



Empresa de Pesquisa Energética

Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 2032

VOLUME III – GET Centro-Oeste

Acre | Distrito Federal | Goiás | Mato Grosso | Rondônia

MAIO DE 2023

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



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



ESTUDOS PARA A DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

GOVERNO FEDERAL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo do MME

Efrain Pereira da Cruz

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Secretário Nacional de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Júnior

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vitor Eduardo de Almeida Saback

NOTA TÉCNICA

Volume III – GET Centro-Oeste

Acre

Distrito Federal

Goiás

Mato Grosso

Rondônia



Empresa de Pesquisa Energética

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

Presidente

Ângela Regina Livino de Carvalho (Interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Giovani Vitória Machado (Interino)

Diretora de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

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

Sede

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

Escritório Central

Praça Pio X, 54 – Centro

20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Ângela Regina Livino de Carvalho
Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Análises Técnicas

Armando Leite Fernandes
Bruno Cesar Maçada
João Maurício Caruso
Lucas Simões (Coordenação)
Marcelo Luiz
Matheus Augusto (Estagiário)
Tiago Veiga Madureira

Nº EPE-DEE-NT-030/2023-rev0

Data: 26/05/2023

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



Contrato

Data de assinatura

Projeto

ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Estudos do Sistema de Transmissão

Subárea de estudo

GET Centro-Oeste

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-NT-030/2023-rev0

**Volume III – GET Centro-Oeste – Acre, Distrito Federal,
Goiás, Mato Grosso e Rondônia**

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

26/05/2023

Emissão original

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório é um dos 6 (seis) volumes que compõem o diagnóstico da rede elétrica brasileira, com avaliações de desempenho futuro do Sistema Interligado Nacional – SIN no horizonte 2026-2037. Cada volume apresenta os resultados para as seis regiões geoeletricas abrangidas pelos Grupos de Estudos de Transmissão (GETs) da EPE: GET Norte, GET Nordeste, GET Centro-Oeste, GET Sudeste, GET São Paulo e GET Sul.

O objetivo principal do diagnóstico é trazer um panorama sobre possíveis restrições futuras da rede, identificando data prevista da restrição, grau de severidade e localização. Esses dados servirão de insumos para a abertura de novos estudos de planejamento da transmissão e sua priorização no âmbito da programação de estudos de cada GET.

Dado esse objetivo, salienta-se, quanto à metodologia empregada para o diagnóstico, que a análise do desempenho elétrico do sistema concentrou-se nas condições operativas em regime permanente, em condições normais e considerando a incidência de contingência simples, com o objetivo de identificar eventuais subtensões ou sobrecargas em instalações da Rede Básica.

Entende-se que as análises assim realizadas possibilitam a identificação e antecipação dos principais problemas a serem melhor investigados em estudos específicos subsequentes.

Dentro desse contexto, não obstante tenham sido feitas sensibilidades gerais sobre os casos de referência, salienta-se que esse diagnóstico não visou esgotar a avaliação do comportamento do sistema em múltiplos pontos de operação, o que naturalmente será efetuado na ocasião dos estudos identificados.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	7
SUMÁRIO	8
ÍNDICE DE FIGURAS	9
ÍNDICE DE TABELAS	11
1 INTRODUÇÃO	12
2 CONCLUSÕES	13
3 RECOMENDAÇÕES	15
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	17
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	17
4.2 Evolução da Expansão da Geração	21
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão	22
5 CENÁRIOS ANALISADOS	25
5.1 Cenário Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Leve	25
5.2 Cenário Norte Importador (Norte Seco) – Carga Média	26
5.3 Cenário Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Pesada	26
5.4 Cenário Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Média	27
5.5 Cenário Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Leve	27
6 VISÃO GERAL DO DESEMPENHO DO SISTEMA INTERLIGADO	29
7 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA DO ESTADO DO MATO GROSSO	31
7.1 Carga Média – Norte Seco – sem Síncrono Fictício em Cuiabá 500 kV	31
7.1.1 Desempenho das Linhas de Rede Básica	31
7.1.2 Desempenho dos Transformadores da Rede Básica e Fronteira	35
7.1.3 Casos Não Convergentes nas Simulações Automáticas	40
7.1.4 Curvas PxV e QxV	41
7.2 Carga Média – Norte Seco – com Síncrono Fictício em Cuiabá 500 kV	43
7.2.1 Desempenho das Linhas de Rede Básica	44
7.3 Carga Leve – Norte Úmido	46
8 DIAGNÓSTICO DO ESTADO DE RONDÔNIA	49
8.1 Carga Média – Norte Seco	49
8.1.1 Desempenho das Linhas de Rede Básica	49
8.1.2 Desempenho dos Transformadores de Rede Básica de Fronteira	52
8.1.3 Casos Não Convergentes nas Simulações Automáticas	57
8.1.4 Curvas PxV e QxV	58
8.2 Carga Leve – Norte Úmido	59
9 DIAGNÓSTICO DO ESTADO DO ACRE	62
9.1 Carga Média – Norte Seco	62
9.2 Carga Leve – Norte Úmido	65
10 DIAGNÓSTICO DO ESTADO DE GOIÁS/ DISTRITO FEDERAL	66
10.1 Destaques de Goiás	66

10.2 Destaques do Distrito Federal	70
11 REFERÊNCIAS	72
12 ANEXOS	73
12.1 Empreendimentos Planejados	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 - Projeções de crescimento de carga para o estado do Mato Grosso	18
Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga para o estado de Rondônia	18
Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga para o estado de Rondônia	19
Figura 4-4 - Projeções de crescimento de carga para o estado de Goiás	20
Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga para o Distrito Federal	20
Figura 4-6 - Mapa geoeletrico dos estados do Acre e Rondônia	23
Figura 4-7 - Mapa geoeletrico do estado do Mato Grosso	23
Figura 4-8 - Mapa geoeletrico do estado de Goiás	24
Figura 4-9 - Mapa geoeletrico do estado do Distrito Federal	24
Figura 6-1 – Carregamentos Máximos em Regime Normal – Estados MT AC RO	29
Figura 6-2 – Carregamentos Máximos em Emergências de LTs – Estados MT AC RO	29
Figura 6-3 – Carregamentos Máximos em Emergências de Transformadores – Estados MT AC RO	30
Figura 7-1 - Carregamentos Máximos em LTs da RB – Regime Normal e Contingências	31
Figura 7-2 - Eixo Barra do Peixe – Rondonópolis 230 kV	32
Figura 7-3 - Eixo Sorriso – Sinop 230 kV	32
Figura 7-4 - Carregamento na LT 500 kV Ribeirãozinho / Cuiabá ckt #1 Regime Normal e Perda do ckt #2	33
Figura 7-5 - Tensões na Perda da LT 500 kV Ribeirãozinho / Cuiabá ckt #2 – SEM Síncrono Fictício em Jauru 500 kV	34
Figura 7-6 - Tensões na Perda da LT 500 kV Ribeirãozinho / Cuiabá ckt #2 – COM Síncrono Fictício em Cuiabá 500 kV	34
Figura 7-7 - Carregamentos dos Transformadores de RB no estado do MT – Regime Normal e Contingências	35
Figura 7-8 - Brasnorte 230/138 kV – Perda de Juína 230/138 kV	36
Figura 7-9 - Nova Mutum 230/69 kV – Regime Normal e Perda de Banco Paralelo	36
Figura 7-10 - Nova Mutum 230/69 kV – Perda de Transformador de Juína 230/69 kV	37
Figura 7-11 - Nova Mutum 230/69 kV – Regime Normal e Perda do Transformador de Nobres 230/138 kV	37
Figura 7-12 - Sorriso 230/69 kV - Regime Normal e Perda do Banco Paralelo (60 MVA)	38
Figura 7-13 - Rondonópolis 230/138 kV – Regime Normal e Perda de Banco Paralelo	38
Figura 7-14 - Rondonópolis 230/138 kV – Perda de Transformador de Barra do Peixe 230/138 kV	39
Figura 7-15 - Lucas do Rio Verde 230/138 kV – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo	39
Figura 7-16 - Sinop 230/138 kV - Regime Normal e Perda do Transformador de Cláudia 500/230	40
Figura 7-17 - Tensões na Região de Cuiabá – Contingência da LT 500 kV Ribeirãozinho / Cuiabá	40
Figura 7-18 – Curva PXV Cuiabá 500 kV – MNS – ΔP Incremental na Barra de Cuiabá 500 kV	41
Figura 7-19 - Curva QxV Cuiabá 500 kV – MNS – Regime Normal e Perda LT Ribeirãozinho / Cuiabá 500 kV ckt #2	42
Figura 7-20 – Geração do Síncrono Fictício para Convergência dos Casos	43
Figura 7-21 - Tensões em Cuiabá e Jauru 500 e 230 kV em Contingência	44
Figura 7-22 - Carregamento da LT Ribeirãozinho / Cuiabá ckt #1 – Regime Normal e Perda do ckt #2 – Casos com Síncrono	44
Figura 7-23 - Carregamento da LT Jauru / Cuiabá na Perda do ckt #Jauru / Cuiabá Norte	45

Figura 7-24 - Carregamento da LT Jauru / Cuiabá Norte ckt #2 na Perda do ckt #1	45
Figura 7-25 - Transformador Jauru 500/230 kV – Regime Normal e Perda do Circuito Paralelo	46
Figura 7-26 - Linha de Transmissão 230 kV Rio Verde / Barra do Peixe ckt #1 – Perda do Circuito Paralelo	47
Figura 7-27 - Transformador 230/138 kV de N.V.Grande – Regime Normal	47
Figura 7-28 - Carregamentos na LD 138 kV Denise / Nobres – Regime Normal e Contingências	48
Figura 8-1 – Carregamentos Máximos dos Elementos do Sistema em Regime Normal e Contingências	49
Figura 8-2 - LT Vilhena / Jauru 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela	50
Figura 8-3 - Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela	50
Figura 8-4 - Linha de Transmissão 230 kV Caladinho / Porto Velho - Regime Normal e Perda LT Porto Velho / Coletora 230 kV	51
Figura 8-5 - Linha de Transmissão 230 kV Porto Velho / Coletora – Regime Normal e Perda LT Porto Velho / Caladinho 230 kV	51
Figura 8-6 - Carregamentos Máximos em Transformadores – Regime Normal e Contingências	52
Figura 8-7 - Abunã 230/138 kV – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo	53
Figura 8-8 - Porto Velho 230/69 kV – Perda de Transformador Paralelo	53
Figura 8-9 - Ariquemes 230/69 kV – Perda de Transformador Paralelo	54
Figura 8-10 - Vilhena 230/69 kV – Perda de Transformador Paralelo	54
Figura 8-11 - Jaru 230/69 kV – Regime Normal e Perda de Banco Paralelo	55
Figura 8-12 - Jaru 230/69 kV – Regime Normal e Perda Jaru 230/138 kV	55
Figura 8-13 - Jaru 230/138 kV – Regime Normal e Perda Jaru 230/69 kV	56
Figura 8-14 - Jaru 138/69 kV – Regime Normal e Perda Jaru 230/138 kV	56
Figura 8-15 - Jaru 230/138 kV – Regime Normal e Perda Jaru 138/69 kV	57
Figura 8-16 - Curva PXV Vilhena 230 kV – MNS – ΔP Incremental na Barra de Vilhena 230 kV	58
Figura 8-17 - Curva QxV Vilhena 230 kV – MNS – Regime Normal e Perda LT Jauru / Vilhena 230 kV	59
Figura 8-18 - LT 230 kV Samuel / Ariquemes ckt #1 – Regime Normal e Perda da LT 230 kV Samuel / Ariquemes ckt #3	60
Figura 8-19 - LT 230 kV Vilhena / Jauru – Regime Normal e Perda do Circuito Paralelo	60
Figura 8-20 - Transformador Pimenta Bueno 230/138 kV – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo	61
Figura 9-1 - LT 230 kV Abunã / Rio Branco ckt #1 – Regime Normal e Perda da LT 230 kV Abunã / Rio Branco ckt #3	62
Figura 9-2 - LT 230 kV Abunã / Tucumã – Regime Normal e Perda da LT 230 kV Abunã / Rio Branco	63
Figura 9-3 - Transformador 230/69 kV de Cruzeiro do Sul – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo	63
Figura 9-4 - Transformador Epitaciolândia 138/69 kV – Regime Normal	64
Figura 9-5-Transformador 230/69 kV de Rio Branco – Regime Normal	65
Figura 9-6-Transformador 230/69 kV de Cruzeiro do Sul – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo	65
Figura 10-1- Carregamento da Linha de Transmissão 230 kV Anhanguera – Goiânia Leste – Regime Normal e Contingência	66
Figura 10-2-Transformador 345/230 kV de Bandeirantes – Regime Normal e Contingência	67
Figura 10-3- LT 345 kV Samambaia – Pirineus – Regime Normal e Contingência	67
Figura 10-4- LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C1 – Regime Normal e Contingência, carga pesada	68
Figura 10-5- LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C1 – Regime Normal e Contingência, carga média	68
Figura 10-6-Transformador 230/69 kV de Itapaci – Regime Normal e Contingência	69
Figura 10-7-Transformador 230/138 kV de Itapaci – Regime Normal e Contingência	70
Figura 10-8- LT 230 kV Brasília Sul - Pirineus – Regime Normal e Contingência – carga média	71
Figura 10-9- LT 230 kV Brasília Sul - Pirineus – Regime Normal e Contingência – carga pesada	71

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 – Matriz energética dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso – Existente (*)	21
Tabela 4-2 - Matriz energética dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso – Em Construção (*)	21
Tabela 4-3 – Matriz energética do estado do Mato Grosso – Expansão (*)	21
Tabela 4-4 – Matriz energética do estado de Rondônia – Expansão (*)	22
Tabela 4-5 – Matriz energética do estado de Goiás – Expansão (*)	22
Tabela 5-1 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso LNU	25
Tabela 5-2 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso MNS	26
Tabela 5-3 - Percentuais de Geração por fonte – Caso PNU	27
Tabela 5-4 - Percentuais de Geração por fonte – Caso MNU	27
Tabela 5-5 - Percentuais de Geração por fonte – Caso LNU	28

1 INTRODUÇÃO

Conforme estabelecido na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, art. 4º, cabe à Empresa de Pesquisa Energética – EPE a elaboração de estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos. Neste contexto, visando identificar as condições futuras de atendimento às diversas áreas geoeletricas do Sistema Interligado Nacional - SIN, a EPE realiza, anualmente, um amplo diagnóstico do desempenho elétrico da rede nacional.

Os resultados desse diagnóstico visam identificar a necessidade de eventuais novos estudos específicos de planejamento da expansão da rede elétrica brasileira, servindo de insumo para a Programação Anual de Estudos de Transmissão, publicada pela EPE até o dia 15 de dezembro de cada ano, após aprovação do Ministério de Minas e Energia – MME.

O presente ciclo de diagnóstico utiliza como ponto de partida a base de dados elétricas do SIN [1], disponibilizada pela EPE no âmbito do Plano Decenal de Energia - PDE 2032. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2026 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2037, permitindo uma visão de futuro cinco anos à frente do horizonte decenal.

A Portaria MME nº 215/2020 [2] instituiu os Grupos de Estudos de Transmissão – GETs, cuja abrangência eletrogeográfica, definida pela EPE, consta na Portaria EPE/DEE nº 1/2021 [3]. Visando facilitar a organização, a apresentação e a divulgação dos resultados dos diagnósticos regionais, os resultados das análises são representados em um total de seis volumes, sendo um volume para cada GET, conforme segue:

- **VOLUME I – GET Norte** – Amapá | Amazonas | Maranhão | Pará | Roraima | Tocantins
- **VOLUME II – GET Nordeste** – Alagoas | Bahia | Ceará | Paraíba | Pernambuco | Piauí | Rio Grande do Norte | Sergipe
- **VOLUME III – GET Centro-Oeste** – Acre | Distrito Federal | Goiás | Mato Grosso | Rondônia
- **VOLUME IV – GET Sudeste** – Espírito Santo | Minas Gerais | Rio de Janeiro
- **VOLUME V – GET São Paulo** – São Paulo
- **VOLUME VI – GET Sul** – Mato Grosso do Sul | Paraná | Rio Grande do Sul | Santa Catarina

2 CONCLUSÕES

Após as simulações e atualizações de cenários para a carga e geração foi possível traçar um diagnóstico de longo prazo para as unidades federativas do Acre, Rondônia, Mato Grosso, Goiás e Distrito Federal, no qual avaliou-se as condições de atendimento da rede existente e do sistema planejado. O diagnóstico identificou algumas restrições de carregamento e de tensão, que serão tratadas ao longo da programação de atividades do GET.

No estado do **Acre** constatou-se atendimento geral satisfatório, ressaltando-se apenas que as projeções de crescimento da demanda apresentaram índices com variações significativas em relação ao ciclo anterior do Plano Decenal, apontando para a necessidade de investigação adicional desses valores.

No estado de **Rondônia**, foram identificados problemas em contingências no eixo em 230 kV Jauru – Vilhena – Pimenta Bueno, com indicativo da necessidade de reforços já no período até o ano de 2030; nas transformações de fronteira em Abunã 230/138 kV (2x55 MVA) e Porto Velho 230/69 kV (4x100 MVA), todos sem capacidade de sobrecarga em contingências, ocorrem problemas durante a perda de bancos paralelos, já em torno do ano de 2030.

No estado do **Mato Grosso**, foram identificados problemas em contingências no eixo em 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá – Cuiabá Norte, com indicativo da necessidade de reforços já no período até o ano de 2030, devido à progressiva degradação do perfil de tensões no sistema de 230 kV da região de Cuiabá, ressaltando-se que não há convergência nas simulações de fluxo de potência a partir do ano de 2031 na perda da linha de 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá, C2 (com maior capacidade de carregamento).

O eixo em 230 kV entre Itumbiara (MG), Rio Verde (GO), Barra do Peixe (MT) e Rondonópolis apresenta problemas de carregamento em regime normal e em contingências, notadamente nas linhas de menor capacidade, com compensação série. O tronco em 230 kV Sorriso – Sinop também apresenta problemas de desempenho em contingências, a partir do ano do ano de 2031.

Com relação às transformações de fronteira no estado, foram identificados os seguintes problemas:

- O atendimento à região de Brasnorte e Juína 138 kV a partir dos transformadores de Brasnorte 230/138 kV e Juína 230/138 kV é crítico, verificando-se na perda do transformador de Juína a deterioração do perfil de tensões na área a partir de **2028**, sobrecarga em linhas de distribuição em 138 kV a partir de 2029, e sobrecarga no transformador de Brasnorte na perda do transformador de Juína a partir de 2033;
- Nova Mutum 230/69 kV (2x30 MVA e 1x33 MVA): perda de banco paralelo a partir de **2029** e regime normal no final do horizonte (2037);
- Sorriso 230/69 kV (3x30 MVA e 1x60 MVA): perda do banco de 60 MVA a partir de **2031**;

- Rondonópolis 230/138 kV (2x100/102 MVA e 2x100/120 MVA): perda de banco paralelo a partir de **2032** e regime normal no final do horizonte (2036);
- Lucas do Rio Verde 230/138 kV (2x75 MVA): perda do banco paralelo a partir de **2033**;
- Sinop 230/138 kV (3x100 MVA): perda do transformador Cláudia 500/230 kV a partir de **2034**.

No estado de **Goiás**, foram identificados problemas em contingências na LT 230 kV Barro Alto – Niquelândia, com indicativo da necessidade de reforços a partir de 2026; na transformação de fronteira em Itapaci 230/69 kV (2x50 MVA), ocorrem problemas durante a perda do transformador paralelo, já em torno do ano de 2028. Ressalta-se que a solução estrutural de planejamento para o problema da transformação 230/69 kV Itapaci já foi recomendada no estudo EPE-DEE-RE-029/2010-r1, que contempla a implantação do pátio 230/138 kV e a transferência de cargas da distribuidora.

No **Distrito Federal** constatou-se atendimento geral satisfatório, não sendo indicado estudo de planejamento para região.

Por fim, ressalta-se que o acompanhamento constante da previsão de carga e da expansão da geração são de suma importância, tendo em vista as incertezas e possíveis mudanças conjunturais que possam ocorrer.

3 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2032 para o GET Centro-Oeste, bem como as ponderações efetuadas ao longo dos capítulos 7, 8 e 9, identificaram-se regiões prioritárias para execução de estudos de planejamento no ano de 2023:

- 1) O tronco de 500 kV de suprimento ao Mato Grosso (de Ribeirãozinho a Jauru) e o de 230 kV de suprimento à Rondônia (de Jauru a Pimenta Bueno, visando solucionar os problemas em contingências no eixo em 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá – Cuiabá Norte, devido à progressiva degradação do perfil de tensões locais (estudo já incluído na Programação de Estudos de 2023);
- 2) Realizar estudos para avaliar a necessidade de reforços nas transformações de fronteira de Porto Velho 230/69 kV e Abunã 230/138 kV, no estado de Rondônia, nos médio e longo prazos (a partir de 2030) (estudo já incluído na Programação de Estudos de 2023);
- 3) Realizar estudo de reforços estruturais envolvendo a região da LT 230 kV Barro Alto – Niquelândia, nos médio e longo prazos (a partir de 2026), no patamar de carga pesada, (estudo já incluído na Programação de Estudos de 2023);

Adicionalmente, recomendam-se as seguintes ações:

- 4) Acompanhar o desempenho das subestações de Brasnorte e Juína, no estado do Mato Grosso, a partir do ano de 2028, cuja contingência dos transformadores de Brasnorte 230/138 kV e Juína 230/138 kV causa a deterioração do perfil de tensões na área a partir de 2028, sobrecargas em linhas de distribuição em 138 kV a partir de 2029, e sobrecarga no transformador de Brasnorte na perda do transformador de Juína a partir de 2033 (estudo ainda não incluído na Programação de Estudos dado as incertezas associadas ao horizonte, situação dos TRs será monitorada em conjunto com a distribuidora e oportunamente incluída na programação de atividades);
- 5) Acompanhar o desempenho dos transformadores de fronteira em Nova Mutum 230/69 kV, Sorriso 230/69 kV e Rondonópolis 230/138 kV, no estado do Mato Grosso, nos médio e longo prazos (a partir de 2029) (estudo ainda não incluído na Programação de Estudos dado as incertezas associadas ao horizonte, situação dos TRs será monitorada em conjunto com a distribuidora e oportunamente incluída na programação de atividades);
- 6) Acompanhar o desempenho dos transformadores de fronteira 230/138 kV de Lucas do Rio Verde e Sinop, que apresentaram problemas no final do horizonte (a partir de 2033);

- 7) Solicitar uma reavaliação dos dados de mercado disponibilizados pela distribuidora Energisa-AC para o estado do Acre uma vez que verificou-se no estado do Acre acentuada redução nas projeções de demanda no patamar de carga leve (18% no ano inicial e redução progressiva da taxa até 9% em 2036), em oposição ao ocorrido no patamar de carga média (crescimento de 12 a 20% em todos os anos da análise) e pesada (crescimento de 3 a 17%, com um crescimento bastante significativo a partir de 2033, ano em que a taxa passa de um valor próximo a 4% para cerca de 9%).

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema elétrico das unidades federativas do Acre, Rondônia, Distrito Federal, Goiás e Mato Grosso é formado por uma extensa malha de transmissão de Rede Básica com tensões nominais de 500 kV e 230 kV majoritariamente, além de uma malha em 345 kV mais reduzida, presente apenas no estado de Goiás. Completam ainda o sistema analisado as Demais Instalações de Transmissão (DIT) nas tensões de 138 kV e 69 kV. Para permitir um maior detalhamento das informações, as análises foram subdivididas em quatro áreas de interesse, a saber: (i) Mato Grosso, (ii) Rondônia, (iii) Acre e (iv) Goiás – Distrito Federal.

4.1 Evolução da Expansão do Mercado

Os maiores centros de consumo da região Centro-Oeste se localizam nas proximidades de Região Integrada de Desenvolvimento – RIDE de Brasília e na região metropolitana de Goiânia. São também centros de carga relevantes as regiões próximas às capitais dos demais estados, como Cuiabá, Porto Velho e Rio Branco.

As Figuras 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 mostram a evolução das previsões de carga das unidades federativas do Acre, Rondônia, Mato Grosso, Goiás e Distrito Federal, respectivamente, obtidas através de dados enviados pelas distribuidoras e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2032. É importante destacar que esses casos base também possuem previsões de crescimento do mercado para os anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal, compreendendo os anos de 2035 a 2037.

Verifica-se que:

- O patamar de carga com o valor mais elevado foi a carga média, para todos essas unidades federativas.
- O crescimento médio anual do mercado da região varia entre 1,5% e 4,0%, valores esses considerados dentro das expectativas, ainda mais levando em conta que, em comparação com o último ciclo do PDE, houve uma redução acentuada nas previsões de carga, exceto no Distrito Federal onde houve aumento de carga chegando a 8,5%.

No estado do Mato Grosso, a redução de carga foi bastante significativa nos patamares de carga leve e média, da ordem de 6% e com redução mais acentuada nos anos finais do horizonte 2026-37. Na carga pesada também ocorre redução significativa, mas de menor valor, situando-se na faixa 4-5%.

Essas informações constam da Figura 4-1 a seguir.

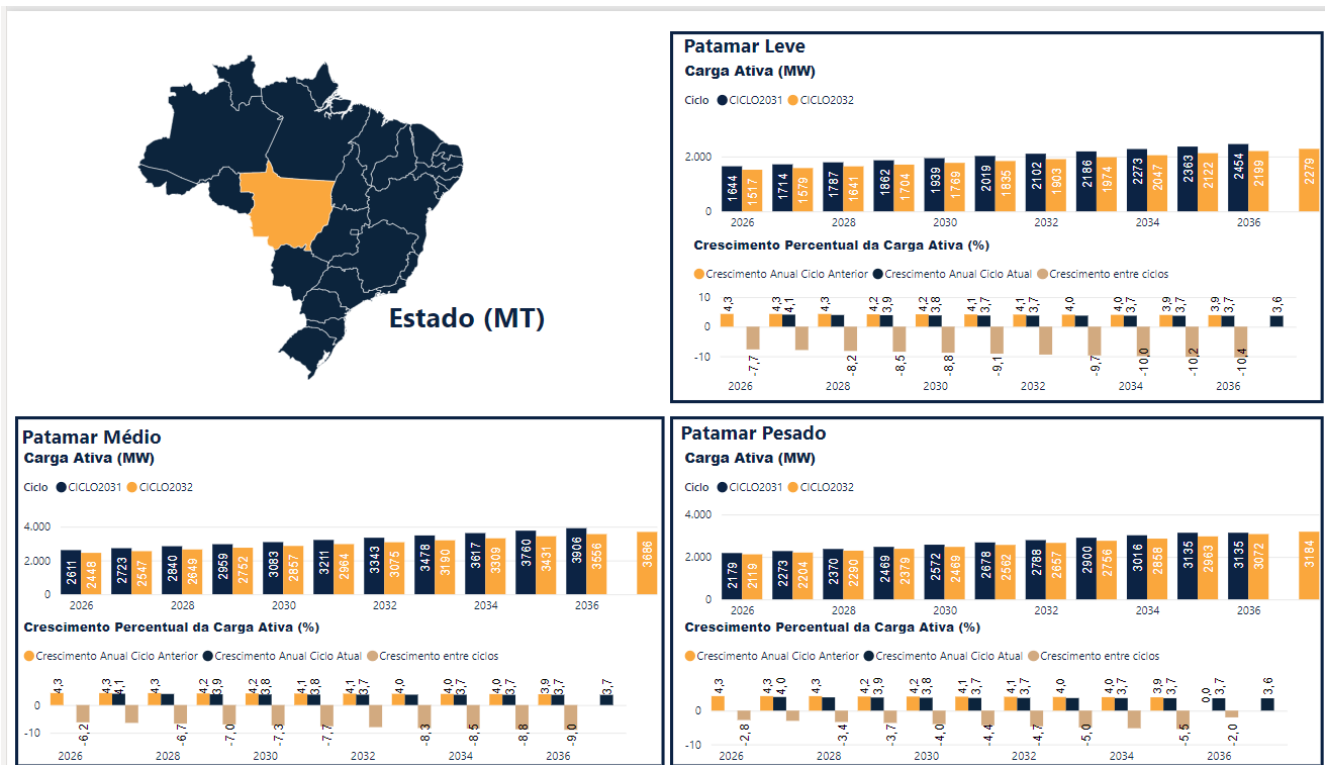


Figura 4-1 - Projeções de crescimento de carga para o estado do Mato Grosso

De forma análoga, no estado de Rondônia houve decréscimo na previsão de cargas em relação ao ciclo anterior, mas em escala inferior ao estado do Mato Grosso, situando-se na faixa de 2 a 5% nos 3 patamares de carga, conforme Figura 4-2 abaixo.

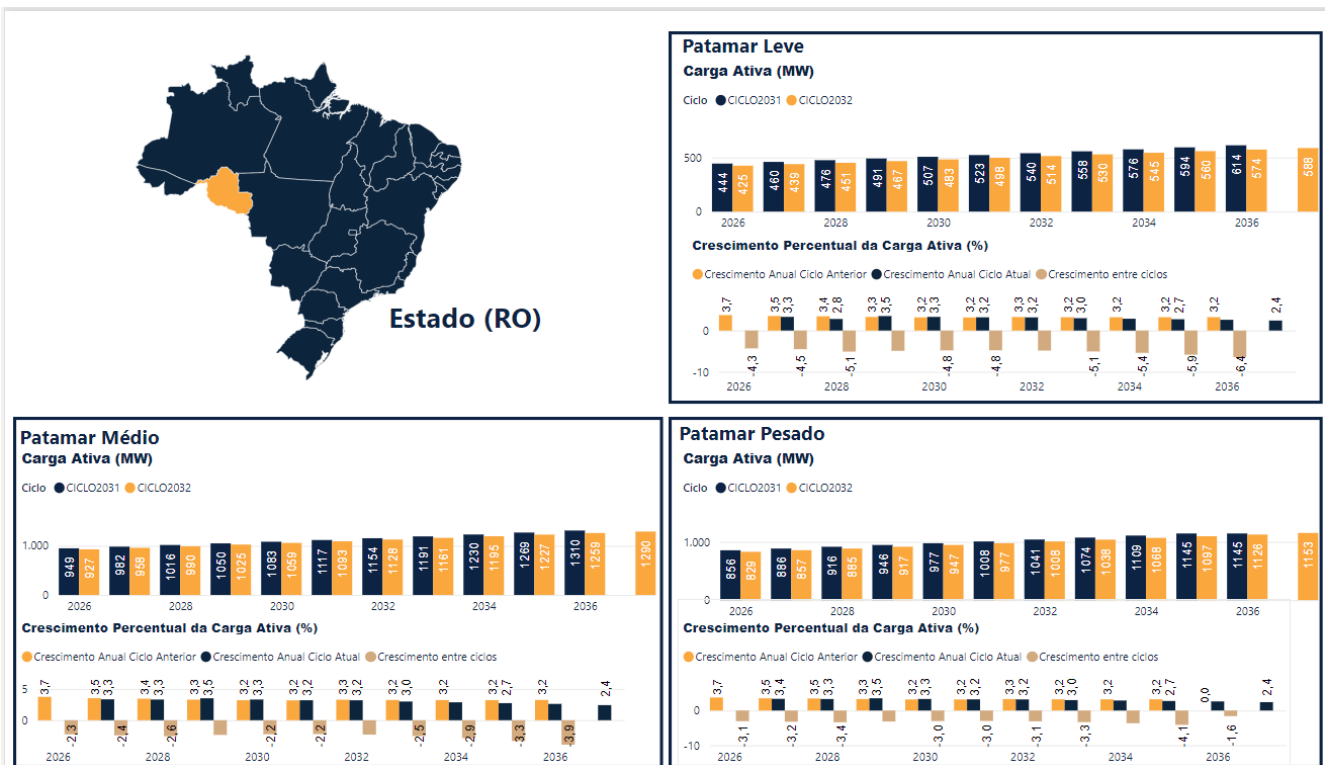


Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga para o estado de Rondônia

No estado do Acre, verificou-se uma acentuada redução nas projeções de demanda no patamar de carga leve (18% no ano inicial e redução progressiva da taxa até 9% em 2036), em oposição ao

ocorrido nos patamares de carga média (crescimento de 12 a 20% em todos os anos da análise) e pesada (crescimento de 3 a 17%, com um crescimento bastante significativo a partir de 2033, ano em que a taxa passa de um valor próximo a 4% para cerca de 9%), conforme pode ser visualizado na Figura 4-3 a seguir.

