



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS

Atendimento à Região Norte de Goiás

Novembro de 2020

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo César Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Atendimento à Região Norte de Goiás



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloísa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Ângela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Maxwell Cury Júnior (coordenação)

Bruno Cesar Mota Maçada

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

Sede

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

Escritório Central

Praça Pio X, 54 – Centro
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Nº EPE-DEE-RE-076/2020-rev0

Data: 23/11/2020

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



Contrato

Data de assinatura

Projeto

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Estudos do Sistema de Transmissão

Sub-área de estudo

Análise Técnico-econômica

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-076/2020-rev0

Atendimento à Região Norte de Goiás

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

23/11/2020

Emissão original

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta de forma detalhada o estudo elétrico para a recomendação de reforços estruturais de transmissão para o atendimento à região Norte de Goiás, suprida pela Enel Distribuição Goiás.

O presente estudo contempla avaliações técnicas e econômicas, comparando alternativas de expansão que incluem tanto novas instalações de Rede Básica como reforços no sistema de Distribuição existente, recomendadas para o período analisado de 2026 a 2035.

Sumário

Apresentação	1
Sumário	2
Índice de Figuras	4
Índice de Tabelas	5
Lista de Siglas e Abreviaturas	6
1 Introdução	7
1.1 Considerações Iniciais.....	7
1.2 Objetivos Gerais	7
2 Conclusões	9
3 Recomendações	12
3.1 Recomendações Técnicas.....	12
4 Critérios e Premissas	14
4.1 Parâmetros Econômicos	14
4.2 Perdas Elétricas.....	14
4.3 Topologia, Mercado e Geração.....	15
Topologia.....	15
Mercado.....	15
Geração	15
Intercâmbio	18
4.4 Limites de Carregamento	22
5 Diagnóstico	24
6 Descrição das Alternativas	26
6.1 Alternativas via Rede Básica	26
Alternativa via SE Campinorte 2	26
Alternativa via SE Niquelândia.....	27
6.2 Alternativa via Distribuição	27
Alternativa via SE Serra da Mesa e Porangatu	27
Alternativa via SE Niquelândia 69 kV	28
6.3 Obras Comuns das Alternativas	29
7 Análise do Desempenho em Regime Permanente	31
7.1 Alternativa via SE Campinorte 2.....	31
7.2 Alternativa via SE Niquelândia	31
7.3 Alternativa via SE Serra da Mesa e Porangatu	32
7.4 Alternativa via SE Niquelândia 69 kV	32

8	Otimização dos Condutores da Rede Básica	33
9	Análise Econômica	34
9.1	Avaliação das Alternativas	34
9.2	Resultados.....	35
10	Energização e Rejeição de Carga	36
11	Análise de Curto-Circuito	37
12	Bibliografia	38
13	Equipe Técnica	39
14	Ficha PET.....	40
15	Anexos - Plano de Obras das Alternativas	43
16	Consultas de viabilidade de expansão	47
16.1	Consulta a Furnas: SEs Serra da Mesa e Niquelândia	47

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Sistema de Transmissão – Área Norte de Goiás.....	7
Figura 2-1 – Obras recomendadas pela alternativa vencedora	10
Figura 2-2 – Comparação Gráfica dos Investimentos das Alternativas (R\$x1000 e %)	11
Figura 4-1 – Geração média da UHE Cana Brava por ano (MW)	16
Figura 4-2 – Geração média da UHE Cana Brava (MW).....	16
Figura 4-3 – Geração média da UHE São Salvador (MW)	17
Figura 4-4 – Geração média da UHE São Salvador (MW)	17
Figura 4-5 – Relação de Hidrelétricas da bacia Amazonas	19
Figura 4-7 – Relação de Hidrelétricas da bacia Tocantins-Araguaia.....	19
Figura 4-6 – Geração média do conjunto de usinas da bacia Amazonas (MW).....	19
Figura 4-8 – Geração média do conjunto de usinas da bacia Tocantins-Araguaia (MW).....	20
Figura 5-1 – Região abrangida no estudo	24
Figura 5-1 – Sistema elétrico existente da transmissão e distribuição	25
Figura 6-1 – Alternativa via nova SE 230/69 kV Campinorte 2	26
Figura 6-2 – Alternativa via SE 230/138 kV Niquelândia	27
Figura 6-3 – Alternativa via reforços via SE Serra da Mesa e Porangatu	28
Figura 6-4 – Alternativa de reforços via SE Niquelândia 69 kV	29
Figura 6-4 – Obras comuns a todas as alternativas.....	30
Figura 9-1 – Comparação econômica entre alternativas (R\$x1000 e %).....	35

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 – Fluxo da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto durante contingência (%)	11
Tabela 3-1 – Rede Básica de Fronteira: Obras recomendadas de subestações.....	12
Tabela 3-2 – Rede de Distribuição: Obras relacionadas a novas linhas de Distribuição	12
Tabela 3-3 – Rede de Distribuição: Obras recomendadas de subestações de Distribuição	12
Tabela 4-1 - Permanência dos Cenários (%)	14
Tabela 4-2 - Duração dos Patamares de Carga (horas).....	15
Tabela 4-3 – Fluxos no patamar de carga leve (MW)	18
Tabela 4-4 - Fluxos no patamar de carga média (MW)	18
Tabela 4-5 - Fluxos no patamar de carga pesada (MW)	18
Tabela 4-6 – Despacho das usinas nos casos de patamar de carga média (MW/%).....	21
Tabela 4-7 – Despacho das usinas nos casos de patamar de carga pesada (MW/%)	22
Tabela 5-1 – Nível de tensão na subestação Porangatu 138/69 kV	24
Tabela 9-1 – Valores de sobrecurso para linhas curtas.....	34
Tabela 9-2 – Comparação de Custos de Alternativas	35
Tabela 11-1 – Níveis de curto-circuito sem as obras recomendadas.....	37
Tabela 11-2 - Níveis de curto-circuito com as obras recomendadas	37
Tabela 15-1 – Alternativa via SE Campinorte 2.....	43
Tabela 15-2 – Alternativa via SE Niquelândia	44
Tabela 15-3 – Alternativa via SE Serra da Mesa e Porangatu.....	45
Tabela 15-4 – Alternativa via SE Niquelândia 69kV	46

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
C1	Primeiro Circuito
C2	Segundo Circuito
CD	Circuito Duplo
CS	Circuito Simples
CME	Custo Marginal de Expansão
DEE	Diretoria de Estudos de Energia Elétrica da EPE
ENEL GO	Empresa de distribuição de energia elétrica com atuação na área estudada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NCC	Nível de Curto-Circuito
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PD	Plano Decenal de Energia da EPE
SE	Subestação
STE	Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica da EPE
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A região Norte do estado de Goiás possui grande importância sistêmica na interligação dos submercados Norte e Sudeste/Centro-Oeste. Nela localizam-se as subestações 500 kV Serra da Mesa e Serra da Mesa 2 que integram o eixo de interligação Norte-Sul e permitem o transporte de grandes blocos de energia oriundos das centrais hidrelétricas localizadas na região Norte do país.

O atendimento aos consumidores livres e cativos é realizado pelas linhas de Rede Básica na tensão de 230 kV e por linhas de Distribuição em 138 kV e 69 kV, sendo os principais centros de carga supridos a partir das subestações de Itapaci, Niquelândia, Serra da Mesa e Barro Alto.

O sistema de transmissão de energia elétrica da região pode ser visualizado na Figura 1-1:

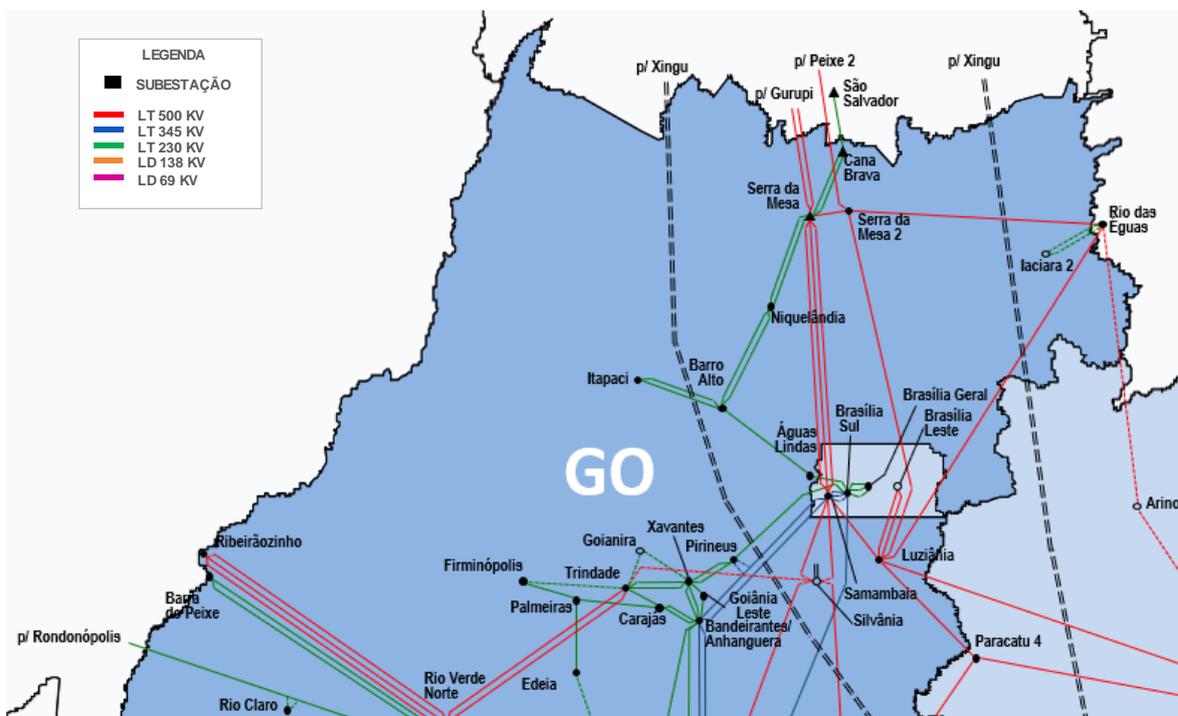


Figura 1-1 – Sistema de Transmissão – Área Norte de Goiás

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste estudo é definir o conjunto de reforços de transmissão de energia mais adequado, sob a ótica técnico-econômica e socioambiental, que permita o atendimento elétrico com qualidade e segurança ao mercado consumidor da região hoje suprida basicamente por linhas em 230 kV provenientes das subestações Itapaci, Barro Alto, Niquelândia e Serra da Mesa.

Especificamente, o estudo irá avaliar os seguintes pontos:

- Detalhar e solucionar sobrecargas pré-identificadas em diagnósticos do PD 2029 da EPE na SE Itapaci 230/69 kV e SE Serra da Mesa 230/138 kV;
- Avaliar o desempenho em N-1 do eixo em 230 kV Serra da Mesa – Niquelândia – Barro Alto e Barro Alto – Itapaci; e
- Avaliar o esgotamento do eixo em 138 kV que atende a região de Porangatu, sendo este item um apontamento da própria Enel Goiás.

Para a adequada elaboração deste trabalho, as seguintes etapas serão seguidas:

I. Origem da Base de Dados:

- a. Dados de carga (EPE e Enel GO) para o PD 2029;
- b. Dados da Rede de Distribuição (Enel GO) para o PD 2029; e
- c. Dados da Rede de Transmissão (EPE) para o PD 2029.

II. Tratamento, conferência e preparação da base de dados:

- a. Com base nos dados do item I, serão preparados os casos de carga pesada, média e leve, nos cenários Norte seco e úmido;
- b. Nesses casos serão mantidos os cenários de despacho e intercâmbio originais dos casos do PD 2029, os quais servirão de base para a determinação das perdas elétricas nas alternativas de reforço que vierem a ser propostas;
- c. Serão preparados os casos de 2026 a 2031 (último ano nos casos do PD 2029) e, a partir do caso do ano 2031, reproduzir os casos dos anos de 2032, 2033, 2034 e 2035 com incremento de carga igual a média dos últimos anos.

2 CONCLUSÕES

O estudo concluiu que após a entrada em operação dos reforços estruturais de transmissão e distribuição recomendados, o sistema elétrico da região Norte do estado de Goiás apresenta funcionamento adequado para atendimento do mercado consumidor local até o ano 2035.

Nesse estudo foram analisadas alternativas viáveis para atender as demandas de carga, respeitando os critérios e procedimentos de planejamento vigentes [3]. Dentre as alternativas estudadas, a mais vantajosa sob o ponto de vista técnico e econômico é a que define a implantação dos seguintes reforços na rede de distribuição:

- LD 138 kV Serra da Mesa – Porangatu, C2, em 2026: elimina problemas de subtensão identificados na rede da distribuidora;
- Banco de capacitores de 5,0 MVar na SE 69 kV São Miguel, em 2026; e
- 3º autotransformador trifásico de 25 MVA na SE 138/69 kV Porangatu, em 2029.

