



Empresa de Pesquisa Energética

Estudos para expansão da transmissão Relatório R1

Reavaliação do atendimento à
Região Nordeste de Goiás

ABRIL DE 2025

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Lucas Simões de Oliveira

Equipe Técnica

Armando Leite Fernandes

Bruno Cesar Mota Maçada

Fabiano Schmidt



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
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



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

SUMÁRIO

SUMÁRIO	6
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE TABELAS	9
1 INTRODUÇÃO	10
1.1 Considerações Iniciais	10
1.2 Objetivos Gerais	10
1.3 Metodologia	10
2 CONCLUSÕES	11
3 RECOMENDAÇÕES	12
3.1 Recomendações Gerais	12
3.2 Recomendações para relatórios R2	13
3.3 Recomendações para relatórios R3 e R5	13
4 PREMISSAS E CRITÉRIOS	14
4.1 Classificação das Obras	14
4.2 Mercado	14
4.3 Geração	16
4.4 Limites e Condições Operativas	16
4.4.1 Tensão	16
4.4.2 Carregamento	17
4.4.3 Intercâmbio	17
4.4.4 Parâmetros Econômicos	17
5 CARACTERIZAÇÃO DO CENÁRIO	18
6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA ELÉTRICO DA REGIÃO	19
6.1 Sistema Elétrico de Interesse	19
7 DESEMPENHO ELÉTRICO COM AS OBRAS DE REDE BÁSICA	21
8 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS	27
8.1 Dados e Premissas	27
8.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	28
8.3 Avaliações Econômicas	28
8.4 Características Técnicas da Solução de Referência	29
8.4.1 Características elétricas – LT 230 kV	29
8.4.2 Características construtivas – LT 230 kV	30
8.4.3 Características elétricas – LD 138 kV	30
8.4.4 Características construtivas – LD 138 kV	31
8.4.5 Estimativas iniciais para faixa de segurança	32
9 ANÁLISE DE SOBRETENSÕES À FREQUENCIA FUNDAMENTAL	33
9.1 Energização	33
9.2 Rejeição	34
10 ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO	36
10.1 Curto-Circuito Máximo (kA)	36
11 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	37
12 REFERÊNCIAS	38

13	ANEXOS	39
13.1	Plano de obras da alternativa recomendada.....	39
13.2	Diagrama unifilar simplificado da nova SE Iaciara 2 230/138kV	40
13.3	Novo posicionamento do vão da LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, CD.....	41
13.4	Fichas PET/PELP	42
13.5	Ata de reunião.....	45

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 – Mapa geoeletrico da região nordeste de Goiás.....	11
Figura 3-1 - Representação esquemática das obras recomendadas	12
Figura 6-1 - Representação gráfica da queda de tensão com o crescimento da carga	20
Figura 6-2 - Representação gráfica da queda de tensão com o crescimento da carga	20
Figura 7-1 - Representação esquemática das obras recomendadas	21
Figura 7-2 - Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Iaciara 2	22
Figura 7-3 - Representação gráfica do carregamento dos transformadores da SE Bras. Leste, T2	22
Figura 7-4 - Representação gráfica do carregamento dos transformadores da SE Rio das Éguas, T1.....	23
Figura 7-5 - Representação gráfica do carregamento da LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1	23
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	24
Figura 7-7 – Sistema Pré-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, Ano 2030	25
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.....	25
Figura 7-9 – Sistema Pré-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, Ano 2038.....	25
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	26
Figura 8-1 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV	30
Figura 8-2 - Dados técnicos básicos da LD 138 kV	31
Figura 9-1 - LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, condição pré-energização	33
Figura 9-2 - Energização da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, iniciando pelo terminal de Rio das Éguas	34
Figura 9-3 - Energização da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, iniciando pelo terminal de Iaciara 2.....	34
Figura 9-4 – LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, condição pré-rejeição.....	35
Figura 9-5 - Rejeição da LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, terminal de Rio das Éguas aberto.....	35
Figura 9-6 - Rejeição da LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, terminal de Iaciara 2 aberto.....	35
Figura 13-1 Recorte do diagrama eletromecânico da SE 500/230 kV Rio das Éguas, elaborado pela Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA, em dezembro de 2020.....	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 – Plano de Obras Determinativas - Subestações de Rede Básica	12
Tabela 3-2 - Plano de Obras Determinativas – Linhas de Transmissão	12
Tabela 3-3 - Plano de Obras Determinativas – Linhas de Distribuição	12
Tabela 4-1 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, cenário Média Norte Seco	15
Tabela 4-2 - Previsão de carga nas subestações da Equatorial Goiás, cenário Leve Norte Úmido.....	15
Tabela 4-3 - Demanda reprimida por barramento, patamar de carga Média Norte Seco	16
Tabela 4-4 - Lista de geradores conectados na rede de distribuição	16
Tabela 4-5 – Intercâmbio no cenário norte seco, ano 2029	17
Tabela 5-1 - Despacho das usinas por fonte	18
Tabela 5-2 - Despachos das bacias hidrográficas.....	18
Tabela 7-1 – Lista das Contingência realizadas.....	21
Tabela 8-1 - Dados do ambiente.....	27
Tabela 8-2 - Dados para avaliação econômica.....	27
Tabela 8-3 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas.....	28
Tabela 8-4 - Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação	28
Tabela 8-5 - Configurações com menor custo total – LT 230 kV	29
Tabela 8-6 - Características elétricas básicas da LT 230 kV	29
Tabela 8-7 - Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV	30
Tabela 8-8 - Características elétricas básicas da LD 138 kV.....	31
Tabela 8-9 - Coordenadas da silhueta típica da LD 138 kV	32
Tabela 8-10 - Estimativas iniciais para faixa de segurança	32

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

Este Relatório visa atender ao pedido da concessionária de distribuição, Equatorial Goiás, quanto a definição da data de necessidade da nova subestação de Rede Básica de Fronteira 230/138kV Iaciara 2 para atendimento a demanda crescente de carga na região nordeste do estado de Goiás.

Como ponto de partida foram apresentados pedidos de acesso de novos consumidores e pedidos de aumento de carga de consumidores já existentes, além da expressiva quantidade de pedidos de acesso de usinas fotovoltaicas na região.

1.3 Metodologia

O estudo 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.

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.

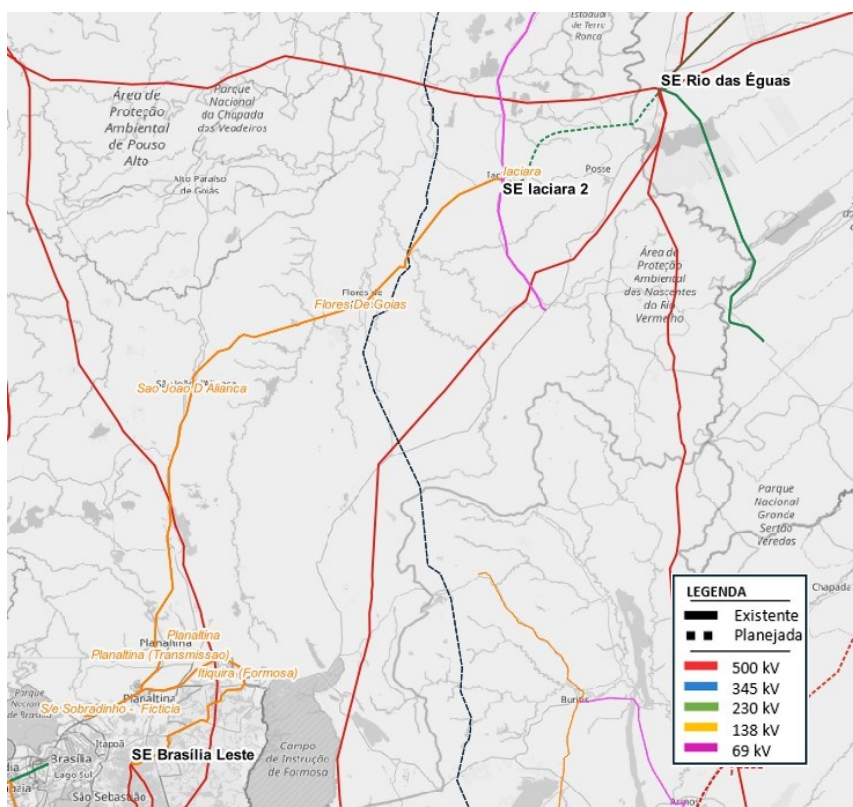


Figura 2-1 – Mapa geoeletrico da região nordeste de Goiás

O plano de obras detalhado encontra-se disponível no anexo 13.1 e envolve investimentos totais da ordem de R\$ 310 milhões, dos quais cerca de R\$ 278 milhões são referentes a ampliações na Rede Básica e cerca de R\$ 32 milhões associados a obras na rede de distribuição local.