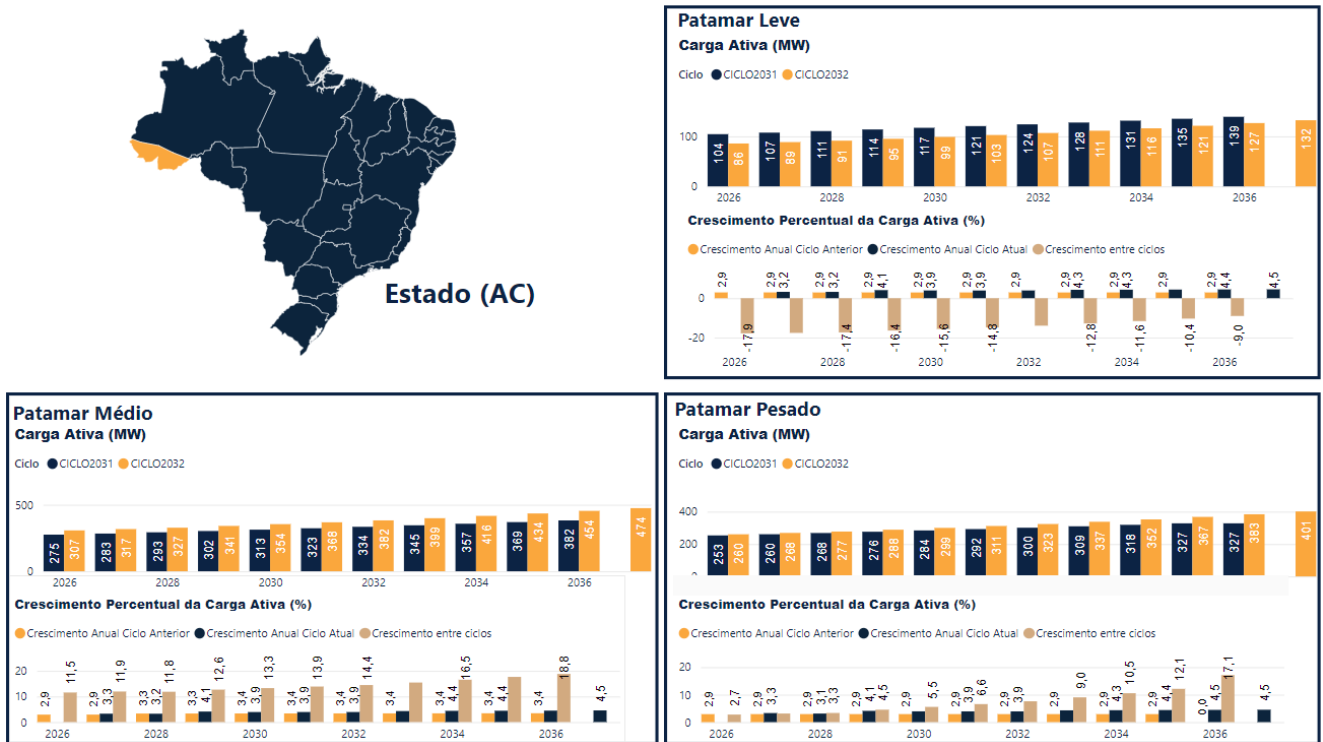


Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga para o estado de Rondônia

No estado de Goiás, a redução de carga foi mais significativa nos patamares de carga leve e pesada, chegando à ordem de 6% e 12%, respectivamente, nos anos finais do horizonte. Para a carga média a redução situou-se na faixa 1-4%. Essas informações constam da Figura 4-4 a seguir.



Estado (GO)

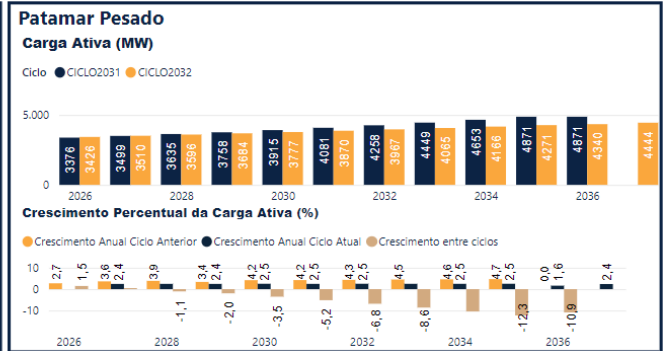
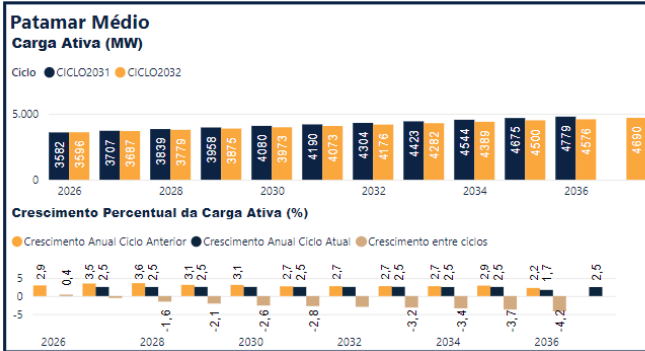
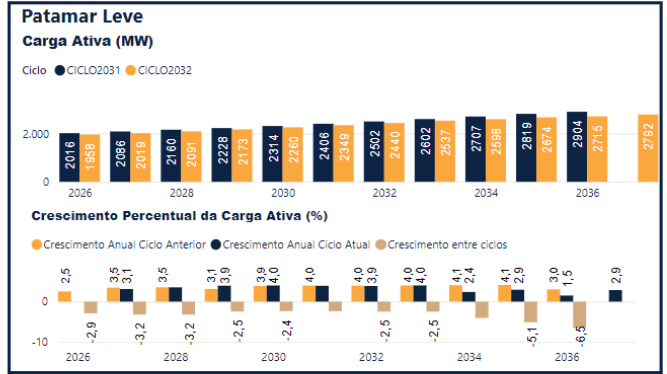


Figura 4-4 - Projeções de crescimento de carga para o estado de Goiás

No Distrito Federal, verificou-se aumento nas projeções de demanda em todos os patamares de carga variando ao longo do horizonte entre 1,5 e 2,2%, conforme pode ser visualizado na Figura 4-5 a seguir.



Estado (DF)

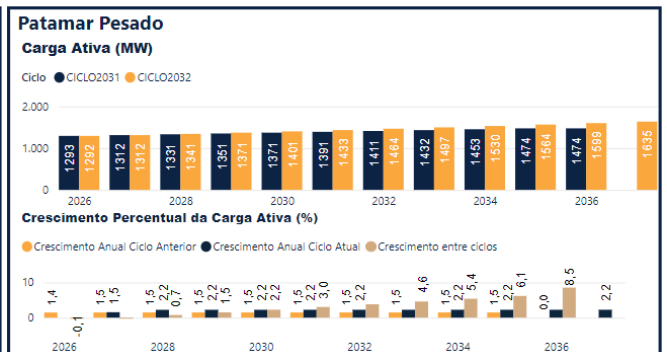
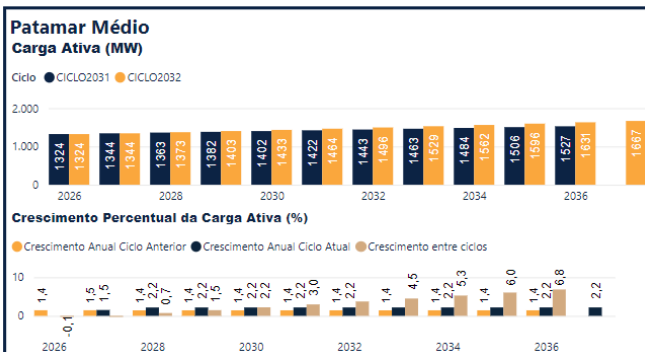
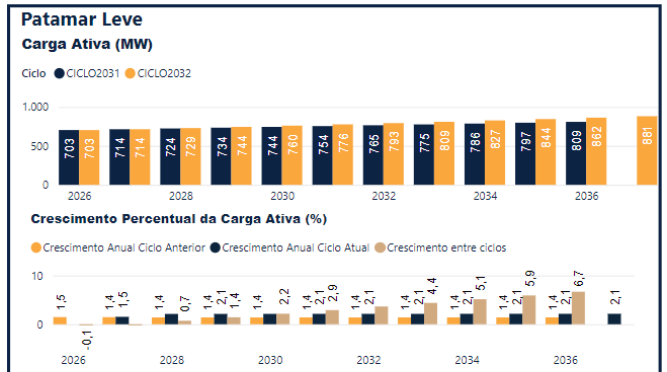


Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga para o Distrito Federal

4.2 Evolução da Expansão da Geração

O parque gerador dos estados MT AC, RO e GO possui um crescimento de cerca de 12,2% no período 2023-2037, ou aproximadamente 1850 MW. A região apresentou forte expansão hidrelétrica num passado recente, com a construção de grandes usinas nos estados de Rondônia e Mato Grosso. Essa expansão faz com que a participação da hidreletricidade seja alta, de aproximadamente 80% do total de potência instalada da região.

A Tabela 4-1 ilustra a capacidade instalada de geração por fonte e por estado no ano inicial, a Tabela 4-3 ilustra as usinas em construção e as Tabelas 4.3, 4.4 e 4.5 mostram a expansão prevista da capacidade instalada no Mato Grosso, Rondônia e Goiás, respectivamente.

Tabela 4-1 – Matriz energética dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso – Existente (*)

Fonte	AC [MW]	MT [MW]	RO [MW]	GO [MW]	DF [MW]	Total
Biomassa	0	0	0	1449	2,8	0
PCH	0	1.173	175	492	0	1.348
Solar	1,4	19	13,6	5,75	0,9	34
UHE	0	4.398 ⁽¹⁾	7.608	5389	30	12.006
UTE	142	1.052	529	536	16	1.723
Total	143,4	6.642	8.325,6	7.871,75	49,7	15.111

(1) Inclui as UHEs do Teles Pires no estado do Pará

Tabela 4-2 - Matriz energética dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso – Em Construção (*)

Fonte	AC [MW]	MT [MW]	RO [MW]	GO [MW]	DF [MW]	Total
Biomassa	0	47,9	0	86,7	0	134,6
PCH	0	58,2	30	48,5	0	88,2
Solar	0	0	0	900	0	900
UHE	0	50	0	0	0	50
UTE	0	402,5	0	0	0	402,5
Total	0	510,7	30	1.035,2	0	540,7

Tabela 4-3 – Matriz energética do estado do Mato Grosso – Expansão (*)

Fonte	2025	2028	2029	Sem Previsão	Total
Biomassa	23,4	324	0	0	347,4
Solar	0	346,5	30	0	376,5
Hídricas	57	24,6	0	75,4	157
UTE	0	0	0	354,8	354,8
Total	80,4	695,1	30	430,2	1.235,7

Tabela 4-4 – Matriz energética do estado de Rondônia – Expansão (*)

Fonte	2028	Sem Previsão	Total
Hídricas	21	52,8	73,8
Total	21	52,8	73,8

Tabela 4-5 – Matriz energética do estado de Goiás – Expansão (*)

Fonte	2025	2028	2029	Sem Previsão	Total
Biomassa	105	38,25	60,20	0	203,45
Solar	68,75	150	2152	1100	3470,75
Hídricas	16	34	0	107	157
UTE	0	0	0	0	0
Total	189,75	222,25	2212,2	1207	3831,2

(*) Fonte: Aneel – Acompanhamento da Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica

O estado do Acre e o Distrito Federal não possuem expansão prevista, ainda de acordo com a Aneel.

O crescimento ilustrado corresponde à geração já contratada, às ampliações de usinas existentes e à expansão indicativa.

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

As Figuras 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9 a seguir apresentam a configuração da rede existente e planejada nas áreas geoeletricas que compõem o GET Centro-Oeste. O detalhamento do conjunto de empreendimentos de transmissão previstos para os próximos anos e localizados nas unidades federativas do Acre, Rondônia, Mato Grosso, Goiás e Distrito Federal encontra-se no Item 12.1.

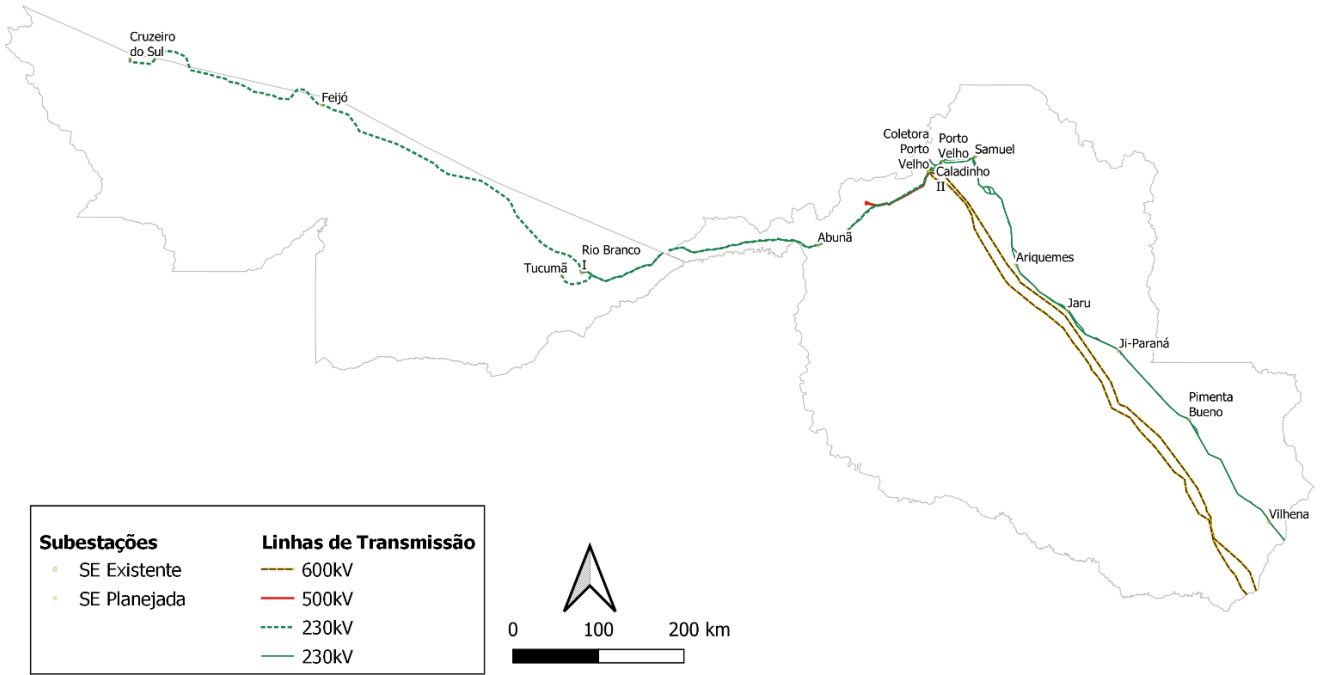


Figura 4-6 - Mapa geoeletrico dos estados do Acre e Rondônia

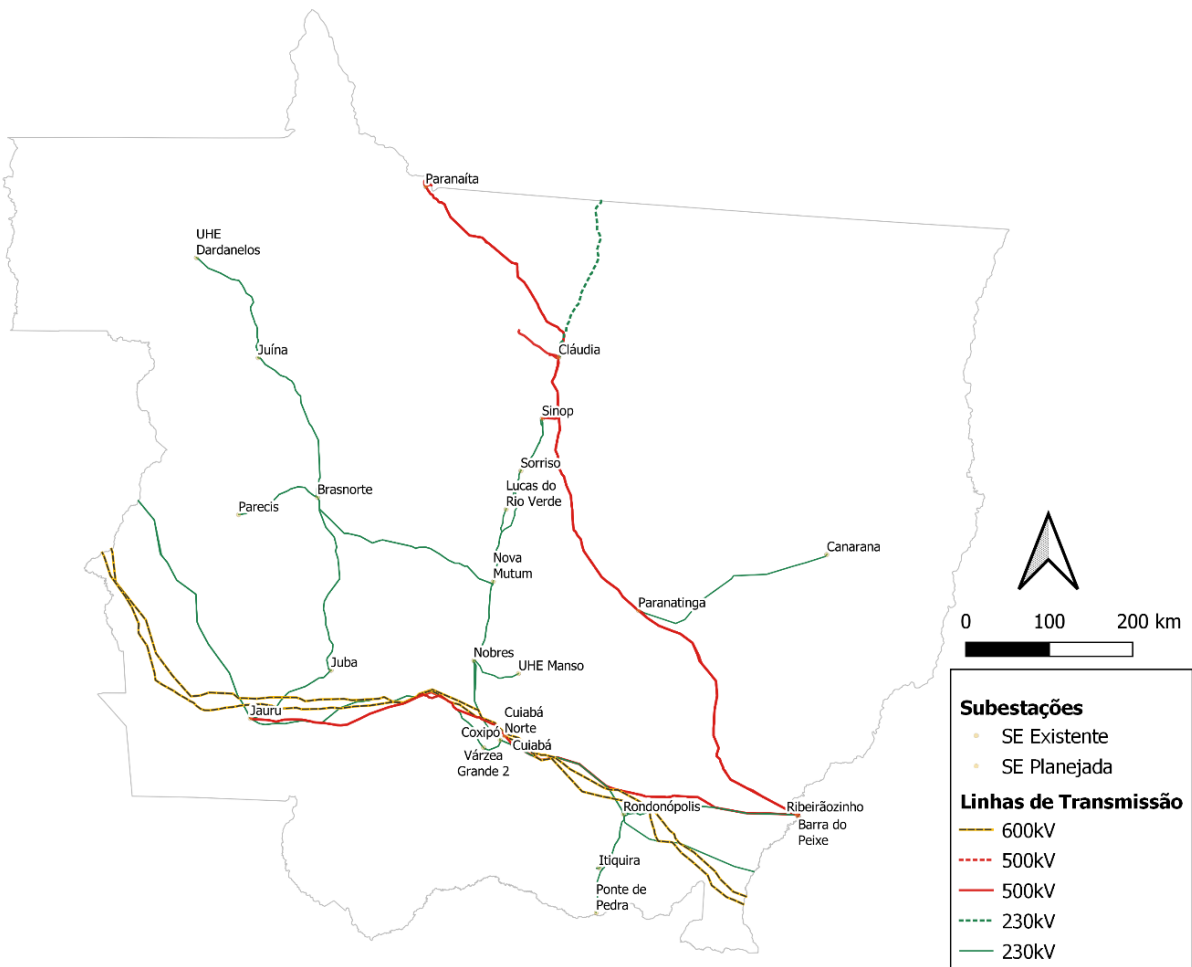


Figura 4-7 - Mapa geoeletrico do estado do Mato Grosso

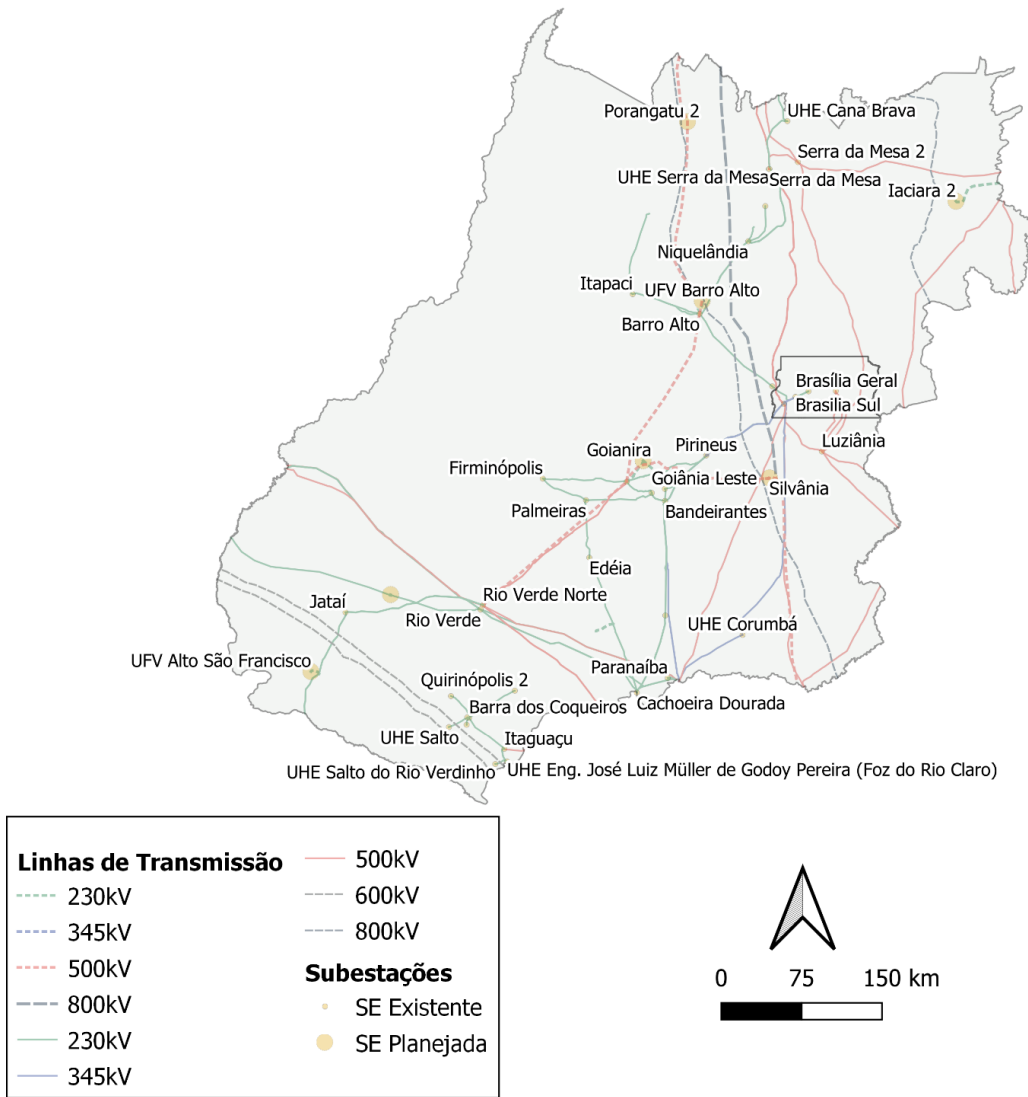


Figura 4-8 - Mapa geolétrico do estado de Goiás

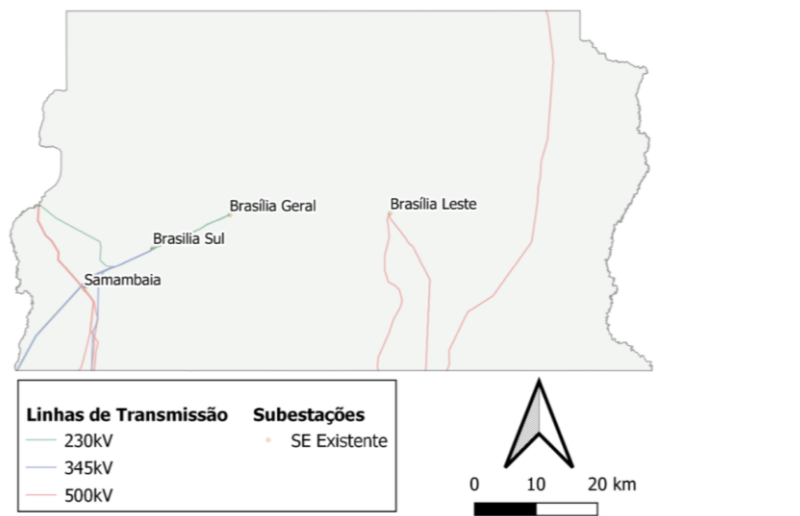


Figura 4-9 - Mapa geolétrico do estado do Distrito Federal

5 CENÁRIOS ANALISADOS

Para a realização do diagnóstico da região Centro-Oeste foram avaliados 5 cenários críticos de atendimento, que tiveram como ponto de partida os casos-base do PDE 2032, para os quais alterações no despacho regional foram implementados para obter condições mais críticas de desempenho da rede. O sistema elétrico dos estados de Mato Grosso, Acre e Rondônia possuem uma topologia bastante radializada, de forma que, em termos de carregamento, os cenários mais críticos são aqueles em que ocorre o maior valor de importação ou de exportação líquida de potência, representados pelos cenários 5.1 e 5.2.

O Estado de Goiás e o Distrito Federal possuem uma posição geoeletrica central, de forma que os fluxos passantes entre o Norte-Centro-Oeste para o Sul-Sudeste, tem grande impacto no desempenho da malha regional. Desta forma, identifica-se como caso crítico para região de Goiás e DF aquele em que estão maximizados os fluxos do Norte-Centro Oeste para o Sul-Sudeste, representados nos cenários 5.3, 5.4 e 5.5.

5.1 Cenário Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Leve

Este cenário tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período úmido da região Norte e das bacias hidrográficas que compõem a maior parte dos estados de Mato Grosso, Acre e Rondônia. O período de carga selecionado foi o de carga leve, no qual a região tem a menor capacidade de absorver o excesso de geração das UHE, PCH e CGH, e no qual se verifica uma exportação líquida de potência para a região Sudeste. Num recorte mais regional, objetiva-se também verificar os valores dos carregamentos nas transformações de fronteira, no sentido da distribuição para a Rede Básica, como efeito da eventual sobre oferta das PCH e CGH conectadas nos sistemas distribuidores locais.

Foram adotados os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 5.1, para cada uma das bacias hidrográficas da região.

Tabela 5-1 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso LNU

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Teles Pires/Juruena	95	90
Madeira	95	90
Paraguai	95	70
Amazonas	16 a 75	35 a 45
Tocantins-Araguaia	95	90

Cabe ressaltar que a UTE Mário Covas foi despachada com 75% de sua capacidade instalada nas análises em carga leve, objetivando aumentar o valor de exportação para a região Sudeste.

5.2 Cenário Norte Importador (Norte Seco) – Carga Média

Este cenário tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período seco da região Norte e das bacias hidrográficas que compõem a maior parte dos estados de Mato Grosso, Acre e Rondônia. O período de carga selecionado foi o de carga média, que é o patamar de maior valor para todas as unidades federativas da região. Nessas circunstâncias a geração local é baixa, com consequente importação líquida de potência da região Sudeste. Num recorte mais regional, objetiva-se também simular os altos carregamentos nas transformações de fronteira, no sentido da Rede Básica para a distribuição, como efeito da carga alta e da baixa geração das PCH e CGH conectadas nos sistemas distribuidores locais.

Foram adotados os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 5-2, para cada uma das bacias hidrográficas da região.

Tabela 5-2 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso MNS

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Teles Pires/Juruena	16	28
Madeira	20	25
Paraguai	17	30
Amazonas	20	40 a 50

5.3 Cenário Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Pesada

Este cenário foi elaborado para representar o atendimento a carga através da importação de energia, representando a situação de máximo fluxo descendo pela transformação de fronteira. Buscou-se despachar a geração das usinas conectadas na distribuição nos seus valores mínimos com objetivo de maximizar o fluxo que desce pelas transformações de fronteira.

O patamar de carga pesada foi escolhido no intuito de evitar distorções decorrentes de “abatimentos” da geração MNGD na representação da carga das unidades consumidoras.

Neste cenário, a geração na região Norte, predominantemente hidráulica, ficou com despacho em 90%. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica entre 50% e 70% da capacidade instalada e a geração eólica em torno de 50%, respeitando o limite das interligações.

As usinas solares e térmicas a biomassa de Goiás estão com despacho zero enquanto que as PCHs das bacias Tocantins-Araguaia e Parnaíba foram despachadas nos valores mínimos.

As demais usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Tabela 5-3 - Percentuais de Geração por fonte – Caso PNU

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 90 Paranaíba = 80
PCH	TO/Araguaia e Paranaíba = Mínimo
EOL	50
UFV	0
BIO	0
UTE	Ordem de mérito

5.4 Cenário Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Média

Este cenário representa a situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido e, semelhante ao cenário anterior, foi elaborado para representar a situação de máximo fluxo descendo pelas transformações de fronteira.

Neste cenário, a geração na região Norte predominantemente hidráulica, ficou com despacho em 90%. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica em torno de 40% da capacidade instalada e geração eólica em torno de 25% a 50%, respeitando o limite das interligações.

Usinas solares de Goiás despachadas em 10%, PCHs despachadas nos valores mínimos e as usinas térmicas a biomassa ficaram com geração nula. As demais usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Tabela 5-4 - Percentuais de Geração por fonte – Caso MNU

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 90 Paranaíba = 80
PCH	TO/Araguaia e Paranaíba = Mínimo
EOL	25 a 50
UFV	0 / 90
BIO	0
UTE	Ordem de mérito

5.5 Cenário Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Leve

Este cenário simula a máxima geração das usinas conectadas na rede da distribuidora de Goiás de forma a maximizar o fluxo subindo pelas transformações de fronteira.

Neste cenário, a geração das usinas hidrelétricas do norte foram despachadas em 50% a 60%. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica em 45% da capacidade instalada e geração eólica em torno de 15%.

Geração Fotovoltaica em Goiás despachada em 90% de sua capacidade representando forte geração solar na carga leve no período diurno de domingos e feriados. Biomassa 100% e PCHs das bacias Paranaíba e Tocantins-Araguaia em 90%, simulando a transição dos períodos seco e úmido.

As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Tabela 5-5 - Percentuais de Geração por fonte – Caso LNU

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 50 a 60 Paranaíba = 20 a 30
PCH	TO/Araguaia e Paranaíba = 90
EOL	15
UFV	GO = 90
BIO	GO = 100
UTE	Ordem de mérito

6 VISÃO GERAL DO DESEMPENHO DO SISTEMA INTERLIGADO

As figuras Figura 6-1, Figura 6-2 e Figura 6-3 a seguir ilustram os carregamentos máximos em elementos do sistema de transmissão do sistema interligado dos estados do Mato Grosso, Acre e Rondônia, em regime normal e nas perdas de linhas de transmissão e transformadores respectivamente.

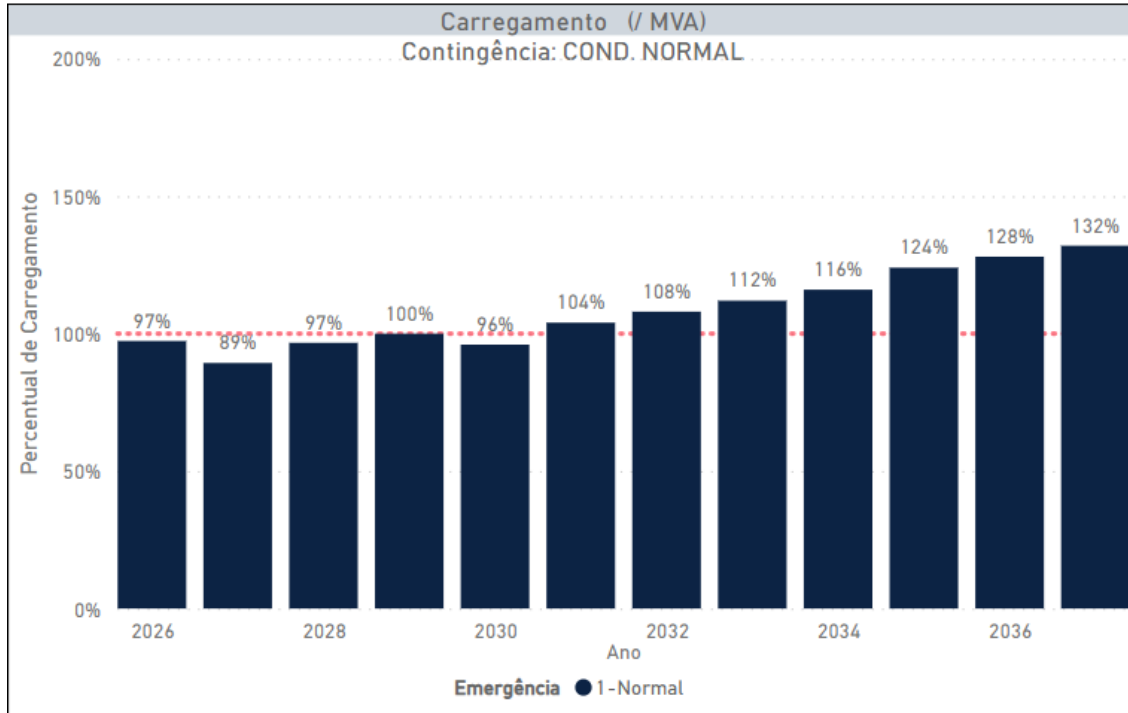


Figura 6-1 – Carregamentos Máximos em Regime Normal – Estados MT AC RO

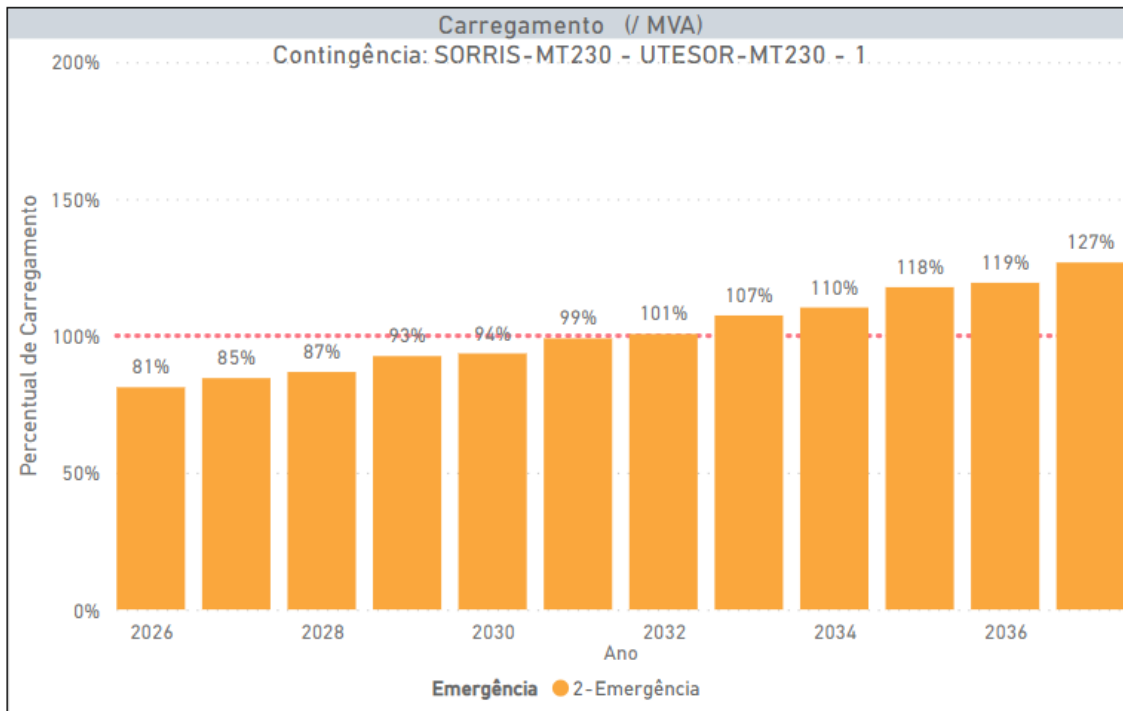


Figura 6-2 – Carregamentos Máximos em Emergências de LTs – Estados MT AC RO

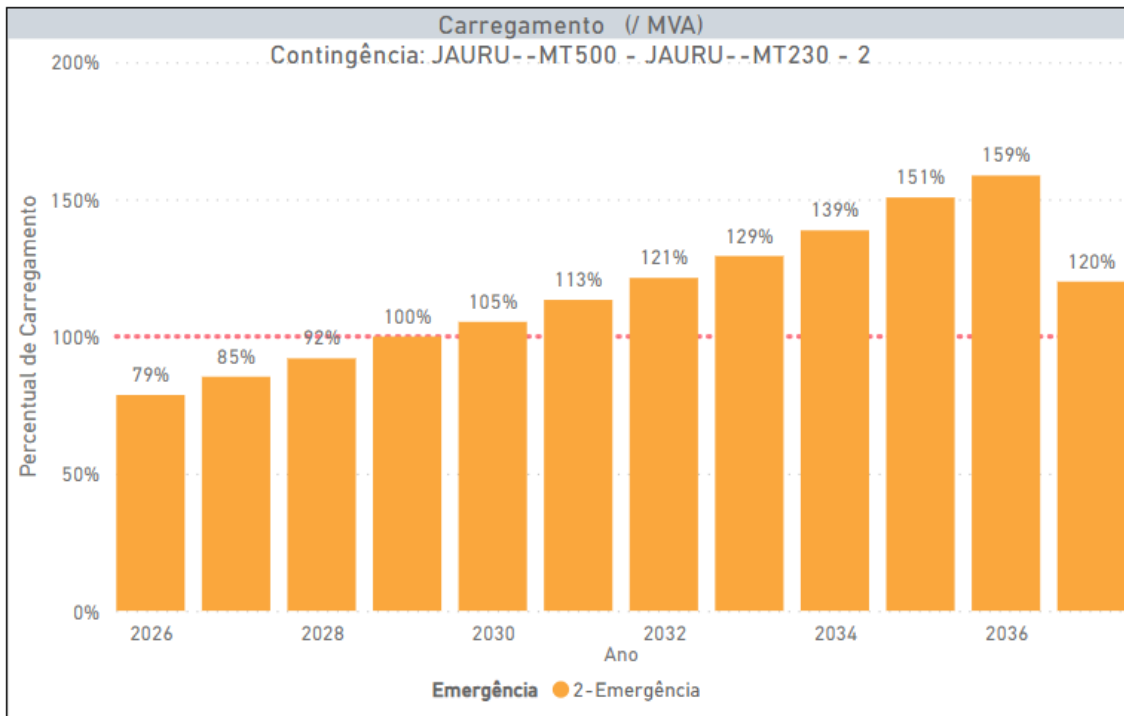


Figura 6-3 – Carregamentos Máximos em Emergências de Transformadores – Estados MT AC RO

Nos gráficos Figura 6-2 e Figura 6-3 anteriores, os carregamentos apresentados não ocorrem necessariamente na perda que é indicada no cabeçalho interno ao gráfico, tendo sido apresentados apenas para uma visualização dos carregamentos máximos ocorridos nos elementos do sistema como um todo, no elenco das diferentes contingências simuladas.

