I, C1 (Nova)						18.067,88	18.067,88	1.604,92	13.231,37
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 20 km		2024	20,0	1,0	370,84	7.416,80	7.416,80	658,82	5.431,43
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	GURUPI	2024	1,0	1,0	4090,42	4.090,42	4.090,42	363,34	2.995,47
MIM - 138 kV	GURUPI	2024	1,0	1,0	316,55	316,55	316,55	28,12	231,81
MIG-A	GURUPI	2024	1,0	1,0	1837,14	1.837,14	1.837,14	163,19	1.345,36
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	GURUPI I	2024	1,0	1,0	4090,42	4.090,42	4.090,42	363,34	2.995,47
MIM - 138 kV	GURUPI I	2024	1,0	1,0	316,55	316,55	316,55	28,12	231,81
LT 138 kV GURUPI - GURUPI II, C1 (Nova)						11.392,76	11.392,76	1.011,99	8.343,08
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km		2024	2,0	1,0	370,84	741,68	741,68	65,88	543,14
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	GURUPI	2024	1,0	1,0	4090,42	4.090,42	4.090,42	363,34	2.995,47
MIM - 138 kV	GURUPI	2024	1,0	1,0	316,55	316,55	316,55	28,12	231,81
MIG-A	GURUPI	2024	1,0	1,0	1837,14	1.837,14	1.837,14	163,19	1.345,36
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	GURUPI II	2024	1,0	1,0	4090,42	4.090,42	4.090,42	363,34	2.995,47
MIM - 138 kV	GURUPI II	2024	1,0	1,0	316,55	316,55	316,55	28,12	231,81

SE 34,5/13,8 kV FORMOSO (Ampliação/Adequação)					5.713,50	5.713,50	507,52	4.184,08
2° TF 34,5/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	1698,19	1.698,19	1.698,19	150,85	1.243,61
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2024	1,0	1,0	1821,67	1.821,67	1.821,67	161,81	1.334,04
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2024	1,0	1,0	1579,84	1.579,84	1.579,84	140,33	1.156,94
MIM - 13,8 kV	2024	1,0	1,0	306,90	306,90	306,90	27,26	224,75
MIM - 34,5 kV	2024	1,0	1,0	306,90	306,90	306,90	27,26	224,75
SE 138/13,8 kV PARAÍSO 2 (Ampliação/Adequação)					9.557,64	7.025,15	848,98	4.187,27
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 20 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	3600,79	3.600,79	2.646,69	319,85	1.577,53
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2028	1,0	1,0	3907,01	3.907,01	2.871,77	347,05	1.711,69
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	1579,84	1.579,84	1.161,23	140,33	692,14
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	153,45	153,45	112,79	13,63	67,23
MIM - 138 kV	2028	1,0	1,0	316,55	316,55	232,67	28,12	138,68
SE 34,5 kV LAGOA DA CONFUSÃO (Ampliação/Adequação)					5.517,26	4.055,35	490,08	2.417,15
2° TF 34,5/13,8 kV, 1 x 3,5 MVA 3Φ	2028	1,0	1,0	1501,95	1.501,95	1.103,98	133,41	658,01
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	1821,67	1.821,67	1.338,98	161,81	798,09
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2028	1,0	1,0	1579,84	1.579,84	1.161,23	140,33	692,14
MIM - 13,8 kV	2028	1,0	1,0	306,90	306,90	225,58	27,26	134,45
MIM - 34,5 kV	2028	1,0	1,0	306,90	306,90	225,58	27,26	134,45
SE 138 kV PARAÍSO 2 (Ampliação/Adequação)					5.515,62	3.475,78	489,94	1.774,24
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2030	1,0	1,0	1250,24	1.250,24	787,86	111,06	402,17
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	3948,83	3.948,83	2.488,43	350,76	1.270,24
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	316,55	316,55	199,48	28,12	101,83
SE 138/13,8 kV GURUPI II (Ampliação/Adequação)					9.897,23	5.774,94	879,15	2.670,73
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 25 MVA 3Φ	2031	1,0	1,0	3940,38	3.940,38	2.299,17	350,01	1.063,30
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2031	1,0	1,0	3907,01	3.907,01	2.279,70	347,05	1.054,29
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	1579,84	1.579,84	921,82	140,33	426,31
MIM - 13,8 kV	2031	1,0	1,0	153,45	153,45	89,54	13,63	41,41
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	316,55	316,55	184,70	28,12	85,42
SE 34,5 kV PARAÍSO II (Ampliação/Adequação)					3.375,12	1.241,02	299,80	102,07
1° Capacitor em Derivação 34,5 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	2037	1,0	1,0	906,67	906,67	333,38	80,54	27,42
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 34,5 kV, Arranjo BS	2037	1,0	1,0	2315,00	2.315,00	851,22	205,64	70,01
MIM - 34,5 kV	2037	1,0	1,0	153,45	153,45	56,42	13,63	4,64