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
laciara 2	230 138	1ª e 2ª 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), 65 km	2029

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

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

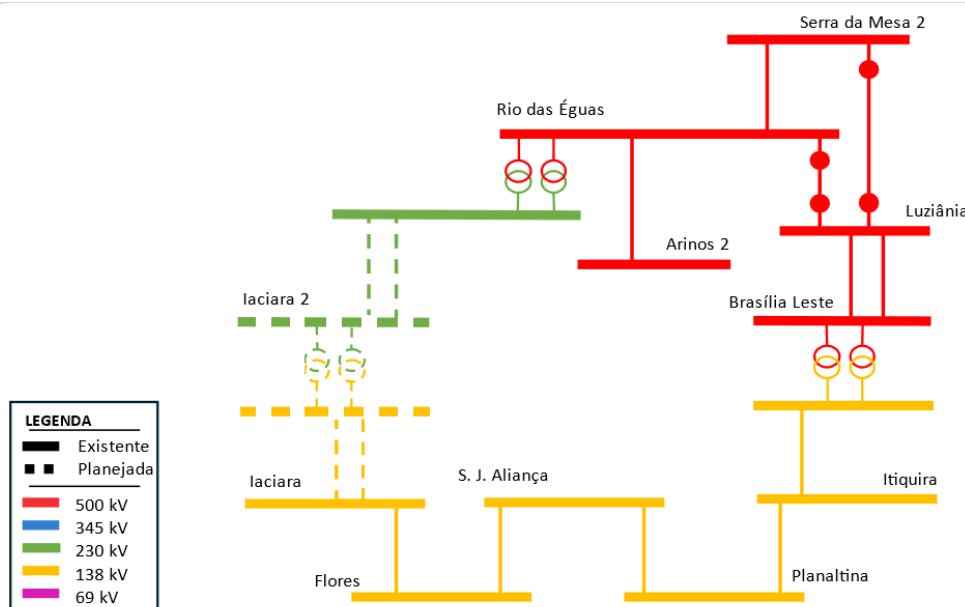


Figura 3-1 - Representação esquemática das obras recomendadas

- 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 laciara 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 13.5 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 Tabela 4-3. Destaca-se o projeto Carina, da empresa ACLARA RESOURCES MINERAÇÃO, pelo seu montante expressivo de carga a ser atendida. A empresa solicitou acesso à rede de distribuição na subestação 138kV Iaciara para o atendimento a carga de 60MW.

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

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	35,55	13,85
PCH GALHEIROS	11,55		
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 [2].

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 [3], 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

Intercâmbios Energéticos (Balanço Estático)		
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 - Iguaçu(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 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, previsto para se conectar na subestação 138kV Iaciara.

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.

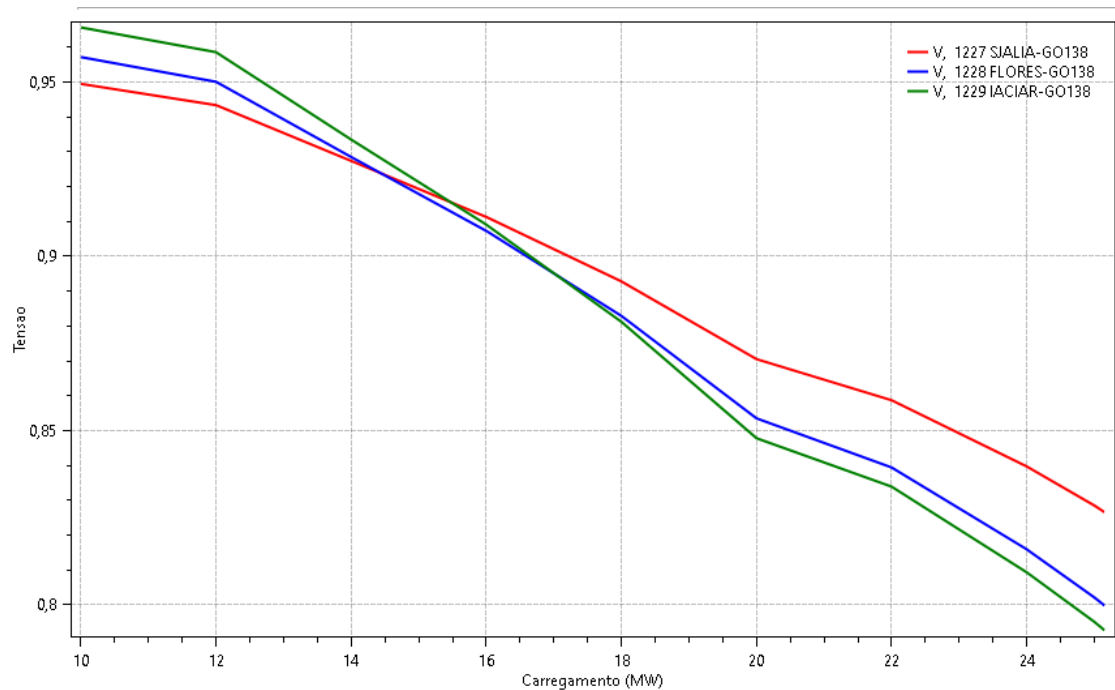


Figura 6-1 - Representação gráfica da queda de tensão com o crescimento da carga

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.

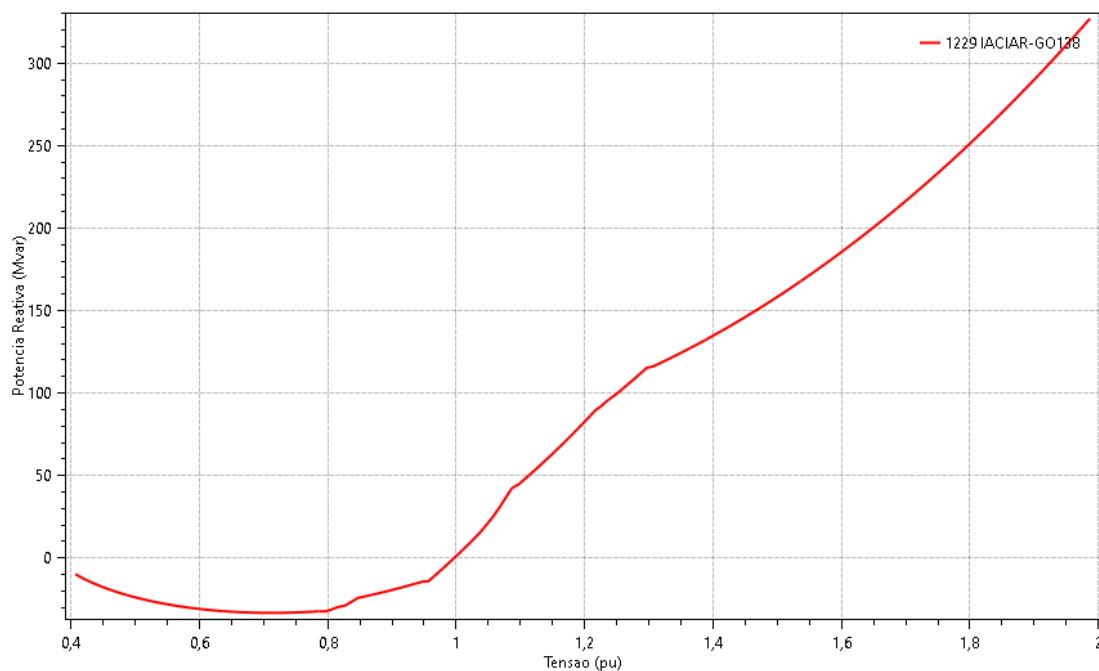


Figura 6-2 - Representação gráfica da queda de tensão com o crescimento da carga

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 Águas 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.

