



Diagnóstico Regional PDE 2034

Volume I – GET Norte

Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins

SETEMBRO DE 2025

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



■ Colaboradores

RELATÓRIO

EPE-DEE-RE-024/2025-REV0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Rafael Theodoro Alves e Mello

Equipe Técnica

Igor Chaves

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Matias Halmenschlager Hubert

Rafael de Carvalho Caetano

Renan Gonzaga Silva Dos Santos

Vinicius Ferreira Martins

Yan Ricardo Damasceno Rangel

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 Norte		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-024-2025-rev0 Diagnóstico Regional PDE 2034 – Volume I – GET Norte Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins		
Revisões rev0	Data 08/09/2025	Descrição sucinta Emissão Original

SUMÁRIO

SUMÁRIO	5
1 INTRODUÇÃO	10
2 CONCLUSÕES	11
2.1 Amapá	11
2.2 Amazonas	11
2.3 Maranhão	12
2.4 Pará	12
2.5 Roraima	13
2.6 Tocantins	14
3 RECOMENDAÇÕES.....	15
3.1 Amapá	15
3.2 Amazonas	15
3.3 Maranhão	15
3.4 Pará	15
3.5 Roraima	16
3.6 Tocantins	16
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	18
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	18
4.1.1 Amapá	19
4.1.2 Amazonas	20
4.1.3 Maranhão	21
4.1.4 Pará	22
4.1.5 Roraima	23
4.1.6 Tocantins	24
4.2 Evolução da Expansão da Geração	25
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão	26
4.3.1 Expansão no Estado do Amapá	26
4.3.2 Expansão do Estado do Amazonas	27
4.3.3 Expansão do Estado do Maranhão	27
4.3.4 Expansão do Estado do Pará	28
4.3.5 Expansão do Estado do Roraima	28
4.3.6 Expansão do Estado do Tocantins	29
5 CENÁRIOS ANALISADOS	30
6 DIAGNÓSTICO DA REDE	31
6.1 Estado do Amapá	31
6.1.1 Violações de Carregamento	31
6.1.2 Violações de Tensão	31
6.2 Estado do Amazonas	32
6.2.1 Violações de Carregamento	32
6.2.2 Violações de Tensão	36
6.3 Estado do Maranhão	36
6.3.1 Violações de Carregamento	37
6.4 Estado do Pará	38

6.4.1	Violações de Carregamento	38
6.4.2	Violações de Tensão	46
6.5	Estado de Roraima	47
6.5.1	Violações de Carregamento	47
6.5.2	Violações de Tensão	48
6.6	Estado do Tocantins	48
6.6.1	Violações de Carregamento	48
6.6.2	Violações de Tensão	49
7	REFERÊNCIAS	50

■ Lista de Figuras

Figura 4-1 - Sistema Elétrico dos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins – PDE 2034....	18
Figura 4-2 – Previsão para o mercado da Equatorial Amapá.....	19
Figura 4-3 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMDG para a área de concessão da Equatorial Amapá.	19
Figura 4-4 – Previsão para o mercado da Amazonas Energia.....	20
Figura 4-5 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMDG para a área de concessão da Amazonas Energia.	20
Figura 4-6 – Previsão para o mercado da Equatorial Maranhão.	21
Figura 4-7 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMDG para a área de concessão da Equatorial Maranhão.	21
Figura 4-8 – Previsão para o mercado da Equatorial Pará.....	22
Figura 4-9 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMDG para a área de concessão da Equatorial Pará.	22
Figura 4-10 – Previsão para o mercado da Roraima Energia.	23
Figura 4-11 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMDG para a área de concessão da Roraima Energia.	23
Figura 4-12 – Previsão para o mercado da Energisa Tocantins.	24
Figura 4-13 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMDG para a área de concessão da Energisa Tocantins.	24
Figura 4-14 - Legenda das Instalações existentes e futuras nos estados da região Norte	26
Figura 4-15 – Estado do Amapá	26
Figura 4-16 – Estado do Amazonas.....	27
Figura 4-17 – Estado do Maranhão.....	27
Figura 4-18 – Estado do Pará	28
Figura 4-19 – Estado de Roraima.....	28
Figura 4-20 – Estado do Tocantins.....	29
Figura 6-1 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Macapá 3 quando da contingência de um dos transformadores – Cenário 3 - Carga Máxima Noturna.	31
Figura 6-2 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Mauá 3 em condição normal de operação e na contingência de um dos autotransformadores – Carga Máxima Noturna.	32
Figura 6-3 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Silves - Lechuga remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Carga Máxima Noturna.	33
Figura 6-4 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV de Lechuga em condição normal de operação ou durante contingência de um dos bancos de autotransformadores em paralelo – Carga Máxima Noturna.	33
Figura 6-5 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Lechuga em condição normal de operação e na contingência de um dos autotransformadores – Carga Máxima Noturna.	34
Figura 6-6 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Tarumã em condição normal de operação e na contingência de um dos bancos de autotransformadores – Carga Máxima Noturna.	34
Figura 6-7 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Jorge Teixeira em condição normal de operação e na contingência de um dos autotransformadores – Carga Máxima Noturna.	35
Figura 6-8 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná - Silves remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão –Carga Máxima Noturna	35
Figura 6-9 – Nível de carregamento da transformação 230-69 kV de Manaus na contingência de um dos bancos de transformadores – Carga Máxima Noturna.....	36
Figura 6-10 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV da SE Imperatriz, durante contingência do banco autotransformador de 600 MVA– Cenário 3 - Carga máxima noturna.	37
Figura 6-11 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Imperatriz, na contingência de um dos transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.	37
Figura 6-12 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV da SE Santa Luzia III, durante a contingência de um dos transformadores – Cenário 1 - Carga máxima diurna.	38
Figura 6-13 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV da SE Tucuruí, durante a contingência de um dos dois transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.....	39
Figura 6-14 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV da SE Tucuruí, durante a contingência de um dos três transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.	39
Figura 6-15 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV da SE Xinguara II, durante a contingência de um dos dois transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.....	40
Figura 6-16 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Santa Maria na contingência de um dos dois transformadores – Cenário 2 - Carga máxima diurna.....	41
Figura 6-17 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Altamira na contingência de um dos três transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.	41

Figura 6-18 – Nível de carregamento da LT 230 kV Integradora – Xinguara, C1 ou C2, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 3 - Carga máxima noturna.....	42
Figura 6-19 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Guamá na contingência de um dos três transformadores – Cenário 2 – Carga Máxima Diurna.	42
Figura 6-20 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Utinga na contingência de um dos quatro transformadores – Cenário 3 – Carga máxima noturna.	43
Figura 6-21 – Nível de carregamento da LT 230 kV Castanhal – Santa Maria, C1 ou C2, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 3 - Carga máxima noturna.....	44
Figura 6-22 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Vila do Conde, durante a contingência de um dos dois transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.	44
Figura 6-23 – Nível de carregamento da compensação série da LT 230 kV Castanhal – Vila do Conde, na contingência do transformador 500/230 kV da SE Marituba – Cenário 3 – Carga máxima noturna.	45
Figura 6-24 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná – Silves remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 2 – Carga máxima diurna.	45
Figura 6-25 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 2 – Carga máxima diurna.	46
Figura 6-26 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Boa Vista – Carga Máxima Noturna	47
Figura 6-27 – Nível de carregamento da SE 230/138 kV de Palmas, durante a contingência de um dos dois transformadores dessa SE – Cenário 3 - Carga máxima noturna.	48
Figura 6-28 – Nível de carregamento da LT 230 kV Lajeado – Palmas, C1 ou C2, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 3 - Carga máxima noturna.	49

■ Lista de Tabelas

Tabela 4-1 – Geração considerada para o ano 2028 nos estados do GET Norte	25
Tabela 4-2 - Geração considerada para o ano 2039 nos estados do GET Norte.....	25

1 INTRODUÇÃO

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

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

O presente ciclo de diagnóstico utiliza como ponto de partida a base de dados 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 eletrogeográfica, definida pela EPE, consta na Portaria EPE/DEE nº 1/2021 [3]. Visando facilitar a organização, a apresentação e a divulgação dos resultados dos diagnósticos regionais, os resultados das análises são representados em um total de seis volumes, sendo um volume para cada GET, conforme segue:

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

2 CONCLUSÕES

Após as simulações e atualizações de cenários para a carga e geração foi possível traçar um diagnóstico de longo prazo para as unidades federativas do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins, no qual avaliaram-se as condições de atendimento da rede existente e do sistema planejado. O diagnóstico identificou algumas restrições de carregamento e de tensão, que serão tratadas ao longo da programação de atividades do GET.

2.1 Amapá

Com relação ao estado do Amapá, foram identificadas as seguintes violações:

- Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Macapá III a partir de 2039 quando da contingência de um dos transformadores existentes;
- Dificuldade para controle de tensão a partir de 2036 quando da contingência de uma das seguintes linhas de transmissão: LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá C1 ou C2, LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá III C1 ou LT 230 kV Macapá – Macapá III C1.

2.2 Amazonas

Com relação ao estado do Amazonas, foram identificadas as seguintes violações:

- Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Mauá 3 em condição normal de operação ou na perda de um dos autotransformadores a partir de 2031;
- Sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Silves - Lechuga, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2031;
- Sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Lechuga na perda de um dos bancos de autotransformadores a partir de 2031;
- Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Lechuga na perda de um dos autotransformadores entre 2033 e 2038;
- Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Tarumã na perda de um dos autotransformadores entre 2034 e 2038;
- Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Jorge Teixeira na perda de um dos autotransformadores a partir de 2036;
- Sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná - Silves, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2036;
- Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Manaus na perda de um dos bancos de transformadores a partir de 2038;

- Dificuldade para controle de tensão em condição normal de operação ou quando da contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Oriximiná – Silves ou da LT 500 kV Silves – Lechuga a partir de 2035;
- Dificuldade para controle de tensão na malha de 230 kV de Manaus, seja em condição normal de operação, ou em contingência de algum circuito a partir de 2038.

2.3 Maranhão

Com relação ao estado do Maranhão, foram identificadas as seguintes violações:

- Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Imperatriz, a partir de 2033, no cenário 3 (carga máxima noturna), durante a contingência de um dos três transformadores existentes;
- Sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Imperatriz, a partir de 2033, no cenário 3 (carga máxima noturna), durante a contingência do banco autotransformador de 600 MVA;
- Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Santa Luzia III, no ano de 2039, no cenário 1 (carga máxima diurna), durante a contingência de um dos dois autotransformadores.

2.4 Pará

Com relação ao estado do Pará, foram identificadas as seguintes violações:

- Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Tucuruí a partir de 2030 (cenário 3), na contingência de um dos dois autotransformadores, solucionado com a implantação do 3º autotransformador de 100 MVA, incluído na minuta do POTEE 2025 – 1ª Emissão;
- Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Xinguara a partir de 2030 (cenário 3), na contingência de um dos dois autotransformadores, solucionado com a implantação do 3º autotransformador de 150 MVA, recomendado pelo estudo EPE-DEE-RE-061/2014-rev1 (Suprimento à Região de Santana do Araguaia);
- Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Santa Maria, a partir de 2030, durante a contingência de um dos dois transformadores da subestação;
- Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Altamira a partir de 2031 (cenário 3), na contingência de um dos três transformadores. A sobrecarga também ocorre a partir de 2034 e 2035 nos cenários 2 e 1, respectivamente;
- Sobrecarga na LT 230 kV Integradora – Xinguara II, C1 ou C2, a partir de 2032 (cenário 3), na contingência de um dos circuitos, solucionada com a implantação do C3 dessa LT (recomendada em estudo); este problema é verificado apenas se considerada a planta industrial Araguaia Níquel Metais, com ponto de conexão na SE Xinguara II;
- Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Guamá a partir de 2035 nos cenários 1 e 2 e a partir de 2037 (cenário 3), na contingência de um dos três transformadores;

- Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Utinga a partir de 2035 (cenário 3), na contingência de um dos quatro transformadores. A sobrecarga também ocorre em 2038 nos cenários 1 e 2;
- Sobrecarga na LT 230 kV Castanhal – Santa Maria, C1 ou C2, a partir de 2037 (cenário 3), na contingência de um dos dois circuitos. A sobrecarga também ocorre a partir de 2038 nos cenários 1 e 2;
- Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Vila do Conde em 2038 (cenário 3), na contingência de um dos dois transformadores;
- Sobrecarga no capacitor série da LT 230 kV Castanhal – Vila do Conde em 2038 (cenário 3), na contingência do transformador 500/230 kV da SE Marituba;
- Sobrecarga nos capacitores série da LT 500 kV Oriximiná – Silves remanescente em 2039 (cenários 2 e 3), na contingência de um dos circuitos;
- Sobrecarga nos capacitores série da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari remanescente em 2039 (cenários 2 e 3), na contingência de um dos circuitos;
- A partir de 2028, observam-se subtensões na contingência de um dos dois circuitos da LT 230 kV Integradora – MOP;
- Dificuldade de controle de tensão a partir de 2031 na contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu (cenários 1, 2 e 3);
- Dificuldade de controle de tensão a partir de 2031 na contingência das LTs 500 kV Tucuruí I ou II – Vila do Conde C1 e Tucuruí II – Marituba C1 (cenário 2);
- Subtensões a partir de 2035 na contingência de um dos dois circuitos da LT 230 kV Integradora – Xinguara II, resolvidas com a implantação do C3 dessa LT (recomendada em estudo); este problema é verificado apenas se considerada a planta industrial Araguaia Níquel Metais, com ponto de conexão na SE Xinguara II;
- Subtensões a partir de 2037 na contingência da LT 230 kV Transamazônica – Tapajós II (cenário 3), resolvidas com a implantação do C2 dessa LT (recomendada em estudo).

2.5 Roraima

Com relação ao estado de Roraima, foi identificada a seguinte violação:

- Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Boa Vista a partir de 2028 em condição normal de operação ou quando da contingência de um dos 3 transformadores; Esse problema foi solucionado no estudo [4].

2.6 Tocantins

Com relação ao estado do Tocantins, foram identificadas as seguintes violações:

- Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Palmas, na contingência de um dos autotransformadores, a partir de 2028 no patamar de carga máxima noturna; a previsão de carga deve ser averiguada com a distribuidora local;
- Sobrecarga na LT 230 kV Lajeado – Palmas, C1 ou C2, durante a contingência de um dos circuitos, a partir de 2036 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna;
- Dificuldade para controle de tensão a partir de 2037, com a contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Lajeado – Palmas, nos cenários 1 e 3.

3 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2034 para o GET Norte, bem como as ponderações efetuadas ao longo do capítulo 6, 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, recentemente aprovada pelo MME.

3.1 Amapá

Para o estado do Amapá, tem-se a seguinte recomendação:

- Finalizar o estudo “Solução estrutural para resiliência do atendimento a estados da região Norte: Parte I - Amazonas e Amapá”, visando aumentar a confiabilidade de atendimento ao estado em caso de perda dupla da LT 500 kV Xingu – Jurupari C1 e C2 (estudo em andamento).
- Acompanhar nos próximos ciclos do PDE, os problemas verificados mais ao final do horizonte de planejamento para o estado, como a sobrecarga da transformação 230/69 kV da SE Macapá III, bem como a dificuldade para controle de tensão quando da contingência de uma das seguintes linhas de transmissão: LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá C1 ou C2, LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá 3 C1 ou LT 230 kV Macapá – Macapá 3 C1

3.2 Amazonas

Para o estado do Amazonas, tem-se a seguinte recomendação:

- Finalizar o estudo “Solução estrutural para resiliência do atendimento a estados da região Norte: Parte I - Amazonas e Amapá”, visando solucionar os problemas de sobrecarga e controle de tensão, tanto na Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus bem como na rede interna de Manaus (estudo em andamento).

3.3 Maranhão

Para o estado do Maranhão, tem-se a seguinte recomendação:

- Acompanhar os problemas verificados mais ao final do horizonte de planejamento para o estado, como a sobrecarga nas transformações de Imperatriz (500/230 kV e 230/69 kV) e Santa Luzia III (230/138 kV).

3.4 Pará

Para o estado do Pará, tem-se as seguintes recomendações:

- Para a violação na transformação 230/138 kV da SE Xinguara II, recomenda-se discutir no âmbito do POTEE a antecipação da implantação do 3º autotransformador de 150 MVA, obra

prevista no estudo EPE-DEE-RE-061/2014-rev1 (Suprimento à Região de Santana do Araguaia);

- Para a violação observada na SE 230/69 kV de Santa Maria, recomenda-se a verificação da projeção de carga por parte da distribuidora nesse ponto de conexão, visto que não estão condizentes com os MUST contratados;
- Para a violação observada na SE 230/69 kV de Altamira, recomenda-se a revisão da projeção de carga por parte da distribuidora nesse ponto de conexão, visto que não estão condizentes com os MUST contratados;
- Acompanhar os problemas verificados mais ao final do horizonte de planejamento para a região metropolitana de Belém, em especial os problemas de controle de tensão na contingência das LTs 500 kV Tucuruí I ou II – Vila do Conde C1, Tucuruí II – Marituba C1 e da LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu;
- Para a violação de carregamento nos capacitores série da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari, a solução será definida no âmbito de estudo “Solução estrutural para resiliência do atendimento a estados da região Norte: Parte I - Amazonas e Amapá”, que se encontra na fase de emissão de relatório.

