



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA – PDE 2030

VOLUME II – GET Nordeste

Alagoas | Bahia | Ceará | Paraíba | Pernambuco | Piauí | Rio
Grande do Norte | Sergipe

Maio de 2021

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo César Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA – PDE 2030

*VOLUME II – GET Nordeste -
Alagoas | Bahia | Ceará | Paraíba |
Pernambuco | Piauí | Rio Grande do
Norte | Sergipe*



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

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Livino

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Fátima Gama

Igor Chaves

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques

Marcos Vinicius G. da Silva Farinha

Paulo Fernando de Matos Araujo

Vinicius Ferreira Martins

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

Nº EPE-DEE-RE-031/2021-rev1

Data: 18/05/2021

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

	Contrato Data de assinatura
Projeto ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	
Área de estudo Diagnóstico Regional da Rede Elétrica	
Sub-área de estudo GET Nordeste	
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-031/2021-rev1 VOLUME II – GET Nordeste - Alagoas Bahia Ceará Paraíba Pernambuco Piauí Rio Grande do Norte Sergipe	
Revisões Rev0 15/04/2021 Emissão Original	
Rev1 18/05/2021 Inclusão de nota explicativa a respeito dos montantes de geração eólica e solar na região Nordeste, no item 4.2	

(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 2024-2033. 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 a abertura de novos estudos de planejamento da transmissão e sua priorização no âmbito da programação de estudos de cada GET.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	7
SUMÁRIO.....	8
ÍNDICE DE FIGURAS.....	10
ÍNDICE DE TABELAS.....	12
1 INTRODUÇÃO.....	13
2 CONCLUSÕES.....	15
3 RECOMENDAÇÕES DE ESTUDOS FUTUROS NO ÂMBITO DO GET NORDESTE	18
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	21
4.1 Evolução da Expansão do Mercado.....	23
4.2 Evolução da Expansão da Geração	34
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão.....	36
5 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS CRÍTICOS ANALISADOS	40
6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE	46
6.1 Estado de Alagoas	46
6.1.1 Violações de Carregamento	47
6.1.2 Violações de Tensão	47
6.2 Estado da Bahia	48
6.2.1 Violações de Carregamento	50
6.2.2 Violações de Tensão	58
6.3 Estado do Ceará	60
6.3.1 Violações de Carregamento	61
6.3.2 Violações de Tensão	63
6.4 Estado do Paraíba.....	66
6.4.1 Violações de Carregamento	67
6.4.2 Violações de Tensão	69
6.5 Estado de Pernambuco	70
6.5.1 Violações de Carregamento	71
6.5.2 Violações de Tensão	72
6.6 Estado do Piauí	74
6.6.1 Violações de Carregamento	75
6.6.2 Violações de Tensão	76
6.7 Estado do Rio Grande do Norte.....	77
6.7.1 Violações de Carregamento	78
6.8 Estado de Sergipe	80
6.8.1 Violações de Carregamento	81

7	REFERÊNCIAS	83
8	EQUIPE TÉCNICA	84
9	ANEXO.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Norte	21
Figura 4-2 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Leste.....	22
Figura 4-3 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Sul.....	22
Figura 4-4 – Evolução da Carga da Região Nordeste	24
Figura 4-5 – Evolução da Carga do Estado de Alagoas	25
Figura 4-6 – Evolução da Carga do Estado da Bahia	26
Figura 4-7 – Evolução da Carga do Estado do Ceará	27
Figura 4-8 – Evolução da Carga do Estado da Paraíba.....	28
Figura 4-9 – Evolução da Carga do Estado de Pernambuco	29
Figura 4-10 – Evolução da Carga do Estado de Piauí.....	30
Figura 4-11 – Evolução da Carga do Estado do Rio Grande do Norte.....	31
Figura 4-12 – Evolução da Carga do Estado de Sergipe.....	32
Figura 4-13 – Evolução da Carga da Região Nordeste	33
Figura 4-14 – Sistema de Transmissão do Estado de Alagoas	36
Figura 4-15 – Sistema de Transmissão do Estado da Bahia	36
Figura 4-16 – Sistema de Transmissão do Estado do Ceará	37
Figura 4-17 – Sistema de Transmissão do Estado da Paraíba.....	37
Figura 4-18 – Sistema de Transmissão do Estado de Pernambuco.....	38
Figura 4-19 – Sistema de Transmissão do Estado do Piauí.....	38
Figura 4-20 – Sistema de Transmissão do Estado do Rio Grande do Norte.....	39
Figura 4-21 – Sistema de Transmissão do Estado de Sergipe.....	39
Figura 6-1 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Xingó – Messias C1.....	47
Figura 6-2 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Xingó – Messias C1.....	47
Figura 6-3 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Juazeiro II – Juazeiro III C1.....	51
Figura 6-4 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1	51
Figura 6-5 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV C. Formoso – Ouro-lândia II C1.	52
Figura 6-6 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV B. J. Lapa – Seccionadora Sol do Sertão C1.....	52
Figura 6-7 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1	53
Figura 6-8 – Cenário 1 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Ouro-lândia II – Morro do Chapéu II C1	53
Figura 6-9 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari IV C1	54
Figura 6-10 – Cenário 3 – Carga Média – Contingência do ATF 500/230 kV de Juazeiro III	54
Figura 6-11 – Cenário 3 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari IV C1	55
Figura 6-12 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência do ATF 500/230 kV de Camaçari IV.....	55
Figura 6-13 – Carga Pesada – Contingência do ATF 230/138 kV de Poções II	56

Figura 6-14 – Carga Pesada – Contingência do TF 230/69 kV de Irecê	56
Figura 6-15 – Carga Pesada – Contingência do ATF 230/138 kV de Irecê	57
Figura 6-16 – Carga Pesada – Contingência do ATF 230/138 kV de Ibicoara	57
Figura 6-17 – Cenário 1 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV C1	58
Figura 6-18 – Cenário 3 – Carga Média – Regime Normal de Operação	58
Figura 6-19 – Cenário 3 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari IV C1.....	59
Figura 6-20 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Pacatuba - Pecém II C1	61
Figura 6-21 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Fortaleza II - Pecém II C2....	62
Figura 6-22 – Carga Média – Contingência do TF 230/69 kV de Delmiro Gouveia.....	62
Figura 6-23 – Carga Média – Contingência do TF 230/69 kV de Sobral II.....	63
Figura 6-24 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação.....	63
Figura 6-25 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação.....	64
Figura 6-26 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação.....	64
Figura 6-27 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação.....	65
Figura 6-28 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV C. Grande III – Pau Ferro C1..	67
Figura 6-29 – Cenário 3 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV J. Pessoa II – Mussurê II C1 ..	67
Figura 6-30 – Carga Média – Contingência do ATF 230/69 kV da SE Coremas	68
Figura 6-31 – Carga Média – Contingência do ATF 230/69 kV da SE Mussurê.....	68
Figura 6-32 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV C. Grande III – C. Mirim II C1	69
Figura 6-33 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV C. Grande III – Pau Ferro II C1	69
Figura 6-34 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV L. Gonzaga – Surubim C1	71
Figura 6-35 – Carga Média – Contingência do TF 230/69 kV da SE Mirueira	71
Figura 6-36 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV C. Grande III – Pau Ferro C1..	72
Figura 6-37 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Xingó – Messias C1.....	72
Figura 6-38 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Angelim II – Suape II C1	73
Figura 6-39 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV São João do Piauí – Sobradinho C1	75
Figura 6-40 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – S. J. Piauí C1	76
Figura 6-41 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação.....	76
Figura 6-42 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Açú II – Açú III C3.....	78
Figura 6-43 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Alex – Mossoró II C1	78
Figura 6-44 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Alex – Banabuiú C1	79
Figura 6-45 – Cenário 1 – Carga Pesada – Regime Normal de Operação.....	81
Figura 6-46 – Carga Média – Contingência do TF 230/69 kV da SE Itabaiana	81
Figura 6-47 – Carga Média – Contingência do TF 230/69 kV da SE Jardim	82

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 – Geração considerada para o ano 2024 nos estados da Região Nordeste	34
Tabela 4-2 – Geração considerada para o ano 2033 nos estados da Região Nordeste	34
Tabela 4-3 – Crescimento anual de geração de energia entre os anos 2024 e 2033	35
Tabela 5-1 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Pesada	41
Tabela 5-2 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média	41
Tabela 5-3 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Leve	41
Tabela 5-4 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Pesada	42
Tabela 5-5 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Média	42
Tabela 5-6 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Leve	42
Tabela 5-7 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada	43
Tabela 5-8 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Média	43
Tabela 5-9 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Leve	43
Tabela 5-10 – Cenário 3 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Pesada	44
Tabela 5-11 – Cenário 3 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Média	44
Tabela 5-12 – Cenário 3 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve	44
Tabela 5-13 – Cenário 3 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Mínima	45
Tabela 8-1 – Expansões previstas para a Região Nordeste – Área Norte – Linhas e Subestações	85
Tabela 8-2 – Expansões previstas para a Região Nordeste – Área Leste – Linhas e Subestações	87
Tabela 8-3 – Expansões previstas para a Região Nordeste – Área Sul – Linhas e Subestações	88

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 de Estudos Anual](#), 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](#) disponibilizada pela EPE no âmbito do Plano Decenal de Energia - PDE 2030. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2024 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2033, permitindo uma visão de futuro três anos à frente do horizonte decenal.

A [Portaria MME nº 215, de 11 de maio de 2020](#) instituiu os Grupos de Estudos de Transmissão – GETs, cuja abrangência eletrogeográfica, definida pela EPE, consta na [Portaria EPE/DEE nº 1, de 12 de janeiro de 2021](#). Visando facilitar a organização, a apresentação e a divulgação dos resultados dos diagnósticos regionais, os resultados das análises são representados em um total de 6(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

Dentro do processo cíclico dos estudos de planejamento, os novos estudos identificados, uma vez priorizados, passarão a ser desenvolvidos a partir do ano de 2021, realimentando as informações indicativas que constarão do próximo ciclo do PDE.

2 CONCLUSÕES

A partir das avaliações dos casos de simulação do Plano Decenal 2030 considerando os cenários analisados neste relatório, pode-se destacar os seguintes pontos:

- 1) A carga predominante para o diagnóstico do sistema de transmissão da Região Nordeste é o patamar de carga média. Para os estados da Bahia, Ceará, Pernambuco, Paraíba e Sergipe esse é o cenário de maior relevância para a obtenção dos resultados obtidos. Para os estados de Alagoas, Piauí e Rio Grande do Norte o patamar de carga pesada é o que apresenta a maior criticidade.
- 2) O crescimento médio do mercado da região Nordeste é de 1,87% ao ano. Os estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí apresentaram, respectivamente, crescimentos médios anuais de 1,82%, 2,83%, 2,92%, 1,56%, 2,08%, 2,21%, 3,14% e 2,40% ao ano considerando-se os respectivos patamares de maior carregamento no período de 2024 a 2033.
- 3) Destaca-se uma participação considerável de Usinas Eólicas de médio/grande porte (EOL) com cerca de 49% do total da potência instalada da Região Nordeste, grande parte localizada nos estados da Bahia e Rio Grande do Norte, seguida de Usinas Hidrelétricas com cerca de 25% do total da potência, localizadas em sua maioria no Rio São Francisco, e Usinas Termelétricas com cerca de 16% do total da potência. A participação de usinas fotovoltaicas também possui previsão para uma larga expansão (aproximadamente 8,6% no ano horizonte), principalmente nos estados do Ceará, Bahia e Piauí.
- 4) As alternativas para as futuras expansões da malha de 500kV que serão avaliadas para permitir o escoamento do excedente de geração renovável serão fortemente influenciados pelas análises do *Expansão das Interligações Regionais – Parte II - Análise de alternativas*. Sendo assim, são esperadas fortes sinergias entre as recomendações de expansão das interligações regionais, em especial a interligação Nordeste – Sudeste, e as recomendações dos estudos específicos a serem realizados no âmbito do GET Nordeste.

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

- 1) Tensões baixas na SE 500 kV Camaçari II e Camaçari IV em todo horizonte decenal, acentuada no fim do horizonte e durante contingências na rede 500 kV;
- 2) Sobrecarga na LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Seccionadora Sol do Sertão C1 em todo o horizonte decenal, na contingência da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Seccionadora Sol do Sertão C1;

- 3) Sobrecarga na LT 500 kV Pecém II – Fortaleza II C1 em todo horizonte decenal na contingência da LT 500 kV Pacatuba – Pecém II C1. Esta mesma linha de transmissão entra em sobrecarga em todo o horizonte decenal, na contingência da LT 500 kV Pecém II – Fortaleza II C1;
- 4) Sobrecarga na LT 230 kV Alex – Banabuiú C1, em todo horizonte decenal, na contingência da LT 230 kV Alex – Mossoró II C1. Esta mesma linha de transmissão também entra em sobrecarga na contingência da LT 230 kV Alex – Banabuiú C1.
- 5) Tensões elevadas nas SE 500 kV Acaraú III, Pecém II, Sobral III, Tianguá II e Teresina II em todo horizonte decenal, em regime normal de operação, no cenário de carga mínima;
- 6) Sobrecarga no ATF 500/230 kV da SE João Pessoa II, a partir de 2025, na contingência da LT 500 kV Campina Grande III – Pau Ferro C1;
- 7) Sobrecarga na LT 230 kV Tacaratu – Paulo Afonso III C1, a partir de 2026, na contingência da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Surubim C1;
- 8) Sobrecarga no eixo 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho C1, a partir de 2026, na contingência dos circuitos paralelos;
- 9) Sobrecarga na LT 230 kV Açú II – Açú III C1, a partir de 2026, na contingência de um circuito paralelo;
- 10) Sobrecarga nos ATF 500/230 kV da SE Sobradinho, a partir de 2026, na contingência da LT 230 kV Juazeiro II – Juazeiro III C1. Esta mesma linha de transmissão apresenta sobrecarga a partir de 2027 na contingência da LT 230 kV Campo Formoso – Orolândia II C1;
- 11) Sobrecarga na LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1, a partir de 2026, na contingência do circuito paralelo;
- 12) Sobrecarga na LT 230 kV Orolândia II – Irecê C1, a partir de 2026, na contingência da LT 500 kV Orolândia II – Morro do Chapéu II C1;
- 13) Tensões baixas nas SE 500 kV Campina Grande III, João Pessoa II, Santa Luzia II, Pau Ferro II, Recife II e Suape II durante contingências no eixo 500 kV Ceará Mirim II – Campina Grande III – Pau Ferro II, a partir de 2027;
- 14) Sobrecarga na LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1, a partir de 2028, na contingência da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1;
- 15) Sobrecarga na LT 230 kV João Pessoa II – Mussurê II C1, a partir de 2029, na contingência da LT 230 kV João Pessoa II – Mussurê II C2;

- 16) Sobrecarga na LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari IV, a partir de 2029, na contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari IV C1. Esta mesma contingência provoca sobrecarga na LT 230 kV G. Mangabeira – Catu C1 a partir de 2032;
- 17) Sobrecarga nos ATF 500/230 kV da SE Camaçari IV, a partir de 2032, na contingência de uma unidade transformadora;
- 18) Sobrecarga na LT 230 kV Angelim – Messias C1, a partir de 2033 e subtenção a partir de 2031 na SE 500 kV Messias, na contingência da LT 500 kV Xingó – Messias C1; Com relação às transformações de fronteira, verificou-se sobrecarga nas subestações Poções II 230/138 kV (2024), Mirueira 230/69 kV (2024), Coremas II 230/69 kV (2024), Irecê 230/138 kV (2024), Irecê 230/69 kV (2026), Itabaiana 230/69 kV (2028), Ibicoara 230/138 kV (2029), Mussurê II 230/69 kV (2029), Delmiro Gouveia 230/69 kV (2032), Sobral II 230/69 kV (2032) e Jardim 230/69 kV (2032).

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 DE ESTUDOS FUTUROS NO ÂMBITO DO GET NORDESTE

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2030 para a Região Nordeste, bem como as ponderações efetuadas ao longo do item 6, identificou-se a necessidade de se realizar os seguintes estudos de planejamento:

Área Norte da Região Nordeste

- Realização de estudo específico para solucionar os problemas de sobrecarga verificados no eixo 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho e aumentar as margens para conexão e escoamento de novos empreendimentos de geração. Alternativamente, avaliar a inclusão dessa região nas avaliações do Estudo de Atendimento às regiões de Paulistana e São João do Piauí em andamento e avaliar o impacto no cronograma daquele estudo;
- Realização de estudo de escoamento nas regiões leste do estado do Ceará e oeste do Rio Grande do Norte, para solucionar os problemas de sobrecarga verificados na LT 230 kV Alex – Banabuiú, LT 230 kV Alex – Mossoró II e LT 230 kV Açu III – Açu II e aumentar as margens para conexão de novos empreendimentos de geração nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte;
- Realização de estudo para recomendação de reforços no eixo 500 kV Pecém II – Pacatuba – Fortaleza II, de modo a resolver os problemas de sobrecarga verificados em contingência e novos equipamentos para controle de tensão do sistema em 500 kV.

Área Leste da Região Nordeste

- Realização de estudo de escoamento nas regiões leste do estado do Ceará e oeste do Rio Grande do Norte, para solucionar os problemas de sobrecarga verificados na LT 230 kV Alex – Banabuiú, LT 230 kV Alex – Mossoró II e LT 230 kV Açu III – Açu II e aumentar as margens para conexão de novos empreendimentos de geração em todo estado do Rio Grande do Norte;
- Realização de estudo de atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa, de forma a solucionar os problemas de sobrecarga verificados ao longo do horizonte decenal;
- Realização de estudo de escoamento na Área Leste da Região Nordeste, a fim de solucionar os problemas de subtensão verificados no sistema de 500 kV durante contingências no eixo 500 kV Ceará Mirim II – Campina Grande III – Pau Ferro II,

contingência da LT 500 kV Xingó – Messias C1 e aumentar as margens para conexão de novos empreendimentos de geração;

- Realização de estudo de escoamento de geração com foco no sertão de Pernambuco, para resolver os problemas de sobrecarga verificados na LT 230 kV Paulo Afonso III – Tacaratu, na contingência da LT 500 kV L. Gonzaga – Surubim C1;

Área Sul da Região Nordeste

- Realização de estudo de planejamento na região das SE Sobradinho, Juazeiro II e Juazeiro III para atendimento a carga local e solucionar sobrecarga verificada na LT 230 kV Juazeiro II – Juazeiro III e na transformação 500/230 kV da SE Sobradinho;
- Realização de estudo para escoamento na Área Sul da Região Nordeste a fim de solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão verificados durante contingências da LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas, LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Seccionadora Sol do Sertão, LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II, LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu, e LT 500 kV Jardim – Camaçari IV.
- Realização de estudo de planejamento na região do Polo Sucroalcooleiro, no estado da Bahia, para atendimento às cargas da região e escoamento de novas usinas.

Além da realização dos estudos de planejamento listados anteriormente, recomenda-se acompanhar a evolução do mercado e do parque gerador da região Nordeste visando avaliar e, eventualmente, ratificar a necessidade de elaboração de um novo estudo de expansão da transmissão não necessariamente identificado nas avaliações de diagnóstico de rede dos casos base do Planos Decenal 2030.

Com relação às transformações de fronteira das subestações: Poções II 230/138 kV, Mirueira 230/69 kV, Irecê 230/138 kV, Irecê 230/69 kV, Ibicoara 230/138 kV, Mussurê II 230/69 kV, Delmiro Gouveia 230/69 kV, Sobral II 230/69 kV e Jardim 230/69 kV, recomenda-se avaliar a necessidade de implantação de transformadores adicionais nestas subestações, troca por transformadores de maior capacidade e/ou transferência de carga para outras subestações.

No caso específico das transformações de fronteira das subestações Coremas II 230/69 kV e Itabaiana 230/69 kV, recomenda-se reavaliar o desempenho elétrico dessas fronteiras após a emissão dos estudos de planejamento em andamento que possuem influência nos carregamentos verificados.

Por fim, reitera-se a importância de finalização dos seguintes estudos de planejamento em andamento:

- Finalização do Estudo para Avaliação do Controle de Tensão nas Regiões Norte e Nordeste, a fim de solucionar os problemas de sobretensão verificados em subestações de 500 kV dos estados do Ceará e Piauí;
- Finalização do Estudo de atendimento às regiões de Paulistana e São João do Piauí, para elevar as margens para contratação de novos empreendimentos de geração na região sudeste do estado do Piauí;
- Finalização do Estudo de Atendimento Elétrico aos sertões de Pernambuco e da Paraíba, com foco no atendimento à carga;
- Finalização do Estudo de Atendimento às Cargas das SE Itabaiana e Itabaianinha, de forma a solucionar os problemas de sobrecarga verificados na LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha em regime normal de operação;
- Finalização do Estudo de Atendimento à região Oeste do estado da Bahia (MATOPIBA)

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema elétrico da Região Nordeste é formado por uma extensa malha de transmissão de Rede Básica com tensões de 500 kV e 230 kV. Completam ainda o sistema analisado Demais Instalações de Transmissão (DIT) nas tensões de 138 kV e 69 kV. Para permitir um maior detalhamento das informações, a Região Nordeste foi dividida em três áreas de interesse. A Área Norte conta com os Estados do Ceará e Piauí, a Área Leste com os Estados de Alagoas, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte e a Área Sul apresenta os Estados da Bahia e Sergipe. O sistema de interesse está representado na Figura 4-1, Figura 4-2 e Figura 4-3.

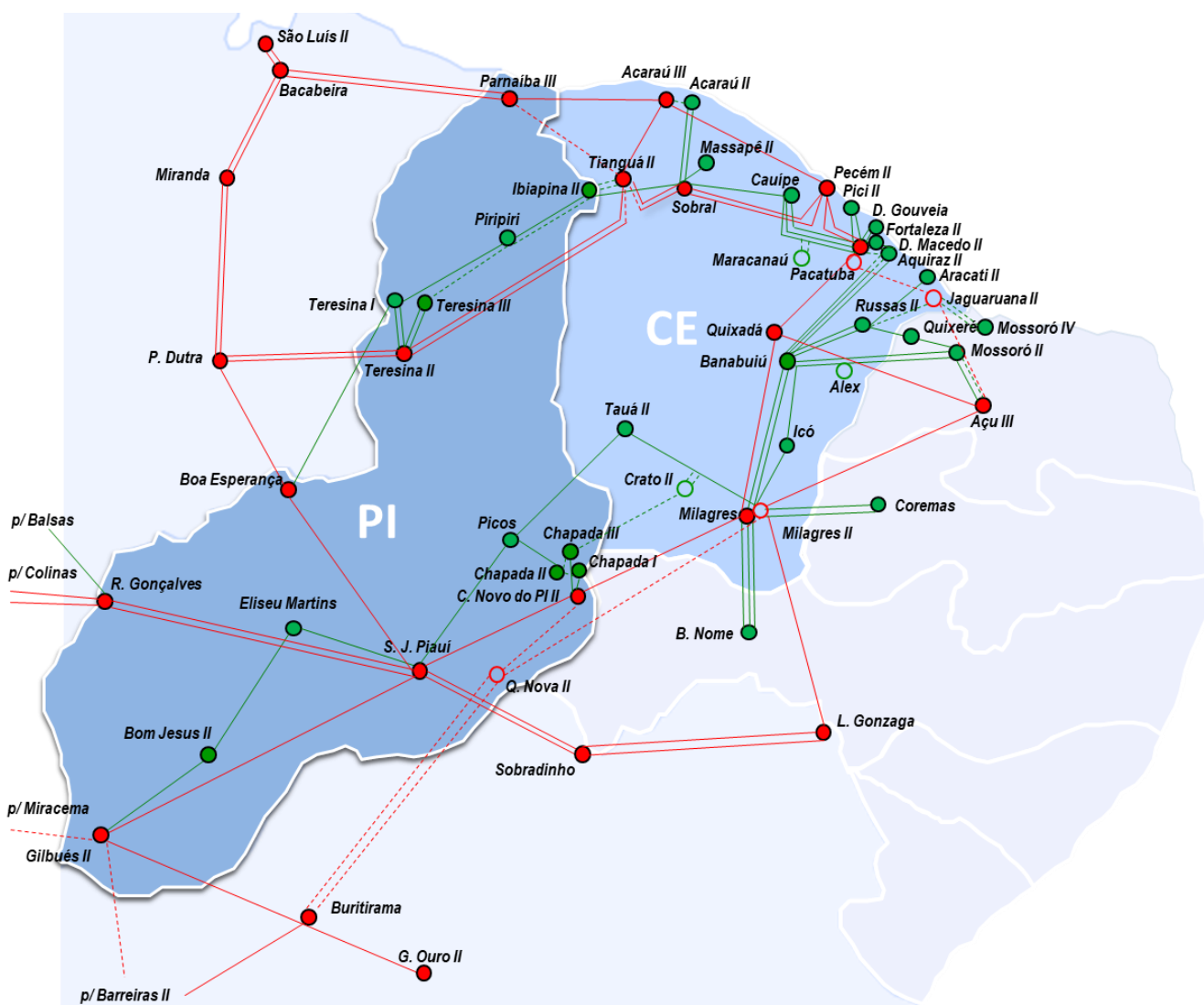


Figura 4-1 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Norte



4.1 Evolução da Expansão do Mercado

As figuras a seguir apresentam a evolução das previsões de carga encaminhadas pelas distribuidoras e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2030. É importante destacar que esses casos base também possuem previsões de crescimento do mercado para os três anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal.

Os maiores centros de consumo da Região Nordeste estão localizados nas proximidades das regiões metropolitanas de Fortaleza, de Recife e de Salvador.

Com base nas informações contidas nas figuras a seguir, pode-se realizar os seguintes comentários sobre a Região Nordeste:

- ➔ A carga predominante para o diagnóstico do sistema de transmissão da Região Nordeste é o patamar de carga média. Para os estados da Bahia, Ceará, Pernambuco, Paraíba e Sergipe esse é o cenário de maior relevância. Para os estados de Alagoas, Piauí e Rio Grande do Norte o patamar de carga pesada é o que apresenta a maior criticidade.
- ➔ O crescimento médio do mercado da região Nordeste é de 1,87% ao ano. Os estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí apresentaram, respectivamente, crescimentos médios anuais de 1,82%, 2,83%, 2,92%, 1,56%, 2,08%, 2,21%, 3,14% e 2,40% ao ano considerando-se os respectivos patamares de maior carregamento no período de 2024 a 2033.

As figuras a seguir apresentam os valores representados nos casos do Plano Decenal 2030 para os patamares de carga avaliados em cada um dos estados que compõem a região Nordeste.

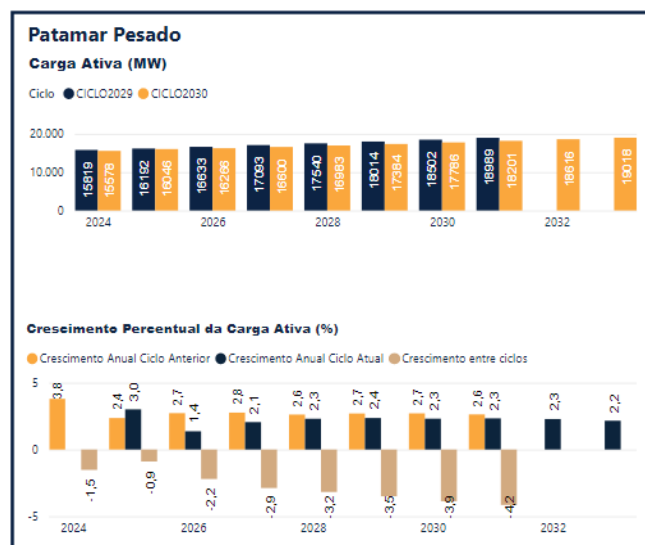
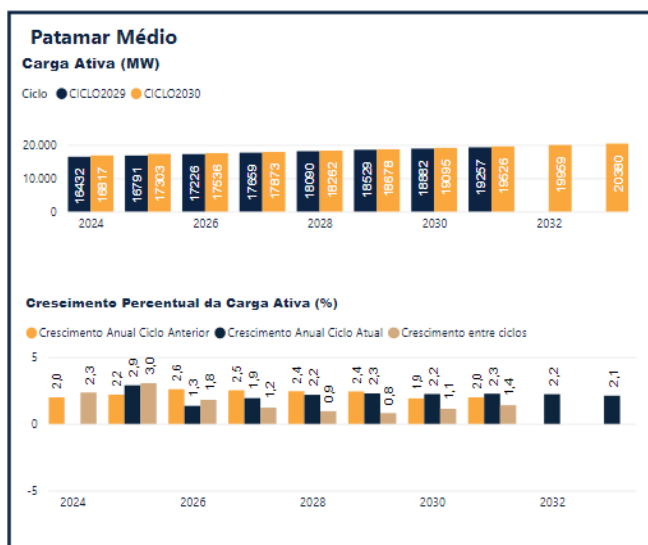
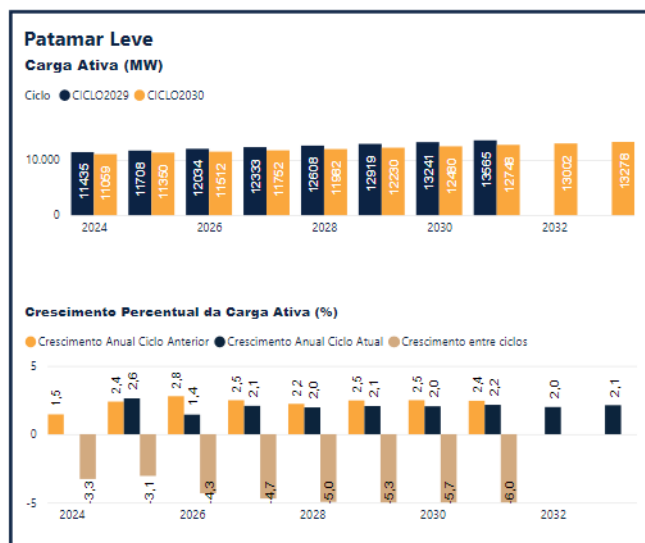


Figura 4-4 – Evolução da Carga da Região Nordeste



Estado (AL)

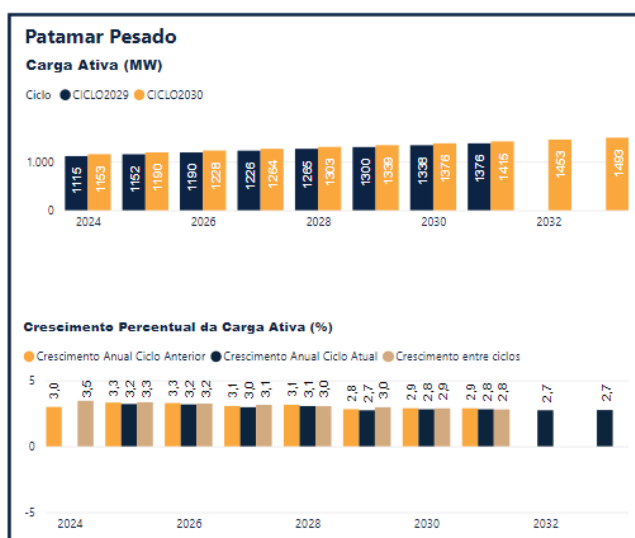
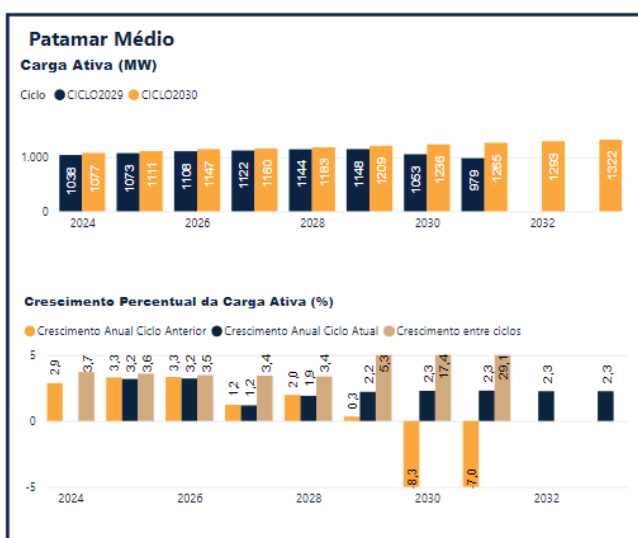
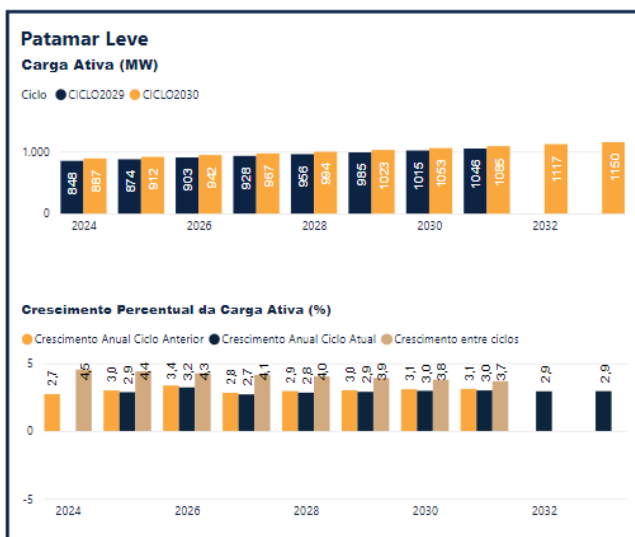


