



Empresa de Pesquisa Energética

## NOTA TÉCNICA

*Avaliação do desempenho da SE  
Luziânia frente à conexão de novos  
projetos de geração*

**Setembro de 2022**



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**

Adolfo Sachsida

**Secretário-Executivo do MME**

Hailton Madureira de Almeida

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**

José Guilherme de Lara Resede

**Secretário de Energia Elétrica**

Ricardo Marques Alves Pereira

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

Rafael Bastos da Silva

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

Pedro Paulo Dias Mesquita

# ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

## **ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1**

*Avaliação do desempenho da SE  
Luziânia frente à conexão de novos  
projetos de geração*



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

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretora de Gestão Corporativa**

Angela Livino

**Coordenação Geral**

Erik Eduardo Rego

**Coordenação Executiva**

Thiago Dourado Martins

**Equipe Técnica**

Lucas Simões de Oliveira (Coordenação)

Bruno Cesar Mota Maçada

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

**Sede**

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744

70065-900 - Brasília – DF

**Escritório Central**

Praça Pio X, nº 54

20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

**Nº EPE-DEE-RE-080/2022-rev0**

Data: 14/09/2022

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



Empresa de Pesquisa Energética

*Contrato*

*Data de assinatura*

*Projeto*

**ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**

*Área de estudo*

**Estudos do Sistema de Transmissão**

*Subárea de estudo*

**GET Centro-Oeste**

*Produto (Nota Técnica ou Relatório)*

EPE-DEE-RE-080/2022-rev0

**Avaliação do desempenho da SE Luziânia frente à conexão de novos projetos de geração**

*Revisões*

*Data*

*Descrição sucinta*

rev0

14/09/2022

Emissão Original

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

## APRESENTAÇÃO

Esta Nota Técnica tem por objetivo caracterizar o sistema elétrico da região atendida pela SE Luziânia 500/138 kV tendo em vista a conexão de novos projetos de geração que levaram a alterações topológicas no sistema de distribuição e esgotamento do sistema elétrico local. Adicionalmente, após uma avaliação de Mínimo Custo Global, é recomendada a implantação de uma 3ª unidade transformadora 500/138 kV como solução estrutural referencial para os problemas identificados.

## SUMÁRIO

<b>APRESENTAÇÃO.....</b>	<b>7</b>
<b>SUMÁRIO.....</b>	<b>8</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>9</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS.....</b>	<b>10</b>
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>11</b>
<b>2 CONCLUSÕES.....</b>	<b>12</b>
<b>3 RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>13</b>
<b>4 CRITÉRIOS E PREMISSAS.....</b>	<b>14</b>
4.1 Horizonte e Critérios.....	14
4.2 Parâmetros Econômicos.....	14
4.3 Limites de Carregamento.....	14
4.4 Topologia e Mercado.....	14
<b>5 DESCRIÇÃO DO SISTEMA.....</b>	<b>15</b>
5.1 Sistema Elétrico de Interesse.....	15
5.2 UFV Morada do Sol I a VI.....	17
5.3 UFV Cristalina I e II.....	19
<b>6 DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE.....</b>	<b>20</b>
6.1 Regime Normal de Operação.....	20
6.2 Situações de Contingência Simples (N-1).....	21
<b>7 ALTERNATIVAS PARA ANÁLISE.....</b>	<b>24</b>
7.1 Alternativa 1 – Novos reforços na SE Luziânia 500/138 kV.....	24
7.2 Alternativa 2 – Novos reforços na Rede de Distribuição.....	25
<b>8 ANÁLISE ECONÔMICA.....</b>	<b>27</b>
<b>9 REFERÊNCIAS.....</b>	<b>29</b>
<b>10 FICHAS PET/PELP.....</b>	<b>31</b>
<b>12 ANEXOS.....</b>	<b>33</b>
12.1 Diagramas de Fluxo de Potência.....	34
12.2 Plano de obras das alternativas avaliadas.....	40
12.2.1 Alternativa 1 – Novos reforços na SE Luziânia.....	40
12.2.2 Alternativa 2 – Novos reforços na Rede de Distribuição.....	41
12.3 Consultas de Viabilidade de Expansão.....	42



## ÍNDICE DE FIGURAS

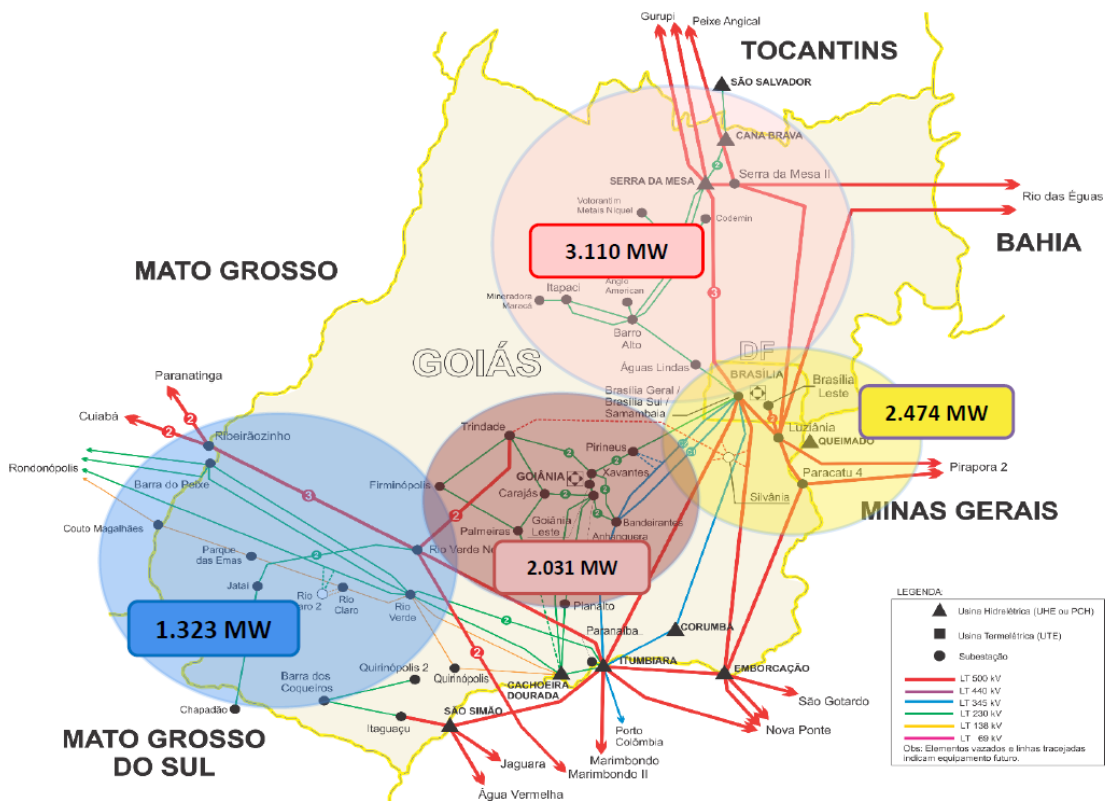
Figura 1-1 - Mapa Eletrogeográfico do Sistema de Transmissão – Goiás – Solicitações de conexão ao SIN .....	11
Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa referencial para a expansão da SE Luziânia. ....	13
Figura 5-1 - Mapa Eletrogeográfico do Sistema de Transmissão – Goiás, destaque para a SE Luziânia. ....	15
Figura 5-2 - Sistema de distribuição interligado à fronteira de Luziânia.....	16
Figura 5-3 - Desempenho da transformação de fronteira da SE Luziânia considerando os efeitos da conexão da UFV Morada do Sol I a VI. Fonte: [16].....	18
Figura 5-4 - Representação esquemática simplificada da conexão do projeto UFVs Morada do Sol I a VI. Fonte.....	18
Figura 5-5 - Diagrama simplificado do SIN na região de influência das UFVs Cristalina I e II. ....	19
Figura 6-1 - Sistema em análise, operando de forma interligada, com sobrecargas nas LTs Luziânia - Rio Vermelho e Rio Vermelho- Marajoara. Carga Média 2025. Com UFV Morada do Sol I a VI.....	20
Figura 6-2 - Sistema em análise, operando de forma desinteligada, com os barramentos da SE Rio Vermelho segregados, sem sobrecargas em regime normal de operação. Carga Média 2025. Com UFV Morada do Sol I a VI e UFV Cristalina I e II. ....	21
Figura 6-3 - Sistema em regime de contingência, operando sem um dos transformadores da SE Luziânia, com os barramentos da SE Rio Vermelho segregados. Carga Média 2025. Com UFV Morada do Sol I a VI e UFV Cristalina I e II. ...	22
Figura 6-4 – Carregamentos previstos para a transformação 500/138 kV da SE Luziânia, em condição Normal de Operação e Contingência Simples de uma das unidades da SE. Cenário de Carga Leve Final de Semana. ....	23
Figura 6-5 - Carregamentos previstos para a transformação 500/138 kV da SE Luziânia, em condição Normal de Operação e Contingência Simples de uma das unidades da SE. Cenário de Carga Média. ....	23
Figura 7-1 - Topologia final da alternativa 1. ....	24
Figura 7-2 - Topologia final da alternativa 2. ....	26
Figura 8-1 - Custos totais das alternativas avaliadas.....	28
Figura 12-1 - Fluxos na região de interesse em condição normal, Alternativa 1, carga média, ano 2025. ....	34
Figura 12-2 - Fluxos na região de interesse em situações de contingência de um dos transformadores da SE Luziânia, Alternativa 1, carga média, ano 2025.....	35
Figura 12-3 - Fluxos na região de interesse em condição normal, Alternativa 1, carga média, ano 2036. ....	36
Figura 12-4 - Fluxos na região de interesse em situações de contingência de um dos transformadores da SE Luziânia, Alternativa 1, carga média, ano 2036.....	37
Figura 12-5 - Fluxos na região de interesse em situações de contingência de um dos transformadores da SE Luziânia, Alternativa 1, carga leve, ano 2025.....	38
Figura 12-6 - Fluxos na região de interesse em situações de contingência de um dos transformadores da SE Luziânia, Alternativa 1, carga leve, ano 2036.....	39

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Obras em subestações de Rede Básica .....	13
Tabela 3-2 – Obras em Linhas de Distribuição .....	13
Tabela 5-1 - Carregamentos previstos para a SE Luziânia no PAR/PEL 2021-2025. Fonte [13]:.....	16
Tabela 5-2 - Carregamentos previstos para a SE Luziânia no PAR/PEL 2022-2026. Fonte: [14].....	17
Tabela 5-3 - Principais características técnicas das UFVs Morada do Sol I a VI .....	17
Tabela 5-4 - Principais características técnicas das UFVs Cristalina I e II .....	19
Tabela 6-1 - Limites operacionais dos transformadores 500/138 kV da SE Luziânia .....	22
Tabela 8-1 - Valor Presente do Total de Investimentos .....	27
Tabela 8-2 - Rendimentos necessários das alternativas.....	27
Tabela 8-3 - Rendimentos necessários e perdas das alternativas avaliadas .....	27
Tabela 8-4 – Custos totais das alternativas, soma dos rendimentos necessários e perdas .....	27
Tabela 8-5 - MUSTs Contratados do Ponto de Conexão Luziânia 138kV. Fonte: [18].....	28
Tabela 12-1 - Plano de obras completo da alternativa 1.....	40
Tabela 12-2 - Plano de obras completo da alternativa 2.....	41

# 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos verificou-se um aumento expressivo da participação da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, impulsionado inicialmente pelos leilões de energia realizados no âmbito do ambiente de contratação regulado (ACR) e mais recentemente pela expansão do ambiente de contratação livre (ACL). Os acessos via ACL, além de possuírem uma dificuldade de rastreabilidade por parte da EPE, também possuem maior incerteza na sua implantação quando comparados aos contratos do ACR. A região atendida pela SE 500/138 KV Luziânia tem sido procurada por projetos fotovoltaicos buscando conexões para escoamento da energia, totalizando 2.474 MW em solicitações de Informação de Acesso apenas na Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, conforme ilustrado na Figura 1-1.



**Figura 1-1 - Mapa Eletrogeográfico do Sistema de Transmissão – Goiás – Solicitações de conexão ao SIN**

Mesmo com a indicação de obras estruturantes transmissão para diversas regiões do país, como as áreas Sul [1], Norte [2] e Leste [3] da Região Nordeste, área Norte de Minas Gerais [4] e ampliação dos limites de intercâmbio entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste [5], contemplando empreendimentos em 14 Unidades da Federação, dado o elevado número de projetos, a potência total das solicitações simultâneas de Informação de Acesso e o livre acesso ao Sistema Interligado Nacional, tem-se vislumbrado pontos de esgotamento dos sistemas de transmissão e distribuição para novos acessantes, incluindo subestações de Rede Básica de Fronteira, como é o caso da SE Luziânia.

A presente nota técnica visa caracterizar a rede atendida pela SE Luziânia, os impactos de projetos no sistema de distribuição e transmissão local, apontando as causas das violações de critérios identificadas, soluções e os custos associados a cada uma delas.

## 2 CONCLUSÕES

Após as análises relativas ao desempenho da SE 500/138 kV Luziânia foi possível constatar que com a possível concretização de novos projetos de geração de grande e médio porte no sistema de 138 kV local, notadamente as UFVs Morada do Sol I a VI, injetando até 300 MW a partir de novembro/2023, e as UFVs Cristalina I e II, injetando até 100 MW a partir de julho/2023, serão observadas sobrecargas acima da capacidade de emergência dos transformadores 500/138 kV - 2 x 225 MVA da SE Luziânia, quando da contingência simples de uma de suas unidades, ou sobrecargas em condição normal em linhas do sistema de distribuição local.

Ao avaliar o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) atualmente contratado pela Distribuidora para a fronteira em questão, foi possível observar a adequabilidade da capacidade de transformação instalada tanto para Condição Normal (450 MVA) quanto em Condições de Emergência (270 MVA) para o atendimento às cargas, como detalhado no capítulo 8. Entretanto, embora o MUST seja significativamente inferior à capacidade de transformação instalada, dado o acesso de geradores na rede 138kV, passam a ser identificados problemas em condições de N-1 de unidades transformadoras sem solução estrutural, no sentido da rede 138 kV para a malha 500 kV.

Para solucionar as sobrecargas, como detalhado no capítulo 7, foram elaboradas duas alternativas de expansão de rede, envolvendo reforços na Rede Básica e/ou na Rede de Distribuição. Após a avaliação técnico-econômica constatou-se que a alternativa de mínimo custo global, contemplando investimentos e perdas elétricas, envolve reforços adicionais na transformação de fronteira SE Luziânia com a instalação de um terceiro banco de autotransformadores monofásicos 500/138 kV (3 x 75 MVA), com custos da ordem de R\$ 71,8 milhões, e a construção de um novo circuito 138kV interligando as subestações de Brasília Sul e Pacaembu, previsto para o ano de 2033, com custos da ordem de R\$ 33 milhões.

Por fim, cabe destacar que todas as obras recomendadas neste estudo estão associadas à efetiva concretização dos projetos e potenciais de geração e envolvem custos totais da ordem de R\$ 104,8 milhões de reais.

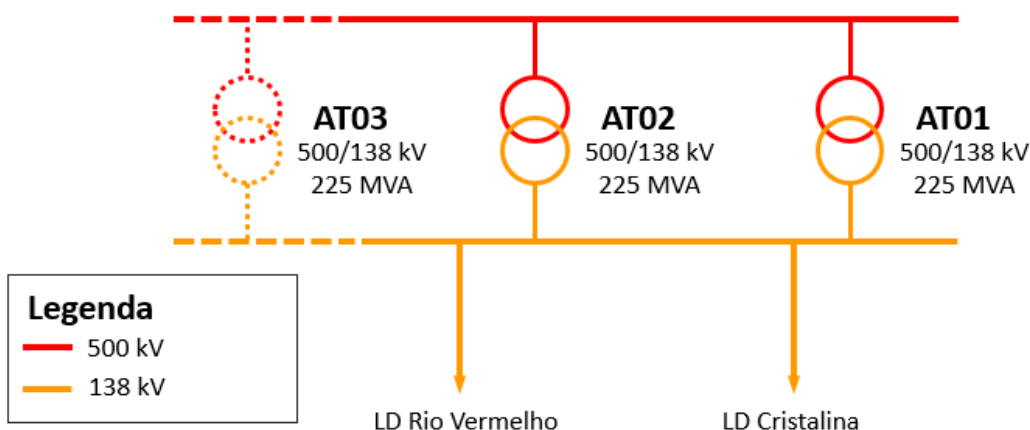
### 3 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se:

- 1) Que seja iniciado o processo de outorga para as obras indicadas na Tabela 3-1, e ilustradas na Figura 3-1, indicadas referencialmente para 2025, à medida em que o potencial da região venha a se concretizar e seja confirmada a necessidade pelo planejamento setorial.

