



Empresa de Pesquisa Energética

# Estudos para expansão da transmissão Relatório R1

Reavaliação do atendimento à  
Região Nordeste de Goiás

---

NOVEMBRO DE 2025

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



DO LADO DO POVO BRASILEIRO

## Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Reinaldo da Cruz Garcia

## Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

## Coordenação Técnica

Lucas Simões de Oliveira

Rafael Theodoro Alves e Mello

## Equipe Técnica

Armando Leite Fernandes

Bruno Cesar Mota Maçada

Fabiano Schmidt

Marcelo Willian Henriques

Wilson Dutra Sampaio

epe



## VALOR PÚBLICO

DE ACORDO COM O ART. 4º - ALÍNEA VII DA LEI 10.847/2004, COMPETE À EPE A ELABORAÇÃO DE ESTUDOS NECESSÁRIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DOS PLANOS DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO, MÉDIO E LONGO PRAZOS. A PORTARIA MME Nº 215/2020 INSTITUIU QUE ESTES ESTUDOS DEVEM SER REALIZADOS NO ÂMBITO DOS GRUPOS DE ESTUDOS DE TRANSMISSÃO (GET), SOB COORDENAÇÃO DA EPE E DEFINIDOS CONFORME ÁREAS DE ABRANGÊNCIA GEOGRÁFICA.

O PROCESSO DE OUTORGA DAS EXPANSÕES DA REDE SE INICIA COM A ELABORAÇÃO DOS ESTUDOS DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO, DENOMINADOS ESTUDOS R1, QUE SÃO ELABORADOS NO ÂMBITO DOS GET. NESSES ESTUDOS, A EPE RECOMENDA AS AMPLIAÇÕES E REFORÇOS QUE COMPÕEM A ALTERNATIVA MAIS ATRATIVA PARA ATENDER ÀS NECESSIDADES SISTÊMICAS.

A PRESENTE NOTA TÉCNICA APRESENTA A AVALIAÇÃO PARA DEFINIR A DATA DE NECESSIDADE DOS REFORÇOS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA REGIÃO NORDESTE DO ESTADO DE GOIÁS, ORIGINALMENTE ESTUDADOS EM 2018, FRENTE AOS NOVOS DADOS DE PREVISÃO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA ENVIADOS PELA DISTRIBUIDORA EQUATORIAL GOIÁS.

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



**Ministro de Estado**  
Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário-Executivo**  
Arthur Cerqueira Valerio

**Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento**  
Gustavo Cerqueira Ataíde



**Presidente**

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e**

**Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e**

**Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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



Área de estudo

## ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Estudo

### Análise técnico-econômica-socioambiental

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-011/2025

### Reavaliação do atendimento à Região Nordeste de Goiás

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

07/04/2025

Emissão Original

rev1

28/11/2025

Reavaliação da capacidade da transformação 500/230kV da SE Rio das Éguas em função de novos acessos no setor 230kV.

# SUMÁRIO

<b>SUMÁRIO</b>	<b>6</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>8</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b>	<b>9</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>10</b>
1.1 Considerações Iniciais	10
1.2 Objetivos Gerais	10
1.3 Metodologia	11
<b>2 CONCLUSÕES</b>	<b>12</b>
<b>3 RECOMENDAÇÕES</b>	<b>14</b>
3.1 Recomendações Gerais	14
3.2 Recomendações para relatórios R2	15
3.3 Recomendações para relatórios R3 e R5	15
3.4 Recomendações para relatório R4	15
<b>4 PREMISSAS E CRITÉRIOS</b>	<b>16</b>
4.1 Classificação das Obras	16
4.2 Mercado	16
4.3 Geração	18
4.4 Limites e Condições Operativas	18
4.4.1 Tensão	18
4.4.2 Carregamento	19
4.4.3 Intercâmbio	19
4.4.4 Parâmetros Econômicos	19
<b>5 CARACTERIZAÇÃO DO CENÁRIO</b>	<b>20</b>
<b>6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA ELÉTRICO DA REGIÃO</b>	<b>21</b>
6.1 Sistema Elétrico de Interesse	21
6.2 Diagnóstico da Revisão 1 – Após consolidação de acessos na SE Rio das Éguas	23
<b>7 DESEMPENHO ELÉTRICO COM AS OBRAS DE REDE BÁSICA</b>	<b>28</b>
<b>8 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS</b>	<b>34</b>
8.1 Dados e Premissas	34
8.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	35
8.3 Avaliações Econômicas	35
8.4 Características Técnicas da Solução de Referência	36
8.4.1 Características elétricas – LT 230 kV	36
8.4.2 Características construtivas – LT 230 kV	37
8.4.3 Características elétricas – LD 138 kV	37
8.4.4 Características construtivas – LD 138 kV	38
8.4.5 Estimativas iniciais para faixa de segurança	39
<b>9 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL</b>	<b>40</b>
9.1 Energização	40
9.2 Rejeição	41
<b>10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO</b>	<b>43</b>
10.1 Curto-Circuito Máximo (kA)	43
<b>11 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL</b>	<b>44</b>

<b>12</b>	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>45</b>
<b>13</b>	<b>ANEXOS</b> .....	<b>46</b>
13.1	Plano de obras da alternativa recomendada – Revisão 0.....	46
13.2	Plano de obras da alternativa recomendada – Revisão 1 – Custos 2025.....	47
13.3	Diagrama unifilar simplificado da nova SE Iaciara 2 230/138kV .....	49
13.4	Novo posicionamento do vão LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, CD, após Revisão 1...	50
13.5	Fichas PET/PELP .....	52
13.6	Ata de reunião.....	56

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 - Mapa geolétrico da região nordeste de Goiás .....	12
Figura 3-1 - Representação esquemática das obras recomendadas .....	14
Figura 6-1 - Representação gráfica da queda de tensão com o crescimento da carga .....	22
Figura 6-2 - Representação gráfica da queda de tensão com o crescimento da carga .....	22
Figura 6-3 - Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Rio das Éguas .....	23
Figura 6-4 - Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Rio das Éguas sem PCH .....	24
Figura 6-5 - Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Rio das Éguas no cenário atualizado.....	26
Figura 6-6- Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Rio das Éguas no cenário atualizado sem PCH .....	26
Figura 6-7 - Representação Esquemática das obras SE Iaciara 2 e terceiro transformador .....	27
Figura 7-1 - Representação esquemática das obras recomendadas .....	28
Figura 7-2 - Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Iaciara 2 .....	29
Figura 7-3 - Representação gráfica do carregamento dos transformadores da SE Bras. Leste, T2 .....	29
Figura 7-4 - Representação gráfica do carregamento dos transformadores da SE Rio das Éguas, T1.....	30
Figura 7-5 - Representação gráfica do carregamento da LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 .....	30
Figura 7-6 - Comparação gráfica da queda de tensão com o crescimento da carga, a linha vermelha representa a condição da rede elétrica após a implantação da SE 230/138kV Iaciara 2 .....	31
Figura 7-7 - Sistema Pré-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, Ano 2030.....	32
Figura 7-8 - Sistema Pós-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, com corte de carga na SE Carina, cerca de 28% do total da região, Ano 2030.....	32
Figura 7-9 - Sistema Pré-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, Ano 2038.....	32
Figura 7-10 - Sistema Pós-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, com corte de carga nas SEs Carina e Iaciara, cerca de 37,5% do total da região, Ano 2038 .....	33
Figura 8-1 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV .....	37
Figura 8-2 - Dados técnicos básicos da LD 138 kV .....	38
Figura 9-1 - LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, condição pré-energização .....	40
Figura 9-2 - Energização da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, iniciando pelo terminal de Rio das Éguas .....	41
Figura 9-3 - Energização da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, iniciando pelo terminal de Iaciara 2.....	41
Figura 9-4 - LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, condição pré-rejeição.....	42
Figura 9-5 - Rejeição da LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, terminal de Rio das Éguas aberto. ....	42
Figura 9-6 - Rejeição da LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, terminal de Iaciara 2 aberto. ....	42
Figura 13-1 - Recorte do diagrama eletromecânico do setor 230 kV da SE 500/230 kV Rio das Éguas, elaborado pela Marte Engenharia para a Neoenergia Transmissão de Energia S.A., em julho de 2025.....	51

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 – Plano de Obras Determinativas - Subestações de Rede Básica .....	14
Tabela 3-2 - Plano de Obras Determinativas – Linhas de Transmissão .....	14
Tabela 3-3 - Plano de Obras Determinativas – Linhas de Distribuição .....	14
Tabela 4-1 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, cenário Média Norte Seco .....	17
Tabela 4-2 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, cenário Leve Norte Úmido.....	17
Tabela 4-3 - Demanda reprimida por barramento, patamar de carga Média Norte Seco .....	18
Tabela 4-4 - Lista de geradores conectados na rede de distribuição .....	18
Tabela 4-5 – Intercâmbio no cenário norte seco, ano 2029 .....	19
Tabela 5-1 - Despacho das usinas por fonte .....	20
Tabela 5-2 - Despachos das bacias hidrográficas.....	20
Tabela 6-1 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, patamar Máxima Noturna.....	24
Tabela 6-2 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, patamar Mínima Noturna .....	24
Tabela 6-3 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, patamar Máxima Diurna .....	25
Tabela 6-4 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, patamar Mínima Diurna .....	25
Tabela 6-5 - Previsão de carga na subestação 138 kV Formoso na Bahia, patamar Máxima Noturna.....	25
Tabela 6-6 - Previsão de carga na subestação 138 kV Formoso na Bahia, patamar Mínima Noturna .....	25
Tabela 6-7 - Previsão de carga na subestação 138 kV Formoso na Bahia, patamar Máxima Diurna .....	25
Tabela 6-8 - Previsão de carga na subestação 138 kV Formoso na Bahia, patamar Mínima Diurna.....	25
Tabela 7-1 – Lista das Contingência realizadas.....	29
Tabela 8-1 - Dados do ambiente.....	34
Tabela 8-2 - Dados para avaliação econômica.....	34
Tabela 8-3 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas.....	35
Tabela 8-4 - Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação .....	35
Tabela 8-5 - Configurações com menor custo total – LT 230 kV .....	36
Tabela 8-6 - Características elétricas básicas da LT 230 kV .....	36
Tabela 8-7 - Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV .....	37
Tabela 8-8 - Características elétricas básicas da LD 138 kV.....	38
Tabela 8-9 - Coordenadas da silhueta típica da LD 138 kV .....	39
Tabela 8-10 - Estimativas iniciais para faixa de segurança .....	39

# 1 INTRODUÇÃO

---

## 1.1 Considerações Iniciais

O relatório “Estudo de Atendimento à região Nordeste de Goiás” [1] indicou obras para o sistema elétrico da região de Iaciara condicionadas ao adequado atendimento do potencial das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) localizadas nesta região. Dentre as alternativas estudadas, a mais vantajosa do ponto de vista técnico e econômico recomendou a implantação de uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira, SE 230/138kV Iaciara 2, sendo sua implantação condicionada à concretização dos montantes de geração previstos e a construção de novas linhas de distribuição.

Visto que a previsão de geração não se concretizou, a distribuidora Equatorial Goiás (à época, Celg Distribuição) não solicitou acesso a SE 230/138kV Iaciara 2 e, portanto, a obra não prosseguiu para as próximas etapas do processo de outorga.

## 1.2 Objetivos Gerais

A emissão da revisão 0 deste estudo, no ano de 2025, visa atender à solicitação da concessionária de distribuição Equatorial Goiás, referente à definição da data de necessidade da nova subestação de Rede Básica de Fronteira 230/138 kV Iaciara 2. Tal instalação havia sido originalmente concebida no estudo EPE-DEE-RE-048/2018 – “*Estudo de Atendimento à Região Nordeste de Goiás*”, com o objetivo de viabilizar o escoamento da geração de pequenas centrais hidrelétricas então previstas para a região; contudo, a solução original não foi adiante em razão da frustração das expectativas de implantação das usinas previstas à época.

Em 2025, diante do crescimento da demanda regional e do volume expressivo de novos pleitos de acesso, foi estabelecida a necessidade de reavaliar a solução definida em 2018, verificando sua aderência às condições atuais da rede e com a emissão da rev0 do presente estudo. Como ponto de partida da rev0 de 2025, foram apresentados novos pedidos de acesso de consumidores, solicitações de aumento de carga de consumidores existentes e numerosos projetos de usinas fotovoltaicas interessados em conexão no Nordeste de Goiás.

Por sua vez, a revisão 1 de 2025 tem por objetivo avaliar a capacidade da transformação 500/230 kV da SE Rio das Águas para atendimento ao critério N-1, considerando o incremento de aproximadamente 170 MW na demanda local decorrente dos novos acessos dos consumidores livres Usina Farol II (120 MW) e Projeto Carina (50 MW). Esses empreendimentos foram reconhecidos, respectivamente, pelas portarias 2.791/SNTEP/MME [2] e 2.977/SNTEP/MME [3] como atendendo aos critérios de mínimo custo global de interligação e reforço nas redes; e compatíveis com o planejamento da expansão do setor elétrico para um horizonte mínimo de cinco anos.

## 1.3 Metodologia

A primeira emissão do estudo (revisão 0) obedeceu a seguinte metodologia:

1. Reunião inicial com a distribuidora Equatorial Goiás para dimensionamento das dificuldades enfrentadas pelo agente;
2. Recebimento e tratamento dos dados enviados pela concessionária de distribuição para aplicação nos casos de trabalho;
3. Análise do sistema elétrico da região de interesse com e sem a obra de Rede Básica recomendada em [1];
4. Definição da data de necessidade da subestação 230/138kV Iaciara 2 para atendimento a demanda reprimida;
5. Reavaliação do condutor ótimo a ser utilizado na linha de transmissão, bem como as análises de energização e rejeição para determinar a necessidade de reatores de linha;
6. Revisão, finalização e publicação do Relatório.

A revisão 1 obedeceu a seguinte metodologia:

1. Modelagem da nova linha de transmissão 230kV Rio das Éguas/BA – Correntina/BA a ser construída pelo consumidor livre Usina Farol II, com demanda de 120 MW e capacidade de 323/438(emergência) MVA, conforme especificado pelo ONS na seção I do Parecer de Acesso “2025-PA-0019-R0-rv-RVA PA CL Projeto Farol II” [4], utilizando os parâmetros e abordagens recomendadas em [5].
2. Modelagem da nova linha de transmissão 230kV Rio das Éguas/BA – Nova Roma/GO a ser construída pelo consumidor livre Projeto Carina, com demanda de 50 MW e capacidade de 249/335(emergência) MVA, conforme especificado no item II do Art. 2º de [3], utilizando os parâmetros e abordagens recomendadas em [5].
3. Inclusão das duas novas linhas nos casos de trabalho, com a aplicação das respectivas cargas informadas pelos consumidores livres nos documentos [4] e [6] a partir de 2028.
4. Análise do sistema elétrico da região de interesse, considerando a obra de Rede Básica recomendada em [1], a nova SE Iaciara2 230kV em operação a partir de 2029.
5. Determinação do cenário com as condições mais críticas para a transformação 500/230kV da SE Rio das Éguas, foco do estudo, tendo sido considerados os cenários Norte Seco do Plano Decenal (PDE) 2033, com patamar de carga média (utilizado na primeira revisão desse relatório); e o cenário Norte Seco do Plano Decenal (PDE) 2034, com patamar de carga máxima noturna e atualização das projeções de carga recebidas para o PDE 2035 das distribuidoras que atendem aos estados de Goiás e Bahia.
6. Avaliação do carregamento da transformação 500/230kV da SE Rio das Éguas, aplicando contingência N-1 à mesma, nos dois cenários de estudo, considerando também o impacto do desligamento das três Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) conectadas à SE Iaciara 138kV para maximização dos fluxos nas transformações.

## 2 CONCLUSÕES

Este estudo buscou avaliar as atuais condições do sistema de distribuição para o adequado atendimento às cargas locais existentes, bem como à demanda de carga reprimida, sob o cenário energético que caracterizasse a situação mais crítica para o atendimento a essa demanda total de carga. A partir dessa consideração foi definida a data de necessidade de reforços estruturais de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendados em [1].

A rede da distribuidora é caracterizada por linhas de distribuição, em 138kV e 69kV, com grandes extensões, baixo SIL e elevadas reatâncias. Essa situação causa uma degradação do desempenho da rede elétrica quanto ao controle do nível de tensão e se agrava com o crescimento da carga.