3.5 Roraima

Para o estado de Roraima, tem-se a seguinte recomendação:

Finalizar o estudo “Solução estrutural para resiliência do atendimento a estados da região Norte: Parte II - Roraima” , visando aumentar a confiabilidade de atendimento ao estado e solucionar problemas de tensão e carregamento na rede de distribuição do sul do estado (estudo em andamento)

3.6 Tocantins

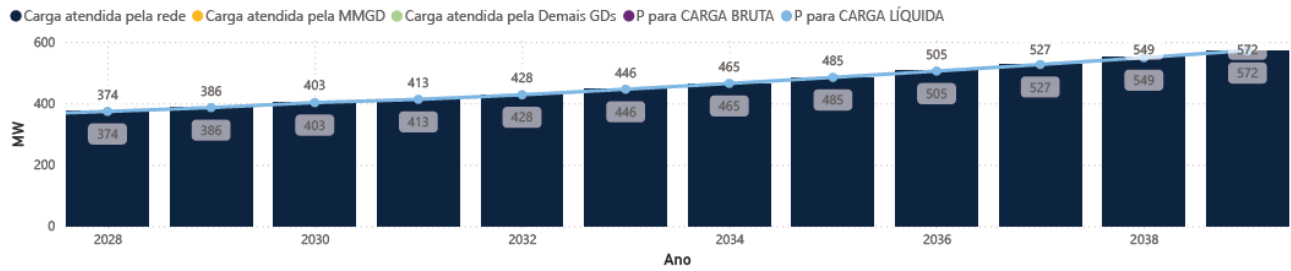
Para o estado do Tocantins, tem-se as seguintes recomendações:

- Diante da violação de carregamento identificada neste PDE 2034, a partir de 2028, na transformação 230/138 kV da SE Palmas — decorrente de um expressivo aumento de carga — recomenda-se discutir no âmbito do POTEE a antecipação da implantação do 3º banco de autotransformadores, conforme já previsto no Estudo de Suprimento a Palmas (EPE-DEE-DEA-3/2013-rev2). Ressalta-se, entretanto, a necessidade de que a Energisa Tocantins confirme as projeções de carga informadas, tendo em vista o crescimento significativamente superior ao verificado no PDE anterior;

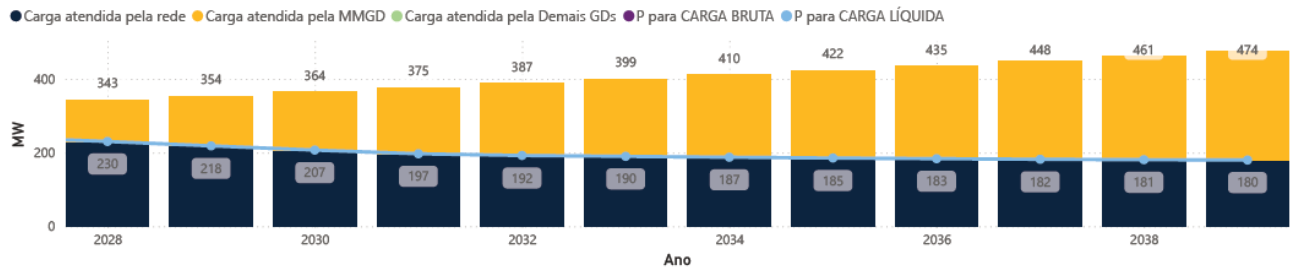
- Para as violações identificadas a partir de 2036, recomenda-se o monitoramento nos próximos ciclos do PDE, com destaque para o carregamento da LT 230 kV Lajeado – Palmas e para as subtensões observadas em caso de sua contingência.

4.1.1 Amapá

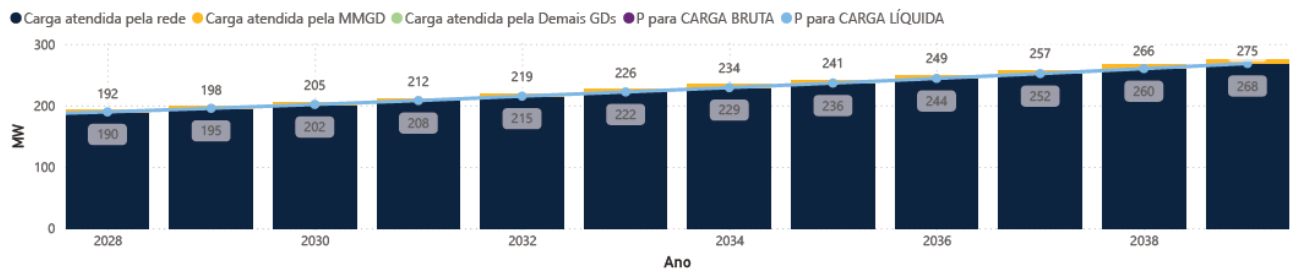
Patamar Máxima Noturna



Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna



Patamar Mínima Diurna

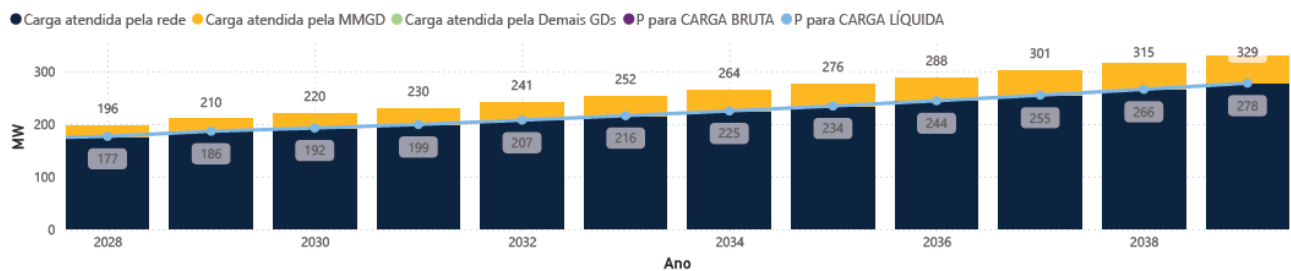
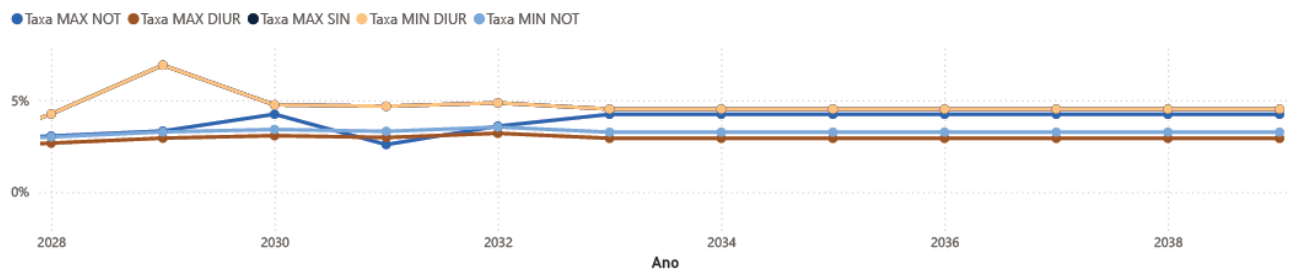


Figura 4-2 – Previsão para o mercado da Equatorial Amapá.

Taxas de crescimento (Carga Bruta)



Potência instalada MMDG-FV

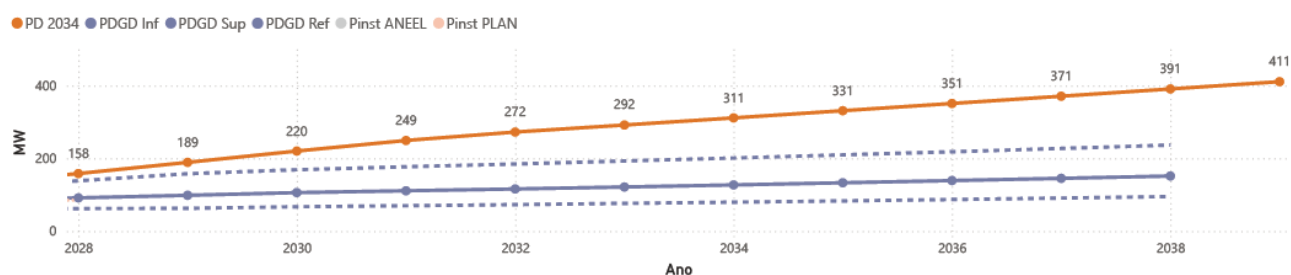
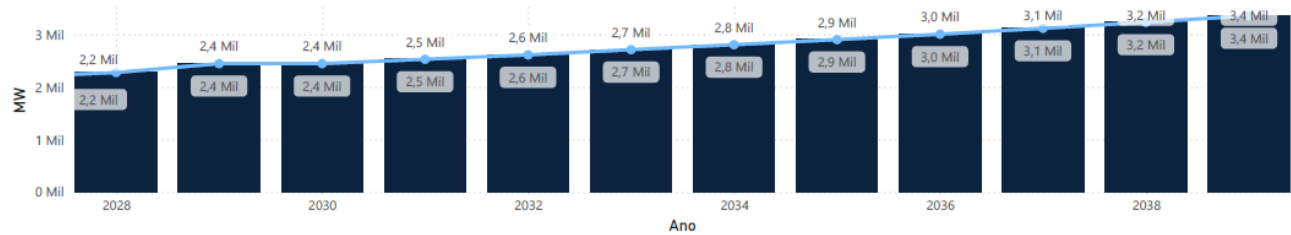


Figura 4-3 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMDG para a área de concessão da Equatorial Amapá.

4.1.2 Amazonas

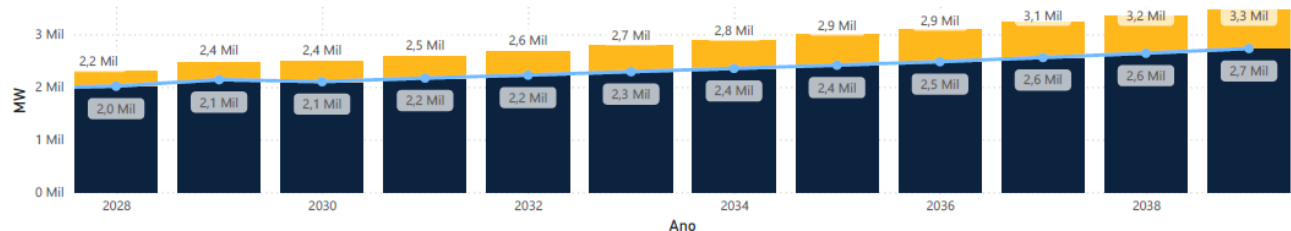
Patamar Máxima Noturna

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



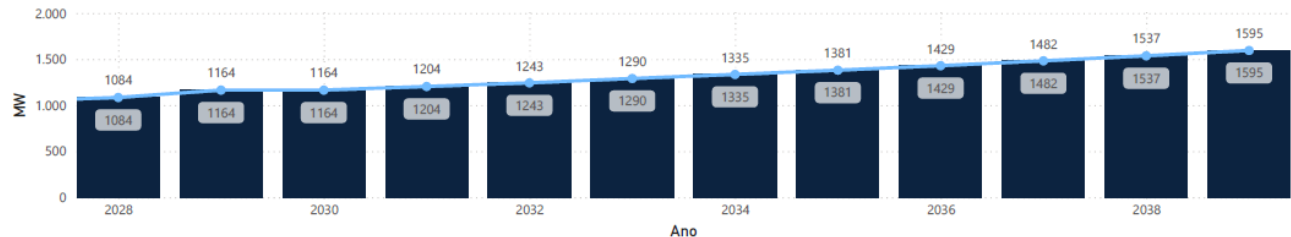
Patamar Máxima Diurna

● 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

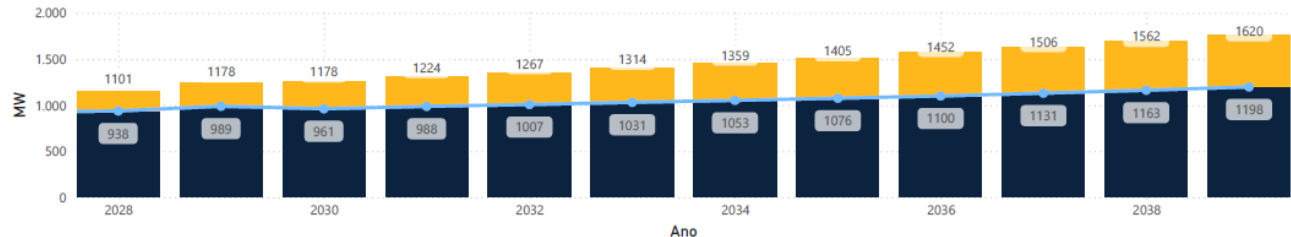
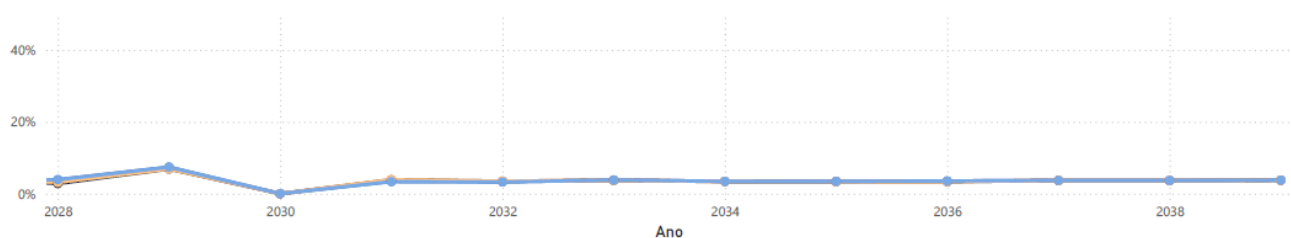


Figura 4-4 – Previsão para o mercado da Amazonas Energia.

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

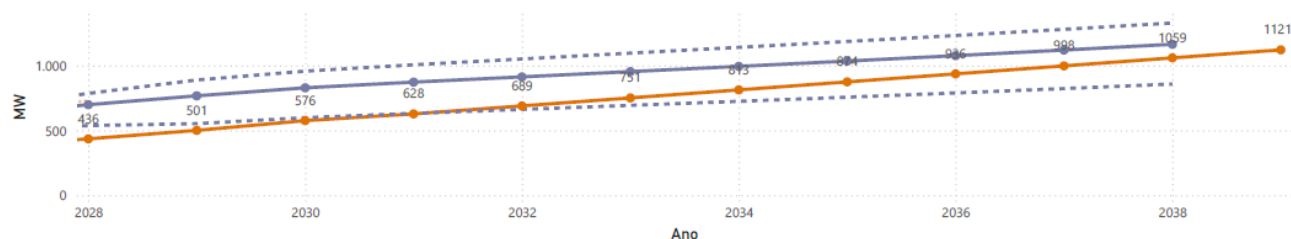


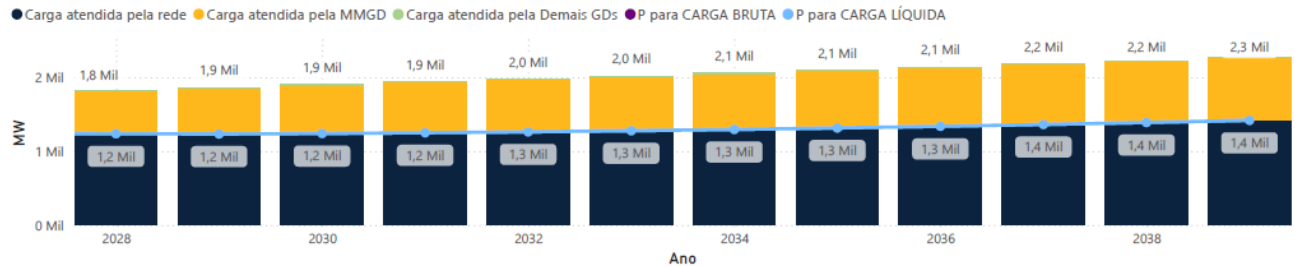
Figura 4-5 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Amazonas Energia.

4.1.3 Maranhão

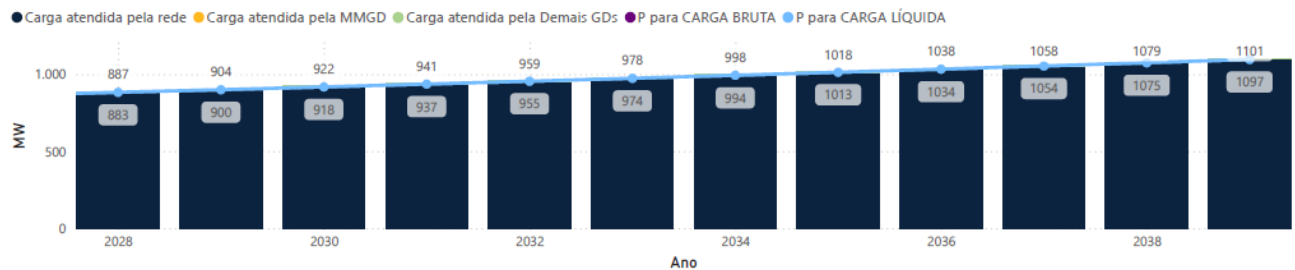
Patamar Máxima Noturna



Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna



Patamar Mínima Diurna

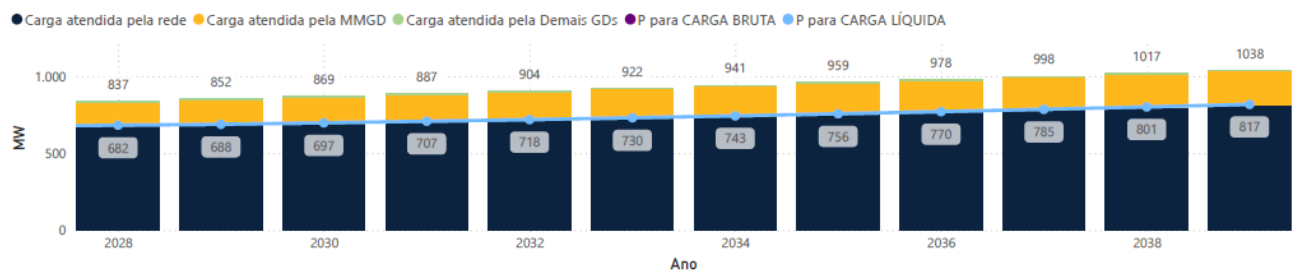
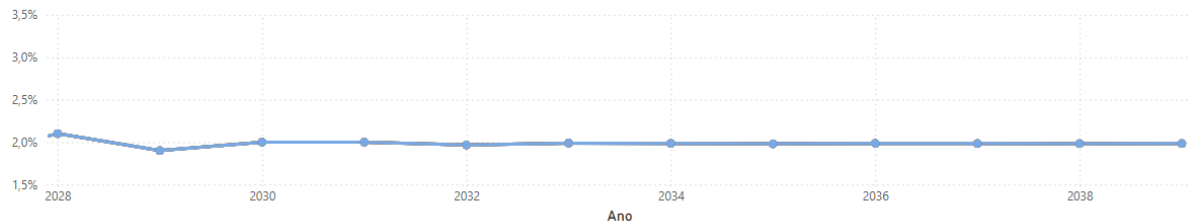


Figura 4-6 – Previsão para o mercado da Equatorial Maranhão.

