



Empresa de Pesquisa Energética

# DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA - PDE 2032

*VOLUME I – GET Norte*

Amapá | Amazonas | Maranhão | Pará | Roraima | Tocantins

**MAIO DE 2023**

**MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA**



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



GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

**Ministro**

Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário-Executivo do MME**

Efrain Pereira da Cruz

**Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Secretário Nacional de Energia Elétrica**

Gentil Nogueira de Sá Junior

**Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis**

Pietro Adamo Sampaio Mendes

**Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação**

Vitor Eduardo de Almeida Saback

# ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

## DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA – PDE 2032

VOLUME I – GET Norte - Amapá |  
Amazonas | Maranhão | Pará |  
Roraima | Tocantins



Empresa de Pesquisa Energética

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

**Presidente**

Angela Regina Livino de Carvalho (interina)

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

Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Giovani Vitória Machado (interino)

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

Angela Regina Livino de Carvalho

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

**Sede**

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744  
70065-900 - Brasília – DF

**Escritório Central**

Praça Pio X, nº 54  
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

**Coordenação Geral**

Giovani Vitória Machado (interino)

**Coordenação Executiva**

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

**Equipe Técnica**

Igor Chaves  
Luiz Felipe Froede Lorentz  
Marcelo Willian Henriques Szrajbman  
Maria de Fátima de Carvalho Gama  
Rafael de Carvalho Caetano  
Rafael Theodoro Alves e Mello  
Vinicius Ferreira Martins

**Nº EPE-DEE-RE-021/2023-r0**

Data: 26/05/2023

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



Empresa de Pesquisa Energética

Contrato

Data de assinatura

Projeto

**ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**

Área de estudo

**Diagnóstico Regional da Rede Elétrica**

Sub-área de estudo

**GET Norte**

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-021/2023-r0

**VOLUME I – GET Norte - Amapá | Amazonas | Maranhão |  
Pará | Roraima | Tocantins**

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

26/05/2023

Emissão Original

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

## APRESENTAÇÃO

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

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

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

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

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

# SUMÁRIO

<b>APRESENTAÇÃO.....</b>	<b>7</b>
<b>SUMÁRIO.....</b>	<b>8</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>10</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS.....</b>	<b>12</b>
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>13</b>
<b>2 CONCLUSÕES.....</b>	<b>14</b>
<b>3 RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>16</b>
<b>4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....</b>	<b>17</b>
4.1 Evolução da Expansão do Mercado.....	18
4.2 Evolução da Expansão da Geração.....	23
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão.....	24
4.3.1 Expansão no Estado do Amapá.....	25
4.3.2 Expansão do Estado do Amazonas.....	25
4.3.3 Expansão do Estado do Maranhão.....	26
4.3.4 Expansão do Estado do Pará.....	27
4.3.5 Expansão do Estado do Roraima.....	28
4.3.6 Expansão do Estado do Tocantins.....	29
<b>5 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS CRÍTICOS ANALISADOS.....</b>	<b>30</b>
<b>6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE.....</b>	<b>32</b>
6.1 Estado do Amapá.....	32
6.2 Estado do Amazonas.....	32
6.3 Estado do Maranhão.....	35
6.3.1 Violações de Carregamento.....	36
6.3.2 Violações de Tensão.....	37
6.4 Estado do Pará.....	37
6.4.1 Violações de Carregamento.....	37
6.4.2 Violações de tensão.....	41
6.5 Estado de Roraima.....	42
6.6 Estado do Tocantins.....	43
<b>7 REFERÊNCIAS.....</b>	<b>44</b>
<b>8 EQUIPE TÉCNICA.....</b>	<b>45</b>
<b>9 ANEXO 1.....</b>	<b>46</b>
9.1 Expansão do Estado do Amapá.....	46
9.2 Expansão do Estado do Amazonas.....	46
9.3 Expansão do Estado do Maranhão.....	47



9.4	Expansão do Estado do Pará .....	49
9.5	Expansão do Estado do Roraima .....	51
9.6	Expansão do Estado do Tocantins .....	51
<b>10</b>	<b>ANEXO 2.....</b>	<b>52</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 - Sistema Elétrico dos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins – PDE 2032. ....	17
Figura 4-2 – Previsão para o mercado dos estados da Região Norte. ....	19
Figura 4-3 – Previsão para o mercado do estado do Amapá. ....	19
Figura 4-4 - Previsão para o mercado do estado do Amazonas. ....	20
Figura 4-5 - Previsão para o mercado do estado do Maranhão. ....	20
Figura 4-6 - Previsão para o mercado do estado do Pará. ....	21
Figura 4-7 - Previsão para o mercado do estado do Roraima (nos anos em que a conexão ao SIN foi considerada). ....	21
Figura 4-8 - Estado do Tocantins e previsão da carga ativa. ....	22
Figura 4-9 - Legenda das Instalações existentes e futuras nos estados da região Norte. ....	24
Figura 4-10 – Estado do Amapá. ....	25
Figura 4-11 – Estado do Amazonas. ....	25
Figura 4-12 – Estado do Maranhão. ....	26
Figura 4-13 – Estado do Pará. ....	27
Figura 4-14 – Estado de Roraima. ....	28
Figura 4-15 – Estado do Tocantins. ....	29
Figura 6-1 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV de Lechuga na contingência de um dos bancos de autotransformadores em paralelo – Cenário 1 - carga média. ....	33
Figura 6-2 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Lechuga – Silves remanescente, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 2 - carga média. ....	34
Figura 6-3 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Silves – Oriximiná remanescente, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 2 - carga média. ....	34
Figura 6-4 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Mauá 3 na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 3 - carga pesada. ....	35
Figura 6-5 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Santa Luzia III na contingência do transformador trifásico em paralelo – Cenário 3 - Carga Pesada. ....	36
Figura 6-6 – Nível de tensão no pátio de 230 kV da subestação Caxias II na condição de contingência de uma das Linhas de Transmissão – Cenário 3 - Carga Pesada. ....	37
Figura 6-7 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari remanescente, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 3 - carga pesada. ....	38
Figura 6-8 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Jurupari - Xingu remanescente, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 2 – carga média. ....	38
Figura 6-9 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná - Silves remanescente, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 3 – carga pesada. ....	39

Figura 6-10 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Santa Maria na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 3 - carga pesada. .... 40

Figura 6-11 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Tucuruí na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 2 - carga média. .... 40

Figura 6-12 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Vila do Conde na contingência de um dos transformadores – Cenário 2 - carga média. .... 41

Figura 6-13 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Boa Vista na contingência de um dos transformadores – Cenário 2 - carga média..... 42

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 2026. ....	23
Tabela 4-2 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 2037. ....	23
Tabela 5-1 – Resumo dos despachos das UTEs do Amazonas e Roraima e da UHE Bem Querer para estudo do atendimento à carga de Manaus. ....	31
Tabela 10-1 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média .....	52
Tabela 10-2 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média.....	53
Tabela 10-3 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada .....	54
Tabela 10-4 – Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve .....	55

# 1 INTRODUÇÃO

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

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

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

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

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

## 2 CONCLUSÕES

A partir das avaliações dos casos de simulação do Plano Decenal 2032 considerando os cenários analisados neste relatório, podem-se destacar os seguintes pontos:

- 1) Foi verificado que, de forma geral, o patamar de carga média é o mais elevado para o sistema de transmissão da Região Norte. Para os estados Amazonas, Pará, Roraima e Tocantins esse é o patamar de carga com maior relevância para a análise da rede. Para os estados Amapá e Maranhão o patamar de carga pesada é o que apresenta a maior criticidade para avaliação do desempenho elétrico;
- 2) O crescimento médio do mercado da região Norte é de 2,86% ao ano. Os estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins apresentaram, respectivamente, crescimentos médios anuais de 2,70%, 2,75%, 3,12%, 2,24%, 4,70% e 1,05% ao ano considerando-se os respectivos patamares de maior carregamento no período de 2026 a 2037;
- 3) A análise de desempenho elétrico do estado de Roraima considerou a representação da interligação Boa Vista – Manaus a partir do ano 2027. Embora essa obra esteja prevista para setembro de 2025 no Painel de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão [4], a data de 2027 foi considerada com o objetivo de se avaliar ao menos o primeiro ano do horizonte (2026) sem a referida interligação. 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.

Em relação ao desempenho elétrico do sistema, considerando os cenários indicados no Capítulo 5, destacam-se ainda os seguintes resultados das simulações:

- 1) As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Amapá apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão;
- 2) Sobrecarga na transformação 500/230 kV de Lechuga na perda de um dos bancos de autotransformadores entre 2034 e 2036;
- 3) Sobrecarga nos capacitores série da LT 500 kV Lechuga – Silves remanescente na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2032;
- 4) Sobrecarga nos capacitores série da LT 500 kV Silves - Oriximiná remanescente na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2035;

- 5) Sobrecarga na transformação 230/138 kV de Mauá 3 na perda de um dos autotransformadores a partir de 2034;
- 6) Sobrecarga na transformação de fronteira 230/138 kV da SE Santa Luzia III a partir do ano de 2035;
- 7) Dificuldade para controle de tensão quando da contingência de uma das linhas de transmissão conectadas à SE Caxias II (LT Peritoró – Caxias II ou LT Coelho Neto – Caxias II) a partir de 2032;
- 8) Sobrecarga nos capacitores série da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari remanescente na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2034;
- 9) Sobrecarga nos capacitores série da LT 500 kV Jurupari - Xingu remanescente na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2037;
- 10) Sobrecarga na transformação 230/138 kV de Santa Maria na perda de um dos autotransformadores a partir de 2035;
- 11) Sobrecarga na transformação 230/138 kV de Tucuruí na perda de um dos autotransformadores a partir de 2034;
- 12) Sobrecarga na transformação 230/69 kV de Vila do Conde na perda de um dos transformadores entre 2035 e 2036;
- 13) Sobrecarga na transformação 230/69 kV de Boa Vista na perda de um dos transformadores a partir de 2027;
- 14) As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Tocantins apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão.

Os gráficos com os resultados das simulações de fluxo de carga que detalham os problemas descritos neste capítulo estão apresentados no capítulo 6 deste relatório.

### 3 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2032 para a Região Norte, bem como resultados apresentados ao longo da sessão 6, identificaram-se regiões candidatas a estudos futuros, que já se encontram na Programação de Estudos de 2023 aprovada recentemente pelo MME:

- Atendimento a Manaus, visando solucionar os problemas de sobrecarga nos capacitores séries da Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus;
- Suprimento ao estado de Roraima, com o objetivo de eliminar a sobrecarga da transformação 230/69 kV de Boa Vista;
- Avaliação das subtensões verificadas na perda de uma das linhas de transmissão que se conectam à SE Caxias II;

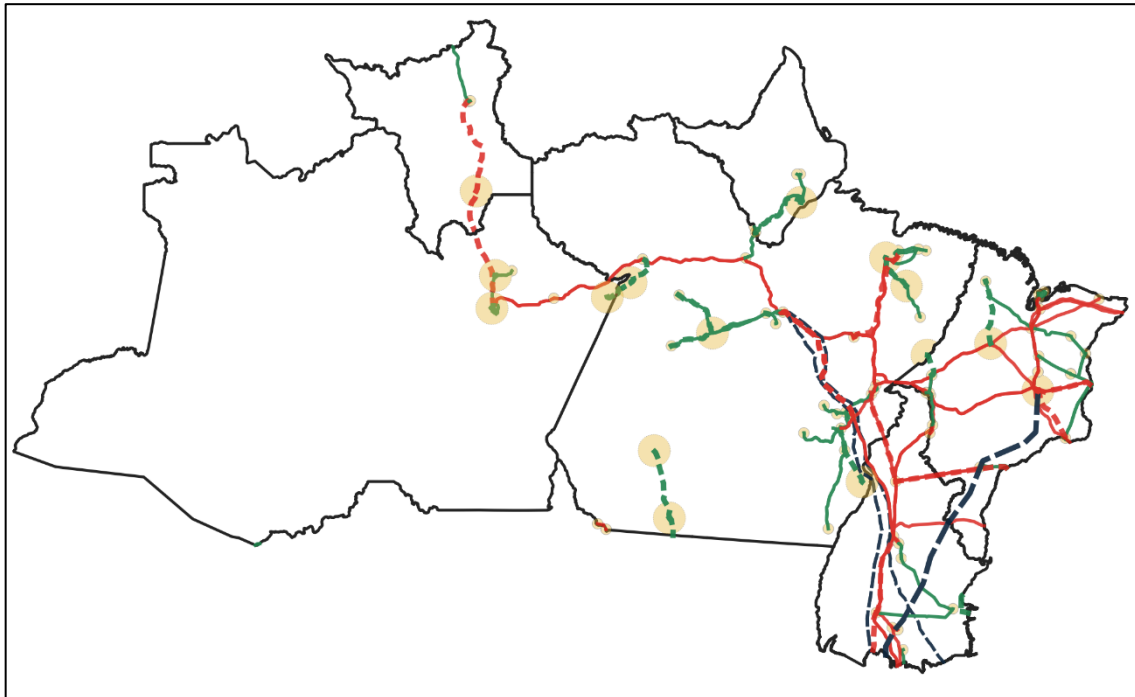
Adicionalmente, recomenda-se a seguinte ação:

- acompanhar, nos próximos ciclos do PDE, os problemas verificados mais ao final do horizonte de planejamento, e que não estão cobertos nas regiões candidatas a estudos futuros mencionadas anteriormente, como por exemplo a transformação 230/138 kV de Tucuruí, a transformação 230/138 kV de Santa Maria e as subtensões causadas pela contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu.



## 4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema interligado de transmissão da região Norte atende aos estados do Pará, Maranhão<sup>1</sup>, Tocantins, parte dos estados do Amazonas e Amapá, bem como às cargas industriais eletrointensivas no estado do Pará (Belém e região de Carajás) e no Maranhão, em São Luís, por meio de linhas de transmissão nas tensões de 500 kV e 230 kV. A Figura 4-1 ilustra o sistema de transmissão existente, representado em linhas contínuas, e o sistema de transmissão planejado, em linhas tracejadas.



**Figura 4-1 - Sistema Elétrico dos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins – PDE 2032.**

No caso específico do estado de Roraima, a sua integração ao Sistema Interligado Nacional ocorrerá por meio da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, que estava prevista para entrar em operação originalmente em 2015. Entretanto, em função das dificuldades para atravessar a Terra Indígena Waimiri Atroari, houve uma série de atrasos para a concretização desse empreendimento e, dessa forma, até a implantação desse sistema, a demanda de energia elétrica de Roraima continuará a ser suprido por fontes de geração locais e, ocasionalmente, pela interligação com a Venezuela<sup>2</sup>.

Futuramente, com a entrada em operação da Interligação Boa Vista – Manaus, prevista para setembro de 2025 [4], o estado de Roraima também passará a ser suprido majoritariamente pelo SIN.

<sup>1</sup> Apesar do estado do Maranhão pertencer à região Nordeste, sob a ótica de submercados elétricos a avaliação do desempenho do sistema que o atende é tratado no âmbito do GET Norte.

<sup>2</sup> Desde março de 2019 a interligação com a Venezuela encontra-se fora de operação, sem previsão de retorno.

## 4.1 Evolução da Expansão do Mercado

A Figura 4-2 a seguir apresenta a evolução das previsões de carga encaminhadas pelas distribuidoras e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2032. Também é realizada uma comparação entre os valores de mercado informados pelas distribuidoras nos ciclos de planejamento do PD 2031 e 2032. É importante destacar que esses casos base também possuem previsões de crescimento do mercado para os cinco anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal, que foram objeto de análise deste relatório.

Os maiores centros de consumo da região Norte estão localizados em São Luís, no Maranhão, em Belém, no Pará, e Manaus, no Amazonas.