Tabela 13-9 – Plano de obras e estimativa de custos da Alternativa 2 - (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						149.123,91	130.370,54	13.246,29	88.382,91
LT 138 kV PEIXE - GURUPI II, C2 (Nova)						45.527,10	45.527,10	4.044,06	33.340,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	PEIXE	2024	1,0	1,0	4090,42	4.090,42	4.090,42	363,34	2.995,47
MIM - 138 kV	PEIXE	2024	1,0	1,0	316,55	316,55	316,55	28,12	231,81
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	GURUPI II	2024	1,0	1,0	4090,42	4.090,42	4.090,42	363,34	2.995,47
MIM - 138 kV	GURUPI II	2024	1,0	1,0	316,55	316,55	316,55	28,12	231,81
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 99 km		2024	99,0	1,0	370,84	36.713,16	36.713,16	3.261,14	26.885,58
LT 138 kV GURUPI I - GURUPI II, C2 (Nova)						15.118,22	15.118,22	1.342,91	11.071,29
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 17 km		2024	17,0	1,0	370,84	6.304,28	6.304,28	559,99	4.616,72
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	GURUPI I	2024	1,0	1,0	4090,42	4.090,42	4.090,42	363,34	2.995,47
MIM - 138 kV	GURUPI I	2024	1,0	1,0	316,55	316,55	316,55	28,12	231,81
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	GURUPI II	2024	1,0	1,0	4090,42	4.090,42	4.090,42	363,34	2.995,47
MIM - 138 kV	GURUPI II	2024	1,0	1,0	316,55	316,55	316,55	28,12	231,81
SE 34,5/13,8 kV FORMOSO (Ampliação/Adequação)						5.713,50	5.713,50	507,52	4.184,08
2° TF 34,5/13,8 kV, 1 x 5 MVA 3Φ		2024	1,0	1,0	1698,19	1.698,19	1.698,19	150,85	1.243,61
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS		2024	1,0	1,0	1821,67	1.821,67	1.821,67	161,81	1.334,04
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2024	1,0	1,0	1579,84	1.579,84	1.579,84	140,33	1.156,94
MIM - 13,8 kV		2024	1,0	1,0	306,90	306,90	306,90	27,26	224,75
MIM - 34,5 kV		2024	1,0	1,0	306,90	306,90	306,90	27,26	224,75
SE 138/13,8 kV PARAÍSO 2 (Ampliação/Adequação)						9.557,64	7.025,15	848,98	4.187,27
2° TF 138/13,8 kV, 1 x 20 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	3600,79	3.600,79	2.646,69	319,85	1.577,53
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2028	1,0	1,0	3907,01	3.907,01	2.871,77	347,05	1.711,69
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	1579,84	1.579,84	1.161,23	140,33	692,14
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	153,45	153,45	112,79	13,63	67,23
MIM - 138 kV		2028	1,0	1,0	316,55	316,55	232,67	28,12	138,68
SE 34,5 kV LAGOA DA CONFUSÃO (Ampliação/Adequação)						5.517,26	4.055,35	490,08	2.417,15
2° TF 34,5/13,8 kV, 1 x 3,5 MVA 3Φ		2028	1,0	1,0	1501,95	1.501,95	1.103,98	133,41	658,01
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	1821,67	1.821,67	1.338,98	161,81	798,09
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2028	1,0	1,0	1579,84	1.579,84	1.161,23	140,33	692,14
MIM - 13,8 kV		2028	1,0	1,0	306,90	306,90	225,58	27,26	134,45
MIM - 34,5 kV		2028	1,0	1,0	306,90	306,90	225,58	27,26	134,45