**Tabela 3-1 – Obras em subestações de Rede Básica**

Obras referentes a subestações						
Nome	Tensão (kV)	Arranjo de Barras	Quantidade	Equipamentos principais		Ano
				Descrição		
Luziânia	500	DJM	1	Módulo de Interligação de Barras		2025
	500/138	-	1	Módulo de Conexão de Transformador		
			3	Unidades de Autotransformadores Monofásicos de 75 MVA cada		
	138	BPT	1	Módulo de Conexão de Transformador		



**Figura 3-1 - Representação esquemática da alternativa referencial para a expansão da SE Luziânia.**

- 2) A implantação do plano de obras de distribuição da Alternativa 1, indicado referencialmente para 2033, que consta na Tabela 3-2. Cabe ressaltar que a data de efetiva necessidade desta recomendação está associada à concretização das projeções de cargas locais.

**Tabela 3-2 – Obras em Linhas de Distribuição**

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)	Configuração	Ano
Brasília Sul	Pacaembu	1xCS	30	138	1x397,5 MCM	2033

## **4 CRITÉRIOS E PREMISSAS**

### **4.1 Horizonte e Critérios**

De forma a definir o comportamento de longo prazo do sistema foi estabelecido como período de estudo os anos de 2025 a 2036. 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 [6], da EPE. Os critérios e procedimentos adotados neste estudo também estão de acordo com [7].

### **4.2 Parâmetros Econômicos**

Os custos dos equipamentos da nova concepção proposta para o sistema da região foram orçados com base nos Custos Modulares da ANEEL [8], atualizados à data base de março de 2022 pela EPE, conforme [9]. Para comparação econômica, foi considerada uma taxa de desconto de 8% a.a., ano base de referência 2023, ano horizonte 2036 e tempo de concessão das instalações de 30 anos.

### **4.3 Limites de Carregamento**

Para 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) e/ou Manual de Procedimentos da Operação (MPO).

Para as linhas de transmissão futuras, foram utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização, informados pelos proprietários dos ativos, ou valores típicos definidos pela EPE. Novos transformadores foram considerados com capacidade de emergência de limite de longa duração de 120% por 4 horas, conforme o estabelecido na NBR 5356-7 [10] e no Submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede [11].

### **4.4 Topologia e Mercado**

Os estudos foram realizados tomando como base os em casos de fluxo de potência do Plano Decenal de Energia (PDE) 2031, disponibilizados em [12], do Plano de Ampliações e Reforços (PAR), e foram atualizados com dados de mercado, topologia de rede e plano de geração de acordo com as informações mais recentes disponíveis.

## 5 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

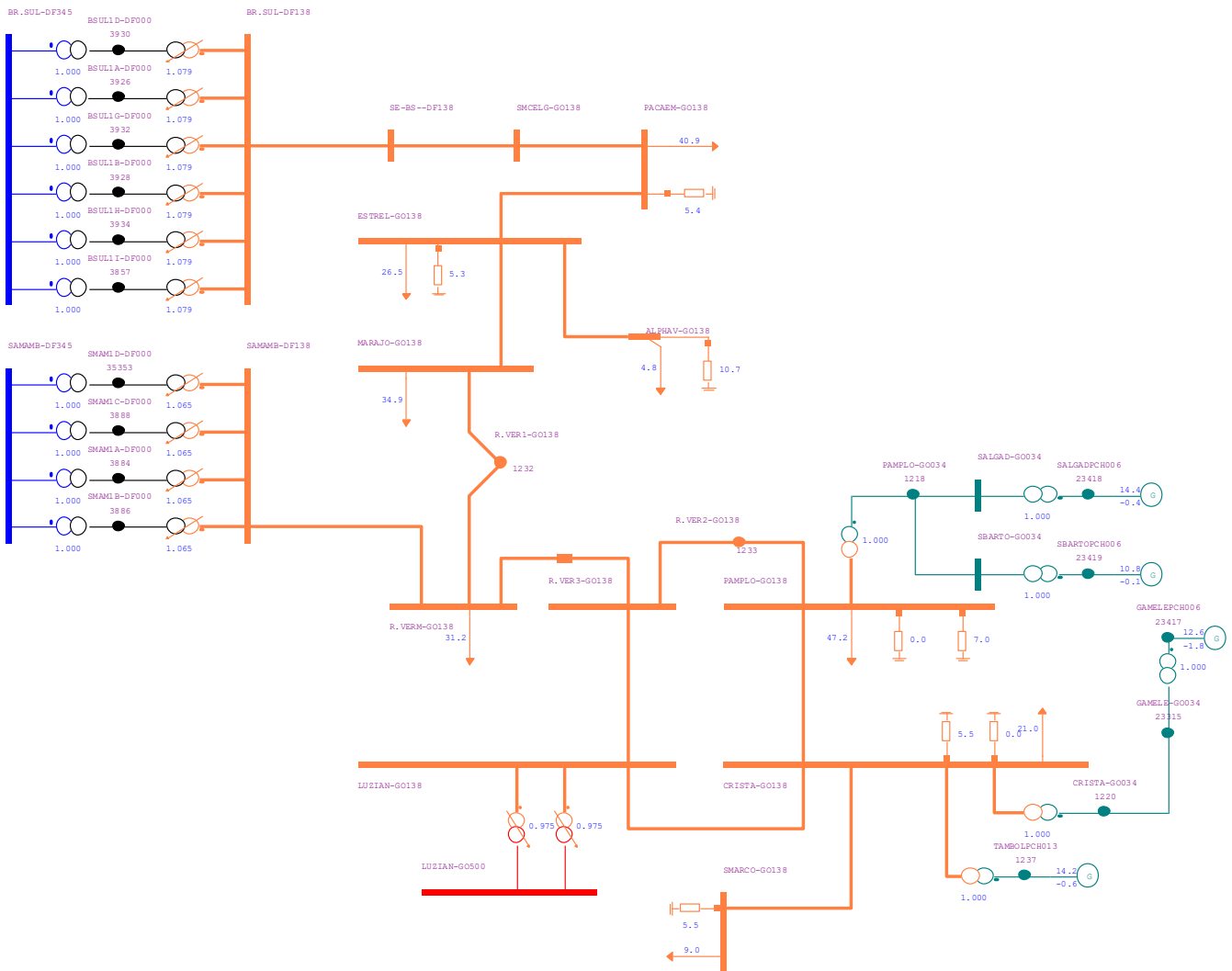
### 5.1 Sistema Elétrico de Interesse

A SE Luziânia 500/138 kV é composta por dois bancos de transformadores monofásicos 500/138kV de 75 MVA cada, com uma fase reserva compartilhada, totalizando uma capacidade total de transformação de 450 MVA. A subestação está localizada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, no estado de Goiás e desempenha um importante papel da distribuição de fluxos oriundos da interligação Norte-Sul. A Figura 5-1 ilustra o mapa eletrogeográfico do sistema de transmissão local, com destaque para a região de análise.



**Figura 5-1 - Mapa Eletrogeográfico do Sistema de Transmissão – Goiás, destaque para a SE Luziânia.**

O barramento 138 kV da SE Luziânia atualmente é acessado pela Enel Goiás, com linhas de distribuição 138 kV Rio Vermelho – Luziânia, de cerca de 20 km e Cristalina – Luziânia, com cerca de 50 km. Destas subestações, diversas outras linhas interconectam o sistema de distribuição local, permitindo a distribuição de fluxos entre três subestações de Rede Básica de Fronteira, Luziânia, Samambaia e Brasília Sul. A Figura 5-2 apresenta uma representação simplificada do sistema de distribuição local e as subestações de fronteira envolvidas.



**Figura 5-2 - Sistema de distribuição interligado à fronteira de Luziânia**

Como pode ser observado na Tabela 5-1 e Tabela 5-2, nos últimos relatórios Plano da Operação Elétrica De Médio Prazo do SIN , Volume III, Tomo 8, Ciclo 2021-2025 [13] e Ciclo 2022-2026, [14], não eram previstas sobrecargas na transformação de fronteira.

**Tabela 5-1 - Carregamentos previstos para a SE Luziânia no PAR/PEL 2021-2025. Fonte [13]:**

Subestação	Concessionárias Envolvidas	2021	2022	2023	2024	2025
Luziânia 500/138 kV 2x225/270 MVA	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA ENEL-GO	54%	66%	65%	67%	69%

Na Tabela 5-2 também merece destaque a redução dos carregamentos observados entre os anos 2023 e 2024 devido à conexão de um projeto de 300 MW no barramento 138 kV da SE Luziânia, tal projeto, embora promova uma redução no carregamento da transformação de fronteira, traz consigo impactos na rede de distribuição local, como será apresentado nos próximos itens.



**Tabela 5-2 - Carregamentos previstos para a SE Luziânia no PAR/PEL 2022-2026. Fonte: [14].**

Subestação	Concessionárias Envolvidas	2022	2023	2024	2025	2026
Luziânia 500/138 kV 2x225/270 MVA	LUZIÂNIA- NIQUELÂNDIA ENEL-GO	62%	75%	41%	51%	46%

## 5.2 UFV Morada do Sol I a VI

As UFVs Morada do Sol I, II, III, IV, V e VI são usinas fotovoltaicas que formarão o denominado Complexo Fotovoltaico Morada do Sol I e cuja energia produzida será comercializada no ambiente de contratação livre – ACL. As UFVs Morada do Sol I a VI serão implantadas no município de Luziânia, no estado de Goiás. As principais características técnicas e o cronograma de entrada em operação das UFVs Morada do Sol I a VI são apresentados na Tabela 5-3.

**Tabela 5-3 - Principais características técnicas das UFVs Morada do Sol I a VI**

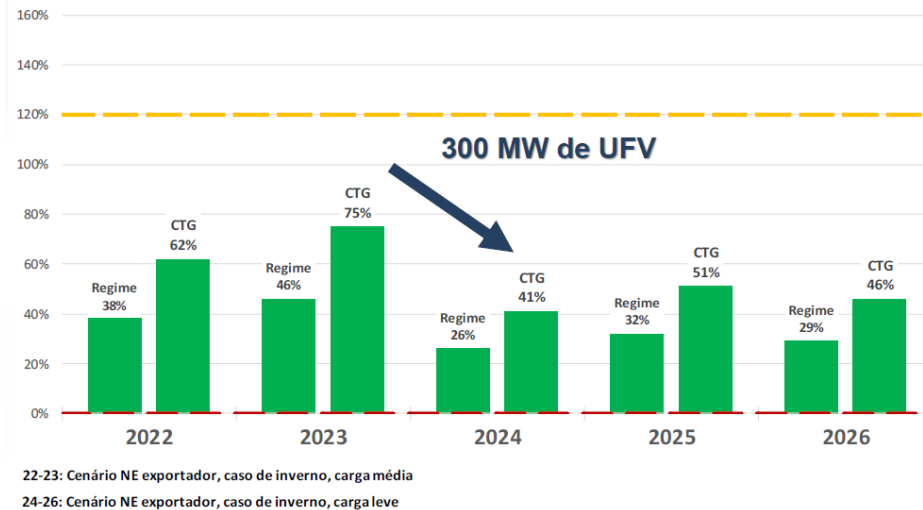
UFV	Potência Nominal (MW)	Montante de Uso a Contratar – MUST (MW)	Nº de Unidades Geradoras	Primeira Sincronização	Operação comercial
UFV Morada do Sol I	50,00	49,55	16	01/11/2023	01/12/2023
UFV Morada do Sol II	50,00	49,55	16	01/11/2023	01/12/2023
UFV Morada do Sol III	50,00	49,55	16	01/11/2023	01/12/2023
UFV Morada do Sol IV	50,00	49,55	16	01/11/2023	01/12/2023
UFV Morada do Sol V	50,00	49,55	16	01/11/2023	01/12/2023
UFV Morada do Sol VI	50,00	49,55	16	01/11/2023	01/12/2023
<b>Total</b>	<b>300,00</b>	<b>297,30</b>	<b>96</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

A redução nos carregamentos previstos para os anos 2023 e 2024 apontada na Tabela 5-2 está detalhada na Figura 5-3, na qual também é possível constatar a alteração do cenário dimensionador para a subestação, que deixa de ser em um patamar de carga média, no qual o sentido do fluxo era do 500 kV para o 138 kV, no sentido de atendimento às cargas, e passa a ser um patamar de carga leve, no qual o sentido do fluxo passa a ser da rede 138 kV para a malha 500 kV, uma vez que toda a carga local já encontra-se plenamente atendida.

Conforme apontado no Parecer de Acesso Permanente [15], não foram observados novos problemas de sobrecarga ou de controle de tensão em regime normal de operação, na Rede Básica, causados exclusivamente pela conexão das UFV Morada do Sol I a VI. Entretanto, no que concerne o sistema de distribuição, a conexão das UFV Morada do Sol I a VI no barramento 138 kV da SE Luziânia provoca sobrecarga em regime normal de operação das LDs 138 kV Luziânia – Rio Vermelho e Rio Vermelho – Marajoara em todo horizonte analisado, que é agravada em cenários de intercâmbio com fluxo elevado na interligação Nordeste – Sudeste (FNESE),

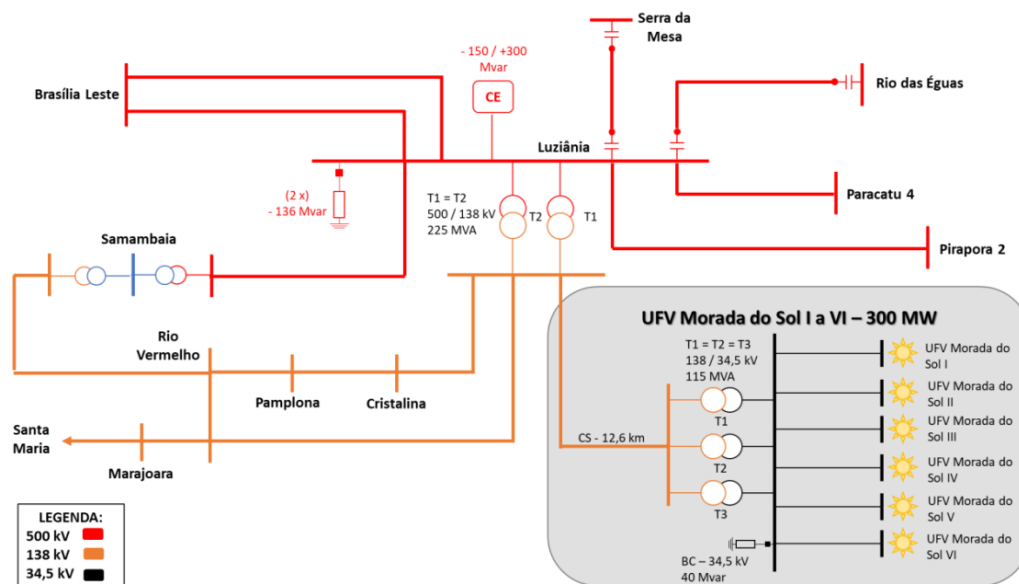
**Luziânia 500/138 kV**

Transformação: 2x225/270 MVA



**Figura 5-3 - Desempenho da transformação de fronteira da SE Luziânia considerando os efeitos da conexão da UFV Morada do Sol I a VI. Fonte: [16]**

O parecer de acesso [15] também pontua que esse problema não é observado caso a distribuidora esteja operando com sua rede de forma radial, e destaca que o empreendimento poderá ficar sujeito à adoção de medidas operativas, dentre elas a restrição parcial ou total de sua geração dependendo do montante de carga da região e do monitoramento por parte da ENEL-GO dos referidos equipamentos, até a implantação de obras no sistema de distribuição que solucionem esse problema, a serem definidas pelo planejamento da ENEL-GO.