Figura 4-5 – Evolução da Carga do Estado de Alagoas

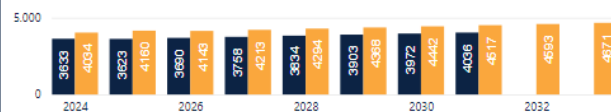


Estado (BA)

Patamar Leve

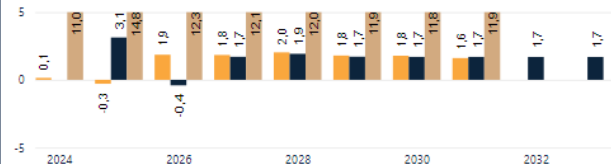
Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

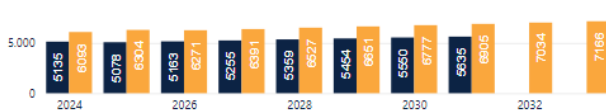
● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos



Patamar Médio

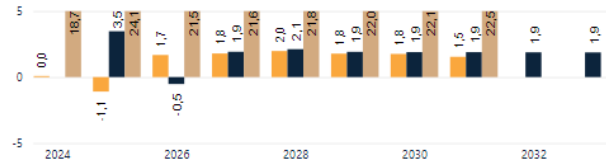
Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

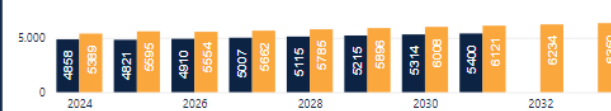
● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos



Patamar Pesado

Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos

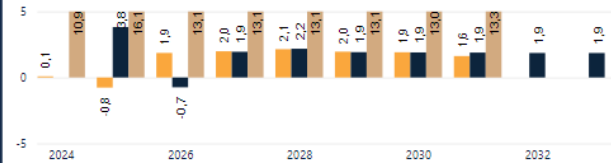


Figura 4-6 – Evolução da Carga do Estado da Bahia



Estado (CE)

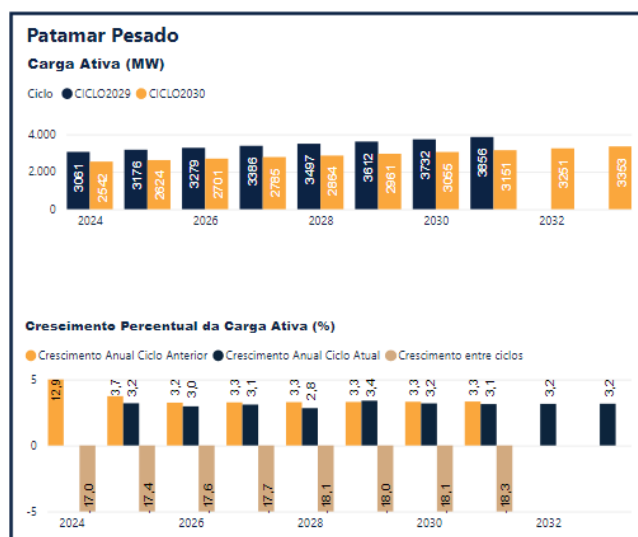
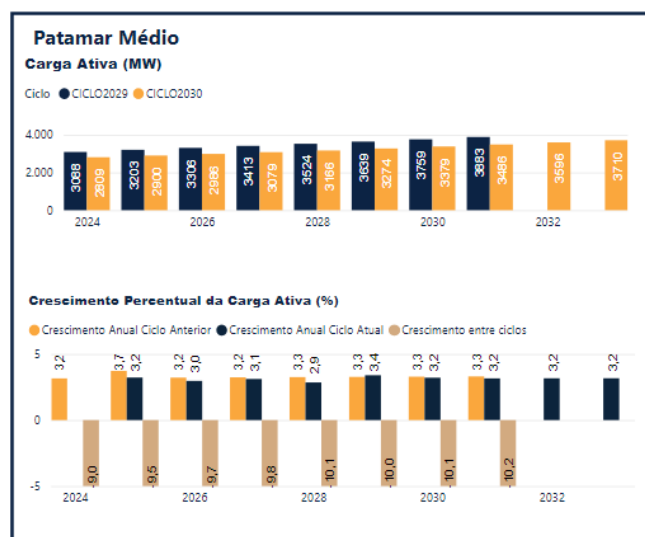
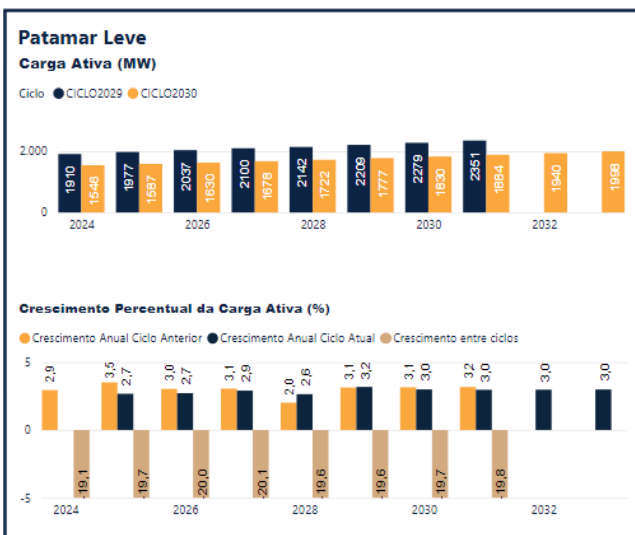


Figura 4-7 – Evolução da Carga do Estado do Ceará



Estado (PB)

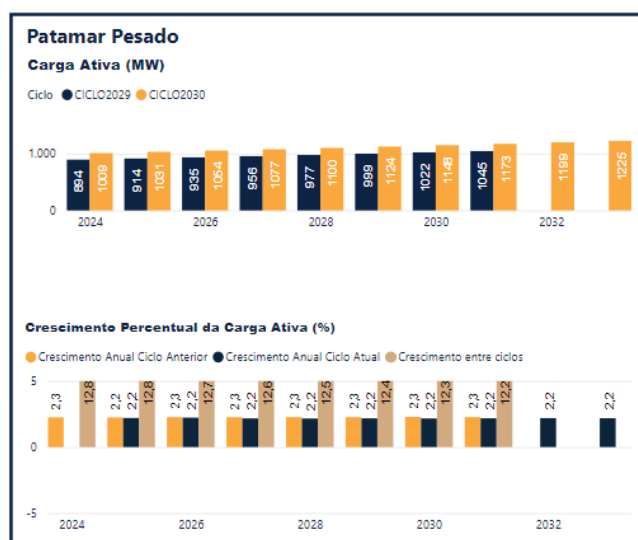
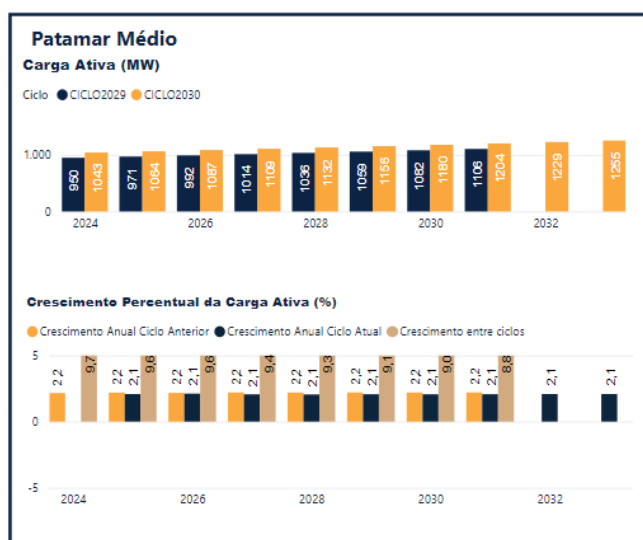
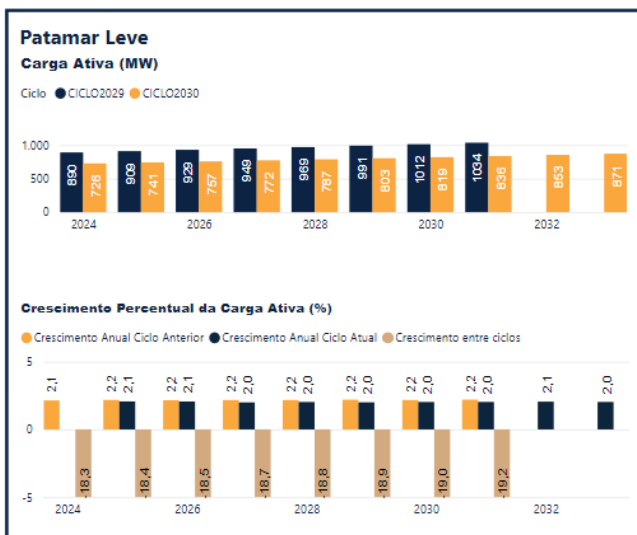


Figura 4-8 – Evolução da Carga do Estado da Paraíba



Estado (PE)

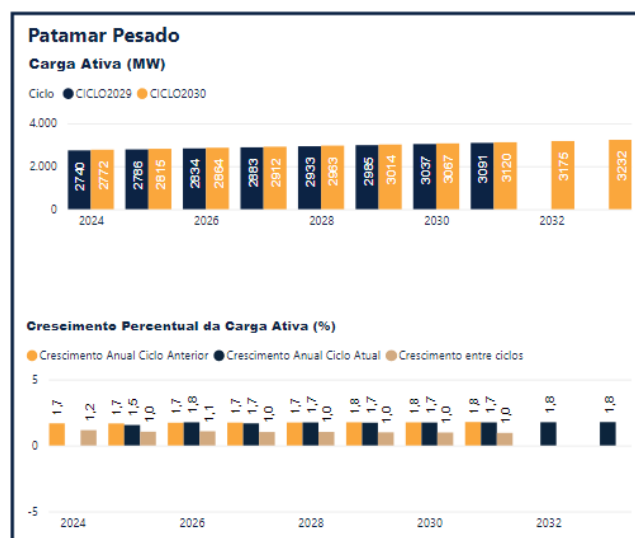
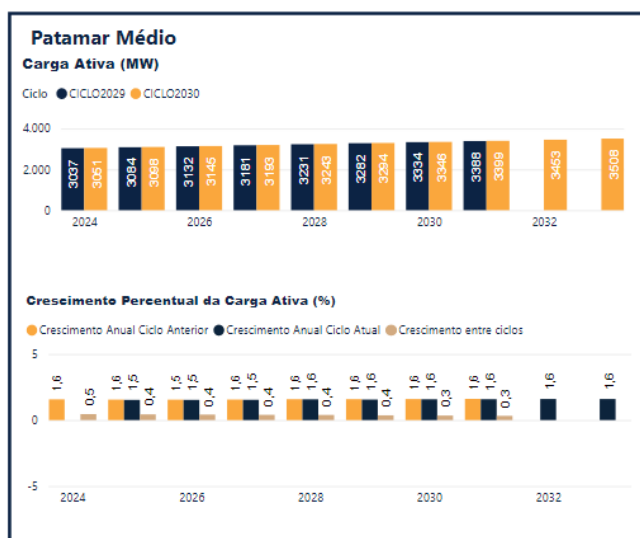
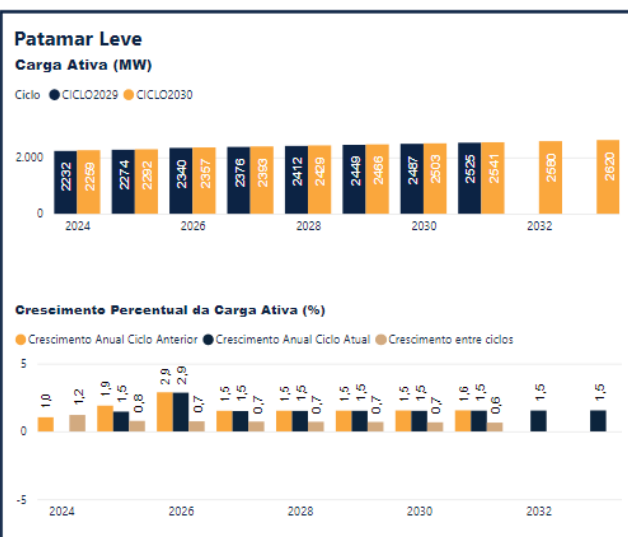


Figura 4-9 – Evolução da Carga do Estado de Pernambuco



Estado (PI)

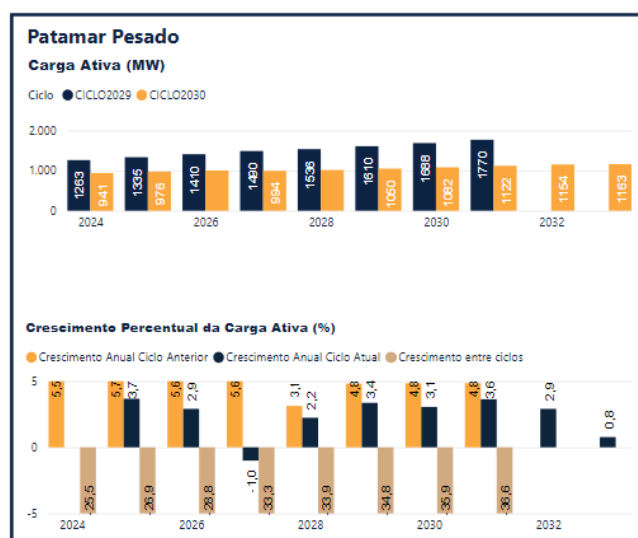
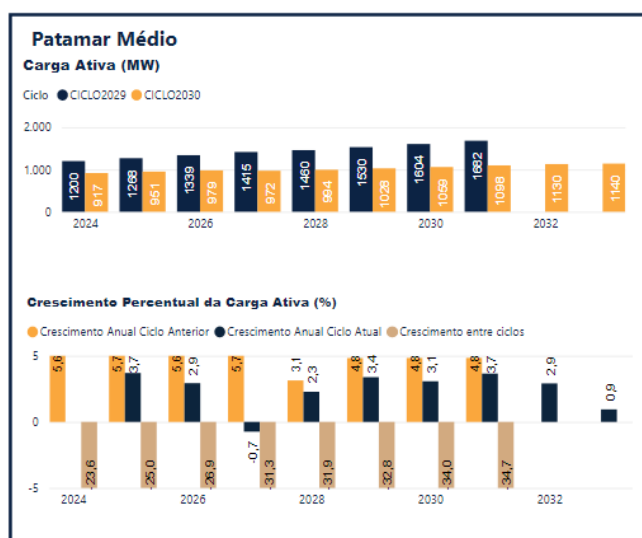
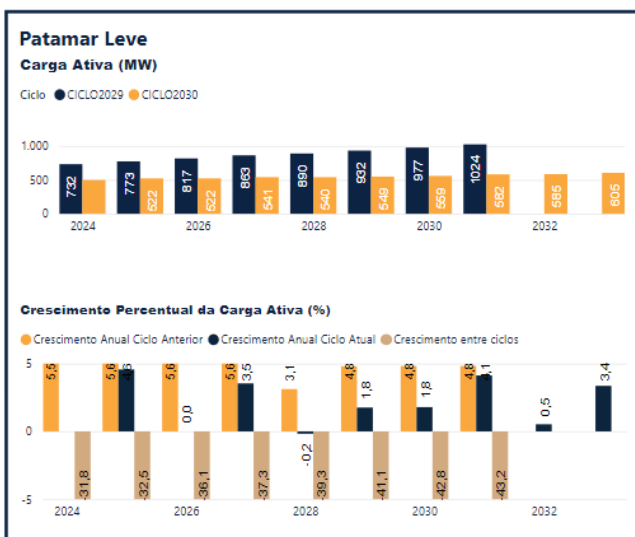


Figura 4-10 – Evolução da Carga do Estado de Piauí

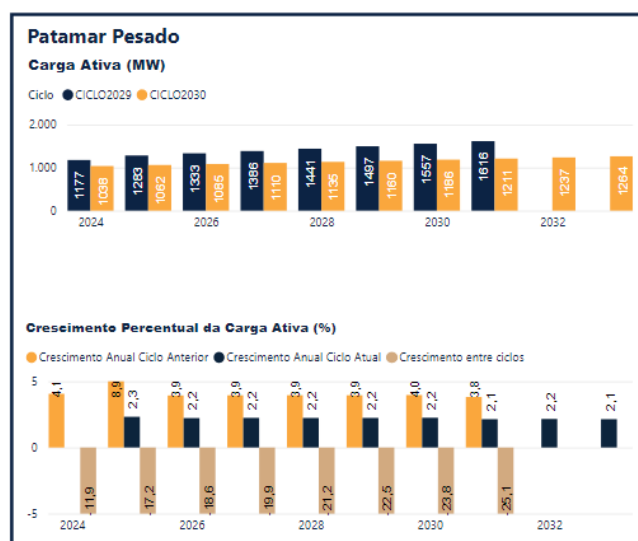
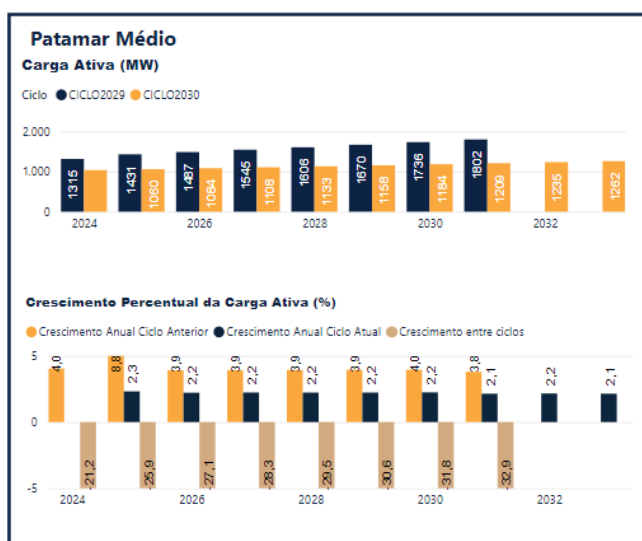
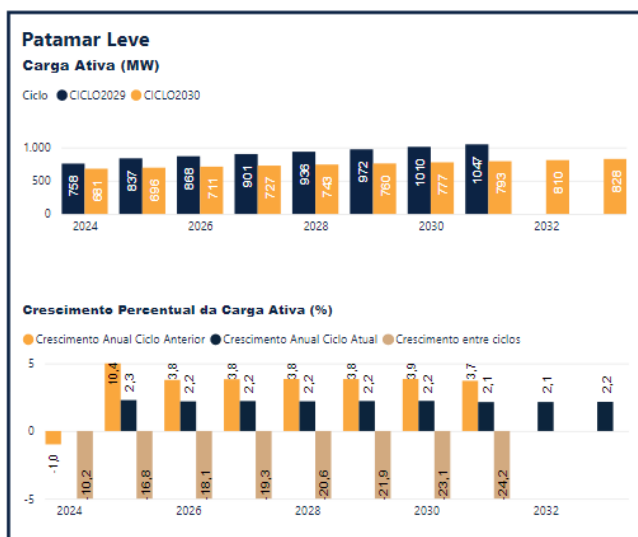


Figura 4-11 – Evolução da Carga do Estado do Rio Grande do Norte

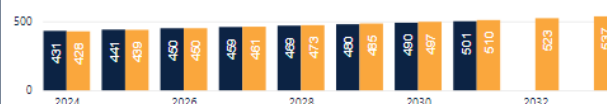


Estado (SE)

Patamar Leve

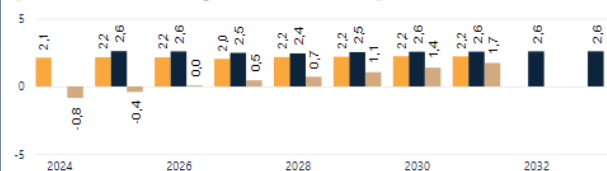
Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

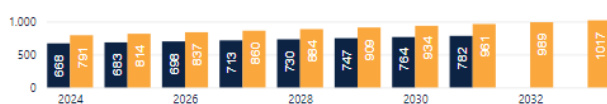
● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos



Patamar Médio

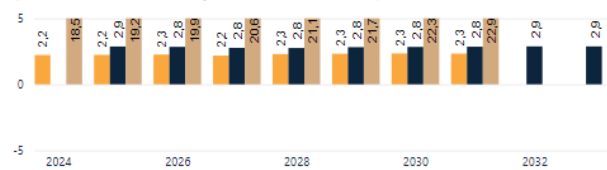
Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

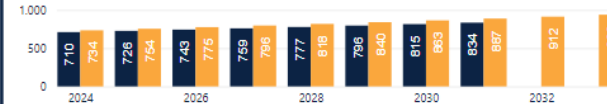
● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos



Patamar Pesado

Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos

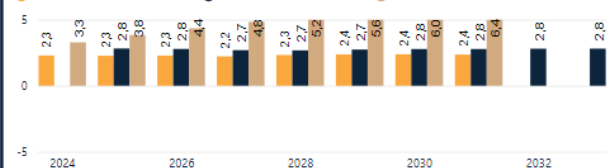


Figura 4-12 – Evolução da Carga do Estado de Sergipe

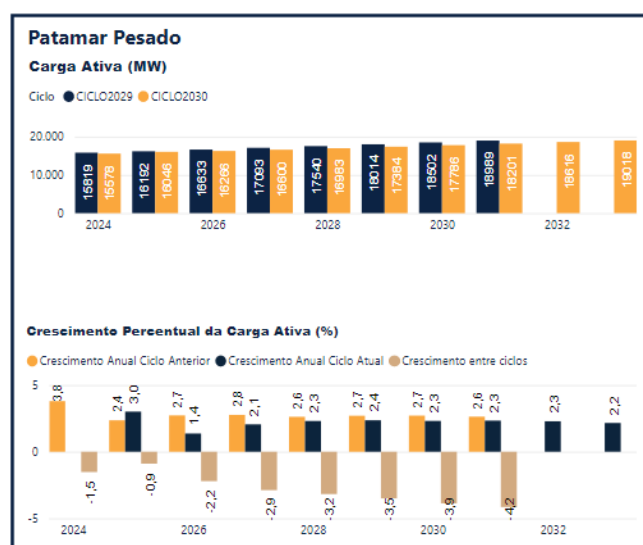
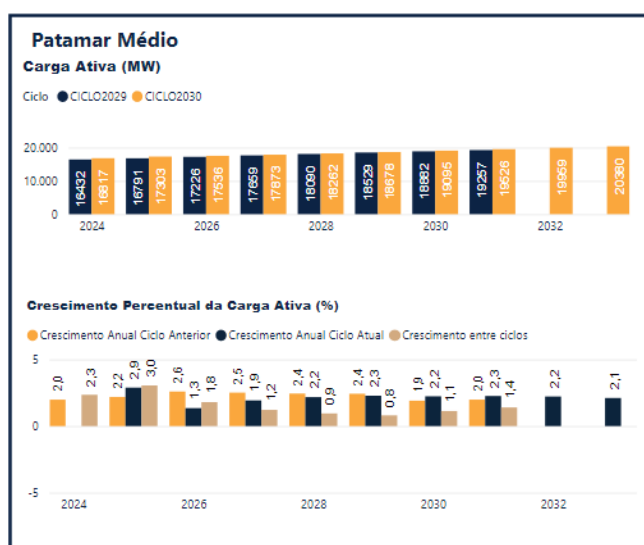
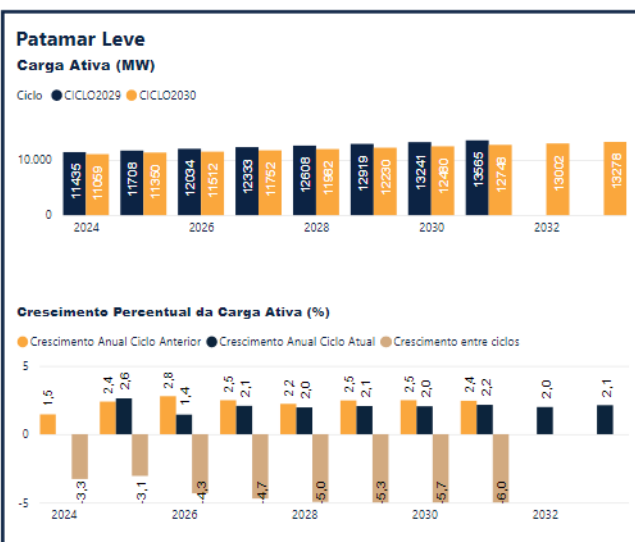


Figura 4-13 – Evolução da Carga da Região Nordeste

4.2 Evolução da Expansão da Geração

A Tabela 4-1 e a Tabela 4-2 seguir mostram os valores referentes à capacidade instalada prevista para os anos de 2024 e 2033, referente a usinas já contratadas na região Nordeste. Destaca-se uma participação considerável de Usinas Eólicas de médio/grande porte (EOL) com cerca de 49% do total da potência instalada, grande parte localizada nos estados da Bahia e Rio Grande do Norte, seguida de Usinas Hidrelétricas com cerca de 25% do total da potência, localizadas em sua maioria no Rio São Francisco, e Usinas Termelétricas com cerca de 16% do total da potência.

Ressalta-se também que a participação de usinas fotovoltaicas, com previsão para uma larga expansão, principalmente nos estados do Ceará, Bahia e Piauí.

Tabela 4-1 – Geração considerada para o ano 2024 nos estados da Região Nordeste

Fonte	AL (MW)	BA (MW)	CE (MW)	PB (MW)	PE (MW)	PI (MW)	RN (MW)	SE (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	400	5.575	0	0	1.500	225	0	3.162	10.862	25,28
PCH/CGH	1	240	9	4	14	0	5	0	273	0,64
EOL	0	6.644	2.657	790	853	3.110	7.073	35	21.162	49,24
UFV	0	1.173	687	195	253	696	162	0	3.166	7,37
UTE	0	1.419	1.530	510	1.553	52	442	1.516	7.022	16,34
BIO	75	247	0	17	80	0	40	30	489	1,14
TOTAL	478	15.298	4.883	1.516	4.253	4.083	7.722	4.743	42.974	100,00

Tabela 4-2 – Geração considerada para o ano 2033 nos estados da Região Nordeste

Fonte	AL (MW)	BA (MW)	CE (MW)	PB (MW)	PE (MW)	PI (MW)	RN (MW)	SE (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	400	5.575	0	0	1.500	225	0	3.162	10.862	25,28
PCH/CGH	1	256	9	4	14	0	5	0	289	0,67
EOL	0	7.249	2.657	1.005	853	3.170	7.685	35	22.654	52,72
UFV	0	1.173	806	195	283	996	242	0	3.695	8,60
UTE	0	1.456	1.530	510	1.553	52	442	1.516	7.059	16,43
BIO	75	247	0	17	80	0	40	30	489	1,14
TOTAL	478	15.956	5.002	1.731	4.283	4.443	8.414	4.743	45.048	100,00

A Tabela 4-3 a seguir apresenta o crescimento anual da geração de energia eólica e solar fotovoltaica, entre os anos 2024 e 2033, considerado nos Casos Base de Fluxo de Potência do sistema de transmissão da Região Nordeste. Ressalta-se que este valor refere-se apenas aos projetos contratados até a data em que foi finalizada esta base de dados (janeiro de 2021). Cabe destacar que considerando esse montante de geração, com a adoção de cenários críticos de despacho e elevados níveis de intercâmbios regionais já foi possível caracterizar de forma clara as restrições de escoamento e a necessidade de realização de novos estudos de planejamento da expansão da transmissão. Sendo assim, para o objetivo de diagnosticar o desempenho elétrico da rede não foi necessário considerar toda geração potencial prevista no PDE 2030, com cerca

de 12 GW adicionais referentes a novos empreendimentos eólicos e 4 GW de usinas solares no período de 2026 a 2030, a qual deverá ser devidamente contemplada nos estudos a serem propostos.

Tabela 4-3 – Crescimento anual de geração de energia entre os anos 2024 e 2033

Fonte	BA (MW)	CE (MW)	PB (MW)	PE (MW)	PI (MW)	RN (MW)	Total (MW)	Total (%)
EOL	605	0	215	0	60	612	1.492	73,82
UFV	0	119	0	30	300	80	529	26,18
TOTAL	605	119	215	30	360	692	2.021	100,00

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

As figuras a seguir apresentam a configuração da rede existente e planejada em cada estado da região Nordeste. O detalhamento do conjunto de empreendimentos de transmissão previstos para os próximos anos se encontra no ANEXO deste relatório.