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

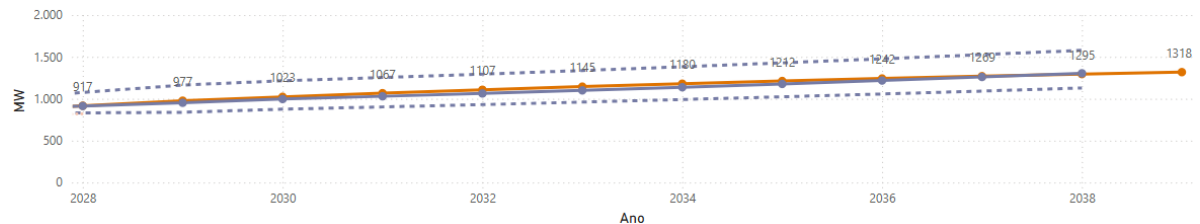
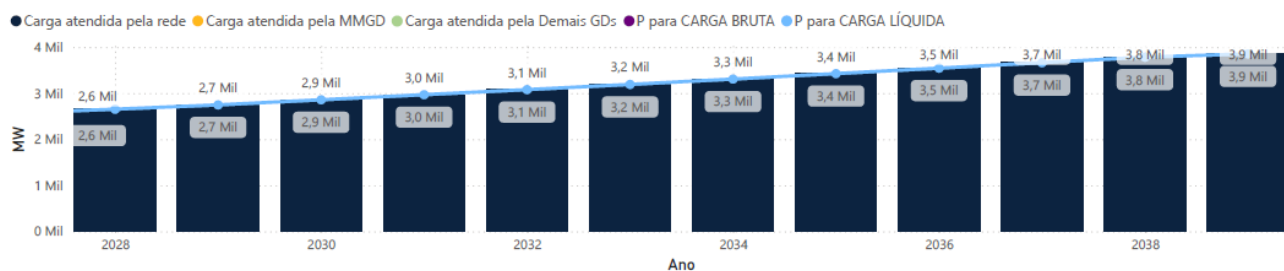


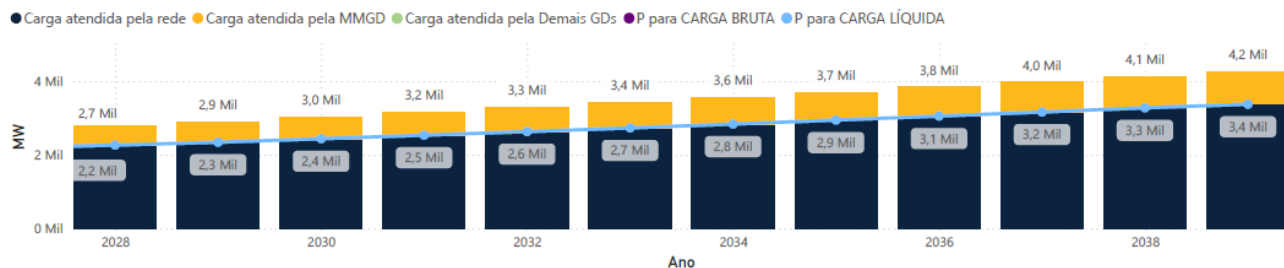
Figura 4-7 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Equatorial Maranhão.

4.1.4 Pará

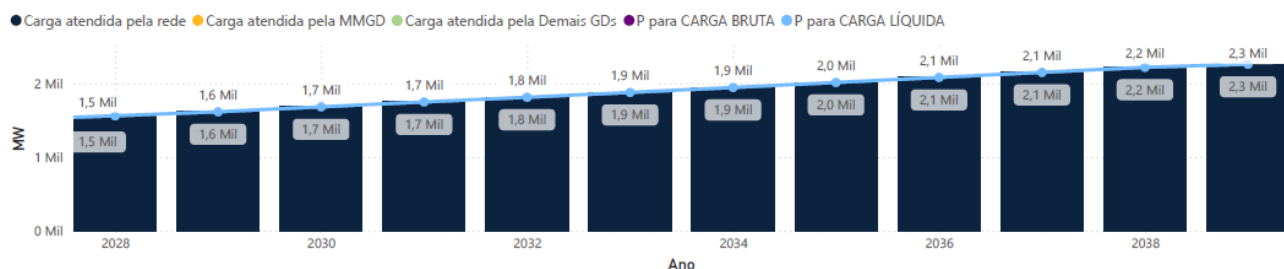
Patamar Máxima Noturna



Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna



Patamar Mínima Diurna

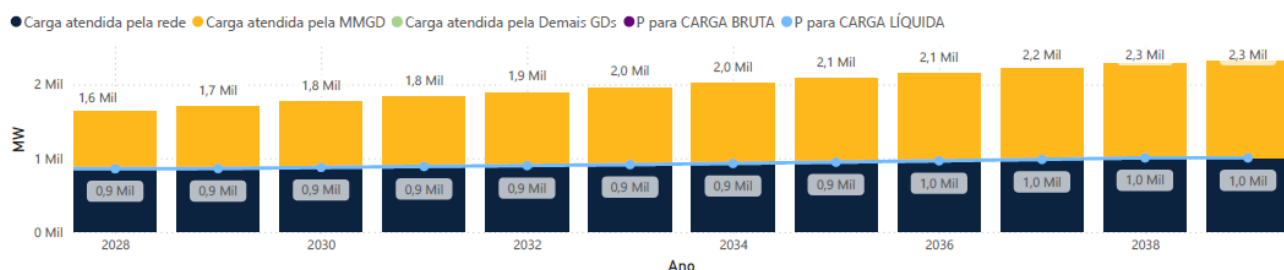
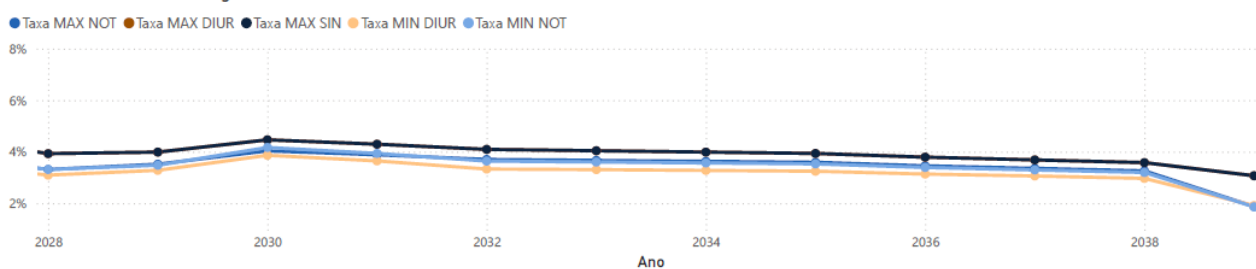


Figura 4-8 – Previsão para o mercado da Equatorial Pará.

Taxas de crescimento (Carga Bruta)



Potência instalada MMGD-FV

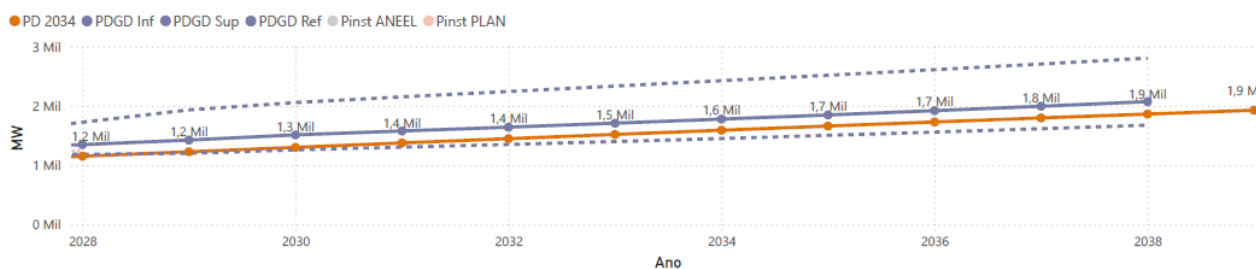
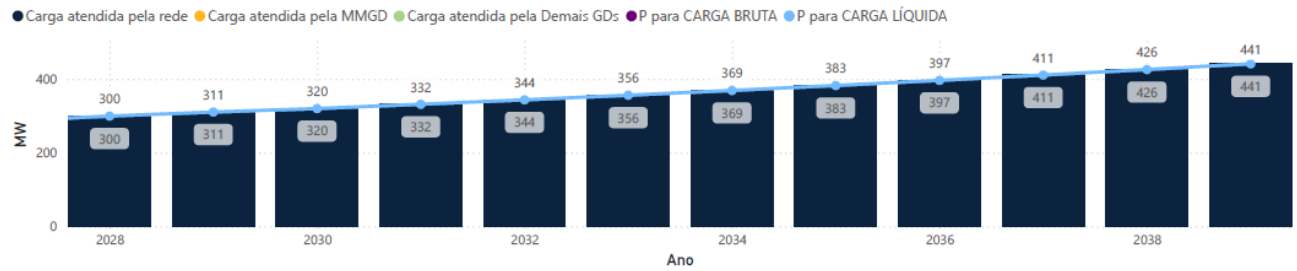


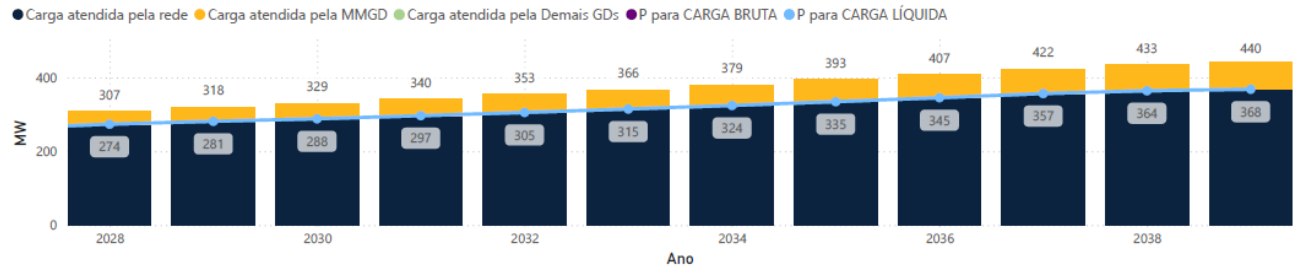
Figura 4-9 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Equatorial Pará.

4.1.5 Roraima

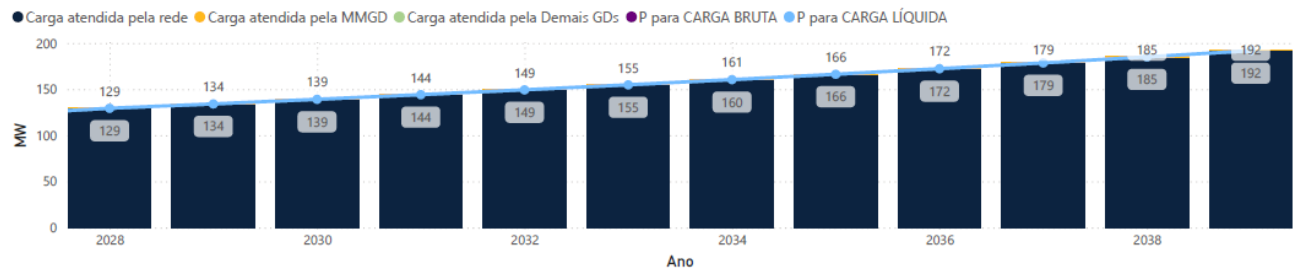
Patamar Máxima Noturna



Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna



Patamar Mínima Diurna

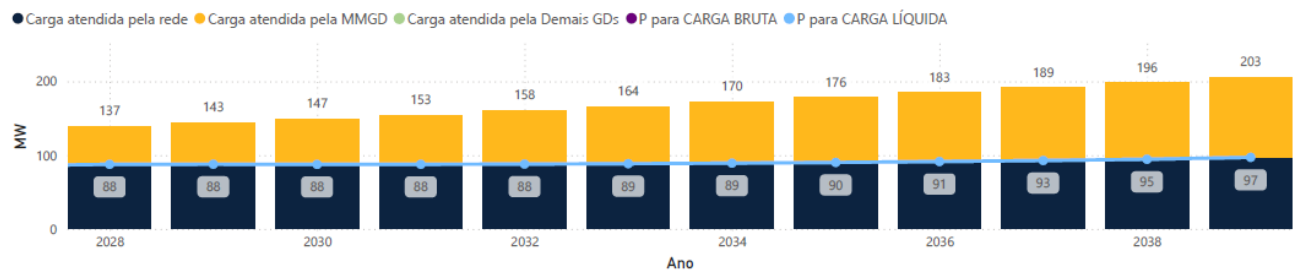
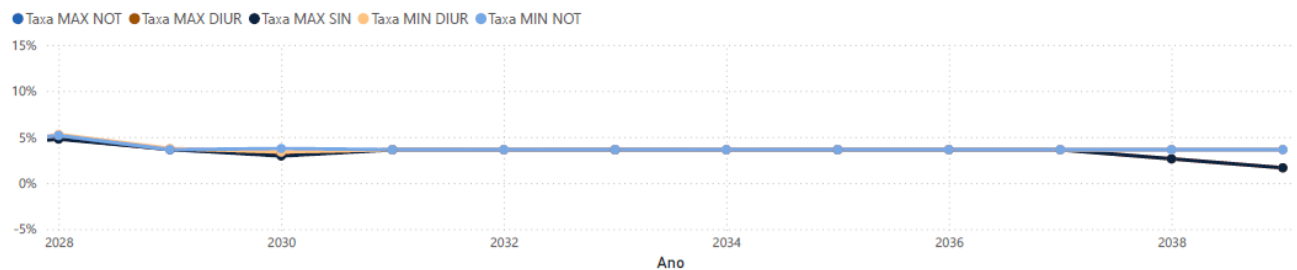


Figura 4-10 – Previsão para o mercado da Roraima Energia.

Taxas de crescimento (Carga Bruta)



Potência instalada MMGD-FV

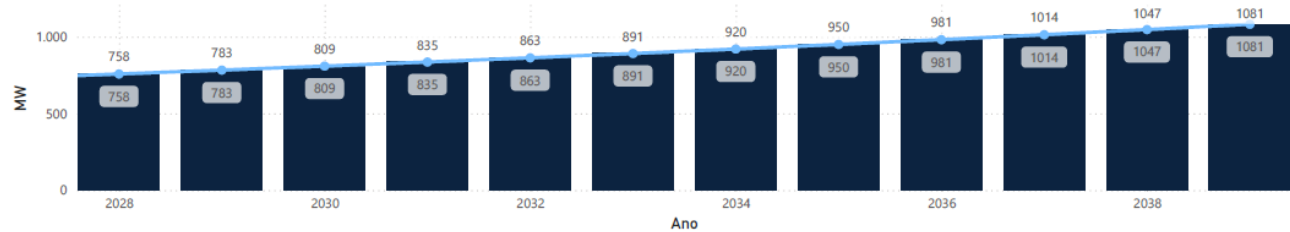


Figura 4-11 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Roraima Energia.