SE 138 kV PARAÍSO 2 (Ampliação/Adequação)					5.515,62	3.475,78	489,94	1.774,24
1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2030	1,0	1,0	1250,24	1.250,24	787,86	111,06	402,17
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	3948,83	3.948,83	2.488,43	350,76	1.270,24
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	316,55	316,55	199,48	28,12	101,83
SE 69 kV FORMOSO (Ampliação/Adequação)					3.375,12	2.126,90	299,80	1.085,69
1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	2030	1,0	1,0	906,67	906,67	571,36	80,54	291,65
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2315,00	2.315,00	1.458,84	205,64	744,68
MIM - 69 kV	2030	1,0	1,0	153,45	153,45	96,70	13,63	49,36
SE 138/13,8 kV GURUPI II (Ampliação/Adequação)					9.897,23	5.774,94	879,15	2.670,73
2º TF 138/13,8 kV, 1 x 25 MVA 3Φ	2031	1,0	1,0	3940,38	3.940,38	2.299,17	350,01	1.063,30
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2031	1,0	1,0	3907,01	3.907,01	2.279,70	347,05	1.054,29
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2031	1,0	1,0	1579,84	1.579,84	921,82	140,33	426,31
MIM - 13,8 kV	2031	1,0	1,0	153,45	153,45	89,54	13,63	41,41
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	316,55	316,55	184,70	28,12	85,42
LT 138 kV PEIXE - GURUPI II, C3 (Nova)					45.527,10	40.213,30	4.044,06	27.440,01
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2036	1,0	1,0	4090,42	4.090,42	1.624,36	363,34	257,30
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2036	1,0	1,0	4090,42	4.090,42	1.624,36	363,34	257,30
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 99 km	2024	99,0	1,0	370,84	36.713,16	36.713,16	3.261,14	26.885,58
MIM - 138 kV	2036	1,0	1,0	316,55	316,55	125,71	28,12	19,91
MIM - 138 kV	2036	1,0	1,0	316,55	316,55	125,71	28,12	19,91
SE 34,5 kV PARAÍSO II (Ampliação/Adequação)					3.375,12	1.340,31	299,80	212,31
1º Capacitor em Derivação 34,5 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	2036	1,0	1,0	906,67	906,67	360,05	80,54	57,03
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 34,5 kV, Arranjo BS	2036	1,0	1,0	2315,00	2.315,00	919,32	205,64	145,62
MIM - 69 kV	2036	1,0	1,0	153,45	153,45	60,94	13,63	9,65

13.4 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões da Subestação

- SE Gurupi



Rio de Janeiro, 17 de julho de 2019.
ENERGISA/DITR-OFC/Nº243/2019

À

EPE - Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, n. 1, 11º andar - Centro
Rio de Janeiro/RJ - CEP: 20.090-003

Att: Sr. José Marcos Bressane - Superintendente

Ref: Ofício nº:0593/2019/DEE/EPE

Processo nº 48002.001926/2019-47

Assunto: Suprimento à Região sul do estado do Tocantins

Prezado (s) Senhor (es):

Em atendimento ao ofício nº 0593/2019/DEE/EPE, a Energisa vem por meio desta correspondência responder à consulta solicitada pela EPE, referente à viabilidade de implantação das obras a serem recomendadas para a Subestação Gurupi. Desta forma, foram preenchidos os formulários solicitados e enviadas as versões prévias dos unifilares corrigidos.

Reiteramos nossos votos de estima e apreço e apontamos o senhor Nicolas Juan Octavio Pinon de Manfredi, Gerente de Expansão da Transmissão, no telefone (21) 2122-9540, ou por e-mail: nicolas.manfredi@energisa.com.br para quaisquer esclarecimentos que se fizerem necessários.

Atenciosamente,



Gabriel Mussi Moraes
Diretor de Transmissão

Energisa Transmissão
Escritório Energisa Brasília - Centro Comercial Brasília
SRTVS - Bloco B - Salas 533/534
Asa Sul | DF CEP: 70340-907
Tel.: 55 (61) 3326-3353 | 3328-5278

www.grupoenergisa.com.br



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 02/07/2019
		Revisão:
		Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Suprimento à Região de Gurupi

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Gurupi 230/138 kV **Concessionária Proprietária:** Energisa

1. Módulos de Manobra

- | | | |
|-------------------------------------|-----|---|
| ☒ | CT | Quantidade: <u>2</u> Tensão Prim/Sec/Ter (kV) <u>500/230/13,8</u> Arranjo Prim.: <u>DJM</u> Sec.: <u>BD4</u> Ter.: <u>BS</u> |
| ☒ | CT | Quantidade: <u>4</u> Tensão Prim/Sec/Ter (kV) <u>230/13,8/13,8</u> Arranjo Prim.: <u>BD4</u> Sec.: <u>BPT</u> Ter.: <u>BS</u> |
| ☒ | EL | Quantidade: <u>10</u> Tensão (kV): <u>138</u> Arranjo: <u>BPT</u> |
| ☒ | IB | Quantidade: <u>1</u> Tensão (kV): <u>138</u> Arranjo: <u>BPT</u> |
| ☐ | CRL | Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u> |
| ☐ | CCP | Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u> |
| ☐ | CRB | Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u> |
| ☐ | CTA | Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u> |
| ☐ | CC | Quantidade: <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Arranjo: <u> </u> |

