



Diagnóstico Regional PDE 2034

Volume III – GET Centro-Oeste

Acre, Distrito Federal, Goiás, Mato Grosso e Rondônia

SETEMBRO DE 2025

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



■ Colaboradores

RELATÓRIO

EPE-DEE-RE-026/2025-REV0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Lucas Simões de Oliveira

Equipe Técnica

Anderson de Melo Mattos

Armando Leite Fernandes

Bruno Cesar Mota Maçada

Davi Jose Alvarez Magalhaes

Joao Mauricio Caruso

Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira

Thiago Lima Soares Mourão

Tiago Veiga Madureira

Wilson Dutra Sampaio

Lucas Alves de Melo Vale (estagiário)

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios



VALOR PÚBLICO

A EPE APRESENTA ANUALMENTE OS DIAGNÓSTICOS REGIONAIS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA, DE ACORDO COM AS PROJEÇÕES ESTABELECIDAS NO CICLO DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA (PDE).

COM ESTE RELATÓRIO, QUE TRAZ INFORMAÇÕES SOBRE O DESEMPENHO DA REDE PARA O HORIZONTE 2028-2039, A EPE TRAZ TRANSPARÊNCIA E DIMINUI A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES SOBRE PANORAMA SOBRE POSSÍVEIS RESTRIÇÕES FUTURAS DA REDE, IDENTIFICANDO A 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 GRUPO DE ESTUDO DE TRANSMISSÃO (GET).

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Gustavo Cerqueira Ataíde



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos
e Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

 Empresa de Pesquisa Energética	Contrato Data de assinatura	
Projeto Plano Decenal 2034		
Área de estudo Diagnóstico Regional da Rede de Transmissão		
Sub-área de estudo GET Centro-Oeste		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-026-2025-rev0 Diagnóstico Regional PDE 2034 – Volume III – GET Centro-Oeste Acre, Distrito Federal, Goiás, Mato Grosso e Rondônia		
Revisões rev0	Data	Descrição sucinta Emissão Original

SUMÁRIO

SUMÁRIO	6
1 INTRODUÇÃO	11
2 CONCLUSÕES	12
2.1 Acre	12
2.2 Rondônia	12
2.3 Mato Grosso	12
2.4 Goiás	13
2.5 Distrito Federal	13
3 RECOMENDAÇÕES	14
3.1 Acre	14
3.2 Rondônia	14
3.3 Mato Grosso	14
3.4 Goiás	15
3.5 Distrito Federal	15
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	16
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	16
4.1.1 Acre	19
4.1.2 Rondônia	20
4.1.3 Mato Grosso	21
4.1.4 Goiás	22
4.1.5 Distrito Federal	23
4.2 Evolução da Expansão da Transmissão	24
4.2.1 Datas referenciais para obras ainda não consolidadas	25
4.3 Evolução da Expansão da Geração	26
5 CENÁRIOS ANALISADOS	28
5.1 Acre, Rondônia e Mato Grosso	28
5.2 Goiás e Distrito Federal	33
6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA ACRE RONDÔNIA E MATO GROSSO	35
6.1 Estado do Acre	35
6.1.1 Comparação de PDs	35
6.1.2 Desempenho das Linhas de Transmissão	35
6.1.3 Desempenho dos Transformadores de Fronteira	36
6.2 Estado de Rondônia	39
6.2.1 Comparação de PDs	39
6.2.2 Desempenho das Linhas de Transmissão	40
6.2.3 Desempenho dos Transformadores de Rede Básica de Fronteira	42
6.2.4 Desempenho regional em Contingências Duplas	48
6.3 Estado do Mato Grosso	50
6.3.1 Comparação de PDs	50
6.3.2 Desempenho das Linhas de Transmissão	50
6.3.3 Desempenho dos Transformadores da Rede Básica e Fronteira	57
6.3.4 Regiões em 138 kV com problemas de atendimento	66
7 DIAGNÓSTICO DO ESTADO DE GOIÁS/ DISTRITO FEDERAL	70
7.1 Desempenho das Linhas de Transmissão	70
7.1.1 LT 230 kV Cachoeira Dourada – Itumbiara	70
7.1.2 LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde, C1 e C2	71
7.1.3 LT 230 kV Rio Verde - Barra do Peixe, C1 e C2	74
7.2 Desempenho dos Transformadores da Rede Básica e Fronteira	75
7.2.1 Cenários de Atendimento à Carga - Fluxo Direto	75
7.2.2 Cenários de Escoamento de Geração - Fluxo Reverso	79
7.3 Desempenho das Demais Instalações da Transmissão (DIT)	80

7.3.1	DITs 138 kV Rio Claro – Parque das Emas, Rio Verde Furnas - Rio Claro e Rio Verde – Rio Verde Furnas.....	80
7.4	Desempenho do Sistema de Distribuição com Impacto na Rede Básica.....	83
7.4.1	SE Itapuranga 138 kV, LD 138 kV Itapuranga – Itapaci e Banco de Capacitor na SE 138 kV Itaberaí	83
7.4.2	LD 138 kV Porangatu - Serra da Mesa, C2	83
8	REFERÊNCIAS	85

Lista de Figuras

Figura 4-1 – Rede Básica dos Estados do Acre, Rondônia, Mato Grosso e Goiás (Distrito Federal)	16
Figura 4-2 – Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado do Acre	19
Figura 4-3 – Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado de Rondônia	20
Figura 4-4 – Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado de Mato Grosso	21
Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado de Goiás	22
Figura 4-6 – Projeções de crescimento de carga e MMDG para o Distrito Federal	23
Figura 4-7 - Mapa geoeletrico dos estados do Acre e Rondônia	24
Figura 4-8 - Mapa geoeletrico do estado do Mato Grosso	24
Figura 4-9 - Mapa geoeletrico do estado do Goiás	25
Figura 6-1 – Comparação das cargas projetadas para o AC do PD atual e os 2 anteriores	35
Figura 6-2 – Carregamentos nos transformadores de Cruzeiro do Sul 230/69 kV – Regime Normal e Contingências - Cenário importação máxima coincidente	36
Figura 6-3 – Carregamentos nos transformadores de Cruzeiro do Sul 230/69 kV – Regime Normal e Contingências - Cenário de exportação máxima	36
Figura 6-4 – Carregamentos nos transformadores de Rio Branco 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente	37
Figura 6-5 – Carregamentos nos transformadores de Rio Branco 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário exportação máxima	37
Figura 6-6 – Carregamentos nos transformadores de Rio Branco 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente	38
Figura 6-7 – Carregamentos nos transformadores de Rio Branco 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário exportação máxima	38
Figura 6-8 – Comparação das cargas projetadas para RO do PD atual e os 2 anteriores	39
Figura 6-9 – LT Pimenta Bueno / Vilhena C1 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - Cenário importação máxima coincidente	40
Figura 6-10 - LT Pimenta Bueno / Vilhena C1 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - Cenário exportação máxima	40
Figura 6-11 – LT Pimenta Bueno / Vilhena C1 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - Cenário exportação máxima reduzido	41
Figura 6-12 – Carregamentos nos transformadores de Vilhena 1 230/69 kV – Regime Normal e Contingências - Cenário importação máxima coincidente	42
Figura 6-13 – Carregamentos nos transformadores de Vilhena 1 230/69 kV – Regime Normal e Contingências - Cenário exportação máxima	42
Figura 6-14 – Carregamentos nos transformadores de Pimenta Bueno 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente	43
Figura 6-15 – Carregamentos nos transformadores de Pimenta Bueno 230/138 kV – Regime Normal e Contingências - Cenário exportação máxima	43
Figura 6-16 – Carregamentos nos transformadores de Ji-Paraná 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente	44
Figura 6-17 – Carregamentos nos transformadores de Jaru 1 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente	45
Figura 6-18 - Carregamentos nos transformadores de Jaru 1 138/69 kV – Regime Normal e Contingência – Cenário importação máxima coincidente	45
Figura 6-19 – Carregamentos nos transformadores de Porto Velho 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente	46
Figura 6-20 – Carregamentos nos transformadores de Abunã 230/138 kV – Regime Normal e Contingência – Cenário importação máxima coincidente	47
Figura 6-21 – LT Jauru / Vilhena C3 230 kV – Regime Normal e Perda dupla LT Paralela - Cenário importação máxima coincidente	48
Figura 6-22 – LT Porto Velho / Coletora C3 230 kV – Regime Normal e Perda dupla LT Paralela - Cenário importação máxima coincidente	48
Figura 6-23 – LT Porto Velho / Samuel C3 230 kV – Regime Normal e Perda dupla LT Paralela - Cenário exportação máxima	49
Figura 6-24 – LT Porto Velho / Samuel C3 230 kV – Regime Normal e Perda dupla LT Paralela - Cenário exportação máxima reduzido	49
Figura 6-25 – Comparação das cargas projetadas para o MT do PD atual e os 2 anteriores	50
Figura 6-26 – Capacitor Série da LT Barra do Peixe / Rondonópolis 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela – Cenário importação máxima coincidente	51
Figura 6-27 – Capacitor Série da LT Barra do Peixe / Rondonópolis 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela – Cenário exportação máxima	51

Figura 6-28 – Capacitor Série da LT Barra do Peixe / Rondonópolis 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela – Cenário exportação máxima reduzida	52
Figura 6-29 – LT Sinop / UTE Sorriso 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Sinop / Sorriso 230 kV – Cenário exportação máxima	53
Figura 6-30 – LT Sinop / UTE Sorriso 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Sinop / Sorriso 230 kV – Cenário importação máxima coincidente.....	53
Figura 6-31 – LT Sinop / UTE Sorriso 230 kV – Regime Normal – Cenário importação máxima não coincidente	54
Figura 6-32 – LT Cuiabá / Ribeirãozinho 500 kV – Regime Normal – Cenário importação máxima coincidente.....	55
Figura 6-33 – Curva QxV da barra 500kV de Cuiabá em regime normal	55
Figura 6-34 – Curva PxV da barra 500kV de Cuiabá em regime normal.....	56
Figura 6-35 – Carregamento no transformador de Ribeirãozinho 500/230 kV – Regime Normal e sob Contingência do TR 500/230 kV de Cuiabá– Cenário importação máxima não coincidente	57
Figura 6-36 – Carregamentos nos transformadores de Sinop 500/230 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente	58
Figura 6-37 – Carregamentos nos transformadores de Sinop 500/230 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente	58
Figura 6-38 – Carregamento no transformador de Brasnorte 230/138 kV – Regime Normal e Contingência – Cenário exportação máxima reduzido	59
Figura 6-39 – Carregamento no transformador de Brasnorte 230/138 kV – Regime Normal e Contingência – Cenário importação máxima coincidente	59
Figura 6-40 – Carregamento no transformador de Brasnorte 230/138 kV – Regime Normal e Contingência – Cenário importação máxima não coincidente	60
Figura 6-41 – Carregamentos nos transformadores de Lucas do Rio Verde 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente	61
Figura 6-42 – Carregamentos nos transformadores de Lucas do Rio Verde 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente	61
Figura 6-43 – Carregamentos nos transformadores de Nova Mutum 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente.....	63
Figura 6-44 - Carregamentos nos transformadores de Nova Mutum 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente.....	63
Figura 6-45 – Carregamento no transformador 100/120 MVA de Rondonópolis 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente	64
Figura 6-46 – Carregamento no transformador 100/120 MVA de Rondonópolis 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente	64
Figura 6-47 – Carregamentos no transformador 30/31MVA de Sorriso 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente.....	65
Figura 6-48 – Carregamento no transformador 60/72MVA de Sorriso 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente.....	65
Figura 6-49 – Localização geolétrica da Região de Nova Ubitatã	66
Figura 6-50 – Curva PV de Nova Ubitatã em regime normal.....	67
Figura 6-51 – Curva QV de Nova Ubitatã em regime normal	67
Figura 6-52 - Localização geolétrica da Região de Primavera.....	68
Figura 6-53 – Curva PV de Primavera em regime normal.....	69
Figura 6-54 – Curva QV de Primavera em regime normal	69
Figura 7-1 – Carregamento na LT 230 kV Cachoeira Dourada – Itumbiara, C1	70
Figura 7-2 – Histórico de geração da UHE Cachoeira Dourada.....	71
Figura 7-3 – Mapa geolétrico da LT 230 kV Itumbiara – Cachoeira Dourada	71
Figura 7-4 – Diagrama unifilar do eixo em 230 kV desde Itumbiara até Cuiabá.....	72
Figura 7-5 – Carregamento no capacitor série da LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde, C1.....	72
Figura 7-6 – Carregamento na LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde, C1	73
Figura 7-7 – Carregamento na LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde, C2	73
Figura 7-8 – Carregamento na LT 230 kV Rio Verde – Barra do Peixe, C1	74
Figura 7-9 – Carregamentos no transformador 230/69 kV Águas Lindas – Regime Normal e Contingências.....	75
Figura 7-10 – Carregamentos no transformador 230/69 kV Itapaci – Regime Normal e Contingências.....	76
Figura 7-11 – Carregamentos no transformador 230/138 kV Itapaci – Regime Normal e Contingências.....	76
Figura 7-12 – Carregamento da subestação Serra da Mesa 230/138 kV sem a conexão em Alvorada	77
Figura 7-13 – Carregamento da subestação Serra da Mesa 230/138 kV com a conexão em Alvorada	78
Figura 7-14 – Carregamentos no transformador 500/230 kV Serra da Mesa – Regime Normal e Contingências	79
Figura 7-15 – Carregamentos no transformador 230/69 kV Barro Alto – Regime Normal e Contingências	80
Figura 7-16 – Carregamento na DIT 138 kV Rio Claro – Parque das Emas, C1	81
Figura 7-17 – Carregamento na DIT 138 kV Rio Verde Furnas – Rio Claro, C1	81
Figura 7-18 – Carregamento na DIT 138 kV Rio Verde – Rio Verde Furnas, C1	82
Figura 7-19 – Níveis de tensão no sistema da distribuidora no cenário de carga máxima noturna.....	83

Lista de Tabelas

Tabela 4-1 – Relação de obras referenciais representadas em 2039 nos cenários analisados	25
Tabela 4-2 – Geração considerada para o ano 2028 nos estados do GET Centro-Oeste	27
Tabela 4-3 - Geração considerada para o ano 2039 nos estados do GET Centro-Oeste	27
Tabela 5-1 - Valores considerados nos cenários da região AC-RO-MT	29
Tabela 5-2 – Identificação das abreviações dos fluxos	30
Tabela 5-3 – Valores de Fluxos Representativos no Cenário 1a	31
Tabela 5-4 – Valores de Fluxos Representativos no Cenário 1b	31
Tabela 5-5 - Valores de Fluxos Representativos no Cenário 2a	32
Tabela 5-6 - Valores de Fluxos Representativos no Cenário 2b.....	32
Tabela 5-7 – Resumo dos despachos no diagnóstico dos cenários de Goiás e Distrito Federal	34
Tabela 5-8 – Resumo dos fluxos principais por cenários	34

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 a 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 elétricos do SIN [1], disponibilizada pela EPE no âmbito do Plano Decenal de Energia - PDE 2034. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2028 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2039, 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 geoeletrica, definida pela EPE, consta na Portaria EPE/DEE nº 1/2021 [3]. Visando a 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. Foram avaliadas as condições de atendimento da rede existente e do sistema planejado ao longo do horizonte 2028-2039. O diagnóstico identificou algumas restrições de carregamento e de tensão, que serão tratadas ao longo da programação de atividades do GET.

2.1 Acre

O estado do Acre apresentou atendimento satisfatório em regime normal e emergência. Sendo necessária apenas a conclusão das análises que visam aumentar a confiabilidade das cargas do eixo Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul, bem como o acompanhamento do sistema de transmissão para programação de novos estudos em caso de necessidade.

2.2 Rondônia

No estado de Rondônia, para os primeiros anos de análise, foi necessário monitorar de forma sistemática os limites de intercâmbio do estado, FACRO e RACRO, realizando ajustes de geração quando necessário. A partir de 2031, com a entrada em operação da LT 500 kV Jauru – Vilhena 3 e da SE 500/230 kV Vilhena 3, a capacidade de transmissão foi significativamente ampliada, equacionando os problemas anteriormente identificados. Ainda assim, os estudos indicam que novos reforços de transmissão em Rondônia podem ser necessários no horizonte de longo prazo, de forma a assegurar o atendimento pleno ao critério N-1.

Quanto às transformações de fronteira, as análises apontam sobrecargas em regime de emergência a partir de 2033 em Pimenta Bueno, 2036 em Vilhena, e 2038 em Ji-Paraná e Jaru.

Por fim, foram ainda simuladas perdas duplas de linhas estratégicas, como as LTs 230kV Jauru – Vilhena, C1 e C2, Coletora Porto Velho – Caladinho C1 e Caladinho – Porto Velho C1, que compartilham a mesma torre, e Porto Velho – Samuel, C1 e C2. O sistema do estado se mostrou robusto, sendo verificadas sobrecargas apenas nesta última contingência, as quais podem ser eliminadas por meio de redução de despacho para compatibilizar com o limite máximo de FACRO.

2.3 Mato Grosso

O diagnóstico do estado de Mato Grosso apontou restrições relevantes desde os primeiros anos da análise, sobretudo na perda da LT 500 kV Cuiabá – Ribeirãozinho, em condições de importação ou exportação elevadas. As situações mais críticas ocorrem durante a carga máxima noturna no período seco e a carga mínima diurna no período úmido, o que evidencia a necessidade de reforços estruturais no eixo de 500 kV entre Jauru e Rio Verde Norte.

As cargas de irrigação, acionadas em grande parte no período noturno, intensificam o carregamento das instalações, principalmente no período seco. Nessas condições, foram diagnosticadas sobrecargas nos eixos 230 kV Sinop – UTE Sorriso – Sorriso e Barra do Peixe – Rondonópolis, além dos transformadores da Rede Básica nas SEs Ribeirãozinho 500/230 kV e Sinop 500/230 kV.

Situações críticas também se verificam nas fronteiras de distribuição, com destaque para Brasnorte 230/138 kV, Lucas do Rio Verde 230/138 kV, Nova Mutum 230/69 kV, Rondonópolis 230/138 kV e Sorriso 230/69 kV. Adicionalmente, constatou-se a ocorrência de problemas de carregamento e tensão na região de Primavera.

No período úmido, verificou-se que praticamente todos os transformadores de fronteira no estado apresentam fluxo inverso – ou seja, potência fluindo da distribuição para a Rede Básica, em função da elevada geração conectada em baixa tensão. Embora, na maioria dos casos, esses carregamentos sejam inferiores aos observados na carga máxima noturna, as SEs de Nova Mutum, Lucas do Rio Verde e Brasnorte configuram exceções, registrando valores mais elevados em fluxo reverso que em fluxo direto.

2.4 Goiás

No estado de Goiás, os estudos de planejamento identificaram restrições no eixo em 230 kV entre Itumbiara (MG) e Rondonópolis (MT), principalmente durante a contingência dos circuitos paralelos. Essas condições indicam a necessidade de reforços estruturais a partir de 2028, de forma a garantir maior robustez e segurança operativa ao sistema.

Em relação às transformações de Rede Básica e Fronteira, foram constatados riscos de sobrecarga em regime de contingência dos transformadores paralelos, com destaque para os seguintes casos:

- SE Itapaci 230/69 kV (2x50 MVA): a partir de 2028;
- SE Barro Alto 230/69 kV (3x50 MVA): a partir de 2029;
- SE Serra da Mesa 230/138 kV (3x50 MVA): a partir de 2031;
- SE Águas Lindas 230/69 kV (2x50 MVA): a partir de 2032.

Esses resultados reforçam a necessidade de acompanhamento contínuo da evolução da carga e da expansão da geração, considerando as incertezas e eventuais mudanças conjunturais que podem alterar o desempenho da rede.

2.5 Distrito Federal

No Distrito Federal constatou-se atendimento geral satisfatório, não sendo identificados problemas de carregamento em linhas ou transformadores na região.

3 RECOMENDAÇÕES

A partir das análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2034 para o GET Centro-Oeste, bem como as ponderações efetuadas ao longo dos capítulos 6 e 7, identificaram-se regiões candidatas a estudos futuros ou em andamento.

Esses estudos, apresentados a seguir, deverão ser oportunamente programados junto ao MME. Ressalta-se, no entanto, que alguns deles já constam na Programação de Estudos de 2025, aprovada pelo MME.

3.1 Acre

- 1) Finalizar o estudo de “Atendimento às cargas das localidades de Feijó e Cruzeiro do Sul” como forma de propiciar o pleno atendimento ao critério N-1 para às cargas supridas pelas LTs 230 kV Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul.
- 2) Monitorar, nos próximos ciclos do PDE, o desempenho das instalações de transmissão do estado, de forma a programar novos estudos de planejamento quando necessários.

3.2 Rondônia

- 1) Detalhar, junto ao ONS, os novos valores esperados para os limites de intercâmbio do estado, considerando as soluções em processo de outorga, notadamente a SE Vilhena 3, a LT Jauru – Vilhena 3, C1 e os estudos de detalhamento da operação dos bipolos do Madeira em modo de transmissão reversa.
- 2) Acompanhar o processo de outorga e dada de tendência das soluções estruturais recomendadas pelas EPE no estudo de “Reforços para resiliência no sistema de transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas” [4].
- 3) Avaliação nos próximos diagnósticos regionais da necessidade de reforços adicionais em linhas de transmissão em 500 kV e 230 kV entre Porto Velho e Jauru, e as transformações de fronteira desse eixo, considerando as obras indicadas em estudos anteriores.
- 4) Monitorar o desempenho das transformações de fronteira do estado, notadamente as SEs Pimenta Bueno, Vilhena, Ji-Paraná e Jaru, que apresentaram violações marginais em situações de contingência ao longo do horizonte indicativo (2033 – 2038).

3.3 Mato Grosso

- 1) Finalizar o “Estudo de atendimento às cargas da região central do Mato Grosso (Parte II)”, visando solucionar os problemas relacionados aos carregamentos elevados de linhas e subestações que suprem cargas irrigantes no estado.

- 2) Programar estudo para determinar de reforços no eixo em 500 kV entre Cuiabá – Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, de forma a ampliar a capacidade de importação e exportação do Mato Grosso, haja visto o rápido crescimento das cargas no estado.
- 3) Acompanhar as análises do “Estudo de Expansão da Rede 230 kV – Eixo Cuiabá–Itumbiara (MT/GO/MG)” buscando sinergias entre os estados e as soluções para os carregamentos nas LTs 230kV que possuem capacitores série que suprem o estado de Mato Grosso.
- 4) Avaliar os impactos no sistema do Mato Grosso de um possível atraso na implementação da solução planejada para a região de Novo Progresso, bem como eventuais soluções conjunturais para minimizar os riscos associados.

3.4 Goiás

- 1) Finalizar o “Estudo de Expansão da Rede 230 kV – Eixo Cuiabá–Itumbiara (MT/GO/MG)”, visando solucionar os problemas de sobrecargas identificados nas linhas de transmissão de 230 kV que cruzam o estado de Goiás e se estendem desde Itumbiara (MG) até Rondonópolis (MT);
- 2) Dar sequência ao estudo “Estudo de Atendimento à Região Noroeste de Goiás” de forma a atender a demanda reprimida apontada pela distribuidora Equatorial Goiás e eliminar as sobrecargas observadas nas transformações de fronteira de Itapaci, Barro Alto, Serra da Mesa e Águas Lindas.
- 3) Acompanhar, juntamente com a equipe de estudos do estado da Bahia os processos de acesso à SE Rio das Éguas 230 kV, a qual possui previsão de conexão de novas cargas de consumidores livres e aumento de MUST por parte da Neoenergia Coelba e a nova fonte de suprimento para Iaciara, em Goiás, de forma a compatibilizar a data de necessidade de um futuro reforço na transformação 500/230 kV da SE Rio das Éguas.
- 4) Acompanhar o processo de outorga e dada de tendência das soluções estruturais recomendadas pelas EPE nos estudos de “Reavaliação do atendimento à Região Nordeste de Goiás” [5] e “Atendimento à região de Goiânia” [6], e “Estudo de Atendimento às Regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã” [7].

3.5 Distrito Federal

- 1) Monitorar, nos próximos ciclos do PDE, o desempenho das instalações de transmissão da unidade da federação, de forma a programar novos estudos de planejamento conforme o surgimento de novos problemas nas instalações.

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema elétrico das unidades federativas do Acre, Rondônia, Mato Grosso, Distrito Federal e Goiás (Figura 4-1) merece destaque pela recente interligação de Cruzeiro do Sul, no Acre, região antes isolada ao SIN, e a previsão de entrada em operação, a partir de 2031, da primeira instalação em 500 kV no estado de Rondônia, por meio da Subestação Vilhena 2. Para o estado de Goiás foram publicados estudos recomendando obras para o atendimento a carga nas regiões oeste e nordeste do estado: Estudo de Atendimento às regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã [7] e a Reavaliação do atendimento à Região Nordeste de Goiás [5].

Para permitir um maior detalhamento das informações, as análises foram subdivididas em quatro áreas de interesse, a saber: (i) Acre, (ii) Rondônia, (iii) Mato Grosso e (iv) Goiás – Distrito Federal.

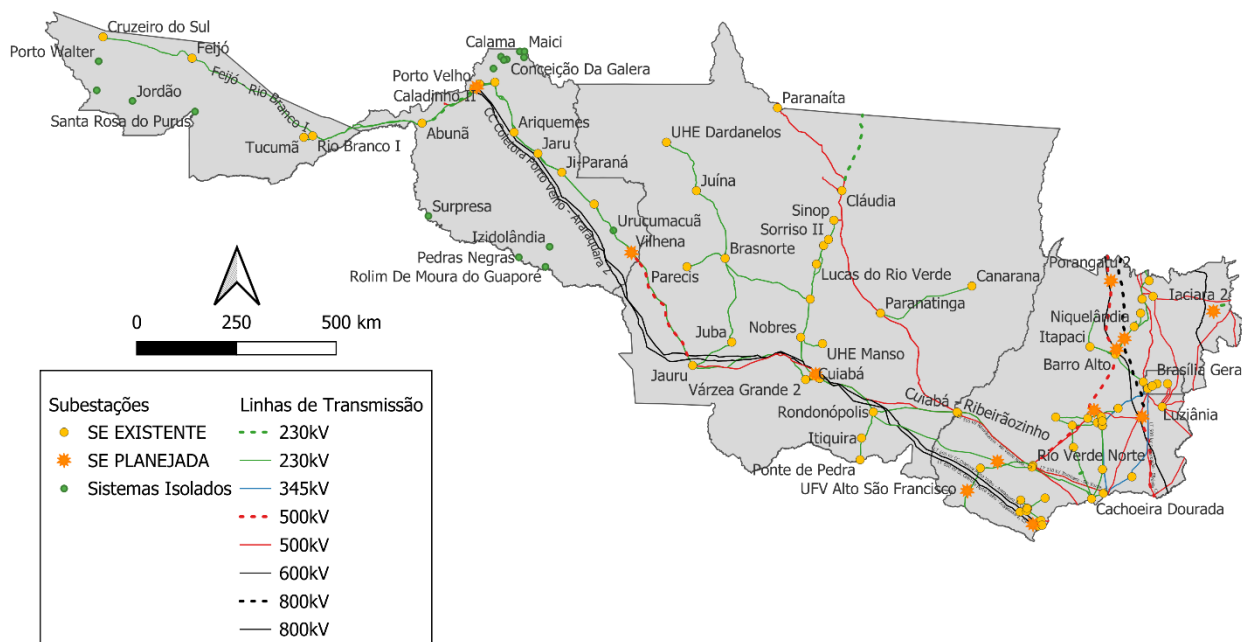


Figura 4-1 – Rede Básica dos Estados do Acre, Rondônia, Mato Grosso e Goiás (Distrito Federal)

4.1 Evolução da Expansão do Mercado

O mercado previsto para o horizonte 2028 – 2039 nos submercados analisados no diagnóstico está descrito por estado nas seções a seguir. As figuras apresentam as cargas bruta e líquida destacando a parcela atendida pela MMGD em cada patamar considerado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. São apresentadas as taxas anuais de crescimento da carga e da geração pela MMGD em cada submercado.

Nos estados de MT AC e RO destacam-se os inúmeros municípios cujos centros de carga são atendidos principalmente a partir de fronteiras em linhas de 230 kV que derivam das capitais, Cuiabá, Porto Velho e Rio Branco.

No Mato Grosso, é importante ressaltar o grande crescimento de carga no período noturno, devido ao recente surgimento de cargas de irrigação que, neste diagnóstico, estão representadas durante a carga máxima noturna, gerando a análise com a representação da demanda máxima não coincidente do MT.

Os maiores centros de consumo de energia elétrica de Goiás são localizados ao longo de uma área composta por dezenas de municípios de Goiás e do Distrito Federal, nas proximidades da Região Integrada de Desenvolvimento – RIDE, e na região metropolitana de Goiânia.

A Figura 4-2, Figura 4-3, Figura 4-4, Figura 4-5 e Figura 4-6 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 2034. Destaca-se que esses casos base são subdivididos em patamares de carga e períodos do ano, possuindo previsões de crescimento do mercado para os 5 anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal, compreendendo os anos de 2035 a 2039.

Verifica-se que de uma forma geral:

- Quanto aos valores de carga bruta, todas as unidades federativas apresentam o patamar de carga Máxima Diurna como o mais elevado, apenas o Mato Grosso apresenta o patamar de carga Máxima Noturna como o mais elevado;
- Em relação a carga líquida, todas as unidades federativas apresentam o patamar de carga Máxima Noturna como o mais elevado, evidenciando a crescente influência da MMGD no atendimento às cargas no período diurno;
- O crescimento médio anual da carga nas diferentes regiões varia entre 1,6% e 3,5%, um pouco inferior à previsão do ciclo anterior.

No estado do Acre:

- O crescimento da carga no estado do Acre segue a média de 3,5% ao ano. Chama a atenção que, nesta região, a carga bruta diurna é cerca de 12% superior à carga bruta noturna;
- A MMGD do Acre atende cerca de 18% da carga bruta máxima diurna e apresenta crescimento médio da potência instalada de 1,5% ao ano;
- Destaca-se ainda, no Acre, a expressiva influência da MMGD no patamar de carga mínima diurna, suprimindo em média 70% da carga bruta mínima diurna.

No estado de Rondônia:

- O crescimento da carga no estado de Rondônia segue a média de 3,5% ao ano. Chama a atenção que, nesta região, a carga bruta diurna é cerca de 5% superior à carga bruta noturna;

- A MMGD de Rondônia atende cerca de 21% da carga bruta máxima diurna e apresenta crescimento médio da potência instalada de 3% ao ano;
- Destaca-se ainda, em Rondônia, a expressiva influência da MMGD no patamar de carga mínima diurna, suprimindo em média 82% da carga bruta mínima diurna.

No estado de Mato Grosso:

- O estado do Mato Grosso apresentou crescimento da carga bruta até o ano de 2030 de cerca 3%. A partir deste ano há um decréscimo de aproximadamente 0,1% ao ano até 2039. Esse comportamento ocorre em todos os patamares de carga;
- A MMGD do Mato Grosso atende cerca de 84% da carga bruta máxima diurna e apresenta crescimento médio da potência instalada de 4% ao ano;
- Destaca-se ainda, no Mato Grosso, a expressiva influência da MMGD no patamar de carga mínima diurna, suprimindo em média um excedente equivalente a 144% da carga bruta;

No estado de Goiás:

- O crescimento da carga no estado de Goiás segue a média de 2,8% ao ano. Chama a atenção que, nesta região, a carga bruta diurna é marginalmente superior, atingindo uma média de 120% da carga bruta noturna;
- A MMGD de Goiás atende cerca de 40% da carga bruta máxima diurna e apresenta crescimento médio da potência instalada de 4% ao ano;
- Destaca-se ainda, em Goiás, a expressiva influência da MMGD no patamar de carga mínima diurna, suprimindo em média a 80% da carga bruta;

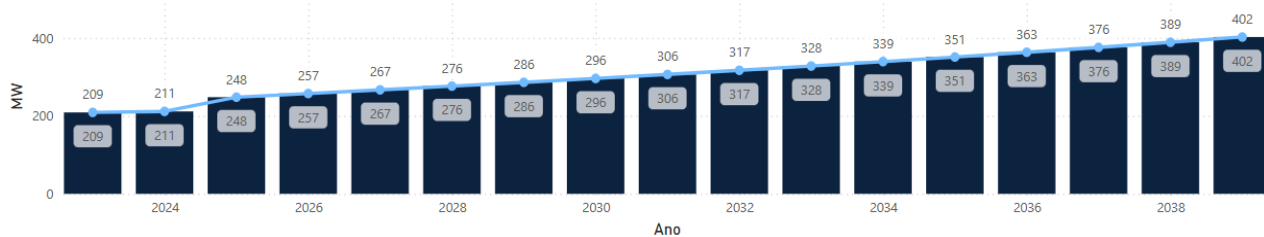
Na unidade federativa do Distrito Federal:

- O crescimento da carga na capital brasileira segue a média de 1,5% ao ano;
- A MMGD no DF atende cerca de 40% da carga bruta máxima diurna e apresenta crescimento médio da potência instalada de 6% ao ano.

4.1.1 Acre

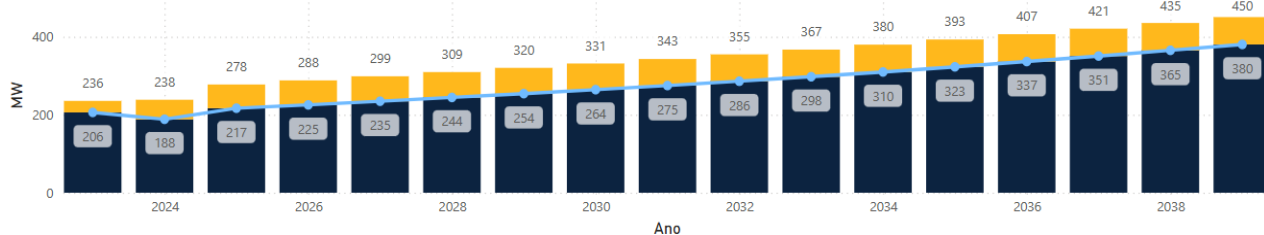
Patamar Máxima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



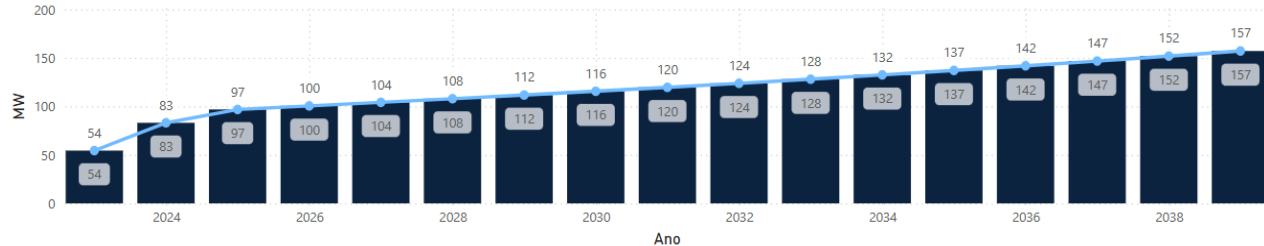
Patamar Máxima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



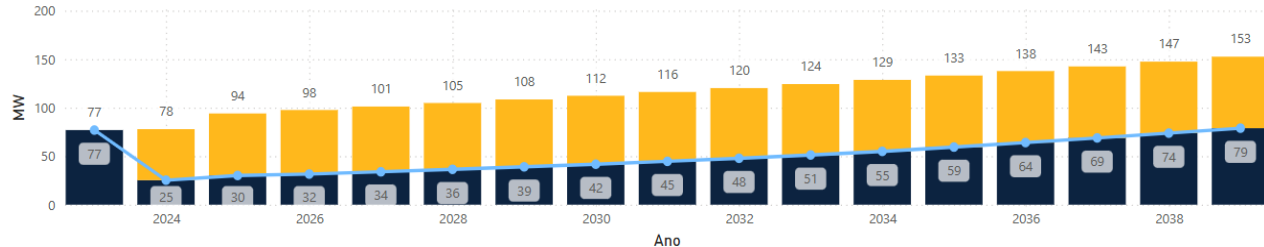
Patamar Mínima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



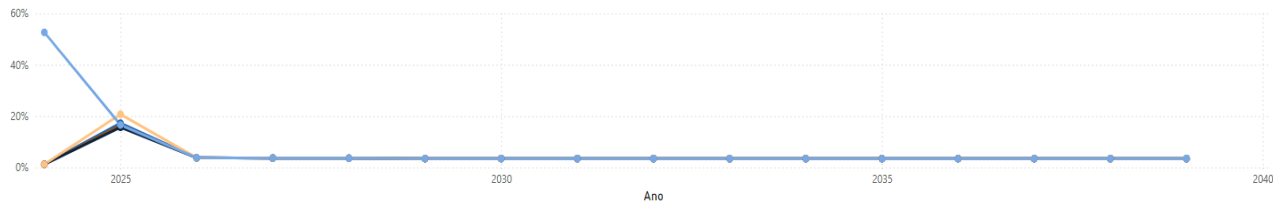
Patamar Mínima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



Taxas de crescimento (Carga Bruta)

● Taxa MAX NOT ● Taxa MAX DIUR ● Taxa MAX SIN ● Taxa MIN DIUR ● Taxa MIN NOT



Potência instalada MMGD-FV

● PD 2034 ● PDGD Inf ● PDGD Sup ● PDGD Ref ● Pinst ANEEL ● Pinst PLAN

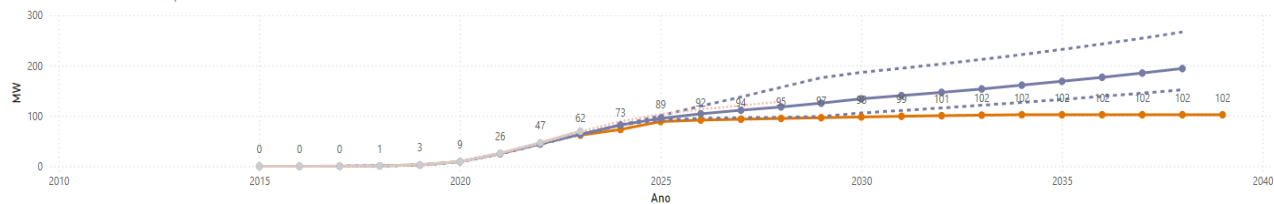
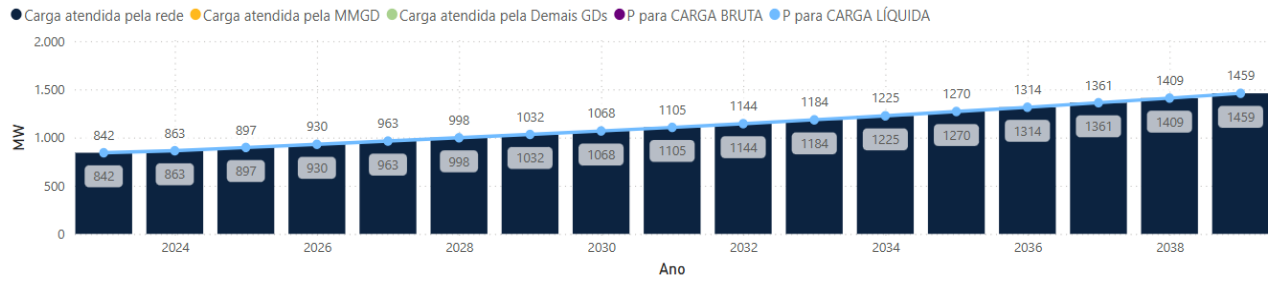