Devido ao crescimento da potência ativa dos consumidores livres e cativos, serão necessárias expansões na Rede Básica de Fronteira:

- 4º banco autotransformador de 50 MVA (3x16,67 MVA) na SE 230/138 kV Serra da Mesa, em 2026; e
- 3º transformador trifásico de 50 MVA na SE 230/69 kV Itapaci, em 2026.

Para atender ao critério N-1 na Rede Básica de Fronteira, recomenda-se a instalação:

- 2º banco autotransformador de 30 MVA (3x10 MVA) na SE 230/69 KV Niquelândia, em 2026.

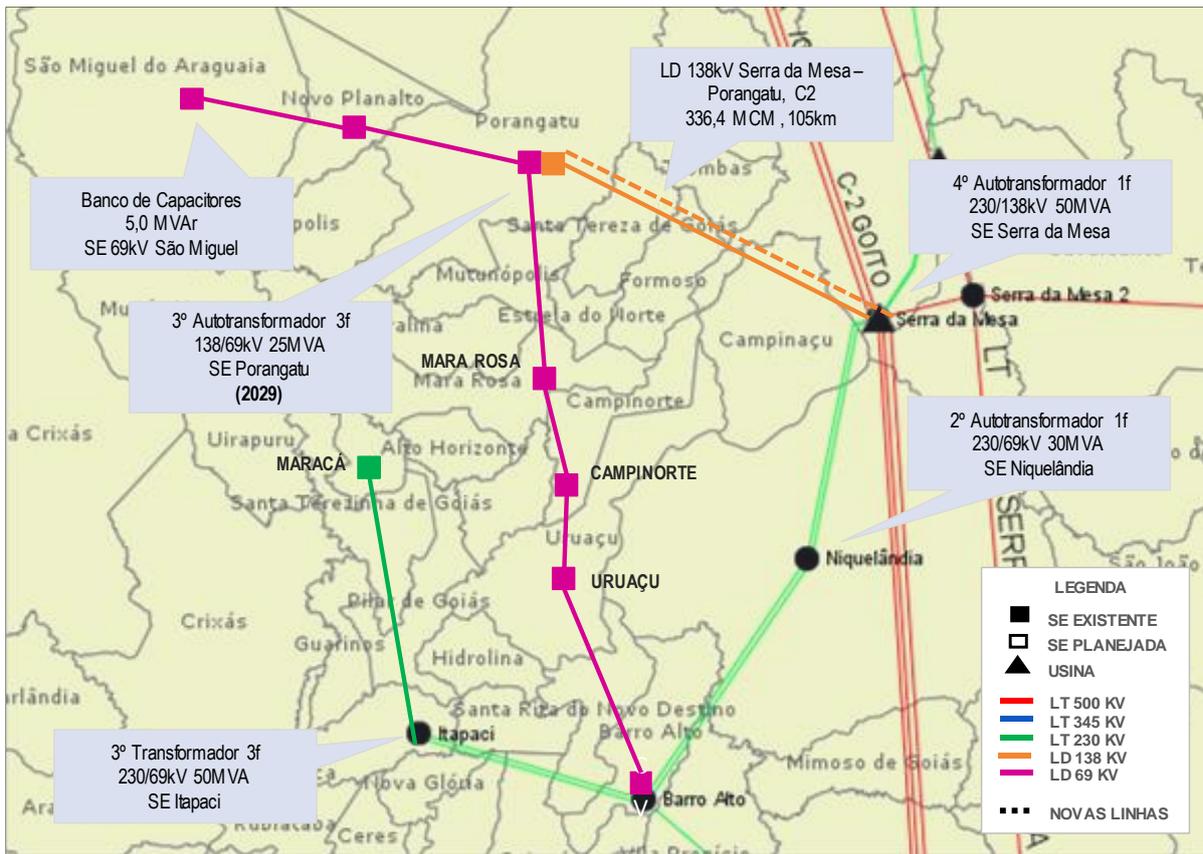


Figura 2-1 – Obras recomendadas pela alternativa vencedora

Estima-se que o programa de obras indicado exigirá investimentos totais até o final do horizonte do estudo da ordem de R\$ 120,66 milhões, sendo R\$ 53,30 milhões na Rede Básica/Rede Básica de Fronteira e de R\$ 67,36 milhões no Sistema de Distribuição da Enel Distribuição Goiás.

Durante a avaliação econômica realizada neste trabalho ficaram evidenciados os elevados custos de investimento das alternativas de Rede Básica quando comparados com o da alternativa de Distribuição, não se verificando uma inversão na ordem de mérito das alternativas com a inclusão do custo das perdas elétricas, as quais são inerentemente maiores nas alternativas de Distribuição. Além disso, o relativo pequeno porte das cargas a serem atendidas na região de Porangatu contribui para a solução através de infraestrutura de Distribuição.

A comparação dos investimentos das alternativas pode ser visualizada na Figura 2-2, e na Tabela 2-1 abaixo.

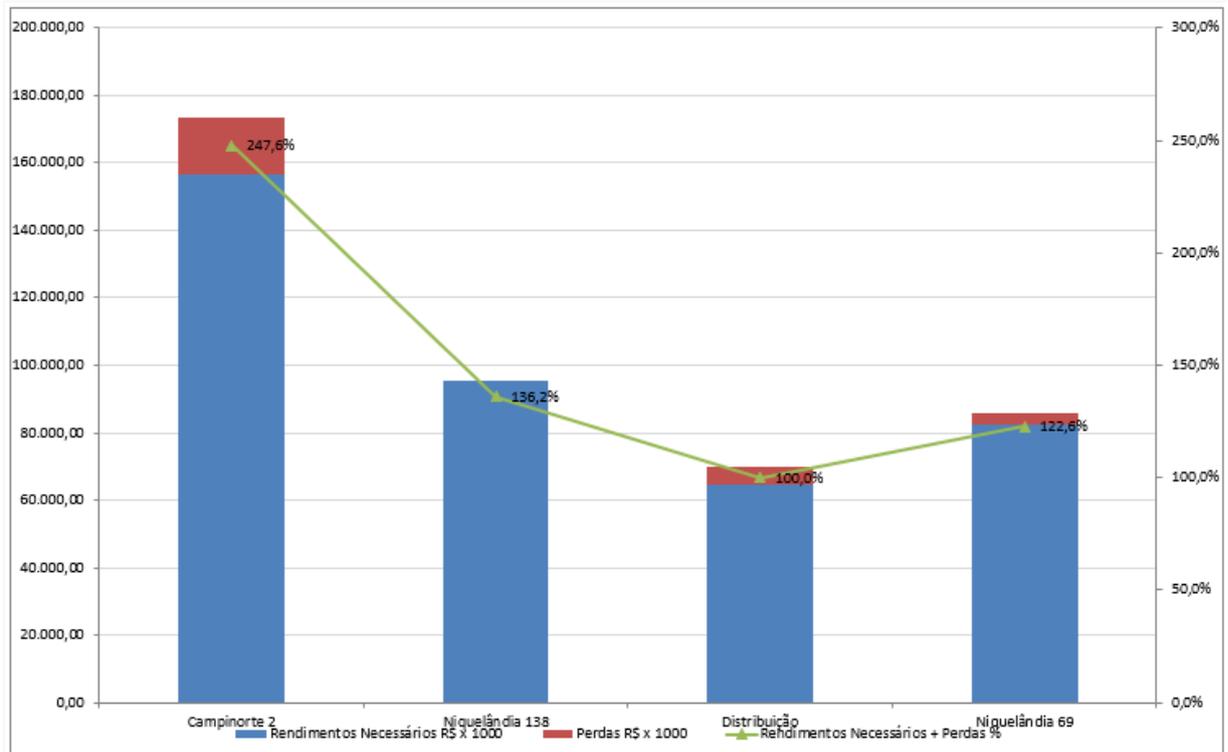


Figura 2-2 – Comparação Gráfica dos Investimentos das Alternativas (R\$x1000 e %)

Para o eixo em 230 kV analisado, não foram encontradas violações no carregamento da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, mesmo na contingência do circuito de maior capacidade, sendo esta a contingência mais crítica. A tabela 2-1 apresenta os percentuais de carregamento encontrados:

Tabela 2-1 – Fluxo da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto durante contingência (%)

CONTINGÊNCIA	LINHAS E TRAFOS	NC/LIM	2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035	
			NC LIM.	MW	Mvar	MW																
LT B.ALTO-GO230 --- NIQUEL-GO230 - 2	B.ALTO-GO230	1	-314	85	-307	75	-314	75	-320	64	-275	59	-280	53	-285	49	-290	45	-303	72	-308	68
	NIQUEL-GO230	359	91%		89%		90%		93%		79%		80%		82%		84%		87%		88%	

3 RECOMENDAÇÕES

3.1 Recomendações Técnicas

A Tabela 3-1 mostra as obras recomendadas para a Rede Básica de Fronteira.

Tabela 3-1 – Rede Básica de Fronteira: Obras recomendadas de subestações

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Serra da Mesa	230/138	BD4/ BPT	3	Autotransformador monofásico 16,67 MVA (4º banco)	2026
			1	Conexão de Transformador 230kV	
			1	Conexão de Transformador 138kV	
			1	Módulo de Infraestrutura de Manobra 230kV	
			1	Módulo de Infraestrutura de Manobra 138kV	
Itapaci	230/69	BD4/ BPT	1	Transformador trifásico 50 MVA (3º banco)	2026
			1	Conexão de Transformador 230kV	
			1	Conexão de Transformador 69kV	
			1	Módulo de Infraestrutura de Manobra 230kV	
			1	Módulo de Infraestrutura de Manobra 69kV	
Niquelândia	230/69	BD4/ BPT	3	Autotransformador monofásico 10 MVA (2º banco)	2026
			1	Conexão de Transformador 230kV	
			1	Conexão de Transformador 69kV	
			1	Módulo de Infraestrutura de Manobra 230kV	
			1	Módulo de Infraestrutura de Manobra 69kV	

Nas tabelas Tabela 3-2 e Tabela 3-3 – Rede de Distribuição: Obras recomendadas de subestações de são mostradas as obras recomendadas para a Distribuição:

Tabela 3-2 – Rede de Distribuição: Obras relacionadas a novas linhas de Distribuição

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)	Ano
Serra da Mesa	Porangatu	C2	105,0	138,0	2026

Tabela 3-3 – Rede de Distribuição: Obras recomendadas de subestações de Distribuição

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
São Miguel	69	BPT	1	Módulo de Conexão de Capacitor em Derivação	2026
			1	Capacitor em Derivação Trifásico de 5,0 Mvar	
Porangatu	138/69	BPT	1	Autotransformador trifásico 25 MVA (3º banco)	2029
			1	Conexão de Transformador 69kV	
			1	Conexão de Transformador 138kV	
			1	Módulo de Infraestrutura de Manobra 69kV	
			1	Módulo de Infraestrutura de Manobra 138kV	

A relação detalhada de obras recomendadas e seus custos associados, tanto para a alternativa vencedora quanto para as demais, está apresentada no Anexo 15 – Plano de Obras das Alternativas.

A Celg GT informou [6] que o reforço proposto na SE 230/69 kV Itapaci requer o remanejamento de um vão de acoplamento 230 kV e de um vão de LT 69 kV, tais custos não foram considerados nas análises iniciais desse relatório.

4 CRITÉRIOS E PREMISSAS

De forma a definir o desempenho de longo prazo do sistema elétrico em análise, para cada alternativa analisada, foi estabelecido como período de estudo os anos de 2026 a 2035.

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

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

4.1 Parâmetros Econômicos

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

Para comparação econômica, foi considerada uma taxa de retorno de 8% a.a., ano base de referência 2026, ano horizonte 2035 e tempo de vida útil das instalações de 30 anos, adotando-se margem de 5% como balizadora para definir a equivalência econômica de alternativas.

4.2 Perdas Elétricas

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

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

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

Tabela 4-1 - Permanência dos Cenários (%)

Cenário	Permanência
Seco	58%
Úmido	42%

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

Tabela 4-2 - Duração dos Patamares de Carga (horas)

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

4.3 Topologia, Mercado e Geração

Topologia

Os estudos foram realizados tomando como base os casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia - PD 2029, para o qual os dados de mercado, topologia de rede e plano de geração do estado de Goiás foram atualizados com as informações fornecidas pela Enel Distribuição Goiás.

Mercado

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

Geração

Para determinar os cenários mais críticos para o desenvolvimento das análises, foram avaliados os históricos de geração das usinas com maior influência na região de interesse, que corresponde as UHE Cana Brava (450 MW) e São Salvador (243 MW).

Para o despacho dessas usinas, foi considerado o despacho médio mensal histórico abrangendo o período de 2010 a 2019, conforme gráficos das Figuras Figura 4-1, , Figura 4-3 e Figura 4-4.

A UHE Serra da Mesa (1275 MW) é uma importante usina localizada na região norte de Goiás. Sua geração foi mantida com despacho em 85% (valor acima da sua média histórica de 58%) por estar conectada na rede de 500 kV e não impactar nas transformações da Rede Básica de Fronteira nos cenários com baixa geração local.