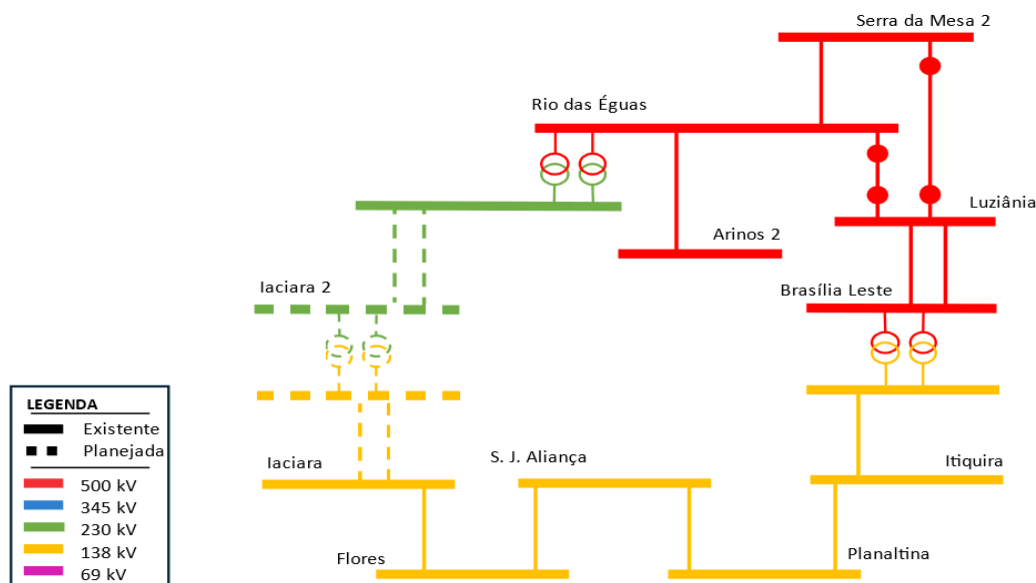


Figura 7-1 - Representação esquemática das obras recomendadas

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 Águas	500/230
T2 Rio das Águas	500/230
R. Águas - Iaciara 2, C1	230
R. Águas - 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.

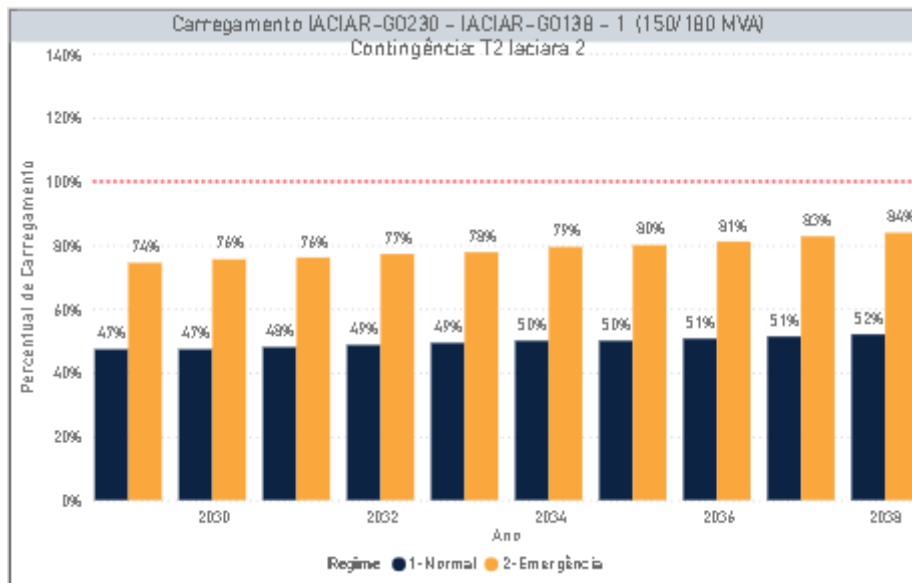


Figura 7-2 - Representação gráfica do carregamento do T1 da SE Iaciara 2

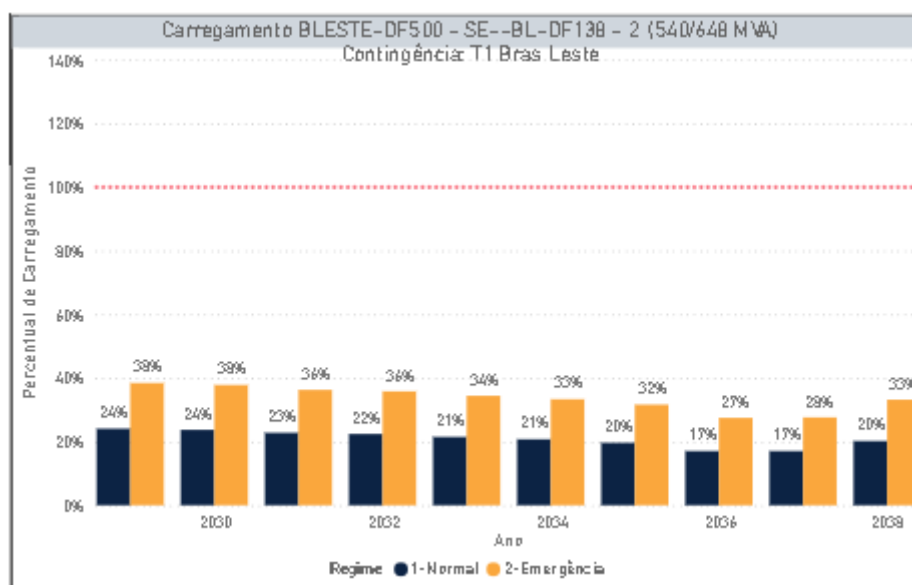


Figura 7-3 - Representação gráfica do carregamento dos transformadores da SE Bras. Leste, T2

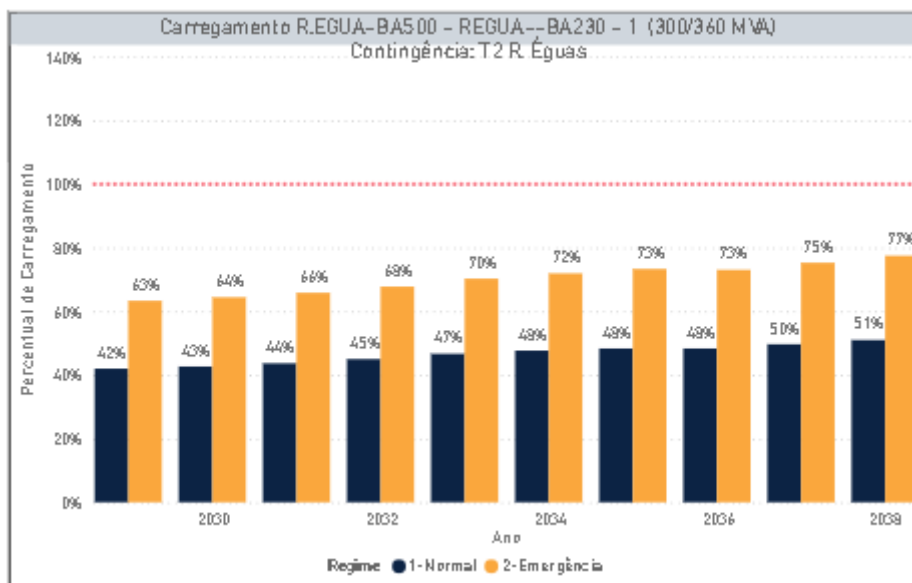


Figura 7-4 - Representação gráfica do carregamento dos transformadores da SE Rio das Éguas, T1

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.