2. Módulos de Equipamentos

- | | | |
|-------------------------------------|----------------------|---|
| ☒ | Transformadores | Quantidade: <u>6</u> Potência (MVA): <u>150</u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u>500/230</u> Fase: <u>1Ø</u> |
| ☒ | Autotransformadores | Quantidade: <u>4</u> Potência (MVA): <u>100</u> Tensão Prim./Sec. (kV) <u>230/138</u> Fase: <u>3Ø</u> |
| ☐ | Reator | Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u> |
| ☐ | Capacitor | Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u> |
| ☐ | Compensador Estático | Quantidade: <u> </u> Potência (Mvar): <u> </u> Tensão (kV): <u> </u> Fase: <u> </u> |

3. Diagrama Unifilar

A subestação em análise está representada no diagrama anexo.

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

Energisa Transmissão
Escritório Energisa Brasília - Centro Comercial Brasília
SRTVS - Bloco B - Salas 533/534
Asa Sul | DF CEP: 70340-907
Tel.: 55 (61) 3326-3353 | 3328-5278

www.grupoenergisa.com.br

[Assinatura]



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Date: 02/07/2019
		Revisão:
		Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

1. Módulos de Manobra

- ☒ CT Quantidade: 2 Tensão Prim/Sec/Ter (kV): 500/230/13,8 Arranjo Prim.: DJM Sec.: BD4 Ter.: BS
- ☒ CT Quantidade: 4 Tensão Prim/Sec/Ter (kV): 230/138/13,8 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BPT Ter.: BS
- ☒ EL Quantidade: 10 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT
- ☒ IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 138 Arranjo: BPT
- ☐ CRL Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CCP Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CRB Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CTA Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☐ CC Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
- ☒ IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM

2. Módulos de Equipamentos

- ☒ Transformadores Quantidade: 6 Potência (MVA): 150 Tensão Prim./Sec. (kV): 500/230 Fase: 1Ø
- ☒ Autotransformadores Quantidade: 4 Potência (MVA): 100 Tensão Prim./Sec. (kV): 230/138 Fase: 3Ø
- ☐ Reator Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Capacitor Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:
- ☐ Compensador Estático Quantidade: Potência (Mvar): Tensão (kV): Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☒ Sim Área Prevista: 20.000m²
☐ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: Ampliação de barramentos
☐ Não de 500kV e de 230kV e construção do setor de 138kV.

Energisa Transmissão
 Escritório Energisa Brasília - Centro Comercial Brasília
 SRTVS - Bloco B - Salas 533/534
 Asa Sul | DF CEP: 70340-907
 Tel.: 55 (61) 3326-3353 | 3328-5278

www.grupoenergisa.com.br

gaf



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 02/07/2019
		Revisão:
		Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

1) O conjunto de obras indicadas neste documento corresponde às expansões a serem recomendadas no Estudo de Suprimento à região sul do estado do Tocantins, ou seja, um novo pólo em 138 kV conectado ao setor de 230 kV da SE Gurupi através de 2 autotransformadores de 100 MVA cada. Adicionalmente, cumpre notar que foram incluídos nessa consulta o 2º e o 3º banco de autotransformadores 500/230 kV, que serão fundamentais para permitir a expansão prevista para a SE Gurupi.

2) O(s) diagrama(s) unifilar(es) anexo(s) à esse formulário tem a função de indicar referencialmente o posicionamento dos novos bays sob consulta. Cabe ressaltar que para a confecção dos diagramas anexados foi utilizado como base o diagrama unifilar referente à configuração atual da subestação, sem o conhecimento dos posicionamentos reservados para os novos bays já planejados ou da posição mais adequada para os novos bays consultados neste formulário, assim solicitamos ratificar/retificar este posicionamento caso seja necessário.

3) Caso não seja factível a implantação de todas as obras apresentadas nesse formulário, solicitamos que sejam indicadas as expansões possíveis de serem executadas nessa subestação.