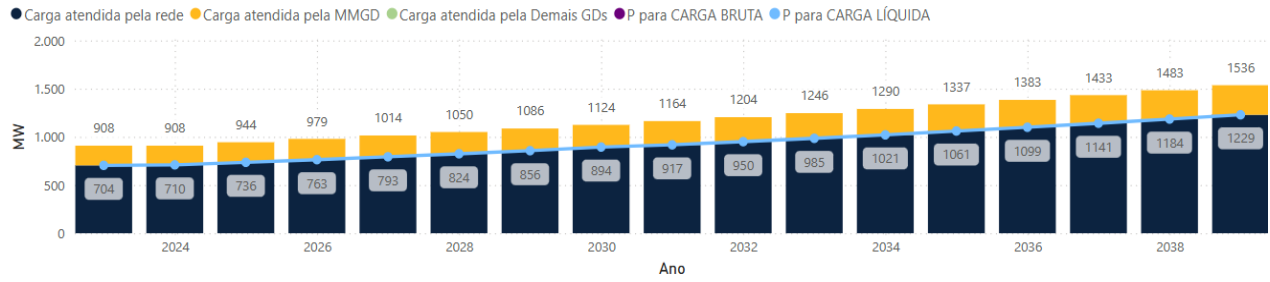
Figura 4-2 – Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado do Acre

4.1.2 Rondônia

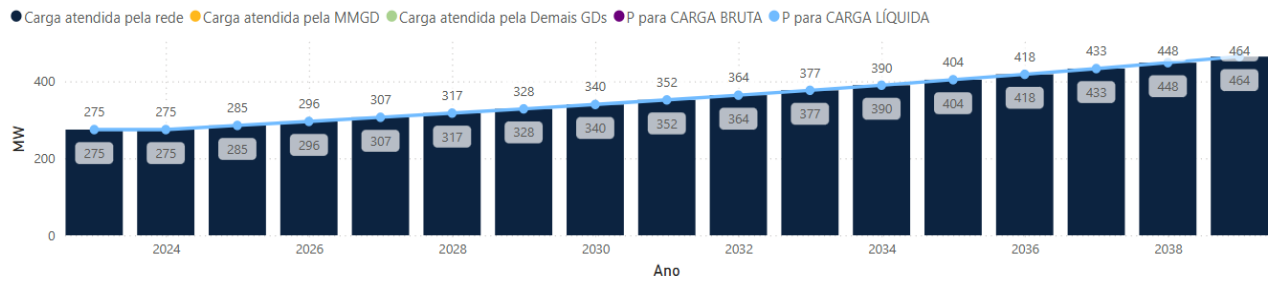
Patamar Máxima Noturna



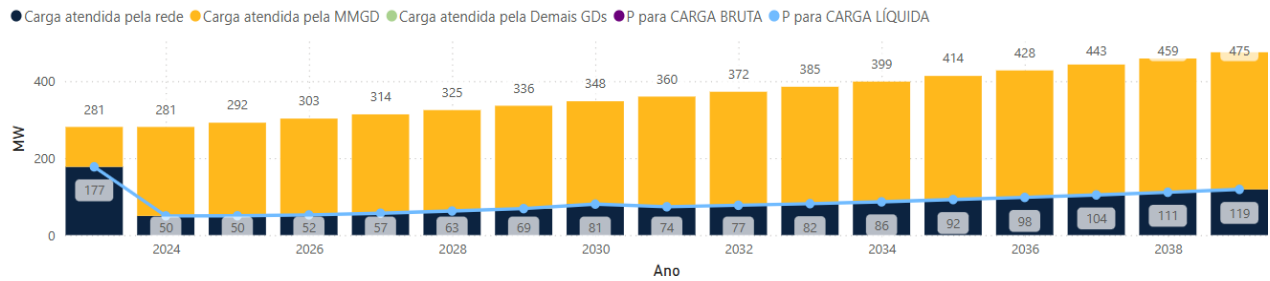
Patamar Máxima Diurna



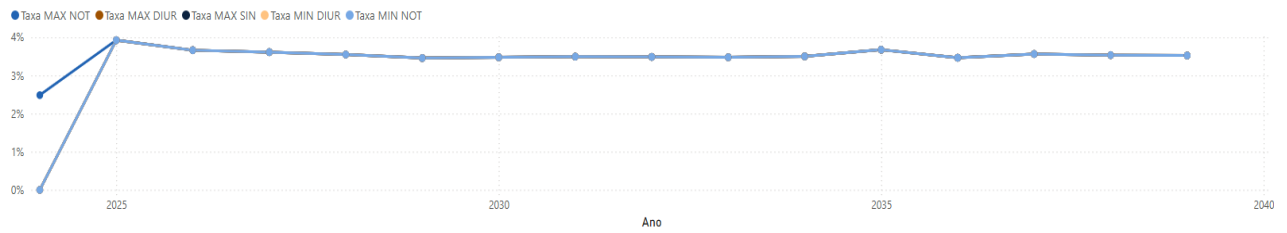
Patamar Mínima Noturna



Patamar Mínima Diurna



Taxas de crescimento (Carga Bruta)



Potência instalada MMGD-FV

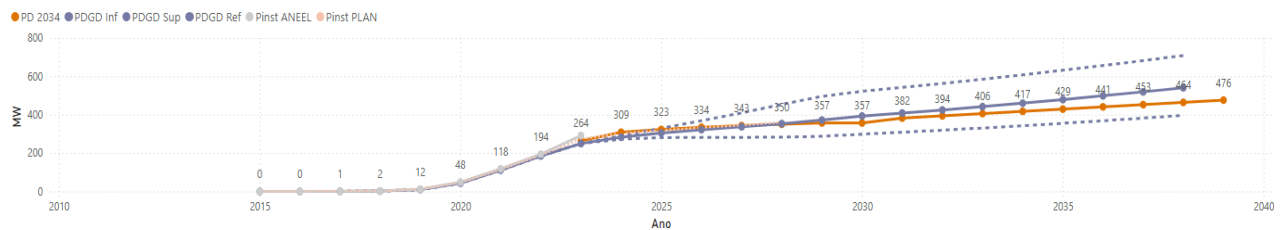


Figura 4-3 – Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de Rondônia

4.1.3 Mato Grosso

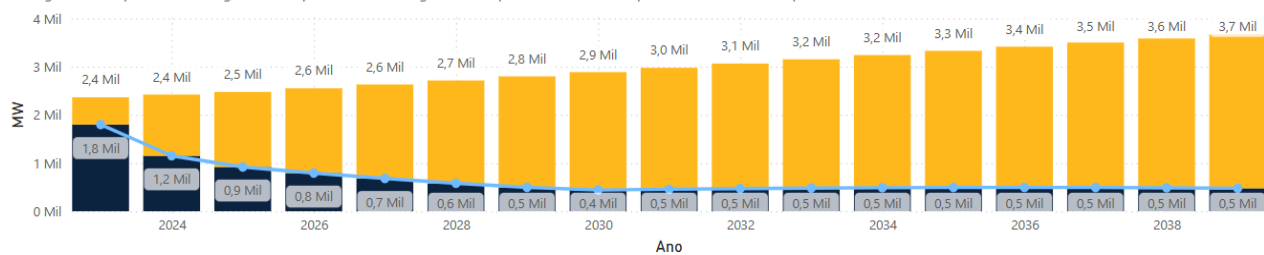
Patamar Máxima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



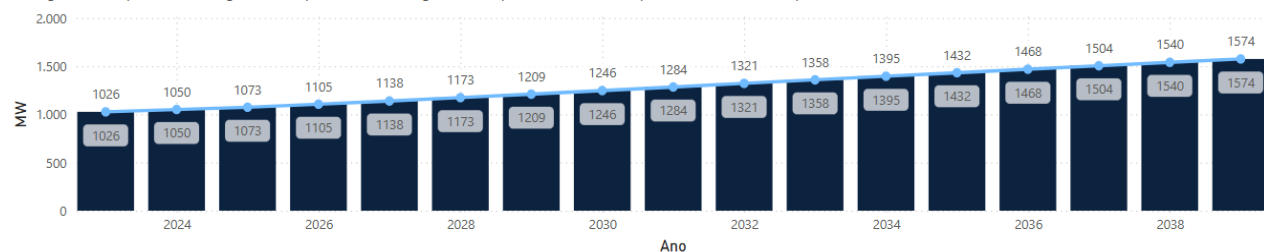
Patamar Máxima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



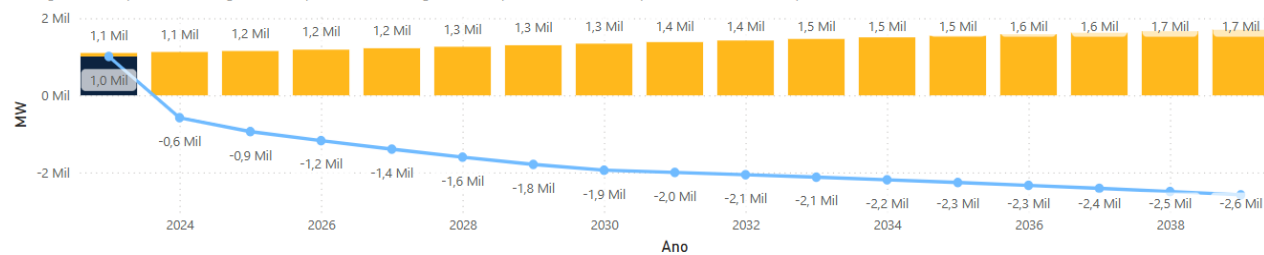
Patamar Mínima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



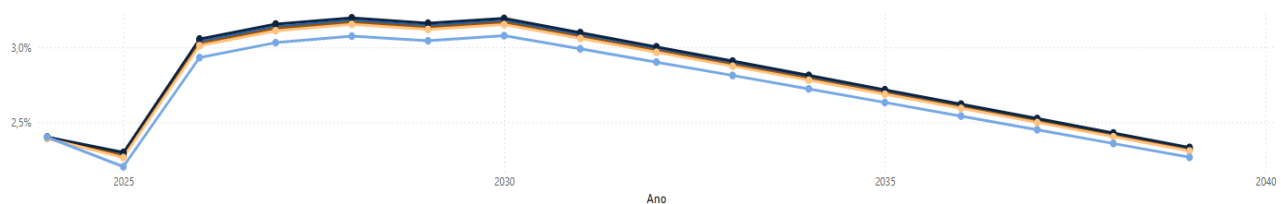
Patamar Mínima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



Taxas de crescimento (Carga Bruta)

● Taxa MAX NOT ● Taxa MAX DIUR ● Taxa MAX SIN ● Taxa MIN DIUR ● Taxa MIN NOT



Potência instalada MMGD-FV

● PD 2034 ● PDGD Inf ● PDGD Sup ● PDGD Ref ● Pinst ANEEL ● Pinst PLAN

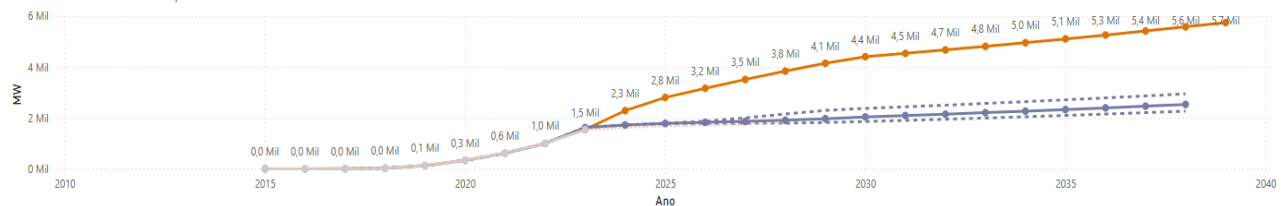
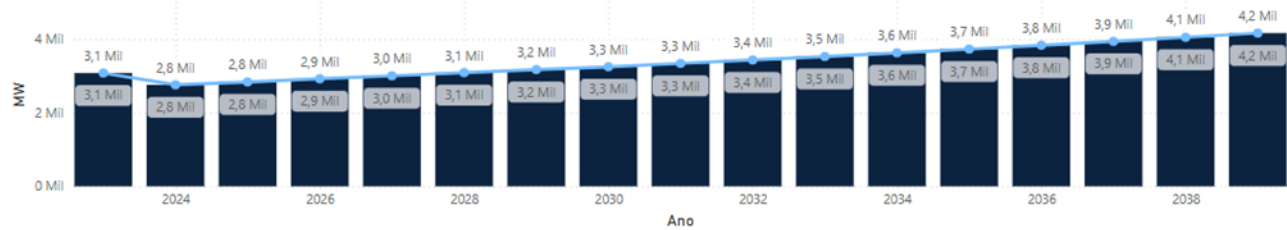


Figura 4-4 – Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de Mato Grosso

4.1.4 Goiás

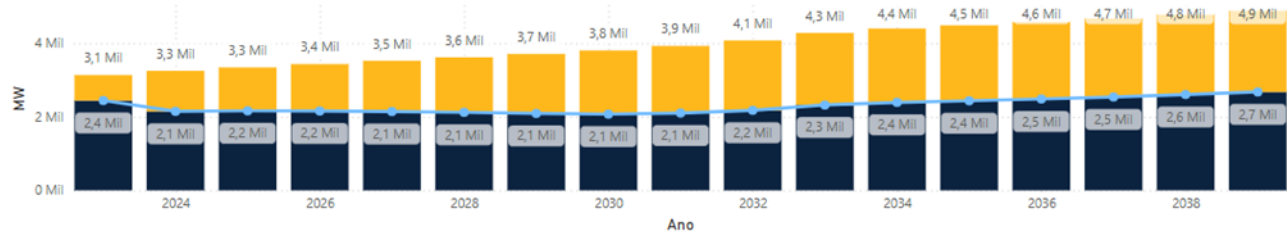
Patamar Máxima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



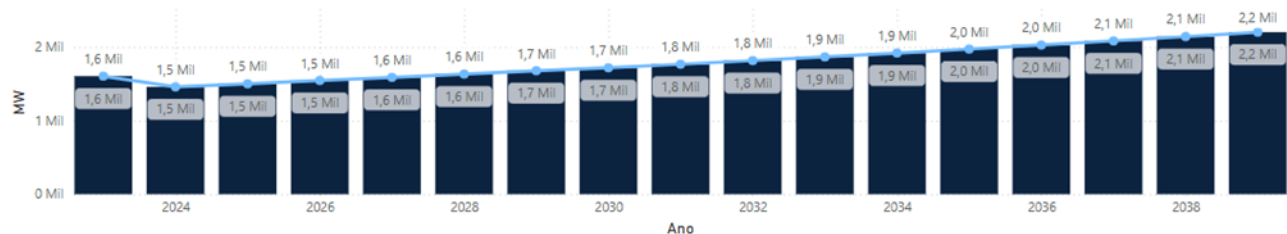
Patamar Máxima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



Patamar Mínima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



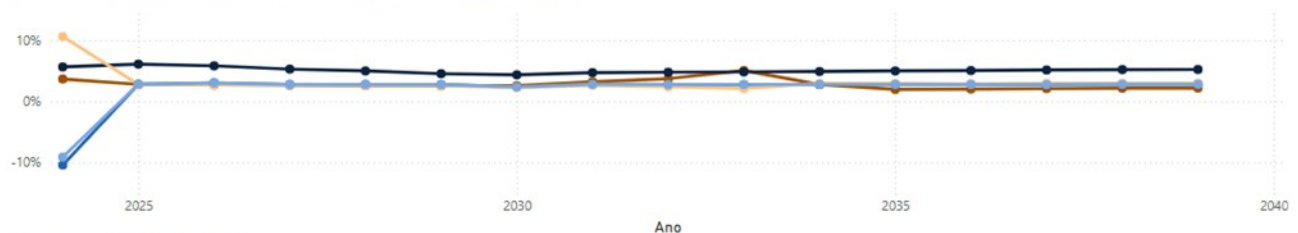
Patamar Mínima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



Taxas de crescimento (Carga Bruta)

● Taxa MAX NOT ● Taxa MAX DIUR ● Taxa MAX SIN ● Taxa MIN DIUR ● Taxa MIN NOT



Potência instalada MMGD-FV

● PD 2034 ● PDGD Inf ● PDGD Sup ● PDGD Ref ● Pinst ANEEL ● Pinst PLAN

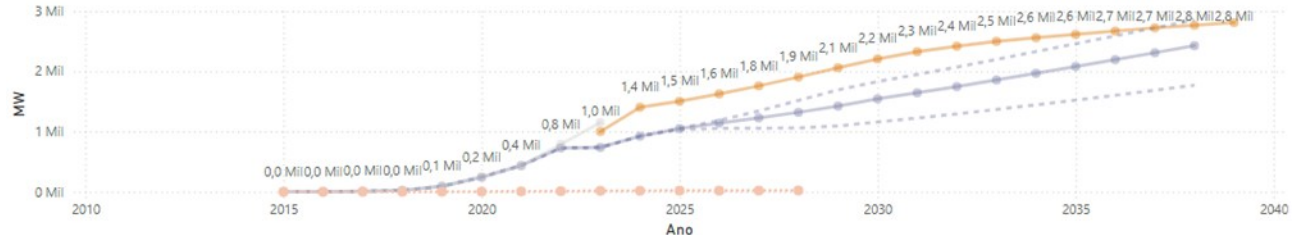
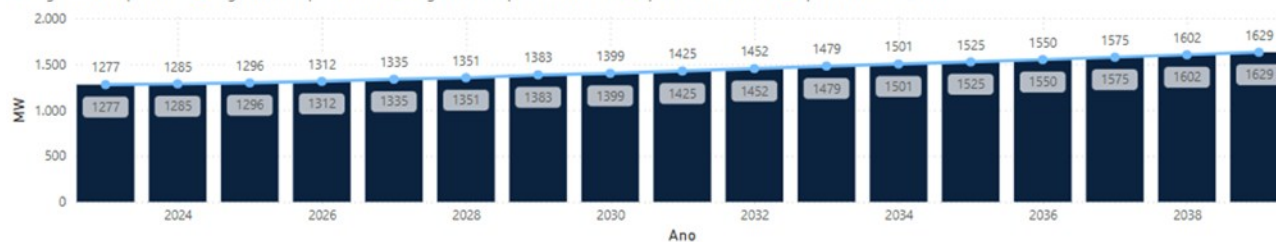


Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de Goiás

4.1.5 Distrito Federal

Patamar Máxima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



Patamar Máxima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



Patamar Mínima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



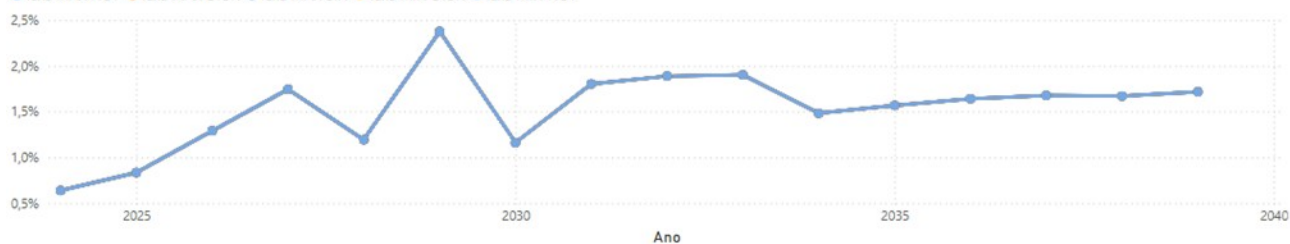
Patamar Mínima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



Taxas de crescimento (Carga Bruta)

● Taxa MAX NOT ● Taxa MAX DIUR ● Taxa MAX SIN ● Taxa MIN DIUR ● Taxa MIN NOT



Potência instalada MMGD-FV

● PD 2034 ● PDGD Inf ● PDGD Sup ● PDGD Ref ● Pinst ANEEL ● Pinst PLAN

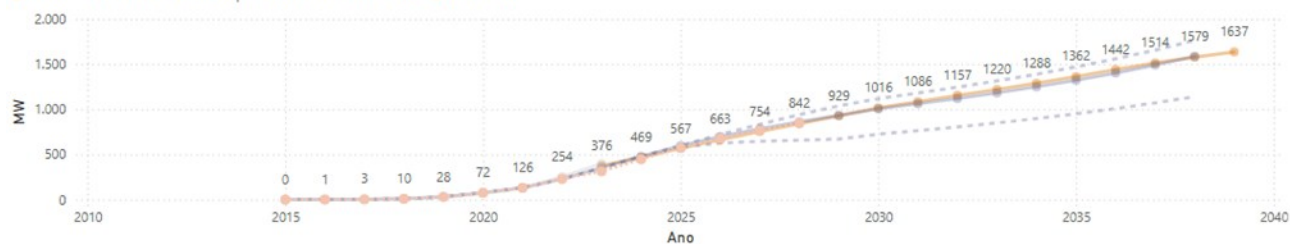


Figura 4-6 – Projeções de crescimento de carga e MMGD para o Distrito Federal

4.2 Evolução da Expansão da Transmissão

As figuras a seguir apresentam a configuração da rede básica existente e planejada nas áreas geoeletricas que compõem o GET Centro-Oeste.

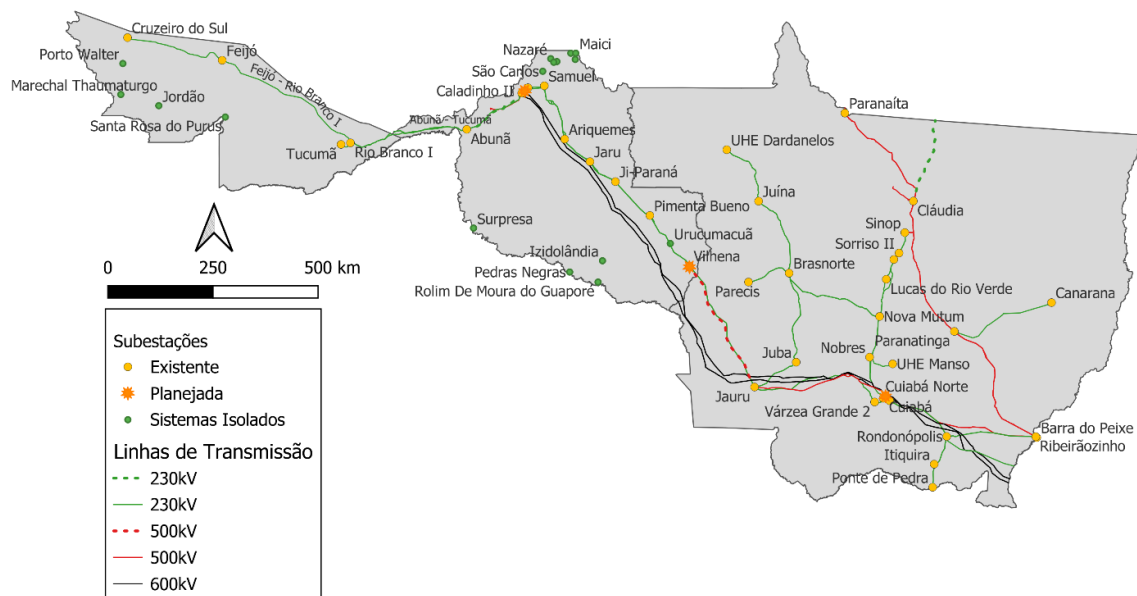


Figura 4-7 - Mapa geoeletrico dos estados do Acre e Rondônia

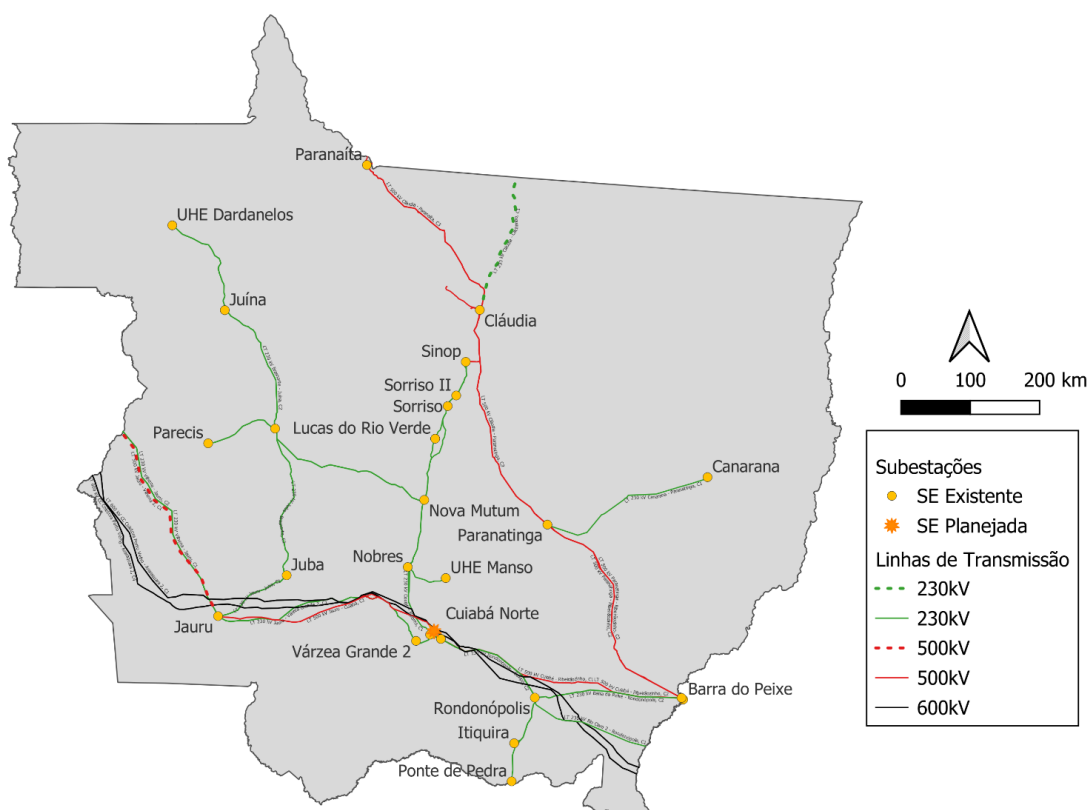


Figura 4-8 - Mapa geoeletrico do estado do Mato Grosso

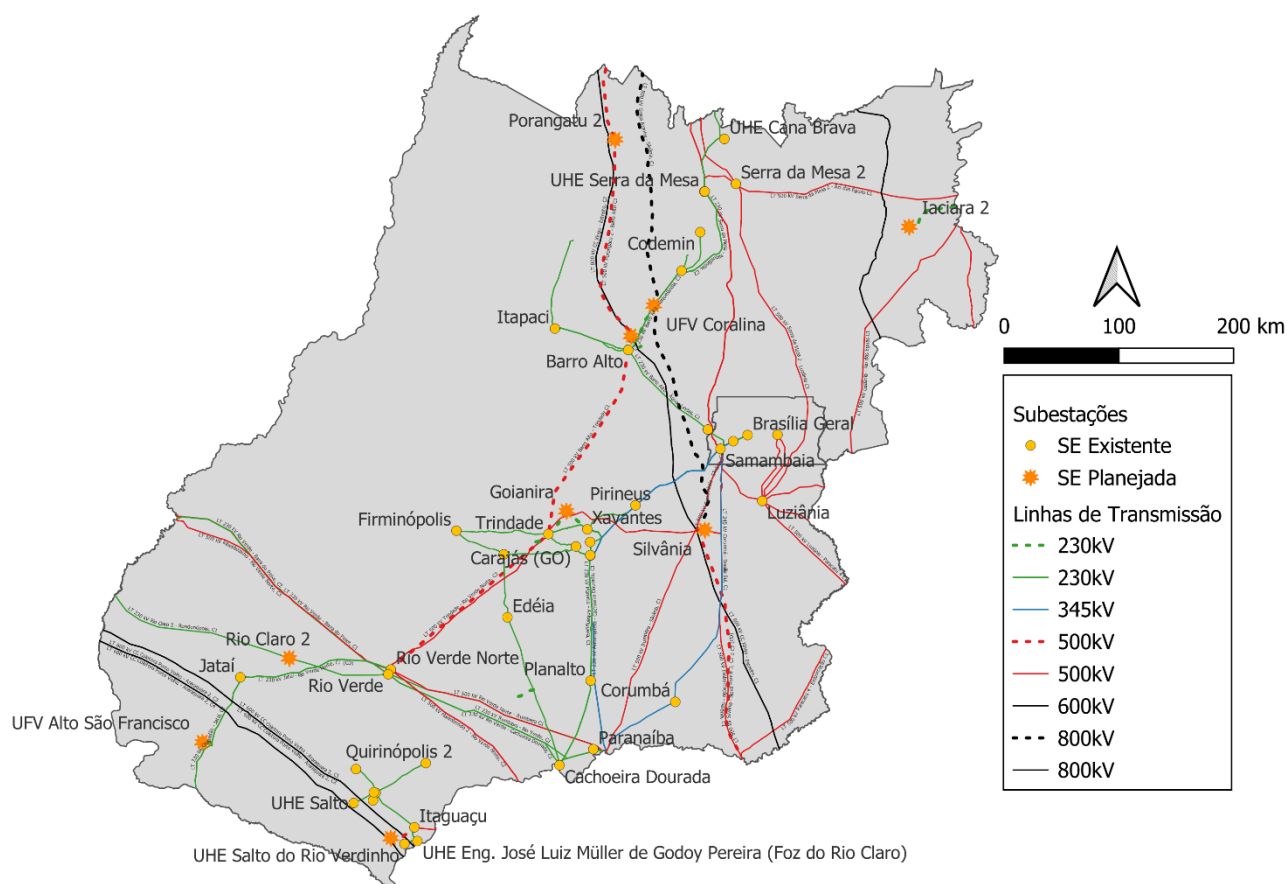


Figura 4-9 - Mapa geoeletrico do estado do Goiás

4.2.1 Datas referenciais para obras ainda não consolidadas

Para esse ciclo, as obras recomendadas nos estudos da EPE [7], [5], [8], [9], [10], [11], e [12], mas que ainda não foram outorgadas, foram alocadas como referenciais no último ano do diagnóstico, ou seja, 2039.

Tabela 4-1 – Relação de obras referenciais representadas em 2039 nos cenários analisados

Subestação	Obra	Estudo
Abunã 230/138 kV	3º autotransformador 230/138/13,8 kV - 55 MVA	EPE-DEE-RE-019-2024
Brasnorte 230/138 kV	2º banco de transformadores 230/138 kV, 3x33,3 MVA	EPE-DEE-RE-080-2024
Caladinho II 230/138 kV	Pátio 69 kV com 2 transformadores 230/69 kV, 100 MVA	EPE-DEE-RE007/2016
Caladinho II 230/69 kV	LD 69 kV Caladinho II – Porto Velho	EPE-DEE-RE007/2016
Caladinho II 230/69 kV	LD 69 kV Caladinho II – Centro	EPE-DEE-RE007/2016
Lucas do Rio Verde 230/138 kV	4º banco de autotransformadores 230/138 kV, 3x25 MVA	EPE-DEE-RE-080-2024
Sinop 500/230/138 kV	3º banco de autotransformadores 500/230/13,8 kV - 3x133 MVA	EPE-DEE-RE-080-2024
Jaciara 2 230/138 kV	1º e 2º ATF (6+1R) x 50 MVA 1Φ	EPE-DEE-RE-011-2025
LT 230 kV Rio das Éguas – Jaciara 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 65 km	EPE-DEE-RE-011-2025

Goianira 230/138 kV	1º e 2º ATF (6+1R) x 50 MVA 1Φ	EPE-DEE-RE-043_2017
Corumbá 345/138 kV	4º ATF 345/138 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	EPE-DEE-RE-006_2017

4.3 Evolução da Expansão da Geração

A Tabela 4-2 e a Tabela 4-3 a seguir mostram os valores referentes à capacidade instalada prevista para os anos de 2028 e 2039, respectivamente, referentes a usinas já contratadas nos estados do GET Centro-Oeste.

Destaca-se a participação considerável de UHEs e PCHs nos estados, representando um total de 85% da potência instalada, seguidos de 8% de térmicas a base de biomassa e 7% de usinas solares centralizadas.

Tabela 4-2 – Geração considerada para o ano 2028 nos estados do GET Centro-Oeste

Fonte	AC (MW)	RO (MW)	MT (MW)	GO (MW)	DF (MW)	Total (MW)	Total (%)
UFV	0	12	0	1.480	0	1.492	7%
UHE	0	7.642	4.363	3.701	30	15.736	74%
UTE	0	0	0	3	0	3	0%
UNE	0	0	0	0	0	0	0%
BIO	0	0	485	1.177	0	1.662	8%
PCH	0	375	1483	592	0	2.450	11%
EOL	0	0	0		0	0	0%
TOTAL	0	8.029	6.331	6.953	30	21.343	100%

Tabela 4-3 - Geração considerada para o ano 2039 nos estados do GET Centro-Oeste

Fonte	AC (MW)	RO (MW)	MT (MW)	GO (MW)	DF (MW)	Total (MW)	Total (%)
UFV	0	12	0	1.480	0	1.492	7%
UHE	0	7.642	4.513	3.862	30	16.047	75%
UTE	0	0	0	3	0	3	0%
UNE	0	0	0	0	0	0	0%
BIO	0	0	485	1.177	0	1.662	8%
PCH	0	375	1483	592	0	2.450	11%
EOL	0	0	0	0	0	0	0%
TOTAL	0	8.029	6.481	6.953	30	21.493	100%

5 CENÁRIOS ANALISADOS

5.1 Acre, Rondônia e Mato Grosso

O diagnóstico dos estados Acre, Rondônia e Mato Grosso considerou quatro cenários críticos de atendimento, estabelecidos a partir dos casos-base do PDE 2034. Esses cenários foram agrupados em duas condições principais: cenários exportadores, que avaliam a máxima exportação de energia dos estados do Mato Grosso, Acre e Rondônia, e cenários importadores, que analisam o desempenho da rede diante das máximas importações para essas regiões. Alterações específicas no despacho regional foram implementadas em cada cenário para obter condições diferentes de desempenho da rede elétrica, conforme detalhado a seguir:

- **Cenário 1a. Cenário de Máxima Exportação:** Diagnóstico para avaliação da máxima exportação do Mato Grosso (FMT) e do Acre e Rondônia (FACRO), analisado no período de carga diurna mínima local (MT AC RO), que ocorre às 13 horas, coincidindo com o momento de geração máxima de MMGD no sistema, e no cenário de hidrologia elevada (úmido); esse cenário apresenta os maiores valores de exportação, mesmo nas situações de carga mínima noturna período úmido (sem MMGD) ou de máxima diurna período úmido (MMDG mais baixa, às 16 horas).
- **Cenário 1b. Cenário de Máxima Exportação Reduzido:** Diagnóstico para avaliação da máxima exportação dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso **respeitando os limites de fluxos** adotados atualmente pelo ONS e EPE, ou seja, 4.000 MW no FMT e 450 MW no FACRO até 2030, sendo que, a partir de 2031, foi estimado que o FACRO poderia ser elevado para 900MW, com a entrada em operação da LT 500kV Jauru – Vilhena 3. Os fluxos entre Rondônia e Mato Grosso e entre Mato Grosso e SIN acima dos limites definidos que ocorrem no Cenário 1a foram ajustados por meio da redução de fluxo pelo BTB (para o FACRO) e despacho mais reduzido nas usinas do Teles Pires (FMT), dando origem a um cenário variante.
- **Cenário 2a. Cenário de Importação Máxima Coincidente:** Diagnóstico para avaliação do desempenho com a maior importação do AC/RO/MT, com cargas coincidentes e durante o período de carga máxima noturna (maior valor de carga líquida e de maior importação de energia em função da redução da geração das usinas hidráulicas locais e sem disponibilidade da geração fotovoltaica), o que impacta as três regiões, principalmente em função da característica radial do sistema elétrico dos estados do Mato Grosso, Acre e Rondônia.
- **Cenário 2b. Cenário de Importação Máxima Não Coincidente:** Diagnóstico para avaliação do desempenho de redes específicas de fronteira no Mato Grosso com as mesmas premissas do Cenário 2a. Nesse caso, considera-se a demanda máxima não coincidente em função do aumento expressivo das cargas entre o final do período noturno e o início da madrugada, horário distinto da demanda máxima coincidente habitual. Esse comportamento se concentra em pontos específicos, nas “macrorregiões” das subestações de Sinop, Sorriso, Nova Mutum, Lucas do Rio Verde, Nobres e Rondonópolis.

A Tabela 5-1 apresenta os valores percentuais médios da geração adotados em cada cenário:

Tabela 5-1 - Valores considerados nos cenários da região AC-RO-MT

Usinas / Cenários	1a	1b	2a	2b
UHE do Tocantins-Araguaia (GO)(TO)(PA)	35%	35%	20%	20%
UHE Teles Pires-Juruena (MT)(PA)	70%	45%	16%	16%
UHE Madeira (RO)(AM)	80%	35%	16%	16%
UHE Amazonas (AM)(PA)(AP)	30%	30%	16%	16%
UHE Araguari (AP)	30%	30%	17%	17%
UHE Paraguai (MT)(MS)	70%	40%	22%	22%
PCHs das bacias supracitadas	60%	60%	30%	30%
Complexo Madeira (Jirau + S. Ant.)	70%	70%	12%	12%
Plantas solares e MMGD	75%	75%	0%	0%
Usinas Térmicas ACROMT	0%	0%	0%	0%
Usinas de Biomassa ACROMT	0%	0%	0%	0%

As seguintes definições, Tabela 5-2, se referem aos fluxos representativos das condições de análise. A

Tabela 5-3, Tabela 5-4, Tabela 5-5 e Tabela 5-6 apresentam os fluxos representativos em cada cenário:

Tabela 5-2 – Identificação das abreviações dos fluxos

Sigla	Descrição
FMT 500	Fluxos 500kV de Ribeirãozinho (MT) - Rio Verde Norte (GO)
FMT 230	Fluxos 230 kV de Barra do Peixe (MT) - Rio Verde (GO)
FMT	Fluxos FMT 500 + FMT 230
F230/500	Fluxos 230/500kV nas transformações de Cuiabá e Ribeirãozinho no MT
C NORTE	Fluxos 138/500kV nas transformações de Cuiabá Norte no MT
FACRO	Fluxo de exportação do Acre e Rondônia para o MT em 500 e 230 kV
FSMAQ	Fluxos 230 kV da SE de Samuel para Ariquemes
NOBRES	Fluxos 138/230 kV nas transformações de Nobres no MT
JUBA	Fluxos 138/230 kV nas transformações de Nobres no MT
TPIRES	Fluxo para o 500kV da bacia do Teles Pires
BTB Madeira	Fluxo no <i>back-to-back</i> do Complexo Madeira para Rondônia

Tabela 5-3 – Valores de Fluxos Representativos no Cenário 1a

Fluxo (MW)	Ano											
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
FMT 500	4352	4437	4488	4565	4626	4642	4685	4657	4719	4744	4763	4824
FMT 230	660	690	708	727	698	701	702	683	723	749	758	705
FMT	5012	5127	5196	5292	5323	5343	5387	5340	5442	5493	5520	5529
F230/500	527	335	343	167	198	190	215	207	237	231	230	265
C NORTE	-	-	-	353	363	370	372	384	392	406	417	415
FACRO	980	979	957	966	964	958	950	909	912	905	886	855
FSMAQ	972	958	955	952	947	941	927	888	880	872	850	840
NOBRES	115	127	132	132	134	136	137	138	143	146	148	148
JUBA	84	85	90	91	93	93	95	97	101	102	104	102
TPIRES p/MT	2758	2826	2850	2855	2872	2871	2907	2898	2913	2941	2978	3001
BTB Madeira	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600

Tabela 5-4 – Valores de Fluxos Representativos no Cenário 1b

Fluxo (MW)	Ano											
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
FMT 500	3403	3468	3433	3483	3525	3670	3681	3594	3265	3272	3297	3355
FMT 230	530	543	519	549	542	574	545	542	491	503	514	500
FMT	3933	4003	3951	4026	4057	4242	4225	4132	3756	3770	3806	3853
F230/500	448	284	410	187	179	207	224	223	267	285	274	285
C NORTE	-	-	-	342	353	360	357	403	379	402	412	453
FACRO	456	450	439	787	809	862	832	860	721	716	707	727
FSMAQ	327	350	349	744	709	786	780	784	630	624	615	605
NOBRES	105	110	129	128	131	136	136	138	142	143	146	147
JUBA	82	85	106	81	78	87	82	84	86	87	88	88
TPIRES p/MT	2286	2354	2140	2075	2132	2142	2161	2037	1763	1798	1842	1873
BTB Madeira	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tabela 5-5 - Valores de Fluxos Representativos no Cenário 2a

Fluxo (MW)	Ano											
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
RMT500	1958	2057	2209	2367	2495	2661	2771	2895	3048	3196	3353	3295
RMT230	302	340	344	334	354	374	397	413	594	618	658	649
RMT	2236	2359	2511	2679	2819	2995	3115	3260	3609	3784	3965	3903
RACRO500	-	-	-	232	265	343	330	354	357	413	432	443
RACRO230	384	436	515	312	348	402	443	447	502	544	596	624
RACRO	384	436	515	564	626	753	787	831	885	982	1050	1095
BTB Madeira	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Bipolo CC Madeira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 5-6 - Valores de Fluxos Representativos no Cenário 2b

Fluxo (MW)	Ano										
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
RMT500	2318	2433	2661	2831	3019	3226	3392	3584	3870	4038	4406
RMT230	529	557	580	602	628	662	699	764	747	792	837
RMT	2840	2973	3225	3420	3633	3868	4062	4317	4611	4815	5242
RACRO500	-	-	-	232	265	343	330	354	357	413	432
RACRO230	384	436	515	312	348	402	443	447	502	544	596
RACRO	384	436	515	564	626	753	787	831	885	982	1050
BTB Madeira	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Bipolo CC Madeira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

5.2 Goiás e Distrito Federal

O Estado de Goiás e o Distrito Federal possuem uma posição geoeletrica central de forma que os fluxos passantes das regiões Norte/Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste possuem grande impacto no desempenho da malha regional.