Nas simulações que foram realizadas de forma automatizada, não se chegou à convergência na perda de alguns elementos do sistema. Esses casos são listados a seguir, e serão objeto de análise individual que será apresentada no corpo deste relatório.

Mato Grosso:

- Cuiabá – Ribeirãozinho 500 kV circuitos #1 e #2, de 2031 a 2037
- Jauru – Cuiabá Norte 500 kV circuito #1, de 2035 a 2037
- Rio Verde – Barra do Peixe 230 kV circuito #3, em 2037
- Transformador #2 de Jauru 500/230 kV, em 2037

Rondônia:

- Vilhena – Jauru circuitos 1, 2 ou 3, a partir de 2033
- Caladinho – Porto Velho 230 kV circuito #2, a partir de 2033
- Ji-Paraná – Pimenta Bueno circuito #3, de 2035 a 2037

- Pimenta Bueno – Vilhena 230 kV circuito #1, de 2035 a 2037
- Porto Velho – Abunã circuito #1, em 2037

7 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA DO ESTADO DO MATO GROSSO

7.1 Carga Média – Norte Seco – sem Síncrono Fictício em Cuiabá 500 kV

7.1.1 Desempenho das Linhas de Rede Básica

Os maiores carregamentos em linhas do sistema, em regime normal e na perda de linhas de 500 e 230 kV, são apresentados na Figura 7-1.

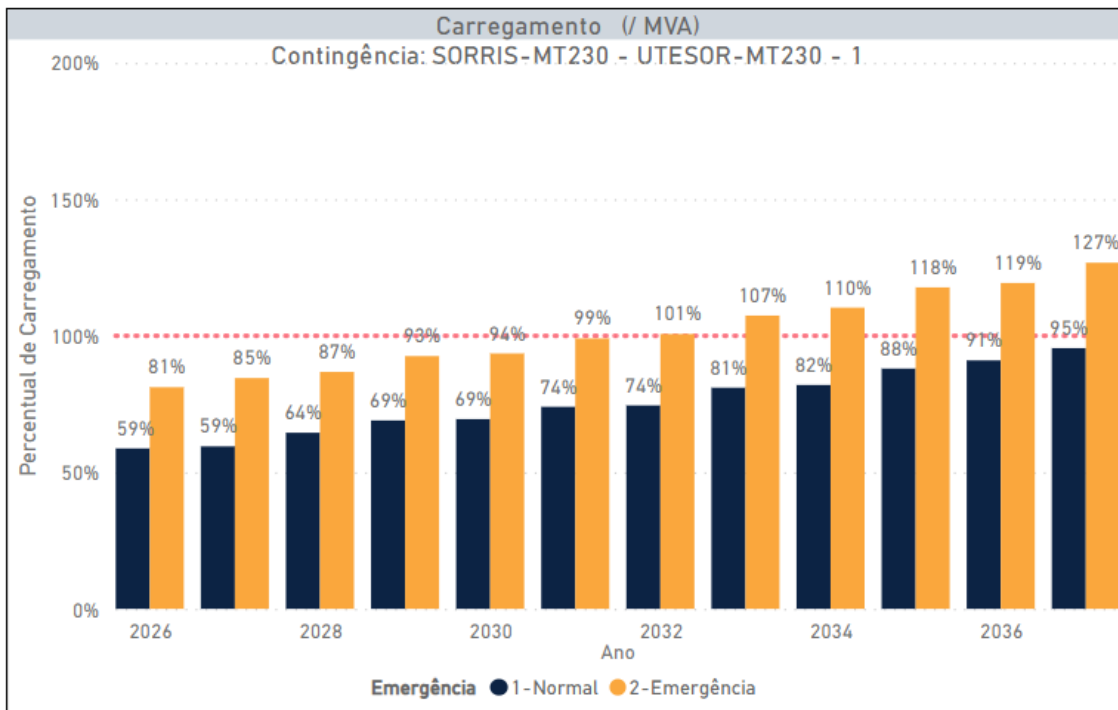


Figura 7-1 - Carregamentos Máximos em LTs da RB – Regime Normal e Contingências

Em condição normal de operação, os carregamentos mais elevados ocorreram nos eixos 230 kV Rondonópolis – Barra do Peixe e Sorriso – Sinop 230 kV.

As figuras Figura 7-2 e Figura 7-3 mostram as contingências que acarretaram sobrecargas em linhas de transmissão do sistema.

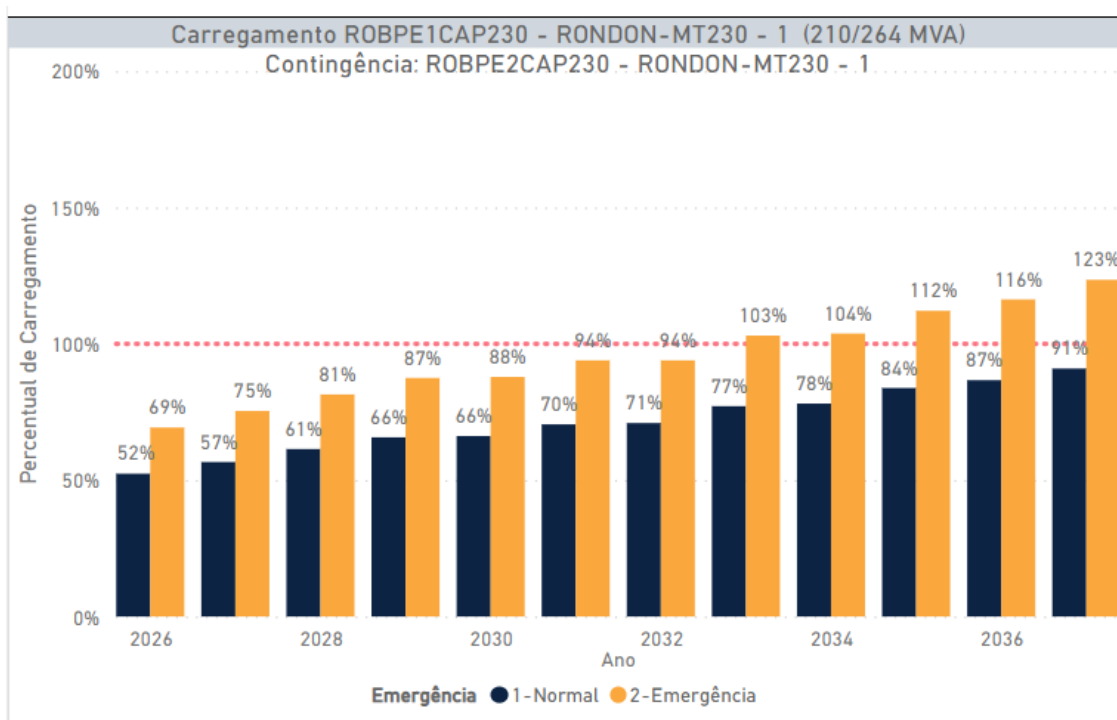


Figura 7-2 - Eixo Barra do Peixe – Rondonópolis 230 kV

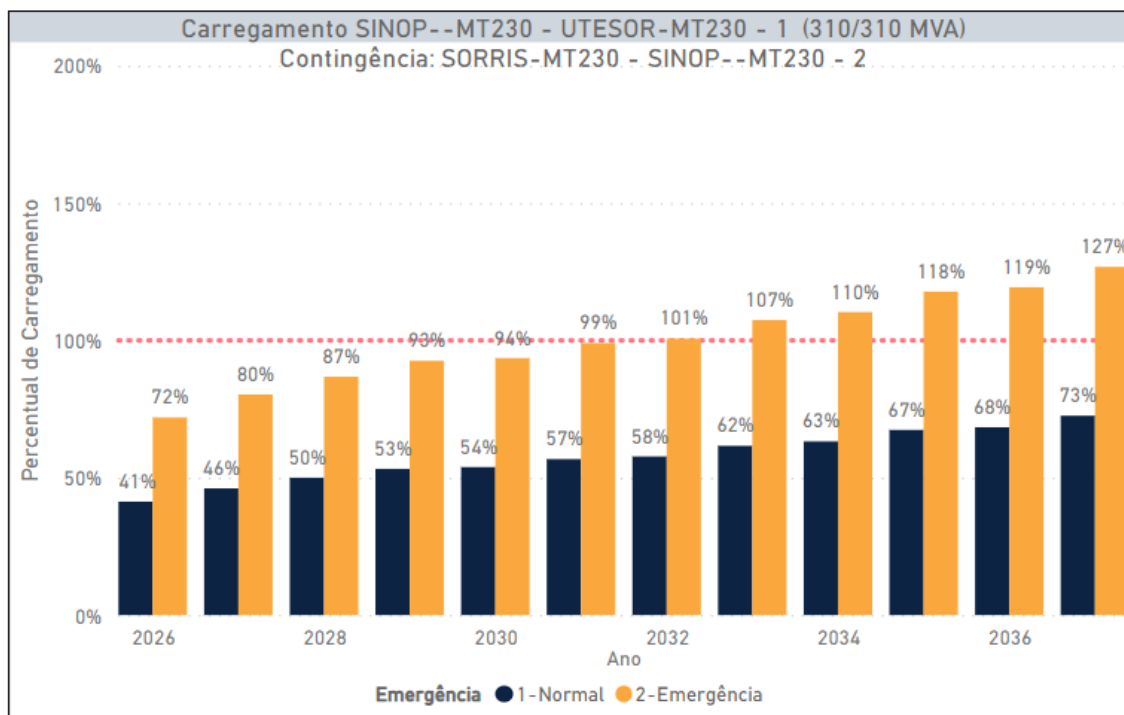


Figura 7-3 - Eixo Sorriso – Sinop 230 kV

O carregamento no circuito #1 da LT Ribeirãozinho – Cuiabá 500 kV, na perda do circuito #2, apresenta, nos casos sem síncrono que convergiram (2026 a 2030), os valores da Figura 7-4.

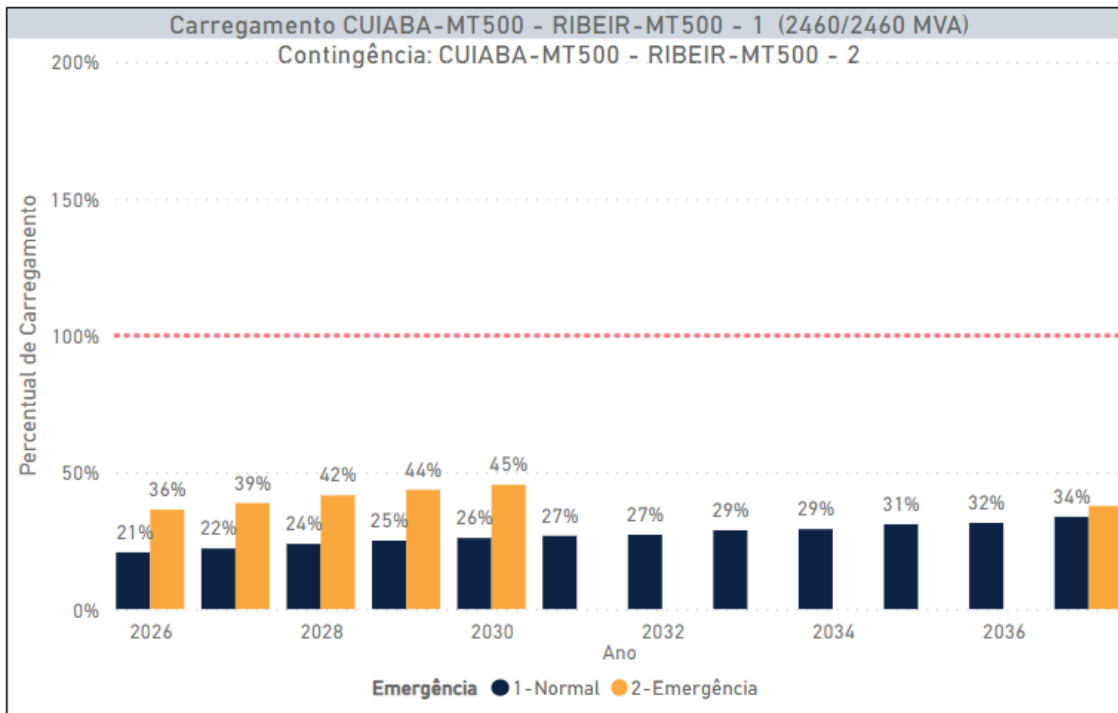


Figura 7-4 - Carregamento na LT 500 kV Ribeirãozinho / Cuiabá ckt #1 Regime Normal e Perda do ckt #2

Essa figura é complementada no item 4.2, onde consta a análise com síncrono fictício em Cuiabá 500 kV, quando em todos os anos a simulação dessa contingência apresenta convergência nos casos de fluxo de potência.

A Figura 7-5 mostra as tensões no sistema de 230 kV da região de Cuiabá, ressaltando que a partir do ano de 2031 os casos não estão convergidos; tornando-se visível a degradação do perfil de tensões do sistema na área mostrada, na perda da LT 500 kV Cuiabá – Ribeirãozinho #2.

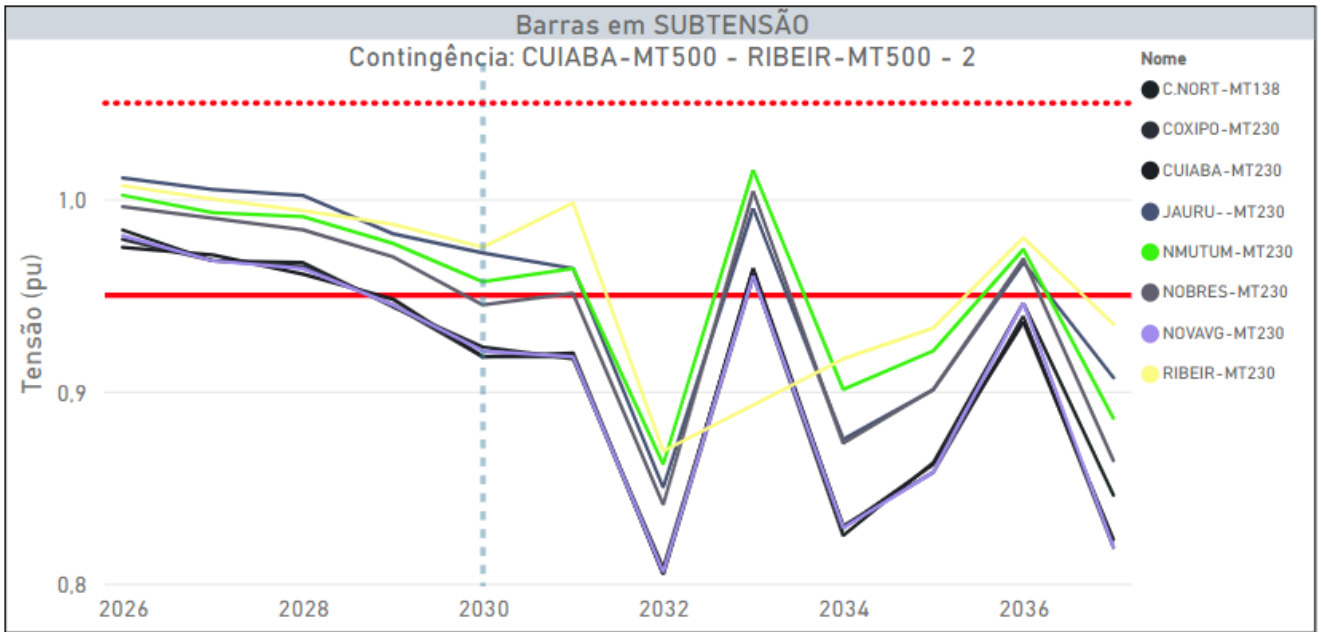


Figura 7-5 - Tensões na Perda da LT 500 kV Ribeirãozinho / Cuiabá ckt #2 – SEM Síncrono Fictício em Jauru 500 kV

As mesmas barras da Figura 7-5 foram monitoradas na contingência da LT 500 kV Cuiabá – Ribeirãozinho #2, com um síncrono fictício em Jauru 500 kV, o qual, segundo a Figura 7-6, levou à convergência dos casos, identificando-se a mesma degradação de tensão no sistema de 230 kV da área Cuiabá.

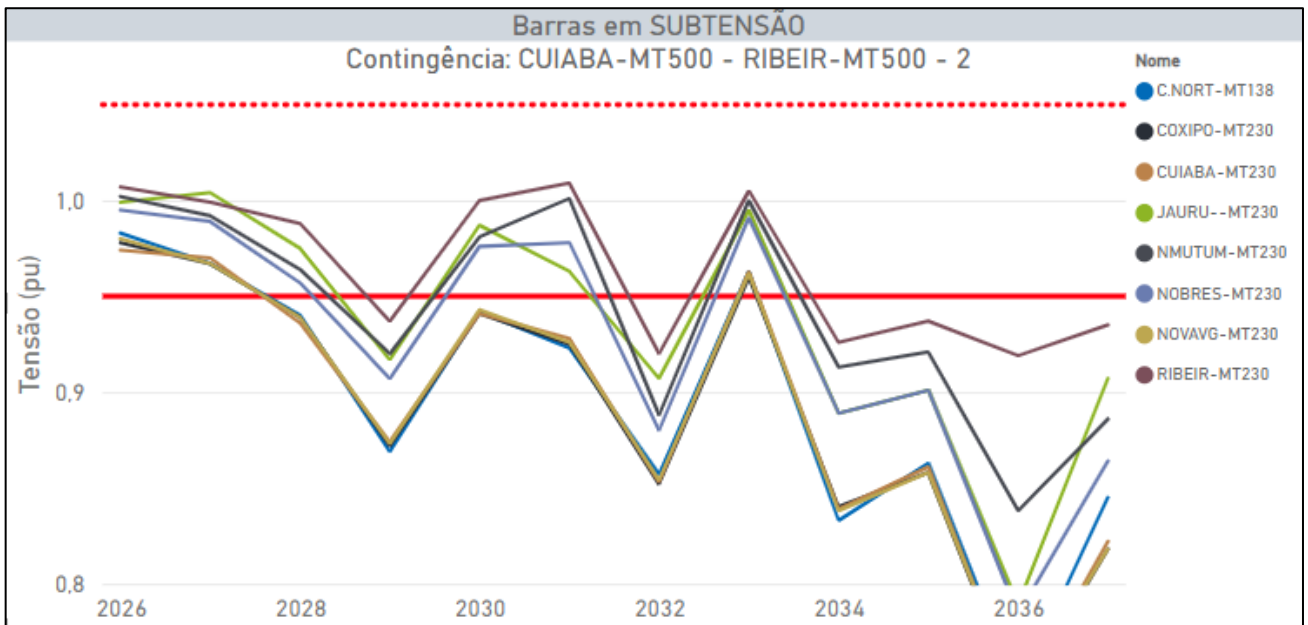


Figura 7-6 - Tensões na Perda da LT 500 kV Ribeirãozinho / Cuiabá ckt #2 – COM Síncrono Fictício em Cuiabá 500 kV

7.1.2 Desempenho dos Transformadores da Rede Básica e Fronteira

a) Rede Básica

Os máximos carregamentos percentuais dos transformadores de Rede Básica, em regime normal e em emergências, são mostrados a seguir.

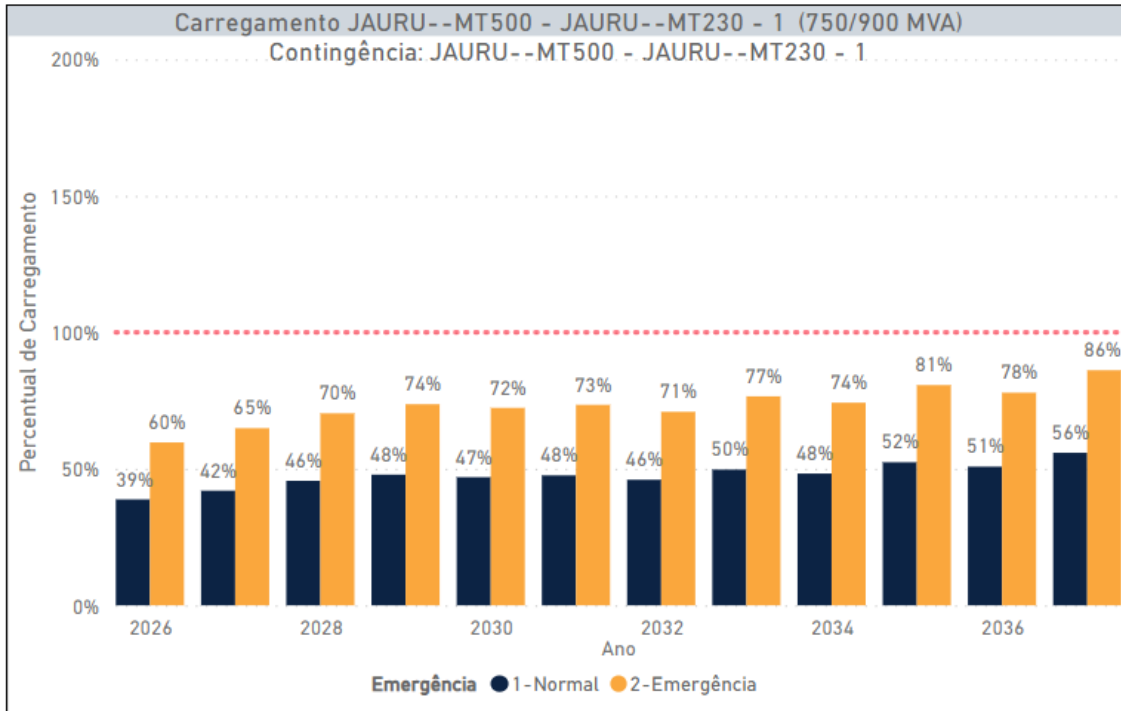


Figura 7-7 - Carregamentos dos Transformadores de RB no estado do MT – Regime Normal e Contingências

O máximo carregamento em emergência ocorre na perda de um dos bancos 500/230 kV na subestação Jauru, sem que ocorram violações, em todo o período.

b) Fronteiras

Em contingências, ocorreram violações de limites de carregamento, que são apresentadas nas figuras a seguir. O transformador 230/138 kV de Brasnorte tem sua capacidade de carregamento em contingência superada a partir do ano de 2033.

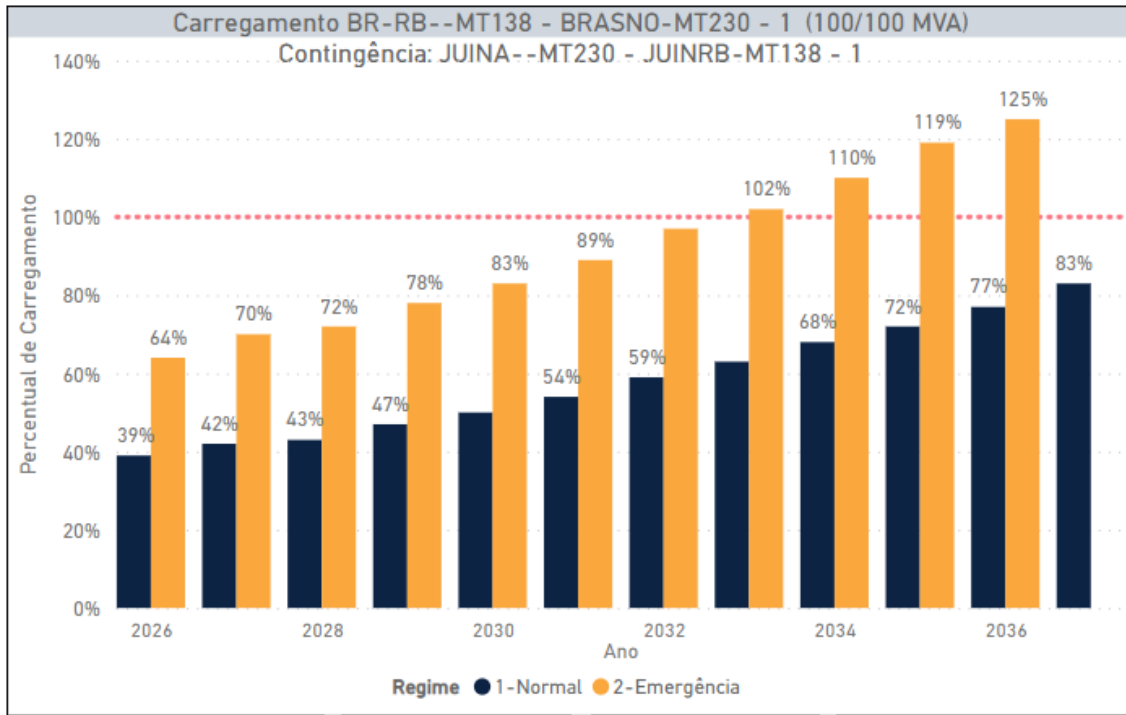


Figura 7-8 - Brasnorte 230/138 kV – Perda de Juína 230/138 kV

Os transformadores 230/138 kV de Nova Mutum têm sua capacidade de carregamento em regime normal superada em 2037 e, em contingências, em 2030.

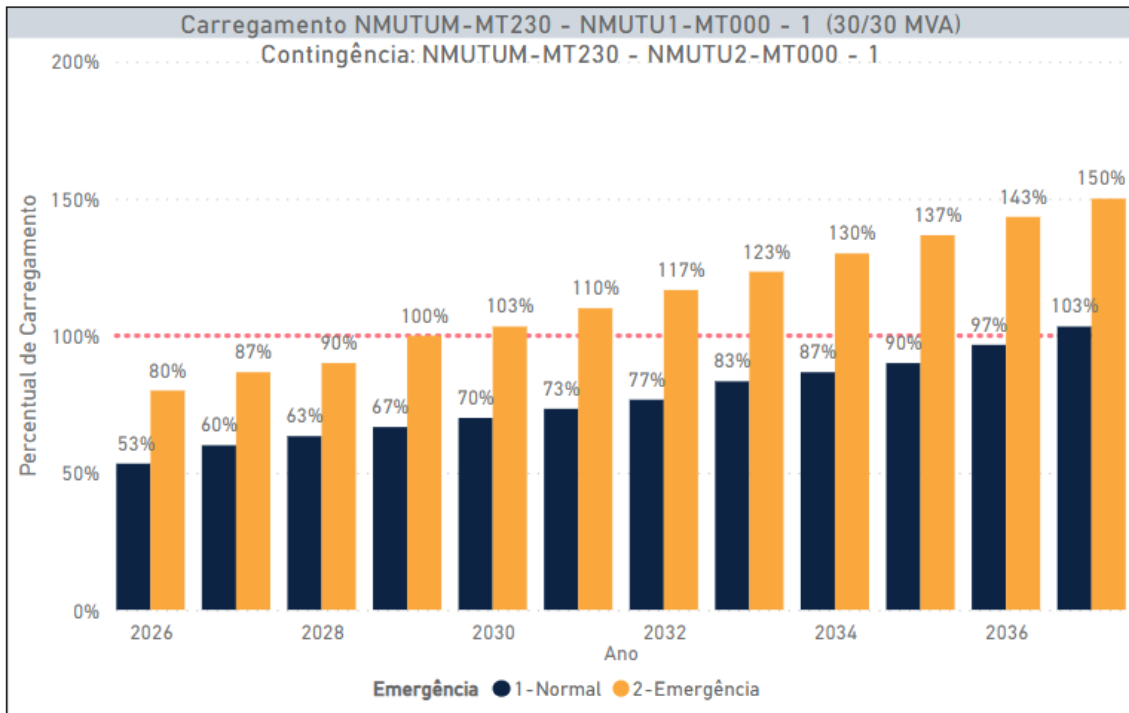


Figura 7-9 - Nova Mutum 230/69 kV – Regime Normal e Perda de Banco Paralelo

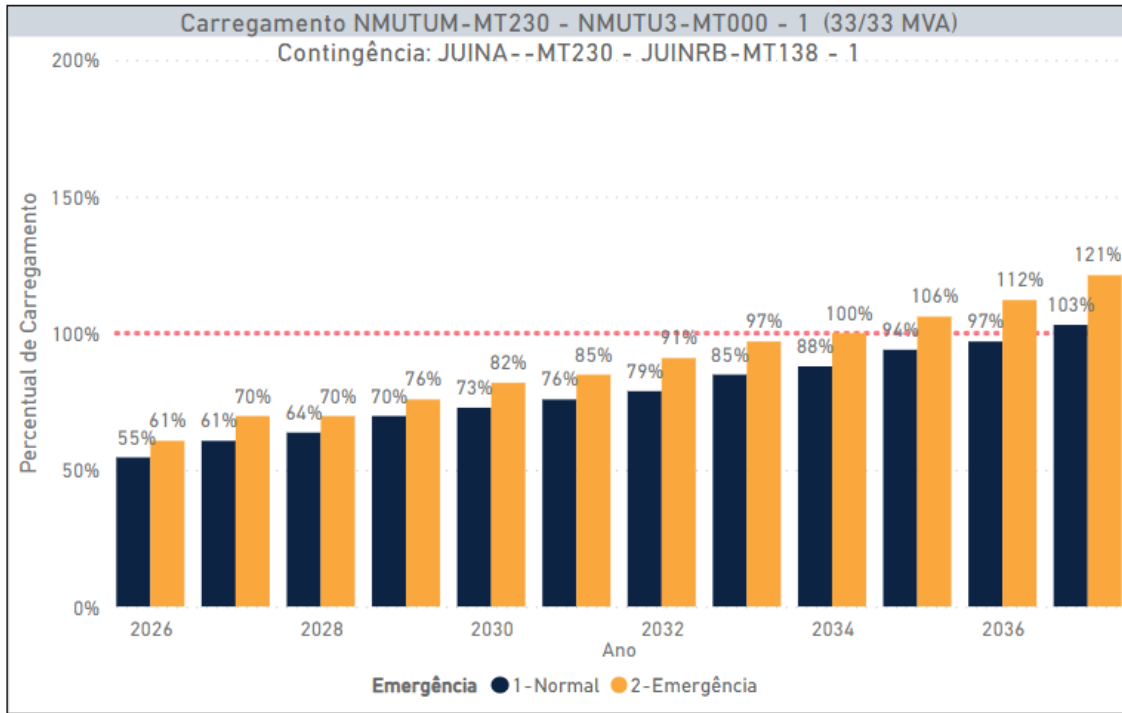


Figura 7-10 - Nova Mutum 230/69 kV – Perda de Transformador de Juína 230/69 kV

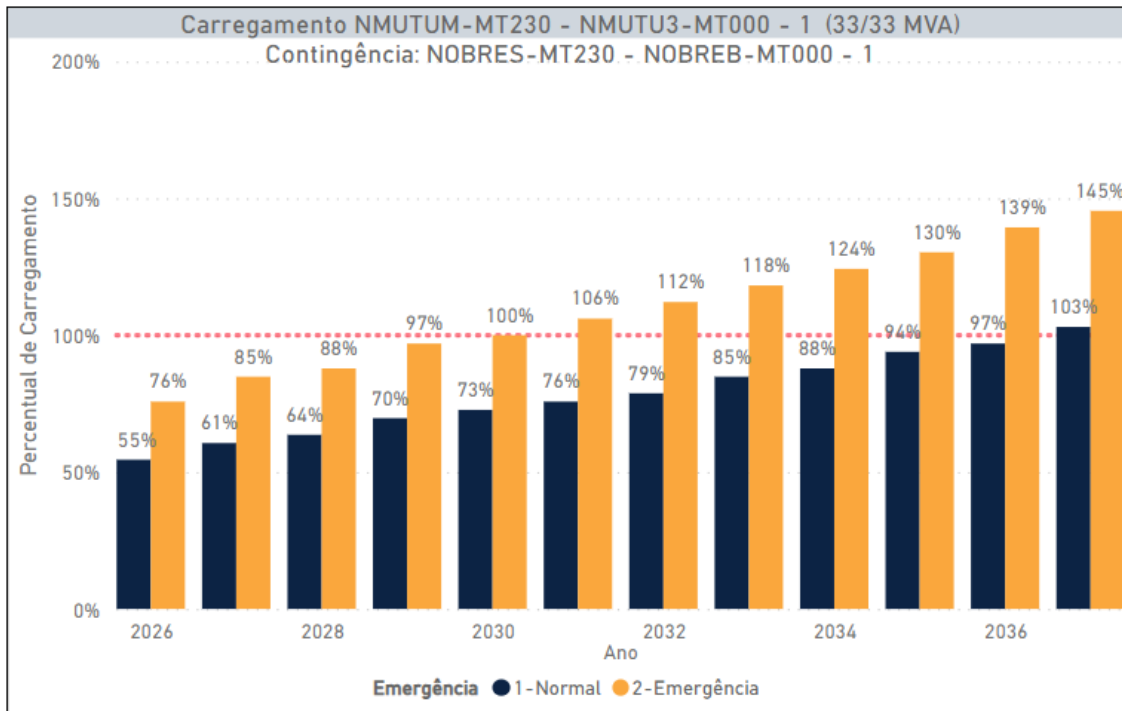


Figura 7-11 - Nova Mutum 230/69 kV – Regime Normal e Perda do Transformador de Nobres 230/138 kV

Os transformadores 230/138 kV de Sorriso (3x30 MVA + 1X60 MVA) apresentam esgotamento em contingências a partir de 2030.