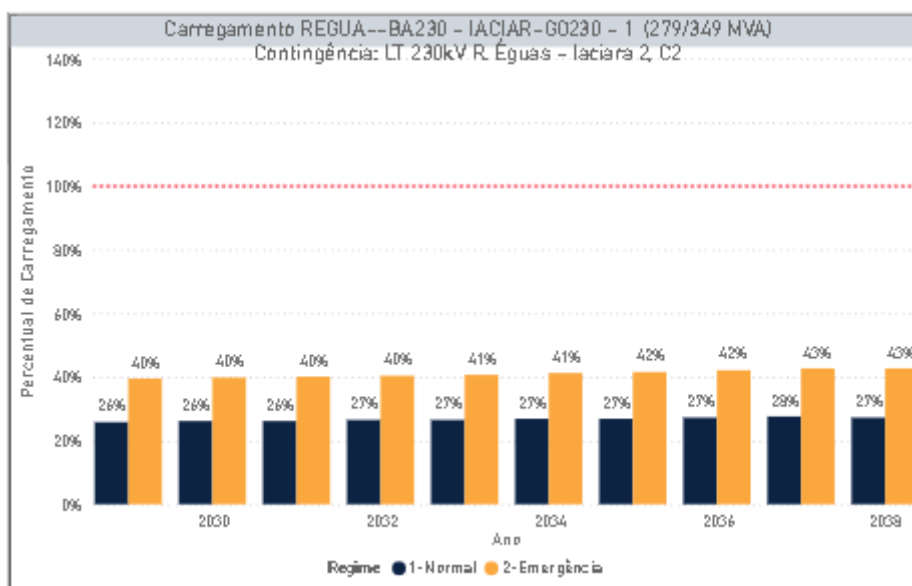


Figura 7-5 - Representação gráfica do carregamento da LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1

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.

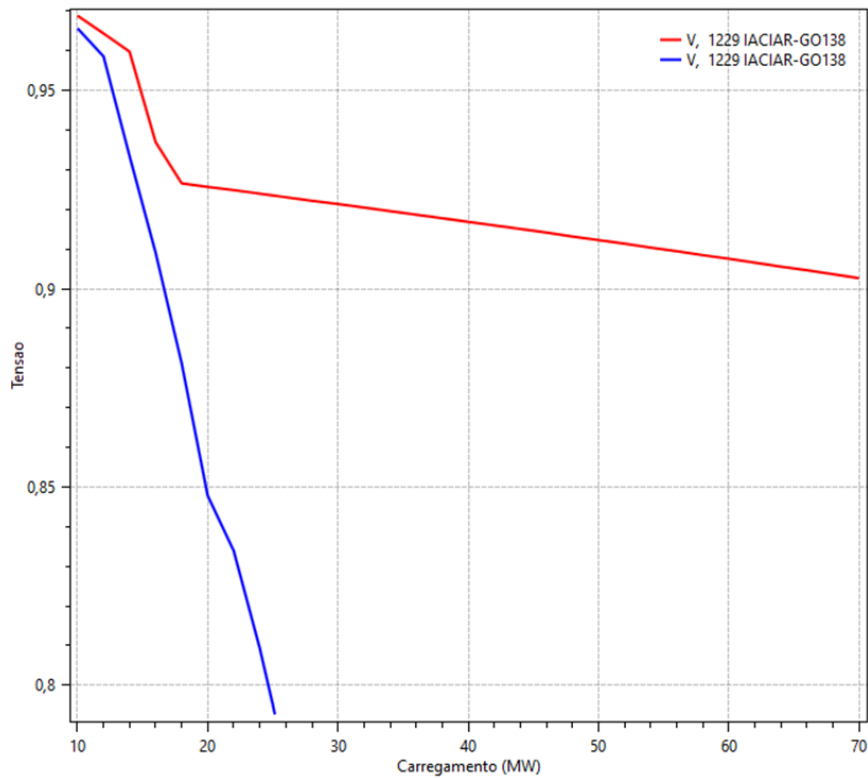


Figura 7-6 - Comparação gráfica da queda de tensão com o crescimento da carga, a linha vermelha representa a condição da rede elétrica após a implantação da SE 230/138kV Iaciara 2

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 13.5.

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.

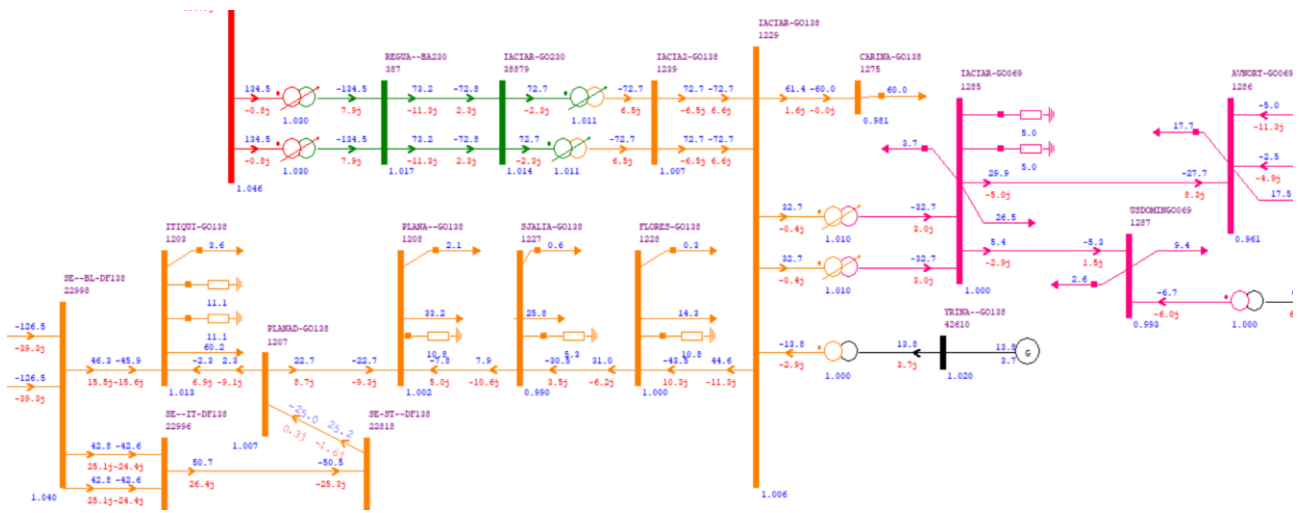


Figura 7-7 – Sistema Pré-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, Ano 2030