Como premissa deste relatório, foram adotados os valores atualizados de previsão de mercado e a demanda de carga reprimida referente a pedidos de acesso negados pela distribuidora, além da atualização da topologia enviada pela Equatorial Goiás.

As simulações indicaram que a data de necessidade da subestação 230/138kV Iaciara 2 é o primeiro ano do horizonte de análise, ou seja, 2029. Na Figura 2-1 é ilustrado o sistema elétrico da região de interesse com a representação da nova SE 230/138kV Iaciara 2 e da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Águas, C1 e C2, circuito duplo.

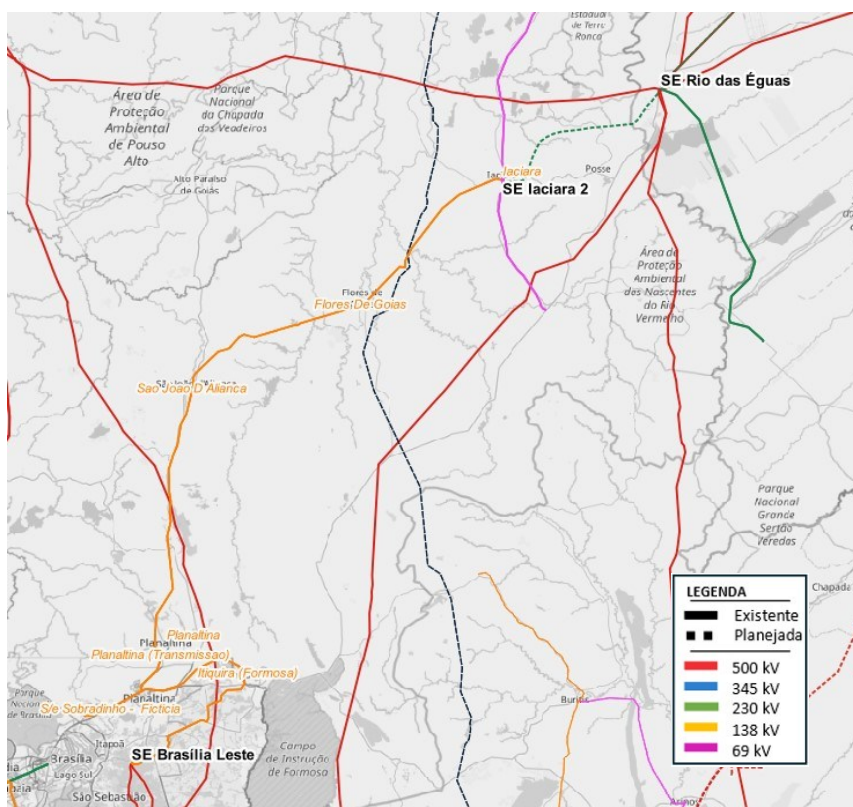


Figura 2-1 - Mapa geoeletrico da região nordeste de Goiás

O plano de obras detalhado encontra-se disponível no anexo 13.1 e envolve investimentos totais da ordem de R\$ 413 milhões, dos quais cerca de R\$ 379 milhões são referentes a ampliações na Rede Básica e cerca de R\$ 34 milhões associados a obras na rede de distribuição local.

A revisão 1 do estudo de atendimento à região Nordeste de Goiás indica a necessidade de reforço na transformação 500/230kV da SE Rio das Éguas para atendimento ao critério N-1 a partir do ano de 2029, considerando a demanda adicional de 170 MW representada pelo acesso dos novos consumidores livres e a atualização das cargas pelas distribuidoras.

No cenário mais crítico avaliado, com patamar de carga máxima noturna atualizado pelas últimas estimativas recebidas das distribuidoras de Goiás e Bahia, a necessidade de reforço aparece nas simulações a partir de 2030, quando é excedida a capacidade de emergência de cada transformador na contingência N-1.

Contudo, essa necessidade é antecipada para 2029, primeiro ano do horizonte, quando são desligadas as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) conectadas à rede de distribuição, de forma que todas as cargas sejam atendidas pela SE Rio das Éguas 230 kV, e avaliada a contingência N-1 da transformação dupla existente. Nessa condição, a capacidade de emergência do transformador remanescente é superada em 13,4%, determinando a instalação de um terceiro banco para assegurar a confiabilidade do sistema.

### 3 RECOMENDAÇÕES

#### 3.1 Recomendações Gerais

- 1) Recomenda-se que seja seguido o plano de investimentos das obras descritas na Tabela 3-1, Tabela 3-2 e Tabela 3-3 a seguir. A representação esquemática da alternativa encontra-se representada na Figura 3-1.

Tabela 3-1 – Plano de Obras Determinativas - Subestações de Rede Básica

Subestação	Tensão (kV)	Descrição	Ano
Rio das Éguas	500 230	3º ATF 500/230/13,8kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2029
laciara 2	230 138	1º e 2º ATF 230/138/13,8kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	2029

Tabela 3-2 - Plano de Obras Determinativas – Linhas de Transmissão

Linha de Transmissão	Descrição	Ano
LT 230 kV laciara 2 – Rio das Éguas, CD	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 62,9 km	2029

Tabela 3-3 - Plano de Obras Determinativas – Linhas de Distribuição

Linha de Distribuição	Descrição	Ano
LT 138 kV laciara 2 – laciara, CD	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 0,75 km	2029

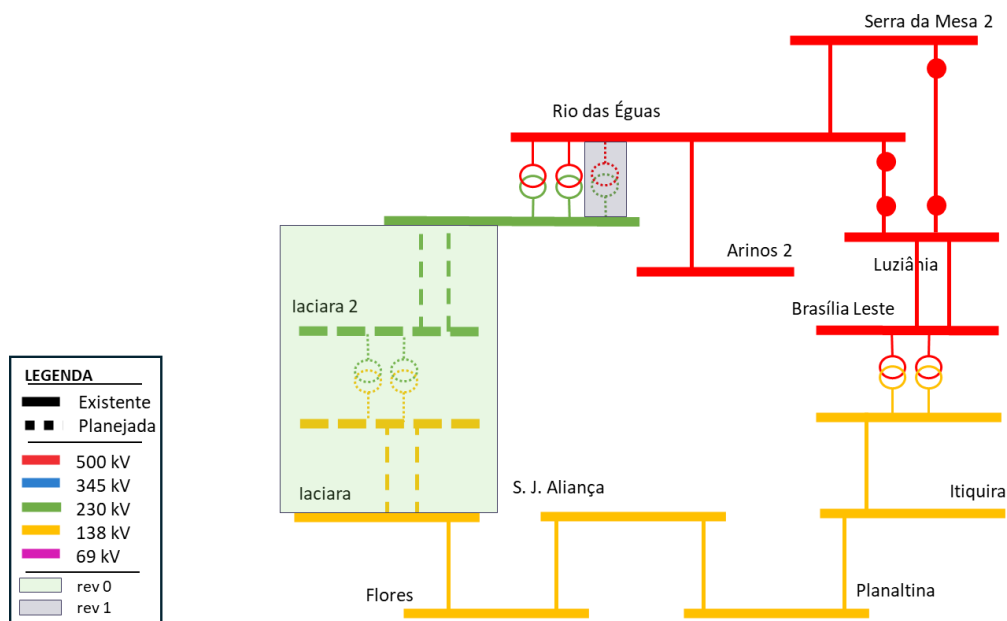


Figura 3-1 - Representação esquemática das obras recomendadas

- 2) Recomenda-se que a distribuidora direcione acessos de geração ou carga, de porte incompatível com sua rede, para o setor 230kV da nova SE Iaciara 2, de forma a evitar o esgotamento precoce da nova subestação de fronteira.
- 3) A SE 230/138 kV Iaciara 2 representa um novo ponto de Rede Básica de Fronteira para atender as regiões que se estendem desde Itiquira até Iaciara, antes atendidos apenas pela SE 500/138kV Brasília Leste. Para que as obras recomendadas neste relatório tenham a efetividade planejada, a rede de distribuição local deverá continuar operando interligada, de forma a atenuar o corte de carga em casos de contingência dupla das LTs de 230 kV CD projetadas. Este assunto foi tema de reunião realizada com a EPE e o ONS, conforme Ata do anexo 13.6 e posteriormente acordado entre EPE e distribuidora.

### 3.2 Recomendações para relatórios R2

Dentre as novas ampliações recomendadas neste documento não foi identificada a necessidade de elaboração de estudos de Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) na fase de planejamento. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o elemento objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores.

### 3.3 Recomendações para relatórios R3 e R5

As avaliações socioambientais referentes às novas instalações de Rede Básica recomendadas neste estudo foram objeto de análise da Nota Técnica EPE-DEA-SMA-NT-012/2018 e deverão ser complementadas através de relatórios R3 e R5.

### 3.4 Recomendações para relatório R4

Recomenda-se a elaboração do Relatório R4 para a SE Rio das Éguas, contemplando a expansão da SE com a LT 230 kV Rio das Éguas - Iaciara 2, C1 e C2, CD.

## 4 PREMISSAS E CRITÉRIOS

---

O sistema elétrico da região nordeste de Goiás é majoritariamente radial, atendido pelas linhas de distribuição de 138kV e 69kV e faz interface com a Rede Básica a partir da SE 500/138kV Brasília Leste. A grande extensão territorial atendida por níveis de tensão da distribuidora propicia a degradação do controle de tensão e, portanto, impossibilita o crescimento do mercado consumidor de energia elétrica.

No relatório [1] foram estudadas alternativas que propiciassem um atendimento adequado a essa região e recomendou a subestação de Rede Básica de Fronteira 230/138 kV Iaciara 2 como a melhor alternativa do ponto de vista técnico e econômico. Essa recomendação foi a premissa adotada para as análises deste Relatório, sendo então, adicionados aos casos de trabalho, os dados atualizados de topologia e previsão de mercado, bem como a demanda de carga reprimida e as usinas conectadas na rede de distribuição. As simulações foram realizadas com base no PD 2032 e as análises consideraram o horizonte de 2029 até 2038.

Neste primeiro momento o escopo das análises não considerou os pedidos de acesso de geradores na região, tendo em vista que nos últimos anos a EPE recomendou diversas obras para fins de escoamento de geração e esgotou a necessidade de atendimento da carga líquida do SIN. Por ora, os geradores devem procurar outros pontos do SIN que disponham de margem para escoamento de seus empreendimentos.

### 4.1 Classificação das Obras

Para o presente estudo, as obras foram classificadas conforme a seguinte distinção:

- Obras determinativas: têm necessidade e benefícios sistêmicos já bem definidos e em um horizonte compatível com os prazos típicos de outorga e construção, de tal forma que devem ter o processo de consolidação iniciado de maneira imediata.
- Obras indicativas: têm necessidade e benefícios sistêmicos já bem definidos, porém em datas posteriores aos prazos típicos de outorga e construção, de tal forma que devem permanecer na cesta de obras do planejamento, aguardando o momento adequado para a consolidação e processo de outorga.
- Obra condicionada: têm benefícios sistêmicos atrelados a fatores externos aos que podem ser definidos no âmbito do estudo de planejamento, como concretização de potenciais de geração, grandes variações de cargas, ou estudos de detalhamento que precisam ser executados posteriormente. Para tais obras, o processo de consolidação só deve ser iniciado após a concretização do fator condicionante.

### 4.2 Mercado

A distribuidora Equatorial Goiás informou as previsões de carga máxima para os cenários dimensionadores, Média Norte Seco e Leve Norte Úmido, conforme Tabela 4-1 e Tabela 4-2.

Ressaltamos que o segundo cenário foi descartado por não representar criticidade para o atendimento a carga.

SUBESTAÇÃO	TENSÃO (KV)	POTÊNCIA (MW)									
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ITIQUEIRA	138	57,68	60,22	62,88	65,65	68,54	71,56	74,71	78,00	81,44	85,02
PLANALTINA	138	31,98	33,19	34,45	35,76	37,12	38,53	40,00	41,52	43,09	44,73
S. J. ALIANÇA	138	24,74	25,76	26,83	27,95	29,11	30,32	31,57	32,89	34,25	35,67
FLORES DE GOIÁS	138	13,67	14,26	14,89	15,54	16,21	16,92	17,66	18,43	19,23	20,07
IACIARA	69	25,34	26,47	27,65	28,89	30,18	31,53	32,94	34,41	35,95	37,56
SÃO DOMINGOS II	69	9,14	9,43	9,73	10,04	10,35	10,68	11,02	11,37	11,73	12,10
ALV. DO NORTE	69	16,64	17,50	18,40	19,35	20,34	21,39	22,49	23,65	24,87	26,15
SÃO DOMINGOS I	69	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74
STA EDWIGES	69	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97	4,97
MAMBAI	69	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
YRINA	138	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85

Tabela 4-1 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, cenário Média Norte Seco

SUBESTAÇÃO	TENSÃO (KV)	POTÊNCIA (MW)									
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ITIQUEIRA	138	23,97	25,02	26,12	27,28	28,48	29,73	31,04	32,41	33,84	35,33
PLANALTINA	138	16,25	16,87	17,51	18,17	18,86	19,58	20,33	21,10	21,90	22,73
S. J. ALIANÇA	138	2,86	2,98	3,10	3,23	3,37	3,51	3,65	3,80	3,96	4,13
FLORES DE GOIÁS	138	5,01	5,23	5,45	5,69	5,94	6,20	6,47	6,75	7,04	7,35
IACIARA	69	8,91	9,31	9,72	10,16	10,61	11,09	11,58	12,10	12,64	13,20
SÃO DOMINGOS II	69	3,45	3,56	3,67	3,79	3,91	4,03	4,16	4,29	4,43	4,57
ALV. DO NORTE	69	5,88	6,18	6,50	6,83	7,18	7,55	7,94	8,35	8,78	9,24
SÃO DOMINGOS I	69	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80
STA EDWIGES	69	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13
MAMBAI	69	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85	11,85
YRINA	138	27,54	27,54	27,54	27,54	27,54	27,54	27,54	27,54	27,54	27,54

Tabela 4-2 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, cenário Leve Norte Úmido

Complementar aos dados do mercado cativo da distribuidora, a Equatorial Goiás enviou os montantes de demanda de carga reprimida, separados por barramento, conforme \* Conforme descrito no parágrafo anterior e na seção 1, para a revisão do presente relatório, o projeto Carina será atendido através da rede 230kV local, de tal forma que a demanda indicada na tabela foi ajustada na revisão 1 para evitar dupla contagem

Tabela 4-3. Destaca-se o projeto Carina, da empresa ACLARA RESOURCES MINERAÇÃO, pelo seu montante expressivo de carga a ser atendida. A empresa havia solicitado acesso à rede de distribuição na subestação 138kV Iaciara para o atendimento a carga de 60 MW. Contudo, conforme portaria 20252977/SNTEP/MME [3], o projeto Carina será atendido pela Rede Básica, com acesso na SE 230kV Rio das Éguas e carga prevista de 50 MW.

SUBESTAÇÃO	TENSÃO (KV)	POTÊNCIA (MW)
ALVORADA DO NORTE	69	17,72
FLORES DE GOIAS	138	0,26
IACIARA	138	63,68*
ITIQUIRA	138	3,65
PLANALTINA	138	2,15
SAO DOMINGOS	138	2,60
SAO JOAO DE ALIANCA	138	0,58
	Total Geral	90,64

\* Conforme descrito no parágrafo anterior e na seção 1, para a revisão do presente relatório, o projeto Carina será atendido através da rede 230kV local, de tal forma que a demanda indicada na tabela foi ajustada na revisão 1 para evitar dupla contagem

**Tabela 4-3 - Demanda reprimida por barramento, patamar de carga Média Norte Seco**

### 4.3 Geração

Os casos de trabalho foram atualizados quanto as usinas hidráulicas conectadas na rede de distribuição na região de interesse, conforme Tabela 4-4, fornecida pela distribuidora Equatorial Goiás.