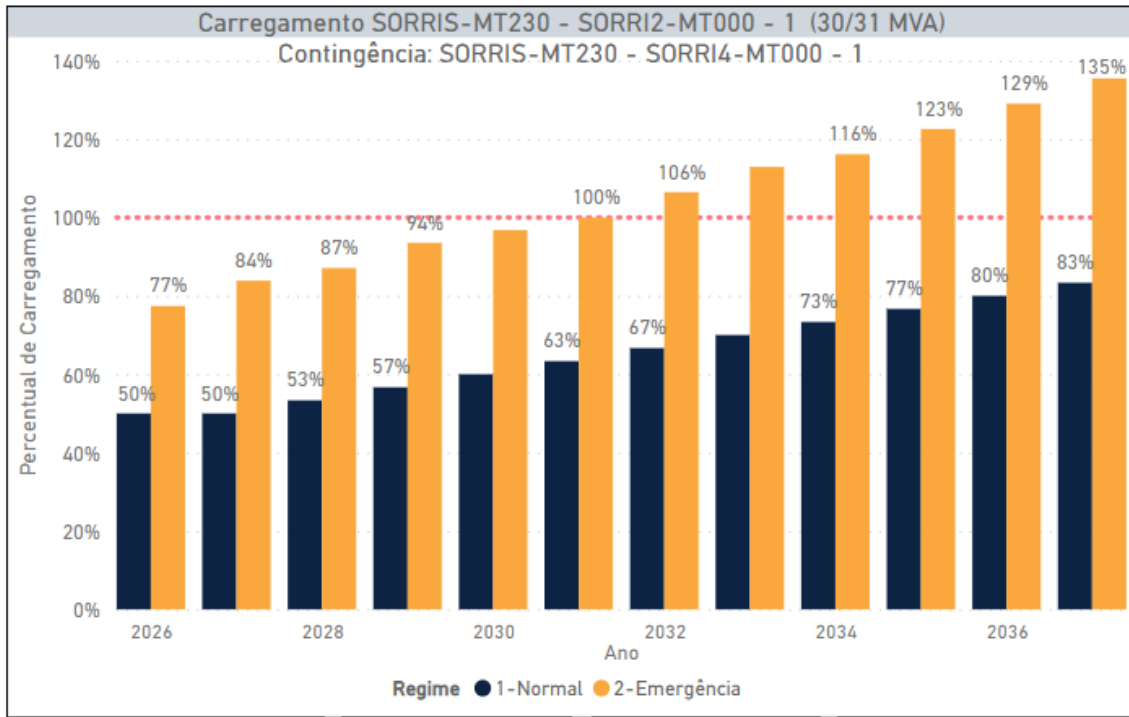


Figura 7-12 - Sorriso 230/69 kV - Regime Normal e Perda do Banco Paralelo (60 MVA)

Os transformadores 230/138 kV de Rondonópolis têm sua capacidade de carregamento em regime normal superada a partir do ano de 2036 e, em contingências, em 2031.

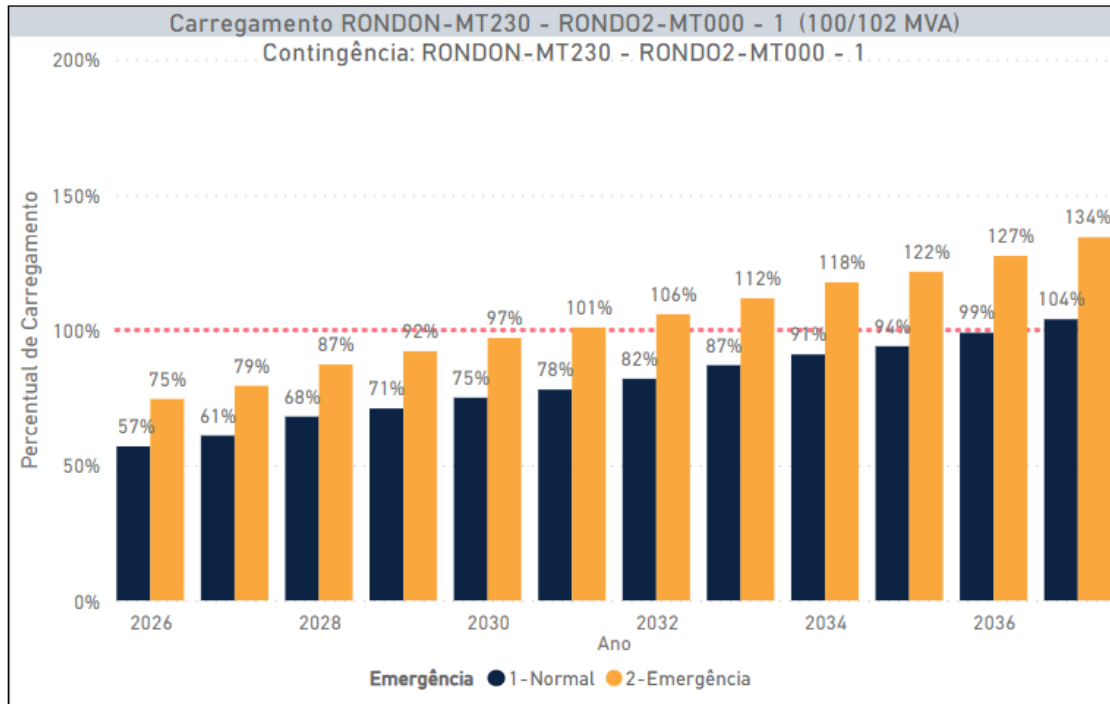


Figura 7-13 - Rondonópolis 230/138 kV – Regime Normal e Perda de Banco Paralelo

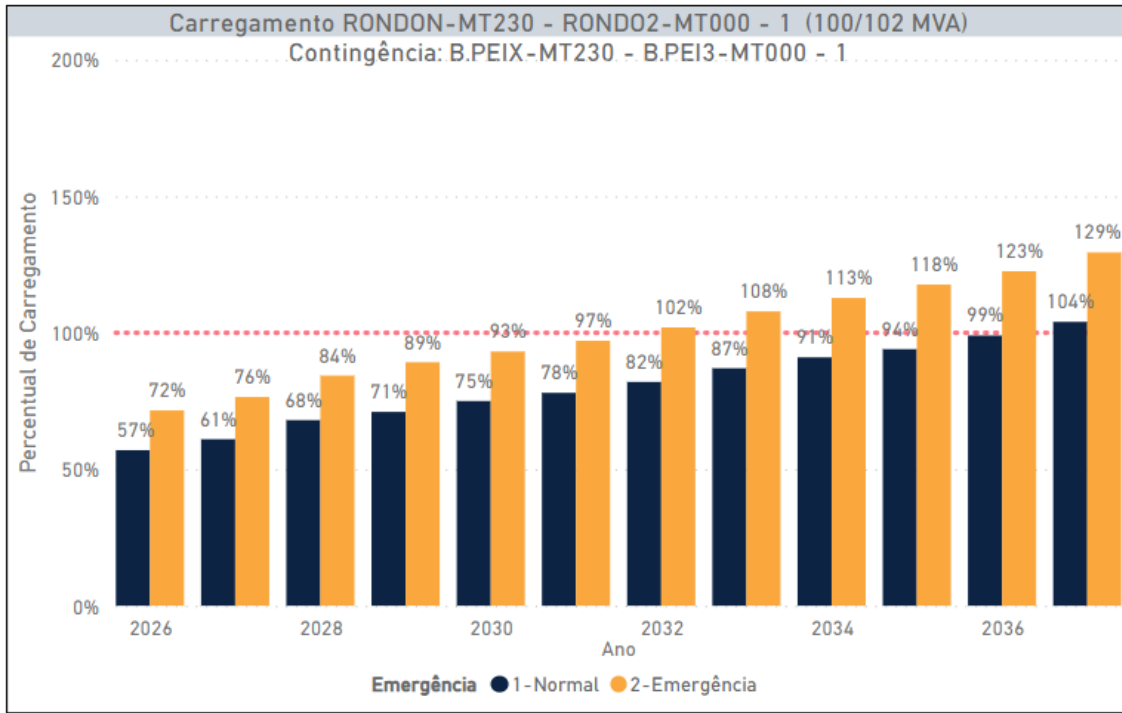


Figura 7-14 - Rondonópolis 230/138 kV – Perda de Transformador de Barra do Peixe 230/138 kV

Os transformadores 230/138 kV de Lucas do Rio Verde apresentam esgotamento em contingências a partir de 2033.

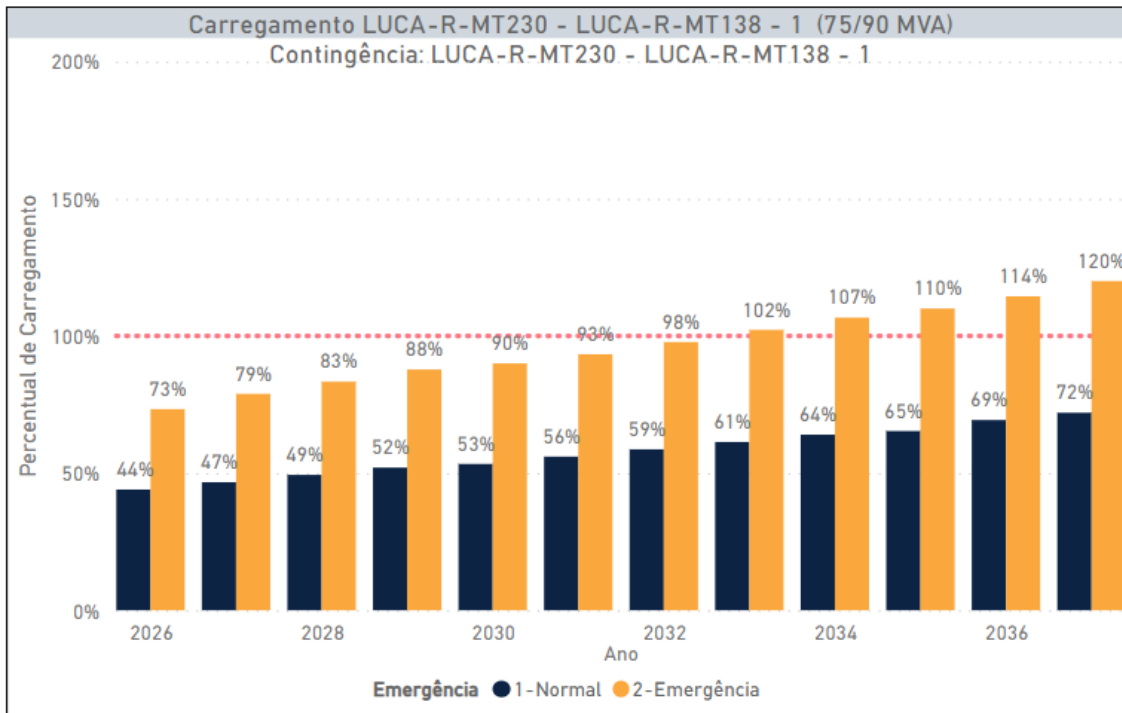


Figura 7-15 - Lucas do Rio Verde 230/138 kV – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo

A perda do transformador 500/230 kV de Cláudia acarreta sobrecarga em Sinop 230/138 kV a partir de 2034.

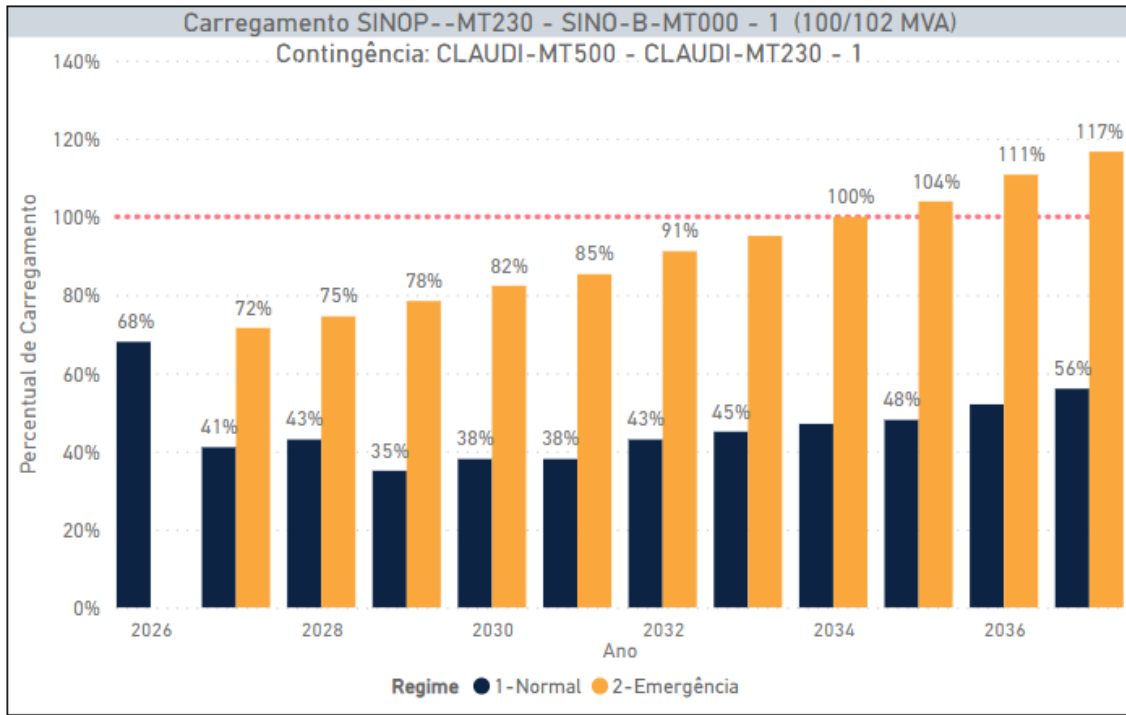


Figura 7-16 - Sinop 230/138 kV - Regime Normal e Perda do Transformador de Cláudia 500/230

7.1.3 Casos Não Convergentes nas Simulações Automáticas

Cuiabá – Ribeirãozinho 500 kV circuito #2, de 2031 a 2037

A simulação individualizada da contingência confirma a não convergência dos casos, constatando-se que ocorre acentuada degradação das tensões nos níveis de 500 e 230 kV.

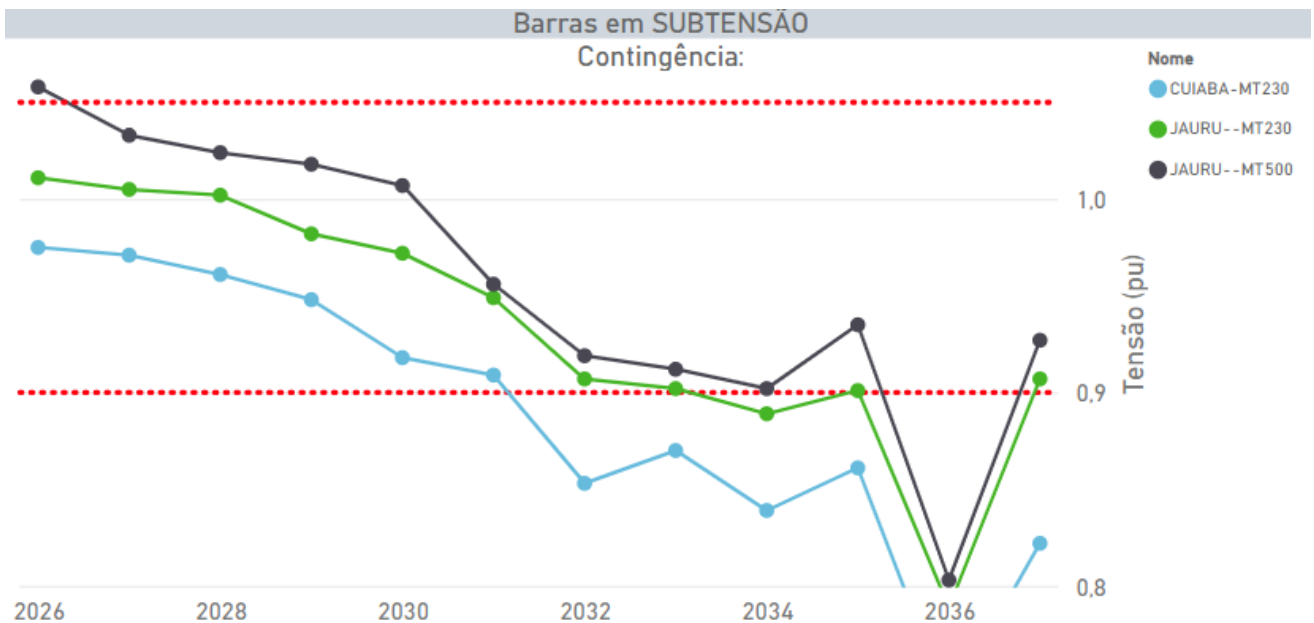


Figura 7-17 - Tensões na Região de Cuiabá – Contingência da LT 500 kV Ribeirãozinho / Cuiabá

Rio Verde – Barra do Peixe 230 kV circuito #3, em 2037

A simulação individualizada da contingência apresenta convergência, verificando-se, entretanto, violação do limite em emergência da linha 230 kV Rio Verde – Barra do Peixe, a de menor capacidade

de carregamento entre as 3 linhas que conectam as duas subestações, superando inclusive o limite de carregamento da compensação série da linha.

7.1.4 Curvas PxV e QxV

As curvas da Figura 7-18 a seguir mostram o esgotamento do tronco em 500 kV entre Ribeirãozinho e Cuiabá, verificando-se a degradação do perfil de tensões para acréscimo no fluxo chegando em Cuiabá a partir de 150 MW em 2026 e 100 MW em 2027.

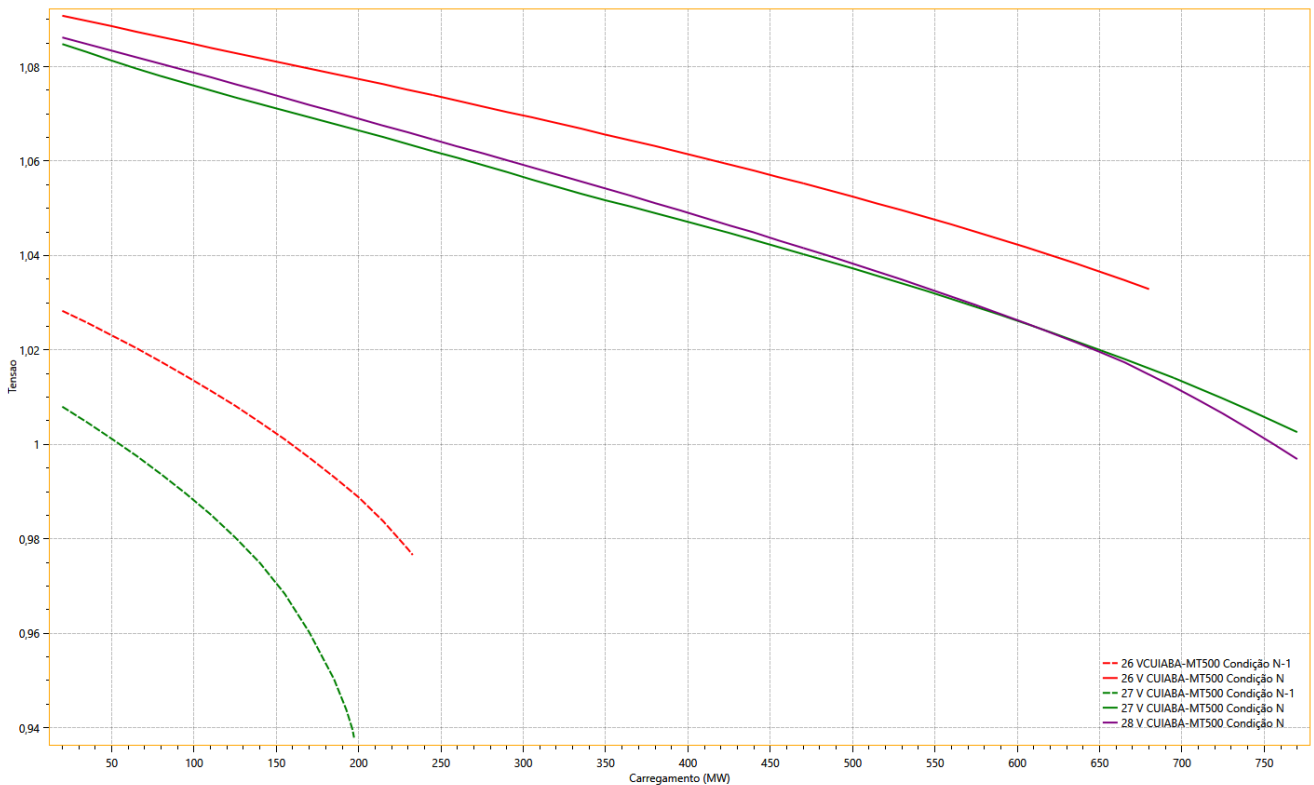


Figura 7-18 – Curva PXV Cuiabá 500 kV – MNS – ΔP Incremental na Barra de Cuiabá 500 kV

A Figura 7-19 mostra aproximadamente o montante de compensação reativa variável necessário para evitar a degradação do perfil de tensões do sistema, na perda da linha e transmissão em 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá ckt #2, de 2026 a 2030, constatando-se que tal montante está situado entre os valores de 200 e 400 Mvar.

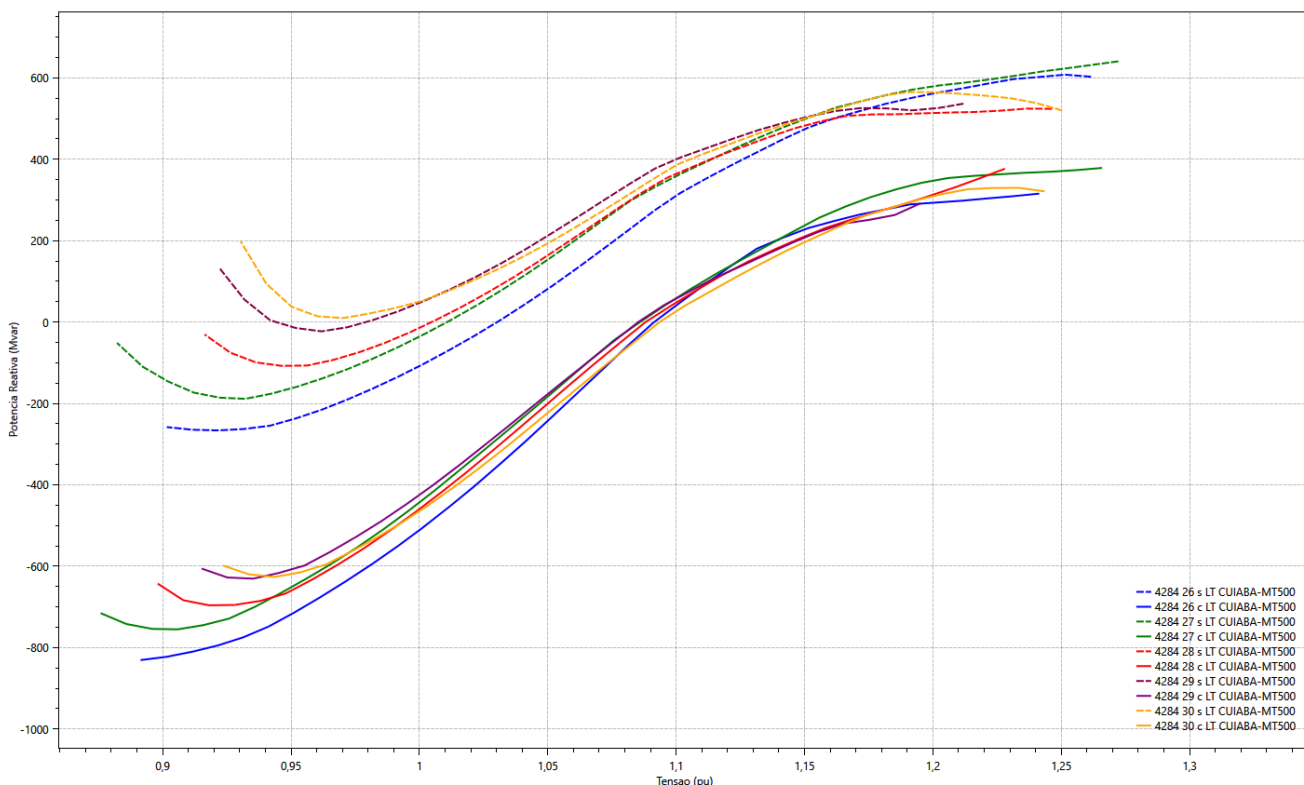


Figura 7-19 - Curva QxV Cuiabá 500 kV – MNS – Regime Normal e Perda LT Ribeirãozinho / Cuiabá 500 kV ckt #2

Para os casos não convergentes, mesmo com síncrono adicional em Cuiabá 500 kV, a partir do ano de 2031, os casos foram novamente simulados, com ajuste de tensão em Cuiabá no valor mínimo necessário para a convergência dos casos com síncrono fictício nessa barra.

Desta forma, o ΔQ correspondente à geração reativa entre o ponto de geração de Mvar igual a zero e o ponto correspondente na contingência, é indicativo do montante de Mvar necessário para a convergência do caso.

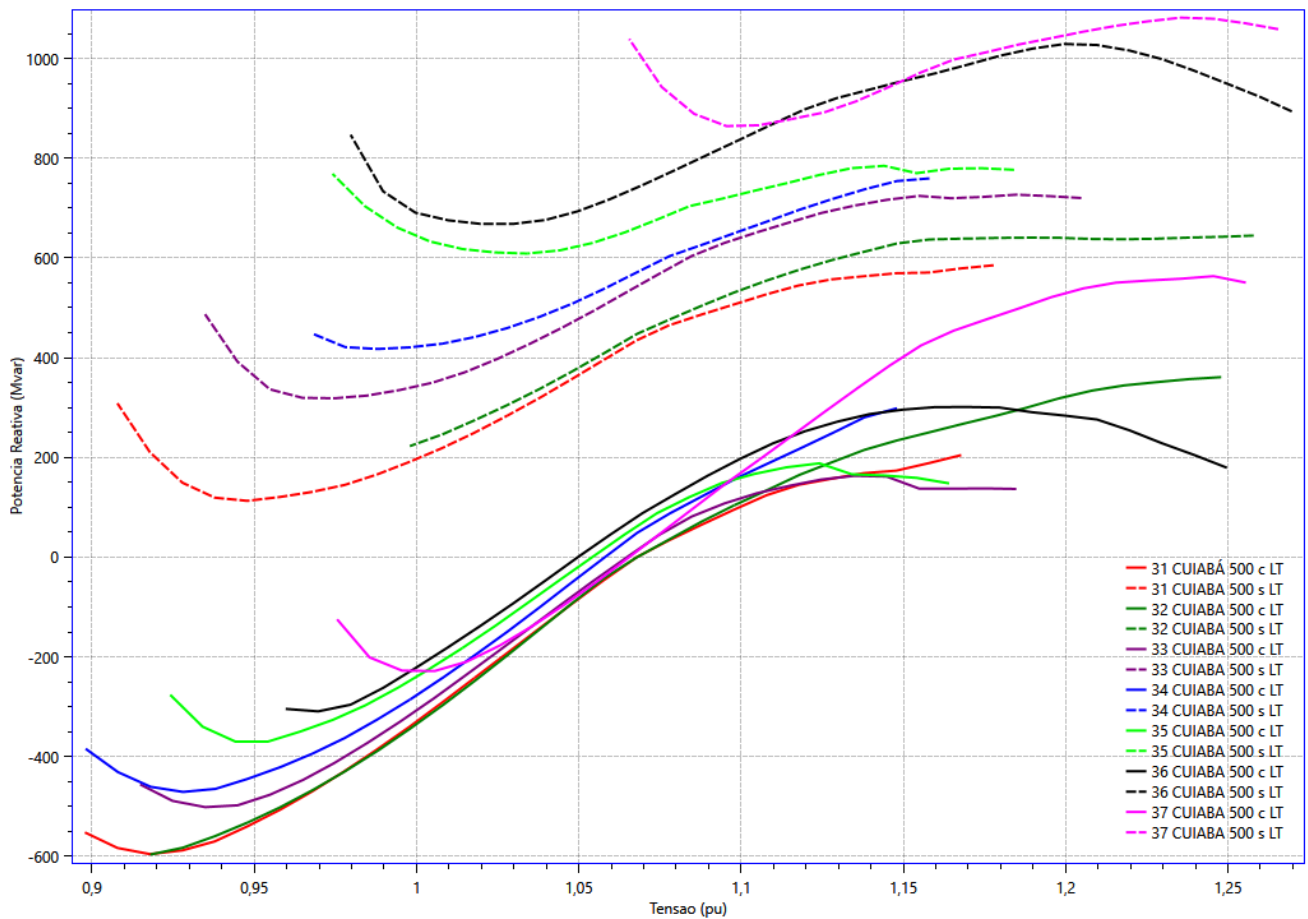


Figura 7-20 – Geração do Síncrono Fictício para Convergência dos Casos

7.2 Carga Média – Norte Seco – com Síncrono Fictício em Cuiabá 500 kV

Neste item estão agregadas informações que, em função da não convergência de alguns casos, notadamente a perda da linha de transmissão em 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá nos anos de 2031 a 2037, não puderam ser devidamente registradas no caso de referência das análises, sem síncrono fictício na subestação Cuiabá 500 kV.

Como conclusão geral, é possível afirmar que não há problemas de sobrecarga adicionais, em relação aos já identificados e apresentados no Item 4.1.

Conforme já visualizado e confirmado nos Itens 4.1.2 e 4.1.3, ocorre um problema generalizado de baixas tensões no sistema, notadamente na perda da linha de transmissão Ribeirãozinho – Cuiabá 500 kV, a partir do ano de 2030, conforme indicado na figura abaixo, ressaltando-se que, a partir de 2031, as tensões mostradas são de casos não convergidos.

A curva mostra ainda que o perfil de tensões no sistema de 230 kV do Mato Grosso também é degradado durante essa contingência, com a tensão em Cuiabá 230 kV em 0,95 p.u. em 2026 e chegando a cerca de 0,92 p.u. no ano de 2030, último ano em que se consegue convergência sem a inclusão de síncrono fictício em Cuiabá 500 kV.

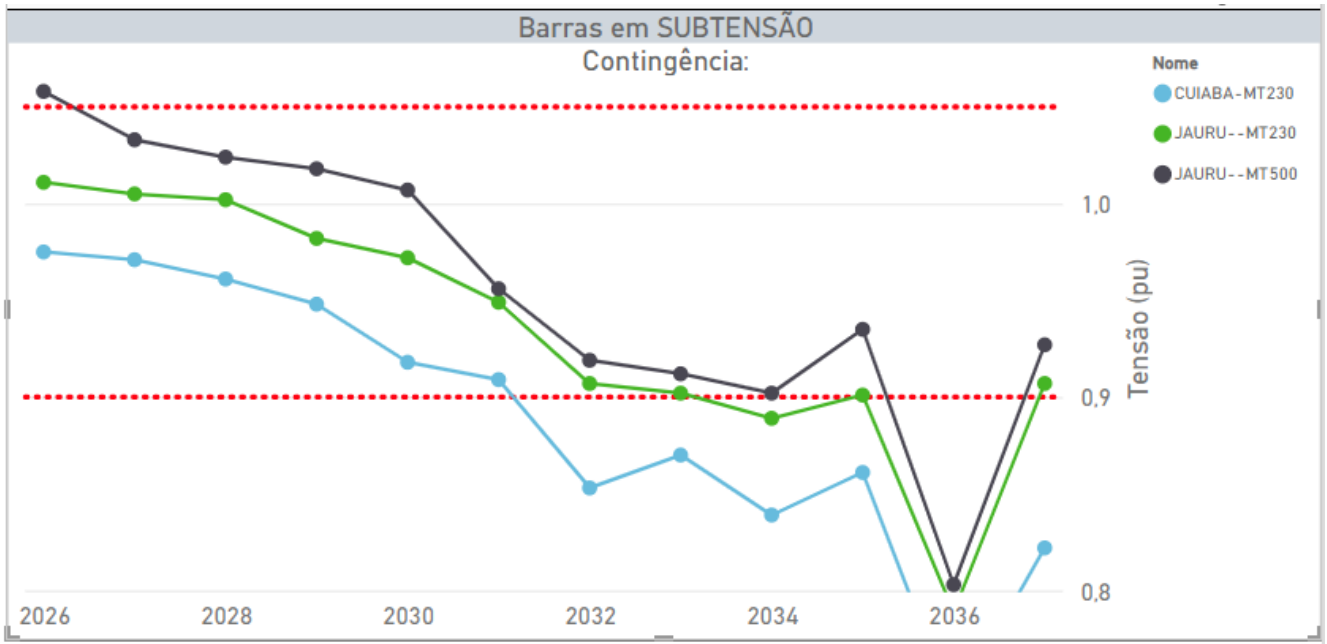


Figura 7-21 - Tensões em Cuiabá e Jauru 500 e 230 kV em Contingência

7.2.1 Desempenho das Linhas de Rede Básica

a) Contingências

As perdas de linhas de transmissão em 500 kV não apresentaram problemas de carregamento os quais, em todo período analisado, permaneceram em valores abaixo de 65% da capacidade de carregamento das linhas do sistema, conforme figuras abaixo.