O estado de Goiás é composto por linhas de transmissão em 500kV, 345kV e 230 kV, além da vasta rede de distribuição para atender ao mercado consumidor. Destacam-se as linhas de transmissão, em 500kV, entre as subestações Gurupi e Serra da Mesa 1 e 2, denominada interligação Norte/Sul, e as LT 500 kV Serra da Mesa II – Rio das Éguas e Luziânia – Rio das Éguas, denominada interligação Sudeste/Nordeste. Por fim, temos o futuro elo CC entre as subestações Graça Aranha, no estado do Maranhão, e a SE Silvânia, no estado de Goiás.

Desta forma, são casos mais críticos para região de Goiás e DF aqueles em que estão maximizados os fluxos nas linhas de transmissão que interligam as regiões do país, ou seja, passando pelo estado de Goiás. Estes cenários estão descritos a seguir:

- **Cenário 1. Máxima Diurna Seco – Interligação Nordeste-Sudeste maximizada:** Este cenário representa o período de menor vazão das usinas hidrelétricas da região Norte. Nessa condição, ocorre a máxima exportação de energia das regiões Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste resultando em maior carregamento da interligação Nordeste-Sudeste. O despacho dos bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio foi simulado com 25% da capacidade nominal. O despacho do bipolo Graça Aranha-Silvânia foi mantido em pleno funcionamento.
- **Cenário 2. Máxima Diurna Úmido – Interligação Norte-Sudeste maximizada:** Este cenário representa o período de maior vazão das usinas hidrelétricas da região Norte. Nessa condição, ocorre elevada exportação de energia das regiões Norte e Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste. Há elevado despacho dos bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio e bipolo Graça Aranha-Silvânia (75%, 75% e 100%, respectivamente) e elevado carregamento da interligação Nordeste-Sudeste.
- **Cenário 3. Máxima Noturna Seco – Máxima importação do Mato Grosso:** Este cenário apresenta o atendimento à maior carga líquida, aquela sem abatimento da MMGD fotovoltaica. Eólicas do Nordeste e Minas Gerais maximizadas, resultando em maior carregamento das linhas de transmissão que conectam GO/DF. Os bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio e o bipolo Graça Aranha-Silvânia com despacho reduzido (25%, 25% e 30%, respectivamente).
- **Cenário 4. Mínima Diurna Seco – Fluxo reverso nas subestações de fronteira:** Este cenário representa o período de menor carga líquida, devido a elevada MMGD fotovoltaica coincidindo com baixa carga local. O excedente de geração sobe pela rede básica de fronteira maximizando o fluxo nas transformações em sentido reverso. O despacho considerado nos bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio foi de 75% e do bipolo Graça Aranha-Silvânia de 60%.
- **Cenário 5. Mínima Diurna Úmido – Máxima exportação do Mato Grosso:** Este cenário representa o período de menor carga líquida do Mato Grosso, onde há elevada MMGD

fotovoltaica somada a baixa carga local, gerando excedente de geração que sobe pela rede básica de fronteira. O despacho dos bipolos Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio em 75% e do bipolo Graça Aranha – Silvânia em 60%.

- **Cenário 6. Máxima Noturna Úmido – Interligação Norte + Nordeste para o Sudeste maximizada:** Atendimento à maior carga líquida do SIN. Eólicas do Nordeste e Minas Gerais com despacho elevado, resultando em maior carregamento das linhas de transmissão que conectam a GO/DF. As UFVs tiveram despacho 0% enquanto as usinas Hidro e PCHs das bacias da região norte foram despachadas com valores elevados. Os bipolos Xingu-Estreito, Xingu-Terminal Rio e o bipolo Graça Aranha-Silvânia despachados em 75%, 75% e 100%, respectivamente).

Tabela 5-7 – Resumo dos despachos no diagnóstico dos cenários de Goiás e Distrito Federal

Fonte	Local	Cen 1	Cen 2	Cen 3	Cen 4	Cen 5	Cen 6
Hidro	Norte	20%	93%	18%	30%	38%	90%
	Grande	23%	30%	90%	25%	25%	68%
	Paranaíba	24%	30%	90%	25%	25%	68%
	Sul	65%	50%	95%	25%	22%	50%
PCH	Norte	48%	89%	30%	33%	49%	70%
	Grande	27%	46%	80%	30%	30%	80%
	Paranaíba	38%	52%	80%	32%	32%	80%
	Sul	52%	58%	90%	35%	35%	54%
EOL	Nordeste	53%	6%	83%	5%	5%	58%
UFV	Goiás/DF	82%	80%	0%	80%	80%	0%
Biomassa	Goiás/DF	80%	0%	90%	0%	0%	0%

Tabela 5-8 – Resumo dos fluxos principais por cenários

Ano \ Cen	Cen 1	Cen 2	Cen 3	Cen 5	Cen 6
	FNESE	FNNESE	RMT	FMT	FNNESE
2028	10628	16193	2236	5012	19585
2029	10462	15986	2359	5127	20454
2030	13434	16608	2511	5196	28043
2031	13509	16177	2679	5292	27854
2032	13725	17371	2819	5323	28483
2033	13858	18327	2995	5343	28066
2034	13907	18638	3115	5387	27704
2035	13945	18619	3260	5340	27864
2036	14095	17529	3609	5442	27359
2037	14040	18469	3784	5493	27776
2038	13993	20437	3965	5520	27644
2039	14104	19839	3903	5529	27131

*O cenário 4 possui despachos para análises de caráter local, ou seja, não possui fluxos de intercâmbio relevantes, de tal forma que não foi incluído nessa tabela.

6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA ACRE RONDÔNIA E MATO GROSSO

Por meio de gráficos, são apresentados os carregamentos dos principais elementos do sistema de transmissão do sistema interligado dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso, respectivamente, em regime normal e nas condições de contingência, ou seja, nas perdas de linhas de transmissão e transformadores. São apresentados até quatro cenários, descritos no capítulo 5, por elemento, evidenciando os diferentes comportamentos ao longo do horizonte de planejamento.

Para maior objetividade, são exibidos apenas os gráficos dos elementos que demandam atenção ao longo do período analisado ou cujos problemas tenham sido recentemente solucionados.

6.1 Estado do Acre

No estado do Acre constatou-se atendimento geral satisfatório.

6.1.1 Comparação de PDs

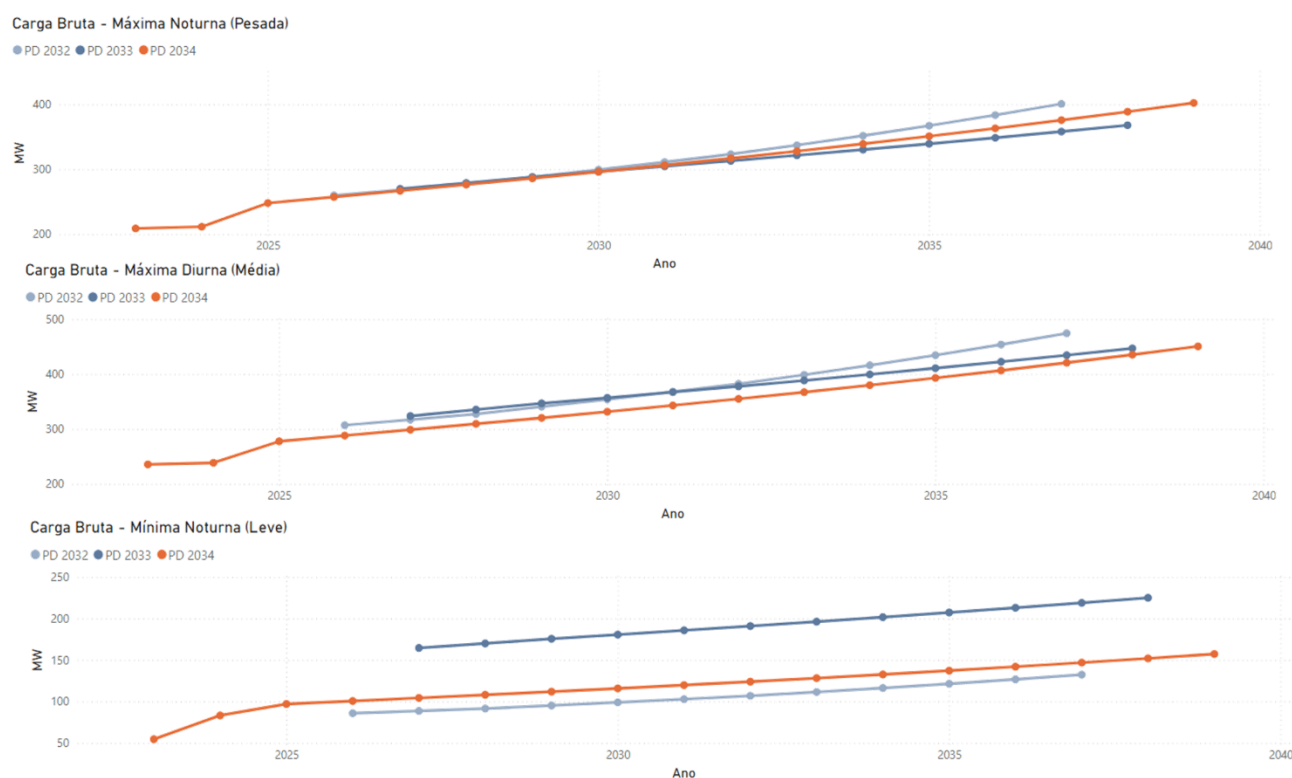


Figura 6-1 – Comparação das cargas projetadas para o AC do PD atual e os 2 anteriores

O PD de 2034 para o estado do Acre considera as cargas abaixo das previstas nos PDs anteriores.

6.1.2 Desempenho das Linhas de Transmissão

Não foram observadas sobrecargas ou pontos de atenção nas linhas de transmissão nos cenários propostos.

6.1.3 Desempenho dos Transformadores de Fronteira

6.1.3.1 Transformação 230/69 kV – SE Cruzeiro do Sul

O carregamento apresentado considera 2 unidades de transformação 230/69 kV com capacidade 50/60 MVA.

Carregamento CRUSUL-AC230 - CRUSUL-AC069 - 1 (50/60 MVA)

Contingência: 2ºTF 230/69kV CRUSUL-AC230 - CRUSUL-AC069

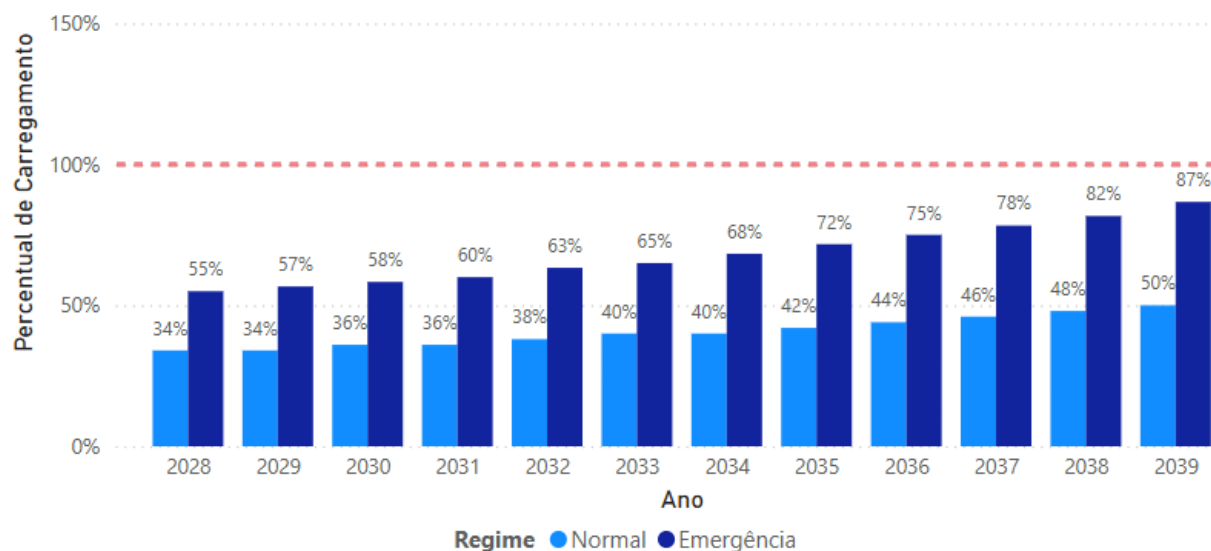


Figura 6-2 – Carregamentos nos transformadores de Cruzeiro do Sul 230/69 kV – Regime Normal e Contingências - Cenário importação máxima coincidente

Carregamento CRUSUL-AC230 - CRUSUL-AC069 - 1 (50/60 MVA)

Contingência: 2ºTF 230/69kV CRUSUL-AC230 - CRUSUL-AC069

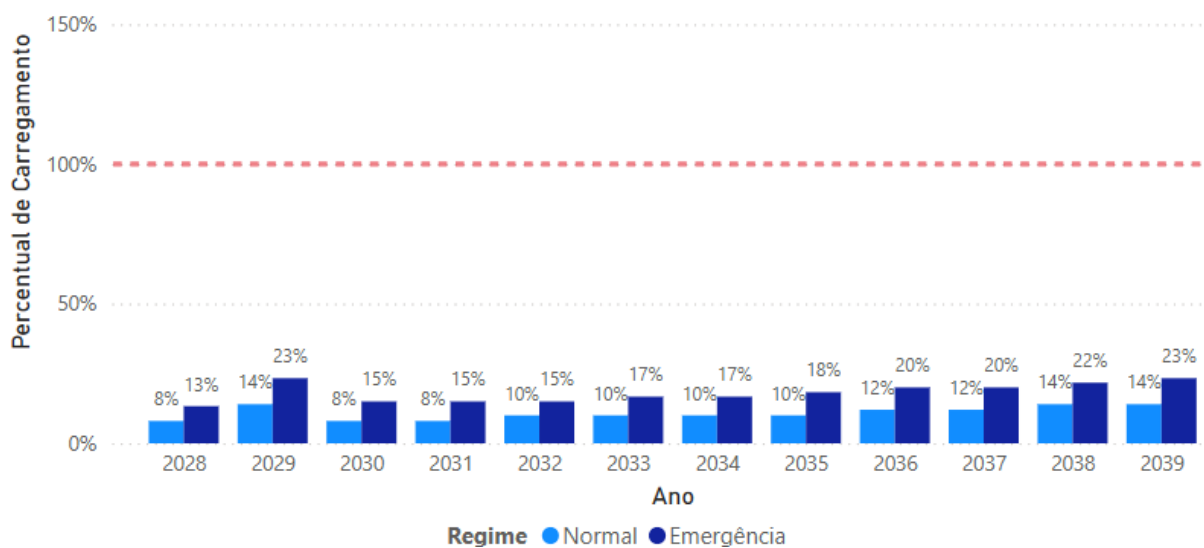


Figura 6-3 – Carregamentos nos transformadores de Cruzeiro do Sul 230/69 kV – Regime Normal e Contingências - Cenário de exportação máxima

A Figura 6-2 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário importação máxima coincidente descrito no Cenário 2a.

6.1.3.2 Transformação 230/69 kV – SE Rio Branco

O carregamento apresentado considera 4 unidades de transformação 230/69 kV com capacidade 100/100 MVA.

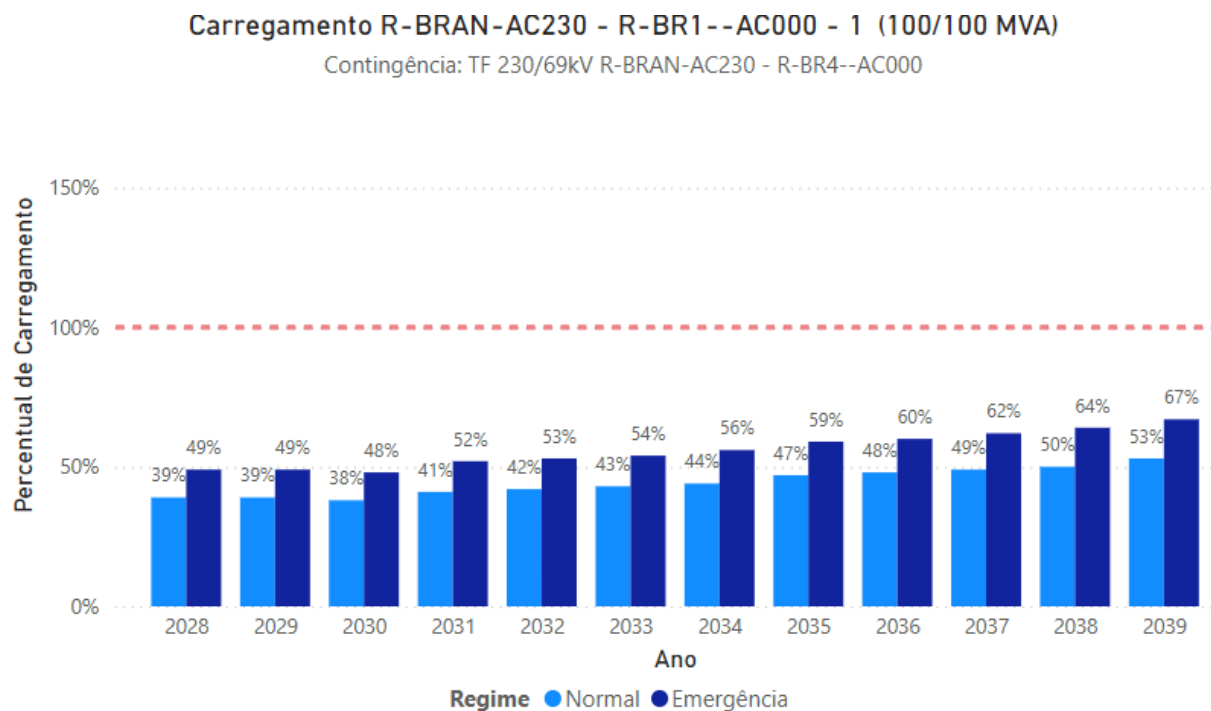


Figura 6-4 – Carregamentos nos transformadores de Rio Branco 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente

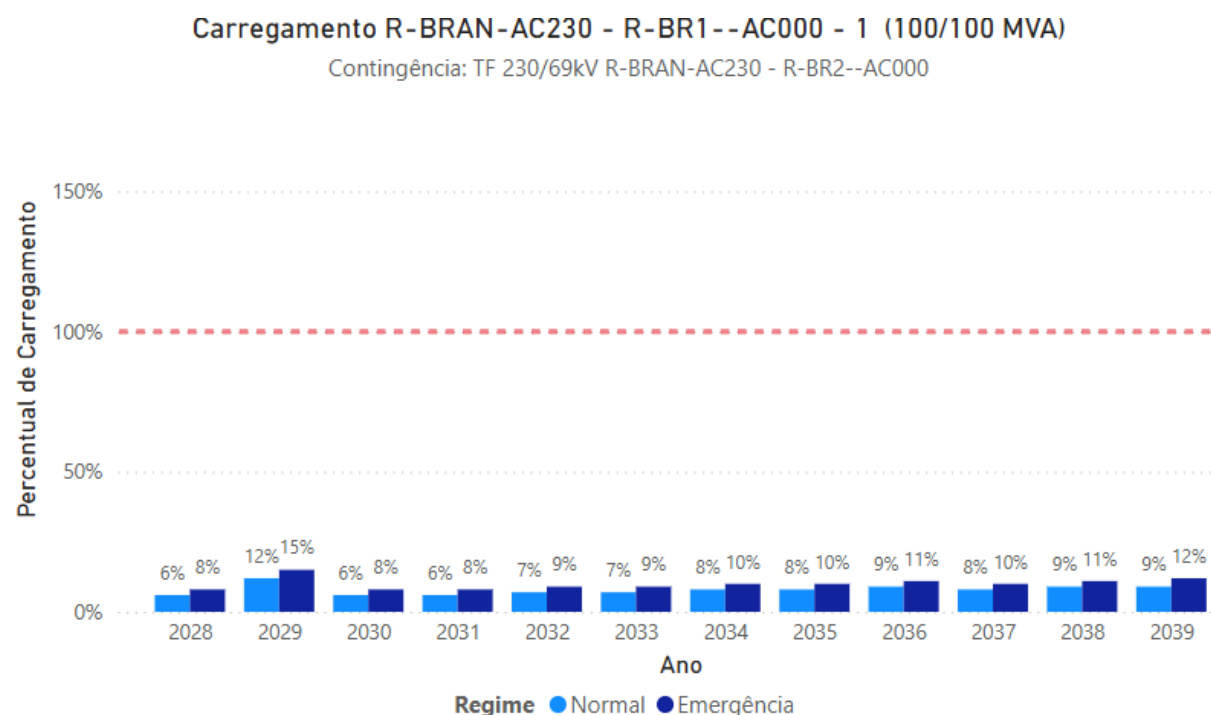


Figura 6-5 – Carregamentos nos transformadores de Rio Branco 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário exportação máxima

A Figura 6-4 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário de importação máxima coincidente descrito no Cenário 2a.

6.1.3.3 Transformação 230/138 kV – SE Rio Branco

O carregamento apresentado considera 2 unidades de transformação 230/138 kV com capacidade 55/55 MVA.

Carregamento R-BRAN-AC230 - R-BRA1-AC000 - 1 (55/55 MVA)

Contingência: TF 230/138kV R-BRAN-AC230 - R-BRA2-AC000

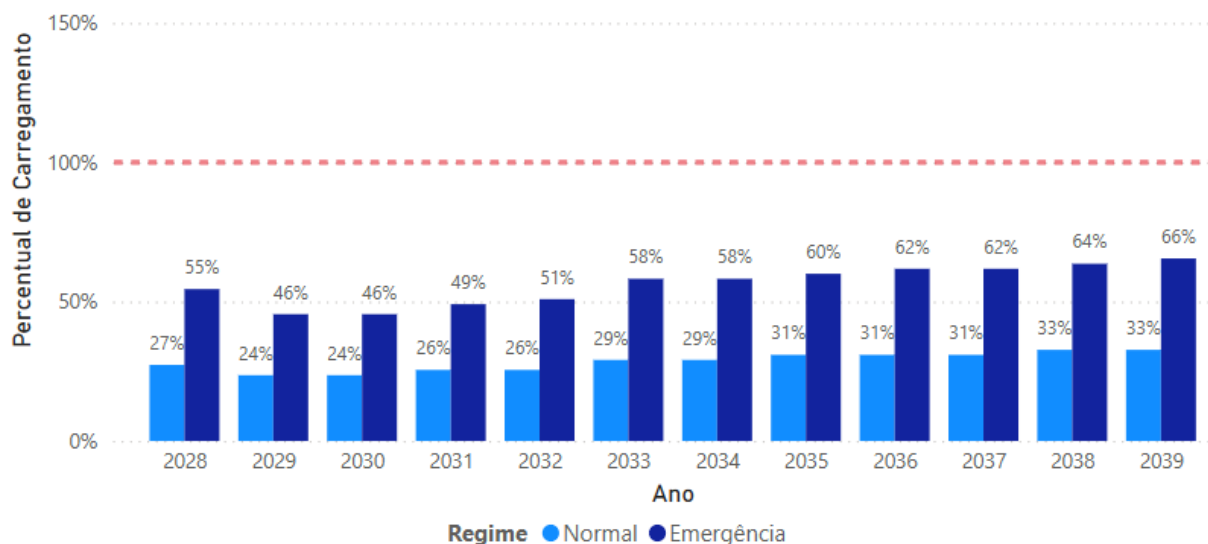


Figura 6-6 – Carregamentos nos transformadores de Rio Branco 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente

Carregamento R-BRAN-AC230 - R-BRA1-AC000 - 1 (55/55 MVA)

Contingência: TF 230/138kV R-BRAN-AC230 - R-BRA2-AC000

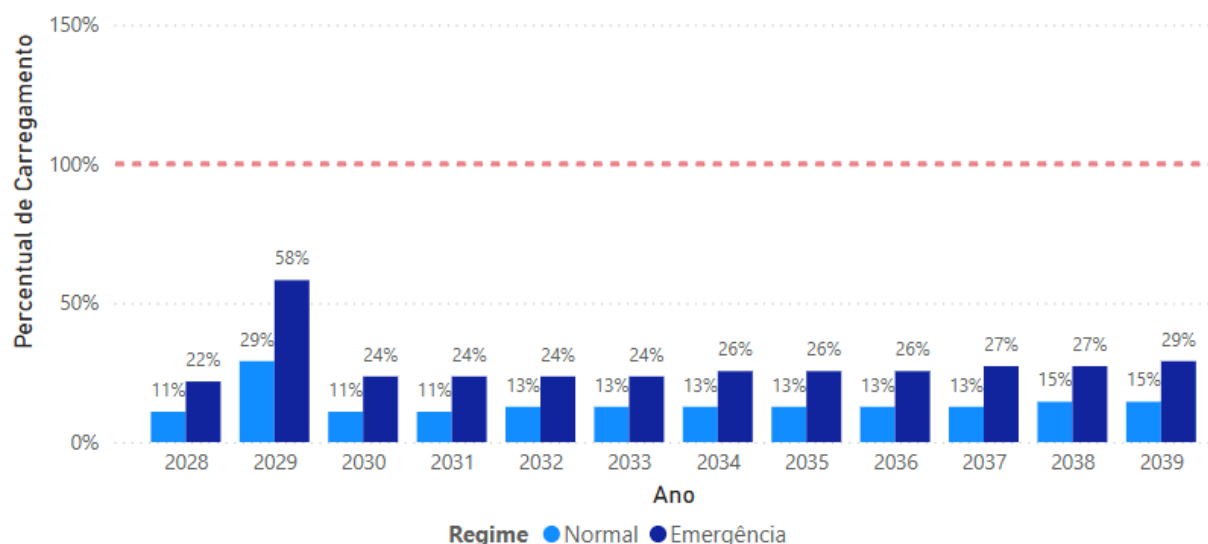


Figura 6-7 – Carregamentos nos transformadores de Rio Branco 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário exportação máxima

A Figura 6-6 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário de importação máxima coincidente descrito no Cenário 2a.

6.2 Estado de Rondônia

No estado de Rondônia, foi observada sobrecarga apenas na linha de transmissão 230 kV Pimenta Bueno – Vilhena. Em relação às sobrecargas nas transformações de rede básica de fronteira foram observadas sobrecargas nas SEs de Vilhena 1, Pimenta Bueno, SE Ji Paraná, SE Jaru1 e SE Abunã.

6.2.1 Comparação de PDs

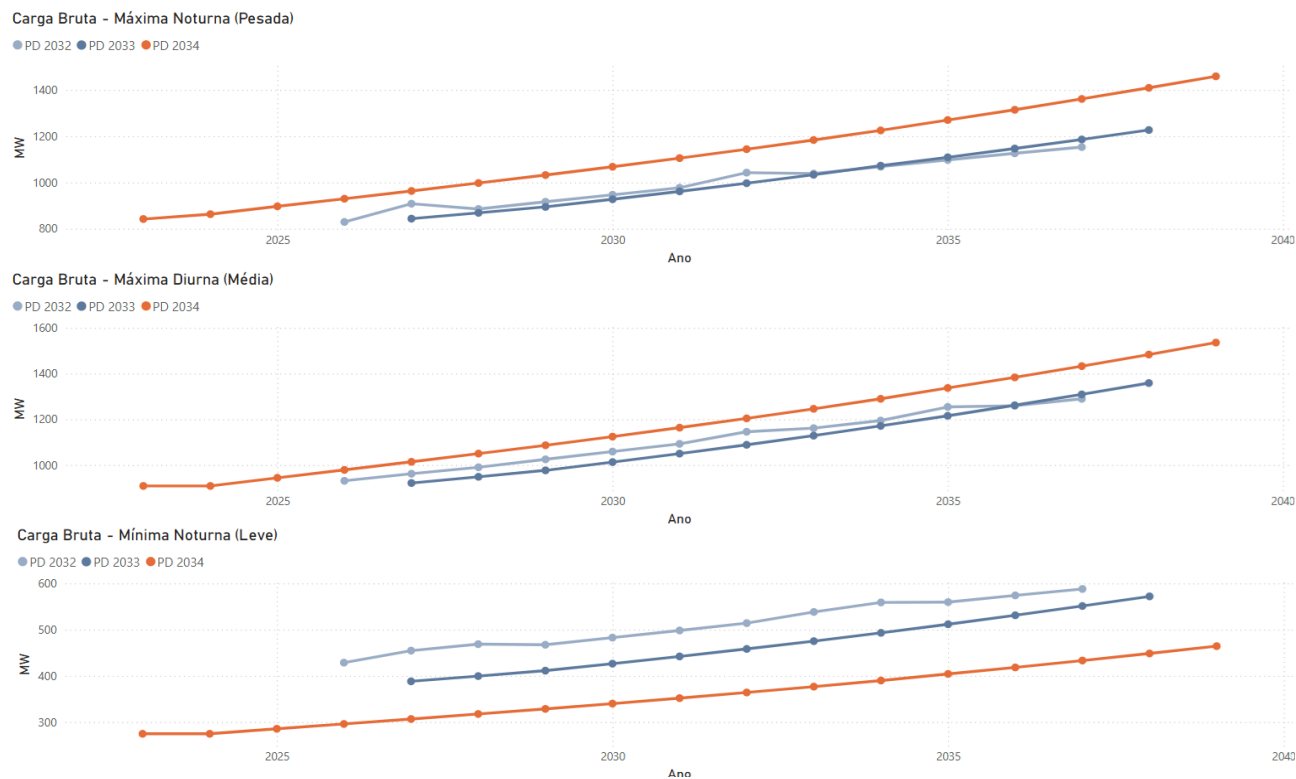


Figura 6-8 – Comparação das cargas projetadas para RO do PD atual e os 2 anteriores

O PD 2034 para o estado de Rondônia, com exceção do patamar de carga bruta na mínima noturna, considera as cargas acima das previstas nos PDs anteriores.

6.2.2 Desempenho das Linhas de Transmissão

6.2.2.1 LT 230 kV Pimenta Bueno – Vilhena

Carregamento P-BUEN-RO230 - VILHEN-RO230 - 1 (478/478 MVA)

Contingência: LT 230kV P-BUEN-RO230 - VILHEN-RO230 - C2

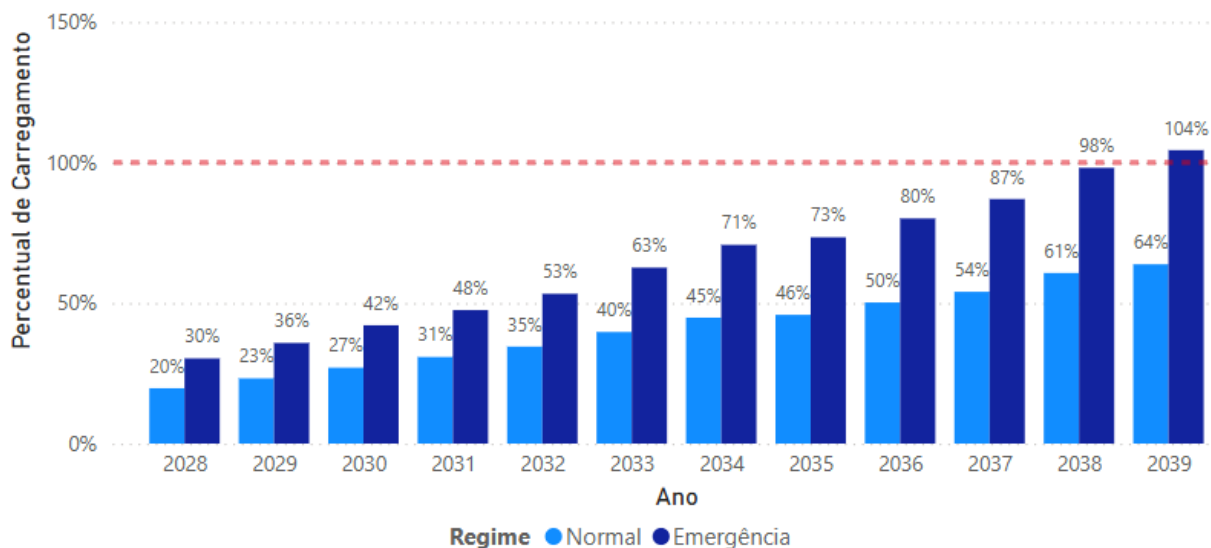


Figura 6-9 – LT Pimenta Bueno / Vilhena C1 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - Cenário importação máxima coincidente

Carregamento P-BUEN-RO230 - VILHEN-RO230 - 1 (478/478 MVA)

Contingência: LT 230kV P-BUEN-RO230 - VILHEN-RO230 - C2

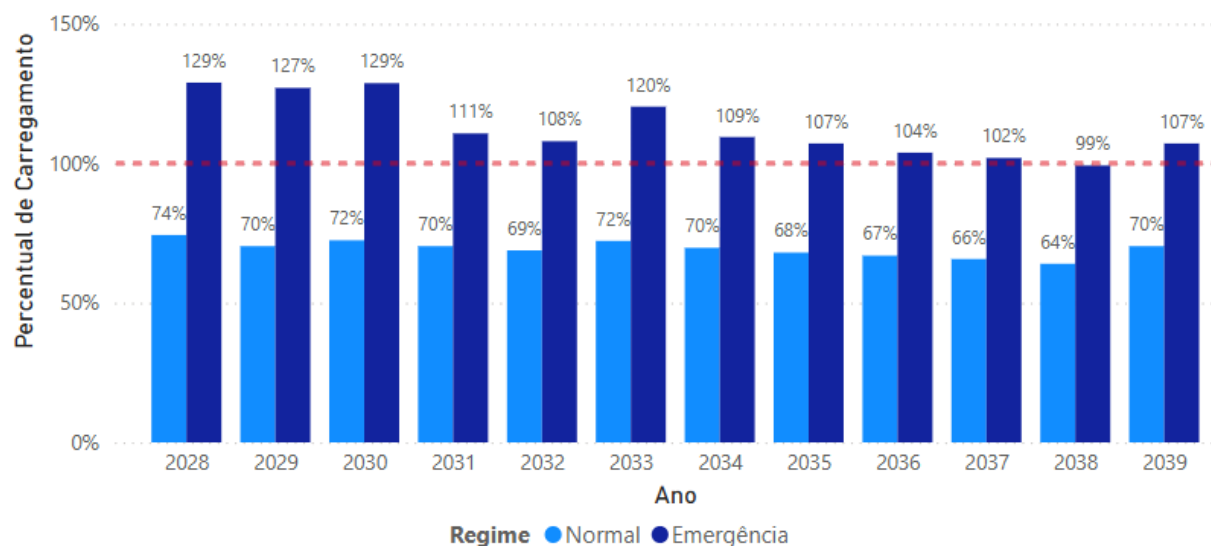


Figura 6-10 - LT Pimenta Bueno / Vilhena C1 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - Cenário exportação máxima

Carregamento P-BUEN-RO230 - VILHEN-RO230 - 1 (478/478 MVA)

Contingência: LT 230kV P-BUEN-RO230 - VILHEN-RO230 - C2

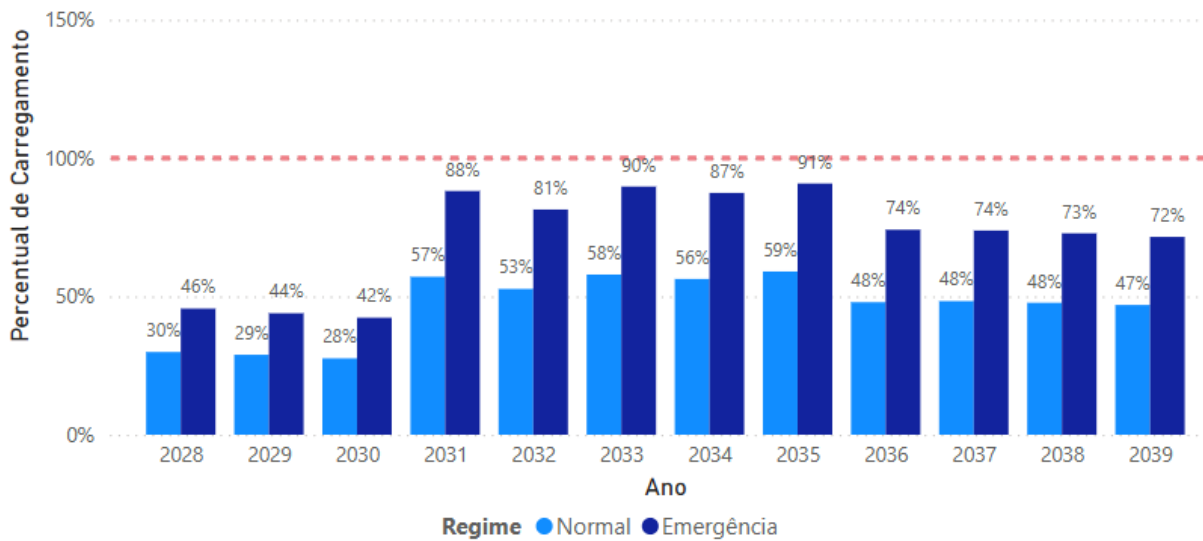


Figura 6-11 – LT Pimenta Bueno / Vilhena C1 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - Cenário exportação máxima reduzido

O comportamento do circuito 1 da linha de transmissão, cenário importação máxima coincidente (Cenário 2a), apresentou sobrecarga na contingência do circuito 2 de 494/622 MVA no final do horizonte. O mesmo circuito apresenta sobrecarga em todo o horizonte da Figura 6-10, cenário 1a, em regime de emergência, porém, com a redução da geração da região, respeitando-se os limites do FACRO, o circuito não apresentou sobrecarga no horizonte diagnosticado.

6.2.3 Desempenho dos Transformadores de Rede Básica de Fronteira

6.2.3.1 Transformação 230/69 kV - SE Vilhena 1

O carregamento apresentado considera 3 unidades de transformação com capacidades 60/60 MVA.