**Figura 5-4 - Representação esquemática simplificada da conexão do projeto UFVs Morada do Sol I a VI. Fonte**

### 5.3 UFV Cristalina I e II

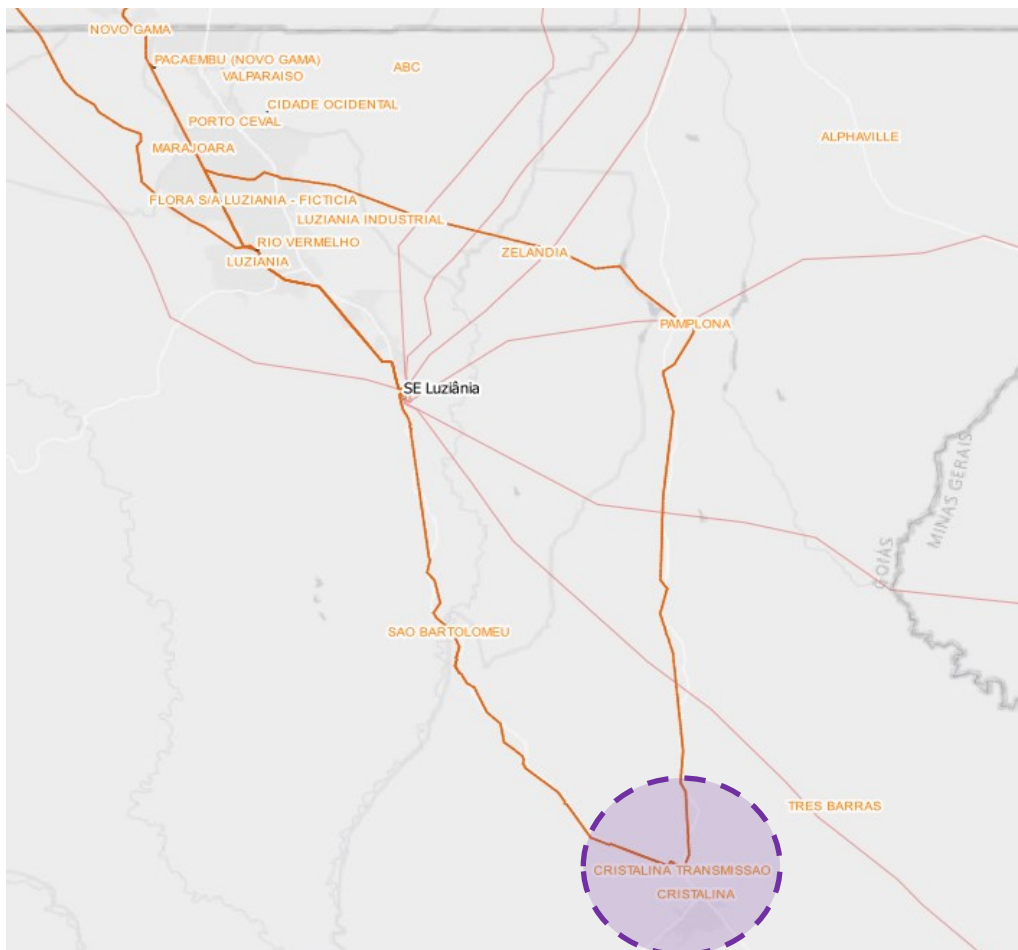
As UFVs Cristalina I e II são usinas fotovoltaicas a serem implantadas na região Centro Leste de Goiás, de acordo com a distribuidora local, das UFVs Cristalina I e II em seu Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT será realizada no barramento de 138 kV da subestação de distribuição denominada Cristalina.

Tal conexão foi definida pela distribuidora em seus estudos de acordo com o critério de mínimo custo global. As principais características técnicas e o cronograma de entrada em operação das UFVs Cristalina I e II são apresentados na Tabela 5-3.

**Tabela 5-4 - Principais características técnicas das UFVs Cristalina I e II**

UFV	Potência Nominal (MW)	MUSDg solicitado	Data Prevista para Conexão
Cristalina I	50,00	50,00	Julho/2023
Cristalina II	50,00	50,00	Julho/2023
<b>Total</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	-

Na Figura 5-5 é ilustrado o sistema de transmissão e distribuição simplificado na região de influência das UFVs Cristalina I e II.

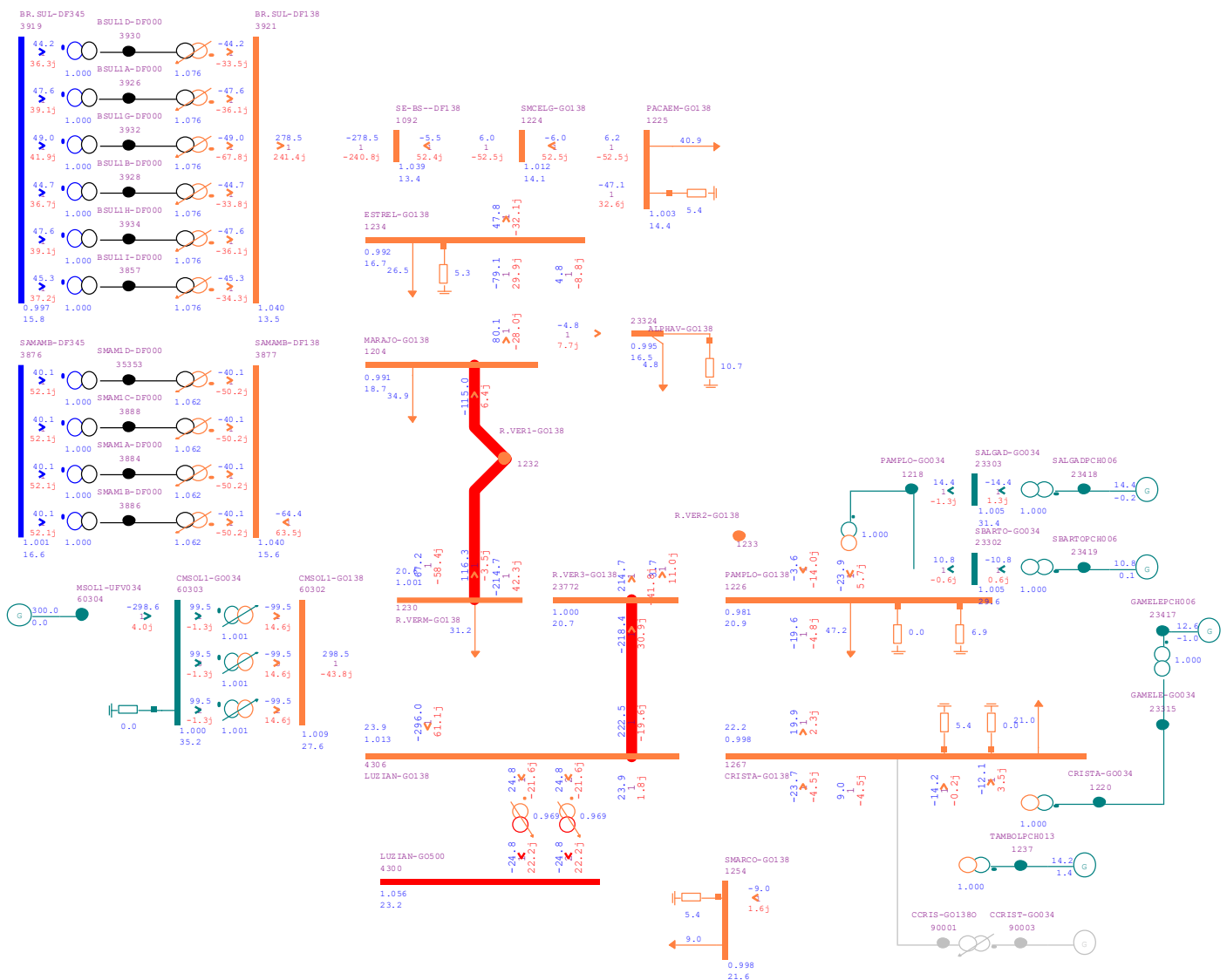


**Figura 5-5 - Diagrama simplificado do SIN na região de influência das UFVs Cristalina I e II.**

## 6 DESEMPENHO ELÉTRICO DA REDE

### 6.1 Regime Normal de Operação

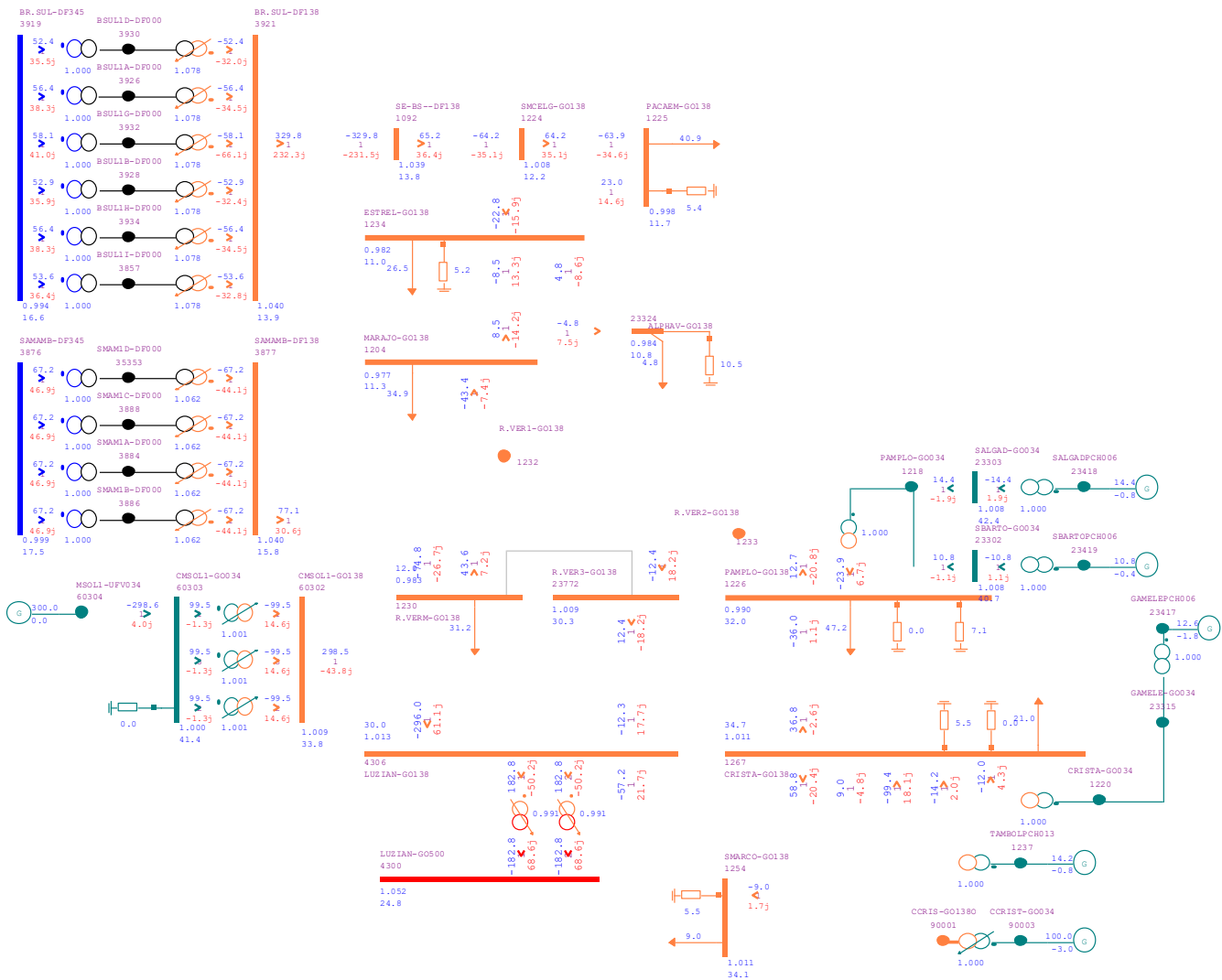
No que concerne o sistema de distribuição, a conexão das UFV Morada do Sol I a VI provocou sobrecarga em regime normal de operação na LD 138 kV Luziânia – Rio Vermelho e na LD 138 kV Rio Vermelho – Marajoara em todo horizonte analisado. Como apontado no parecer de acesso [15], caso a distribuidora esteja operando com sua rede de forma radial, o problema em questão não seria verificado. A Figura 6-1 ilustra a configuração com a conexão da UFV Morada do Sol I a VI no barramento 138kV da SE Luziânia, e o sistema de distribuição operando de forma interligada, com sobrecargas nas LDs 138 kV Luziânia - Rio Vermelho e Rio Vermelho - Marajoara.



**Figura 6-1 - Sistema em análise, operando de forma interligada, com sobrecargas nas LTs Luziânia - Rio Vermelho e Rio Vermelho- Marajoara. Carga Média 2025. Com UFV Morada do Sol I a VI.**

A Enel Goiás, após avaliações internas do desempenho de sua rede, alterou a topologia do seu sistema de distribuição, segregando do barramento de 138 kV da SE Rio Vermelho, permitindo uma operação segregada da SE 500/138 kV Luziânia das demais subestações de fronteira locais, notadamente as

subestações Samambaia 500/345/138 kV e Brasília Sul 345/230/138 kV, solucionando as sobrecargas em apontadas na Figura 6-1. A nova configuração está ilustrada na Figura 6-2, na qual o sistema de distribuição atende ao critério N, permitindo a conexão dos projetos Morada do Sol I a VI e Cristalina I e II.