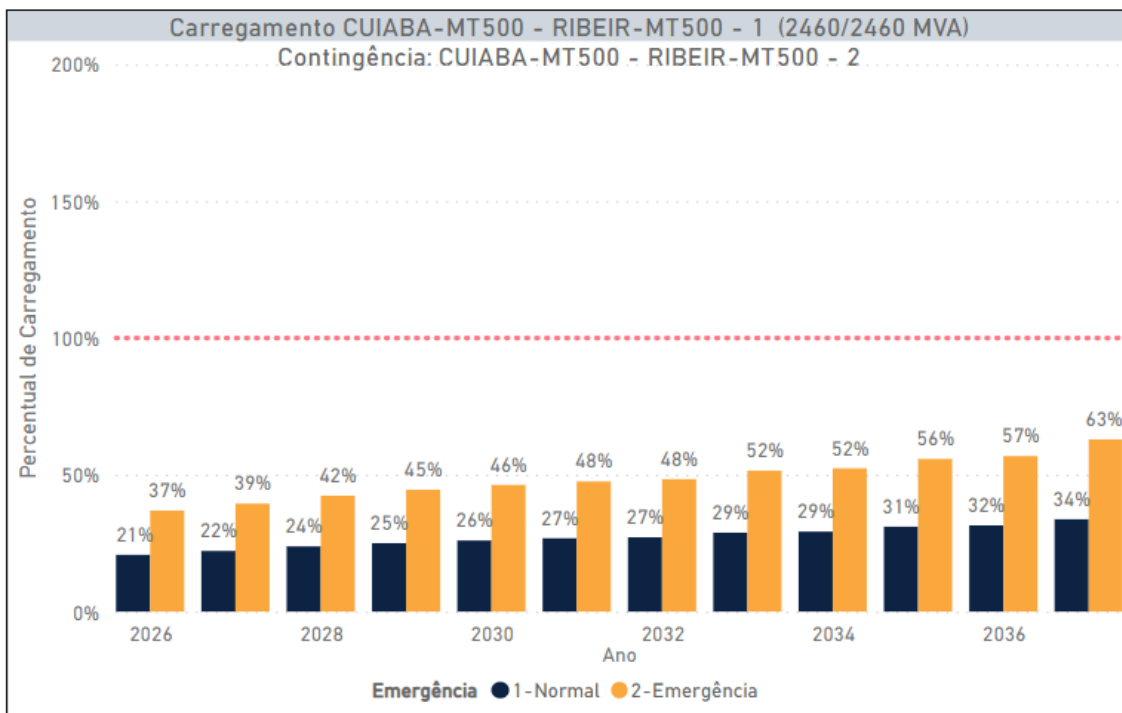


Figura 7-22 - Carregamento da LT Ribeirãozinho / Cuiabá ckt #1 – Regime Normal e Perda do ckt #2 – Casos com Síncrono

A figura abaixo mostra os carregamentos em linhas de 500 kV no tronco Jauru – Cuiabá Norte.

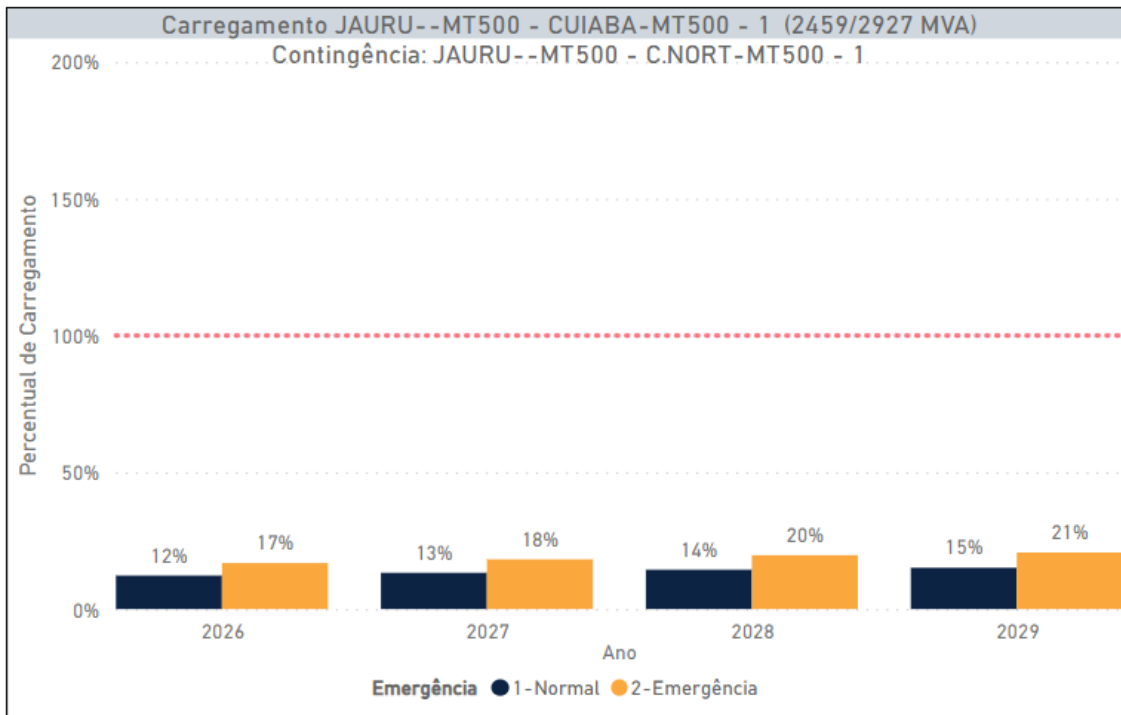


Figura 7-23 - Carregamento da LT Jauru / Cuiabá na Perda do ckt #Jauru / Cuiabá Norte

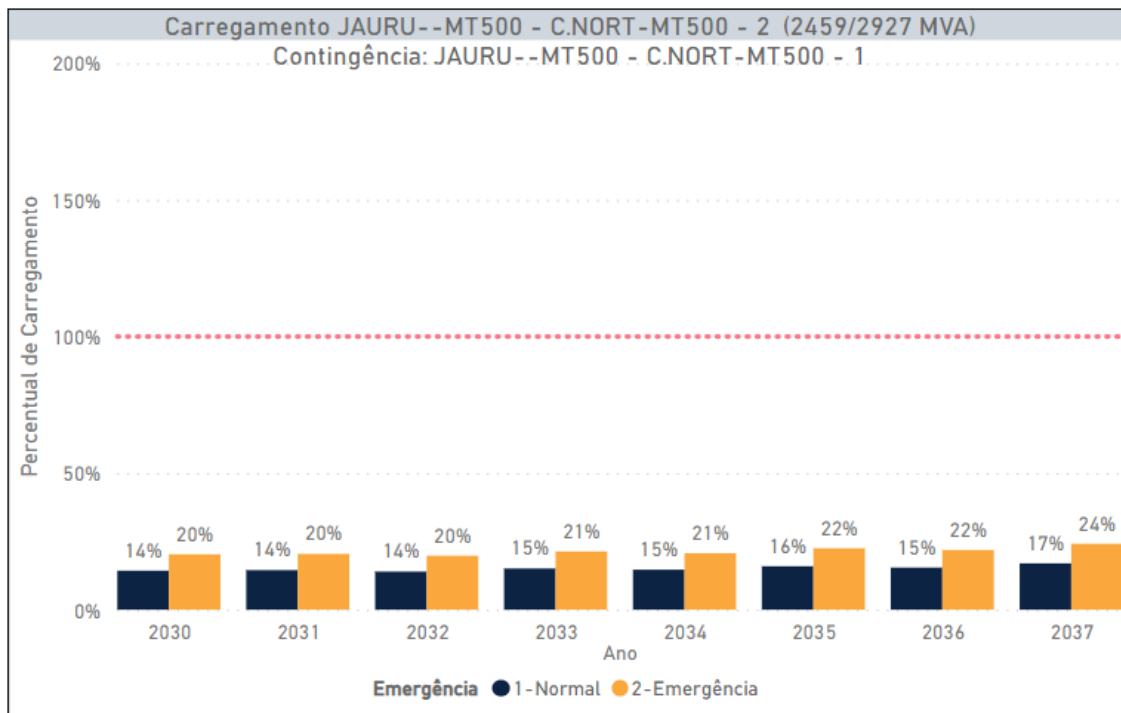


Figura 7-24 - Carregamento da LT Jauru / Cuiabá Norte ckt #2 na Perda do ckt #1

7.3 Carga Leve – Norte Úmido

Não foram verificados problemas críticos em regime normal e em contingências no patamar de carga leve, cenário Norte úmido, no estado do Mato Grosso.

A seguir apresentamos alguns pontos que destacamos apenas para ilustrar o desempenho do sistema.

O carregamento dos transformadores de Jauru 500/230 kV em regime normal e perda do banco paralelo é mostrado na figura a seguir, destacando-se que, a partir do ano de 2030, o carregamento em contingência é inferior a 40% de sua capacidade.

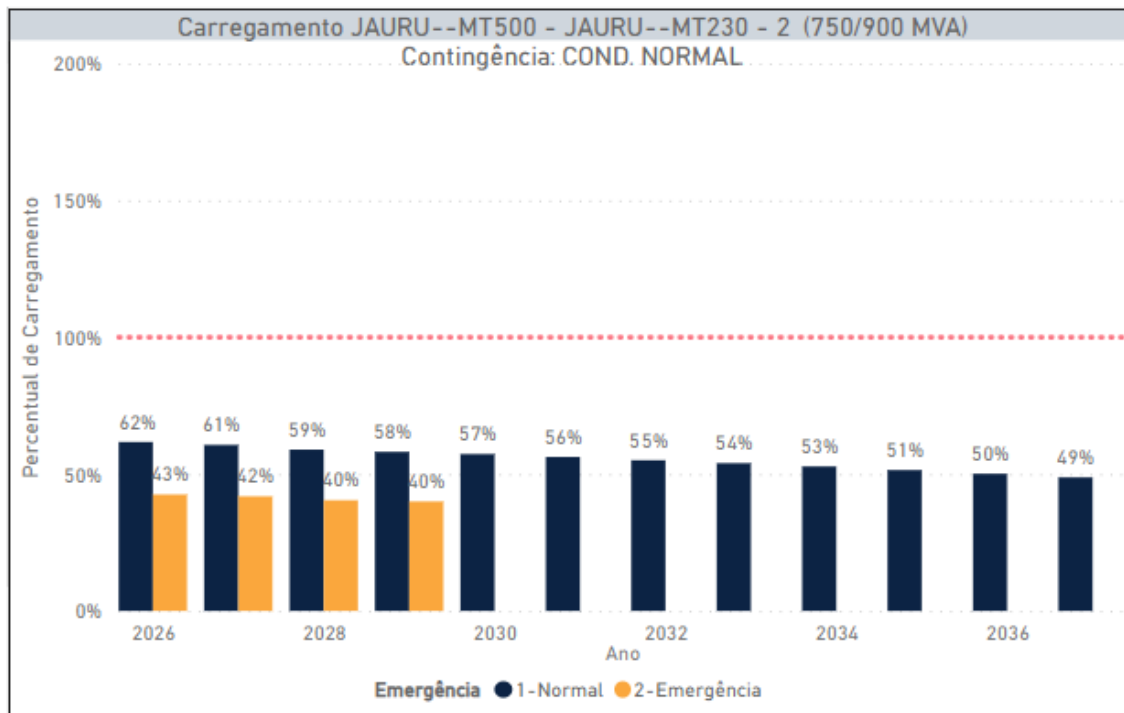


Figura 7-25 - Transformador Jauru 500/230 kV – Regime Normal e Perda do Circuito Paralelo

A linha de transmissão em 230 kV Rio Verde – Barra do Peixe apresenta sobrecarga na perda do circuito paralelo (com maior capacidade de carregamento) de 2026 a 2029.

Nas análises no patamar de carga média, cenário Norte seco, foram identificados problemas de carregamento no eixo em 230 kV Rio Verde – Barra do Peixe Rondonópolis, que serão objeto de análise, e a solução a ser indicada conduzirá à revisita do caso acima descrito.

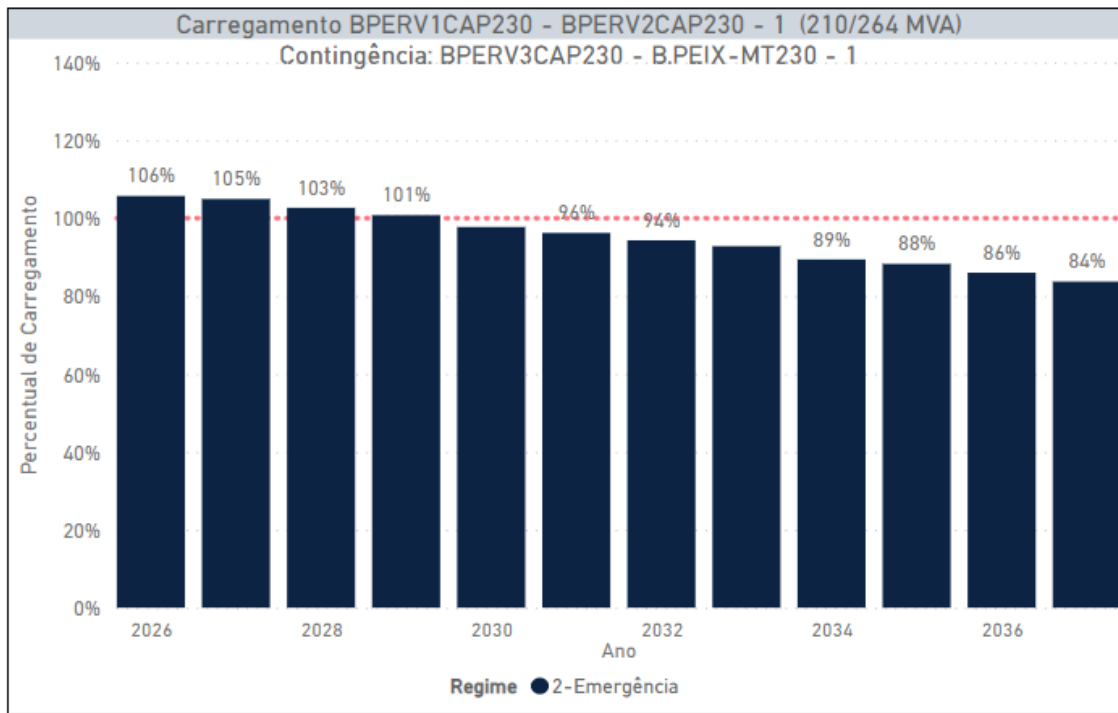


Figura 7-26 - Linha de Transmissão 230 kV Rio Verde / Barra do Peixe ckt #1 – Perda do Circuito Paralelo

A análise em carga leve, cenário Norte úmido, no estado do Mato Grosso, indicou também sobrecarga em regime normal nos transformadores 230/138 kV de Nova Várzea Grande, nos anos de 2026 e 2027. Entretanto, um ajuste no valor do fluxo controlado pelo defasador (no limite da capacidade do transformador – 150 MVA) elimina o problema indicado. Em 2026, mesmo sem o ajuste, o valor de MVA corrigido pela tensão é inferior à capacidade do transformador.

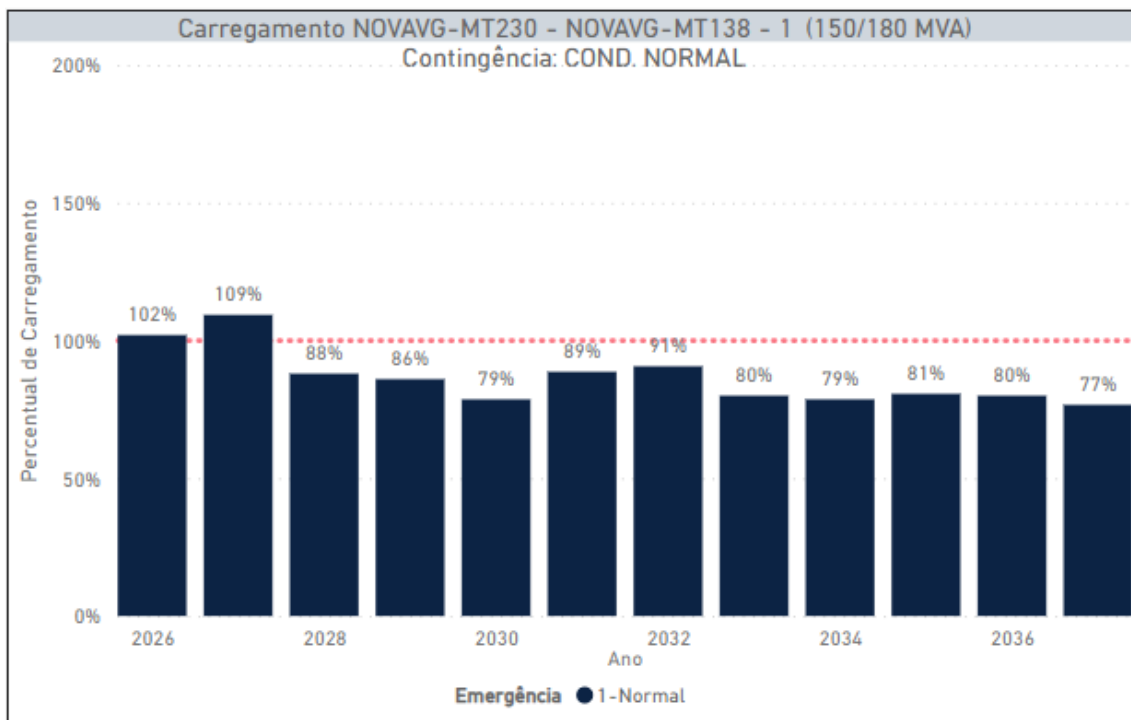


Figura 7-27 - Transformador 230/138 kV de N.V. Grande – Regime Normal

As curvas a seguir mostram o carregamento da linha de Distribuição Denise – Nobres 138 kV. O destaque para esse caso deve-se ao fato de terem sido detectados valores elevados de carregamento

em condição normal e na perda da linha de transmissão em 500 kV Jauru – Cuiabá Norte nos anos de 2026 e 2027. Entretanto, a partir de 2028, esses carregamentos são substancialmente reduzidos, devido à entrada em operação do segundo circuito da LD Denise – Nobres 138 kV.

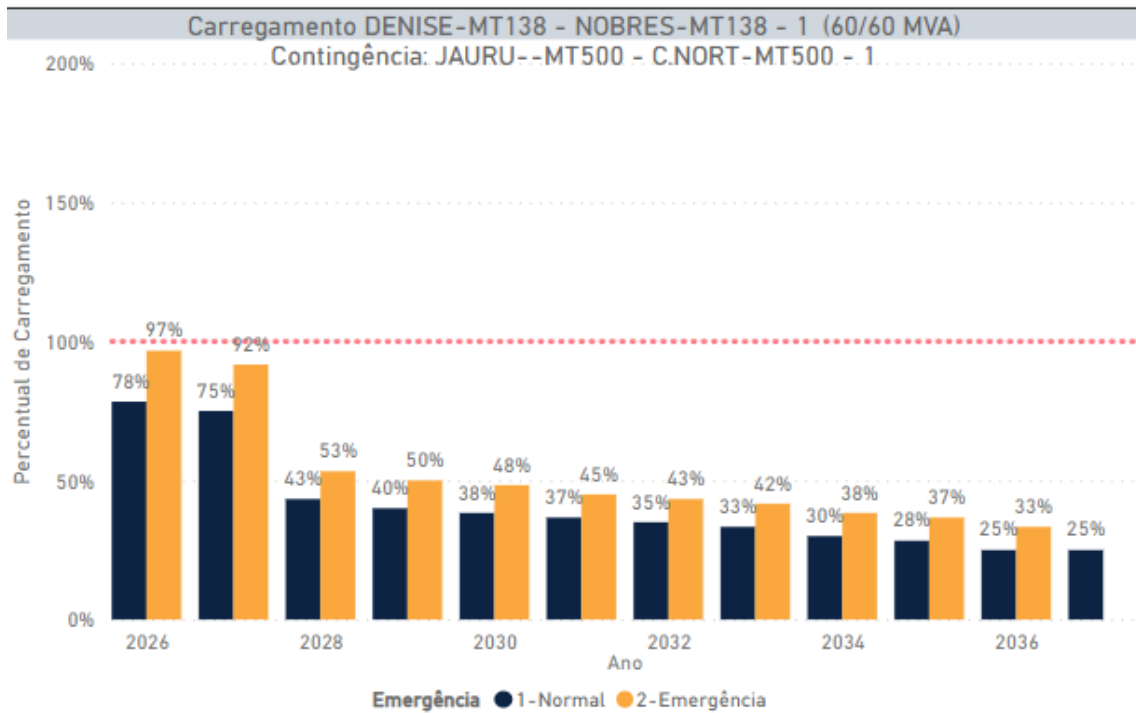


Figura 7-28 - Carregamentos na LD 138 kV Denise / Nobres – Regime Normal e Contingências

8 DIAGNÓSTICO DO ESTADO DE RONDÔNIA

8.1 Carga Média – Norte Seco

8.1.1 Desempenho das Linhas de Rede Básica

Os maiores carregamentos em linhas do sistema, em regime normal e na perda de linhas de 230 kV, são mostrados a seguir, para os casos convergentes na análise automática.

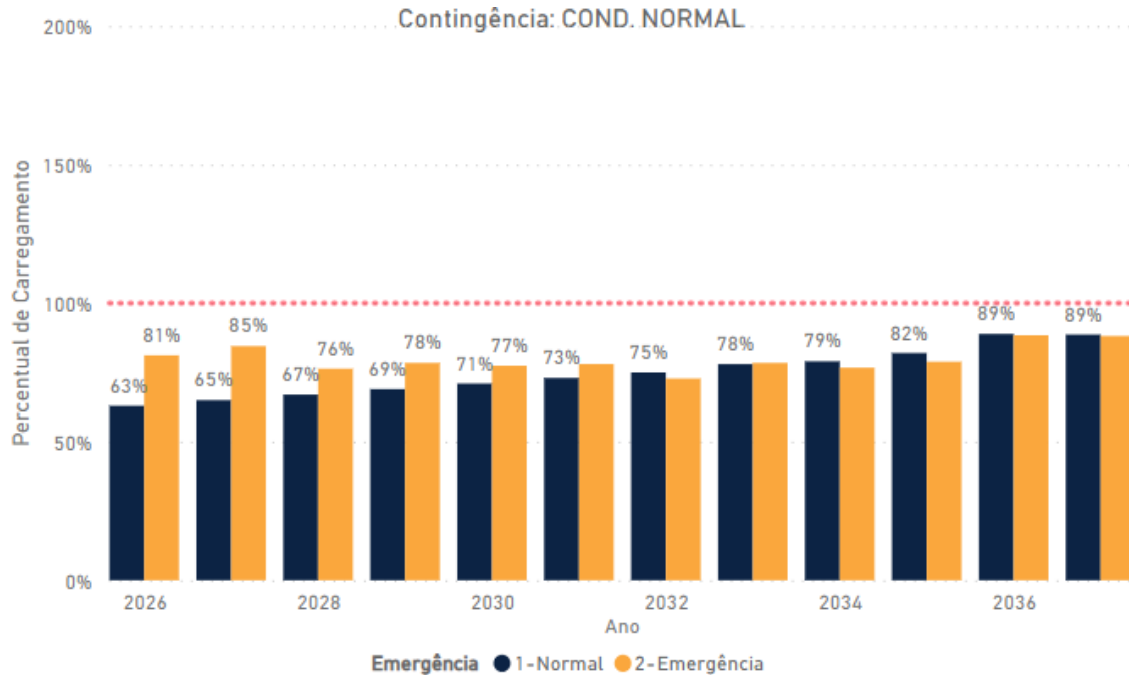


Figura 8-1 – Carregamentos Máximos dos Elementos do Sistema em Regime Normal e Contingências

A seguir serão apresentados os maiores carregamentos em linhas de transmissão individualizadas.

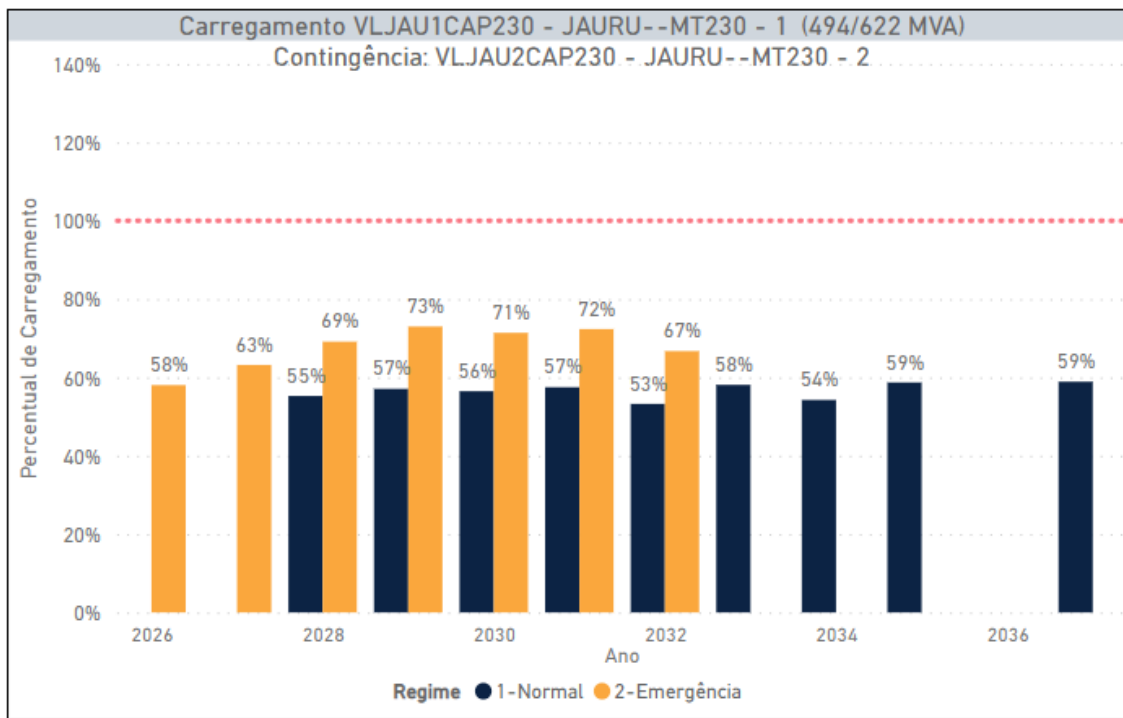


Figura 8-2 - LT Vilhena / Jauru 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela

Nos anos de 2033 a 2037 a simulação dessa contingência não chegou a convergir, tanto nas simulações automáticas quanto individualizadas.

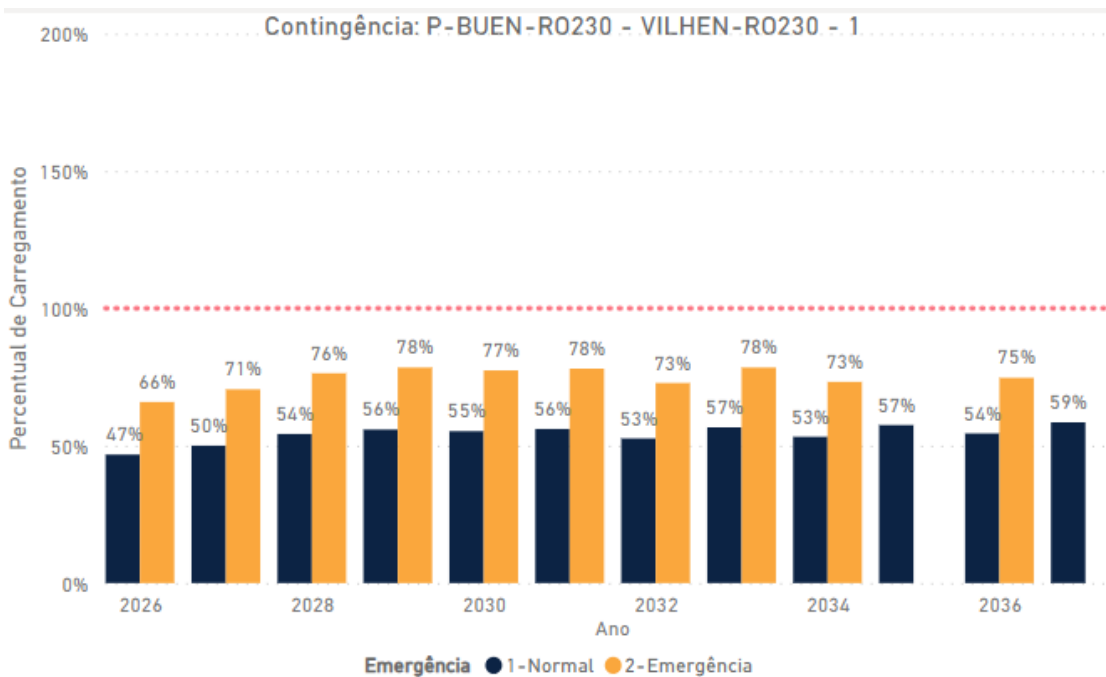


Figura 8-3 - Pimenta Bueno / Vilhena 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela

Nos anos de 2035 e 2037 a simulação dessa contingência não chegou a convergir, tanto nas simulações automáticas quanto individualizadas.

As perdas Caladinho – Porto Velho e Coletora – Porto Velho são críticas, mas não ocorrem violações de carregamentos.

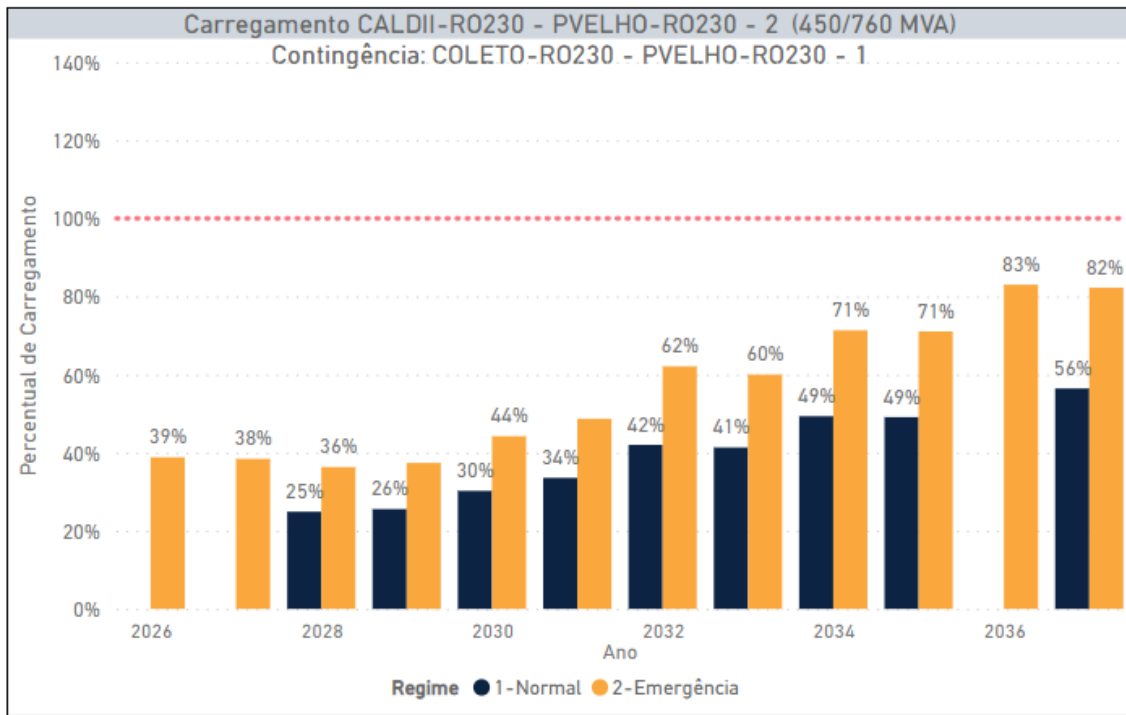


Figura 8-4 - Linha de Transmissão 230 kV Caladinho / Porto Velho - Regime Normal e Perda LT Porto Velho / Coletora 230 kV

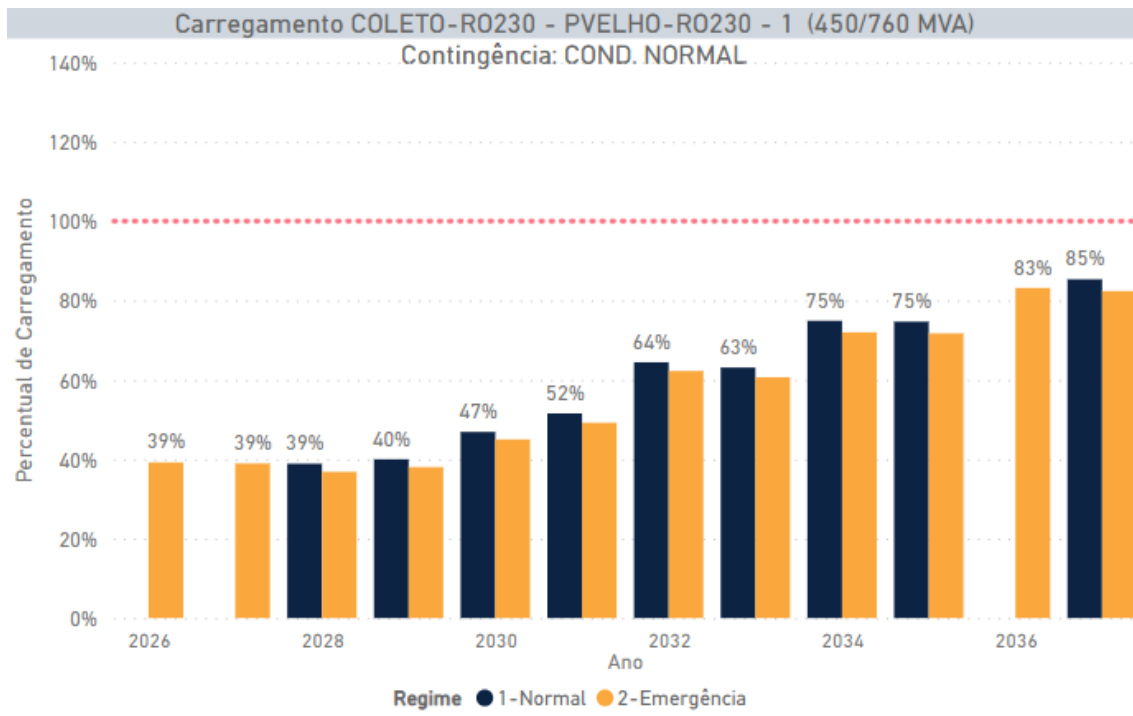


Figura 8-5 - Linha de Transmissão 230 kV Porto Velho / Coletora – Regime Normal e Perda LT Porto Velho / Caladinho 230 kV

8.1.2 Desempenho dos Transformadores de Rede Básica de Fronteira

Os maiores carregamentos nos transformadores de Rede Básica de Fronteira, em regime normal e na perda de bancos de transformadores, são mostrados a seguir.