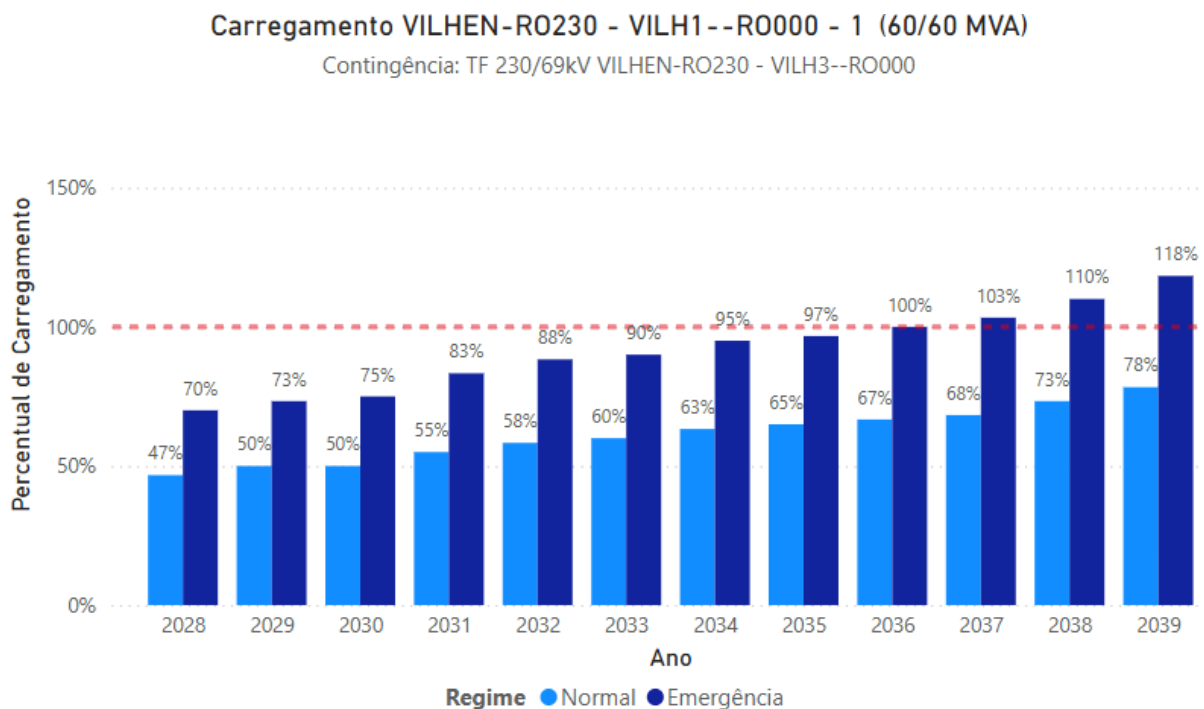


Figura 6-12 – Carregamentos nos transformadores de Vilhena 1 230/69 kV – Regime Normal e Contingências - Cenário importação máxima coincidente

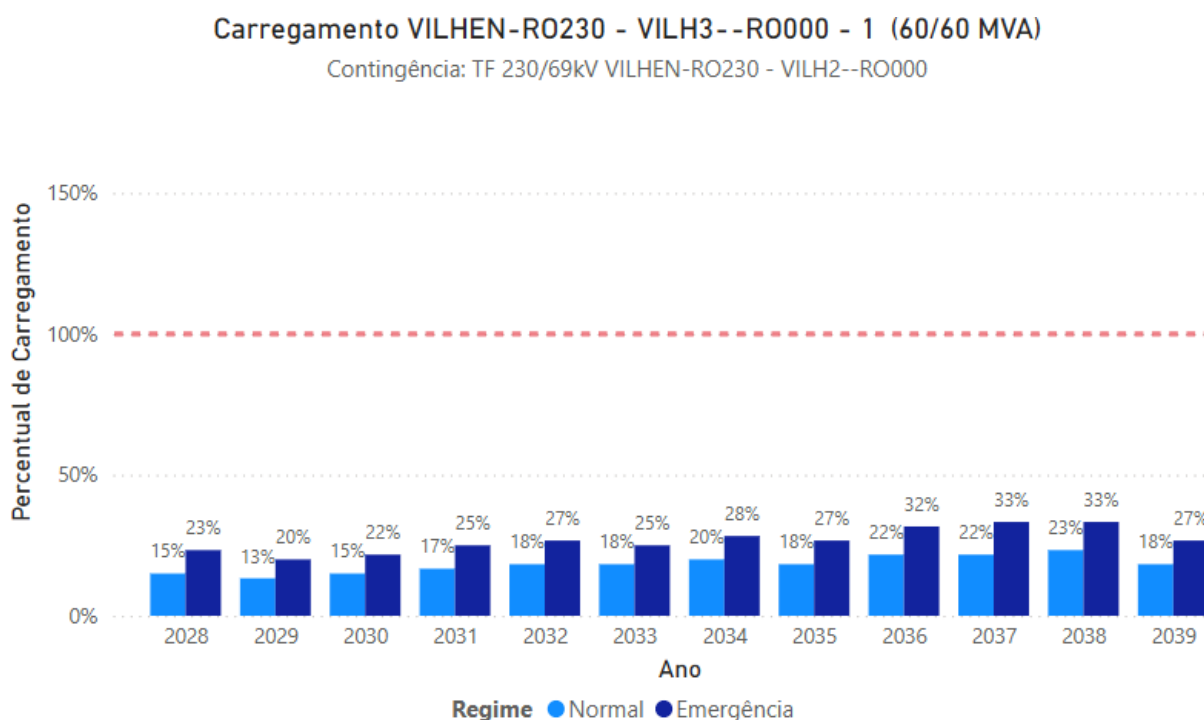


Figura 6-13 – Carregamentos nos transformadores de Vilhena 1 230/69 kV – Regime Normal e Contingências - Cenário exportação máxima

O máximo carregamento ocorre na emergência 230/69 kV de um dos transformadores paralelos de Vilhena 1, no cenário de importação máxima coincidente. No cenário de exportação máxima o carregamento da SE é bem reduzido.

6.2.3.2 Transformação 230/138 kV - SE Pimenta Bueno

A subestação dispõe de 3 unidades de transformação com capacidades 2x55/55 MVA e 1x55/66 MVA.

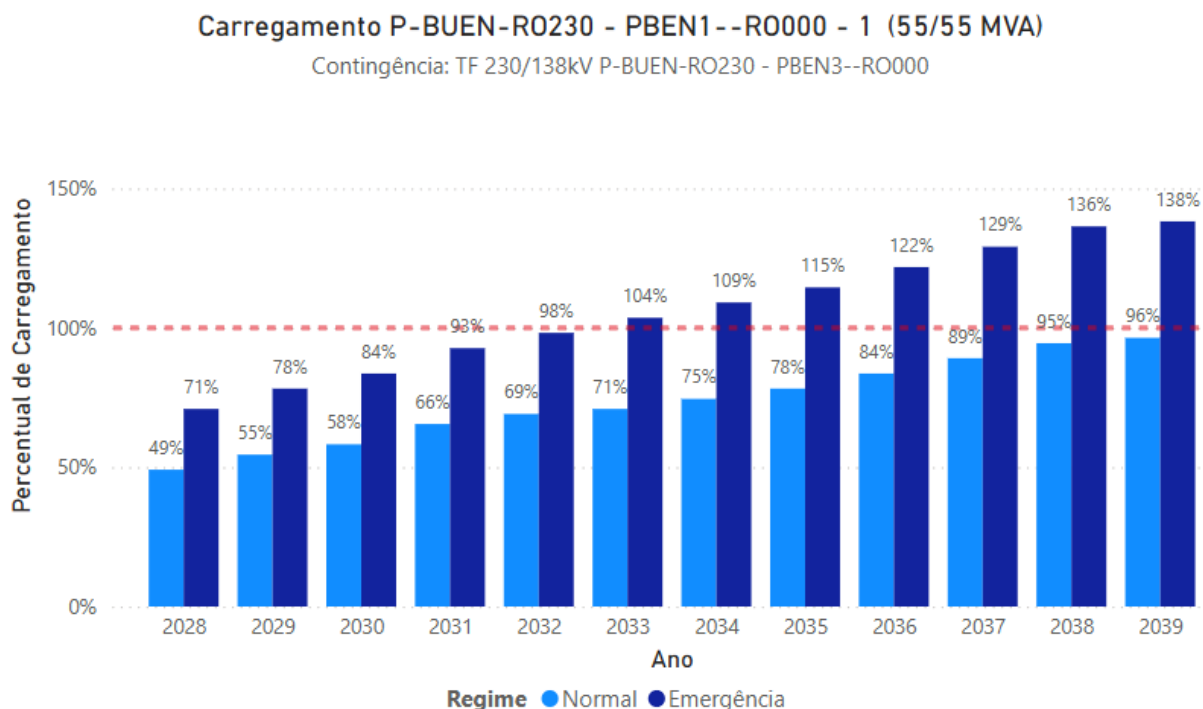


Figura 6-14 – Carregamentos nos transformadores de Pimenta Bueno 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente

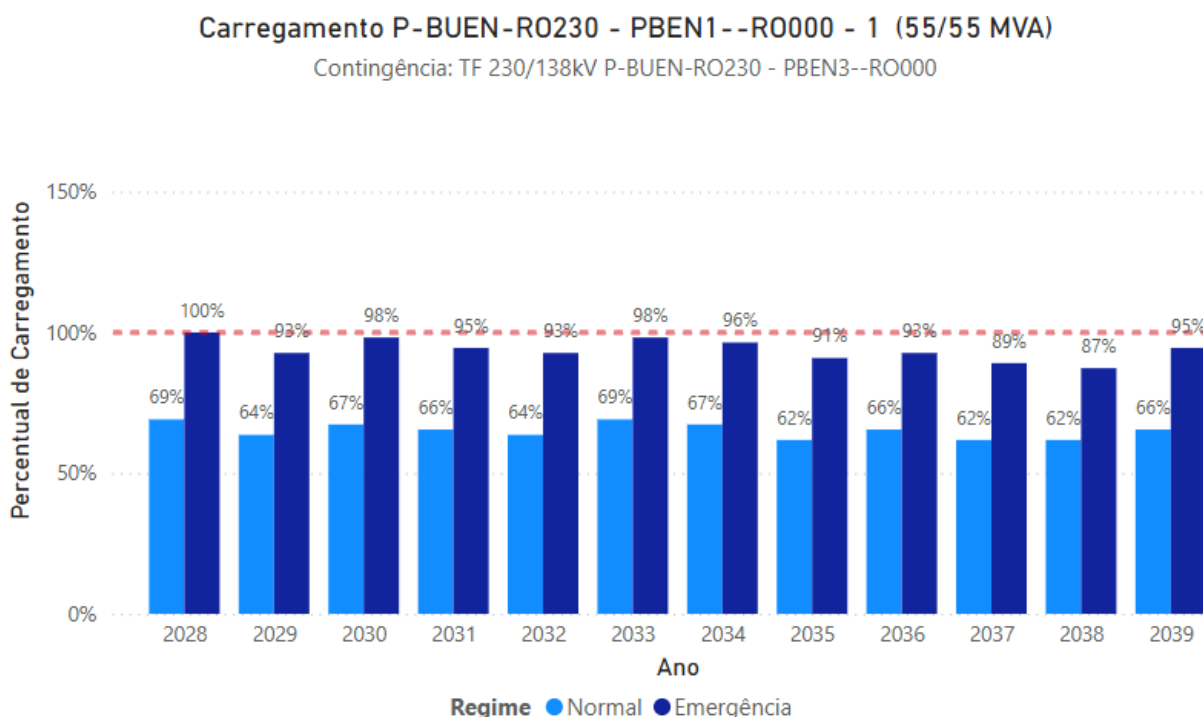


Figura 6-15 – Carregamentos nos transformadores de Pimenta Bueno 230/138 kV – Regime Normal e Contingências - Cenário exportação máxima

O carregamento máximo na transformação ocorre no cenário de importação máxima coincidente - Cenário 2a. Os transformadores têm sua capacidade de carregamento em contingência superada a partir de 2033.

6.2.3.3 Transformação 230/138/69 kV – SE Ji-Paraná

A subestação dispõe de três unidades de transformação 230/69 kV, sendo duas de 100/120 MVA e uma de 60/60 MVA, além de duas unidades de transformação 230/138 kV de 100 MVA, com a previsão de entrada de uma terceira unidade 230/138 kV de 100 MVA a partir de 2029.

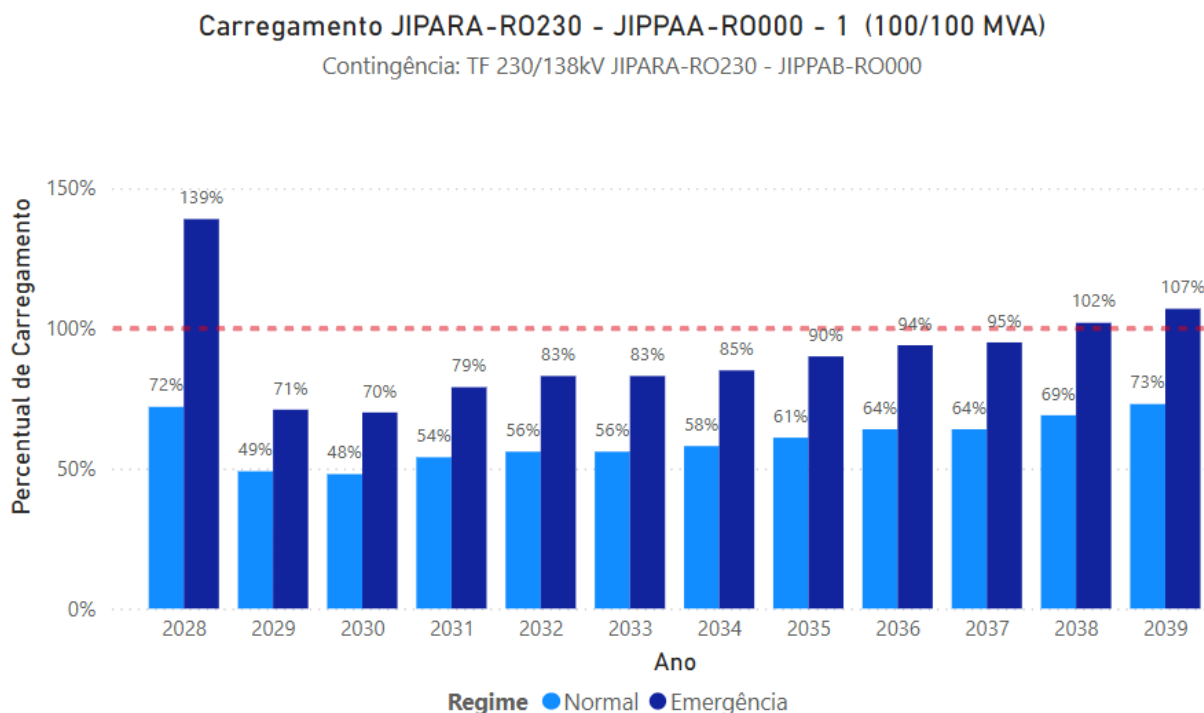


Figura 6-16 – Carregamentos nos transformadores de Ji-Paraná 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente

O cenário de exportação apresenta carregamento abaixo de 10% em regime normal e abaixo de 15% em regime de emergência em todo o horizonte.

A Figura 6-16 ilustra o pior comportamento da transformação 230/138 kV no cenário de importação máxima coincidente descrito no Cenário 2a. Os transformadores têm sua capacidade de carregamento em contingência superada a partir de 2038. A terceira unidade entra em operação em 2029.

6.2.3.4 Transformação 230/138/69 kV – SE Jaru 1

A subestação dispõe de 3 unidades de transformação 230/69 kV com capacidades 30/30 MVA, 1 unidade de transformação 230/138 kV com capacidade 50/60 MVA e 1 unidade de transformação 138/69 kV com capacidade 50/60 MVA.

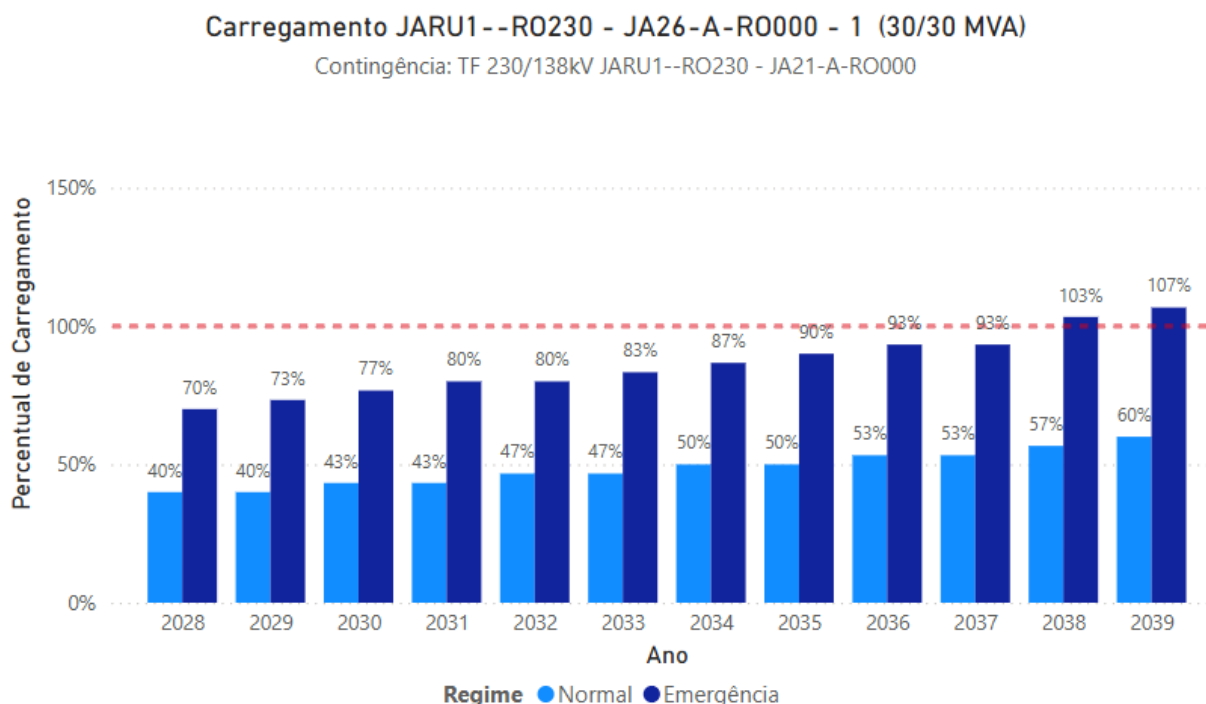


Figura 6-17 – Carregamentos nos transformadores de Jaru 1 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente

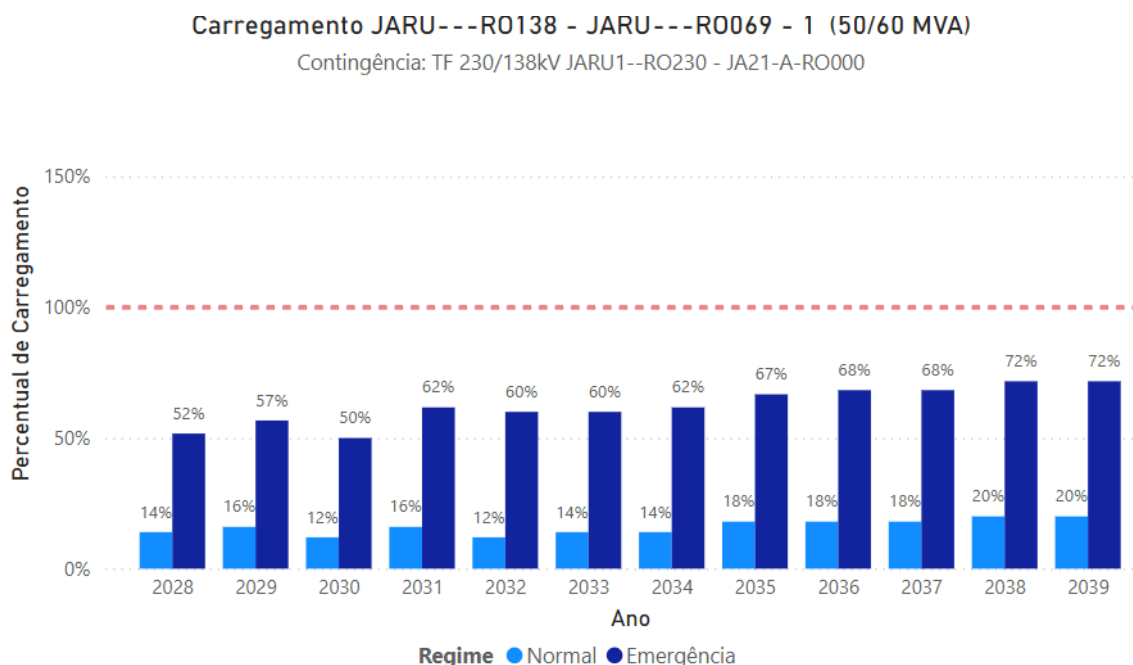


Figura 6-18 - Carregamentos nos transformadores de Jaru 1 138/69 kV – Regime Normal e Contingência – Cenário importação máxima coincidente

No cenário de exportação, os carregamentos ficam abaixo de 3% em regime normal e abaixo de 10% em regime de emergência em todo o horizonte.

--No cenário de importação máxima coincidente, não ocorre sobrecarga nos transformadores de Jaru em regime permanente. A partir de 2038, na contingência de um banco transformador

230/69, ocorre sobrecarga marginal nos transformadores 230/69 kV remanescente. Na perda do transformador 230/138 kV, o carregamento do transformador 138/69 kV permanece adequado.

6.2.3.5 Transformação 230/69 kV - SE Porto Velho

As 5 unidades de transformação da SE têm capacidades 4x100/105+1x150/180 MVA.

Carregamento PVELHO-RO230 - PVE--A-RO000 - 1 (100/105 MVA)

Contingência: 5ºTF 230/69kV PVELHO-RO230 - PVELHO-RO069

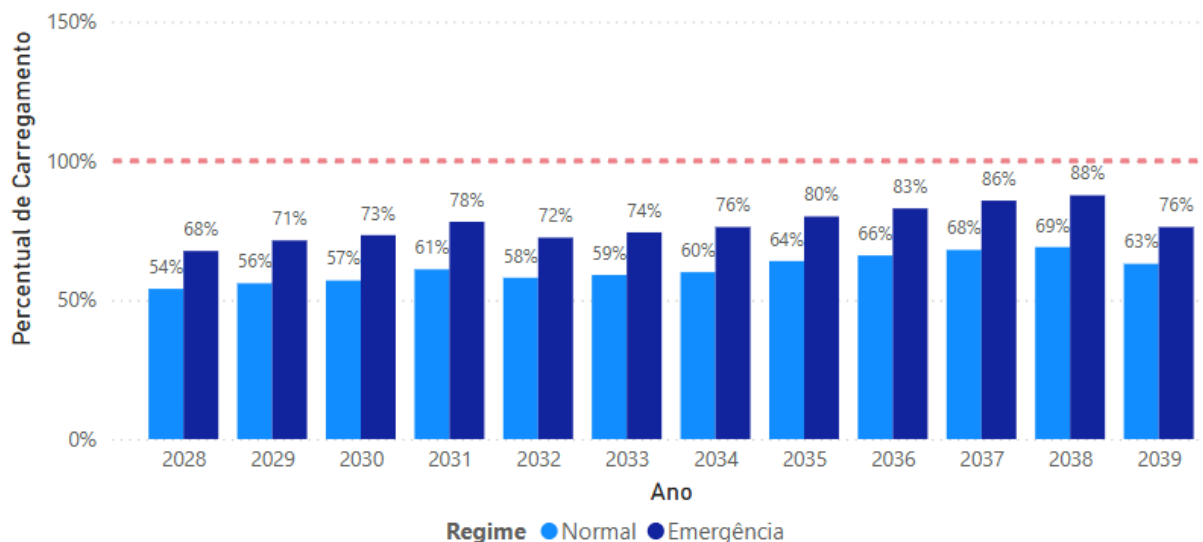


Figura 6-19 – Carregamentos nos transformadores de Porto Velho 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente

A SE Porto Velho não apresenta sobrecargas ao longo do período e, em especial, a partir de 2039, apresenta redução em seu carregamento em função da entrada de 2 transformadores 230/69 kV em Caladinho.

6.2.3.6 Transformação 230/138 kV - SE Abunã

Em Abunã estão instaladas 2 unidades de transformação com capacidade 55/55MVA cada.

Carregamento ABUNA--RO230 - ABUN2--RO000 - 1 (55/55 MVA)

Contingência: TF 230/138kV ABUNA--RO230 - ABUNA--RO000

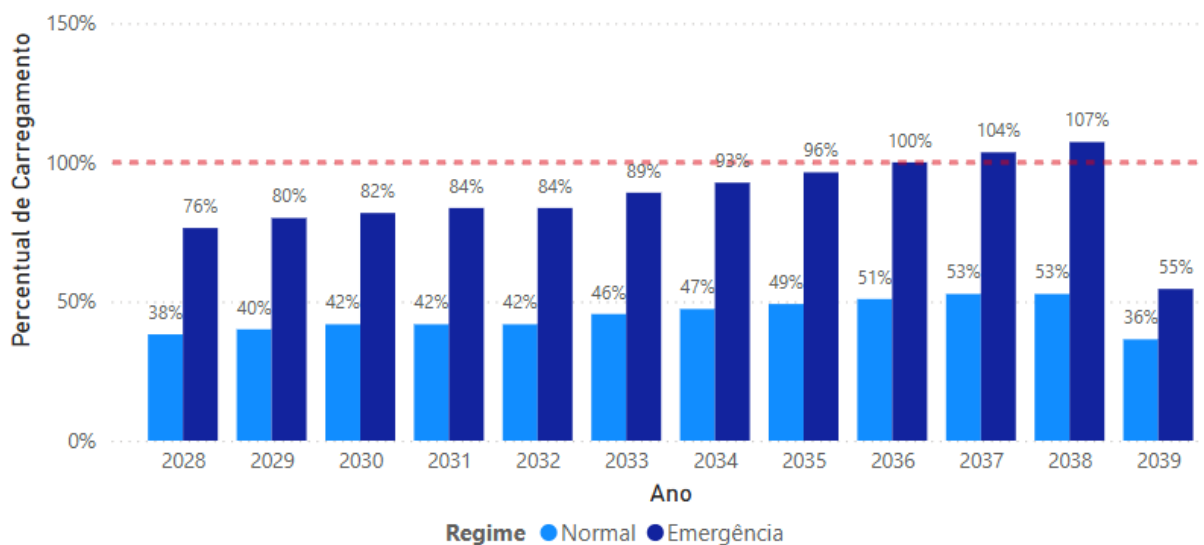


Figura 6-20 – Carregamentos nos transformadores de Abunã 230/138 kV – Regime Normal e Contingência – Cenário importação máxima coincidente

O máximo carregamento em emergência ocorre na contingência 230/138 kV na subestação de Abunã. A Figura 6-20 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário de importação máxima coincidente. A partir de 2039, ocorre redução em seu carregamento em função da entrada da 3ª transformação 230/138 kV, de forma referencial.

6.2.4 Desempenho regional em Contingências Duplas

Os gráficos a seguir mostram o desempenho do sistema durante as principais contingências duplas de LTs em Rondônia.

6.2.4.1 Contingência Dupla LT 230 kV Jauru – Vilhena C1 e C2

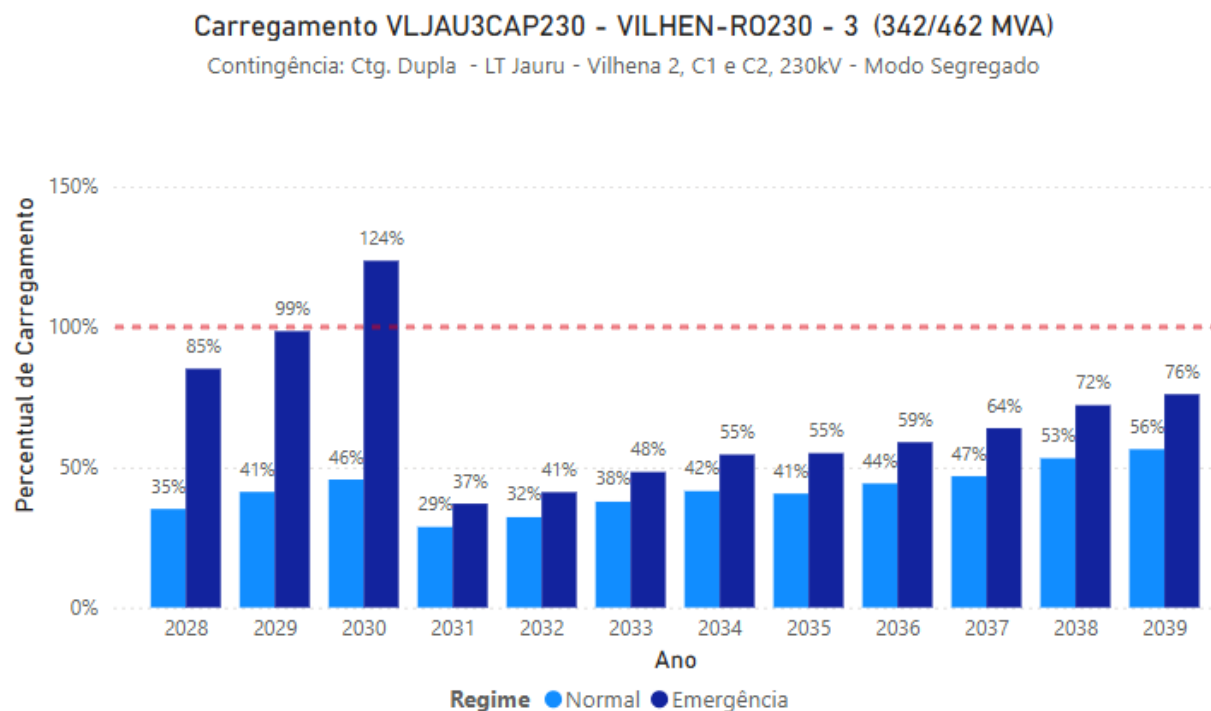


Figura 6-21 – LT Jauru / Vilhena C3 230 kV – Regime Normal e Perda dupla LT Paralela - Cenário importação máxima coincidente

Ocorre sobrecarga no C3 até a entrada em operação da LT 500 kV Jauru – Vilhena em 2031.

6.2.4.2 Contingência Dupla na LT 230 kV Coletora – Porto Velho/Caladinho

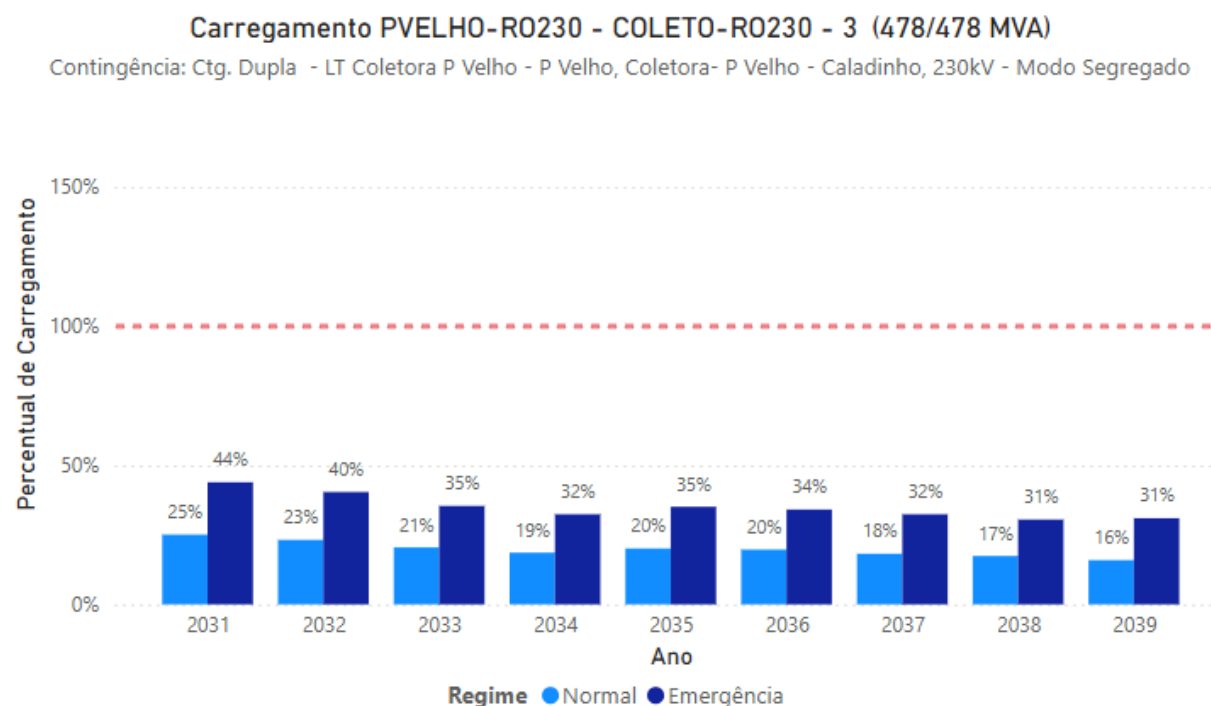


Figura 6-22 – LT Porto Velho / Coletora C3 230 kV – Regime Normal e Perda dupla LT Paralela - Cenário importação máxima coincidente

Não ocorre sobrecarga nessa contingência.

6.2.4.3 Contingência Dupla 230 kV Porto Velho - Samuel

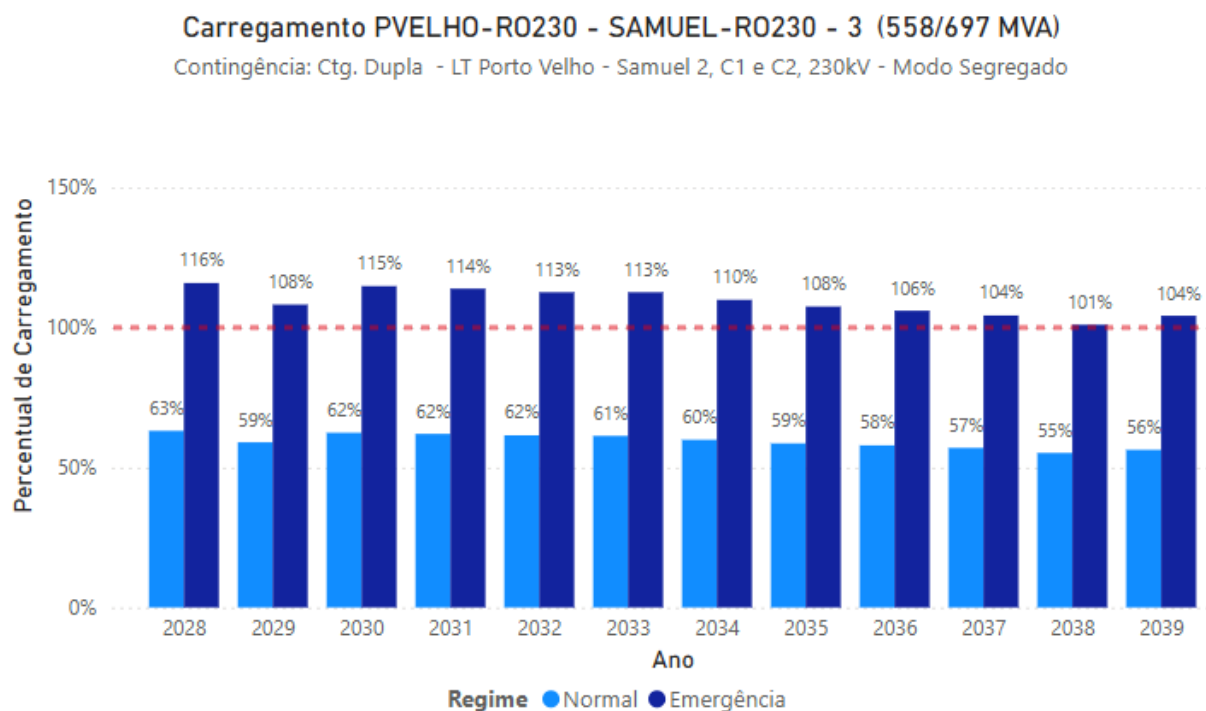


Figura 6-23 – LT Porto Velho / Samuel C3 230 kV – Regime Normal e Perda dupla LT Paralela - Cenário exportação máxima

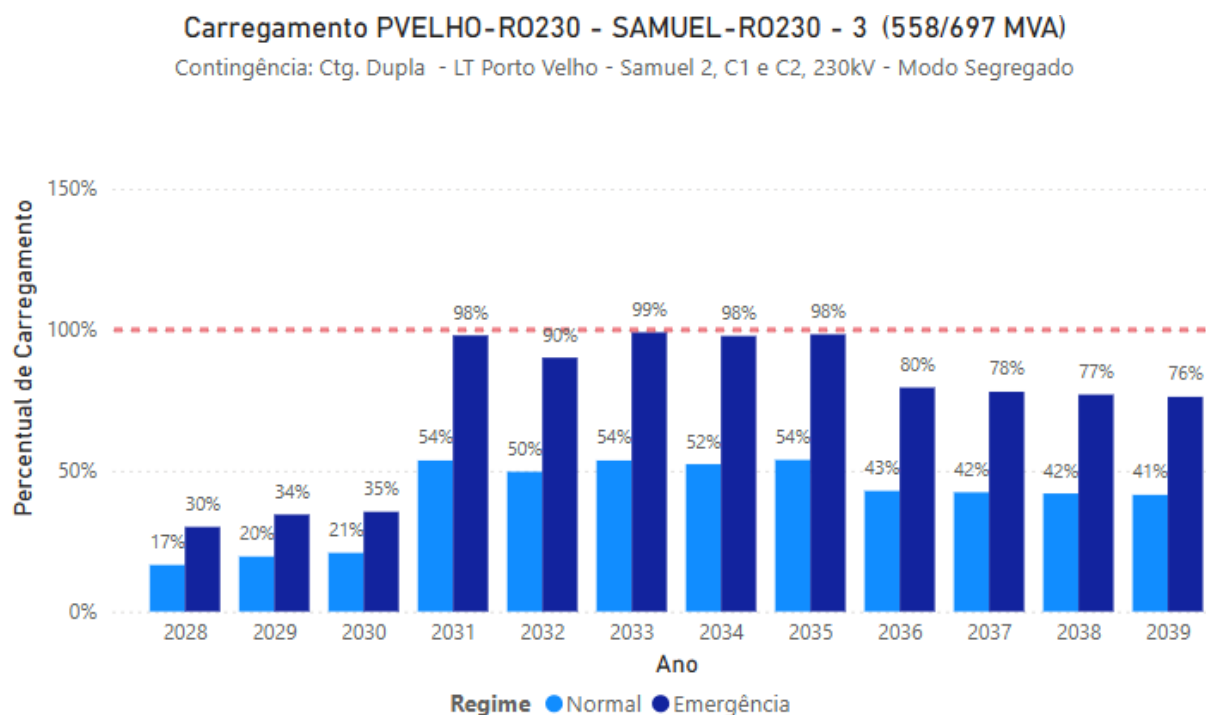


Figura 6-24 – LT Porto Velho / Samuel C3 230 kV – Regime Normal e Perda dupla LT Paralela - Cenário exportação máxima reduzido

A perda dupla da LT 230 kV Samuel – Porto Velho causa sobrecarga na linha remanescente em todo o período no cenário de máxima exportação; a redução no despacho para que o FMT em vigor não seja ultrapassado elimina a sobrecarga, entretanto o carregamento em contingência é crítico de 2031 a 2035.