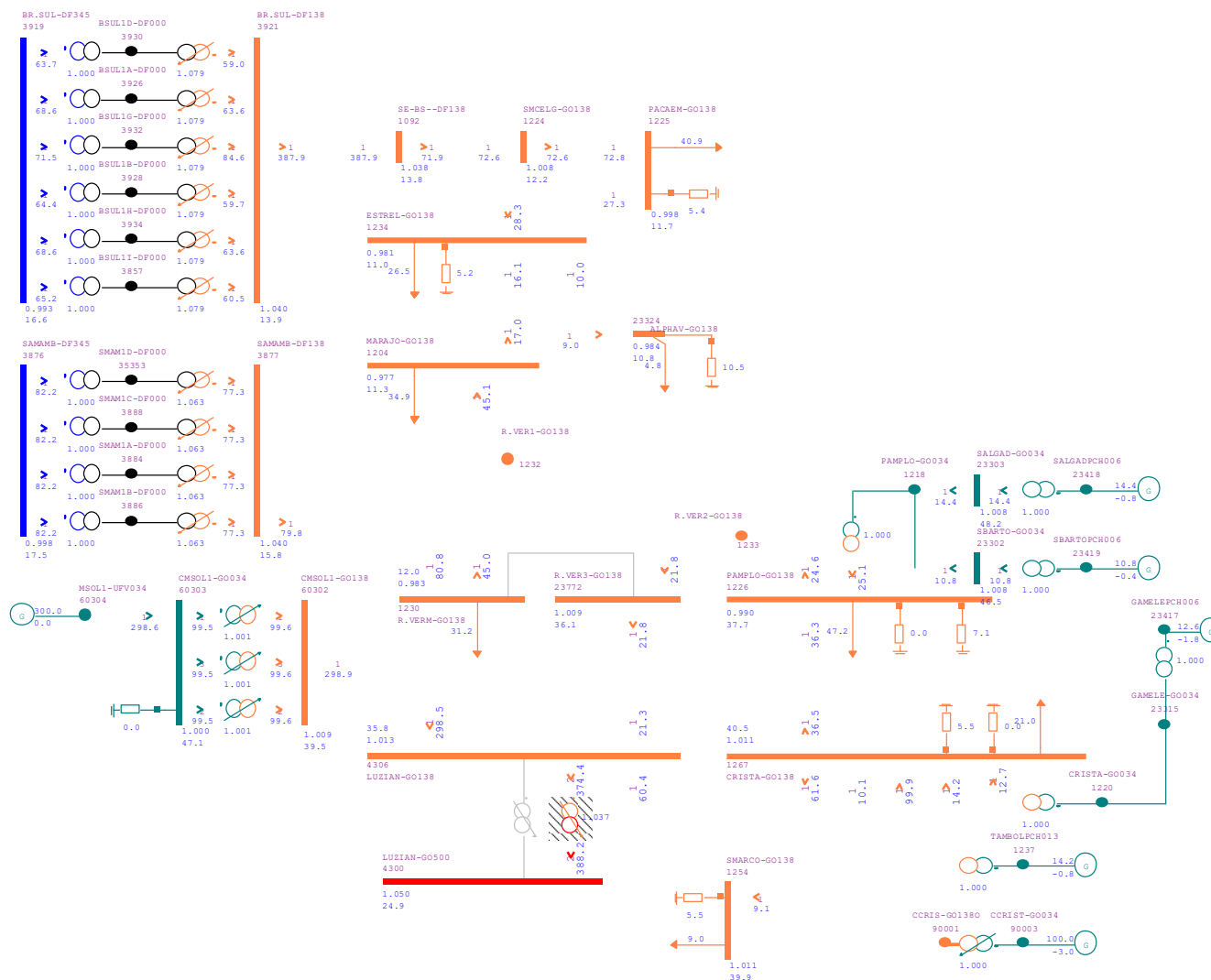


**Figura 6-2 - Sistema em análise, operando de forma desinteligada, com os barramentos da SE Rio Vermelho segregados, sem sobrecargas em regime normal de operação. Carga Média 2025. Com UFV Morada do Sol I a VI e UFV Cristalina I e II.**

## 6.2 Situações de Contingência Simples (N-1)

Conforme apontado no Parecer Técnico [17], que avaliou o impacto no sistema de transmissão decorrente da conexão das UFVs Cristalina I e II, ao se considerar a topologia indicada pela distribuidora local, ilustrada na Figura 6-2, poderá haver sobrecargas acima da capacidade de emergência, em um dos transformadores 500/138 kV - 2 x 225 MVA da SE Luziânia, quando da contingência simples de uma de suas unidades.

A Figura 6-3 ilustra os fluxos observados na transformação de fronteira, cabendo destaque para o carregamento da ordem de 380 MVA, que é 44% superior ao limite de emergência de longa duração do transformador remanescente (Ce 270 MVA), conforme detalhado na Tabela 6-1.



**Figura 6-3 - Sistema em regime de contingência, operando sem um dos transformadores da SE Luziânia, com os barramentos da SE Rio Vermelho segregados. Carga Média 2025. Com UFV Morada do Sol I a VI e UFV Cristalina I e II.**

**Tabela 6-1 - Limites operacionais dos transformadores 500/138 kV da SE Luziânia**

Equipamento	Condição	Enrolamento (kV)	Valor Operacional (A)	Duração (hh:mm)	Potência (MVA)
9AT01	Normal	138	942	-	225
		500	260	-	225
	Emergência 1	138	1130	04:00	270
		500	312	04:00	270
Emergência 2	138	1317	00:30	315	
	500	404	00:30	350	
9AT02	Normal	138	942	-	225
		500	260	-	225
	Emergência 1	138	1130	04:00	270
		500	312	04:00	270
Emergência 2	138	1317	00:30	315	
	500	404	00:30	350	

A Figura 6-4 ilustra os carregamentos previstos para a transformação 500/138 kV da SE Luziânia, em condição Normal de Operação e Contingência Simples de uma das unidades transformadoras da subestação, em cenário de Carga Leve Final de Semana.

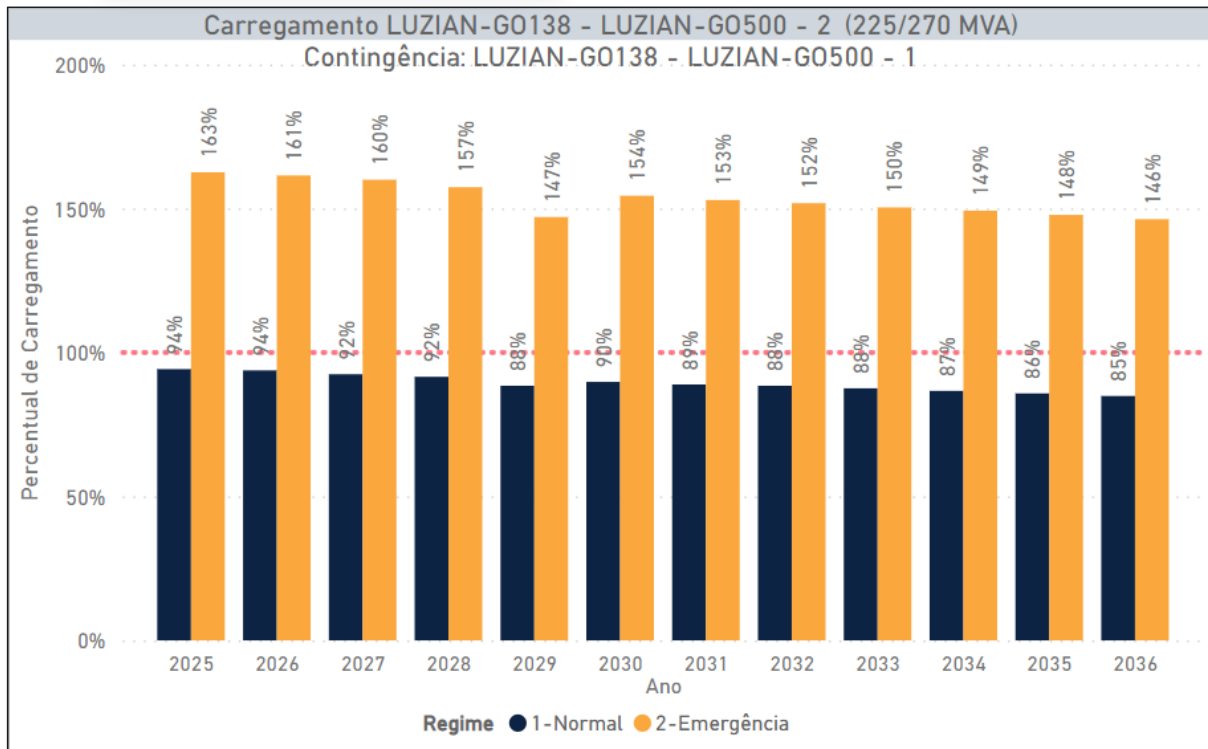


Figura 6-4 – Carregamentos previstos para a transformação 500/138 kV da SE Luziânia, em condição Normal de Operação e Contingência Simples de uma das unidades da SE. Cenário de Carga Leve Final de Semana.

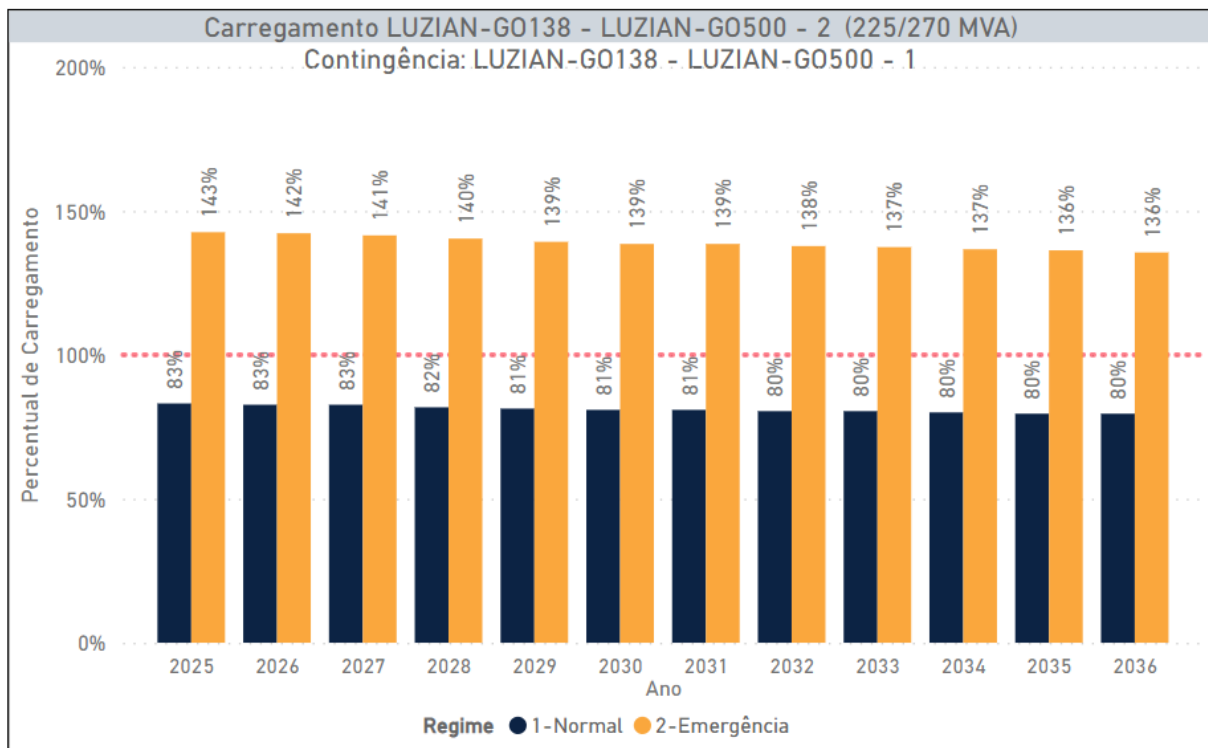


Figura 6-5 - Carregamentos previstos para a transformação 500/138 kV da SE Luziânia, em condição Normal de Operação e Contingência Simples de uma das unidades da SE. Cenário de Carga Média.

## 7 ALTERNATIVAS PARA ANÁLISE

Nesta seção, são apresentadas as alternativas de expansão da rede vislumbradas para solucionar os problemas identificados no diagnóstico da rede atendida pela SE Luziânia.

### 7.1 Alternativa 1 – Novos reforços na SE Luziânia 500/138 kV

Na alternativa 1 o sistema de distribuição local é operado de maneira radial, minimizando fluxos passantes na rede de distribuição e solucionado as sobrecargas em condição normal das LDs 138 kV Luziânia – Rio Vermelho e Rio Vermelho – Marajoara. Nessa situação, dada a separação da SE Luziânia das demais SEs de fronteira locais, notadamente Brasília Sul e Samambaia, o fluxo das unidades geradoras conectadas no sistema 138 kV não possui caminho alternativo à transformação 500/138 kV de Luziânia.

Assim, nessa alternativa, é custeada uma 3ª unidade transformadora 500/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ, na SE Luziânia, visando manter os carregamentos dos transformadores da subestação dentro dos limites de emergência em situações de contingência (N-1) e, no ano de 2033, um novo circuito 138 kV entre as subestações Brasília Sul e Pacaembu. O plano de obras completo da alternativa encontra-se detalhado no Anexo 12.2 - Plano de obras das alternativas avaliadas.

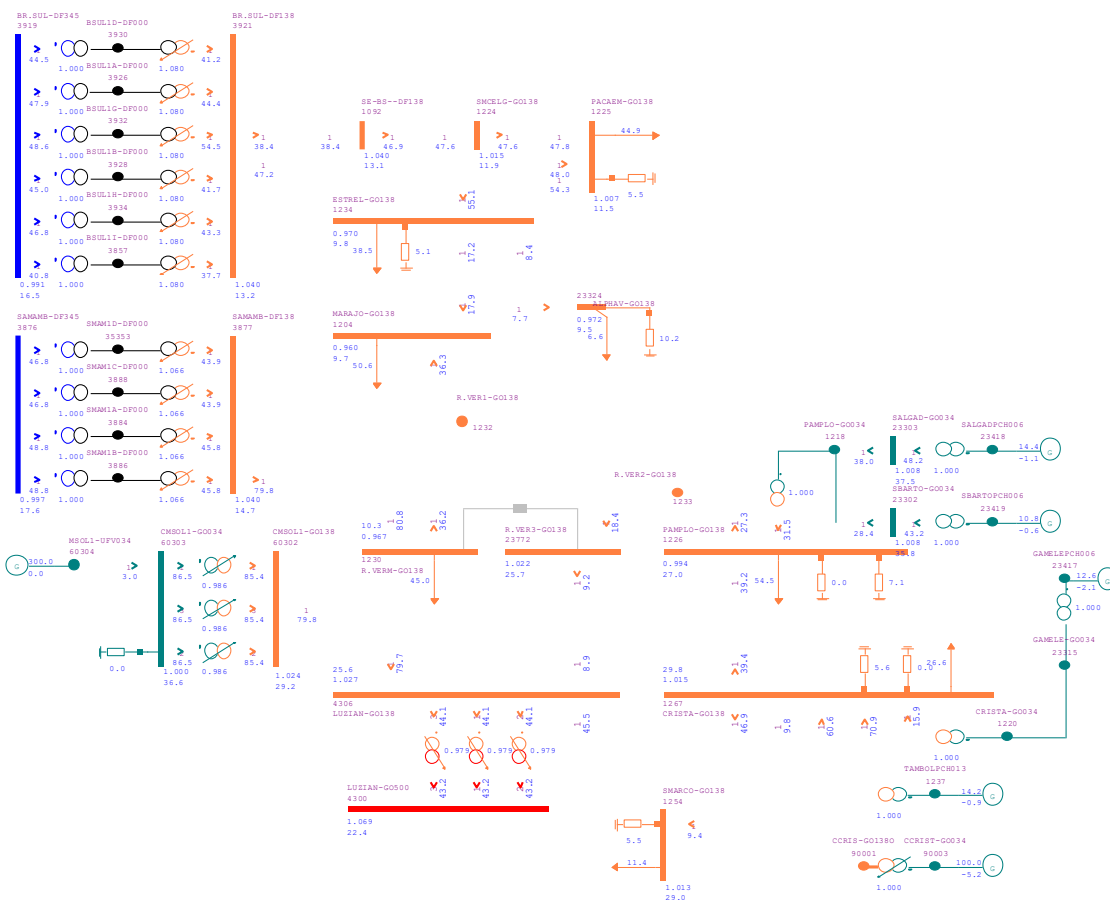


Figura 7-1 - Topologia final da alternativa 1.



## 7.2 Alternativa 2 – Novos reforços na Rede de Distribuição

Na alternativa 2 o sistema de distribuição local é reforçado para continuar operando de maneira interligada entre as fronteiras de Luziânia, Brasília Sul e Samambaia. Dado o elevado fluxo passante entre as fronteiras e a presença de unidades geradoras pelo sistema de distribuição, são necessárias novas linhas de distribuição interligando subestações locais, com destaque para a LDs Luziânia – Rio Vermelho, Rio Vermelho – Marajoara, Marajoara- Estrela Dalva e Samambaia – Rio Vermelho.

A Figura 7-2 ilustra a topologia final da alternativa 2, com destaque para a numeração das novas linhas de distribuição constituídas. O plano de obras completo da alternativa encontra-se detalhado no Anexo 12.2 - Plano de obras das alternativas avaliadas.