02/07/2019

Data da Solicitação

José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

17/07/2019

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: GABRIEL MUSSI MORAES

Cargo: DIRETOR

Escritório Energisa Brasília - Centro Comercial Brasília
SRTVS - Bloco B - Salas 533/534
Asa Sul | DF CEP: 70340-907
Tel.: 55 (61) 3326-3353 | 3328-5278

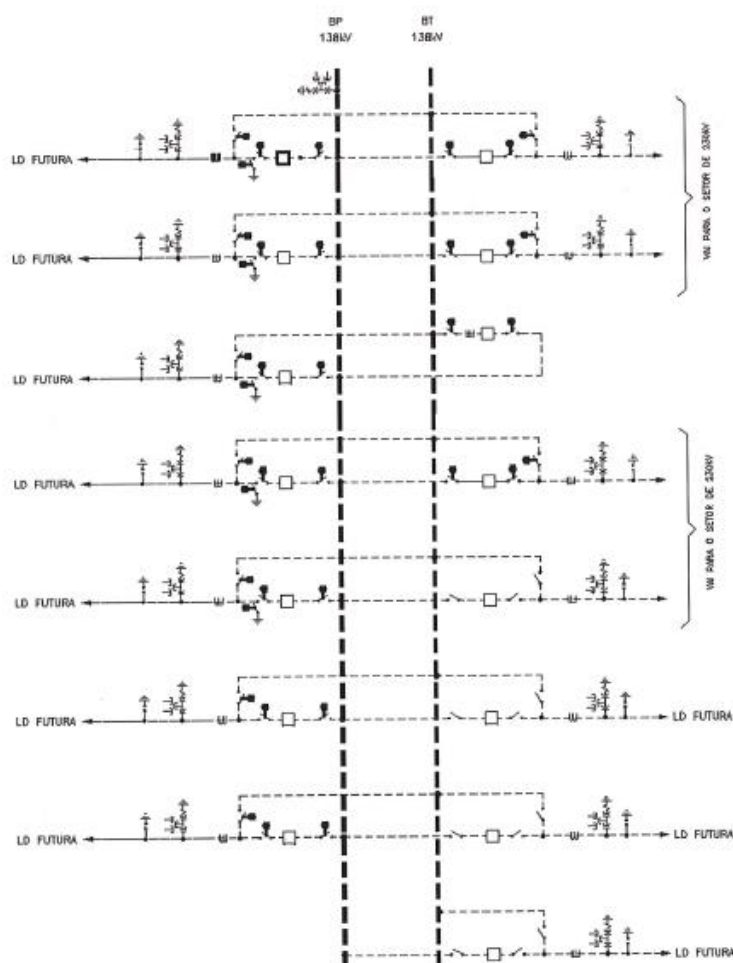
www.grupoenergisa.com.br

gral



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 02/07/2019
		Revisão:
		Página: 4 - 4

SE GURUPI - SETOR DE 138kV (FUTURO) - DIAGRAMA UNIFILAR PRELIMINAR



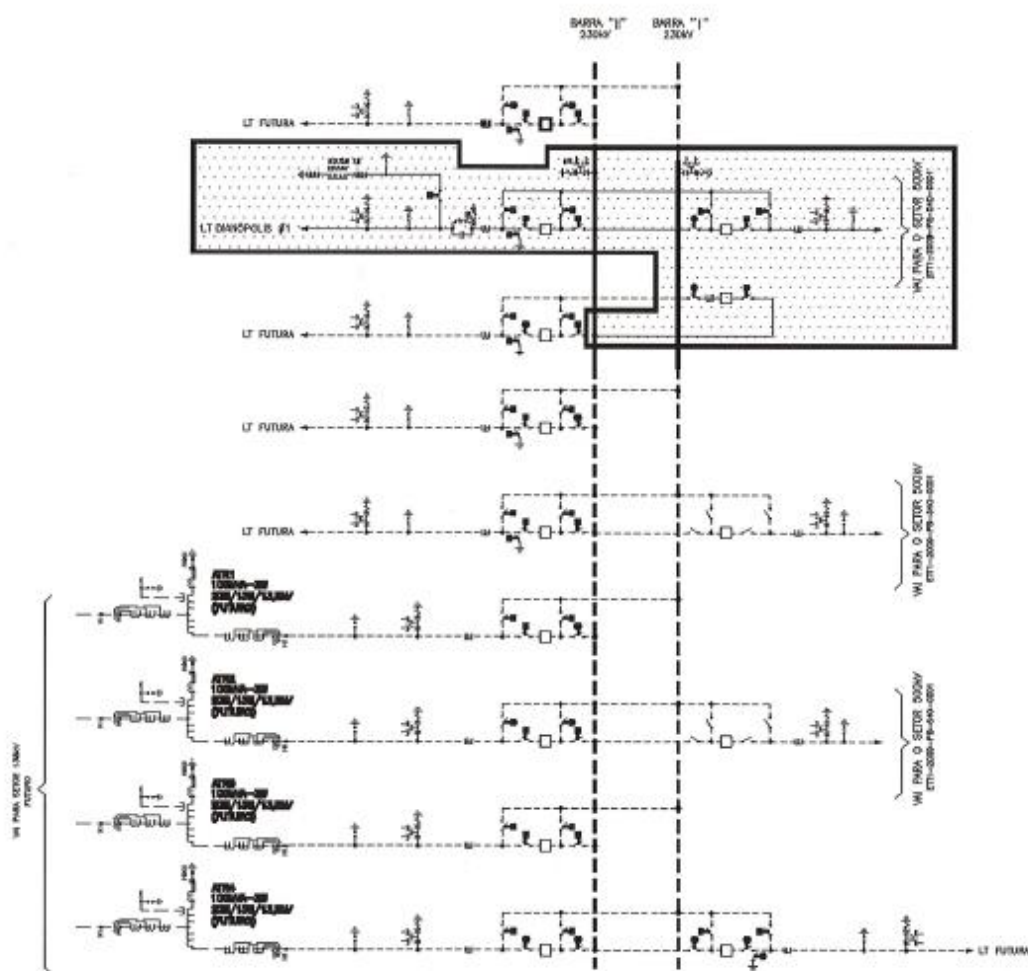
Energisa Transmissão
Escritório Energisa Brasília - Centro Comercial Brasília
SRTVS - Bloco B - Salas 533/534
Asa Sul | DF - CEP: 70340-907
Tel.: 55 (61) 3326-3353 | 3328-5278