Com base nas informações contidas nos gráficos da Figura 4-3 à Figura 4-8 a seguir, podem-se realizar os seguintes comentários sobre a Região Norte:

- O patamar de carga média é o mais elevado para o sistema de transmissão da Região Norte. Para os estados Amazonas, Pará, Roraima e Tocantins esse é o patamar de carga com maior relevância para a análise da rede. Para os estados Amapá e Maranhão o patamar de carga pesada é o que apresenta a maior criticidade para avaliação do desempenho elétrico;
- O crescimento médio do mercado da região Norte é de 2,86% ao ano. Os estados Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins apresentaram, respectivamente, crescimentos médios anuais de 2,70%, 2,75%, 3,12%, 2,24%, 4,70%, e 1,05% ao ano considerando-se os respectivos patamares de maior carregamento no período de 2026 a 2037.
- Quando da comparação com o exercício anterior (PD 2031), nota-se um crescimento de carga elevado no estado do Maranhão, conforme Figura 4-5. Entretanto, a ordem de grandeza dos valores mostrados está condizente com o PD 2030, ou seja, dois ciclos anteriores ao atual. Estes valores serão reavaliados no ciclo do PD 2033.



Região Norte

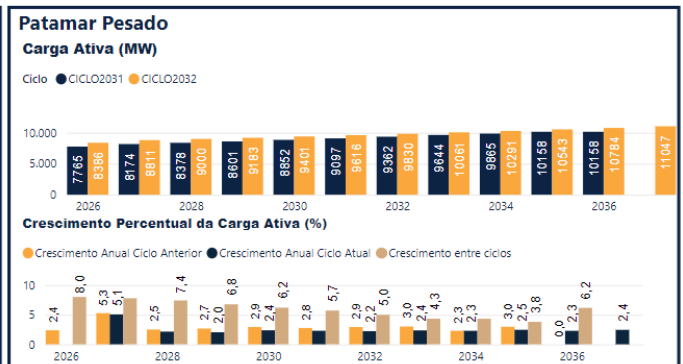
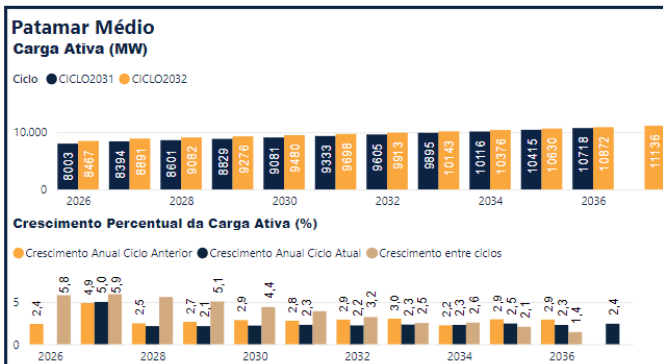
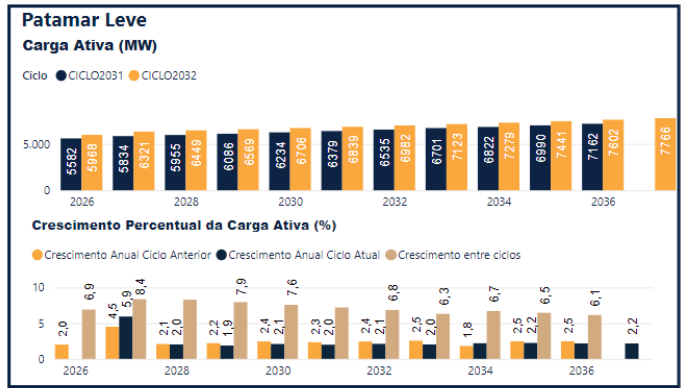


Figura 4-2 – Previsão para o mercado dos estados da Região Norte.



Estado (AP)

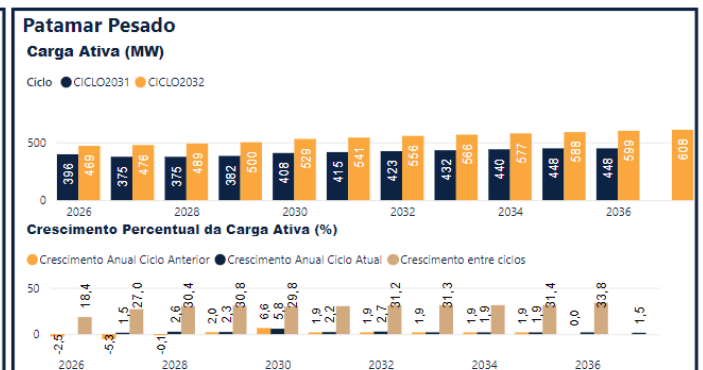
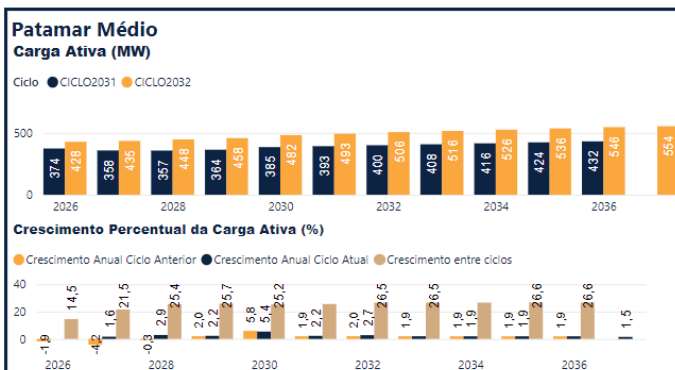
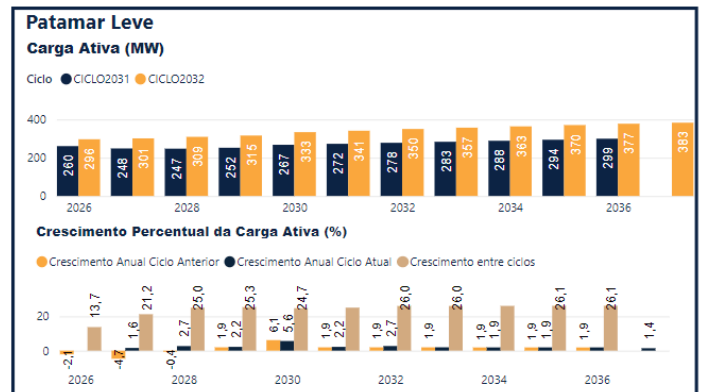


Figura 4-3 – Previsão para o mercado do estado do Amapá.



Estado (AM)

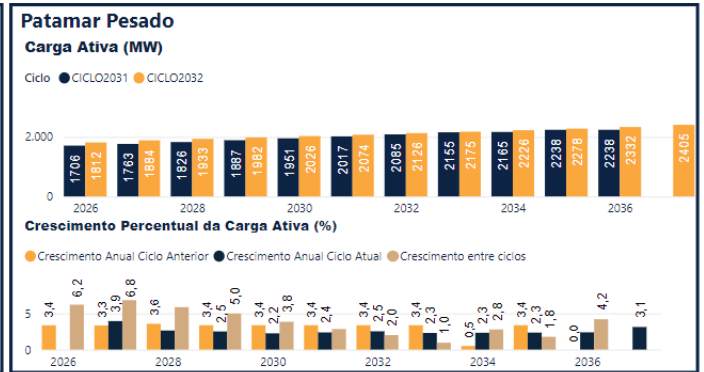
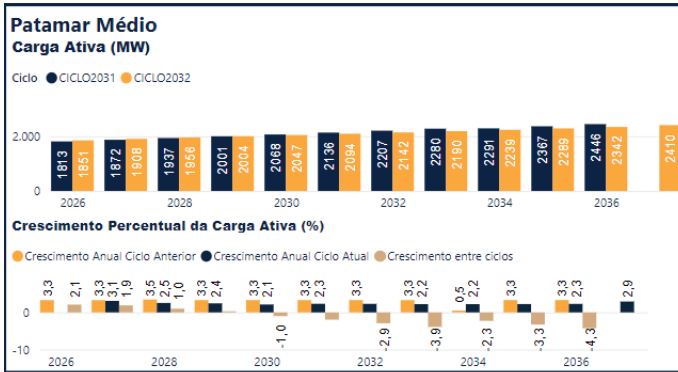
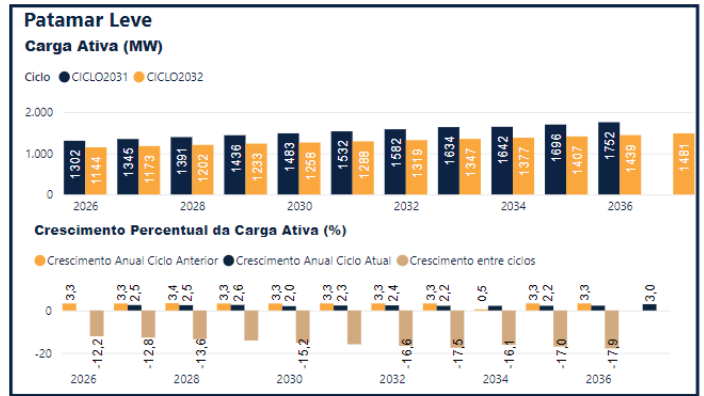


Figura 4-4 - Previsão para o mercado do estado do Amazonas.



Estado (MA)

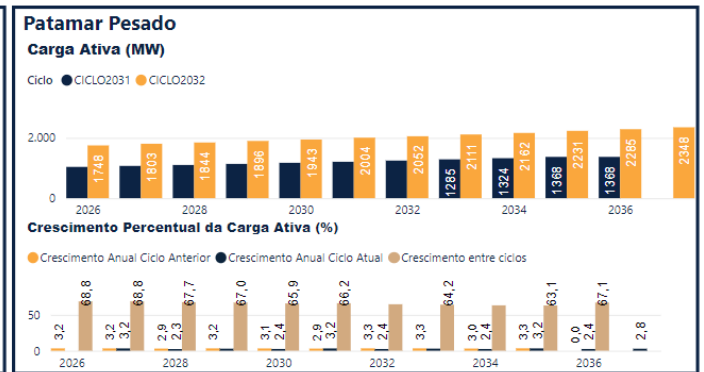
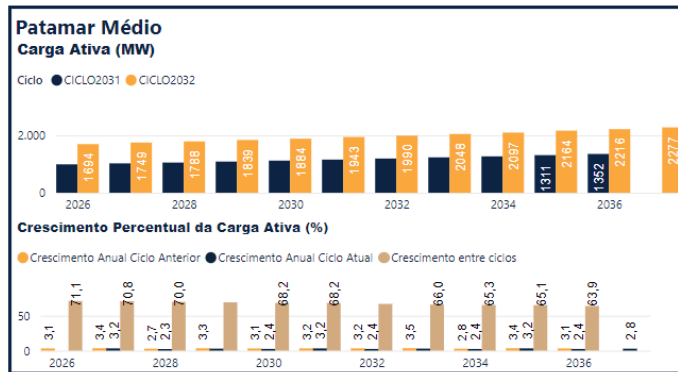
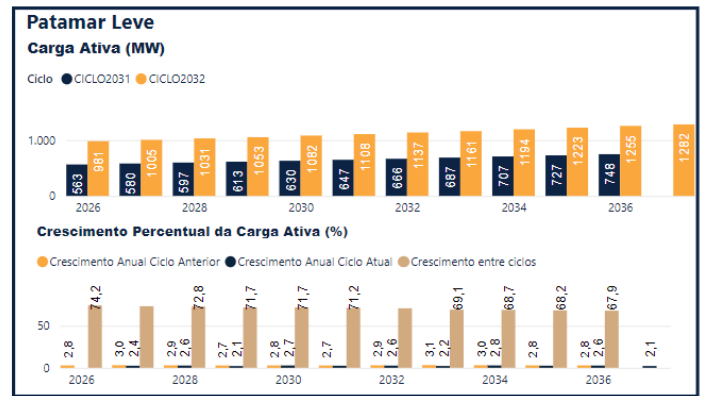


Figura 4-5 - Previsão para o mercado do estado do Maranhão.

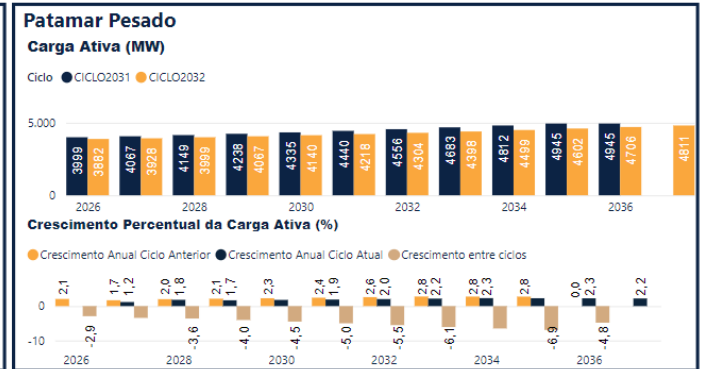
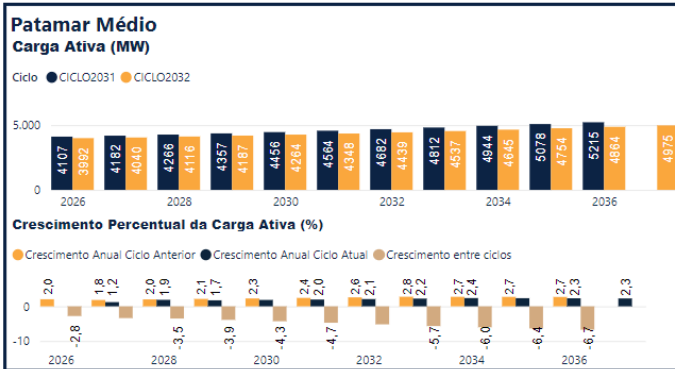
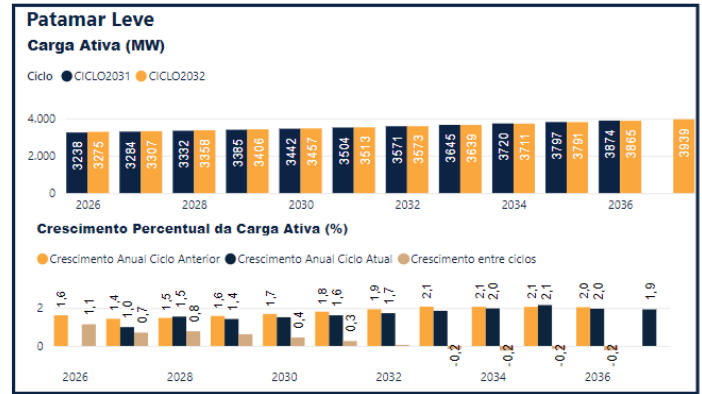


Figura 4-6 - Previsão para o mercado do estado do Pará.