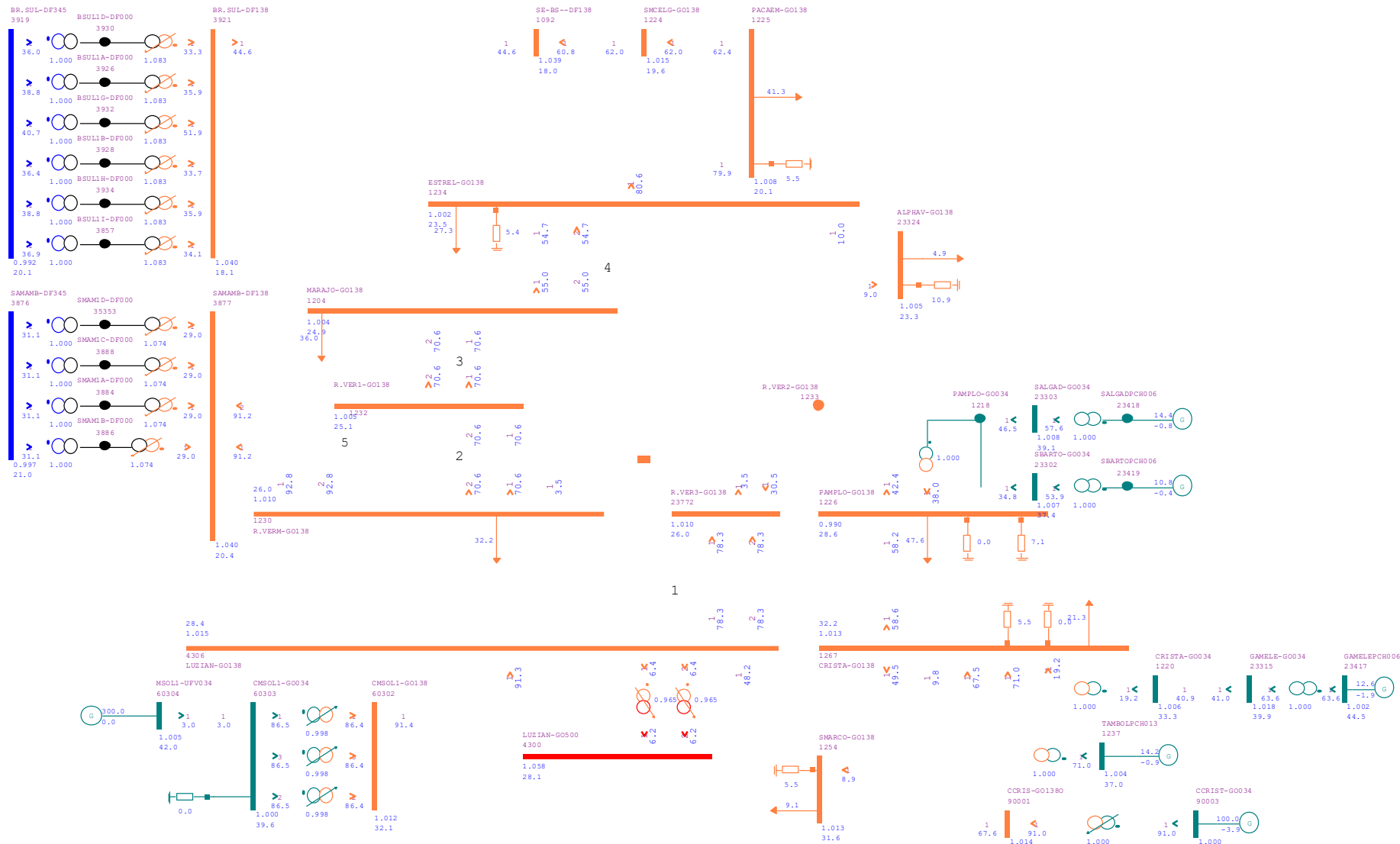


Figura 7-2 - Topologia final da alternativa 2.

## 8 ANÁLISE ECONÔMICA

Com base nos custos relativos às obras vislumbradas para as alternativas com expansão da Rede avaliadas (Anexo 12.2), apurou-se o valor presente e os rendimentos necessários dos investimentos envolvidos. Os valores obtidos são apresentados, respectivamente, na Tabela 8-1 e na Tabela 8-2.

**Tabela 8-1 - Valor Presente do Total de Investimentos**

Alternativa	VP do total de investimentos		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
<b>Alternativa 1 – Rede Básica</b>	<b>71.141,60</b>	<b>100,0%</b>	<b>1°</b>
Alternativa 2 – Distribuição	94.981,06	133,5%	2°

**Tabela 8-2 - Rendimentos necessários das alternativas**

Alternativa	Rendimentos Necessários		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
<b>Alternativa 1 – Rede Básica</b>	<b>42.307,93</b>	<b>100,0</b>	<b>1°</b>
Alternativa 2 – Distribuição	63.581,32	150,3%	2°

A Tabela 8-3 indica os custos, a valor presente, das perdas elétricas associadas a cada uma das alternativas, bem como o diferencial entre esses custos.

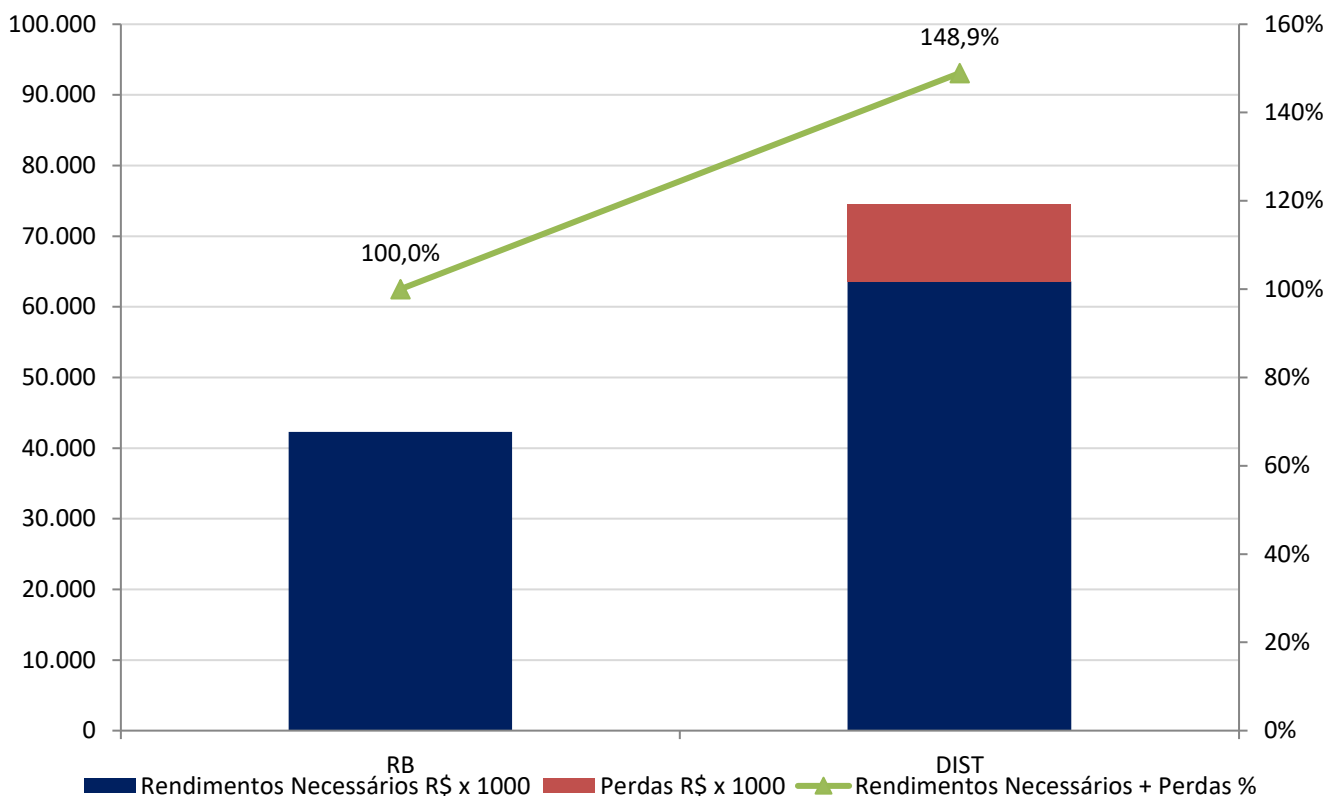
**Tabela 8-3 - Rendimentos necessários e perdas das alternativas avaliadas**

Alternativa	Rendimentos Necessários			Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
<b>Alternativa 1</b>	<b>42.307,93</b>	<b>100,0</b>	<b>1°</b>	7.531,11	0,00	<b>1°</b>
Alternativa 2	63.581,32	150,3%	2°	18.497,37	10.966,26	2°

Por fim, a Tabela 8-4 e a Figura 8-1 indicam os custos globais das alternativas, obtidos somando-se os rendimentos necessários dos investimentos das alternativas ao diferencial do valor das perdas elétricas.

**Tabela 8-4 – Custos totais das alternativas, soma dos rendimentos necessários e perdas**

Alternativa	Rendimentos Necessários + Perdas		
	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
<b>Alternativa 1 – Rede Básica</b>	<b>71.141,60</b>	<b>100,0</b>	<b>1°</b>
Alternativa 2 – Distribuição	105.947,32	148,9%	2°



**Figura 8-1 - Custos totais das alternativas avaliadas**

O resultado da comparação econômica demonstra que, dentre as alternativas avaliadas, para ao critério N-1 na Rede Básica de fronteira da SE Luziânia e N no sistema de distribuição local, a Alternativa 1 é a solução de mínimo custo global para novas expansões de rede.

Entretanto, cabe destacar a característica das obras avaliadas, unicamente para atender o critério N-1 na SE de Fronteira para escoamento de Geração em sentido reverso, sem uma atual necessidade do ponto de vista das cargas atendidas pela distribuidora local. Na Tabela 8-5 é possível observar os montantes contratados de MUST para o período entre outubro/2020 e setembro/2021.

A fronteira em questão, que conta com 450 MVA de capacidade firme de transformação instalada (Condição N, 2x225MVA) e, 270 MVA para situações de contingência de uma das unidades transformadoras da subestação (Condição N-1, 1x225MVA com 20% de capacidade de sobrecarga).

**Tabela 8-5 - MUSTs Contratados do Ponto de Conexão Luziânia 138kV. Fonte: [18]**

Pontos de Conexão	Tensão (kV)	Posto Tarifário	Montante (MW)											
			Out /20	Nov /20	Dez /20	Jan /21	Fev /21	Mar /21	Abr /21	Mai /21	Jun /21	Jul /21	Ago /21	Set /21
LUZIANIA - 138 kV (A)	138	Ponta	100	100	100	106	106	106	106	106	106	106	106	106
LUZIANIA - 138 kV (A)	138	Fora Ponta	141	141	141	131	131	131	131	131	131	131	131	131

## 9 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, "EPE-DEE-RE-148/2021-rev1 - Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul," 05 04 2022. [Online].
- [2] EPE, "EPE-DEE-RE-014/2022-rev0 - Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte," 31 03 2022. [Online].
- [3] EPE, "Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste," 31 03 2022. [Online].
- [4] EPE, "Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais," 21 09 2021. [Online].
- [5] EPE, "Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste," 31 03 2022. [Online].
- [6] EPE, "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica," Rio de Janeiro, 2016.
- [7] CCPE/CTET, "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão," Brasília, 2002.
- [8] ANEEL, "Banco de Preços Regulatório - Simulação de Orçamento," [Online]. Available: <https://bprsimulador.aneel.gov.br/>.
- [9] EPE, "EPE-DEE-IT-045/2022 - Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2022," 24 06 2022. [Online]. Available: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-681/Informe%20Técnico\\_Banco%20de%20Preços\\_mar2022.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-681/Informe%20Técnico_Banco%20de%20Preços_mar2022.pdf).
- [10] ABNT, "Transformadores de potência - Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante," 2017. [Online]. Available: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=374373>.
- [11] ONS, "Submódulo 2.6 Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos," 01 01 2021. [Online]. Available: <https://bit.ly/3uKjDym>.
- [12] EPE, "Dados para Simulações Elétricas do SIN," EPE, [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>.
- [13] ONS, "PAR/PEL Ciclo 2021-2025 - Volume III - Tomo 8 - Área Goiás e Distrito Federal," 10 2020. [Online].

- [14] ONS, "PAR/PEL Ciclo 2022-2026 - Volume III - Tomo 8 - Área Goiás e Distrito Federal," 03 2022. [Online].
- [15] ONS, "DTA-2021-PA-0091-R0 - Parecer de acesso permanente das UFVs Morada do Sol I a VI ao sistema de transmissão no setor de 138 kV da SE Luziânia," 2021.
- [16] ONS, "Apresentação PAR 2022-2026 - Reunião Setorial Área Goiás e Distrito Federal," 17 11 2021. [Online].
- [17] ONS, "DTA-2022-PT-0009-R0 - Parecer técnico sobre o impacto no sistema de transmissão decorrente da conexão das UFVs Cristalina I e II na rede de distribuição de 138 kV da ENEL-GO," 2022.
- [18] ANEEL, "Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição," 2021. [Online]. Available: <https://antigo.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>.
- [19] ENEL-GO, "REL-NIP-048/2021 - Parecer de Acesso - UFVs Cristalina I e II," 2021.
- [20] ONS, "RT-ONS DPL 0211/2021 - Avaliação de viabilidade técnica para o acesso das UFVs Morada do Sol I a VI no barramento de 138 kV da SE Luziânia," 2021.

## 10 FICHAS PET/PELP

### INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

#### Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

<b>Empreendimento:</b>  <b>SE 500/138 kV LUZIANIA (Ampliação/Adequação)</b>	<b>UF:</b> <b>GO</b>
	<b>DATA DE NECESSIDADE:</b> <b>Jan/2025</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO:</b> <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Escoamento de potenciais de geração

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

3° ATF 500/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ	29.576,76
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	15.624,22
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.951,11
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.989,14
MIM - 500 kV	3.955,97
MIM - 138 kV	676,04

**Total de Investimentos Previstos:** **71.773,24**

**Situação atual:**

**Observações:**

Recomendação associada à efetiva concretização dos projetos e potenciais de geração locais.