6.3 Estado do Mato Grosso

6.3.1 Comparação de PDs

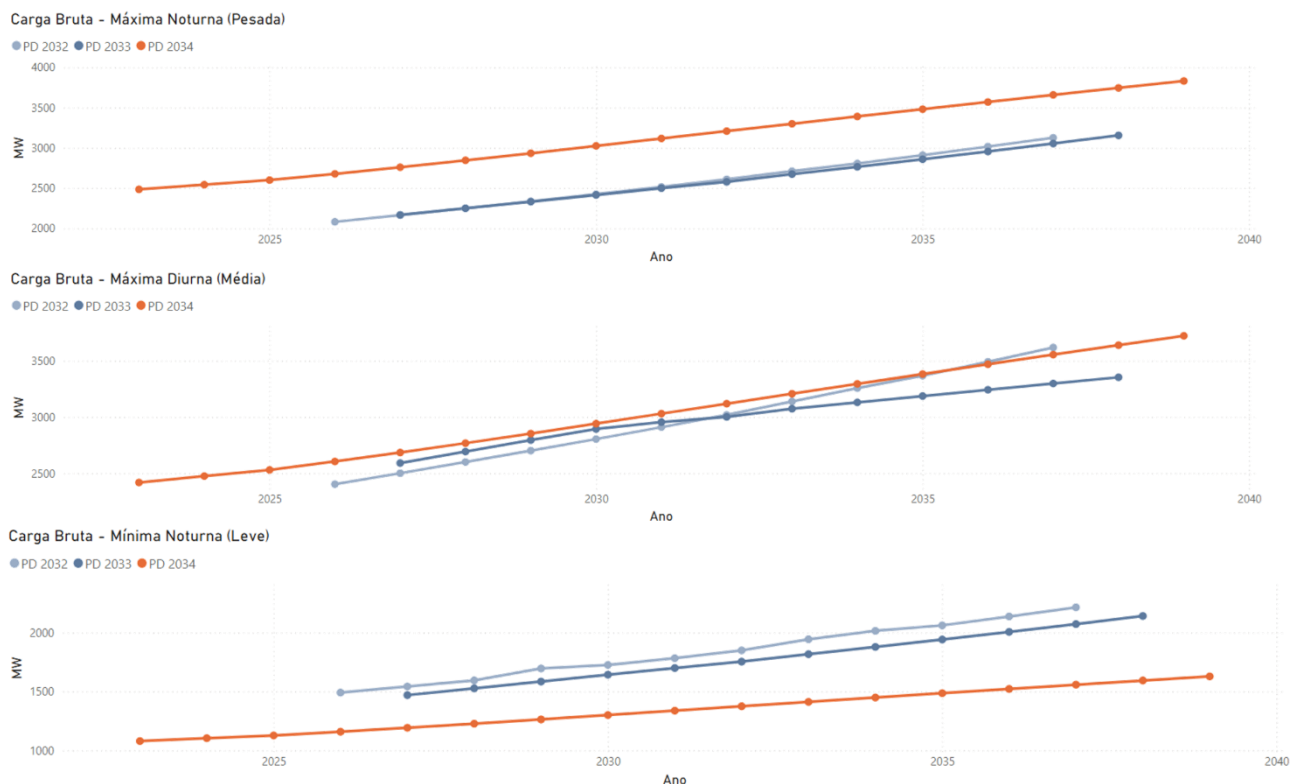


Figura 6-25 – Comparação das cargas projetadas para o MT do PD atual e os 2 anteriores

As cargas do estado do Mato Grosso são inferiores às dos ciclos anteriores do PD, exceto no patamar de máxima noturna.

6.3.2 Desempenho das Linhas de Transmissão

O desempenho das linhas de transmissão de rede básica, em regime normal e durante contingências, apresenta sobrecarga nas linhas a partir da SE de Rondonópolis e no eixo 230 kV composto pelas linhas Sinop – UTE Sorriso – Sorriso. Também foram identificados problemas significativos de tensão na região do 500 kV de Cuiabá, tanto em regime normal quanto na contingência da perda da LT 500 kV Cuiabá – Ribeirãozinho. No cenário FMT máximo sem redução de despacho, o sistema já requer suporte reativo adicional mesmo sob condição de regime normal.

6.3.2.1 Capacitor série da LT 230 kV Barra do Peixe – Rondonópolis

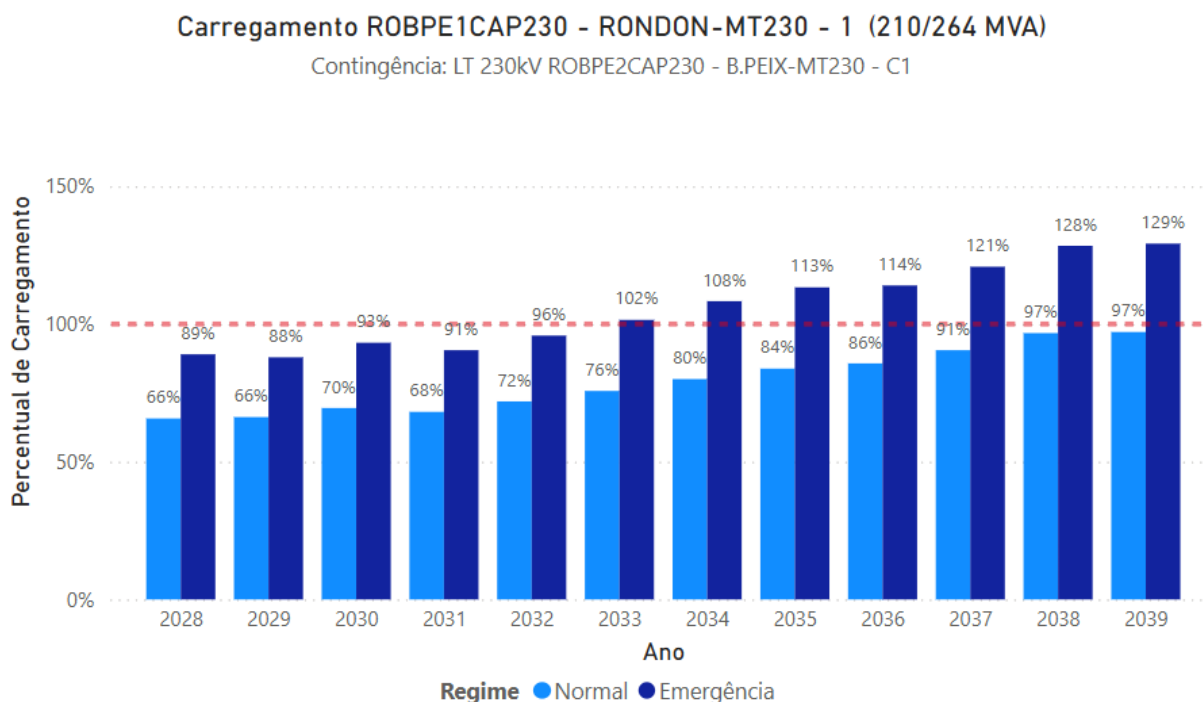


Figura 6-26 – Capacitor Série da LT Barra do Peixe / Rondonópolis 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela – Cenário importação máxima coincidente

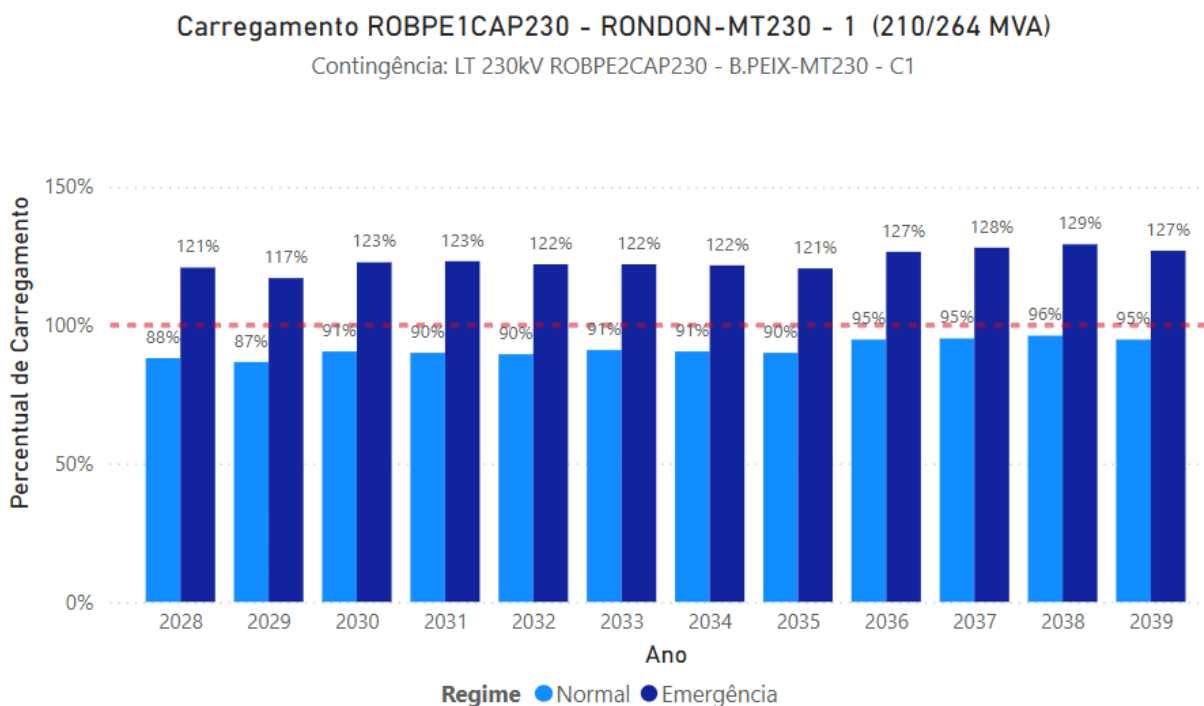


Figura 6-27 – Capacitor Série da LT Barra do Peixe / Rondonópolis 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela – Cenário exportação máxima

Carregamento ROBPE1CAP230 - RONDON-MT230 - 1 (210/264 MVA)

Contingência: LT 230kV ROBPE2CAP230 - B.PEIX-MT230 - C1

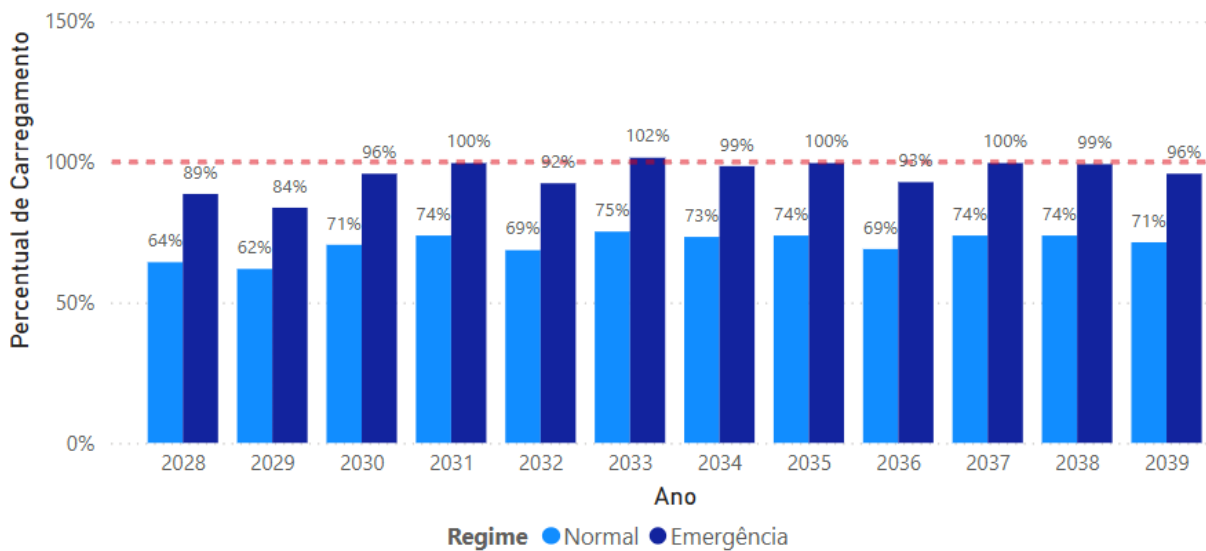


Figura 6-28 – Capacitor Série da LT Barra do Peixe / Rondonópolis 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela – Cenário exportação máxima reduzida

A linha de transmissão 230 kV Barra do Peixe – Rondonópolis circuito 1 com compensação série, tem capacidade de transmissão limitada (230/270 MVA) em função dos capacitores série da linha.

As figuras mostram sobrecarga na LT 230 kV Barra do Peixe – Rondonópolis/capacitor série a partir de 2033, no cenário de importação máxima coincidente, e em todo o período, no cenário de exportação máxima; com a redução do despacho para adequar aos limites de FACRO e FMT, o carregamento ainda é muito elevado na perda da LT paralela, mas não chega a violar os limites de carregamento.

6.3.2.2 LT 230 kV Sinop – UTE Sorriso – Sorriso

Carregamento SORRIS-MT230 - SINOP--MT230 - 2 (279/349 MVA)

Contingência: LT 230kV SORRIS-MT230 - UTESOR-MT230 - C1

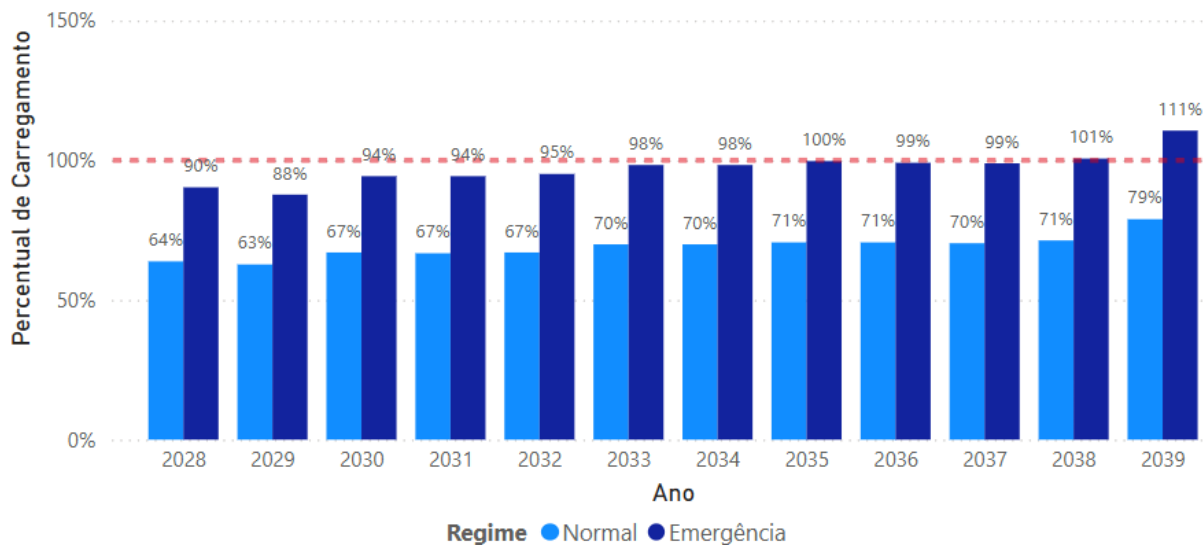


Figura 6-29 – LT Sinop / UTE Sorriso 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Sinop / Sorriso 230 kV – Cenário exportação máxima

Carregamento SORRIS-MT230 - SINOP--MT230 - 2 (279/349 MVA)

Contingência: LT 230kV SORRIS-MT230 - UTESOR-MT230 - C1

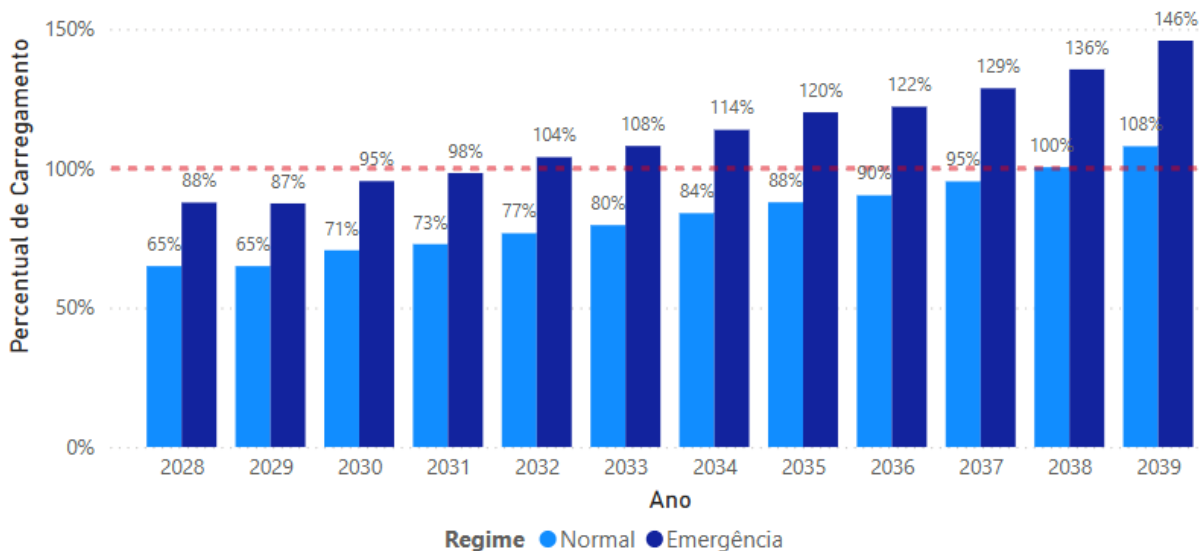


Figura 6-30 – LT Sinop / UTE Sorriso 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Sinop / Sorriso 230 kV – Cenário importação máxima coincidente

Carregamento SORRIS-MT230 - SINOP--MT230 - 2 (279/349 MVA)

Contingência: Regime Normal

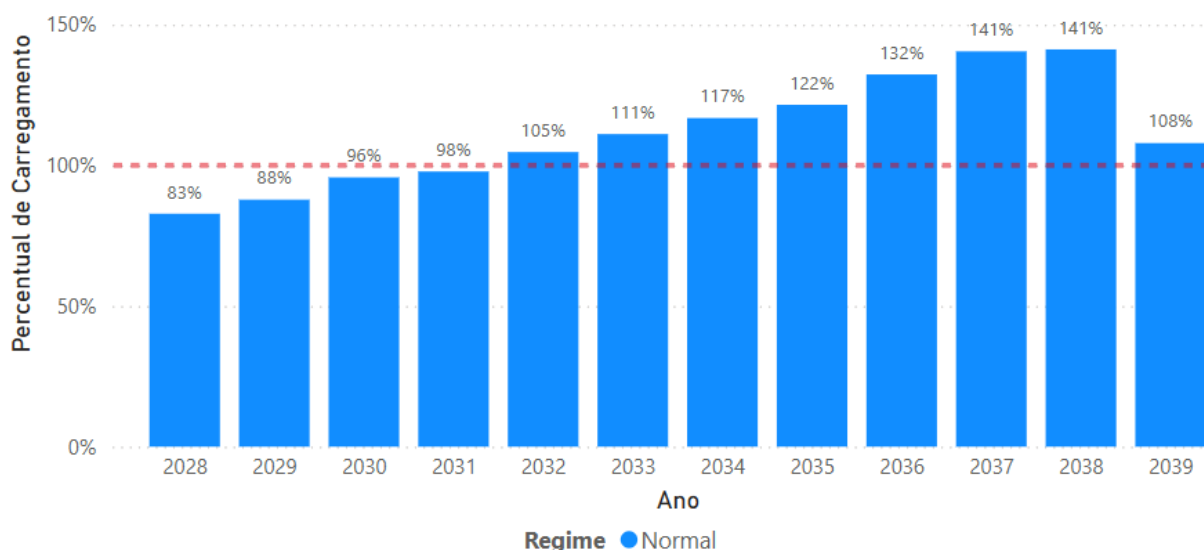


Figura 6-31 – LT Sinop / UTE Sorriso 230 kV – Regime Normal – Cenário importação máxima não coincidente

A perda da LT 230 kV Sorriso – UTE Sorriso acarreta sobrecarga marginal no final do período no cenário de máxima exportação, a partir de 2032 no cenário de máxima importação e em regime normal a partir de 2032 no cenário 2b, onde cargas de irrigação são representadas, sem ser possível obter resultados na perda da LT, em todo o horizonte da análise.

6.3.2.3 LT 500kV Cuiabá – Ribeirãozinho

Carregamento CUIABA-MT500 - RIBEIR-MT500 - 1 (2460/2460 MVA)

Contingência: Regime Normal

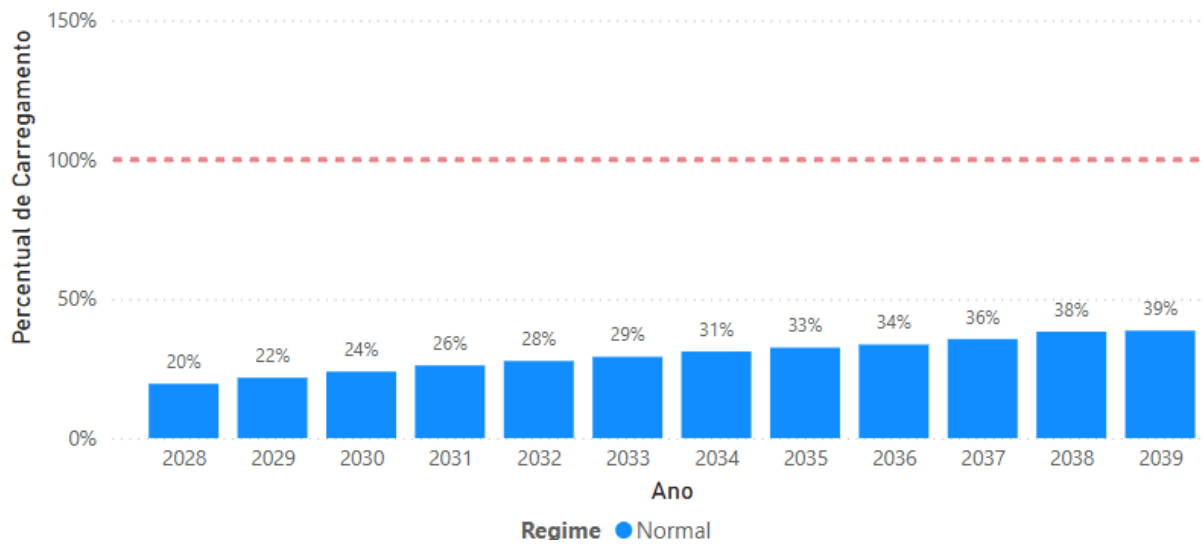


Figura 6-32 – LT Cuiabá / Ribeirãozinho 500 kV – Regime Normal – Cenário importação máxima coincidente

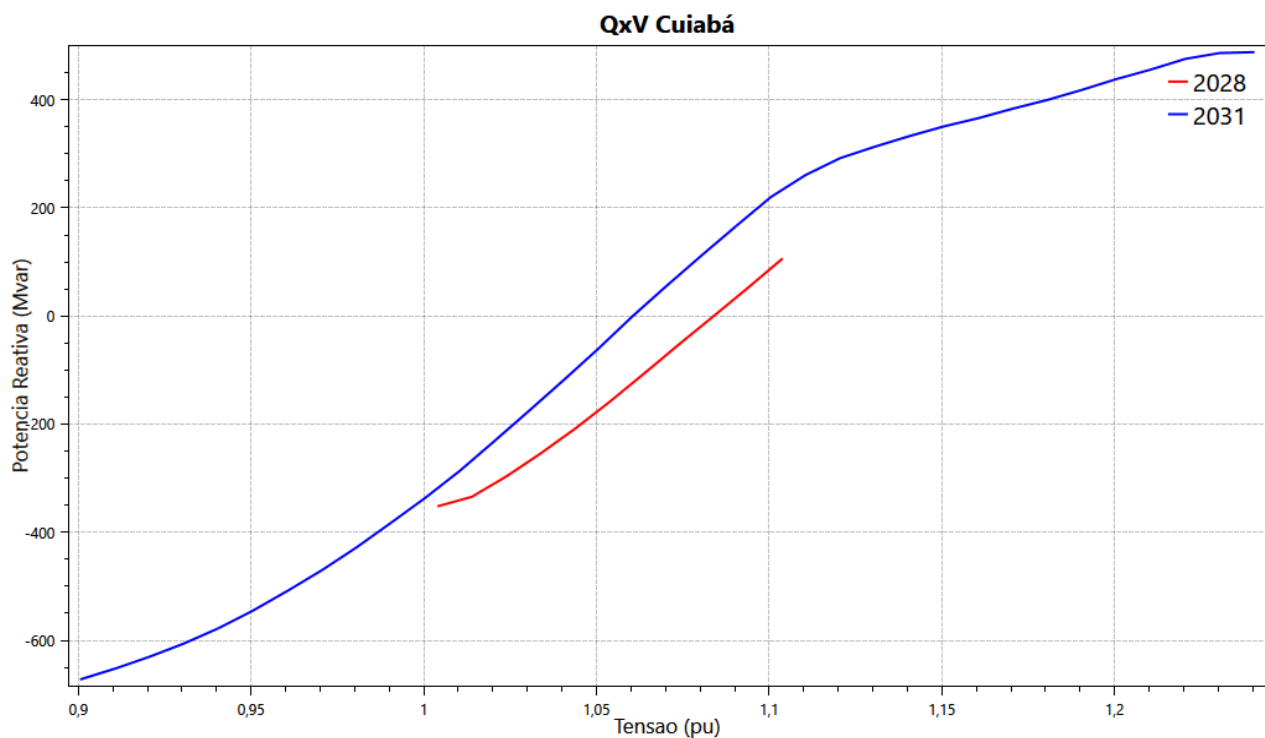


Figura 6-33 – Curva QxV da barra 500kV de Cuiabá em regime normal

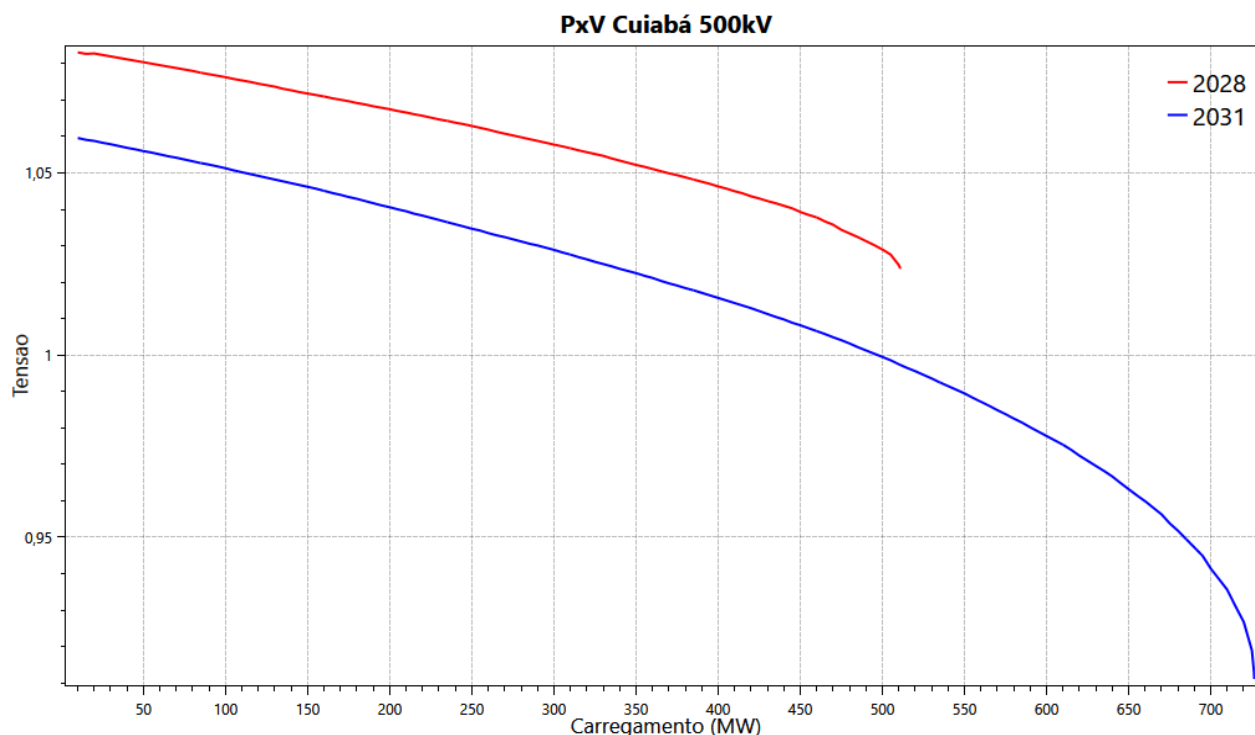


Figura 6-34 – Curva PxV da barra 500kV de Cuiabá em regime normal

A Rede Básica do Mato Grosso apresenta sérios problemas de tensão na perda da LT 500kV Cuiabá – Ribeirãozinho C2 de maior capacidade, indicando que, sem reforço no eixo, a simulação da perda dessa LT provoca condições insustentáveis de tensão. A Figura 6-32 mostra o carregamento em regime normal, único possível para se visualizar as condições do sistema.

De acordo com as curvas Q×V e P×V, obtidas em regime normal de operação, a entrada da SE Cuiabá Norte pode ser o motivo para aumentar a flexibilidade operativa da região. As curvas indicam que existe margem para acréscimo de carga de até 100 MW a partir de 2031 com a entrada em operação da SE de Cuiabá Norte e ausência de necessidade imediata de potência reativa no cenário de máxima importação coincidente. No entanto, essas análises não consideram situações de contingência, ou seja, que evidenciam os principais problemas de desempenho — especialmente na área de Cuiabá, cujas curvas associadas a contingências não convergiram.

Assim, os resultados reforçam que a implantação da SE, embora positiva, é medida insuficiente para garantir a operação segura e confiável do sistema, sendo imprescindível a implementação de reforços adicionais no eixo de 500 kV.

A contingência da LT Cuiabá - Ribeirãozinho só pode ser visualizada simulando-se com uma compensação reativa variável de grande porte em Cuiabá.

6.3.3 Desempenho dos Transformadores da Rede Básica e Fronteira

6.3.3.1 Transformação 500/230 kV - SE Ribeirãozinho

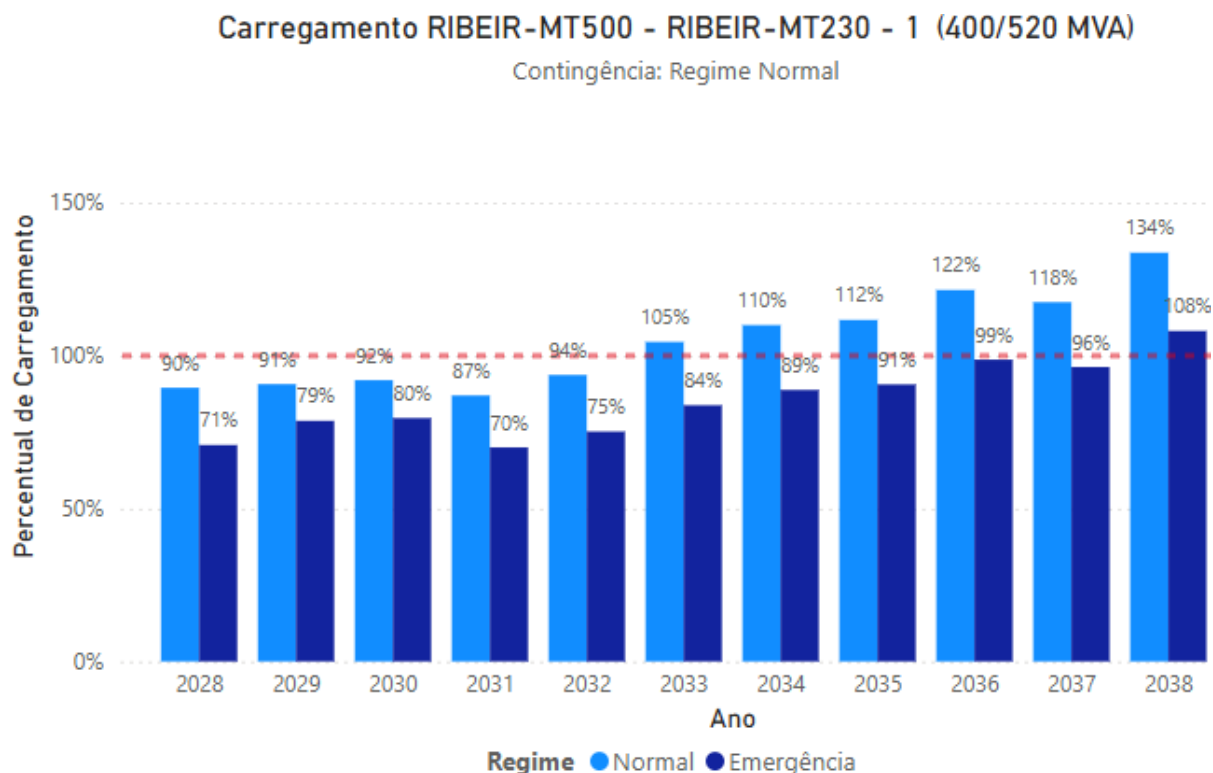


Figura 6-35 – Carregamento no transformador de Ribeirãozinho 500/230 kV – Regime Normal e sob Contingência do TR 500/230 kV de Cuiabá– Cenário importação máxima não coincidente

O transformador único de 500/230 kV, 400/520 MVA apresenta sobrecarga em regime normal a partir de 2033, no cenário de importação máxima não coincidente. Não foram observadas sobrecargas nos outros cenários analisados.

A pior contingência no cenário de máxima importação não coincidente é na falta do TR 500/230 kV de Cuiabá. Nesta contingência há sobrecarga no único transformador de Ribeirãozinho a partir de 2038.

6.3.3.2 Transformação 500/230 kV - SE Sinop

Na SE Sinop estão instaladas 2 unidades de transformação 500/230 kV com capacidade 400/480 MVA e de 3 unidades de transformação 230/138 kV com capacidade 100/102MVA.

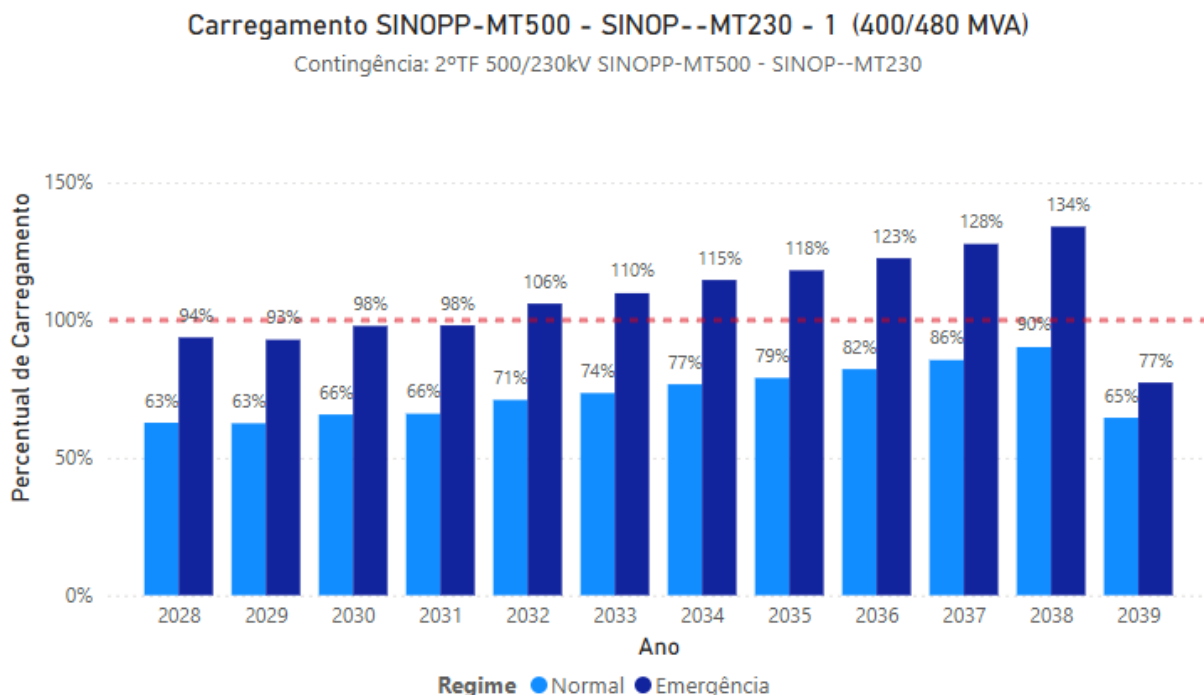


Figura 6-36 – Carregamentos nos transformadores de Sinop 500/230 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente

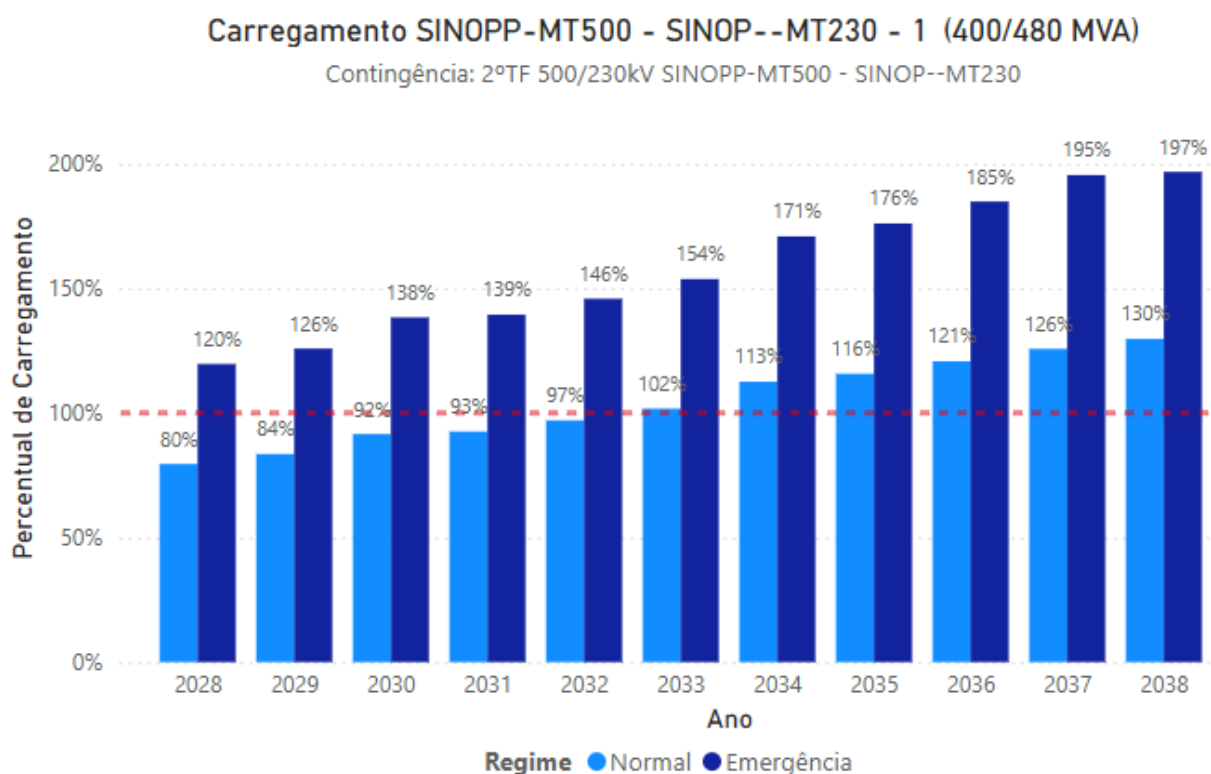


Figura 6-37 – Carregamentos nos transformadores de Sinop 500/230 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente

A Figura 6-36, cenário de importação máxima coincidente, mostra sobrecargas em emergência na perda do transformador em paralelo, incluindo-se de forma referencial o 3º banco de transformadores monofásicos em 2039 para solucionar o problema de sobrecargas. No cenário mais crítico, com as- cargas não coincidentes representadas (Cenário 2b) a capacidade de carregamento

em regime de emergência é superada em todo o horizonte até 2038 e em regime normal a partir de 2033.

6.3.3.3 Transformação 230/138 kV - SE Brasnorte

A se Brasnorte possui apenas uma unidade de transformação 230/138 kV com capacidade 100/100 MVA.