Não há violações de carregamento desses transformadores causadas por perda de linhas de transmissão.

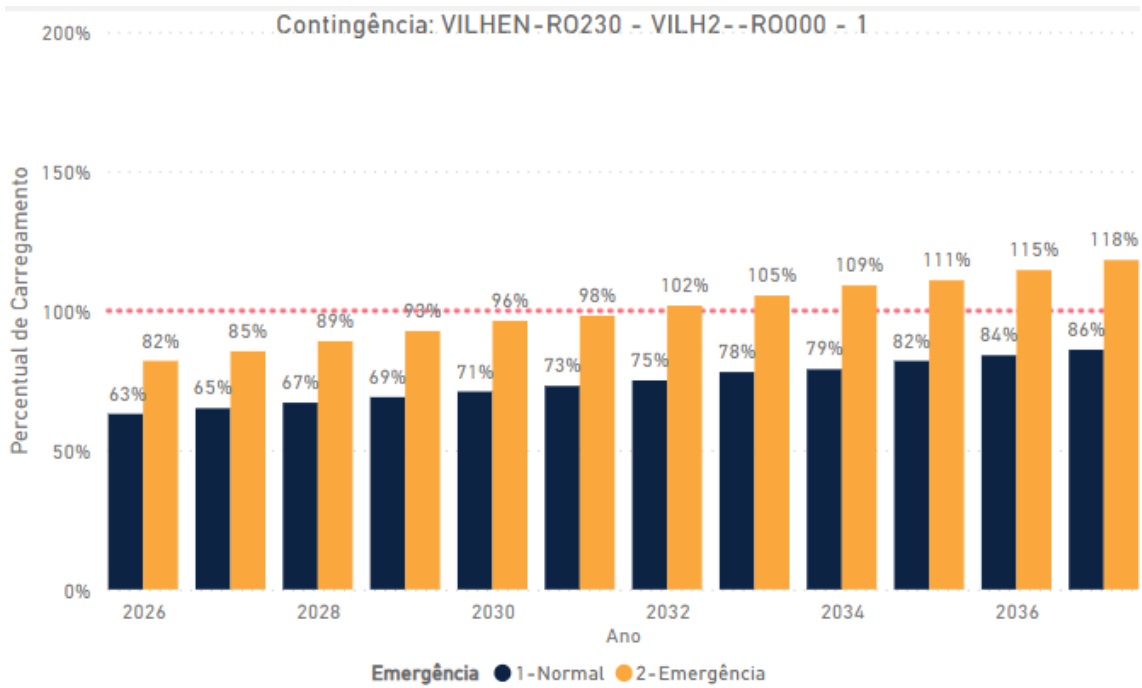


Figura 8-6 - Carregamentos Máximos em Transformadores – Regime Normal e Contingências

A seguir serão apresentados os maiores carregamentos em transformadores de Rede Básica de fronteira, de forma individualizada.

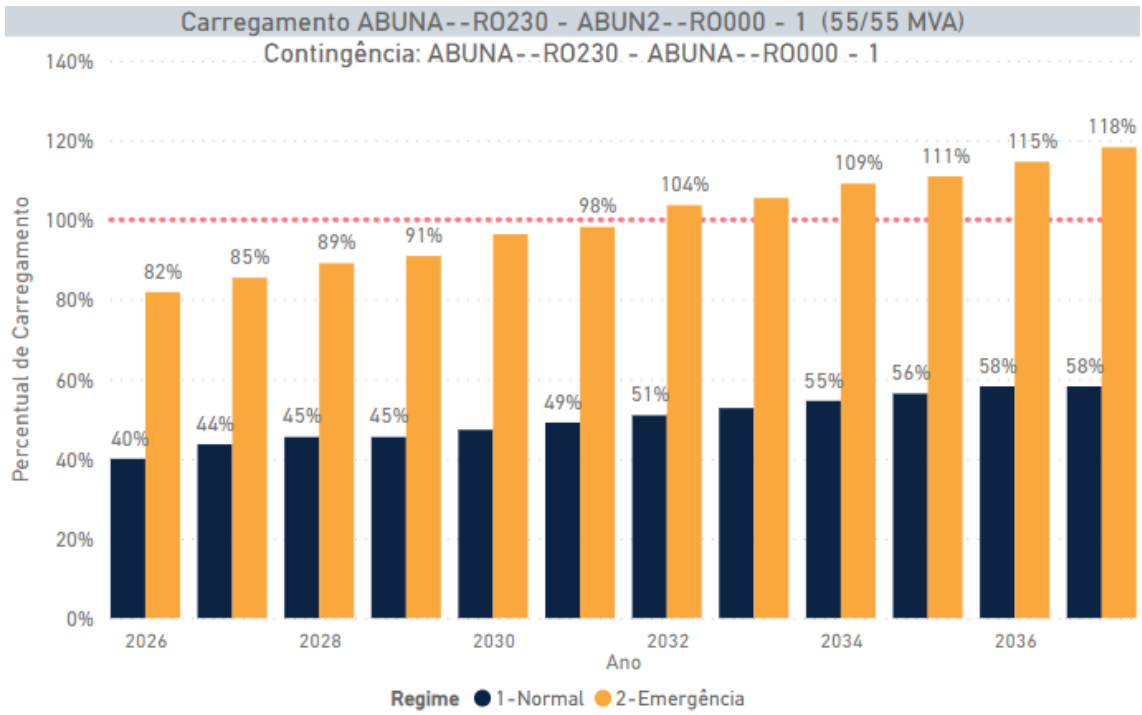


Figura 8-7 - Abunã 230/138 kV – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo

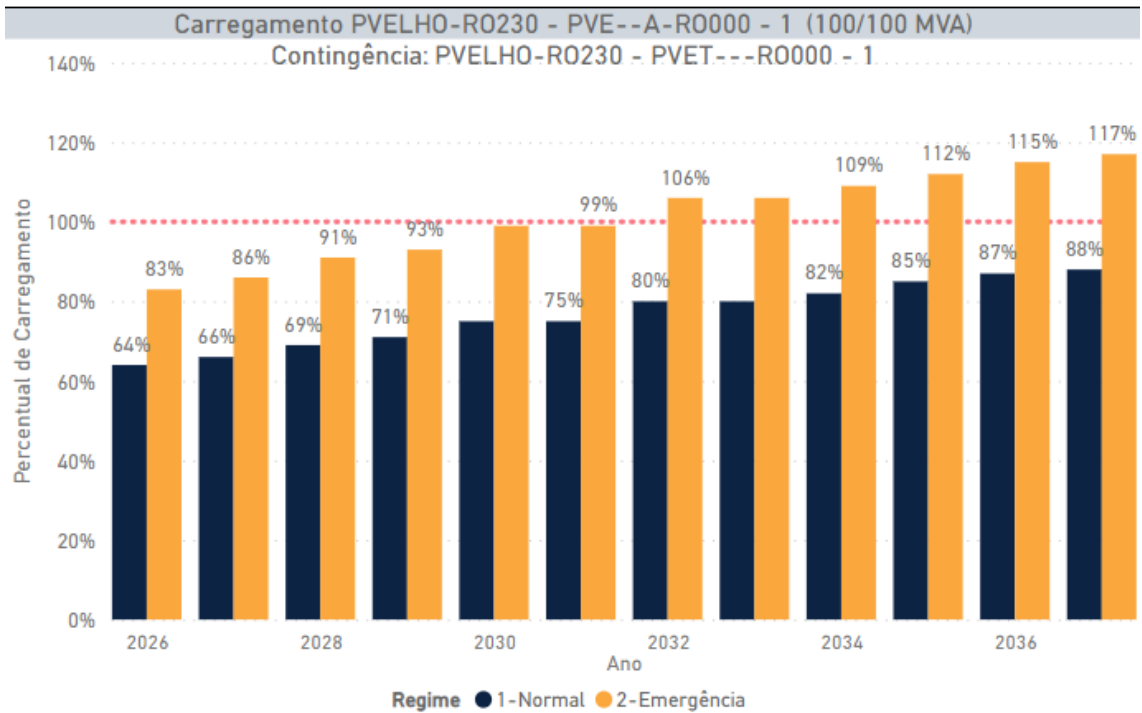


Figura 8-8 - Porto Velho 230/69 kV – Perda de Transformador Paralelo

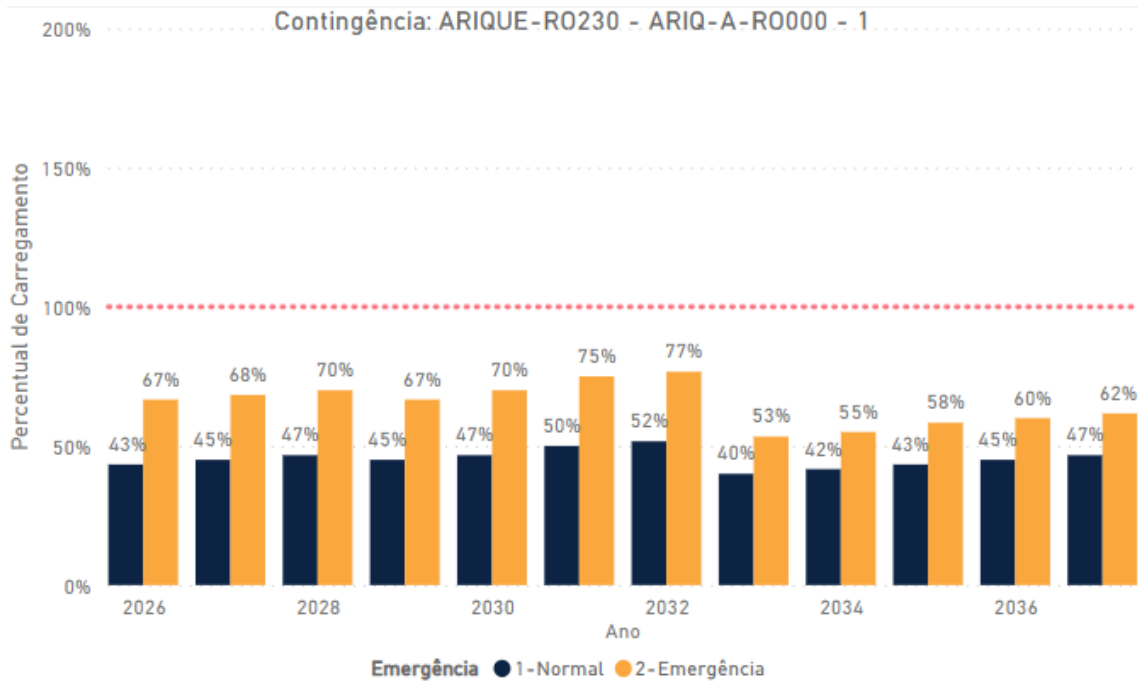


Figura 8-9 - Arique 230/69 kV – Perda de Transformador Paralelo

Em 2033 entra em operação o 4º banco de transformadores 230/69 kV, 60 MVA.

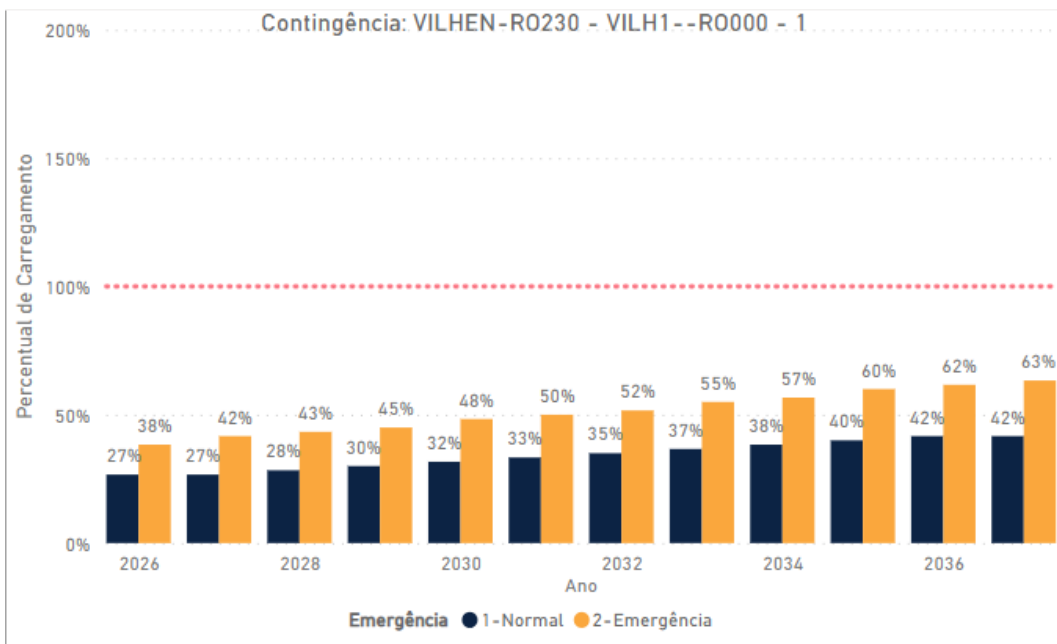


Figura 8-10 - Vilhena 230/69 kV – Perda de Transformador Paralelo

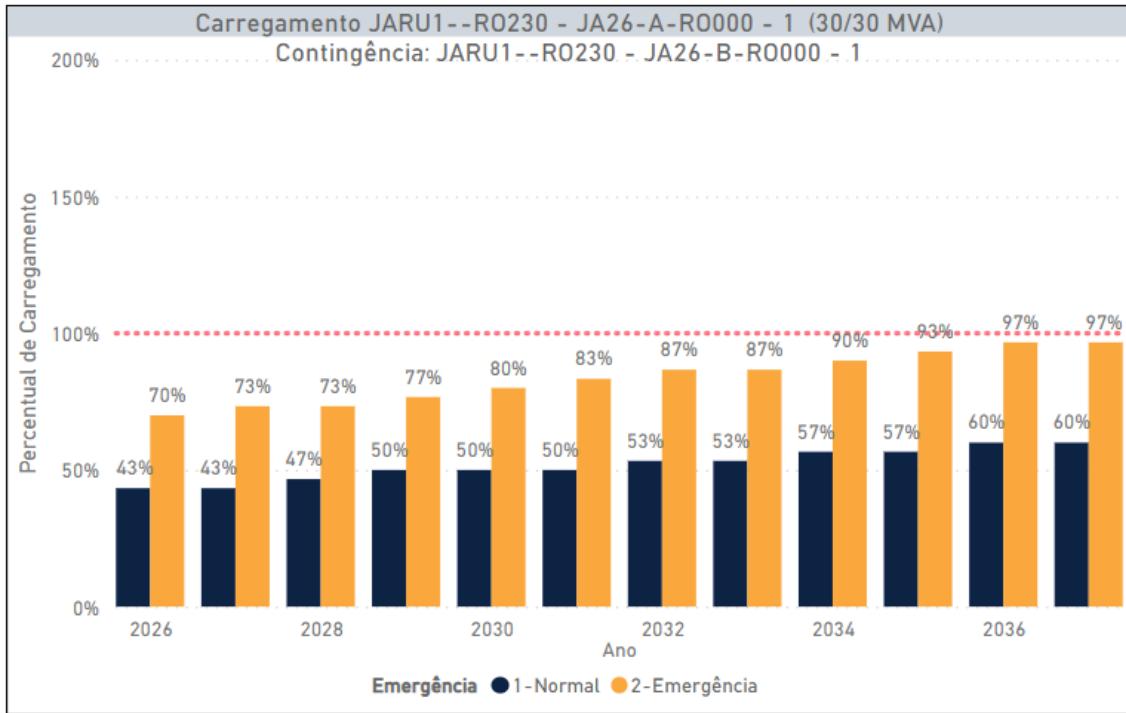


Figura 8-11 - Jaru 230/69 kV – Regime Normal e Perda de Banco Paralelo

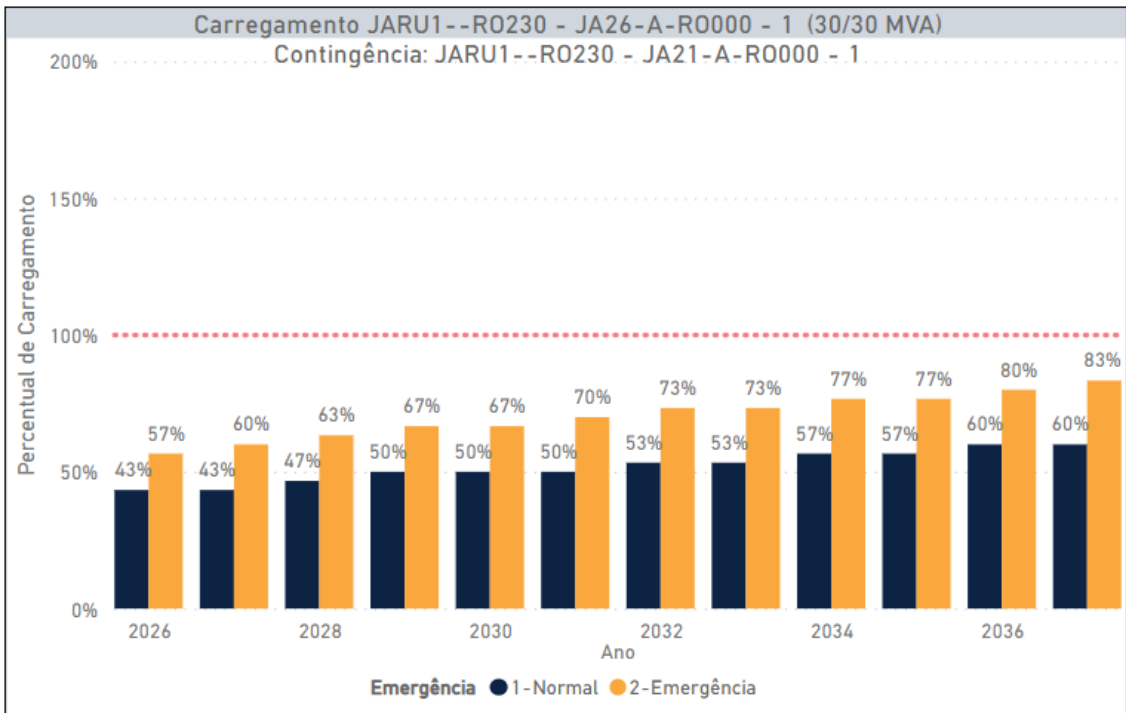


Figura 8-12 - Jaru 230/69 kV – Regime Normal e Perda Jaru 230/138 kV

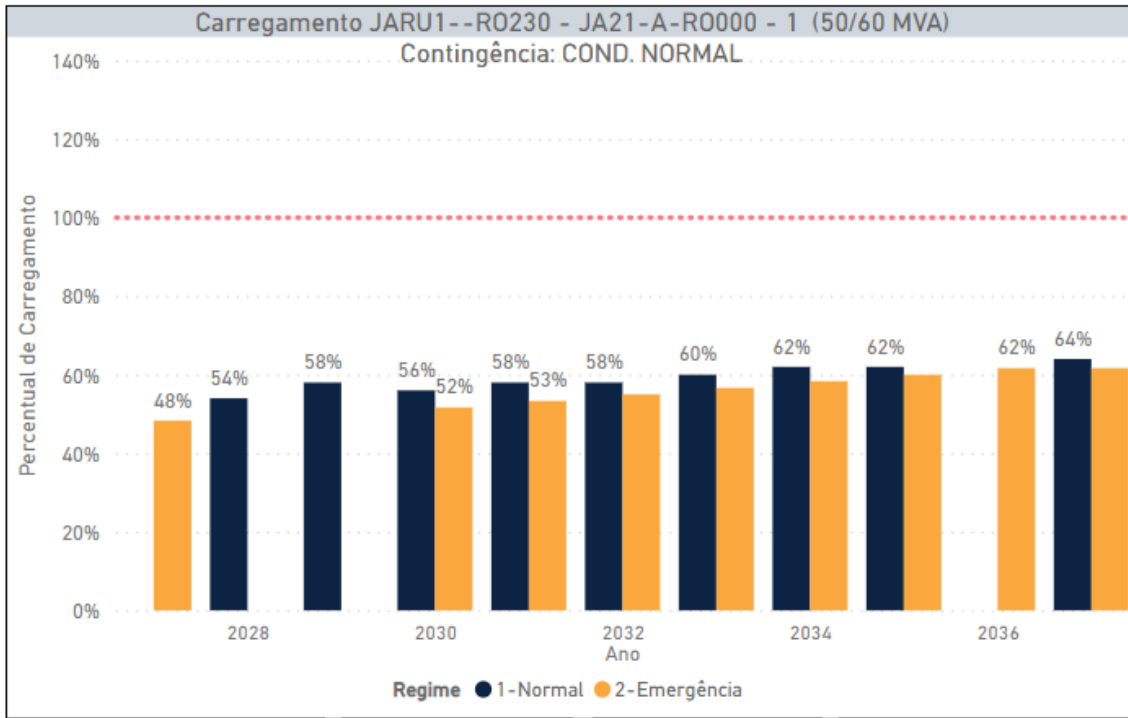


Figura 8-13 - Jarú 230/138 kV – Regime Normal e Perda Jarú 230/69 kV

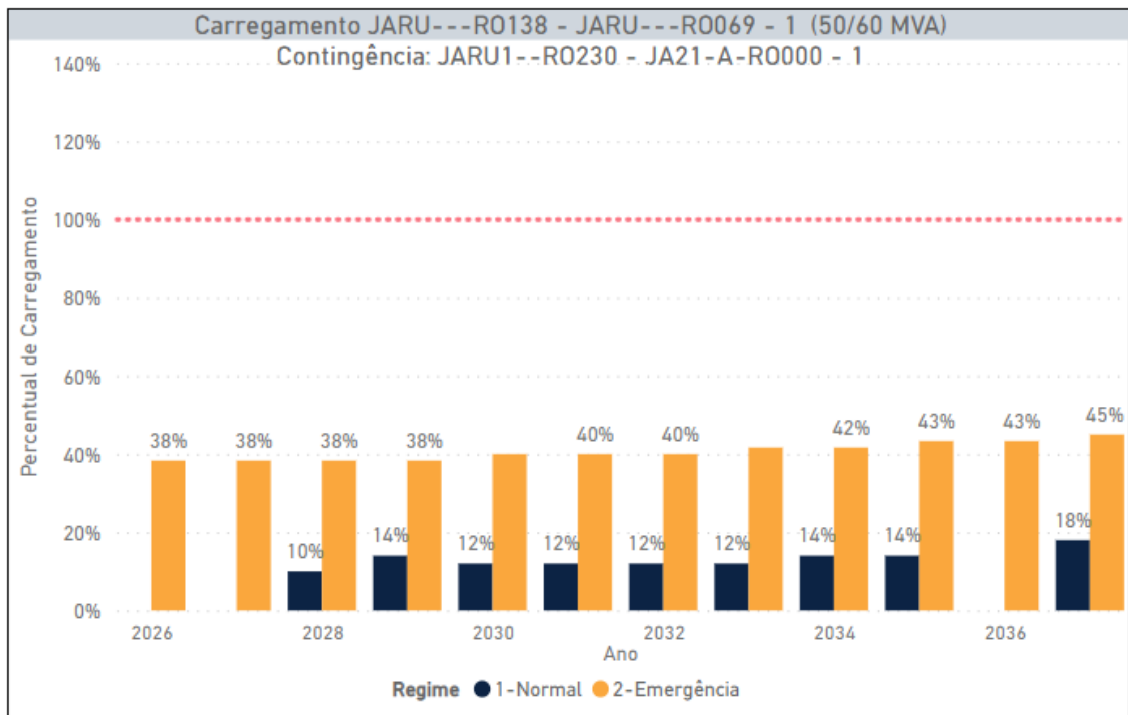


Figura 8-14 - Jarú 138/69 kV – Regime Normal e Perda Jarú 230/138 kV

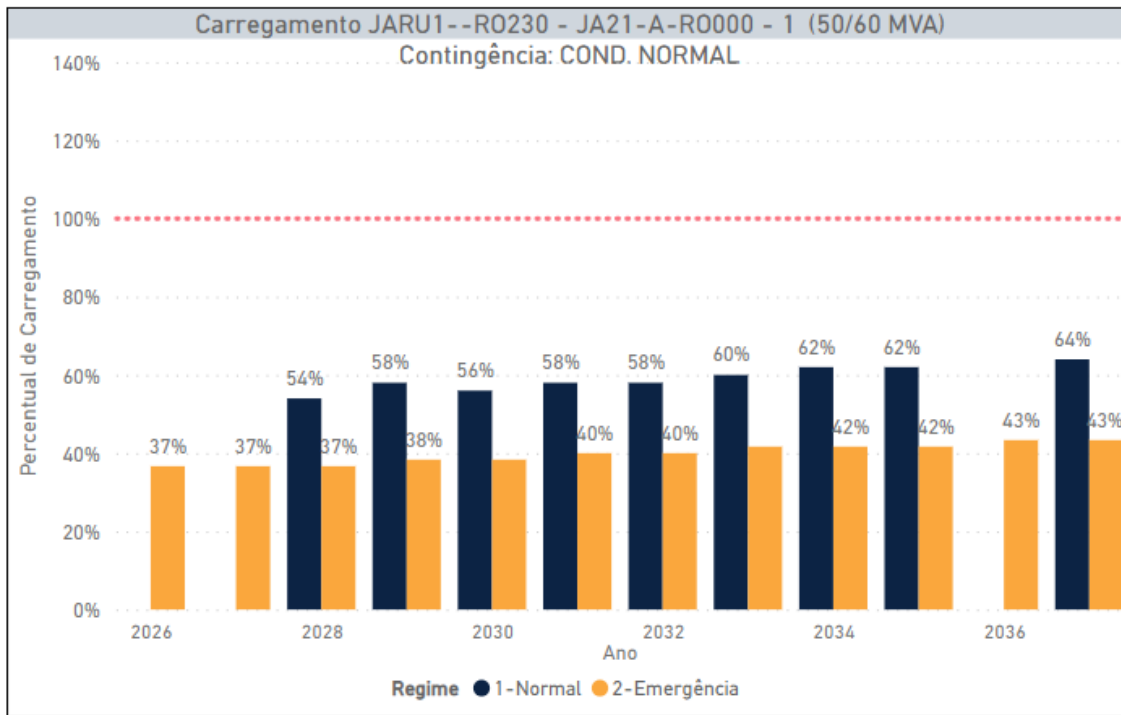


Figura 8-15 - Jaruru 230/138 kV – Regime Normal e Perda Jaruru 138/69 kV

8.1.3 Casos Não Convergentes nas Simulações Automáticas

A simulação individualizada das seguintes contingências **apresenta convergência**, não se verificando violação de limites de tensões e de carregamentos:

- Caladinho – Porto Velho 230 kV circuito #2, a partir de 2033
- Ji-Paraná – Pimenta Bueno circuito #3, em 2035 e 2037
- Porto Velho – Abunã circuito #1, em 2037

As simulações individualizadas das seguintes contingências confirmaram a existência de problemas, com a não convergência das simulações:

- Vilhena – Jauru circuitos 1, 2 ou 3, em 2033 e a partir de 2035
- Vilhena – Jauru circuitos 1, 2 ou 3, mesmo com síncrono fictício em Cuiabá 500 kV, a partir de 2035
- Pimenta Bueno – Vilhena 230 kV circuito #1, em 2035 e 2037

Verifica-se, ainda que em casos não convergidos, a grande deterioração do perfil de tensões no estado de Rondônia, notadamente na perda das linhas em 230 kV entre Jauru e Vilhena.

8.1.4 Curvas PxV e QxV

As curvas da figura a seguir mostram o esgotamento do tronco em 230 kV entre Jauru e Vilhena, verificando-se a degradação do perfil de tensões para acréscimo no fluxo chegando em Vilhena a partir de 65 MW em 2026.

Cabe observar que, no ano de 2030, o acréscimo de fluxo chegando em Vilhena é de 125 MW, em relação ao ano de 2026.

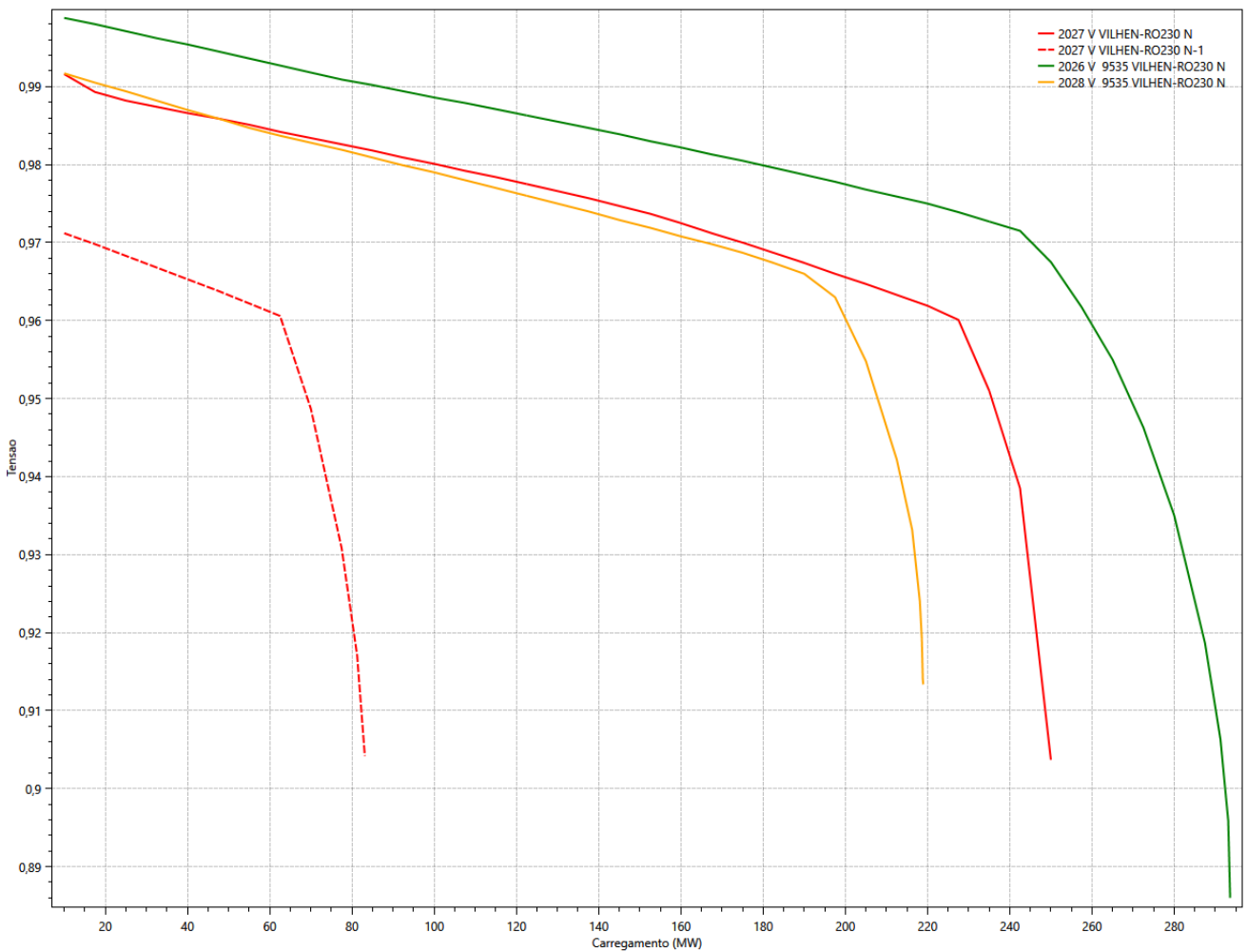


Figura 8-16 - Curva PXV Vilhena 230 kV – MNS – ΔP Incremental na Barra de Vilhena 230 kV

A figura abaixo mostra aproximadamente o montante de compensação reativa variável necessário para evitar a degradação do perfil de tensões do sistema, na perda da linha de transmissão em 230 kV Jauru - Vilhena, de 2026 a 2030, constatando-se que tal montante está situado entre os valores de 100 e 200 Mvar.