**Documentos de referência:**

[9] - Custos Modulares da ANEEL – Atualização EPE dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2022.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

**Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE**

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>GO</b>
<b>LT 138 kV BR SUL - PACAEMBU, C2 (Nova)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2033</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

**Justificativa:**

Atendimento às cargas

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

Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 30 km	17.188,20
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // BR SUL	7.244,49
1 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // Pacaembu	7.244,49
MIM - 138 kV // BR SUL	676,04
MIM - 138 kV // Pacaembu	676,04

**Total de Investimentos Previstos:** **33.029,26**

**Situação atual:**

**Observações:**

Recomendação associada à efetiva concretização das projeções de cargas locais

**Documentos de referência:**

[9] - Custos Modulares da ANEEL – Atualização EPE dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2022



## 12 ANEXOS

### 12.1 Diagramas de Fluxo de Potência

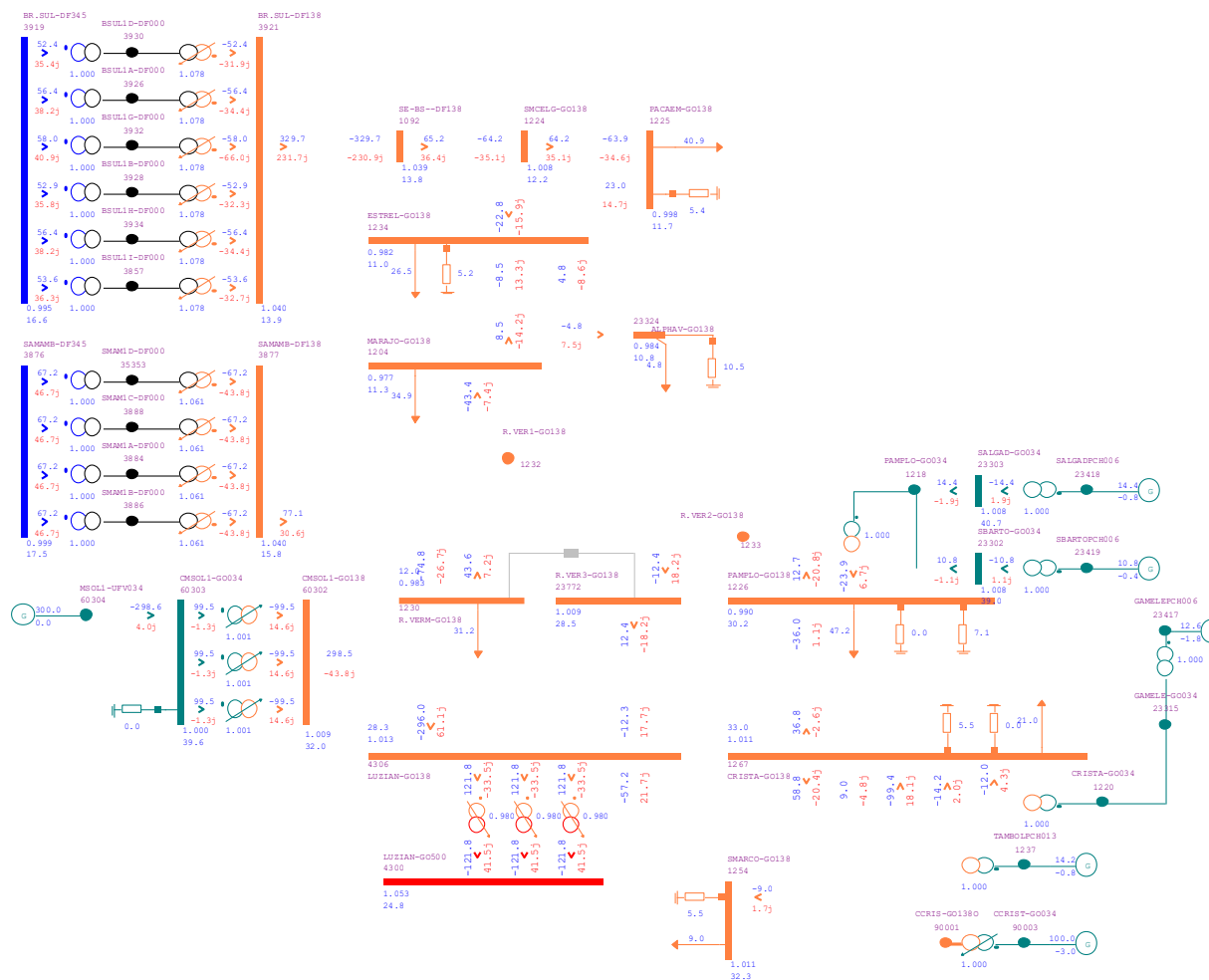


Figura 12-1 - Fluxos na região de interesse em condição normal, Alternativa 1, carga média, ano 2025.

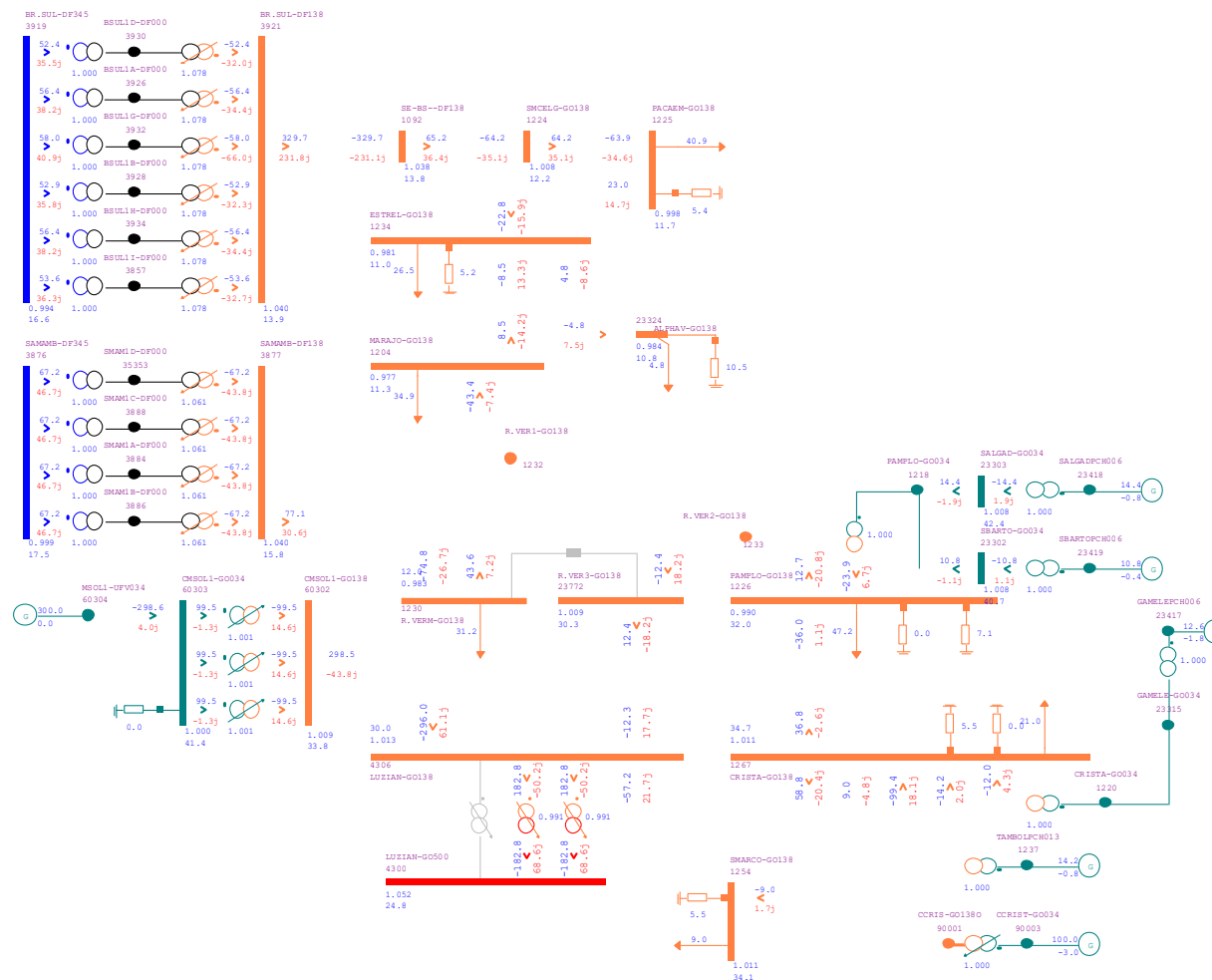


Figura 12-2 - Fluxos na região de interesse em situações de contingência de um dos transformadores da SE Luziânia, Alternativa 1, carga média, ano 2025.

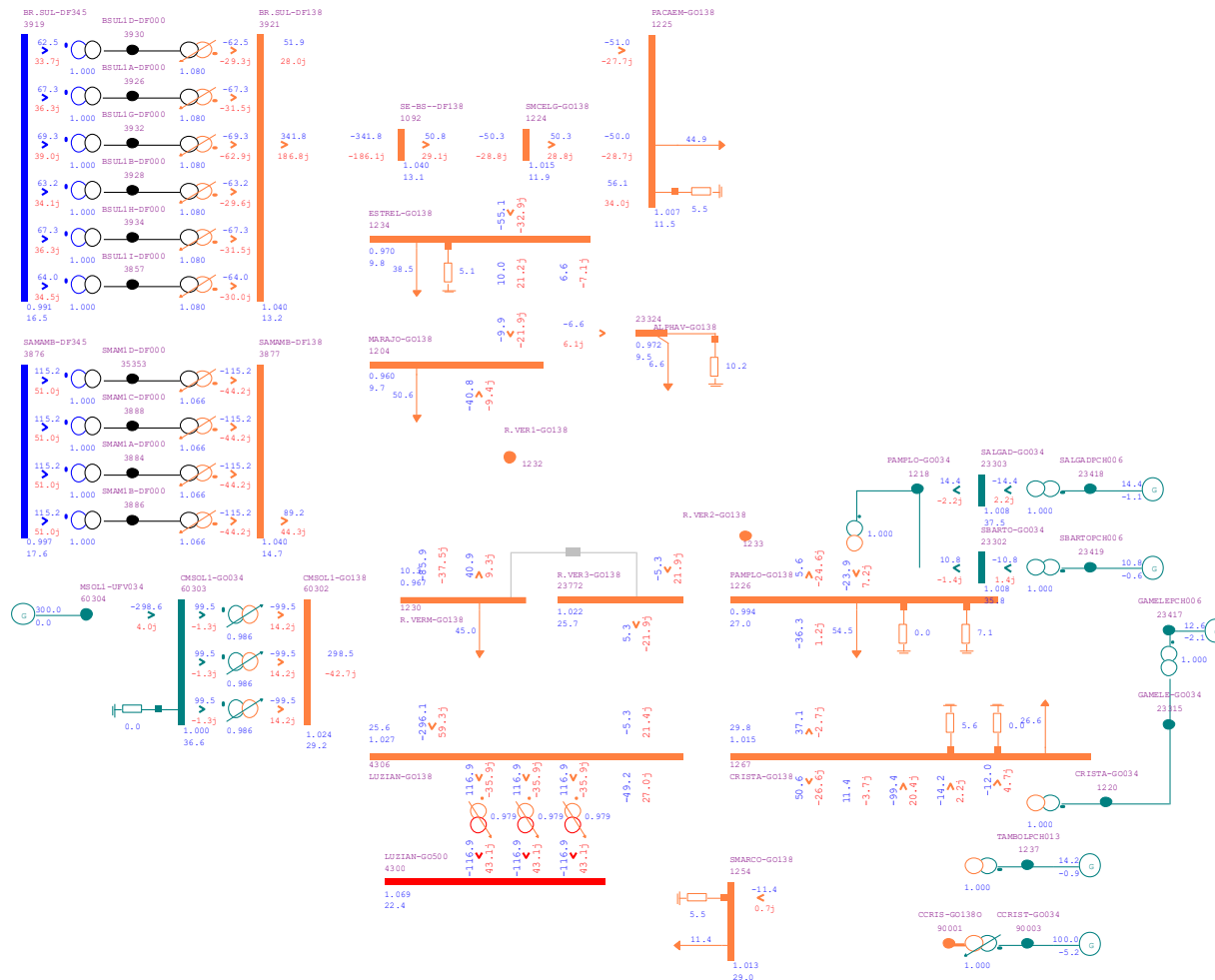


Figura 12-3 - Fluxos na região de interesse em condição normal, Alternativa 1, carga média, ano 2036.

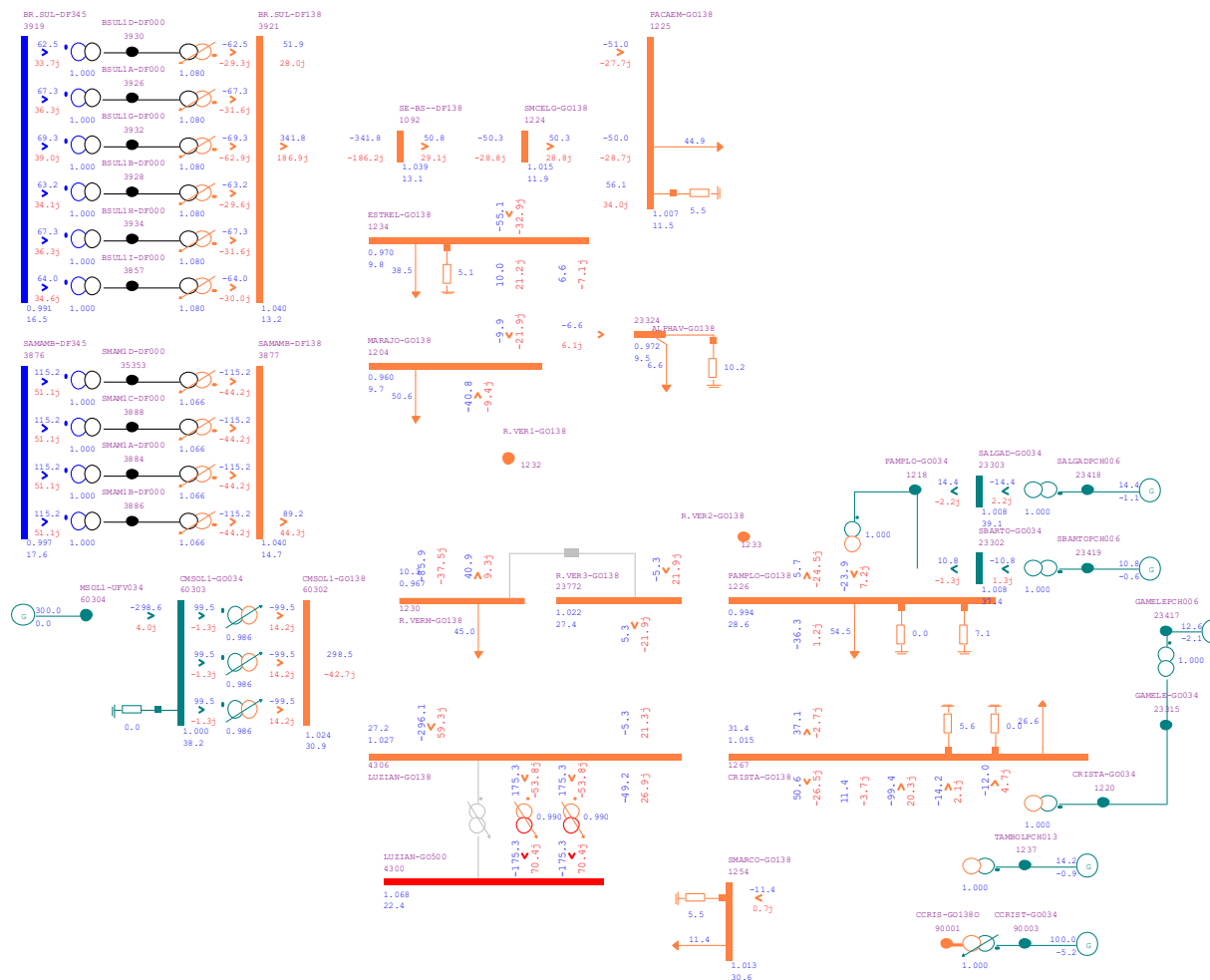


Figura 12-4 - Fluxos na região de interesse em situações de contingência de um dos transformadores da SE Luziânia, Alternativa 1, carga média, ano 2036.