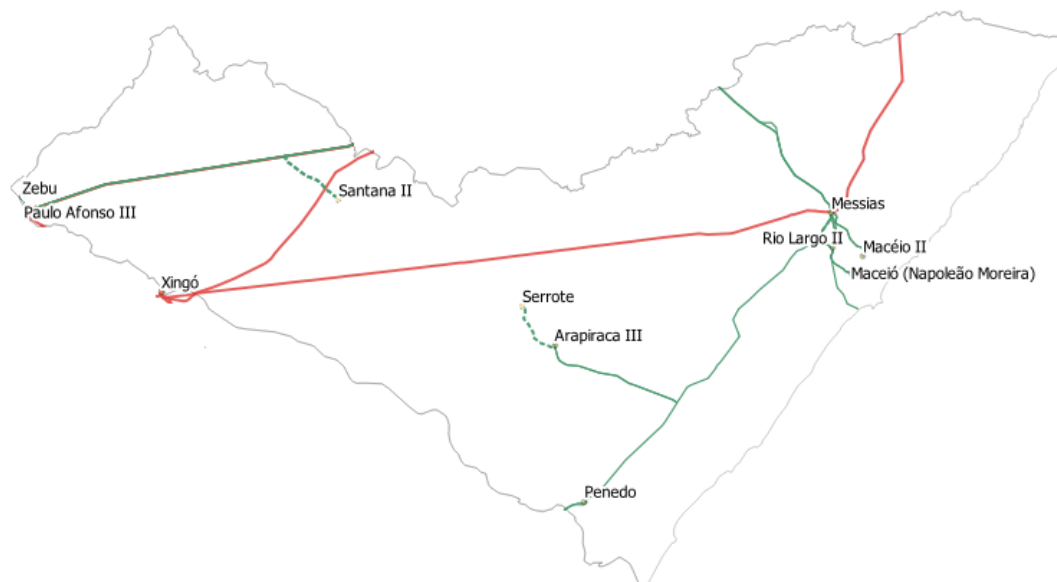


Figura 4-14 – Sistema de Transmissão do Estado de Alagoas



Figura 4-15 – Sistema de Transmissão do Estado da Bahia

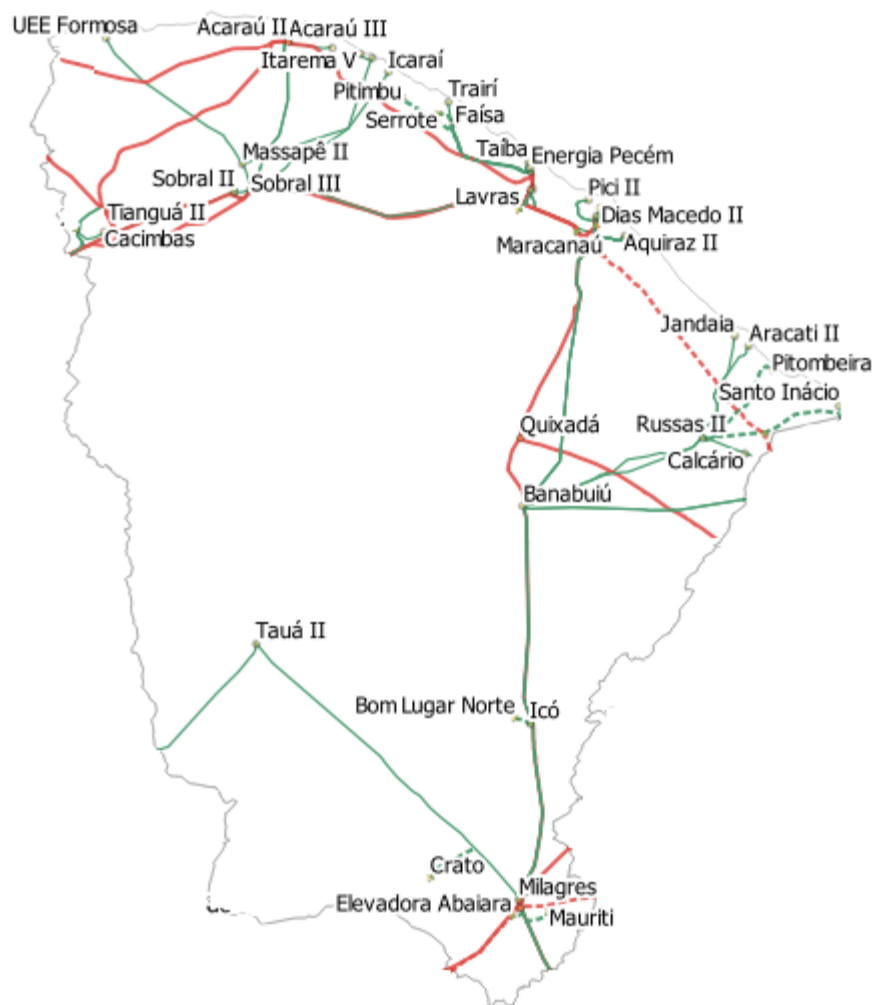


Figura 4-16 – Sistema de Transmissão do Estado do Ceará

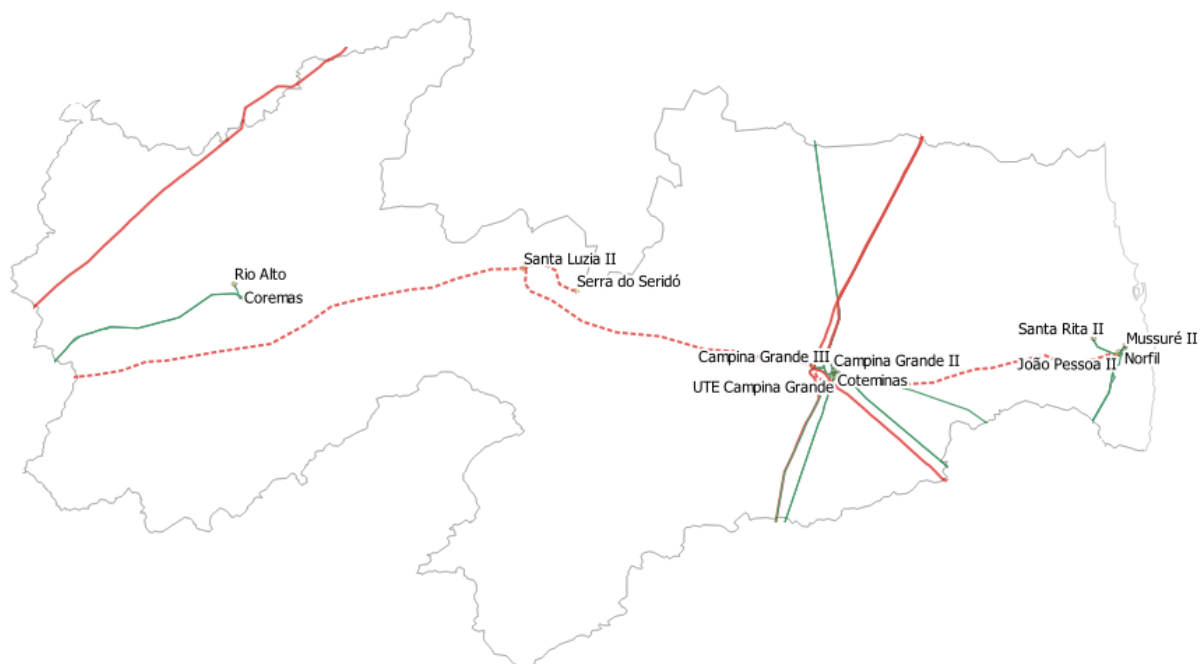


Figura 4-17 – Sistema de Transmissão do Estado da Paraíba



Figura 4-18 – Sistema de Transmissão do Estado de Pernambuco



Figura 4-19 – Sistema de Transmissão do Estado do Piauí

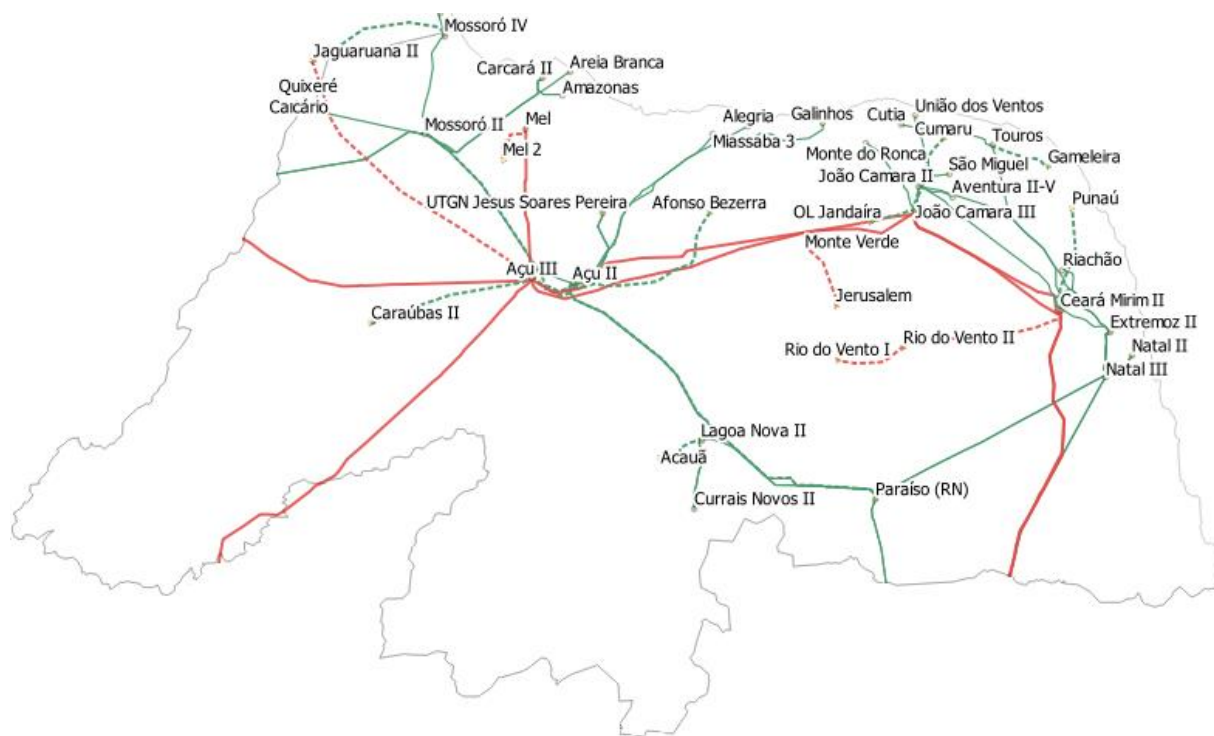


Figura 4-20 – Sistema de Transmissão do Estado do Rio Grande do Norte



Figura 4-21 – Sistema de Transmissão do Estado de Sergipe

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 em torno de 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 Úmidos 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% e geração eólica em torno de 5% da capacidade instalada, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste. 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 em torno de 40% e geração eólica em torno de 30% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Para avaliação do desempenho da rede, foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve, em cada um dos 4 cenários apresentados. Adicionalmente, para avaliação do controle de tensão, simulou-se o patamar de carga Mínima, somente para o Cenário 4.

As tabelas a seguir apresentam as principais condições de despacho consideradas para o diagnóstico da rede.

Tabela 5-1 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Pesada

Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos Exportadores																					
Região	Usina	Carga Pesada																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	81%	17.802	80%	17.653	87%	19.166	96%	21.237	90%	19.808	97%	21.246	97%	21.246	97%	21.246	97%	21.246	97%	21.246
	Térmicas	43%	1.839	43%	1.839	43%	1.839	55%	2.362	57%	2.455	59%	2.556	62%	2.677	65%	2.798	68%	2.923	71%	3.055
NE	Carga NE	15.615		16.085		16.305		16.639		17.023		17.424		17.826		18.242		18.658		19.060	
	Eólicas contratadas	56%	12.678	60%	13.579	60%	13.579	53%	11.987	56%	12.757	55%	12.532	55%	12.532	55%	12.532	53%	12.028		
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	28%	2.138	34%	2.616	32%	2.423	39%	2.996	52%	3.975	57%	4.345	68%	5.201
	UHEs	69%	7.516	69%	7.463	74%	8.012	81%	8.834	81%	8.842	81%	8.847	81%	8.847	81%	8.847	81%	8.847		
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90
	Térmicas + Nuclear	48%	6.957	55%	7.988	53%	7.798	64%	9.366	68%	9.893	79%	11.495	82%	11.972	88%	12.943	95%	13.876	95%	13.903
SE/CO	UHEs	78%	37.359	79%	37.745	80%	38.030	76%	36.149	79%	37.708	78%	37.426	80%	38.080	80%	38.072	81%	38.621	85%	40.518
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111
	Eólicas contratadas	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	25%	907	20%	723
SUL	Térmicas	27%	778	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690
	UHEs	34%	5.370	36%	5.674	39%	6.119	34%	5.359	36%	5.648	38%	5.929	39%	6.010	41%	6.404	44%	6.918	48%	7.484
	Balanço Estático	Exportação N	11.020		10.649		11.798		13.658		12.492		13.402		13.183		12.944		12.686		12.868
	Exportação NE	4.514		4.903		5.175		6.056		6.887		6.105		6.259		6.796		6.760		6.725	

Tabela 5-2 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média

Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos Exportadores																					
Região	Usina	Carga Média																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	68%	14.989	65%	14.339	72%	15.876	78%	17.140	78%	17.259	79%	17.422	80%	17.698	81%	17.817	81%	17.817	81%	17.936
	Térmicas	43%	1.839	43%	1.839	43%	1.839	51%	2.186	53%	2.278	55%	2.382	58%	2.505	61%	2.641	66%	2.841	69%	2.974
NE	Carga NE	16.856		17.342		17.575		17.914		18.302		18.719		19.137		19.568		20.002		20.423	
	Eólicas contratadas	55%	12.578	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.575
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	24%	1.813	26%	2.010	31%	2.334	36%	2.751	43%	3.298	52%	3.985	59%	4.524
	UHEs	67%	7.277	65%	7.088	71%	7.719	82%	8.872	82%	8.882	82%	8.882	82%	8.882	82%	8.882	82%	8.882	82%	8.882
	Solares contratadas	100%	3.165	100%	3.695	100%	3.695	100%	3.695	100%	3.695	100%	3.695	100%	3.695	100%	3.695	100%	3.695	100%	3.695
	Biomassa	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90
SE/CO	Térmicas + Nuclear	35%	5.109	43%	6.330	47%	6.928	43%	6.363	51%	7.423	62%	9.051	72%	10.575	84%	12.359	90%	13.105	91%	13.383
	UHEs	82%	38.966	82%	39.332	82%	39.371	81%	38.756	82%	39.202	82%	38.977	82%	39.004	81%	38.691	85%	40.552	88%	41.893
	Solares contratadas	98%	4.088	98%	4.088	95%	3.956	98%	4.088	98%	4.088	98%	4.088	98%	4.088	98%	4.088	98%	4.088	98%	4.088
	Biomassa	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111
SUL	Eólicas contratadas	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	20%	723	25%	904
	Térmicas	62%	1.810	69%	2.001	70%	2.047	53%	1.540	68%	1.965	73%	2.106	67%	1.942	69%	2.008	70%	2.038	69%	2.008
	UHEs	48%	7.545	48%	7.545	49%	7.604	50%	7.790	50%	7.790	53%	8.191	53%	8.307	55%	8.534	55%	8.601	59%	9.154
Balanço Estático	Exportação N	8.053		7.193		8.416		9.410		9.564		9.702		9.746		9.627		9.443		9.338	
	Exportação NE	6.287		7.162		7.513		9.868		9.672		9.616		9.608		9.721		9.957		10.015	

Tabela 5-3 – Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Leve

Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos Exportadores																					
Região	Usina	Carga Leve																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	60%	13.137	61%	13.340	63%	13.866	67%	14.659	72%	15.859	76%	16.701	79%	17.280	83%	18.348	82%	18.108	88%	19.322
	Térmicas	43%	1.839	43%	1.839	43%	1.839	43%	1.839	43%	1.839	43%	1.839	43%	1.839	43%	1.839	43%	1.839	43%	1.839
NE	Carga NE	11.085		11.376		11.539		11.779		12.010		12.258		12.508		12.777		13.031		13.308	
	Eólicas contratadas	56%	12.732	58%	13.228	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.632	60%	13.575
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237
	UHEs	45%	4.855	42%	4.557	44%	4.763	49%	5.272	54%	5.839	56%	6.111	60%	6.512	63%	6.886	65%	7.060	67%	7.267
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90	18%	90
SE/CO	Térmicas + Nuclear	27%	4.002	27%	4.002	36%	5.311	36%	5.311	36%	5.311	36%	5.311	36%	5.311	36%	5.311	36%	5.311	36%	5.311
	UHEs	23%	10.797	23%	11.153	23%	11.119	24%	11.276	23%	11.055	23%	11.155	23%	11.064	23%	10.842	25%	11.928	25%	11.962
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111	2%	111
SUL	Eólicas contratadas	40%	1.446	40%	1.446	40%	1.446	40%	1.446	40%	1.446	40%	1.446	40%	1.446	40%	1.446	40%	1.446	40%	1.446
	Térmicas	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690	24%	690
	UHEs	34%	5.311	35%	5.432	36%	5.630	37%	5.820	36%	5.550	37%	5.809	40%	6.190	40%	6.252	38%	5.888	40%	6.279
Balanço Estático	Exportação N	8.422		8.449		8.828		9.311		10.376		11.030		11.351		12.123		11.638		12.545	
	Exportação NE	6.438		6.336		6.921		7.275		7.576		7.567		7.690		7.765		7.701		7.544	

Tabela 5-4 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Pesada

Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos Exportadores													
Região	Usina	Carga Pesada											
		2024		2025		2026		2027		2028		2029	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	30%	6.605	25%	5.424	26%	5.756	30%	6.605	30%	6.610	30%	6.610
	Térmicas	65%	2.824	84%	3.627	85%	3.669	85%	3.695	84%	3.642	74%	3.178
NE	Carga NE	15.615		16.085		16.305		16.639		17.023		17.424	
	Eólicas contratadas	74%	16.914	80%	18.194	80%	18.194	80%	18.194	80%	18.194	80%	18.194
	Térmicas	81%	6.205	82%	6.238	82%	6.241	82%	6.243	82%	6.239	87%	6.650
	UHEs	42%	4.604	47%	5.082	42%	4.604	46%	4.986	46%	4.986	48%	5.227
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	35%	5.103	32%	4.685	44%	6.412	43%	6.301	43%	6.301	36%	5.311
	UHEs	56%	26.520	59%	28.025	59%	28.326	62%	29.563	67%	32.047	74%	35.211
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	97%	6.693	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898
SUL	Eólicas contratadas	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627
	Térmicas	67%	1.948	65%	1.877	65%	1.884	68%	1.983	64%	1.859	64%	1.859
	UHEs	84%	13.160	84%	13.048	85%	13.260	85%	13.260	85%	13.260	85%	13.260
Balanço Estático	Exportação N	1.071		440		574		775		536		-158	
	Exportação NE	11.455		12.637		12.053		12.058		11.721		11.983	

Tabela 5-5 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Média

Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos Exportadores													
Região	Usina	Carga Média											
		2024		2025		2026		2027		2028		2029	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	30%	6.605	30%	6.605	30%	6.605	30%	6.622	31%	6.729	31%	6.805
	Térmicas	50%	2.167	54%	2.343	66%	2.870	80%	3.477	85%	3.667	84%	3.636
NE	Carga NE	16.856		17.342		17.406		17.749		18.152		18.258	
	Eólicas contratadas	65%	14.836	77%	17.469	76%	17.204	80%	18.194	80%	18.194	80%	18.194
	Térmicas	68%	5.172	51%	3.864	90%	6.873	93%	7.142	95%	7.225	94%	7.212
	UHEs	48%	5.227	48%	5.227	27%	2.933	30%	3.281	30%	3.281	30%	3.281
	Solares contratadas	95%	2.996	93%	3.436	89%	3.285	100%	3.695	100%	3.696	100%	3.695
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	38%	5.607	36%	5.317	51%	7.524	27%	4.002	36%	5.311	36%	5.311
	UHEs	64%	30.689	67%	31.900	66%	31.450	70%	33.326	75%	35.618	79%	37.850
	Solares contratadas	80%	3.330	76%	3.161	76%	3.161	98%	4.088	98%	4.088	98%	4.088
	Biomassa	97%	6.693	100%	6.898	97%	6.693	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898
SUL	Eólicas contratadas	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627
	Térmicas	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977
	UHEs	82%	12.866	82%	12.805	82%	12.810	84%	13.085	79%	12.313	86%	13.432
Balanço Estático	Exportação N	130		41		366		311		301		11	
	Exportação NE	11.398		12.444		12.401		13.897		13.625		13.509	

Tabela 5-6 – Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Exportadores; Carga Leve

Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos Exportadores													
Região	Usina	Carga Leve											
		2024		2025		2026		2027		2028		2029	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	26%	5.760	22%	4.740	25%	5.414	23%	4.994	28%	6.081	29%	6.381
	Térmicas	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905
NE	Carga NE	11.085		11.376		11.539		11.779		12.010		12.258	
	Eólicas contratadas	75%	16.945	80%	18.194	80%	18.194	80%	18.194	80%	18.194	80%	18.194
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237
	UHEs	44%	4.738	43%	4.625	43%	4.618	44%	4.819	45%	4.880	46%	4.967
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	27%	3.937	27%	3.937	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246
	UHEs	24%	11.384	24%	11.460	24%	11.517	24%	11.448	24%	11.572	24%	11.590
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	13%	903	15%	1.046	12%	848	13%	876	16%	1.076	27%	1.841
SUL	Eólicas contratadas	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627
	Térmicas	24%	690	34%	977	30%	865	46%	1.345	8%	237	71%	2.092
	UHEs	79%	12.392	84%	13.148	81%	12.582	88%	13.755	31%	4.880	83%	12.905
Balanço Estático	Exportação N	436		-740		-239		-975		-2		138	
	Exportação NE	10.517		11.319		11.193		11.191		11.001		10.849	

Tabela 5-7 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada

Cenário 3 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Importador																					
Região	Usina	Carga Pesada																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	80%	17.557	74%	16.293	72%	15.813	82%	18.031	79%	17.344	79%	17.374	81%	18.297	92%	20.930	95%	21.584	98%	22.234
	Térmicas	65%	2.824	84%	3.627	85%	3.669	85%	3.695	84%	3.642	74%	3.178	84%	3.649	85%	3.665	85%	3.674	85%	3.658
NE	Carga NE		15.615		16.085		16.305		16.639		17.023		17.424		17.826		18.242		18.658		19.060
	Eólicas contratadas	5%	1.129	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.202
	Térmicas	11%	843	11%	843	9%	686	9%	686	9%	686	9%	686	9%	686	9%	686	9%	686	9%	686
	UHEs	30%	3.281	34%	3.712	29%	3.189	27%	2.933	30%	3.222	30%	3.241	30%	3.241	27%	2.933	30%	3.241	30%	3.241
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	35%	5.103	32%	4.685	44%	6.412	43%	6.301	44%	6.391	36%	5.311	36%	5.311	36%	5.311	51%	7.501	49%	7.182
	UHEs	80%	38.065	85%	40.535	88%	42.042	89%	42.320	94%	45.087	96%	45.967	98%	47.385	95%	45.923	96%	46.469	97%	46.986
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	97%	6.693	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898
SUL	Eólicas contratadas	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	80%	2.892	80%	2.892	80%	2.892	78%	2.810	80%	2.892
	Térmicas	67%	1.948	65%	1.877	65%	1.884	68%	1.983	64%	1.859	64%	1.859	64%	1.870	68%	1.985	68%	1.971	68%	1.977
	UHEs	84%	13.180	85%	13.201	90%	14.041	96%	15.035	96%	15.035	98%	15.769	98%	16.497	99%	16.614	98%	16.511	99%	16.614
Balanço Estático	Exportação N		11.445		10.854		9.970		11.627		10.668		9.905		10.837		13.259		13.546		13.753
	Exportação NE		-10.354		-10.283		-11.278		-11.883		-12.003		-12.420		-12.843		-13.619		-13.750		-14.207

Tabela 5-8 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Média

Cenário 3 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Importador																					
Região	Usina	Carga Média																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	75%	16.545	75%	16.501	77%	16.945	77%	16.983	79%	17.279	90%	20.430	95%	21.584	97%	21.930	97%	21.930	98%	22.234
	Térmicas	50%	2.167	54%	2.343	66%	2.870	80%	3.477	85%	3.667	84%	3.636	84%	3.649	85%	3.681	81%	3.507	69%	2.974
NE	Carga NE		16.856		17.342		17.406		17.749		18.152		18.258		18.666		19.087		19.510		19.920
	Eólicas contratadas	5%	1.129	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.202
	Térmicas	11%	843	11%	843	9%	686	9%	686	9%	686	15%	1.116	9%	686	22%	1.679	9%	686	9%	686
	UHEs	30%	3.281	33%	3.624	30%	3.241	30%	3.241	30%	3.241	27%	2.933	30%	3.241	30%	3.241	30%	3.241	31%	3.336
	Solares contratadas	30%	950	30%	1.109	30%	1.109	30%	1.109	30%	1.109	30%	1.109	30%	1.109	30%	1.109	30%	1.109	30%	1.109
SE/CO	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
	Térmicas + Nuclear	38%	5.607	36%	5.317	51%	7.524	36%	5.311	36%	5.211	36%	5.311	40%	5.875	36%	5.311	56%	8.257	91%	13.383
	UHEs	86%	40.955	90%	43.014	89%	42.713	95%	45.386	96%	45.918	97%	46.250	97%	46.656	97%	46.865	97%	46.809	96%	46.471
	Solares contratadas	80%	3.330	76%	3.161	76%	3.161	98%	4.088	98%	4.088	98%	4.088	98%	4.088	95%	3.983	98%	4.088	98%	4.088
	Biomassa	100%	6.693	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	99%	6.841
SUL	Eólicas contratadas	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	80%	2.892	45%	1.627	45%	1.627	80%	2.892	33%	1.207	80%	2.892
	Térmicas	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	34%	977	37%	1.067	69%	2.008
	UHEs	94%	14.721	94%	14.721	98%	15.280	99%	15.472	99%	15.501	99%	15.780	98%	16.511	99%	16.614	98%	16.511	99%	16.614
Balanço Estático	Exportação N		9.699		9.589		10.260		10.276		10.419		13.311		13.915		14.043		13.479		12.594
	Exportação NE		-10.227		-10.149		-11.023		-11.314		-11.741		-11.727		-12.315		-11.670		-13.201		-14.472

Tabela 5-9 – Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Leve

Cenário 3 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Importador																					
Região	Usina	Carga Leve																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	47%	10.311	42%	9.239	49%	10.738	51%	11.222	59%	13.054	59%	13.081	59%	13.094	59%	13.094	59%	13.094	64%	14.013
	Térmicas	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	25%	1.074	27%	1.164	37%	1.601	43%	1.835
NE	Carga NE	11.085		11.376		11.539		11.779		12.010		12.258		12.508		12.777		13.031		13.308	
	Eólicas contratadas	5%	1.129	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207	5%	1.207
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	8%	644	10%	768	13%	1.004		
	UHEs	27%	2.893	30%	3.216	25%	2.748	25%	2.748	25%	2.748	25%	2.748	27%	2.933	27%	2.933	27%	2.933	27%	2.933
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	27%	3.937	27%	3.937	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246
	UHEs	50%	24.047	52%	24.962	52%	24.939	51%	24.568	50%	24.102	52%	24.707	53%	25.272	52%	25.051	52%	25.002	51%	24.265
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	13%	903	15%	1.046	12%	848	13%	876	16%	1.076	27%	1.841	32%	2.191	45%	3.108	62%	4.291	77%	5.322
SUL	Eólicas contratadas	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627
	Térmicas	24%	690	34%	977	30%	865	46%	1.345	69%	2.010	71%	2.066	72%	2.092	70%	2.040	71%	2.067	70%	2.043
	UHEs	79%	12.392	84%	13.044	80%	12.428	87%	13.636	83%	12.957	84%	13.153	86%	13.406	87%	13.630	87%	13.520	87%	13.630
Balanço Estático	Exportação N	4.614		3.472		4.678		4.786		6.246		6.049		5.991		5.840		6.058		6.886	
	Exportação NE	-6.485		-6.353		-7.011		-7.270		-7.537		-7.796		-7.866		-7.692		-7.827		-7.901	

Tabela 5-10 – Cenário 3 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Pesada

Cenário 4 - Norte e Nordeste com Geração Intermediária / Intercâmbio Baixo																					
Região	Usina	Carga Pesada																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	30%	6.605	25%	5.424	26%	5.756	30%	6.622	31%	6.729	31%	6.805	31%	6.805	37%	8.240	39%	8.527	40%	8.720
	Térmicas	65%	2.824	84%	3.627	85%	3.669	85%	3.695	84%	3.642	74%	3.178	84%	3.649	85%	3.665	85%	3.674	85%	3.658
NE	Carga NE	15.615		16.085		16.305		16.639		17.023		17.424		17.826		18.242		18.658		19.060	
	Eólicas contratadas	30%	6.400	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.840
	Térmicas	57%	4.367	57%	4.367	82%	6.241	82%	6.243	82%	6.239	87%	6.650	90%	6.858	90%	6.865	90%	6.869	90%	6.862
	UHEs	42%	4.604	47%	5.082	33%	3.538	34%	3.712	41%	4.438	41%	4.438	37%	4.001	42%	4.604	45%	4.912	51%	5.535
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	35%	5.103	32%	4.685	44%	6.412	43%	6.301	43%	6.301	36%	5.311	36%	5.311	36%	5.311	51%	7.501	49%	7.189
	UHEs	79%	37.770	83%	39.823	81%	38.843	83%	39.494	83%	39.494	95%	45.307	94%	45.143	94%	45.468	94%	45.428	95%	45.681
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	97%	6.693	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898	100%	6.898
SUL	Eólicas contratadas	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	80%	2.892
	Térmicas	67%	1.948	65%	1.877	65%	1.884	68%	1.983	64%	1.859	64%	1.859	64%	1.870	68%	1.985	68%	1.971	68%	1.977
	UHEs	84%	13.180	85%	13.201	90%	14.041	96%	15.035	96%	15.035	98%	15.305	95%	16.014	99%	16.614	98%	16.511	99%	16.614
Balanço Estático	Exportação N	1.108		503		606		837		555		-177		-77		979		888		674	
	Exportação NE	141		623		765		600		920		940		338		494		399		545	

Tabela 5-13 – Cenário 3 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Mínima

Cenário 4 - Norte e Nordeste com Geração Intermediária / Intercâmbio Baixo																					
Região	Usina	Carga Mínima																			
		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	UHEs	26%	5.760	22%	4.740	25%	5.414	25%	5.557	30%	6.652	30%	6.576	31%	6.805	31%	6.805	31%	6.805	31%	6.805
	Térmicas	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	21%	905	25%	1.074	27%	1.164	37%	1.601	43%	1.839
NE	Carga NE	10.247		10.352		10.655		10.885		11.060		11.288		11.606		11.763		12.309		12.368	
	Eólicas contratadas	30%	6.400	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.869	30%	6.840
	Térmicas	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	3%	237	8%	644	10%	768	13%	1.004
	UHEs	44%	4.738	43%	4.625	43%	4.618	44%	4.819	45%	4.880	46%	4.967	46%	4.946	48%	5.206	48%	5.198	48%	5.209
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489	100%	489
SE/CO	Térmicas + Nuclear	27%	3.937	27%	3.937	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246	36%	5.246
	UHEs	44%	20.908	46%	21.957	46%	22.098	46%	21.806	46%	21.886	47%	22.544	49%	23.216	48%	22.695	47%	22.681	48%	22.809
	Solares contratadas	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0
	Biomassa	13%	903	15%	1.046	12%	848	13%	876	16%	1.076	27%	1.841	32%	2.191	45%	3.108	62%	4.291	77%	5.322
SUL	Eólicas contratadas	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627	45%	1.627
	Térmicas	24%	690	34%	977	30%	865	46%	1.345	69%	2.010	71%	2.066	72%	2.092	70%	2.040	71%	2.067	70%	2.043
	UHEs	79%	12.392	84%	13.044	80%	12.428	88%	13.761	83%	12.957	84%	13.153	86%	13.406	87%	13.630	87%	13.520	87%	13.630
Balanco Estático	Exportação N	588		-492		-103		-321		553		245		408		248		418		417	
	Exportação NE	1.634		1.893		1.579		1.557		1.427		1.279		1.016		1.438		1.006		1.285	

6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE

O sistema de transmissão da região Nordeste atende aos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia. Esse sistema é suprido em parte pela energia gerada na própria região, complementado pela energia importada das regiões Sudeste/Centro-Oeste através da Interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste e pelos excedentes de energia da região Norte, importados através Interligação Norte - Nordeste.

O grande potencial eólico da região, distribuído principalmente nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia, levou à necessidade de expansão da Rede Básica da região, assim como também ao aumento da capacidade das interligações entre a região Nordeste e Sudeste, para o escoamento dos excedentes de energia.

As seções seguintes apresentam as características de cada um dos estados da Região Nordeste.

6.1 Estado de Alagoas

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Nordeste, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 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:

- Para reforçar o sistema de transmissão do estado de Alagoas, foi recomendada a implantação da nova SE 230/69 kV Maceió II, alimentada a partir da SE Messias 230 kV por dois circuitos em 230 kV e da LT 230 kV N. S. Socorro – Penedo (C2), que já entrou em operação.
- Para o atendimento ao Sertão do estado, foi recomendada a implantação de uma nova SE 230/69 kV no município de Santana do Ipanema, conectada ao SIN através do seccionamento da LT 230 kV Paulo Afonso III – Angelim e licitada no ano de 2018.
- Recomendou-se ainda a implantação da LT 230 kV Messias – Rio Largo II (C4), importante para contribuir com o escoamento de geração na área leste da região Nordeste e atendimento às cargas da capital do estado de Alagoas.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, as análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado de Alagoas apresentam problemas apenas a partir de 2031, na contingência da LT 500 kV Xingó – Messias C1, quando é verificada subtenção na SE 500 kV Messias e sobrecarga na LT 230 kV Messias – Angelim C1 (a partir de 2033).