4.1.6 Tocantins

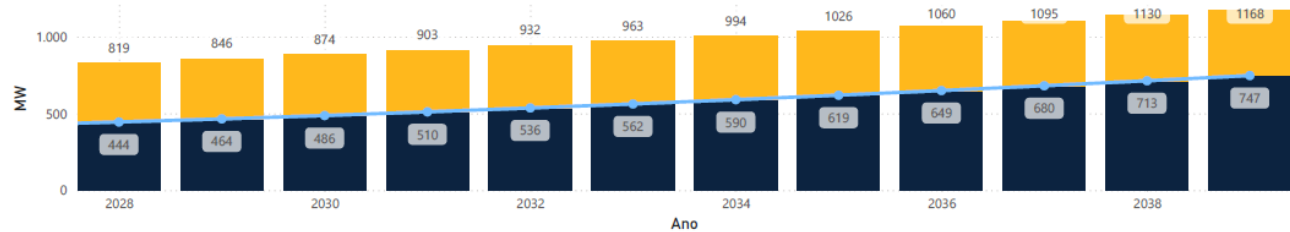
Patamar Máxima Noturna

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



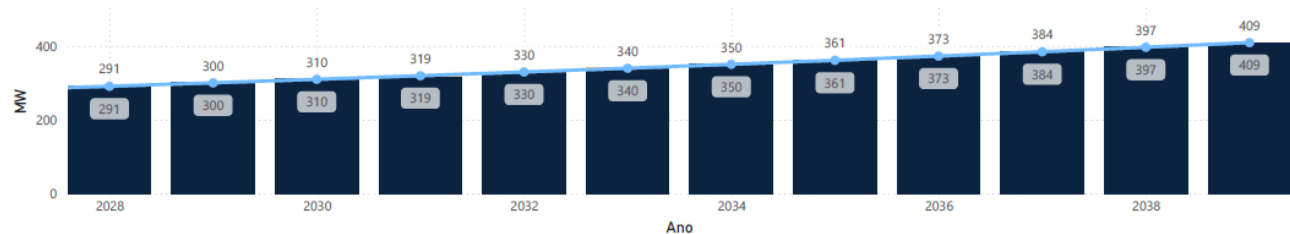
Patamar Máxima Diurna

● 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

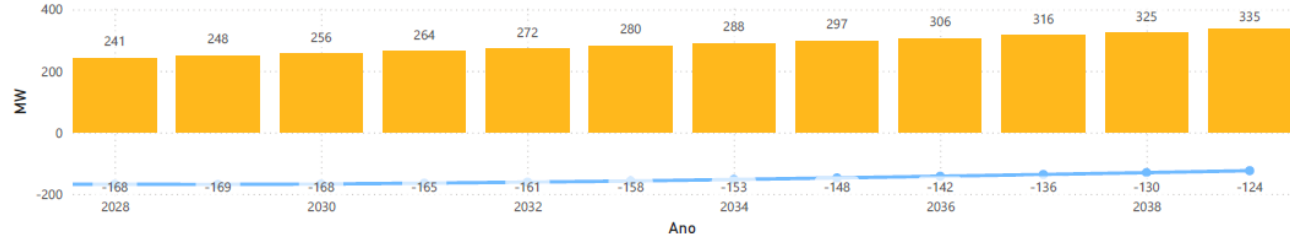
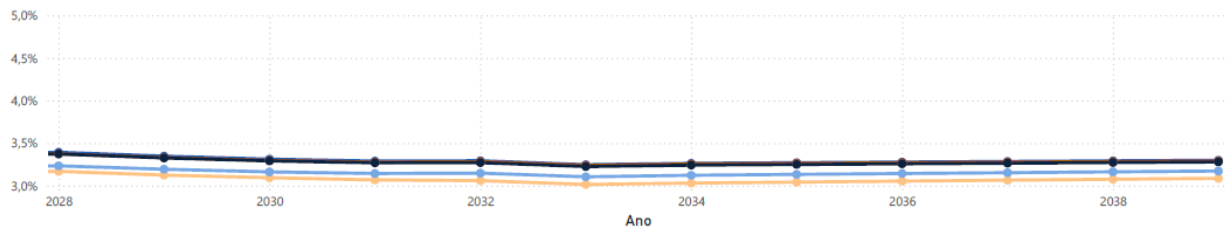


Figura 4-12 – Previsão para o mercado da Energia Tocantins.

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

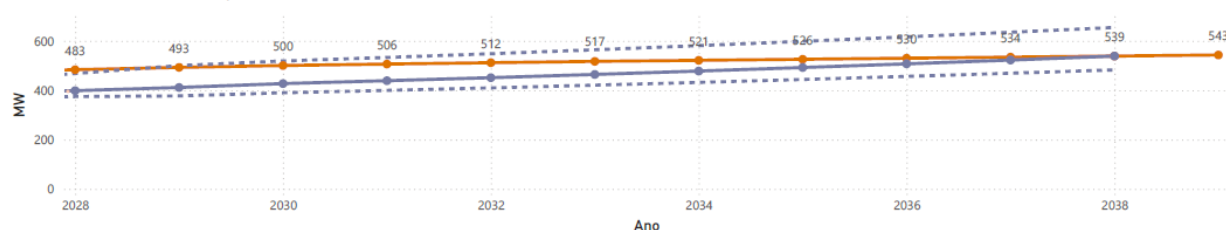


Figura 4-13 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Energia Tocantins.

4.2 Evolução da Expansão da Geração

A Tabela 4-1 e a Tabela 4-2 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 Norte.

Destaca-se a participação massiva de Usinas Hidrelétricas, em especial nos estados do Amapá, Pará e Tocantins.

Os quantitativos apresentados consideram as usinas em operação e em implantação, sendo considerados todos os projetos de geração com CUST assinado até dezembro de 2024. Não foi considerada geração indicativa.

Com relação aos estados do Amazonas e de Roraima, cumpre destacar que o contrato de gás da UTE Mauá 3 se encerra em novembro de 2030 e seu contrato de suprimento de energia, em dezembro de 2043. No entanto, o benefício da CCC para Mauá 3 se encerraria ao fim do contrato de gás. Nos termos da Medida Provisória nº 814/2017, Mauá 3 pediu a antecipação da entrega de seu contrato através das UTEs Aparecida, Cristiano Rocha, Ponta Negra, Manauara, Jaraqui e Tambaqui no período entre o fim dos contratos atuais destas e novembro de 2030. Dessa forma, esse diagnóstico foi realizado considerando o despacho nulo para as UTEs Mauá 3, Jaraqui, Tambaqui, Ponta Negra, Cristiano Rocha e Manauara a partir de 2031. Com relação ao estado de Roraima, devido às incertezas quanto à data da entrada em operação da UHE Bem Querer, esse diagnóstico foi realizado considerando despacho nulo para a usina, por se tratar do cenário mais crítico para o sistema.

Tabela 4-1 – Geração considerada para o ano 2028 nos estados do GET Norte

Fonte	AP (MW)	AM (MW)	MA (MW)	PA (MW)	RR (MW)	TO (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	919	250	1.087	19.766	-	1.403	23.425	74%
PCH/CGH	-	-	-	30	10	80	120	0%
EOL	-	-	489	-	-	-	489	2%
UFV	-	-	-	-	-	5	5	0%
UTE	-	2.198	2.573	2.176	42	-	6.990	22%
Biomassa	-	-	254	-	267	80	601	2%
Total	919	2.448	4.403	21.972	319	1.568	31.629	100%

Tabela 4-2 - Geração considerada para o ano 2039 nos estados do GET Norte

Fonte	AP (MW)	AM (MW)	MA (MW)	PA (MW)	RR (MW)	TO (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	919	250	1.087	20.057	- ²	1.403	23.716	77%
PCH/CGH	-	-	-	30	10	80	120	0%
EOL	-	-	489	-	-	-	489	2%
UFV	-	-	-	-	-	5	5	0%
UTE	-	1.404	2.573	2.176	- ³	-	6.153	20%
Biomassa	-	-	254	-	- ³	80	334	1%
Total	919	1.654	4.403	22.264	10	1.568	30.817	100%

² Para fins desse diagnóstico não se considerou a entrada da UHE Bem Querer

³ A maioria das usinas contratadas no leilão de geração 001/2019 tem contrato até 2036. Para fins desse diagnóstico, essas usinas foram consideradas desligadas a partir dessa data.

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

A Figura 4-15 à Figura 4-20 a seguir apresentam a configuração da rede existente e planejada em toda a região Norte, onde as linhas contínuas representam instalações existentes e as linhas tracejadas indicam instalações futuras, seguindo a legenda abaixo. O detalhamento do conjunto de empreendimentos de transmissão previstos para os próximos anos e localizados nos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins pode ser encontrado no PET/PELP Ciclo 2025 – 1º Semestre [5].

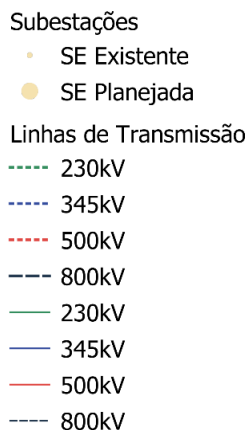


Figura 4-14 - Legenda das Instalações existentes e futuras nos estados da região Norte

4.3.1 Expansão no Estado do Amapá

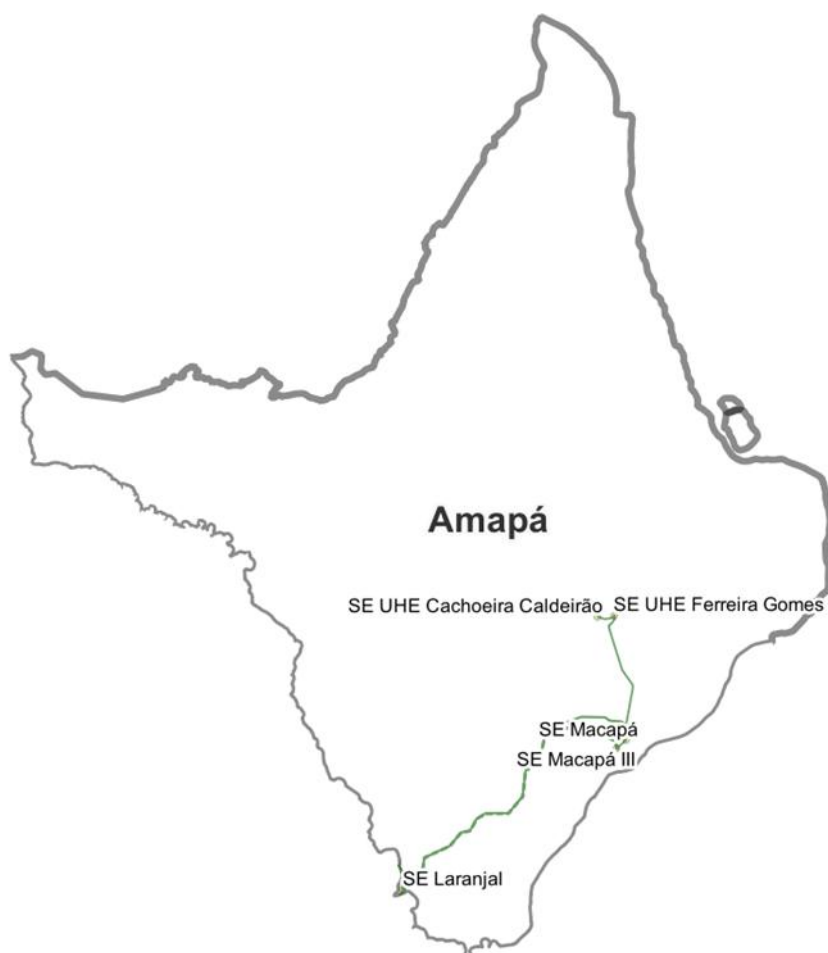


Figura 4-15 – Estado do Amapá

4.3.2 Expansão do Estado do Amazonas



Figura 4-16 – Estado do Amazonas

4.3.3 Expansão do Estado do Maranhão



Figura 4-17 – Estado do Maranhão

4.3.4 Expansão do Estado do Pará



Figura 4-18 – Estado do Pará

4.3.5 Expansão do Estado do Roraima

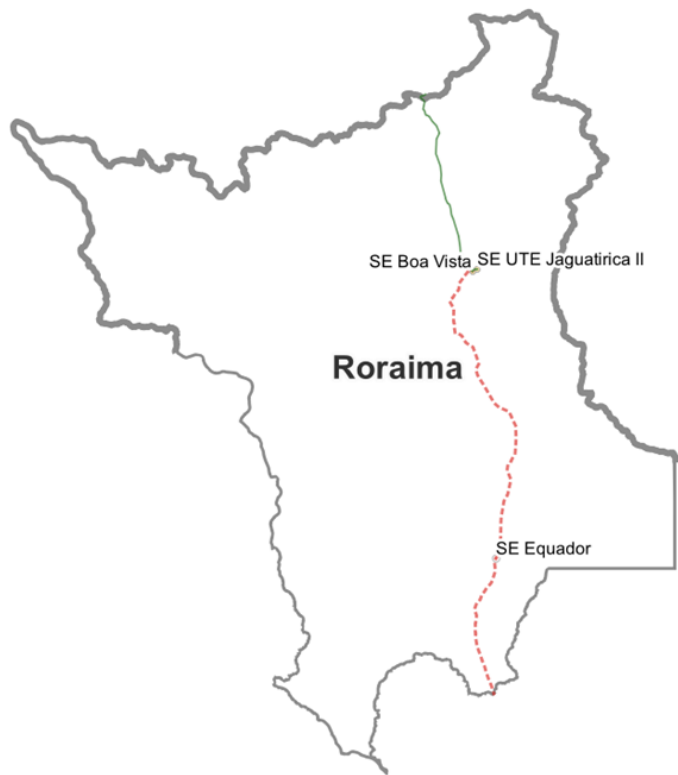


Figura 4-19 – Estado de Roraima

4.3.6 Expansão do Estado do Tocantins

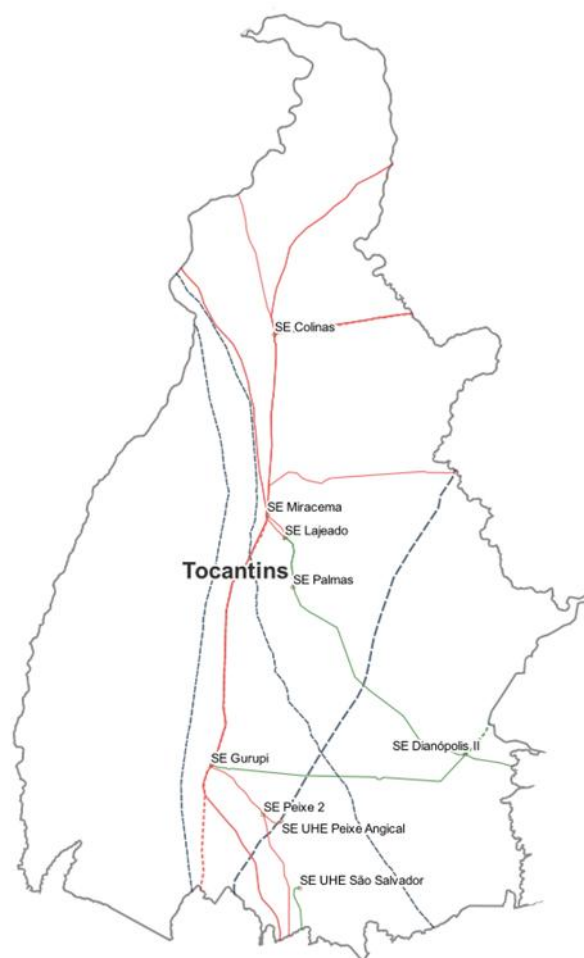


Figura 4-20 – Estado do Tocantins

5 CENÁRIOS ANALISADOS

Foram simulados quatro cenários de geração e intercâmbio energético, de forma a analisar as situações mais críticas da região:

- Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas entre 30% e 65%, geração fotovoltaica entre 70% e 85%, e geração eólica entre 15% e 35% da capacidade instalada. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido;
- Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador: Neste cenário, as usinas hidráulicas da região Norte foram despachadas em torno de 20% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 30%, geração fotovoltaica em torno de 80% e geração eólica entre 60% e 85%. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período seco;
- Cenário 3 – Norte Úmido e Nordeste Importador: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas entre 45% e 70% e geração eólica entre 5% e 20% da capacidade instalada. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil;
- Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo: Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se as usinas hidráulicas entre 20% e 55% e geração eólica entre 25% e 60% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão, visto que as interligações regionais ficam com baixo carregamento. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Para a avaliação da rede em todo o seu espectro de ocorrências, foram considerados os patamares de carga mais restritivos para cada um dos cenários, isto é, carga máxima diurna para os cenários 1 e 2, carga máxima noturna para o cenário 3 e carga mínima noturna para o cenário 4.

6 DIAGNÓSTICO DA REDE

O capítulo apresenta em figuras os carregamentos máximos em elementos do sistema de transmissão do sistema interligado dos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins, respectivamente, em regime normal e nas perdas de linhas de transmissão e transformadores.

As seções seguintes apresentam os resultados do diagnóstico para cada um dos estados da Região Norte.

6.1 Estado do Amapá

Com o objetivo de avaliar o desempenho da rede durante um cenário de baixa hidraulicidade, nesse diagnóstico foi adotado como premissa o despacho em torno de 20% de sua capacidade para as UHEs do estado do Amapá.

6.1.1 Violações de Carregamento

A partir de 2039, considerando o cenário 3 e a carga máxima noturna, a transformação 230/69 kV da SE Macapá 3 apresenta sobrecarga quando da contingência de um dos dois transformadores, como pode ser observado na Figura 6-1.

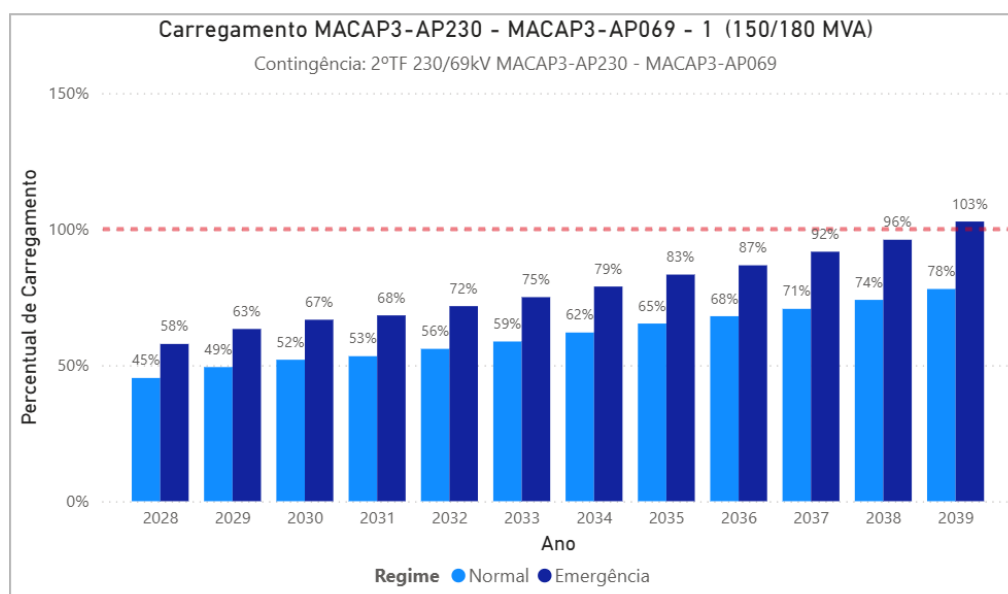


Figura 6-1 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Macapá 3 quando da contingência de um dos transformadores – Cenário 3 - Carga Máxima Noturna.