www.grupoenergisa.com.br

gof



SE GURUPI - SETOR DE 230KV - DIAGRAMA UNIFILAR PRELIMINAR



NOTAS

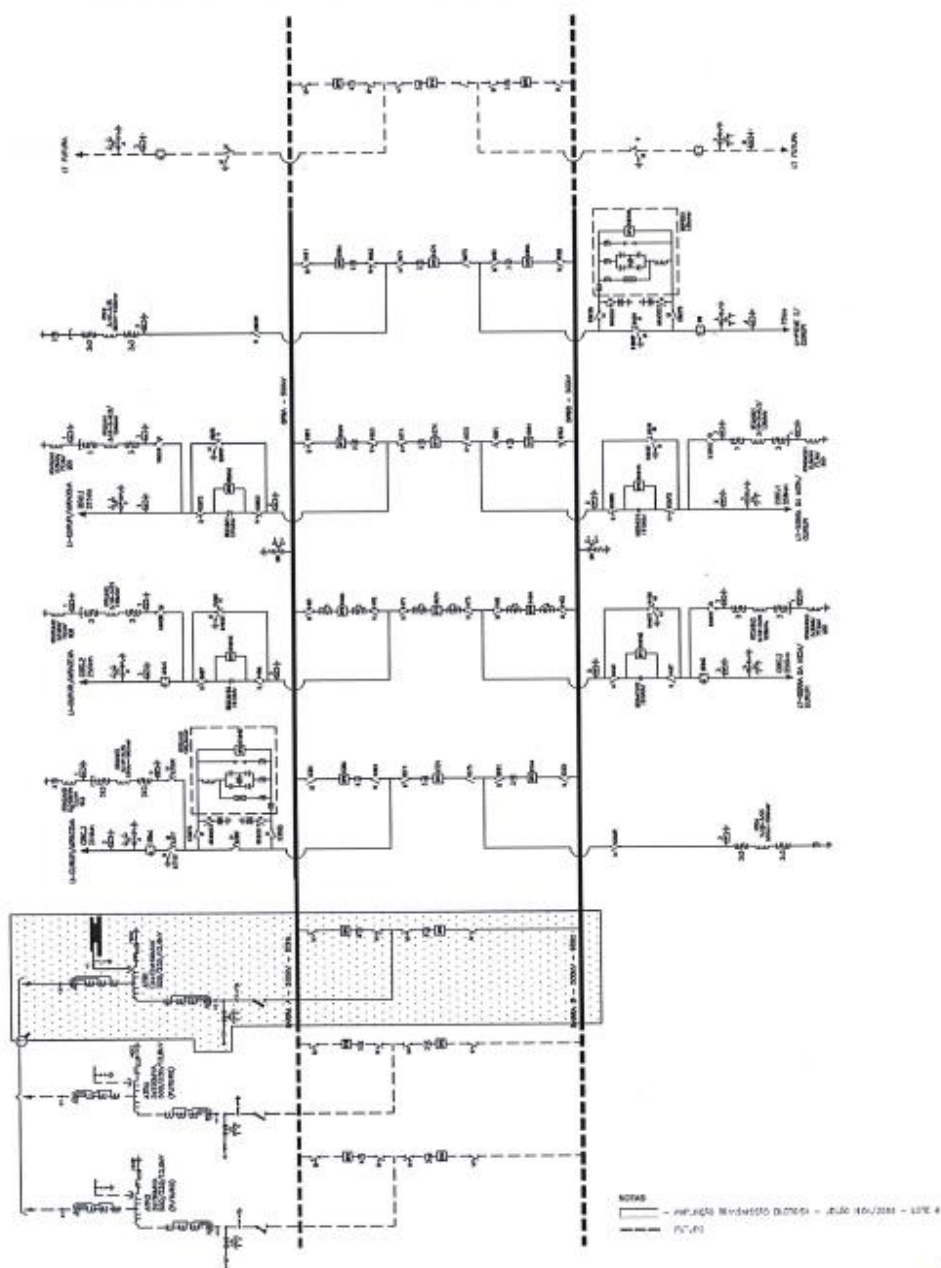
- AMPLIAÇÃO TRANSMISSÃO ENERGISA - LEILÃO N°04/2018 - LOTE 4
- FUTURO

Energisa Transmissão
Escritório Energisa Brasília - Centro Comercial Brasília
SRTVS - Bloco B - Salas 533/534
Asa Sul | DF - CEP: 70340-907
Tel.: 55 (61) 3326-3353 | 3328-5278

www.grupoenergisa.com.br



SE GURUPI - SETOR DE 500KV - DIAGRAMA UNIFILAR PRELIMINAR



Energisa Transmissão
Escritório Energisa Brasília - Centro Comercial Brasília
SRTVS - Bloco B - Salas 533/534
Asa Sul | DF CEP: 70340-907
Tel.: 55 (61) 3326-3353 | 3328-5278

www.grupoenergisa.com.br

13.5 Arranjo das novas subestações

Recomenda-se que o arranjo do novo setor de 138 kV da SE Gurupi seja conforme apresentado na Figura 13-1, de forma a possibilitar futuras expansões. Cabe ressaltar que, embora estes diagramas esquemáticos não tenham como objetivo indicar a localização física de cada elemento, consideram flexibilidade nas futuras expansões de maneira a minimizar eventuais cruzamentos de linha, situação a qual os empreendedores devem evitar.