6.1.1 Violações de Carregamento

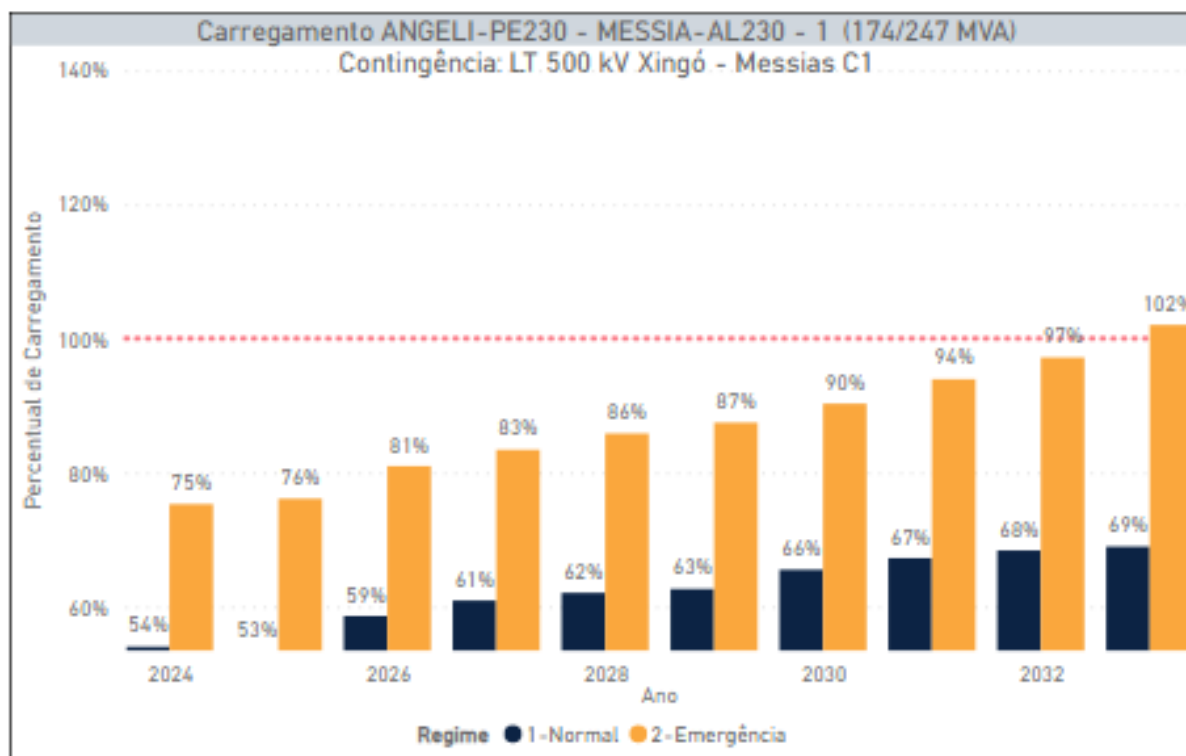


Figura 6-1 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Xingó – Messias C1

6.1.2 Violações de Tensão

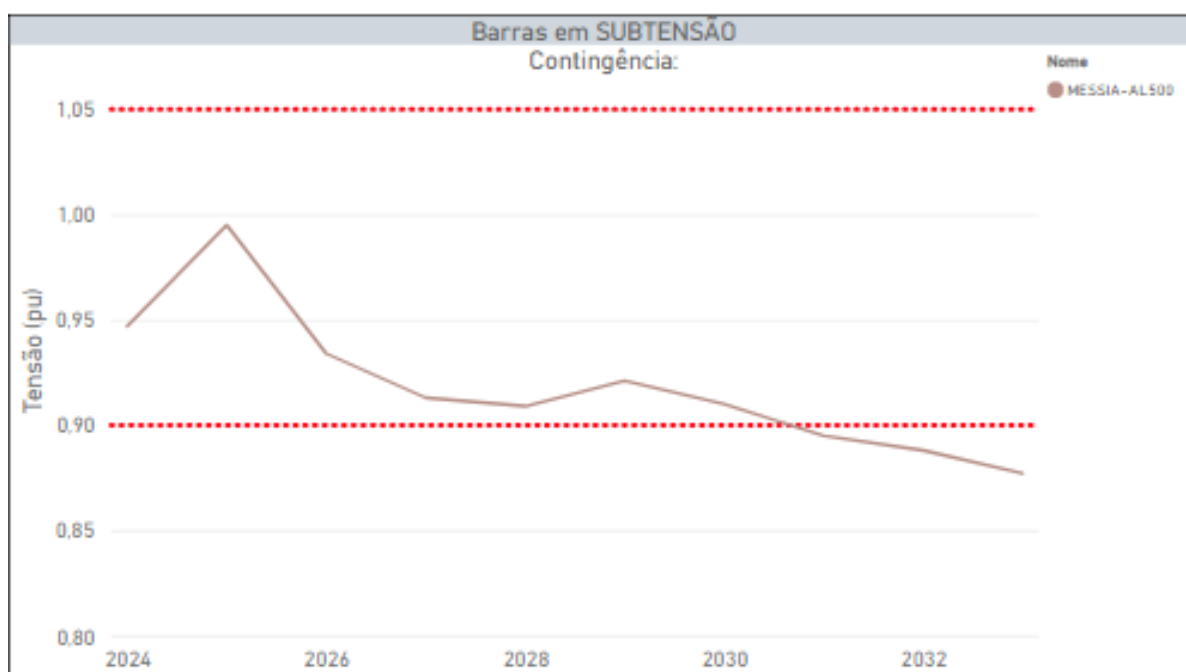


Figura 6-2 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Xingó – Messias C1

6.2 Estado da Bahia

O estado da Bahia, assim como Ceará, Piauí e Rio Grande do Norte, tem se firmado nos últimos anos como um dos grandes produtores de energia eólica no País, principalmente nas regiões centrais e sul do estado. Além disso, a sua posição geográfica (divisa das regiões Nordeste e Sudeste), fez com que fosse grande a necessidade de implantação de reforços de transmissão, para escoamento de energia de usinas eólicas e aumento da capacidade de intercâmbio energético entre as essas duas regiões.

Por conta dessa característica e pela necessidade de atendimento ao crescimento do mercado local, os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Nordeste, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 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:

- Os estudos para aumento da capacidade de transmissão da interligação Nordeste – Sudeste para o escoamento dos excedentes de geração na região Nordeste recomendaram a implantação linhas de 500 kV Rio da Éguas – Arinos II (C1), Bom Jesus da Lapa II – Janaúba 3 (C1) – Igaporã III – Janaúba 3 (C1 e C2), Sapeaçu – Poções III (C1) e Poções III – Padre Paraíso 2 (C1 e C2). Todos esses circuitos já foram objeto de processos licitatórios.
- Ainda para expansão da interligação Nordeste – Sudeste e atendimento às cargas da Coelba localizadas no sul da Bahia, foi recomendada (e já licitada) a LT 500 kV Ibicoara – Poções III (C1), LT 230 kV Poções III – Poções II (C1 e C2) e uma nova SE 500/230 kV Poções III.
- Para o escoamento da geração eólica contratada nos leilões LER e A-3 2013, bem como do potencial da região de Pindaí foi recomendada (e já licitada) a LT 230 kV Igaporã III – Pindaí II CD (C2 e C3).
- Para escoamento do potencial eólico da Área Leste da região Nordeste foi recomendada a implantação de uma nova subestação em 500 kV no município de Buritirama. Essa nova subestação será alimentada através das linhas em 500 kV Queimada Nova II – Buritirama (C1 e C2), Buritirama – Barreiras II (C1) e do seccionamento da LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II. Foram recomendadas ainda as linhas de transmissão 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas (C2), Juazeiro III – Ourolândia (C1) e Gentio do Ouro II – Bom Jesus da Lapa II (C1). Destaca-se que todas essas obras já foram licitadas.
- Para atendimento às cargas da Coelba no município de Alagoinhas, estudos de planejamento recomendaram a implantação da SE 230/69 kV Alagoinhas II, alimentada

através do seccionamento da LT 230 kV Cícero Dantas – Catu (C2) e a SE Itabuna III 230/138 kV, alimentada através do seccionamento da LT 230 kV Funil – Itapebi (C1). Todas essas obras foram licitadas em 2018.

- Para suprimento às cargas da Coelba na região central da Bahia, foi recomendada a implantação do segundo transformador 230/69 kV na SE Morro do Chapéu II.
- Para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Tomba, foi recomendada a implantação da nova SE 230/69 kV Feira de Santana III, que se interligará ao SIN através do seccionamento da LT 230 kV Governador Mangabeira – Camaçari II (C2), licitada no ano 2018.
- Para atendimento às cargas da região de Olindina recomendou-se a implantação de dois transformadores 230/69 kV na SE Olindina.
- Devido ao crescimento expressivo da carga na região oeste da Bahia, realizou-se estudo de planejamento que recomendou a implantação da nova SE 230/69 kV Rio Formoso II, alimentada pela LT 230 kV Barreiras II – Rio Formoso II CD (C1 e C2). Ainda nesta região realizou-se estudo subsequente que recomendou a implantação da LT 230 kV Barreiras II – Barreiras C3 e LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Grande II C1.
- Na região do extremo sul da Bahia, em substituição a LT 230 kV Funil – Itapebi (C3), cuja concessão foi cassada, recomendou-se a implantação da LT 230 kV Poções III – Itapebi (C1).
- Para escoamento do potencial eólico e solar da Área Sul da região Nordeste, foi realizado estudo de planejamento que recomendou a implantação da nova SE 500 kV Medeiros Neto II e o novo eixo 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2 (C1).
- Foi recomendada a relicitação da subestação 230/69 kV Pirajá, com uma nova solução de suprimento a partir de duas linhas de transmissão subterrâneas provenientes da SE Camaçari IV.
- No extremo sul da Bahia, para atendimento à carga da região, recomendou-se a implantação de transformação 500/230 kV na SE Medeiros Neto II e implantação da LT 230 kV Medeiros Neto II – Teixeira de Freitas II C1, C2.
- Na região nordeste do estado, para atendimento à carga local, recomendou-se a implantação de transformação 500/230 kV na SE Olindina, desativação das LT 230 kV Cícero Dantas – Olindina e realização do segundo seccionamento da LT 230 kV Catu – Olindina na SE Alagoinhas II.

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado da Bahia indicaram as violações operativas apresentadas a seguir, que devem ser objeto dos seguintes estudos de planejamento da expansão da transmissão:

- Estudo de planejamento na região das SE Sobradinho, Juazeiro II e Juazeiro III para atendimento a carga local e solucionar sobrecarga verificada na LT 230 kV Juazeiro II – Juazeiro III e na transformação 500/230 kV da SE Sobradinho;
- Estudo para escoamento na Área Sul da Região Nordeste a fim de solucionar os problemas de sobrecarga e subtensão verificados durante contingências da LT 500 kV Barreiras II – Rio das Águas, LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Seccionadora Sol do Sertão, LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II, LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II, LT 500 kV Camaçari IV – Sapeaçu, e LT 500 kV Jardim – Camaçari IV.
- Realização de estudo de planejamento na região do Polo Sucroalcooleiro, no estado da Bahia, para atendimento às cargas da região e escoamento de novas usinas, conforme solicitação da Secretaria de Infraestrutura do estado da Bahia.

Com relação às transformações de fronteira, verificou-se sobrecarga nas subestações Poções II 230/138 kV, Ibicoara 230/138 kV, Irecê 230/138 kV e Irecê 230/69 kV. Recomenda-se que sejam feitas avaliações para a indicação de transformadores adicionais nestas subestações, troca por transformadores de maior capacidade e/ou transferência de carga por parte da Coelba para outras subestações.

6.2.1 Violações de Carregamento

A seguir são apresentados os resultados das simulações de fluxo de potência ao longo do horizonte decenal, para as contingências que ocasionaram violações de carregamento. Observa-se que em alguns casos há diminuição no carregamento das linhas de transmissão ao longo dos anos. Este fenômeno é explicado pelo fato de não estarem representadas nas simulações o incremento das gerações potenciais previstas, o intercâmbio máximo NE-SE fixo ao longo dos anos, aumento aproximadamente linear da carga e perfil de geração levemente diferente nos diversos anos.

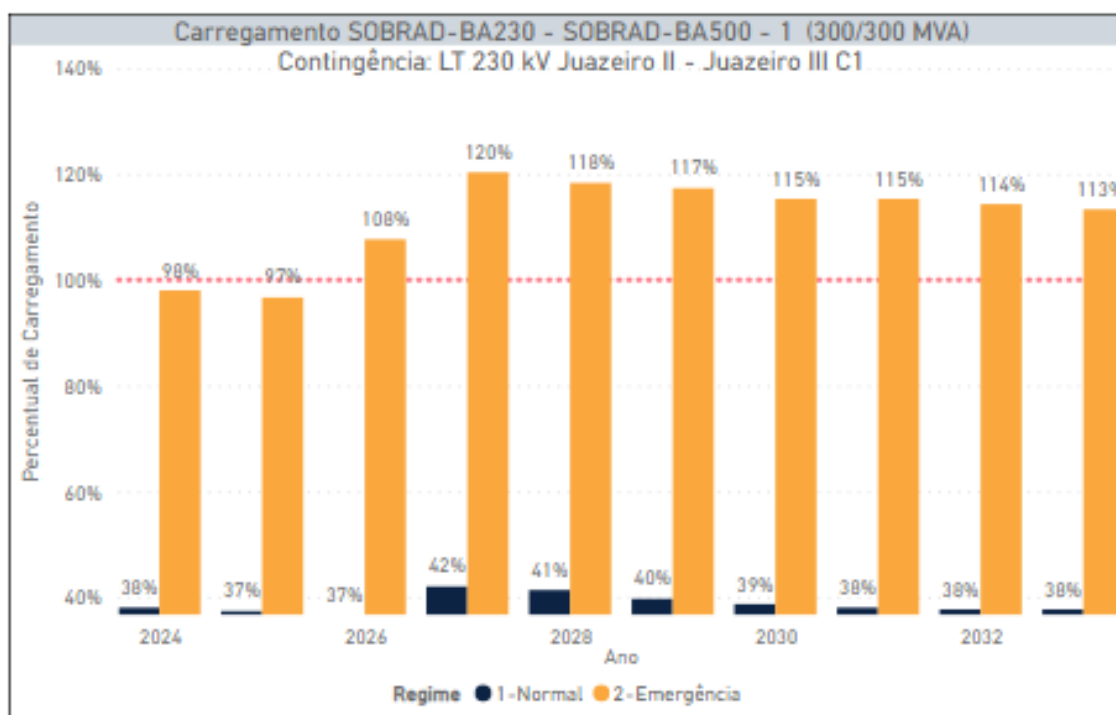


Figura 6-3 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Juazeiro II – Juazeiro III C1

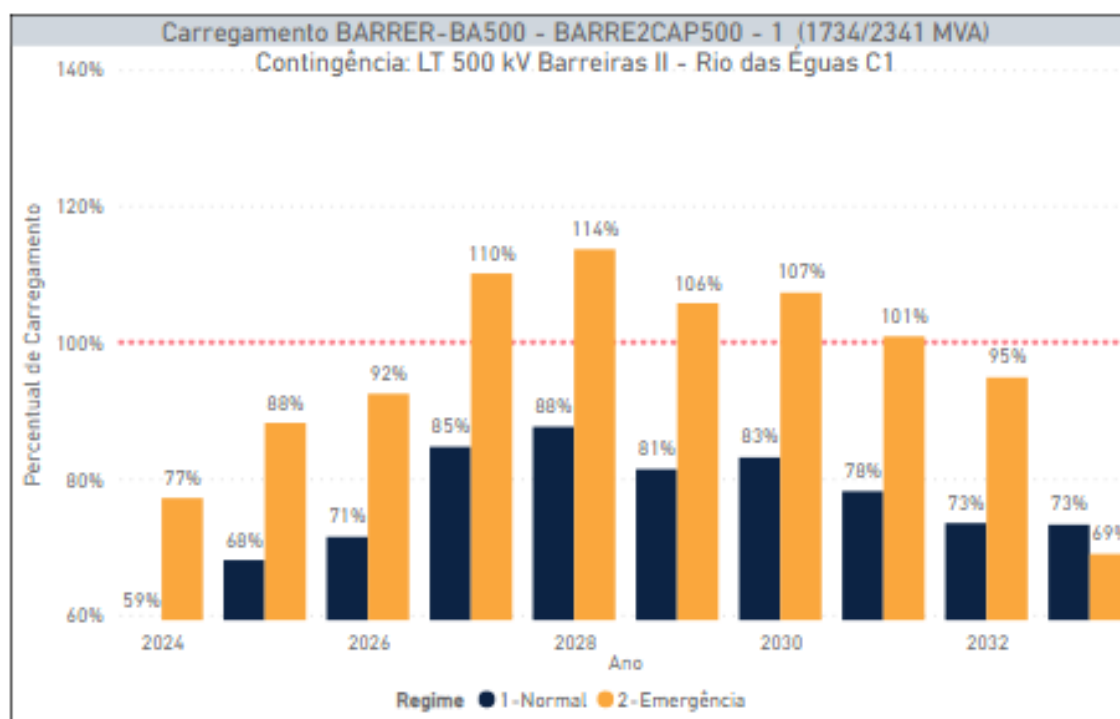


Figura 6-4 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1

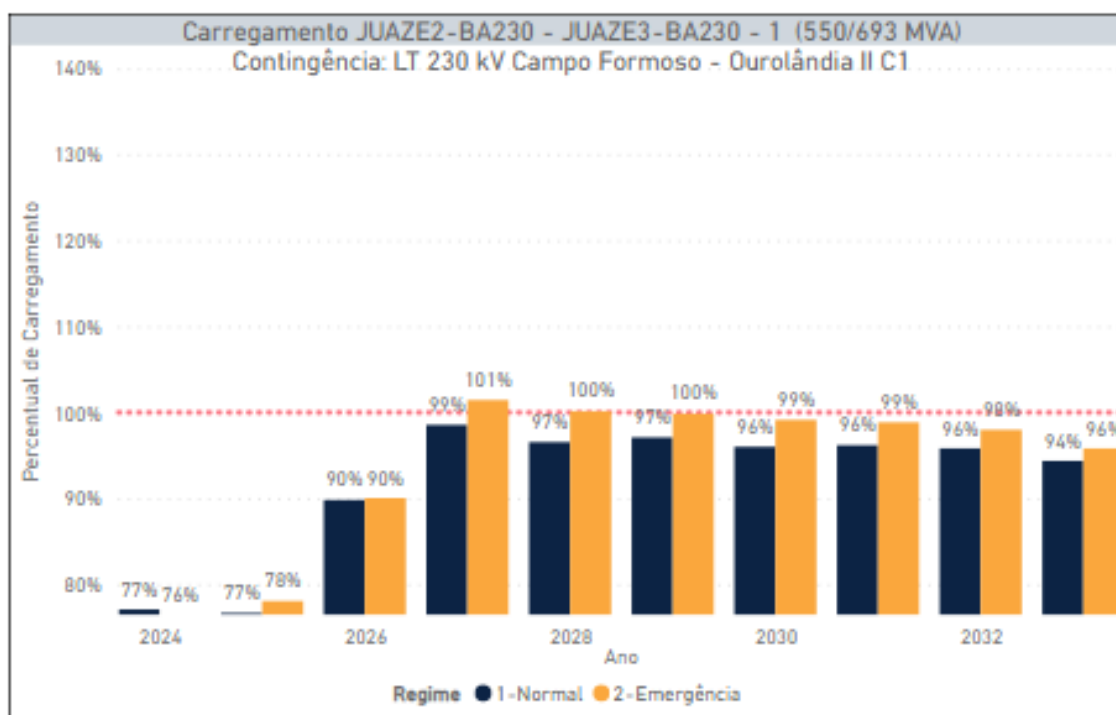


Figura 6-5 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV C. Formoso – Ourolândia II C1

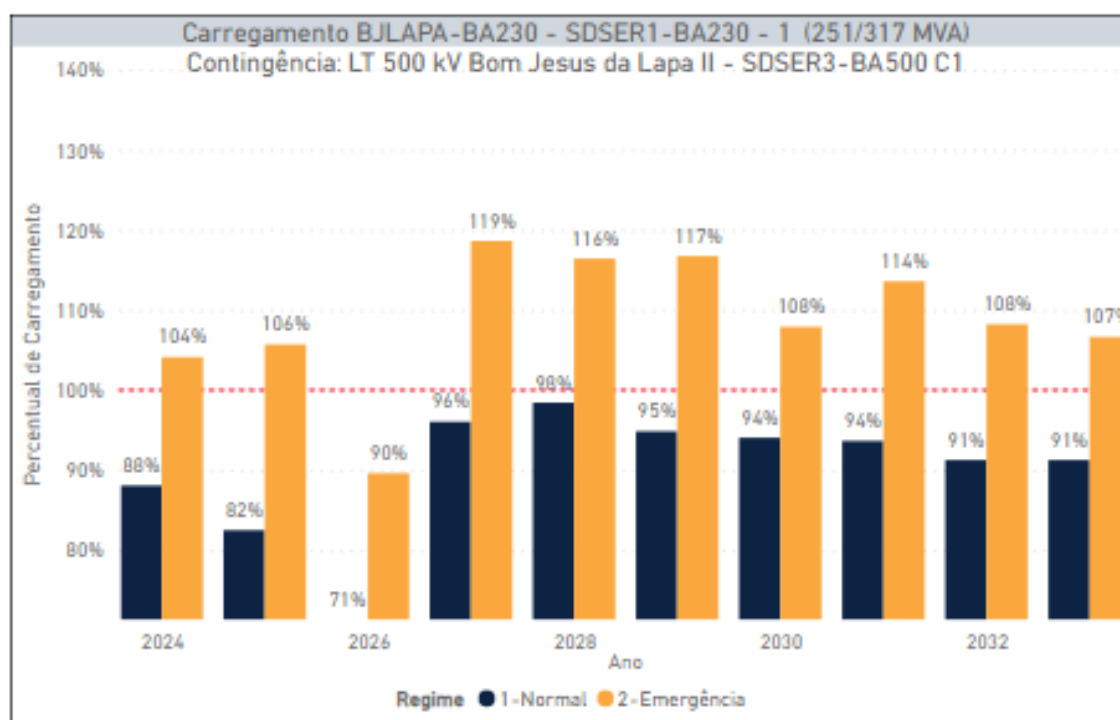


Figura 6-6 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV B. J. Lapa – Seccionadora Sol do Sertão C1

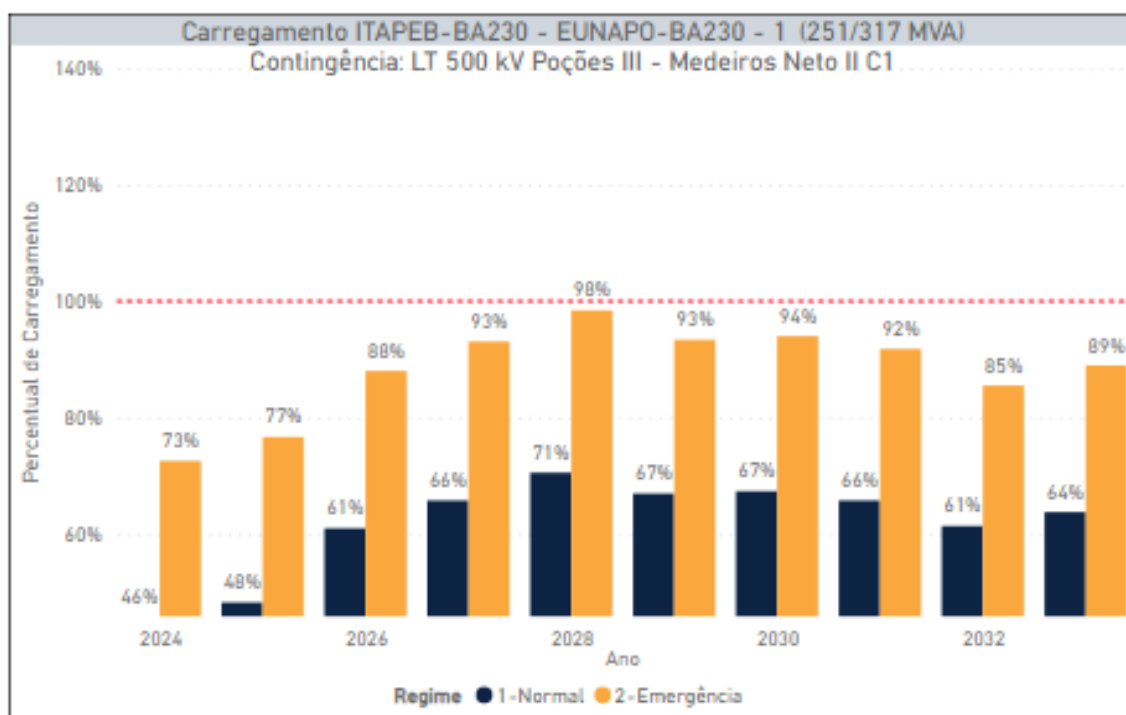


Figura 6-7 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1

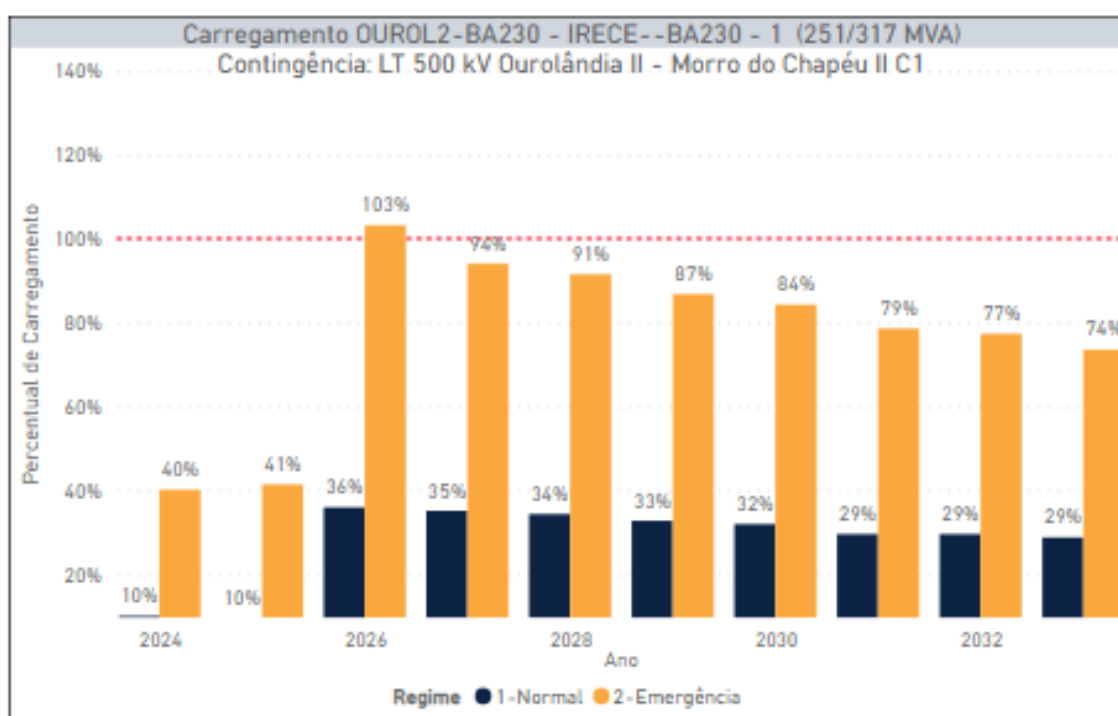


Figura 6-8 – Cenário 1 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II C1

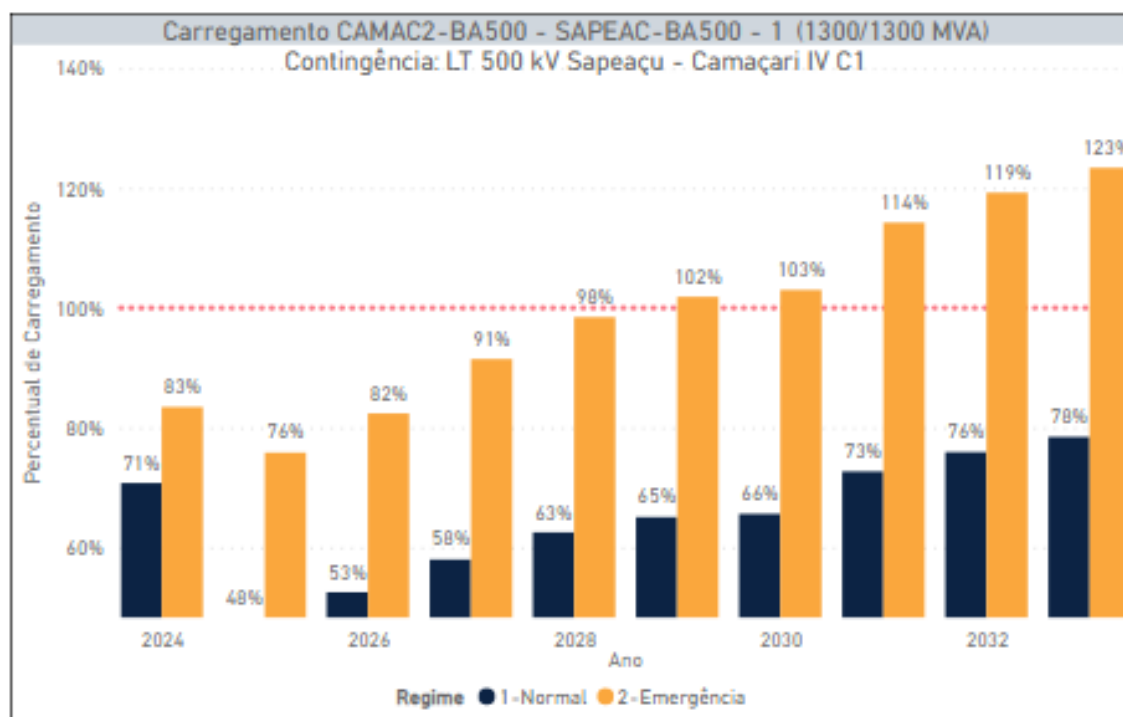


Figura 6-9 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari IV C1

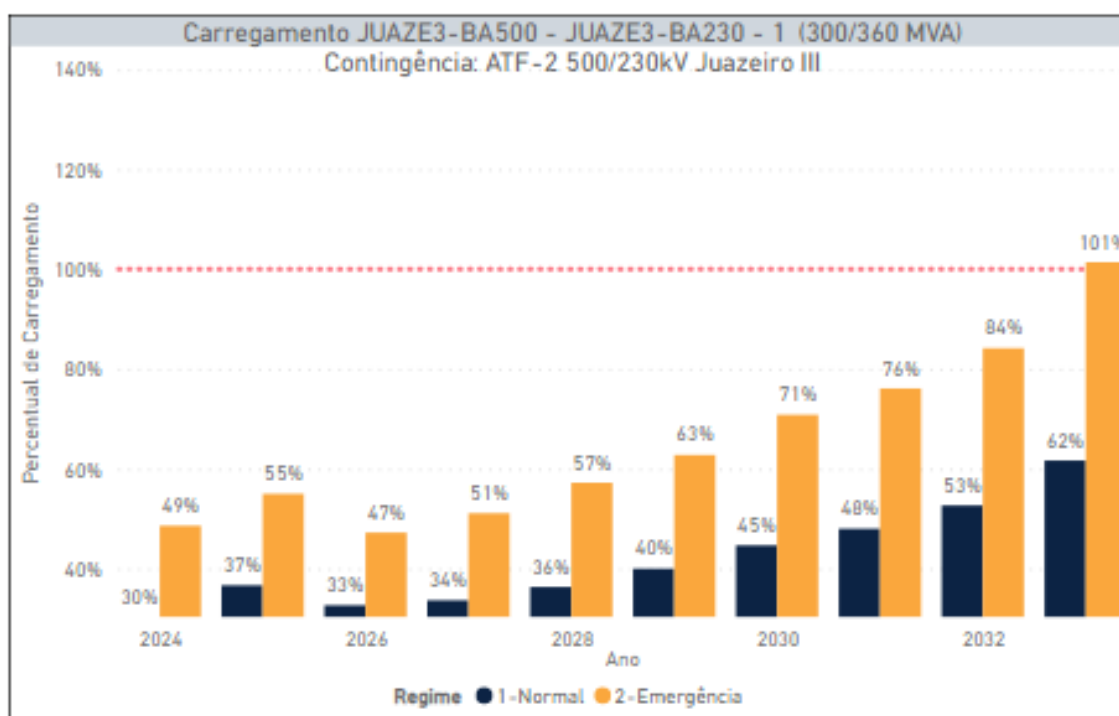


Figura 6-10 – Cenário 3 – Carga Média – Contingência do ATF 500/230 kV de Juazeiro III