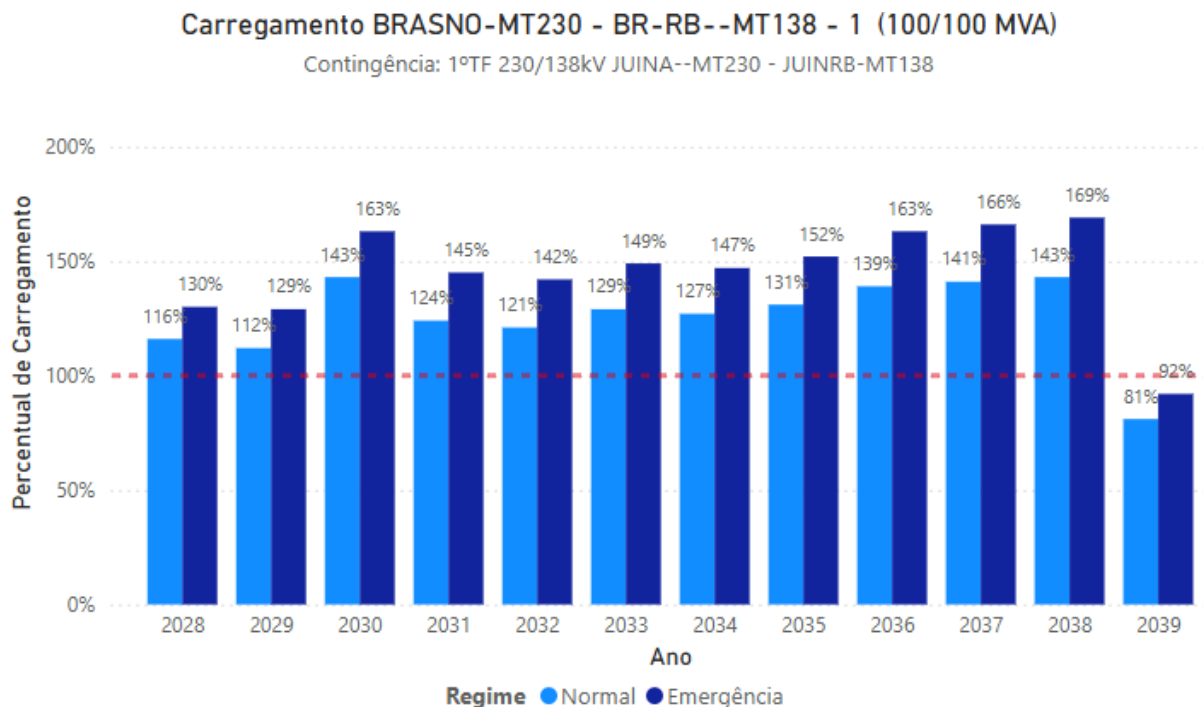


Figura 6-38 – Carregamento no transformador de Brasnorte 230/138 kV – Regime Normal e Contingência – Cenário exportação máxima reduzido

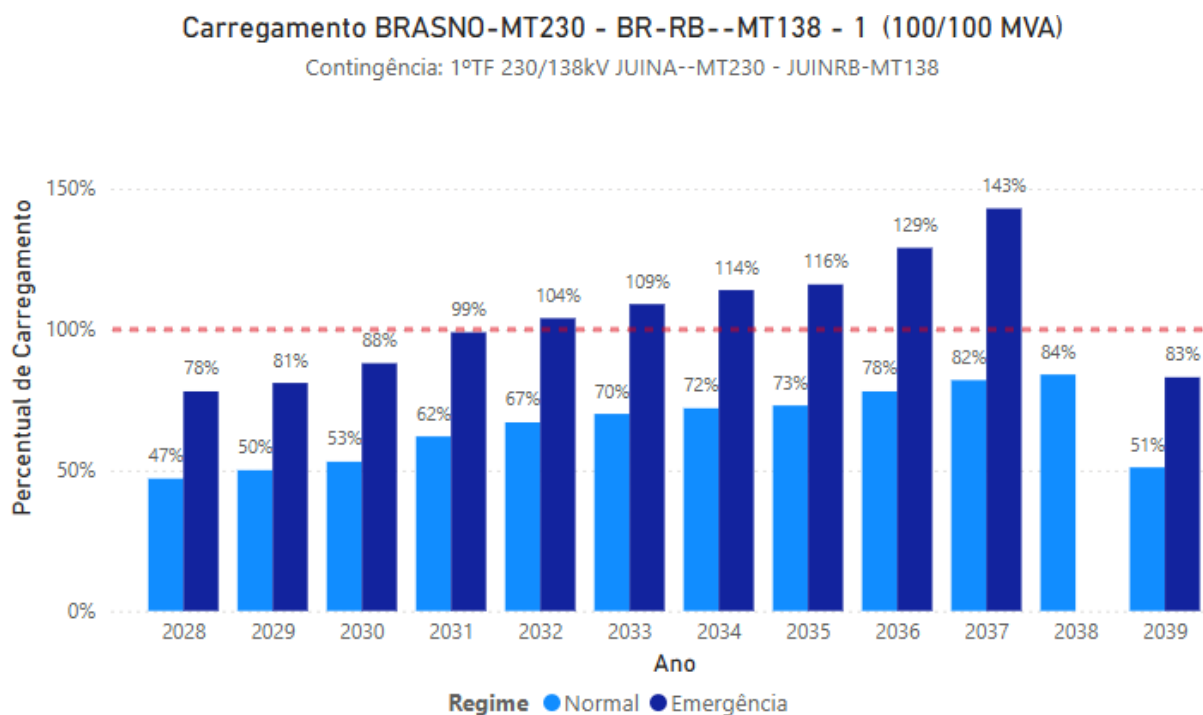


Figura 6-39 – Carregamento no transformador de Brasnorte 230/138 kV – Regime Normal e Contingência – Cenário importação máxima coincidente

Carregamento BRASNO-MT230 - BR-RB--MT138 - 1 (100/100 MVA)

Contingência: 1ºTF 230/138kV JUÍNA--MT230 - JUINRB-MT138

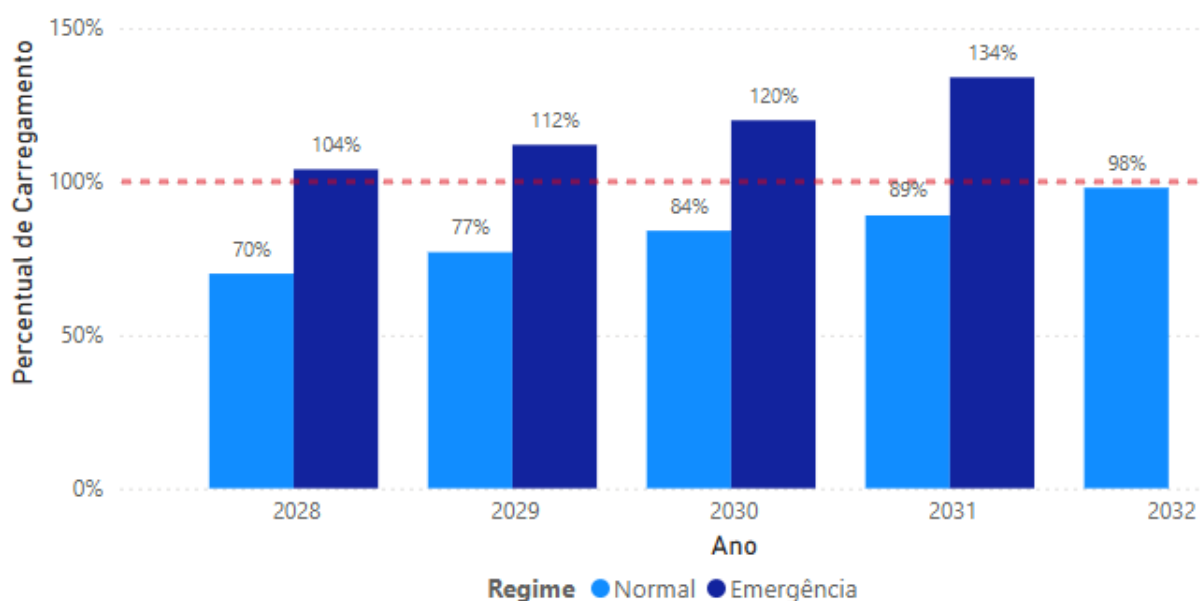


Figura 6-40 – Carregamento no transformador de Brasnorte 230/138 kV – Regime Normal e Contingência – Cenário importação máxima não coincidente

A SE de Brasnorte, no cenário de exportação máxima com redução de despacho para respeitar os limites de FMT, apresenta sobrecarga em regime normal e emergência, a perda do único transformador 230/138 kV de Juína, a partir de 2028. Foi inserido referencialmente o 2º ATR no ano de 2039, resolvendo as sobrecargas apontadas neste cenário.

É importante ressaltar que, nesse cenário, ocorre a inversão de fluxo no transformador, com a geração das PCHs em patamar elevado escoando para o sistema de 230 kV.

No cenário de importação com cargas coincidentes Figura 6-39 , o transformador apresenta sobrecargas em regime de emergência a partir de 2032, na contingência em Juína. No sistema o 2º ATR foi representado no ano de 2039, resolvendo as sobrecargas apontadas neste cenário.

No cenário de importação de energia com a inserção das cargas de irrigação na região, há problemas de sobrecarga a partir de 2028 na contingência de Juína. A partir de 2032 não é mais possível a operação do sistema da área sem a inclusão de reforços.

6.3.3.4 Transformação 230/138 kV - SE Lucas do Rio Verde

Na fronteira de Lucas do Rio Verde foram representadas 3 unidades de transformação 230/138 kV com capacidade 75/90 MVA cada.

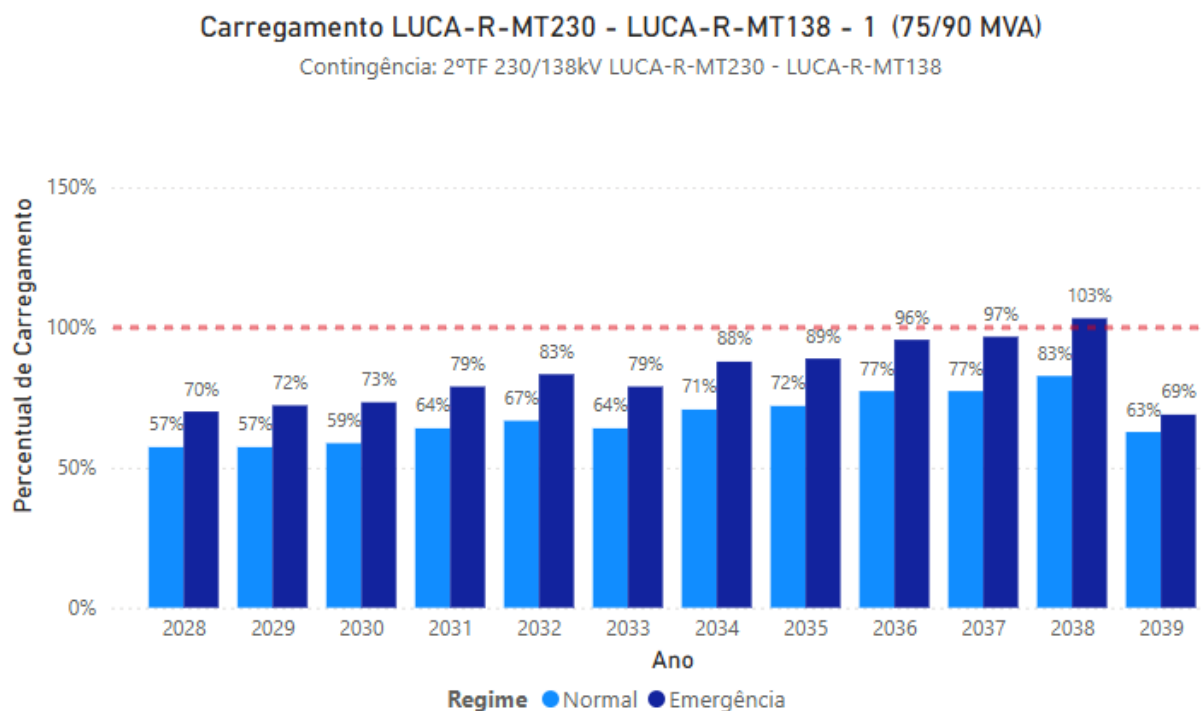


Figura 6-41 – Carregamentos nos transformadores de Lucas do Rio Verde 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente

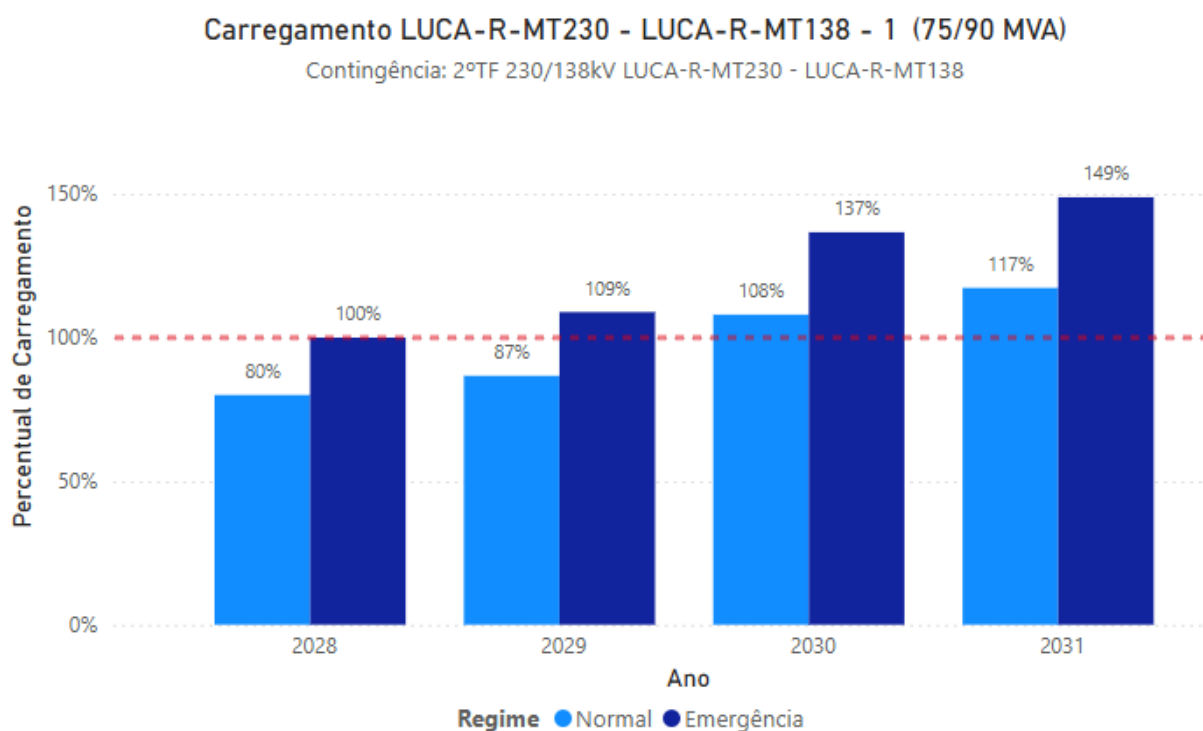


Figura 6-42 – Carregamentos nos transformadores de Lucas do Rio Verde 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente

A Figura 6-41 apresenta sobrecargas em regime de emergência de um transformador paralelo a partir de 2038, no cenário de importação máxima com cargas coincidentes, Cenário 2a. Foi representado referencialmente o 4º ATR no ano de 2039, solucionando o problema apontado.

A Figura 6-42 mostra o desempenho no cenário de cargas de irrigação (Cenário 2b), que apresenta sobrecargas em emergência a partir de 2029 e em regime normal a partir de 2030, não sendo possível obter resultados para as simulações após esse ano.

6.3.3.5 Transformação 230/69 kV - SE Nova Mutum

Em Nova Mutum estão representadas 4 unidades de transformação com as seguintes capacidades: 1x30/30 MVA + 1x33/33MVA + 2x75/90 MVA.

Carregamento NMUTUM-MT230 - NMUTU2-MT000 - 1 (30/30 MVA)

Contingência: 1ºTF 230/69kV NMUTUM-MT230 - N-MUTU-MT069

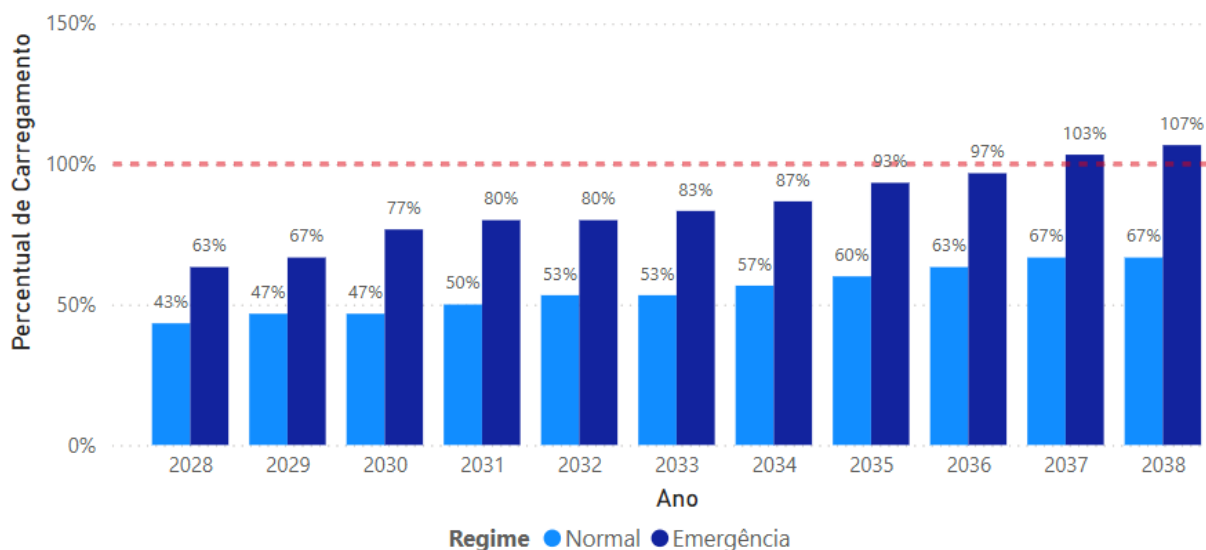


Figura 6-43 – Carregamentos nos transformadores de Nova Mutum 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente

Carregamento NMUTUM-MT230 - NMUTU1-MT000 - 1 (75/90 MVA)

Contingência: 1ºTF 230/69kV NMUTUM-MT230 - N-MUTU-MT069

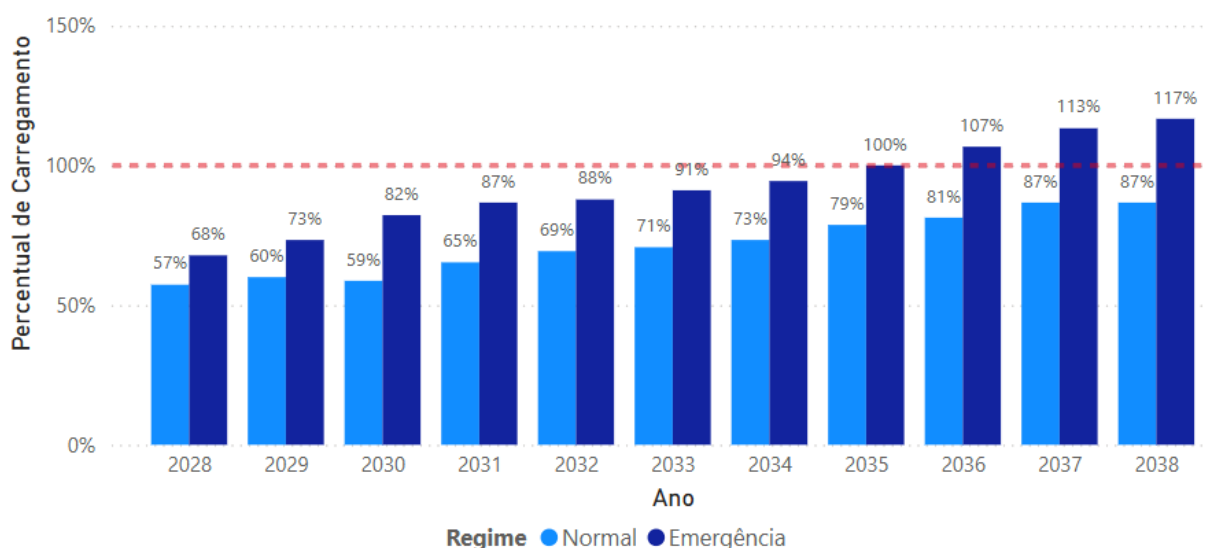


Figura 6-44 - Carregamentos nos transformadores de Nova Mutum 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente

De acordo com a Figura 6-43 e Figura 6-44, a SE de Nova Mutum só apresenta sobrecargas em emergência a partir de 2036 no cenário de cargas de irrigação, cenário 2B.

6.3.3.6 Transformação 230/138 kV - SE Rondonópolis

Nas simulações, considerou-se a existência de 5 unidades de transformação com capacidades 3x150/180 MVA + 2x100/120 MVA.

Carregamento RONDON-MT230 - RONDO3-MT000 - 1 (100/120 MVA)

Contingência: TF 230/138kV RONDON-MT230 - RONDO2-MT000

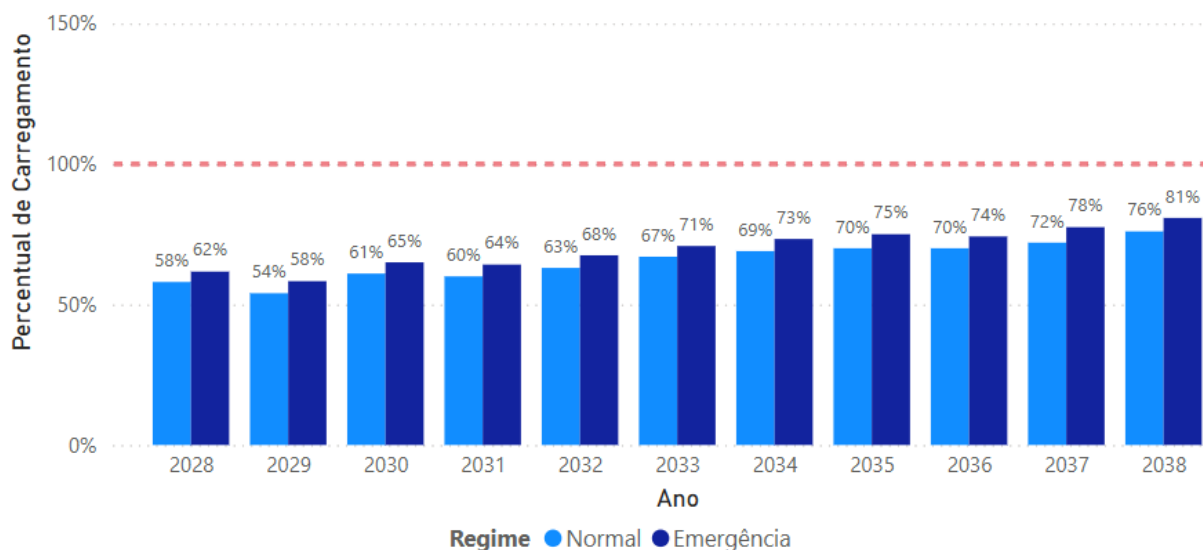


Figura 6-45 – Carregamento no transformador 100/120 MVA de Rondonópolis 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima coincidente

Carregamento RONDON-MT230 - RONDO3-MT000 - 1 (100/120 MVA)

Contingência: TF 230/138kV RONDON-MT230 - RONDO1-MT000

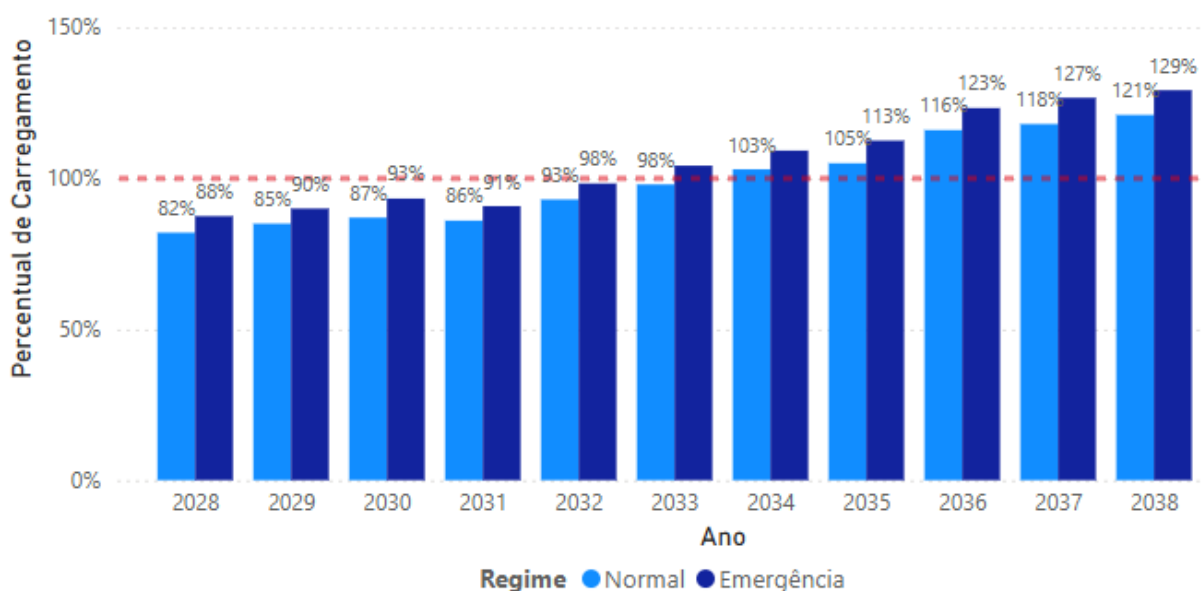


Figura 6-46 – Carregamento no transformador 100/120 MVA de Rondonópolis 230/138 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente

Na- SE Rondonópolis só ocorrem sobrecargas em emergência e em carregamento normal a partir de 2033 no cenário com cargas de irrigação representadas (cenário 2B).

6.3.3.7 Transformação 230/69 kV - SE Sorriso

Em Sorriso foram representadas 5 unidades de transformação com as seguintes capacidades: 2x30+1x60+2x100 MVA.

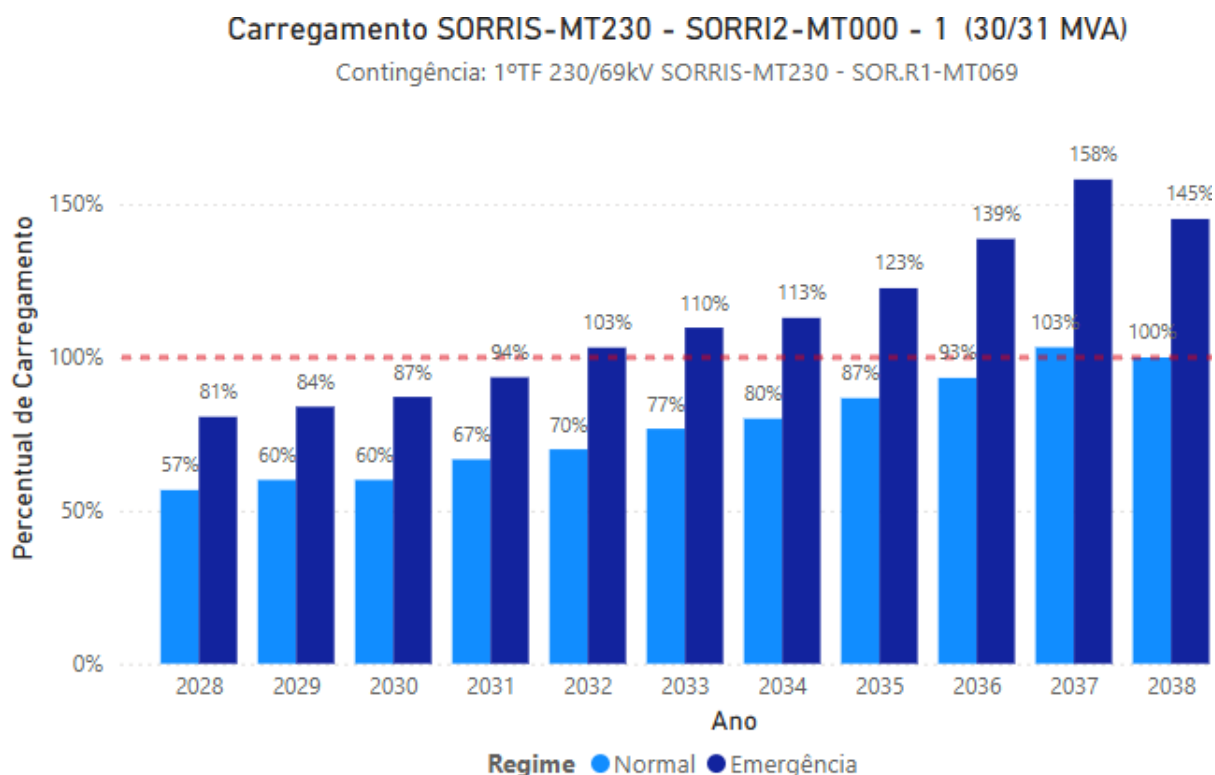


Figura 6-47 – Carregamentos no transformador 30/31MVA de Sorriso 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente

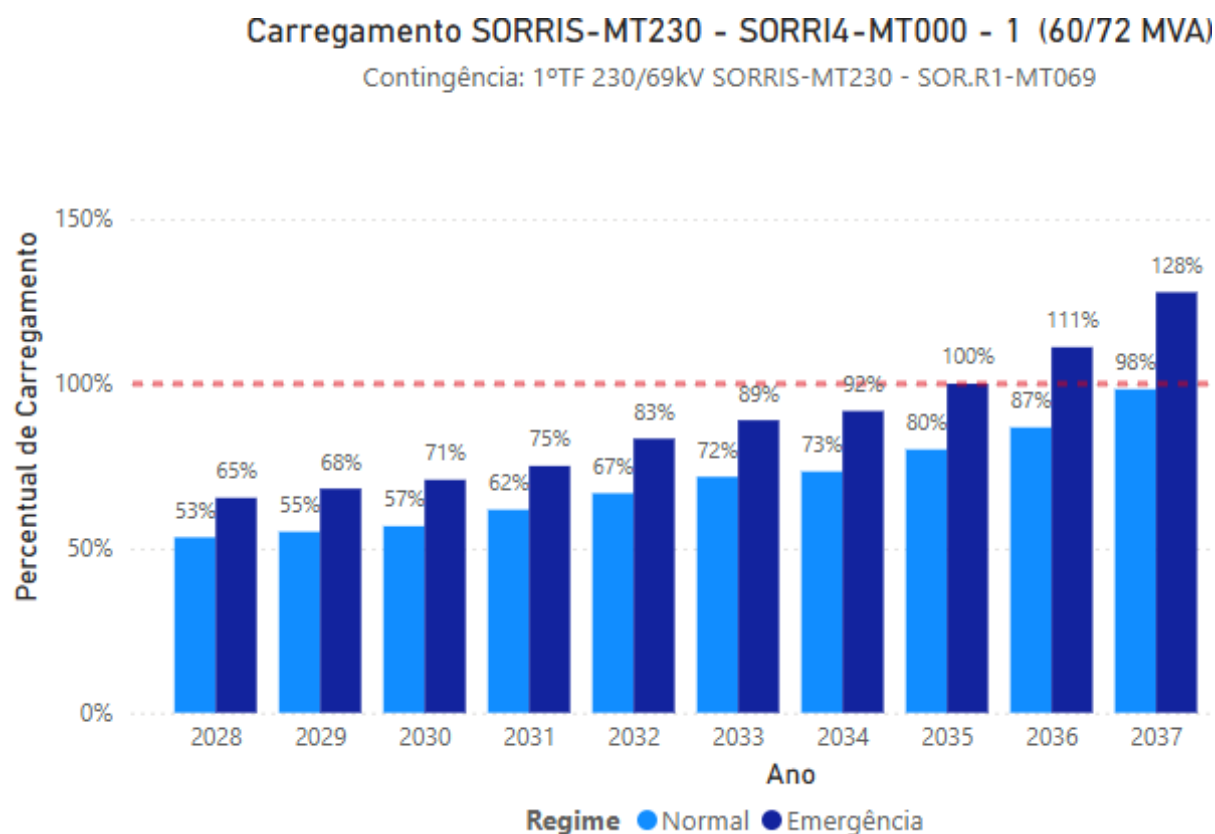


Figura 6-48 – Carregamento no transformador 60/72MVA de Sorriso 230/69 kV – Regime Normal e Contingências – Cenário importação máxima não coincidente

Na Figura 6-47 e na Figura 6-48 são visualizadas sobrecargas no cenário com cargas não coincidentes (cargas de irrigação, cenário 2b). O TR de 30 MVA apresenta sobrecargas em emergência do TR de maior capacidade (100 MVA) a partir de 2032 e em regime normal a partir de 2037. O TR de 60 MVA apresenta comportamento similar, ocorrendo sobrecarga apenas na contingência do TR de 100 MVA a partir de 2036.

6.3.4 Regiões em 138 kV com problemas de atendimento

6.3.4.1 Nova Ubitatã 138 kV

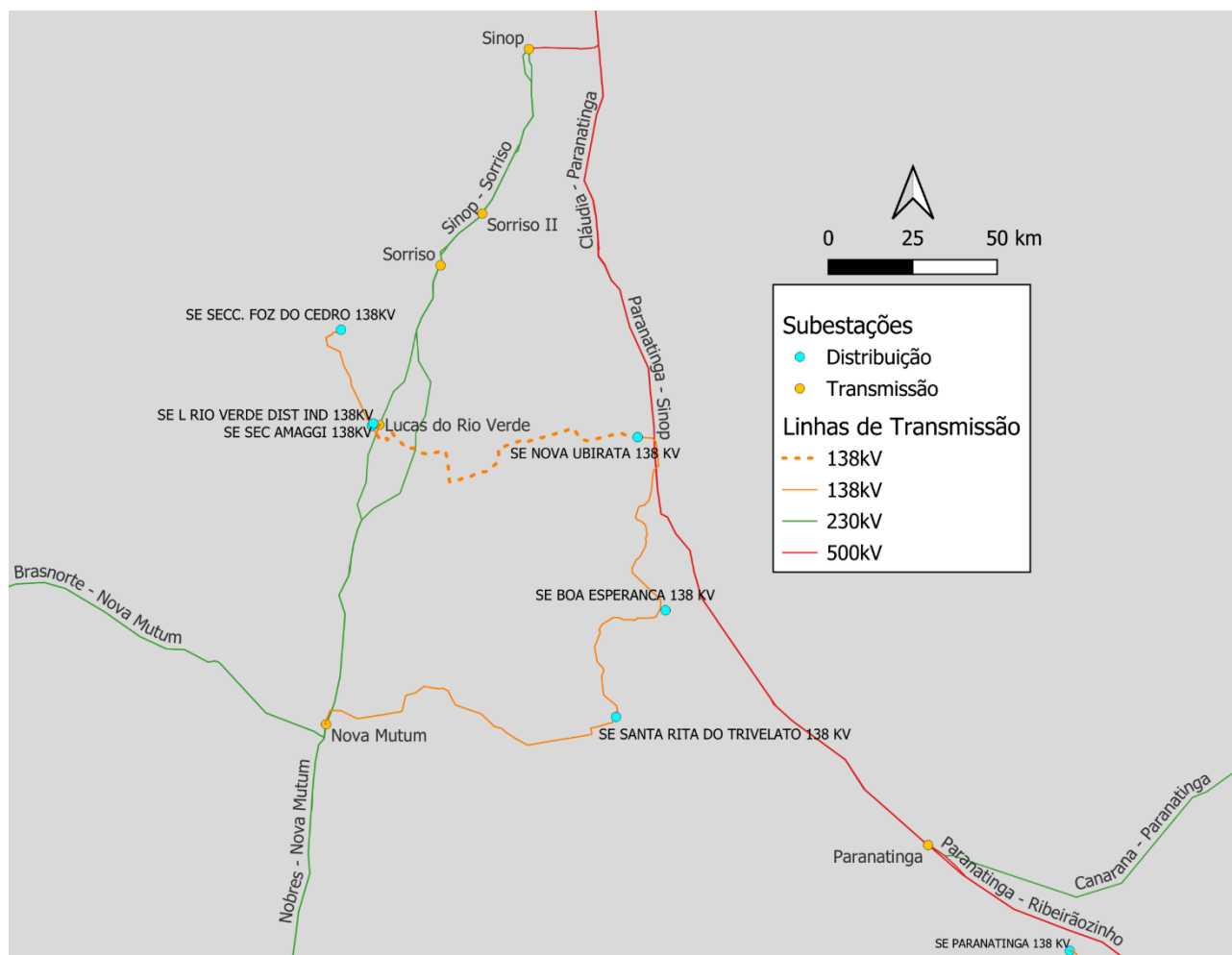
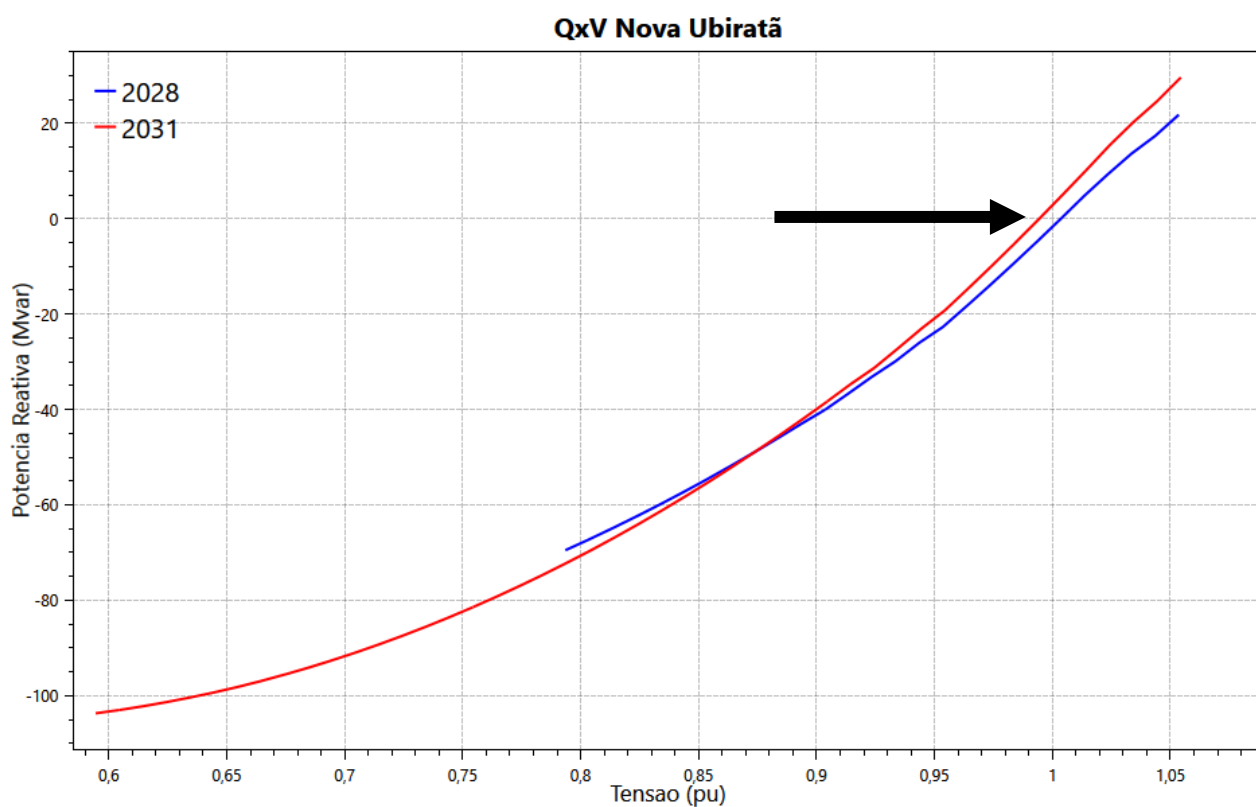
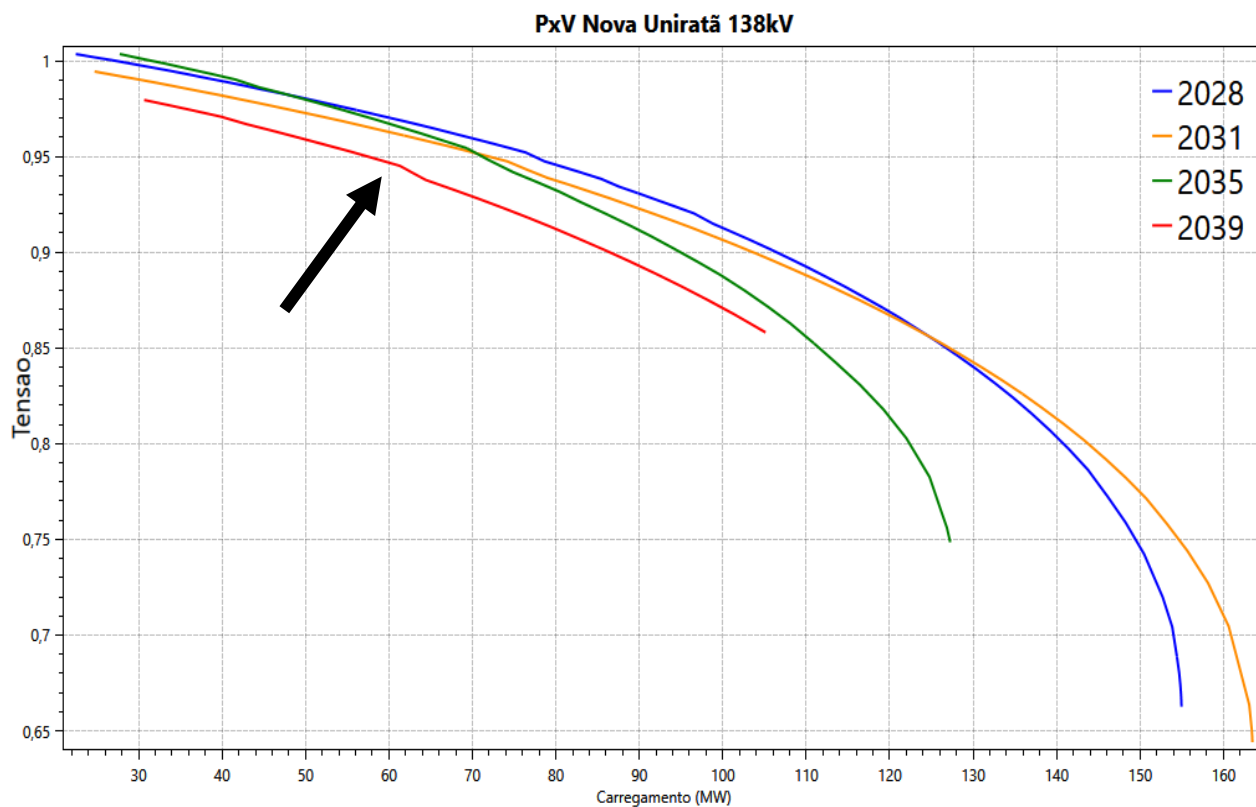


Figura 6-49 – Localização geoeletrica da Região de Nova Ubitatã

Na região de Nova Ubitatã, Boa Esperança e Primavera está ocorrendo crescimento de cargas acelerado, principalmente com o crescimento de cargas de irrigação. Essa condição vem agravando bastante as condições de atendimento a essas áreas, indicando a necessidade de estudo para avaliar a necessidade de reforços para equacionar o problema.