Gerador	Demanda Contratada (MW)	Capacidade Total na Barra (MW)	Despacho Mínimo (MW)
SANTA EDWIGES 3 (RIALMA 3)	11,6		
SANTA EDWIGES 2 (RIALMA)	12,1	35,7	4,97
RIACHÃO	12		
PCH MAMBAÍ II	12	12	2,5
PCH SÃO DOMINGOS II	24		
PCH GALHEIROS	11,55	35,55	13,85
UHE SÃO DOMINGOS	12	12	6,74

**Tabela 4-4 - Lista de geradores conectados na rede de distribuição**

Os valores de despacho dessas usinas foram definidos pelos dados da distribuidora Equatorial Goiás que considerou as medições de potência ativa injetada na rede de distribuição, compreendidas no período entre julho de 2023 e junho de 2024. De forma conservadora, foi definido o despacho que representasse o desempenho crítico no sistema, isso é, a situação de maior carga e geração reduzida (Carga com percentil 95% e Geração com percentil 5%).

## 4.4 Limites e Condições Operativas

### 4.4.1 Tensão

Os limites de tensão considerados para avaliação do desempenho das alternativas estão em conformidade com [7].

#### 4.4.2 Carregamento

Os limites dos equipamentos existentes da Rede Básica estão de acordo com o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) e dados de limites operacionais do MPO.

Para novas linhas de transmissão, buscou-se seguir os parâmetros e abordagens recomendadas em [5], que, em síntese, estabelecem para cada alternativa de expansão com linhas de transmissão aéreas, parâmetros elétricos e capacidades de transmissão a serem utilizados nos estudos.

#### 4.4.3 Intercâmbio

Os níveis de intercâmbios regionais praticados nos casos de trabalho foram definidos de forma a expressar os cenários com fluxo de potência mais críticos para a área de interesse.

Dentre os patamares de carga que ocorrem durante o período do norte seco, o maior fluxo nas linhas de transmissão que interligam os submercados Nordeste-Sudeste e Nordeste-Centro-Oeste ocorrem no patamar de carga média.

Tabela 4-5 – Intercâmbio no cenário norte seco, ano 2029

<b>Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)</b>		
SE/CO - > SUL	12147,3	MW
N/NE-> SE/CO	21277,2	MW
EXP_N	-3870,4	MW
EXP_NE	25147,6	MW

#### 4.4.4 Parâmetros Econômicos

As comparações econômicas entre alternativas já foram realizadas e apresentadas no relatório [1], portanto não houve necessidade de comparação econômica de alternativas nesse Relatório.

## 5 CARACTERIZAÇÃO DO CENÁRIO

O estudo foi realizado com base no cenário Norte Seco, patamar de carga média, pois apresenta as condições mais críticas para o atendimento do mercado consumidor local. A Tabela 5-1 resume os despachos realizados nas usinas conectadas ao SIN, separados por tipo de fonte.

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 20 Paranaíba = 30
PCH	TO/Araguaia e Paranaíba = 20
EOL	70
UFV	80
BIO	100
UTE	Ordem de mérito

Tabela 5-1 - Despacho das usinas por fonte

O despacho de geração do cenário dimensionador foi definido com base na criticidade dos fluxos na região de interesse. Os despachos das bacias hidrográficas no cenário Norte Seco, patamar de carga média, estão detalhados na Tabela 5-2.

UHE	Bacia Hidrográfica									
	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1 - Jacuí(RS)	30%	35%	40%	40%	45%	50%	50%	50%	60%	60%
2 - Uruguai(SC)(RS)	35%	40%	45%	45%	45%	50%	50%	50%	60%	60%
3 - Itajaí-Capivari(SC)	40%	40%	40%	40%	45%	50%	50%	50%	60%	60%
4 - Iguaçú(PR)(SC)	30%	35%	40%	40%	45%	50%	50%	50%	60%	60%
5 - Paraná(MS)(SP)(PR)	49%	43%	47%	69%	50%	54%	62%	53%	50%	60%
6 - Paranapanema(SP)(PR)	40%	40%	40%	40%	50%	51%	56%	59%	60%	60%
7 - Tietê(SP)	40%	40%	40%	40%	50%	52%	56%	59%	55%	60%
8 - Grande (MG)(SP)	40%	40%	40%	40%	50%	51%	56%	55%	50%	55%
9 - Paranaíba (MG)(GO)	30%	31%	31%	31%	40%	40%	40%	42%	45%	50%
10 - Paraíba do Sul (SP)(MG)(RJ)	30%	30%	30%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
11 - Paraguai(MT)(MS)	47%	48%	48%	48%	50%	51%	56%	65%	63%	68%
12 - Doce-Mucuri (MG)(ES)	49%	50%	50%	50%	52%	53%	58%	65%	65%	69%
13 - Atlântico Leste (MG)(BA)	47%	48%	48%	48%	50%	51%	56%	65%	63%	68%
14 - São Francisco (MG)(BA)(AL)(PE)	41%	41%	41%	41%	36%	36%	40%	66%	61%	71%
15 - Parnaíba (PI)	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	49%	49%	49%
16 - Tocantins-Araguaia(GO)(TO)(PA)	24%	25%	25%	25%	28%	32%	33%	37%	37%	39%
17 - Teles Pires-Juruena(MT)(PA)	21%	21%	21%	21%	26%	30%	32%	35%	36%	38%
18 - Madeira(RO)(AM)	27%	29%	30%	30%	30%	31%	32%	36%	37%	39%
19 - Amazonas (AM)(PA)(AP)	23%	24%	28%	25%	28%	33%	33%	37%	36%	34%
20 - Araguari (AP)	50%	50%	60%	60%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
21 - Atlântico NE Oriental (CE)(RN)(PB)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
22 - Atlântico NE Ocidental (MA)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
23 - Itaipu 60 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%
24 - Itaipu 50 Hz (PR) (Bacia do Paraná)	83%	98%	88%	91%	93%	82%	85%	88%	91%	94%
25 - Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%

Tabela 5-2 - Despachos das bacias hidrográficas

## 6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA ELÉTRICO DA REGIÃO

---

### 6.1 Sistema Elétrico de Interesse

O sistema elétrico que atende ao mercado consumidor da região nordeste de Goiás é formado por linhas de distribuição, em formação radial, que se estende desde a subestação 500/138kV Brasília Leste, no Distrito Federal, até a subestação 138kV Iaciara, próximo da divisa com a Bahia, conforme mostrado no item 2. Atualmente, toda essa região é atendida por uma única Rede Básica de Fronteira, a subestação 500/138kV Brasília Leste.

Conforme \* Conforme descrito no parágrafo anterior e na seção 1, para a revisão do presente relatório, o projeto Carina será atendido através da rede 230kV local, de tal forma que a demanda indicada na tabela foi ajustada na revisão 1 para evitar dupla contagem

Tabela 4-3, a demanda total de carga reprimida apontada pela distribuidora é de 90,64 MW, dentre os quais o projeto Carina representa 60 MW, inicialmente previsto para se conectar na subestação 138kV Iaciara, mas redirecionado para conexão direta à Rede Básica na subestação 230kV Rio das Éguas, conforme [3].

Inicialmente, realizou-se uma análise de sensibilidade considerando apenas a atualização da topologia e da previsão de cargas, sem a demanda de carga reprimida declarada pela distribuidora. Foram observados problemas no controle de tensão a partir de 2034. Na análise seguinte, considerando o aumento de carga na barra de Iaciara, percebe-se que o aumento de 15 MW antecipa os problemas de subtensão para 2029, ano inicial do estudo.

Podemos concluir que o atual sistema elétrico da distribuidora local não consegue atender a pedidos de conexão de novos consumidores ou aumento de carga de consumidores já existentes, mesmo se não considerarmos a concretização do projeto Carina.

O gráfico da Figura 6-1 ilustra o comportamento da tensão, diante do aumento de carga, para as subestações 138 kV Iaciara, São João da Aliança e Flores de Goiás, evidenciando uma grande degradação do perfil de tensão para cada MW a ser atendido pela rede da distribuidora. Cabe ressaltar que além das subtensões nas barras de Iaciara, Flores de Goiás e São João da Aliança, também foram encontradas sobrecargas no trecho da LD 138 kV entre o Tape de Sobradinho e Planaltina.

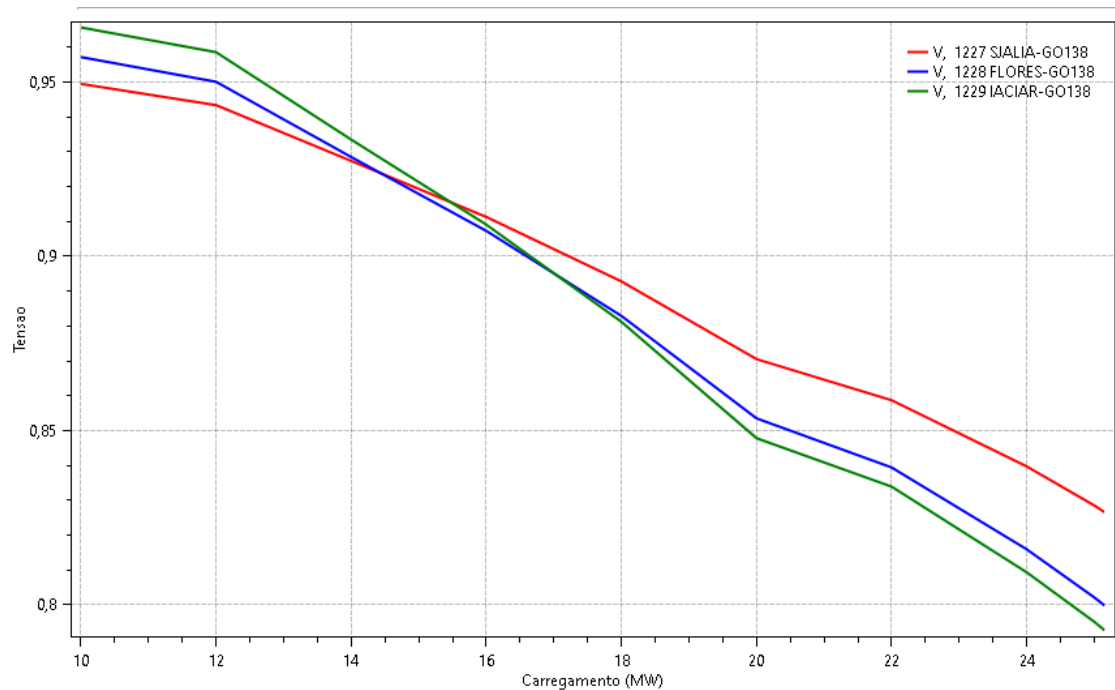


Figura 6-1 - Representação gráfica da queda de tensão com o crescimento da carga

O gráfico da Figura 6-2 ilustra aproximadamente o montante de compensação reativa variável necessário para evitar a degradação do perfil de tensões do sistema para atendimento a novas cargas.

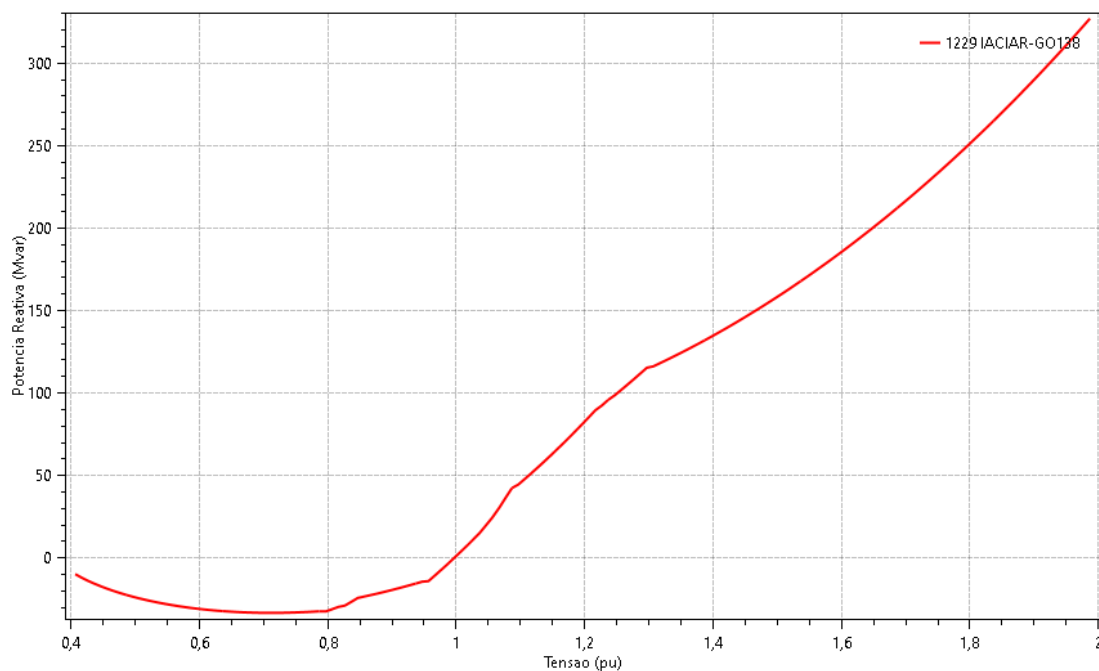


Figura 6-2 - Representação gráfica da queda de tensão com o crescimento da carga

## 6.2 Diagnóstico da Revisão 1 – Após consolidação de acessos na SE Rio das Éguas

A indicação da implantação da nova subestação 230kV Jaciara 2 a partir de 2029 é o principal reforço estrutural na região, oferecendo nova fronteira para atendimento da demanda reprimida apresentada pela distribuidora Equatorial Goiás ao longo do horizonte de estudo através da conexão à Rede Básica 500kV mais próxima, no estado da Bahia, criando uma alternativa de alimentação bem mais robusta para o sistema elétrico do Nordeste de Goiás, conforme diagnóstico realizado na revisão anterior e solução detalhada no capítulo 7.

Entretanto, com a consolidação dos acessos dos novos consumidores livres Usina Farol II (120 MW) e Projeto Carina (50 MW) na Rede Básica através da subestação 230kV Rio das Éguas, foi identificada a necessidade de reavaliar a modularização 500/230kV dessa subestação, em especial para atendimento ao critério de operação em contingência N-1 da transformação.

Inicialmente, foi avaliado o carregamento em emergência do transformador T1 da subestação no cenário considerado mais crítico na revisão anterior, Norte Seco e condições de geração do Plano Decenal 2033, com patamar de carga média, apresentadas anteriormente no relatório. Essa avaliação aponta a necessidade de reforço na capacidade da transformação 500/230kV da SE Rio das Éguas a partir de 2035, conforme apresentado na figura 6-3.

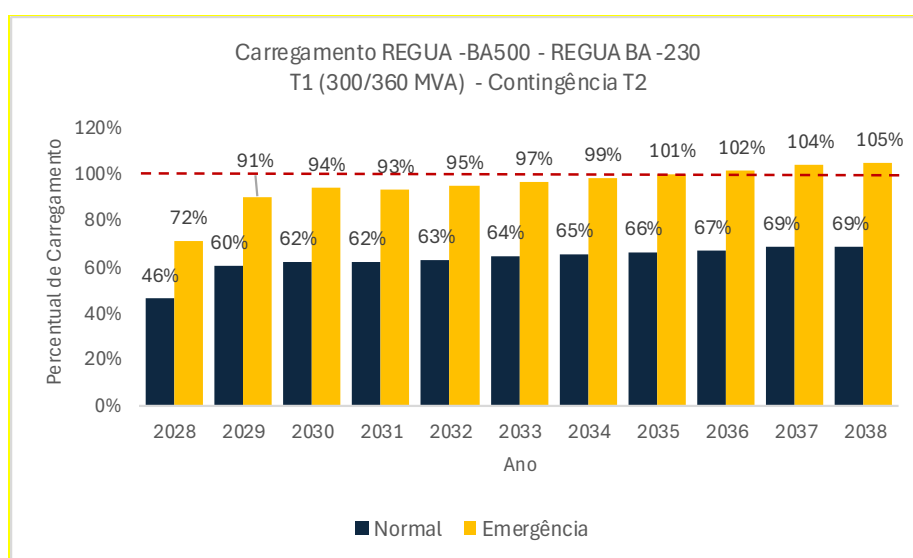


Figura 6-3 - Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Rio das Éguas

A necessidade é antecipada para 2032 quando desligadas as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) da rede de distribuição local, em especial São Domingos II, despachada com 50% da potência instalada no caso em estudo, conforme apresentado na figura 6-4.