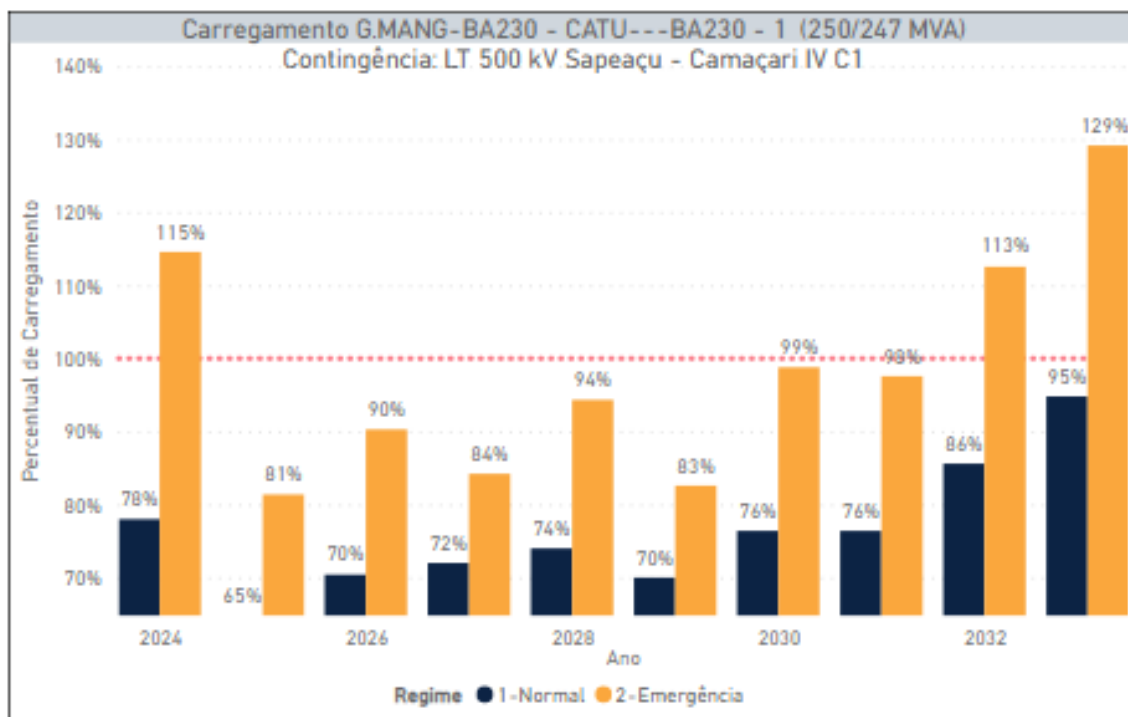


Figura 6-11 – Cenário 3 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu – Camaçari IV C1

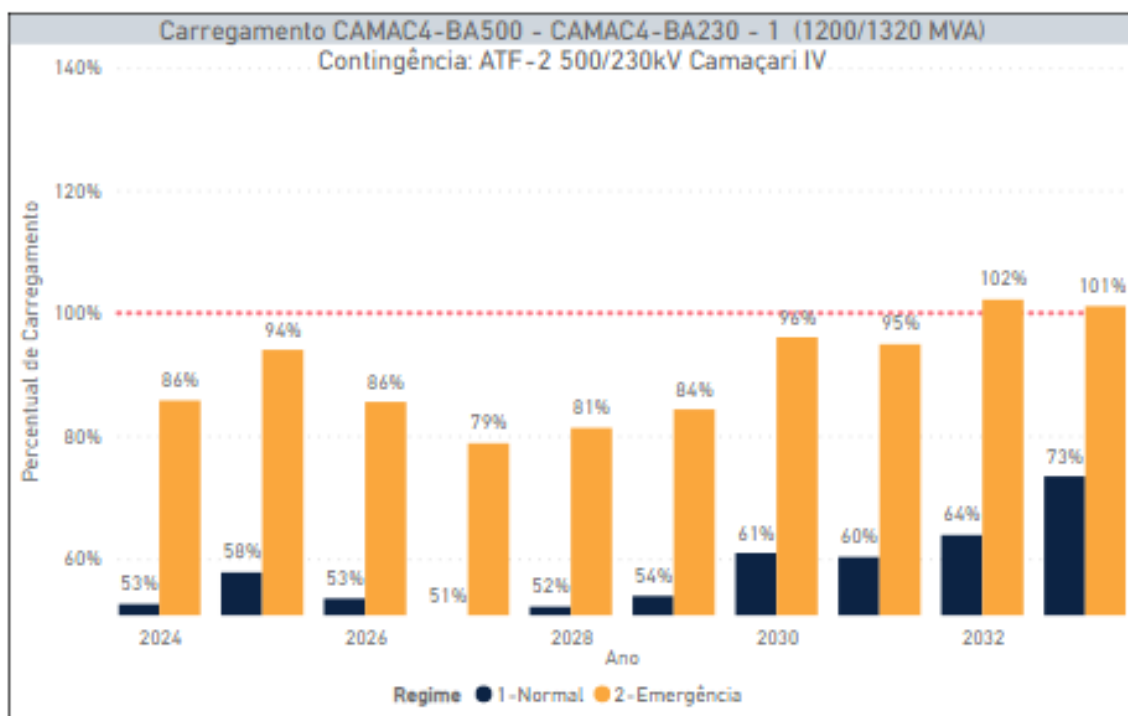


Figura 6-12 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência do ATF 500/230 kV de Camaçari IV

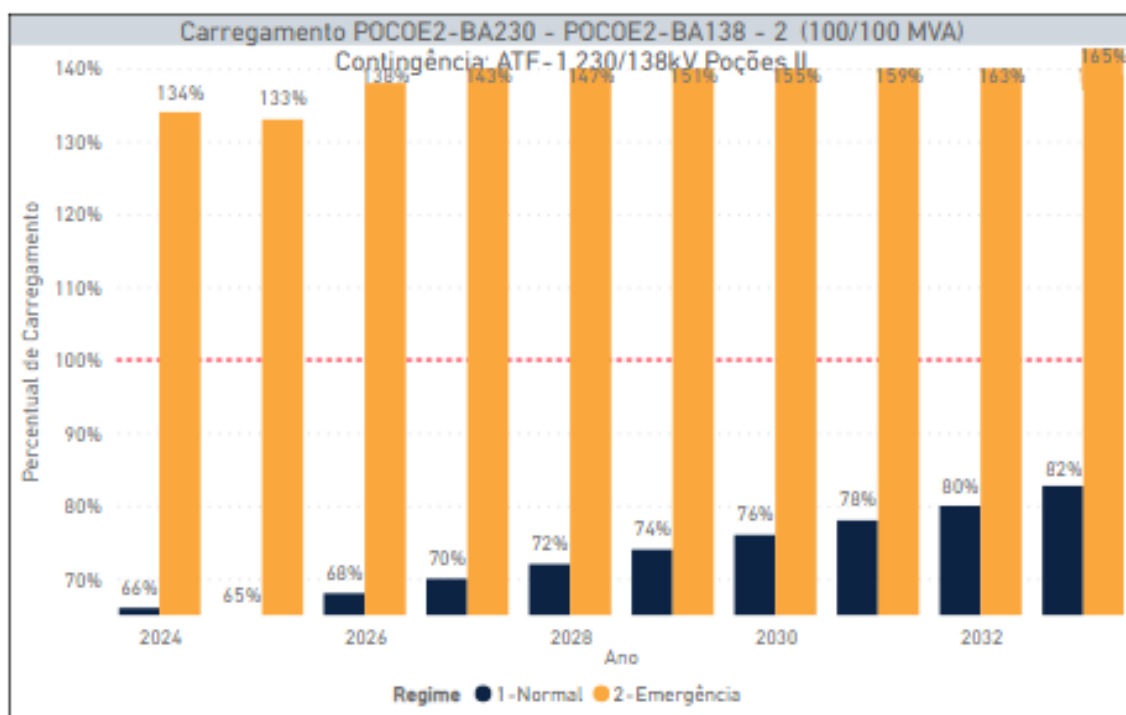


Figura 6-13 –Carga Pesada – Contingência do ATF 230/138 kV de Poções II

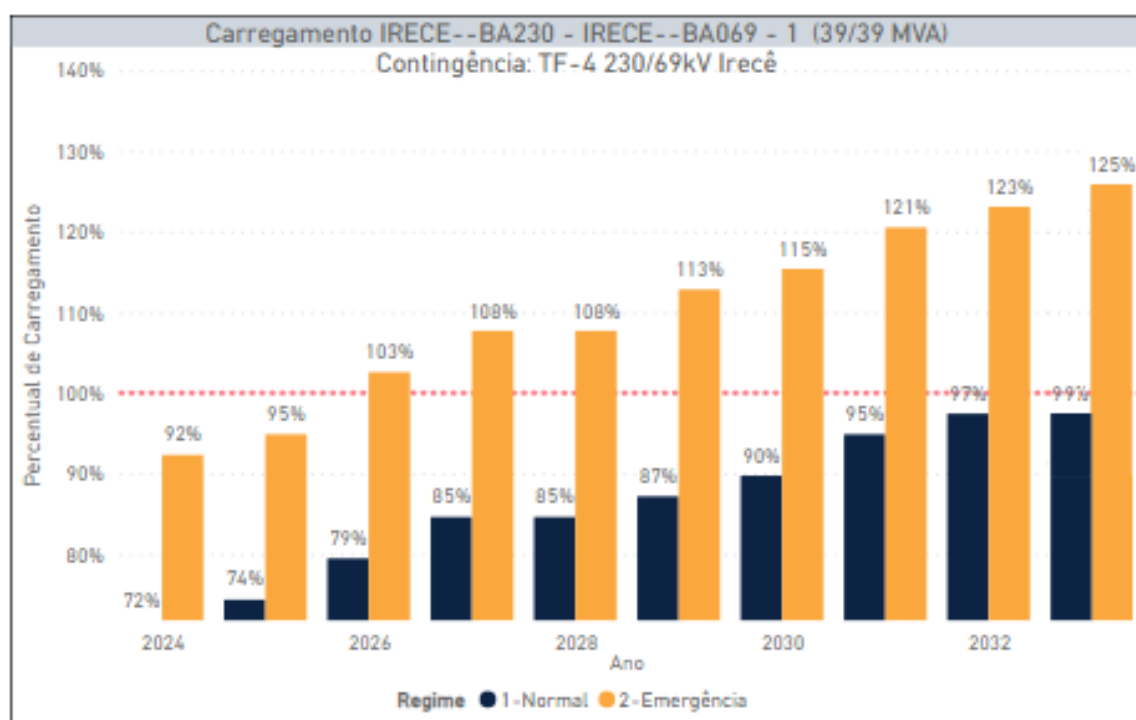


Figura 6-14 – Carga Pesada – Contingência do TF 230/69 kV de Irecê

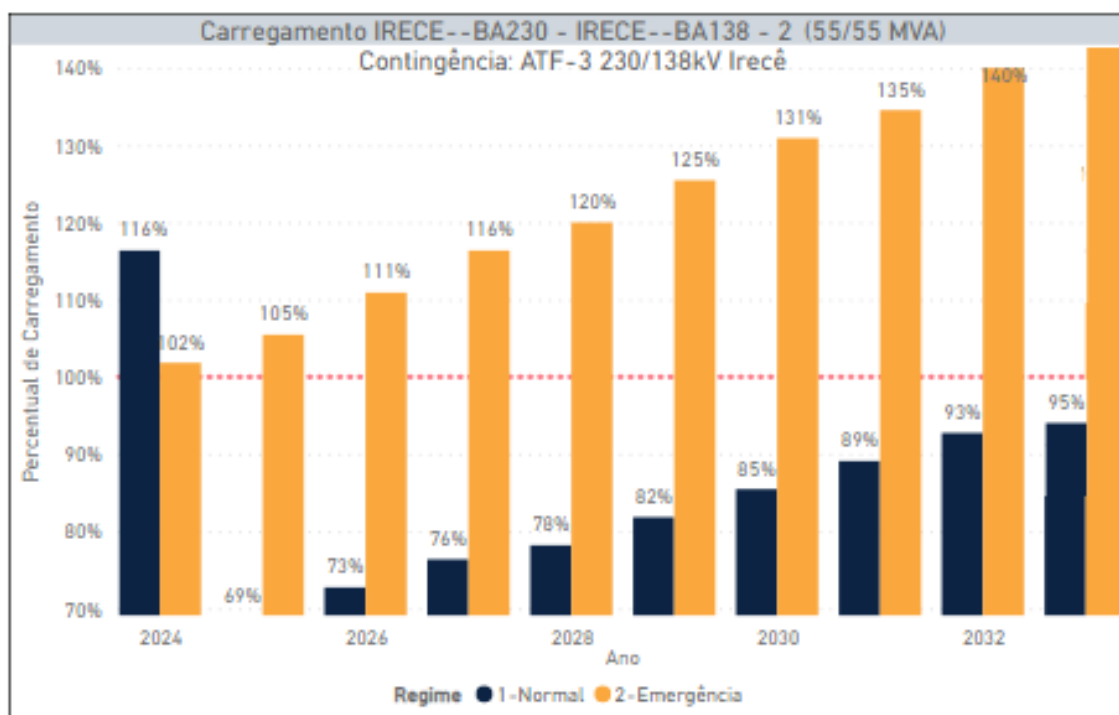


Figura 6-15 – Carga Pesada – Contingência do ATF 230/138 kV de Irecê

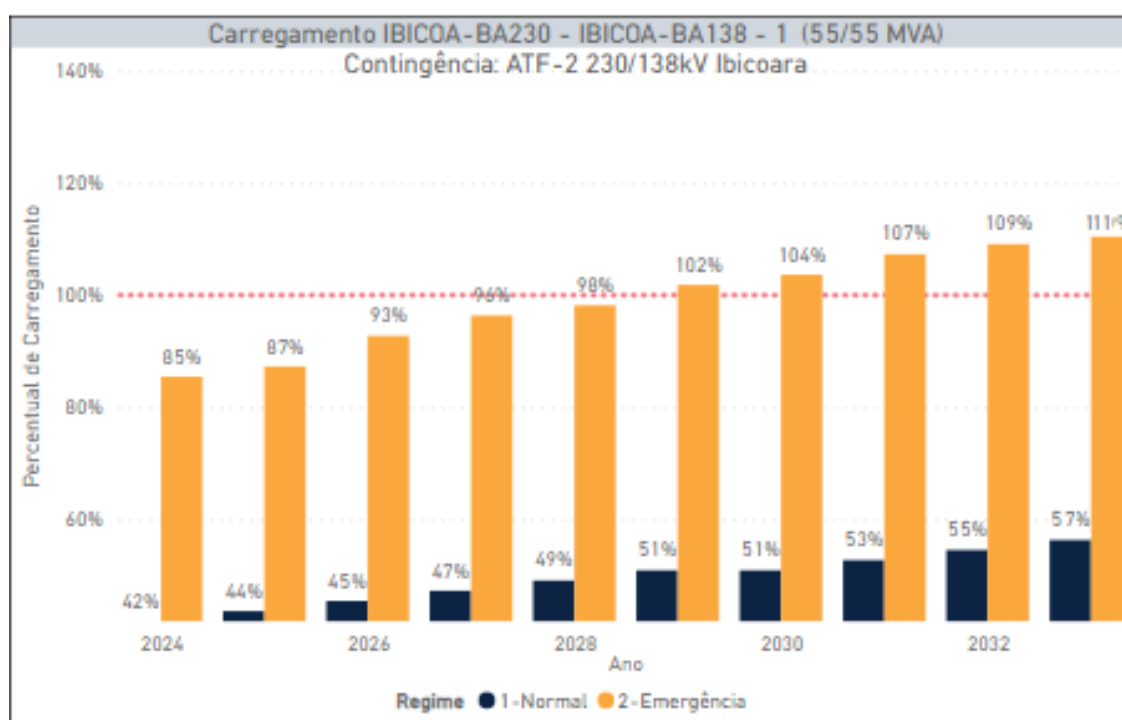


Figura 6-16 – Carga Pesada – Contingência do ATF 230/138 kV de Ibicoara

6.2.2 Violações de Tensão

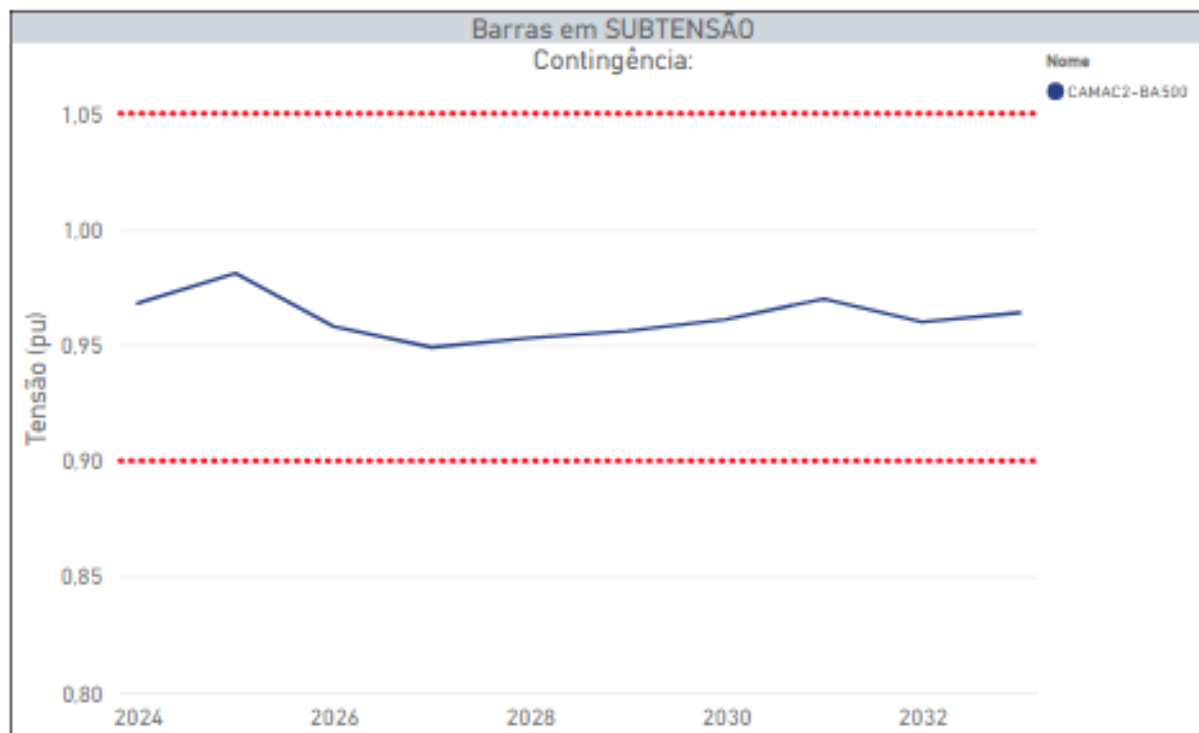


Figura 6-17 – Cenário 1 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV C1

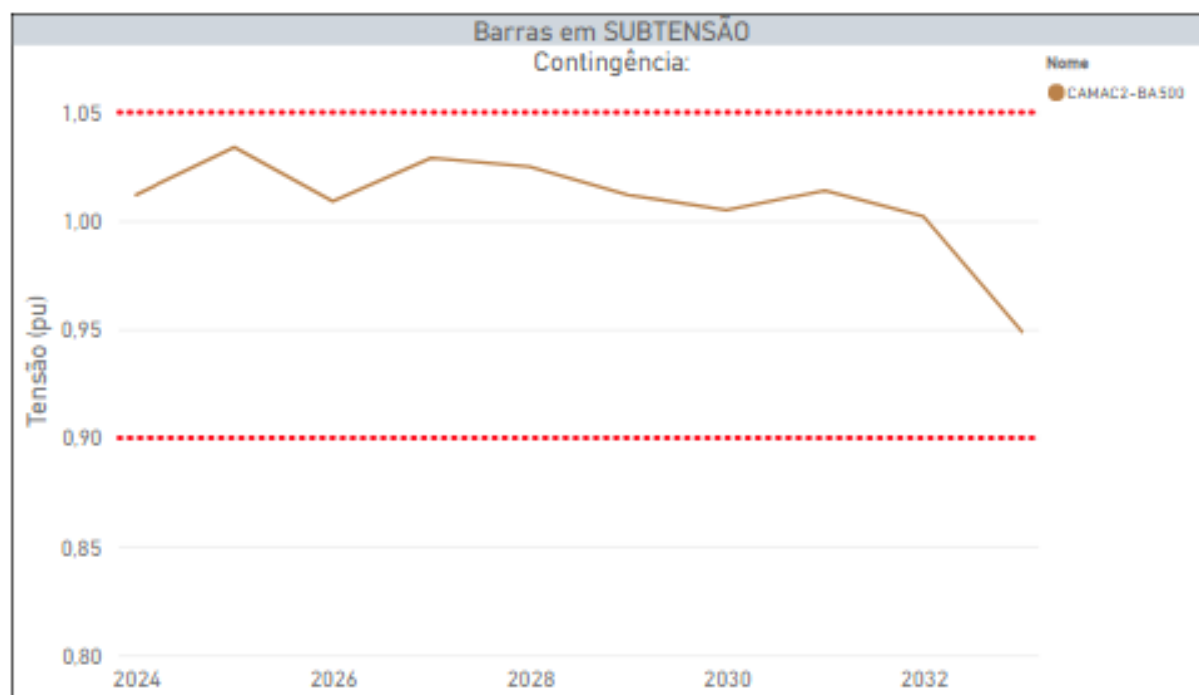


Figura 6-18 – Cenário 3 – Carga Média – Regime Normal de Operação

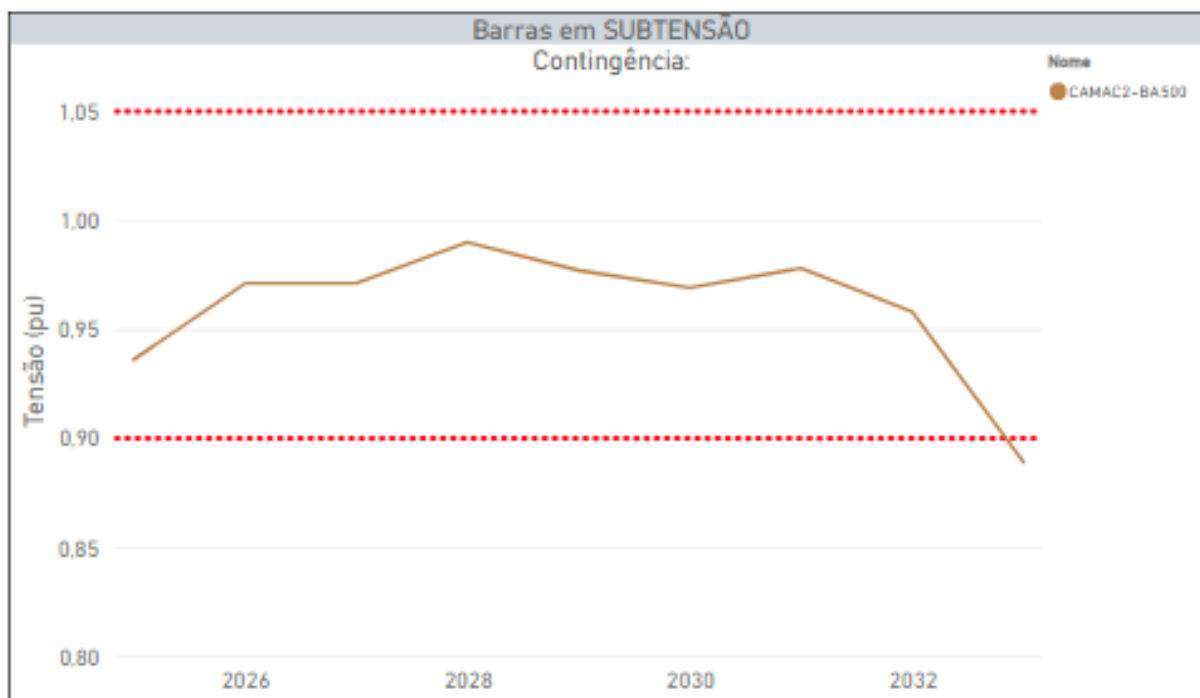


Figura 6-19 – Cenário 3 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari IV C1

6.3 Estado do Ceará

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Nordeste, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 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:

- Para o adequado escoamento do potencial eólico das usinas do litoral norte do estado, recomendou-se a implantação das SE 500/230 kV Acaraú III e Tianguá II. Essas subestações se interligarão ao SIN através da LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III C1, LT 500 kV Parnaíba III – Tianguá II C1, LT 500 kV Tianguá II – Acaraú III C1, LT 500 kV Acaraú III – Pecém II C1 e seccionamento das LT 500 kV Teresina II – Sobral III C1 e C2 na SE Tianguá II. Esse conjunto de obras foi licitado em 2017.
- Para escoar a energia eólica gerada no estado do Rio Grande do Norte e litoral leste do Ceará, foi recomendada a nova SE 500/230 kV Jaguaruana II, que se interligará ao SIN através das LT 500 kV Açú III – Jaguaruana II (C1), Jaguaruana II – Pacatuba (C1) e das LT 230 kV Jaguaruana II – Mossoró IV (C1 e C2) e Jaguaruana II – Russas II (C1). Esse sistema foi licitado em 2018 e elevará significativamente as margens para conexão de novos empreendimentos de geração eólica e fotovoltaica nessa região.
- Na Região Metropolitana de Fortaleza foi relicitada em 2018 subestação 230/69 kV Maracanaú II, no seccionamento da LT 230 kV Fortaleza II – Cauípe (C2), que auxiliará no atendimento às cargas da capital cearense. Devido ao atraso na entrada em operação dessa obra, estudos recomendaram a implantação do 5º TR 230/69 kV da SE Fortaleza e 5º TR 230/69 kV da SE Pici II. Para essa mesma região, também foi licitada em 2018 a nova subestação 500/230/69 kV Pacatuba.
- Estudos de planejamento mais recentes recomendaram a implantação da nova subestação 230/69 kV Dias Macedo II, localizada na região metropolitana de Fortaleza, visando atender ao crescimento da carga local. Essa nova subestação será alimentada a partir da SE Fortaleza II por duas linhas de transmissão subterrâneas.
- Recomendou-se a implantação da nova SE 230/69 kV Crato II, suprida através do seccionamento da LT 230 kV Milagres – Tauá II (C1), para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Milagres.

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Ceará indicaram sobrecarga no eixo 500 kV Pecém II – Pacatuba – Fortaleza II durante contingências no cenário 3 e tensões elevadas em diversas subestações de 500 kV em regime normal de operação, no cenário 4, patamar de carga mínima.

Recomenda-se a realização de estudos de planejamento para indicação de reforços de transmissão no eixo 500 kV Pecém II – Pacatuba – Fortaleza II e novos equipamentos para controle de tensão do sistema em 500 kV.

Com relação às transformações de fronteira, verificou-se sobrecarga a partir de 2031 nas subestações Delmiro Gouveia 230/69 kV e Sobral II 230/69 kV. Recomenda-se que futuramente sejam feitas avaliações para a indicação de novos transformadores e/ou transferência de carga para outras subestações.

6.3.1 Violações de Carregamento

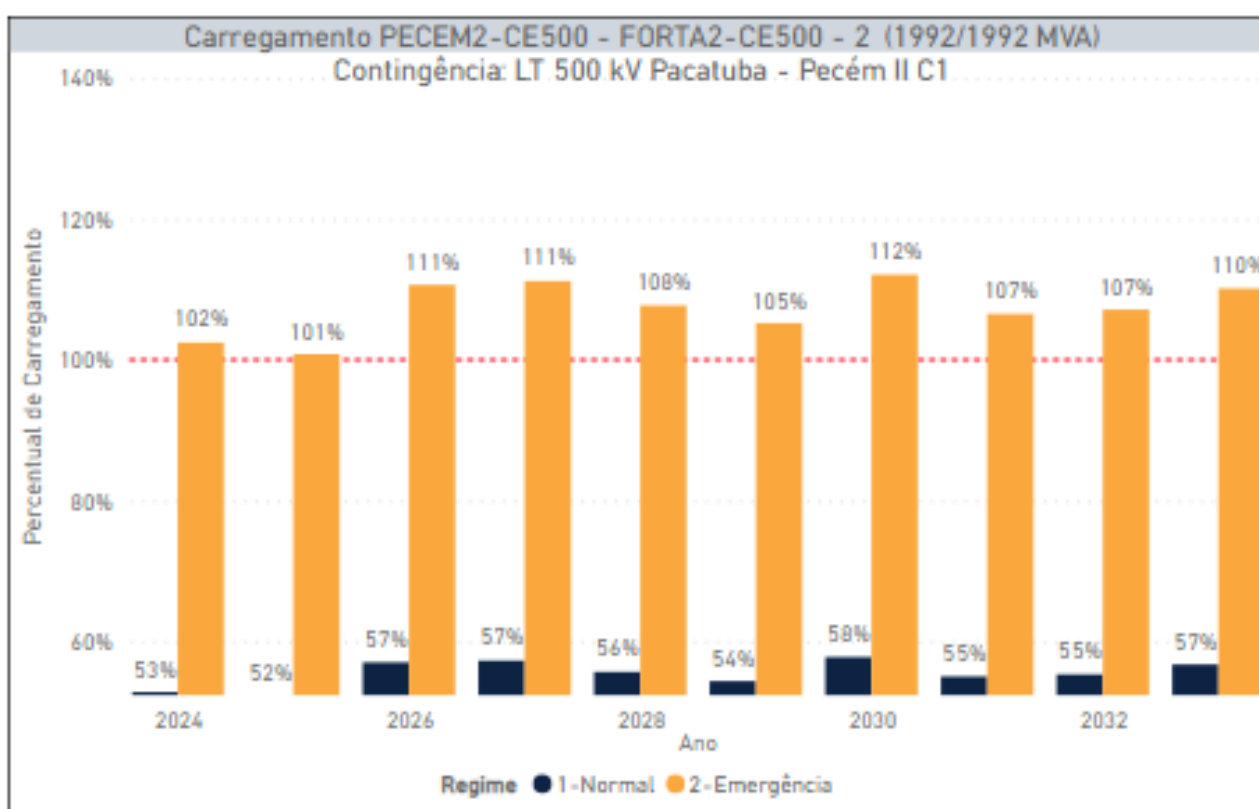


Figura 6-20 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Pacatuba - Pecém II C1

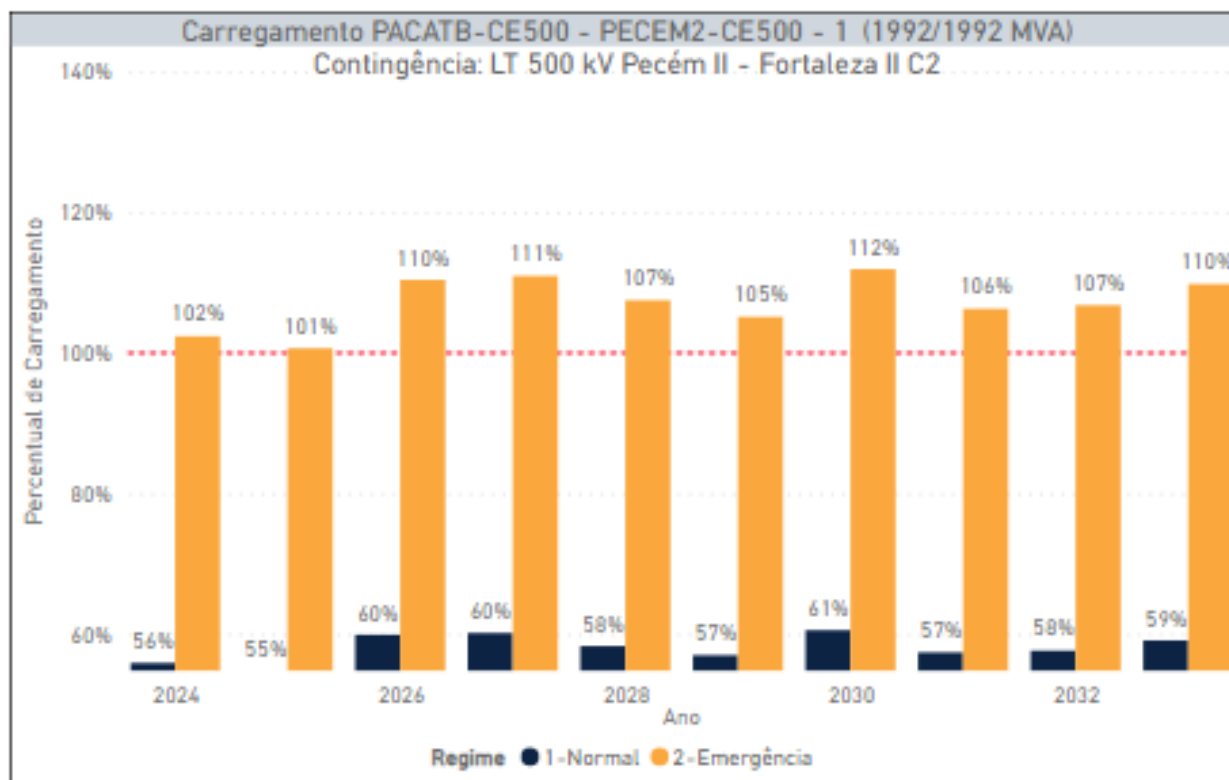


Figura 6-21 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Fortaleza II - Pecém II C2