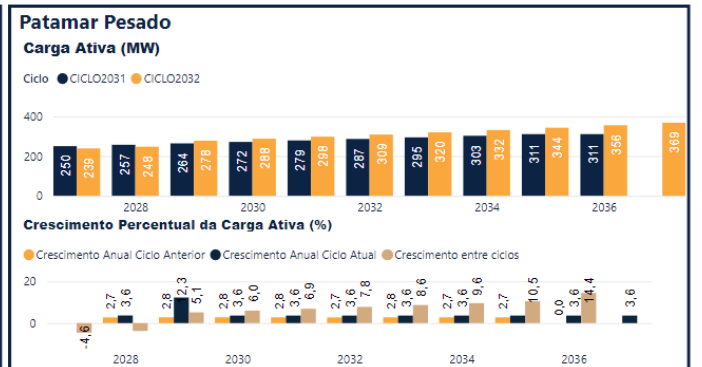
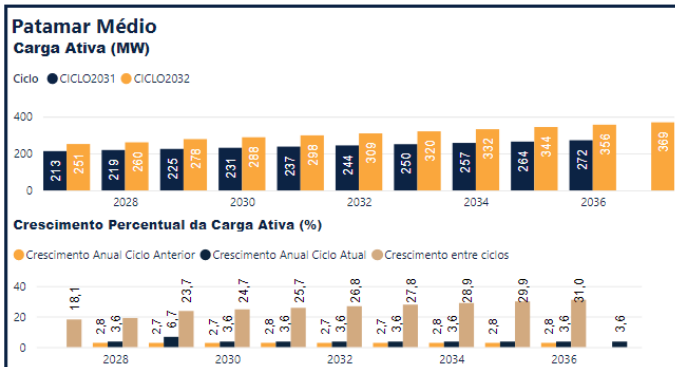
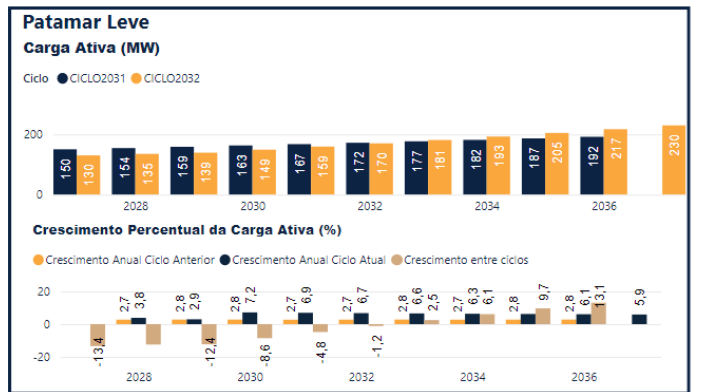
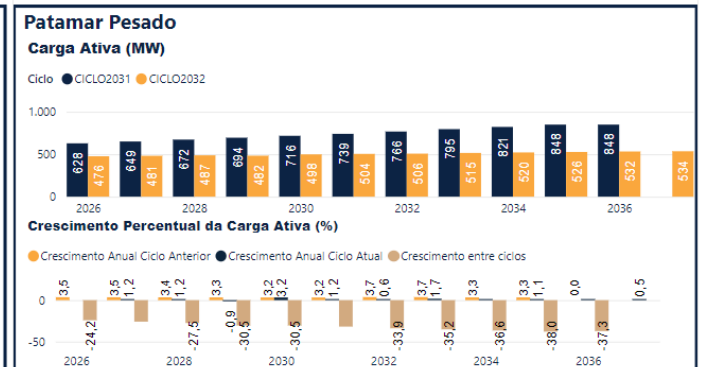
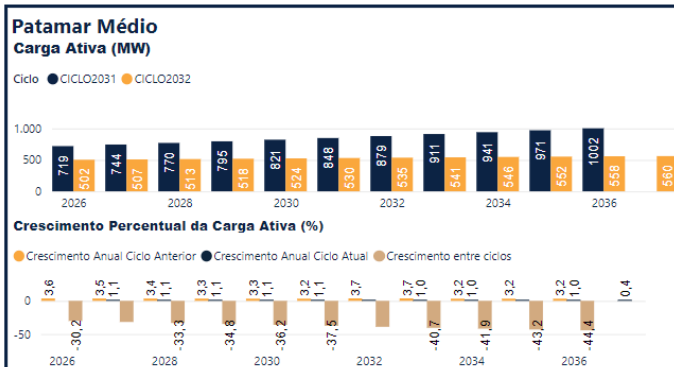
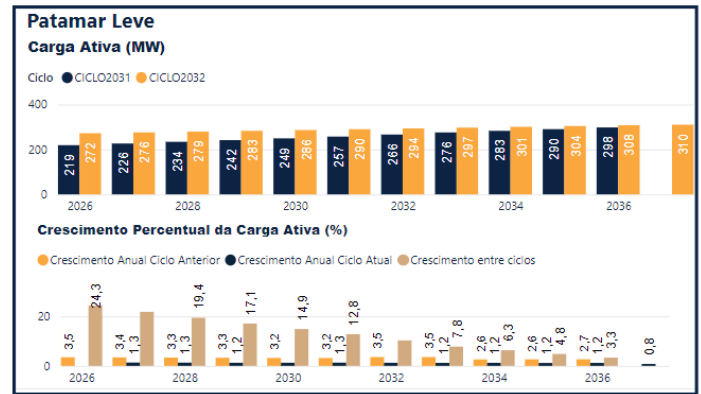


Figura 4-7 - Previsão para o mercado do estado do Roraima (nos anos em que a conexão ao SIN foi considerada).



**Figura 4-8 - Estado do Tocantins e previsão da carga ativa.**

## 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 2026 e 2037, respectivamente, referente a usinas já contratadas na região Norte. Destaca-se a participação massiva de Usinas Hidrelétricas em todos os estados, somando mais de 80% da capacidade na região e sendo a segunda fonte apenas no estado do Maranhão e do Amazonas.

Os quantitativos apresentados consideram as usinas em operação e em implantação, sendo considerados todos os projetos de geração com CUST assinado até dezembro de 2022 com entrada em operação até dezembro de 2026. Não foi considerada geração indicativa. Nota-se uma baixa evolução da potência instalada ao longo do plano decenal, com destaque para a entrada em operação da UHE Bem-Querer e das usinas térmicas do Amazonas referentes ao leilão de reserva de capacidade de 2022, todas previstas para 2027.

**Tabela 4-1 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 2026.**

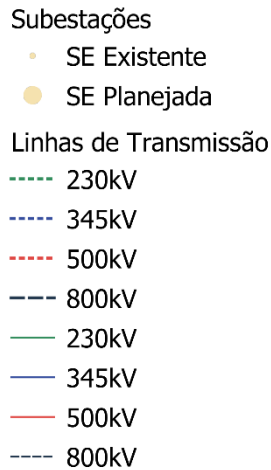
Fonte	AP (MW)	AM (MW)	MA (MW)	PA (MW)	RR (MW)	TO (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	919	250	1.087	19.753	-	1.399	23.408	81%
PCH/CGH	-	-	-	-	-	102	102	0%
EOL	-	-	484	-	-	-	484	2%
UFV	-	-	-	-	-	40	40	0%
UTE	5	1.143	2.571	605	289	-	4.611	16%
Biomassa	-	-	254	-	-	45	299	1%
Total	924	1.393	4.396	20.358	289	1.585	28.944	100%

**Tabela 4-2 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 2037.**

Fonte	AP (MW)	AM (MW)	MA (MW)	PA (MW)	RR (MW)	TO (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	919	250	1.087	19.763	650	1.399	24.068	79%
PCH/CGH	-	-	-	-	-	102	102	0%
EOL	-	-	484	-	-	-	484	2%
UFV	-	-	-	-	-	40	40	0%
UTE	5	1.861	2.571	605	289	-	5.330	18%
Biomassa	-	-	254	-	-	45	299	1%
Total	924	2.111	4.396	20.368	939	1.585	30.323	100%

### 4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

A Figura 4-9 à Figura 4-15 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 se encontra no ANEXO 1.