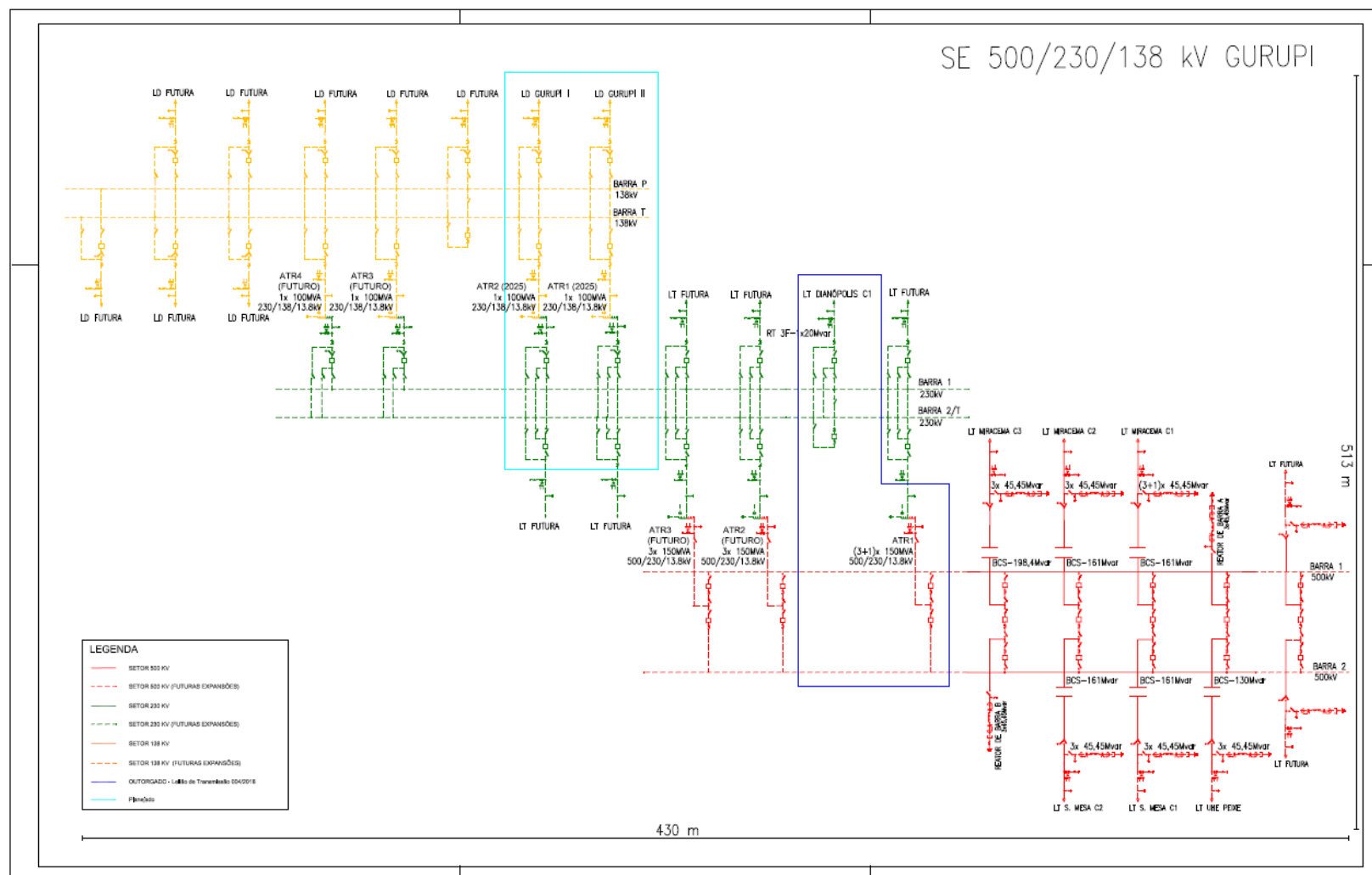


Figura 13-1: Arranjo Expansão da Subestação Gurupi 138 kV

13.6 Fichas PET/PELP

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:

SE 500/230/138 kV GURUPI

UF: TO

DATA DE NECESSIDADE: Jan/2024

PRAZO DE EXECUÇÃO: 36 meses

Justificativa:

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

1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	18.164,96
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	10.375,22
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	7.611,14
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	3.108,73
2 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	8.180,84
MIM - 230 kV	884,73
MIM - 138 kV	861,58
MIGA – 230 kV	1.844,17
MIG (Terreno Rural)	5.468,50

Total de Investimentos Previstos:

56.499,87

Situação atual:

Observações:

Atendimento ao crescimento da demanda

Documentos de referência:

1. Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2017, atualizados em maio de 2019, [3].
2. EPE-DEE-RE-077/2019-rev0 – Estudo de Suprimento à Região de Gurupi”.

13.7 Fichas para verificação de adequação dos relatórios R4 em relação ao relatório R1

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4																							
Empreendimento (Tipo A): Novo pátio de 138 kV da SE Gurupi																							