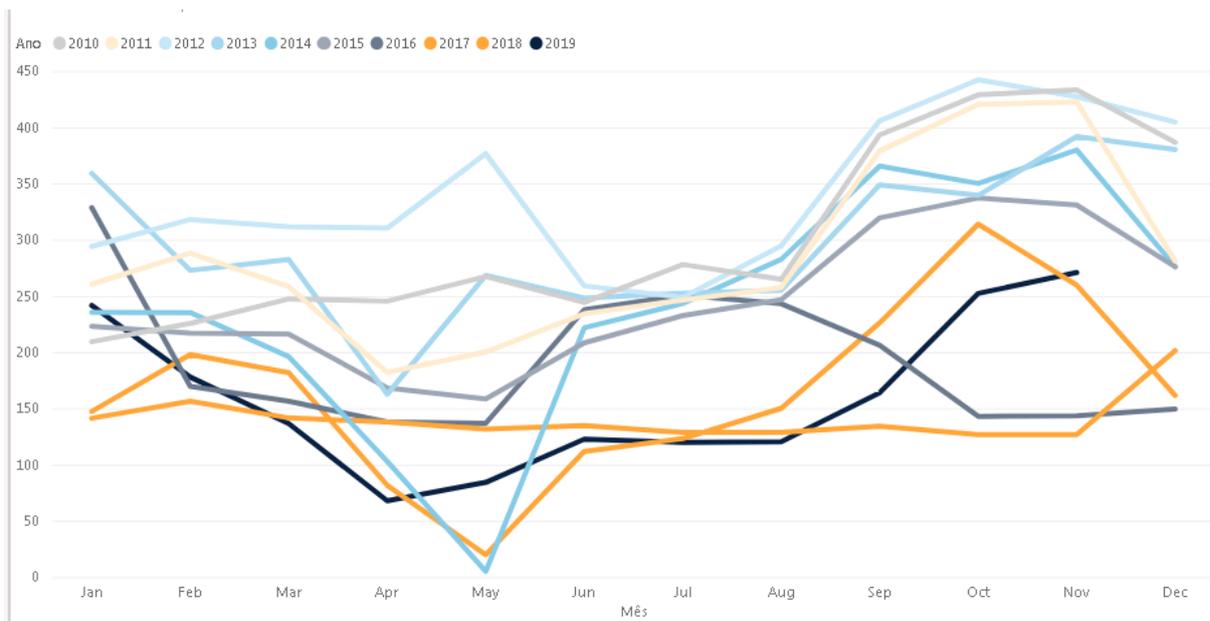


Figura 4-1 – Geração média da UHE Cana Brava por ano (MW)



Figura 4-2 – Geração média da UHE Cana Brava (MW)

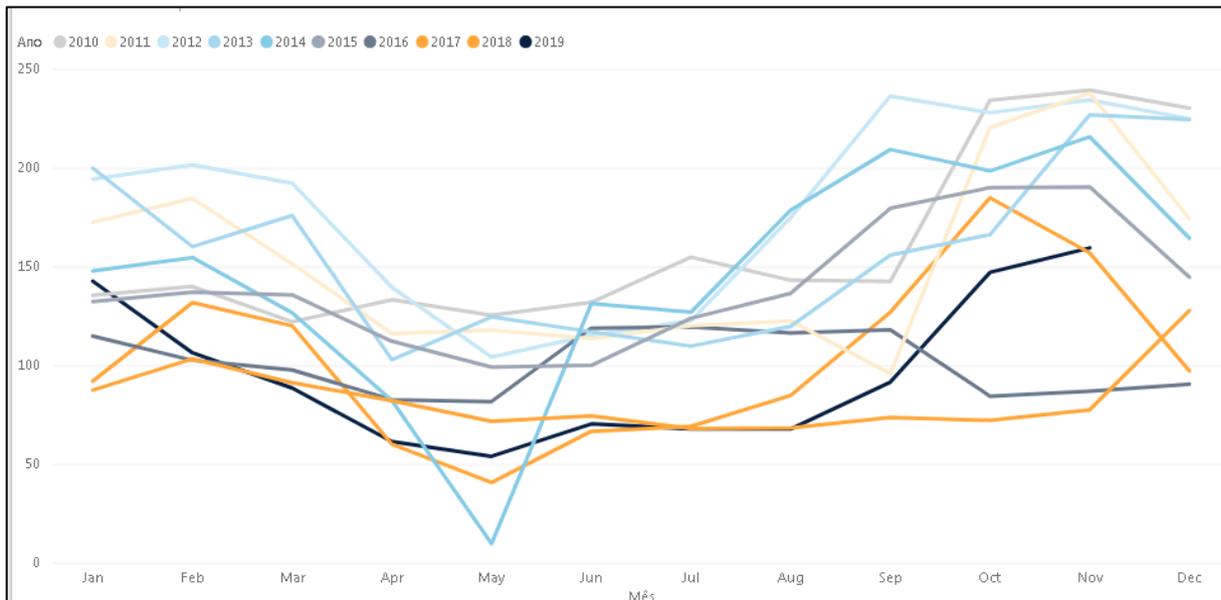


Figura 4-3 – Geração média da UHE São Salvador (MW)

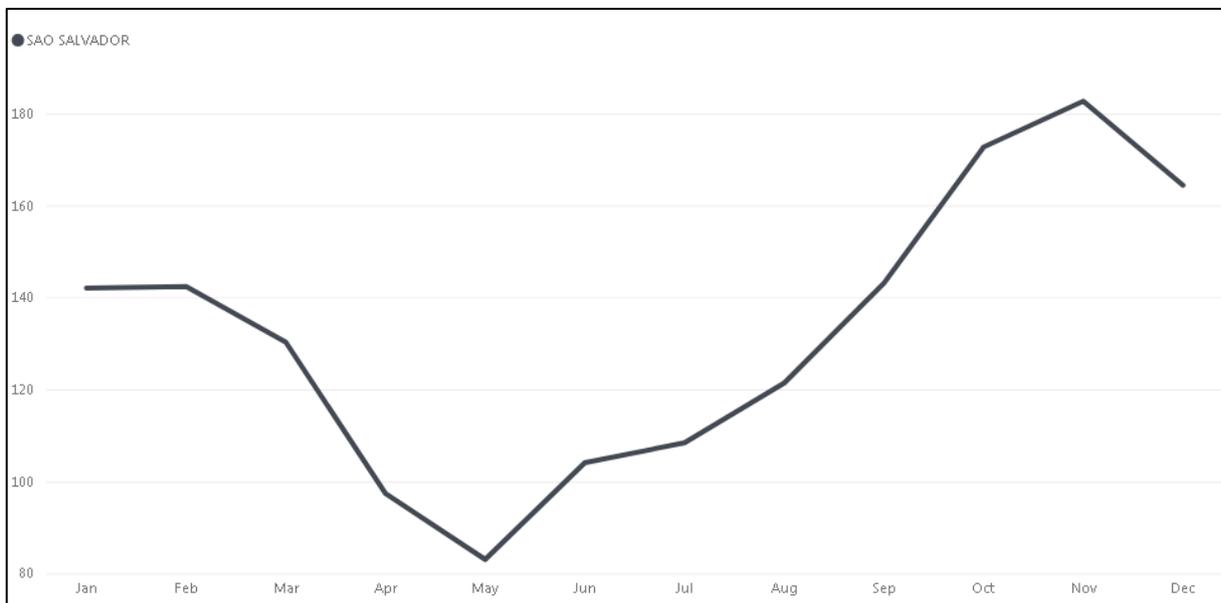


Figura 4-4 – Geração média da UHE São Salvador (MW)

Os casos foram dimensionados com base na observação dos valores das curvas acima. Verificou-se que o valor de máxima geração para a UHE Cana Brava e UHE São Salvador é de 71% e 75%, respectivamente, e de mínima geração sendo 35% e 34%, respectivamente.

Os casos de trabalho dimensionadores foram desenvolvidos com objetivo de maximizar o fluxo nas áreas de interesse, adequando-se o despacho para representar os seguintes cenários:

- a. Norte Úmido exportador máximo, patamar de carga média, geração local mínima; (maximização carregamento nas transformações de fronteira com fluxo descendo)
- b. Norte Úmido exportador máximo, patamar de carga pesada, geração local mínima; (maximização carregamento nas transformações de fronteira com fluxo descendo)

- c. Norte Úmido exportador máximo, patamar de carga leve (verificação do fluxo de potência reativa).

Intercâmbio

Os fluxos no intercâmbio entre os submercados considerados nesse estudo estão descritos nas tabelas 4-3, 4-4 e 4-5:

Tabela 4-3 – Fluxos no patamar de carga leve (MW)

SE/CO - > SUL	6881,0	MW
N/NE-> SE/CO	16266,8	MW
EXP_N	12413,2	MW
EXP_NE	3853,6	MW

Tabela 4-4 - Fluxos no patamar de carga média (MW)

SE/CO - > SUL	12494,6	MW
N/NE-> SE/CO	17705,3	MW
EXP_N	12713,9	MW
EXP_NE	4991,5	MW

Tabela 4-5 - Fluxos no patamar de carga pesada (MW)

SE/CO - > SUL	10693,3	MW
N/NE-> SE/CO	20777,4	MW
EXP_N	13242,9	MW
EXP_NE	7534,4	MW

De forma a representar o maior fluxo de potência provável pelo eixo de interligação Norte – Sul, foi feito um levantamento da máxima geração das usinas hidrelétricas de grande porte no Norte do país.

Essas usinas foram divididas em 2 grupos de forma a analisar seu histórico médio de geração: Bacia Amazonas e Bacia Tocantins-Araguaia, conforme a seguir.

UF	Nome Empreendimento	Tipo	Potência (MW)
PA	Belo Monte	UHE	11.233,10
RO	Jirau	UHE	3.750,00
RO	Santo Antônio	UHE	3.568,00
PA	Teles Pires	UHE	1.819,80
PA	São Manoel	UHE	700,00
MT	Sinop	UHE	401,88
AP	Santo Antônio do Jari	UHE	392,95
MT	Colíder	UHE	300,00
MT	Dardanelos	UHE	261,00
AP	Ferreira Gomes	UHE	252,00
AM	Balbina	UHE	249,75
AP	Cachoeira Caldeirão	UHE	219,00
RO	Samuel	UHE	216,75
MT	Guaporé	UHE	120,00
AP	Coaracy Nunes	UHE	78,00
RO	Rondon II	UHE	73,50
PA	Curuá-Una	UHE	42,80

Figura 4-5 – Relação de Hidrelétricas da bacia Amazonas

UF	Nome Empreendimento	Tipo	Potência (MW)
PA	Tucuruí	UHE	8.535,00
GO	Serra da Mesa	UHE	1.275,00
MA	Estreito	UHE	1.087,00
TO	Luís Eduardo Magalhães (Lajeado)	UHE	902,50
TO	Peixe Angical	UHE	498,75
GO	Cana Brava	UHE	450,00
TO	São Salvador	UHE	243,20

Figura 4-6 – Relação de Hidrelétricas da bacia Tocantins-Araguaia

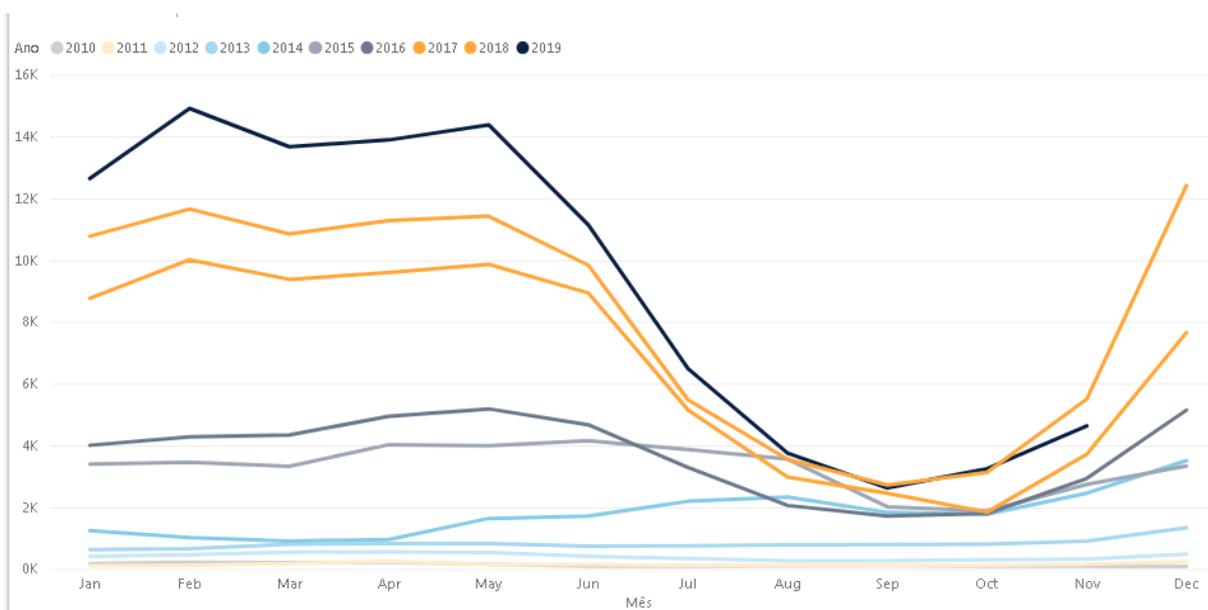


Figura 4-7 – Geração média do conjunto de usinas da bacia Amazonas (MW)