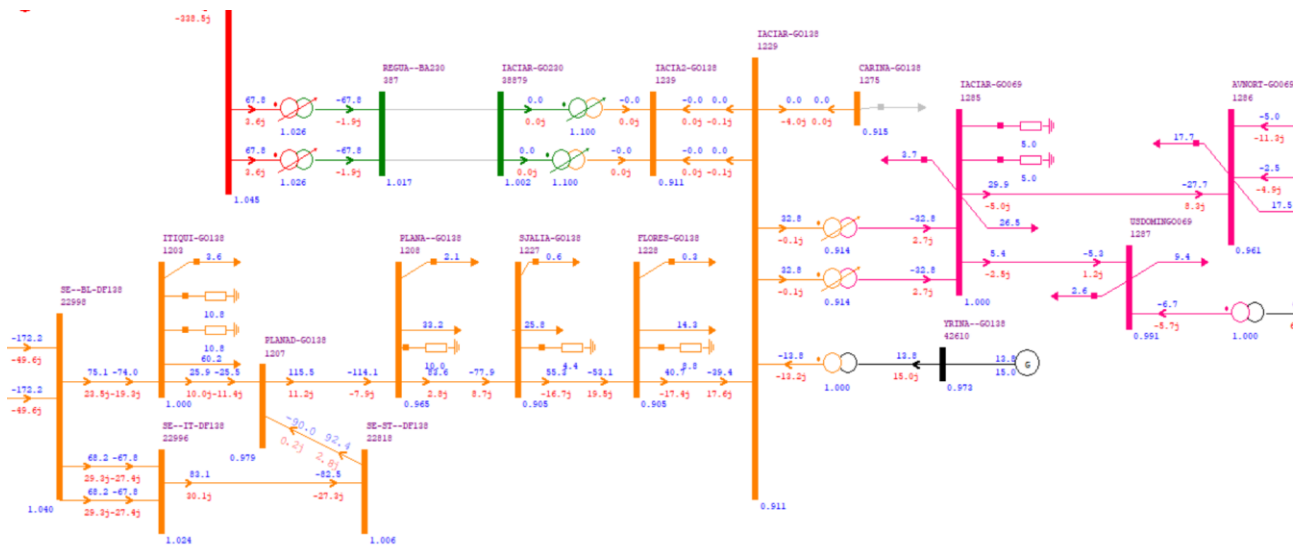


Figura 7-8 – Sistema Pós-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, com corte de carga na Carina, cerca de 28% do total da região, Ano 2030

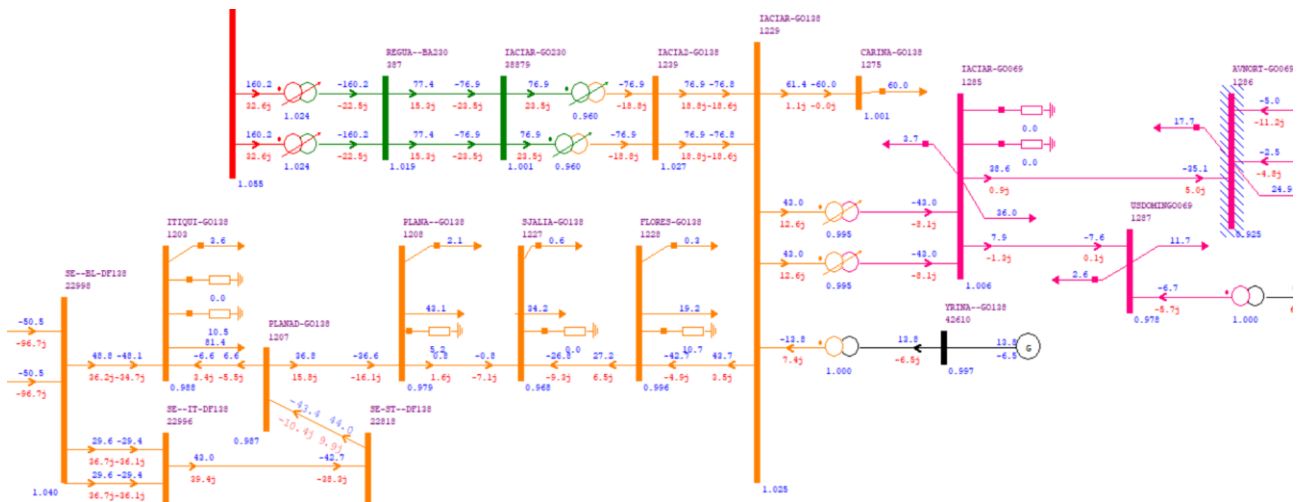


Figura 7-9 – Sistema Pré-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, Ano 2038

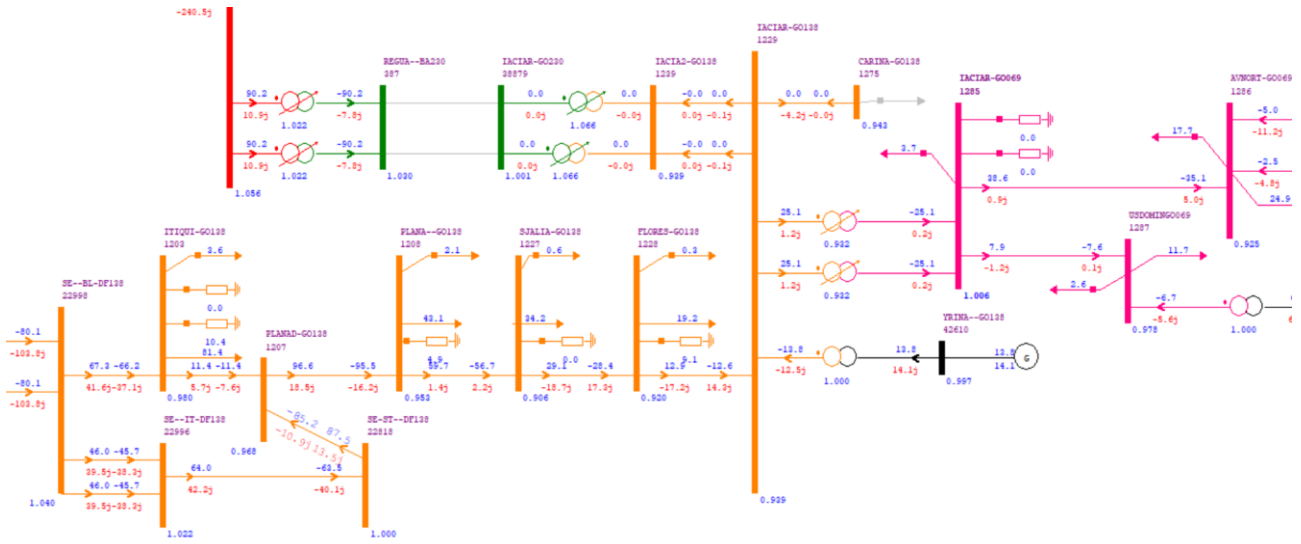


Figura 7-10 – Sistema Pós-Contingência Dupla LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, C1 e C2, com corte de carga nas SEs Carina e Iaciara, cerca de 37,5% do total da região, Ano 2038

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 [4].

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 [5].

Tabela 8-1 - Dados do ambiente

Temperatura do ar [°C]	33
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1
Radiação solar [W/m²]	1000
Altitude média [m]	735
Altitude máxima [m]	1015
DRA¹ [p.u.]	0,88
Vento p/ balanço (50 anos, 30 s, 10 m) [km/h]	120

⁽¹⁾ 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

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

¹ Atualizado pela EPE conforme [12].

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

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

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

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

Linha	Fluxo ¹ [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

⁽¹⁾ 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 [6]. 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	
RUDDY	1	1524,9	273,7	1798,6	100,0%
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 [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Duplo	CAA 1 x RUDDY (900 MCM)			+	0,0728	0,4893	3,4127
		840	1100	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.