**Figura 4-9 - Legenda das Instalações existentes e futuras nos estados da região Norte**



### 4.3.1 Expansão no Estado do Amapá

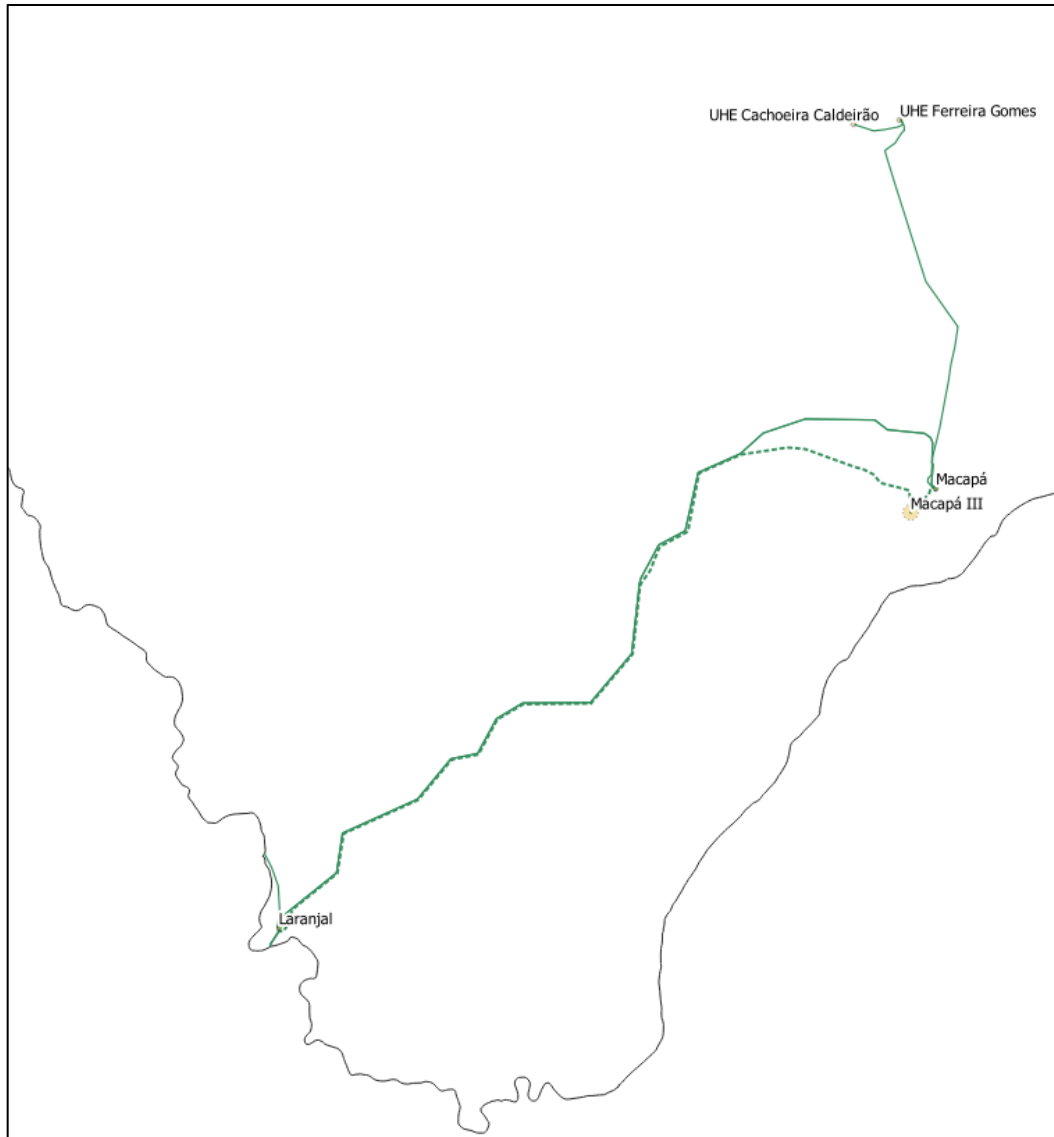


Figura 4-10 – Estado do Amapá

### 4.3.2 Expansão do Estado do Amazonas

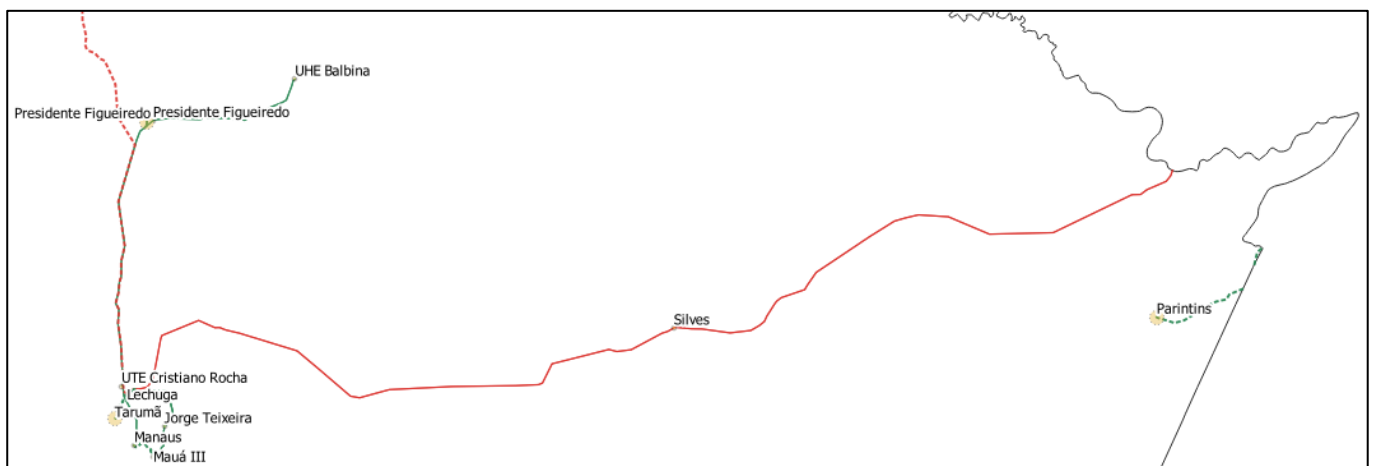


Figura 4-11 – Estado do Amazonas

### 4.3.3 Expansão do Estado do Maranhão

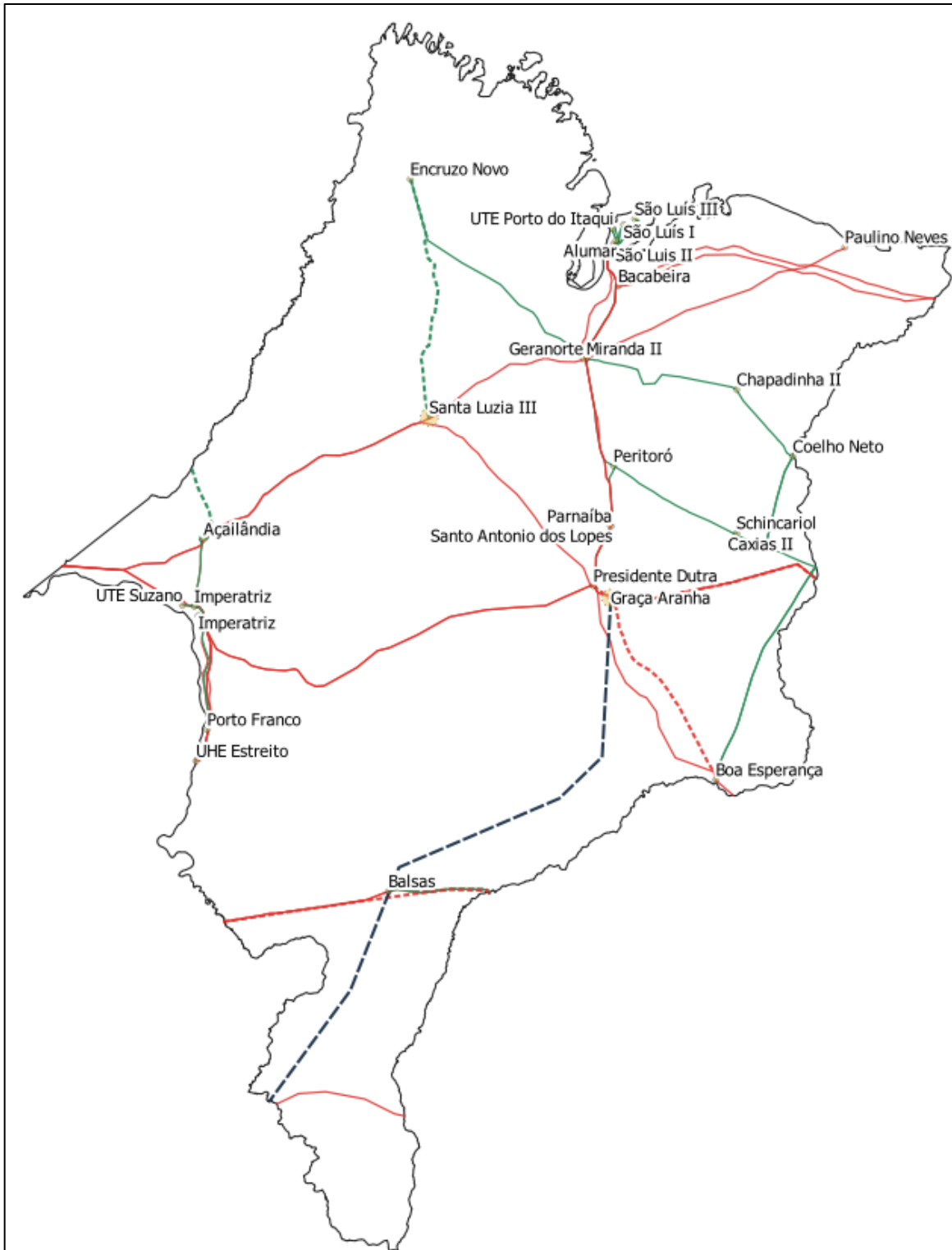


Figura 4-12 – Estado do Maranhão



### 4.3.5 Expansão do Estado do Roraima

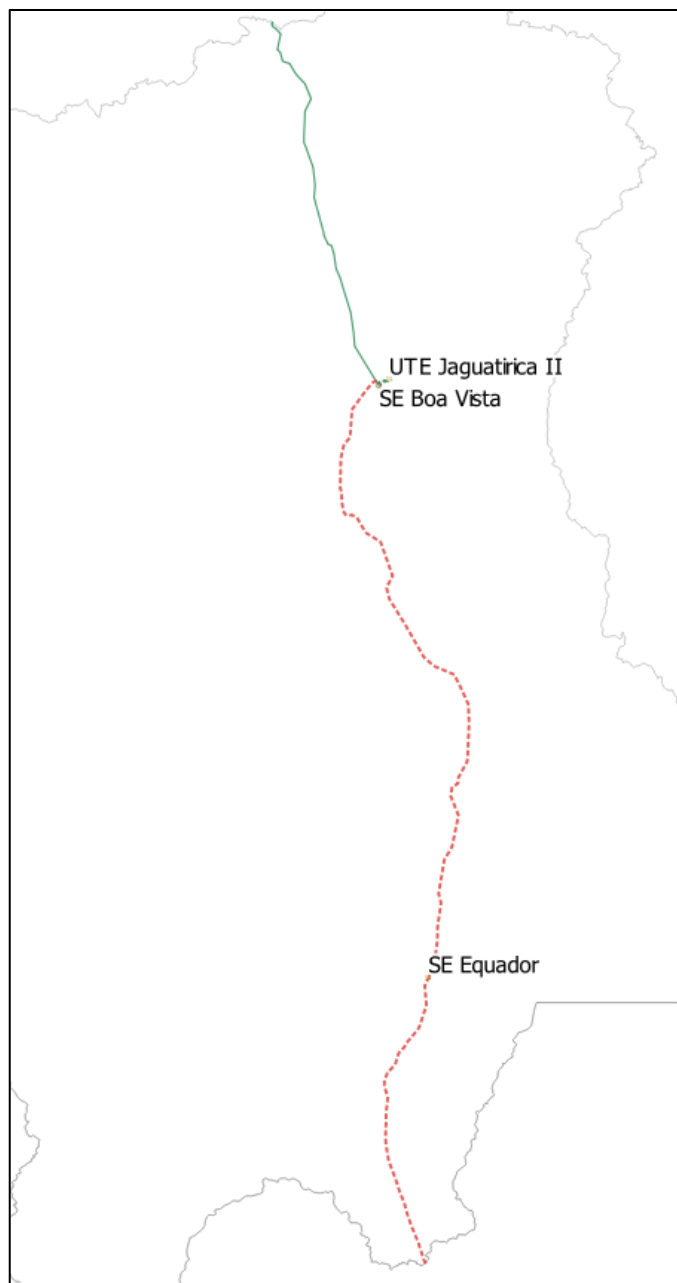


Figura 4-14 – Estado de Roraima

### 4.3.6 Expansão do Estado do Tocantins

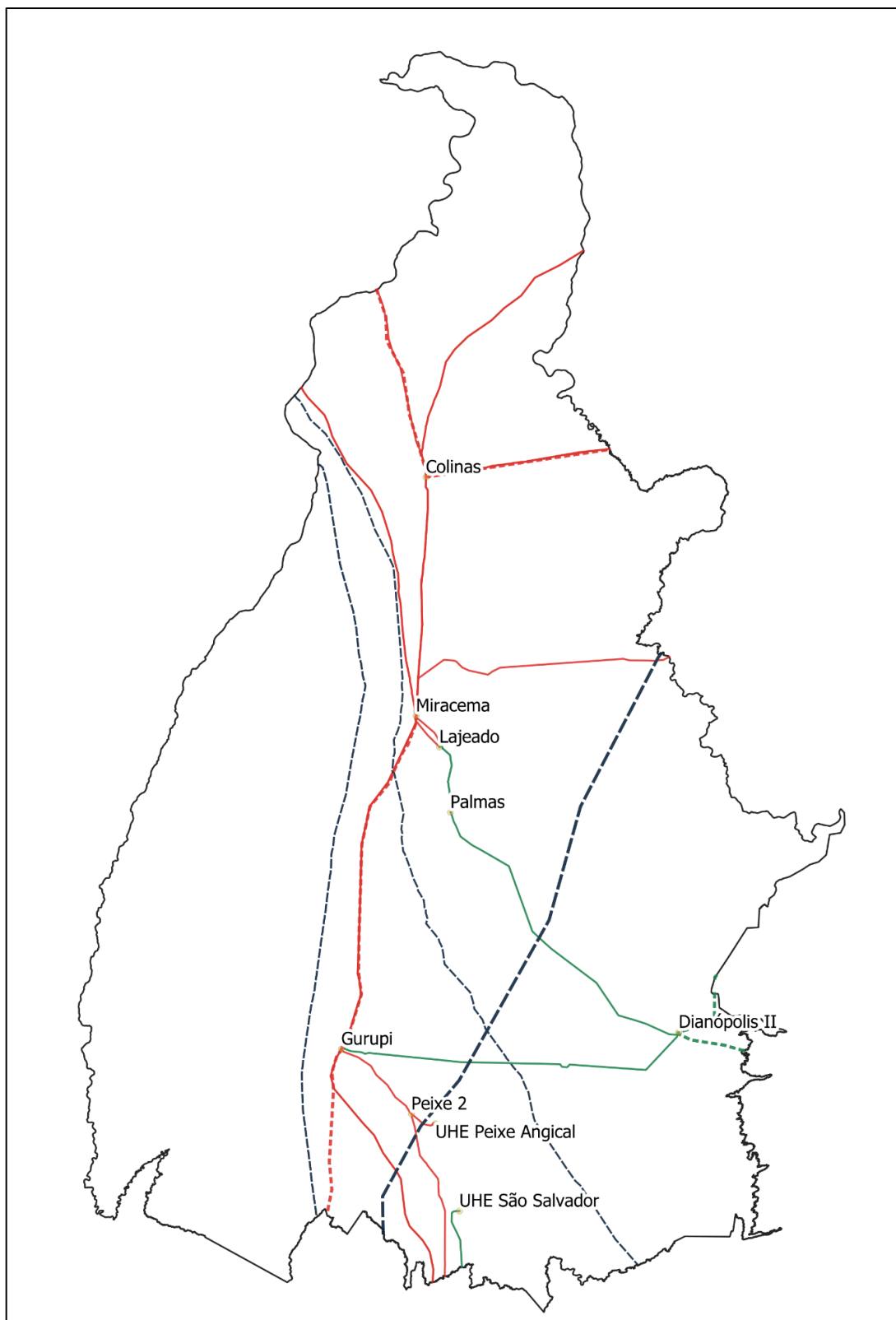


Figura 4-15 – Estado do Tocantins

## 5 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS CRÍTICOS 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 50% e 80% e geração eólica em torno de 60% 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 30% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 40% e geração eólica em torno de 80%. 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 em torno de 30%, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste, concomitante a uma baixa geração de energia renovável. 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 30% e 50% e geração eólica em torno de 25% 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 média para os cenários 1 e 2, carga pesada para o cenário 3 e carga leve para o cenário 4.

Além disso, a fim de estudar os limites de carregamento da Rede Básica para o atendimento à carga de Manaus nos seus cenários mais restritivos (cenários 1 e 2), foi zerada a geração das usinas termoeletricas conectadas ao sistema de distribuição de Manaus (produtores independentes de energia), mantendo-se apenas a inflexibilidade sazonal da UTE Mauá 3, Manaus I e Azulão. Com relação a Roraima, zerou-se o despacho do parque térmico local, à exceção da UTE BFF Baliza, assim como a geração da usina hidrelétrica Bem-Querer, conforme Tabela 5-1.

**Tabela 5-1 – Resumo dos despachos das UTEs do Amazonas e Roraima e da UHE Bem Querer para estudo do atendimento à carga de Manaus.**

	CENÁRIO 1			CENÁRIO 2		
	Potência Instalada (MW)	Despacho (MW)	Despacho (%)	Potência Instalada (MW)	Despacho (MW)	Despacho (%)
UTES Amazonas	1.861	549	29%	1.861	968	52%
UTES Roraima	289	14	5%	289	14	5%
UHE Bem Querer	650	-	-	650	-	-

Os percentuais de geração por fonte, por região e ao longo dos anos do horizonte de análise estão mostrados no ANEXO 2 para cada um dos cenários de estudo supracitados.

## 6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE

A rede de transmissão da região Norte atende aos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins. Atualmente é possível dividir esse sistema em 3 diferentes áreas:

- **PA/MA/TO:** Reunindo então os estados do Maranhão e Tocantins que fazem fronteira com as outras regiões e uma grande parcela da carga do estado do Pará que é central para a região Norte e possui muitas instalações com influência no desempenho dos demais estados.
- **AM/AP:** Reunindo os estados do Amapá e Amazonas que possuem uma característica mais radial em relação aos outros estados, além de algumas localidades no estado do Pará, tendo como ligação ao SIN a interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, que inicia ainda no estado do Pará.
- **SI:** a última área engloba os sistemas isolados, onde o estado de Roraima se destaca enquanto a conexão com o SIN não ocorre.

As seções seguintes apresentam os resultados de cada um dos estados da Região Norte, com foco nos problemas encontrados.

### 6.1 Estado do Amapá

O Relatório EPE-DEE-RE-029/2021-rev0 – Solução estrutural para aumento da confiabilidade do atendimento a Macapá, [5], recomendou a implantação da SE Macapá III 230/69 kV, bem como das LTs 230 kV Laranja do Jari – Macapá III C1 e Macapá – Macapá III C1.

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Amapá, considerando a implantação dessas obras, apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão. É importante destacar, todavia, 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

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Norte, os quais estão representados nos casos base do Plano Decenal 2032 e afetam sensivelmente os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico.

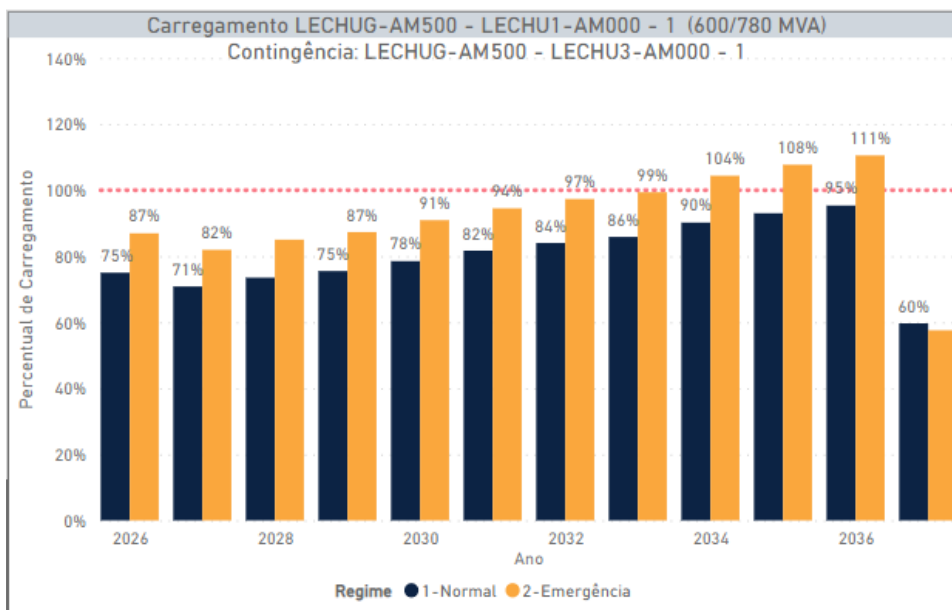


Dentre as principais recomendações dos estudos da EPE, destacam-se as expansões determinadas no *Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus*, [6], o qual recomendou diversas ampliações na malha de 230kV local com destaque para a SE Tarumã 230/138 kV e as LTs 230 kV Lechuga – Tarumã C1 e C2.

Esse diagnóstico foi realizado considerando a entrada em operação da interligação Boa Vista – Manaus, bem como a UHE Bem Querer no ano de 2027. No entanto, foi adotado como premissa o despacho nulo para a UHE Bem Querer durante todo o horizonte analisado, por se tratar do cenário mais crítico para a avaliação do desempenho do sistema. A mesma premissa foi adotada para os Produtores Independentes de Energia (PIEs) de Manaus, UTE Jaraqui, UTE Tambaqui, UTE Ponta Negra, UTE Cristiano Rocha e UTE Manauara, que também foram considerados com despacho nulo durante todo o período e cenários avaliados.

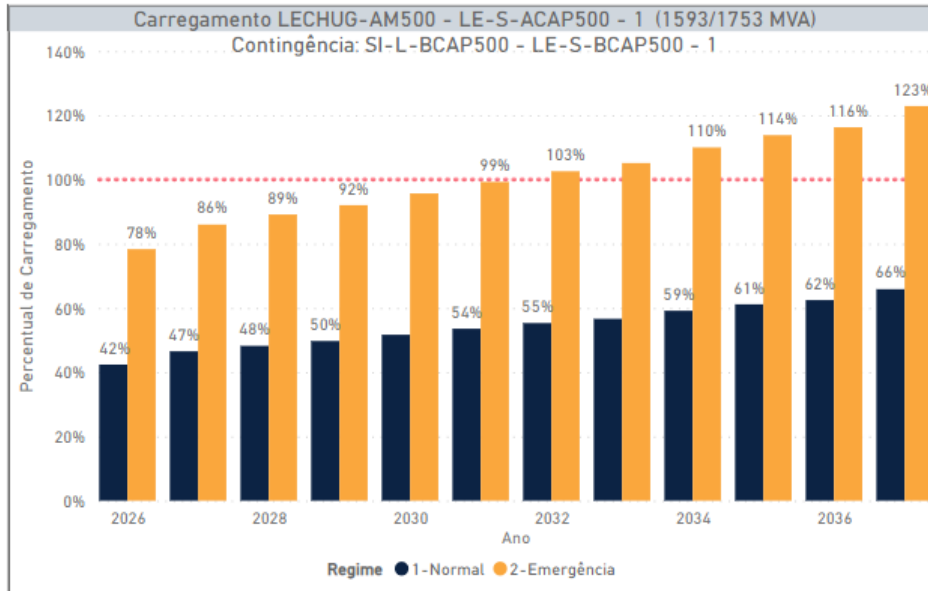
Levando-se em consideração as expansões e premissas indicadas anteriormente, o sistema apresentou desempenho satisfatório em termos de tensão. No entanto, em termos de carregamento, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- A transformação 500/230 kV da SE Lechuga apresenta sobrecarga entre 2034 e 2036, no patamar de carga média, (cenários 1 e 2), quando da contingência de um dos três bancos de autotransformadores existentes. 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 2037, essa sobrecarga não é mais verificada, como pode ser observado na Figura 6-1.