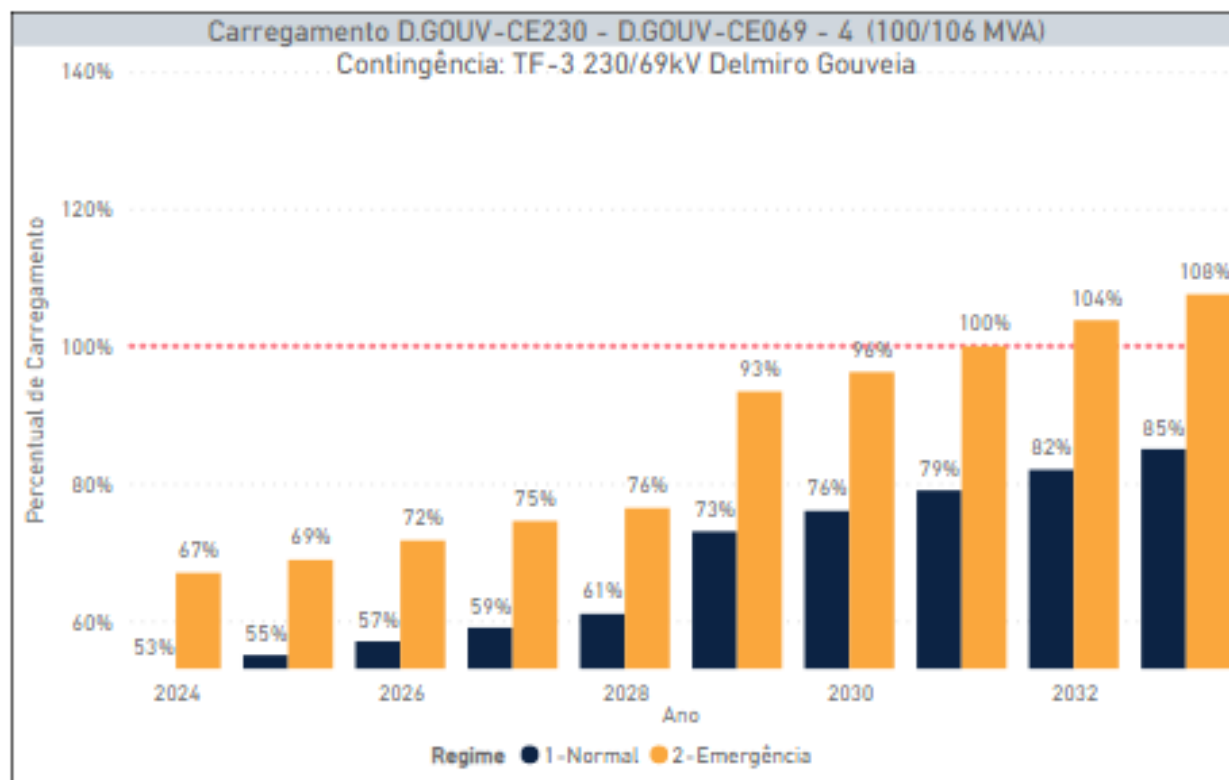


Figura 6-22 – Carga Média – Contingência do TF 230/69 kV de Delmiro Gouveia

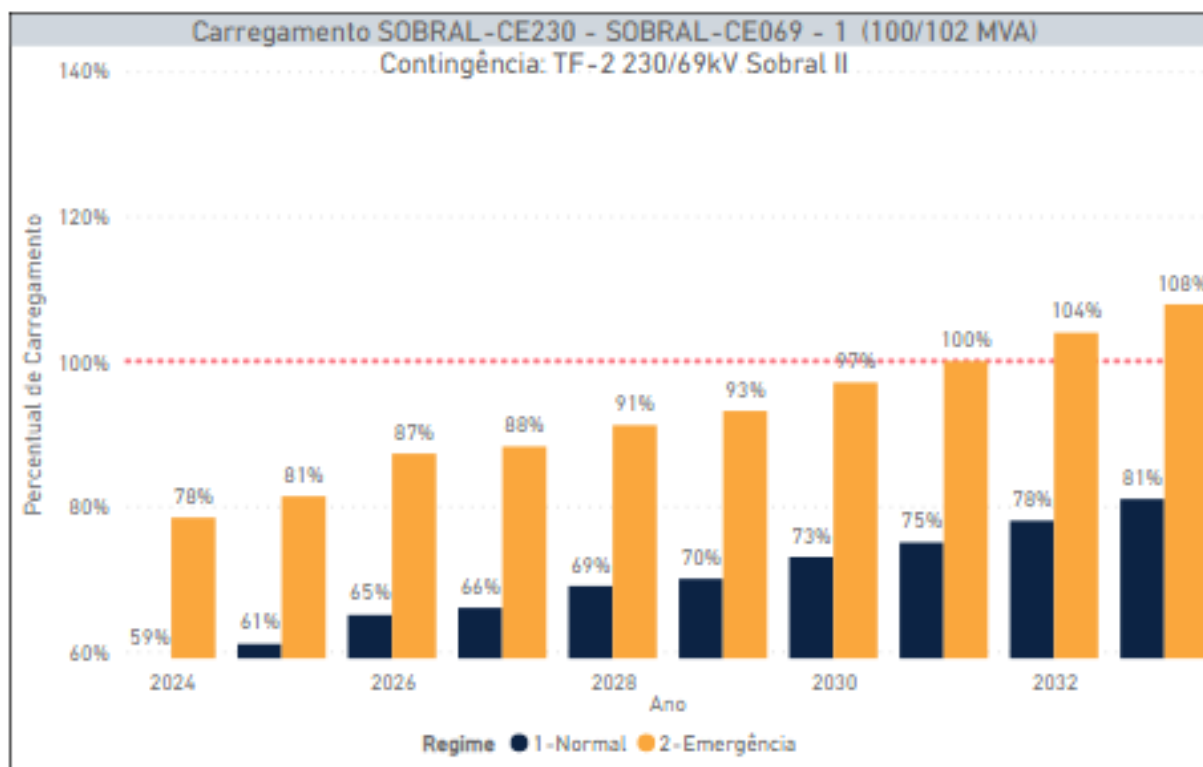


Figura 6-23 – Carga Média – Contingência do TF 230/69 kV de Sobral II

6.3.2 Violações de Tensão

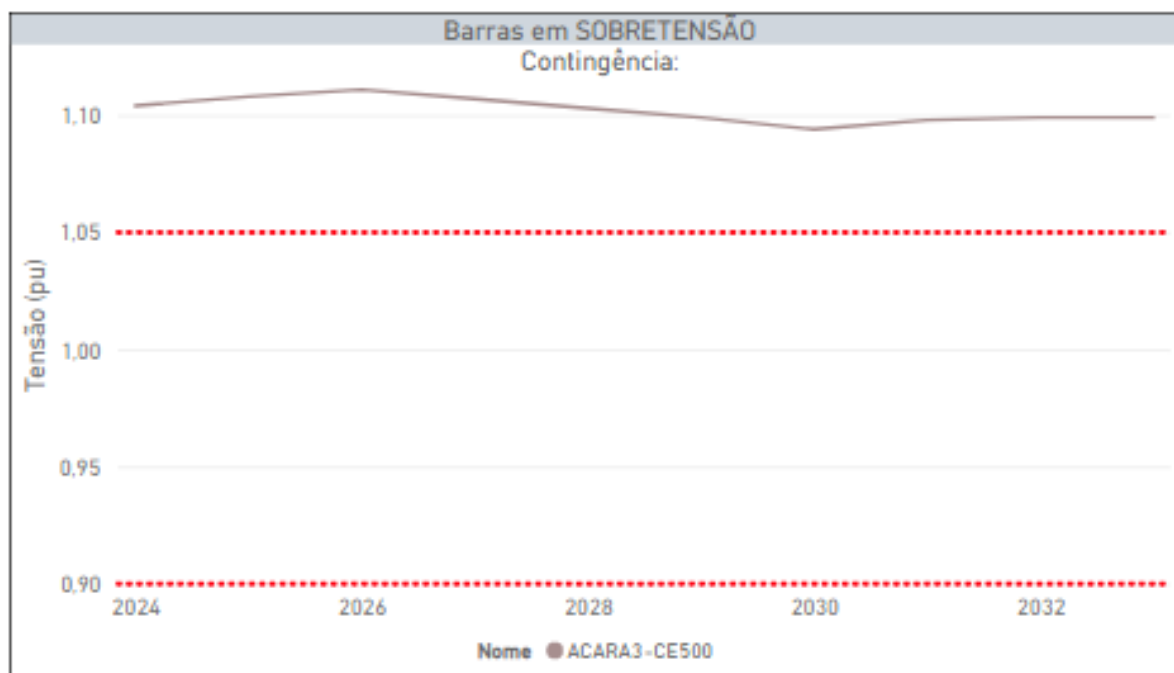


Figura 6-24 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação

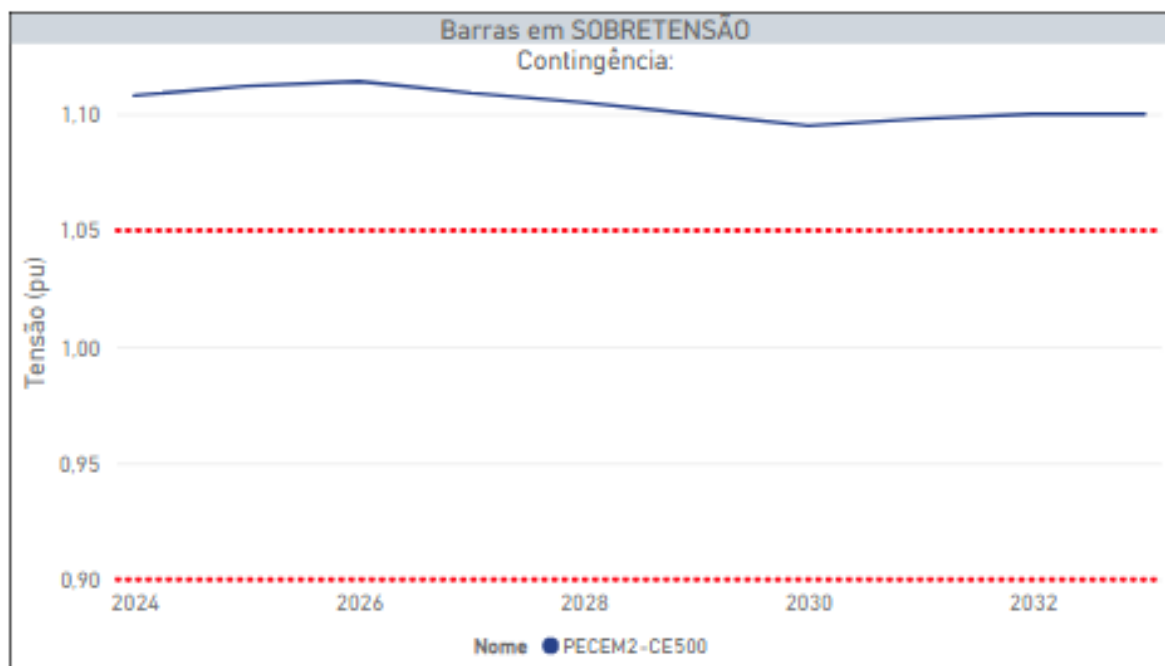


Figura 6-25 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação

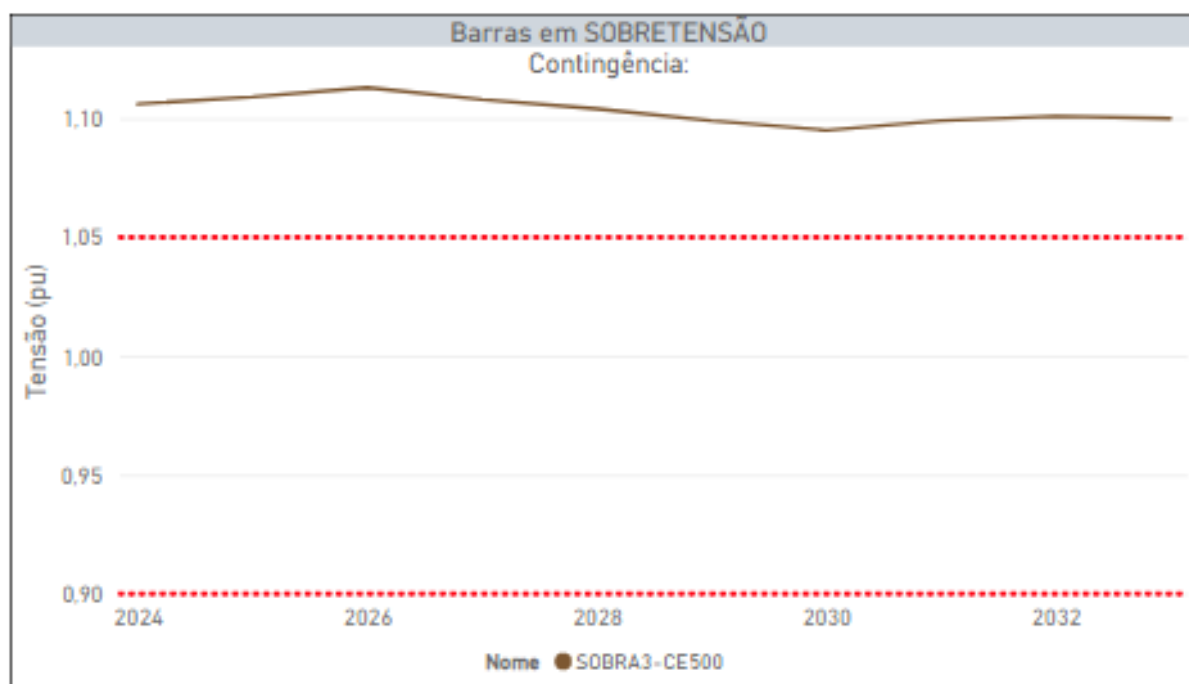


Figura 6-26 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação

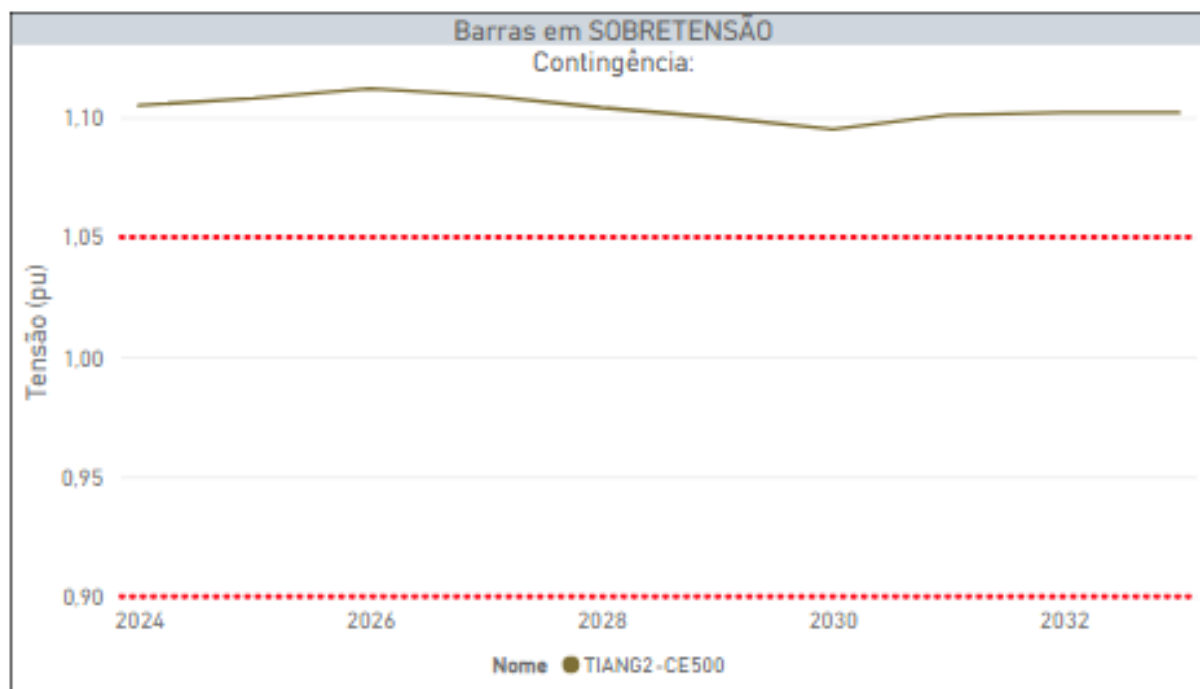


Figura 6-27 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação

6.4 Estado do Paraíba

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Nordeste, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 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:

- A solução recomendada para integração dos empreendimentos de geração eólica localizados no estado do Rio Grande do Norte contempla a implantação das linhas de transmissão Campina Grande III – Ceará Mirim II (C2), já licitada, e Campina Grande III – Pau Ferro (C1), licitada em abril de 2017.
- Para possibilitar o pleno escoamento das usinas já contratadas na região do Seridó e aumento das margens para conexão de novos empreendimentos de geração, foi recomendada a implantação da nova SE 500 kV Santa Luzia II, que se conectará ao SIN através das LT 500 kV Santa Luzia II – Campina Grande III (C1) e Santa Luzia II – Milagres II (C1). Essas obras foram licitadas em 2017.
- Para o atendimento a Região Metropolitana de João Pessoa, recomendou-se a implantação da nova SE 500/230/69 kV João Pessoa II, que se conectará ao SIN através da LT 500 kV Campina Grande III – João Pessoa II e dos seccionamentos das LT 230 kV Goianinha – Mussurú, Goianinha – Santa Rita II e Santa Rita II – Mussurú II, licitadas em 2018.

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado da Paraíba indicaram sobrecarga no único ATF 500/230 kV da SE João Pessoa II a partir de 2025 na contingência da LT 500 kV Campina Grande III – Pau Ferro C1 e sobrecarga na LT 230 kV João Pessoa II – Mussurú II a partir de 2030, na contingência do circuito paralelo.

Também são verificados problemas de subtensão nas SE 500 kV Campina Grande III, João Pessoa II e Santa Luzia II, a partir de 2027, durante contingências no eixo 500 kV Ceará Mirim II – Campina Grande III – Pau Ferro II.

Com relação às transformações de fronteira, verificou-se sobrecarga a partir de 2024 na SE Coremas e a partir de 2029 na SE Mussurú II 230/69 kV.

Para solução dos problemas verificados, recomenda-se:

- Realização de estudo de atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa;
- Realização de estudo de escoamento na Área Leste da Região Nordeste, a fim de solucionar os problemas de subtensão verificados no sistema de 500 kV durante

contingências e aumento das margens para conexão de novos empreendimentos de geração;

- Avaliação da possibilidade de implantação de um novo TR 230/69 kV na SE Coremas.

6.4.1 Violações de Carregamento

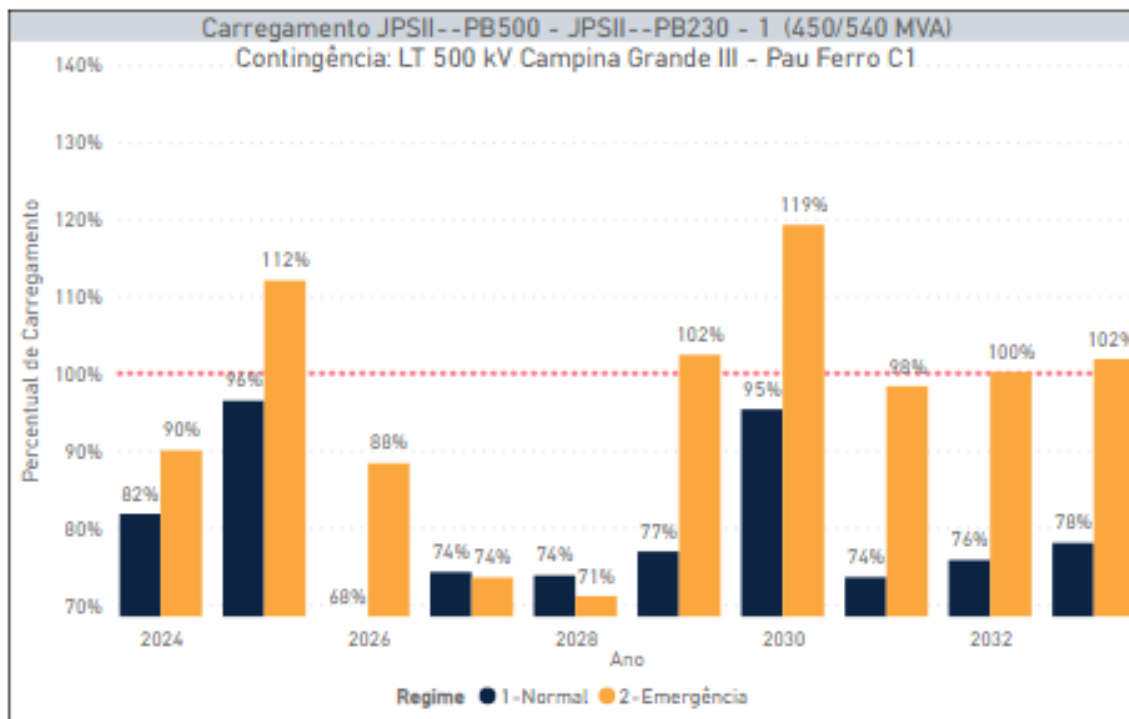


Figura 6-28 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV C. Grande III – Pau Ferro C1

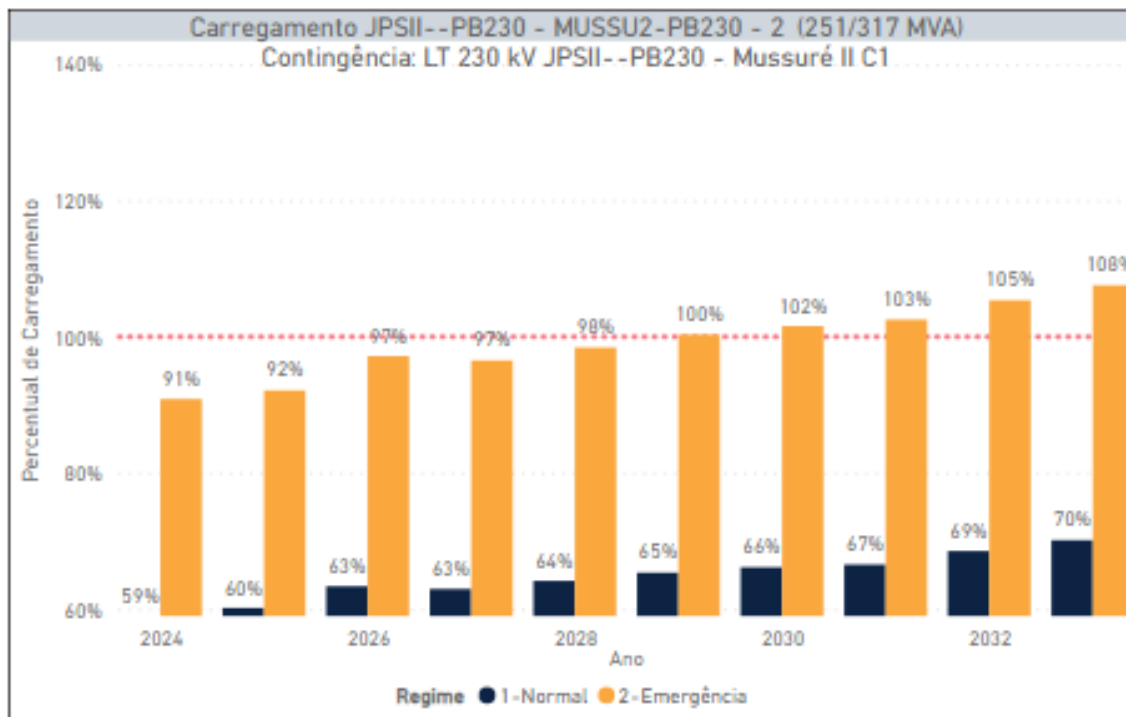


Figura 6-29 – Cenário 3 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV J. Pessoa II – Mussuré II C1

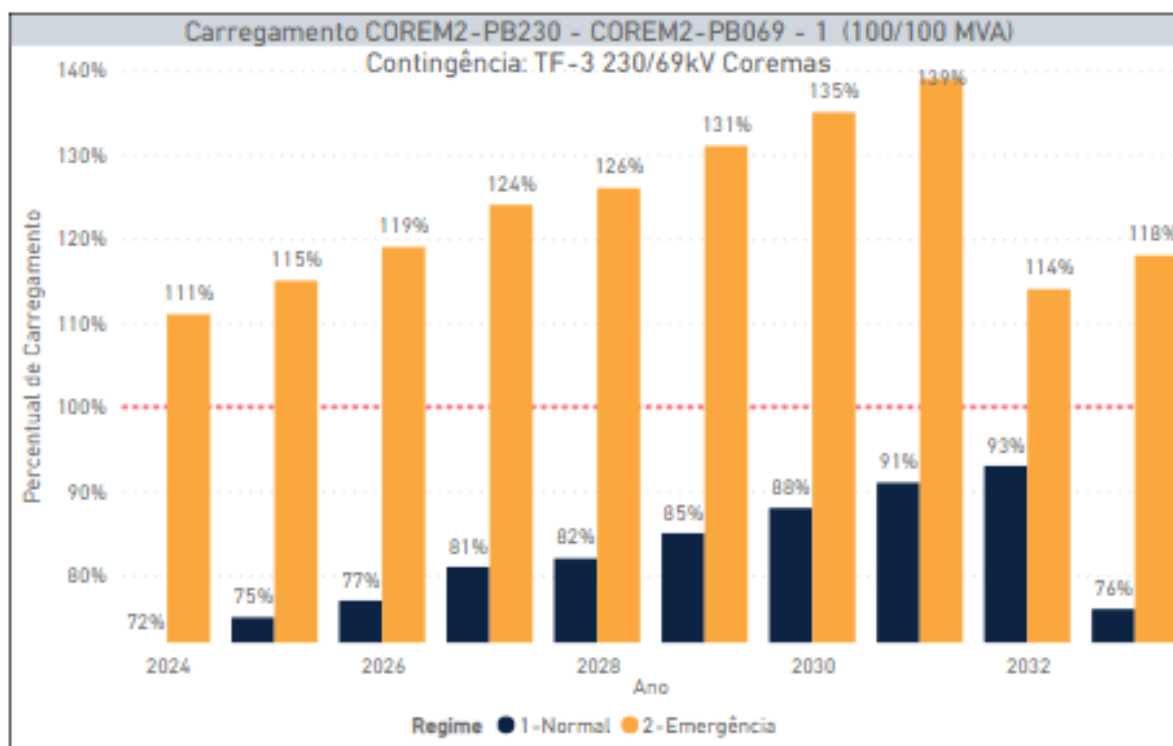


Figura 6-30 – Carga Média – Contingência do ATF 230/69 kV da SE Coremas

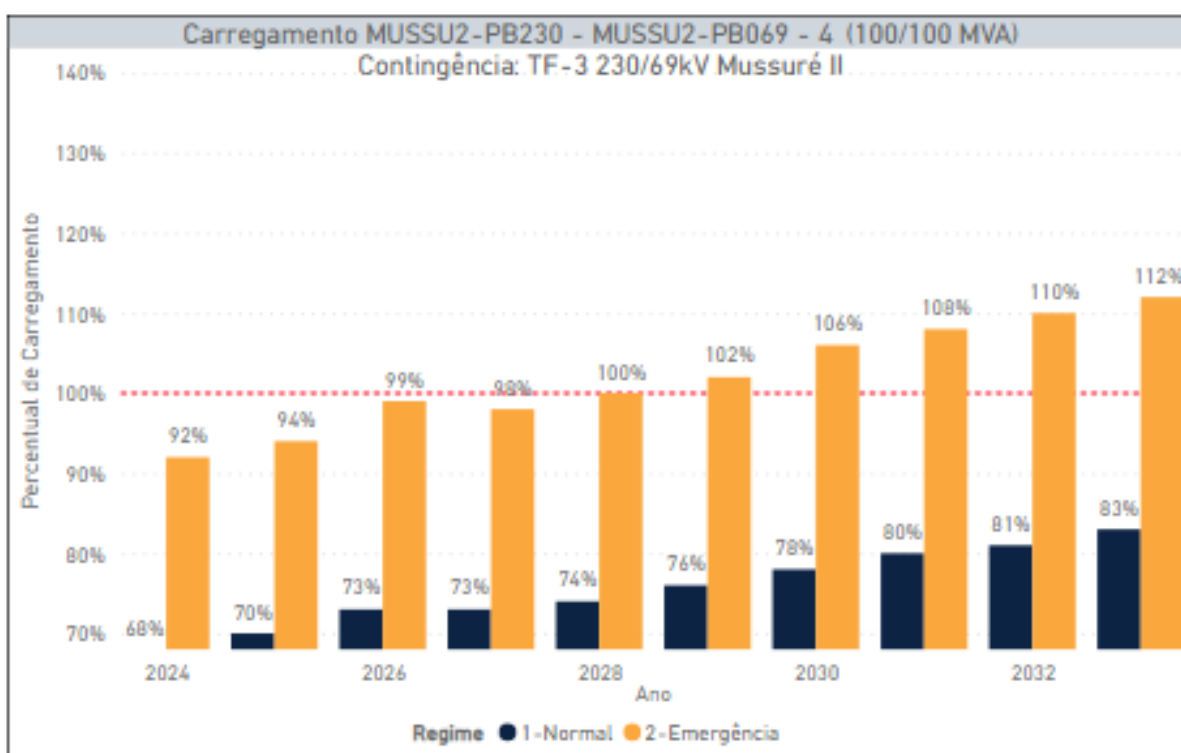


Figura 6-31 – Carga Média – Contingência do ATF 230/69 kV da SE Mussuré

6.4.2 Violações de Tensão

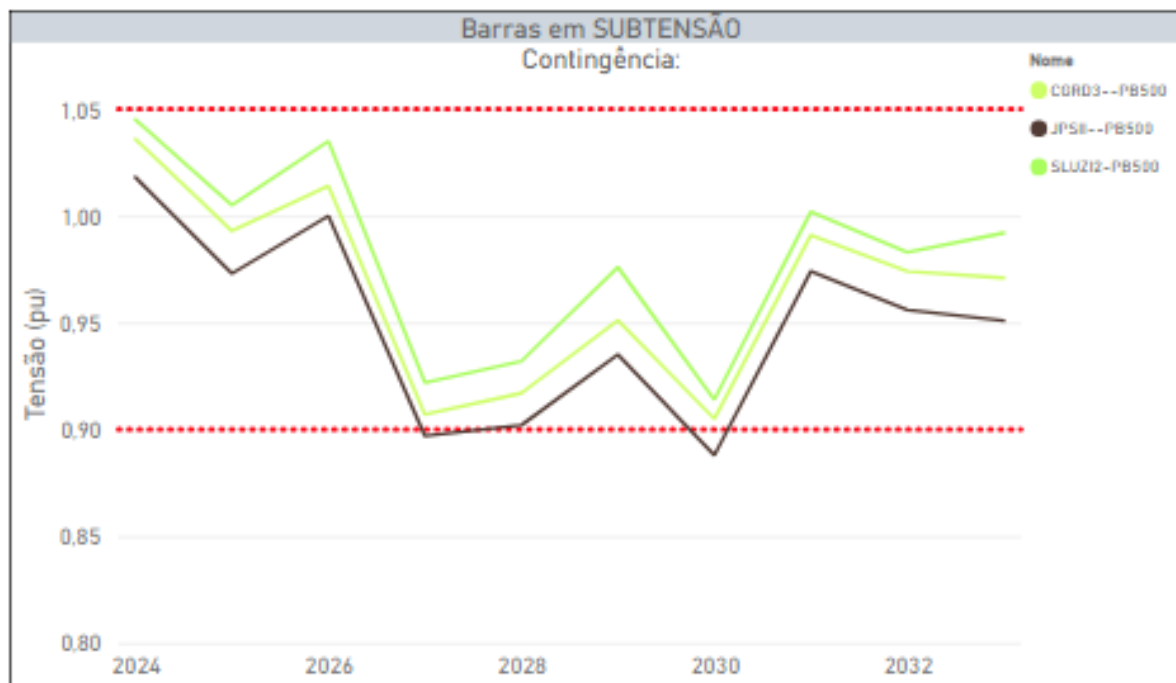


Figura 6-32 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV C. Grande III – C. Mirim II C1