6.1.2 Violações de Tensão

A partir de 2036, considerando o cenário 3 e a carga máxima noturna, registra-se dificuldade para controle de tensão quando da contingência de uma das seguintes linhas de transmissão: LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá C1 ou C2, LT 230 kV Laranjal do Jari – Macapá 3 C1 ou LT 230 kV Macapá – Macapá 3 C1.

Por fim, é importante destacar que esse diagnóstico está em consonância com as premissas e critérios convencionais adotados pelo planejamento e, portanto, não foram utilizados critérios diferenciados para avaliar o atendimento a esse estado.

6.2 Estado do Amazonas

Esse diagnóstico foi realizado considerando o despacho nulo para as UTEs Jaraqui, Tambaqui, Ponta Negra, Cristiano Rocha, Manauara e Aparecida, a partir de 2031.

Levando-se em consideração as premissas indicadas anteriormente, em termos de carregamento e tensão, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

6.2.1 Violações de Carregamento

A partir de 2031, a transformação 230/138 kV da SE Mauá 3 apresenta sobrecarga em condição normal de operação ou quando da contingência de um dos cinco autotransformadores, considerando a máxima carga noturna, como pode ser observado na Figura 6-2.

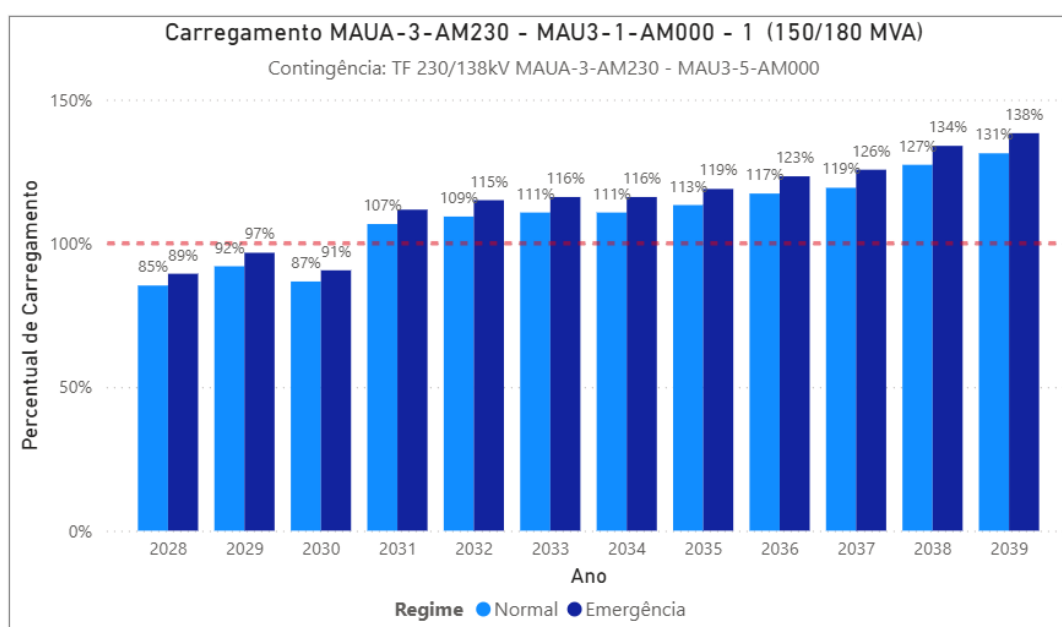


Figura 6-2 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Mauá 3 em condição normal de operação e na contingência de um dos autotransformadores – Carga Máxima Noturna.

A partir de 2031, considerando a carga máxima noturna, são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Silves - Lechuga, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-3.

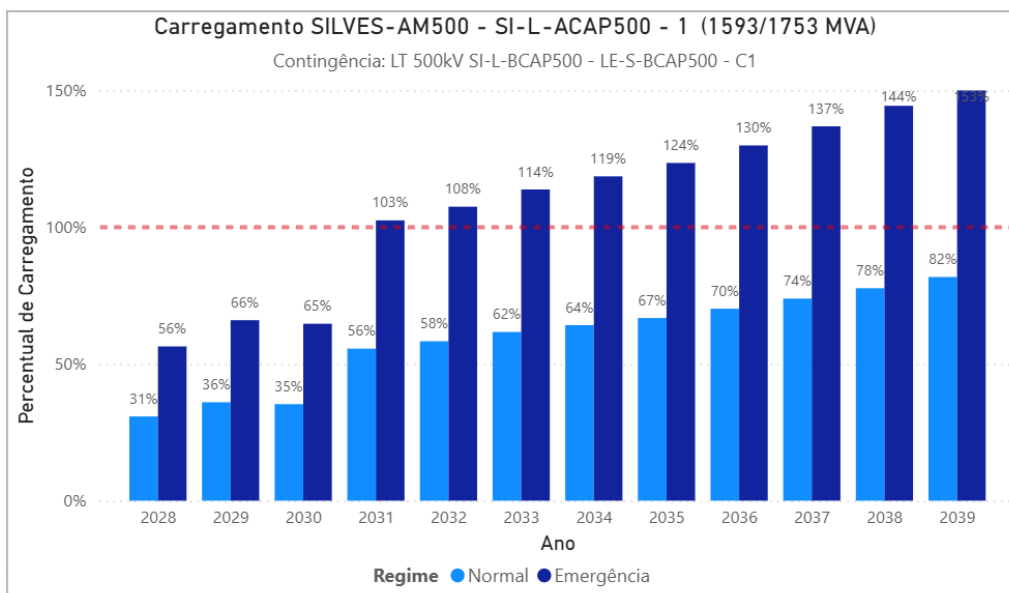


Figura 6-3 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Silves - Lechuga remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Carga Máxima Noturna.

Considerando a carga máxima noturna, a transformação 500/230 kV da SE Lechuga apresenta sobrecarga a partir de 2031 quando da contingência de um dos três bancos de autotransformadores existentes, e a partir de 2033 em condição normal de operação, como pode ser observado na Figura 6-4. Mesmo com a implantação do quarto banco de autotransformadores 500/230 kV na SE Lechuga, obra essa recomendada no Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus, e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2039, essa sobrecarga ainda permaneceria.

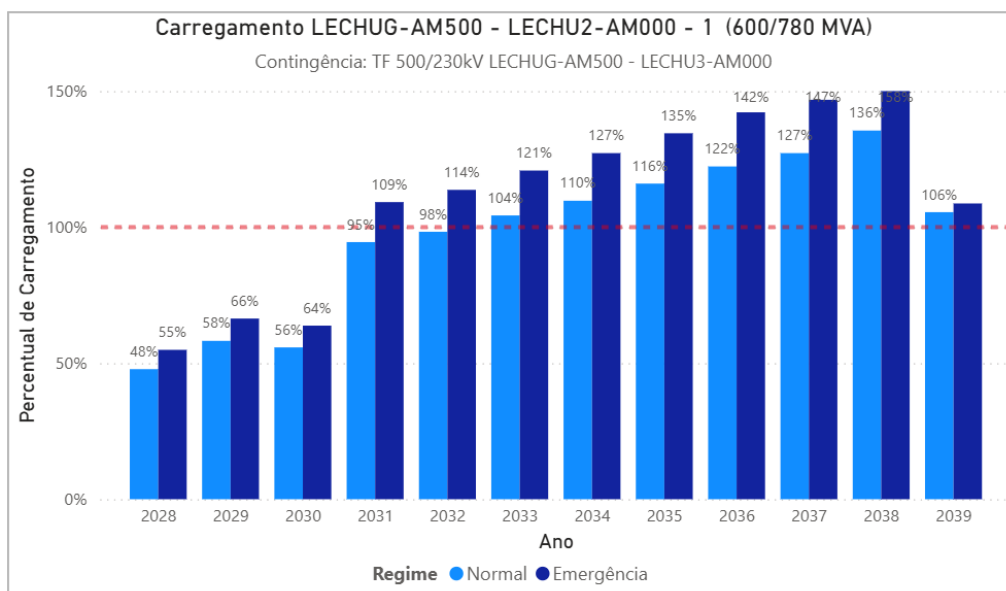


Figura 6-4 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV de Lechuga em condição normal de operação ou durante contingência de um dos bancos de autotransformadores em paralelo – Carga Máxima Noturna.

Considerando a carga máxima noturna, a transformação 230/138 kV da SE Lechuga apresenta sobrecarga entre 2033 e 2038 durante contingência de um dos dois bancos de autotransformadores existentes, e em 2038 em condição normal de operação, como pode ser observado na Figura 6-5.

Com a implantação do quarto banco de autotransformadores 230/138 kV na SE Lechuga, obra essa recomendada no Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus, e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2039, essa sobrecarga deixa de existir.

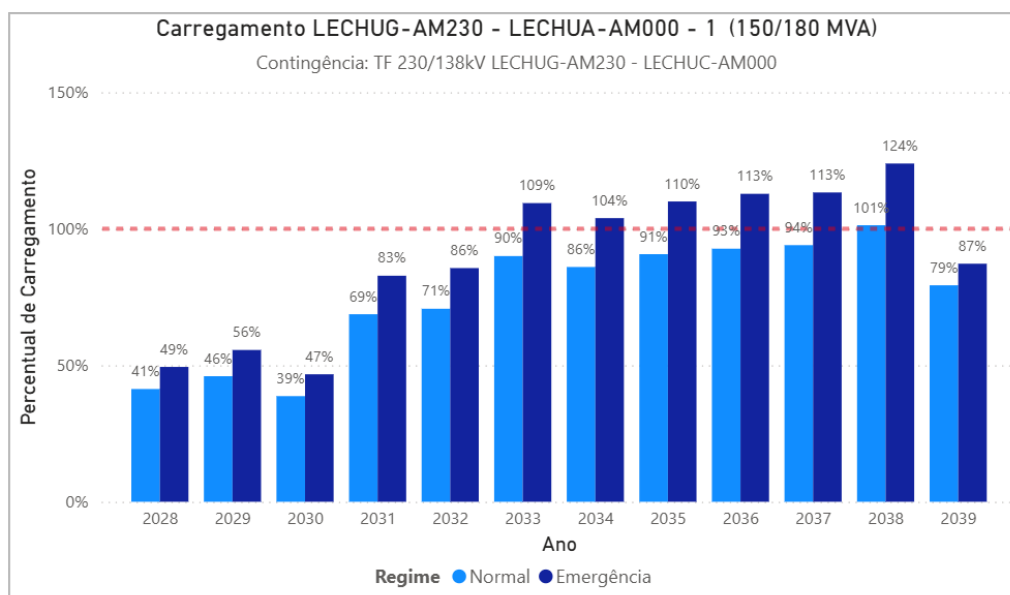


Figura 6-5 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Lechuga em condição normal de operação e na contingência de um dos autotransformadores – Carga Máxima Noturna.

Considerando a carga máxima noturna, a transformação 230/138 kV da SE Tarumã apresenta sobrecarga entre 2034 e 2038 durante contingência de um dos dois bancos de autotransformadores existentes, e entre 2037 e 2038 em condição normal de operação, como pode ser observado na Figura 6-6. Com a implantação do terceiro banco de autotransformadores 230/138 kV na SE Tarumã, obra essa recomendada no Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus, e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2039, essa sobrecarga deixa de existir.

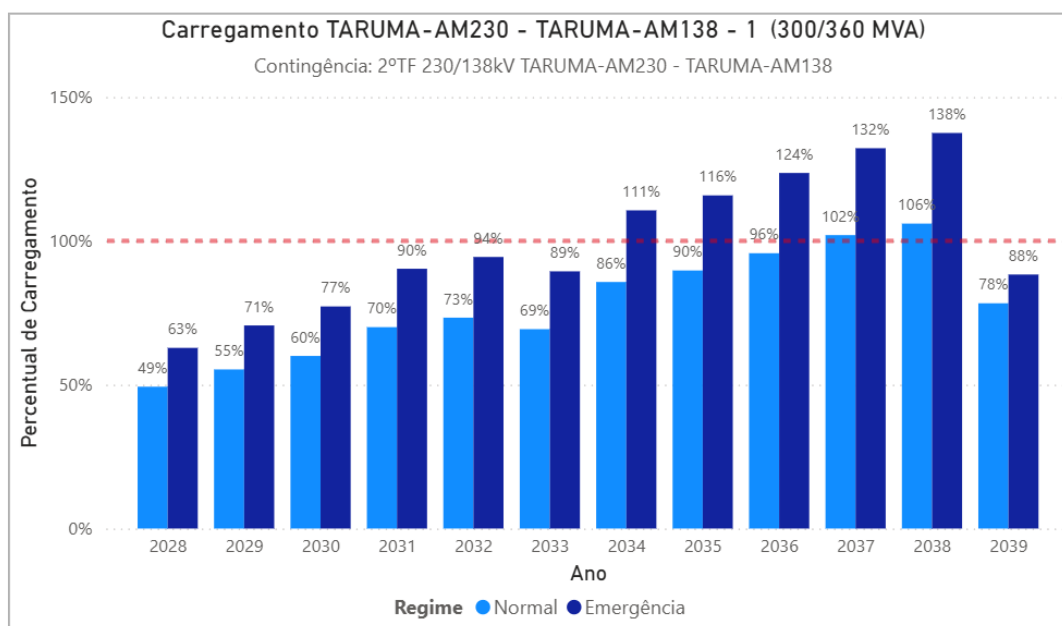


Figura 6-6 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Tarumã em condição normal de operação e na contingência de um dos bancos de autotransformadores – Carga Máxima Noturna.

A transformação 230/138 kV da SE Jorge Teixeira apresenta sobrecarga a partir de 2036 na carga máxima noturna, durante a contingência de um dos quatro autotransformadores existentes, e a partir de 2037 em condição normal de operação, como pode ser observado na Figura 6-7. Com a implantação do quinto autotransformador 230/138 kV na SE Jorge Teixeira, obra essa recomendada no Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus, e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2039, essa sobrecarga deixaria de existir.

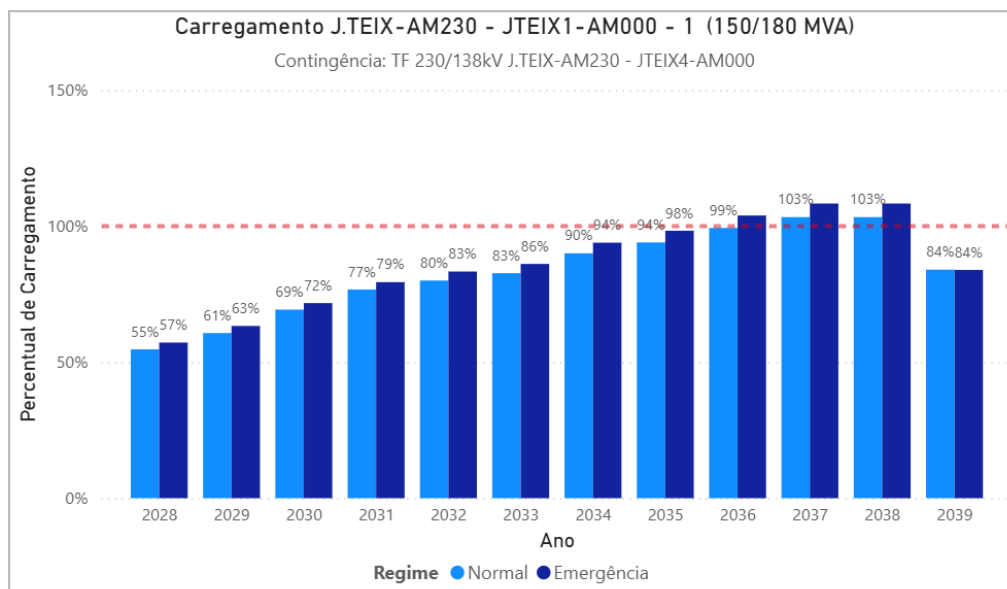


Figura 6-7 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Jorge Teixeira em condição normal de operação e na contingência de um dos autotransformadores – Carga Máxima Noturna.

A partir de 2036, considerando a máxima carga noturna, são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná – Silves, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-8.

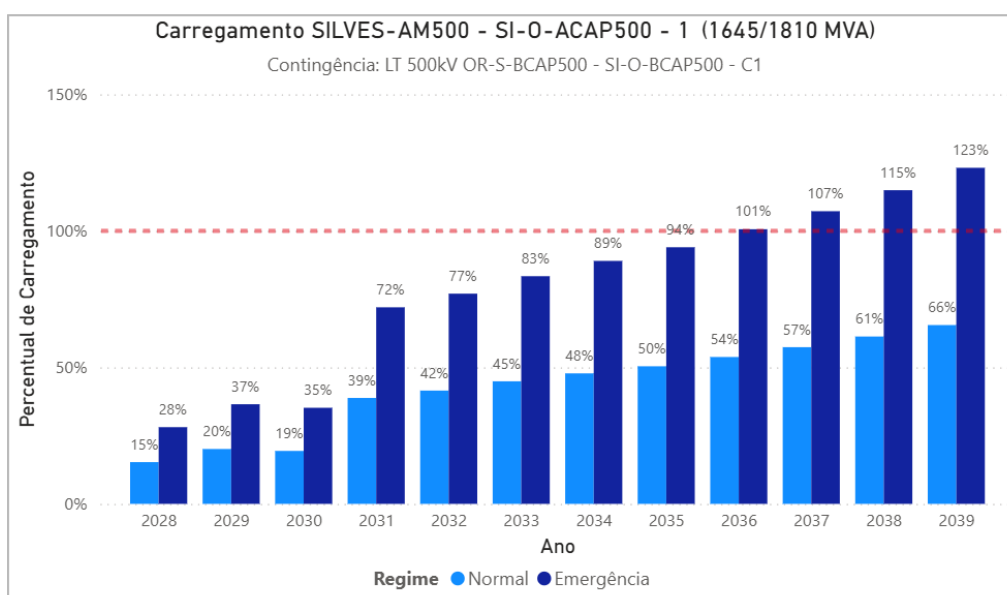


Figura 6-8 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná - Silves remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão –Carga Máxima Noturna

A transformação 230/69 kV da SE Manaus apresenta sobrecarga a partir de 2038 quando da contingência de um dos quatro bancos de autotransformadores existentes, como pode ser observado na Figura 6-9.