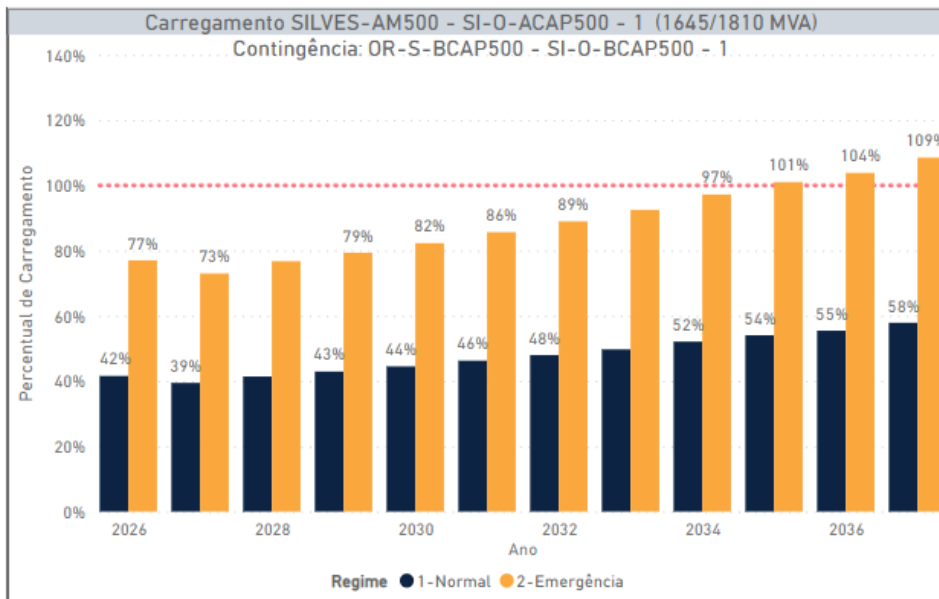
**Figura 6-1 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV de Lechuga na contingência de um dos bancos de autotransformadores em paralelo – Cenário 1 - carga média.**

- A partir de 2032, no patamar de carga média, (cenários 1 e 2), são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Lechuga – Silves, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-2.



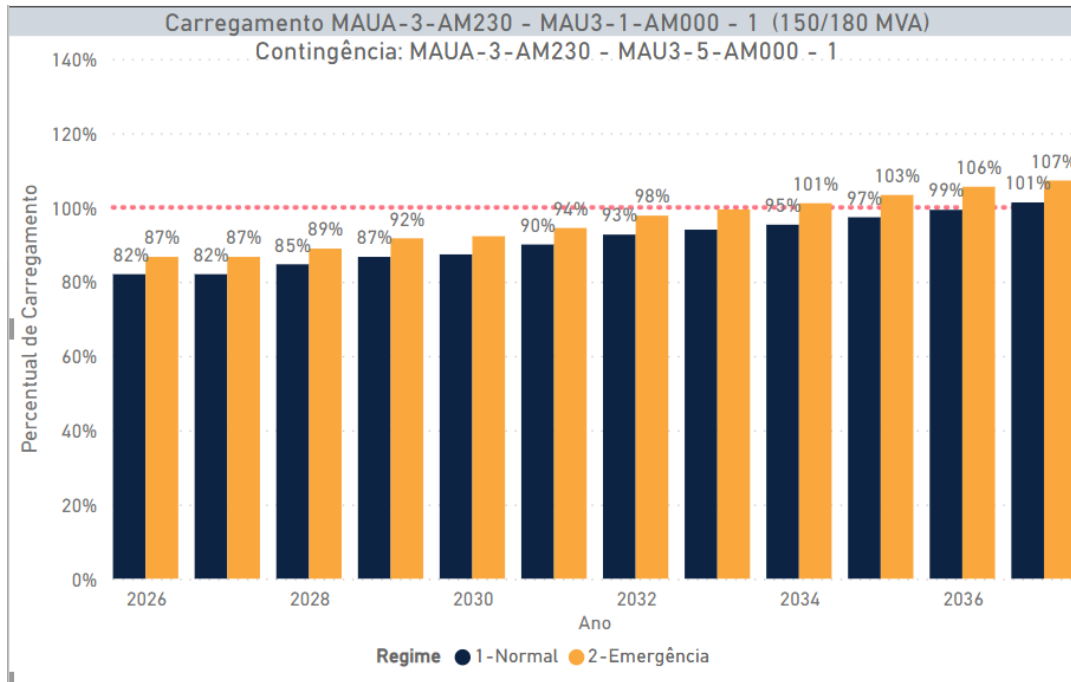
**Figura 6-2 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Lechuga – Silves remanescente, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 2 - carga média.**

- Por outro lado, considerando o patamar de carga pesada, cenário 3, a partir de 2035 são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Silves – Oriximiná, 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 – Oriximiná remanescente, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 2 - carga média.**

- A transformação 230/138 kV da SE Mauá 3 apresenta sobrecarga a partir de 2034, nos patamares de carga média e pesada (cenários 2 e 3), quando da contingência de um dos cinco autotransformadores, como pode ser observado na Figura 6-4.



**Figura 6-4 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Mauá 3 na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 3 - carga pesada.**

Os resultados do diagnóstico justificam a necessidade de realização de um estudo de planejamento para o atendimento a Manaus, o que de fato já está previsto na programação de estudos da EPE.

### 6.3 Estado do Maranhão

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Norte, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2032 e afetam sensivelmente os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico. Dentre as principais recomendações dos estudos da EPE, destacam-se as seguintes expansões:

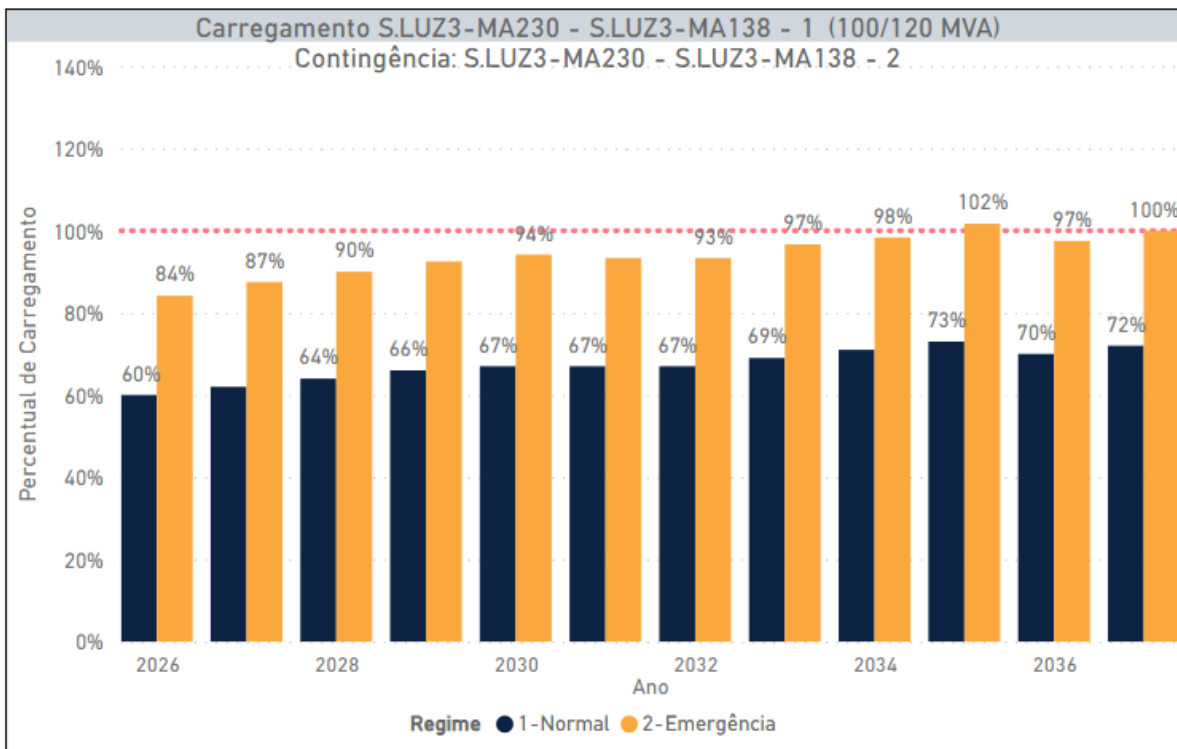
- Nova SE 500/230/138 kV Santa Luzia III, entrando no seccionamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II e obras associadas, recomendada para 2026.
- LT 230 kV Encruzo Novo – Santa Luzia III e equipamentos para controle de reativo em ambas as subestações, recomendada para 2026;

- Reforços nas Subestações de distribuição Serra do Penitente e Alto Parnaíba, bem como as Linhas de Distribuição a elas associadas no âmbito do “Estudo de Atendimento à Região de Matopiba” [7];
- SE Graça Aranha e todas as LT associadas, bem como seus reforços associados no âmbito do “Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste” [8].

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas de carregamento e de tensão, mostradas nos itens seguintes.

### 6.3.1 Violações de Carregamento

- A transformação de 230/138 kV da SE Santa Luzia III apresenta sobrecarga a partir do ano de 2035 quando da contingência de um dos transformadores trifásicos em paralelo. Vale destacar que um terceiro transformador já estava previsto no *Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)*, [9], porém com data de necessidade inicial estimada para 2037. Com a futura entrada em operação desse equipamento, a sobrecarga não será mais observada.



**Figura 6-5 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Santa Luzia III na contingência do transformador trifásico em paralelo – Cenário 3 - Carga Pesada.**

- O perfil de carregamento dessa transformação deverá ser acompanhado ao longo dos próximos anos uma vez que foi observado um aumento de carga nesta região em

relação aos valores informados à época do estudo supracitado que recomendou a nova subestação de Santa Luzia III. Tal incremento de carga foi ratificado pela contratação de um MUST equivalente por parte da distribuidora.

### 6.3.2 Violações de Tensão

- Foram observados níveis de subtensão nas SEs 230 kV Caxias II e Schincariol a partir de 2032 quando da contingência de uma das linhas conectadas à SE Caxias II (Peritoró – Caxias II ou Coelho Neto – Caxias II), conforme Figura 6-6. Análises mais detalhadas deverão ser feitas oportunamente para verificar a necessidade de realização de um estudo específico para a região.

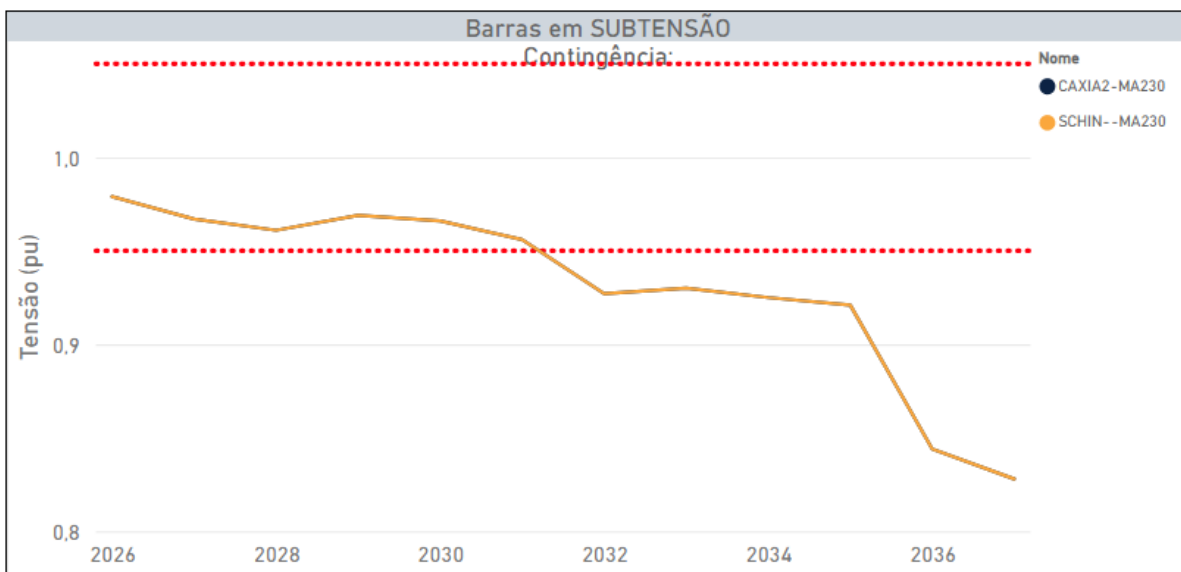


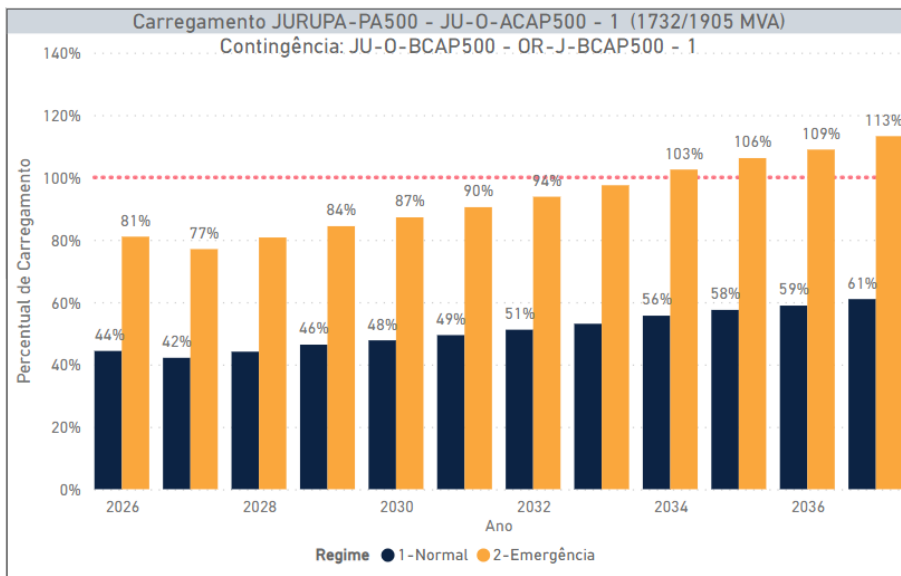
Figura 6-6 – Nível de tensão no pátio de 230 kV da subestação Caxias II na condição de contingência de uma das Linhas de Transmissão – Cenário 3 - Carga Pesada.

## 6.4 Estado do Pará

Este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas de carregamento e de tensão, mostradas a seguir.

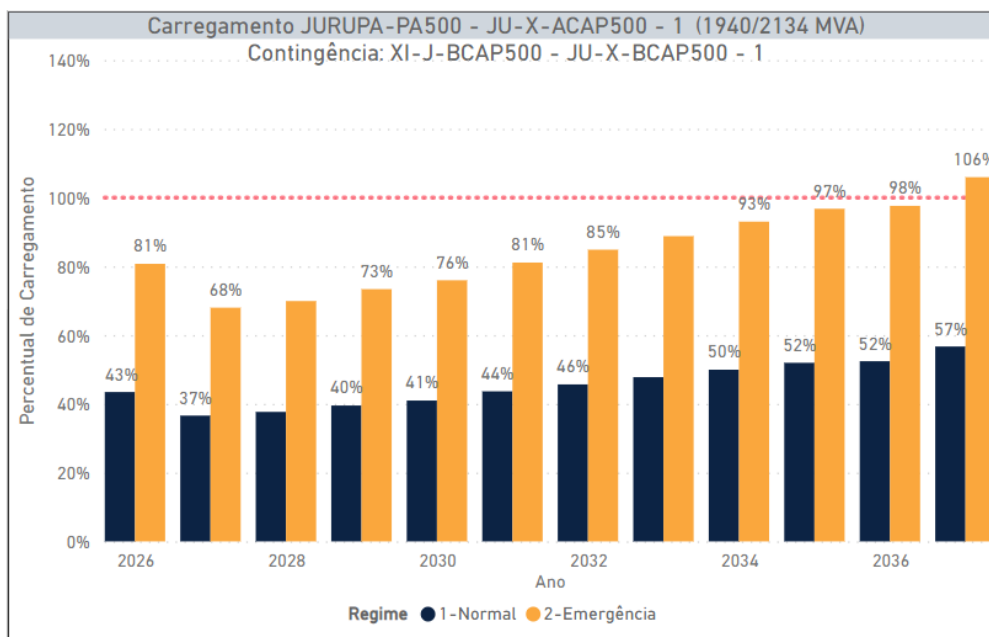
### 6.4.1 Violações de Carregamento

- A partir de 2034, no patamar de carga pesada, (cenário 3), são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-7.