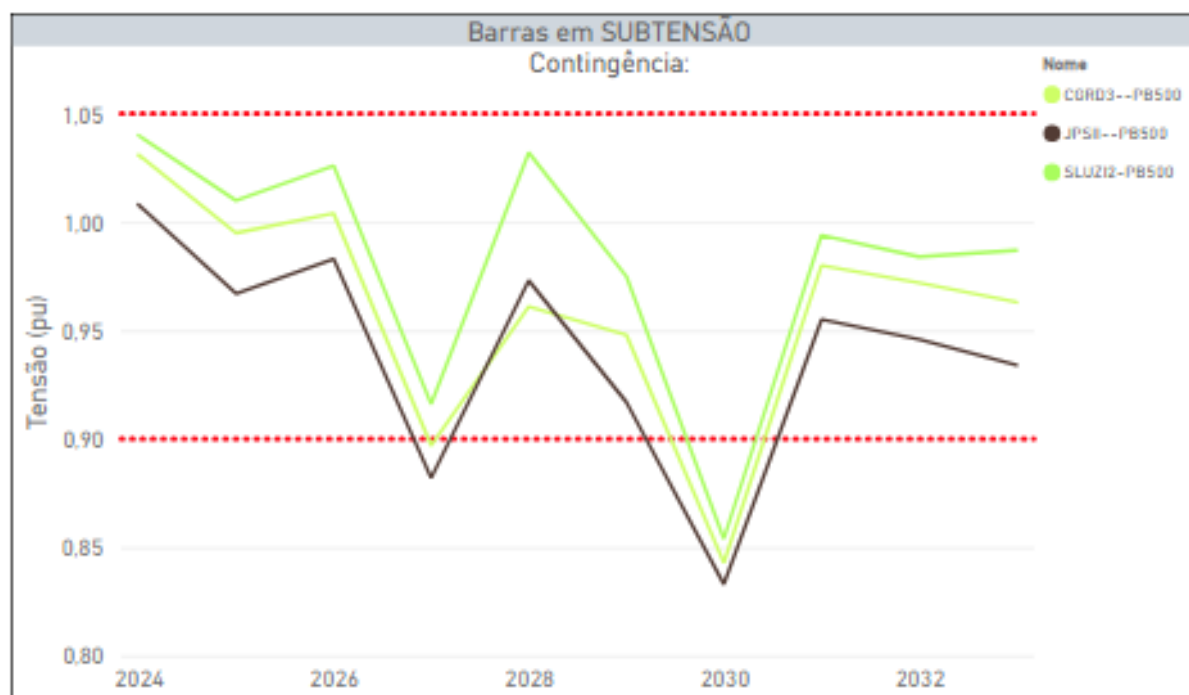


Figura 6-33 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV C. Grande III – Pau Ferro II C1

6.5 Estado de Pernambuco

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Nordeste, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 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:

- Para reforçar o atendimento ao Agreste de Pernambuco, foi recomendada uma nova subestação 230/69 kV no município de Arcoverde, a implantação de transformadores 230/69 kV na SE Garanhuns II e as linhas de transmissão 230 kV Garanhuns II – Arcoverde II (C1) e Caetés II – Arcoverde II (C1). Essas obras foram licitadas em 2017 e entraram em operação no primeiro semestre de 2019.
- Na região do Sertão do Araripe, foram licitados em 2018 dois transformadores 230/138 kV na subestação Chapada I (PI), que alimentará parte das cargas da Celpe, supridas hoje pela subestação Bom Nome.
- Para atendimento às cargas da região de Carpina e Limoeiro, foi licitada em 2017 a nova subestação 230/69 kV Lagoa do Carro, que se interligará ao SIN através do seccionamento da LT 230 kV Pau Ferro – Coteminas (C1).
- Para elevar as margens de escoamento de geração na região do Porto de Suape, levando-se em consideração a não implantação da LT 500 kV Suape II – Recife II (C2) pela CHESF, foi realizado estudo de planejamento que recomendou o seccionamento da LT 500 kV Angelim II – Recife II (C2) na SE Suape II.
- Para avaliar o atendimento a Recife, foram iniciados o “Estudo de Expansão da SE Bongi” e o “Estudo de Suprimento a Região Metropolitana de Recife”, ambos com previsão de término no segundo semestre de 2019.

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado de Pernambuco indicaram sobrecarga na LT 230 kV Tacaratu – Paulo Afonso III C1, a partir de 2026, na contingência da LT 500 kV Luiz Gonzaga – Surubim C1. Também são verificadas tensões próximas do limite operativo no sistema 500 kV durante contingências.

Com relação às transformações de fronteira, verificou-se sobrecarga apenas na SE Mirueira, a partir de 2024.

Para solução dos problemas verificados, recomenda-se:

- Realização de estudo de escoamento de geração com foco no sertão de Pernambuco, para resolver os problemas de sobrecarga verificados no eixo 230 kV Paulo Afonso – Floresta II – Bom Nome – Milagres, na contingência da LT 500 kV L. Gonzaga – Surubim C1;

- Realização de estudo de escoamento na Área Leste da Região Nordeste
- Avaliação da possibilidade de transferência de carga da subestação Mirueira para a SE Pau Ferro.

6.5.1 Violações de Carregamento

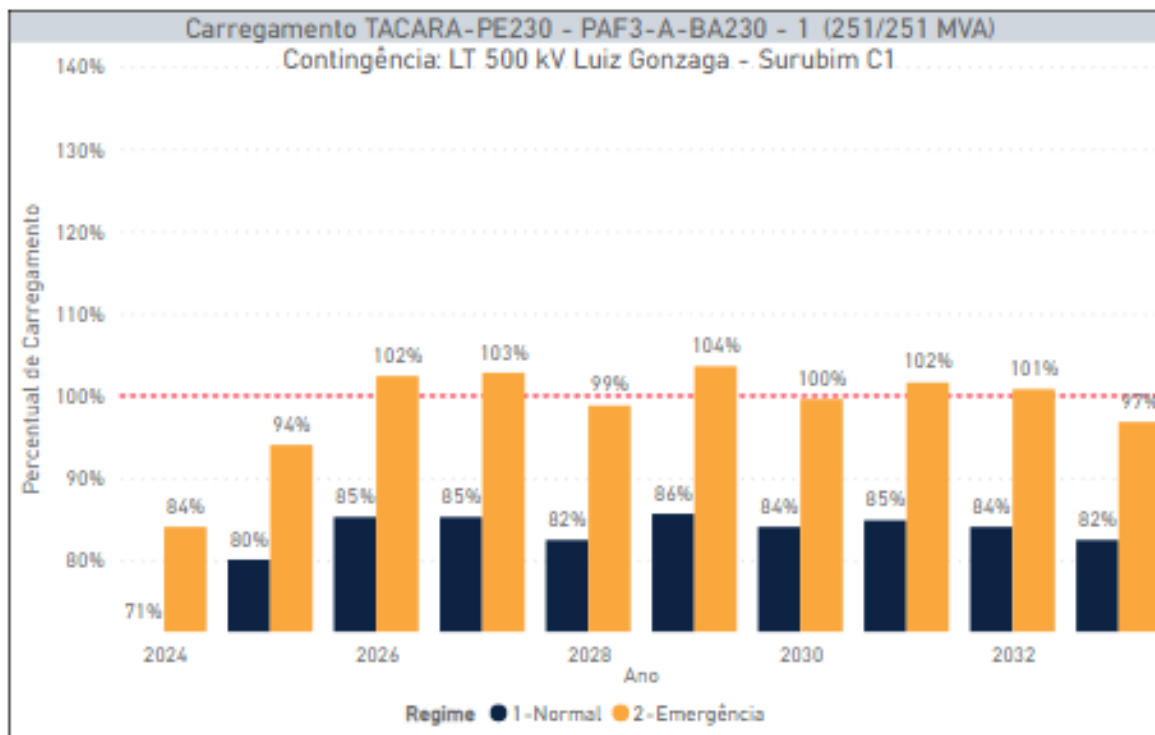


Figura 6-34 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV L. Gonzaga – Surubim C1

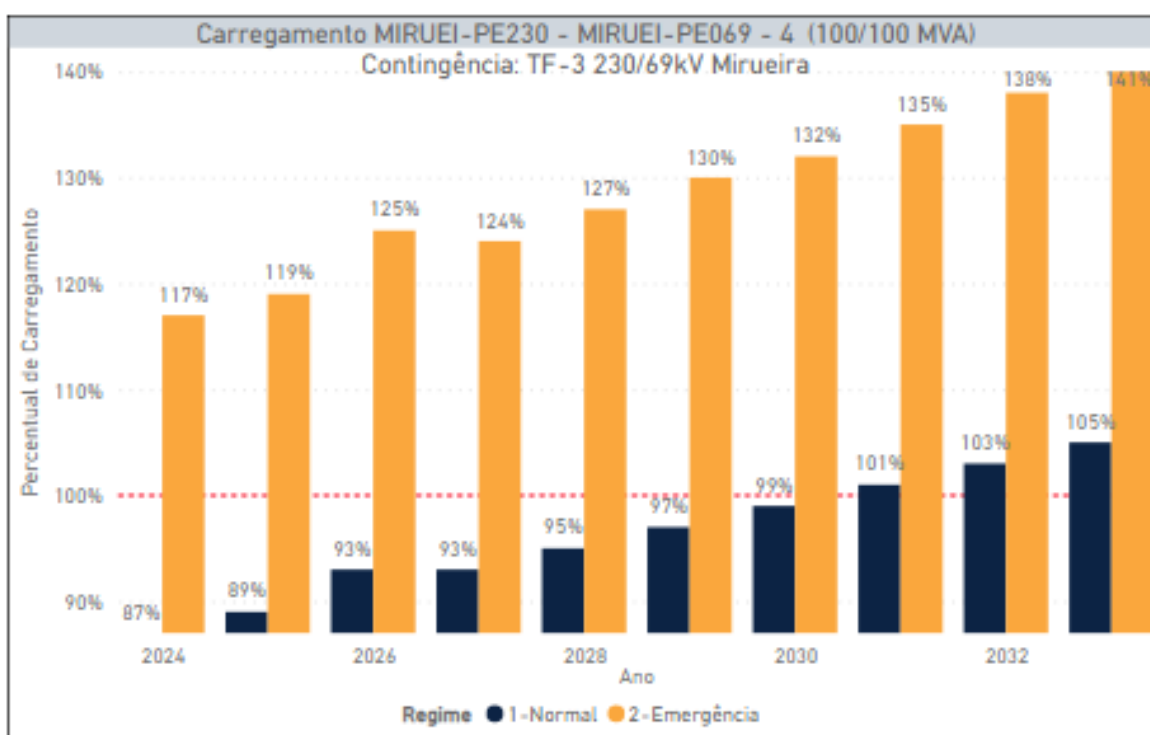


Figura 6-35 – Carga Média – Contingência do TF 230/69 kV da SE Mirueira

6.5.2 Violações de Tensão

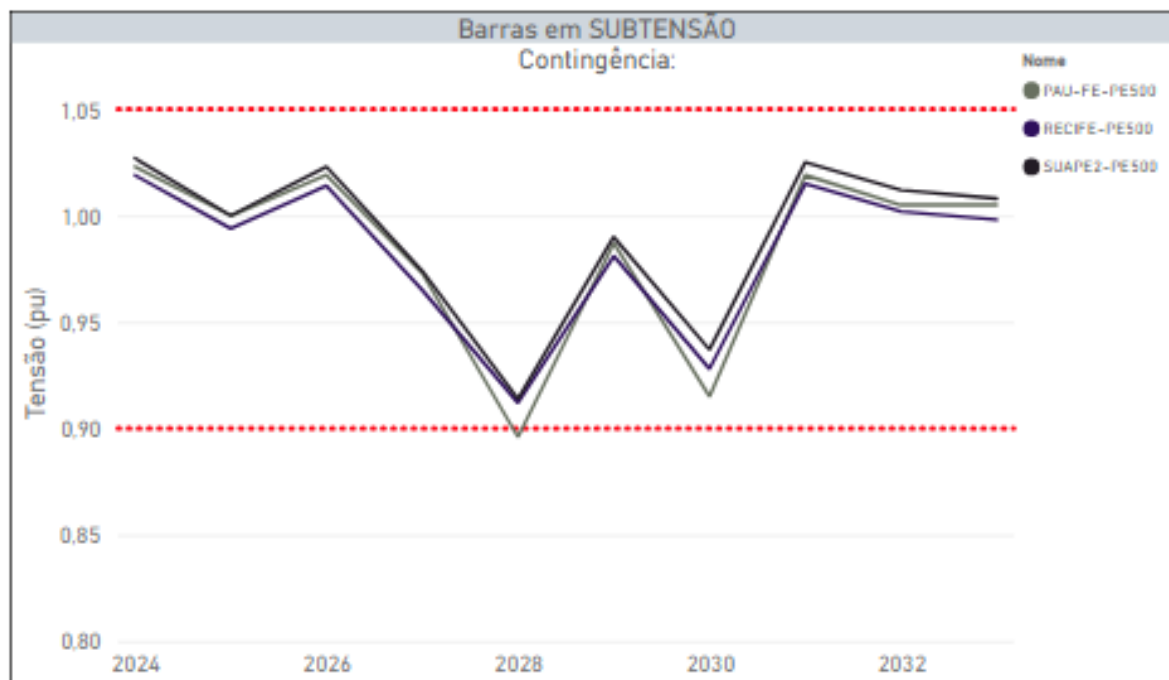


Figura 6-36 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV C. Grande III – Pau Ferro C1

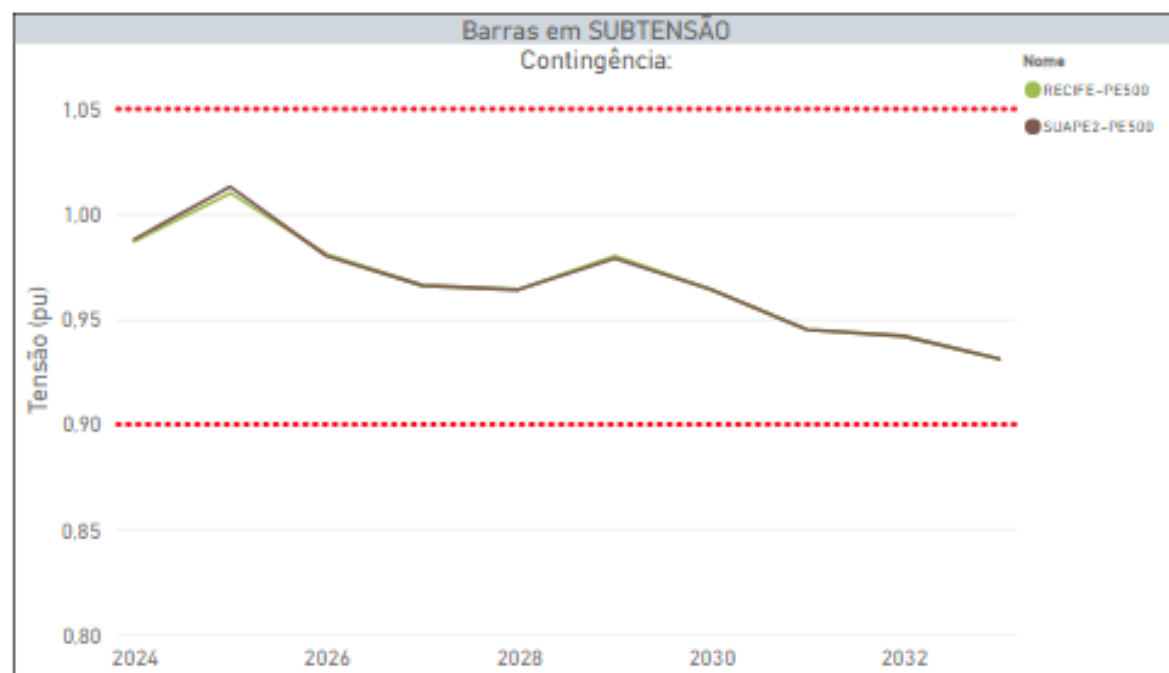


Figura 6-37 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Xingó – Messias C1

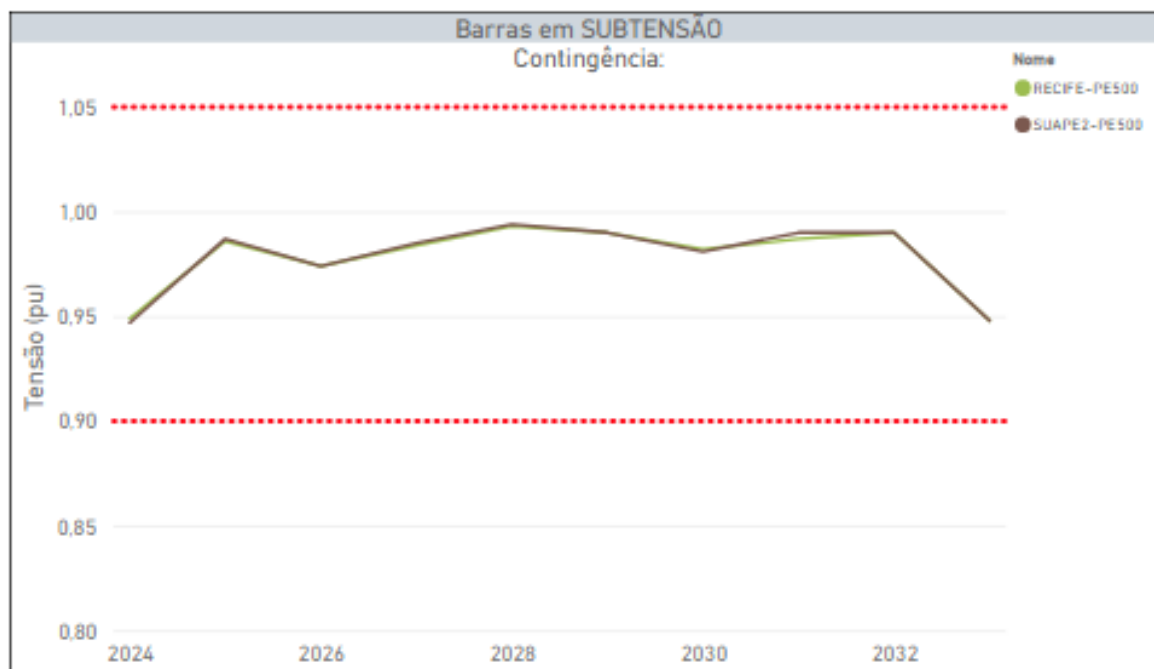


Figura 6-38 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Angelim II – Suape II C1

6.6 Estado do Piauí

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Nordeste, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 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:

- Na região do Sertão do Araripe, foram licitados dois transformadores 230/138 kV na subestação Chapada I (PI), que alimentará parte das cargas da EDPI, hoje supridas pela SE Picos.
- Os estudos prospectivos considerando o potencial eólico da Área Leste da região Nordeste recomendaram a implantação de uma nova subestação 500/230 kV no município de Queimada Nova. Essa nova subestação será alimentada através das LT 500 kV: Queimada Nova II – Buritirama (C1 e C2), Curral Novo do Piauí II – Queimada Nova II (C1) e Milagres II – Queimada Nova II (C1). Esse conjunto de obras, com exceção da LT Milagres II – Queimada Nova II, já foi licitado em 2016.
- Os estudos prospectivos para conexão e escoamento do potencial eólico do litoral dos estados do Maranhão, Piauí e Ceará indicaram a implantação da SE 500/230/138 kV Parnaíba III, que se interligará ao SIN através da LT 500 kV Parnaíba III – Bacabeira C1 e C2, LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III C1 e Parnaíba III – Tianguá II C1. Esse conjunto de obras foi licitado em 2016. Foi recomendada ainda, nesse mesmo estudo, a implantação da LT 230 kV Ibiapina II – Tianguá II C1 e C2, LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri C2 e LT 230 kV Piripiri – Teresina III C1, todos licitados em 2017.
- De forma a proporcionar um adequado atendimento aos consumidores da Microrregião do Médio Parnaíba, recomendou-se a implantação de dois transformadores 230/69 kV na SE Boa Esperança II e outros dois transformadores 230/69 kV na SE Teresina II, ambos licitados em 2017.

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado de Piauí indicaram sobrecarga durante contingências no ATF 500/230 kV da SE São João do Piauí a partir de 2025 e no eixo 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho a partir de 2026. Também é verificada tensão elevada na SE 500 kV Teresina II no cenário 4, patamar de carga mínima.

Para solução dos problemas verificados, recomenda-se:

- Realização de estudo específico para solucionar os problemas de sobrecarga verificados no eixo 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho e aumentar as margens para conexão e escoamento de novos empreendimentos de geração;

- Finalização do Estudo Para avaliação do Controle de Tensão nas Regiões Norte e Nordeste, a fim de solucionar os problemas de sobretensão verificados em subestações de 500 kV dos estados do Ceará e Piauí.

6.6.1 Violações de Carregamento

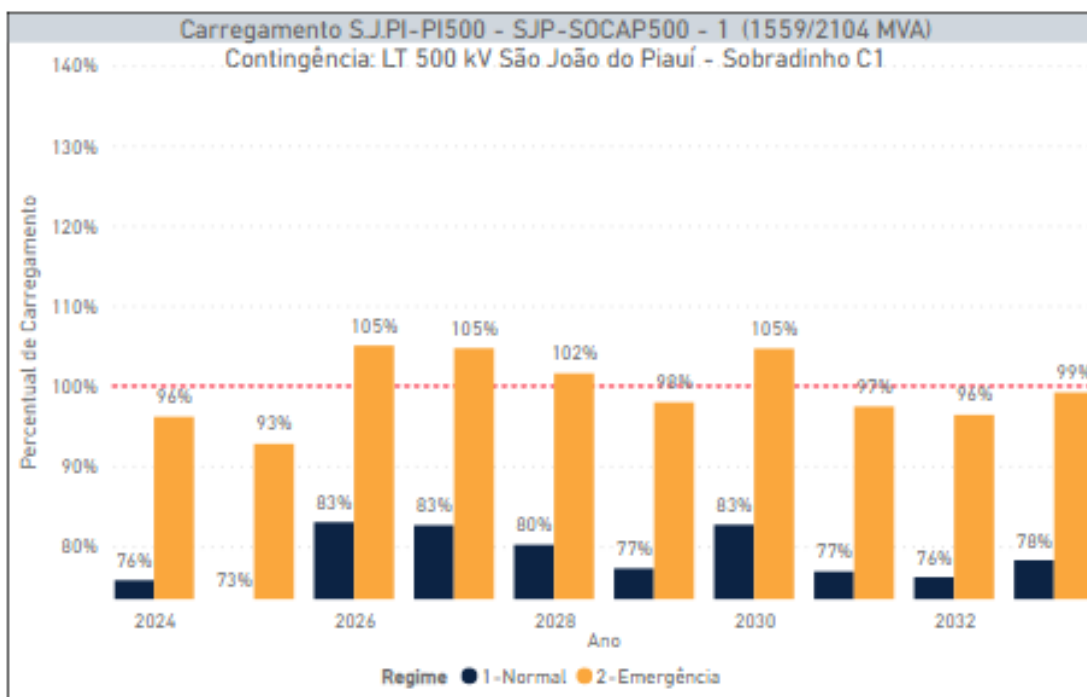


Figura 6-39 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV São João do Piauí – Sobradinho C1

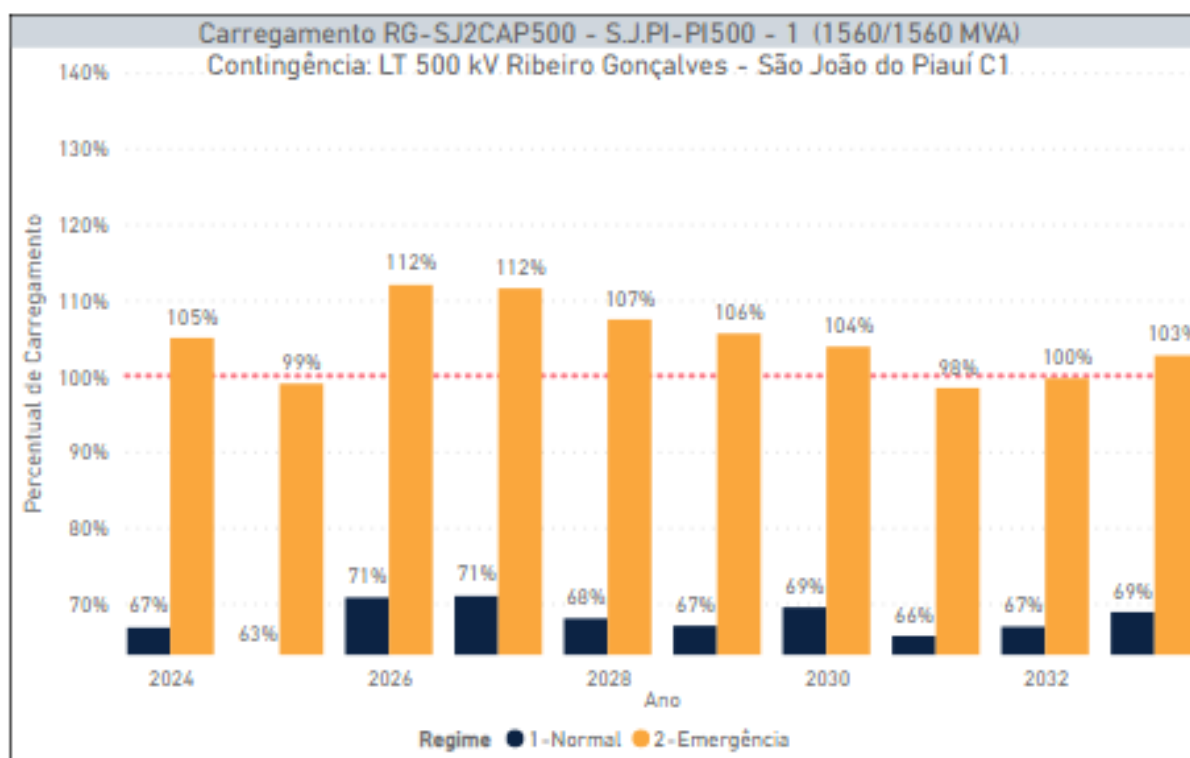


Figura 6-40 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – S. J. Piauí C1

6.6.2 Violações de Tensão

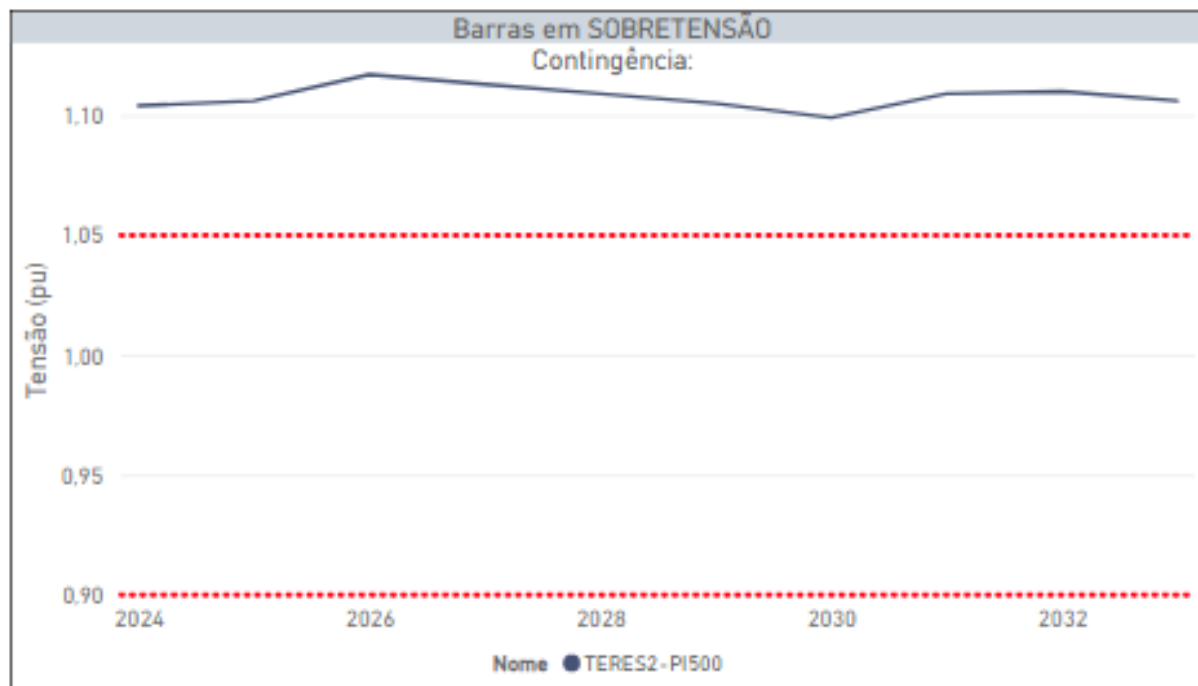


Figura 6-41 – Cenário 4 – Carga Mínima – Regime Normal de Operação

6.7 Estado do Rio Grande do Norte

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Nordeste, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 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:

- Para a conexão e escoamento do elevado montante de energia eólica na região nordeste do estado, foi recomendada a implantação de um robusto sistema em 500 kV composto pelas SE João Câmara III, Ceará Mirim II e Açú III, conectadas pelas linhas de transmissão Açú III – Quixadá (C1), Milagres II – Açú III (C2), Campina Grande III – Ceará Mirim II (C1 e C2), Ceará Mirim II – João Câmara III (C1 e C2) e Açú III – Jaguaruana II (C1). O sistema completo ainda é composto por subestações e linhas de transmissão em 230 kV características de atendimento regional e coleta de geração no estado.
- Para o atendimento às cargas da Cosern, foi relicitada em 2017 a SE 230/69 kV Currais Novos II, que será alimentada a partir da LT 230 kV Lagoa Nova II – Currais Novos II (C1 e C2).
- Para solucionar o problema de esgotamento da transformação 230/69 kV da SE Mossoró II foi licitada em 2018 a nova SE 230/69 kV Caraúbas II.

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Rio Grande do Norte indicaram os seguintes problemas:

- Sobrecarga na LT 230 kV Açú II – Açú III C1, a partir de 2026, na contingência de um circuito paralelo;
- Sobrecarga na LT 230 kV Alex – Banabuiú C1, em todo horizonte decenal, na contingência da LT 230 kV Alex – Mossoró II C1. Esta mesma linha de transmissão também entra em sobrecarga na contingência da LT 230 kV Alex – Banabuiú C1.

Para resolver estes problemas, recomenda-se realização de estudo de escoamento nas regiões leste do estado do Ceará e oeste do Rio Grande do Norte, de forma a aumentar as margens para conexão de novos empreendimentos de geração em todo estado do Rio Grande do Norte.