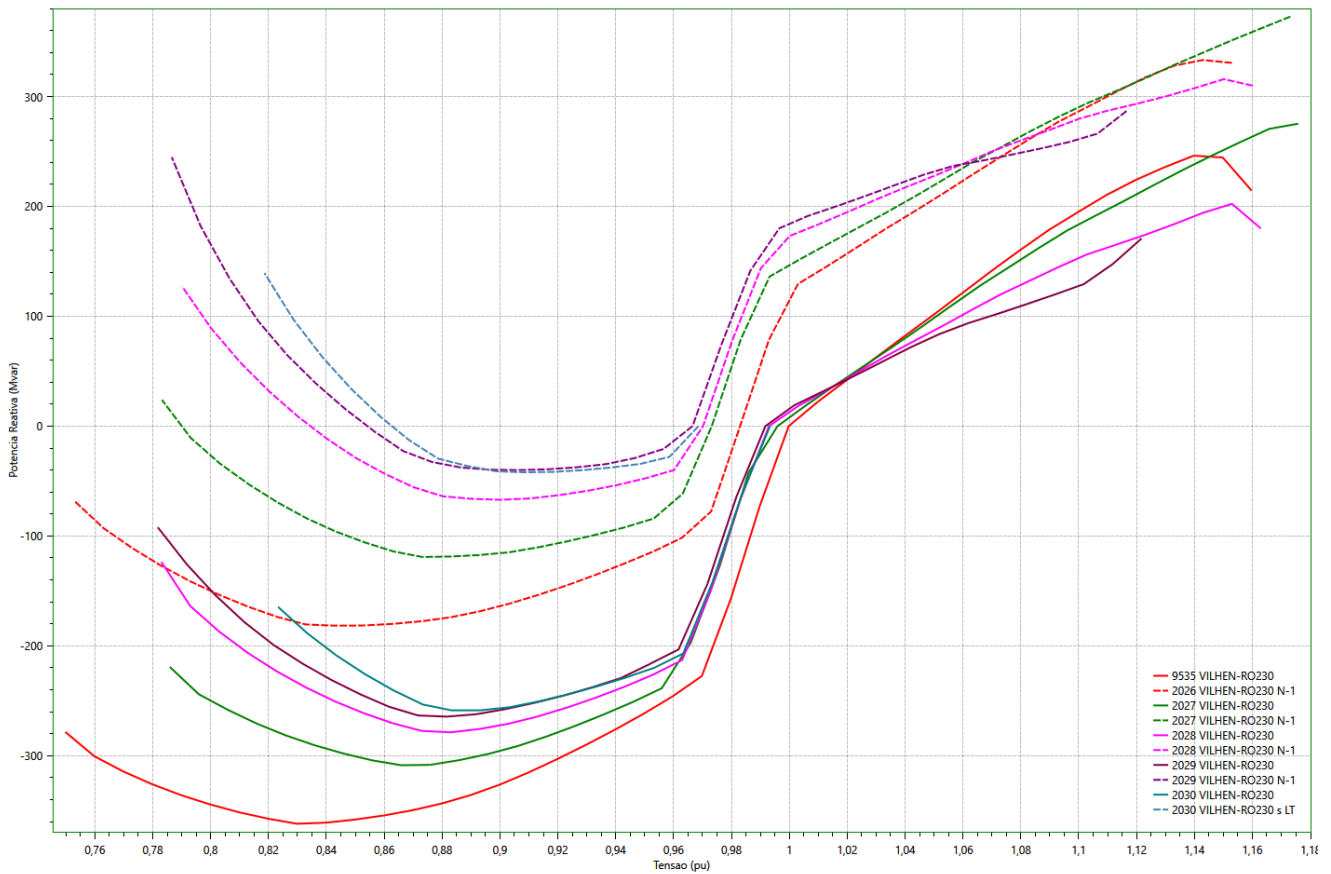


Figura 8-17 - Curva QxV Vilhena 230 kV – MNS – Regime Normal e Perda LT Jauru / Vilhena 230 kV

8.2 Carga Leve – Norte Úmido

Não foram verificados problemas críticos em regime normal e em contingências no patamar de carga leve, cenário Norte úmido, no estado de Rondônia.

A seguir apresentamos alguns pontos que destacamos apenas para ilustrar o desempenho do sistema.

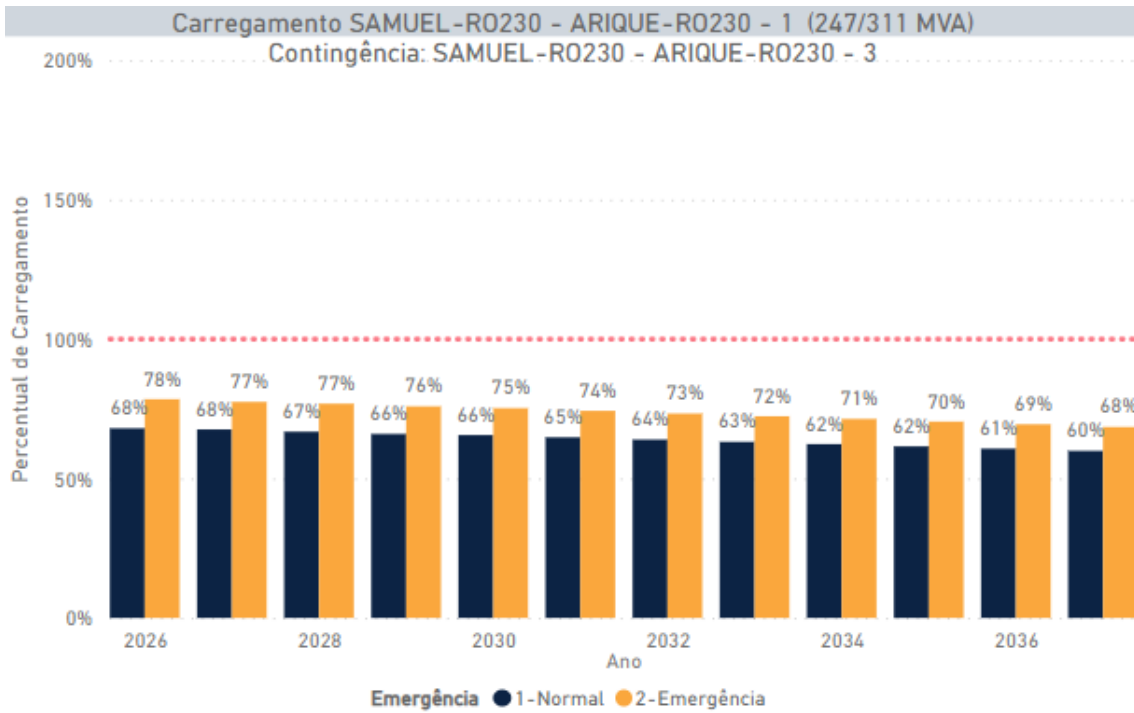


Figura 8-18 - LT 230 kV Samuel / Ariques ckt #1 – Regime Normal e Perda da LT 230 kV Samuel / Ariques ckt #3

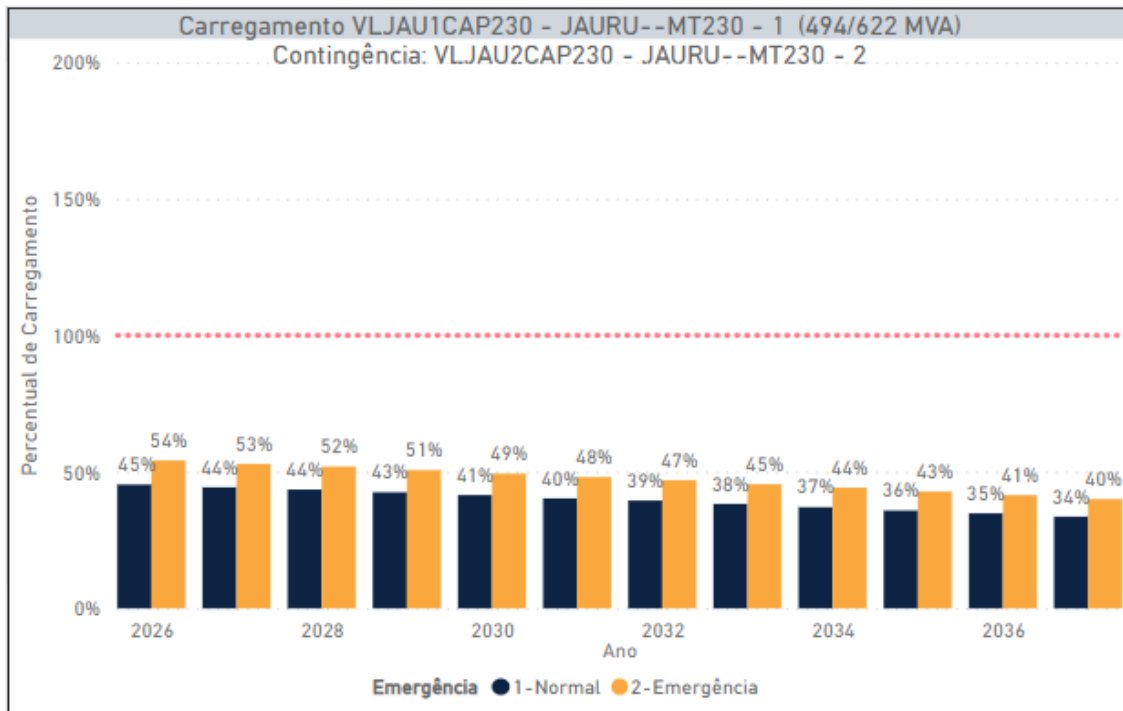


Figura 8-19 - LT 230 kV Vilhena / Jauru – Regime Normal e Perda do Circuito Paralelo

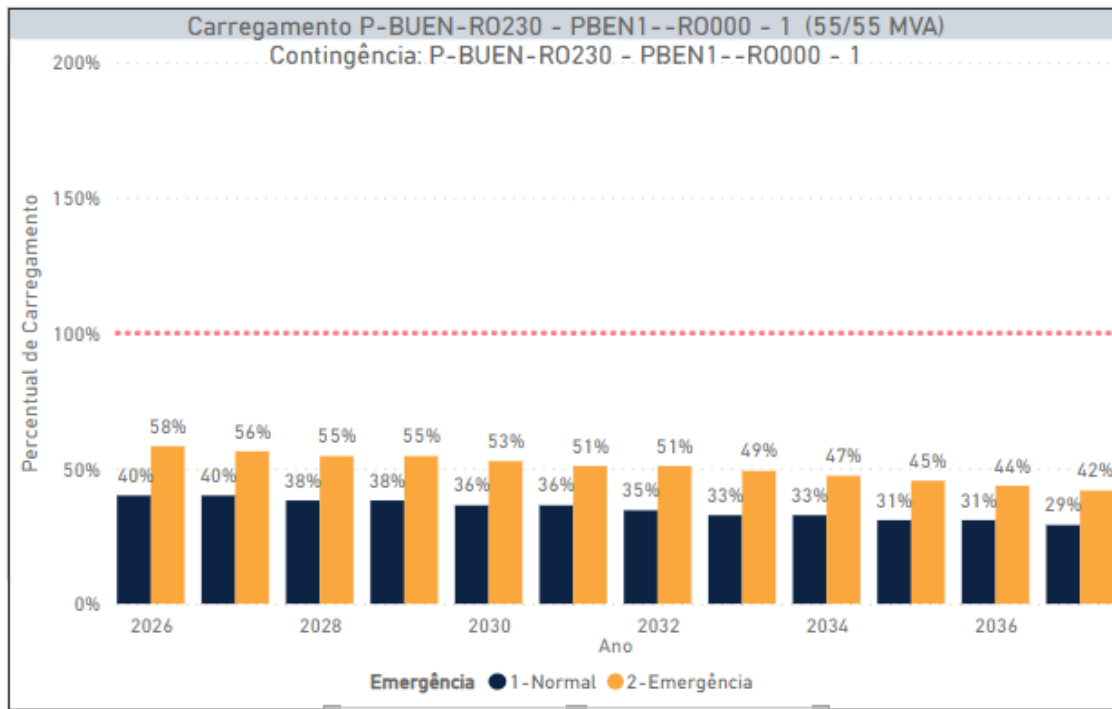


Figura 8-20 - Transformador Pimenta Bueno 230/138 kV – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo

9 DIAGNÓSTICO DO ESTADO DO ACRE

9.1 Carga Média – Norte Seco

Não foram verificados problemas críticos em regime normal e em contingências no patamar de carga média, cenário Norte seco, no estado do Acre.

A seguir apresentamos alguns pontos que destacamos apenas para ilustrar o desempenho do sistema.

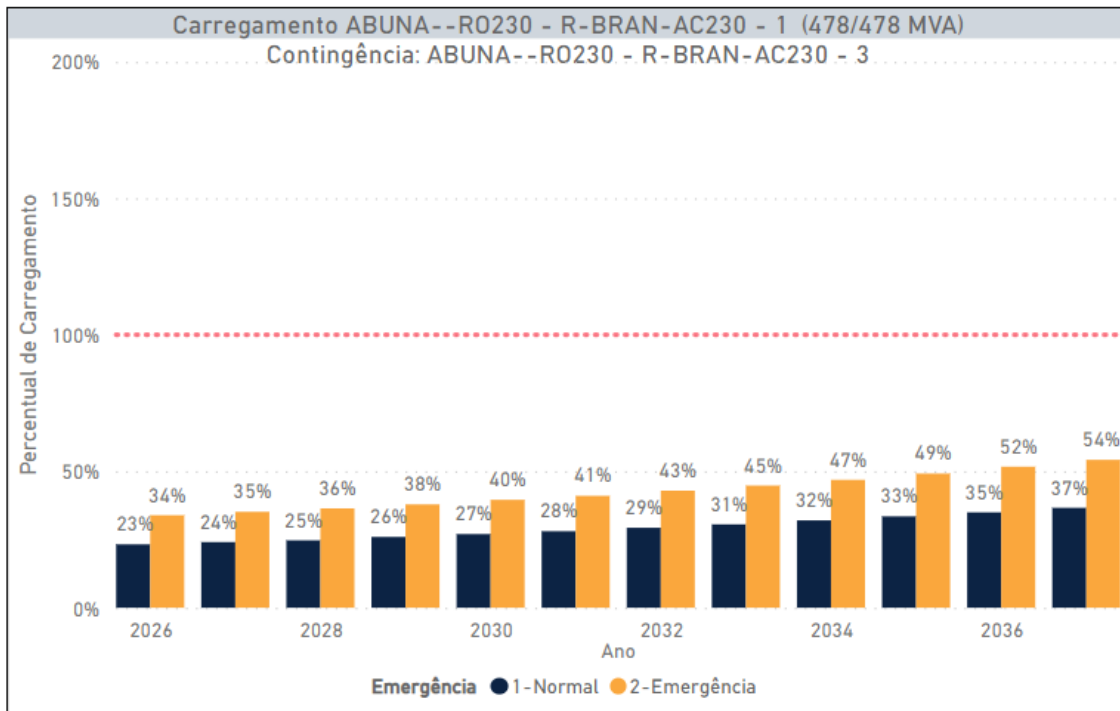


Figura 9-1 - LT 230 kV Abunã / Rio Branco ckt #1 – Regime Normal e Perda da LT 230 kV Abunã / Rio Branco ckt #3

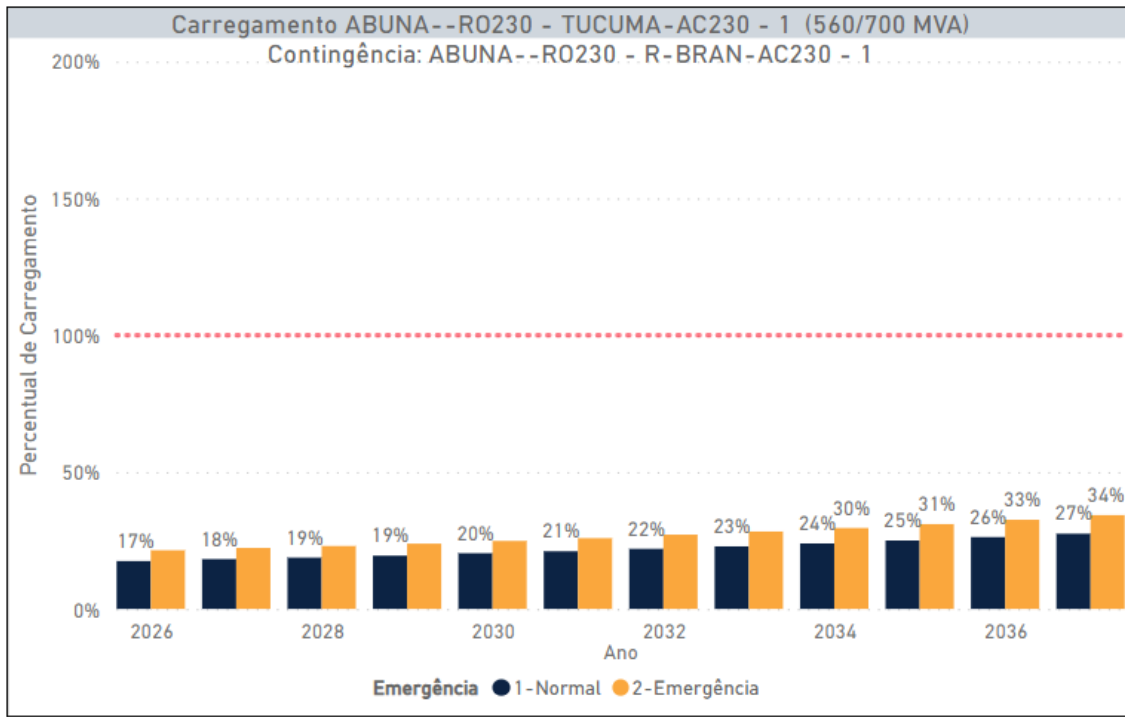


Figura 9-2 - LT 230 kV Abunã / Tucumã – Regime Normal e Perda da LT 230 kV Abunã / Rio Branco

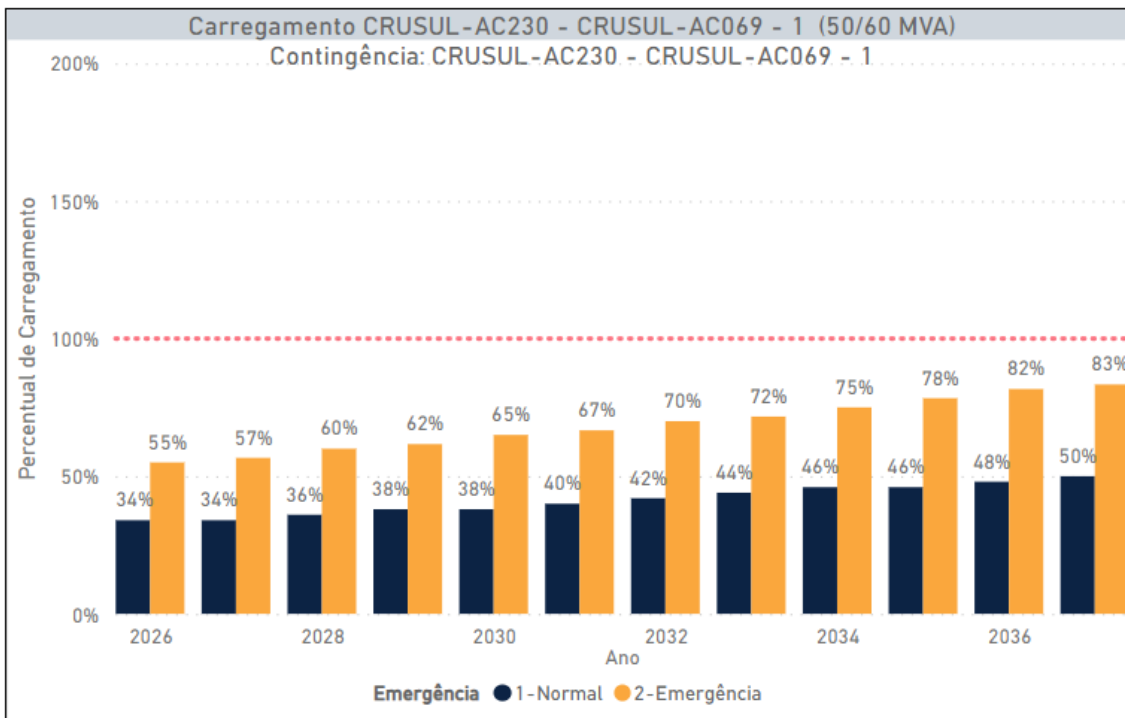


Figura 9-3 - Transformador 230/69 kV de Cruzeiro do Sul – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo

A título de ilustração, a Figura 9-4 mostra o carregamento do transformador 138/69 kV de Epitaciolândia.

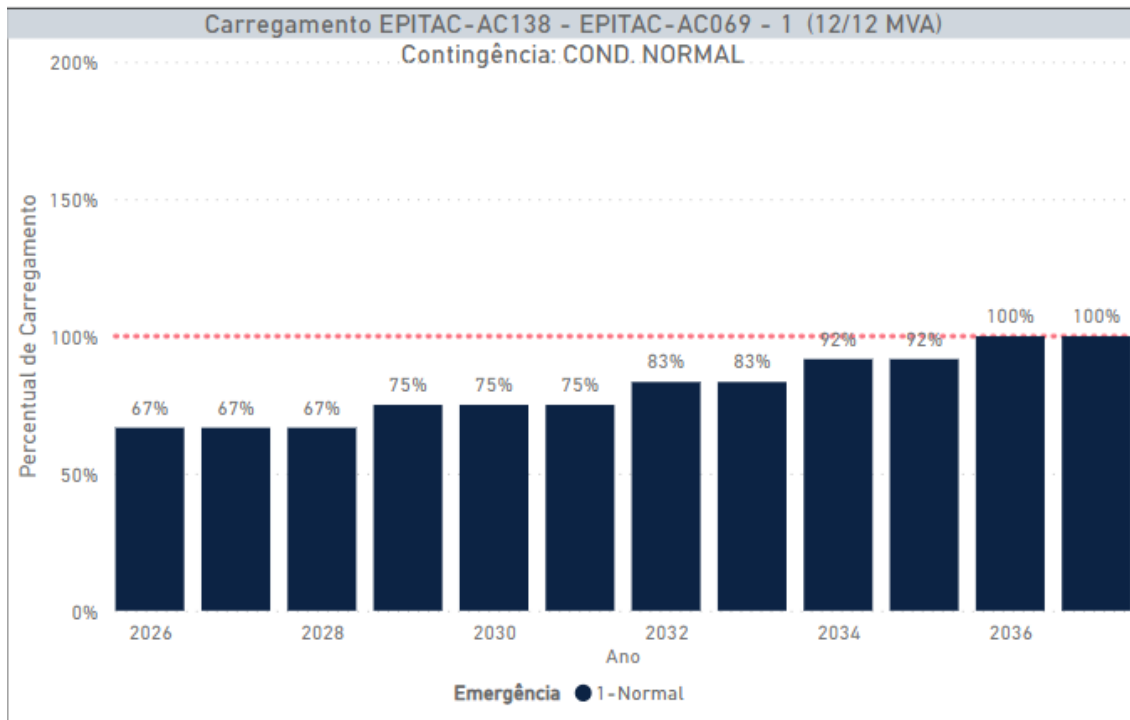


Figura 9-4 - Transformador Epitaciolândia 138/69 kV – Regime Normal

9.2 Carga Leve – Norte Úmido

Não foram verificados problemas críticos em regime normal e em contingências no patamar de carga leve, cenário Norte úmido, no estado do Acre.

A seguir apresentamos alguns pontos que destacamos apenas para ilustrar o desempenho do sistema.

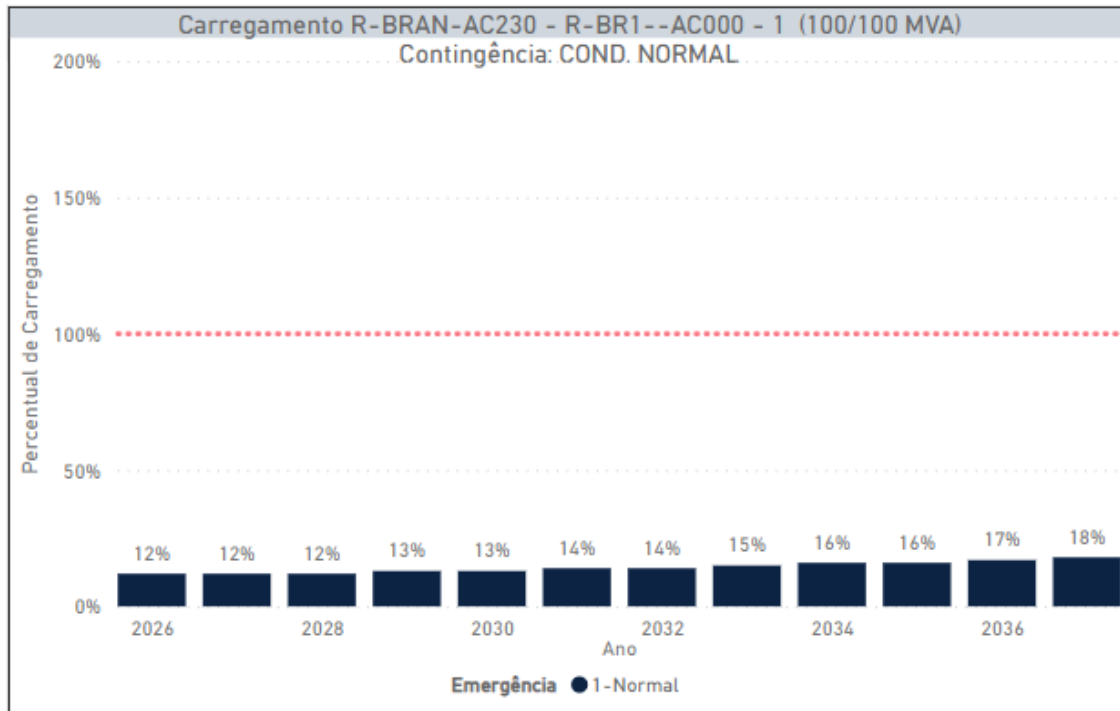


Figura 9-5-Transformador 230/69 kV de Rio Branco – Regime Normal

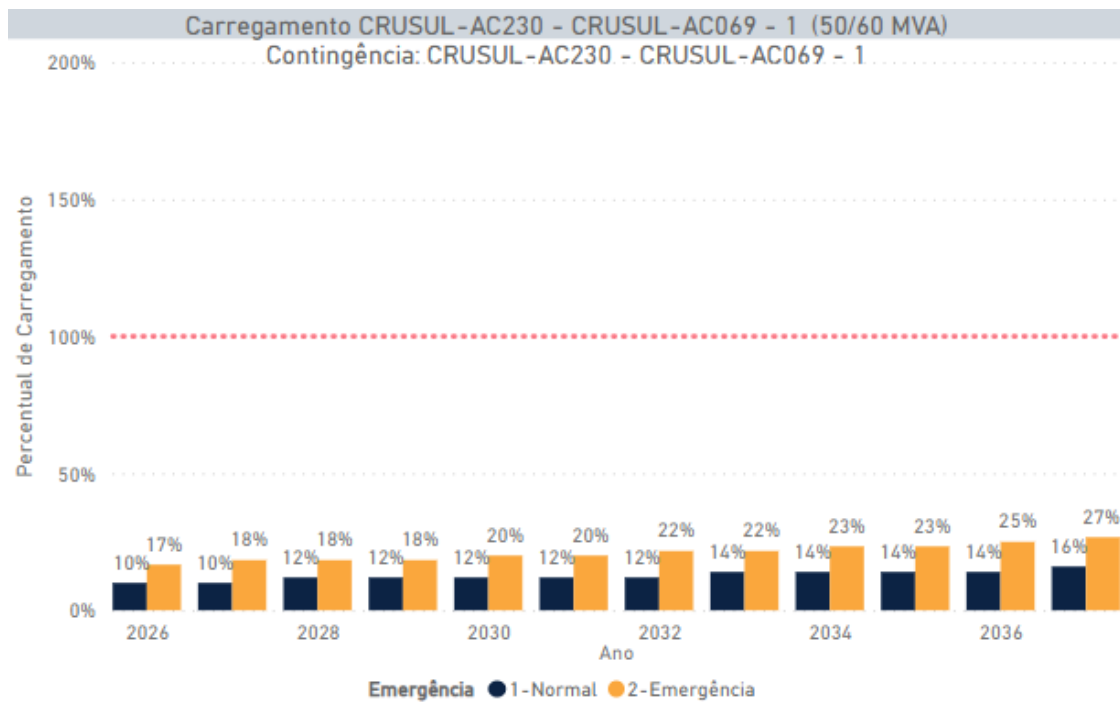


Figura 9-6-Transformador 230/69 kV de Cruzeiro do Sul – Regime Normal e Perda do Banco Paralelo

10 DIAGNÓSTICO DO ESTADO DE GOIÁS/ DISTRITO FEDERAL

Ao longo dos últimos anos foram realizados estudos de expansão da transmissão com recomendações que visaram eliminar no médio/longo prazo os problemas relativos ao não atendimento aos critérios de Planejamento da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira que atende o estado de Goiás e o Distrito Federal. Tais recomendações estão representados nos casos base do Plano Decenal 2032 e afetam sensivelmente os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico. Dentre os principais estudos da EPE, destacam-se: (i) o estudo de Avaliação da SE Luziânia [8] que provê a expansão da transformação 500/138 kV; (ii) o Estudo de Modularização da SE Xavantes que recomendou a alteração da potência dos transformadores em final de vida útil física da subestação [9]; (iii) o Estudo das Interligações Regionais que recomendou o bipolo 800 kV Silvânia – Graça Aranha [10].

10.1 Destaques de Goiás

No estado de Goiás, algumas violações foram encontradas na Região Norte do estado, na Região Metropolitana de Goiânia e área Central de Goiás. Observou-se que a contingência da LT 500 kV Silvânia – Trindade altera os fluxos nas linhas que atendem a Grande Goiânia e causa sobrecarga na linha de transmissão 230 kV Anhanguera – Goiânia e na transformação 345/230 kV de Bandeirantes, Figura 10.1 e 10.2, respectivamente.

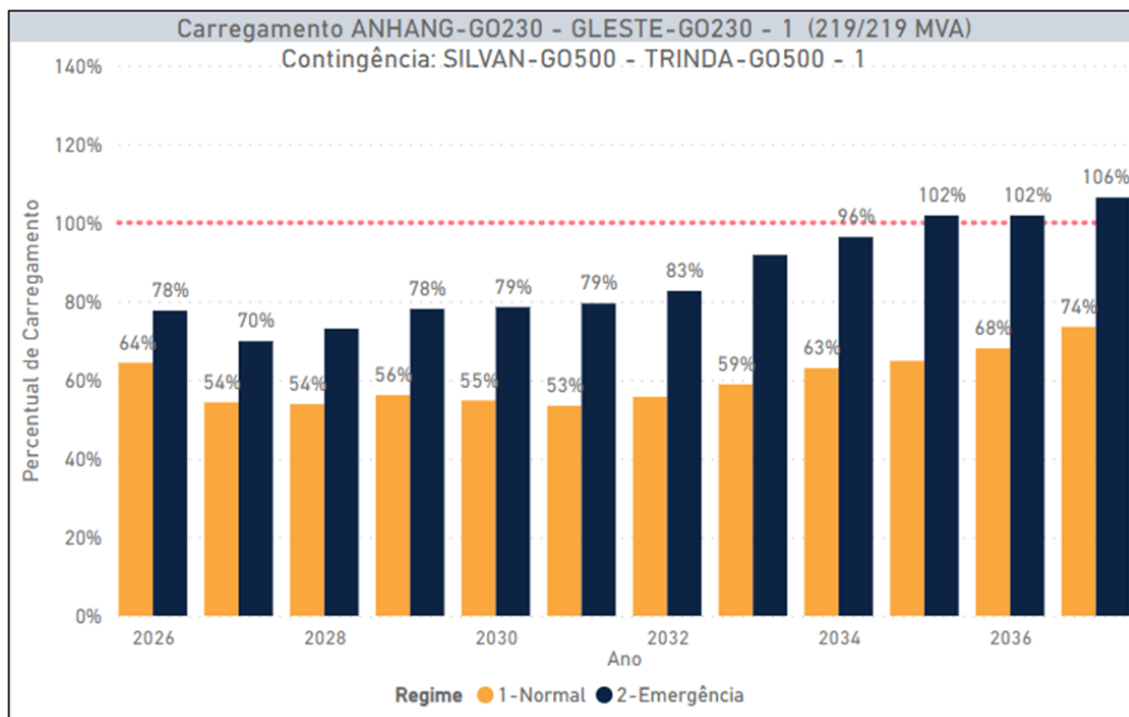


Figura 10-1- Carregamento da Linha de Transmissão 230 kV Anhanguera – Goiânia Leste – Regime Normal e Contingência

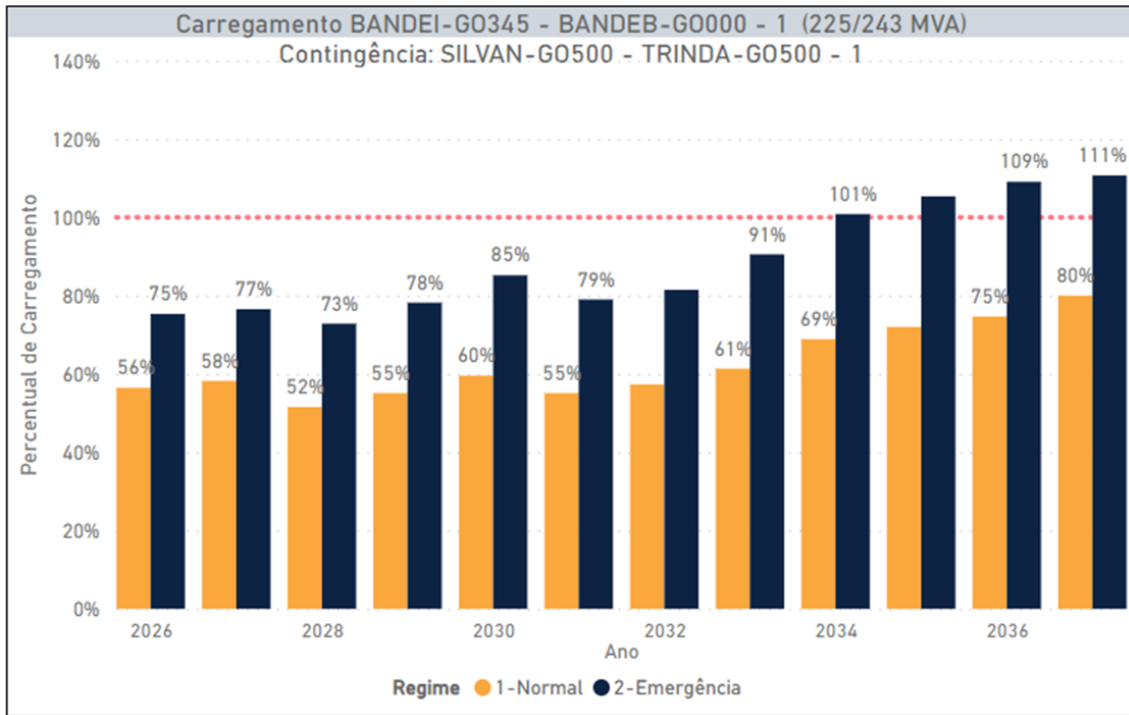


Figura 10-2-Transformador 345/230 kV de Bandeirantes – Regime Normal e Contingência

Ainda considerando a contingência da LT 500 kV Silvânia – Trindade, foi identificado alto carregamento na LT 345 kV Samambaia – Pirineus a partir de 2033, conforme gráfico da Figura 10.3.