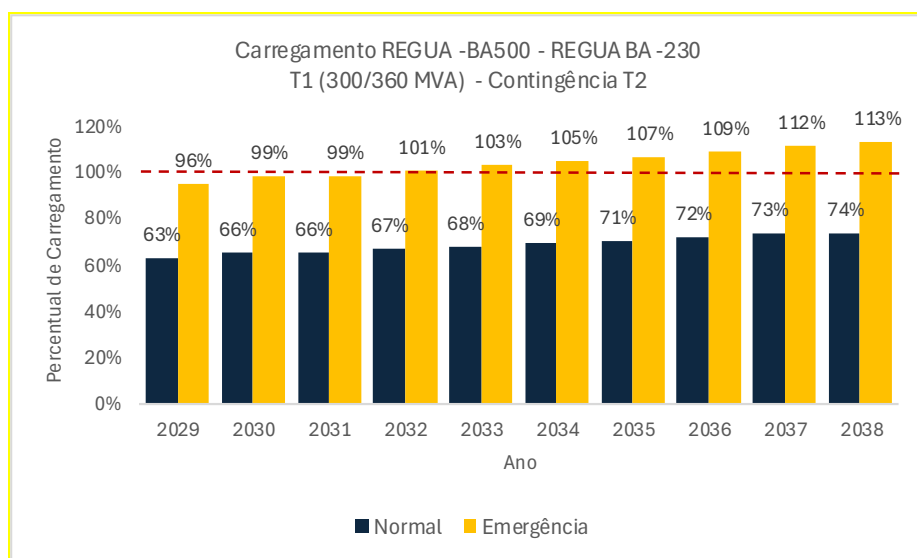


Figura 6-4 - Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Rio das Águas sem PCH

Em seguida buscou-se avaliar as condições de carregamento em emergência do transformador T1 da subestação num cenário atualizado dentro do horizonte de análise, considerando Norte Seco e condições de geração do PDE 2034. Como já havia sido recebida da distribuidora Equatorial Goiás as estimativas de carga para elaboração do PDE 2035, as mesmas foram atualizadas no caso, conforme tabelas 6-1, 6-2, 6-3 e 6-4.

Tabela 6-1 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, patamar Máxima Noturna

SUBESTAÇÃO	TENSÃO (KV)	POTÊNCIA (MVA)										
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
ITIQUIRA	138	57,36	58,73	60,10	61,53	62,99	64,72	66,37	68,02	69,79	71,66	73,44
PLANALTINA	138	82,91	84,99	87,08	89,25	91,47	93,98	96,43	98,91	101,53	104,27	106,95
S. J. ALIANÇA	138	29,39	30,13	30,89	31,67	32,47	33,39	34,28	35,18	36,14	37,14	38,12
FLORES DE GOIÁS	138	13,01	13,35	13,70	14,06	14,44	14,85	15,26	15,67	16,10	16,56	17,01
IACIARA	138	44,92	46,12	47,33	48,59	49,87	51,29	52,69	54,12	55,62	57,18	58,73

Tabela 6-2 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, patamar Mínima Noturna

SUBESTAÇÃO	TENSÃO (KV)	POTÊNCIA (MVA)										
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
ITIQUIRA	138	22,72	23,65	23,31	25,32	26,17	27,02	28,07	28,88	29,70	30,61	31,47
PLANALTINA	138	31,22	32,43	32,37	34,67	35,82	36,98	38,35	39,49	40,66	41,92	43,13
S. J. ALIANÇA	138	5,72	5,93	5,99	6,34	6,56	6,77	7,02	7,24	7,46	7,70	7,94
FLORES DE GOIÁS	138	5,17	5,36	5,43	5,72	5,90	6,09	6,31	6,50	6,70	6,91	7,12
IACIARA	138	17,73	18,36	18,60	19,61	20,25	20,91	21,65	22,31	23,00	23,72	24,45

Tabela 6-3 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, patamar Máxima Diurna

SUBESTAÇÃO	TENSÃO (KV)	POTÊNCIA (MVA)										
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
ITIQUEIRA	138	56,72	58,35	60,02	61,74	63,51	65,34	67,21	69,14	71,12	73,16	75,26
PLANALTINA	138	73,58	75,69	77,86	80,10	82,40	84,76	87,19	89,69	92,27	94,91	97,64
S. J. ALIANÇA	138	26,10	26,85	27,62	28,41	29,23	30,07	30,93	31,82	32,73	33,67	34,64
FLORES DE GOIÁS	138	10,93	11,24	11,56	11,89	12,24	12,59	12,95	13,32	13,70	14,09	14,50
IACIARA	138	40,99	42,17	43,38	44,62	45,90	47,22	48,57	49,97	51,40	52,87	54,39

Tabela 6-4 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, patamar Mínima Diurna

SUBESTAÇÃO	TENSÃO (KV)	POTÊNCIA (MVA)										
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
ITIQUEIRA	138	50,47	51,98	57,01	55,12	56,77	58,46	60,21	62,00	63,85	65,76	67,72
PLANALTINA	138	63,79	65,70	71,53	69,68	71,75	73,90	76,10	78,37	80,71	83,12	85,60
S. J. ALIANÇA	138	9,05	9,32	10,23	9,90	10,20	10,50	10,82	11,15	11,48	11,83	12,19
FLORES DE GOIÁS	138	8,23	8,47	9,19	8,98	9,25	9,52	9,80	10,09	10,39	10,70	11,02
IACIARA	138	33,62	34,63	37,12	36,74	37,85	38,99	40,16	41,37	42,62	43,90	45,22

Como parte relevante da potência injetada no barramento 230kV da subestação Rio das Éguas alimenta a subestação 230kV Rio Formoso, foram também atualizadas no caso as estimativas de carga recebidas da distribuidora Neoenergia Bahia, cabendo destacar a subestação Rio Formoso 138 kV, apresentada nas tabelas 6-5, 6-6, 6-7 e 6-8.

Tabela 6-5 - Previsão de carga na subestação 138 kV Formoso na Bahia, patamar Máxima Noturna

SUBESTAÇÃO	TENSÃO (KV)	POTÊNCIA (MVA)										
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
RIO FORMOSO	138	230,25	240,54	245,20	251,82	258,52	265,42	272,49	279,84	287,37	295,06	302,90

Tabela 6-6 - Previsão de carga na subestação 138 kV Formoso na Bahia, patamar Mínima Noturna

SUBESTAÇÃO	TENSÃO (KV)	POTÊNCIA (MVA)										
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
RIO FORMOSO	138	211,17	214,28	219,79	225,73	231,73	237,92	244,26	250,85	257,60	264,49	271,52

Tabela 6-7 - Previsão de carga na subestação 138 kV Formoso na Bahia, patamar Máxima Diurna

SUBESTAÇÃO	TENSÃO (KV)	POTÊNCIA (MVA)										
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
RIO FORMOSO	138	248,36	252,37	261,71	268,79	275,93	283,30	290,85	298,69	306,73	314,93	323,30

Tabela 6-8 - Previsão de carga na subestação 138 kV Formoso na Bahia, patamar Mínima Diurna

SUBESTAÇÃO	TENSÃO (KV)	POTÊNCIA (MVA)										
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
RIO FORMOSO	138	118,36	119,82	122,62	125,93	129,28	132,73	136,27	139,94	143,71	147,55	151,47

Assim, as simulações apontaram como cenário atualizado mais crítico em geral o Norte Seco, com patamar de **carga máxima noturna**, no qual foi avaliado o carregamento em emergência do transformador T1, sendo descartados os outros três patamares de carga avaliados por representarem condições mais favoráveis para o elemento em análise. A nova avaliação utilizando esse cenário aponta necessidade de reforço na capacidade da transformação 500/230kV da SE Rio das Éguas a partir de 2030, uma vez que o transformador atinge 103,7% de sua capacidade de emergência nas simulações, conforme apresentado na figura 6-5.

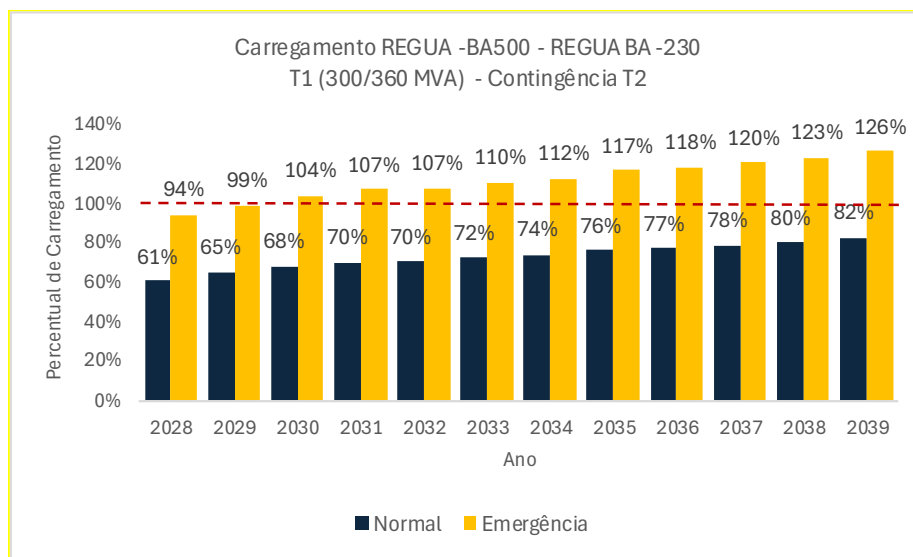


Figura 6-5 - Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Rio das Éguas no cenário atualizado

Essa necessidade é novamente antecipada para 2029, com o transformador atingindo 113,4% da sua capacidade de emergência caso sejam desligadas as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) na vizinhança da rede de distribuição local, despachadas com 70% da potência instalada no caso em estudo, conforme apresentado na figura 6-6.

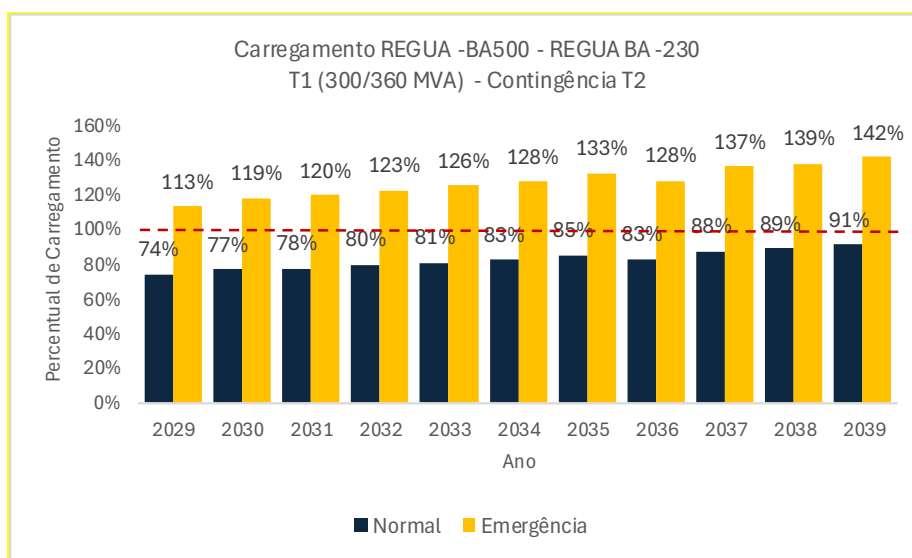


Figura 6-6- Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Rio das Éguas no cenário atualizado sem PCH

Considerando que, para as cargas da distribuidora Neoenergia Bahia o cenário de carga mais crítico para a subestação 138kV Rio Formoso é o patamar de máxima diurna, foi feita uma análise de sensibilidade considerando o critério N-1 para essa estimativa de carga, com o transformador T1



considerados válidos os descritos na presente seção, decorrentes das atualizações realizadas nesta última revisão.

## 7 DESEMPENHO ELÉTRICO COM AS OBRAS DE REDE BÁSICA

A nova subestação 230/138 kV Iaciara 2 é um importante reforço estrutural para o sistema elétrico que atende a região nordeste do estado de Goiás, estabelecendo mais um ponto de interface com a Rede Básica, sendo composta por 2 autotransformadores com capacidade nominal de 150 MVA (3x50 MVA) cada e se conecta a subestação 500/230 kV Rio das Éguas através de dois circuitos em 230 kV, conforme Figura 7-1. Ressalta-se que a nova subestação 230/138 kV Iaciara 2 se conecta na outra extremidade do sistema radial da rede 138kV, em oposição a subestação de Fronteira 500/138 kV Brasília Leste.

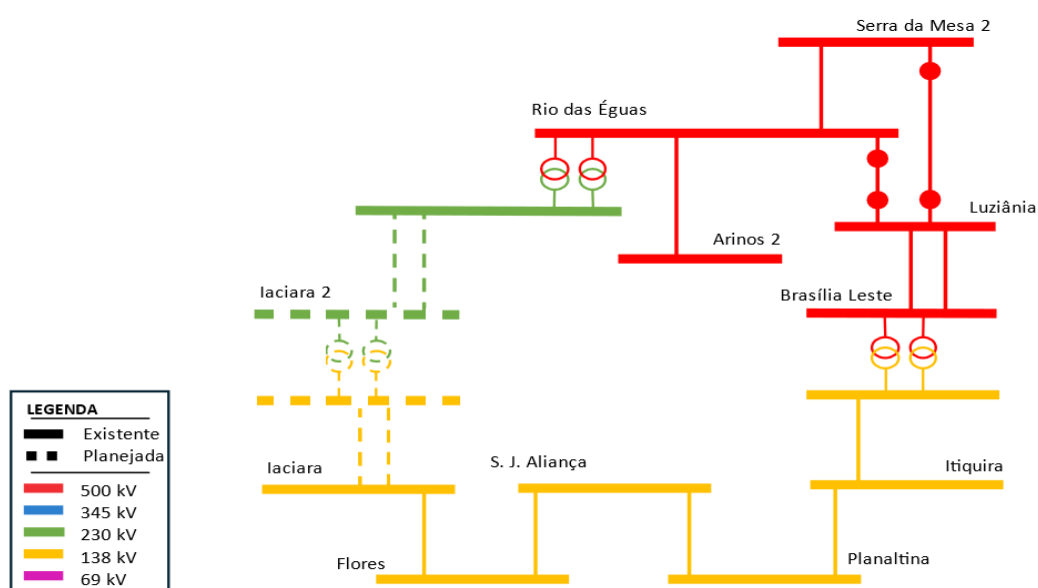


Figura 7-1 - Representação esquemática das obras recomendadas

As simulações levaram em consideração o critério N-1, para os elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, e o critério N, para rede de distribuição da região sob análise. A Tabela 7-1 – apresenta a lista das contingências mais relevantes para este estudo.

Lista de Contingência	Tensão (kV)
T1 Iaciara 2	230/138
T2 Iaciara 2	230/138
T1 Brasília Leste	500/138
T2 Brasília Leste	500/138
T1 Rio das Éguas	500/230
T2 Rio das Éguas	500/230
R. Éguas - Iaciara 2, C1	230
R. Éguas - Iaciara 2, C2	230

Tabela 7-1 – Lista das Contingência realizadas

A Figura 7-2, Figura 7-3 e Figura 7-4 mostram os gráficos de carregamento dos transformadores ao longo dos anos analisados, em regime normal e na perda da unidade paralela. Observa-se na figura 7-2 que a modulação definida inicialmente no relatório [1], ou seja, 2 autotransformadores monofásicos com capacidade de longa e curta duração, 150/ 180 MVA respectivamente, se mostraram adequados para o pleno atendimento de todo montante de carga reprimida, incluindo o projeto Carina (60 MW), apontado pela distribuidora Equatorial Goiás até 2038.