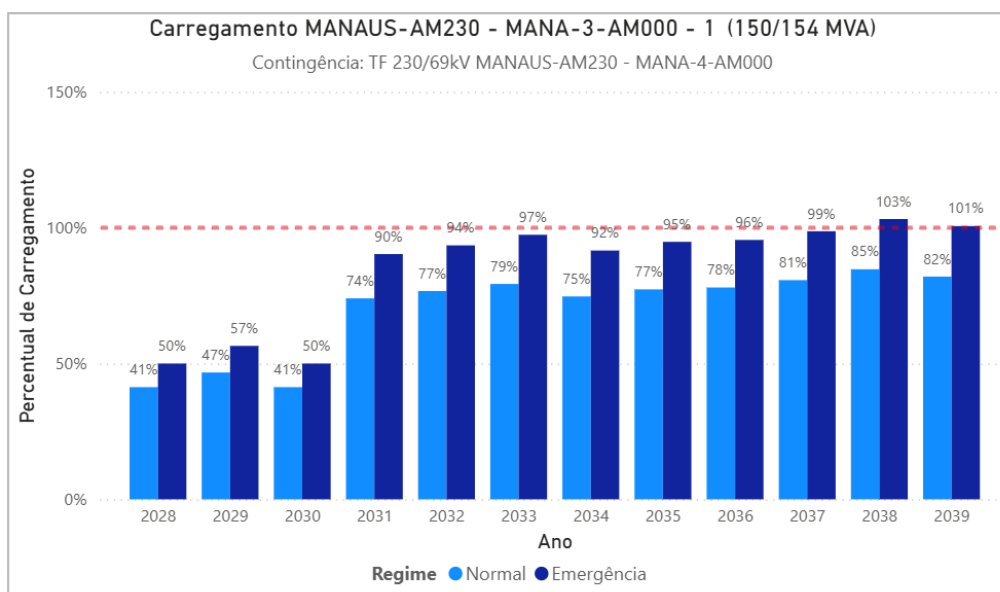


Figura 6-9 – Nível de carregamento da transformação 230-69 kV de Manaus na contingência de um dos bancos de transformadores – Carga Máxima Noturna

6.2.2 Violações de Tensão

São verificadas as seguintes violações de tensão para o estado do Amazonas:

- A partir de 2035 registra-se dificuldade para controle de tensão em condição normal de operação ou quando da contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Oriximiná – Silves ou da LT 500 kV Silves – Lechuga.
- Por fim cumpre notar que a partir de 2038 haveria dificuldade para controle de tensão na malha de 230 kV de Manaus, seja em condição normal de operação, ou em contingência de algum circuito.

Os resultados do diagnóstico justificam a necessidade de realização de um estudo de planejamento para o atendimento ao estado do Amazonas, estudo esse que já está sendo desenvolvido por parte da EPE.

6.3 Estado do Maranhão

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Maranhão apresentaram desempenho satisfatório em termos de controle de tensão, porém foram identificadas violações operativas de carregamento, apresentadas a seguir.

6.3.1 Violações de Carregamento

A transformação 500/230 kV da SE Imperatriz apresenta sobrecarga a partir de 2033 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, durante a contingência do banco autotransformador de 600 MVA, como pode ser observado na Figura 6-10.

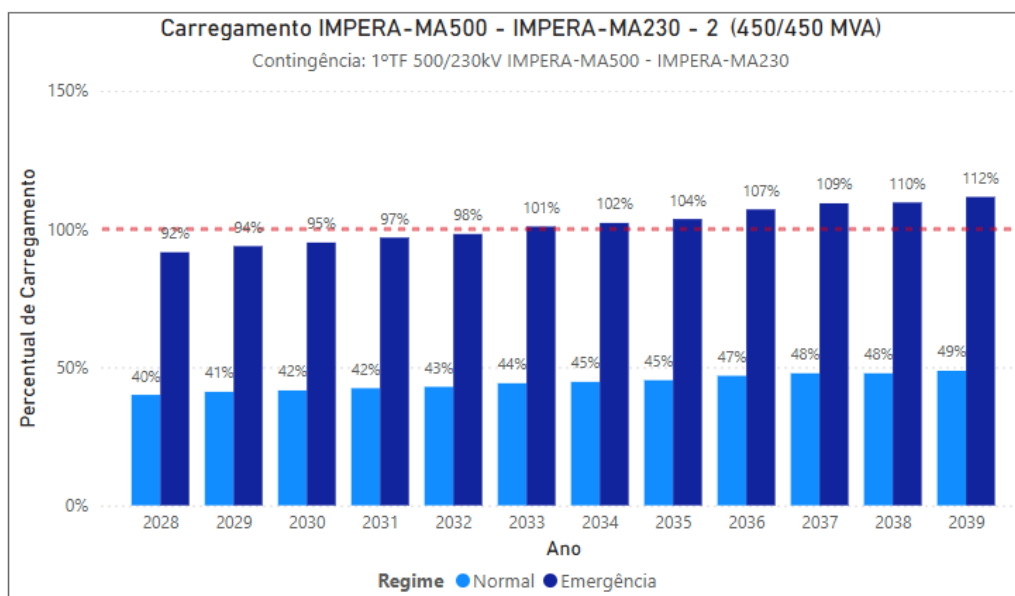


Figura 6-10 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV da SE Imperatriz, durante contingência do banco autotransformador de 600 MVA– Cenário 3 - Carga máxima noturna.

A transformação 230/69 kV da SE Imperatriz apresenta sobrecarga a partir de 2033 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, durante a contingência de um dos três transformadores existentes, como pode ser observado na Figura 6-11.

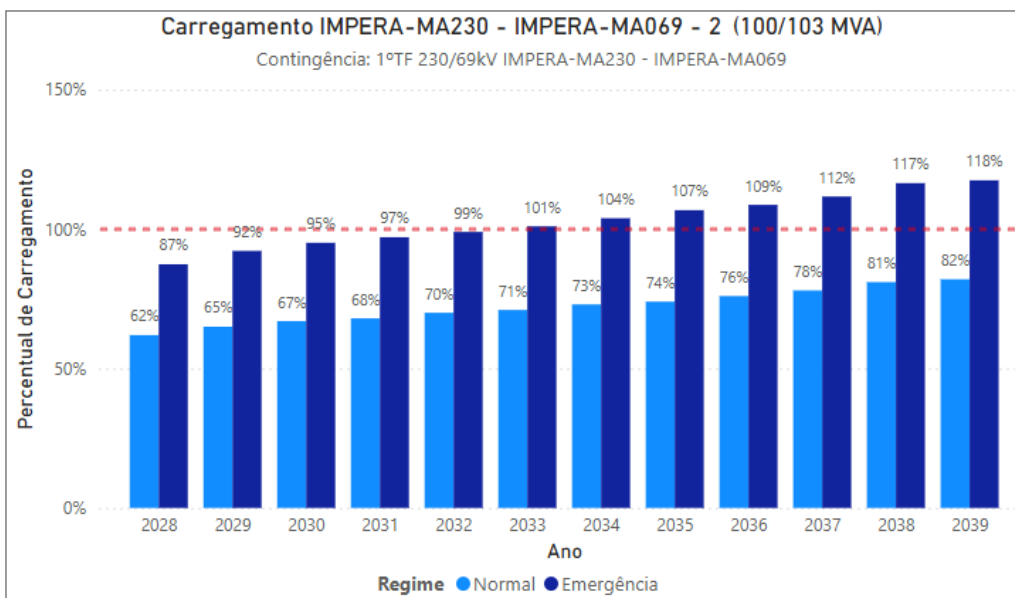


Figura 6-11 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Imperatriz, na contingência de um dos transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.

A transformação 230/138 kV da SE Santa Luzia III apresenta sobrecarga no último ano do horizonte (2039) no cenário 1, patamar de carga máxima diurna, durante a contingência de um dos dois autotransformadores, como pode ser observado na Figura 6-12.

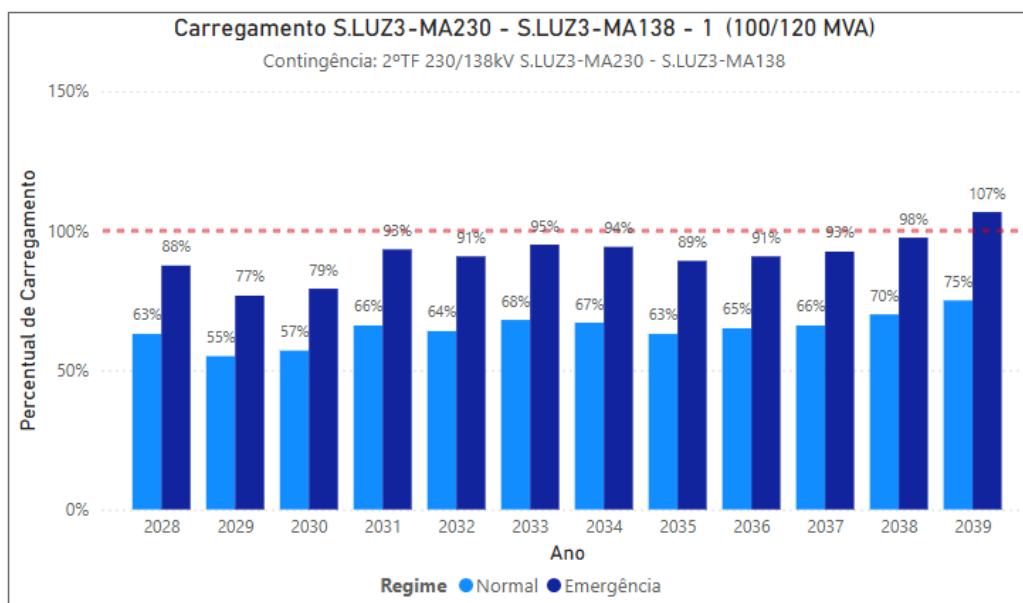


Figura 6-12 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV da SE Santa Luzia III, durante a contingência de um dos transformadores – Cenário 1 - Carga máxima diurna.

6.4 Estado do Pará

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Pará apresentaram violações operativas de carregamento e de tensão, como apresentado a seguir.

6.4.1 Violações de Carregamento

A transformação 230/138 kV da SE Tucuruí apresentaria sobrecarga a partir de 2030 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, na contingência de um dos dois autotransformadores, conforme apresentado na Figura 6-13.

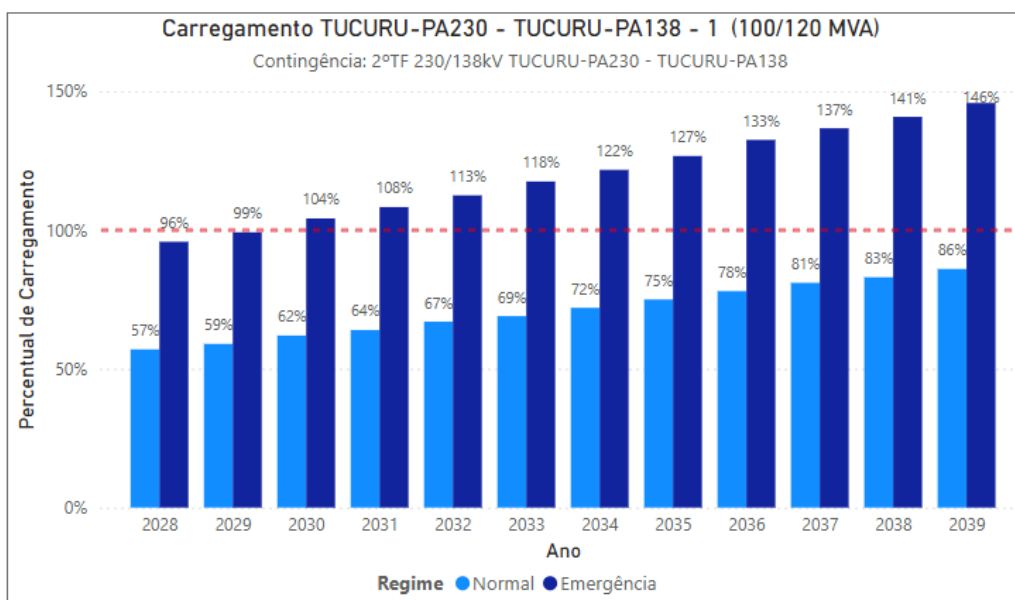


Figura 6-13 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV da SE Tucuui, durante a contingência de um dos dois transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.

Entretanto, com a entrada em operação do terceiro transformador de 100 MVA, incluído na minuta do POTEE 2025 – 1ª Emissão, e considerado nesse diagnóstico a partir de 2029, a sobrecarga deixa de existir, conforme pode-se visualizar na Figura 6-14.

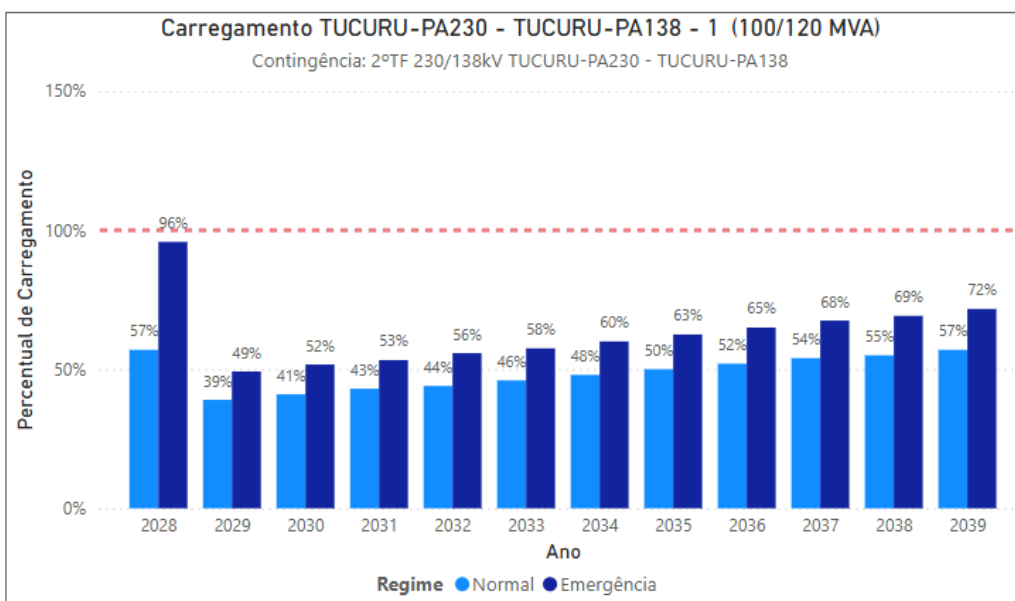


Figura 6-14 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV da SE Tucuui, durante a contingência de um dos três transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.

A transformação 230/138 kV da SE Xingua II apresenta sobrecarga a partir de 2030 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, na contingência de um dos dois autotransformadores, conforme apresentado na Figura 6-15. Entretanto, com a implantação do 3º autotransformador, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-RE-061/2014-rev1 (Suprimento à Região de Santana do Araguaia), a sobrecarga deixa de existir.

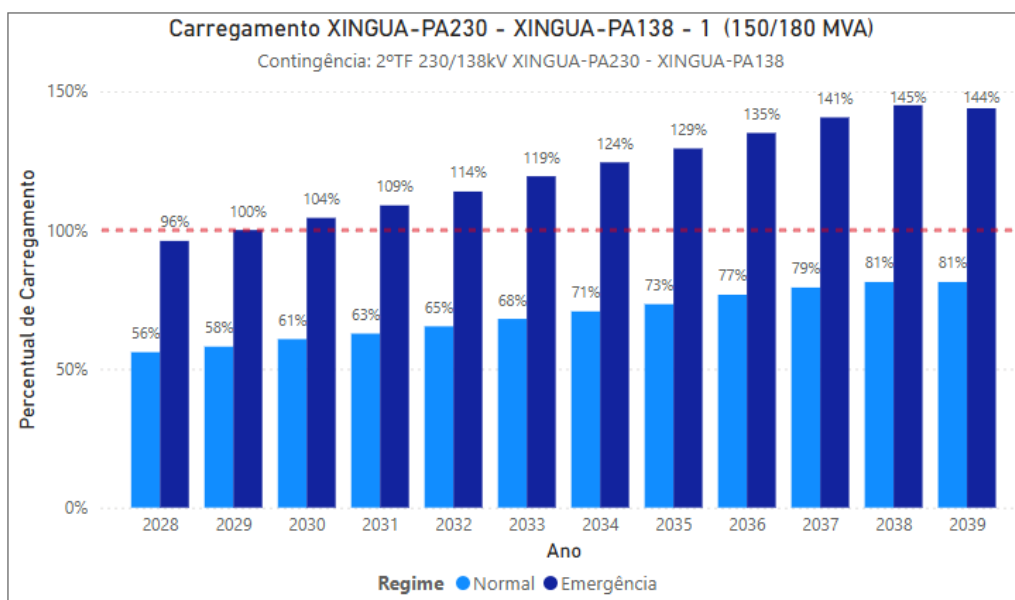


Figura 6-15 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV da SE Xinguará II, durante a contingência de um dos dois transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.

A transformação 230/69 kV da SE Santa Maria apresenta sobrecarga, a partir de 2030 no cenário 2, patamar de carga máxima diurna, durante a contingência de um dos dois transformadores da subestação, conforme ilustrado na Figura 6-16. Essa sobrecarga também ocorre nos cenários 1 e 3, a partir de 2030 e 2031, respectivamente.

Cabe destacar que foi observado um aumento expressivo da carga informada no barramento de 69 kV da SE Santa Maria entre os ciclos do PDE 2033 e 2034, contribuindo para as violações observadas nessa transformação. Para fins de comparação, o patamar de carga máxima diurna em 2028 apresentou um crescimento de 223,5% entre as versões do PDE 2033 e 2034. Além disso, o CUST assinado pela Equatorial Pará informa um MUST no ponto de conexão em 69 kV de Santa Maria de 117,81 MW (com início de vigência em 01/01/2028). Portanto, recomenda-se a revisão da projeção de carga nesse ponto de conexão por parte da distribuidora.