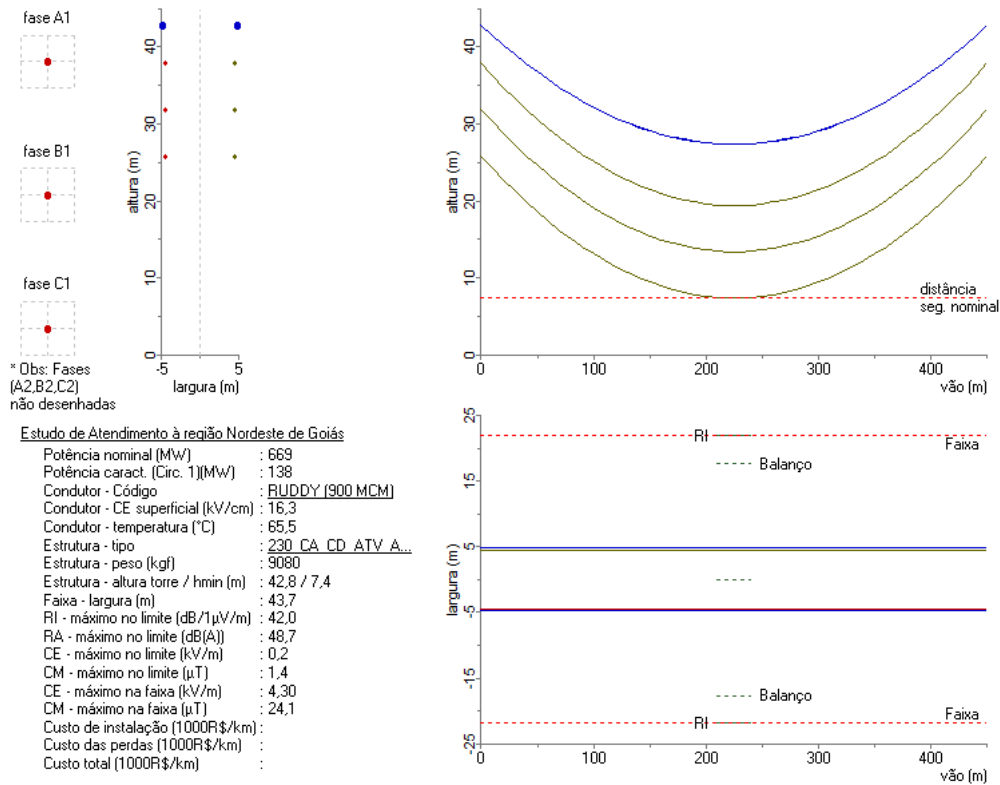


Figura 8-1 - Dados técnicos básicos da LT 230 kV

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 [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ 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.

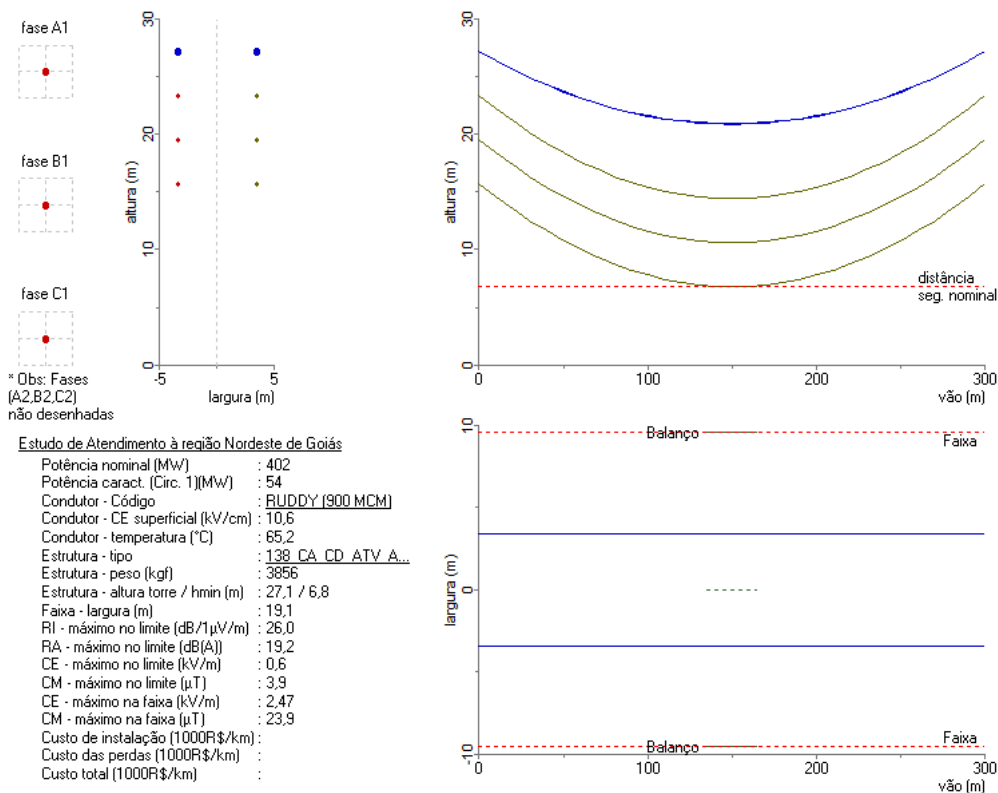


Figura 8-2 - Dados técnicos básicos da LD 138 kV

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 FREQUENCIA 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.

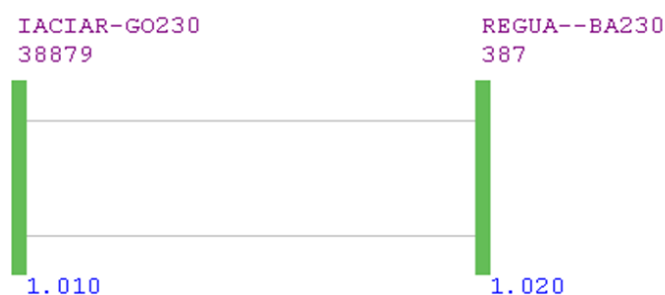


Figura 9-1 - LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, condição pré-energização

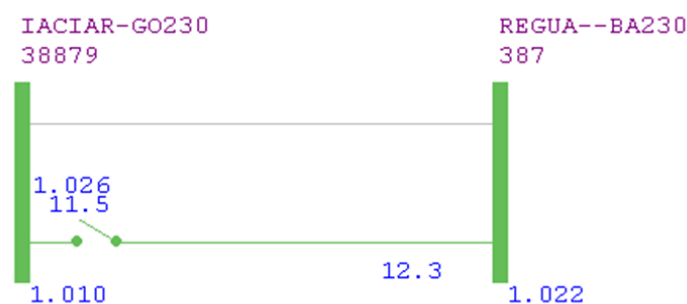


Figura 9-2 - Energização da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, iniciando pelo terminal de Rio das Éguas

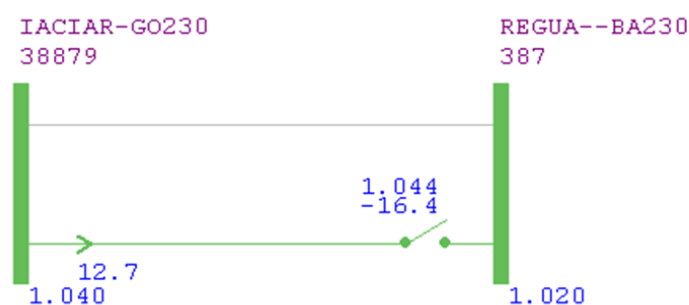


Figura 9-3 - Energização da LT 230kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, iniciando pelo terminal de Iaciara 2

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.