6.7.1 Violações de Carregamento

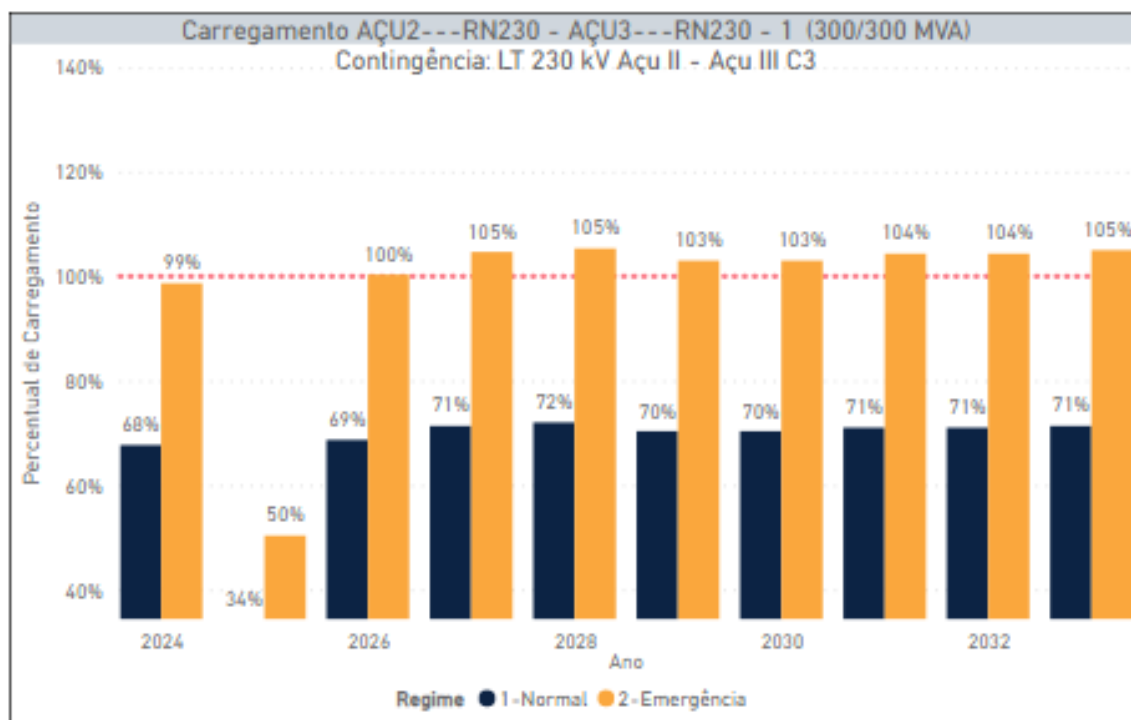


Figura 6-42 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Açu II – Açu III C3

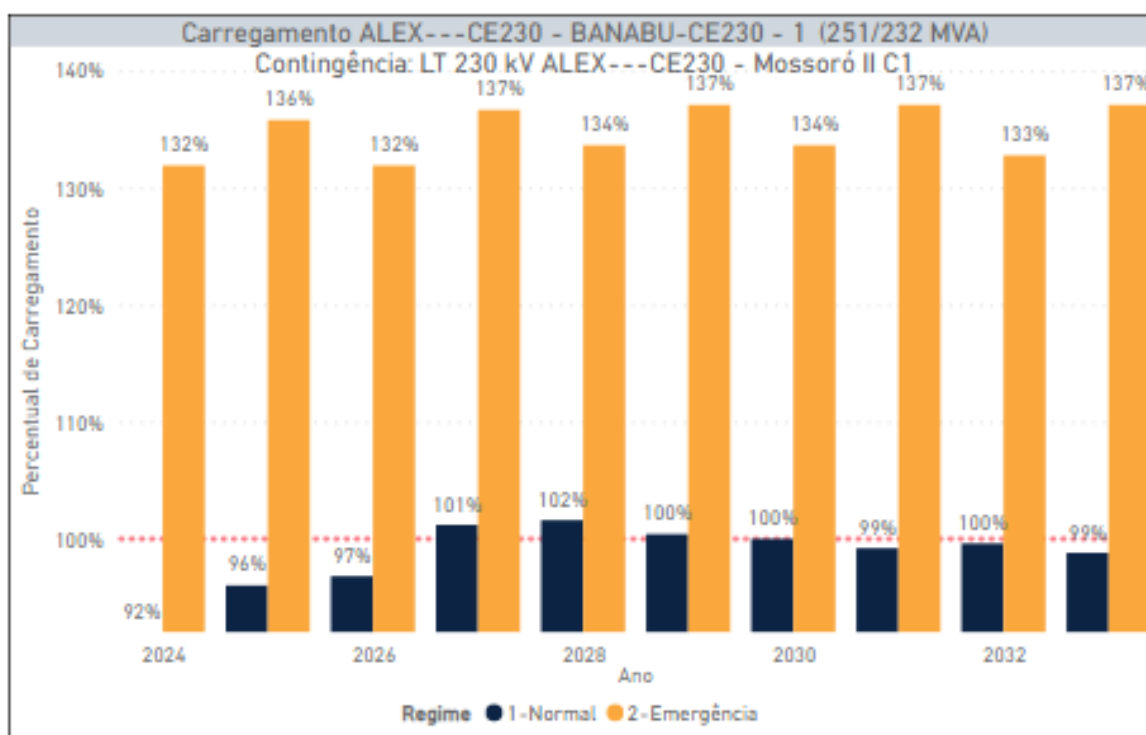


Figura 6-43 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Alex – Mossoró II C1

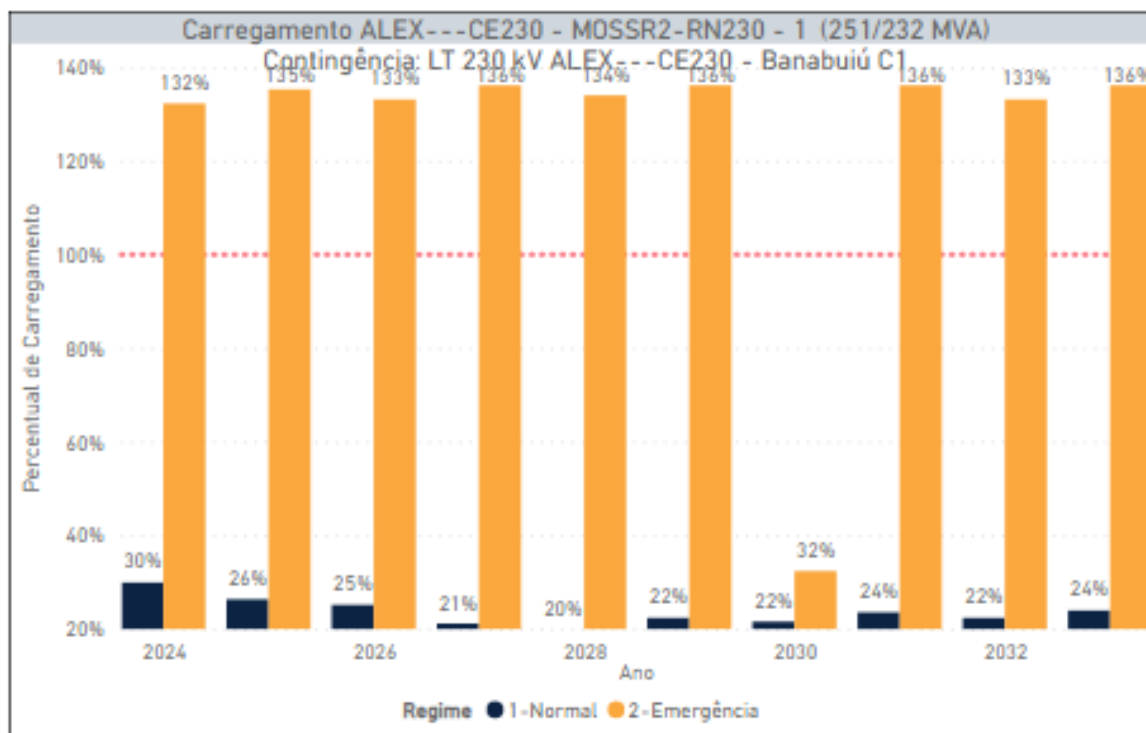


Figura 6-44 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 230 kV Alex – Banabuiú C1

6.8 Estado de Sergipe

Os estudos de planejamento realizados pela EPE recomendaram uma série de reforços e ampliações no sistema de transmissão que atende à região Nordeste, estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 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:

- A nova subestação 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro, alimentada a partir do seccionamento da LT 230 kV Jardim – Penedo (C1), a LT 230 kV Nossa Senhora do Socorro – Penedo (C2), o 3º ATR 500/230 kV da SE Jardim e a LT 500 kV Xingó – Jardim (C2), que propiciarão um aumento considerável na confiabilidade do atendimento às cargas do estado.
- A LT 500 kV Porto de Sergipe – Olindina (C1) foi licitada em 2018 e objetivou viabilizar o pleno escoamento da UTE Porto de Sergipe (aproximadamente 1500 MW).

Destaca-se ainda que estão sendo realizados estudos para se definir um novo ponto de suprimento às cargas da distribuidora local devido ao esgotamento para expansão da SE 230/69 kV Itabaiana e sobrecarga identificada na LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha C1.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, as análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado de Sergipe apresentam sobrecarga apenas a partir de 2032 na transformação de fronteira da SE 230/69 kV Jardim, além da já conhecida sobrecarga na LT 230 kV Itabaiana – Itabaianinha C1 e na transformação 230/69 kV da SE Itabaiana, cuja solução já está sendo estudada.

6.8.1 Violações de Carregamento

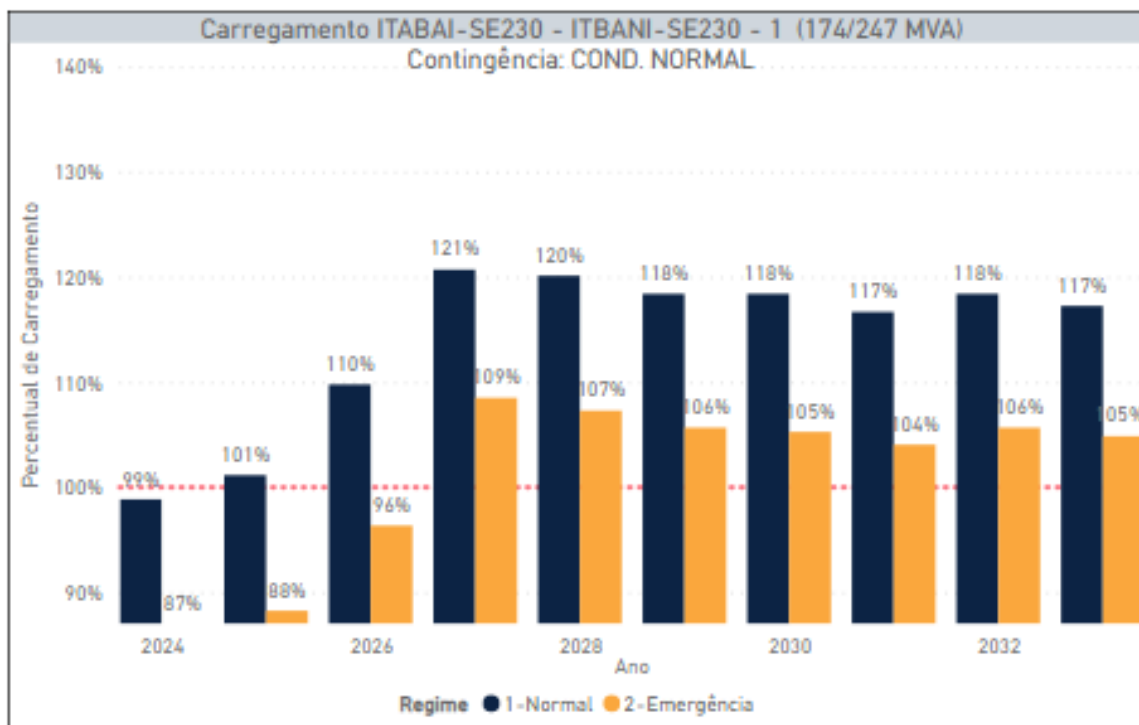


Figura 6-45 – Cenário 1 – Carga Pesada – Regime Normal de Operação

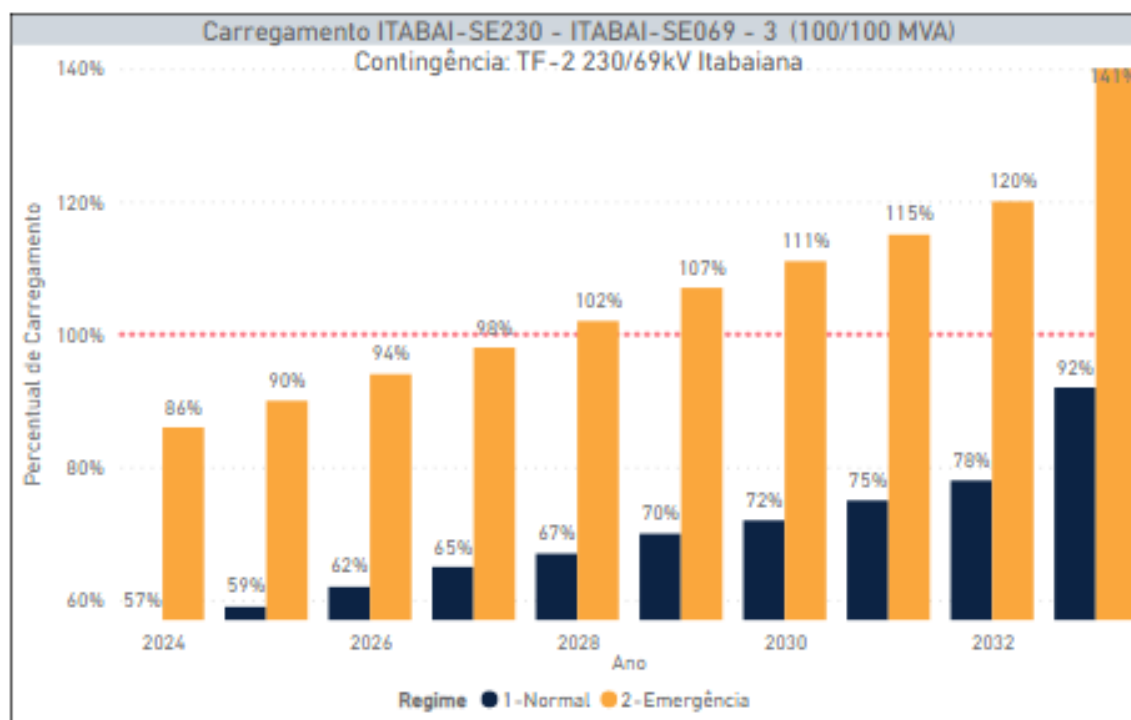


Figura 6-46 – Carga Média – Contingência do TF 230/69 kV da SE Itabaiana

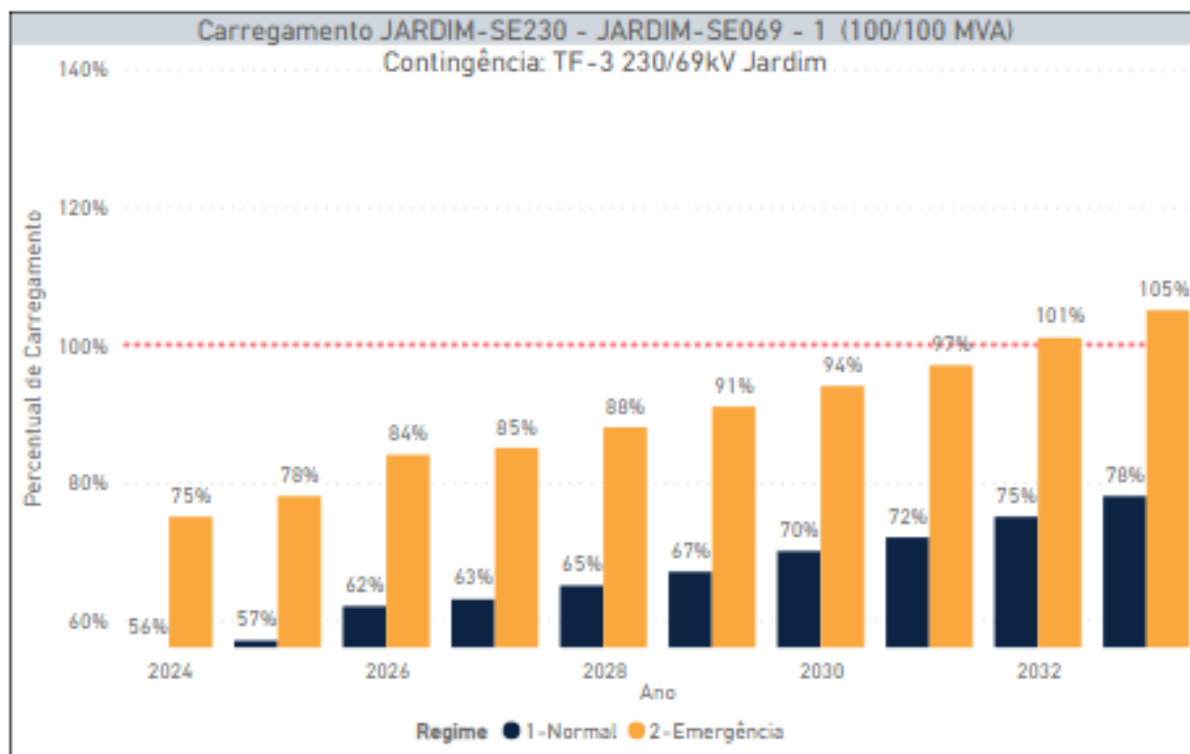


Figura 6-47 – Carga Média – Contingência do TF 230/69 kV da SE Jardim

7 REFERÊNCIAS

- [1]. EPE-DEE-RE-053/2019-rev1 – “Estudo para Escoamento na Área Sul da Região Nordeste” – EPE – Abril/2020;
- [2]. EPE-DEE-RE-025/2020-rev0 – “Estudo para Controle de Tensão e Suprimento ao Extremo Sul da Bahia” – EPE – Abril/2020;
- [3]. EPE-DEE-RE-026/2010-rev0 – “Estudo de Atendimento à Região de Barreiras” – EPE – Setembro/2020;
- [4]. EPE-DEE-NT-023/2020-rev0 – “Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Recife” – EPE – Setembro/2020;
- [5]. EPE-DEE-NT-049/2020-rev0 – “Estudo de Compensação Reativa na Área Leste da Região Nordeste” – EPE – Setembro/2020
- [6]. EPE-DEE-RE-062/2020-rev0 – “Estudo de Escoamento na Região Nordeste da Bahia” – EPE – Novembro/2020

8 EQUIPE TÉCNICA

- Bruno Scarpa Alves da Silveira
- Igor Chaves
- Luís Felipe Froede Lorentz
- Marcelo Willian Henriques Szrajbman
- Marcos Vinícius G. da Silva Farinha
- Maria de Fátima de Carvalho Gama
- Paulo Fernando de Matos Araujo
- Vinícius Ferreira Martins

9 ANEXO

As tabelas a seguir apresentam o conjunto de empreendimentos de transmissão planejados, localizados nas áreas Norte, Leste e Sul da Região Nordeste, que estão representados na base de dados do Plano Decenal 2030.

Tabela 9-1 – Expansões previstas para a Região Nordeste – Área Norte – Linhas e Subestações

Nome do empreendimento	Item de Obra	Data prevista
SE 230/138 kV Chapada I	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2021
LT 230 kV Chapada I - Chapada II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM, 12 km	2021
LT 230 kV Chapada II - Chapada III, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 740.8 MCM, 15 km	2021
LT 500 kV Parnaíba III - Tianguá II, C1	Circuito Simples 230 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 109 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Tianguá II	2021
SE 230/138 kV Parnaíba III	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021
LT 500 kV Acaraú III - Tianguá II, C1	Circuito Simples 230 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 146 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Tianguá II	2021
LT 230 kV Ibiapina II - Tianguá II, CD (C1, C2),	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 25 km	2021
LT 230 kV Ibiapina II - Piripiri, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 77,5 km	2021
LT 230 kV Piripiri - Teresina III, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 141 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Piripiri Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Teresina III	2021
SECC LT 500 kV Teresina II - Sobral III, C2, na SE Tianguá II	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (Rail), 24 km	2021
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE Buritirama	2021
LT 500 kV Queimada Nova II - Buritirama, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 376 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE Buritirama	2021
SE 500/230 kV Queimada Nova II	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,6 Mvar 1Φ	2021
LT 500 kV Milagres II - Queimada Nova II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 317 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Milagres II Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2021
LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - Queimada Nova II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 115 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Queimada Nova II	2021
SE 500 kV Milagres II	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33 Mvar 1Φ	2021
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	2º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2022

Nome do empreendimento	Item de Obra	Data prevista
SECC LT 500 kV Milagres - Curral Novo do Piauí II, C1, na SE Milagres II	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km	2023
SECC LT 500 kV Milagres - Luiz Gonzaga, C1, na SE Milagres II	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2023
SE 500/230 kV Teresina II	4º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2023
LT 500 kV Jaguaruana II - Pacatuba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 151 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Jaguaruana II	2023
LT 500 kV Jaguaruana II - Açú III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 111 km 1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Açú III	2023
LT 230 kV Jaguaruana II - Mossoró IV, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 54 km	2023
LT 230 kV Jaguaruana II - Russas II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 32 km	2023
SE 500/230 kV Pacatuba	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar (remanejamento) 1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 200 MVA 3Φ 1º e 2º Capacitor em Derivação 69 kV, 2 x 24 MVar 3Φ 1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 200 MVA 1Φ 2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ Transformador de Aterramento 69 kV, 10 ohms/fase	2023
SE 500/230 kV Jaguaruana II	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 250 MVA 1Φ 1º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ Compensador Estático 500 kV, (-150/+300) Mvar	2023
SECC LT 500 kV Fortaleza II - Pecém II, C1, na SE Pacatuba	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2023
SE 230/69 kV Crato II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2024
SECC LT 230 kV Milagres - Tauá II, C1 (CD), na SE Crato II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 34 km	2024
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	4º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2025
SE 230 kV Piripiri	3º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2026
SE 230/69 kV Bom Jesus II	3º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2026
SE 230 kV Crato II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2027
SE 230/69 kV Eliseu Martins	3º TF 230/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2027
SE 230/69 kV Picos	4º e 5º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ	2027
SE 500/230 kV Parnaíba III	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2027
SE 500/230 kV Acaraú III	3º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2027
SE 500/230 kV Tianguá II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2027
SE 230 kV Crato II	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2028
SE 500/230/69 kV Gilbués II	2º ATF 500/230 kV, 1 x 250 MVA 3Φ	2028
LT 230 kV Chapada III - Crato II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 142 km	2029

Nome do empreendimento	Item de Obra	Data prevista
SE 230/69 kV Crato II	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2029
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Gilbués II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 257 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ // SE Gilbués II Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ // SE Ribeiro Gonçalves	2030
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2030
SE 230 kV Crato II	3º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2032

Tabela 9-2 – Expansões previstas para a Região Nordeste – Área Leste – Linhas e Subestações

Nome do empreendimento	Descrição da Obra	Data prevista
LT 230 kV Paraíso - Açú II, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 123 km	2021
LT 230 kV Mossoró II - Açú II, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 69 km	2021
SE 230/69 kV Campina Grande II	4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2022
SE 230/69 kV FIAT Seccionadora	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2021
SE 500/230 kV Açú III	3º e 4º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 300 MVA 1Φ	2021
SECC LT 230 kV Açú II - Mossoró II, C2, na SE Açú III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2021
SECC LT 230 kV Açú II - Lagoa Nova II, C1, na SE Açú III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2021
SECC LT 230 kV Açú II - Mossoró II, C1, na SE Açú III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2021
SE 230/69 kV Santana II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	2021
SECC LT 230 kV Paulo Afonso III - Angelim, C1, na SE Santana II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 24 km	2021
LT 500 kV Santa Luzia II - Milagres II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 238 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33 MVar 1Φ // SE Santa Luzia II 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 33 MVar 1Φ // SE Milagres II	2021
SE 500 kV Santa Luzia II	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 33 MVar 1Φ	2021
SECC LT 500 kV Angelim II - Recife II, C2 (CD), na SE Suape II	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 22,5 km	2023
SE 500/230 kV Messias	3º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2023
SECC LT 230 kV Pirapama II - Recife II, C2, na SE Jaboatão II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2023
SE 500/230/69 kV João Pessoa II	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ 1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ Transformador de Aterramento 69 kV, 10 ohms/fase	2023
LT 230 kV Caraúbas II - Açú III, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 62 km	2023
SE 230/69 kV Caraúbas II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ Transformador de Aterramento 69 kV, 10 Ohms/fase	2023
SE 500/230/69 kV João Pessoa II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2024
SE 230/69 kV Bongí	5º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ 1º, 2º e 3º TF 230/69 kV, 3 x 200 MVA 3Φ (substituição)	2025

Nome do empreendimento	Descrição da Obra	Data prevista
	Transformador de Aterramento 69 kV, 2 x 20 MVA (substituição)	
SE 230/69 kV Santa Rita II	4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025
SE 500/230 kV Ceará Mirim	3º ATF 500/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ 1º e 2º Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 50,5 Mvar 3Φ	2025
SE 230/69 kV Maceió II	3º TF 230/69 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2026
SE 230/69 kV Arapiraca III	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2026
SE 500 kV Campina Grande III	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ	2026
SE 500 kV Angelim II	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ	2026
SE 500 kV Garanhuns II	2º e 3º Reatores de Barra 500 kV, 6 x 50 MVar 1Φ	2026
SE 500 kV Pau Ferro	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 60 MVar 1Φ	2026
SE 230/69 kV Arcoverde II	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2027
LT 230 kV Recife II – Bongí C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM, 13,2 km Circuito Duplo 230 kV, 2000 mm ² , 5,7 km	2028
SE 500/230/69 kV João Pessoa II	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2028
SE 500/230/69 kV Garanhuns II	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2029
SE 500/230 kV Açú III	5º ATF 500/230 kV, 3 x 200 MVA 1Φ	2030

Tabela 9-3 – Expansões previstas para a Região Nordeste – Área Sul – Linhas e Subestações

Nome do empreendimento	Descrição da Obra	Data prevista
SECC LT 230 kV Funil - Itapebi, C2, na SE Itabuna III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 25 km	2021
SE 230/138 kV Itabuna III	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2021
SE 230/69 kV Feira de Santana III	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ 1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 20 MVar 3Φ Transformador de Aterramento 69 kV, 10 Ohms/fase	2021
SECC LT 230 kV Governador Mangabeira - Camaçari II, C2 (CD), na SE Feira de Santana III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 55 km	2021
SE 230/138 kV Itabuna III	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2021'
LT 500 kV Barreiras II - Gilbués II, C2	Circuito Simples 230 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 311 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,7 Mvar 1Φ // SE Barreiras II Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ // SE Barreiras II Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,7 Mvar 1Φ // SE Gilbués II Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ // SE Gilbués II	2021
SE 230 kV Eunápolis	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2023
SECC LT 230 kV Cícero Dantas - Catu, C2, na SE Alagoinhas II	Circuito duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km	2023
LT 500 kV Porto de Sergipe - Olindina, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Porto de Sergipe Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Olindina	2023
LT 230 kV Morro do Chapéu II - Irecê, C2 e C3 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 65 km	2023
SE 230/69 kV Olindina	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 50 MVA 3Φ Transformador de Aterramento 69 kV, 100/fase	2023
LT 500 kV Olindina - Sapeaçu, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 201 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Sapeaçu	2023

Nome do empreendimento	Descrição da Obra	Data prevista
	Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Olindina	
SECC LT 230 kV Cícero Dantas - Catu, C1 (CD), na SE Olindina	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 0.4 km	2023
SE 500 kV Olindina	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2023
SECC LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga, C2, na SE Juazeiro III	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 1 km	2023
SE 500 kV Ourolândia II	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,33 Mvar 1Φ	2024
LT 230 kV Rio das Éguas - Rio Formoso II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 105 km	2024
SE 500/230 kV Rio das Éguas	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2024
SE 230/138 kV Rio Formoso II	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 200 MVA 3Φ	2024
SE 230/138 kV Rio Grande II	3º ATF 230/138 kV, 3 x 33 MVA 1Φ	2024
SECC LT 230 kV Barreiras II – Rio Grande II, na SE Barreiras II	Circuito Simples 230 kV, Trecho Barreiras II – Barreiras: 2 x 795 MCM (TERN), 10,5 km Trecho Rio Grande II – Barreiras: 1 x ACAR 650 MCM 18/19, 10,5 km	2025
LT 230 kV Barreiras II – Barreiras C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 17 km	2025
LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Grande II	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 140 km	2025
SE 230/138 kV Rio Grande II	Banco de Capacitores Shunt 138 kV, 2 x 30 Mvar	2025
SE 230/138 kV Barreiras II	3º ATF 230/138 kV, 100 MVA 3Φ	2025
SE 230/69 kV Camaçari II	Transformador de Aterramento 69 kV, 1 x 10 MVA 1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 24 MVar 3Φ 1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2025
LT 230 kV Poções III - Itapebi, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 191 km 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 MVar 3Φ // SE Itapebi 1º Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 MVar 3Φ // SE Poções III	2025
LT 230 kV Camaçari IV - Pirajá, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 24.8 km (1) LT 230 kV Camaçari IV - Pirajá, C1 e C2 (CD), 2 x 795.0 MCM (TERN), 10.4 km (2) LT 230 kV Camaçari IV - Pirajá, C1 e C2 (CD), AL 2000 mm ² , 4.8 km (3)	2025
LT 500 kV Sapeaçu - Camaçari IV, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 106 km	2025
SE 230/69 kV Pirajá	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 180 MVA 3Φ Transformador de Aterramento 69 kV, 10 O/fase	2025
SE 230/69 kV Nossa Senhora do Socorro	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2025
SECC LT 230 kV Funil - Itapebi, C1 (CD), na SE Itabuna III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 28 km	2025
SECC LT 230 kV Cícero Dantas - Catu, C2 (CD), na SE Olindina	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 0.4 km	2025
SE 500/230/69 kV Morro do Chapéu II	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2026
SECC LT 230 kV Olindina – Catu C1 (CD) na SE Alagoinhas II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 0.3 km	2026
SE 500/230 kV Igaporã III	5º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2026
SE 500/230 kV Olindina	1º ATF 500/230 kV, (3+1) x 150 MVA 1Φ	2026

Nome do empreendimento	Descrição da Obra	Data prevista
LT 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM, 358 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1) x 63,3 MVar 1Φ // SE Morro do Chapéu II 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1) x 63,3 MVar 1Φ // SE Poções III	2026
LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM, 328 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1) x 83,3 MVar 1Φ // SE Medeiros Neto II 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1) x 83,3 MVar 1Φ // SE Poções III	2026
LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2 C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM, 283 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1) x 71,6 MVar 1Φ // SE Medeiros Neto II 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1) x 71,6 MVar 1Φ // SE João Neiva 2	2026
SE 500/230 kV Morro do Chapéu II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ 2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2026
SE 500 kV Poções III	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2026
SE 500 kV Medeiros Neto II	1º Compensador Síncrono 500 kV, -180/300 Mvar 1º e 2º Reatores de Barra 500 kV, (6+1) x 66,6 MVar 1Φ	2026
SE 500/230 kV Ourolândia II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2026
SE 500/230 kV B. J. Lapa II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2026
SE 500 kV Juazeiro III	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2026
SE 500 kV Olindina	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2026
LT 230 kV Medeiros Neto II – T, Freitas II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM, 59 km	2026
SE 230 kV Medeiros Neto II	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ	2026
SE 230/138 kV Itabuna III	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2026
SE 230 kV Rio Grande II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	2026
SE 500/230 kV G. Ouro II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2027
LT 230 kV Barreiras I - Rio Grande II, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 108.5 km	2029
LT 230 kV Pituacu - Pirajá, C1	Circuito Simples 230 kV, AL 2000 mm ² , 1 km (1) Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 4.1 km (2)	2030
SE 230/69 kV Pirajá	3º TF 230/69 kV, 1 x 180 MVA 3Φ	2030
SE 230/138 kV Rio Formoso II	3º ATF 230/138 kV, 1 x 200 MVA 3Φ	2030
SE 230/138 kV Rio Grande II	4º ATF 230/138 kV, 100 MVA 3Φ	2032
SE 230/138 kV Barreiras II	3º ATF 500/230, 3 x 100 MVA 1Φ	2033