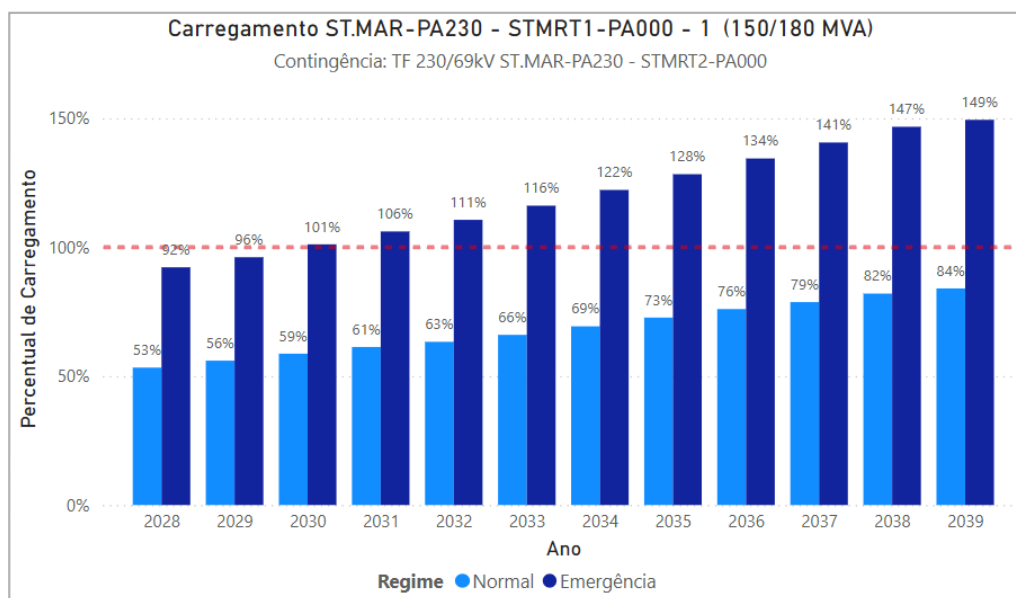


Figura 6-16 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Santa Maria na contingência de um dos dois transformadores – Cenário 2 - Carga máxima diurna.

A transformação 230/69 kV da SE Altamira apresenta sobrecarga a partir de 2031 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, na contingência de um dos três transformadores dessa SE, conforme Figura 6-17. Nos cenários 1 e 2, patamar de carga máxima diurna, a sobrecarga é registrada a partir de 2035 e 2034, respectivamente.

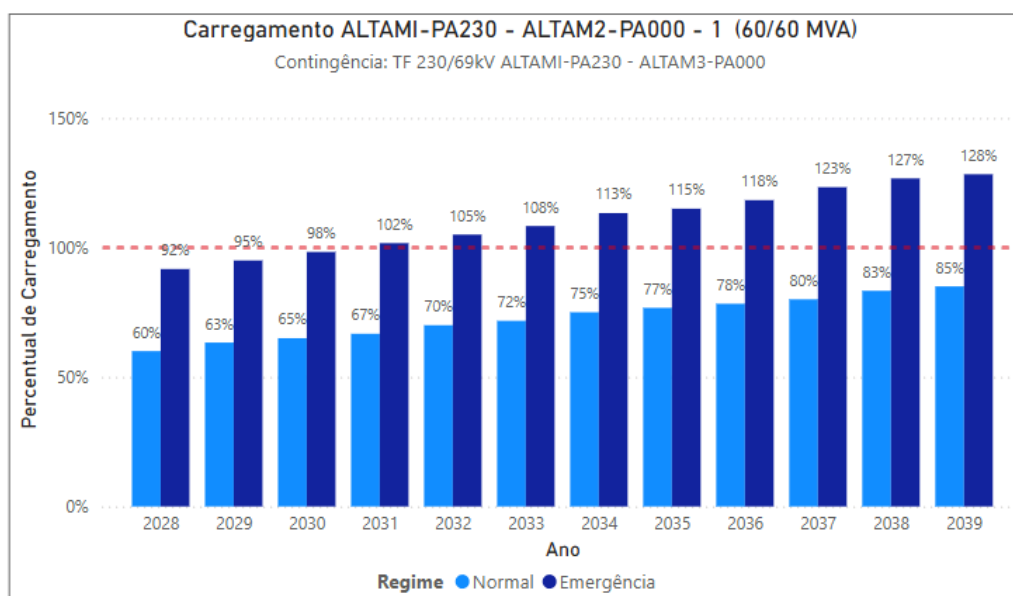


Figura 6-17 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Altamira na contingência de um dos três transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.

A LT 230 kV Integradora - Xinguara, C1 ou C2, apresenta sobrecarga a partir de 2032 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, durante a contingência de um desses circuitos, como pode ser observado na Figura 6-18. Entretanto, com a implantação do C3 dessa LT, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-RE-061/2014-rev1 (Suprimento à Região de Santana do Araguaia) e considerada referencialmente em 2039, a sobrecarga deixa de existir. Ainda, vale ressaltar que esse problema

de carregamento será avaliado no Estudo Atendimento ao Sudeste do Pará, o qual consta na programação de estudos para 2025.

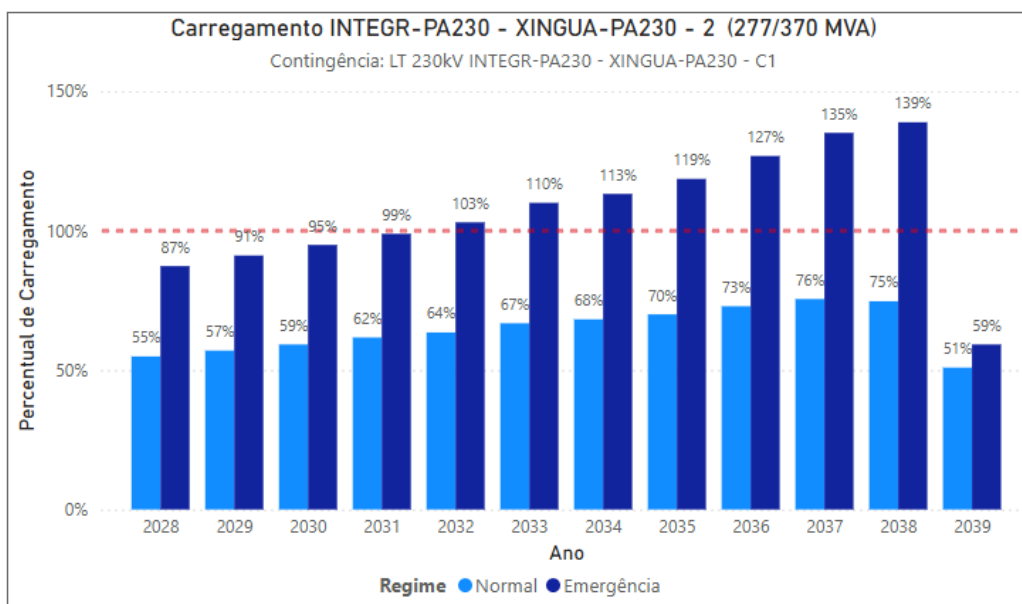


Figura 6-18 – Nível de carregamento da LT 230 kV Integradora – Xinguara, C1 ou C2, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 3 - Carga máxima noturna.

A transformação 230/69 kV da SE Guamá apresenta sobrecarga na contingência de um dos três transformadores, a partir de 2035 nos cenários 1 e 2 (Figura 6-19), e a partir de 2037 no cenário 3. Com a implantação do quarto transformador 230/69 kV na SE Guamá, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-DEA-1/2013-rev1 (Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará) e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2039, a sobrecarga deixa de existir.

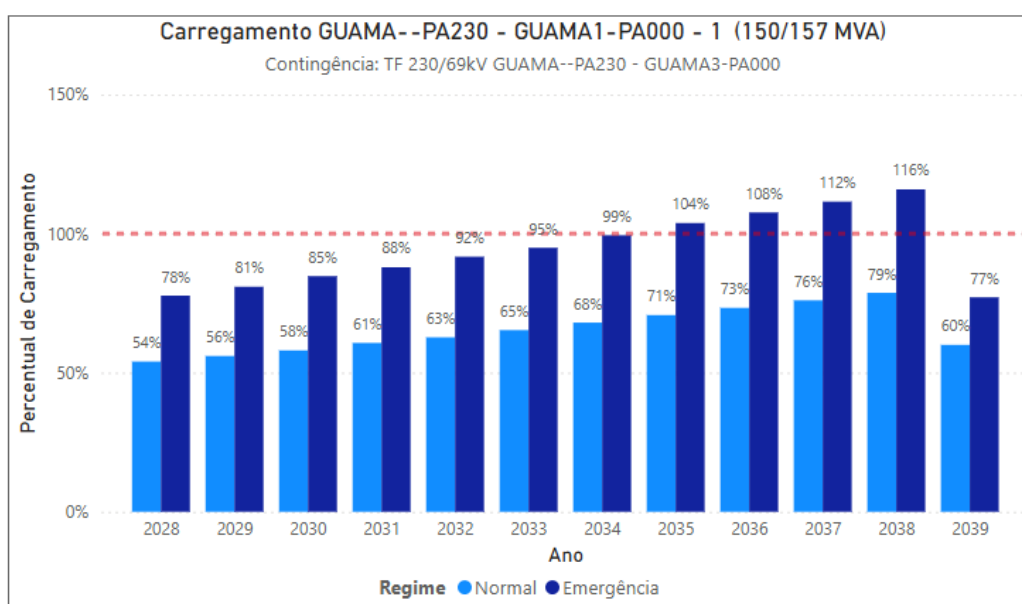


Figura 6-19 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Guamá na contingência de um dos três transformadores – Cenário 2 – Carga Máxima Diurna.

A transformação 230/69 kV da SE Utinga apresenta sobrecarga na contingência de um dos quatro transformadores, a partir de 2035 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, conforme Figura 6-20. Para os cenários 1 e 2, patamar de carga máxima diurna, a sobrecarga é registrada em 2038. Com a implantação do quinto transformador 230/69 kV na SE Utinga, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-DEA-1/2013-rev1 (Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará) e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2039, a sobrecarga deixa de existir.

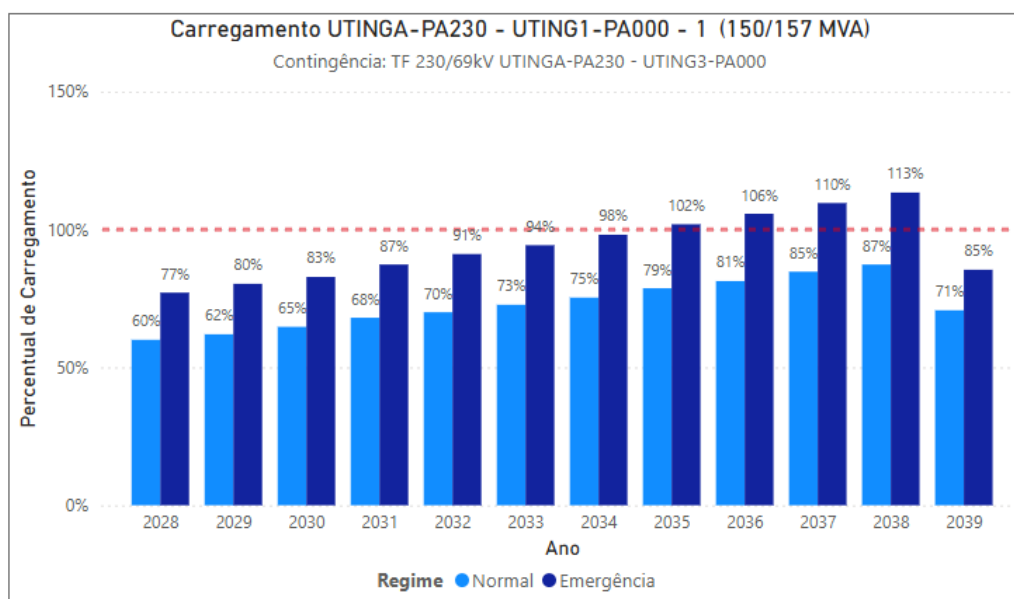


Figura 6-20 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Utinga na contingência de um dos quatro transformadores – Cenário 3 – Carga máxima noturna.

A LT 230 kV Castanhal – Santa Maria, C1 ou C2, apresenta sobrecarga a partir de 2037 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, durante a contingência de um dos dois circuitos dessa LT, como pode ser observado na Figura 6-21. Também, apresenta sobrecarga a partir de 2038 nos cenários 1 e 2, patamar de carga máxima diurna.

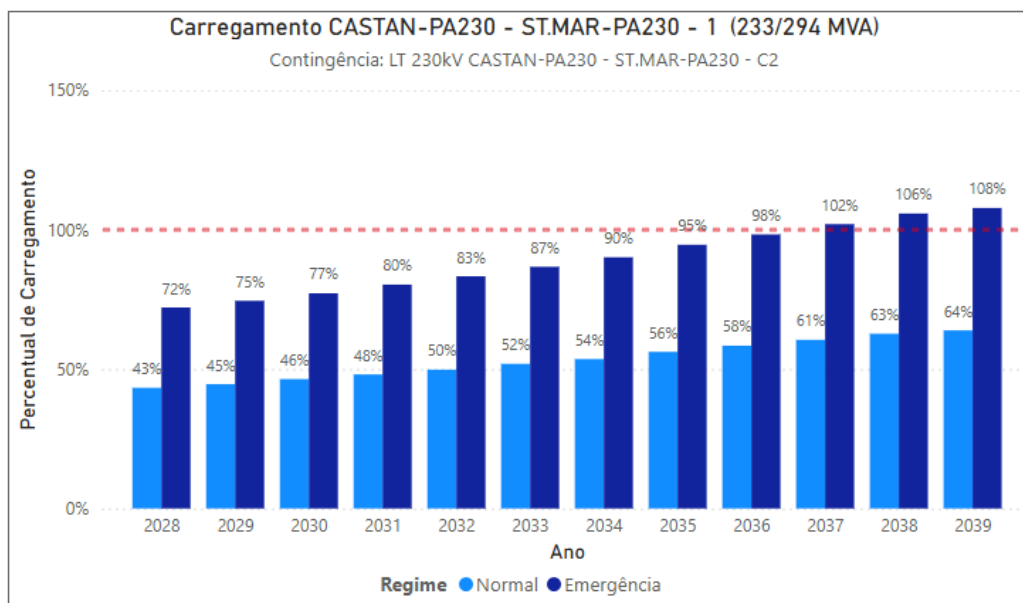


Figura 6-21 – Nível de carregamento da LT 230 kV Castanhal – Santa Maria, C1 ou C2, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 3 - Carga máxima noturna.

A transformação 230/69 kV da SE Vila do Conde apresenta sobrecarga em 2038 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, na contingência de um dos dois transformadores da SE Vila do Conde, conforme apresentado na Figura 6-22. Com a implantação do terceiro transformador 230/69 kV na SE Vila do Conde, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-RE-41/2012-rev1 (Estudo de Suprimento às Cargas das Regiões de Paragominas e Tomé Açu 2015-2029) e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2039, a sobrecarga deixa de existir.

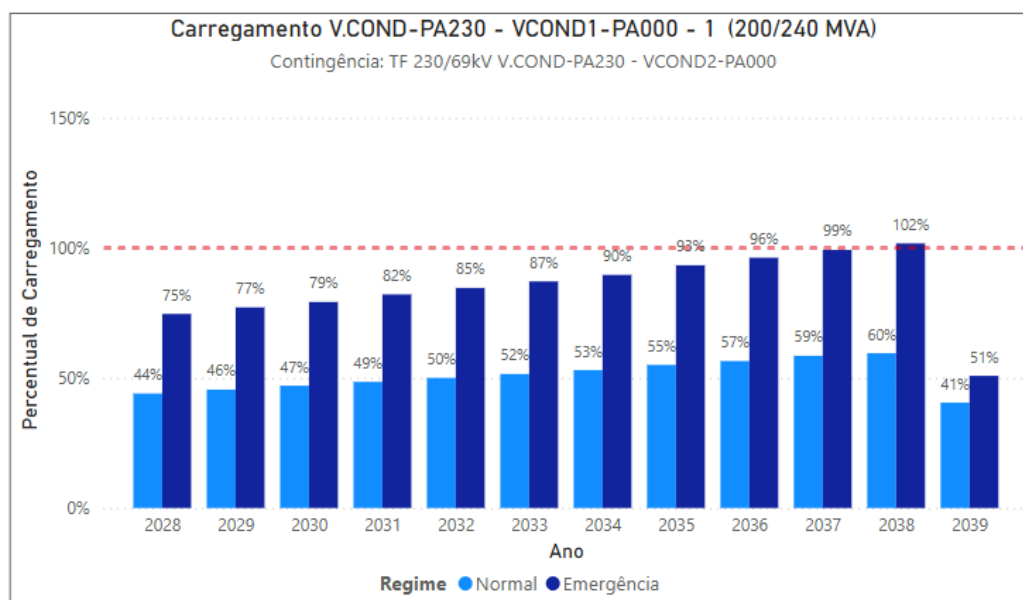


Figura 6-22 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Vila do Conde, durante a contingência de um dos dois transformadores – Cenário 3 - Carga máxima noturna.

Observa-se sobrecarga no capacitor série do circuito da LT 230 kV Castanhal – Vila do Conde, em 2038 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, durante contingência do transformador da SE Marituba 500/230 kV, como pode ser observado na Figura 6-23. Com a implantação do segundo

transformador 500/230 kV na SE Marituba, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-DEA-1/2013-rev1 (Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará) e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2039, a sobrecarga deixa de existir.