**Figura 6-7 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari remanescente, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 3 - carga pesada.**

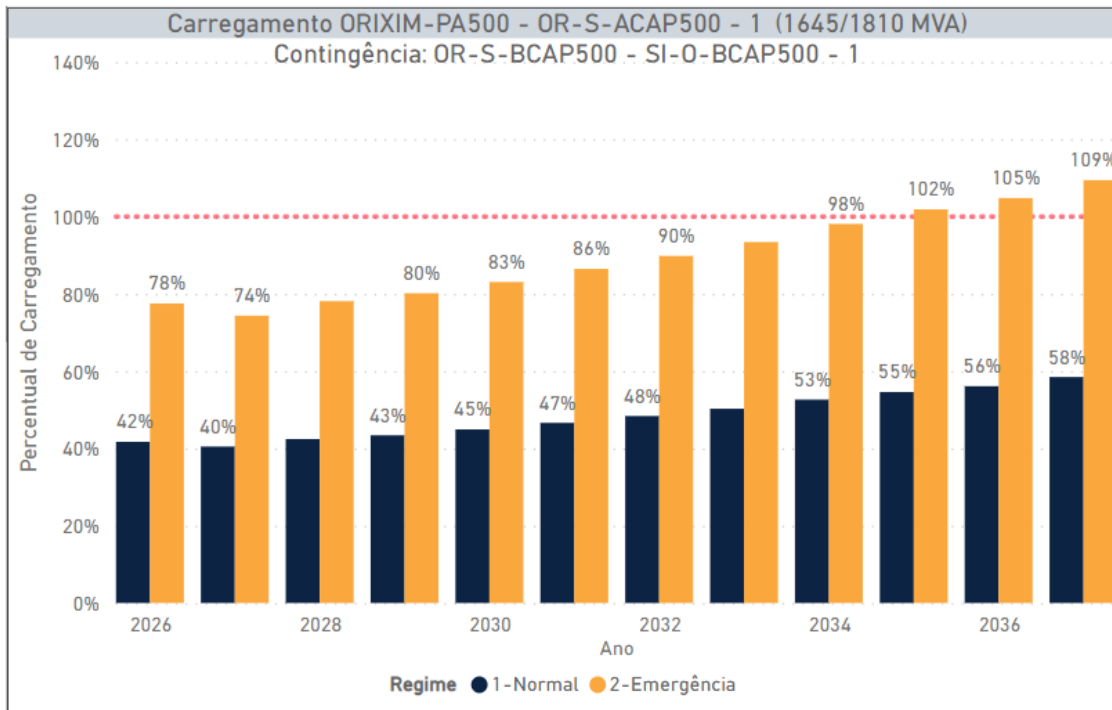
- A partir de 2037, no patamar de carga média, (cenário 2), são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Jurupari – Xingu, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-8.



**Figura 6-8 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Jurupari - Xingu remanescente, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 2 – carga média.**

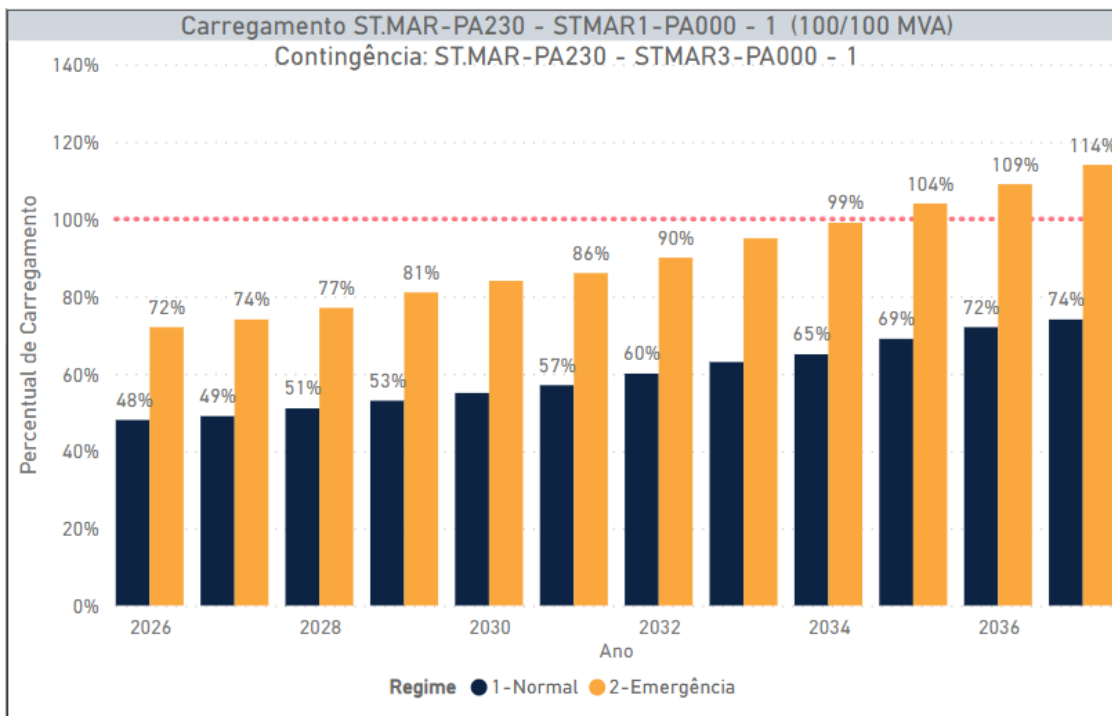
- A partir de 2035, no patamar de carga pesada, (cenário 3), são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná

– Silves, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-9.



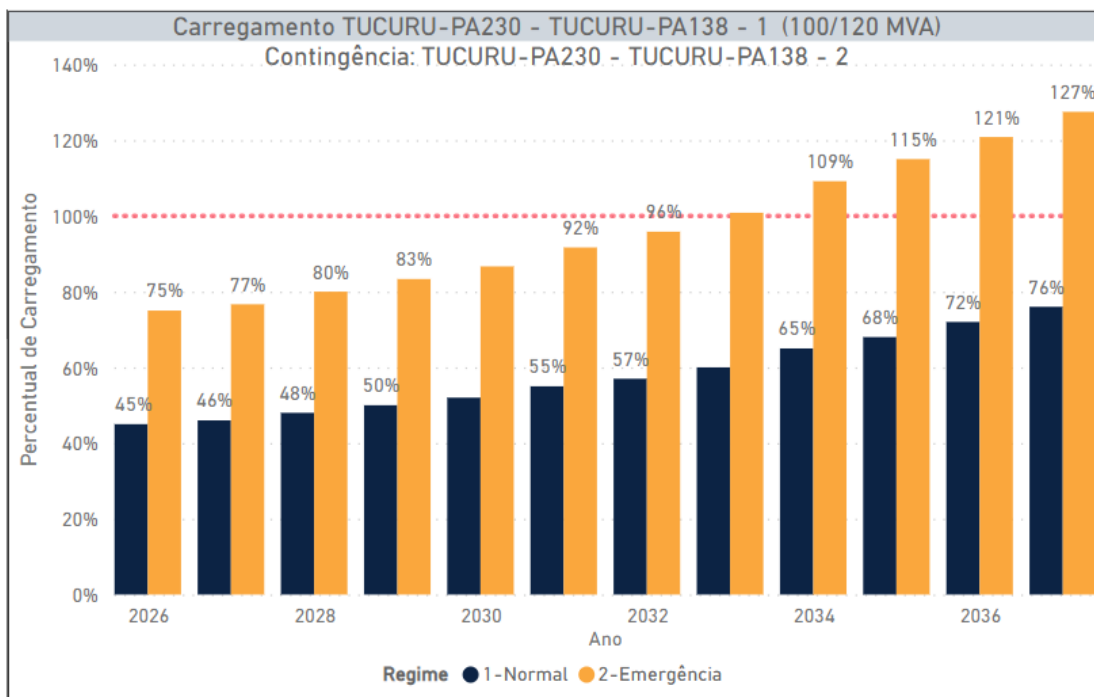
**Figura 6-9 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná - Silves remanescente, durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 3 – carga pesada.**

- A transformação 230/138 kV da SE Santa Maria apresenta sobrecarga a partir de 2035, nos patamares de carga média e pesada (cenários 1, 2 e 3), quando da contingência de um dos três autotransformadores, como pode ser observado na Figura 6-10.



**Figura 6-10 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Santa Maria na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 3 - carga pesada.**

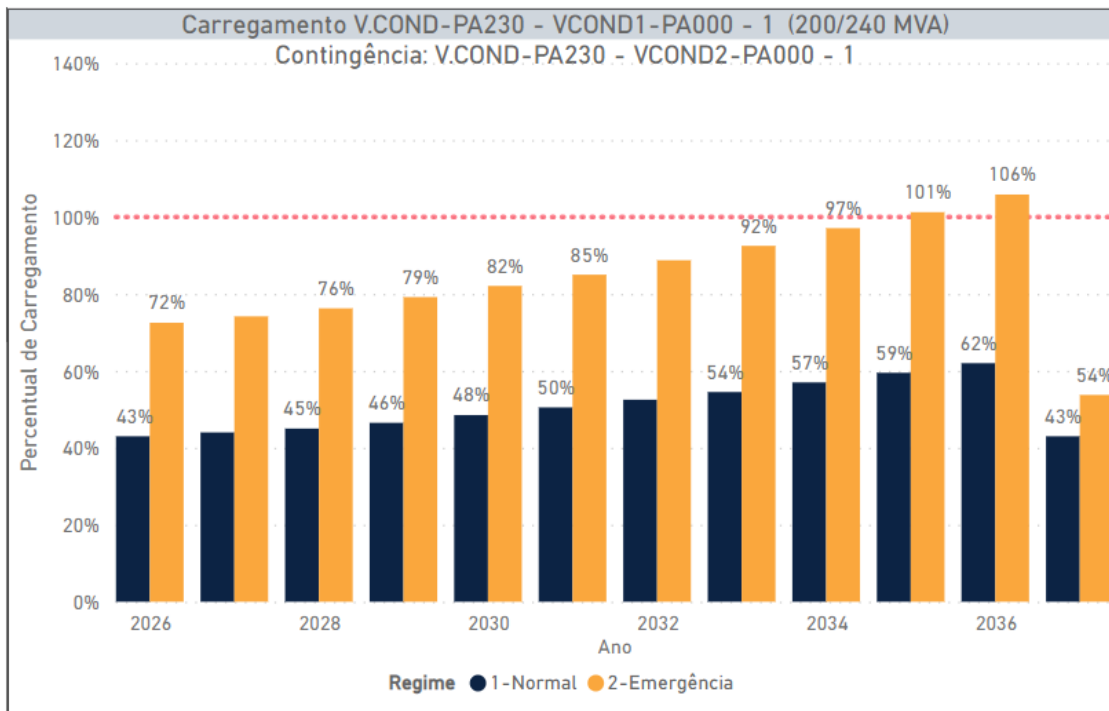
- A transformação 230/138 kV da SE Tucuruí apresenta sobrecarga a partir de 2034, nos patamares de carga média e pesada (cenários 1, 2 e 3), quando da contingência de um dos dois autotransformadores, como pode ser observado na Figura 6-11.



**Figura 6-11 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Tucuruí na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 2 - carga média.**



- A transformação 230/69 kV da SE Vila do Conde apresenta sobrecarga entre 2035 e 2036, nos patamares de carga média e pesada (cenários 1, 2 e 3), quando da contingência de um dos 2 transformadores existentes. Com a implantação do terceiro transformador 230/69 kV na SE Vila do Conde, obra essa recomendada no estudo *Suprimento às Regiões Metropolitana de Belém e Nordeste do Pará*, e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2037, essa sobrecarga não é mais verificada, como pode ser observado na Figura 6-12.



**Figura 6-12 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Vila do Conde na contingência de um dos transformadores – Cenário 2 - carga média.**

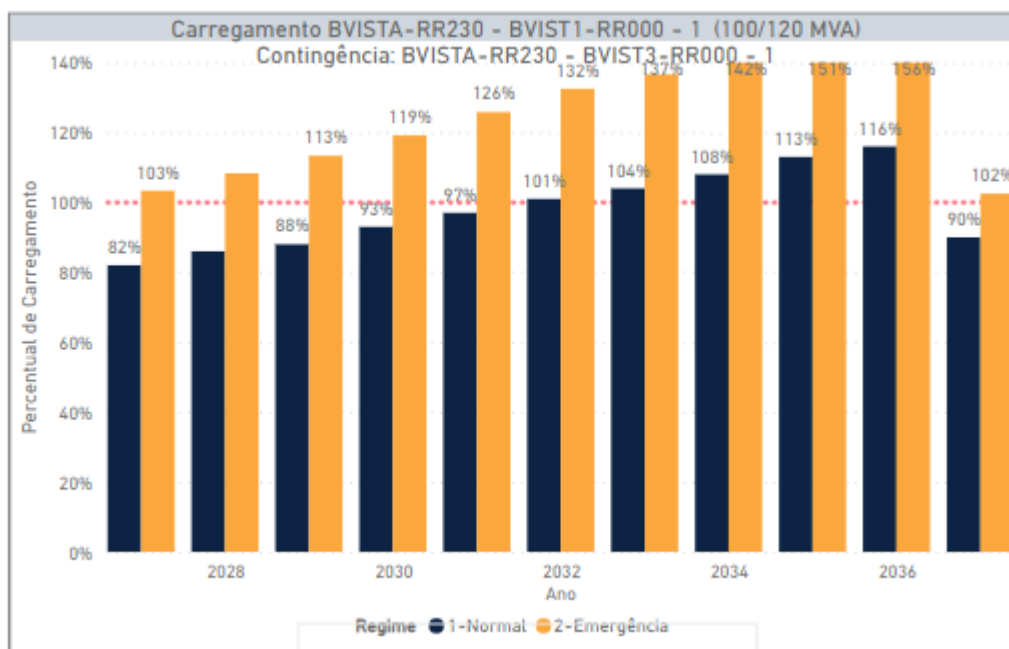
### 6.4.2 Violações de tensão

- A partir de 2035 registra-se dificuldade para controle de tensão quando da contingência de um dos 2 circuitos da LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açú no patamar de carga média (cenários 1 e 2).
- A partir de 2032 seriam verificadas subtensões quando da 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 Santana do Araguaia*, o sistema passa a apresentar desempenho adequado até o final do horizonte.

## 6.5 Estado de Roraima

Esse diagnóstico foi realizado considerando a entrada da interligação Boa Vista – Manaus, bem como a UHE Bem Querer no ano de 2027. No entanto, foi adotado como premissa 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. A mesma premissa foi adotada para unidades de geração térmica contratadas no Leilão para suprimento à Boa Vista e localidades conectadas, com a exceção da UTE BBF Baliza, que foi considerada com despacho pleno em todos os cenários.

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado de Roraima apresentaram desempenho satisfatório em termos de controle de tensão, porém foi registrado a partir de 2027, nos patamares de carga média e pesada (cenários 1, 2, e 3), sobrecarga nos transformadores remanescentes da transformação 230/69 kV da SE Boa Vista, quando da contingência de um desses equipamentos, como apresentado na Figura 6-13.