Nas curvas apresentadas nas Figura 6-50 e Figura 6-51 mostram a pequena margem para o crescimento de carga em Nova Ubiratã (cerca de 60 MW com a tensão mínima de 0,95%) e a necessidade de compensação reativa para obter tensões acima de 100%.

A SE Boa Esperança apresenta comportamento similar, principalmente durante o período seco.

6.3.4.2 Primavera 138 kV

A região de Primavera apresenta sérios problemas de atendimento, associados ao surgimento de cargas de irrigação, cujo porte impacta significativamente o sistema da área, onde também é englobada uma série de subestações que compartilham os problemas de Primavera, tais como: Paranatinga, Primavera Rural, Primavera do Leste e Morro da Mesa.

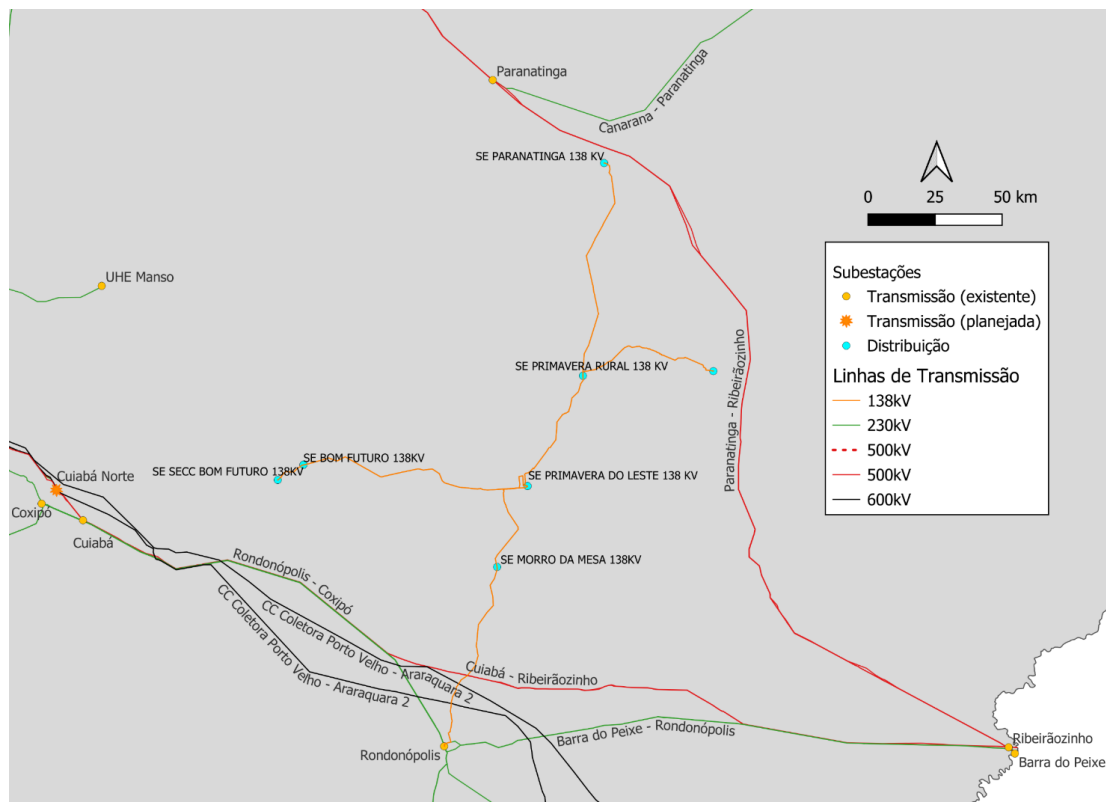


Figura 6-52 - Localização geoeletrica da Região de Primavera

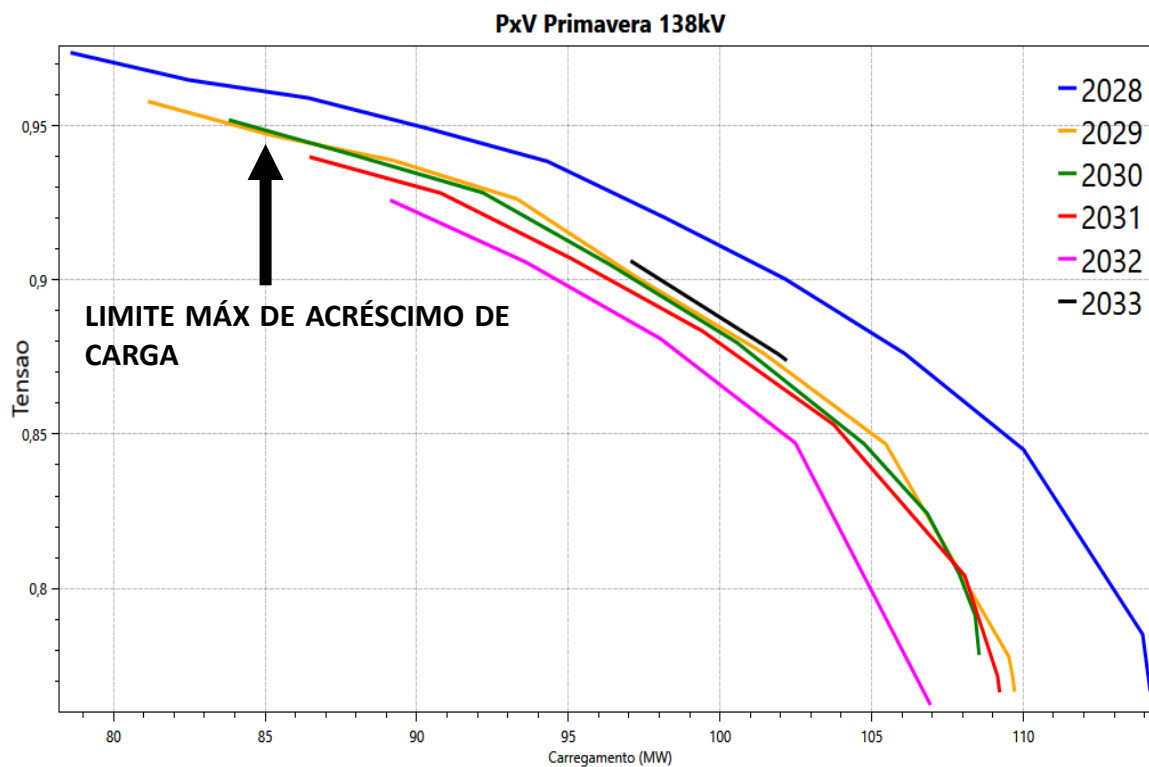


Figura 6-53 – Curva PV de Primavera em regime normal

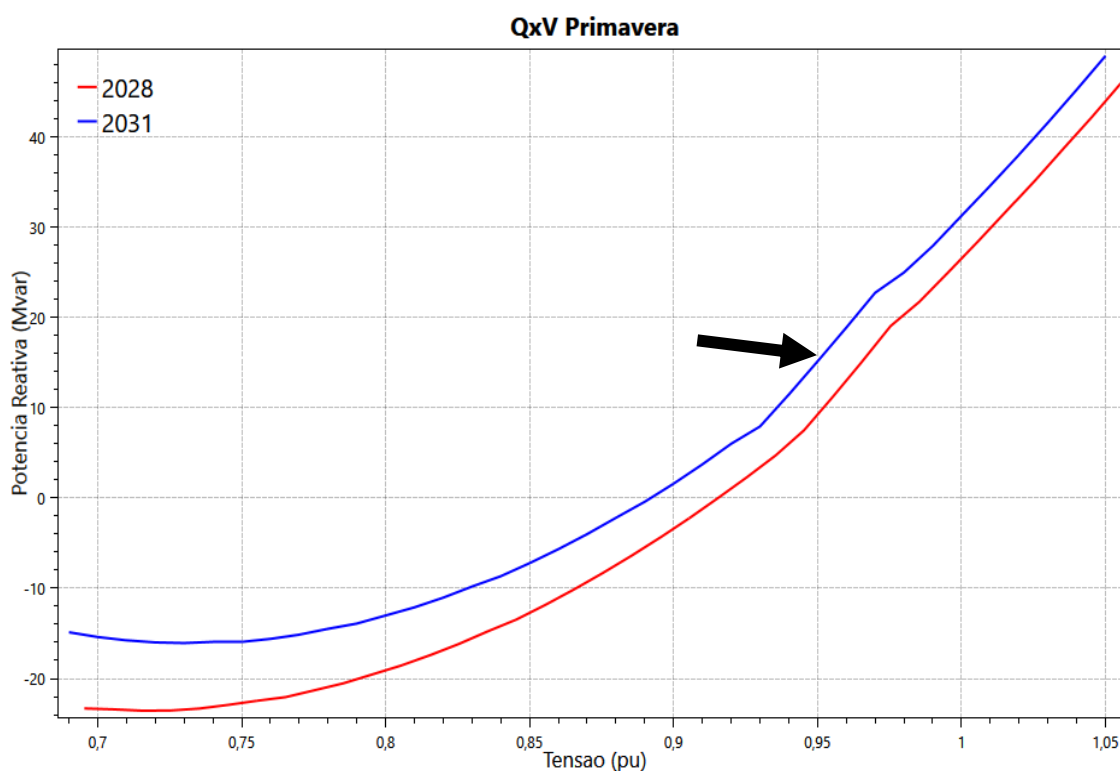


Figura 6-54 – Curva QV de Primavera em regime normal

Nas curvas apresentadas, Figura 6-53 e Figura 6-54, mostra-se a falta de margem para o crescimento de carga em Primavera, apresentando tensão abaixo da mínima de 0,95% e a necessidade de compensação reativa para obter tensões no mínimo aceitável.

7 DIAGNÓSTICO DO ESTADO DE GOIÁS/ DISTRITO FEDERAL

Dentre os principais estudos da EPE no estado de Goiás, destacam-se: (i) o estudo de atendimento as regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã [7] que provê a expansão da rede básica para o oeste de Goiás; (ii) o estudo de reavaliação do atendimento à região nordeste de Goiás que recomendou a nova subestação de fronteira Iaciara 2 [5].

7.1 Desempenho das Linhas de Transmissão

7.1.1 LT 230 kV Cachoeira Dourada – Itumbiara

Nas simulações realizadas observa-se um aumento nos fluxos das linhas de transmissão do estado de Goiás após a implantação do bipolo Graça Aranha – Silvânia, em 2030. No cenário Máxima Diurna Seco, com a interligação Norte-Nordeste maximizada, a LT 230 kV Itumbiara - Cachoeira Dourada apresentou sobrecarga, em regime normal de operação, a partir de 2030, conforme Figura 7-1.

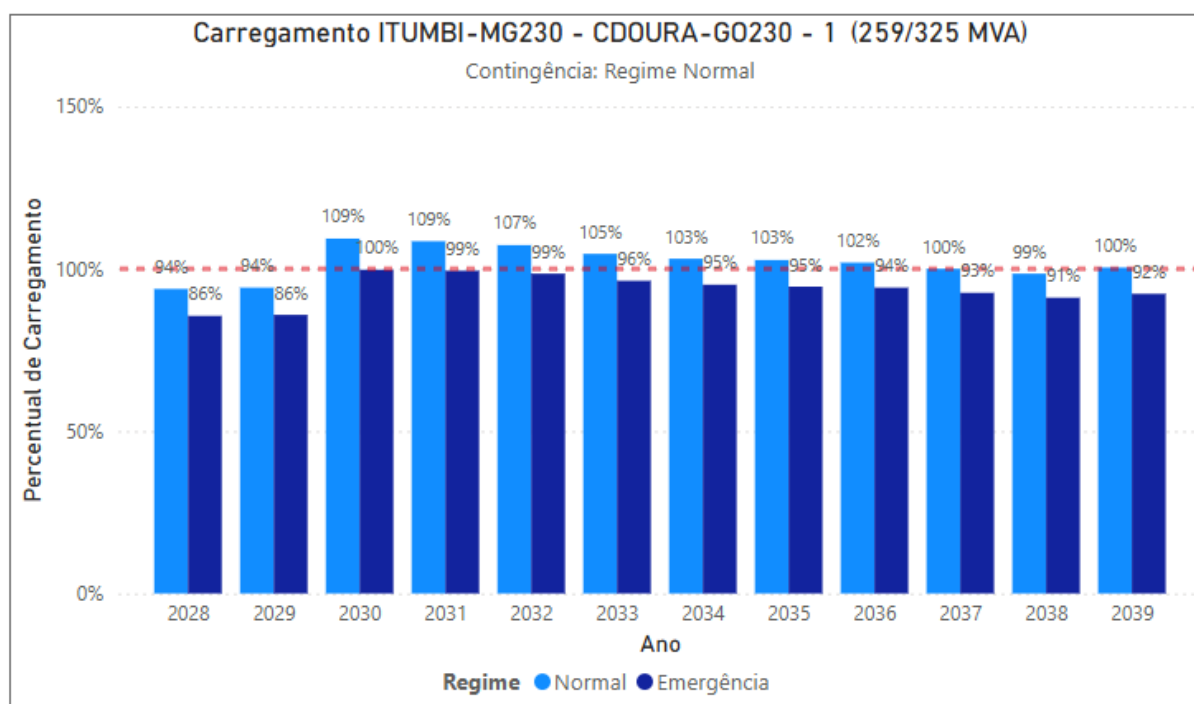


Figura 7-1 – Carregamento na LT 230 kV Cachoeira Dourada – Itumbiara, C1

Essa sobrecarga tende a diminuir ao longo do horizonte de análise. Entretanto, se o despacho estiver acima de 60% das hidrelétricas de Cachoeira Dourada, o problema se prolonga até o último ano analisado. Outro fator agravante para o carregamento da LT 230 kV Itumbiara - Cachoeira Dourada é o aumento da geração distribuída observado nos últimos anos, fazendo com que essa sobrecarga apareça apenas nos cenários diurnos.

Ressalta-se que o conjunto de hidrelétricas de Cachoeira Dourada não possuem reservatórios e, portanto, são despachadas na base. A capacidade instalada é de 658MW e, conforme o histórico de geração ilustrado no gráfico da Figura 7-2, a geração dessas UHEs tende a ultrapassar 60% da capacidade instalada no período compreendido entre julho e novembro dos anos de maior vazão da bacia do Paranaíba.

Média de Geração por Usina (MW)

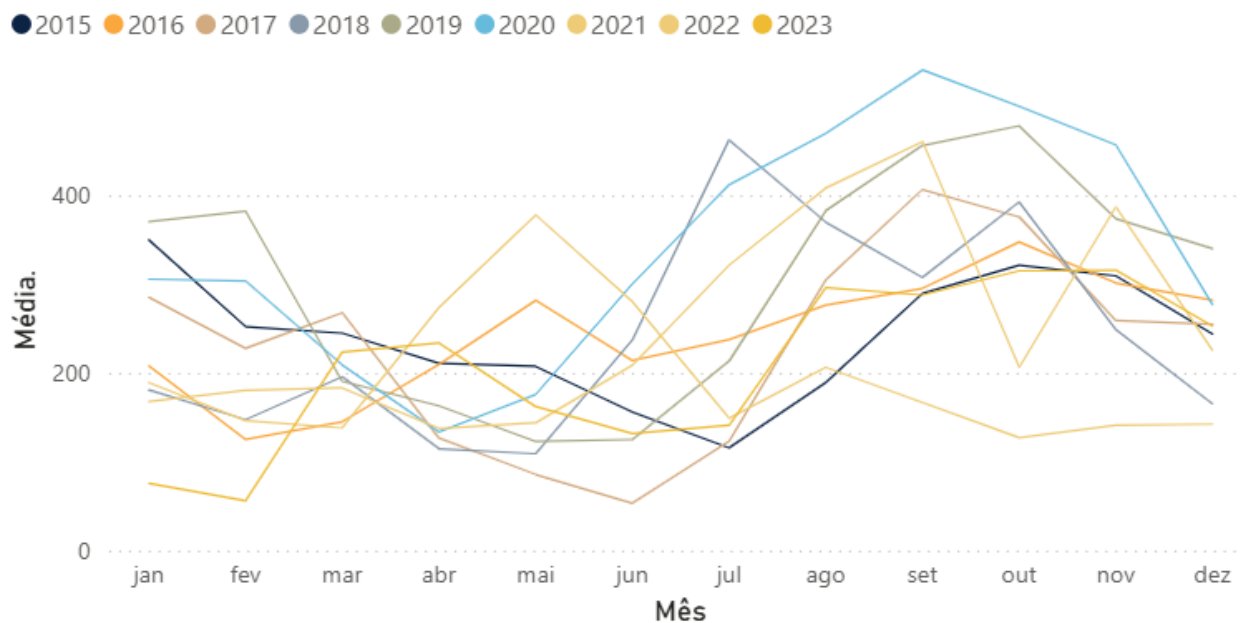


Figura 7-2 – Histórico de geração da UHE Cachoeira Dourada

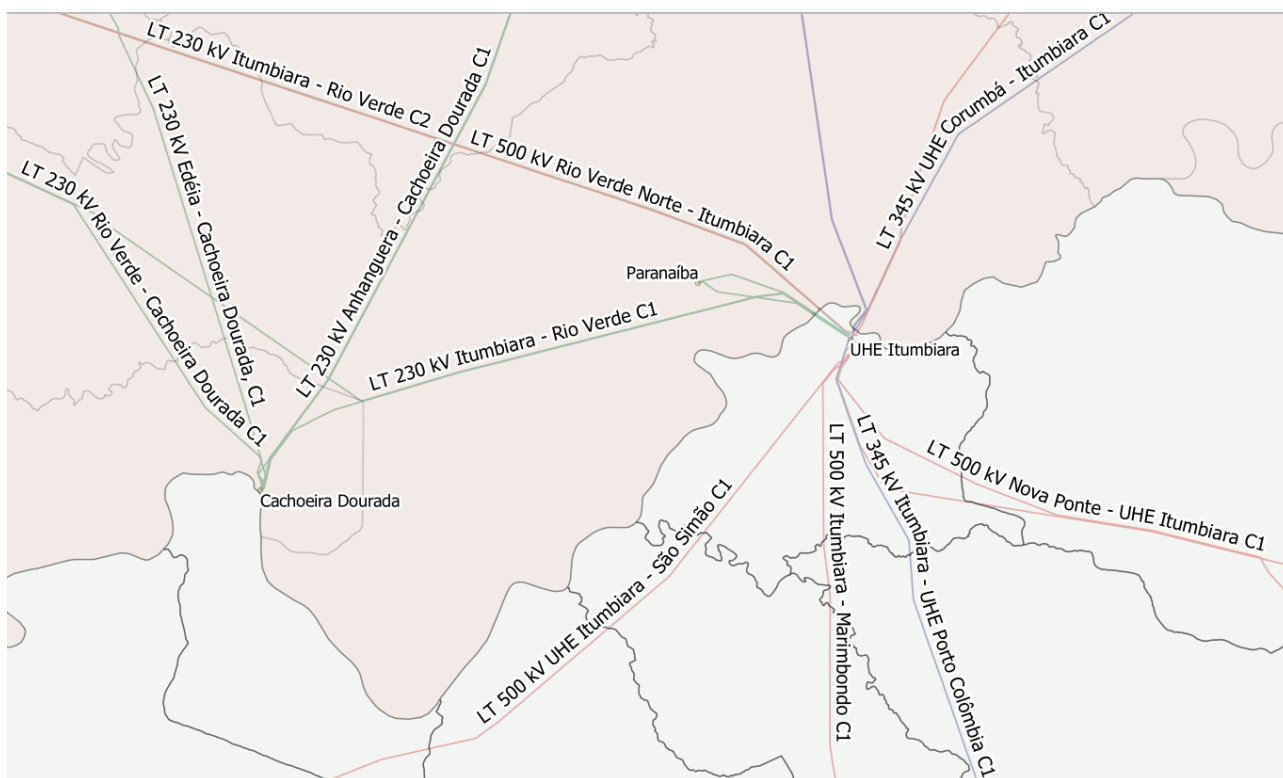


Figura 7-3 – Mapa geolétrico da LT 230 kV Itumbiara – Cachoeira Dourada

7.1.2 LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde, C1 e C2

A LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde é parte integrante de um eixo de transmissão em 230 kV que se estende desde Itumbiara até Cuiabá, no Mato Grosso. Uma característica em comum nas linhas que constituem esse eixo é a presença de capacitores série. Conforme ilustrado na Figura 7-4, o C1 da LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde possui 2 capacitores com capacidade de longa e curta duração de 210/264 MVA, enquanto o C2 possui apenas 1 capacitor série de 438/478 MVA.

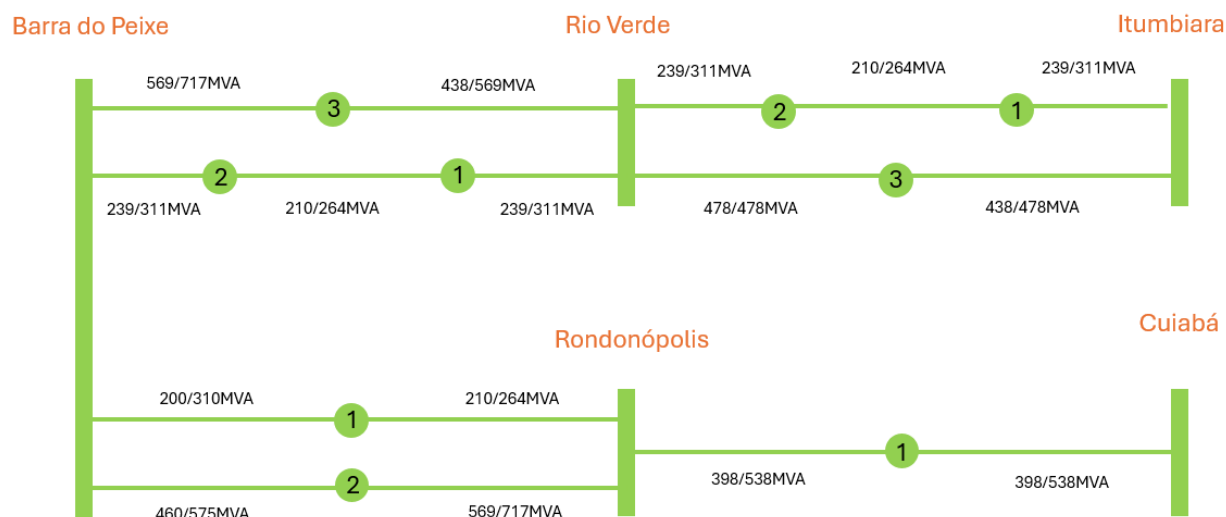


Figura 7-4 – Diagrama unifilar do eixo em 230 kV desde Itumbiara até Cuiabá

Essa linha de transmissão apresentou sobrecarga, no cenário de máxima importação do Mato Grosso, durante a contingência do circuito paralelo. Em regime normal, a sobrecarga ocorre a partir de 2032, conforme demonstrado nos gráficos das Figura 7-5, Figura 7-6 e Figura 7-7.

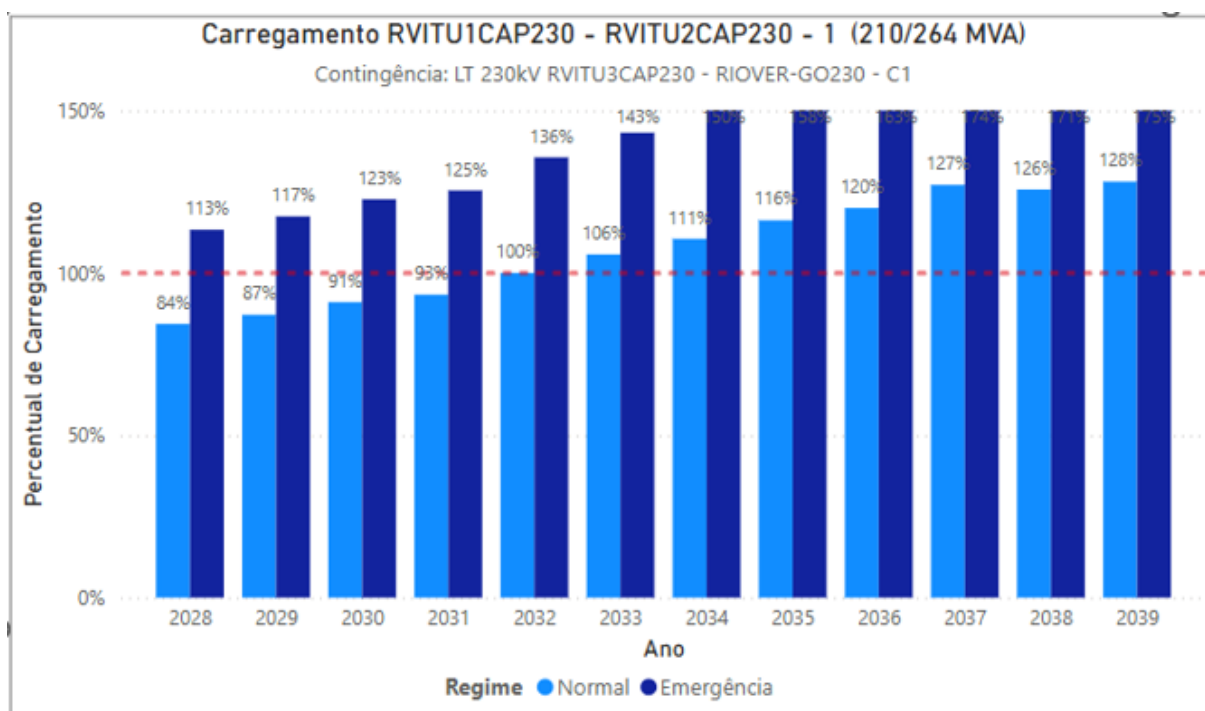


Figura 7-5 – Carregamento no capacitor série da LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde, C1

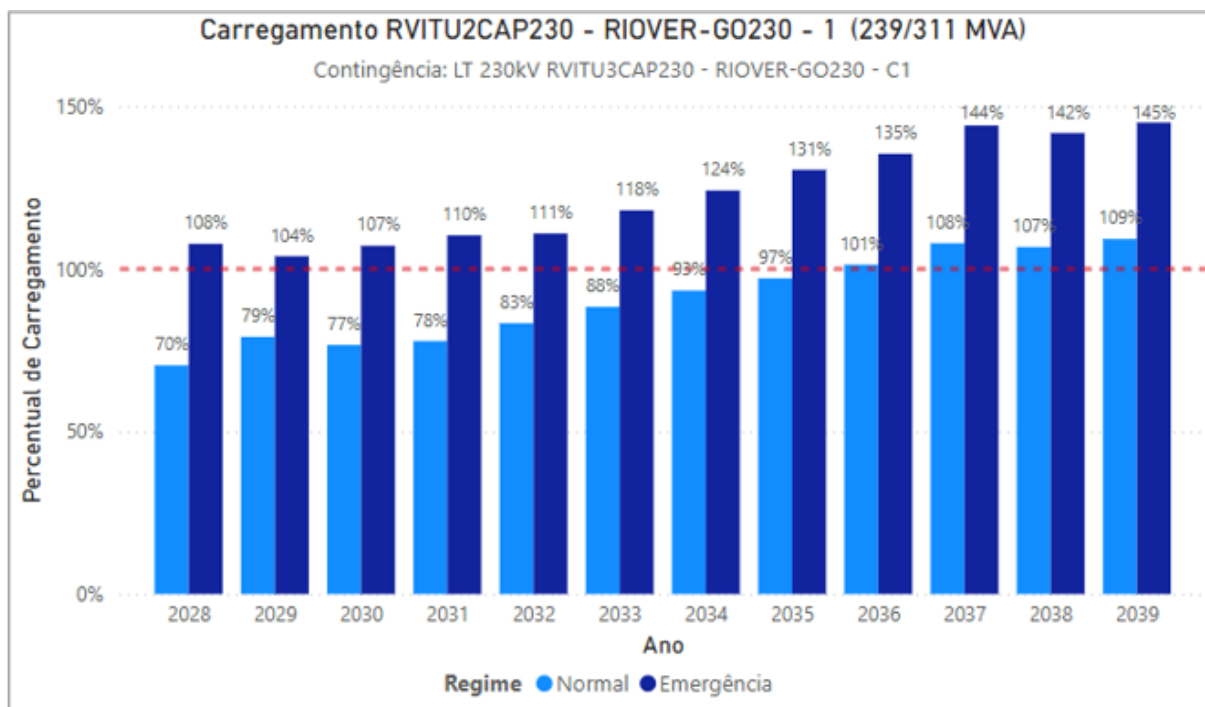


Figura 7-6 – Carregamento na LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde, C1

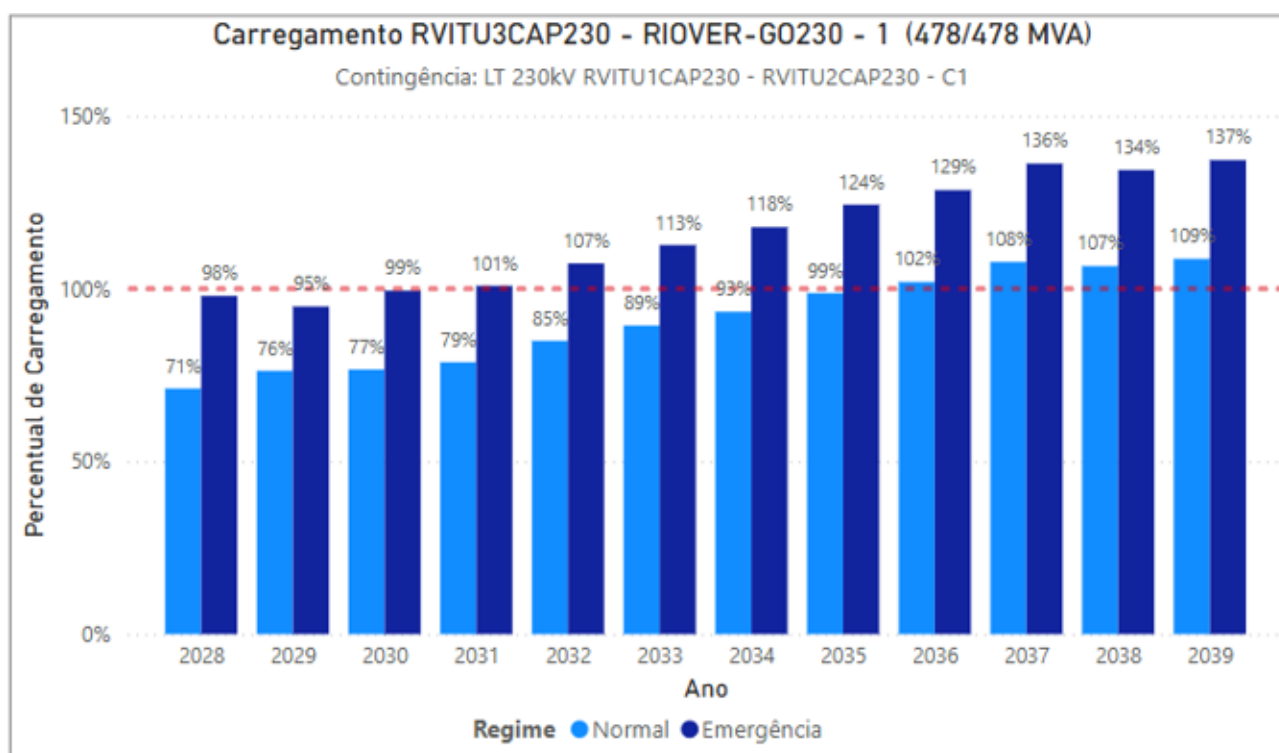


Figura 7-7 – Carregamento na LT 230 kV Itumbiara - Rio Verde, C2

7.1.3 LT 230 kV Rio Verde - Barra do Peixe, C1 e C2

A LT 230 kV Rio Verde - Barra do Peixe possui configuração parecida com a linha anterior. O C1 possui 2 capacitores com capacidade de longa e curta duração de 210/264 MVA, enquanto o C2 possui apenas 1 capacitor série de 438/569 MVA. Essa linha de transmissão apresentou sobrecarga no C1, no cenário de máxima importação do Mato Grosso, durante a contingência do circuito paralelo, conforme demonstrado na Figura 7-8.

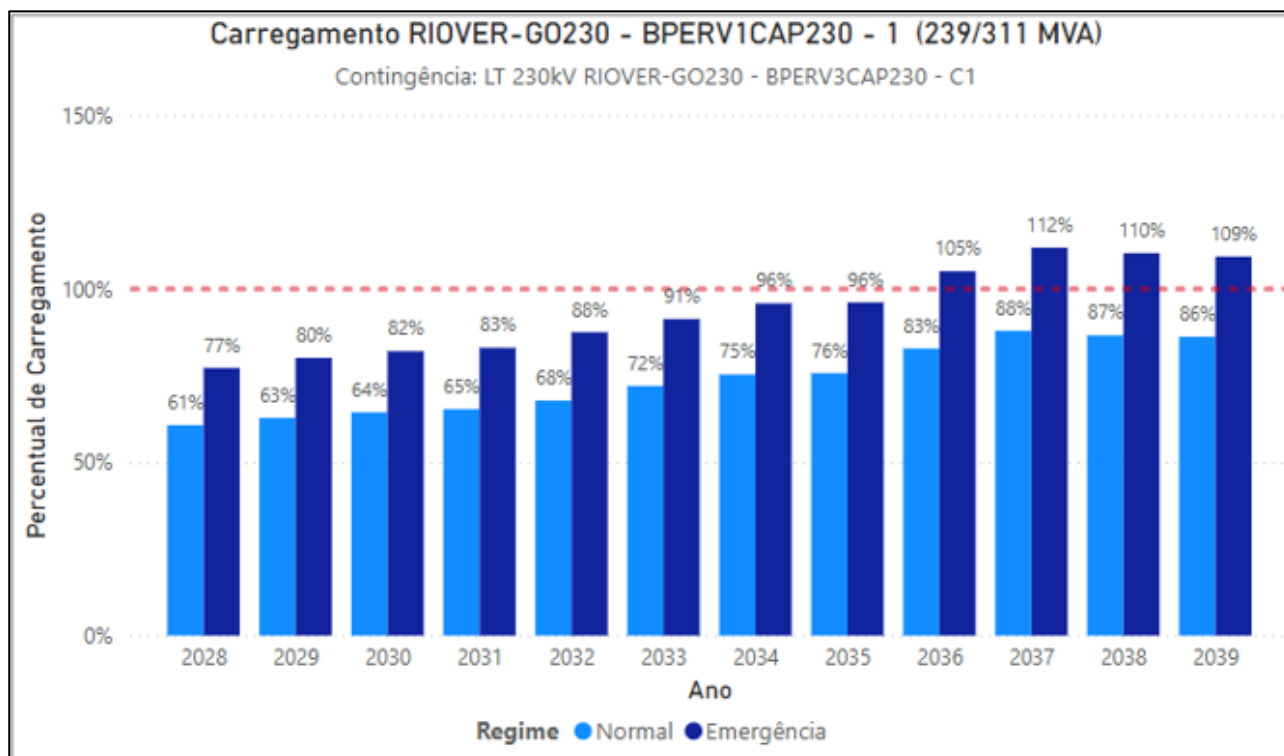


Figura 7-8 – Carregamento na LT 230 kV Rio Verde – Barra do Peixe, C1

7.2 Desempenho dos Transformadores da Rede Básica e Fronteira

No ciclo passado, a concessionária de transmissão, EDP Goiás, enviou a carta [13] apresentando um panorama da situação de atendimento aos critérios de confiabilidade das transformações 230/69 kV. Em sua maioria são unidades trifásicas e operam sem unidades reserva em nenhuma das subestações de propriedade da EDP. Essa situação representa um risco sistêmico de sobrecarga caso ocorra a contingência de uma dessas unidades transformadoras, sobretudo nas subestações Águas Lindas e Itapaci, que possuem alto carregamento com previsão de sobrecarga no longo prazo.

A EPE e o ONS emitiram, de forma conjunta, o Ofício 0498/2024 [11] solicitando as curvas de carregamentos típicas e o tempo de vida útil física de todas as transformações 230/69 kV de propriedade da EDP Goiás. As análises desse material estão em andamento no ONS e a conclusão será emitida assim que finalizada. Vale ressaltar que as análises realizadas nesse diagnóstico não levaram em consideração a redução da capacidade operativa das transformações pleiteadas pela transmissora.