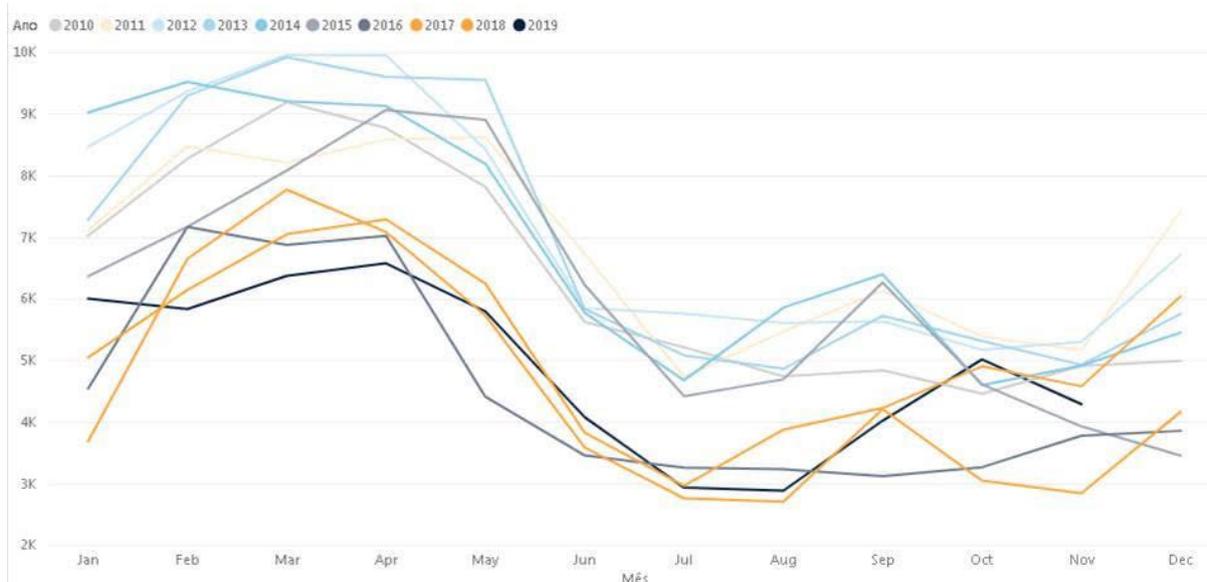


Figura 4-8 – Geração média do conjunto de usinas da bacia Tocantins-Araguaia (MW)

Com base nesse levantamento, identificou-se que a geração média máxima da Bacia Amazonas é cerca de 61% da capacidade instalada, enquanto na Bacia Tocantins-Araguaia essa proporção é de cerca de 76% da capacidade instalada das UHEs.

Todavia, com intuito de representar um cenário de grande fluxo na interligação Norte – Sul, as UHE do Norte do país foram despachadas acima desses valores, conforme demonstrado nas tabelas 4-6 e 4-7.

Tabela 4-6 – Despacho das usinas nos casos de patamar de carga média (MW/%)

Bacia Hidrográfica	Despacho (MW)	Potência Instalada	Percentual Caso Fornecido
UHE			
1 - Jacuí(RS)	645,3	1368,5	47,2%
2 - Uruguai(SC)(RS)	2779,0	5893,8	47,2%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	239,0	478,0	50,0%
4 - Iguaçu(PR)(SC)	3664,6	7329,1	50,0%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	5186,9	6916,6	75,0%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	2207,3	2954,9	74,7%
7 - Tietê(SP)	1449,6	1812,0	80,0%
8 - Grande (MG)(SP)	6004,6	7506,3	80,0%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	6823,9	8529,8	80,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1803,5	2899,7	62,2%
11 - Paraguai(MT)(MS)	604,0	755,2	80,0%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	1080,3	1350,5	80,0%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	856,8	1020,9	83,9%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	8121,2	10577,4	76,8%
15 - Parnaíba (PI)	211,4	225,0	94,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	10775,3	13029,3	82,7%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	2577,5	3221,8	80,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	946,2	1482,7	63,8%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11533,0	11883,1	97,1%
20 - Araguari (AP)	466,1	549,0	84,9%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	5600,0	7200,0	77,8%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4346,1	7200,0	60,4%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Tabela 4-7 – Despacho das usinas nos casos de patamar de carga pesada (MW/%)

<u>Bacia Hidrográfica</u>	<u>Despacho (MW)</u>	<u>Potência Instalada</u>	<u>Percentual Caso Fornecido</u>
UHE			
1 - Jacuí(RS)	552,2	1368,5	40,3%
2 - Uruguai(SC)(RS)	2396,2	5893,8	40,7%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	196,3	478,0	41,1%
4 - Iguaçú(PR)(SC)	3119,0	7329,1	42,6%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	6387,9	6916,6	92,4%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	2457,4	2954,9	83,2%
7 - Tietê(SP)	1665,5	1812,0	91,9%
8 - Grande (MG)(SP)	6890,9	7506,3	91,8%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	7848,7	8529,8	92,0%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	1803,5	2899,7	62,2%
11 - Paraguai(MT)(MS)	697,3	755,2	92,3%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	1246,4	1350,5	92,3%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	960,7	1020,9	94,1%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	8558,1	10577,4	80,9%
15 - Parnaíba (PI)	213,7	225,0	95,0%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	11877,0	13029,3	91,2%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	2965,3	3221,8	92,0%
18 - Madeira(RO)(AM)	1075,6	1482,7	72,5%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	11618,9	11883,1	97,8%
20 - Araguari (AP)	521,5	549,0	95,0%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0,0	0,0	0,0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0,0	0,0	0,0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	6300,0	7200,0	87,5%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	4624,0	7200,0	64,2%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	5950,1	7360,0	80,8%

Considerando esses percentuais de despacho, o fluxo de potência na interligação Norte – Sul em 2026 é de aproximadamente 4400 MW.

Ressaltamos que durante todo o horizonte analisado o fluxo no Bipolo Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio se manteve com carregamento de 8000 MW.

4.4 Limites de Carregamento

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

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

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

5 DIAGNÓSTICO

O objetivo desse estudo foi analisar o atendimento ao sistema elétrico da região Norte do estado de Goiás que é atendido pela rede de Distribuição da Enel Goiás e faz fronteira com a Rede Básica através das subestações 230/138 kV Serra da Mesa, 230/69 kV Barro Alto, 230/69 kV Niquelândia, 230/69 kV e 230/138 kV Itapaci.

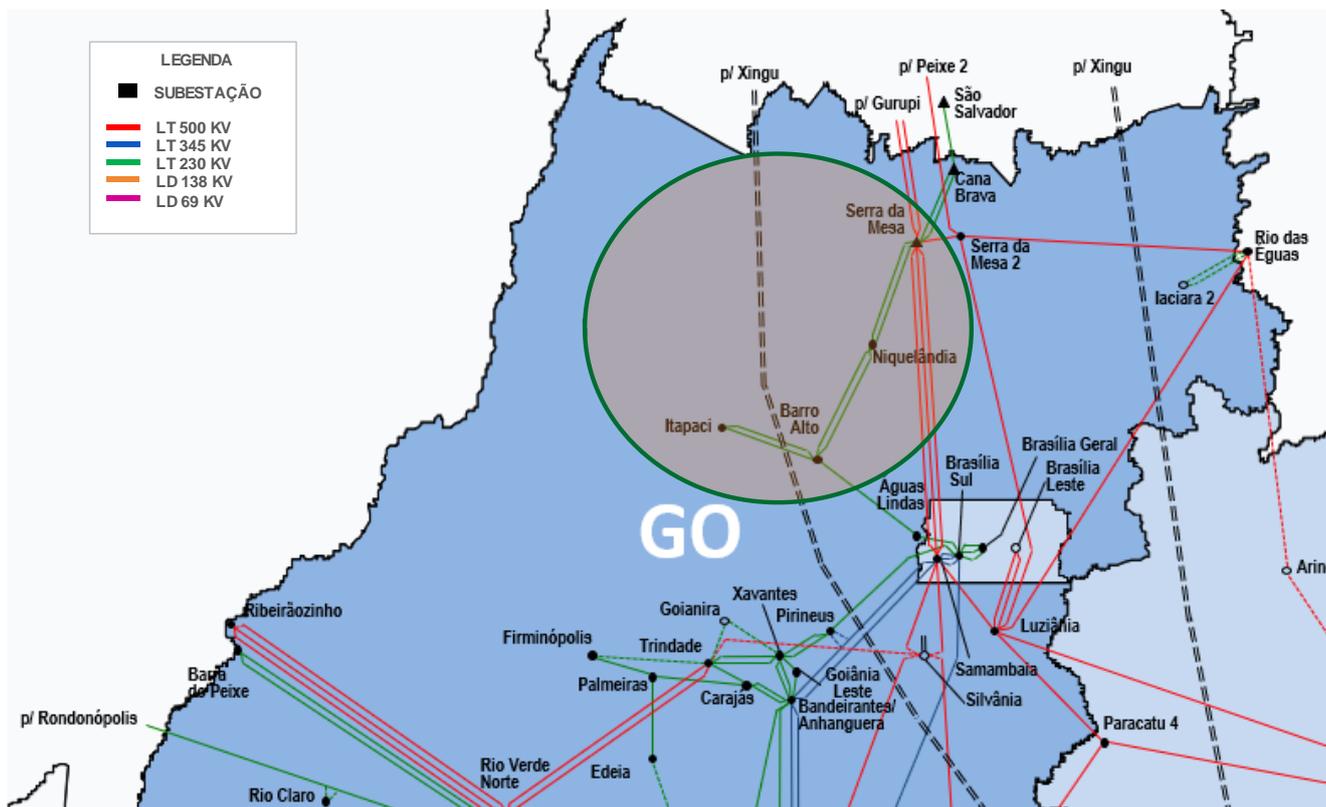


Figura 5-1 – Região abrangida no estudo

A maior parte do fluxo para atendimento à carga é suprido através da SE Serra da Mesa 230/138kV e a LD 138 kV Serra da Mesa – Porangatu, C1. Essa linha de Distribuição é, portanto, um importante elo para o atendimento à região. Sua utilização se intensifica ao longo dos anos e provoca condições críticas no controle de reativos na rede da Distribuidora, indicando a necessidade de implantação de reforços estruturais para uma melhora nesse perfil de tensão. A Tabela 5-2 mostra o perfil de tensão na subestação Porangatu 138/69 kV ao longo do período analisado. A partir de 2030 não é possível convergir os casos de trabalho sem a utilização de bancos de capacitores ou geradores síncronos para elevação da tensão nessa subestação.

Tabela 5-1 – Nível de tensão na subestação Porangatu 138/69 kV

SUBESTAÇÃO	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
PORANG-GO138	92,7%	92,0%	91,6%	90,6%	NC	NC	NC	NC	NC	NC

Adicionalmente, identificou-se problemas de esgotamento das capacidades de transformação, ocasionados pelo aumento da potência ativa nas seguintes subestações:

6 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Após o diagnóstico dos problemas, foram concebidas alternativas para solucionar as violações identificadas, sendo estas em dois eixos de atendimento às cargas: um eixo buscando reforços via Rede Básica e o outro a partir de reforços na rede da Distribuidora Enel Goiás.

6.1 Alternativas via Rede Básica

Alternativa via SE Campinorte 2

A alternativa consiste no seccionamento da linha de uso exclusivo em 230 kV oriunda da SE 230 kV Itapaci, para atendimento do consumidor livre Mineradora Maracá, e a construção da nova SE 230/69 kV Campinorte 2, composta por dois transformadores trifásicos com capacidade nominal de 50 MVA.

Para possibilitar o atendimento aos critérios de planejamento no contingenciamento de um elemento da Rede Básica – critério N-1 - é necessário a construção do segundo circuito em 230 kV entre a SE Itapaci e a nova SE Campinorte.

Por fim, essa alternativa é composta, a partir de 2030, pelo segundo circuito 138 kV Serra da Mesa – Porangatu.