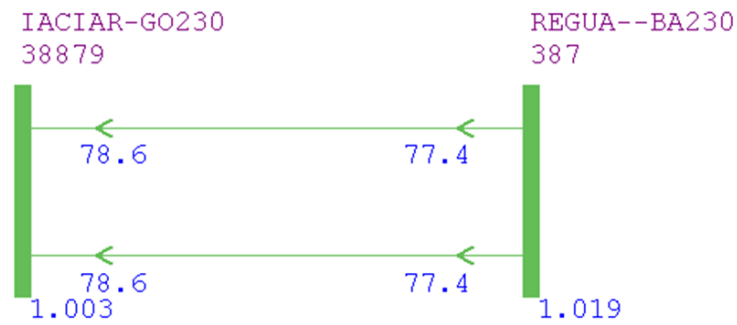


Figura 9-4 – LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, condição pré-rejeição

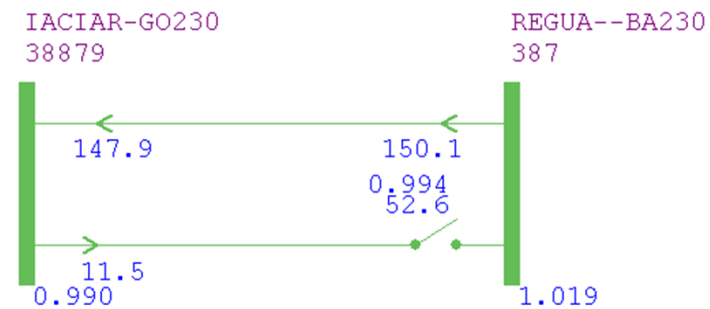


Figura 9-5 - Rejeição da LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, terminal de Rio das Éguas aberto.

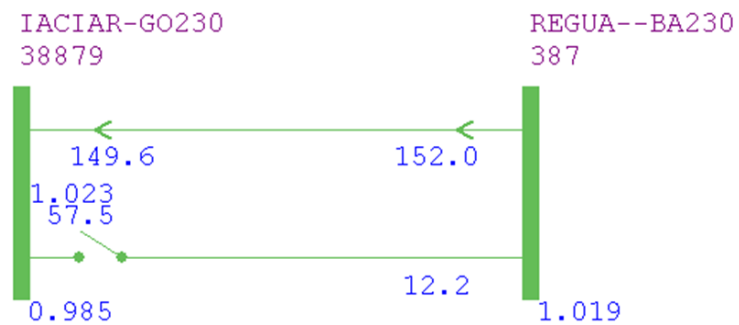


Figura 9-6 - Rejeição da LT 230 kV Iaciara 2 – Rio das Éguas, terminal de Iaciara 2 aberto.

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
500				
Rio das Éguas	33,42	34,65	33,55	34,83
Brasília Leste	35,2	35,18	35,87	35,86
230				
Rio das Éguas	26,58	28,7	26,73	29,04
Iaciara 2	-	14,14	-	14,48
138				
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

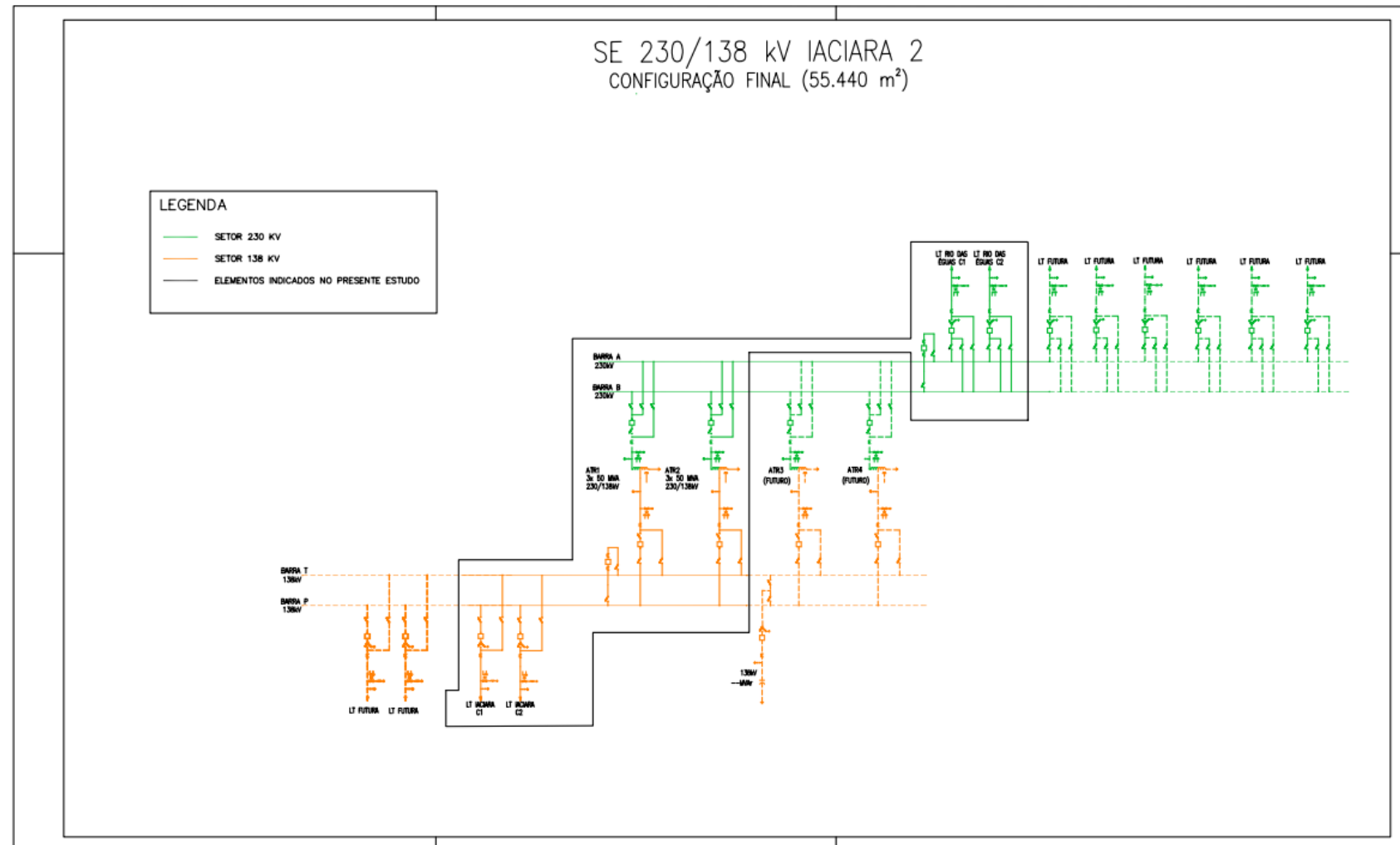
- [1] EPE, “EPE-DEE-RE-048_2018 - Estudo de Atendimento à região Nordeste de Goiás,” 2018.
- [2] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrica, “Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos,” 2022.
- [3] EPE, “EPE-DEE-NT-012/2018-rev1 – Definição de Parâmetros Iniciais Para o Planejamento de Linhas de Transmissão Aéreas,” 2022.
- [4] Cepel, “<https://www.cepel.br/produtos/elektra/>,” 2024. [Online].
- [5] INMET, “Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima. <http://www.inmet.gov.br/portal/>,” 2024. [Online].
- [6] ONS, “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão,” 2022.
- [7] 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.
- [8] IEA - International Energy Agency, “Electricity Security, Climate Resilience,” 2021.
- [9] EPE, “Informe Técnico - Parâmetros Econômicos de Referência (Março/2024)”.
- [10] ANEEL, “Base de Preços de Referência ANEEL 03/2024”.
- [11] 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.
- [12] 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