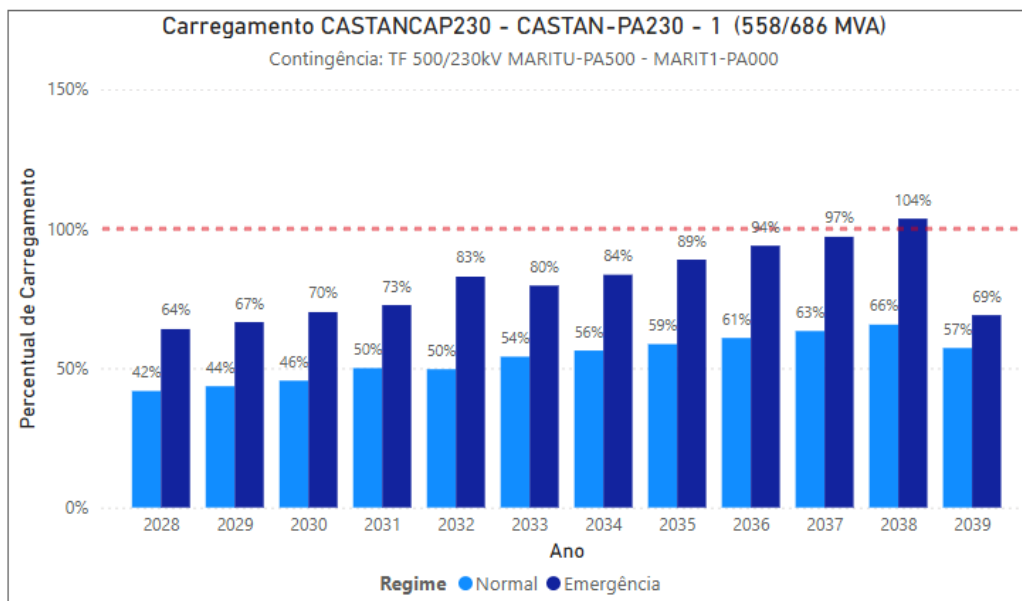


Figura 6-23 – Nível de carregamento da compensação série da LT 230 kV Castanhal – Vila do Conde, na contingência do transformador 500/230 kV da SE Marituba – Cenário 3 – Carga máxima noturna.

Observa-se sobrecarga nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná – Silves no último ano do horizonte (2039) no cenário 2, patamar de carga máxima diurna, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-24. A sobrecarga também está presente em 2039 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna.

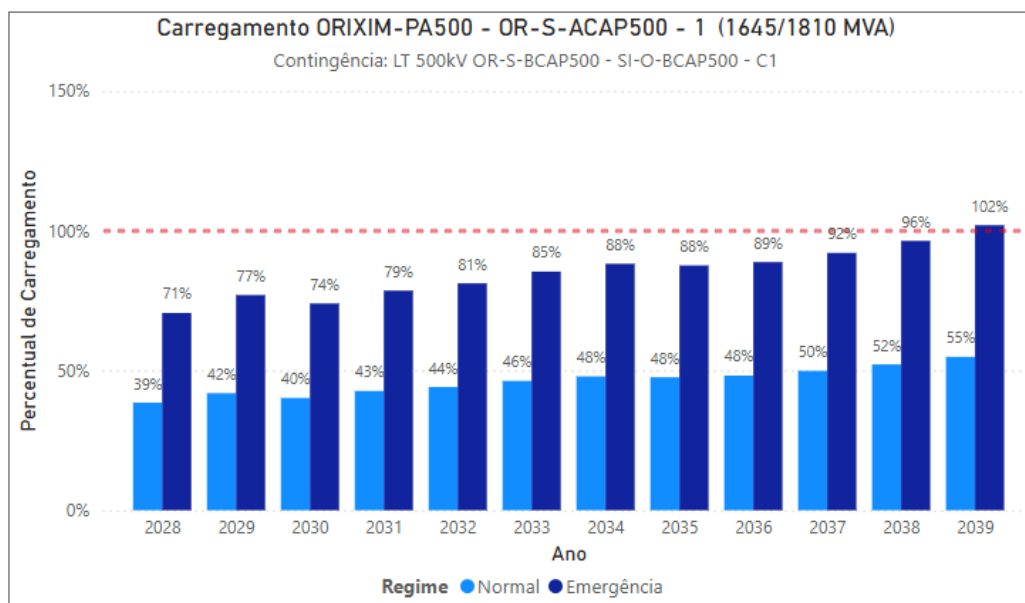


Figura 6-24 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná – Silves remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 2 – Carga máxima diurna.

Verifica-se sobrecarga nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari em 2039, cenário 2, patamar de carga máxima diurna, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-25. A sobrecarga também está presente em 2039 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna.

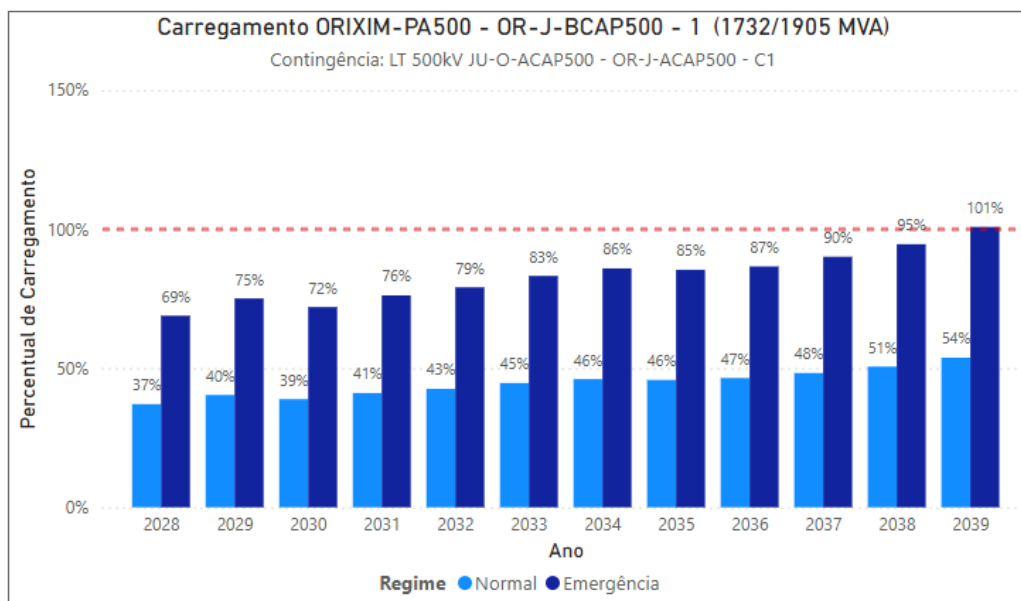


Figura 6-25 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 2 – Carga máxima diurna.

6.4.2 Violações de Tensão

São verificadas as seguintes violações de tensão para o estado do Pará:

- A partir de 2028, observam-se subtensões na contingência de um dos dois circuitos da LT 230 kV Integradora – MOP. Em 2029, verifica-se uma melhora no perfil de tensão com a instalação do capacitor de 50 MVar na SE Onça Puma; contudo, as subtensões persistem; esse problema de tensão será solucionado no Estudo Atendimento ao Sudeste do Pará, o qual consta na programação de estudos para 2025
- A partir de 2031, registra-se dificuldade para controle de tensão na contingência de um dos 2 circuitos da LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu
- A partir de 2031, registra-se dificuldade para controle de tensão com a contingência da LT 500 kV Tucuruí I – Vila do Conde C1, Tucuruí II – Vila do Conde C1, ou da LT 500 kV Tucuruí II – Marituba C1 (cenário 2);
- A partir de 2035, seriam verificadas subtensões na contingência de um dos dois circuitos da LT 230 kV Integradora – Xinguara II. No entanto, considerando a implantação da LT 230 kV Integradora – Xinguara II C3, obra essa já recomendada pelo *Estudo de Suprimento à Região de Santana do Araguaia* (EPE-DEE-RE-061/2014-rev1), o sistema passa a apresentar desempenho adequado;

- A partir de 2037 registra-se dificuldade para controle de tensão com a contingência da LT 230 kV Transamazônica – Tapajós II (cenário 3). No entanto, considerando a implantação da LT 230 kV Transamazônica – Tapajós II C2, obra essa já recomendada pelo *Estudo de Suprimento à Região de Novo Progresso* (estudo nº EPE-DEE-RE-005/2018-rev1) e considerada de maneira referencial em 2039, o sistema passa a apresentar desempenho adequado.

6.5 Estado de Roraima

Esse diagnóstico foi realizado considerando o despacho nulo para a UHE Bem Querer durante todo o horizonte analisado, por se tratar do cenário mais crítico para o desempenho do sistema.

6.5.1 Violações de Carregamento

Considerando a carga máxima noturna, a transformação 230/69 kV da SE Boa Vista apresenta sobrecarga a partir de 2028 em condição normal de operação ou quando da contingência de um dos 3 transformadores, como apresentado na Figura 6-26.

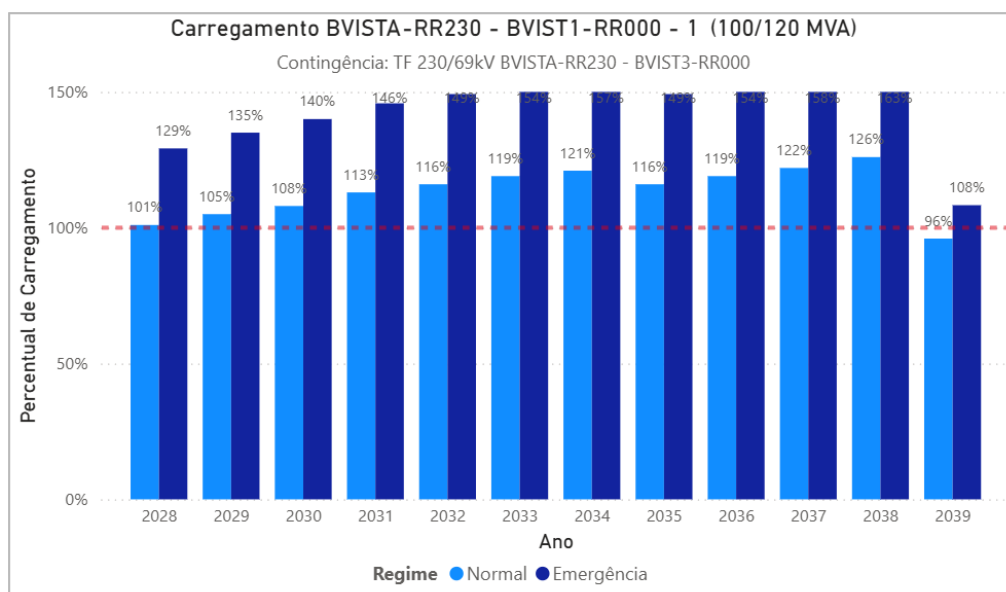


Figura 6-26 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Boa Vista – Carga Máxima Noturna

Cumprir notar que mesmo com a implantação do quarto transformador 230/69 kV na SE Boa Vista, obra essa já recomendada pelo planejamento e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2039, a sobrecarga nos transformadores remanescentes durante a contingência de um desses equipamentos continuaria a existir. Neste sentido, foi emitido pela EPE e ONS o estudo [4], que revisa a solução anterior, com substituição de um dos transformadores 230/69 kV de 100 MVA por dois de 150 MVA. O transformador substituído irá operar como reserva fria na subestação.

Também é importante notar que a análise foi realizada a partir do ano 2028, considerando a representação da interligação Boa Vista – Manaus. Um atraso na entrada desse conjunto de obras pode levar à necessidade de se avaliar o desempenho elétrico do sistema Roraima como um sistema isolado por um período superior ao originalmente previsto.

6.5.2 Violações de Tensão

As análises realizadas para a Rede Básica do estado de Roraima apresentaram desempenho satisfatório em termos de controle de tensão.

6.6 Estado do Tocantins

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Tocantins apresentaram violações de carregamento e de tensão, apresentadas a seguir.

6.6.1 Violações de Carregamento

A transformação 230/138 kV da SE Palmas apresenta sobrecarga na contingência de um dos dois autotransformadores, a partir de 2028 no patamar de carga máxima noturna. Além disso, a sobrecarga também está presente a partir de 2037 em regime normal. Com a implantação do terceiro transformador 230/138 kV na SE Palmas, obra recomendada pelo estudo EPE-DEE-DEA-3/2013-rev2 (Estudo de Suprimento à Palmas) e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2039, a sobrecarga deixa de existir. Cabe ressaltar que foi observado um aumento bastante significativo da carga atendida pela SE Palmas, impactando diretamente no carregamento da LT 230 kV Lajeado – Palmas, assim como na transformação 230/138 kV da subestação.

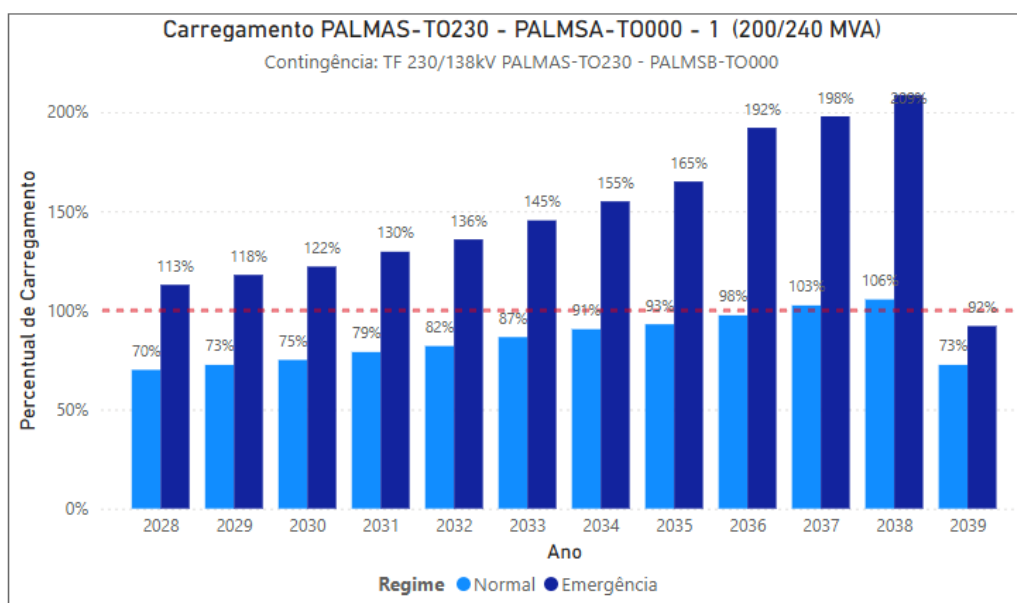


Figura 6-27 – Nível de carregamento da SE 230/138 kV de Palmas, durante a contingência de um dos dois transformadores dessa SE – Cenário 3 - Carga máxima noturna.

A LT 230 kV Lajeado - Palmas, C1 ou C2, apresenta sobrecarga a partir de 2036 no cenário 3, patamar de carga máxima noturna, durante a contingência de um desses circuitos, como pode ser observado na Figura 6-28.

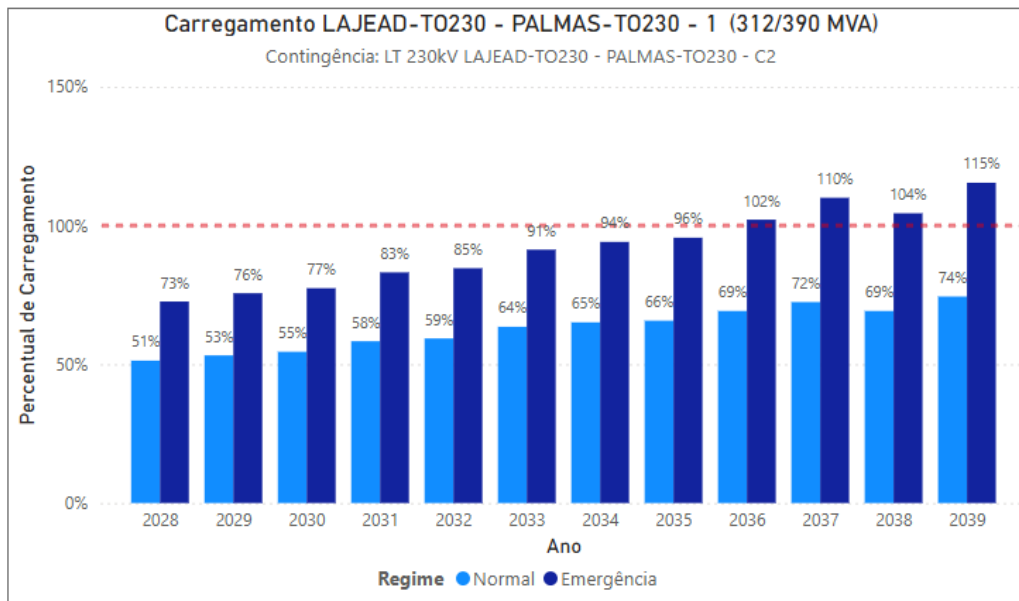


Figura 6-28 – Nível de carregamento da LT 230 kV Lajeado – Palmas, C1 ou C2, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 3 - Carga máxima noturna.

6.6.2 Violações de Tensão

Verifica-se apenas uma violação de tensão para o estado do Tocantins:

- A partir de 2037 registra-se dificuldade para controle de tensão com a contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Lajeado – Palmas (cenário 1 e 3).

7 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] Empresa de Pesquisa Energética - EPE e Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, “EPE-DEE-NT-023/2025-rev0 | NT-ONS DPL 0034/2025 "Avaliação de reforço na transformação 230/69 kV da SE Boa Vista",” 2025.
- [5] Empresa de Pesquisa Energética, “Programa de Expansão da Transmissão (PET/PELP),” EPE, 2025. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/pet-pelp>. [Acesso em julho 2025].