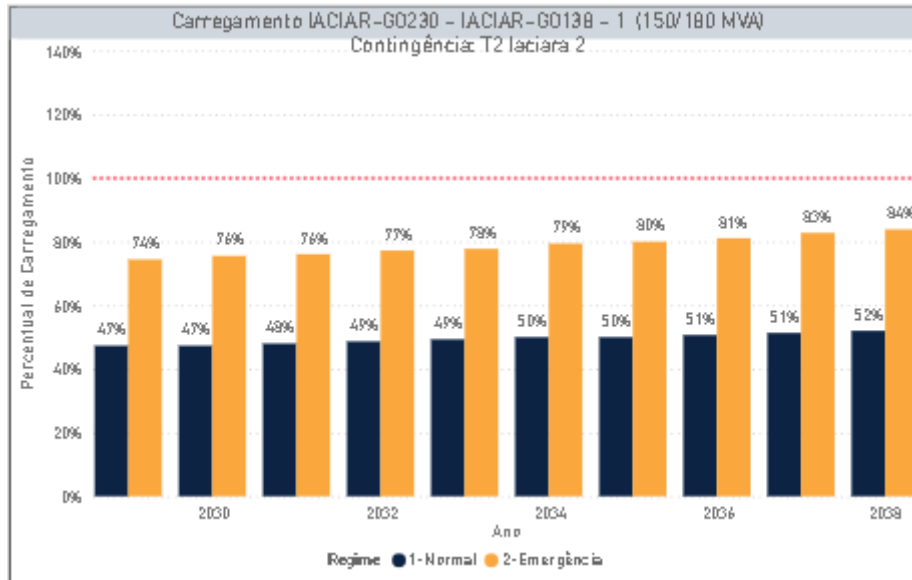


Figura 7-2 - Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Iaciara 2

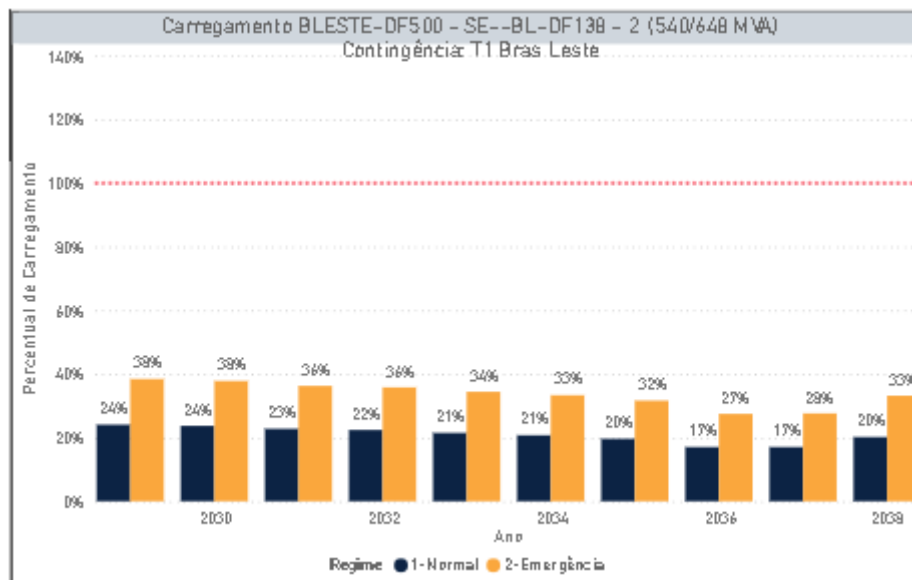


Figura 7-3 - Representação gráfica do carregamento dos transformadores da SE Bras. Leste, T2

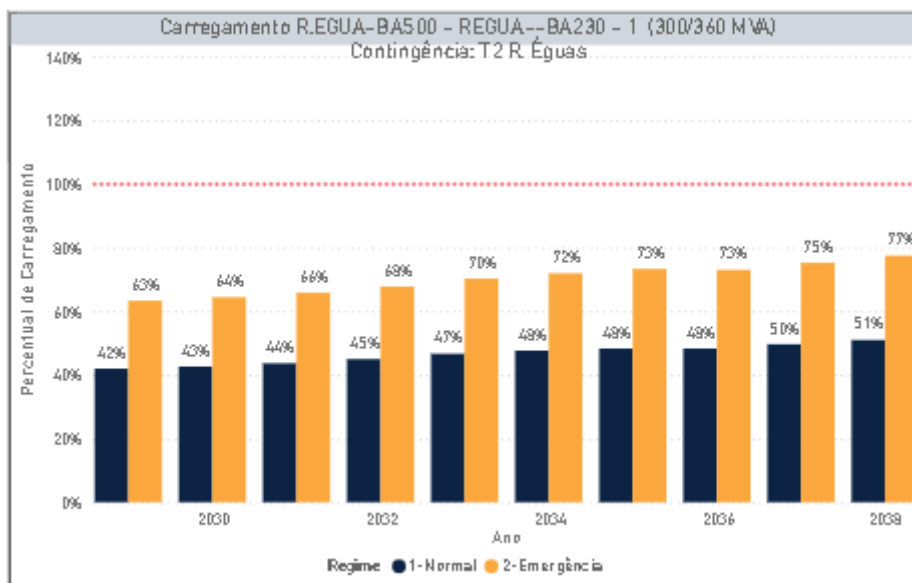


Figura 7-4 - Representação gráfica do carregamento dos transformadores da SE Rio das Éguas, T1

A Figura 7-5 mostra o carregamento da LT 230kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1, em regime normal e durante a contingência do circuito paralelo.

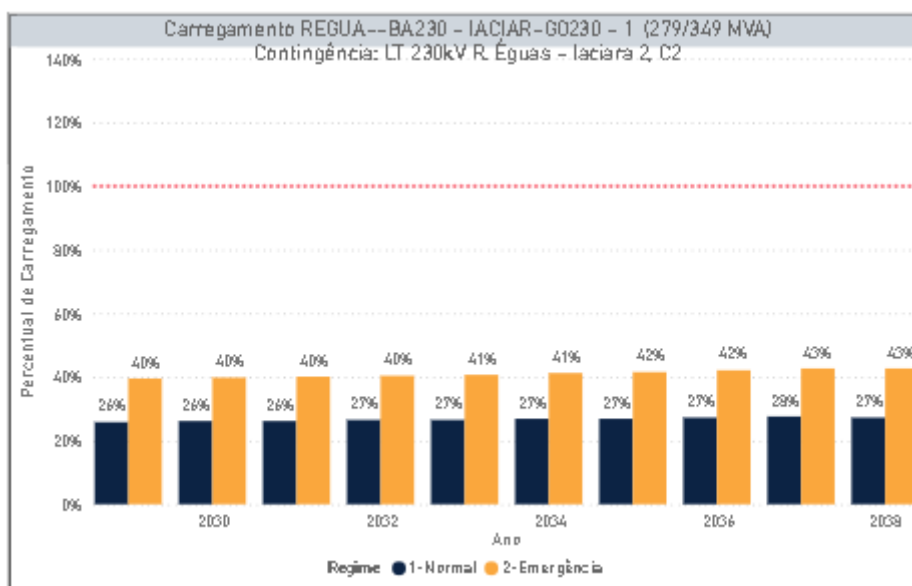
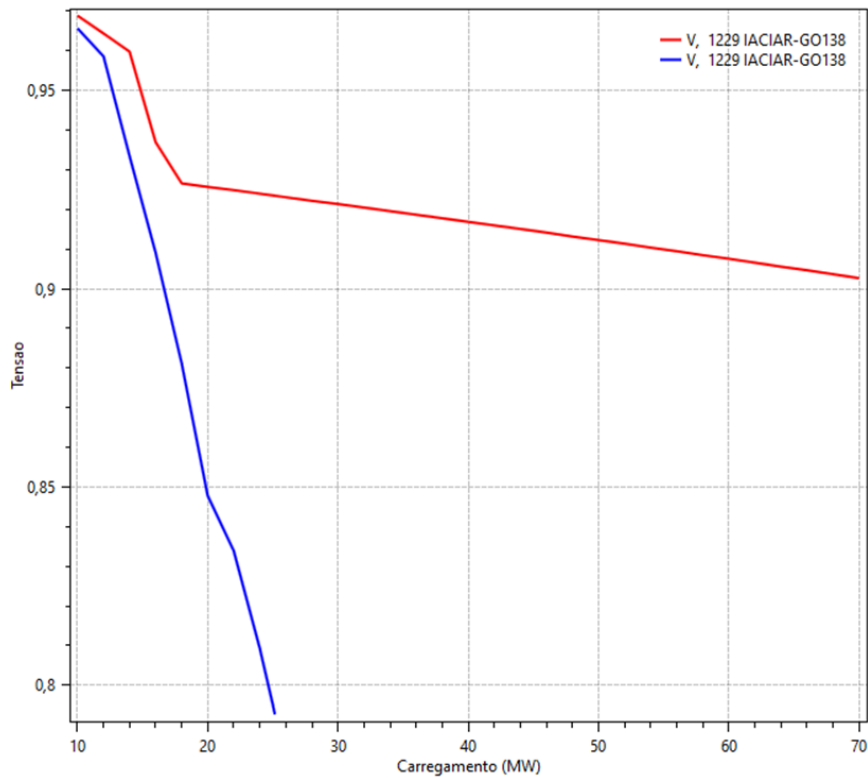


Figura 7-5 - Representação gráfica do carregamento da LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1

Com a entrada em operação das obras de Rede Básica, podemos observar a melhora no perfil de tensão no gráfico da Figura 6-1. Através desse comparativo percebe-se que o comportamento da tensão sofre variações menores diante do aumento de carga.



**Figura 7-6 - Comparação gráfica da queda de tensão com o crescimento da carga, a linha vermelha representa a condição da rede elétrica após a implantação da SE 230/138kV Iaciara 2**

Por fim, tendo em vista que a LT 230kV Rio das Águas – Iaciara 2, C1 e C2, CD, se enquadra nos critérios de perda dupla, foram realizadas análises de sensibilidade para verificar as condições operativas da rede elétrica local no caso da perda dupla das LTs 230kV Rio das Águas – Iaciara 2, C1 e C2. Nessa situação, com a perda intempestiva no novo ponto de fronteira, todo o sistema elétrico local voltaria a ser atendido apenas pela subestação de Rede Básica de Fronteira 500/138 kV Brasília Leste.

Não são antevistos problemas ou necessidade de reforços complementares uma vez que um SEP para corte controlado de carga será eficaz para resguardar o sistema, em consonância com o disposto nos procedimentos de rede, e conforme discutido com o Operador no item 13.6.

Verificou-se que, durante a contingência dupla das linhas de transmissão citadas, 28% da carga prevista para 2030 deveria ser cortada de modo a evitar o colapso de tensão, esse valor corresponde a cerca de 60 MW. A mesma análise foi realizada em 2038, constatando-se que o montante de carga a ser cortada seria de 96 MW, o que corresponde a 37,5% do total previsto para o final do horizonte.

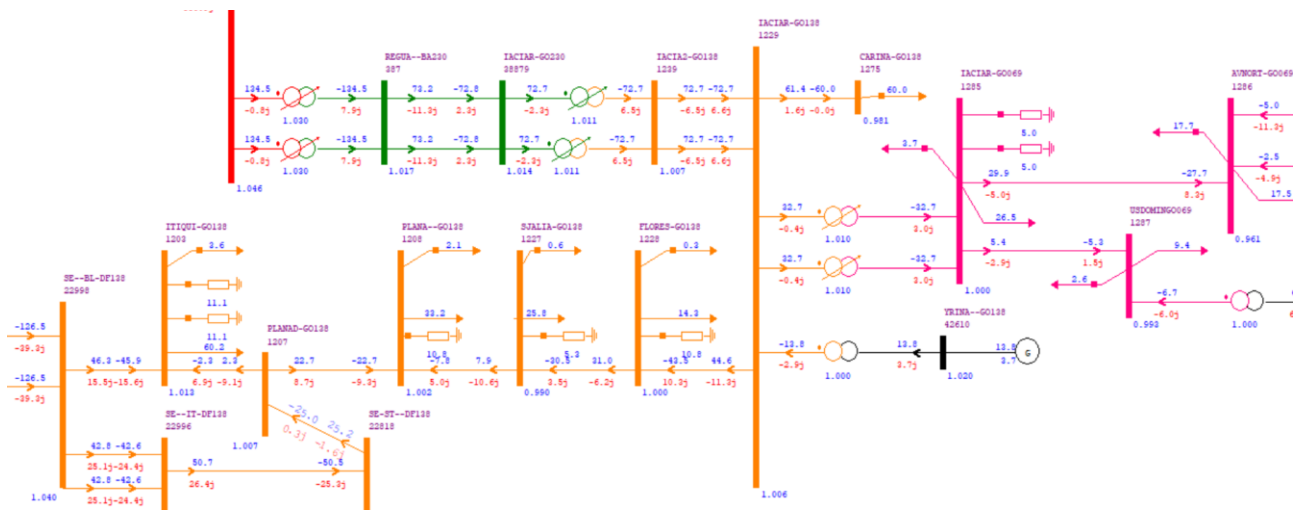


Figura 7-7 - Sistema Pré-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, Ano 2030

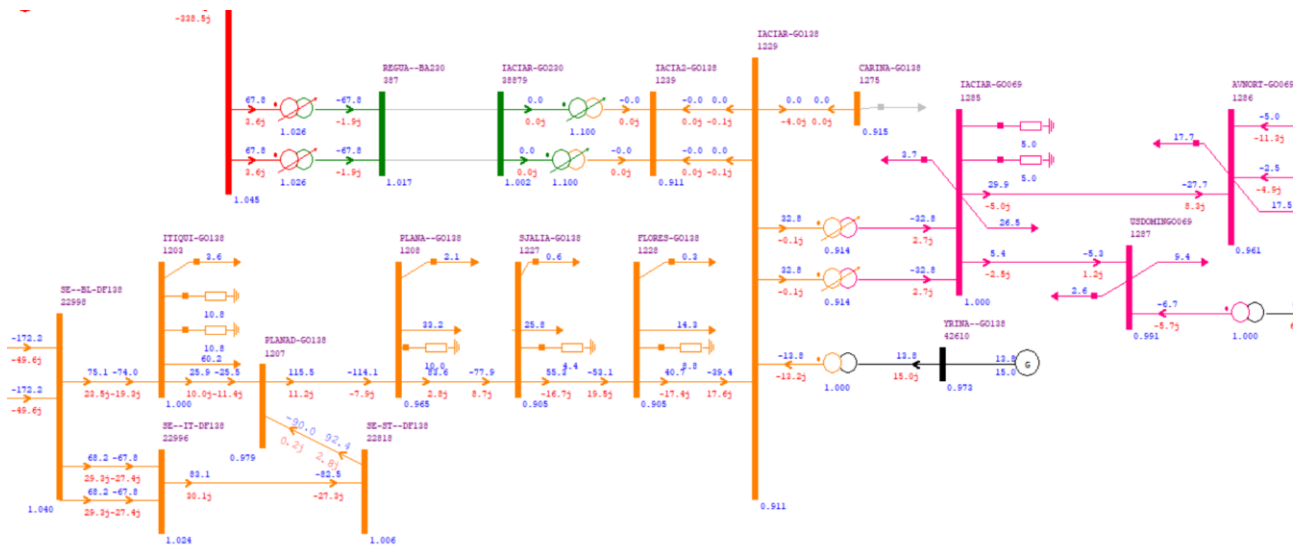


Figura 7-8 - Sistema Pós-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, com corte de carga na SE Carina, cerca de 28% do total da região, Ano 2030

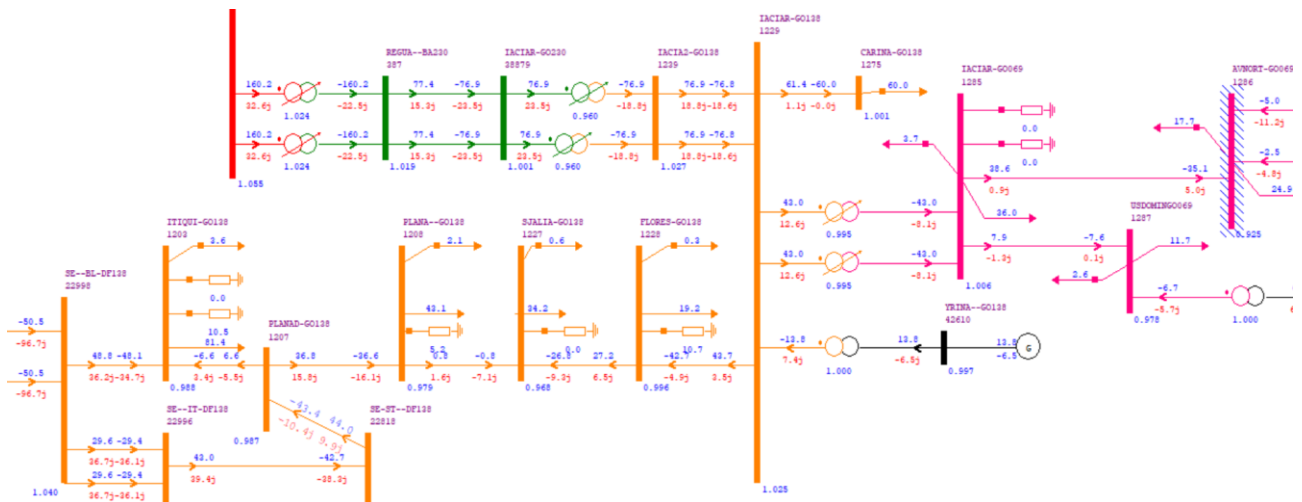


Figura 7-9 - Sistema Pré-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, Ano 2038