Característica da Instalação		Recomendações R1			Considerações do R4		Justificativas em Caso de Alterações no R4																
Área mínima do terreno da subestação (m²)		33.000 m²																					
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão		<table><tr><th>Tensão</th><th>EL</th><th>IB</th><th>CT</th><th>RB</th></tr><tr><td>230 kV</td><td>0</td><td>0</td><td>2</td><td>0</td></tr><tr><td>138 kV</td><td>2</td><td>1</td><td>2</td><td>0</td></tr></table>			Tensão	EL	IB	CT	RB	230 kV	0	0	2	0	138 kV	2	1	2	0				
Tensão	EL	IB	CT	RB																			
230 kV	0	0	2	0																			
138 kV	2	1	2	0																			
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão		<table><tr><th>Tensão</th><th>EL</th><th>CT</th></tr><tr><td>230 kV</td><td>5</td><td>4</td></tr><tr><td>138 kV</td><td>8</td><td>2</td></tr></table>			Tensão	EL	CT	230 kV	5	4	138 kV	8	2										
Tensão	EL	CT																					
230 kV	5	4																					
138 kV	8	2																					
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)		<table><tr><th>Tensão</th><th>C. I. [kA]</th></tr><tr><td>230 kV</td><td>40</td></tr><tr><td>138 kV</td><td>31,5</td></tr><tr><td>13,8 kV</td><td>25</td></tr></table>			Tensão	C. I. [kA]	230 kV	40	138 kV	31,5	13,8 kV	25											
Tensão	C. I. [kA]																						
230 kV	40																						
138 kV	31,5																						
13,8 kV	25																						
OBSERVAÇÕES																							