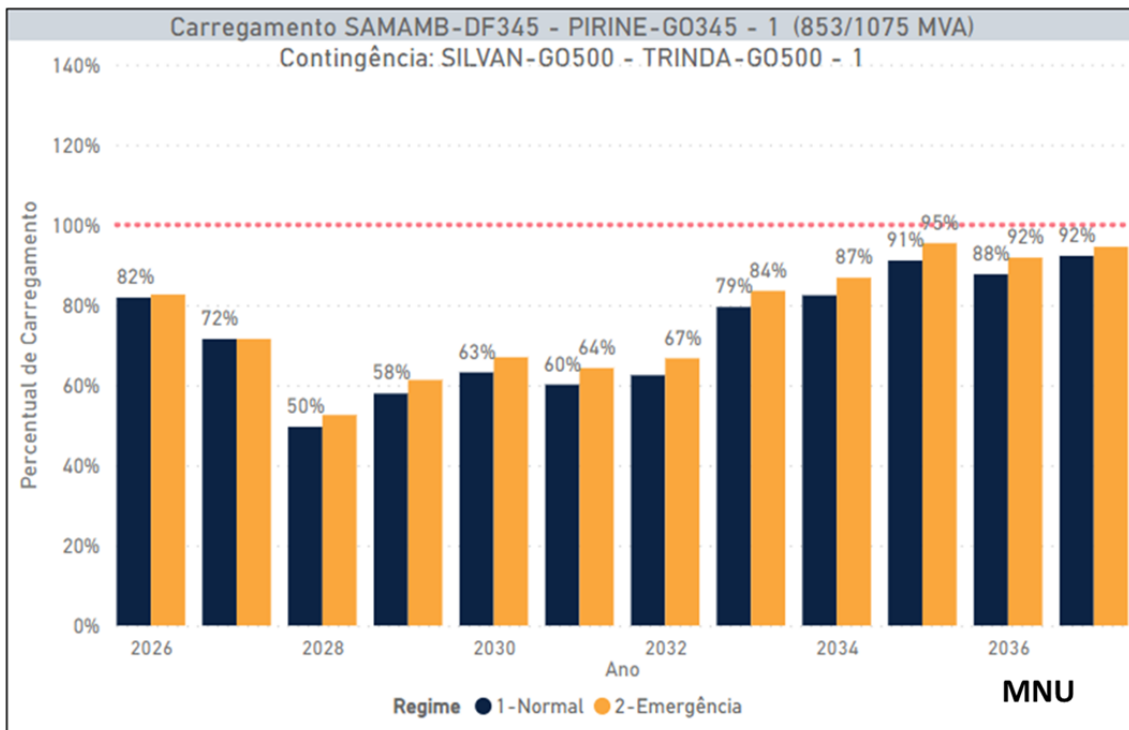


Figura 10-3- LT 345 kV Samambaia – Pirineus – Regime Normal e Contingência

Na região norte de Goiás verifica-se, no patamar de carga pesada, a sobrecarga na LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C1, na perda do circuito paralelo, já no primeiro ano do horizonte de análise. Com a entrada do bipolo em Silvânia e obras associadas em 2028, observa-se uma redução no fluxo dessa linha, o que prorroga a necessidade de reforços para 2032, conforme Figura 10.4.

Já no patamar de carga média observa-se uma redução significativa no carregamento da LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C1 e C2, provocado pela geração das usinas fotovoltaicas conectadas na SE Barro Alto, conforme ilustrado na Figura 10.5.

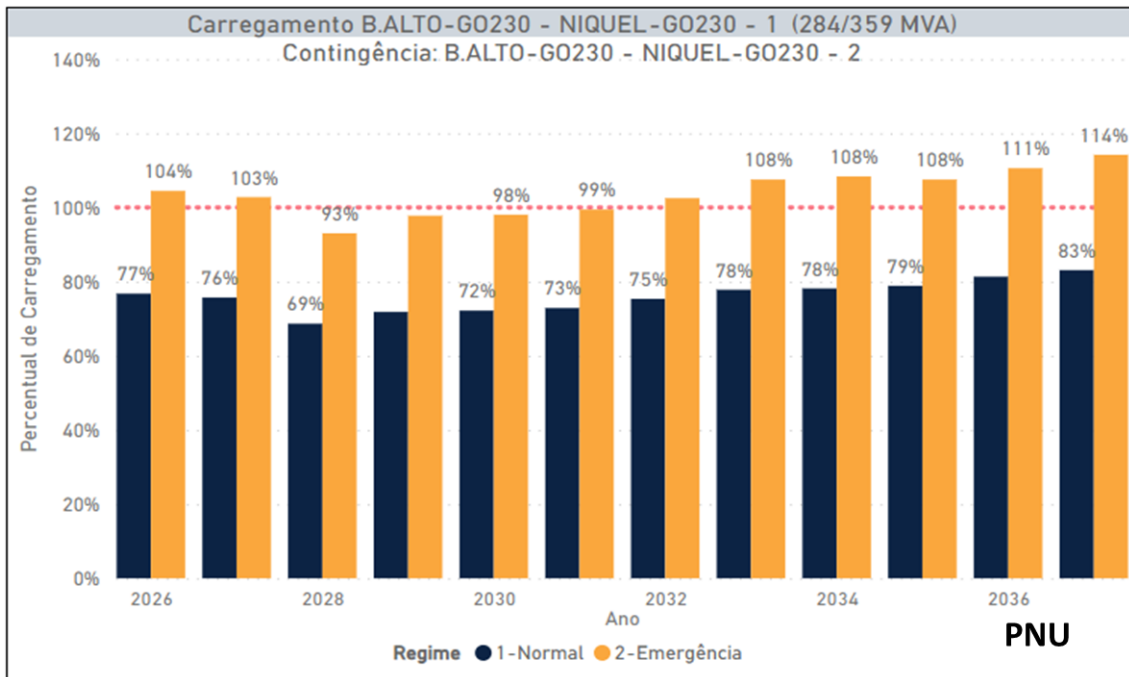


Figura 10-4- LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C1 – Regime Normal e Contingência, carga pesada

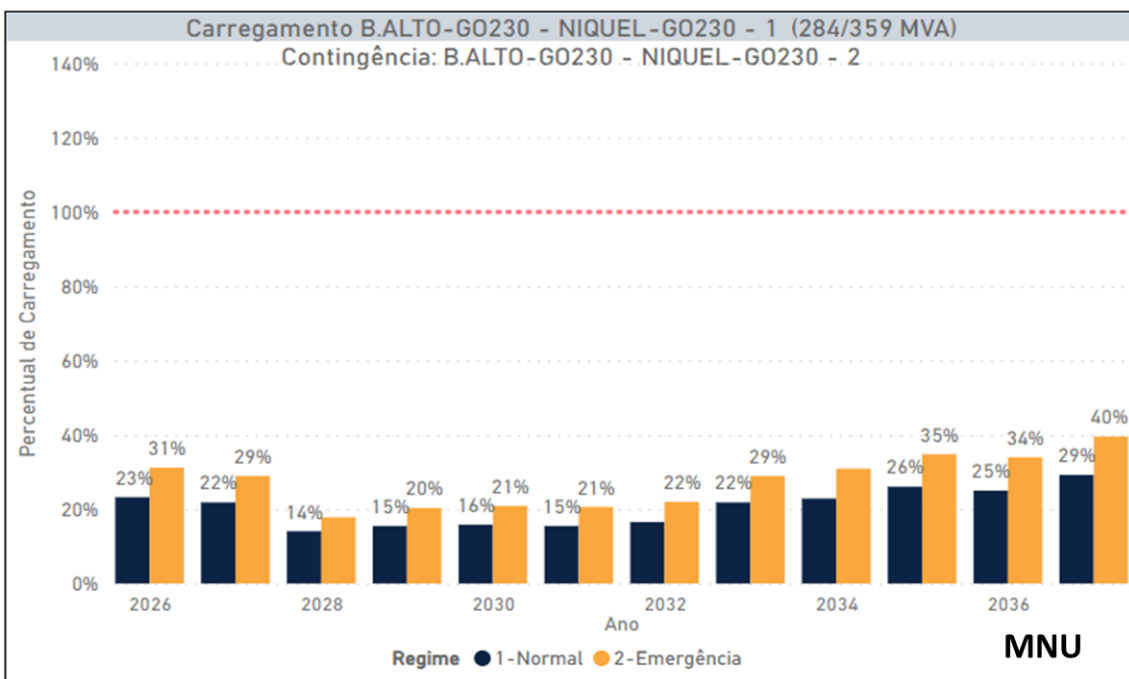


Figura 10-5- LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C1 – Regime Normal e Contingência, carga média

O caso da SE Itapaci merece destaque pois a transformação 230/69 kV entra em sobrecarga já nos anos iniciais de análise, quando ocorre a perda da unidade transformadora paralela. É importante salientar que a solução para esse problema foi dada no estudo EPE-DEE-RE-029/2010 quando foi recomendada a expansão dessa subestação para contemplar o setor de 138 kV e a transferência de cargas para o mesmo.

A situação atual é de sobrecarga na transformação 230/69 kV, Figura 10.6, e subutilização da transformação 230/138 kV, Figura 10.7, portanto conclui-se que as cargas transferidas não foram suficientes para equilibrar a utilização das 2 fronteiras, 230/69 e 230/138 kV.

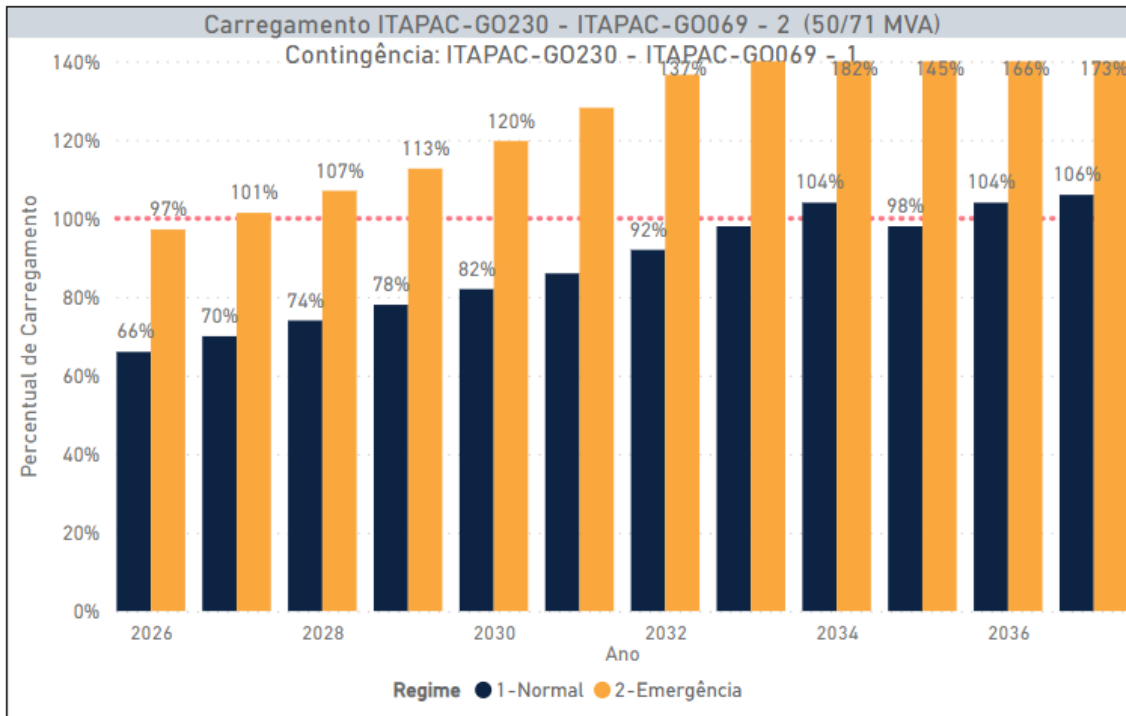


Figura 10-6-Transformador 230/69 kV de Itapaci – Regime Normal e Contingência

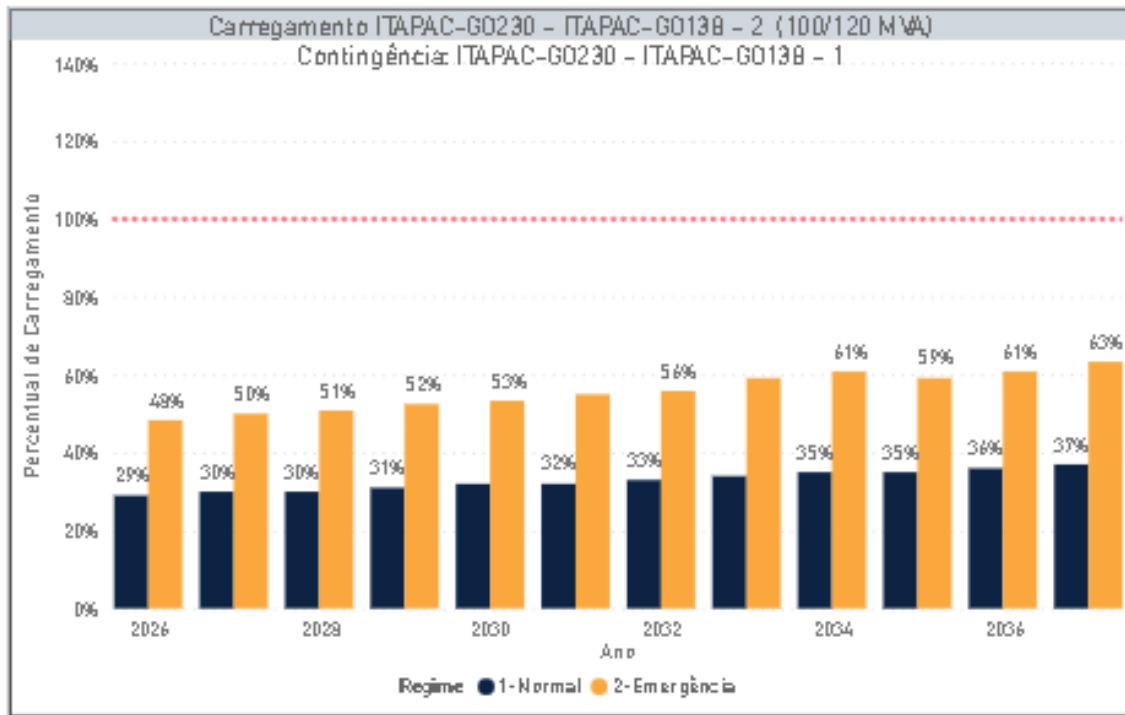


Figura 10-7-Transformador 230/138 kV de Itapaci – Regime Normal e Contingência

10.2 Destaques do Distrito Federal

Em relação ao Distrito Federal, o sistema elétrico tem atendimento satisfatório, visto que não foram encontradas violações nas subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira ao longo de todo o horizonte analisado, 2026 a 2037, e em nenhum dos cenários dimensionadores elaborados para o diagnóstico.

No entorno do Distrito Federal, observa-se sobrecarga na LT 230kV Brasília Sul – Pirineus, a partir de 2035 no patamar de carga média, na contingência da LT 345 kV Samambaia – Pirineus, conforme mostrado na Figura 10.8. A sobrecarga dessa linha ocorre no patamar de carga média pois escoar parte da geração das usinas fotovoltaicas conectadas na SE Barro Alto. Na figura 10.9 podemos observar o fluxo nessa linha no patamar de carga pesada, ou seja, sem a influência da geração solar fotovoltaica no sistema elétrico local.

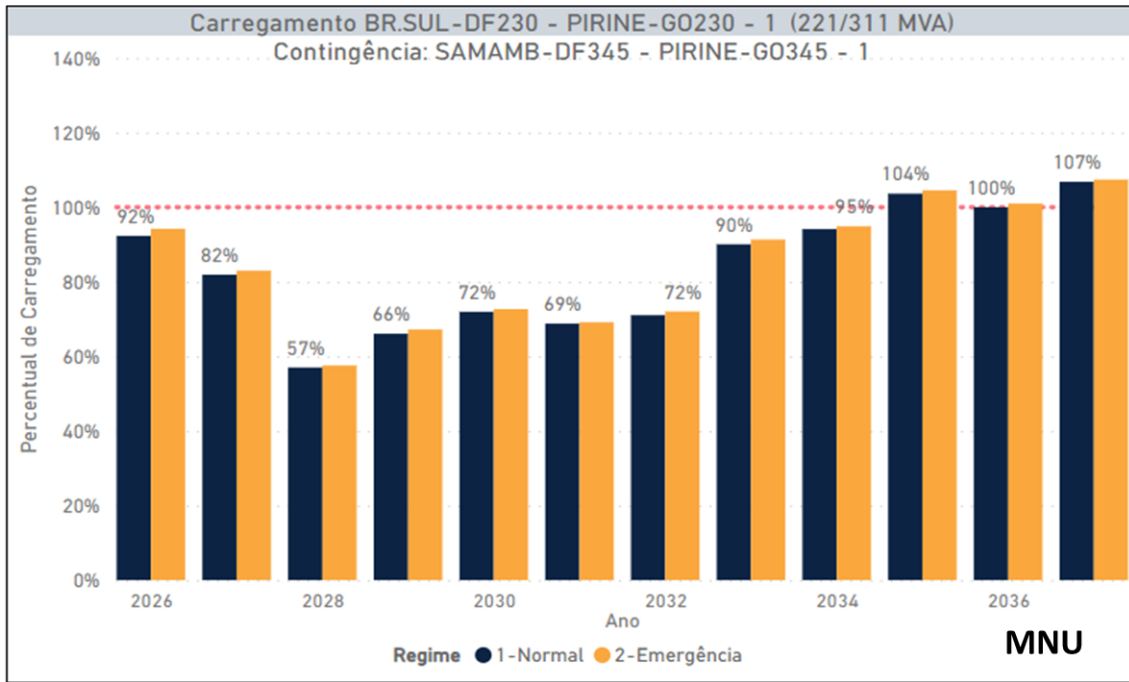


Figura 10-8- LT 230 kV Brasília Sul - Pirineus – Regime Normal e Contingência – carga média

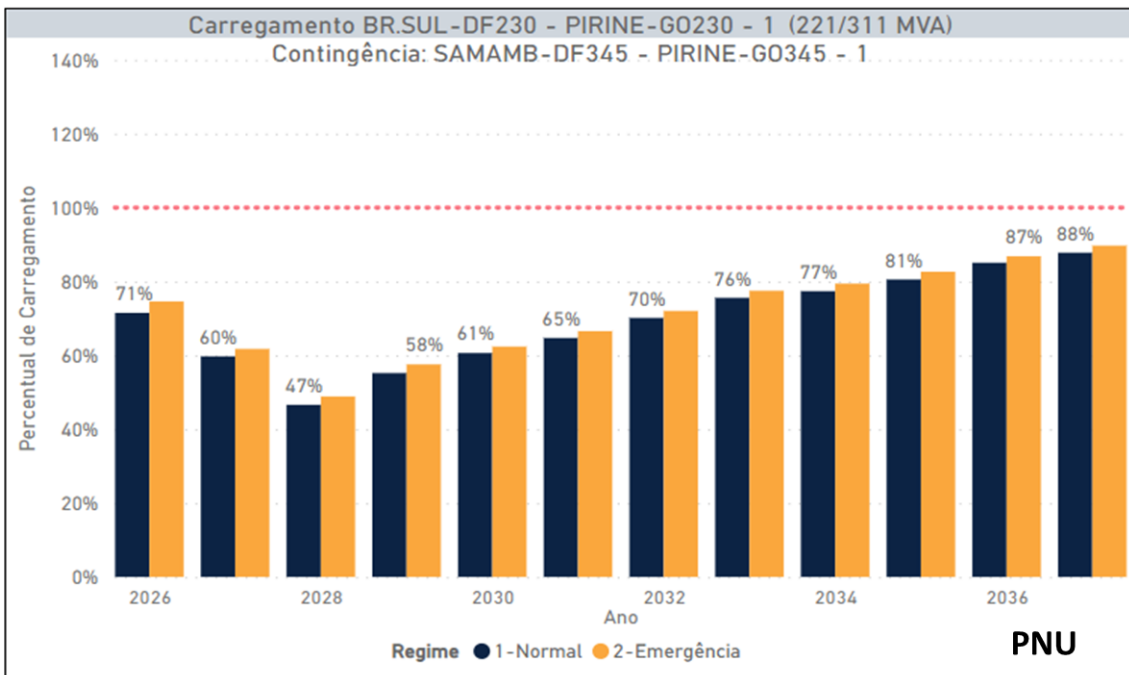


Figura 10-9- LT 230 kV Brasília Sul - Pirineus – Regime Normal e Contingência – carga pesada

11 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, “Base de dados de fluxo de potência - PDE 2032,” [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao>.
- [2] MME, *Portaria nº 215, de 11 de maio de 2020*.
- [3] EPE, *Portaria EPE/DEE nº 1, de 12 de janeiro de 2021*.
- [4] EPE, “Programação de Estudos Anual,” 31 12 2021. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-547/Programa%C3%A7%C3%A3o%20Estudos%202021%20-%20final.pdf>.
- [5] EPE, “Dados para Simulações Elétricas do SIN,” EPE, 18 01 2021. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>.
- [6] Ministério de Minas e Energia, “PORTARIA Nº 215, DE 11 DE MAIO DE 2020,” 11 05 2020. [Online]. Available: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-215-de-11-de-maio-de-2020-256596195>.
- [7] EPE, “PORTARIA EPE/DEE Nº 1, DE 12 DE JANEIRO DE 2021,” 14 01 2021. [Online]. Available: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-epe/dee-n-1-de-12-de-janeiro-de-2021-298909367>.

12 ANEXOS

12.1 Empreendimentos Planejados

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Ano
SE 230/138 kV Pirineus	3° ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4 MIM - 230 kV MIM - 138 kV	2023
LT 230 kV Rio Branco - Feijó, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 392 km Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 Mvar 1Φ // SE Feijó Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 6,67 MVar 1Φ // SE Rio Branco EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BPT // SE Rio Branco EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Feijó CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BPT // SE Rio Branco CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Feijó MIM - 230 kV // SE Rio Branco MIM - 230 kV // SE Feijó MIG-A // SE Rio Branco	2023
SE 230/138 kV Xavantes	2° ATF 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ 3° ATF 230/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4 MIM - 230 kV MIM - 138 kV	2024
LT 138 kV Pimenta Bueno - Cacoal, C1	Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 46,9 km EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE Pimenta Bueno EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE Cacoal MIM - 138 kV // SE Pimenta Bueno MIM - 138 kV // SE Cacoal	2025
LT 230 kV Feijó - Cruzeiro do Sul, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 146 km Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 51 km Apenas um Circuito em Torres CD Alteadas 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 83 km Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 Mvar 1Φ // SE Cruzeiro do Sul Reator de Linha Fixo 230 kV, (3+1R) x 4,33 MVar 1Φ // SE Feijó EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Feijó EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Cruzeiro do Sul CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Feijó CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Cruzeiro do Sul	2025
LT 500 kV Silvânia - Trindade, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 155 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Trindade Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 20 MVar 1Φ // SE Silvânia EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Silvânia EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Trindade CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Silvânia CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Trindade	2025

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Ano
SE 230/69 kV Cruzeiro do Sul	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ 1° Reator de Barra 230 kV, (3+1R) x 1,67 Mvar 1Φ 1°, 2° e 3° Capacitor em Derivação 69 kV, 3 x 5 Mvar 3Φ IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT MIG (Terreno Rural) MIM - 230 kV MIM - 69 kV	2025
SE 230/69 kV Feijó	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 20 MVA 3Φ 1°, 2° e 3° Reator de Barra 230 kV, (9+1R) x 3,33 Mvar 1Φ 1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 69 kV, Arranjo BPT EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT MIG (Terreno Rural) MIM - 230 kV MIM - 69 kV	2025
SE 500 kV Silvânia	1° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM MIG (Terreno Rural) MIM - 500 kV	2025
SE 500/138 kV Cuiabá Norte	1º ATF 500/138 kV, (3 + 1R) x 200 MVA 1Φ CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 MIG (Terreno Rural) MIM - 500 kV MIM - 138 kV	2025
SECC LT 500 kV Jauru - Cuiabá, C2 (CD), na SE Cuiabá Norte	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 1,5 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2025
SECC LT 500 kV Samambaia -	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 7,14 km EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2025

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Ano
Emborcação, C1 (CD), na SE Silvânia		
SECC LT 500 kV Samambaia - Itumbiara, C1 (CD), na SE Silvânia	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 14,37 km EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2025
LT 230 kV Feijó - Cruzeiro do Sul, C1	Reator de Linha Manobrável 230 kV, 3 x 4,33 Mvar 1Φ // SE Cruzeiro do Sul CRL (Conexão de Reator de Linha Man.) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Cruzeiro do Sul MIM - 230 kV // SE Cruzeiro do Sul	2025
SE 230/138 kV Pimenta Bueno	3º ATF 230/138 kV, 1 x 55 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT MIM - 230 kV MIM - 138 kV	2026
SE 230/138 kV Serra da Mesa	4º ATF 230/138 kV, 3 x 16 MVA 1Φ CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 MIM - 138 kV MIM - 230 kV	2026
SE 230/138/69 kV Ji-Paraná	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ Ampliação Barramento 69 kV CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT MIM - 230 kV MIM - 69 kV	2026
SE 230/69 kV Caladinho II	1º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT MIM - 69 kV MIM - 230 kV	2026
SE 230/69 kV Niquelândia	2º TF 230/69 kV, 3 x 10 MVA 1Φ CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 MIM - 69 kV MIM - 230 kV	2026
SE 230/69 kV Sorriso	4º TF 230/69 kV, 1 x 60 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT MIM - 230 kV MIM - 69 kV	2026
SE 345/138 kV Corumbá	4º ATF 345/138 kV, 1 x 75 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4 MIM - 138 kV	2026

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Ano
SE 500/138 kV Luziânia	3° ATF 500/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM MIM - 500 kV MIM - 138 kV	2026
SE 500 kV Trindade	CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM MIG (Terreno Rural) MIM - 500 kV	2026
LT 230 kV Abunã - Rio Branco, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 300 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ // SE Abunã Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ // SE Rio Branco CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Abunã CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Rio Branco EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Abunã EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Rio Branco MIM - 230 kV // SE Abunã MIM - 230 kV // SE Rio Branco MIG-A // SE Abunã MIG-A // SE Rio Branco	2026
SE 230/138 kV Caladinho II	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 40 MVA 3Φ 1° Reator de Barra 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT MIG (Terreno Rural) MIM - 230 kV MIM - 138 kV	2026
SE 230/69 kV Feijó	Compensador Síncrono 69 kV, 2 x (-45/+45) Mvar CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4 MIM - 230 kV	2026
SE 230/69 kV Tucumã	1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ 1° e 2° TF 230/69 kV, (6 + 1R) x 50 MVA 1Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2026

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Ano
	EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT MIG (Terreno Rural) MIM - 230 kV MIM - 69 kV	
SE 230/69 kV Tucumã	Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-90/+150) Mvar CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4 MIM - 230 kV	2026
SECC LT 230 kV Abunã - Rio Branco, C2 (CD), na SE Tucumã	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 45 km EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 MIM - 230 kV	2026
SECC LT 230 kV Porto Velho - Coletora Porto Velho, C2, na SE Caladinho II	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 MIM - 230 kV	2026
LT 230 kV Trindade - Goianira, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 31 km EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Trindade EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Goianira MIM - 230 kV // SE Trindade MIM - 230 kV // SE Goianira	2027
LT 230 kV Xavantes - Goianira, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 30 km EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Xavantes EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Goianira MIM - 230 kV // SE Xavantes MIM - 230 kV // SE Goianira	2027
SE 230/138 kV Goianira	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 MIG (Terreno Rural) MIM - 230 kV MIM - 138 kV	2027
SE 230/138 kV Nobres	3º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT MIM - 230 kV MIM - 138 kV	2027
SE 345/138 kV Corumbá	3º ATF 345/138 kV, 1 x 75 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4 MIM - 345 kV MIM - 138 kV	2027
SE 500/230/138 kV Cláudia	1° ATF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ 1° ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2027

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Ano
	EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT MIG (Terreno Rural) MIM - 230 kV MIM - 138 kV MIG-A	
SECC LT 138 kV Sinop - Colíder, C1 (CD), na SE Cláudia RB	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 3 km EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT MIM - 138 kV	2027
LT 230 kV Rio das Éguas - Iaciara 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 70 km EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Rio das Éguas EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Iaciara 2 MIM - 230 kV // SE Rio das Éguas MIM - 230 kV // SE Iaciara 2	2028
SE 230/138 kV Iaciara 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 MIG (Terreno Rural) MIM - 230 kV MIM - 138 kV	2028
LT 230 kV Porto Velho - Abunã, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 190 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ // SE Porto Velho CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Abunã EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Porto Velho EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // SE Abunã MIM - 230 kV // SE Porto Velho MIM - 230 kV // SE Abunã MIG-A // SE Porto Velho MIG-A // SE Abunã	2028
LT 500 kV Silvânia - Nova Ponte 3, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 330,113 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE Silvânia Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE Nova Ponte 3 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Silvânia EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Nova Ponte 3 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Silvânia CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Nova Ponte 3 IB (Interligação de Barras) 750 kV, Arranjo DJM // SE Nova Ponte 3 MIM - 500 kV // SE Nova Ponte 3 MIG-A // SE Silvânia MIG-A // SE Nova Ponte 3	2028
SE 800/500 kV Silvânia	Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-300/+300) Mvar Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civas (5000MW) 3° e 4° Reator de Barra 500 kV, (6) x 50 Mvar 1Φ IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM	2028

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Ano
	CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM MIM - 500 kV MIG-A	
SE 230/138 kV Cláudia	2º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT MIM - 138 kV MIM - 230 kV	2029
SE 230/138 kV Rondonópolis	1º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ 2º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ 3º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2029
SE 230/138/69 kV Ji-Paraná	3º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ Remanejamento LT 230 kV CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT MIM - 230 kV MIM - 138 kV	2029
SE 230/69 kV Caladinho II	2º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT MIM - 230 kV MIM - 69 kV	2029
SE 230/69 kV Itapaci	3º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT MIM - 230 kV MIM - 69 kV	2029
LT 800 kV Graça Aranha - Silvânia, C1	Linha CC ±800 kV, 1467,68 km, 6 x 1590 MCM	2029
LT 500 kV Barro Alto - Trindade, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 190 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Barro Alto Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Trindade EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Trindade EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Barro Alto CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Barro Alto CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Trindade IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM // SE Trindade MIM - 500 kV // SE Trindade MIG-A // SE Trindade	2030
LT 500 kV Gurupi - Porangatu, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 189 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Gurupi Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Porangatu	2030

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Ano
	EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Gurupi EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Porangatu CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Gurupi CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Porangatu	
LT 500 kV Porangatu 2 - Barro Alto, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 200 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Porangatu 2 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Barro Alto EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Barro Alto EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Porangatu 2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Porangatu 2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Barro Alto	2030
LT 500 kV Trindade - Rio Verde Norte, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795 MCM (DRAKE), 225 km EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Rio Verde Norte EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Trindade	2030
SE 500 kV Porangatu 2	Compensador Síncrono 500 kV, 1 x (-300/+300) Mvar 1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 33,3 Mvar 1Φ IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM MIG (Terreno Rural) MIM - 500 kV	2030
SE 500/138 kV Cuiabá Norte	2º ATF 500/138 kV, (3 + 1R) x 200 MVA 1Φ CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM MIM - 500 kV MIM - 138 kV	2030
SE 500/230 kV Barro Alto	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ 1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM MIG (Terreno Rural) MIM - 500 kV MIM - 230 kV	2030
SECC LT 500 kV Jauru - Cuiabá, C1 (CD), na SE Cuiabá Norte	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 1,5 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2030
LT 138 kV Brasília Sul - Pacaembu, C2	Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 30 km EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE Brasília Sul EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE Pacaembu MIM - 138 kV // SE Brasília Sul MIM - 138 kV // SE Pacaembu	2033

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Ano
SE 230/138/69 kV Ji-Paraná	3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT MIM - 230 kV MIM - 69 kV	2033
SE 345/138 kV Coletora Urutaí	CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM MIG (Terreno Rural) MIM - 345 kV	2033
SECC LT 345 kV Brasília Sul - Corumbá, C1, na SE Coletora Urutaí	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 1 km EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2033