**Figura 6-13 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Boa Vista na contingência de um dos transformadores – Cenário 2 - carga média.**

Cumpra-se notar que mesmo após a implantação do quarto transformador 230/69 kV na SE Boa Vista, obra já recomendada pelo planejamento e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2037, a sobrecarga mencionada anteriormente não é eliminada totalmente.

Também é importante notar que a análise foi realizada a partir do ano 2027, 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.

## 6.6 Estado do Tocantins

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Norte, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2032 e afetam sensivelmente os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico. Dentre as principais recomendações dos estudos da EPE, destacam-se as seguintes expansões:

- SE Dianópolis II pátio de 230 kV – 1 Reator de Linha Trifásico (5 MVar) e LT 230 kV Dianópolis II – Formoso do Rio Preto C1, com previsão de entrada em operação para 2026, bem como reforços nas linhas de distribuição associadas.
- LT 500kV Colinas – Ribeiro Gonçalves, no âmbito do estudo “Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste – Volume 2 – Área Norte” [10];

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, as análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Tocantins não apresentaram violação de carregamento ou de tensão no período analisado.

## 7 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, “Base de dados de fluxo de potência - PDE 2032,” [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao>.
- [2] MME, *Portaria nº 215, de 11 de maio de 2020*.
- [3] EPE, *Portaria EPE/DEE nº 1, de 12 de janeiro de 2021*.
- [4] Aneel, “Painel de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão,” [Online]. Available: [https://www2.aneel.gov.br/relatoriosrig/\(S\(4epnqqklo1wk20v53ybfjrza\)\)/relatorio.aspx?folder=sfe%2fMonitoramento%2fTransmissao&report=Empreendimento](https://www2.aneel.gov.br/relatoriosrig/(S(4epnqqklo1wk20v53ybfjrza))/relatorio.aspx?folder=sfe%2fMonitoramento%2fTransmissao&report=Empreendimento). [Acesso em 16 Maio 2023].
- [5] “EPE-DEE-RE-029/2021-rev0 - Estudo para avaliação da solução estrutural para aumento na confiabilidade do atendimento a Macapá”.
- [6] EPE, “EPE-DEE-RE-105/2015-rev2 - Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus,” 2019.
- [7] EPE, “EPE-DEE-RE-012/2022 - Estudo de Atendimento à Região de Matopiba,” 2022.
- [8] EPE, “EPE-DEE-RE-018/2022 - Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste,” 2022.
- [9] EPE, “EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 - Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA),” 2021.
- [10] EPE-DEE-RE-014/2022 - Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste – Volume 2 – Área Norte, 2022.

## 8 EQUIPE TÉCNICA

- Igor Chaves
- Luiz Felipe Froede Lorentz
- Marcelo Willian Henriques Szrajbman
- Maria de Fátima de Carvalho Gama
- Rafael de Carvalho Caetano
- Rafael Theodoro Alves e Mello
- Vinícius Ferreira Martins

## 9 ANEXO 1

### Conjunto de Empreendimentos Planejados que ainda não entraram em operação

As tabelas a seguir apresentam o conjunto de empreendimentos de transmissão localizados nos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins, ou que influenciam diretamente o desempenho elétrico de seu sistema, e que está representado nos casos base do Plano Decenal 2032.

#### 9.1 Expansão do Estado do Amapá

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 230 kV Macapá - Macapá III, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 10 km	2025
LT 230 kV Ferreira Gomes - Macapá, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km Desativação do trecho de linha que contorna parcialmente a SE Macapá	2025
SE 230/69/13.8 kV Macapá III	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2025
LT 230 kV Laranjal do Jari - Macapá III, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 230 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ // SE Laranjal do Jari Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 25 Mvar 3Φ // SE Macapá III	2027

#### 9.2 Expansão do Estado do Amazonas

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 230/138 kV Jorge Teixeira	5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025
LT 230 kV Lechuga - Tarumã, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 9.3 km - Trecho Aéreo Circuito Duplo 230 kV, 1 x 2.000 mm <sup>2</sup> (XLPE - Cobre), 3.2 km - Trecho Subterrâneo	2026
SE 230/138 kV Parintins	3° ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Tarumã	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2026

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 500/230 kV Lechuga	4° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ 4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Mauá 3	5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/69 kV Presidente Figueiredo	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2026
SECC LT 230 kV Balbina - Cristiano Rocha, C1, na SE Presidente Figueiredo	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 7 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3 km	2026
LT 230 kV Mauá 3 - Manaus, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 3.85 km - Trecho Aéreo Circuito Simples 230 kV, 1 x 2.000 mm <sup>2</sup> (XLPE - Cobre), 9 km - Trecho Subterrâneo	2027
SE 230/138 kV Tarumã	3° ATF 230/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2027
SE 230/138 kV Parintins	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2028
SE 500/230 kV Lechuga	5° ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ 5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028
LT 500 kV Lechuga - Equador, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 400,3 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Lechuga Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Equador	2031
SE 500 kV Silves	2° Reator de Barra 500 kV, 3 x 66,67 Mvar 1Φ	2032

### 9.3 Expansão do Estado do Maranhão

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 230/69 kV Balsas	3° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2024
SE 230/69 kV São Luís IV	3° TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2024
SE 230/69 kV Chapadinha II	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2026
SE 230/69 kV Coelho Neto	3° TF 230/69 kV, 1 x 65 MVA 3Φ	2026
LT 230 kV Açailândia - Dom Eliseu II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 69 km	2026
SE 500/230/69 kV Açailândia	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 150 MVA 1Φ 1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 75 MVA 3Φ	2026
SE 500/230/138 kV Santa Luzia III	1° e 2° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 150 MVA 1Φ	2026
SE 500/230/138 kV Miranda II	2° Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ (Remanejamento)	2027

SE 230 kV Encruzo Novo	Compensador Síncrono - 230 kV - (-30/50) Mvar 1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 MVar 3Φ 1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 10 MVar 3Φ	2028
LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 95 km	2028
<b>Nome do Empreendimento</b>	<b>Itens de obra</b>	<b>Data prevista</b>
SECC LT 500 kV Açailândia - Miranda II, C1, na SE Santa Luzia III	Circuito Simples 500 kV, 4 x 1300 MCM, 1 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 1300 MCM, 1,5 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ (Remanejamento)	2028
LT 230 kV Encruzo Novo - Santa Luzia III, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 203 km 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 MVar 3Φ // SE Encruzo Novo 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 MVar 3Φ // SE Santa Luzia III	2028
LT 500 kV Boa Esperança - Graça Aranha, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (TERN), 182 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Boa Esperança Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Graça Aranha	2028
LT 500 kV Teresina IV - Graça Aranha, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 216 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // SE Teresina IV Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Graça Aranha	2028
LT 800 kV CC Graça Aranha - Silvânia	Linha ±800 kVCC, 1460 km, 6 x 1590 MCM	2028
SE 800 kV CC Graça Aranha	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cíveis	2028
SE 500 kV Presidente Dutra	Realocação Reator Linha Fixo -150 MVar p/ nova SE Graça Aranha	2028
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C2, na SE Graça Aranha	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 6 km	2028
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C1, na SE Graça Aranha	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km	2028
SE 230/69 kV Peritoró	4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2032
SE 500/230/69 kV Presidente Dutra	2º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	2032
SE 230/69 kV Peritoró	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2035
SE 230/69 kV Caxias II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2037



## 9.4 Expansão do Estado do Pará

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 500/230/69 kV Marituba	2° ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2026
LT 230 kV Xingu - Altamira, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 42,7 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 15,8 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 2,5 km	2026
LT 230 kV Transamazônica - Tapajós, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 61,1 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 125,9 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Transamazônica Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Tapajós	2026
SE 230/138 kV Xinguara II	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2026
SE 230/138 kV Itacaiúnas	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2026
SE 500/230 kV Xingu	2° ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2026
LT 230 kV Cláudia - Cachimbo, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 278 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ // SE Cláudia Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ // SE Cachimbo	2027
LT 230 kV Cachimbo - Novo Progresso RB, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 227 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Cachimbo Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Novo Progresso RB	2027
LT 138 kV Novo Progresso RB - Novo Progresso CELPA, C1	Circuito Simples 138 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 3 km	2027
SE 230/138 kV Novo Progresso	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ Compensador Síncrono, 1 x (-45/+45) Mvar 1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	2027
SE 230 kV Cachimbo	Compensador Síncrono, 1 x (-45/+45) Mvar 1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2027
SE 500/230/69 kV Marituba	3° ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2027
SE 500/230/69 kV Marituba	Compensador Estático, 500 kV, (-100/200)Mvar	2028
SE 230/69 kV Dom Eliseu II	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 75 MVA 3Φ 1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ	2028
LT 230 kV Integradora - Xinguara II, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM (FLINT), 79 km	2029
LT 800 kV Serra Pelada - Assis 2, C1 e C2 (CS)	Linha ±800 kVCC, 1941 km, 6 x 1590 MCM	2030

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 800 kV Serra Pelada	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Civas MIG-A (Conexões Filtros e Conversoras)	2030
SE 230/138 kV Tapajós	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2031
SE 230 kV Rurópolis	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2031
SE 500 kV Miritituba	1º, 2º e 3º Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 50 Mvar 1Φ	2032
LT 500 kV Miritituba - Transamazônica II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 197,28 km Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 2,74 km Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 73,98 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // SE Transamazônica II Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // SE Miritituba	2032
LT 500 kV Transamazônica II - Anapu, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 56,88 km Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 72,68 km Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 182,84 km Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 3,6 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Transamazônica II Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Anapu	2032
LT 500 kV Anapu - Serra Pelada, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 123,2 km Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 228,8 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE Anapu Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE Serra Pelada	2032
LT 500 kV Miritituba - Silves, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 29,44 km Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 261,28 km Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 61,68 km Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 15,6 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE Miritituba Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE Silves	2032
SE 500 kV Transamazônica II	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150.0/+300.0) MVar	2032
SE 500 kV Anapu	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150.0/+300.0) MVar	2032
SE 500/230/69 kV Marituba	3º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2032
SE 230/69 kV Guamá	4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2032
SE 230/69 kV Guamá	5º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2032
SE 230/69 kV Miramar	4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2032
SE 230/69 kV Utinga	5º ATF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2032
SE 230/69 kV Vila do Conde	3º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2032
SE 500/230/69 kV Marabá	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ (Substituição)	2033
SE 230/138 kV Rurópolis	4º ATF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2036

## 9.5 Expansão do Estado do Roraima

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 500 kV Equador - Boa Vista, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 315,2 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ // SE Equador Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ // SE Boa Vista	2027*
SE 500/69 kV Equador	TF 500/69 kV - (3 + 1) x 33,33 MVA 1° e 2° Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 45,5 Mvar 1Φ	2027*
SE 500/230 kV Boa Vista	1° e 2° ATF 500/230 kV, 2 x 400 MVA 3Φ Compensador Estático 230 kV, 1 x (-120/+150) Mvar	2027*
SE 230/69 kV Boa Vista	4° TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2027*
SE 500/230 kV Boa Vista	3° ATF 500/230 kV, 1 x 400 MVA 3Φ	2027*
LT 500 kV Lechuga - Equador, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 400,3 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Lechuga Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Equador	2027*

**\* A interligação Boa Vista – Manaus e obras associadas estão representadas nos casos do PD a partir do ano 2027. Essa data será revista de acordo com o andamento do licenciamento e execução das obras.**

## 9.6 Expansão do Estado do Tocantins

Nome do Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 230 kV Formosa do Rio Preto - Dianópolis II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 176 km	2026
SE 230/138 kV Palmas	3° ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ 1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2027
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Colinas, C3	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 368 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Ribeiro Gonçalves Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Colinas	2028

10 ANEXO 2

Despachos de Geração entre os cenários do Diagnóstico da rede

Tabela 10-1 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média

		Cenário 1 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Exportador																									
Região	Usina	Carga Média																									
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037			
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW		
N	Carga	-	9.088	-	9.512	-	9.703	-	9.766	-	9.961	-	10.168	-	10.373	-	10.592	-	10.813	-	11.055	-	11.286	-	11.531		
	UHE	93%	20.477	95%	20.907	90%	20.069	91%	20.606	91%	20.630	92%	20.916	92%	20.916	92%	20.916	92%	20.916	92%	20.916	92%	20.916	92%	20.916		
	PCH	59%	51	60%	53	62%	54	63%	55	64%	56	59%	51	52%	46	55%	48	57%	50	59%	52	61%	53	62%	54		
	Eólica	30%	145	30%	145	53%	256	53%	256	55%	266	56%	271	54%	261	58%	281	59%	285	59%	285	58%	281	58%	281		
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Biomassa	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35		
	Térmica	42%	1.532	42%	1.796	42%	1.796	39%	1.809	39%	1.809	39%	1.809	39%	1.809	39%	1.809	39%	1.809	39%	1.809	39%	1.809	39%	1.809		
NE	Carga	-	15.253	-	15.649	-	16.012	-	16.376	-	16.777	-	17.184	-	17.601	-	18.030	-	18.471	-	18.924	-	19.361	-	19.793		
	UHE	53%	5.346	52%	5.237	55%	5.597	52%	5.330	55%	5.597	55%	5.571	64%	6.487	61%	6.220	64%	6.482	70%	7.125	77%	7.826	86%	8.709		
	PCH	43%	133	44%	137	45%	140	46%	143	0,47	145	49%	151	48%	150	53%	165	54%	168	55%	171	56%	175	62%	193		
	Eólica	30%	9.350	30%	9.342	53%	16.452	53%	16.452	55%	16.994	56%	17.383	55%	17.059	58%	18.042	58%	18.114	59%	18.272	59%	18.258	59%	18.258		
	Solar	30%	4.722	30%	5.110	75%	10.731	75%	10.731	76%	10.874	75%	10.836	77%	11.016	78%	11.160	78%	11.160	0,78	11.160	77%	11.121				
	Biomassa	23%	166	24%	170	24%	172	24%	174	24%	175	37%	263	37%	267	37%	270	38%	272	38%	273	38%	274	38%	274		
	Térmica	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233		
SE/CO	Carga	-	62.542	-	63.828	-	65.200	-	66.749	-	68.063	-	69.405	-	70.770	-	72.167	-	73.592	-	75.045	-	76.510	-	77.902		
	UHE	69%	32.814	70%	33.437	57%	27.253	60%	28.277	63%	30.192	63%	30.102	66%	31.398	69%	33.115	73%	35.037	76%	36.479	80%	38.175	85%	40.795		
	PCH	61%	1.704	62%	1.722	62%	1.736	63%	1.748	0,63	1.759	60%	1.665	69%	1.921	70%	1.938	68%	1.882	68%	1.885	65%	1.815	66%	1.846		
	Eólica	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14		
	Solar	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	0,32	3.930	32%	3.930
	Biomassa	9%	324	9%	327	10%	330	10%	333	10%	336	15%	526	16%	563	17%	596	18%	629	19%	659	20%	688	20%	688		
	Térmica	35%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	40%	6.623	40%	6.624	40%	6.623	40%	6.623	40%	6.623	40%	6.623	40%	6.623		
SUL	Carga	-	21.134	-	21.589	-	22.095	-	22.601	-	23.123	-	23.657	-	24.207	-	24.772	-	25.350	-	25.947	-	26.560	-	27.173		
	UHE	78%	12.137	84%	13.015	67%	10.376	75%	11.710	71%	11.129	75%	11.803	80%	12.590	82%	12.903	85%	13.376	90%	14.164	95%	14.950	95%	14.950		
	PCH	53%	999	55%	1.048	58%	1.091	60%	1.129	0,61	1.163	73%	1.389	62%	1.180	69%	1.314	76%	1.446	80%	1.505	78%	1.482	80%	1.506		
	Eólica	30%	1.094	30%	1.094	42%	1.548	42%	1.527	51%	1.844	45%	1.636	45%	1.631	46%	1.678	46%	1.678	46%	1.683	46%	1.683	46%	1.683		
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Biomassa	53%	363	53%	363	53%	363	53%	363	53%	363	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364		
	Térmica	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508		
Balanço Estático	Exportação N	-	12.550	-	12.785	-	11.948	-	12.403	-	12.249	-	12.302	-	12.078	-	11.883	-	11.656	-	11.408	-	11.182	-	10.880		
	Exportação NE	-	4.148	-	4.007	-	16.057	-	15.450	-	16.047	-	16.057	-	16.381	-	16.651	-	16.668	-	16.991	-	17.248	-	17.567		
	N/NE->SE/CO	-	16.697	-	16.792	-	28.005	-	27.853	-	28.296	-	28.359	-	28.460	-	28.534	-	28.324	-	28.399	-	28.430	-	28.447		
ELOS CC	Itaipú	63%	3.940	61%	3.796	57%	3.596	54%	3.384	51%	3.180	47%	2.954	43%	2.718	39%	2.456	35%	2.204	31%	1.924	26%	1.629	21%	1.314		
	Usinas do Madeira	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946		
	Bipolo Belo Monte	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	88%	7.064		
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	78%	3.888		