7.2.1 Cenários de Atendimento à Carga - Fluxo Direto

7.2.1.1 SE Águas Lindas 230/69 kV

Foi identificado sobrecarga no transformador 230/69 kV Águas Lindas nos cenários de carga máxima noturna, a partir de 2032, na perda da unidade transformadora paralela. A previsão da carga a ser atendida por essa subestação é superior a capacidade de emergência das unidades transformadoras, portanto, na perda de uma das unidades, a unidade remanescente é insuficiente para atender ao mercado consumidor se não houver o auxílio da geração distribuída fotovoltaica.

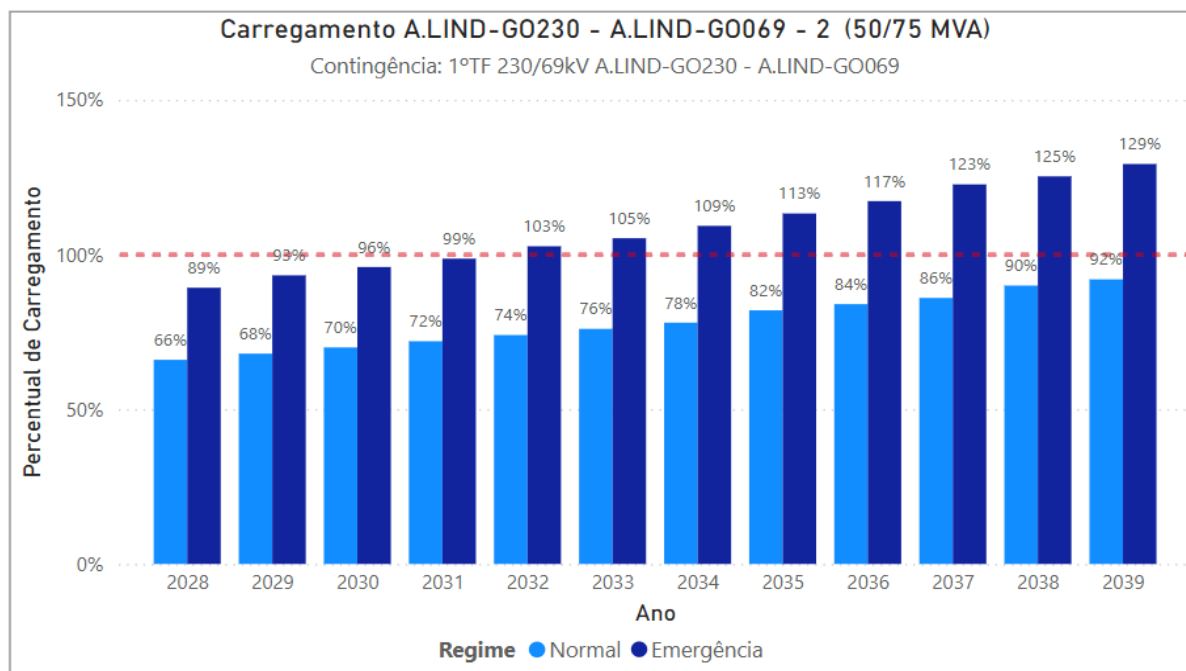


Figura 7-9 – Carregamentos no transformador 230/69 kV Águas Lindas – Regime Normal e Contingências

7.2.1.2 SE Itapaci 230/69 kV

A subestação 230/69 kV Itapaci foi reforçada com a implantação do pátio 138 kV com 2 transformadores de 100/120 MVA, o que possibilitou a retirada de uma parte da carga atendida pelo sistema em 69 kV. No entanto, com o crescimento do mercado consumidor, observa-se que o transformador 230/69 kV volta a entrar em sobrecarga a partir de 2029, na contingência da unidade paralela, conforme mostrado no gráfico da Figura 7-10.

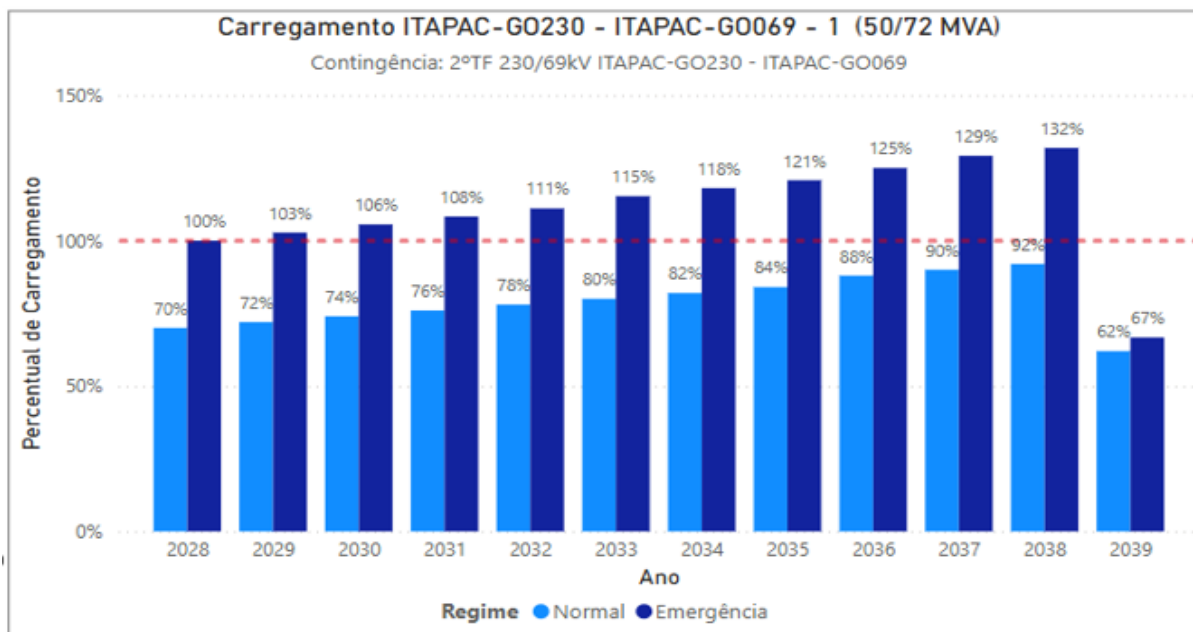


Figura 7-10 – Carregamentos no transformador 230/69 kV Itapaci – Regime Normal e Contingências

Essa condição foi identificada no cenário carga máxima noturna, considerando geração nula na usina termelétrica Codora e na geração distribuída fotovoltaica.

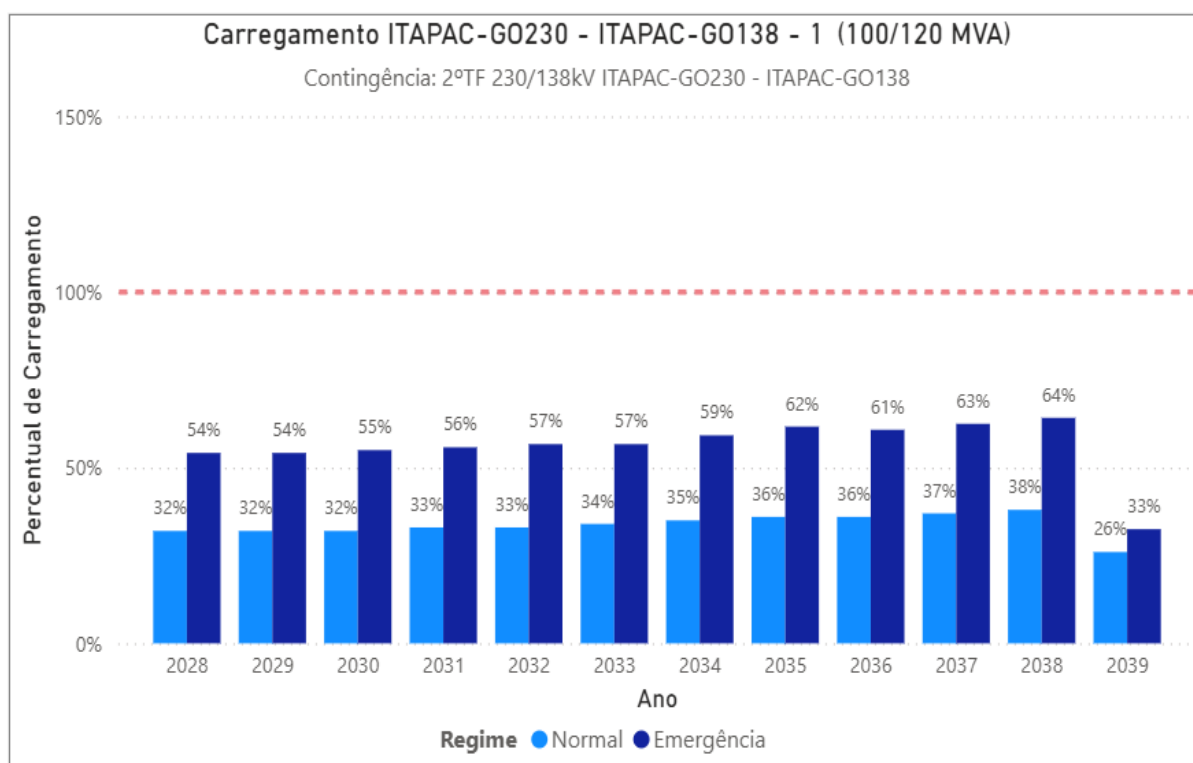


Figura 7-11 – Carregamentos no transformador 230/138 kV Itapaci – Regime Normal e Contingências

A Figura 7 11 mostra o gráfico de carregamento do pátio mais recente da subestação 230/138 kV Itapaci. Observa-se que há uma subutilização da capacidade operativa desses transformadores, indicando a possibilidade de transferência de mais carga do sistema distribuidor de 69 kV para o 138 kV.

7.2.1.3 SE Serra da Mesa 230/138 kV

A subestação Serra da Mesa 230/138 kV é composta por 3 bancos de transformadores monofásicos de 16,67MVA e foi objeto de análise do relatório EPE-DEE-RE-076-2020 [14]. Na ocasião, as análises indicaram a necessidade da implantação da 4ª unidade transformadora devido a superação da capacidade operativa nominal no longo prazo. No entanto, em 2024, a Eletrobrás cadastrou no SGPMR uma solicitação de troca por final de vida útil dos 3 ATR 230/138 kV mais a fase reserva e, diante desse fato, a 4ª unidade transformadora de Serra da Mesa foi retirada do POTEE 2024.

Em reunião posterior realizada com a distribuidora local, Equatorial Goiás, foi sinalizado a intenção de aumento do MUST contratado nessa fronteira, além de uma nova conexão entre as subestações Porangatu e Alvorada, pertencente a distribuidora Energisa Tocantins.

Vale ressaltar que o cenário de carga máxima noturna tem se mostrado o mais crítico para atendimento ao mercado consumidor devido à ausência de geração distribuída fotovoltaica, conforme observa-se no gráfico da Figura 7-12 que mostra o carregamento da subestação Serra da Mesa 230/138 kV. No gráfico da Figura 7-13 observa-se o carregamento da subestação quando consideramos a LD 138 kV Porangatu - Alvorada.

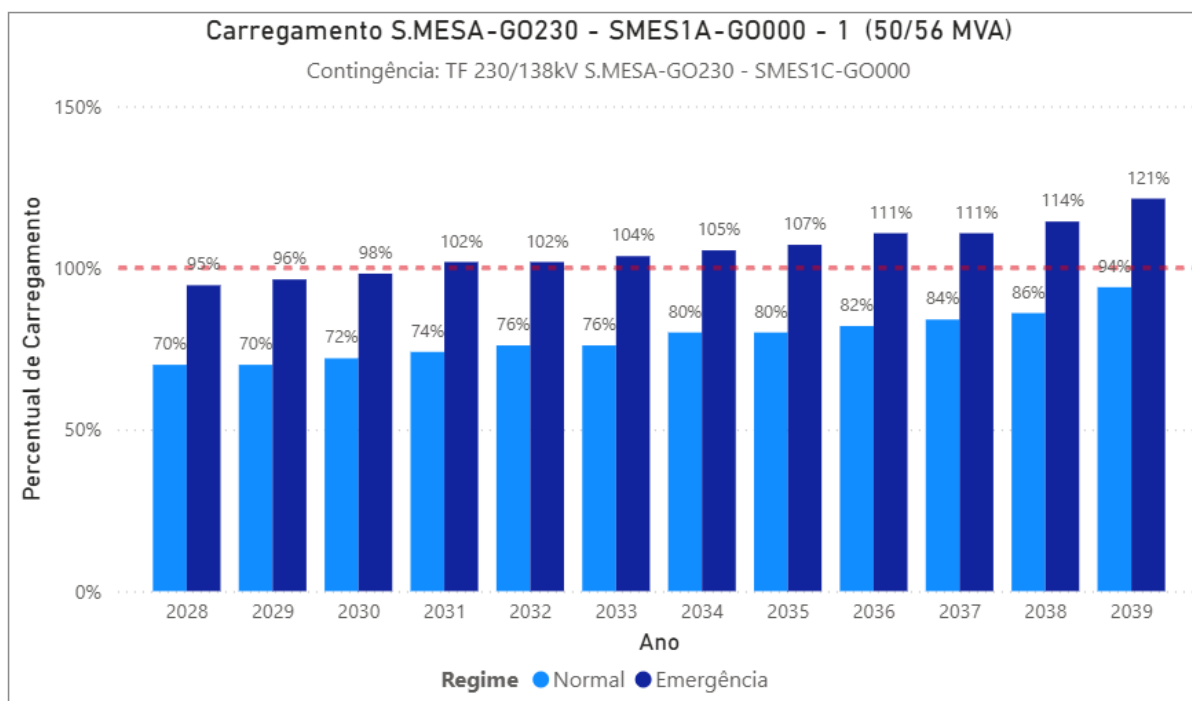


Figura 7-12 – Carregamento da subestação Serra da Mesa 230/138 kV sem a conexão em Alvorada

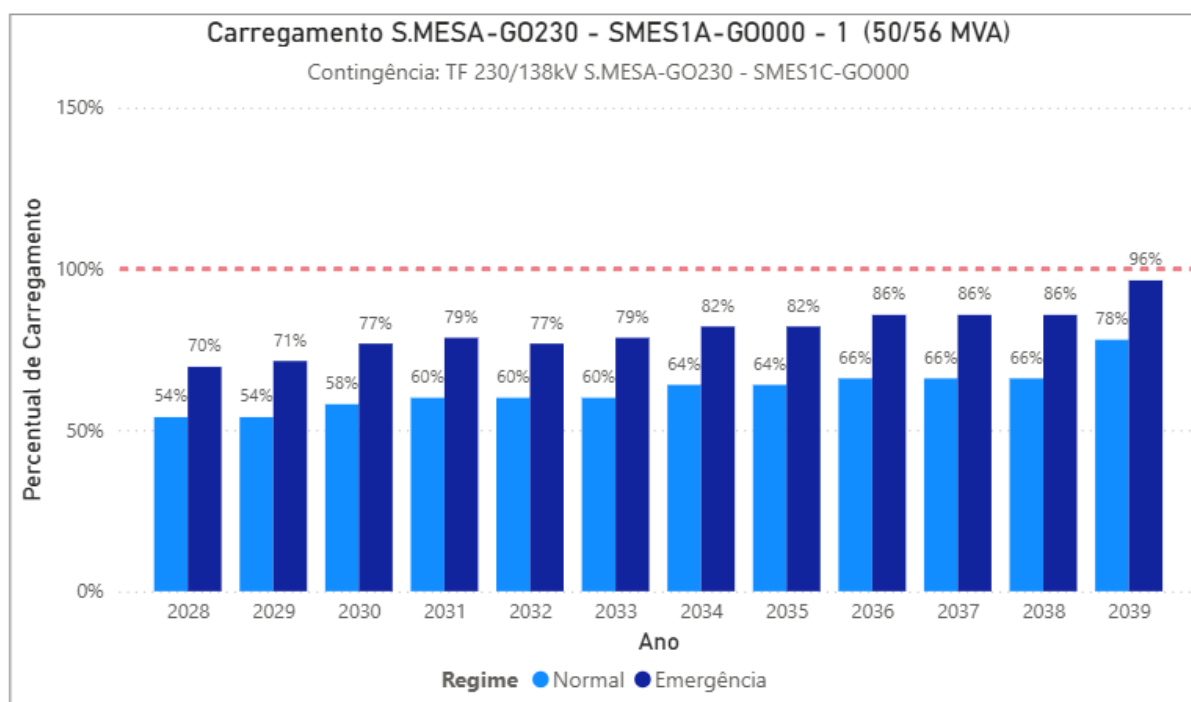


Figura 7-13 – Carregamento da subestação Serra da Mesa 230/138 kV com a conexão em Alvorada

7.2.2 Cenários de Escoamento de Geração - Fluxo Reverso

7.2.2.1 SE Serra da Mesa 500/230 kV

A subestação 500/230 kV Serra da Mesa foi listada, no diagnóstico da EPE do ano passado, dentre as subestações que apresentavam sobrecarga na unidade transformadora remanescente durante a contingência de um dos transformadores. Essa condição era observada no cenário de carga máxima diurna norte úmido, quando coincidia alta geração hídrica com a fotovoltaica na região forçando o fluxo a subir para o 500kV.

Para o atual ciclo do diagnóstico, observamos uma diminuição do carregamento dessa transformação, para o mesmo cenário simulado no ciclo anterior, conforme demonstrado na Figura 7-14. Essa diminuição reflete a redistribuição do fluxo de potência ao se considerar as novas LTs 230 kV Itapaci – Matrinchã 2 e Matrinchã 2 – Firminópolis, recomendadas em [7].

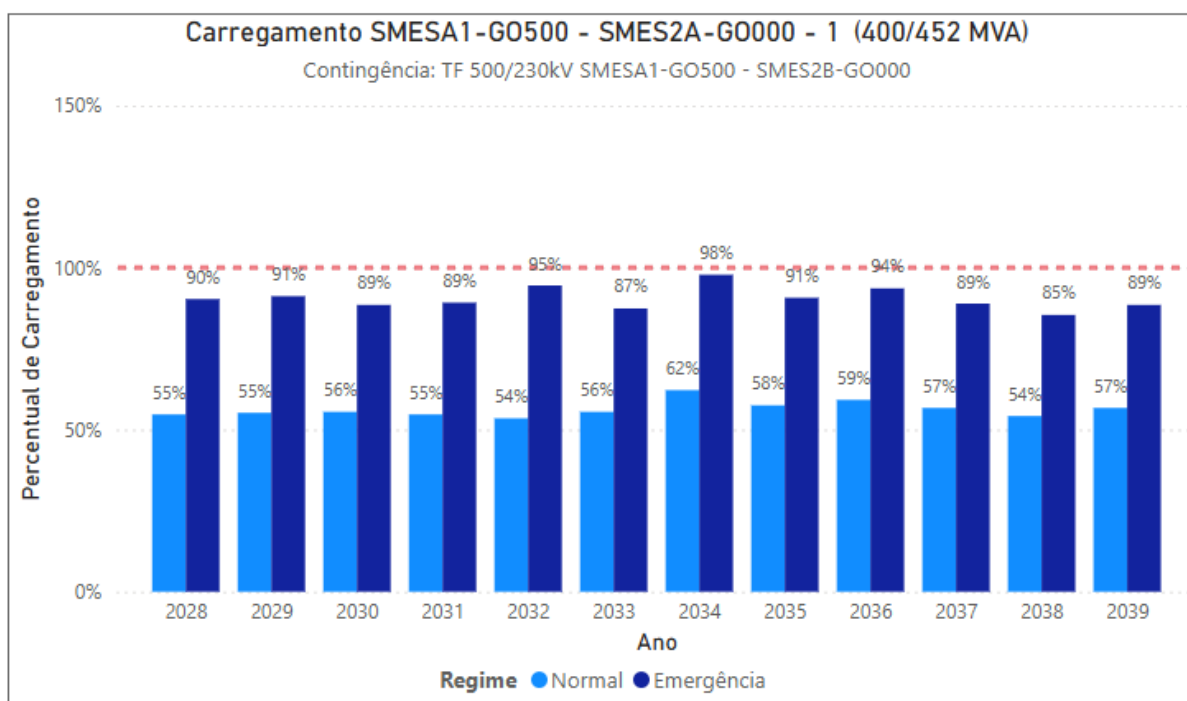


Figura 7-14 – Carregamentos no transformador 500/230 kV Serra da Mesa – Regime Normal e Contingências

7.2.2.2 SE Barro Alto 230/69 kV

A transformação 230/69 kV Barro Alto, composta por 3 transformadores de 50 MVA (9+1R), apresentou sobrecarga no cenário de carga mínima diurna seco, em fluxo reverso. Nota-se um montante expressivo de capacidade instalada de geração na rede de distribuição local, sendo cerca de 120MW de usinas fotovoltaicas, 65MW de térmicas e 100MW de MMGD. Esse problema tende a se agravar devido ao crescimento natural observado na instalação de painéis solares de residências, comércios e indústrias.

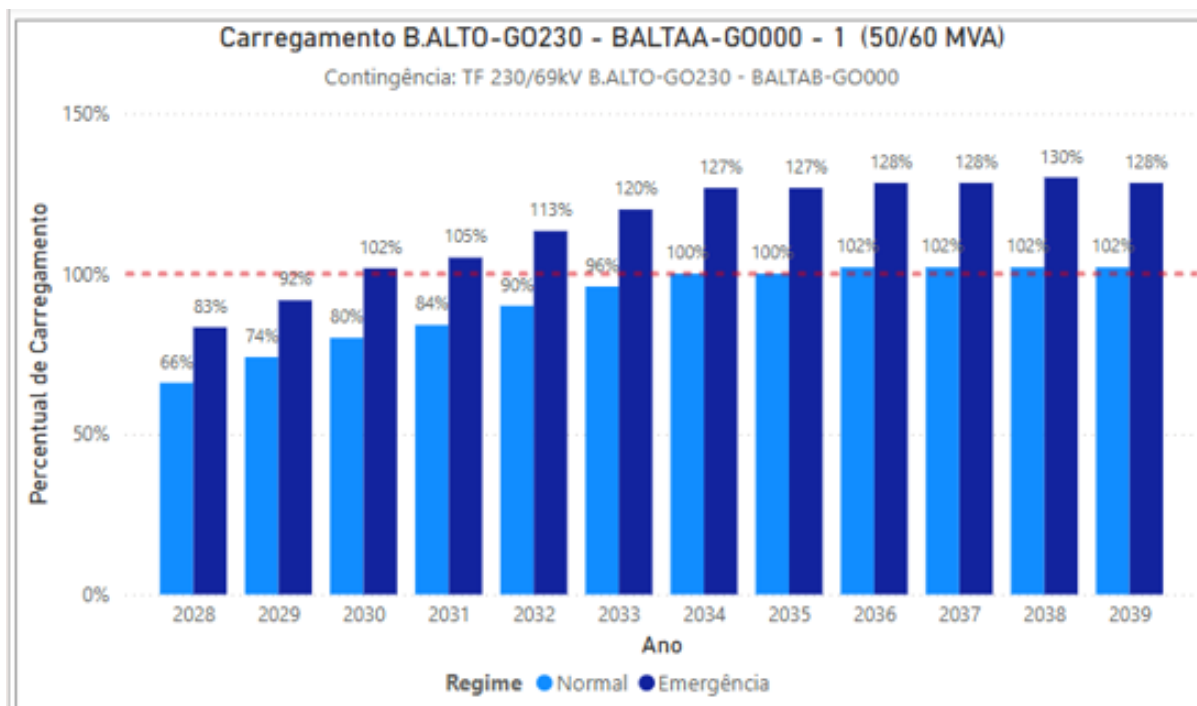


Figura 7-15 – Carregamentos no transformador 230/69 kV Barro Alto – Regime Normal e Contingências

7.3 Desempenho das Demais Instalações da Transmissão (DIT)

7.3.1 DITs 138 kV Rio Claro – Parque das Emas, Rio Verde FURNAS - Rio Claro e Rio Verde – Rio Verde FURNAS

A região sul do estado de Goiás possui algumas DITs que compõem o sistema de transmissão da região e, portanto, devem ser analisadas pela EPE quanto ao seu desempenho no longo prazo. As Figura 7-16, Figura 7-17 e Figura 7-18 mostram os gráficos de carregamento dessas linhas ao longo do horizonte de análise.

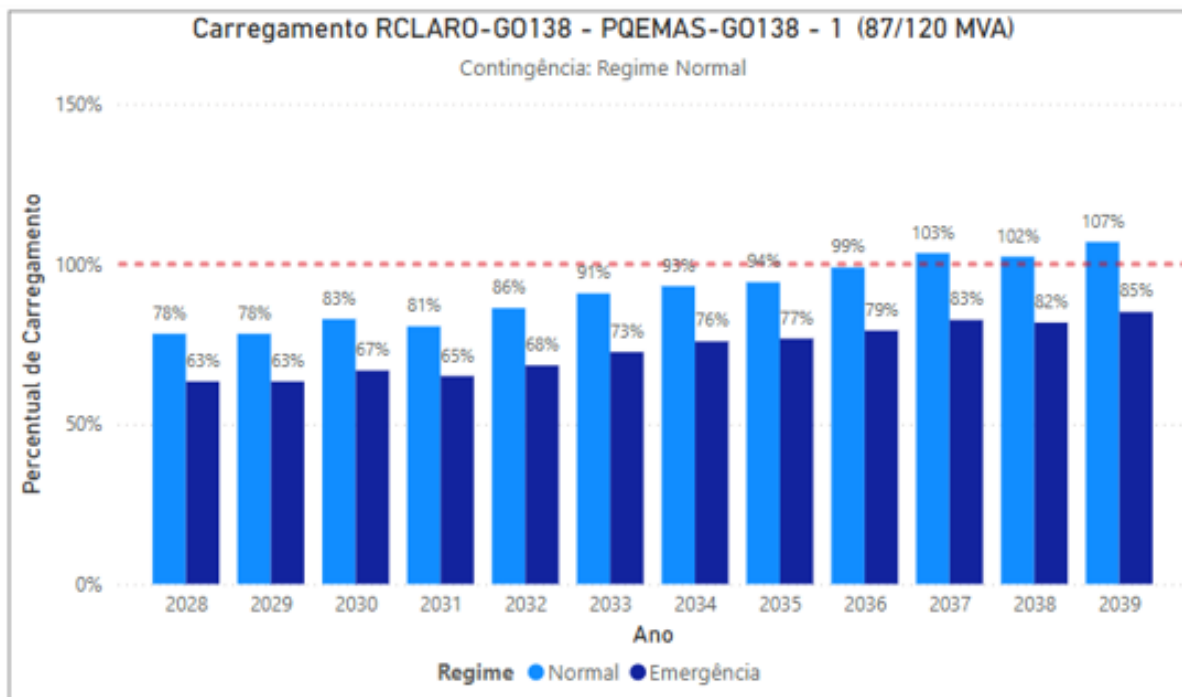


Figura 7-16 – Carregamento na DIT 138 kV Rio Claro – Parque das Emas, C1

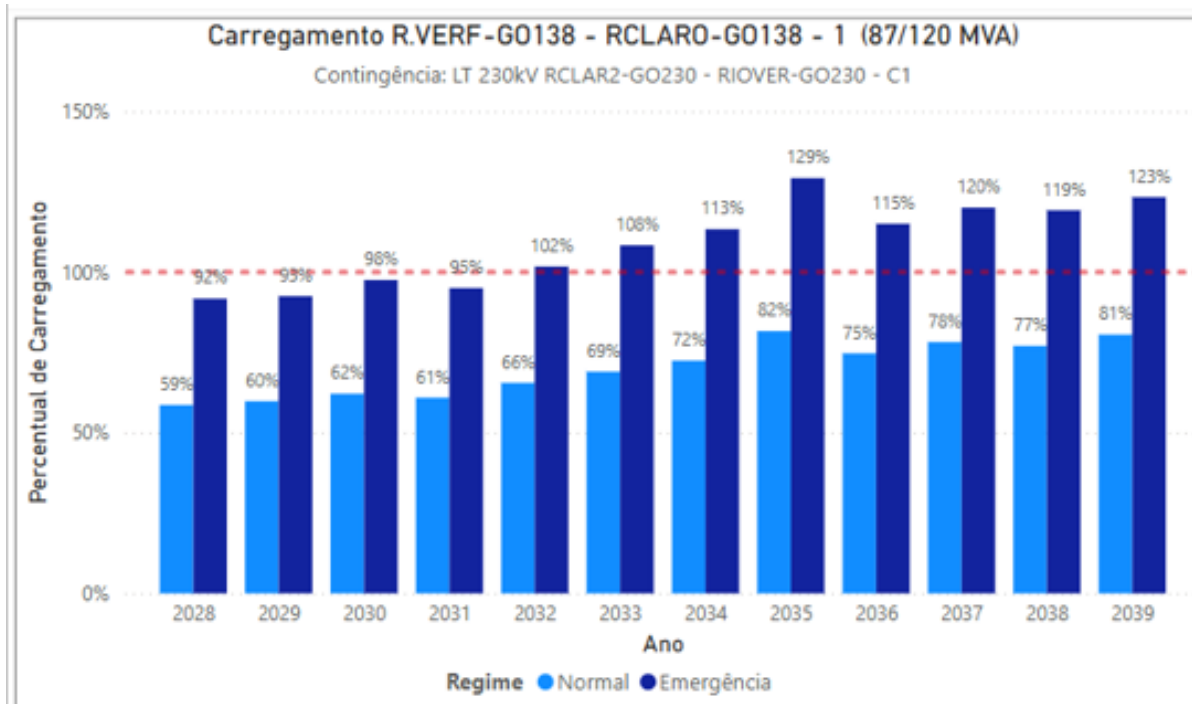


Figura 7-17 – Carregamento na DIT 138 kV Rio Verde Furnas – Rio Claro, C1

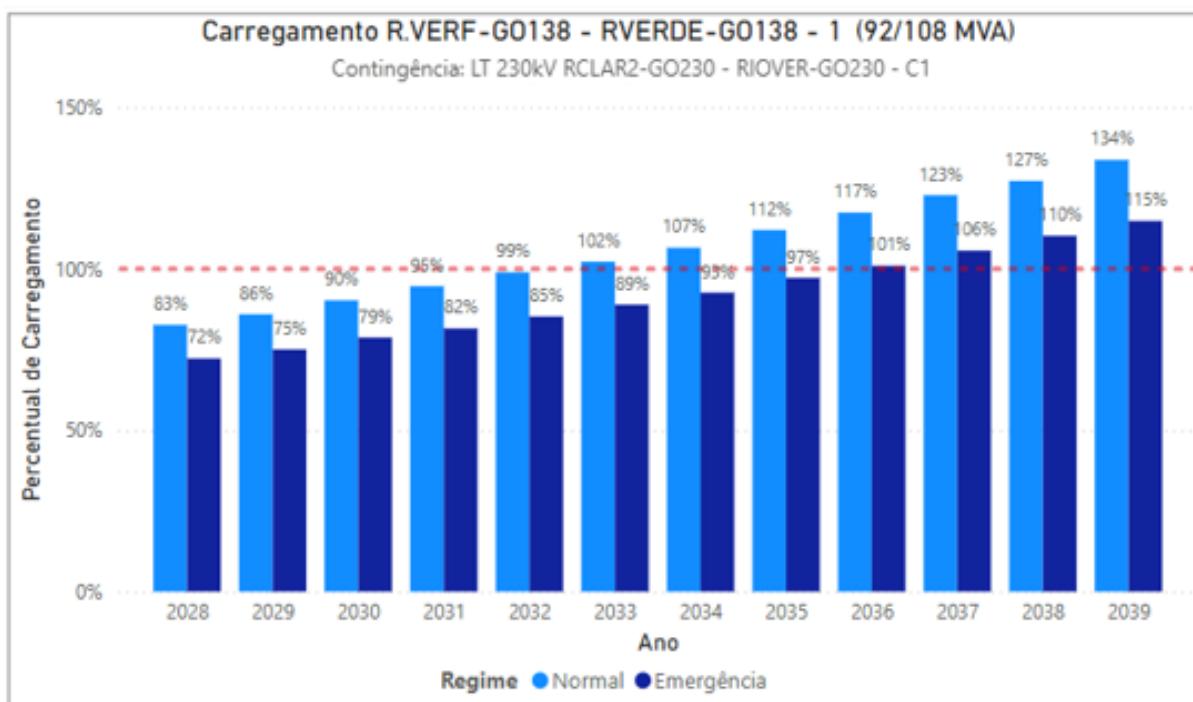


Figura 7-18 – Carregamento na DIT 138 kV Rio Verde – Rio Verde Furnas, C1

Todos os cenários de carga máxima noturna apresentaram problemas de sobrecarga nessas linhas, evidenciando um crescente desafio ao atendimento das cargas em cenários que não possuem geração distribuída fotovoltaica abatendo o montante de carga a ser atendido. A DIT 138 kV Rio Claro – Parque das Emas, C1, apresentou sobrecarga apenas em regime normal a partir de 2037. A DIT 138 kV Rio Verde Furnas - Rio Claro, C1, apresentou sobrecarga apenas em regime de emergência, a partir de 2032, na contingência da LT 230 kV Rio Verde – Rio Claro 2. Por fim, a DIT 138 kV Rio Verde – Rio Verde Furnas, C1, entra em sobrecarga a partir de 2033 em regime normal de operação e a partir de 2036 a sobrecarga também ocorre durante a contingência da LT 230 kV Rio Verde – Rio Claro 2.

7.4 Desempenho do Sistema de Distribuição com Impacto na Rede Básica

Neste item destacamos obras de distribuição que foram recomendadas pela EPE em estudos passados e, posteriormente, indicadas no POTEE, devido a sua relevância para o atendimento ao mercado consumidor, mas que ainda não constam no plano de obras da distribuidora.

7.4.1 SE Itapuranga 138 kV, LD 138 kV Itapuranga – Itapaci e Banco de Capacitor na SE 138 kV Itaberaí

Esse conjunto de obras de distribuição foram recomendadas no estudo de Atendimento à Região de Inhumas [12], em conjunto com obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira. Após a emissão do estudo houve uma retração do mercado previsto devido a pandemia do COVID-19 e as obras de transmissão não foram licitadas. Entretanto, os problemas de controle de tensão na região continuam sendo diagnosticados, em função das extensas linhas de distribuição em 69 kV que atendem as cargas. A distribuidora Equatorial Goiás informou que estudou outras opções de atendimento as cargas locais que deverão ser consideradas e analisadas no estudo previsto para região norte.

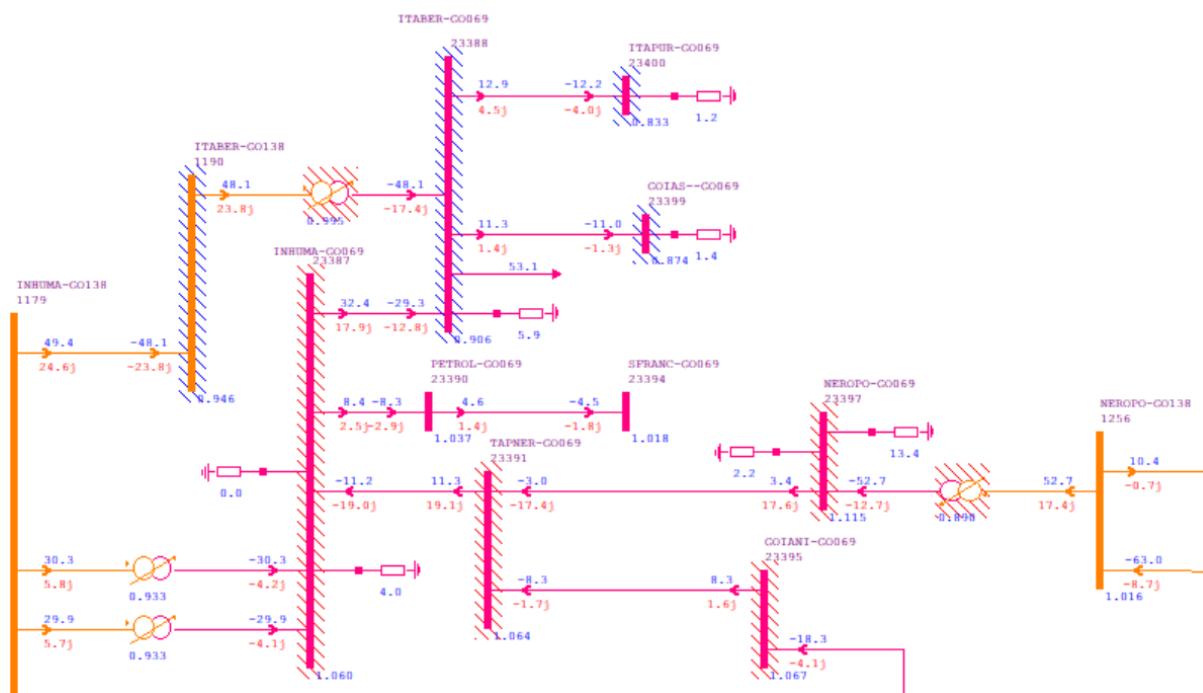


Figura 7-19 – Níveis de tensão no sistema da distribuidora no cenário de carga máxima noturna

7.4.2 LD 138 kV Porangatu - Serra da Mesa, C2

A LD 138 kV Porangatu – Serra da Mesa, C2, faz parte do conjunto de obras recomendadas no estudo de Atendimento à Região Norte de Goiás [14], complementando a recomendação do 3º ATR 138/69 kV Porangatu e do 2º banco de capacitor 5MVar na SE 69 kV São Miguel.

Esse conjunto de obras de distribuição representam aquelas mais vantajosas, sob o ponto de vista técnico e econômico, para auxiliar no controle de tensão e atender ao mercado consumidor local. As simulações realizadas no âmbito do diagnóstico demonstraram a importância destas obras pois a sua ausência provoca colapso de tensão e a não convergência dos casos simulados em diversos cenários.

Em 2024, a distribuidora Equatorial Goiás informou uma mudança na topologia da rede elétrica, que não havia sido considerada a época do estudo, através da implantação da LD 138 kV Porangatu - Alvorada, pertencente a rede da distribuidora Energisa Tocantins.

Considerando essa nova topologia de rede, serão feitas novas análises no próximo estudo da região norte. Nesse sentido, destaca-se a importância de haver uma definição clara quanto a topologia e os parâmetros da rede da distribuidora ao início de cada estudo a ser realizado pela EPE, caso contrário poderá haver uma degradação das soluções recomendadas.

8 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, “Base de dados de fluxo de potência - PDE 2034,” [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, “EPE-DEE-RE-057/2024-rev0 - Reforços para resiliência no sistema de transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas,” 2024.
- [5] EPE, “EPE-DEE-RE-011-2025-rev0 - Reavaliação do atendimento à Região Nordeste de Goiás,” 2025.
- [6] EPE, “EPE-DEE-RE-033/2025-rev0 - Estudo de atendimento à região de Goiânia – Aumento da confiabilidade na SE Goiânia Leste,” 2025.
- [7] EPE, “EPE-DEE-RE-058_2024 - Atendimento às regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã”.
- [8] EPE, “EPE-DEE-RE-019-2024 - Atendimento às cargas de Porto Velho e Abunã”, 2024.
- [9] EPE, “EPE-DEE-RE007/2016 - Integração de Humaitá ao SIN”, 2018.
- [10] EPE, “EPE-DEE-RE-080-2024 - Estudo de Atendimento às cargas da região central do Mato Grosso parte 1”, 2024.
- [11] EPE, “Atendimento aos requisitos de confiabilidade da transformação da EDP Goiás”.
- [12] EPE, “EPE-DEE-RE-043_2017 - Estudo de Atendimento à região de Inhumas”.
- [13] EDP, “CT-EDP-GO-005-2024 - Requisitos de confiabilidade de transformação EDP Goiás”.
- [14] EPE, “EPE-DEE-RE-076-2020 - Estudo de Atendimento à Região Norte de Goiás”.
- [15] ONS, “Procedimentos de Rede ONS – Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão,” 2023.