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						310.723,13	181.303,96	27.600,74	83.847,37
LT 138 kV IACIARA - IACIARA 2, C1 (Nova)						32.625,88	19.036,89	2.898,07	8.803,96
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 2 km		2029	2	1,0	1077,07	2.154,14	1.256,92	191,35	581,29
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	IACIARA	2029	2	1,0	6892,20	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	6892,20	13.784,40	8.043,07	1.224,43	3.719,66
MIM - 138 kV	IACIARA	2029	1,0	1,0	1451,47	1.451,47	846,92	128,93	391,67
MIM - 138 kV	IACIARA 2	2029	1,0	1,0	1451,47	1.451,47	846,92	128,93	391,67
LT 230 kV RIO DAS ÉGUAS - IACIARA, C1 e C2 (CD) (Nova)						148.571,16	86.689,84	13.197,19	40.091,32
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 65 km		2029	65	1,0	1512,82	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	10694,84	21.389,68	12.480,67	1.899,99	5.771,92
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	IACIARA	2029	2	1,0	10694,84	21.389,68	12.480,67	1.899,99	5.771,92
MIM - 230 kV	IACIARA	2029	1	1,0	2258,45	2.258,45	1.317,78	200,61	609,43
MIM - 230 kV	RIO DAS ÉGUAS	2029	1	1,0	2258,45	2.258,45	1.317,78	200,61	609,43
MIG-A	RIO DAS ÉGUAS	2029	1	1,0	2941,60	2.941,60	1.716,40	261,29	793,78
SE 230/138 kV IACIARA 2						129.526,09	75.577,23	11.505,47	34.952,09
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2029	7	1,0	9330,31	65.312,17	38.109,02	5.801,51	17.624,22
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2029	2	1,0	9128,29	18.256,58	10.652,54	1.621,69	4.926,46
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	2	1,0	6449,90	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			2,0						
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2029	1	1,0	7228,67	7.228,67	4.217,86	642,10	1.950,63
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1	1,0	5259,76	5.259,76	3.069,02	467,21	1.419,32
MIG (Terreno Rural)		2029	1	1,0	15004,23	15.004,23	8.754,82	1.332,79	4.048,83
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	2177,21	2.177,21	1.270,38	193,40	587,51
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	3387,67	3.387,67	1.976,67	300,92	914,15

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



13.3 Novo posicionamento do vão da LT 230 kV Rio das Éguas – Iaciara 2, CD

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.

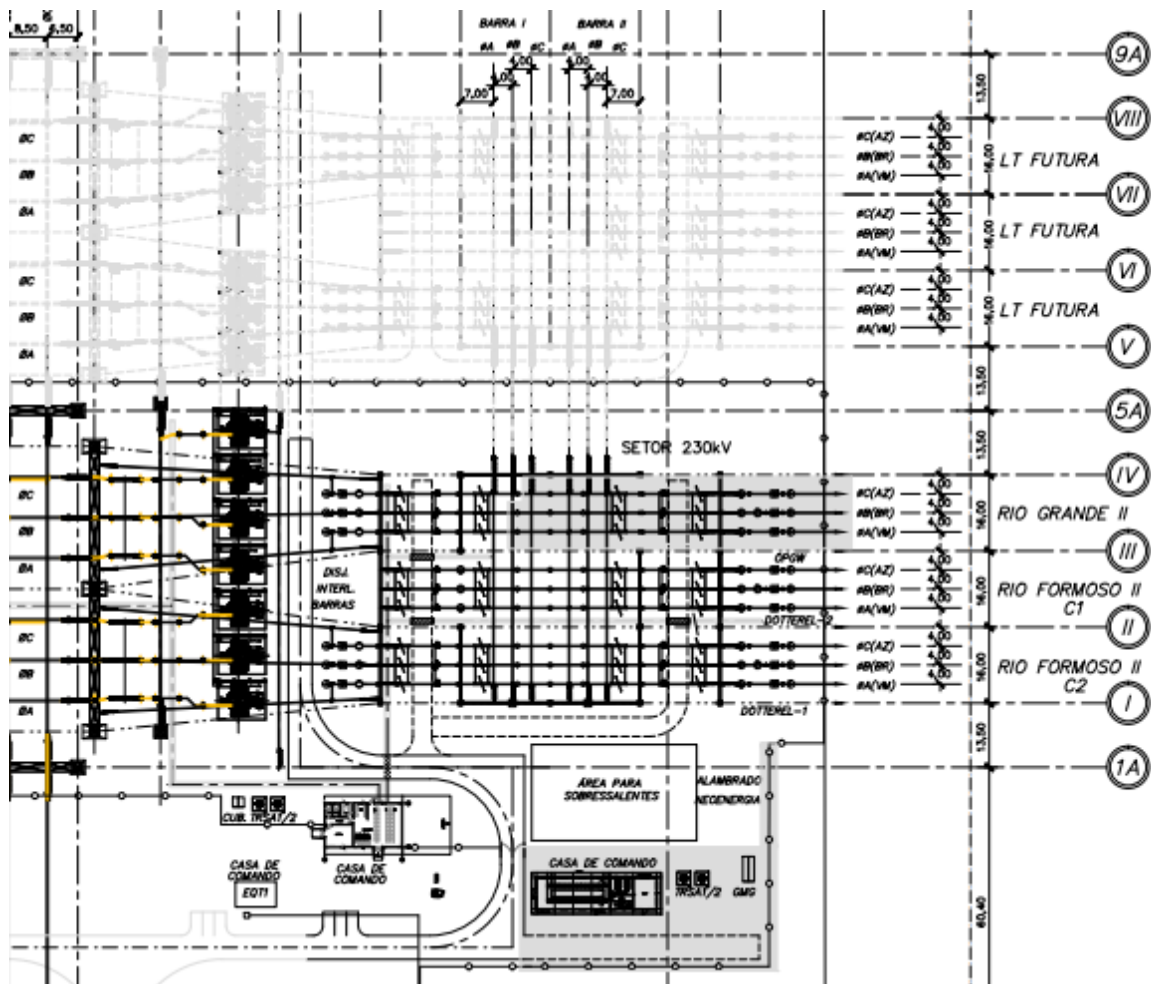


Figura 13-1 - Recorte do diagrama eletromecânico da SE 500/230 kV Rio das Éguas, elaborado pela Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA, em dezembro de 2020.

13.4 Fichas PET/PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

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

Justificativa:

Obras para atendimento a carga

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

Circuito Duplo 138 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 2 km	2.154,14
2 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // IACIARA	13.784,40
2 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // IACIARA 2	13.784,40
MIM - 138 kV // IACIARA	1.451,47
MIM - 138 kV // IACIARA 2	1.451,47

Total de Investimentos Previstos:

32.625,88

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

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

Justificativa:

Obras para atendimento a carga

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

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 65 km	98.333,30
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // RIO DAS ÉGUAS	21.389,68
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // IACIARA	21.389,68
MIM - 230 kV // IACIARA	2.258,45
MIM - 230 kV // RIO DAS ÉGUAS	2.258,45
MIG-A // RIO DAS ÉGUAS	2.941,60

Total de Investimentos Previstos: 148.571,16

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

Sistema Interligado da Região CENTRO-OESTE

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

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	65.312,17
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	18.256,58
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	12.899,80
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.228,67
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	5.259,76
MIG (Terreno Rural)	15.004,23
MIM - 138 kV	2.177,21
MIM - 230 kV	3.387,67

Total de Investimentos Previstos: 129.526,09


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:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

13.5 Ata de reunião

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

Participantes

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

Pauta

Consolidação da solução estrutural para a região Nordeste de Goiás, contemplando a nova LT 230 kV Rio das Águas – 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 Águas -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).