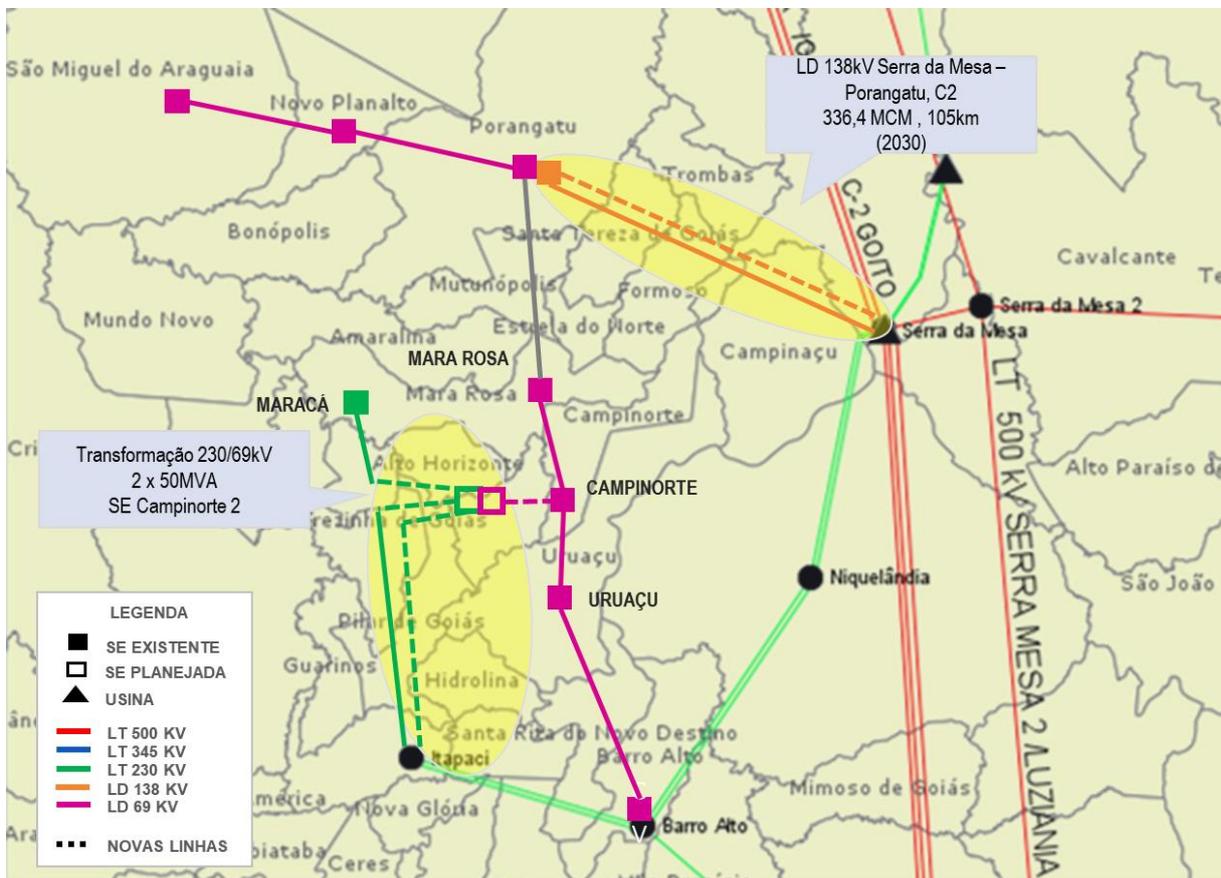


Figura 6-1 – Alternativa via nova SE 230/69 kV Campinorte 2

Alternativa via SE Niquelândia

A alternativa consiste no novo pátio 138 kV, composto por dois transformadores trifásicos 230/138 kV com capacidade nominal de 75 MVA cada, a ser construído na SE 230 kV Niquelândia, fazendo conexão com o novo pátio 138 kV na SE 69 kV Campinorte, composto por um transformador trifásico com capacidade nominal de 50 MVA.

Por fim, essa alternativa é composta, a partir de 2030, pelo segundo circuito 138 kV Serra da Mesa – Porangatu.

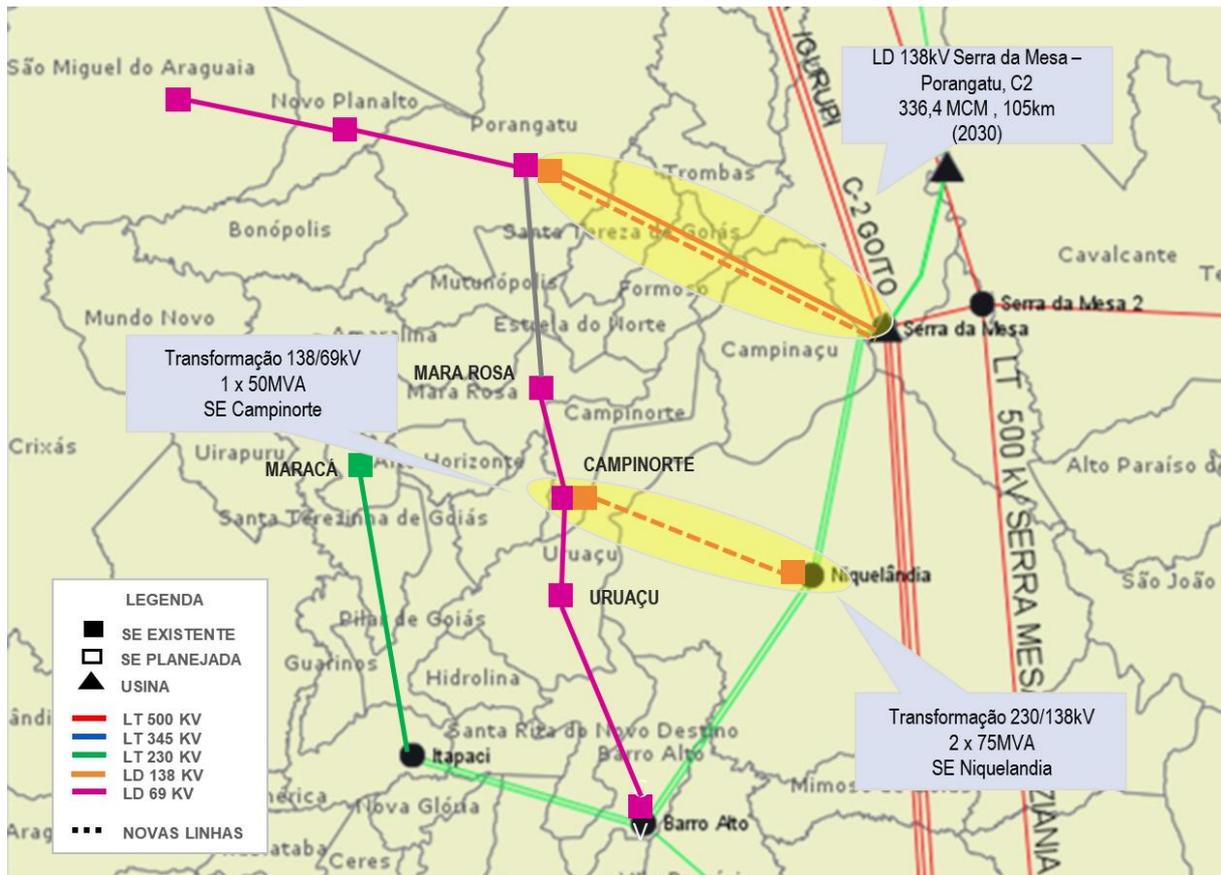


Figura 6-2 – Alternativa via SE 230/138 kV Niquelândia

6.2 Alternativa via Distribuição

Alternativa via SE Serra da Mesa e Porangatu

A alternativa consiste em reforços realizados no sistema elétrico da Distribuidora Enel Goiás.

Essa alternativa implementa a duplicação do segundo circuito 138 kV Serra da Mesa – Porangatu em 2026 e o 3º autotransformador 138/69 kV para SE Porangatu com capacidade nominal de 25 MVA em 2029.

Reforços num nível de tensão mais baixo possuem investimentos iniciais menores, mas costumam causar maiores perdas elétricas no sistema, o que pode inverter o mérito da alternativa na etapa de avaliação econômica.

Ressalta-se que a LD 69 kV Uruaçu – Campinorte foi mantida desligada para manter os níveis de tensão dentro dos limites adequados, conforme topologia enviada inicialmente pela Distribuidora.

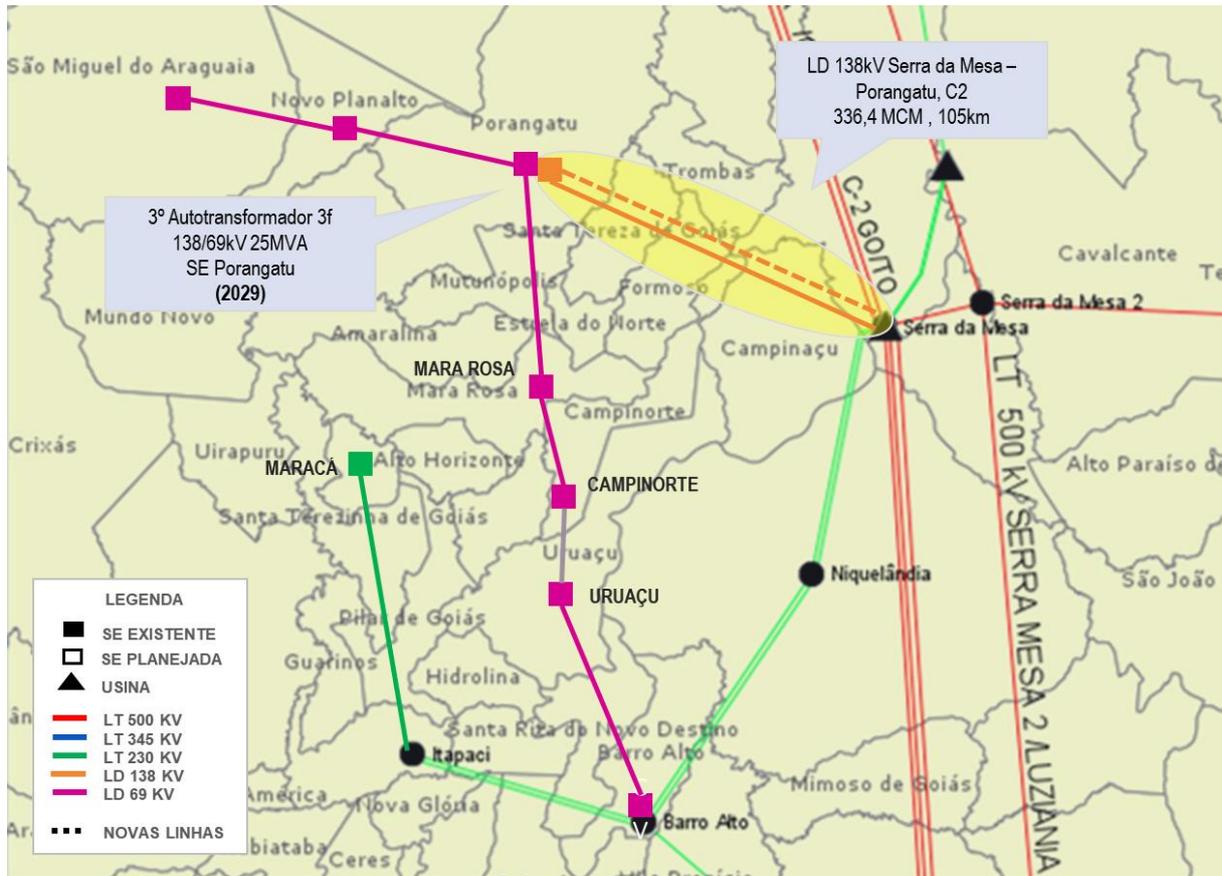


Figura 6-3 – Alternativa via reforços via SE Serra da Mesa e Porangatu

Alternativa via SE Niquelândia 69 kV

Considerando que o 2º Transformador 230/69 kV, 30 MVA, para a subestação Niquelândia é obra comum para todas as alternativas para atendimento ao critério de segurança N-1 de elementos da Rede Básica, considerou-se a conexão entre essa subestação e a SE 69 kV Campinorte em 2026.

Adicionalmente, essa alternativa é composta pela duplicação do segundo circuito 138 kV Serra da Mesa – Porangatu em 2026 e o 3º autotransformador 138/69kV para SE Porangatu com capacidade nominal de 25 MVA em 2030.