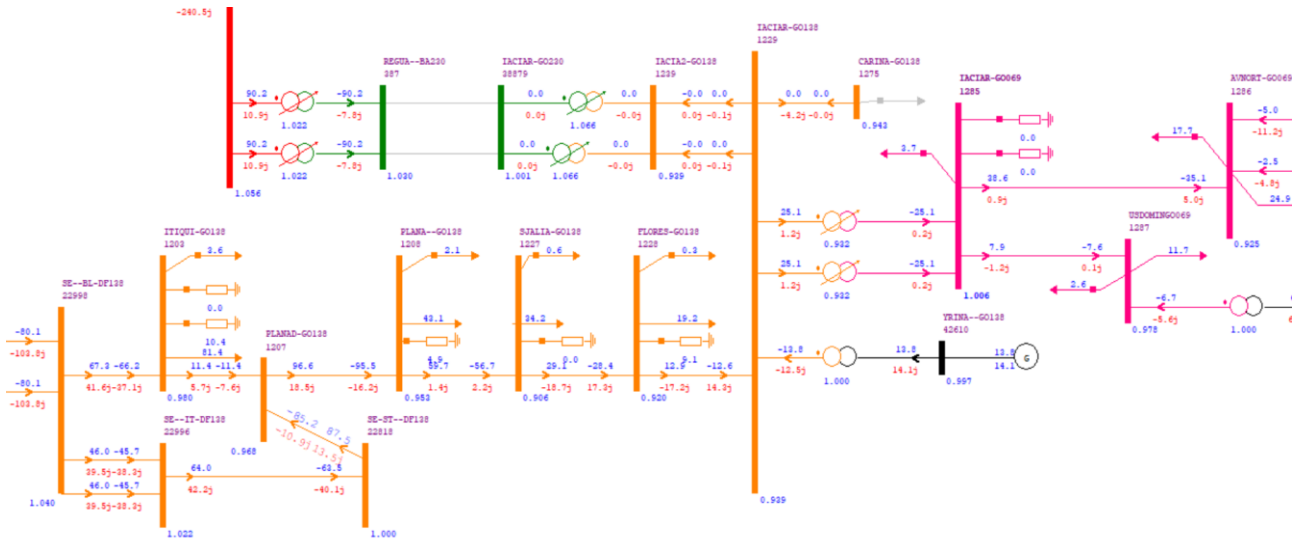


Figura 7-10 - Sistema Pós-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, com corte de carga nas SEs Carina e Iaciara, cerca de 37,5% do total da região, Ano 2038

## 8 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das novas Linhas de Transmissão (LT) e Distribuição (LD) aéreas listadas abaixo:

- LT 230 kV Rio das Águas – Iaciara 2, C1 e C2, em Circuito Duplo (CD), de cerca de 65 km de comprimento;
- LD 138 kV Iaciara 2 – Iaciara, C1 e C2, em CD, de cerca de 2 km de comprimento.

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [8].

### 8.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 8-1. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada na estação de medição localizada em Posse/GO [9].

Tabela 8-1 - Dados do ambiente

<b>Temperatura do ar [°C]</b>	33
<b>Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]</b>	1
<b>Radiação solar [W/m<sup>2</sup>]</b>	1000
<b>Altitude média [m]</b>	735
<b>Altitude máxima [m]</b>	1015
<b>DRA<sup>1</sup> [p.u.]</b>	0,88
<b>Vento p/ balanço (50 anos, 30 s, 10 m) [km/h]</b>	120

<sup>(1)</sup> Densidade Relativa do Ar adotada para verificação de efeito corona visual.

Na Tabela 8-2 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos e fatores de perdas utilizados estão apresentados na

Tabela 8-3. Já a Tabela 8-4 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme resultados apresentados no capítulo 7.

Tabela 8-2 - Dados para avaliação econômica

<b>Custo das perdas de energia [R\$/MWh]</b>	218,31
<b>Período [anos]</b>	30
<b>Taxa de desconto anual [%]</b>	8
<b>Banco de preços</b>	Ref. ANEEL – 2024/03 <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Atualizado pela EPE conforme [16].

Tabela 8-3 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

Linha	Fluxo <sup>1</sup> [MVA]	Duração [Anos]	Fator de perdas
LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2	78,3	30	0,30

<sup>(1)</sup> Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Tabela 8-4 - Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Linha	Fluxo <sup>1</sup> [MVA]	
	Normal	Emergência
LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2	78,3	154,9
LD 138 kV Iaciara 2 - Iaciara, C1 e C2	77,1	147,8

<sup>(1)</sup> Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Nestas análises adotou-se estruturas com geometria de fases vertical. Na Seção 8.4.2 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica da LT e da LD. Por fim, considerou-se apenas cabos condutores tipo CAA, com diferentes bitolas e formações, um e dois subcondutores por fase, e cabos para-raios EAR 3/8” e OPGW 13,3 mm.

## 8.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, para as novas LT, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, esses devem observar os requisitos mínimos definidos em [10]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis. As configurações com custos totais, de instalação e perdas, com diferenças de até 3 % são consideradas economicamente equivalentes. Como critérios de desempate, pode-se considerar, por exemplo, os custos de instalação, a padronização com soluções existentes e a robustez da solução.

## 8.3 Avaliações Econômicas

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 8-5, com diferenças até cerca de 3%. Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a 1 x RUDDY (900 MCM). Logo, recomenda-se a sua utilização nesta nova LT de 230 kV.

Tabela 8-5 - Configurações com menor custo total – LT 230 kV

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
<b>RUDDY</b>	<b>1</b>	<b>1524,9</b>	<b>273,7</b>	<b>1798,6</b>	<b>100,0%</b>
TERN	1	1480,2	325,8	1806,1	100,4%
RAIL	1	1565,4	252,0	1817,4	101,0%
DRAKE	1	1520,7	298,8	1819,5	101,2%
STARLING	1	1474,3	346,3	1820,6	101,2%
GANNET	1	1447,6	383,3	1830,9	101,8%
ORTOLAN	1	1611,0	225,7	1836,7	102,1%
GROSBEAK	1	1435,3	410,1	1845,4	102,6%
HAWK	2	1652,7	196,7	1849,4	102,8%

## 8.4 Características Técnicas da Solução de Referência

### 8.4.1 Características elétricas – LT 230 kV

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e as capacidades de corrente especificadas para a LT 230 kV estão sumarizados na Tabela 8-6.

Tabela 8-6 - Características elétricas básicas da LT 230 kV

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [ $\Omega$ /km]	x [ $\Omega$ /km]	b [ $\mu$ S/km]
Circuito Duplo	CAA 1 x RUDDY (900 MCM)	840	1100	+	0,0728	0,4893	3,4127
				0	0,3821	1,4727	2,2501
				mut.0	0,3093	0,8995	-0,6411

A Figura 8-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LT 230 kV, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

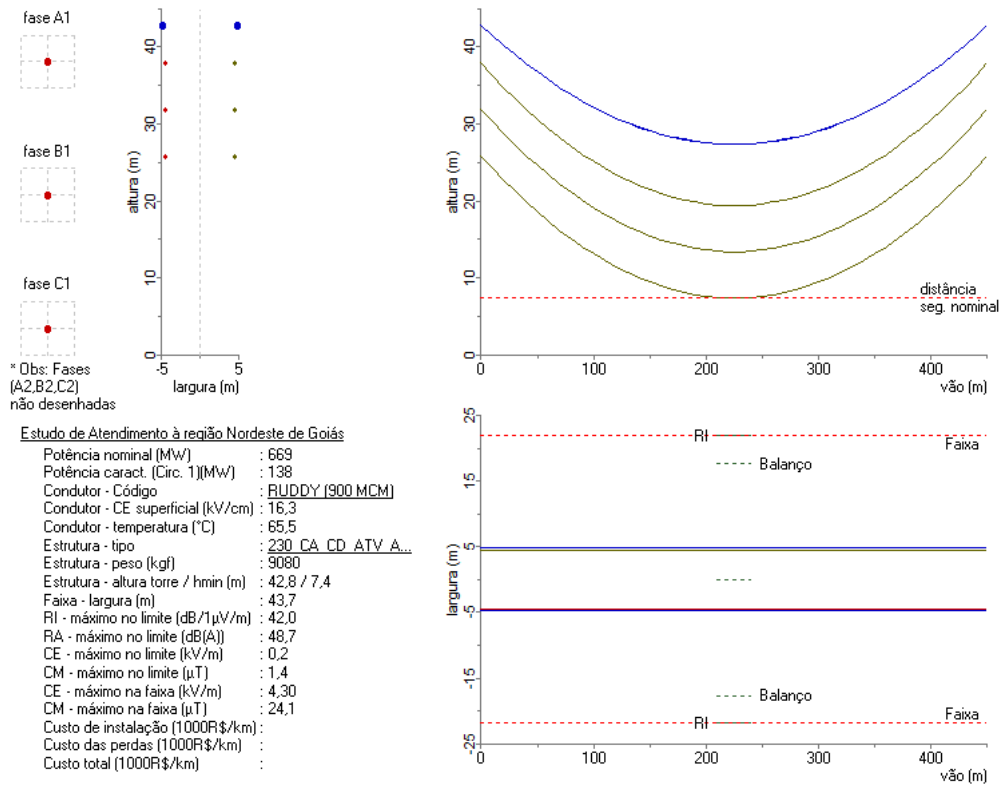


Figura 8-1 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV

### 8.4.2 Características construtivas – LT 230 kV

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 8-7.

Tabela 8-7 - Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A1	-4,5	37,9	18,5
Fase B1	-4,5	31,9	18,5
Fase C1	-4,5	25,9	18,5
Fase A2	4,5	25,9	18,5
Fase B2	4,5	31,9	18,5
Fase C2	4,5	37,9	18,5
Para-raios 1	-4,8	42,8	16,7
Para-raios 2	4,8	42,8	16,7

### 8.4.3 Características elétricas – LD 138 kV

Devido ao reduzido comprimento, para a LD 138 kV não foi realizada a escolha econômica do condutor, sendo adotado o mesmo cabo da LT 230 kV, uma vez que ele atende com boa margem aos maiores fluxos observados no estudo e proporciona um ganho de escala em caso de licitação conjunta das linhas.

De forma a garantir que a confiabilidade das obras de transmissão de Rede Básica recomendadas não seja reduzida por um pequeno trecho de linha, recomenda-se a instalação de circuito duplo também essa LD 138kV. Portanto, os parâmetros elétricos e as capacidades de corrente especificadas para a LD 138 kV estão sumarizados na Tabela 8-8 Tabela 8-6.

Tabela 8-8 - Características elétricas básicas da LD 138 kV

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de seqüência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [ $\Omega$ /km]	x [ $\Omega$ /km]	b [ $\mu$ S/km]
Circuito Duplo	CAA 1 x RUDDY (900 MCM)	840	1100	+	0,0727	0,4550	3,6765
				0	0,4018	1,5020	2,2778
				mut.0	-	-	-

A Figura 8-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da LD 138 kV, incluindo o vão médio de 300 m utilizado na análise referencial.

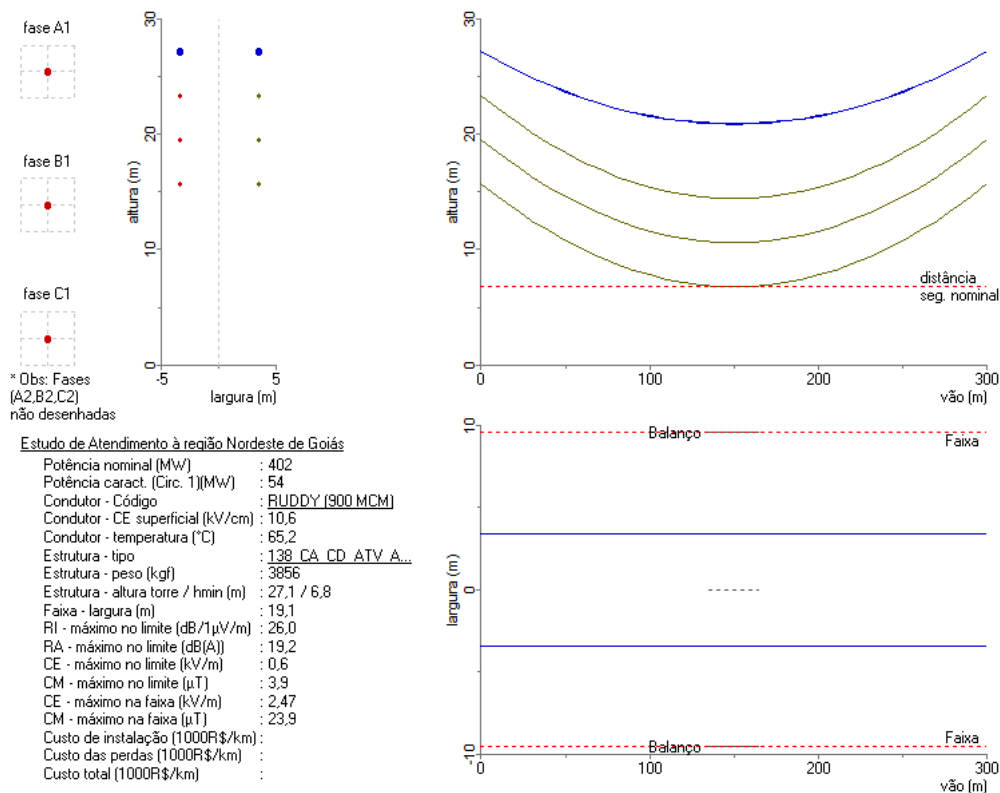


Figura 8-2 - Dados técnicos básicos da LD 138 kV

#### 8.4.4 Características construtivas – LD 138 kV

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 8-9.

Tabela 8-9 - Coordenadas da silhueta típica da LD 138 kV

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Fase A1	-3,4	23,3	8,9
Fase B1	-3,4	19,5	8,9
Fase C1	-3,4	15,7	8,9
Fase A2	3,4	15,7	8,9
Fase B2	3,4	19,5	8,9
Fase C2	3,4	23,3	8,9
Para-raios 1	-3,4	27,1	8,0
Para-raios 2	3,4	27,1	8,0

#### 8.4.5 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação às faixas de segurança, a Tabela 8-10 apresenta os valores calculados pelo ELEKTRA, juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade variando-se alguns parâmetros e, por segurança, recomenda-se a adoção referencial dos valores conforme coluna “Faixa Adotada”. Por fim, cumpre ressaltar que esses valores não levam em conta eventual uso de estais.

Tabela 8-10 - Estimativas iniciais para faixa de segurança

Linha	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2	43,7	RI	45
LD 138 kV Iaciara 2 - Iaciara, C1 e C2	19,1	Balanço	20

## 9 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL

Nesse capítulo, será analisada a necessidade de compensação shunt para as linhas em 230 kV indicados no conjunto de obras recomendados. O resultado dessa análise consistirá na recomendação dos seguintes itens:

1. Necessidade ou não de reatores de linha e definição dos valores em Mvar;
2. Definição da forma de conexão dos reatores de linha: fixos ou manobráveis;
3. Montante de compensação shunt nas barras e a modulação dos reatores de barra.

### 9.1 Energização

As simulações de energização foram realizadas no ano da entrada em operação da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas. Utilizou-se o cenário carga leve norte úmido, uma vez que este cenário possui os menores carregamentos nas linhas de transmissão da região coincidindo com histórico de baixa geração hídrica na região para o controle de reativos, configurando-se condição mais adversa para controle de tensão e para energização.

De acordo com os critérios de planejamento, a linha analisada deve atender ao critério de máxima tensão no terminal aberto, o que no caso do 230kV é de 1,10pu. Além disso, a variação de tensão na barra emissora não pode ser superior a 5%. Em caso de não atendimento a esses critérios, um reator de barra manobrável poderá ser recomendado.