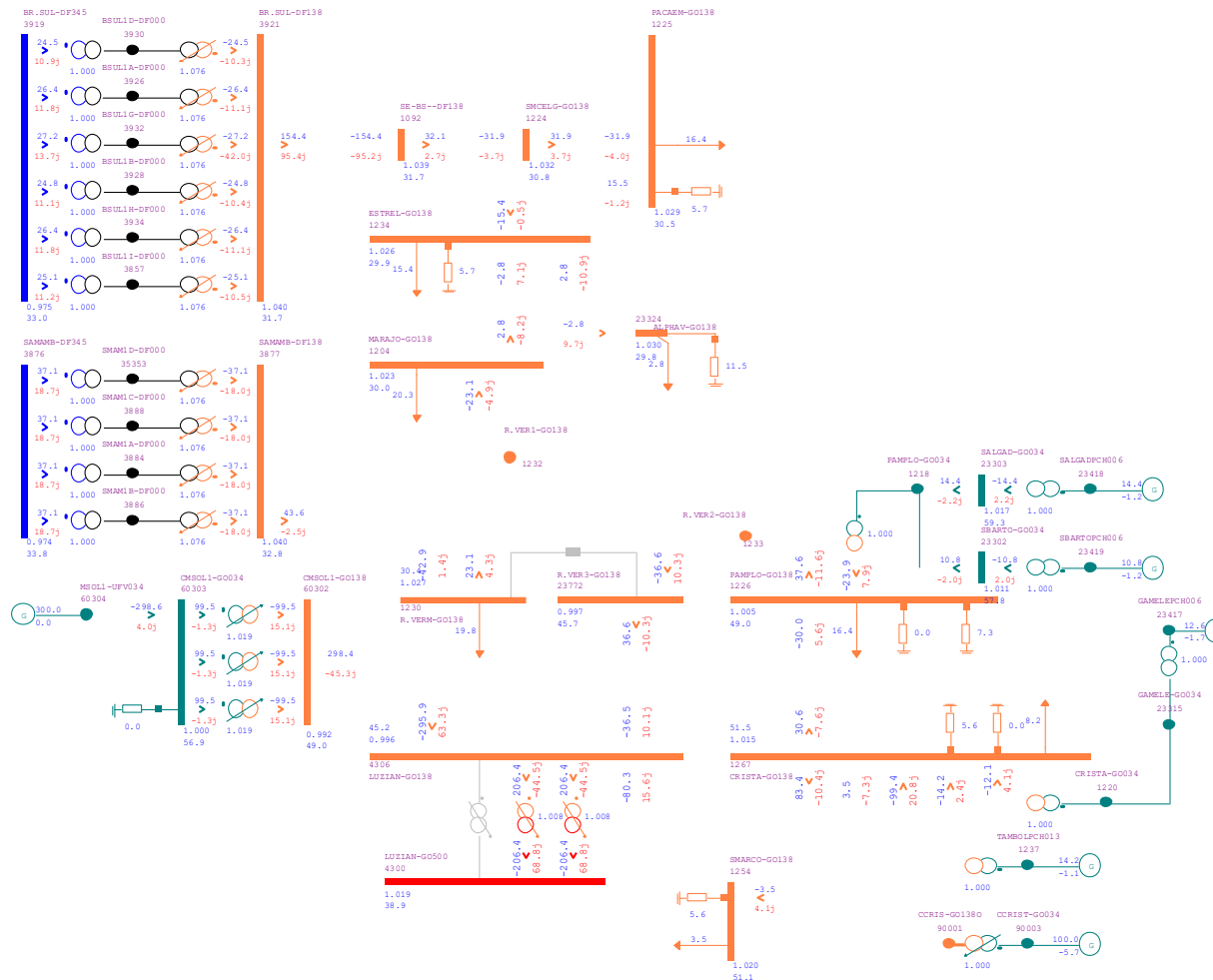


Figura 12-5 - Fluxos na região de interesse em situações de contingência de um dos transformadores da SE Luziânia, Alternativa 1, carga leve, ano 2025.

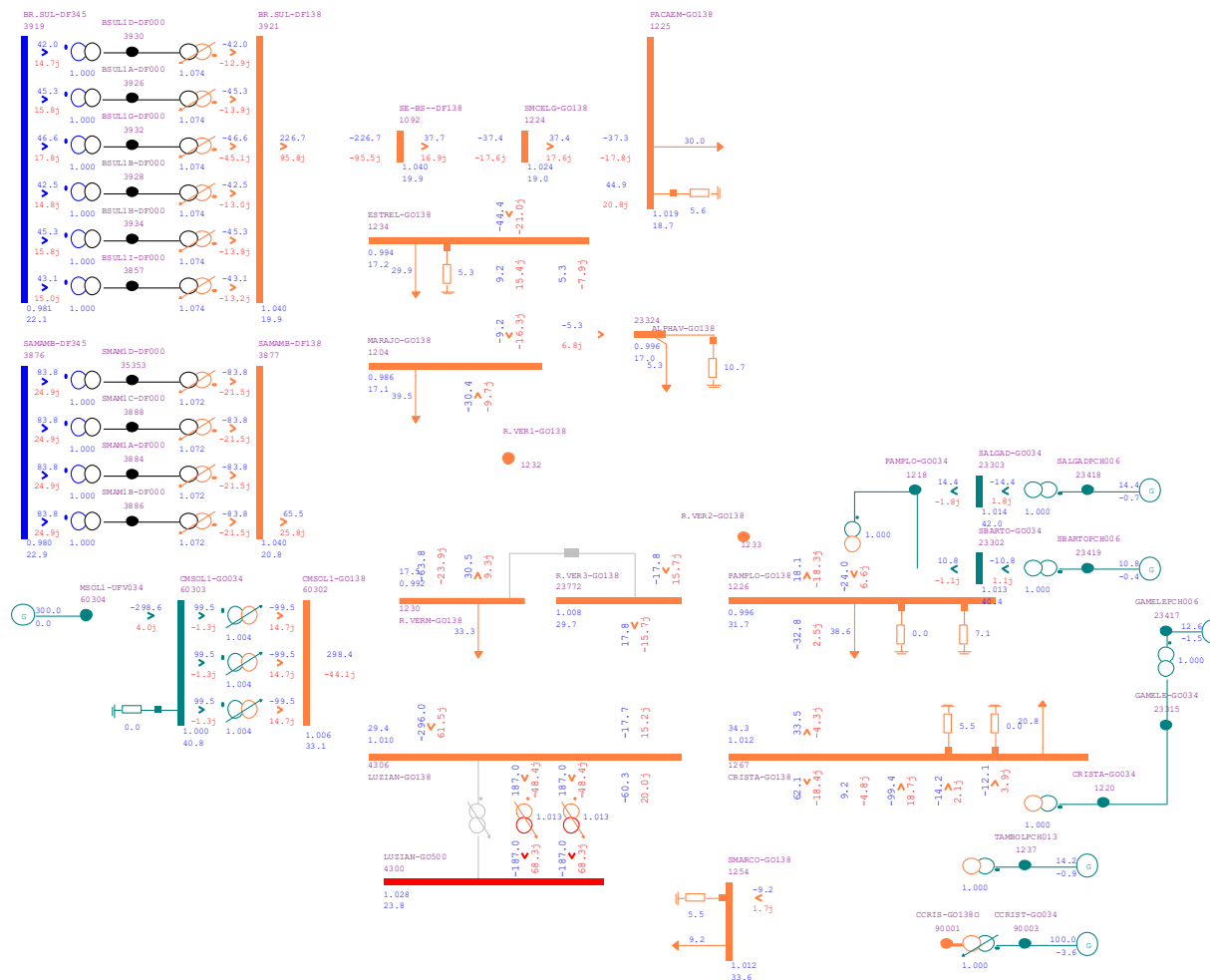


Figura 12-6 - Fluxos na região de interesse em situações de contingência de um dos transformadores da SE Luziânia, Alternativa 1, carga leve, ano 2036.

## 12.2 Plano de obras das alternativas avaliadas

### 12.2.1 Alternativa 1 – Novos reforços na SE Luziânia

Tabela 12-1 - Plano de obras completo da alternativa 1

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>104.802,50</b>	<b>71.141,60</b>	<b>9.309,34</b>	<b>42.307,93</b>
<b>SE 500/138 kV LUZIANIA (Ampliação/Adequação)</b>						<b>71.773,24</b>	<b>56.975,91</b>	<b>6.375,43</b>	<b>38.140,27</b>
3° ATF 500/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ		2025	3,0	1,0	9858,92	29.576,76	23.478,99	2.627,23	15.717,08
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	15624,22	15.624,22	12.403,01	1.387,86	8.302,70
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2025	1,0	1,0	6951,11	6.951,11	5.518,02	617,45	3.693,82
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2025	1,0	1,0	14989,14	14.989,14	11.898,86	1.331,45	7.965,22
MIM - 500 kV		2025	1,0	1,0	3955,97	3.955,97	3.140,38	351,40	2.102,20
MIM - 138 kV		2025	1,0	1,0	676,04	676,04	536,66	60,05	359,25
<b>LT 138 kV BR SUL - PACAEMBU, C2 (Nova)</b>						<b>33.029,26</b>	<b>14.165,68</b>	<b>2.933,90</b>	<b>4.167,65</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 30 km		2033	30,0	1,0	572,94	17.188,20	7.371,72	1.526,78	2.168,82
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	BR SUL	2033	1,0	1,0	7244,49	7.244,49	3.107,04	643,51	914,11
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pacaembu	2033	1,0	1,0	7244,49	7.244,49	3.107,04	643,51	914,11
MIM - 138 kV	BR SUL	2033	1,0	1,0	676,04	676,04	289,94	60,05	85,30
MIM - 138 kV	Pacaembu	2033	1,0	1,0	676,04	676,04	289,94	60,05	85,30



**12.2.2 Alternativa 2 – Novos reforços na Rede de Distribuição**

**Tabela 12-2 - Plano de obras completo da alternativa 2**

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>119.648,78</b>	<b>94.981,06</b>	<b>10.628,09</b>	<b>63.581,32</b>
<b>LT 138 kV LUZIANIA - RIO VERMELHO, C1 (Nova)</b>						<b>31.446,86</b>	<b>24.963,53</b>	<b>2.793,34</b>	<b>16.710,85</b>
Circuito Simples 138 kV, 2 x 397,5 MCM (IBIS), 20 km		2025	20,0	1,0	780,29	15.605,80	12.388,39	1.386,22	8.292,92
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	LUZIANIA	2025	1,0	1,0	7244,49	7.244,49	5.750,91	643,51	3.849,72
MIM - 138 kV	LUZIANIA	2025	1,0	1,0	676,04	676,04	536,66	60,05	359,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	RIO VERMELHO	2025	1,0	1,0	7244,49	7.244,49	5.750,91	643,51	3.849,72
MIM - 138 kV	RIO VERMELHO	2025	1,0	1,0	676,04	676,04	536,66	60,05	359,25
<b>LT 138 kV RIO VERMELHO - MARAJOARA, C1 (Nova)</b>						<b>23.289,28</b>	<b>18.487,78</b>	<b>2.068,73</b>	<b>12.375,91</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 13 km		2025	13,0	1,0	572,94	7.448,22	5.912,64	661,61	3.957,98
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	RIO VERMELHO	2025	1,0	1,0	7244,49	7.244,49	5.750,91	643,51	3.849,72
MIM - 138 kV	RIO VERMELHO	2025	1,0	1,0	676,04	676,04	536,66	60,05	359,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MARAJOARA	2025	1,0	1,0	7244,49	7.244,49	5.750,91	643,51	3.849,72
MIM - 138 kV	MARAJOARA	2025	1,0	1,0	676,04	676,04	536,66	60,05	359,25
<b>LT 138 kV MARAJOARA - ESTRELA DALVA, C1 (Nova)</b>						<b>22.716,34</b>	<b>18.032,96</b>	<b>2.017,83</b>	<b>12.071,45</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 12 km		2025	12,0	1,0	572,94	6.875,28	5.457,82	610,71	3.653,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	MARAJOARA	2025	1,0	1,0	7244,49	7.244,49	5.750,91	643,51	3.849,72
MIM - 138 kV	MARAJOARA	2025	1,0	1,0	676,04	676,04	536,66	60,05	359,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	ESTRELA DALVA	2025	1,0	1,0	7244,49	7.244,49	5.750,91	643,51	3.849,72
MIM - 138 kV	ESTRELA DALVA	2025	1,0	1,0	676,04	676,04	536,66	60,05	359,25
<b>LT 138 kV SAMAMBAIA - RIO VERMELHO, C1 (Nova)</b>						<b>42.196,30</b>	<b>33.496,78</b>	<b>3.748,19</b>	<b>22.423,10</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 46 km		2025	46,0	1,0	572,94	26.355,24	20.921,64	2.341,07	14.005,16
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	SAMAMBAIA	2025	1,0	1,0	7244,49	7.244,49	5.750,91	643,51	3.849,72
MIM - 138 kV	SAMAMBAIA	2025	1,0	1,0	676,04	676,04	536,66	60,05	359,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	RIO VERMELHO	2025	1,0	1,0	7244,49	7.244,49	5.750,91	643,51	3.849,72
MIM - 138 kV	RIO VERMELHO	2025	1,0	1,0	676,04	676,04	536,66	60,05	359,25

## 12.3 Consultas de Viabilidade de Expansão



Ofício n. 0781/2022/DEE/EPE

48002.001435/2022-00

Rio de Janeiro, 27 de maio de 2022.

Ao Senhor  
**RAMON HADDAD**  
Diretor Presidente  
SMTE – Serra da Mesa Transmissora de Energia  
Avenida Presidente Vargas, 955  
20071-004 – Rio de Janeiro – RJ

Assunto: **Consulta sobre viabilidade de expansão da Subestação Luziânia**

Senhor Diretor,

1. A EPE está desenvolvendo estudo de expansão da transmissão de energia elétrica com vistas a aumentar a capacidade de escoamento da geração solar no estado de Goiás. Visando a confirmação da viabilidade das alternativas estudadas, encaminhamos o formulário anexo que trata da viabilidade de expansão da subestação Luziânia.
2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos da SMTE quanto à viabilidade da implantação das obras a serem recomendadas neste estudo. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na recomendação e mitigação de eventuais problemas futuros.
3. Juntamente com o formulário anexo preenchido, aproveito para solicitar o encaminhamento dos diagramas unifilares e da planta da subestação, indicando o espaço físico a ser ocupado pelas novas instalações e o terreno que já integra a subestação.
4. Ressaltamos, contudo, que as expansões vislumbradas nas subestações desta concessionária de transmissão, objeto dessa consulta de viabilidade, devem ser tratadas como expansões possíveis, mas não mandatórias nesse momento. Assim sendo, podem ser efetivamente recomendadas no estudo ou não, a depender do desempenho final e do mínimo custo global das alternativas.
5. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.

*Praça Pio X, n. 54, 5º andar – Centro  
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ  
Telefone: (21) 3512-3100*

1



Ofício n. 0781/2022/DEE/EPE

48002.001435/2022-00

6. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 15 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

7. Ficamos à disposição para eventuais esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

**THIAGO DE FARIA  
ROCHA DOURADO**

Assinado de forma digital por  
THIAGO DE FARIA ROCHA  
DOURADO  
Dados: 2022.05.27 16:34:41 -03'00'

**THIAGO DOURADO MARTINS**  
Superintendente de Transmissão de Energia  
Empresa de Pesquisa Energética



**Luziânia-Niquelândia  
Transmissora S.A.**

**LNT.1057.2022**

Rio de Janeiro, 20 de junho de 2022

À

**EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
Praça Pio X, nº 54, 5º andar – Centro  
CEP 20091-040 – Rio de Janeiro – RJ**

**Atenção:** MARCOS VINICIUS G. DA SILVA FARINHA  
Superintendente Adjunto de Transmissão de Energia Elétrica

THIAGO DOURADO MARTINS  
Superintendente de Transmissão de Energia

**Assunto:** Resposta aos Ofícios nº 0754/2022/DEE/EPE e 0781/2022/DEE/EPE

Prezados Senhores,

Em atendimento aos Ofícios nº **0754/2022/DEE/EPE** e **0781/2022/DEE/EPE** de 25 de maio de 2022 e 27 de maio de 2022, respectivamente, vimos através deste, encaminhar o que segue:

- Formulário de Consulta – Expansão da SE Luziânia – Preenchido e
- Arranjo SE Luziânia referente à Consulta Ofícios nº 0754/2022/DEE/EPE e 0781/2022/DEE/EPE.

Permanecemos à disposição para os esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

**JORGE RAUL**

**BAUER:73602809**

**153**

Assinado de forma digital por  
JORGE RAUL  
BAUER:73602809153  
Dados: 2022.06.20 14:50:42  
-03'00'

Jorge Raul Bauer  
Diretor

---

*Av. Presidente Vargas, 955 – 12º Andar – Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20.071-004  
Tel.: (21) 2223-7342 / Fax: (21) 2173-7591*



## Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 27/05/2022

Revisão:

Página: 1 - 3

### INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

**ESTUDO:** Expansão do SIN para escoamento de geração

#### ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

**Subestação:** Luziânia **Concessionária Proprietária:** SMTE

##### 1. Módulos de Manobra

■	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CT	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM
■	CT	Quantidade: 1	Tensão (kV): 138	Arranjo: BPT

##### 2. Módulos de Equipamentos

■	Autotrafo	Quantidade:3	Potência (MVA): 75	Tensão (kV): 500/138	Fase: monofásico
---	-----------	--------------	--------------------	----------------------	------------------

##### 3. Planta da Subestação

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 (DJM).