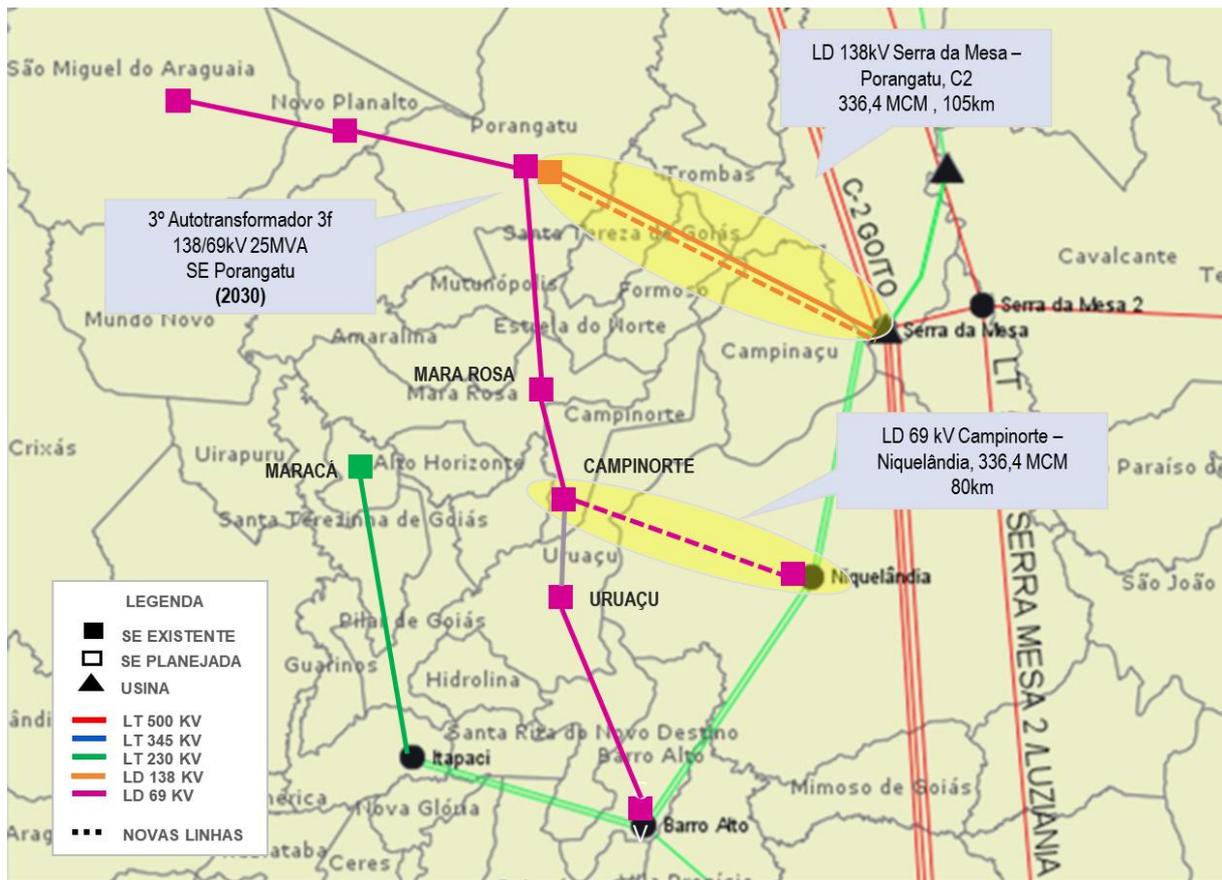


Figura 6-4 – Alternativa de reforços via SE Niquelândia 69 kV

6.3 Obras Comuns das Alternativas

Dentre todas as alternativas analisadas no estudo nenhuma tem influência no perfil de tensão da SE 69 kV São Miguel por esta ser atendida por um sistema elétrico radial de grande extensão e baixo carregamento. Para essa subestação foi recomendado um banco de capacitores 5,0 MVar.

De forma análoga, as alternativas estudadas não influenciaram no carregamento das transformações e, conseqüentemente, na data de necessidade dos reforços nas SEs 230/138 kV Serra da Mesa e 230/69kV Itapaci. Portanto, essas são obras comuns a todas as alternativas.

De forma a atender ao critério de segurança N-1 para elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, recomenda-se o 2º Transformador 230/69 kV, 30MVA, para a subestação Niquelândia.

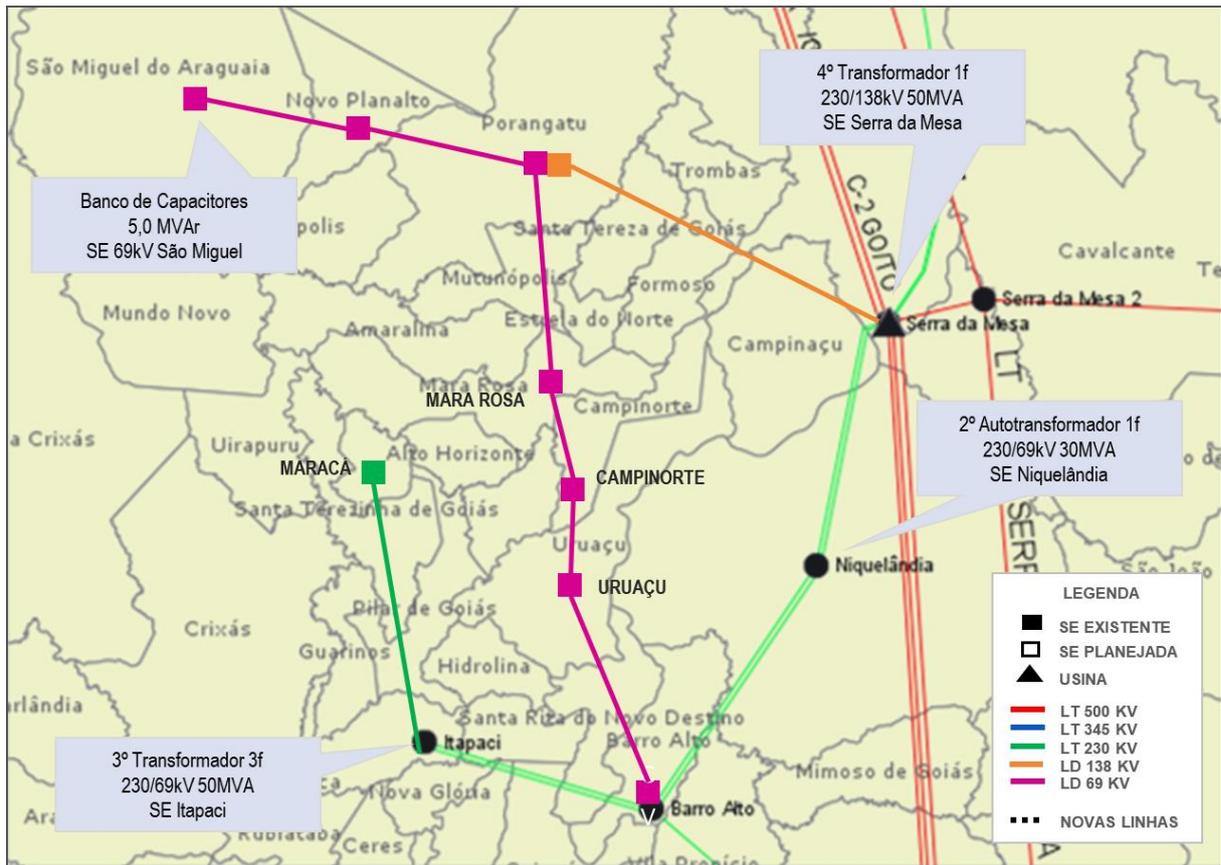


Figura 6-5 – Obras comuns a todas as alternativas

7 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

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

Foram realizadas simulações em condição normal e em contingências simples dos elementos da Rede Básica e Rede Básica de fronteira, não verificando-se níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos. O desempenho da rede de Distribuição em regime normal também não apresentou níveis de tensão ou carregamento fora dos limites estabelecidos.

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

7.1 Alternativa via SE Campinorte 2

Nessa alternativa é proposta uma nova SE 230/69 kV no município de Campinorte, no sentido de prover um novo ponto de suprimento de Rede Básica e aliviar o fluxo proveniente da SE 230/138 kV Serra da Mesa.

Para efetividade dessa alternativa, a LD 69 kV Mara Rosa – Porangatu teve que ser mantida aberta, caso contrário o sistema elétrico da região continuava sendo suprido fortemente pela SE 230/138 kV Serra da Mesa.

Apesar dessa configuração reduzir o carregamento da LD 138 kV Serra da Mesa – Porangatu, o crescimento da demanda atendida através do sistema radial que vai desde Porangatu até São Miguel do Araguaia, faz com que o reforço do segundo circuito da LD 138 kV Serra da Mesa – Porangatu ainda seja necessário, com data de necessidade passando para o ano 2030.

7.2 Alternativa via SE Niquelândia

Nessa alternativa a proposta é trazer um novo ponto de Rede Básica através da SE 230 kV Niquelândia existente, que passaria a ter um pátio de 138 kV. A conexão com a rede da Distribuidora seria na SE 69 kV Campinorte, que também passaria a ter um novo pátio 138 kV.

Para efetividade dessa alternativa, a LD 69 kV Mara Rosa – Porangatu teve que ser mantida aberta, caso contrário o sistema elétrico da região continuava sendo suprido fortemente pela SE 230/138 kV Serra da Mesa.

Assim como na alternativa anterior, o crescimento previsto para a demanda atendida através do sistema radial que vai desde Porangatu até São Miguel do Araguaia, faz com que o reforço do segundo circuito da LD 138 kV Serra da Mesa – Porangatu ainda seja necessário, com data de necessidade passando para o ano 2030.

7.3 Alternativa via SE Serra da Mesa e Porangatu

O sistema é plenamente atendido através das obras de reforços recomendadas para essa alternativa.

Com a construção do segundo circuito da LD 138 kV Serra da Mesa – Porangatu em 2026, eliminam-se os problemas de subtensão da rede da distribuidora.

Em 2029, há necessidade de ampliar a capacidade de transformação da SE 138/69 kV Porangatu, com a implantação do 3º transformador para atender ao crescimento de potência ativa dos consumidores.

Ressalta-se que a LD 69 kV Uruaçu – Campinorte foi mantida desligada, conforme topologia enviada inicialmente pela Enel Goiás, para controle do fluxo de potência oriundo da SE 230/138 kV Serra da Mesa e melhor controle de tensão nas subestações locais. Dessa forma é possível postergar a data de necessidade do 3º Transformador da SE 138/69 kV Porangatu para 2029.

7.4 Alternativa via SE Niquelândia 69 kV

Essa alternativa não se mostrou muito efetiva em relação a um novo ponto de suprimento pela Rede Básica de Fronteira para controle de tensão no sistema da distribuidora, nem para diminuição do fluxo de potência na transformação SE 138/69 kV Porangatu, adiando a necessidade do 3º Transformador da SE 138/69 kV Porangatu para 2030.

De forma análoga à alternativa anterior, a LD 69 kV Uruaçu – Campinorte foi mantida desligada até o ano de entrada do 3º Transformador da SE 138/69kV Porangatu.

8 OTIMIZAÇÃO DOS CONDUTORES DA REDE BÁSICA

Não se aplica.

9 ANÁLISE ECONÔMICA

9.1 Avaliação das Alternativas

As alternativas avaliadas tiveram seus planos de obras e investimentos detalhados e orçados de acordo com a Base de Preços da ANEEL [3] e estão apresentados nas tabelas do Anexo 15.

A avaliação econômica das alternativas tem como base o Método dos Investimentos Necessários ou Método do Valor Presente dos Custos Anuais Equivalentes. Neste método, os investimentos totais anuais são convertidos em uma série de "n" termos de valor constante. O número "n" é igual ao prazo de concessão concedido pela ANEEL, equivalente a trinta anos.

Para fins de comparação econômica, no final do período em estudo, as séries temporais correspondentes a cada alternativa são truncadas, sendo considerado o valor atual do fluxo de caixa referido ao ano base da análise econômica.

O truncamento das séries de custos anuais equivalentes leva em conta o valor que é proporcional à vida útil dos equipamentos até o ano analisado. Assim, o truncamento da série em um período inferior à vida útil de um determinado equipamento, resulta em um valor presente menor que o investimento inicial, o que está de acordo com a consideração de que o valor proporcional à vida útil deve ser descontado do custo, por representar ainda um patrimônio naquela data.

Destaca-se a aplicação dos custos modulares ANEEL referente ao custo de linhas de transmissão de curta extensão. Na ocorrência desse tipo de situação, foram utilizados percentuais de sobrecusto em relação ao custo de linhas adotado na Base de Preços da ANEEL conforme Tabela 9-1.

Tabela 9-1 – Valores de sobrecusto para linhas curtas

Comprimento LT	Fator Multiplicador Sobrecusto
Até 5 km	1,3
Superior a 5 km e inferior a 15 km	1,2
Superior a 15 km e inferior a 30 km	1,1

O valor do custo marginal de expansão (CME) utilizado para balizar o custo das perdas elétricas na comparação de alternativas foi de 247,44 R\$/MWh conforme [4].

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

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

9.2 Resultados

Nesta análise será considerado o ano de 2026 como o inicial e o ano de 2035 para o truncamento das séries de custos, tanto para investimentos quanto para perdas elétricas.

O resultado da comparação de investimentos é mostrado na Tabela 9-2, que contém o custo de investimento total das alternativas em valor presente, o custo pela metodologia dos rendimentos necessários, o custo de perdas elétricas e finalmente o custo global. A análise mais detalhada da comparação econômica, com lista de obras, pode ser verificada nas tabelas do Anexo 15.