As Figuras Figura 9-1, Figura 9-2 e Figura 9-3 ilustram as condições da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas durante a energização.

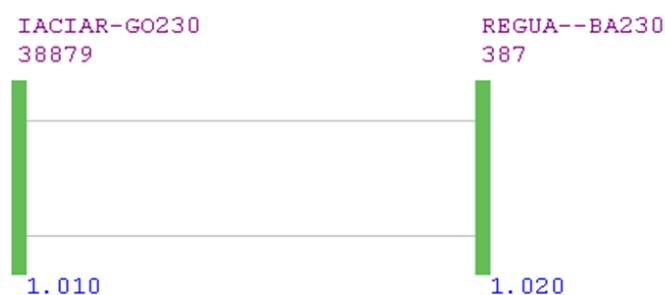


Figura 9-1 - LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, condição pré-energização

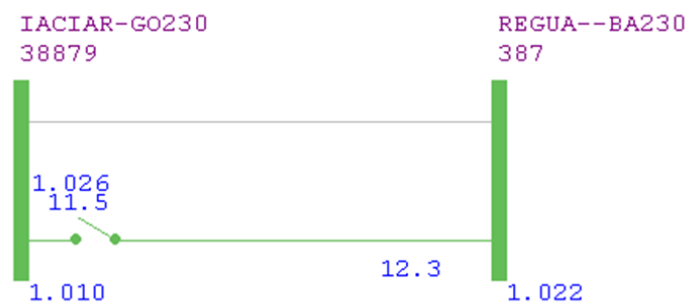


Figura 9-2 - Energização da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, iniciando pelo terminal de Rio das Éguas

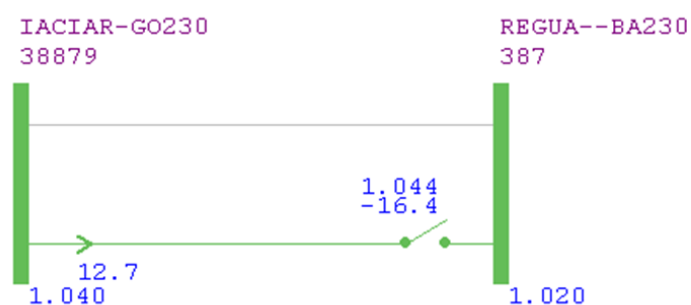


Figura 9-3 - Energização da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, iniciando pelo terminal de Iaciara 2

As análises demonstraram a viabilidade de energização da LT sem a necessidade de implantação de bancos de reatores de linha em ambos os terminais.

## 9.2 Rejeição

A análise de rejeição de carga tem o objetivo de verificar os reflexos da abertura intempestiva das linhas de transmissão. Dessa forma, estas análises buscam verificar a existência de sobretensões acima da suportabilidade dos equipamentos associados quando de aberturas intempestivas em um dos terminais das linhas de transmissão devido a uma atuação da proteção ou falha humana.

De acordo com os critérios de planejamento, a linha analisada deve atender ao critério de máxima tensão no terminal aberto, o que no caso do 230kV é de 1,10pu. Além disso, a variação de tensão na barra emissora não pode ser superior a 5%. Em caso de não atendimento a esses critérios, um reator de linha fixo poderá ser recomendado.

Foi realizada a análise de rejeição no patamar de carga média norte úmido, em cenários de elevados fluxos, uma vez que esta é a situação na qual o carregamento nas linhas de transmissão é mais elevado, contando também com pouca disponibilidade hídrica na região para controle de reativos, configurando-se condição mais adversa sob o ponto de vista de sobretensão.

As Figuras Figura 9-4, Figura 9-5 e Figura 9-6 ilustram as condições da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas durante a rejeição de carga.

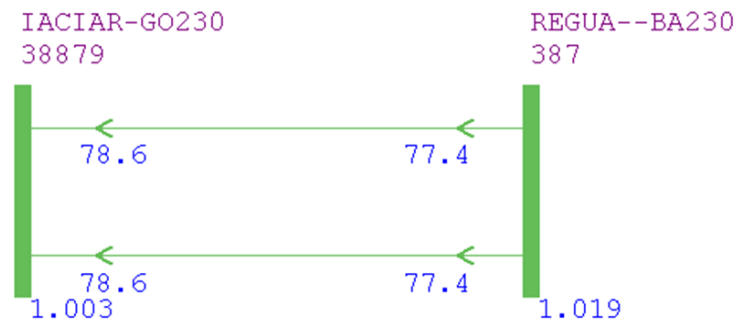


Figura 9-4 - LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, condição pré-rejeição

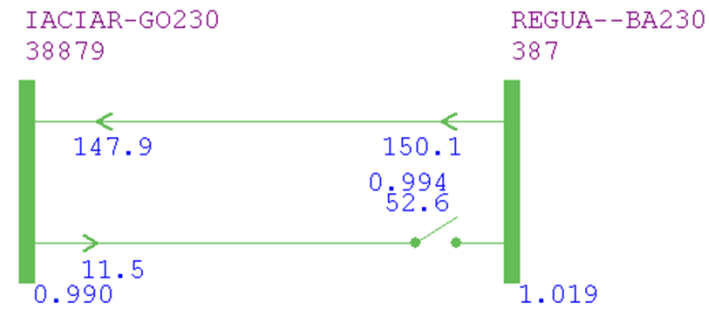


Figura 9-5 - Rejeição da LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, terminal de Rio das Éguas aberto.

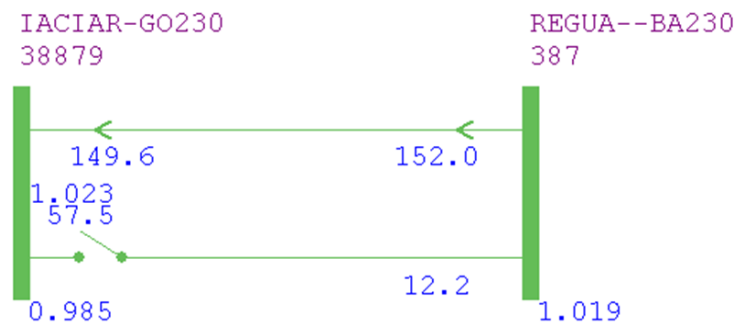


Figura 9-6 - Rejeição da LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, terminal de Iaciara 2 aberto.

As análises demonstraram a suportabilidade de rejeição sem a necessidade de banco de reatores de linha fixo.

## 10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO

As análises de curto-circuito têm o objetivo de verificar a adequabilidade dos disjuntores da área de influência do estudo quanto à sua capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito assimétrica, observando a constante de tempo ou relação X/R.

Os níveis de curto-circuito foram calculados levando-se em conta o conjunto de obras para implantação da nova subestação de Rede Básica de Fronteira 230/138 kV Iaciara 2, utilizando a base de dados referente ao PDE 2033 e as atualizações detalhadas no capítulo 4.

### 10.1 Curto-Circuito Máximo (kA)

Subestação	2029		2038	
	Sem Obras	Com Obras	Sem Obras	Com Obras
<b>500</b>				
Rio das Éguas	33,42	34,65	33,55	34,83
Brasília Leste	35,2	35,18	35,87	35,86
<b>230</b>				
Rio das Éguas	26,58	28,7	26,73	29,04
Iaciara 2	-	14,14	-	14,48
<b>138</b>				
Itiquira	5,8	5,78	6,81	6,87
Planaltina	4,77	4,83	5,22	5,26
São João da Aliança	2,3	2,38	2,58	2,71
Flores de Goiás	2,89	3,22	3,15	3,47
Iaciara	7,24	13,8	8,12	14,57
Brasília Leste	29,43	29,4	30,22	30,23
Iaciara 2	-	13,9	-	14,61

## **11 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL**

---

As avaliações socioambientais referentes às novas instalações de Rede Básica recomendadas neste estudo foram objeto de análise da Nota Técnica EPE-DEA-SMA-NT-012/2018 e deverão ser complementadas no R3 e R5.

## 12 REFERÊNCIAS

---

- [1] EPE, “EPE-DEE-RE-048\_2018 - Estudo de Atendimento à região Nordeste de Goiás,” 2018.
- [2] MME, Ministério das Minas e Energia, *Portaria nº 2.791/SNTEP/MME*, 2024.
- [3] MME, Ministério das Minas e Energia, *Portaria nº 2.977/SNTEP/MME*, 2025.
- [4] ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, *Relatório Nº DTA-2025-PA-0019-R0-rv – Parecer de Acesso Permanente do CL Usina Farol II à Rede Básica no Setor de 230 kV da SE Rio Das Águas - Revalidação*, 2025.
- [5] EPE, “EPE-DEE-NT-012/2018-rev1 – Definição de Parâmetros Iniciais Para o Planejamento de Linhas de Transmissão Aéreas,” 2022.
- [6] MME. Ministério das Minas e Energia, *Ofício nº 254/2024/DPOTI/SNTEP-MME*, 2024.
- [7] ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos,” 2022.
- [8] Cepel, “<https://www.cepel.br/produtos/elektra/>,” 2024. [Online].
- [9] INMET, “Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima. <http://www.inmet.gov.br/portal/>,” 2024. [Online].
- [10] ONS, “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão,” 2022.
- [11] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, “Base de Preços de Referência ANEEL 01/2025,” 2025.
- [12] EPE, “EPE-DEE-DEA-NT-004/2020 - Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Instalações da Rede Básica – Estrutura e Conteúdo dos Relatórios R1, R2, R3, R4 e R5,” 2020.
- [13] IEA - International Energy Agency, “Electricity Security, Climate Resilience,” 2021.
- [14] EPE, “Informe Técnico - Parâmetros Econômicos de Referência (Março/2024)”.
- [15] ONS, “Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão,” 2013.
- [16] EPE, “EPE-DEE-IT-064/2024 – Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2024,” 2024. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes-de-transmissao/bases-de-dados>.

# 13 ANEXOS

## 13.1 Plano de obras da alternativa recomendada – Revisão 0

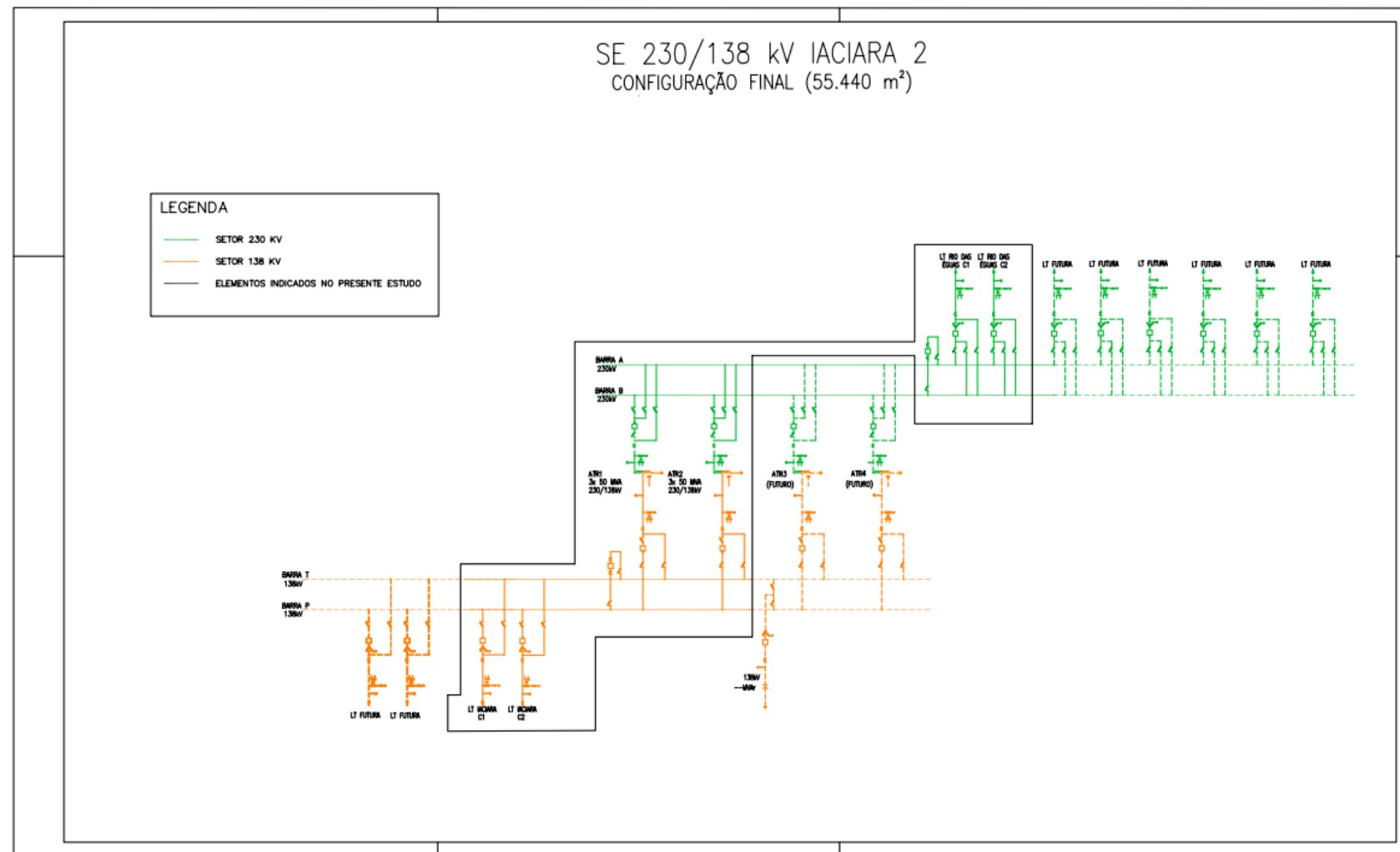
Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>310.723,13</b>	<b>181.303,96</b>	<b>27.600,74</b>	<b>83.847,37</b>
<b>LT 138 kV IACIARA - IACIARA 2, C1 (Nova)</b>						<b>32.625,88</b>	<b>19.036,89</b>	<b>2.898,07</b>	<b>8.803,96</b>
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 2 km		2029	2,0	1,0	1.077,07	2.154,14	1.256,92	191,35	581,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	IACIARA	2029	2	1,0	6.892,20	13.784,40	8.043,07	1.224,43	3.719,66
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	IACIARA 2	2029	2	1,0	6.892,20	13.784,40	8.043,07	1.224,43	3.719,66
MIM - 138 kV	IACIARA	2029	1	1,0	1.451,47	1.451,47	846,92	128,93	391,67
MIM - 138 kV	IACIARA 2	2029	1	1,0	1.451,47	1.451,47	846,92	128,93	391,67
<b>LT 230 kV RIO DAS ÉGUAS – IACIARA 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>148.571,16</b>	<b>86.689,84</b>	<b>13.197,19</b>	<b>40.091,32</b>
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 65 km		2029	65,0	1,0	1.512,82	98.333,30	57.376,54	8.734,69	26.534,84
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	RIO DAS ÉGUAS	2029	2	1,0	10.694,84	21.389,68	12.480,67	1.899,99	5.771,92
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	IACIARA 2	2029	2	1,0	10.694,84	21.389,68	12.480,67	1.899,99	5.771,92
MIM - 230 kV	IACIARA 2	2029	1	1,0	2.258,45	2.258,45	1.317,78	200,61	609,43
MIM - 230 kV	RIO DAS ÉGUAS	2029	1	1,0	2.258,45	2.258,45	1.317,78	200,61	609,43
MIG-A	RIO DAS ÉGUAS	2029	1	1,0	2.941,60	2.941,60	1.716,40	261,29	793,78
<b>SE 230/138 kV IACIARA 2 (Nova)</b>						<b>129.526,09</b>	<b>75.577,23</b>	<b>11.505,47</b>	<b>34.952,09</b>
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2029	7	1,0	9.330,31	65.312,17	38.109,02	5.801,51	17.624,22
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	2	1,0	9.128,29	18.256,58	10.652,54	1.621,69	4.926,46
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	2	1,0	6.449,90	12.899,80	7.526,91	1.145,86	3.480,96
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			2						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1	1,0	7.228,67	7.228,67	4.217,86	642,10	1.950,63
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1	1,0	5.259,76	5.259,76	3.069,02	467,21	1.419,32
MIG (Terreno Rural)		2029	1	1,0	15.004,23	15.004,23	8.754,82	1.332,79	4.048,83
MIM - 138 kV		2029	1	1,0	2.177,21	2.177,21	1.270,38	193,40	587,51
MIM - 230 kV		2029	1	1,0	3.387,67	3.387,67	1.976,67	300,92	914,15