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

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

SE Luziânia:

1. Módulos de Manobra

- |                                     |     |                       |                         |                     |
|-------------------------------------|-----|-----------------------|-------------------------|---------------------|
| <input type="checkbox"/>            | EL  | Quantidade: ____      | Tensão (kV): ____       | Arranjo: ____       |
| <input type="checkbox"/>            | CRL | Quantidade: ____      | Tensão (kV): ____       | Arranjo: ____       |
| <input checked="" type="checkbox"/> | IB  | Quantidade: <u>01</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> |
| <input type="checkbox"/>            | CRB | Quantidade: ____      | Tensão (kV): ____       | Arranjo: ____       |
| <input checked="" type="checkbox"/> | CT  | Quantidade: <u>01</u> | Tensão (kV): <u>500</u> | Arranjo: <u>DJM</u> |
| <input checked="" type="checkbox"/> | CT  | Quantidade: <u>01</u> | Tensão (kV): <u>138</u> | Arranjo: <u>BPT</u> |

2. Módulos de Equipamentos

- |                                     |                 |                          |                            |                             |                  |
|-------------------------------------|-----------------|--------------------------|----------------------------|-----------------------------|------------------|
| <input type="checkbox"/>            | Reator de linha | Quantidade: ____         | Potência (Mvar): ____      | Tensão (kV): ____           | Fase: monofásico |
| <input type="checkbox"/>            | Reator de barra | Quantidade: ____         | Potência (Mvar): ____      | Tensão (kV): ____           | Fase: monofásico |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Autotrafo       | Quantidade: <u>03+1R</u> | Potência (Mvar): <u>75</u> | Tensão (kV): <u>500/138</u> | Fase: monofásico |

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?  Sim Área Prevista: \_\_\_\_\_  
 Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?  Sim Equipamentos Necessários: \_\_\_\_\_  
 Não \_\_\_\_\_



## Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 27/05/2022

Revisão:

Página: 3 - 3

### INFORMAÇÕES ADICIONAIS

#### 5. Observações da EPE

- 1 - Solicita-se informar sobre a viabilidade de atendimento total ou parcial da solicitação.
- 2 - Considerar na resposta possíveis reforços/adequações em execução ou já previstos para a subestação, assim como restrições para expansões futuras.
- 3 – Em caso de necessidade de aquisição de terreno, adequação do arranjo da subestação, ou uso de soluções especiais, solicita-se informar o custo total estimado das obras, bem como a descrição detalhada da proposta.

#### 6. Observações da SMTE

Há possibilidade de instalação de unidade reserva no novo banco de autotrafo.

Devido a localização do SVC, limitou-se a expansão dos bancos de autotrafo de forma sequencial aos demais. Desta maneira o compartilhamento do reserva pode ficar comprometido. Dependendo de estudo específico para detalhamento da solução de compartilhamento, identificando a viabilidade ou não.

27 de maio de 2022

Data da Solicitação

THIAGO DE FARIA  
ROCHA DOURADO

Assinado de forma digital por THIAGO DE FARIA ROCHA DOURADO  
Dados: 2022.05.27 16:34:10 -03'00'

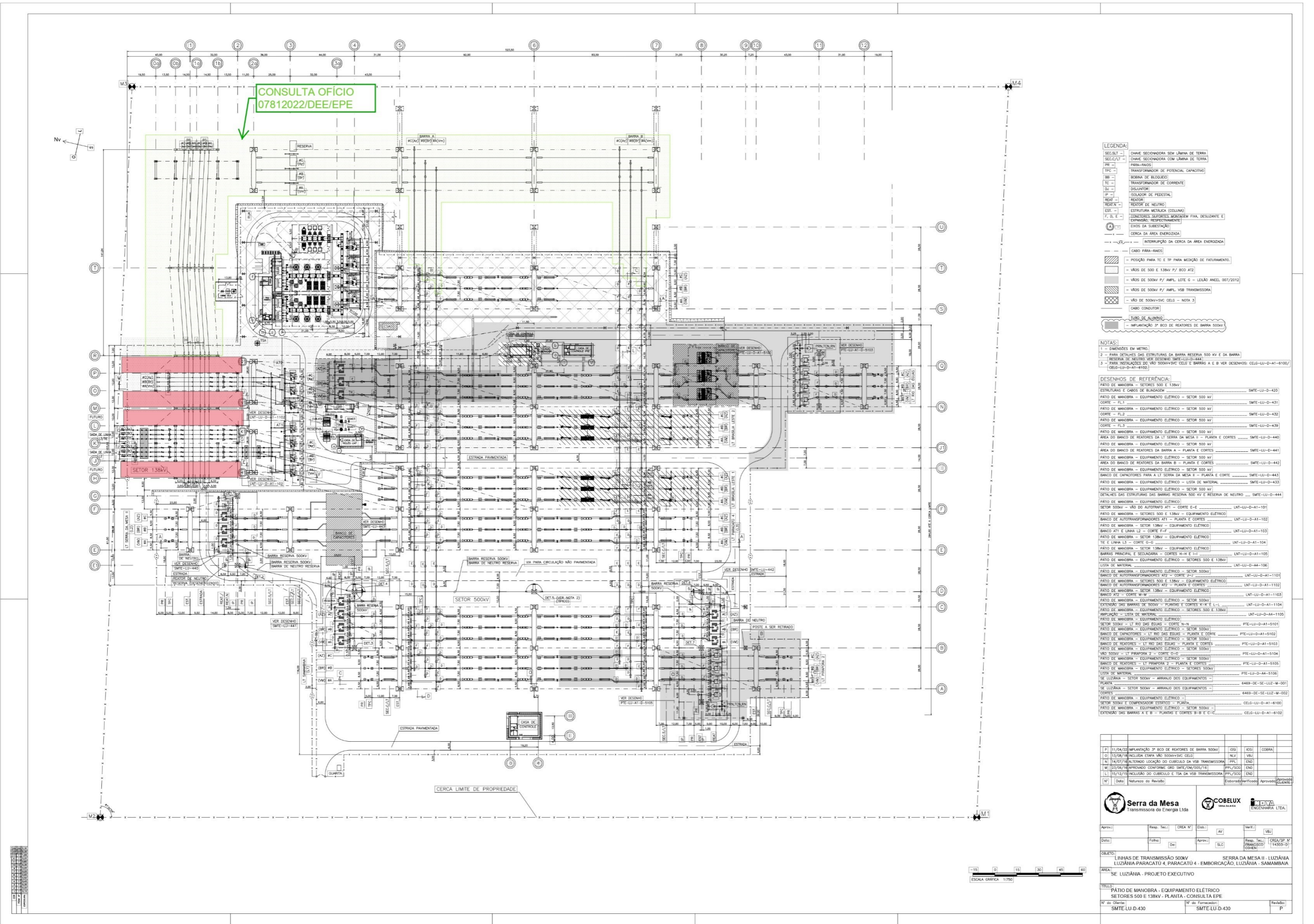
THIAGO DOURADO MARTINS  
Superintendente de Transmissão de Energia  
STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome:

Cargo:



- LEGENDA:**
- SEC/LT - CHAVE SECCIONADORA SEM LÂMINA DE TERRA
  - SEC/LT - CHAVE SECCIONADORA COM LÂMINA DE TERRA
  - PARA-BRÇOS - PARA-BRÇOS
  - TPC - TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO
  - BB - BOBINA DE BLOQUEIO
  - TC - TRANSFORMADOR DE CORRENTE
  - DJ - DISJUNTOR
  - IP - ISOLADOR DE PEDESTAL
  - REAR - REATOR
  - REAR/N - REATOR DE NEUTRO
  - EST - ESTRUTURA METÁLICA (COLUNA)
  - F, D, E - CONTEÍNERES SUPORTES MONTAGEM FIXA, DESLIZANTE E EXPANSÃO, RESPECTIVAMENTE
  - A - EXCIS DA SUBESTAÇÃO
  - CERCA DA ÁREA ENERGIZADA
  - INTERRUPÇÃO DA CERCA DA ÁREA ENERGIZADA
  - CABO PARA-BRÇOS
  - POSIÇÃO PARA TC E TP PARA MEDIÇÃO DE FATURAMENTO
  - VÃO DE 500 E 138kV P/ BCO ATZ
  - VÃO DE 500kV P/ AMPL. LOTE G - LELIÃO ANEEL 007/2012
  - VÃO DE 500kV P/ AMPL. VSB TRANSMISSORA
  - VÃO DE 500kV+5VC CELG - NOTA 3
  - CABO CONDUTOR
  - TUBO DE ALUMÍNIO
  - IMPLANTAÇÃO 3º BCO DE REATORES DE BARRA 500kV

- NOTAS:**
- 1 - DIMENSÕES EM METRO.
  - 2 - PARA DETALHES DAS ESTRUTURAS DA BARRA RESERVA 500 kV E DA BARRA RESERVA DE NEUTRO VER DESENHO: SMT-LU-D-444.
  - 3 - PARA INSTALAÇÕES DO VÃO 500kV+5VC CELG E BARRAS A E B VER DESENHOS: CELG-LU-D-41-6100/CELG-131-D-41-6100

**DESENHOS DE REFERÊNCIA:**

PLANO DE MANOBRA - SETORES 500 E 138kV	SMT-LU-D-420
ESTRUTURAS E CAROS DE BILGASEM	SMT-LU-D-431
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500 kV	SMT-LU-D-431
CORTE - FL.1	SMT-LU-D-431
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500 kV	SMT-LU-D-432
CORTE - FL.2	SMT-LU-D-432
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500 kV	SMT-LU-D-439
CORTE - FL.3	SMT-LU-D-439
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500 kV	SMT-LU-D-440
ÁREA DO BANCO DE REATORES DA LT SERRA DA MESA II - PLANTA E CORTES	SMT-LU-D-440
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500 kV	SMT-LU-D-441
ÁREA DO BANCO DE REATORES DA BARRA A - PLANTA E CORTES	SMT-LU-D-441
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500 kV	SMT-LU-D-442
ÁREA DO BANCO DE REATORES DA BARRA B - PLANTA E CORTES	SMT-LU-D-442
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500 kV	SMT-LU-D-443
BANCO DE CAPACITORES PARA A LT SERRA DA MESA II - PLANTA E CORTE	SMT-LU-D-443
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - LISTA DE MATERIAL	SMT-LU-D-433
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500 kV	SMT-LU-D-444
DETALHES DAS ESTRUTURAS DAS BARRAS RESERVA 500 kV E RESERVA DE NEUTRO	SMT-LU-D-444
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO	SMT-LU-D-41-101
SETOR 500kV - VÃO DO AUTOTRANSFORMADOR AT1 - CORTE E-E	SMT-LU-D-41-101
PATIO DE MANOBRA - SETORES 500 E 138kV - EQUIPAMENTO ELÉTRICO	SMT-LU-D-41-102
BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES AT1 - PLANTA E CORTES	SMT-LU-D-41-102
PATIO DE MANOBRA - SETOR 138kV - EQUIPAMENTO ELÉTRICO	SMT-LU-D-41-103
BANCO AT1 E LARNA L2 - CORTE F-F	SMT-LU-D-41-103
PATIO DE MANOBRA - SETOR 138kV - EQUIPAMENTO ELÉTRICO	SMT-LU-D-41-104
TE E LARNA L3 - CORTE G-G	SMT-LU-D-41-104
PATIO DE MANOBRA - SETOR 138kV - EQUIPAMENTO ELÉTRICO	SMT-LU-D-41-105
BARRAS PRINCIPAL E SECUNDÁRIA - CORTES H-H E I-I	SMT-LU-D-41-105
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETORES 500 E 138kV	SMT-LU-D-41-106
LISTA DE MATERIAL	SMT-LU-D-41-106
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500kV	SMT-LU-D-41-1101
BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES AT2 - CORTE 2-2	SMT-LU-D-41-1101
PATIO DE MANOBRA - SETORES 500 E 138kV - EQUIPAMENTO ELÉTRICO	SMT-LU-D-41-1102
BANCO DE AUTOTRANSFORMADORES AT2 - PLANTA E CORTES	SMT-LU-D-41-1102
PATIO DE MANOBRA - SETOR 138kV - EQUIPAMENTO ELÉTRICO	SMT-LU-D-41-1103
BANCO AT2 - CORTE M-M	SMT-LU-D-41-1103
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500kV	SMT-LU-D-41-1104
EXTENSÃO DAS BARRAS DE 500kV - PLANTAS E CORTES K-K E L-L	SMT-LU-D-41-1104
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETORES 500 E 138kV	SMT-LU-D-41-1105
AMPLIAÇÃO - LISTA DE MATERIAL	SMT-LU-D-41-1105
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO	SMT-LU-D-41-5101
SETOR 500kV - LT RIO DAS EQUAS - CORTE N-N	SMT-LU-D-41-5101
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500kV	SMT-LU-D-41-5102
BANCO DE CAPACITORES - LT RIO DAS EQUAS - PLANTA E CORTE	SMT-LU-D-41-5102
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500kV	SMT-LU-D-41-5103
BANCO DE REATORES - LT RIO DAS EQUAS - PLANTA E CORTES	SMT-LU-D-41-5103
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500kV	SMT-LU-D-41-5104
VÃO 500kV - LT PARAPORA 2 - CORTE O-O	SMT-LU-D-41-5104
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500kV	SMT-LU-D-41-5105
BANCO DE REATORES - LT PARAPORA 2 - PLANTA E CORTE	SMT-LU-D-41-5105
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETORES 500kV	SMT-LU-D-41-5106
LISTA DE MATERIAL	SMT-LU-D-41-5106
TE LUZÁVIA - SETOR 500kV - ARRANJO DOS EQUIPAMENTOS	6468-DE-SE-LUZ-M-001
PLANTA	6468-DE-SE-LUZ-M-001
SE LUZÁVIA - SETOR 500kV - ARRANJO DOS EQUIPAMENTOS	6468-DE-SE-LUZ-M-002
CORTES	6468-DE-SE-LUZ-M-002
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO	CELG-LU-D-41-6100
SETOR 500kV E COMPENSADOR ESTÁTICO - PLANTA	CELG-LU-D-41-6100
PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - SETOR 500kV	CELG-LU-D-41-6101
EXTENSÃO DAS BARRAS A E B - PLANTAS E CORTES B-B E C-C	CELG-LU-D-41-6102

Nº	Data	Natureza do Revisão	Elaborado/Verificado	Aprovado	
P	11/04/22	IMPLANTAÇÃO 3º BCO DE REATORES DE BARRA 500kV	OGI	ROS	COBRA
N	13/04/22	INCLUSÃO TUBO VÃO 500kV+5VC CELG	NEL	VRI	
N	14/07/24	ALTERADO LOCALIZAÇÃO DO CUBÍCULO DA VSB TRANSMISSORA	PPL	ENG	
M	23/06/26	APROVADO CONFORME GRE SMT/OM/025/26	PPL/SOG	ENG	
L	15/12/19	INCLUSÃO DO CUBÍCULO E TSA DA VSB TRANSMISSORA	PPL/SOG	ENG	

**Serra da Mesa** Transmissora de Energia Ltda

**COBELUX** Engenharia Ltda

**ENGENHARIA** Ltda

Aprov.: \_\_\_\_\_ Resp. Tec.: \_\_\_\_\_ ORIA Nº \_\_\_\_\_ Des.: \_\_\_\_\_ AV \_\_\_\_\_ Verif.: \_\_\_\_\_ VBU \_\_\_\_\_

Data: \_\_\_\_\_ Folha: \_\_\_\_\_ Del: \_\_\_\_\_ Aprov.: \_\_\_\_\_ SLC \_\_\_\_\_ Resp. Tec.: \_\_\_\_\_ CREA/SP Nº \_\_\_\_\_ FRANCISCO \_\_\_\_\_ 14333-21 \_\_\_\_\_ COHEN \_\_\_\_\_

OBJETO: LINHAS DE TRANSMISSÃO 500kV SERRA DA MESA II - LUZÁVIA PARACATU 4, PARACATU 4 - EMBORCAÇÃO, LUZÁVIA - SAMAMBIAIA

ÁREA: SE LUZÁVIA - PROJETO EXECUTIVO

TÍTULO: PÁTIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO SETORES 500 E 138kV - PLANTA - CONSULTA EPE

Nº do Cliente: SMT-LU-D-430 Nº do Fornecedor: SMT-LU-D-430 Revisão: P