Tabela 9-2 – Comparação de Custos de Alternativas

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Campinorte 2	296.373,89	250,0%	4º	156.632,26	242,5%	4º	70.636.681,59	16.944,81	4º	173.577,06	247,6%	4º
Niquelândia 138	186.201,50	157,1%	3º	95.498,14	147,8%	3º	70.619.736,78	0,00	1º	95.498,14	136,2%	3º
Distribuição	118.533,24	100,0%	1º	64.591,49	100,0%	1º	70.625.248,79	5.512,01	3º	70.103,50	100,0%	1º
Niquelândia 69	151.183,45	127,5%	2º	82.371,80	127,5%	2º	70.623.314,92	3.578,14	2º	85.949,93	122,6%	2º

A terceira alternativa, que recomenda reforços de distribuição a partir das SEs Serra da Mesa e Porangatu, possui análise econômica favorável considerando o somatório dos investimentos iniciais a serem feitos e as perdas elétricas do sistema. A Figura 9-1 mostra a comparação entre as alternativas graficamente.

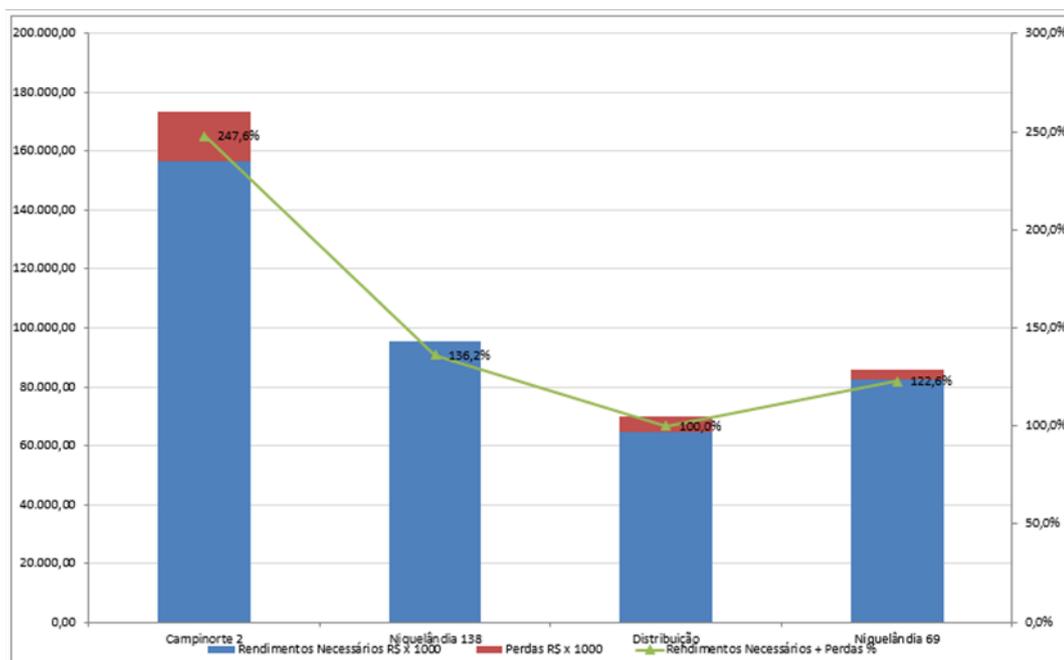


Figura 9-1 – Comparação econômica entre alternativas (R\$x1000 e %)

10 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DE CARGA

Não se aplica.

11 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

A análise de curto-circuito na etapa de planejamento da expansão tem por objetivo fazer uma análise simplificada da evolução dos níveis de curto-circuito em decorrência das obras recomendadas, fornecendo alertas naqueles casos em que o nível de curto-circuito se aproxima da capacidade de interrupção de disjuntores das subestações. Essas indicações servem como dado de entrada para as análises mais específicas tanto das transmissoras quanto das distribuidoras envolvidas.

Tabela 11-1 – Níveis de curto-circuito sem as obras recomendadas

Topologia sem Obras							Capacidade dos Disjuntores (kA)
Identificação do Barramento			Curto Circuito Máx em 2026				
Número	Subestação	Tensão (kV)	3 Φ	Ângulo	1 Φ	Ângulo	
1221	PORANG-GO138	138	1,2	-74,6	0,7	-73,2	20
1223	ITAPAC-GO069	69	6,0	-86,2	5,8	-85,6	12,5
1235	ITAPAC-GO230	230	3,3	-81,8	2,6	-81,4	50
1252	ITAPAC-GO138	138	3,5	-83,9	3,0	-83,5	40
3895	SMESA1-GO500	500	28,6	-84,5	26,1	-84,9	40
3896	S.MESA-GO230	230	20,1	-87,6	21,7	-87,6	31,5
3897	S.MESA-GO138	138	6,6	-89,5	7,6	-89,6	31,5
3947	B.ALTO-GO230	230	5,3	-83,6	4,3	-83,5	40
3953	NIQUEL-GO230	230	7,0	-84,8	4,8	-81,7	40
23503	PORANG-GO069	69	Não representada no PD 2029				20
3961	NIQULB-GO069	69	2,52	-89,43	3,09	-89,3	20

Tabela 11-2 - Níveis de curto-circuito com as obras recomendadas

Topologia com Obras							Capacidade dos Disjuntores (kA)
Identificação do Barramento			Curto Circuito Máx em 2031				
Número	Subestação	Tensão (kV)	3 Φ	Ângulo	1 Φ	Ângulo	
1221	PORANG-GO138	138	2,2	-76,1	1,4	-75,4	20
1223	ITAPAC-GO069	69	7,3	-85,6	6,8	-84,8	12,5
1235	ITAPAC-GO230	230	3,5	-82,1	2,8	-81,3	50
1252	ITAPAC-GO138	138	4,1	-84,1	3,5	-83,3	40
3895	SMESA1-GO500	500	29,3	-84,6	26,4	-85,0	40
3896	S.MESA-GO230	230	20,3	-87,7	22,0	-87,7	31,5
3897	S.MESA-GO138	138	8,4	-89,3	9,7	-89,5	31,5
3947	B.ALTO-GO230	230	5,9	-84,2	5,0	-83,5	40
3953	NIQUEL-GO230	230	7,3	-84,9	5,0	-81,5	40
23503	PORANG-GO069	69	2,7	-81,5	2,0	-79,4	20
3961	NIQULB-GO069	69	2,54	-89,47	3,11	-89,32	20

Nas tabelas 8-1 e 8-2 verifica-se a evolução dos níveis de curto-circuito nas subestações envolvidas e conclui-se que as obras recomendadas não causam superação da capacidade de interrupção assimétrica dos disjuntores.

12 BIBLIOGRAFIA

- [1]. EPE. Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica. EPE. Rio de Janeiro. 2016.
- [2]. CCPE/CTET. Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão. CCPE/CTET. Brasília. 2002.
- [3]. EPE. Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Maio de 2019. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 1. 2019. (EPE-DEE-IT-054/2019).
- [4]. EPE. Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo. EPE. Rio de Janeiro, p. 13. 2019. (EPE-DEE-NT-057/2019 – r0).
- [5]. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos.
- [6]. Ofício SPGT-057-2020 de 03 de novembro de 2020.

13 EQUIPE TÉCNICA

Bruno Cesar Mota Maçada – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Maxwell Cury Júnior – EPE – Superintendência de Transmissão de Energia

Giovani Zaparoli – ENEL Distribuição Goiás

14 FICHA PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

Empreendimento: SE 230/138 kV SERRA DA MESA (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	UF: GO
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 24 meses

Justificativa:

Expansão da capacidade de transformação

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

4° ATF 230/138 kV, 3 x 16,67 MVA 1Φ	10.342,80
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	4.296,25
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	5.658,05
MIM - 138 kV	524,88
MIM - 230 kV	820,57

Total de Investimentos Previstos: **21.642,55**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] Base de Preços de Referência ANEEL 07/2017, atualizado para data base 05/2019.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

Empreendimento:	UF: GO
SE 230/69 kV ITAPACI (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 24 meses

Justificativa:

Expansão da capacidade de transformação

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

3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	6.410,78
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	5.658,05
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2.096,28
MIM - 230 kV	820,57
MIM - 69 kV	236,29

Total de Investimentos Previstos: **15.221,97**

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] Base de Preços de Referência ANEEL 07/2017, atualizado para data base 05/2019.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

Empreendimento:

SE 230/69 kV NIQUELÂNDIA (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)

UF: **GO**

DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2026**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **24 meses**

Justificativa:

Atendimento ao critério N-1

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

2° TF 230/69 kV, 3 x 10 MVA 1Φ	7.628,55
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	5.658,05
1 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2.096,28
MIM - 69 kV	236,29
MIM - 230 kV	820,57

Total de Investimentos Previstos:

16.439,74

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[3] Base de Preços de Referência ANEEL 07/2017, atualizado para data base 05/2019.

15 ANEXOS - PLANO DE OBRAS DAS ALTERNATIVAS

Tabela 15-1 – Alternativa via SE Campinorte 2

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
				Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	RN
					310.460,07	296.373,89	156.632,26
LT 138 kV SERRA DA MESA - PORANGATU, C2 (Nova)					53.161,39	39.075,21	13.858,50
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 105 km		2030	105	421,27	44.233,35	32.512,83	11.531,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Serra da Mesa	2030	1	4464,02	4.464,02	3.281,19	1.163,71
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Porangatu	2030	1	4464,02	4.464,02	3.281,19	1.163,71
SE 230/69 kV CAMPINORTE (Nova)					48.447,96	48.447,96	26.883,53
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ		2026	2,0	7490,05	14.980,10	14.980,10	8.312,38
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	4403,21	4.403,21	4.403,21	2.443,32
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1624,52	1.624,52	1.624,52	901,44
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			3,0				
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT			1,0				
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	5549,73	11.099,46	11.099,46	6.159,04
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	2043,42	4.086,84	4.086,84	2.267,77
MIM - 230 kV		2026	1,0	2335,37	2.335,37	2.335,37	1.295,89
MIM - 69 kV		2026	1,0	676,76	676,76	676,76	375,53
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	9241,70	9.241,70	9.241,70	5.128,17
LT 69 kV CAMPINORTE - CAMPINORTE, C1 (Nova)					4.877,99	4.877,99	2.706,77
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 1 km		2026	1,0	359,23	359,23	359,23	199,33
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Campinorte	2026	1,0	2259,38	2.259,38	2.259,38	1.253,72
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Campinorte	2026	1,0	2259,38	2.259,38	2.259,38	1.253,72
LT 230 kV ITAPACI - CAMPINORTE, C1 (Nova)					90.829,78	90.829,78	50.400,99
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 125 kr		2026	125,0	627,86	78.482,50	78.482,50	43.549,55
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Itapaci	2026	1,0	6173,64	6.173,64	6.173,64	3.425,72
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Campinorte	2026	1,0	6173,64	6.173,64	6.173,64	3.425,72
LT 230 kV SECCIONAMENTO - CAMPINORTE, C1 (Nova)					34.322,38	34.322,38	19.045,32
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 125 kr		2026	35,0	627,86	21.975,10	21.975,10	12.193,87
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Itapaci	2026	1,0	6173,64	6.173,64	6.173,64	3.425,72
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Campinorte	2026	1,0	6173,64	6.173,64	6.173,64	3.425,72
SE 230/138 kV SERRA DA MESA (Ampliação/Adequação)					21.642,55	21.642,55	12.009,34
4° ATF 230/138 kV, 3 x 16,67 MVA 1Φ		2026	3,0	3447,60	10.342,80	10.342,80	5.739,17
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	4296,25	4.296,25	4.296,25	2.383,97
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
MIM - 138 kV		2026	1,0	524,88	524,88	524,88	291,25
MIM - 230 kV		2026	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33
SE 230/69 kV ITAPACI (Ampliação/Adequação)					15.221,97	15.221,97	8.446,60
3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2026	1,0	6410,78	6.410,78	6.410,78	3.557,31
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	2096,28	2.096,28	2.096,28	1.163,22
MIM - 230 kV		2026	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33
MIM - 69 kV		2026	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
SE 69 kV SÃO MIGUEL (Ampliação/Adequação)					3.873,76	3.873,76	2.149,53
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2026	1,0	952,59	952,59	952,59	528,59
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	2684,88	2.684,88	2.684,88	1.489,83
MIM - 69 kV		2026	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
SE 230/69 kV NIQUELÂNDIA (Ampliação/Adequação)					16.439,74	16.439,74	9.122,33
2° TF 230/69 kV, 3 x 10 MVA 1Φ		2026	3,0	2542,85	7.628,55	7.628,55	4.233,04
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	2096,28	2.096,28	2.096,28	1.163,22
MIM - 69 kV		2026	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
MIM - 230 kV		2026	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33
SE 230/138 kV SERRA DA MESA (Ampliação/Adequação)					21.642,55	21.642,55	12.009,34
4° ATF 230/138 kV, 3 x 16,67 MVA 1Φ		2026	3,0	3447,60	10.342,80	10.342,80	5.739,17
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	4296,25	4.296,25	4.296,25	2.383,97
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
MIM - 138 kV		2026	1,0	524,88	524,88	524,88	291,25
MIM - 230 kV		2026	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33