## 13.2 Plano de obras da alternativa recomendada – Revisão 1 – Custos 2025

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>413.567,26</b>	<b>241.312,53</b>	<b>36.736,12</b>	<b>111.599,44</b>
<b>LT 138 kV IACIARA - IACIARA 2, C1 (Nova)</b>						<b>34.388,00</b>	<b>20.065,07</b>	<b>3.054,60</b>	<b>9.279,46</b>
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 0,75 km		2029	0,75	1,0	1200,93	900,70	525,55	80,01	243,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	IACIARA	2029	2	1,0	7566,10	15.132,20	8.829,49	1.344,15	4.083,36
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	IACIARA 2	2029	2	1,0	7566,10	15.132,20	8.829,49	1.344,15	4.083,36
MIM - 138 kV	IACIARA	2029	1	1,0	1611,45	1.611,45	940,27	143,14	434,84
MIM - 138 kV	IACIARA 2	2029	1	1,0	1611,45	1.611,45	940,27	143,14	434,84
<b>LT 230 kV RIO DAS ÉGUAS - IACIARA, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>						<b>157.540,49</b>	<b>91.923,36</b>	<b>13.993,92</b>	<b>42.511,66</b>
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 62,9 km		2029	62,9	1,0	1671,25	105.121,63	61.337,46	9.337,68	28.366,64
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	RIO DAS ÉGUAS	2029	2	1,0	11082,91	22.165,82	12.933,54	1.968,93	5.981,36
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	IACIARA	2029	2	1,0	11082,91	22.165,82	12.933,54	1.968,93	5.981,36
MIM - 230 kV	IACIARA	2029	1	1,0	2389,94	2.389,94	1.394,51	212,29	644,92
MIM - 230 kV	RIO DAS ÉGUAS	2029	1	1,0	2389,94	2.389,94	1.394,51	212,29	644,92
MIG-A	RIO DAS ÉGUAS	2029	1	1,0	3307,34	3.307,34	1.929,80	293,78	892,47
<b>SE 230/138 kV IACIARA 2 (Nova)</b>						<b>143.264,70</b>	<b>83.593,58</b>	<b>12.725,84</b>	<b>38.659,40</b>
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2029	7	1,0	10455,24	73.186,68	42.703,72	6.500,98	19.749,13
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	2	1,0	10016,36	20.032,72	11.688,90	1.779,46	5.405,75
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	2	1,0	7084,70	14.169,40	8.267,71	1.258,63	3.823,55
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1	1,0	7909,76	7.909,76	4.615,27	702,60	2.134,42
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1	1,0	5748,30	5.748,30	3.354,08	510,61	1.551,16

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
MIG (Terreno Rural)		2029	1	1,0	16328,96	16.328,96	9.527,79	1.450,46	4.406,30
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	2303,97	2.303,97	1.344,34	204,66	621,72
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	3584,91	3.584,91	2.091,76	318,44	967,37
<b>SE 500/230 kV RIO DAS ÉGUAS (Ampliação/Adequação)</b>						<b>78.374,08</b>	<b>45.730,52</b>	<b>6.961,77</b>	<b>21.148,93</b>
3° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ		2029	3	1,0	10974,65	32.923,95	19.210,81	2.924,55	8.884,39
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1	1,0	15405,18	15.405,18	8.988,77	1.368,40	4.157,02
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1	1,0	9667,92	9.667,92	5.641,14	858,78	2.608,85
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2029	1	1,0	14716,13	14.716,13	8.586,72	1.307,20	3.971,09
MIM - 500 kV		2029	1	1,0	4467,39	4.467,39	2.606,68	396,83	1.205,51
MIM - 230 kV		2029	1	1,0	1193,51	1.193,51	696,40	106,02	322,06

### 13.3 Diagrama unifilar simplificado da nova SE Iaciara 2 230/138kV



### **13.4 Novo posicionamento do vão LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, CD, após Revisão 1**

Quando da emissão original do estudo da região de Iaciara [1], a subestação Rio das Éguas ainda não possuía o pátio 230kV. Embora tenha sido recomendado em [1] para ser construído junto com a LT 230kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, as obras não foram leiloadas. No entanto, dado o tempo transcorrido, o pátio acabou sendo consolidado por outras necessidades sistêmicas. No contexto das análises deste relatório, o pátio 230kV já existe e conecta 3 linhas de transmissão em 230 kV: Rio das Éguas – Rio Formoso, C1 e C2 e Rio das Éguas – Rio Grande II, C1.

Conforme consta no R4 mais recente da subestação 500/230 kV Rio das Éguas, já é previsto espaço para expansão do barramento 230kV de forma a possibilitar conexão das LTs 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2. A Figura 13-1 - Recorte do mostra um recorte do diagrama eletromecânico da SE Rio das Éguas, retirado do R4 mais recente, onde denota-se o espaço para LTs Futuras.

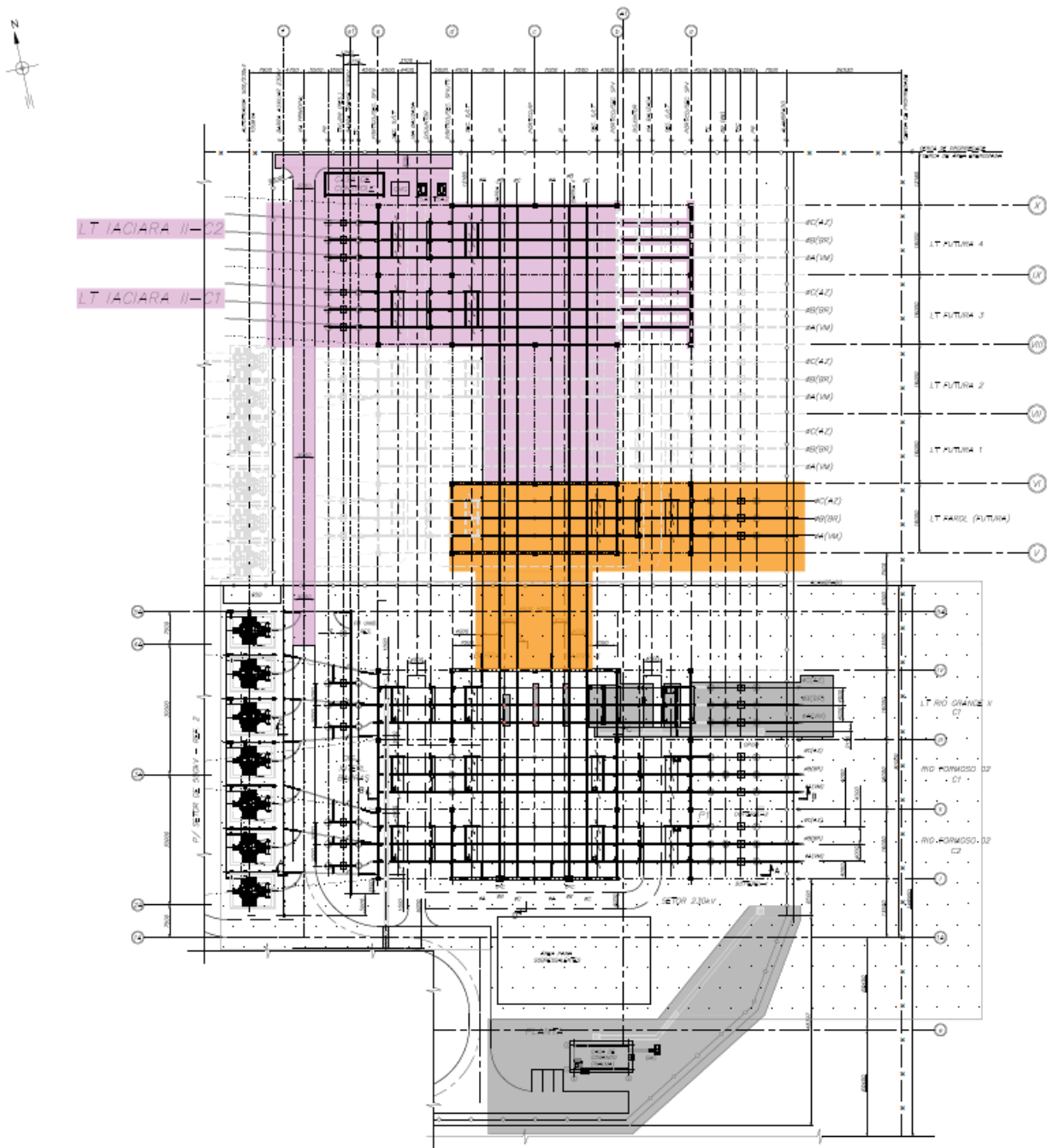


Figura 13-1 - Recorte do diagrama eletromecânico do setor 230 kV da SE 500/230 kV Rio das Éguas, elaborado pela Marte Engenharia para a Neoenergia Transmissão de Energia S.A., em julho de 2025.

## 13.5 Fichas PET/PELP

### INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

#### Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>GO</b>
<b>LT 138 kV IACIARA - IACIARA 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2029</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

#### Justificativa:

Obras para atendimento a carga

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

Circuito Duplo 138 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 2x0,75 km	1200,93
2 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // IACIARA	15.132,20
2 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // IACIARA 2	15.132,20
MIM - 138 kV // IACIARA	1.611,45
MIM - 138 kV // IACIARA 2	1.611,45

**Total de Investimentos Previstos: 34.388,00**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[11] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

## INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

### Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

<b>Empreendimento:</b>	UF: <b>GO</b>
<b>LT 230 kV RIO DAS ÉGUAS – IACIARA 2, C1 e C2 (CD) (Nova)</b>	DATA DE NECESSIDADE: <b>Jan/2029</b>
	PRAZO DE EXECUÇÃO: <b>60 meses</b>

#### Justificativa:

Obras para atendimento a carga

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

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 62,9 km	105.121,63
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // RIO DAS ÉGUAS	22.165,82
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // IACIARA	22.165,82
MIM - 230 kV // IACIARA	2.389,94
MIM - 230 kV // RIO DAS ÉGUAS	2.389,94
MIG-A // RIO DAS ÉGUAS	3.307,34

**Total de Investimentos Previstos:**

**157.540,49**

**Situação atual:**

**Observações:**

**Documentos de referência:**

[11] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

## INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

### Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: GO</b>
<b>SE 230/138 kV IACIARA 2 (Nova)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

#### Justificativa:

Obras para atendimento a carga

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

1° e 2° ATF 230/138/13,8 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	73.186,68
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	20.032,72
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	14.169,40
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.909,76
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	5.748,30
MIG (Terreno Rural)	16.328,96
MIM - 138 kV	2.303,97
MIM - 230 kV	3.584,91

**Total de Investimentos Previstos: 143.264,70**

**Situação atual:**

**Observações: As unidades transformadoras deverão ser providas de terciário e Load Tap Changer (33 degraus - tensão 0.9 a 1.1 pu)**

**Documentos de referência:**

[11] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

## INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

### Sistema Interligado da Região NORDESTE

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: BA</b>
<b>SE 500/230 kV RIO DAS ÉGUAS</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

#### Justificativa:

Obras para atendimento a carga

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

3° ATF 500/230/13,8 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	32.923,95
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	15.405,18
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.667,92
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	14.716,13
MIM - 500 kV	4.467,39
MIM - 230 kV	1.193,51

**Total de Investimentos Previstos: 78.374,08**

**Situação atual:**

**Observações: As unidades transformadoras deverão ser providas de terciário e Load Tap Changer (33 degraus - tensão 0.9 a 1.1 pu)**

**Documentos de referência:**

[11] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.

## 13.6 Ata de reunião

	<b>ATA DE REUNIÃO</b>	Data: <b>07/03/2025</b>
	<b>Tema:</b> Estudo de atendimento à região nordeste de Goiás	
	<b>Local:</b> Videoconferência	
	<b>Horário:</b> 11:00 – 12:00	

### Participantes

Nome	Instituição	E-mail
Armando Leite Fernandes	EPE	<a href="mailto:armando.fernandes@epe.gov.br">armando.fernandes@epe.gov.br</a>
Bruno Cesar Maçada	EPE	<a href="mailto:bruno.macada@epe.gov.br">bruno.macada@epe.gov.br</a>
Lucas Simões de Oliveira	EPE	<a href="mailto:lucas-s.oliveira@epe.gov.br">lucas-s.oliveira@epe.gov.br</a>
Carolina Moreira Borges	ONS	<a href="mailto:carolina.borges@ons.org.br">carolina.borges@ons.org.br</a>
Elder Sant'Anna	ONS	<a href="mailto:elder@ons.org.br">elder@ons.org.br</a>
Ivair Lima da Freiria	ONS	<a href="mailto:ivair@ons.org.br">ivair@ons.org.br</a>
Joao Marco Francischetti	ONS	<a href="mailto:jmarco@ons.org.br">jmarco@ons.org.br</a>
Suzana Behar Chagas	ONS	<a href="mailto:suzana@ons.org.br">suzana@ons.org.br</a>

### Pauta

Consolidação da solução estrutural para a região Nordeste de Goiás, contemplando a nova LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2 e a nova SE 230/138 kV Iaciara 2.

### Assuntos tratados e encaminhamentos:

1. Apresentação pela EPE do histórico do estudo, característica da rede e cargas, bem como desempenho da rede, projeções de mercado para a região e necessidade de compatibilização de entendimentos acerca do desempenho da rede frente a solução envolvendo a LT 230 kV Rio das Éguas -Iaciara 2, em circuito duplo ou circuito simples, frente a revisão de critérios de perdas duplas dos procedimentos de rede.
2. Contribuições da equipe do ONS:
  - 2.1. O Submódulo 2.3 foi recentemente revisado pelo ONS e no momento encontra-se em análise pela ANEEL. Com relação às perdas duplas, atualmente o ONS simula tanto circuitos duplos que compartilham faixa de passagem, quanto circuitos que compartilham estrutura. Após a revisão ser aprovada pela ANEEL, o ONS passará a analisar apenas perdas duplas que envolvam compartilhamento de estrutura. Além disso, é permitido corte de carga controlado para evitar instabilidades;
  - 2.2. O ONS informou que a LT em questão se enquadra nos critérios de perda dupla, fazendo com que ela necessite ser simulada, conforme os procedimentos de rede vigentes. Entretanto, dada a experiência do Operador, não são antevistos problemas ou necessidade de reforços complementares uma vez que um SEP para corte controlado de

carga será eficaz para resguardar o sistema, em consonância com o disposto nos procedimentos de rede;

- 2.3. O ONS evidenciou a necessidade de eventual compatibilização do conteúdo da Nota Técnica conjunta EPE/ONS a respeito da [Metodologia para Avaliação e Recomendação de Dois Circuitos Simples em Vez de Um Circuito Duplo e Afastamento Entre Circuitos](#) às determinações previstas nos Procedimentos de Rede do ONS, pois o ONS é efetivamente cobrado por este último. No entanto, foi ressaltado que para esse caso específico referente à integração da SE Iaciara 2 à Rede Básica, não haveria divergência entre os dois documentos que impactasse nas conclusões quanto à indicação de 1 circuito duplo ou 2 circuitos simples.
3. Foi solicitado à EPE a inclusão de análise contemplando estimativas preliminares dos cortes de carga necessários para respeitar os limites de tensão e carregamento nas perdas duplas. Além disso, deve ficar claro nas recomendações que, para que a solução de planejamento seja efetiva, a rede de distribuição existente (radial singelo em 138 kV a partir da SE Brasília Leste) deve continuar operando fechada via sistema de distribuição com a futura integração da SE Iaciara 2 230/138 kV.
4. Houve consenso entre os participantes da importância da retomada dos grupos de trabalho que visam o alinhamento entre os critérios de Operação e de Planejamento.

#### **Próximos passos/plano de ação**

1. Elaboração de ata da reunião (Responsável EPE);
2. Inclusão de estimativas sobre os cortes de carga necessários em perdas duplas, que deverão ser quantificados a partir da premissa de que o sistema de distribuição deverá operar interligado (Responsável EPE);
3. Complementação das recomendações para que a rede de distribuição local continue operando de maneira interligada, após a integração da nova subestação de fronteira (Responsável EPE).