Tabela 10-2 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média

Cenário 2 - Norte Seco / Nordeste Máximo Exportador																									
Região	Usina	Carga Média																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	9.088	-	9.514	-	9.705	-	9.907	-	10.106	-	10.313	-	10.518	-	10.737	-	10.958	-	11.200	-	11.431	-	11.676
	UHE	20%	4.453	18%	3.871	20%	4.453	20%	4.490	20%	4.455	20%	4.455	20%	4.455	20%	4.455	20%	4.455	20%	4.455	20%	4.455	20%	4.455
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	0,50	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43
	Eólica	51%	247	55%	266	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213
	Térmica	67%	2.472	72%	3.154	51%	2.215	49%	2.215	63%	2.899	63%	2.899	69%	3.154	69%	3.154	77%	3.496	77%	3.496	77%	3.496	77%	3.496
NE	Carga	-	15.253	-	15.649	-	16.012	-	16.376	-	16.777	-	17.184	-	17.601	-	18.030	-	18.471	-	18.924	-	19.361	-	19.793
	UHE	43%	4.383	43%	4.383	42%	4.312	43%	4.345	43%	4.357	43%	4.370	43%	4.357	42%	4.270	42%	4.289	44%	4.499	43%	4.360	43%	4.417
	PCH	38%	117	56%	174	36%	111	40%	123	0,40	123	39%	122	39%	122	39%	122	43%	134	44%	135	50%	156		
	Eólica	51%	15.895	54%	16.830	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934
	Solar	57%	8.972	64%	10.220	85%	13.433	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	0,90	14.223	90%	14.223
	Biomassa	36%	257	40%	285	40%	285	42%	303	44%	314	45%	321	45%	326	46%	331	46%	332	46%	333	46%	333	46%	333
	Térmica	5%	463	5%	463	3%	255	3%	255	5%	463	5%	463	6%	568	5%	463	17%	1.599	17%	1.599	33%	3.077	33%	3.077
SE/CO	Carga	-	62.542	-	63.828	-	65.200	-	66.756	-	68.070	-	69.411	-	70.776	-	72.172	-	73.597	-	75.050	-	76.552	-	77.941
	UHE	52%	24.509	52%	24.781	46%	21.987	49%	23.404	50%	24.063	52%	24.774	51%	24.356	58%	27.873	60%	28.801	65%	30.847	68%	32.323	74%	35.545
	PCH	46%	1.278	47%	1.300	43%	1.185	46%	1.278	0,46	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	53%	1.474	54%	1.494	58%	1.617
	Eólica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Solar	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.912	89%	10.912	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	0,89	10.904	89%	10.904
	Biomassa	46%	1.578	45%	1.564	47%	1.625	47%	1.630	54%	1.863	58%	2.005	59%	2.044	62%	2.132	63%	2.169	72%	2.495	72%	2.495	72%	2.495
	Térmica	48%	7.214	44%	7.214	33%	5.419	33%	5.419	34%	5.532	42%	6.866	56%	9.316	52%	8.548	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349
SUL	Carga	-	21.133	-	21.588	-	22.094	-	22.600	-	23.122	-	23.656	-	24.206	-	24.771	-	25.349	-	25.946	-	26.559	-	27.172
	UHE	94%	14.522	94%	14.526	86%	13.265	93%	14.585	93%	14.683	93%	14.699	86%	13.519	94%	14.740	94%	14.761	94%	14.801	94%	14.832	95%	14.911
	PCH	47%	890	50%	946	54%	1.025	57%	1.070	0,58	1.102	60%	1.133	81%	1.537	63%	1.185	64%	1.207	65%	1.227	87%	1.638	87%	1.649
	Eólica	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	39%	1.422	44%	1.609	48%	1.765	62%	2.254	53%	1.921	48%	1.765	53%	1.921	59%	2.137	53%	1.921
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	52%	360	48%	328	53%	361	53%	362	53%	362	61%	420	62%	425	61%	421	67%	458	71%	491	71%	491	71%	491
	Térmica	48%	1.248	48%	1.248	20%	511	20%	511	32%	844	32%	844	51%	1.340	48%	1.248	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340
Balanço Estático	Exportação N	-	2.347	-	2.691	-	2.941	-	3.081	-	2.601	-	2.868	-	2.849	-	3.095	-	3.004	-	3.274	-	3.557	-	3.821
	Exportação NE	-	13.669	-	15.346	-	25.082	-	25.486	-	25.476	-	25.160	-	24.876	-	24.314	-	24.972	-	24.789	-	25.572	-	25.274
	N/NE->SE/CO	-	11.322	-	12.656	-	22.141	-	22.405	-	22.876	-	22.292	-	22.027	-	21.219	-	21.968	-	21.515	-	22.015	-	21.453
ELOS CC	Itaipú	67%	4.200	64%	4.028	61%	3.843	58%	3.657	54%	3.392	51%	3.202	48%	2.992	44%	2.734	40%	2.482	35%	2.210	30%	1.898	25%	1.585
	Usinas do Madeira	40%	2.867	36%	2.535	40%	2.869	35%	2.488	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869
	Bipolo Belo Monte	49%	3.904	49%	3.904	31%	2.462	31%	2.462	31%	2.462	49%	3.899	37%	2.938	37%	2.938	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.896	37%	2.938
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	78%	3.880	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812

**Tabela 10-3 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada**

Cenário 3 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Importador																									
Região	Usina	Carga Pesada																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	9.008	-	9.432	-	9.621	-	9.687	-	9.895	-	10.101	-	10.305	-	10.525	-	10.744	-	10.985	-	11.214	-	11.460
	UHE	94%	20.591	94%	20.743	95%	21.300	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.531	94%	21.342	94%	21.342	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534
	PCH	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	0,90	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79	90%	79
	Eólica	2%	10	4%	19	5%	24	5%	24	5%	24	5%	24	3%	15	3%	15	5%	24	4%	19	5%	24	5%	24
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	30%	90	30%	90	0%	-	5%	20	7%	28	9%	36	9%	36	11%	43	9%	36	21%	86	22%	88	25%	101
	Térmica	42%	1.532	53%	2.303	57%	2.505	77%	3.506	77%	3.506	84%	3.848	84%	3.849	84%	3.849	84%	3.849	84%	3.849	91%	4.164	91%	4.164
NE	Carga	-	15.285	-	15.668	-	16.023	-	16.384	-	16.769	-	17.169	-	17.579	-	18.001	-	18.434	-	18.880	-	19.312	-	19.740
	UHE	33%	3.328	33%	3.329	32%	3.249	34%	3.406	34%	3.407	31%	3.166	34%	3.408	33%	3.330	34%	3.408	34%	3.409	34%	3.499	38%	3.914
	PCH	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	0,63	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195	63%	195
	Eólica	3%	792	4%	1.274	5%	1.460	5%	1.460	5%	1.460	4%	1.167	4%	1.121	3%	929	4%	1.254	4%	1.239	5%	1.549	5%	1.549
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	-	-	0%	-
	Biomassa	14%	99	15%	108	14%	99	14%	99	44%	320	50%	361	45%	326	17%	119	16%	115	75%	541	78%	559	79%	571
	Térmica	3%	233	4%	368	4%	404	5%	463	6%	568	17%	1.599	37%	3.387	62%	5.728	68%	6.234	62%	5.728	69%	6.324	69%	6.324
SE/CO	Carga	-	58.994	-	60.175	-	61.398	-	62.757	-	63.987	-	65.255	-	66.549	-	67.872	-	69.222	-	70.565	-	71.918	-	73.112
	UHE	89%	42.167	89%	42.378	92%	43.861	89%	42.483	91%	43.455	91%	43.589	87%	41.733	85%	40.441	89%	42.628	90%	42.997	90%	43.020	92%	44.050
	PCH	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	0,88	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451	88%	2.451
	Eólica	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	8%	268	8%	272	3%	117	3%	117	15%	533	66%	2.283	66%	2.283	16%	544	23%	794	83%	2.876	88%	3.038	94%	3.260
	Térmica	35%	5.264	34%	5.532	34%	5.532	44%	7.214	48%	7.982	49%	8.015	58%	9.578	78%	12.888	81%	13.403	78%	12.887	84%	13.911	91%	15.005
SUL	Carga	-	19.286	-	19.730	-	20.202	-	20.667	-	21.148	-	21.643	-	22.150	-	22.673	-	23.207	-	23.758	-	24.326	-	24.904
	UHE	90%	13.935	92%	14.230	95%	14.640	95%	14.812	95%	14.918	91%	14.386	95%	14.878	95%	14.944	95%	14.950	95%	14.946	95%	14.902	97%	15.246
	PCH	92%	1.735	92%	1.739	92%	1.735	92%	1.735	0,92	1.739	92%	1.741	92%	1.741	92%	1.744	92%	1.742	93%	1.751	93%	1.753	93%	1.755
	Eólica	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	68%	2.476	68%	2.476	60%	2.188	60%	2.188	71%	2.576	71%	2.576	71%	2.576
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	4%	28	4%	24	4%	28	4%	28	5%	33	11%	77	11%	77	6%	43	6%	38	69%	476	69%	476	87%	601
	Térmica	19%	508	32%	844	32%	844	48%	1.248	48%	1.248	51%	1.340	51%	1.340	74%	1.945	75%	1.972	74%	1.945	84%	2.208	84%	2.208
Balanço Estático	Exportação N	0%	12.630	0%	13.135	0%	13.579	0%	14.699	0%	14.482	0%	14.654	0%	14.446	0%	14.114	0%	13.900	0%	13.886	0%	13.970	0%	13.754
	Exportação NE	0%	11.255	0%	11.014	0%	11.132	0%	11.280	0%	11.340	0%	11.220	0%	9.587	0%	8.094	0%	7.601	0%	8.187	0%	7.563	0%	7.567
	N/NE->SE/CO	0%	1.374	0%	2.120	0%	2.447	0%	3.420	0%	3.143	0%	3.433	0%	4.859	0%	6.020	0%	6.299	0%	5.699	0%	6.406	0%	6.187
ELOS CC	Itaipú	61%	3.847	62%	3.884	56%	3.491	52%	3.270	49%	3.061	45%	2.826	46%	2.858	41%	2.589	37%	2.331	33%	2.041	28%	1.730	22%	1.405
	Usinas do Madeira	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.942	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	77%	5.472	57%	4.074	62%	4.369	64%	4.532	60%	4.226
	Bipolo Belo Monte	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	10%	498	20%	993	24%	1.175	24%	1.189	39%	1.970	55%	2.740	59%	2.932	51%	2.550	59%	2.932	59%	2.942

Tabela 10-4 – Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve

Cenário 4 - Norte e Nordeste Secos / Baixo Intercâmbio																									
Região	Usina	Carga Leve																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	6.571	-	6.925	-	7.053	-	7.034	-	7.161	-	7.284	-	7.417	-	7.547	-	7.691	-	7.841	-	7.990	-	8.139
	UHE	23%	4.986	23%	5.044	23%	5.117	23%	5.216	23%	5.265	23%	5.314	24%	5.363	25%	5.732	27%	6.047	27%	6.084	28%	6.388	29%	6.607
	PCH	50%	43	50%	43	54%	47	56%	49	0,58	51	60%	52	62%	54	62%	54	52%	45	65%	57	66%	58	66%	58
	Eólica	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	20%	97	22%	106	22%	106	22%	106
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209
	Térmica	42%	1.532	43%	1.879	43%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879	41%	1.879
NE	Carga	-	9.859	-	10.092	-	10.315	-	10.524	-	10.766	-	11.009	-	11.259	-	11.516	-	11.780	-	12.050	-	12.310	-	12.575
	UHE	34%	3.427	37%	3.717	38%	3.840	38%	3.842	39%	4.008	42%	4.255	45%	4.585	45%	4.585	46%	4.649	46%	4.649	46%	4.713	48%	4.860
	PCH	30%	94	31%	95	30%	94	34%	106	0,38	119	39%	122	38%	119	38%	118	38%	118	43%	134	44%	136	44%	136
	Eólica	20%	6.293	20%	6.193	20%	6.231	20%	6.286	20%	6.341	21%	6.395	21%	6.450	21%	6.490	21%	6.545	22%	6.871	22%	6.926	23%	6.981
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	1%	120	0,01	120	1%	120
	Biomassa	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266
	Térmica	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233
SE/CO	Carga	-	32.436	-	33.062	-	33.706	-	34.434	-	35.061	-	35.732	-	36.418	-	37.123	-	37.804	-	38.511	-	39.239	-	39.876
	UHE	30%	14.277	32%	15.225	35%	16.416	35%	16.846	37%	17.552	38%	18.134	40%	19.305	42%	19.885	44%	20.876	46%	21.789	48%	22.797	50%	23.766
	PCH	31%	878	30%	845	30%	843	32%	886	0,32	884	32%	896	35%	981	34%	935	40%	1.104	33%	931	34%	938	35%	988
	Eólica	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Biomassa	27%	950	27%	950	28%	952	28%	954	28%	955	28%	957	28%	960	28%	960	27%	950	28%	964	28%	965	28%	965
	Térmica	35%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290
SUL	Carga	-	9.501	-	9.682	-	9.863	-	10.060	-	10.264	-	10.475	-	10.691	-	10.914	-	11.139	-	11.372	-	11.613	-	11.856
	UHE	45%	6.909	45%	6.930	45%	6.939	46%	7.234	49%	7.738	50%	7.815	50%	7.836	53%	8.301	54%	8.451	56%	8.778	57%	9.028	57%	9.045
	PCH	71%	1.340	71%	1.348	72%	1.356	73%	1.386	0,73	1.371	73%	1.378	75%	1.413	75%	1.426	69%	1.312	74%	1.402	74%	1.407	76%	1.435
	Eólica	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.353	37%	1.364	37%	1.364	37%	1.364
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	13%	86	13%	86	13%	90	14%	93	14%	97	15%	101	16%	107	16%	107	13%	86	16%	113	17%	116	17%	116
	Térmica	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508
Balanço Estático	Exportação N	-	143	-	191	0%	120	-	298	0%	221	-	141	-	54	-	286	-	437	-	341	-	486	-	546
	Exportação NE	-	355	-	313	0%	251	-	109	0%	231	-	286	-	408	-	186	-	43	-	109	-	33	-	98
	N/NE->SE/CO	-	498	-	504	0%	372	-	408	0%	452	-	427	-	462	-	471	-	480	-	451	-	453	-	448
ELOS CC	Itaipú	75%	4.668	72%	4.532	70%	4.384	68%	4.240	65%	4.084	63%	3.921	60%	3.737	57%	3.563	54%	3.369	51%	3.164	47%	2.939	43%	2.707
	Usinas do Madeira	26%	1.875	29%	2.074	28%	1.971	30%	2.163	26%	1.874	32%	2.263	29%	2.071	31%	2.186	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071
	Bipolo Belo Monte	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796	10%	796
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498	10%	498