Tabela 15-2 – Alternativa via SE Niquelândia

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
				Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	RN
					200.287,68	186.201,50	95.498,14
LT 138 kV SERRA DA MESA - PORANGATU, C2 (Nova)					53.161,39	39.075,21	13.858,50
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 105 km		2030	105	421,27	44.233,35	32.512,83	11.531,07
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Serra da Mesa	2030	1	4464,02	4.464,02	3.281,19	1.163,71
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Porangatu	2030	1	4464,02	4.464,02	3.281,19	1.163,71
SE 230/138 kV NIQUELANDIA Novo pátio de 138kV (Ampliação/Adequação)					36.832,71	36.832,71	20.438,29
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 75 MVA 3Φ		2026	2,0	7116,60	14.233,20	14.233,20	7.897,93
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2	5658,05	11.316,10	11.316,10	6.279,25
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2	4296,25	8.592,50	8.592,50	4.767,94
MIM - 230 kV		2026	1,0	1641,14	1.641,14	1.641,14	910,66
MIM - 138 kV		2026	1,0	1049,77	1.049,77	1.049,77	582,51
SE 138/69 kV CAMPINORTE Novo pátio de 138kV (Ampliação/Adequação)					12.119,52	12.119,52	6.725,06
1° ATF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2026	1,0	4965,82	4.965,82	4.965,82	2.755,51
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	4296,25	4.296,25	4.296,25	2.383,97
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	2096,28	2.096,28	2.096,28	1.163,22
MIM - 138 kV		2026	1,0	524,88	524,88	524,88	291,25
MIM - 69 kV		2026	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
LT 138 kV NIQUELANDIA - CAMPINORTE, C1 (Nova)					40.996,04	40.996,04	22.748,50
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 80 km		2026	80,0	400,85	32.068,00	32.068,00	17.794,37
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Niquelândia	2026	1,0	4464,02	4.464,02	4.464,02	2.477,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Campinorte	2026	1,0	4464,02	4.464,02	4.464,02	2.477,06
SE 230/138 kV SERRA DA MESA (Ampliação/Adequação)					21.642,55	21.642,55	12.009,34
4° ATF 230/138 kV, 3 x 16,67 MVA 1Φ		2026	3,0	3447,60	10.342,80	10.342,80	5.739,17
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	4296,25	4.296,25	4.296,25	2.383,97
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
MIM - 138 kV		2026	1,0	524,88	524,88	524,88	291,25
MIM - 230 kV		2026	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33
SE 230/69 kV ITAPACI (Ampliação/Adequação)					15.221,97	15.221,97	8.446,60
3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2026	1,0	6410,78	6.410,78	6.410,78	3.557,31
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	2096,28	2.096,28	2.096,28	1.163,22
MIM - 230 kV		2026	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33
MIM - 69 kV		2026	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
SE 69 kV SÃO MIGUEL (Ampliação/Adequação)					3.873,76	3.873,76	2.149,53
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2026	1,0	952,59	952,59	952,59	528,59
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	2684,88	2.684,88	2.684,88	1.489,83
MIM - 69 kV		2026	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
SE 230/69 kV NIQUELÂNDIA (Ampliação/Adequação)					16.439,74	16.439,74	9.122,33
2° TF 230/69 kV, 3 x 10 MVA 1Φ		2026	3,0	2542,85	7.628,55	7.628,55	4.233,04
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	2096,28	2.096,28	2.096,28	1.163,22
MIM - 69 kV		2026	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
MIM - 230 kV		2026	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33

Tabela 15-3 – Alternativa via SE Serra da Mesa e Porangatu

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
				Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	RN
					120.661,27	118.533,24	64.591,49
LT 138 kV SERRA DA MESA - PORANGATU, C2 (Nova)					53.161,39	53.161,39	29.498,99
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 105 km		2026	105,0	421,27	44.233,35	44.233,35	24.544,87
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Serra da Mesa	2026	1,0	4464,02	4.464,02	4.464,02	2.477,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Porangatu	2026	1,0	4464,02	4.464,02	4.464,02	2.477,06
SE 138/69 kV PORANGATU (Ampliação/Adequação)					10.321,86	8.193,83	3.364,70
3° ATF 138/69 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2029	1,0	3543,60	3.543,60	2.813,02	1.155,14
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	4070,77	4.070,77	3.231,51	1.326,98
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1986,26	1.986,26	1.576,76	647,48
MIM - 69 kV		2029	1,0	223,89	223,89	177,73	72,98
MIM - 138 kV		2029	1,0	497,34	497,34	394,80	162,12
SE 230/138 kV SERRA DA MESA (Ampliação/Adequação)					21.642,55	21.642,55	12.009,34
4° ATF 230/138 kV, 3 x 16,67 MVA 1Φ		2026	3,0	3447,60	10.342,80	10.342,80	5.739,17
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	4296,25	4.296,25	4.296,25	2.383,97
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
MIM - 138 kV		2026	1,0	524,88	524,88	524,88	291,25
MIM - 230 kV		2026	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33
SE 230/69 kV ITAPACI (Ampliação/Adequação)					15.221,97	15.221,97	8.446,60
3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2026	1,0	6410,78	6.410,78	6.410,78	3.557,31
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	2096,28	2.096,28	2.096,28	1.163,22
MIM - 230 kV		2026	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33
MIM - 69 kV		2026	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
SE 69 kV SÃO MIGUEL (Ampliação/Adequação)					3.873,76	3.873,76	2.149,53
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2026	1,0	952,59	952,59	952,59	528,59
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	2684,88	2.684,88	2.684,88	1.489,83
MIM - 69 kV		2026	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
SE 230/69 kV NIQUELÂNDIA (Ampliação/Adequação)					16.439,74	16.439,74	9.122,33
2° TF 230/69 kV, 3 x 10 MVA 1Φ		2026	3,0	2542,85	7.628,55	7.628,55	4.233,04
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	2096,28	2.096,28	2.096,28	1.163,22
MIM - 69 kV		2026	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
MIM - 230 kV		2026	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33

Tabela 15-4 – Alternativa via SE Niquelândia 69kV

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	RN
						153.918,43	151.183,45	82.371,80
LT 138 kV SERRA DA MESA - PORANGATU, C2 (Nova)						53.161,39	53.161,39	29.498,99
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 105 km		2026	105	1,0	421,27	44.233,35	44.233,35	24.544,87
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Serra da Mesa	2026	1	1,0	4464,02	4.464,02	4.464,02	2.477,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Porangatu	2026	1	1,0	4464,02	4.464,02	4.464,02	2.477,06
SE 230/138 kV SERRA DA MESA (Ampliação/Adequação)						21.642,55	21.642,55	12.009,34
4° ATF 230/138 kV, 3 x 16,67 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	3447,60	10.342,80	10.342,80	5.739,17
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4296,25	4.296,25	4.296,25	2.383,97
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	524,88	524,88	524,88	291,25
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33
SE 230/69 kV ITAPACI (Ampliação/Adequação)						15.221,97	15.221,97	8.446,60
3° TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ		2026	1,0	1,0	6410,78	6.410,78	6.410,78	3.557,31
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2096,28	2.096,28	2.096,28	1.163,22
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
SE 69 kV SÃO MIGUEL (Ampliação/Adequação)						3.873,76	3.873,76	2.149,53
1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	952,59	952,59	952,59	528,59
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2684,88	2.684,88	2.684,88	1.489,83
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
SE 230/69 kV NIQUELÂNDIA (Ampliação/Adequação)						16.439,74	16.439,74	9.122,33
2° TF 230/69 kV, 3 x 10 MVA 1Φ		2026	3,0	1,0	2542,85	7.628,55	7.628,55	4.233,04
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	5658,05	5.658,05	5.658,05	3.139,62
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	2096,28	2.096,28	2.096,28	1.163,22
MIM - 69 kV		2026	1,0	1,0	236,29	236,29	236,29	131,12
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	820,57	820,57	820,57	455,33
LT 69 kV NIQUELÂNDIA - CAMPINORTE, C1 (Nova)						33.257,16	33.257,16	18.454,23
Circuito Simples 69 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 80 km		2026	80,0	1,0	359,23	28.738,40	28.738,40	15.946,80
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Niquelândia	2026	1,0	1,0	2259,38	2.259,38	2.259,38	1.253,72
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Campinorte	2026	1,0	1,0	2259,38	2.259,38	2.259,38	1.253,72
SE 138/69 kV PORANGATU (Ampliação/Adequação)						10.321,86	7.586,88	2.690,78
3° ATF 138/69 kV, 1 x 25 MVA 3Φ		2030	1,0	1,0	3543,60	3.543,60	2.604,65	923,77
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	4070,77	4.070,77	2.992,14	1.061,20
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT		2030	1,0	1,0	1986,26	1.986,26	1.459,96	517,79
MIM - 69 kV		2030	1,0	1,0	223,89	223,89	164,57	58,37
MIM - 138 kV		2030	1,0	1,0	497,34	497,34	365,56	129,65

16 CONSULTAS DE VIABILIDADE DE EXPANSÃO

16.1 Consulta a Furnas: SEs Serra da Mesa e Niquelândia



Rua Real Grandeza, 218 - Botafogo
Rio de Janeiro RJ Brasil
CEP: 22281-900
Tel: 55 21 2528-3112
Fax: 55 21 2528-5858

Rio de Janeiro, 18 de novembro de 2020

N. Ref. ET.E.E.034.2020

S. Ref.

Ao Senhor
José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE – Empresa de Energia Elétrica
Praça Pio X, 54
Centro – CEP: 20091-040
Rio de Janeiro RJ

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão das SEs Serra da Mesa e Niquelândia

Senhor Superintendente

1. O Ofício 0587/2020/DEE/EPE de 20 de outubro de 2020 solicitou informações sobre a viabilidade de expansão das SEs Serra da Mesa e Niquelândia.
2. Há espaço físico para implantação dos módulos solicitados nos formulários de consulta de viabilidade de expansão de subestações, tanto na SE Serra da Mesa como para a SE Niquelândia. Entretanto, os formulários solicitam apenas 1 vão de conexão de transformador (CT) para cada banco de transformadores. Foram considerados na análise dois CTs (1 vão de alta tensão e outro vão de baixa tensão) para as novas transformações de Serra da Mesa e Niquelândia.
3. Adicionalmente, foram avaliadas as referidas expansões sob a ótica de implantação dos sistemas de proteção, controle e supervisão:
 - a. SE Serra da Mesa: Deve-se considerar a adequação civil na sala de controle/relés para a implantação dos novos painéis de proteção, controle e supervisão.
 - b. SE Niquelândia: Deve-se considerar a substituição da proteção de barras 230 kV atual, em função da mesma não possibilitar expansões. A nova proteção deve atender os procedimentos de rede do ONS (submódulo 2.6), com proteções principal e alternada.
4. Encaminhamos em anexo, os formulários supracitados contendo as informações oriundas do levantamento realizado por FURNAS e a possibilidade de expansão das Subestações Serra da Mesa e Niquelândia, em atendimento ao Ofício da EPE.
5. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,



Victor Hugo Goes Ricco
Superintendente de Empreendimentos de Transmissão

Anexo: Formulários de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações da EPE SEs Serra da Mesa e Niquelândia - 16/11/2020.

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

ADP-A-0006

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 20/10/2020
		Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Norte de Goiás

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Niquelândia **Concessionária Proprietária:** Furnas

1. Módulos de Manobra

CT Quantidade: 1 Tensão Prim./Sec./Ter (kV) 230/69 Arranjo Prim.: BD4 Sec.: BPT Ter:

2. Módulos de Equipamentos

Transformadores Quantidade: 3 Potência (MVA): 10 Tensão Prim./Sec. (kV) 230/69 Fase: 1

3. Diagrama Unifilar

N/A

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CP) ou série (CS), conexão de reatores de linha (RL) ou de barra (RB), 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 a Meio (DIM).

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 20/10/2020
		Revisão: 0

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento à Região Norte de Goiás

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Serra da Mesa **Concessionária Proprietária:** Furnas

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 1	Tensão (kV): 138	Arranjo: BPT
■	CT	Quantidade: 1	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) <u>230/138</u>	Arranjo Prim.: <u>BD4</u> Sec.: <u>BPT</u> Ter: _____

2. Módulos de Equipamentos

■	Transformadores	Quantidade: 3	Potência (MVA): 16,67	Tensão Prim./Sec. (kV) <u>230/138</u>	Fase: <u>1</u>
---	-----------------	---------------	-----------------------	---------------------------------------	----------------

3. Diagrama Unifilar

N/A

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



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 20/10/2020

Revisão: 0

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da EPE

Informar se é possível atender ao menos parcialmente

6. Observações do Proprietário

Seguindo o padrão existente da subestação, ambos os pátios existentes de 230 e 138kV são de arranjo Barra Dupla 5 chaves (BD5).

Todas as linhas de transmissão previstas para o pátio de 138kV estão em direção ao Norte.

A configuração atual da subestação permite a ampliação informada neste estudo.

20 de outubro de 2020

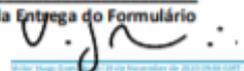
Data da Solicitação

JOSE MARCOS
BRESSANE 60963255800

Autenticado em forma digital por 0216
MARCOS BRESSANE 60963255800
Data: 2020.10.20 19:52:21 -0300

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

Data da Entrega do Formulário



Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome:
Cargo: