



Empresa de Pesquisa Energética

DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA - PDE 2032

VOLUME II – GET Nordeste

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

MAIO DE 2023

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo do MME

Efrain Pereira da Cruz

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário Nacional de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Junior

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vítor Eduardo de Almeida Saback

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA – PDE 2032

*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

Angela Regina Livino de Carvalho (interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Giovani Vitória Machado (interino)

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744

70065-900 - Brasília – DF

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54

20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Giovani Vitória Machado (interino)

Coordenação Executiva

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Equipe Técnica

Igor Chaves

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Rafael de Carvalho Caetano

Rafael Theodoro Alves e Mello

Vinicius Ferreira Martins

EPE-DEE-RE-022/2023-rev0

Data: 26/05/2023

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



Empresa de Pesquisa Energética

Contrato

Data de assinatura

Projeto

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Diagnóstico Regional da Rede Elétrica

Sub-área de estudo

GET Nordeste

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-022/2023-rev0

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

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

26/05/2023

Emissão Original

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

APRESENTAÇÃO

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

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

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

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

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

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	7
SUMÁRIO.....	8
ÍNDICE DE FIGURAS.....	10
ÍNDICE DE TABELAS.....	12
1 INTRODUÇÃO.....	13
2 CONCLUSÕES.....	15
3 RECOMENDAÇÕES.....	18
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	20
4.1 Evolução da Expansão do Mercado.....	23
4.2 Evolução da Expansão da Geração.....	32
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão.....	34
5 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS CRÍTICOS ANALISADOS.....	38
6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE.....	39
6.1 Estado de Alagoas.....	39
6.1.1 Violações de Carregamento.....	41
6.1.2 Violações de Tensão.....	43
6.2 Estado da Bahia.....	44
6.2.1 Violações de Carregamento.....	47
6.2.2 Violações de Tensão.....	59
6.3 Estado do Ceará.....	60
6.3.1 Violações de Carregamento.....	62
6.3.2 Violações de Tensão.....	67
6.4 Estado do Paraíba.....	69
6.4.1 Violações de Carregamento.....	71
6.4.2 Violações de Tensão.....	73
6.5 Estado de Pernambuco.....	74
6.5.1 Violações de Carregamento.....	76
6.6 Estado do Piauí.....	79
6.6.1 Violações de Carregamento.....	80
6.7 Estado do Rio Grande do Norte.....	82
6.7.1 Violações de Carregamento.....	83
6.8 Estado de Sergipe.....	86
7 REFERÊNCIAS.....	87
8 EQUIPE TÉCNICA.....	88
9 ANEXO 1.....	89

10 ANEXO 2..... 100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Norte	20
Figura 4-2 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Leste.....	21
Figura 4-3 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Sul.....	22
Figura 4-4 – Evolução da Carga da Região Nordeste.....	23
Figura 4-5 – Evolução da Carga do Estado de Alagoas	24
Figura 4-6 – Evolução da Carga do Estado da Bahia	25
Figura 4-7 – Evolução da Carga do Estado do Ceará	26
Figura 4-8 – Evolução da Carga do Estado da Paraíba.....	27
Figura 4-9 – Evolução da Carga do Estado de Pernambuco	28
Figura 4-10 – Evolução da Carga do Estado de Piauí.....	29
Figura 4-11 – Evolução da Carga do Estado do Rio Grande do Norte.....	30
Figura 4-12 – Evolução da Carga do Estado de Sergipe.....	31
Figura 4-13 – Sistema de Transmissão do Estado de Alagoas	34
Figura 4-14 – Sistema de Transmissão do Estado da Bahia	34
Figura 4-15 – Sistema de Transmissão do Estado do Ceará	35
Figura 4-16 – Sistema de Transmissão do Estado da Paraíba.....	35
Figura 4-17 – Sistema de Transmissão do Estado de Pernambuco.....	36
Figura 4-18 – Sistema de Transmissão do Estado do Piauí.....	36
Figura 4-19 – Sistema de Transmissão do Estado do Rio Grande do Norte.....	37
Figura 4-20 – Sistema de Transmissão do Estado de Sergipe.....	37
Figura 6-1 – Carga Pesada – SE Rio Largo II 230/69 kV T1/T2/T3	41
Figura 6-2 – Carga Média – SE Maceió II 230/69 kV T1/T2.....	41
Figura 6-3 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Paulo Afonso III – Zebu II C1/C2	42
Figura 6-4 – Carga Pesada – SE Zebu II 230/69 kV T1/T2.....	42
Figura 6-5 – Cenário 1 – Carga Média – Barras 230 kV Arapiraca III e Penedo.....	43
Figura 6-6 – Cenário 2 – Carga Média – Banco de Capacitor Série da LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas.....	47
Figura 6-7 – Cenário 2 – Carga Média – Banco de Capacitor Série da LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia	48
Figura 6-8 – Cenário 2 – Carga Leve – LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúbas	48
Figura 6-9 – Carga Média – SE Cícero Dantas TR1 230/69 kV	49
Figura 6-10 – Carga Pesada – SE Brumado II TR1 230/69 kV	49
Figura 6-11 – Carga Pesada – SE Brumado II ATR1 230/138 kV	50
Figura 6-12 – Cenário 1 – Carga Média – LT 500 kV Camaçari IV – Camaçari.....	50
Figura 6-13 – Carga Média – SE Cotegipe TR1 230/69 kV.....	51
Figura 6-14 – Carga Média – SE Governador Mangabeira TR1 230/69 kV.....	51
Figura 6-15 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Governador Mangabeira - Embasa	52

Figura 6-16 – Carga Média – SE Ibicoara TR1 230/138 kV.....	52
Figura 6-17 – Carga Pesada – SE Irecê TR1 230/138 kV	53
Figura 6-18 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1	53
Figura 6-19 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Ourolândia II – Irecê	54
Figura 6-20 – Cenário 2 – Carga Média – ATR1 Paulo Afonso IV – Paulo Afonso III-A.....	54
Figura 6-21 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Paulo Afonso III-A – Zebu II	55
Figura 6-22 – Cenário 3 – Carga Pesada – LT 230 kV Poções II – Brumado II.....	55
Figura 6-23 – Carga Pesada – SE Rio Grande II ATR1 230/138 kV	56
Figura 6-24 – Carga Pesada – SE Santo Antônio de Jesus TR1 230/69 kV.....	56
Figura 6-25 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Santo Antônio de Jesus – Sapeaçu C2.....	57
Figura 6-26 – Carga Média – SE Tomba TR1 230/69 kV	57
Figura 6-27 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Campo Formoso II – Ourolândia II	58
Figura 6-28 – Cenário 1 – Carga Média – LT 500 kV Camaçari II – Sapeaçu.....	58
Figura 6-29 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 230 kV Brumado II - Ibicoara	59
Figura 6-30 – Cenário 1 – Carga Média – Regime Normal de Operação	59
Figura 6-31 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Cauípe TR2 230/69 kV	62
Figura 6-32 – Cenário 2 – Carga Média – SE Pacatuba TR1 230/69 kV	62
Figura 6-33 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II C3	63
Figura 6-34 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Aquiraz II – Fortaleza C1	63
Figura 6-35 – Cenário 2 – Carga Média – LT 500 kV Morada Nova – Quixadá C1	64
Figura 6-36 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II C3	64
Figura 6-37 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Aquiraz II – Fortaleza C1	65
Figura 6-38 – Cenário 2 – Carga Média – LT 500 kV Pacatuba – Pecém II C1.....	65
Figura 6-39 – Cenário 3 – Carga Pesada – LT 500 kV Pacatuba – Pecém II C1.....	66
Figura 6-40 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Russas II – Morada Nova C1/C2	66
Figura 6-41 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Russas II – Quixeré.....	67
Figura 6-42 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Pacatuba – Jaguaruana II.....	67
Figura 6-43 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Pacatuba – Jaguaruana II.....	68
Figura 6-44 – Cenário 2 - Carga Média – LTs 230 kV João Pessoa II – Mussuré II C1/C2	71
Figura 6-45 – Carga Média – SE Mussuré II 230/69 kV T1/T2/T3/T4.....	72
Figura 6-46 – Carga Pesada – SE Picos TR1 230/69 kV	80
Figura 6-47 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE São João do Piauí TR1 230/69 kV	80
Figura 6-48 - Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Teresina – Piri-piri.....	81

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 – Geração considerada para o ano 2026 nos estados da Região Nordeste	32
Tabela 4-2 – Geração considerada para o ano 2037 nos estados da Região Nordeste	32
Tabela 9-1 – Expansões previstas para a Região Nordeste – Área Norte – Linhas e Subestações	89
Tabela 9-2 – Expansões previstas para a Região Nordeste – Área Leste – Linhas e Subestações.....	92
Tabela 9-3 – Expansões previstas para a Região Nordeste – Área Sul – Linhas e Subestações.....	94
Tabela 10-1 - Cenário 1 - Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores; Carga Média.....	100
Tabela 10-2 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Leve	101
Tabela 10-3 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média	102
Tabela 10-4 - Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada.....	103
Tabela 10-5 - Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve.....	104

1 INTRODUÇÃO

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

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

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

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

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

Dentro do processo cíclico dos estudos de planejamento, os novos estudos identificados, uma vez priorizados, passarão a ser desenvolvidos a partir do ano de 2023, realimentando as informações indicativas que constarão do próximo ciclo do PDE.

2 CONCLUSÕES

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

- 1) Foi verificado que, de forma geral, o patamar de carga média é o mais elevado para o sistema de transmissão da Região Nordeste. Para os estados de Alagoas, Ceará, Paraíba, Rio Grande do Norte e Sergipe esse é o patamar de maior relevância para as análises. Para os estados da Bahia, Piauí e Pernambuco o patamar de carga pesada é o que apresenta os maiores valores.
- 2) O crescimento médio do mercado da região Nordeste é de 2,70% ao ano. Os estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí apresentaram, respectivamente, crescimentos médios anuais de 3,13%, 2,82%, 1,92%, 2,28%, 2,86%, 1,57%, 2,42% e 3,65% ao ano considerando-se os respectivos patamares de maior carregamento no período de 2026 a 2037.
- 3) Destaca-se uma participação considerável de usinas eólicas (EOL) de médio/grande porte com cerca de 46,2% do total da potência instalada da Região Nordeste, grande parte localizada nos estados da Bahia e Rio Grande do Norte, seguida de usinas fotovoltaicas (UFV) com cerca de 23,4% do total da potência instalada, usinas hidrelétricas (UHE) com cerca de 15,1%, localizadas em sua maioria no rio São Francisco, e Usinas Termelétricas (UTE) com cerca de 13,7%.

Em relação ao desempenho elétrico do sistema, considerando os cenários indicados no Capítulo 5, destacam-se os resultados seguintes. Para maiores detalhes sobre os cenários e anos em que as violações ocorrem, pode-se consultar o Capítulo 6

- 1) Sobrecarga em regime normal de operação nos Bancos de Capacitores Série da LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia no Cenário 2 Carga Média em todo o horizonte. Contudo, a operação do sistema com o *by-pass* desses BCS soluciona o problema, conforme referenciado no relatório RT-ONS DPL 0131/2023 [13];
- 2) Carregamento elevado na LT 500 kV Camaçari IV – Camaçari II na contingência da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV e Camaçari II – Sapeaçu a partir de 2028;
- 3) Carregamento elevado na LT 500 kV Camaçari II - Sapeaçu nas contingências das LTs 500 kV Camaçari IV - Camaçari II, Olindina - Sapeaçu, Sapeaçu - Camaçari IV em todo o horizonte;
- 4) Sobrecarga no eixo em 230 kV Governador Mangabeira – Embasa – Tomba na contingência de um dos circuitos paralelos a partir de 2034;

- 5) Sobrecarga da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 ou C2 na contingência do circuito paralelo, fluxo sensível ao despacho da UHE Itapebi;
- 6) Sobrecarga na LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 ou C2 na contingência da do circuito paralelo a partir do ano 2028;
- 7) Carregamento elevado na LT 230 kV Campo Formoso II – Ourolândia na contingência da LT 500 kV Juazeiro III – Ourolândia;
- 8) Tensões baixas em regime normal de operação nos barramentos de 500 kV das subestações Camaçari II, Camaçari IV, Olindina e Sapeaçu;
- 9) Carregamento elevado na LT 230 kV Russas II – Morada Nova C1 e C2 na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba no Cenário 2 Carga Média em todo horizonte;
- 10) Carregamento elevado na LT 230 kV Russas II – Quixeré em condição normal de operação e na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba no Cenário 2 Carga Média em todo horizonte;
- 11) Subtensão nas subestações Alex, Morada Nova, Banabuiú, Aquiraz, Quixadá e Crateús na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba no Cenário 2 Carga Média. A entrada em operação da LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba mitiga o problema, mas as tensões nas subestações da região permanecem relativamente baixas;
- 12) Com relação às transformações de fronteira, verificou-se sobrecarga nas subestações Mirueira 230/69 kV (2026), Mussuré II 230/69 kV (2026), Rio Largo II 230/69 kV (2026), Picos 230/69 kV (2029), Brumado II 230/138 kV (2031), Tacaimbó 230/69 kV (2032), Cícero Dantas 230/69 kV (2033), Ibioara 230/138 kV (2033), Irecê 230/138 kV (2033), Cauípe 230/69 kV (2034), Cotegipe 230/69 kV (2034), Maceió II (2034), Mirueira II 230/69 kV (2034), Santo Antônio de Jesus 230/69 kV (2034), Brumado II 230/69 kV (2035), Jaboatão II 230/69 kV (2035), Governador Mangabeira 230/69 kV (2036), Pacatuba 230/69 kV (2036), e Tomba 230/69 kV (2037);
- 13) Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Arapiraca III, em condição de operação N-1 nos anos de 2026 a 2037;
- 14) Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Penedo, em condição de operação N-1 nos anos de 2033 a 2037.
- 15) Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da Subestação João Pessoa II, nas condições de operação normal e N-1 nos anos de 2026 e 2027, e novamente em condição de operação N-1 nos anos de 2031 a 2037;

- 16) Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV João Pessoa II – Mussuré II C1 e C2, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2037;
- 17) Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Milagres – Coremas II C1 e C2, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2037;
- 18) Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Coremas II, em condição de operação N-1 nos anos de 2026 a 2037.
- 19) Sobrecarga na Linha de Transmissão 230 kV Recife II – Mirueira C3, em condição de operação N-1 nos anos de 2032 a 2037;
- 20) Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Açú III – Mossoró II C1 e C2 em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2037;
- 21) Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Mossoró IV – Mossoró II C1 em condição de operação N-1 nos anos de 2028 e 2029;
- 22) Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 em condição de operação N-1 nos anos de 2027 a 2037;
- 23) Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 nas condições de operação normal e N-1 nos anos de 2034 e 2035.

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

3 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2032 para a Região Nordeste, bem como os resultados apresentados ao longo do item 6, identificaram-se regiões candidatas a estudos futuros.

Esses estudos, que focam essencialmente no atendimento ao mercado local, são apresentados a seguir e deverão ser oportunamente programados junto ao MME. Ressalta-se, no entanto, que alguns deles já constam na Programação de Estudos de 2023, recentemente aprovada pelo MME.

Área Leste da Região Nordeste

- Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa, visando solucionar os problemas de sobrecarga relacionados às Subestações Mussurú II e João Pessoa II (estudo já incluído na Programação de Estudos de 2023);
- Atendimento às cargas das Subestações Mirueira e Mirueira II, na região metropolitana de Recife (estudo já incluído na Programação de Estudos de 2023).
- Atendimento ao estado de Alagoas, visando solucionar os problemas de subtensão das Subestações Arapiraca III e Penedo, e de sobrecarga nas Subestações Maceió II e Rio Largo II;
- Atendimento aos sertões de Pernambuco e Paraíba, visando solucionar os problemas verificados na LT 230 kV Milagres – Coremas II C1/C2 na contingência de um dos circuitos e avaliar o atendimento às cargas dos sertões da Paraíba e Pernambuco;

Área Sul da Região Nordeste

- Atendimento ao extremo Sul da Bahia, visando solucionar os problemas verificados na rede 230 kV e transformações de fronteira da região (estudo já incluído na Programação de Estudos de 2023);
- Atendimento à Região Metropolitana de Salvador, visando solucionar os problemas de subtensão e sobrecargas na região.

Adicionalmente, recomendam-se as seguintes ações:

- acompanhar, junto à equipe de planejamento das interligações regionais da EPE, o estudo relacionado ao Bipolo Nordeste 2, garantindo que sejam observados, na solução proposta, os problemas na rede 230 kV que engloba o Rio Grande do Norte e de parte do Ceará e da Paraíba.

- acompanhar a evolução e a maturação do mercado de hidrogênio no Brasil, por meio dos pedidos de acesso junto ao MME, dada a possibilidade de conexão de cargas de montante elevado na região Nordeste;
- acompanhar, nos próximos ciclos do PDE, o carregamento de transformações de fronteira das subestações nas quais foram observadas sobrecargas apenas no final do horizonte de planejamento, e que não estão cobertas nas regiões candidatas a estudos futuros mencionadas anteriormente;
- finalizar o estudo de "Atendimento à região da Barra no estado da Bahia (Vale do São Francisco)", ora em execução, que irá solucionar problemas de sobrecarga e final de vida útil de equipamentos da transformação 230/138 kV da SE Irecê, além de proporcionar reforço no atendimento ao mercado da distribuidora local;

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 as 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 com os Estados da Bahia e Sergipe. A Figura 4-1, a Figura 4-2 e a Figura 4-3 ilustram, respectivamente essas regiões, sendo destacadas as obras estruturais que foram recentemente recomendadas pela EPE.

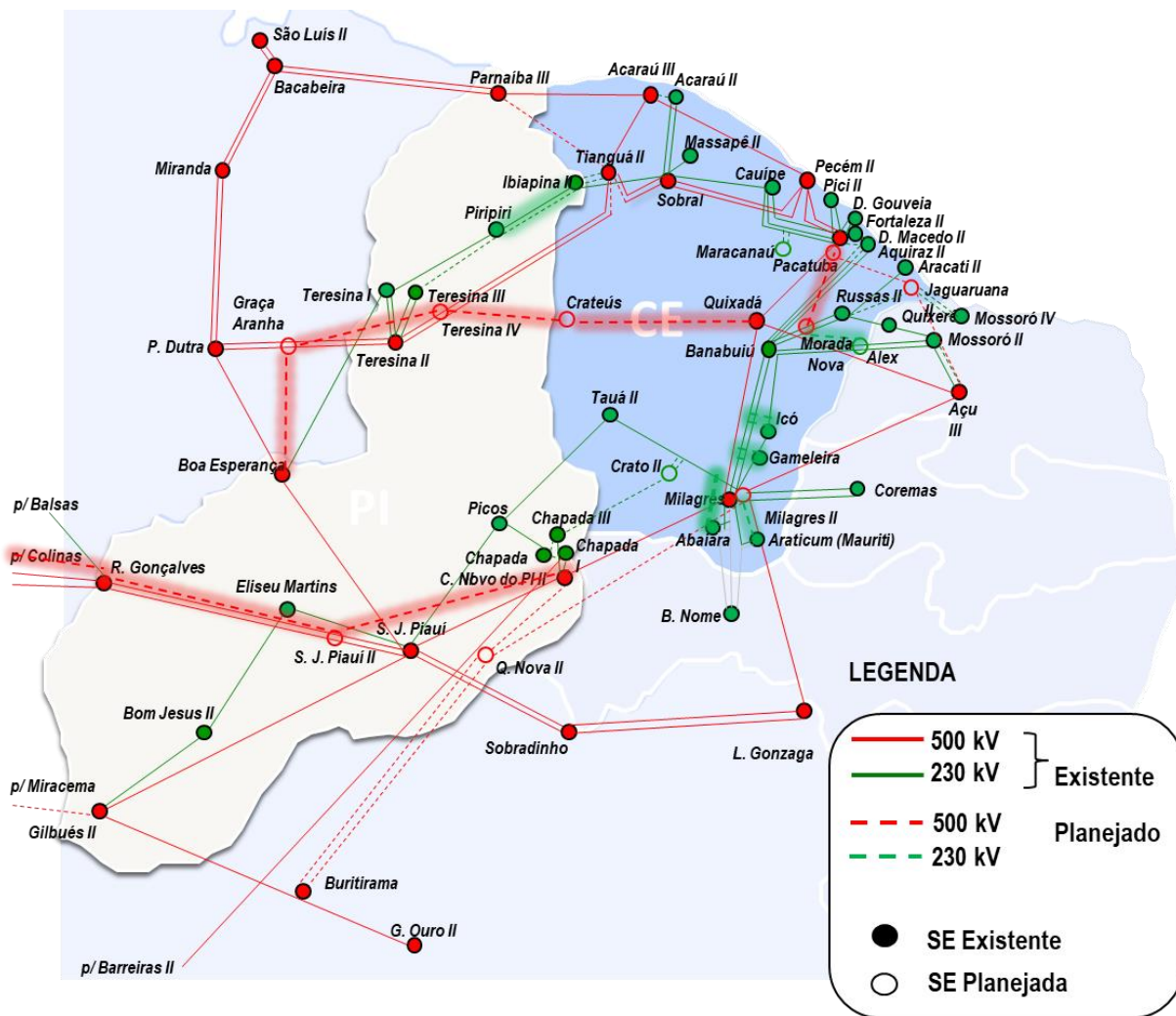


Figura 4-1 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Norte

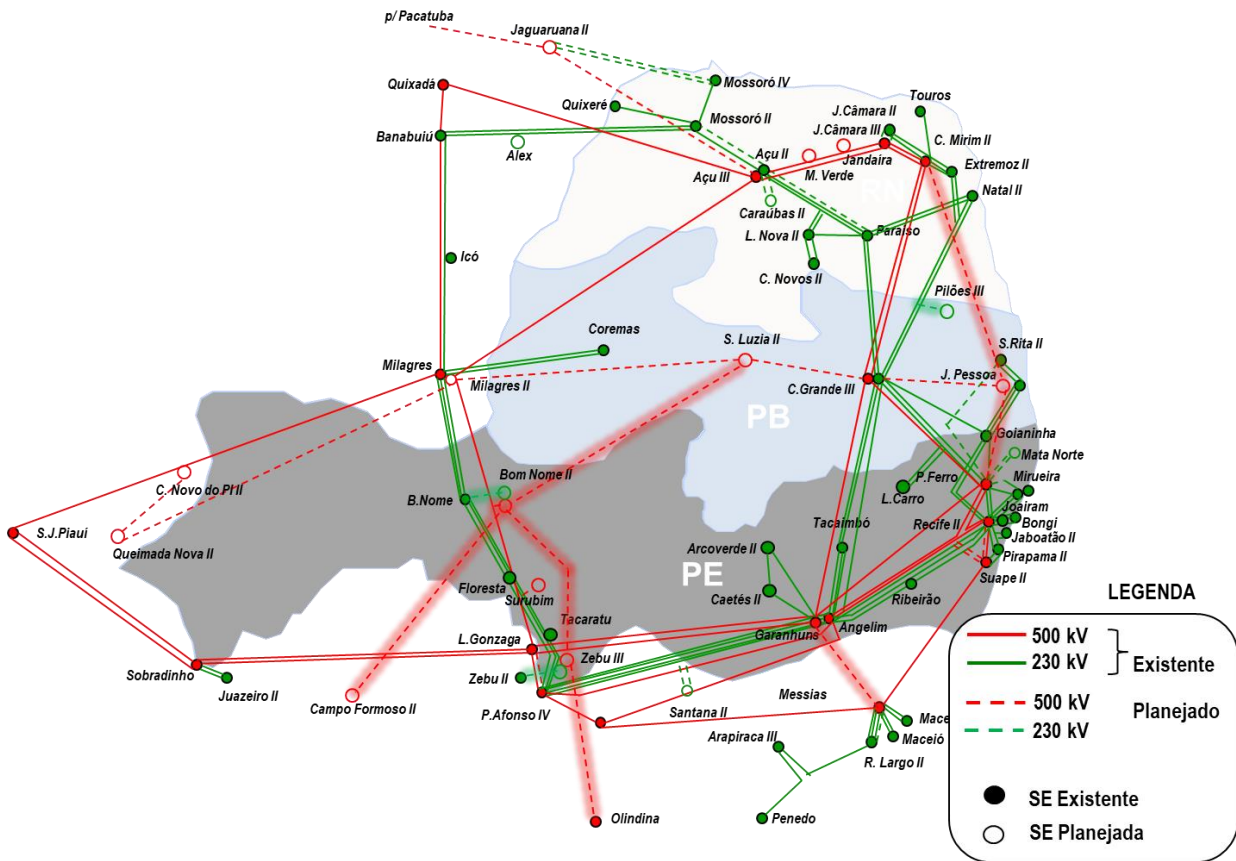


Figura 4-2 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Leste

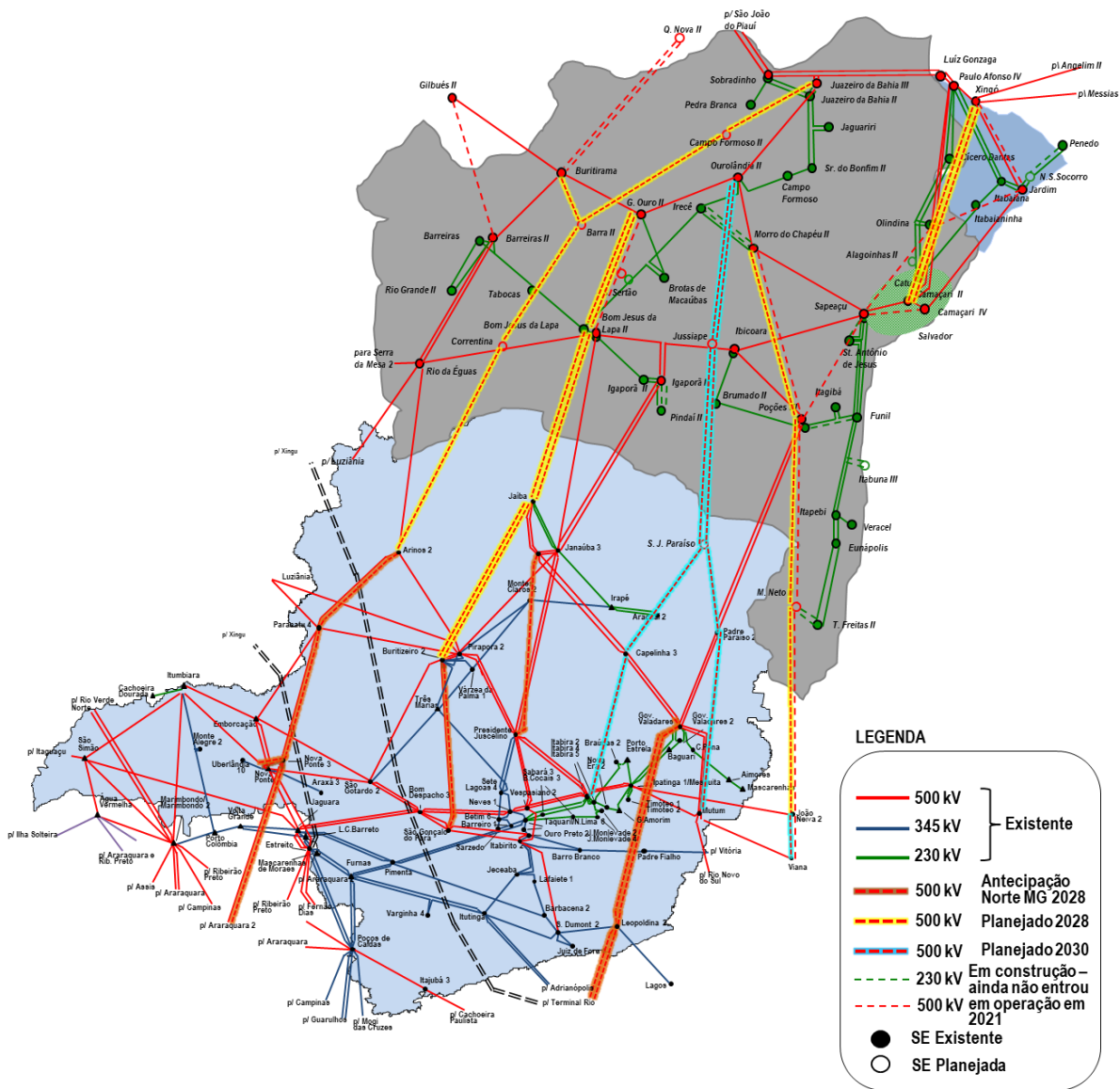


Figura 4-3 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Sul

4.1 Evolução da Expansão do Mercado

A Figura 4-4 apresenta a evolução das previsões de carga encaminhadas pelas distribuidoras e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2032. É importante destacar que esses casos base também possuem previsões de crescimento do mercado para os cinco anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal de Energia.

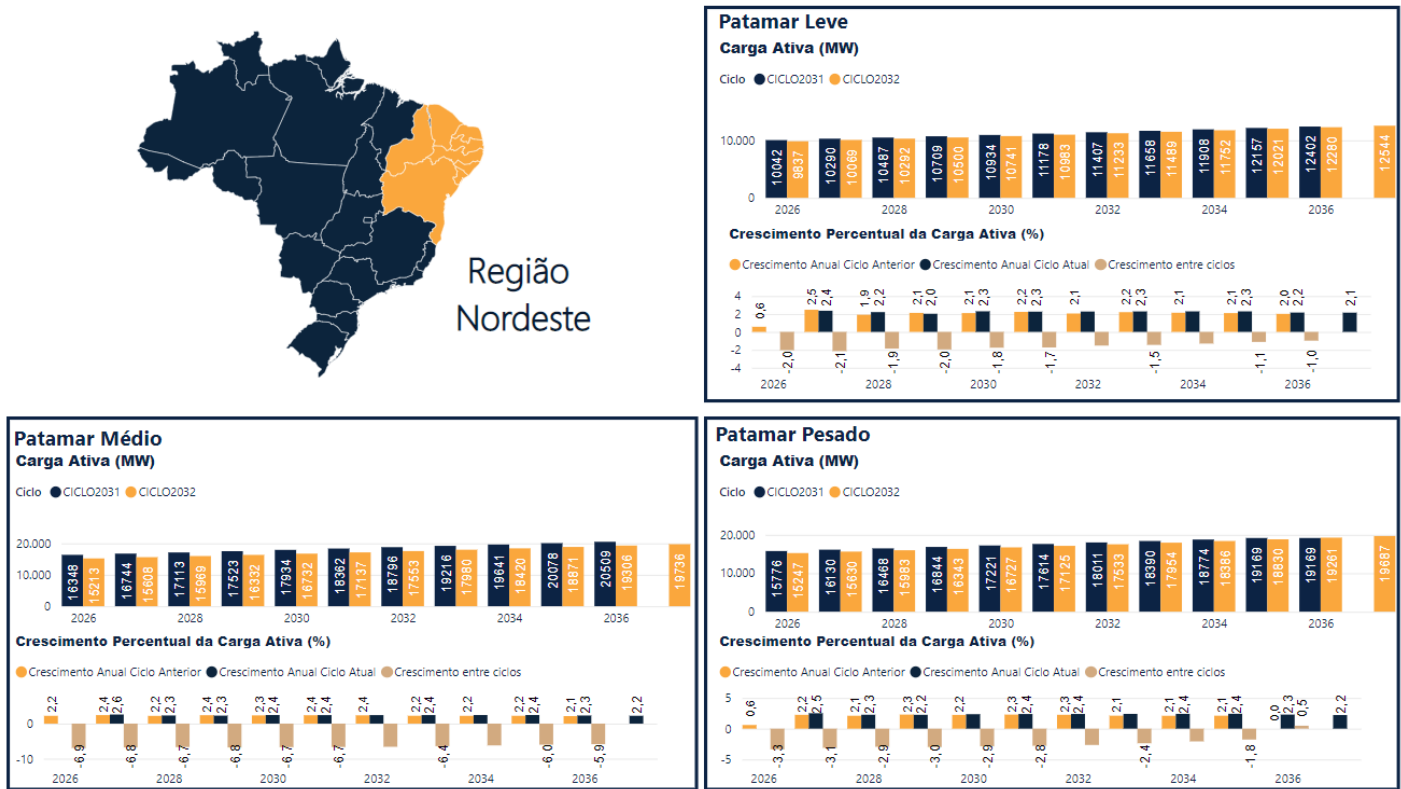


Figura 4-4 – Evolução da Carga da Região Nordeste

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 na Figura 4-5 à Figura 4-12 a seguir, podem-se realizar os seguintes comentários sobre a Região Nordeste:

- o patamar de carga média é o mais elevado para o sistema de transmissão da Região Nordeste. Para os estados de Alagoas, Ceará, Paraíba, Rio Grande do Norte e Sergipe esse é o patamar de maior relevância para as análises. Para os estados da Bahia, Piauí e Pernambuco o patamar de carga pesada é o que apresenta os maiores valores.
- O crescimento médio do mercado da região Nordeste é de 2,70% ao ano. Os estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí apresentaram, respectivamente, crescimentos médios anuais de 3,13%, 2,82%,

1,92%, 2,28%, 2,86%, 1,57%, 2,42% e 3,65% ao ano considerando-se os respectivos patamares de maior carregamento no período de 2026 a 2037.

As Figura 4-5 à Figura 4-12 que se seguem apresentam os valores representados nos casos do Plano Decenal 2032 para os patamares de carga avaliados em cada um dos estados que compõem a região Nordeste.

Observa-se um alto valor de capacidade instalada de Geração Distribuída em alguns estados, destacando-se os casos da Bahia, Ceará e Piauí. Este fato pode ajudar a explicar o comportamento observado na carga dos estados supracitados mostrados nas Figura 4-6, Figura 4-6 e Figura 4-10, respectivamente, e conseqüentemente o comportamento da região Nordeste como um todo (Figura 4-4). Desta forma, para futuros estudos deverá ser demandado um maior detalhamento do perfil de cargas para as distribuidoras em questão de forma a se obter uma melhor compreensão do impacto da geração distribuída no sistema.

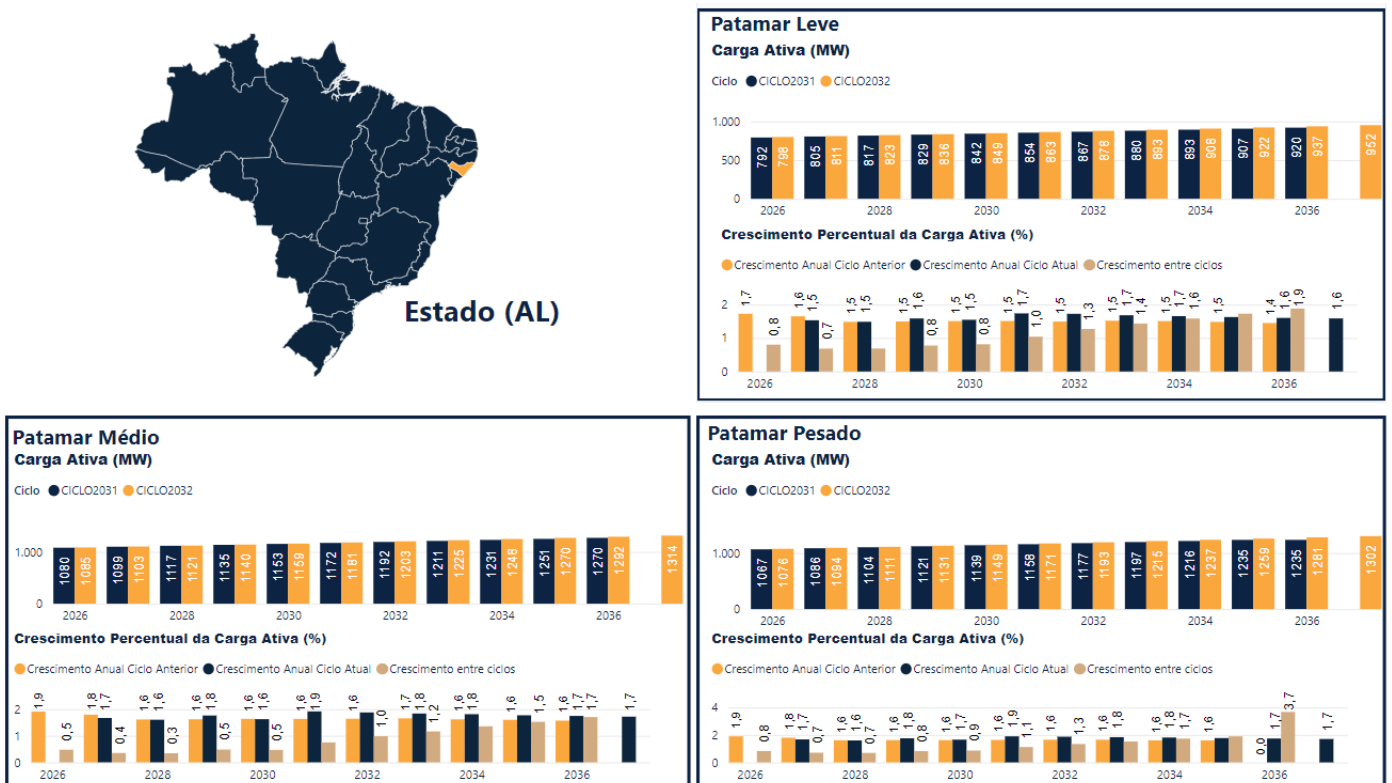


Figura 4-5 – Evolução da Carga do Estado de Alagoas

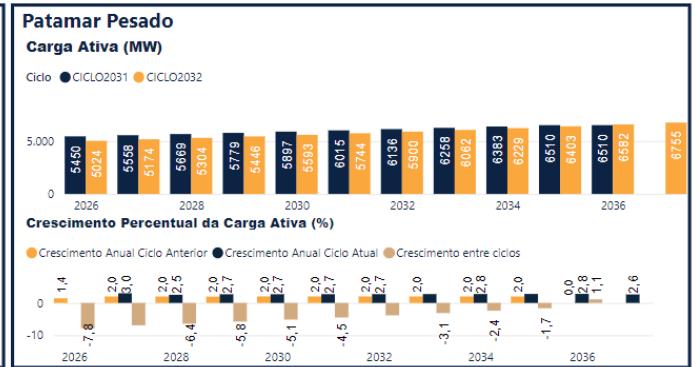
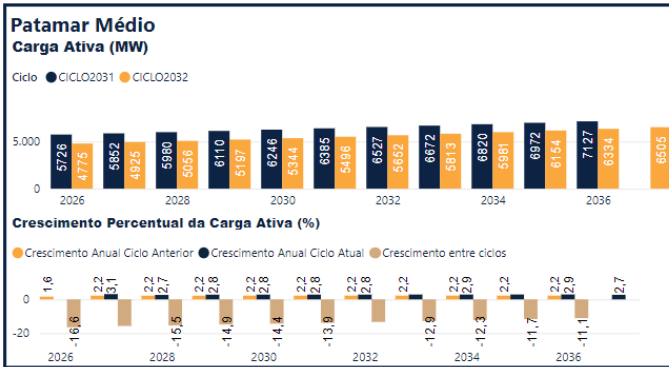
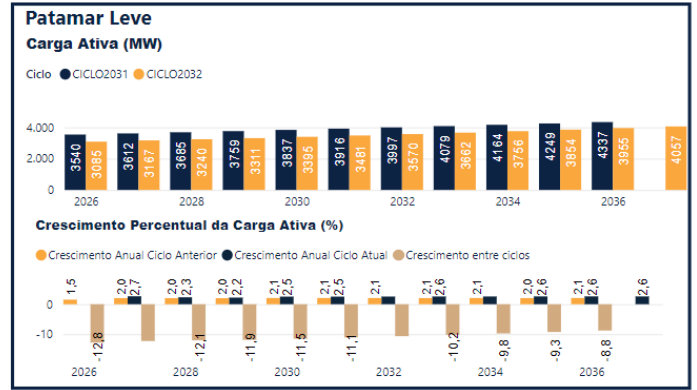


Figura 4-6 – Evolução da Carga do Estado da Bahia

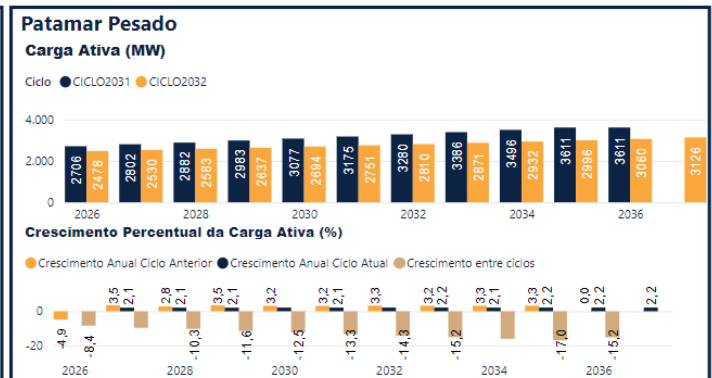
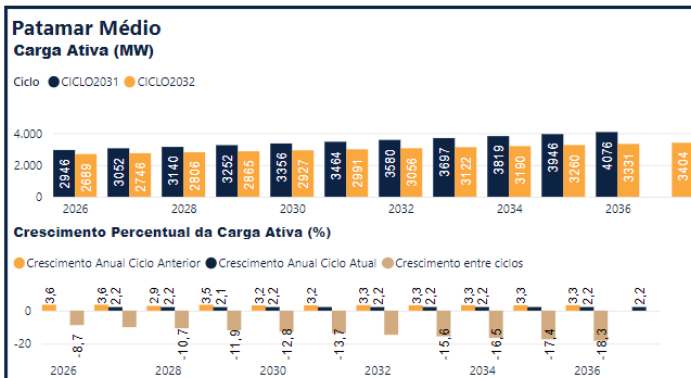
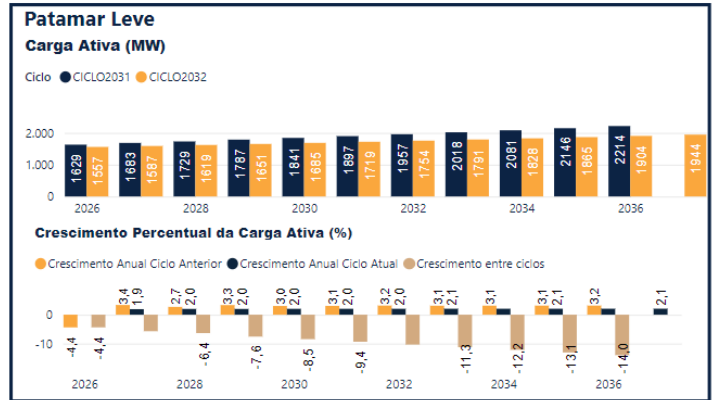


Figura 4-7 – Evolução da Carga do Estado do Ceará

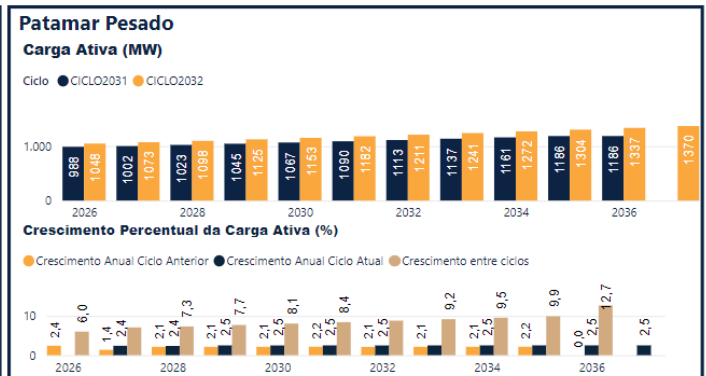
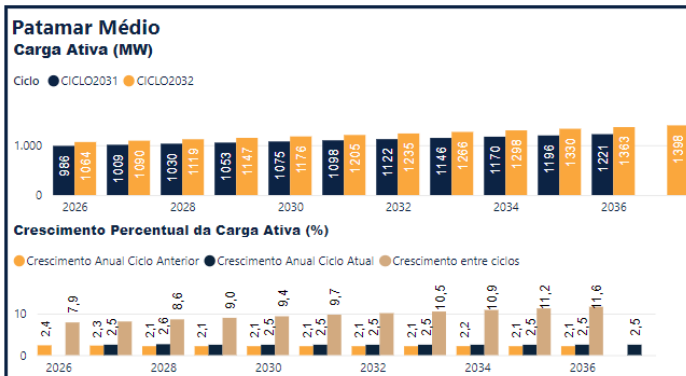
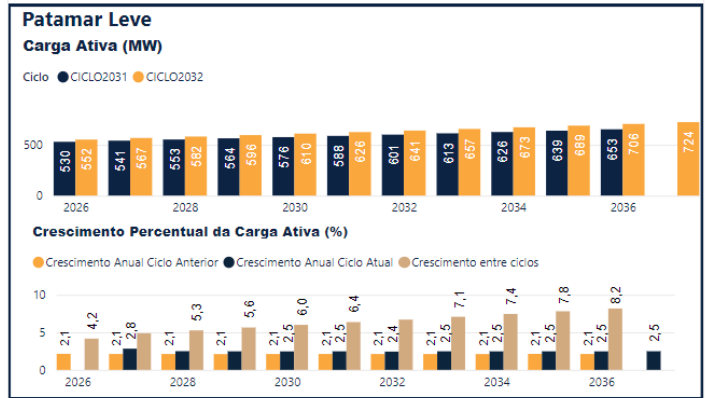


Figura 4-8 – Evolução da Carga do Estado da Paraíba



Estado (PE)

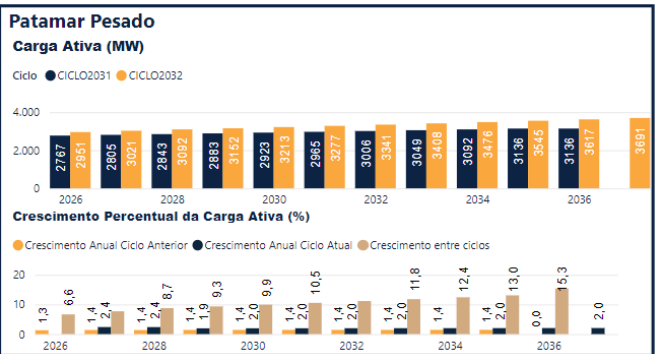
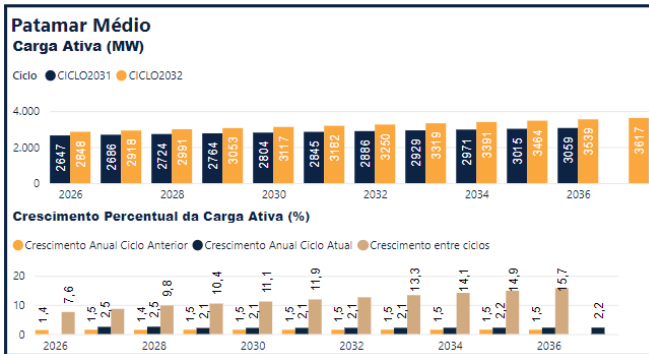
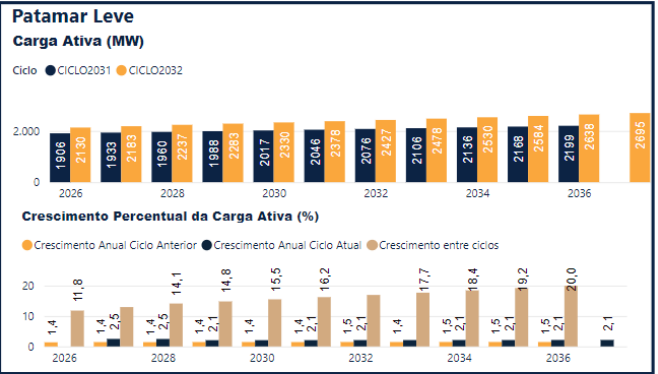


Figura 4-9 – Evolução da Carga do Estado de Pernambuco



Estado (PI)

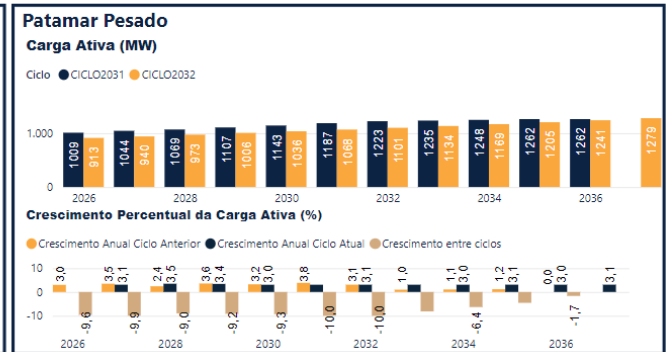
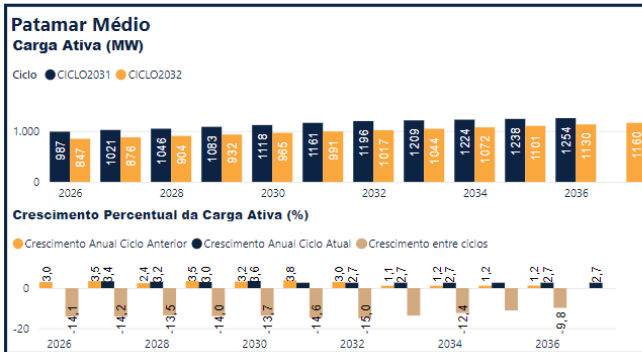
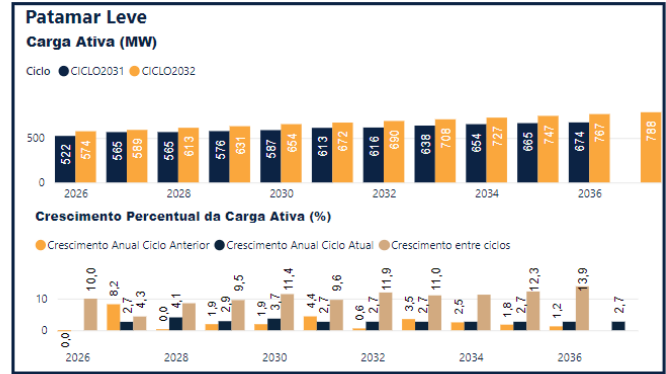


Figura 4-10 – Evolução da Carga do Estado de Piauí



Estado (RN)

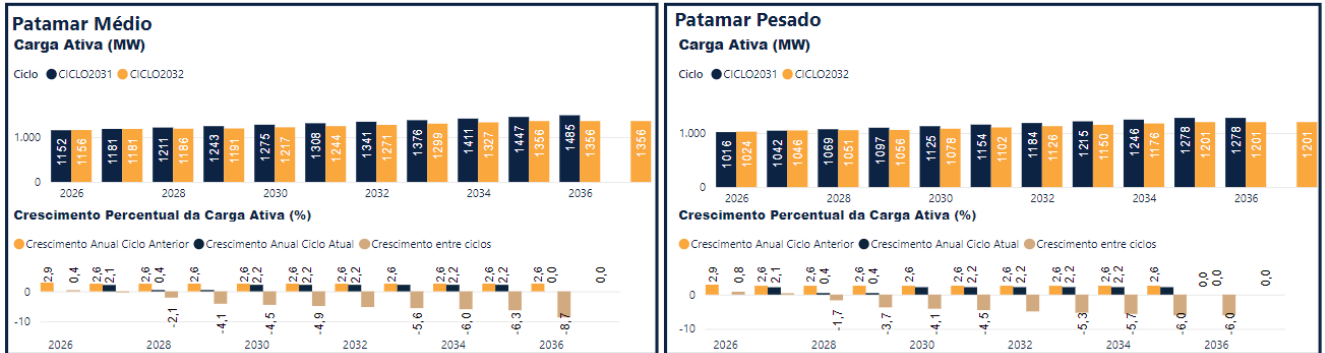


Figura 4-11 – Evolução da Carga do Estado do Rio Grande do Norte

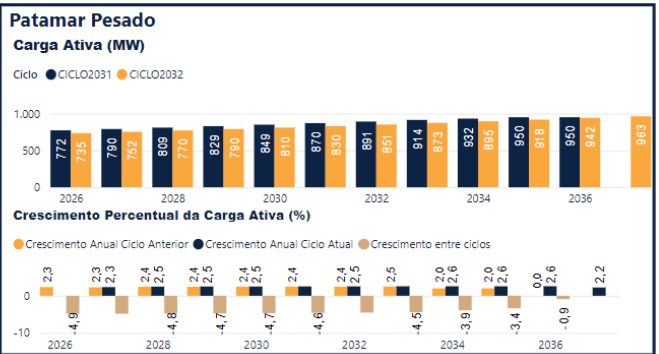
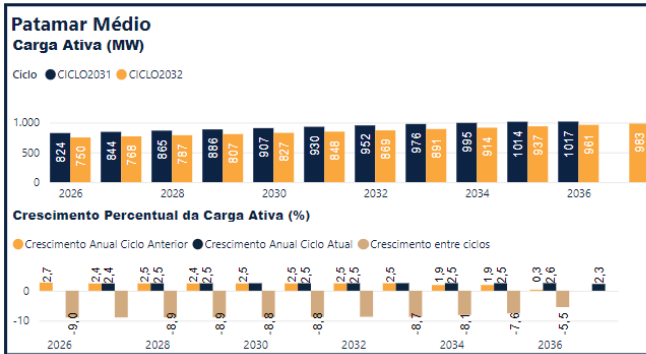
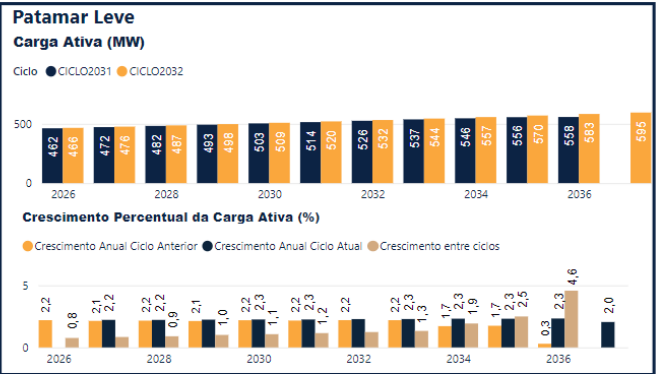


Figura 4-12 – Evolução da Carga do Estado de Sergipe

4.2 Evolução da Expansão da Geração

A Tabela 4-1 e a Tabela 4-2 a seguir mostram os valores referentes à capacidade instalada prevista para os anos de 2026 e 2037, respectivamente, referentes a usinas já contratadas na região Nordeste. Destaca-se uma participação considerável de Usinas Eólicas de médio/grande porte (EOL) com cerca de 46,2% do total da potência instalada, grande parte localizada nos estados da Bahia e Rio Grande do Norte, seguida de Usinas Fotovoltaicas com cerca de 23,4% do total da potência instalada, Usinas Hidrelétricas com cerca de 15,1%, localizadas em sua maioria no Rio São Francisco, e Usinas Termelétricas com cerca de 13,7%.

Tabela 4-1 – Geração considerada para o ano 2026 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	336	5.226	0	0	1.380	225	0	3.000	10.167	15,1%
PCH/CGH	1	279	9	4	13	0	5	0	310	0,5%
EOL	0	11.542	2.852	1.050	1.043	4.015	10.632	35	31.169	46,2%
UFV	528	3.918	2.032	1.480	2.761	3.042	2.040	0	15.802	23,4%
UTE	0	1.460	3.648	510	1.579	52	442	1.555	9.247	13,7%
BIO	123	442	0	17	80	0	40	43	745	1,1%
TOTAL	988	22.866	8.541	3.062	6.856	7.334	13.159	4.633	67.439	100,0%

Tabela 4-2 – Geração considerada para o ano 2037 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	336	5.226	0	0	1.380	225	0	3.000	10.167	15,1%
PCH/CGH	1	279	9	4	13	0	5	0	310	0,5%
EOL	0	11.542	2.852	1.050	1.043	4.015	10.632	35	31.169	46,1%
UFV	528	3.918	2.032	1.580	2.761	3.042	2.040	0	15.908	23,6%
UTE	0	1.460	3.648	510	1.579	52	442	1.555	9.247	13,7%
BIO	123	442	0	17	80	0	40	43	745	1,1%
TOTAL	988	22.866	8.541	3.162	6.862	7.334	13.159	4.633	67.546	100,0%

Os quantitativos apresentados consideram as usinas em operação e implantação, sendo considerados todos os projetos de geração com CUST assinado até dezembro de 2022 com entrada em operação até dezembro de 2026. Não foi considerada geração indicativa.

Destaca-se que já no ano 2026 o montante de geração renovável eólica e fotovoltaica com contrato assinado para conexão na Região Nordeste atinge 47 GW. Esse montante é bem próximo aos 48 GW de potência instalada de geração eólica e fotovoltaica na região Norte/Nordeste que foram previstos para 2030 nos estudos [10], [11] e [12] emitidos em 2021 e 2022. Por este motivo, e pelo fato de o PDE não prever um incremento de carga tão elevado quanto ao que se

observa para a geração, não foi considerada a conexão de geração indicativa para a realização deste diagnóstico.

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

Observa-se na Figura 4-13 à Figura 4-20 seguintes 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 1 deste relatório.

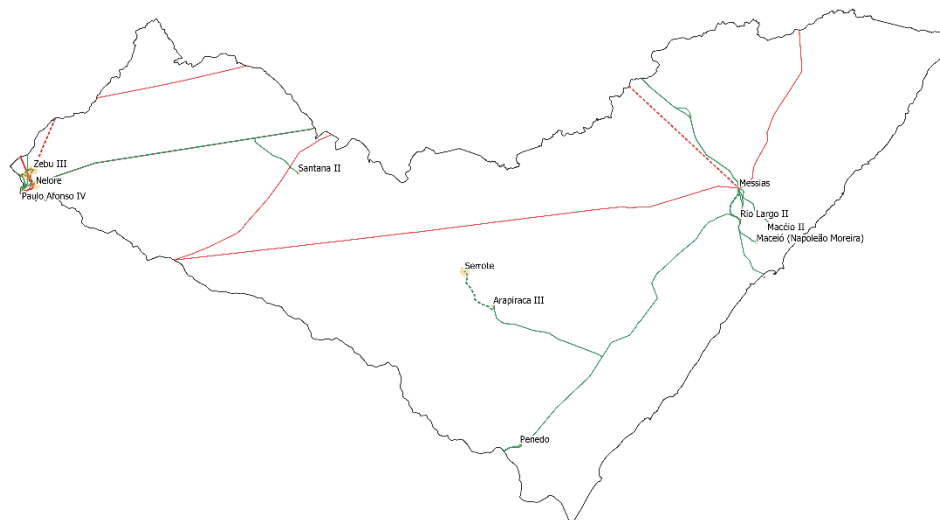


Figura 4-13 – Sistema de Transmissão do Estado de Alagoas



Figura 4-14 – Sistema de Transmissão do Estado da Bahia

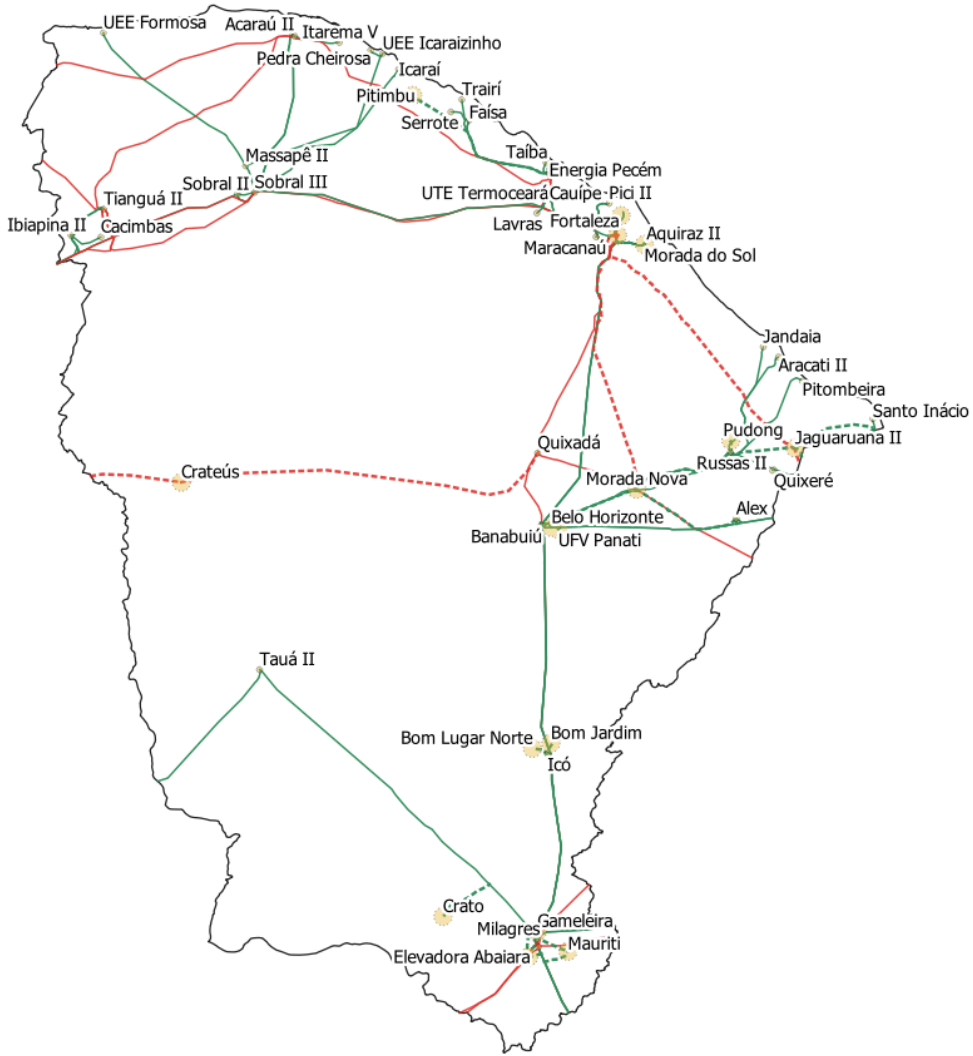


Figura 4-15 – Sistema de Transmissão do Estado do Ceará

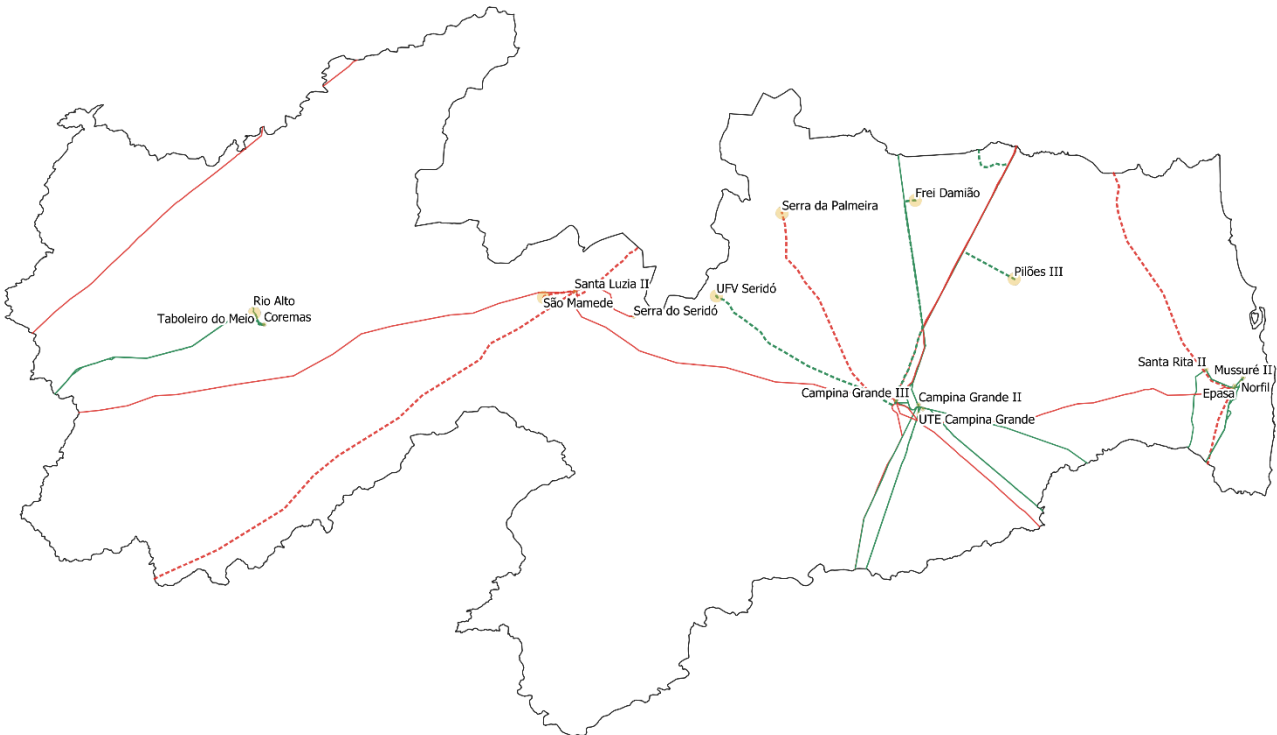


Figura 4-16 – Sistema de Transmissão do Estado da Paraíba

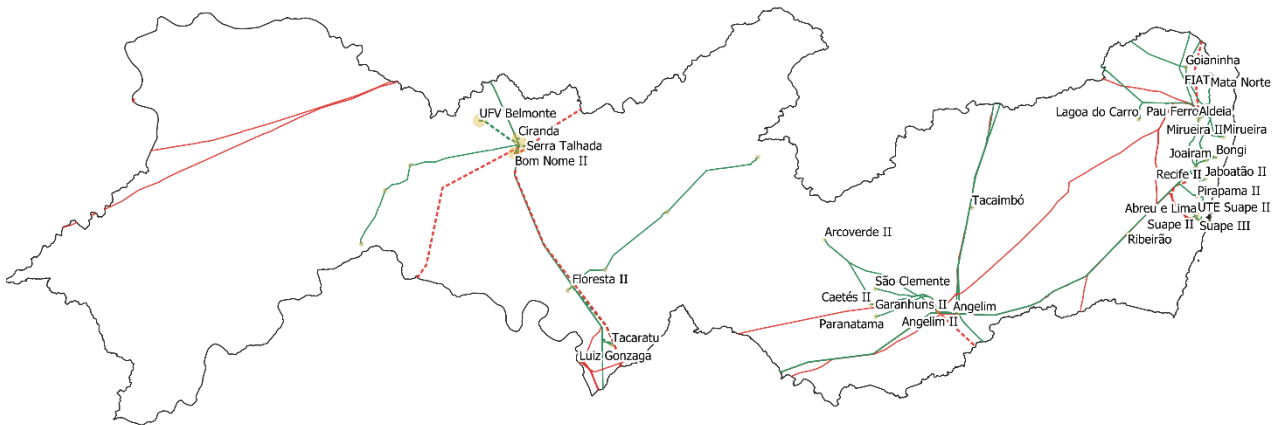


Figura 4-17 – Sistema de Transmissão do Estado de Pernambuco

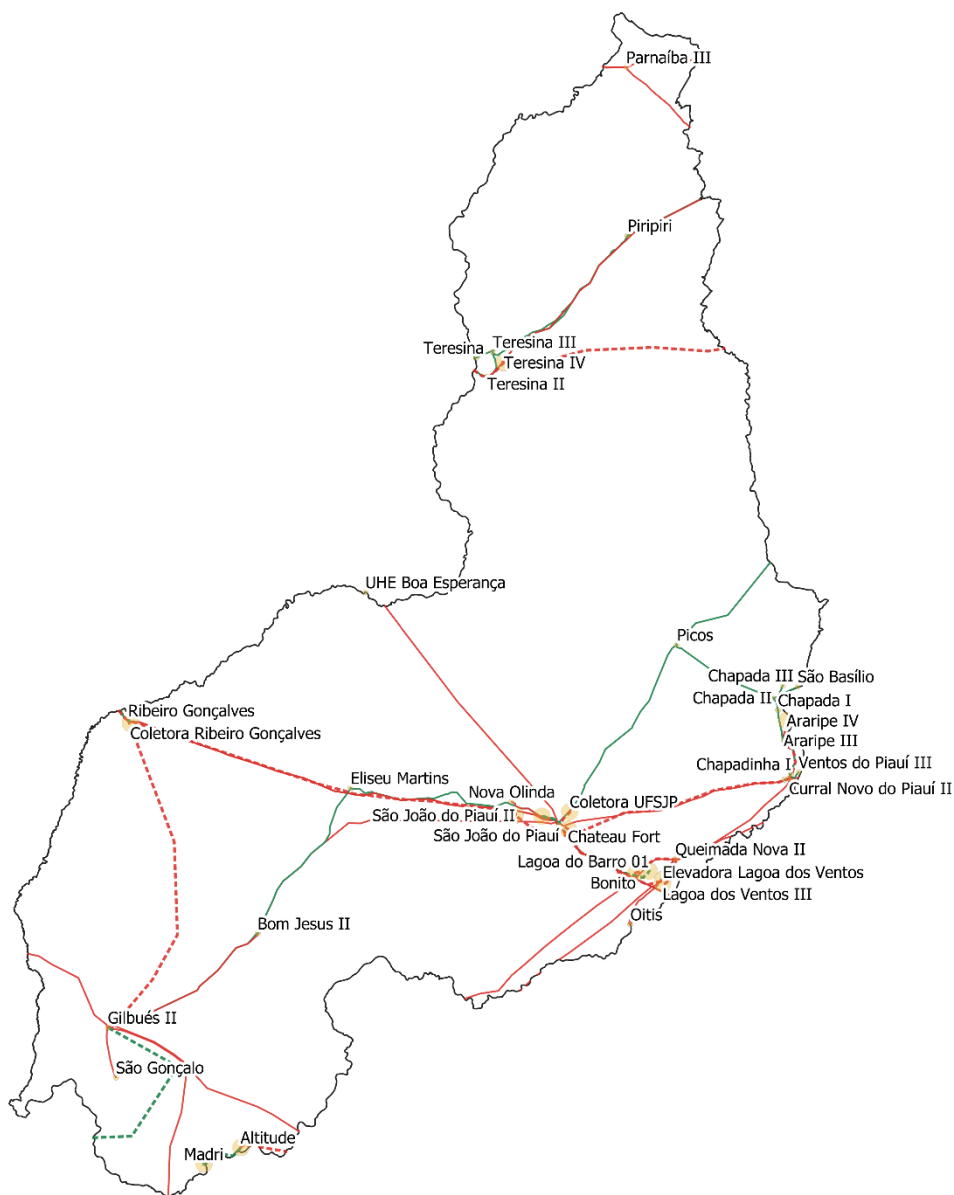


Figura 4-18 – Sistema de Transmissão do Estado do Piauí

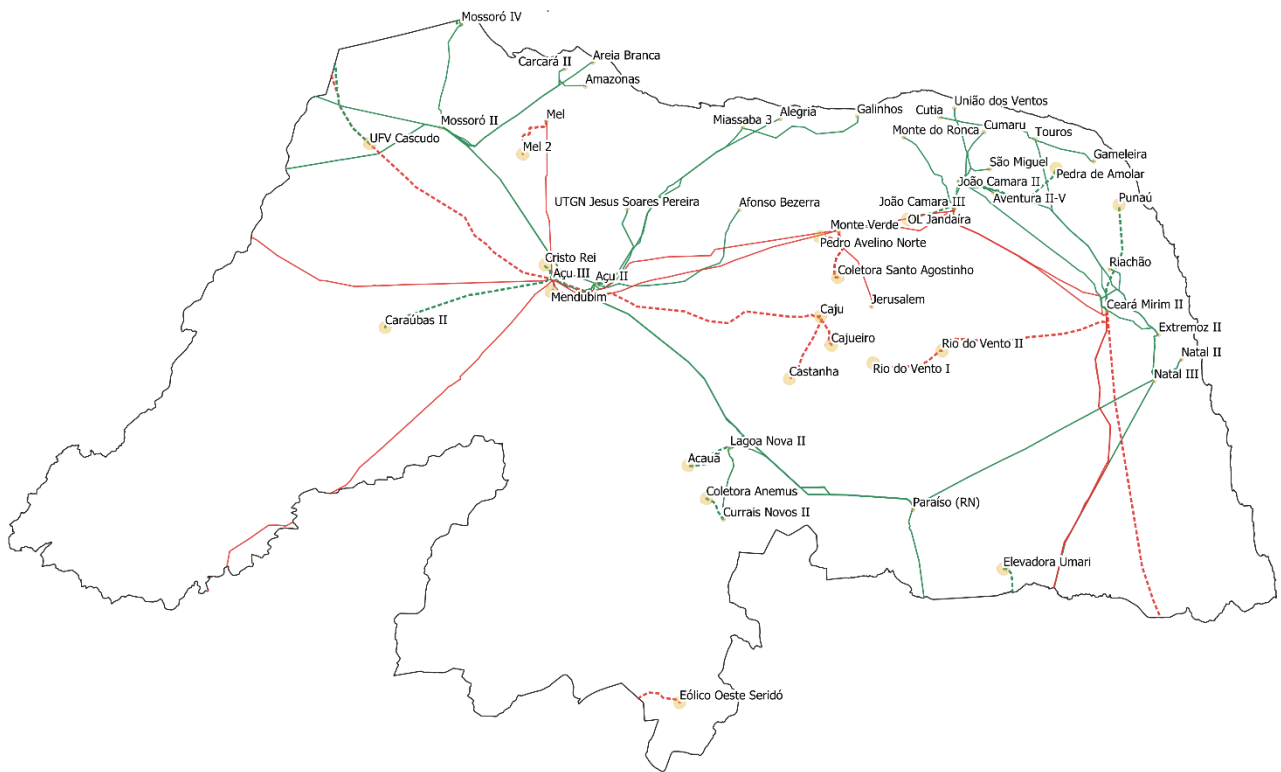


Figura 4-19 – Sistema de Transmissão do Estado do Rio Grande do Norte

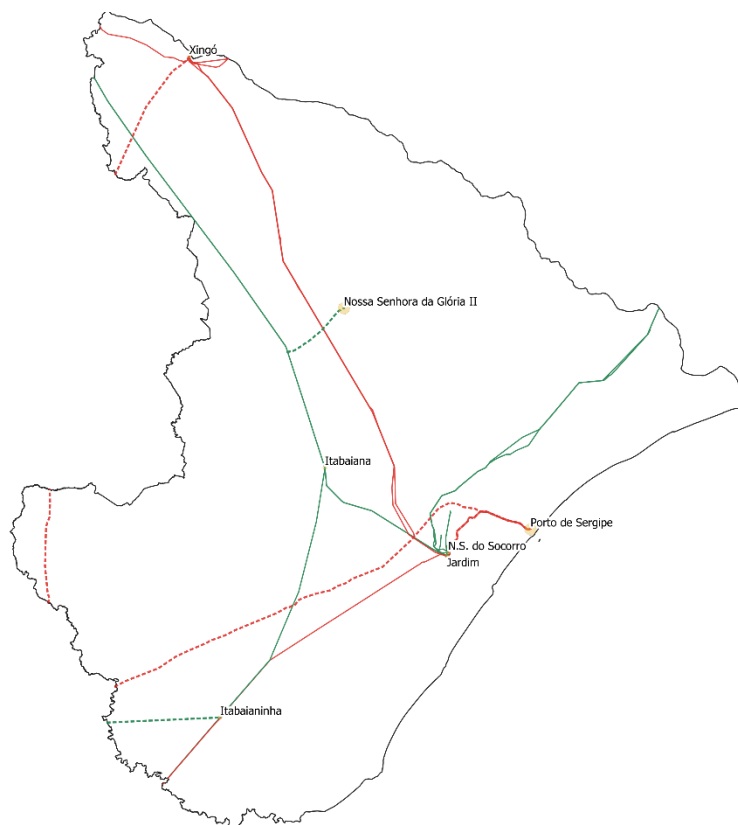


Figura 4-20 – Sistema de Transmissão do Estado de Sergipe

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 entre 50% e 80% e geração eólica em torno de 60% da capacidade instalada. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido.
- Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador: Neste cenário, as usinas hidráulicas da região Norte foram despachadas em 30% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 40% e geração eólica em torno de 80%. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período seco.
- Cenário 3 – Norte Úmido e Nordeste Importador: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 30%, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste, concomitante a uma baixa geração de energia renovável. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.
- Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo: Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se as usinas hidráulicas entre 30% e 50% e geração eólica em torno de 25% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão, visto que as interligações regionais ficam com baixo carregamento. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

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

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

6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE

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

A seguir, apresenta-se o conjunto das principais novas obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2032, recomendadas nos estudos da EPE para o estado de Alagoas:

- Nova Subestação 500/230 kV Zebu III com dois bancos de autotransformadores 500/230 kV de 900 MVA e dois bancos de reatores de barra 500 kV de 150 Mvar, a ser conectada por meio das novas Linhas de Transmissão 500 kV Bom Nome II – Zebu III C1 e Zebu III – Olindina C1 (2028);
- Novas Linhas de Transmissão 230 kV Zebu III – Zebu C1 e C2 (2028);
- Implantação do 4º transformador 230/69 kV de 100 MVA da Subestação Zebu e desativação do transformador 230/69 kV de 100 MVA da Subestação Abaixadora (2028);
- Nova Linha de Transmissão 500 kV Garanhuns II – Messias C1 (2028).

É importante ressaltar que estas obras estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2032 e afetam os resultados obtidos nas avaliações de desempenho elétrico.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Rio Largo II, em condição de operação normal nos anos de 2034 a 2037, e em condição de operação N-1 nos anos de 2026 a 2037;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Maceió II, em condição de operação N-1 nos anos de 2034 a 2037;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Arapiraca III, em condição de operação N-1 nos anos de 2026 a 2037;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Penedo, em condição de operação N-1 nos anos de 2033 a 2037.

Em relação aos problemas de sobrecarga verificados nas Subestações Maceió II e Rio Largo II, recomenda-se avaliação futura sobre a disponibilidade de espaço físico para implantação de novos transformadores nessas subestações e/ou o remanejamento de carga para outros pontos de fronteira.

Sobre os problemas de subtensão, ressalta-se que as Subestações Arapiraca III e Penedo fazem parte do mesmo eixo de 230 kV que interliga as capitais Maceió e Aracaju. A condição de operação mais crítica em ambos os casos de subtensão ocorre na contingência da Linha de Transmissão 230 kV Rio Largo II – Arapiraca III, em patamar de carga média. Dessa forma, recomenda-se, oportunamente, a realização de um estudo de planejamento para indicar uma solução conjunta para essas violações.

6.1.1 Violações de Carregamento

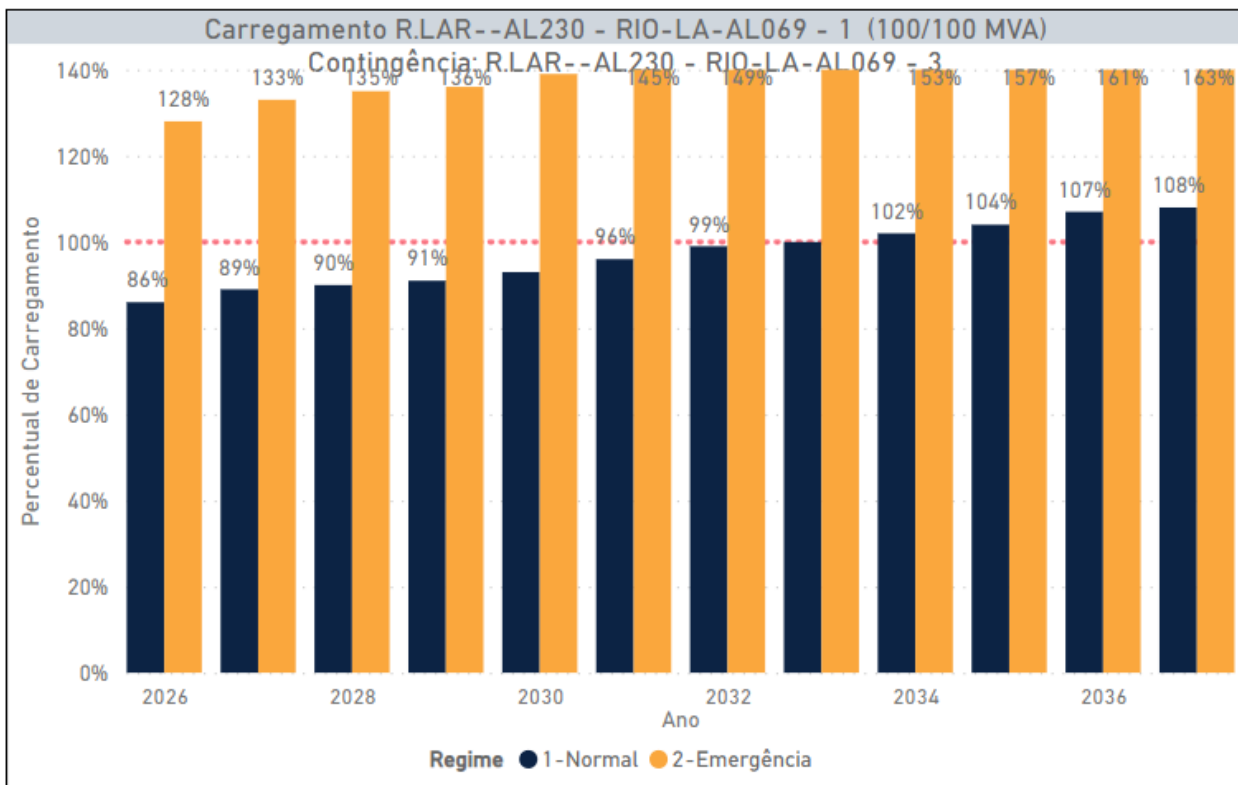


Figura 6-1 – Carga Pesada – SE Rio Largo II 230/69 kV T1/T2/T3

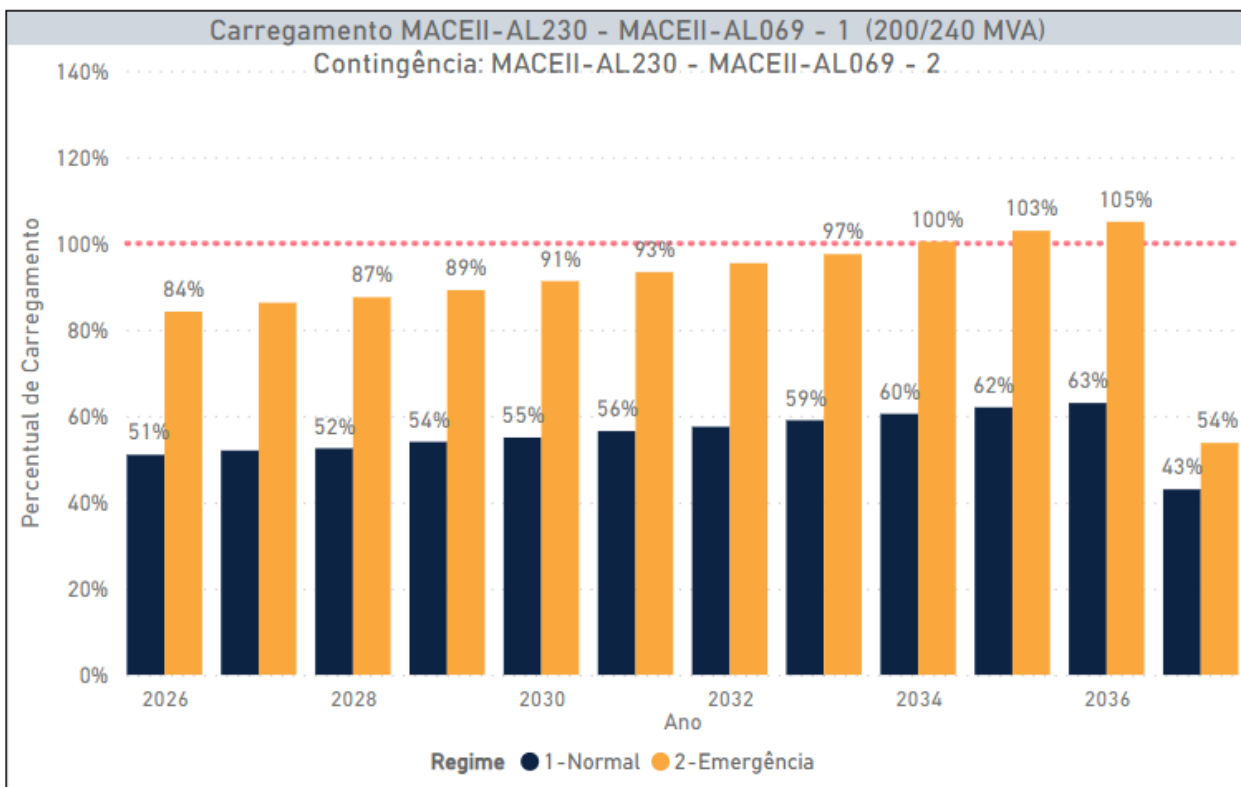


Figura 6-2 – Carga Média – SE Maceió II 230/69 kV T1/T2

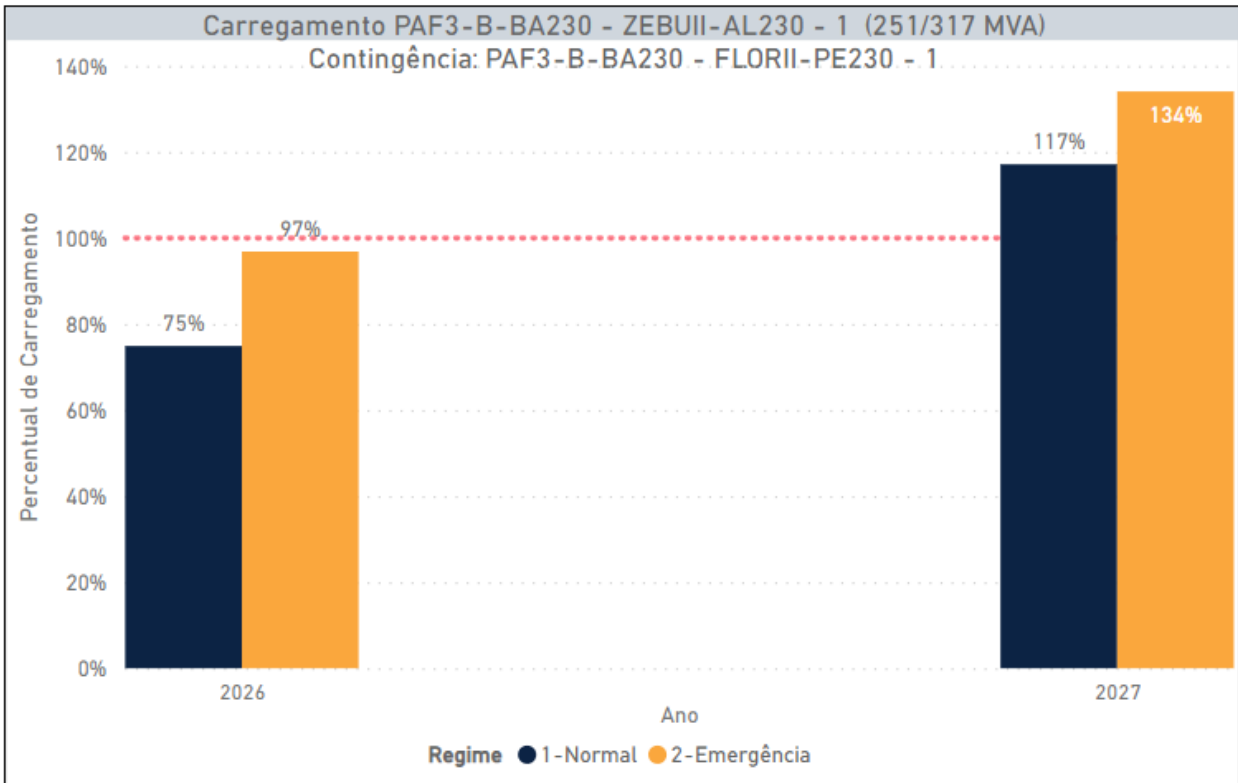


Figura 6-3 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Paulo Afonso III – Zebu II C1/C2

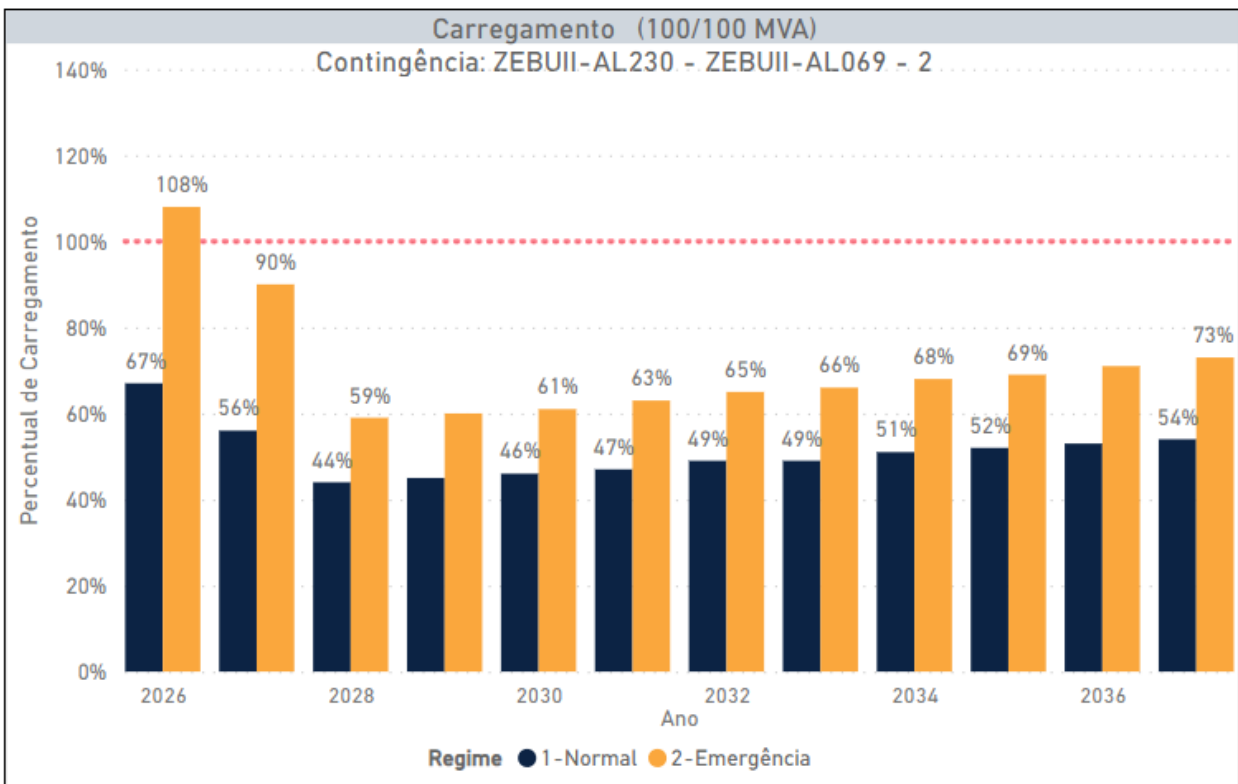


Figura 6-4 – Carga Pesada – SE Zebu II 230/69 kV T1/T2

6.1.2 Violações de Tensão

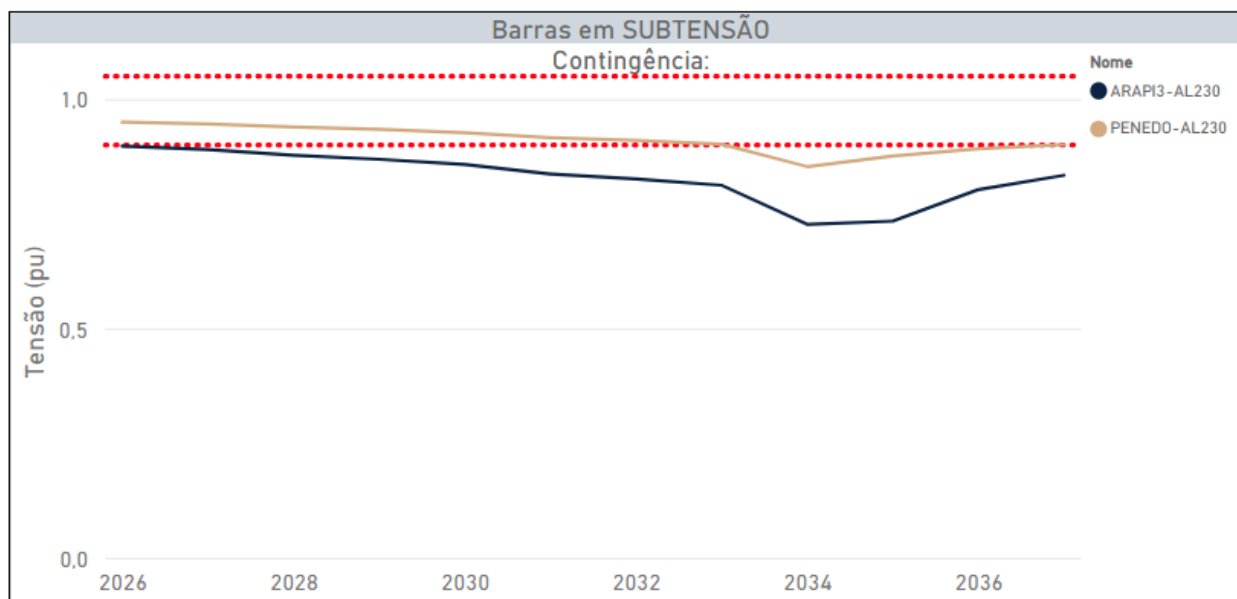


Figura 6-5 – Cenário 1 – Carga Média – Barras 230 kV Arapiraca III e Penedo

6.2 Estado da Bahia

A seguir, apresenta-se o conjunto das principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2032, recomendadas nos estudos da EPE para o estado da Bahia:

- Novas Subestações 500 kV Campo Formoso II, Barra II e Correntina (2028) e Jussiape (2030);
- Novo eixo em 500 kV Juazeiro III – Campo Formoso II – Barra II – Correntina – Arinos 2 (2028);
- Segundo circuito do eixo em 500 kV Morro do Chapéu II – Poções III – Medeiros Neto II – João Neiva 2 (2028);
- Novo eixo em 500 kV em 2 circuito simples, Gentio do Ouro II – Bom Jesus da Lapa II – Jaíba – Buritizeiro 3 (2028);
- Novo eixo em 500 kV em 2 circuitos simples, Orolândia II – Jussiape – São João do Paraíso (2030);
- LT 500 kV Xingó – Camaçari II C1, C2 (CD) (2028);
- LT 500 kV Buritirama – Barra II C1 (2028);
- Seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Rio das Éguas C1 na nova SE Correntina (2028);
- Nova SE 230/138 kV Formosa do Rio Preto com 2 bancos de autotransformadores 230/138 kV de 150 MVA, 1 banco de capacitores shunt de 30 Mvar, 1 reator de barra de 30 Mvar e 1 compensador síncrono -40/+80 Mvar (2026);
- LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto C1 (2026);
- LT 230 kV Dianópolis – Formosa do Rio Preto C1 (2026);

É importante ressaltar que estas obras estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2032 e afetam os resultados obtidos nas avaliações de desempenho elétrico.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos Bancos de Capacitores Série da LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1 ou C2 na contingência do circuito paralelo nos anos 2026 e 2027. Em 2028 com a entrada das obras dos estudos [10], [11] e [12] e o bypass dos BCS da LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C1 e C2 na SE Rio das Éguas tal sobrecarga deixa de existir;
- Sobrecarga em regime normal de operação nos Bancos de Capacitores Série da LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia no Cenário 2 Carga Média em todo o horizonte, porém a operação do sistema com o by-pass desses BCS soluciona o problema, conforme referenciado no relatório RT-ONS DPL 0131/2023 RT-ONS DPL 0131/2023 – “Análise do

- Limites de Transferência de Energia entre as Regiões N/NE e SE/CO para o Ano 2027 com o Bypass de BCS” – ONS – Março/2023;
- Sobrecarga da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúbas na contingência da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa – Sol do Sertão. Em 2028 com a entrada das obras do estudo [10] tal sobrecarga deixa de existir;
 - Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Cícero Dantas, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2033;
 - Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Brumado II, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2035;
 - Sobrecarga nos transformadores 230/138 kV da Subestação Brumado II, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2031;
 - Carregamento elevado na LT 500 kV Camaçari IV – Camaçari II na contingência da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV e Camaçari II – Sapeaçu a partir de 2028;
 - Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Cotegipe, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2034;
 - Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Governador Mangabeira, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2036;
 - Sobrecarga no eixo em 230 kV Governador Mangabeira – Embasa – Tomba na contingência de um dos circuitos paralelos a partir de 2034;
 - Sobrecarga nos transformadores 230/138 kV da Subestação Ibicoara, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2033;
 - Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Irecê, em condição de operação N-1 em todo o horizonte. Destaca-se que já está previsto no POTEE 2020 a substituição dos transformadores 04T2 e 04T3 de 33 MVA por duas unidades de 100 MVA, resolvendo assim o problema mencionado;
 - Sobrecarga nos transformadores 230/138 kV da Subestação Irecê, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2033;
 - Sobrecarga da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 ou C2 na contingência do circuito paralelo, fluxo sensível ao despacho da UHE Itapebi;
 - Sobrecarga na LT 230 kV Ourolândia II – Irecê na contingência da LT 500 kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II nos anos 2026 e 2027. Em 2028 é recomendada a desativação dessa linha, que soluciona o problema;
 - Sobrecarga no transformador 500/230 kV Paulo Afonso IV – Paulo Afonso III B na contingência do transformador 500/230 kV Paulo Afonso IV – Paulo Afonso III A. O problema é resolvido com a entrada em operação das obras dos estudos [10] e [11].

- Sobrecarga na LT 230 kV Paulo Afonso III B – Zebu II em regime normal e contingências nos anos 2026 e 2027. Problema é resolvido com a entrada em operação das obras dos estudos [10] e [11].
- Carregamento elevado na LT 230 kV Poções II – Brumado II na contingência da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II a partir de 2037, e subtensão na SE Brumado II na mesma contingência;
- Sobrecarga nos transformadores 230/138 kV da Subestação Rio Grande II, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2028. Cabe ressaltar que no horizonte indicativo há previsão de instalação do 3º e 4º transformadores 230/138 kV que resolvem o problema;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Santo Antônio de Jesus, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2034;
- Sobrecarga na LT 230 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus C1 ou C2 na contingência da do circuito paralelo a partir do ano 2028;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Tomba, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2037;
- Carregamento elevado na LT 230 kV Campo Formoso II – Ourolândia na contingência da LT 500 kV Juazeiro III – Ourolândia;
- Carregamento elevado na LT 500 kV Camaçari II - Sapeaçu nas contingências das LTs 500 kV Camaçari IV - Camaçari II, Olindina - Sapeaçu, Sapeaçu - Camaçari IV em todo o horizonte;
- Subtensão na barra de 230 kV da SE Brumado II na contingência da LT 230 kV Ibicoara Brumado II e da LT 230 kV Poções II – Brumado II;
- Tensões baixas em regime normal de operação nos barramentos de 500 kV das subestações Camaçari II, Camaçari IV, Olindina e Sapeaçu;

Sobre a sobrecarga no Banco de Capacitores Série da LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia destaca-se o relatório RT-ONS DPL 0131/2023 “Análise do Limites de Transferência de Energia entre as Regiões N/NE e SE/CO para o Ano 2027 com o Bypass de BCS” RT-ONS DPL 0131/2023 – “Análise do Limites de Transferência de Energia entre as Regiões N/NE e SE/CO para o Ano 2027 com o Bypass de BCS” – ONS – Março/2023 em que o ONS avalia diversas combinações de *bypass* de bancos de capacitores séries em diferentes linhas de transmissão e o impacto nos limites de transferência de energia entre os subsistemas e a viabilidade dessas operações de *bypass* considerando o desempenho dinâmico do sistema e o controle de tensão. As análises apontaram que o *bypass* dos BCS da LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia é viável em várias dessas combinações, de modo que esse recurso pode ser utilizado pelo operador quando se vislumbrar uma possibilidade de sobrecarga.

6.2.1 Violações de Carregamento

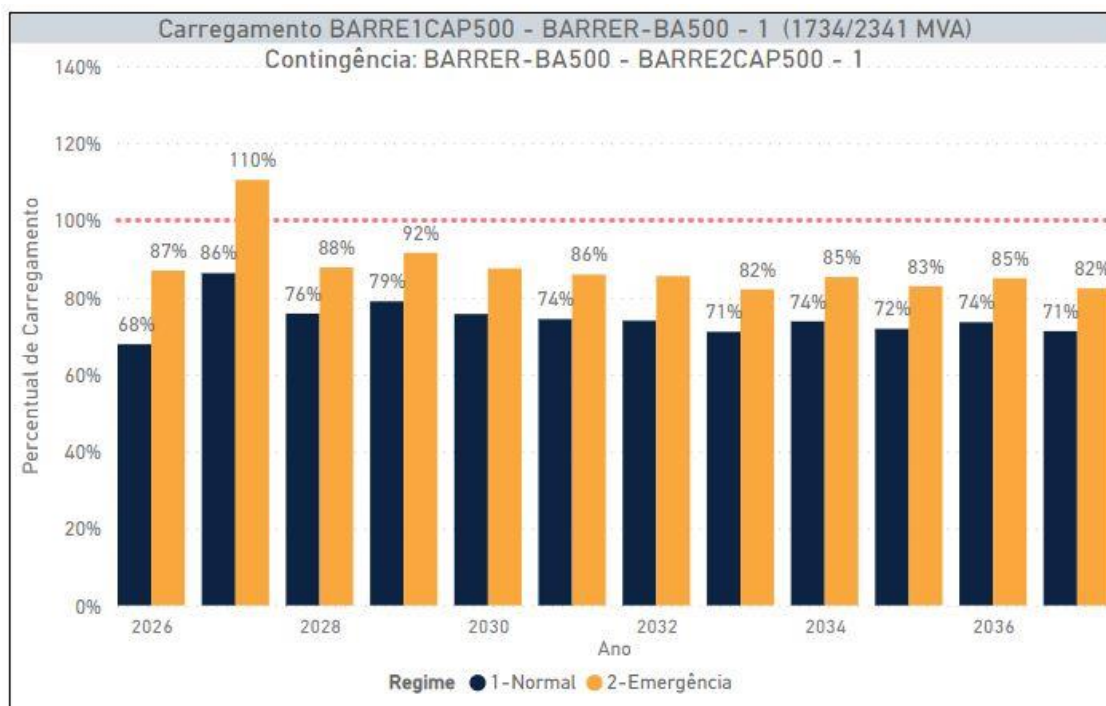


Figura 6-6 – Cenário 2 – Carga Média – Banco de Capacitor Série da LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas

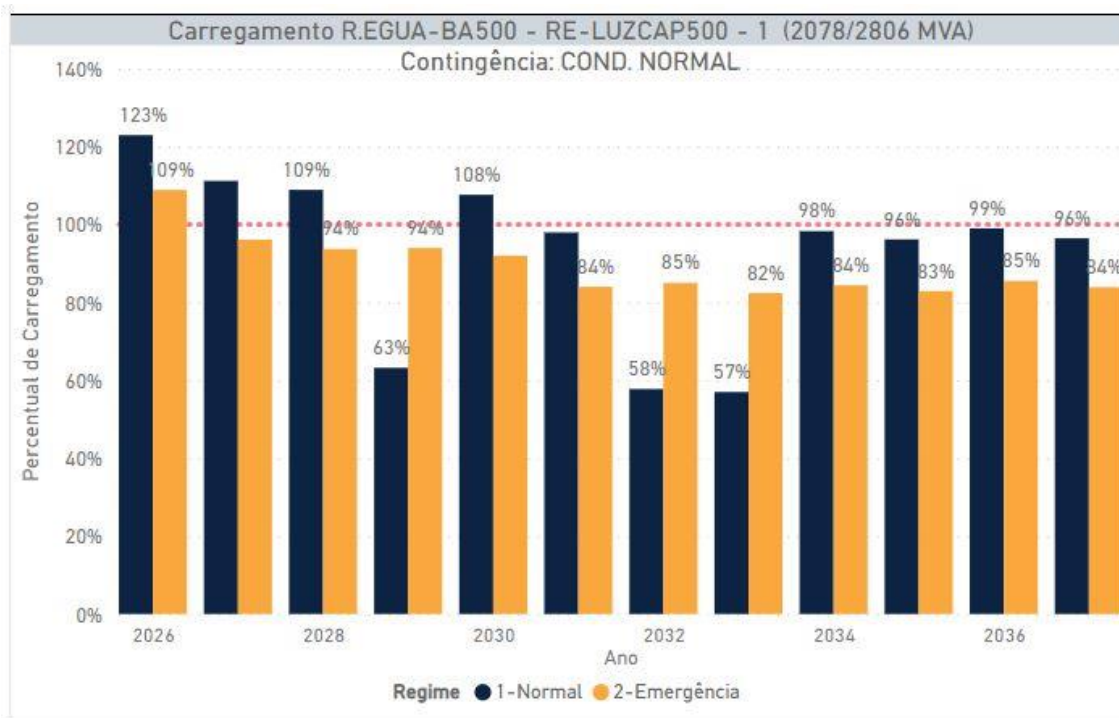


Figura 6-7 – Cenário 2 – Carga Média – Banco de Capacitor Série da LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia

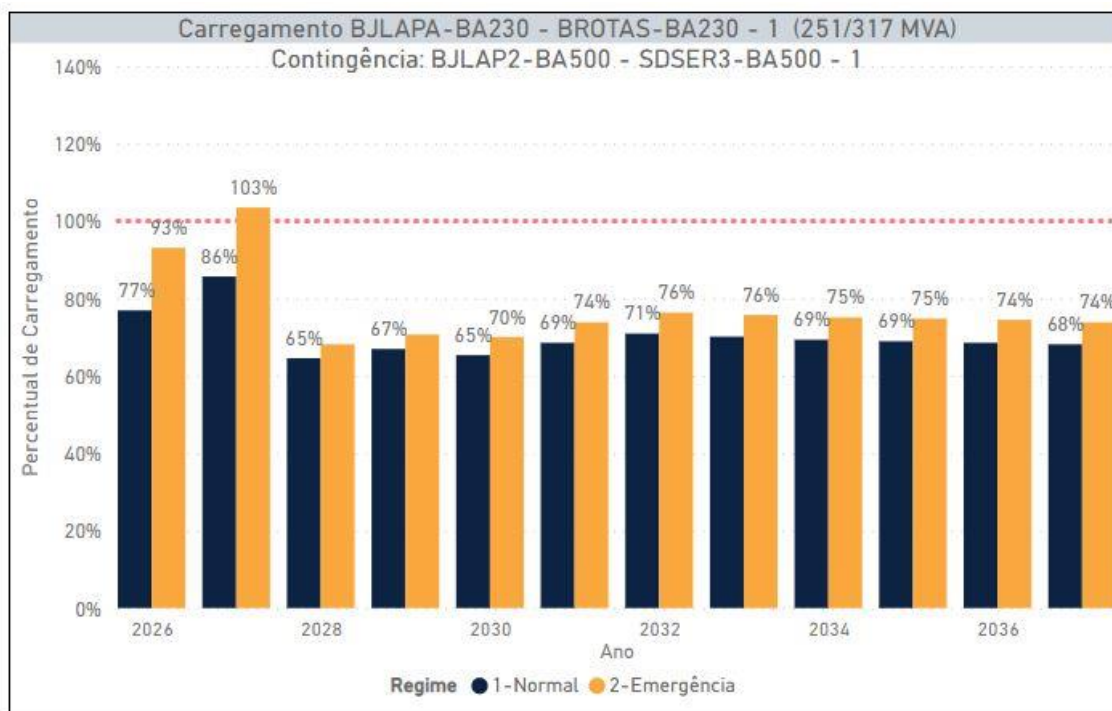


Figura 6-8 – Cenário 2 – Carga Leve – LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúbas

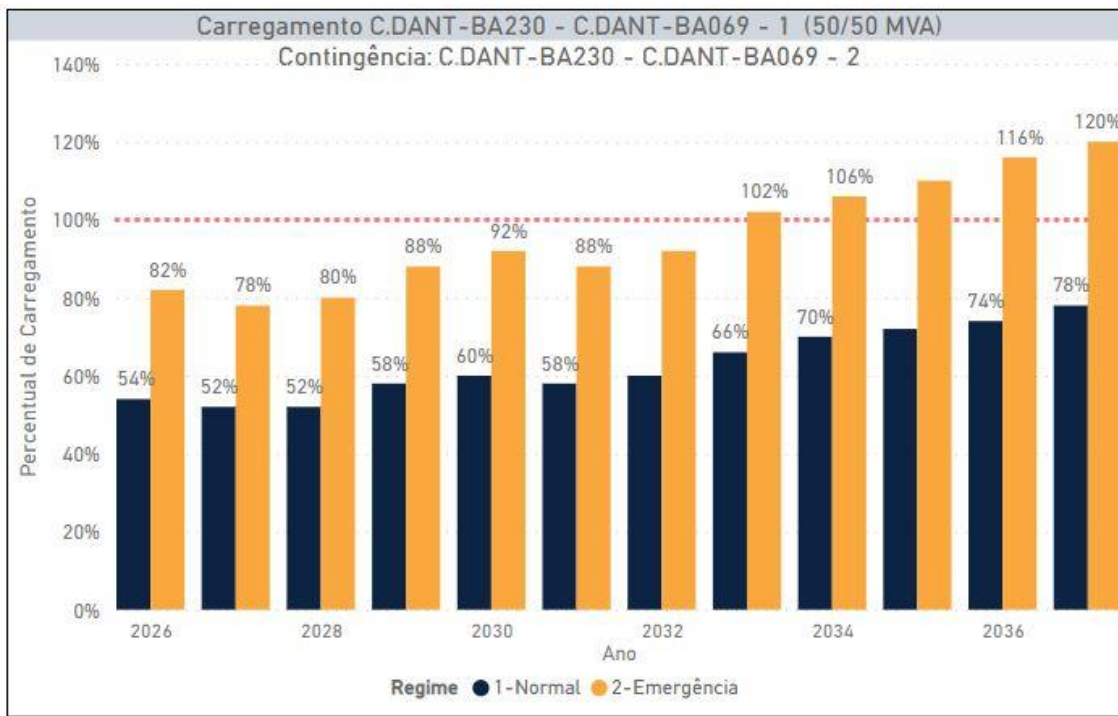


Figura 6-9 – Carga Média – SE Cícero Dantas TR1 230/69 kV

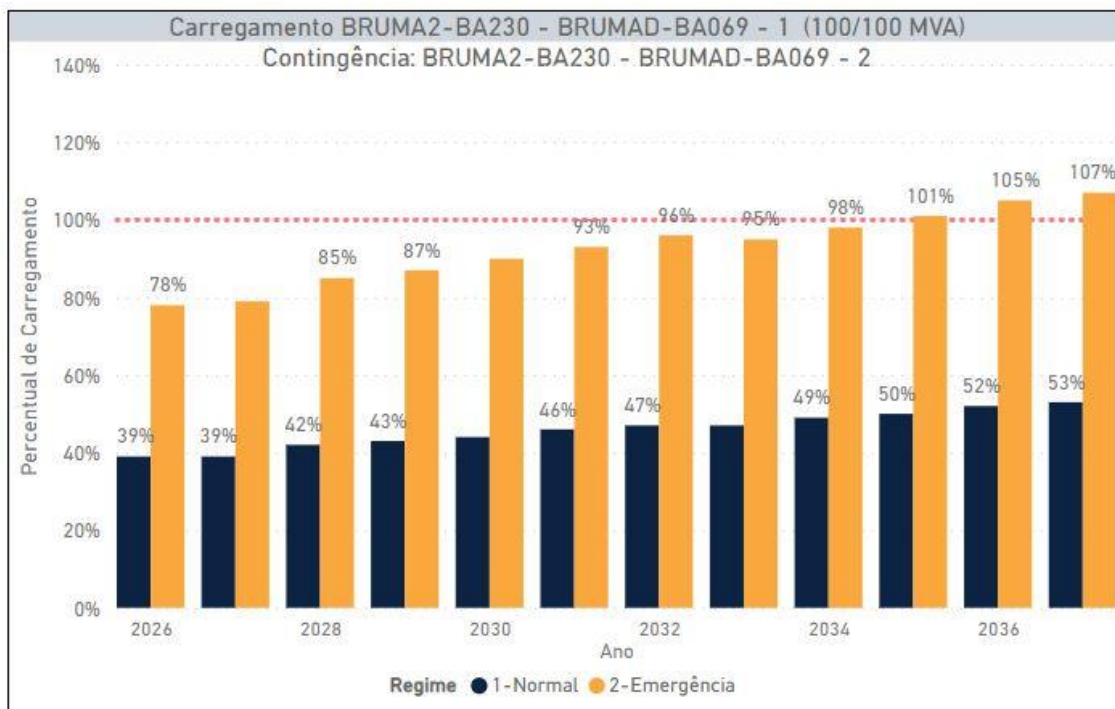


Figura 6-10 – Carga Pesada – SE Brumado II TR1 230/69 kV

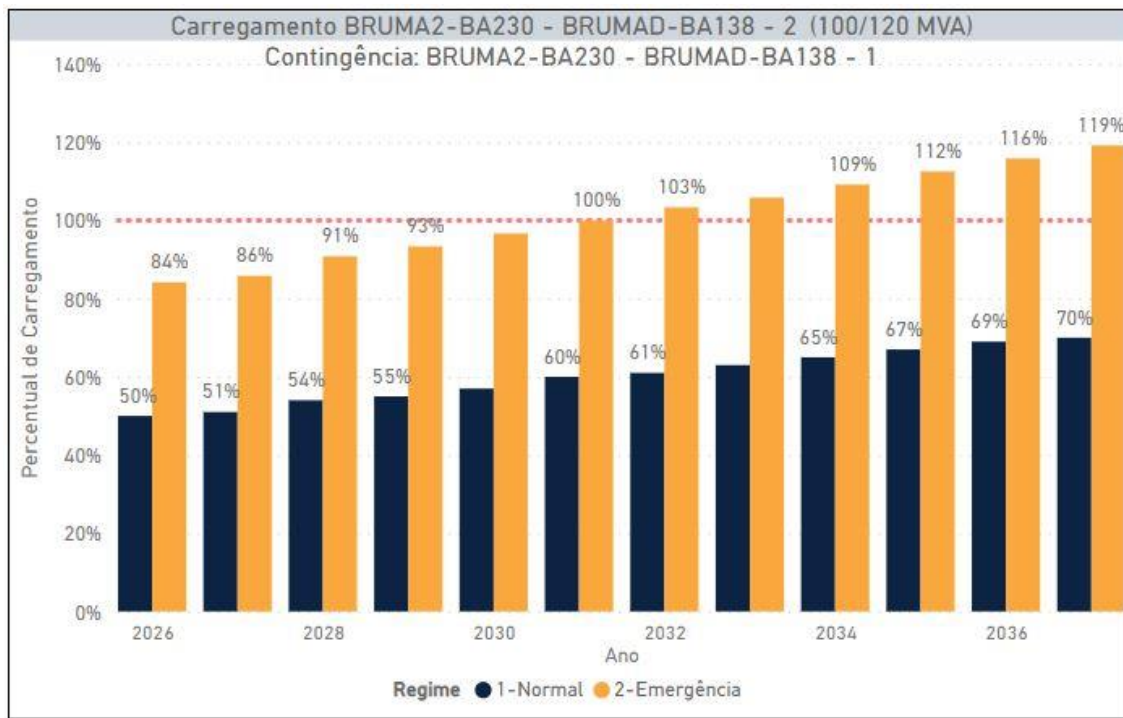


Figura 6-11 – Carga Pesada – SE Brumado II ATR1 230/138 kV

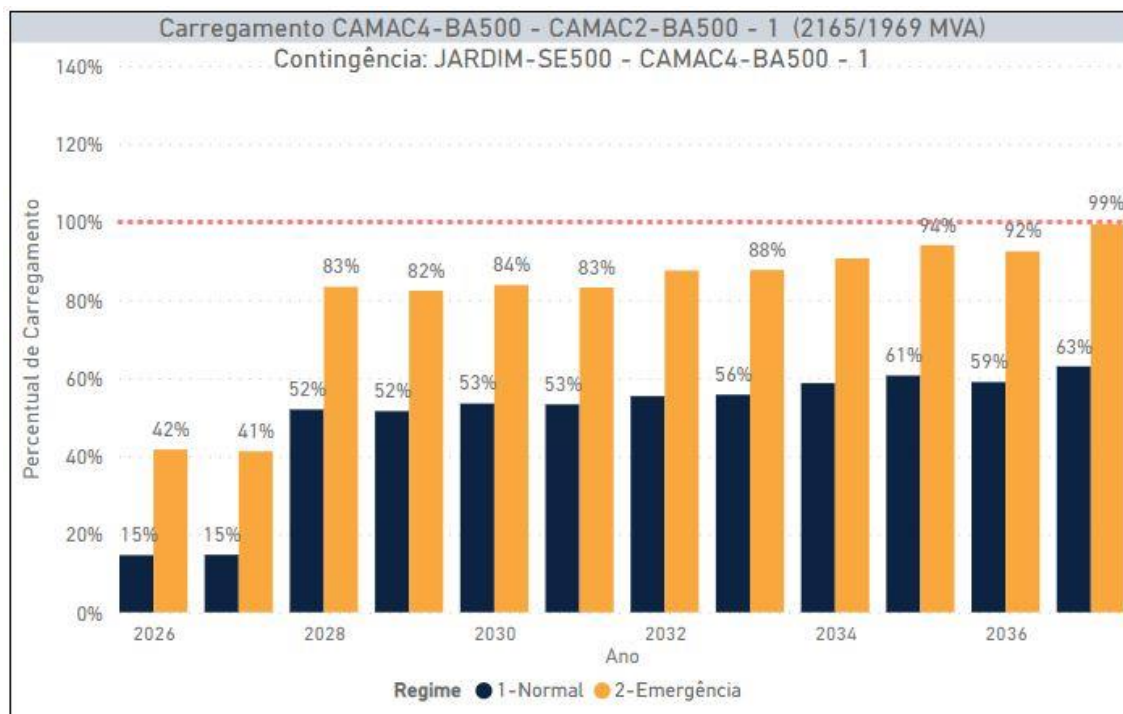


Figura 6-12 – Cenário 1 – Carga Média – LT 500 kV Camaçari IV – Camaçari

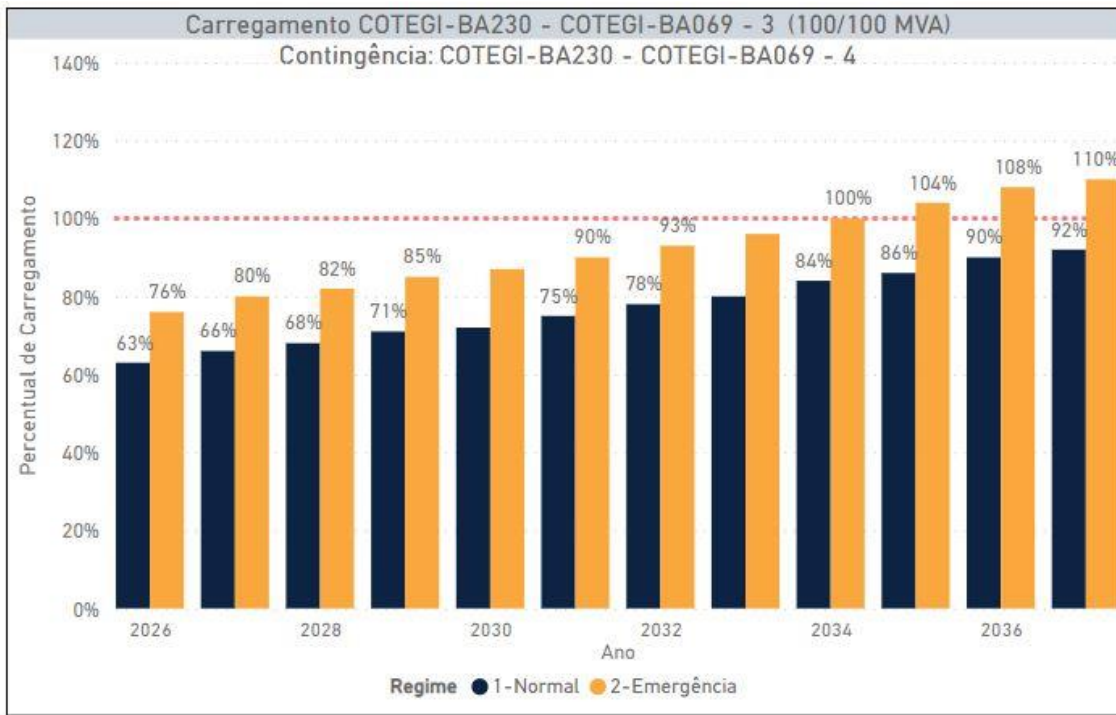


Figura 6-13 – Carga Média – SE Cotegipe TR1 230/69 kV

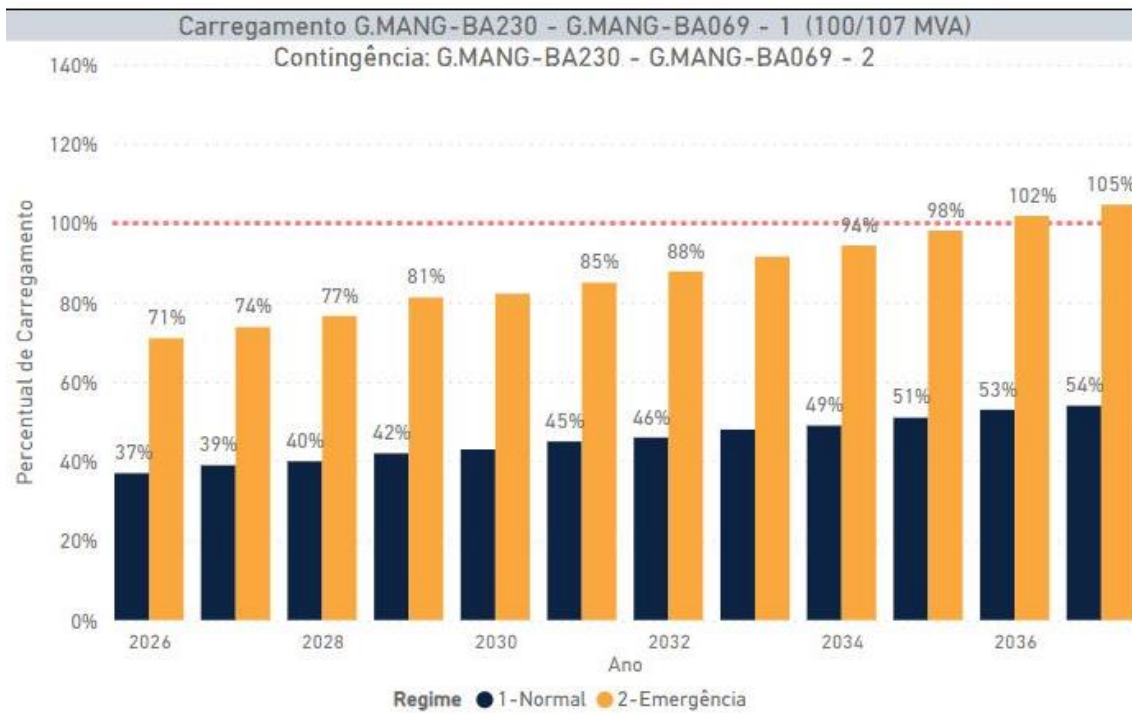


Figura 6-14 – Carga Média – SE Governador Mangabeira TR1 230/69 kV

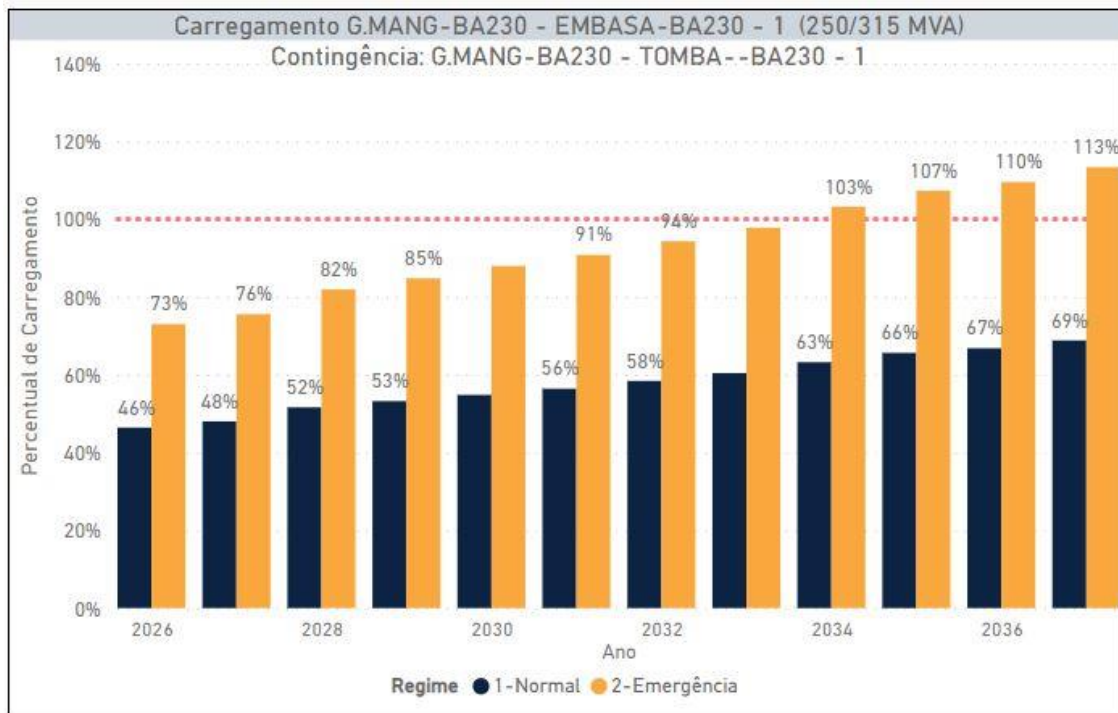


Figura 6-15 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Governador Mangabeira - Embasa

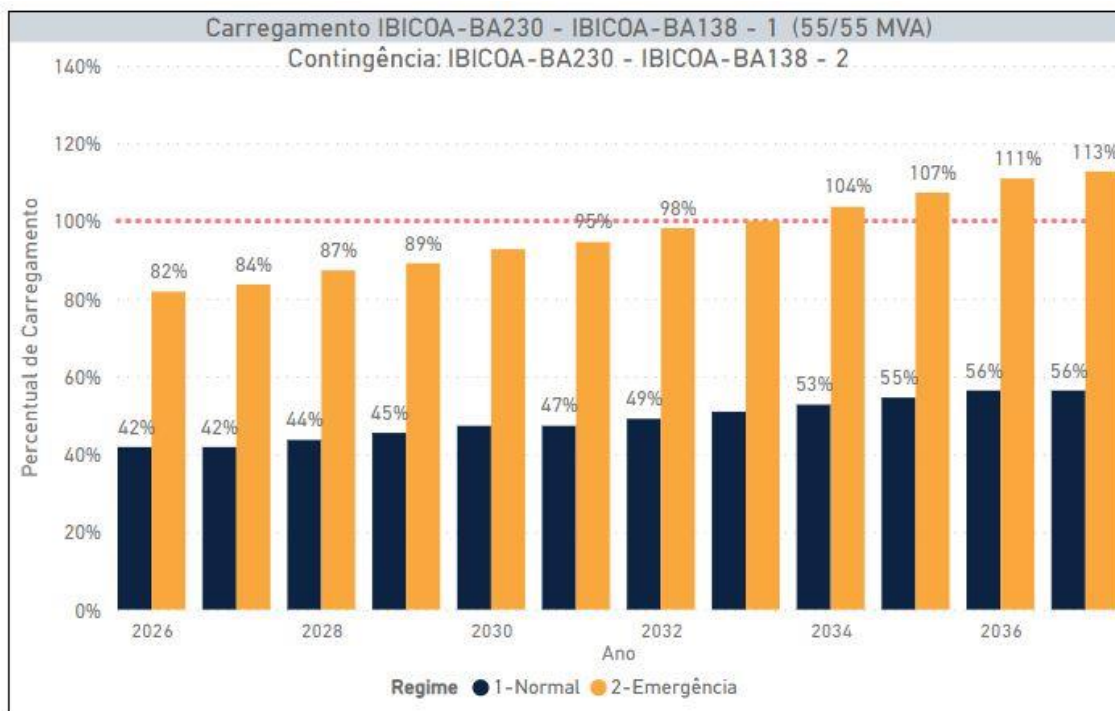


Figura 6-16 – Carga Média – SE Icoara TR1 230/138 kV

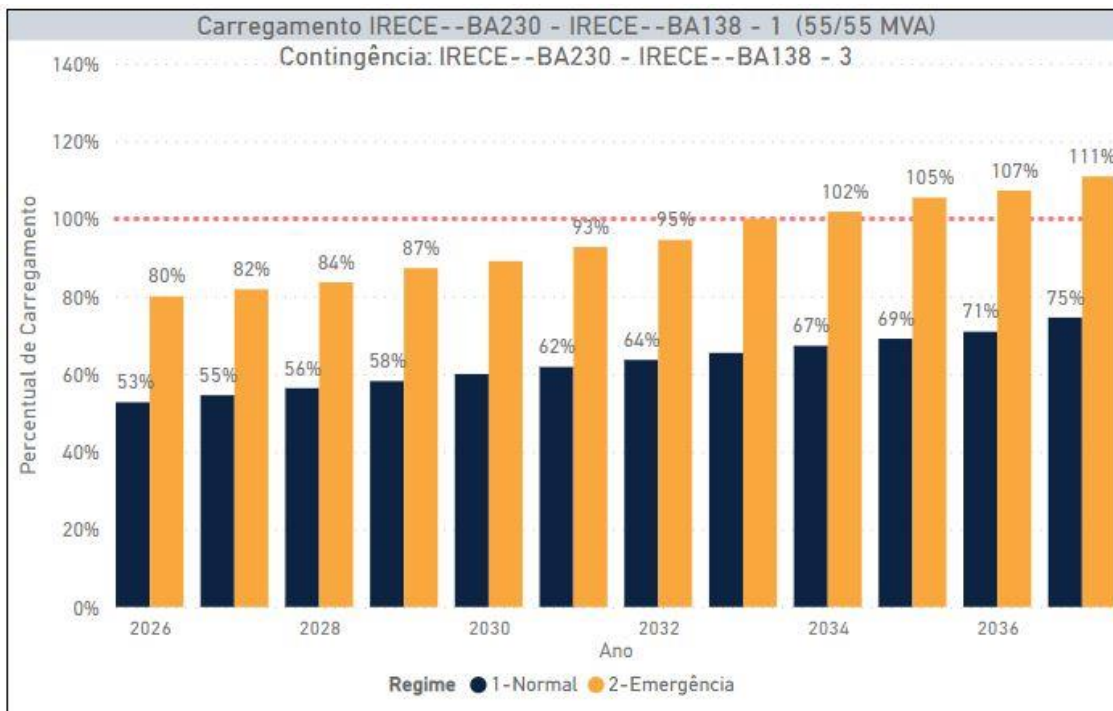


Figura 6-17 – Carga Pesada – SE Irecê TR1 230/138 kV

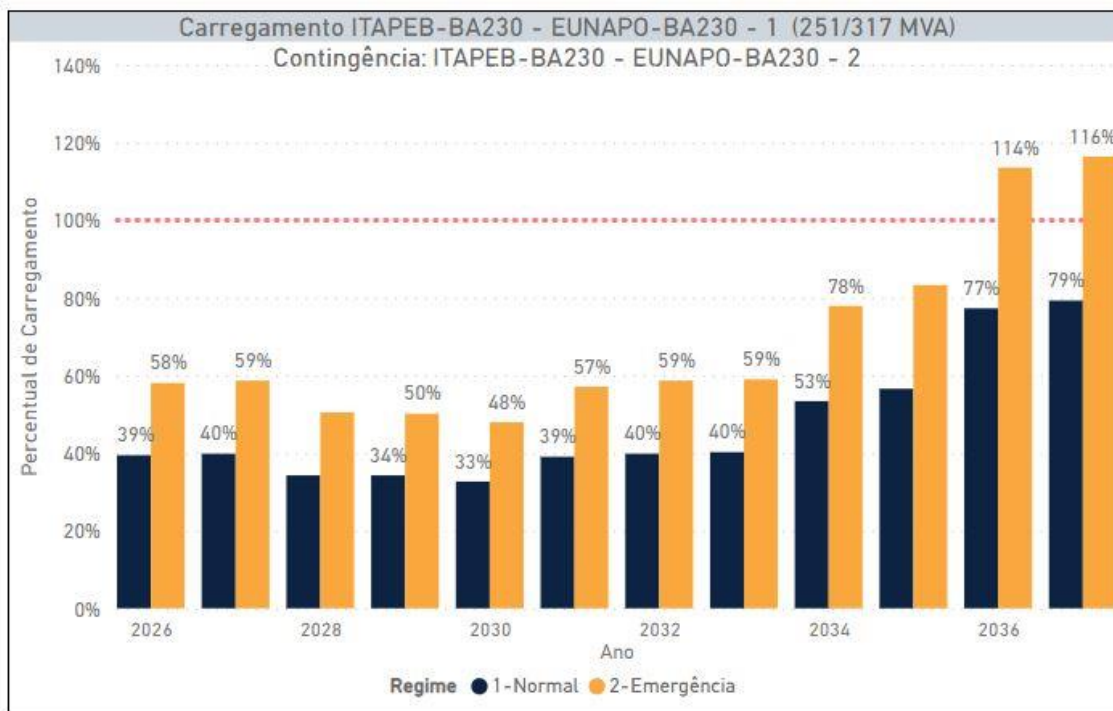


Figura 6-18 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1

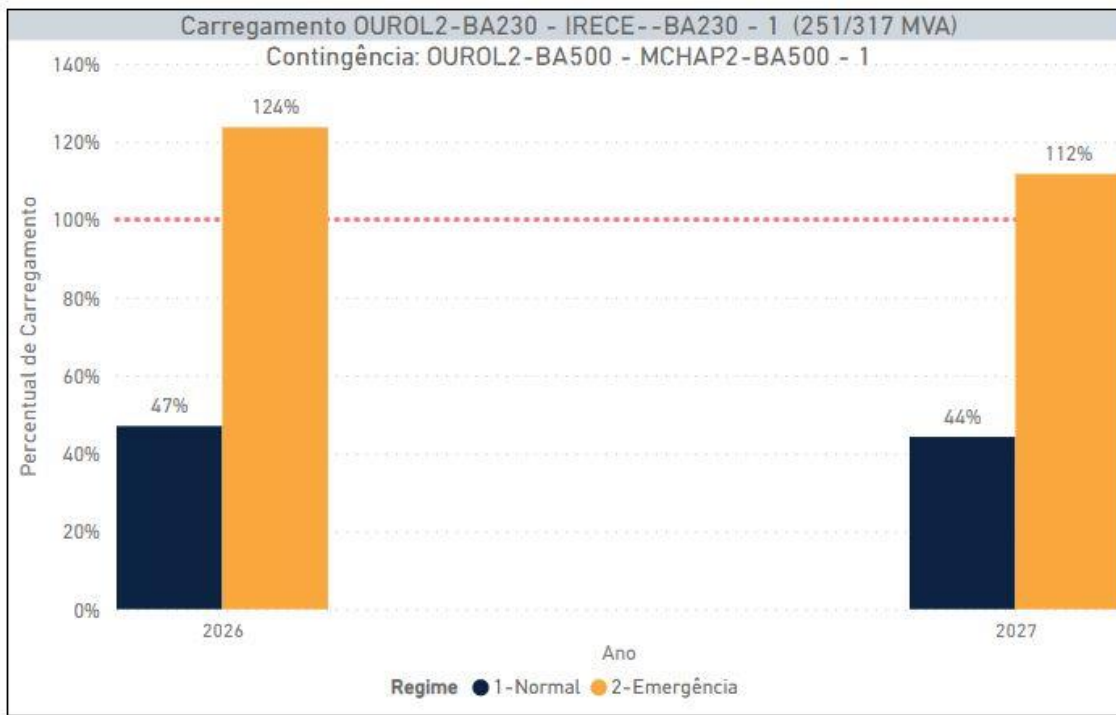


Figura 6-19 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Ouroândia II – Irecê

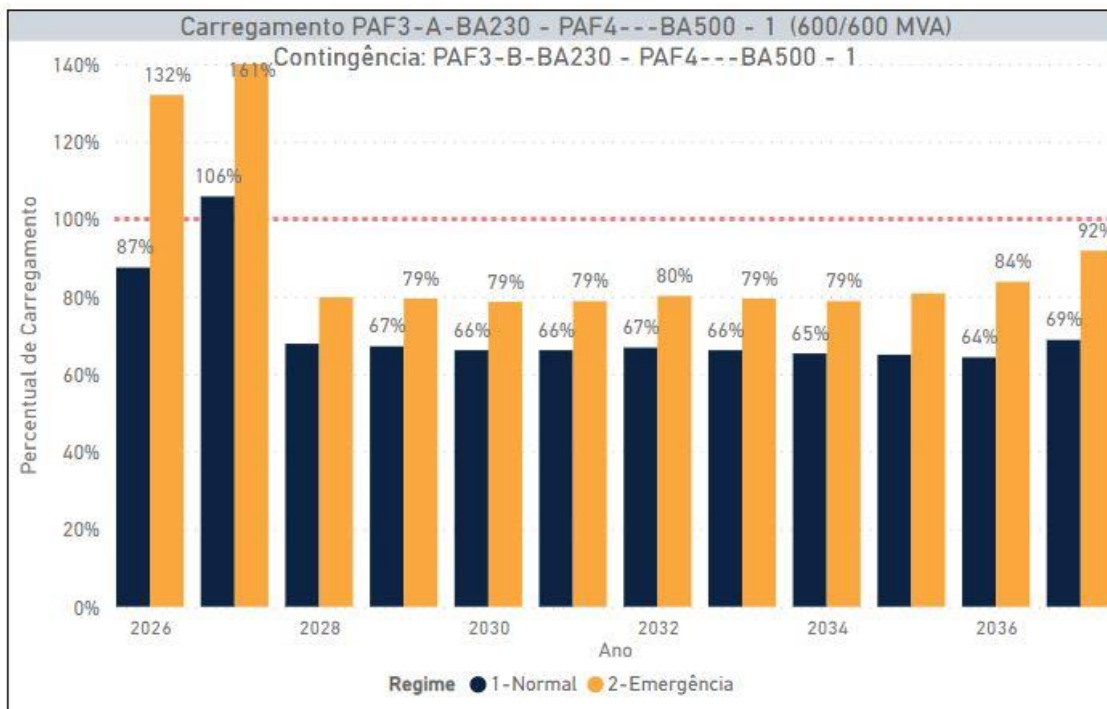


Figura 6-20 – Cenário 2 – Carga Média – ATR1 Paulo Afonso IV – Paulo Afonso III-A

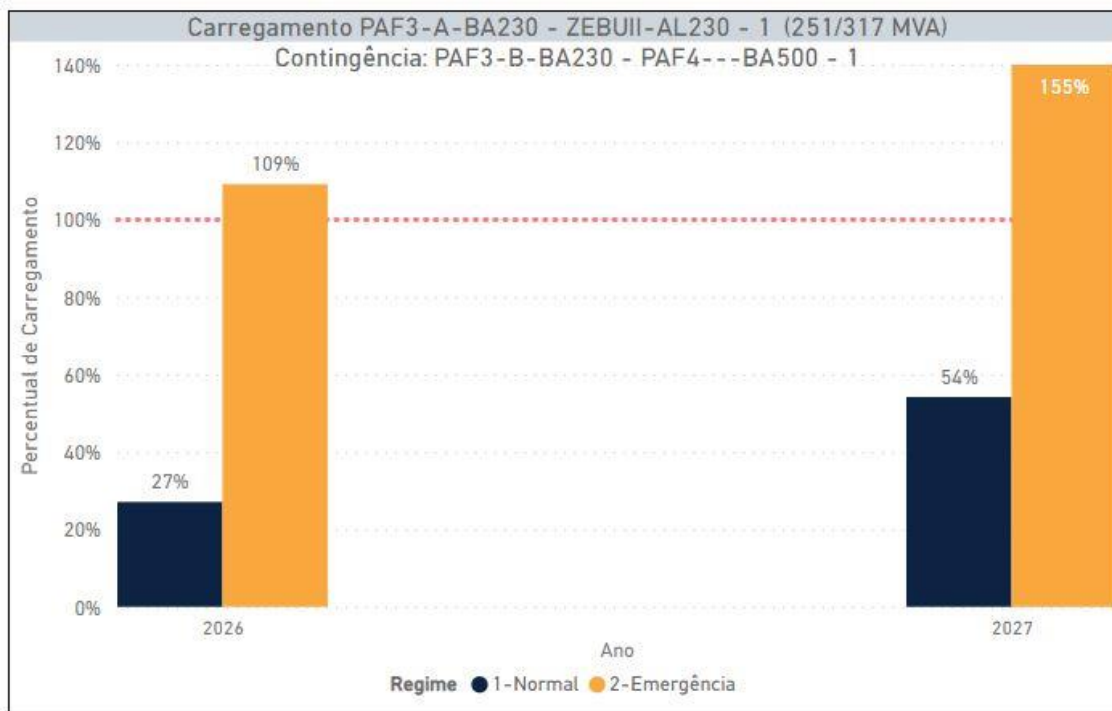


Figura 6-21 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Paulo Afonso III-A – Zebu II

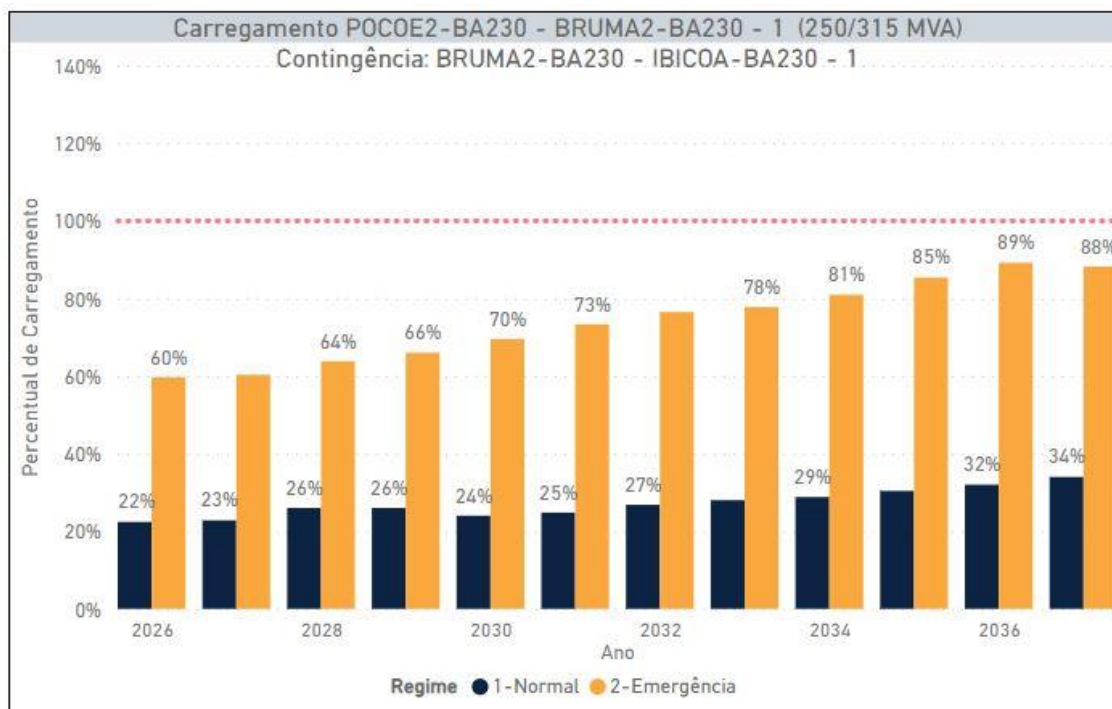


Figura 6-22 – Cenário 3 – Carga Pesada – LT 230 kV Poções II – Brumado II

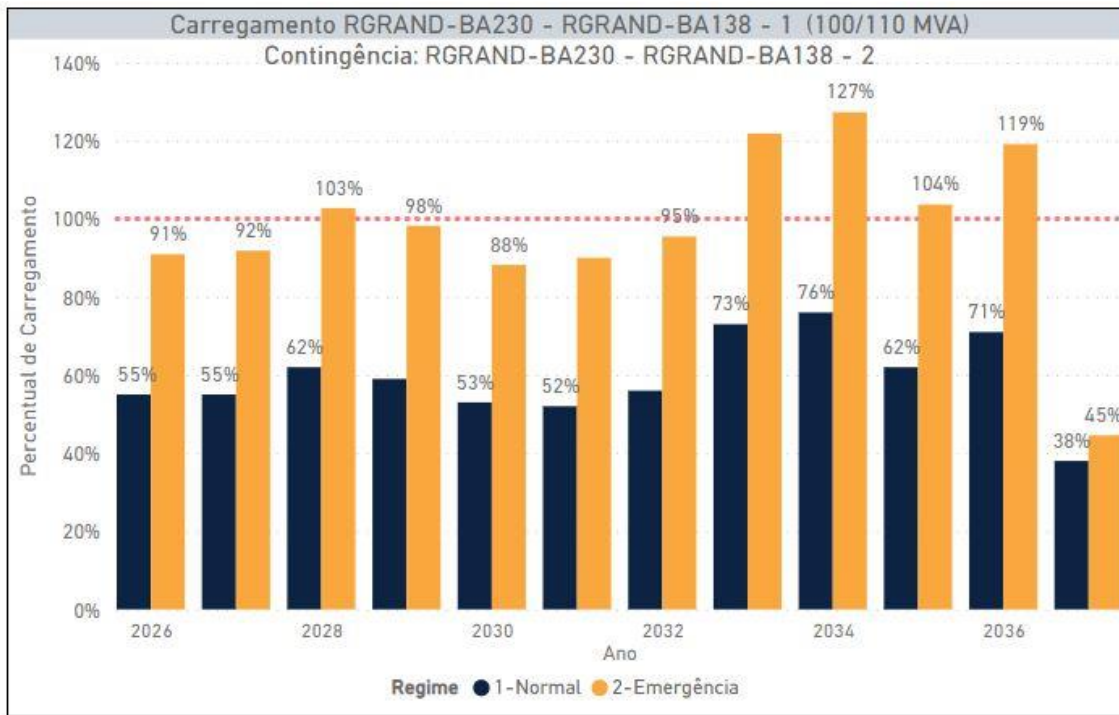


Figura 6-23 – Carga Pesada – SE Rio Grande II ATR1 230/138 kV

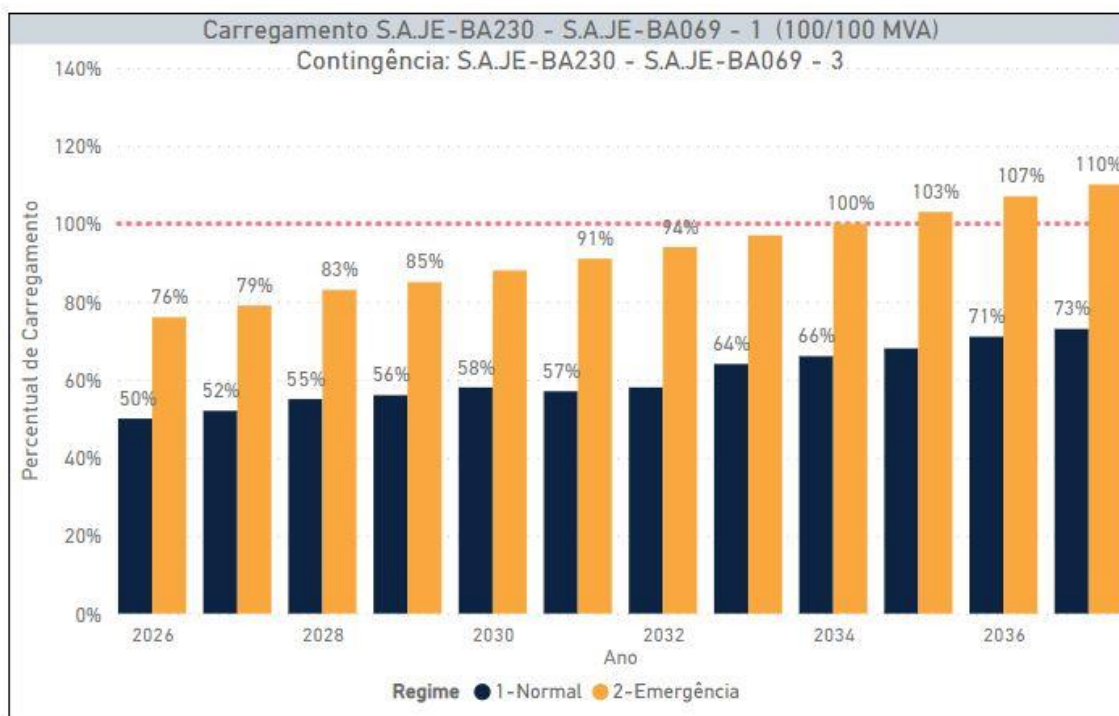


Figura 6-24 – Carga Pesada – SE Santo Antônio de Jesus TR1 230/69 kV

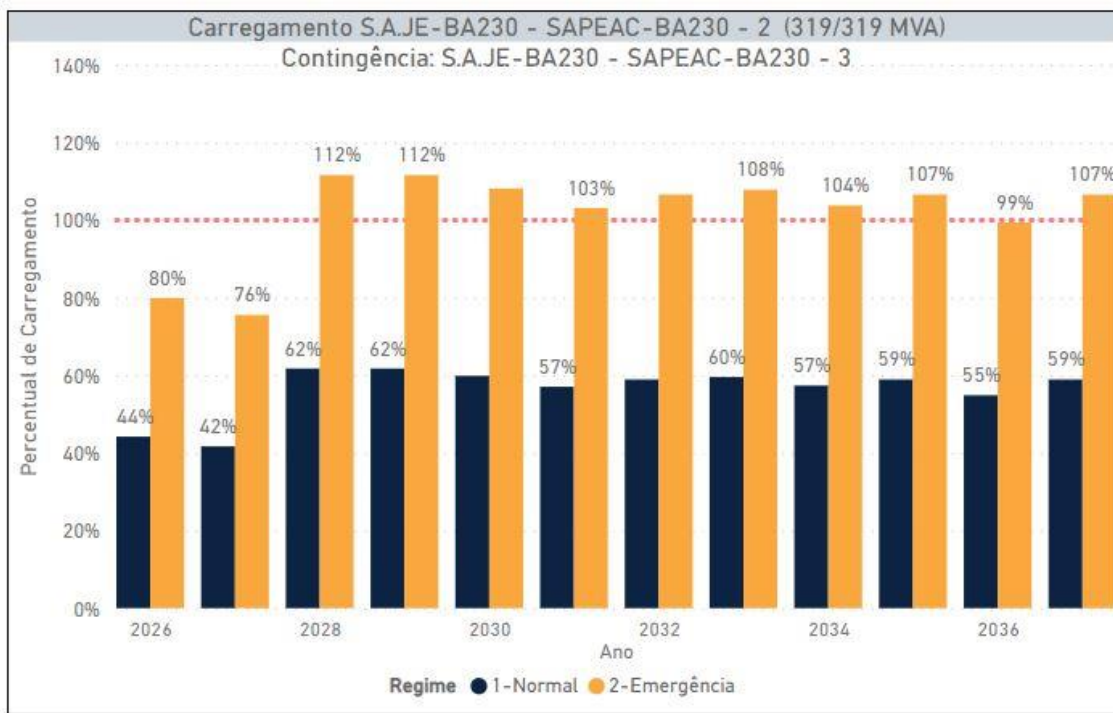


Figura 6-25 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Santo Antônio de Jesus – Sapeaçu C2

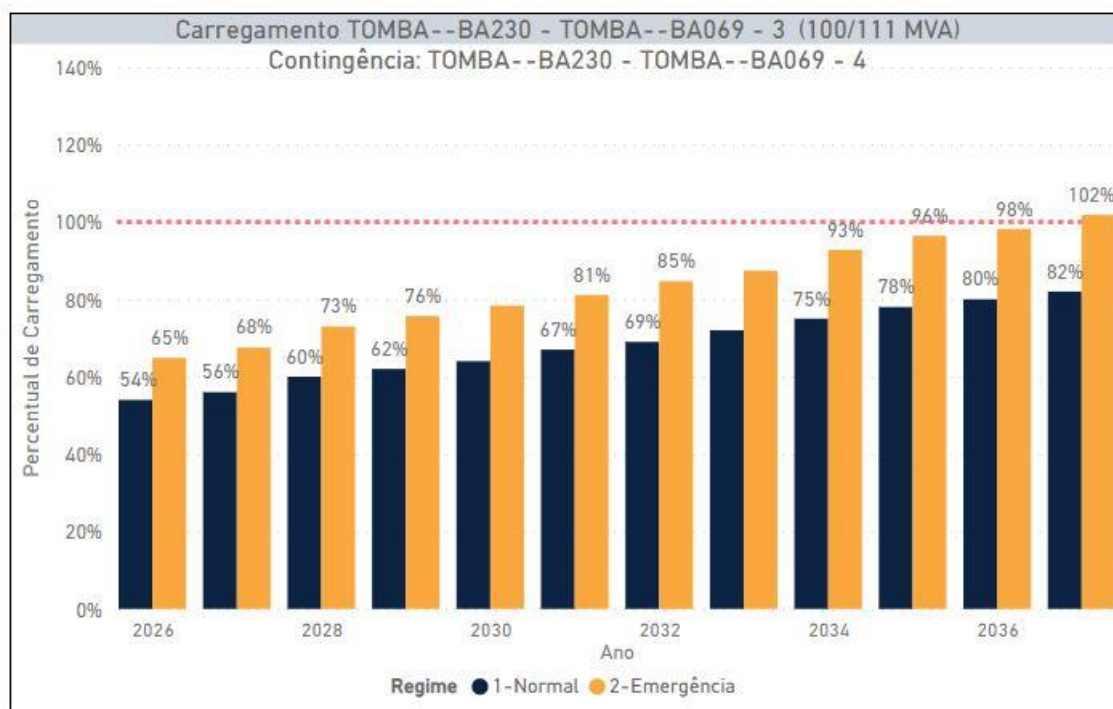


Figura 6-26 – Carga Média – SE Tomba TR1 230/69 kV

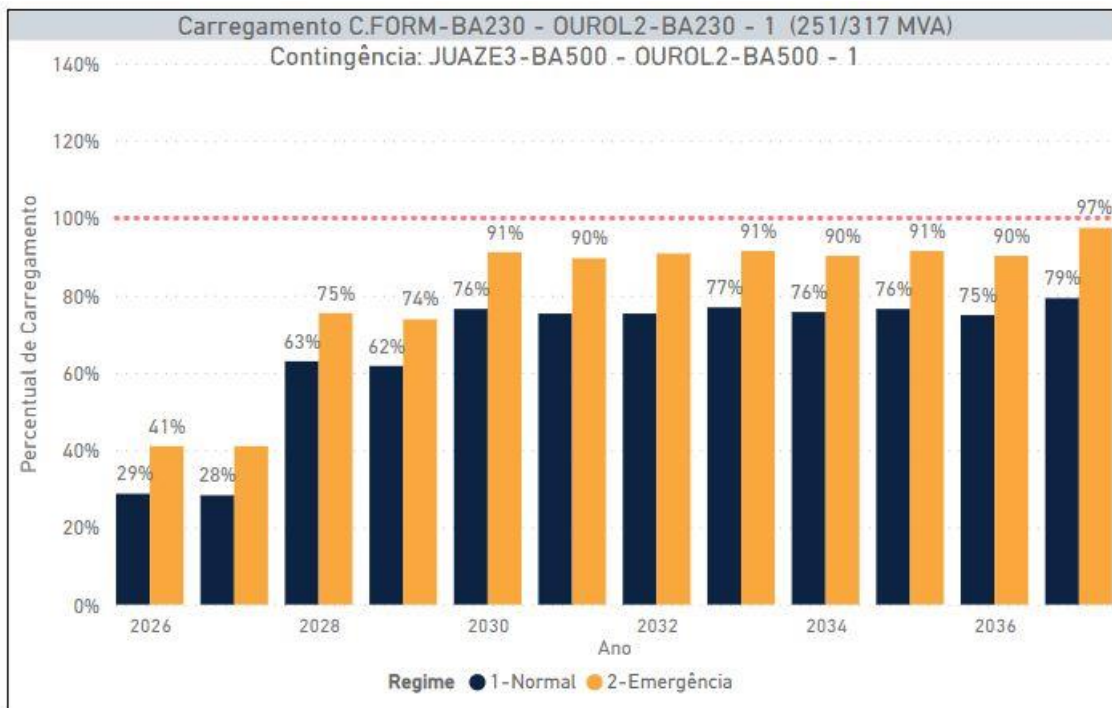


Figura 6-27 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Campo Formoso II – Ouarolândia II

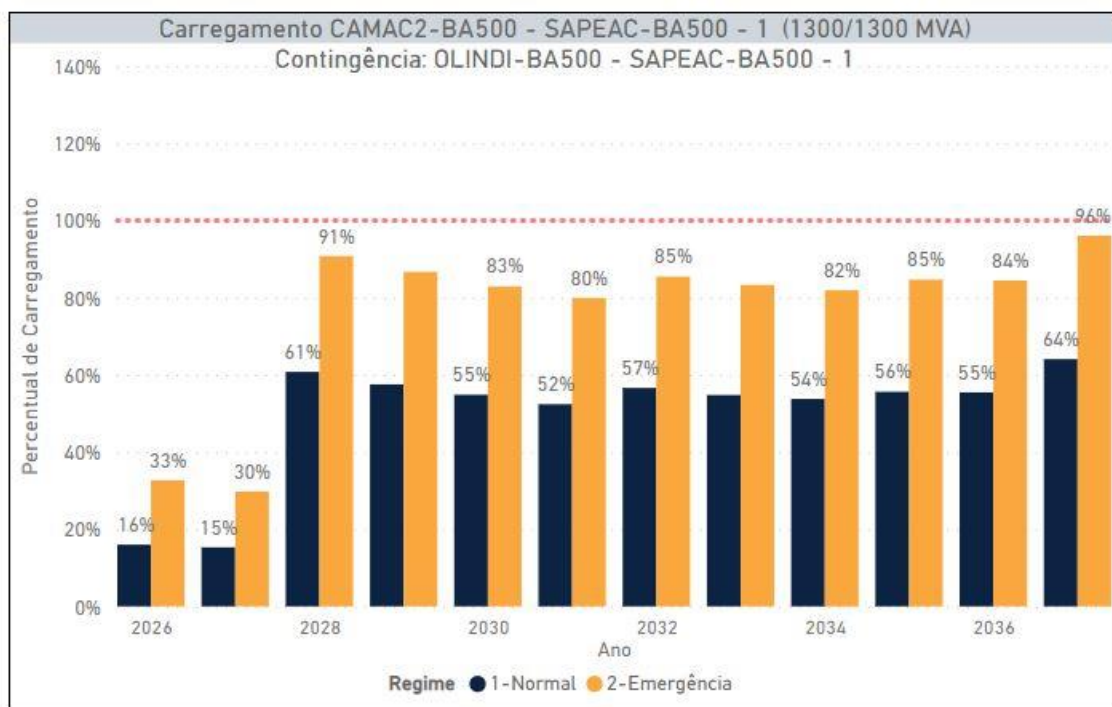


Figura 6-28 – Cenário 1 – Carga Média – LT 500 kV Camaçari II – Sapeaçu

6.2.2 Violações de Tensão

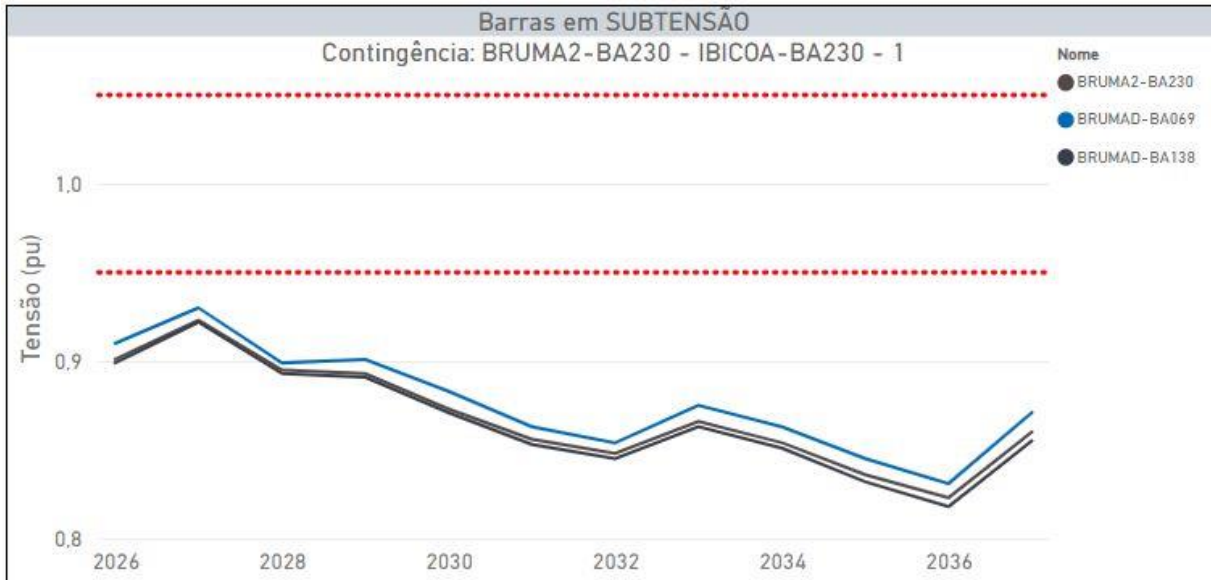


Figura 6-29 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 230 kV Brumado II - Ibicoara

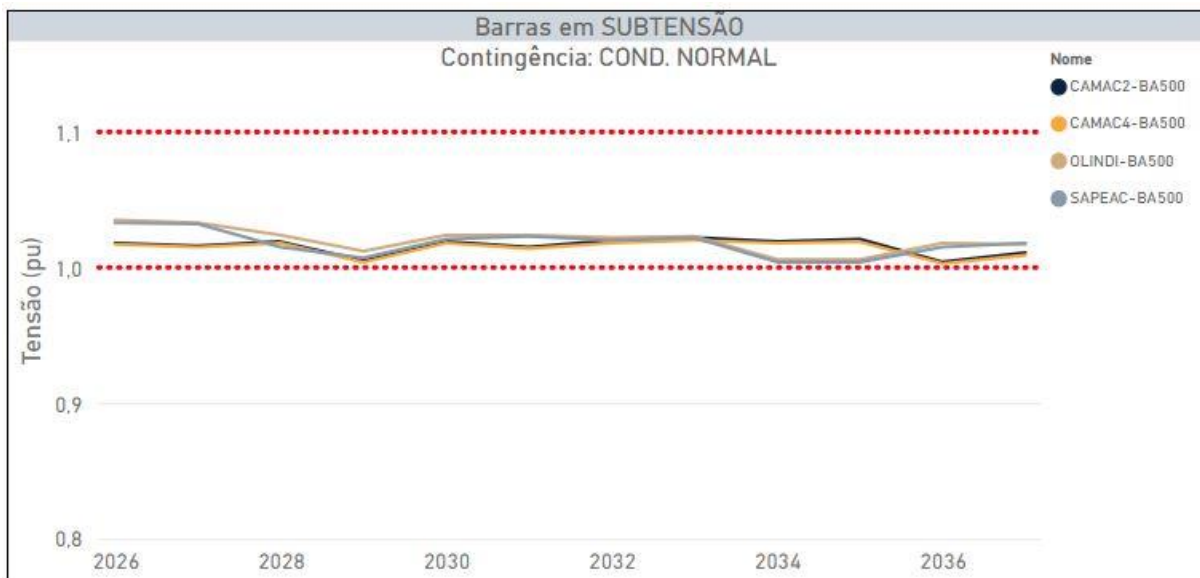


Figura 6-30 – Cenário 1 – Carga Média – Regime Normal de Operação

6.3 Estado do Ceará

A seguir, apresenta-se o conjunto das principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2032, recomendadas nos estudos da EPE para o estado do Ceará:

- Nova Subestação 500/230 kV Morada Nova com 2 bancos de autotransformadores 500/230 kV de 900 MVA a se conectar no seccionamento da LT 500 kV Açú III – Quixadá e no seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Russas II C2 (2028);
- Novas LTs 230 kV Banabuiú – Morada Nova e Morada Nova - Russas II (2028);
- Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú – Mossoró II C1 na SE Alex e nova LT 230 kV Alex – Morada Nova (2028);
- Nova LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba (2030);
- Seccionamento das LTs 500 kV Quixadá – Fortaleza II e Pecém II - Fortaleza II C1 na SE Pacatuba (2028);
- Nova Subestação 500 kV Crateús com 1 Compensador Síncrono -200/+300 Mvar e 2 reatores de barra de 150 Mvar, a ser conectada através das novas LTs 500 kV Quixadá – Crateús e Crateús – Teresina IV (2028);
- Reconfiguração do eixo em 230 kV entre as SEs Bom Nome, Milagres e Banabuiú envolvendo seccionamentos, desativações e aberturas de linhas (2028);
- Nova LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri C3 (2028);
- Nova LT 230 kV Chapada III – Crato II (2029), recomendada originalmente no estudo EPE-DEE-RE-031-2018-rev0 e que foi incluída no PAR/PEL 2021 e POTEE 2021 – 1ª Emissão;

É importante ressaltar que estas obras estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2032 e afetam os resultados obtidos nas avaliações de desempenho elétrico.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Cauípe, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2034;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Pacatuba, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2036;
- Sobrecarga no eixo em 230 kV Banabuiú – Aquiraz – Fortaleza e na LT 500 kV Morada Nova – Quixadá na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba no Cenário 2 Carga Média nos anos 2026 a 2029. Tal problema é resolvido com a entrada da LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba no ano 2030;

- Sobrecarga no eixo em 230 kV Banabuiú – Aquiraz – Fortaleza na contingência da LT 500 kV Morada Nova – Quixadá no Cenário 2 Carga Média anos 2028 e 2029. Tal problema é resolvido com a entrada da LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba no ano 2030;
- A contingência da LT 500 kV Pecém II – Pacatuba C1 ou C2 provoca sobrecarga no circuito remanescente, Cenário 2 Carga Média e Cenário 3 Carga Pesada. O fluxo nessas linhas é sensível ao despacho de usinas conectadas na SE Pecém II. A recapitação das capacidades operativas da LT 500 kV Sobral III – Pecém II – Fortaleza II já em curso resolvem o problema no longo prazo;
- Carregamento elevado na LT 230 kV Russas II – Morada Nova C1 e C2 na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba no Cenário 2 Carga Média em todo horizonte;
- Carregamento elevado na LT 230 kV Russas II – Quixeré em condição normal de operação e na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Açú III no Cenário 2 Carga Média em todo horizonte;
- Subtensão nas subestações Alex, Morada Nova, Banabuiú, Aquiraz, Quixadá e Crateús na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba no Cenário 2 Carga Média. A entrada em operação da LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba mitiga o problema, mas as tensões nas subestações da região permanecem relativamente baixas;

Em relação aos carregamentos elevados observados na LT 230 kV Russas II – Morada Nova C1 e C2 na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba, ao carregamento elevado na LT 230 kV Russas II – Quixeré em condição normal de operação e na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Açú III e os baixos níveis de tensão nas subestações Alex, Morada Nova, Banabuiú, Aquiraz, Quixadá e Crateús na contingência da LT 500 kV Jaguaruana II – Pacatuba destaca-se que foi feita uma análise de sensibilidade nos casos considerando a operação do segundo bipolo de corrente contínua entre a região Nordeste e a região Sul/Sudeste, cuja estação retificadora está prevista para conectar-se no estado do Rio Grande do Norte. O resultado dessas simulações mostrou que este novo bipolo reduz o carregamento nas linhas em questão e melhora o perfil de tensão da região Nordeste como um todo, de modo que esses pontos de atenção mencionados tendem a não se configurar como um problema no longo prazo.

6.3.1 Violações de Carregamento

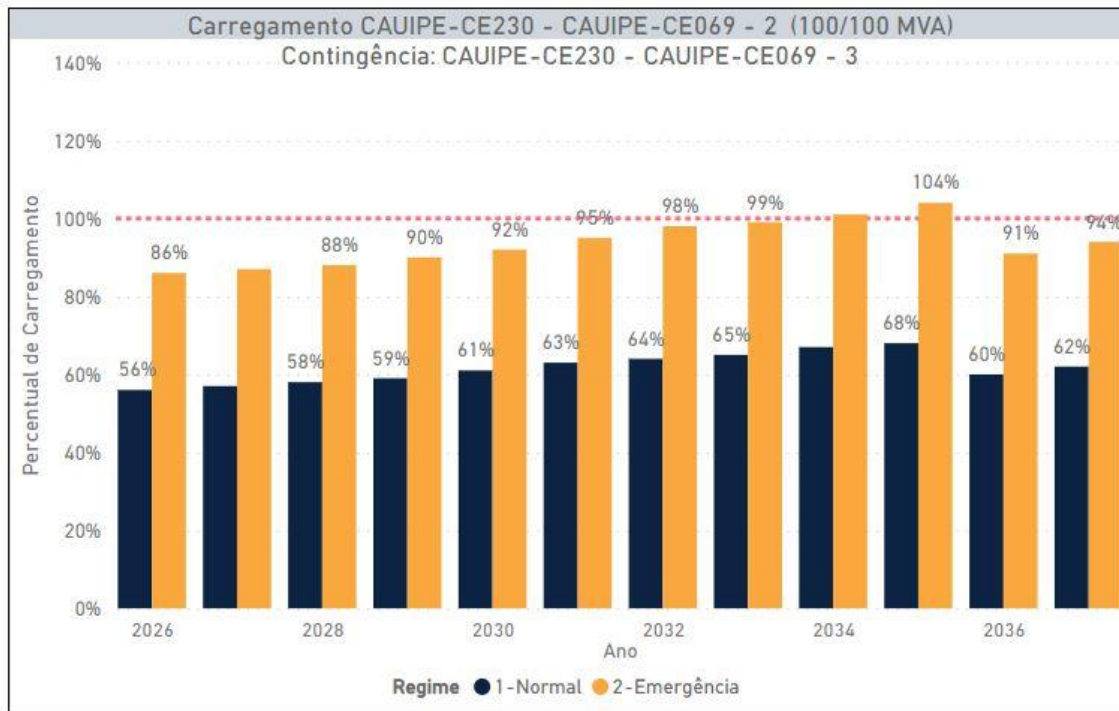


Figura 6-31 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Cauípe TR2 230/69 kV

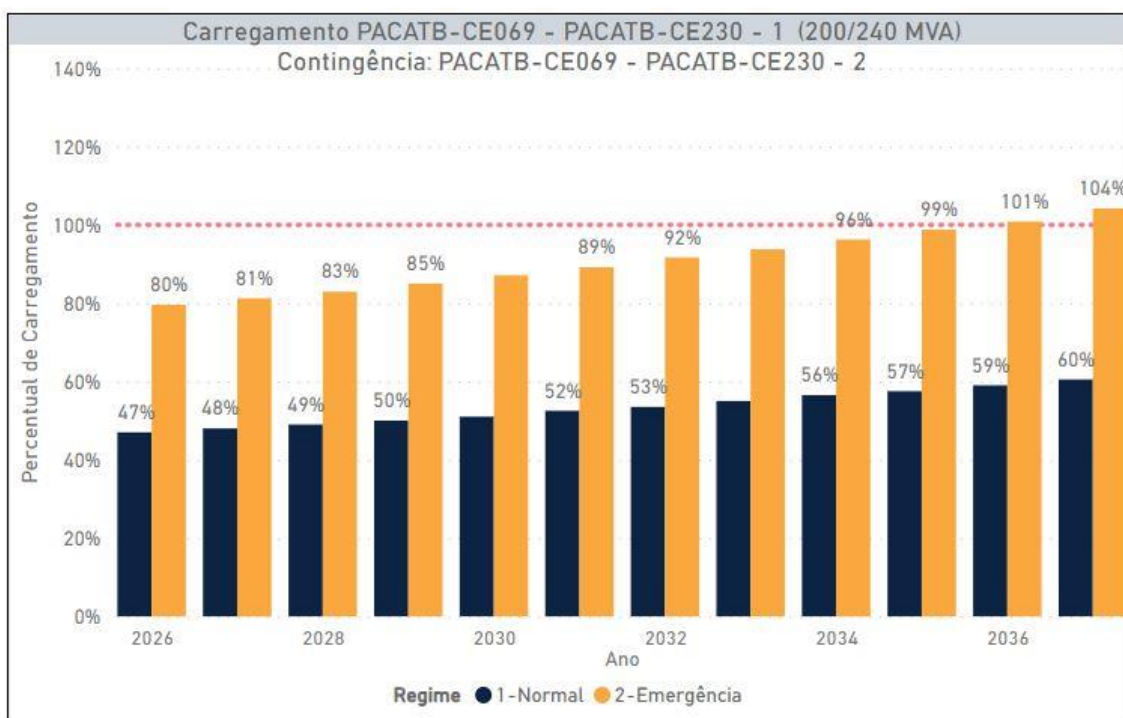


Figura 6-32 – Cenário 2 – Carga Média – SE Pacatuba TR1 230/69 kV

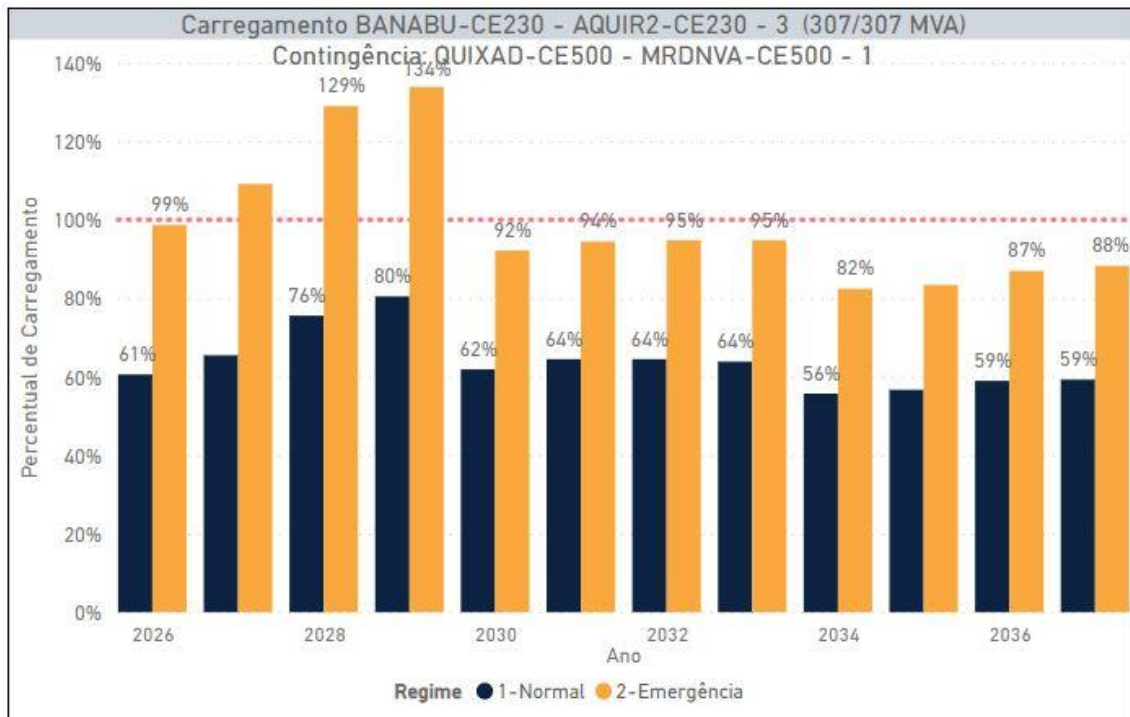


Figura 6-33 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II C3

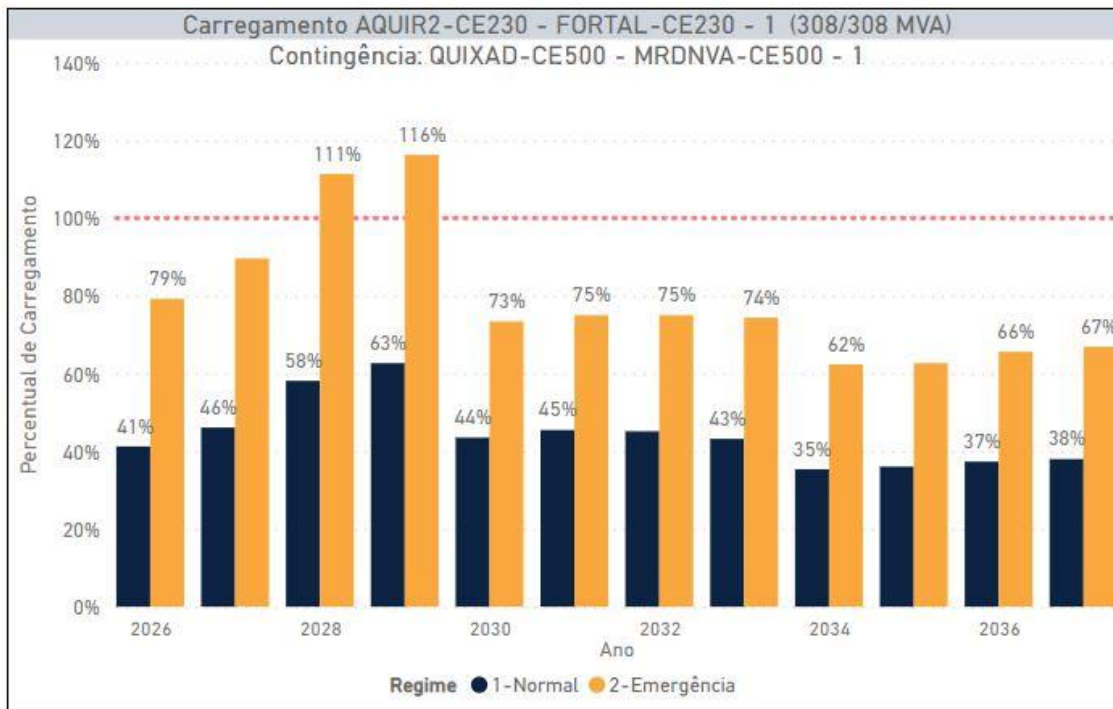


Figura 6-34 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Aquiraz II – Fortaleza C1

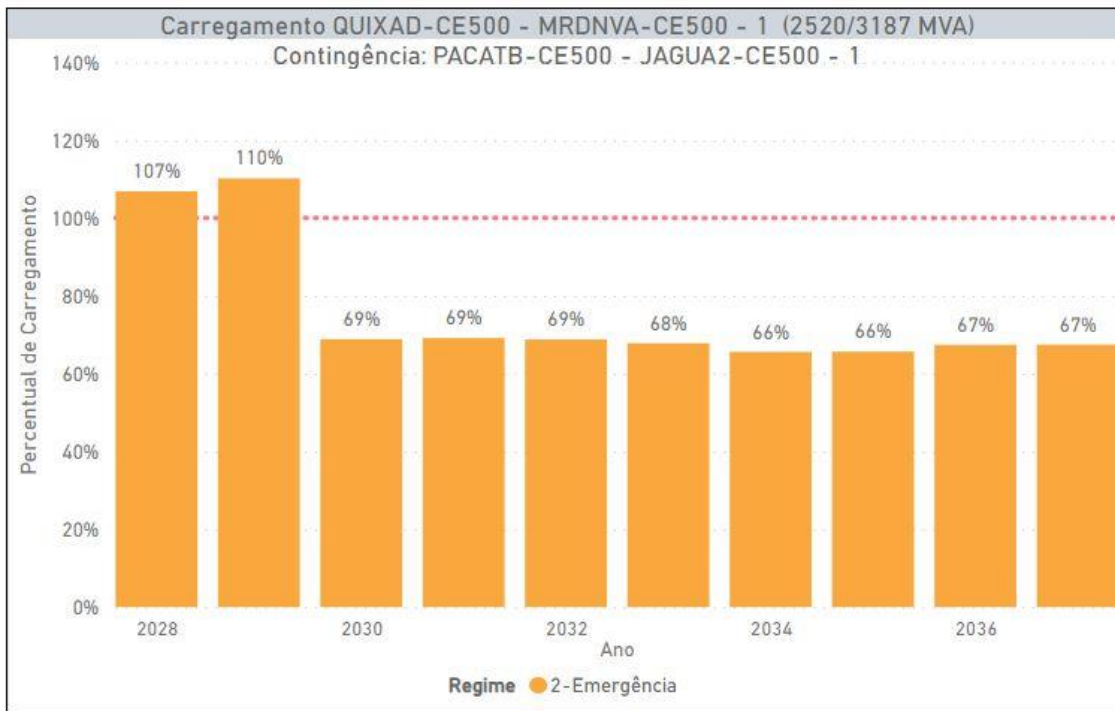


Figura 6-35 – Cenário 2 – Carga Média – LT 500 kV Morada Nova – Quixadá C1

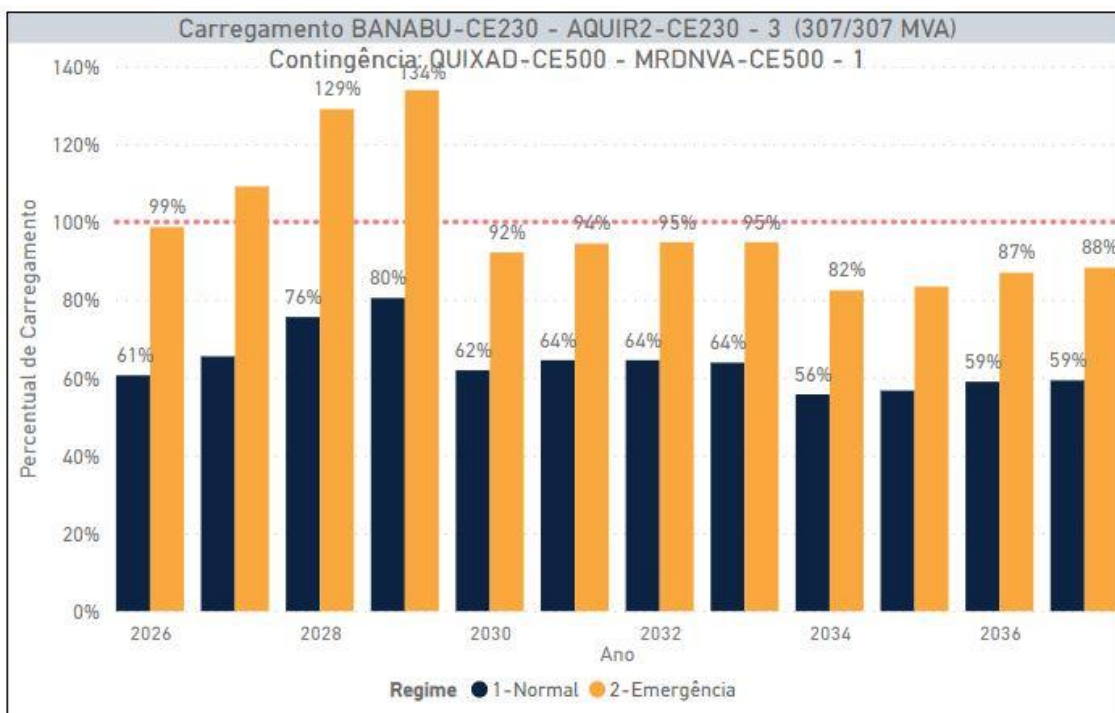


Figura 6-36 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz II C3

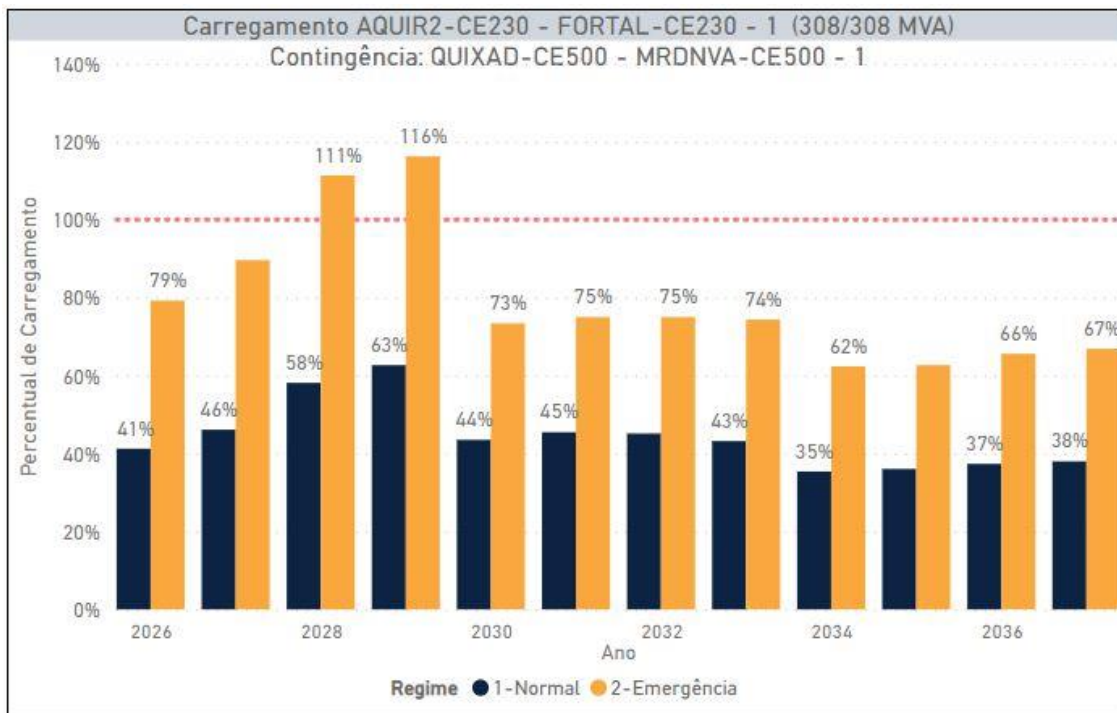


Figura 6-37 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Aquiraz II – Fortaleza C1

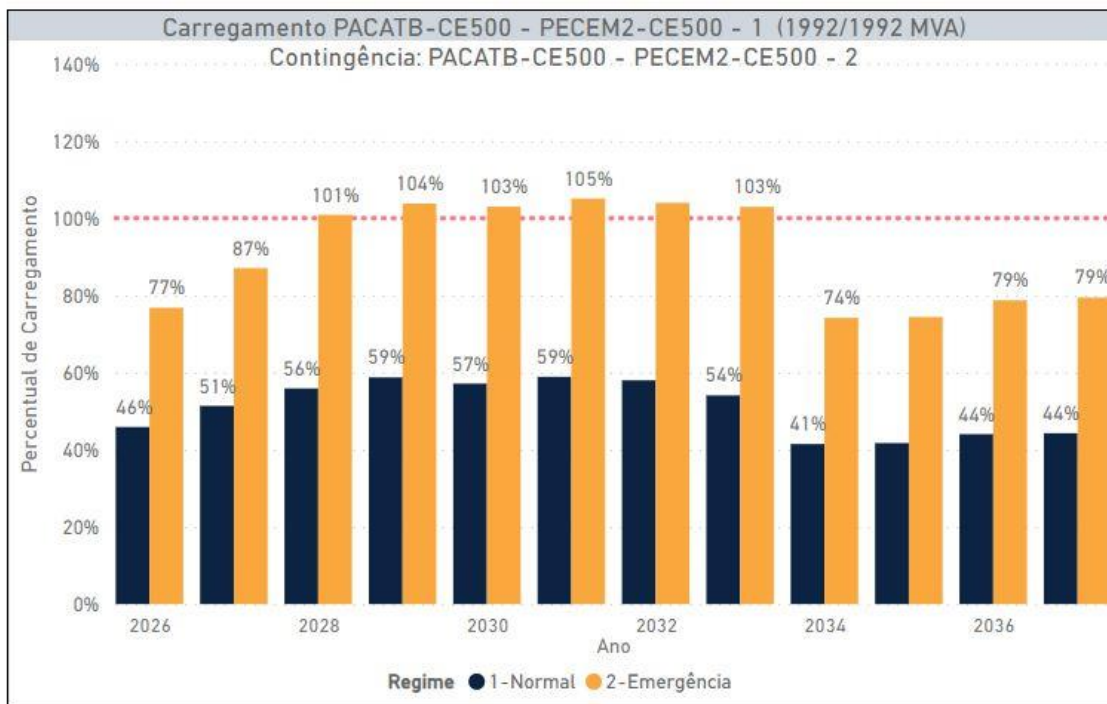


Figura 6-38 – Cenário 2 – Carga Média – LT 500 kV Pacatuba – Pecém II C1

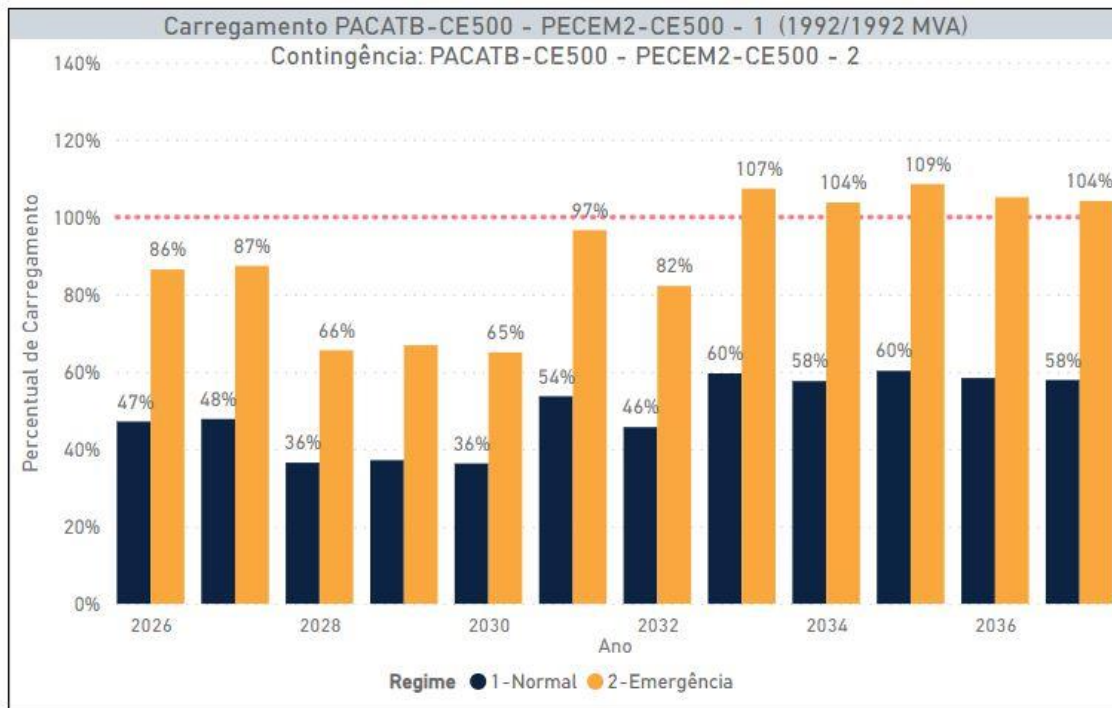


Figura 6-39 – Cenário 3 – Carga Pesada – LT 500 kV Pacatuba – Pecém II C1



Figura 6-40 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Russas II – Morada Nova C1/C2

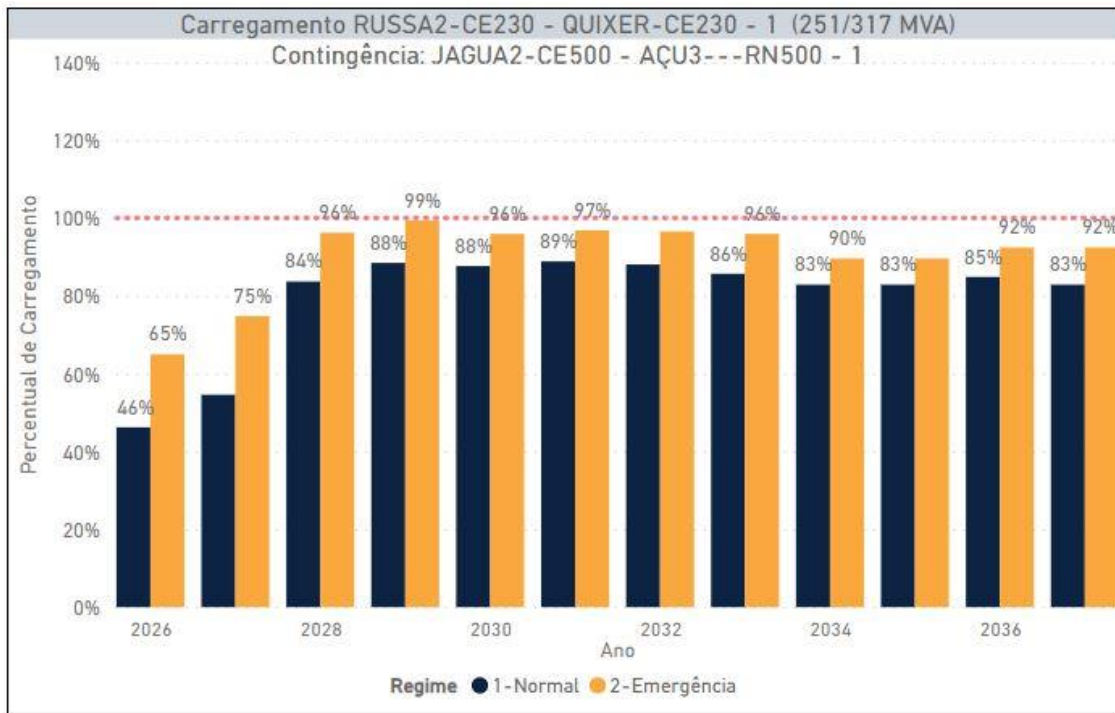


Figura 6-41 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Russas II – Quixeré

6.3.2 Violações de Tensão

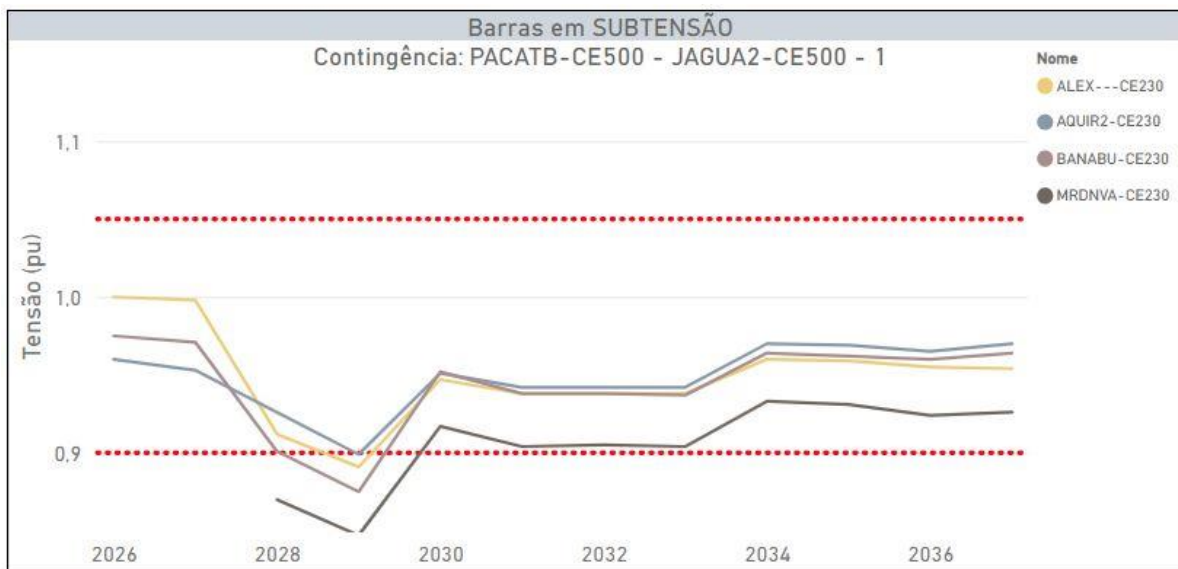


Figura 6-42 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Pacatuba – Jaguaruana II

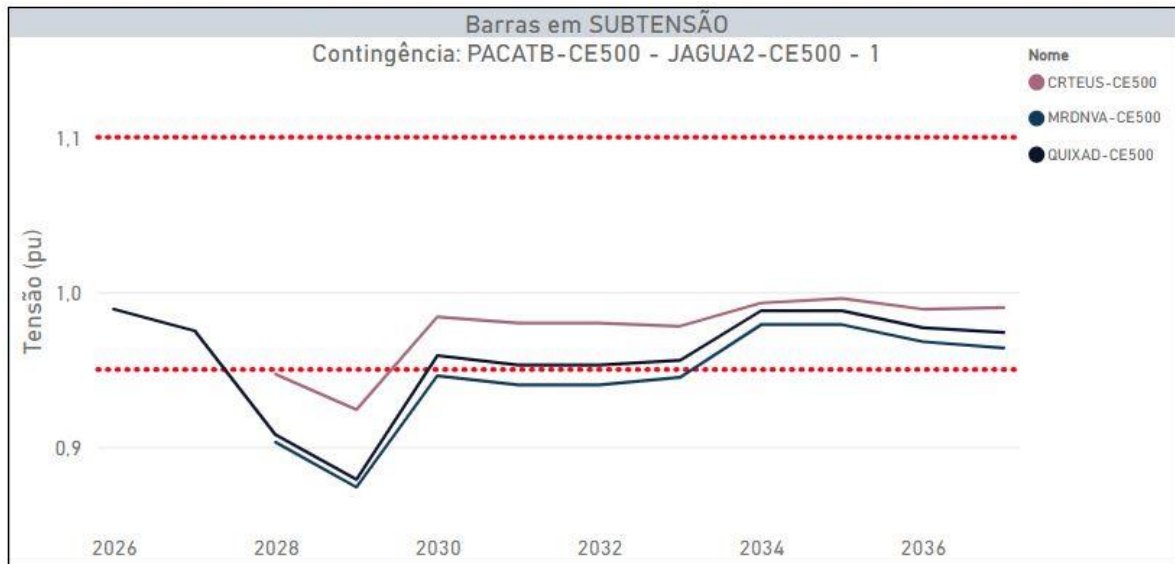


Figura 6-43 – Cenário 2 – Carga Média – Contingência da LT 500 kV Pacatuba – Jaguaruana II

6.4 Estado do Paraíba

A seguir, são apresentadas as principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2032, recomendadas nos estudos da EPE para o estado da Paraíba:

- Novas Linhas de Transmissão 500 kV Ceará Mirim II – João Pessoa II C1 e João Pessoa II – Pau Ferro C1 (2028);
- Nova Subestação 230/69 kV Pilões III com dois transformadores 230/69 kV de 150 MVA, a ser conectada por meio do seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Extremoz II – Campina Grande III C2 (2028), e desativação das Subestações 138 kV Pilões I e Pilões II e do setor de 138 kV da Subestação Campina Grande II;
- Nova Linha de Transmissão 500 kV Santa Luzia II – Bom Nome II C1, incluindo um banco de reatores de linha de 100 Mvar no terminal Santa Luzia II (2030).

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da Subestação João Pessoa II, nas condições de operação normal e N-1 nos anos de 2026 e 2027, e novamente em condição de operação N-1 nos anos de 2031 a 2037;
- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV João Pessoa II – Mussuré II C1 e C2, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2037;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Mussuré II, em condição de operação normal nos anos de 2036 e 2037, e em condição de operação N-1 nos anos de 2026 a 2037;
- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Milagres – Coremas II C1 e C2, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2037;
- Subtensão na barra de 500 kV da Subestação João Pessoa II, em condição de operação N-1 nos anos de 2026 e 2027;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Coremas II, em condição de operação N-1 nos anos de 2026 a 2037.

Cabe destacar que os problemas de sobrecarga e subtensão da Subestação 500/230 kV João Pessoa II são solucionados a partir do ano de 2028 com a entrada em operação das obras recomendadas no ciclo anterior. No entanto, sobrecargas nos transformadores da Subestação João Pessoa II voltam a ocorrer a partir do ano de 2031. Considerando ainda os problemas de sobrecarga identificados nas linhas de transmissão e transformadores da Subestação Mussuré II,

recomenda-se, oportunamente, a elaboração de um estudo de planejamento visando solucionar esse conjunto de violações do sistema elétrico que atende à Região Metropolitana de João Pessoa. Sobre as violações identificadas na interligação 230 kV Milagres – Coremas, será avaliada oportunamente a realização de um estudo de planejamento visando indicar novos reforços e/ou ampliações na região.

6.4.1 Violações de Carregamento

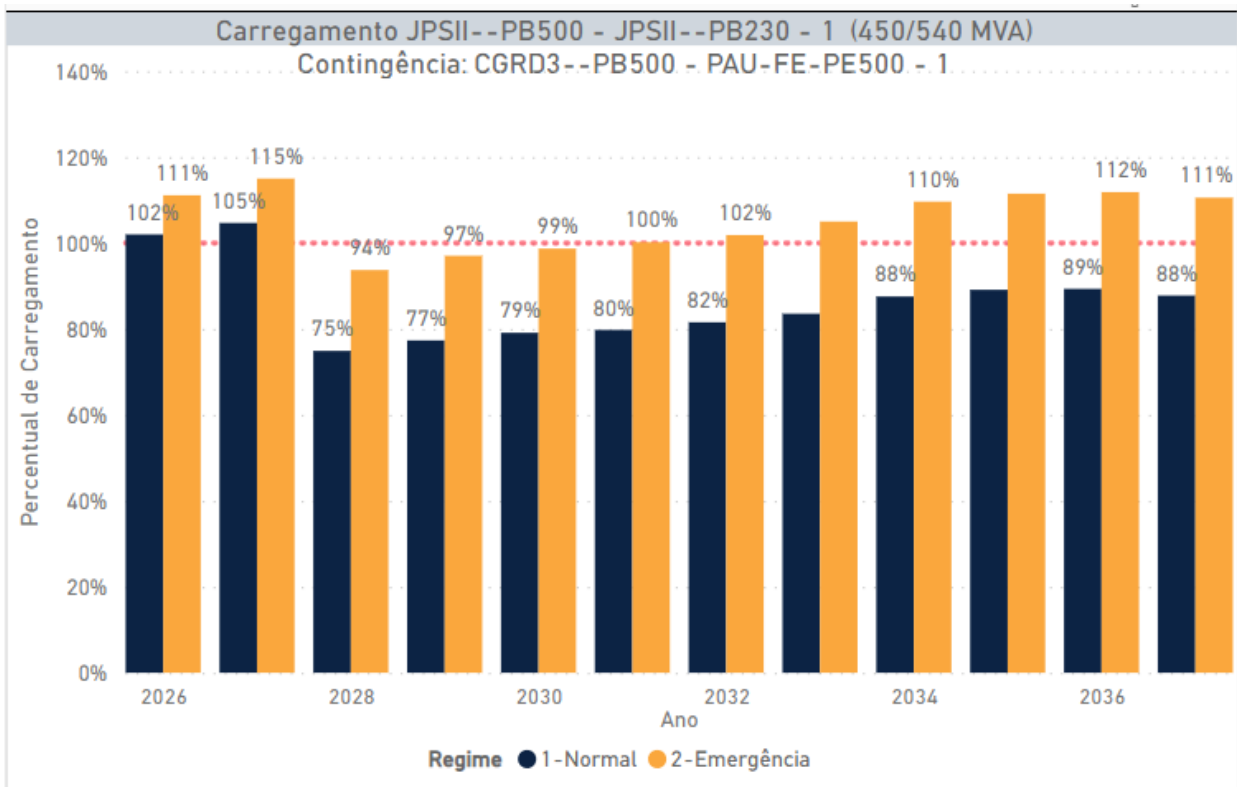


Figura 6 28 – Cenário 2 – Carga Média – SE João Pessoa II 500/230 kV T1/T2

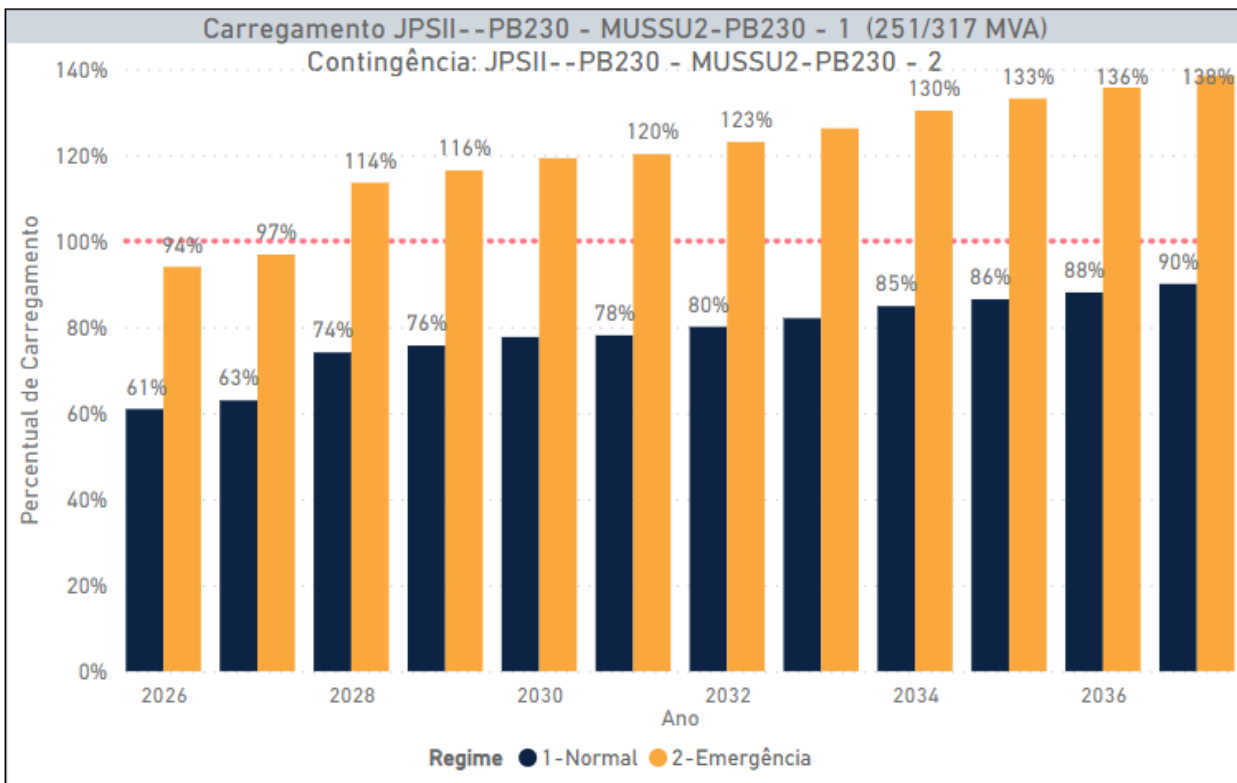


Figura 6-44 – Cenário 2 - Carga Média – LTs 230 kV João Pessoa II – Mussuré II C1/C2

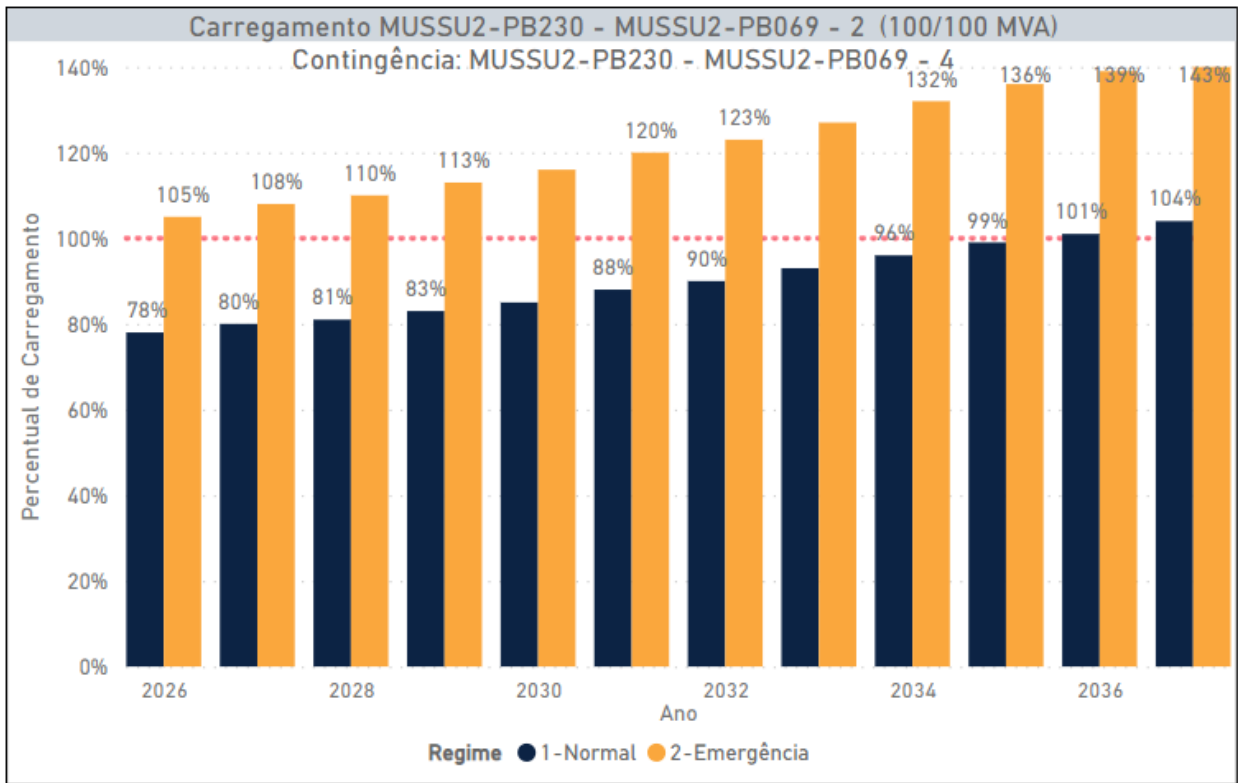


Figura 6-45 – Carga Média – SE Mussuré II 230/69 kV T1/T2/T3/T4

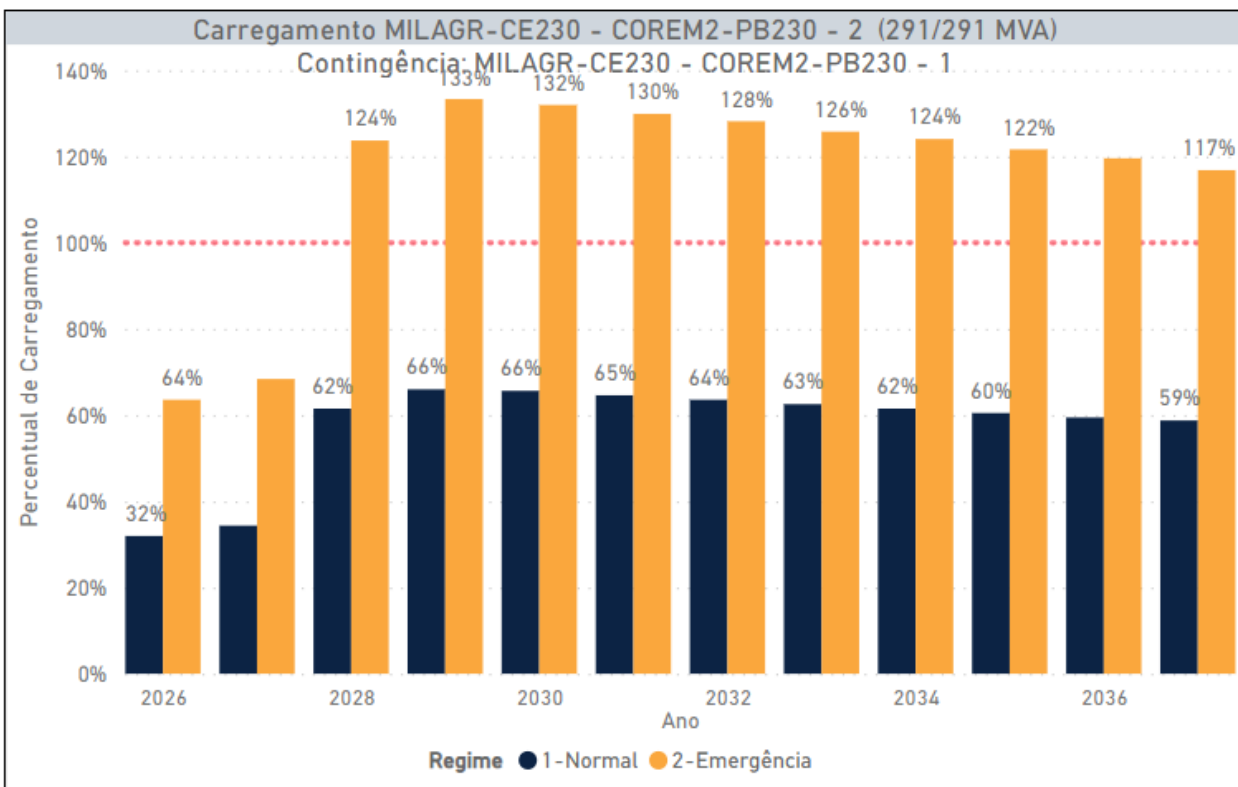


Figura 6 28 – Cenário 2 – Carga Média – LTs 230 kV Milagres – Coremas II C1/C2

6.4.2 Violações de Tensão

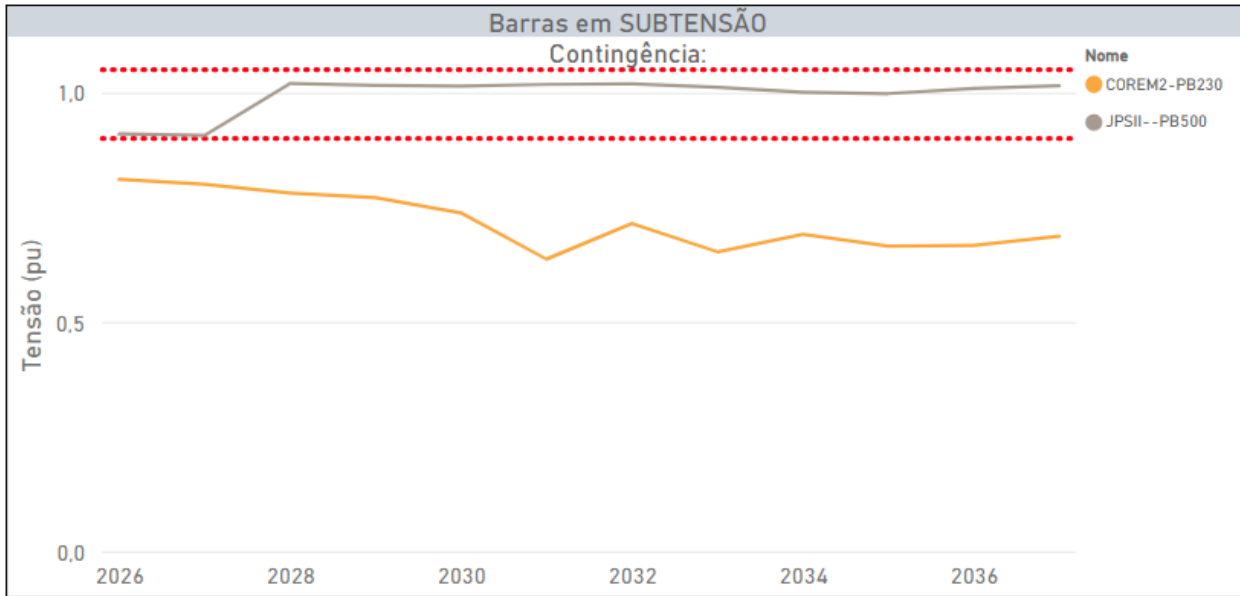


Figura 6 17 – Cenário 3 – Carga Pesada – Barra 500 kV João Pessoa II e 230 kV Coremas II

6.5 Estado de Pernambuco

A seguir, são apresentadas as principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2032, recomendadas nos estudos da EPE para o estado do Pernambuco:

- Nova Linha de Transmissão 500 kV João Pessoa II – Pau Ferro C1 (2028);
- Nova Linha de Transmissão 500 kV Garanhuns II – Messias C1 (2028);
- Nova Subestação 500/230/138 kV Zebu III com dois bancos de autotransformadores 500/230 de 900 MVA, dois transformadores 230/138 kV de 150 MVA, e dois bancos de reatores de barra 500 kV de 150 Mvar, a ser conectada por meio das novas Linhas de Transmissão 500 kV Bom Nome II – Campo Formoso II C1 e Bom Nome II - Zebu III C1, e pelo seccionamento da Linha de Transmissão 500 kV Milagres II – Surubim 05V1 (2028);
- Novas Linhas de Transmissão 230 kV Bom Nome II – Bom Nome C1 e C2 (2028);
- Reconfiguração do eixo composto por três circuitos de 230 kV Milagres – Bom Nome – Paulo Afonso III;
- Remanejamento de um banco de reatores de linha de 100 Mvar do terminal de Luiz Gonzaga da Linha de Transmissão Luiz Gonzaga – Milagres II C1 para a barra da Subestação Surubim e remanejamento de um banco de reatores de linha de 100 Mvar do terminal de Luiz Gonzaga da Linha de Transmissão Luiz Gonzaga – Milagres II C1 para o terminal de Surubim da Linha de Transmissão Bom Nome II – Surubim (2028);
- Implantação do 4º transformador 230/138 kV de 100 MVA da Subestação Bom Nome (2028);
- Nova Linha de Transmissão 230 kV Zebu III – Floresta II C1 (2030).

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Jaboatão II, em condição de operação N-1 nos anos de 2035 a 2037;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Mirueira II, em condição de operação N-1 nos anos de 2034 a 2037;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Mirueira, em condição de operação normal e N-1 nos anos de 2026 a 2037;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Tacaimbó, em condição de operação N-1 nos anos de 2032 a 2037;
- Sobrecarga na Linha de Transmissão 230 kV Recife II – Mirueira C3, em condição de operação N-1 nos anos de 2032 a 2037;

- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Tacaratu – Zebu III C1 e C2, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 e 2029.

Cabe destacar que os problemas de sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Tacaratu – Zebu III C1 e C2 são solucionados a partir do ano de 2030 com a entrada em operação da nova Linha de Transmissão 230 kV Zebu III – Floresta II C1.

Para as sobrecargas que ocorrem nas transformações de fronteira das Subestações Jaboatão II, Mirueira, Mirueira II e Tacaimbó, recomenda-se avaliar a disponibilidade de espaço físico para implantação de novos transformadores nessas subestações, a possibilidade de remanejamento de carga para outros pontos de fronteira e/ou a substituição dos transformadores por unidades de maior potência, avaliando ainda o carregamento das linhas de transmissão que atendem as subestações envolvidas. A depender da complexidade das análises, podem ser necessários novos estudos de planejamento.

6.5.1 Violações de Carregamento

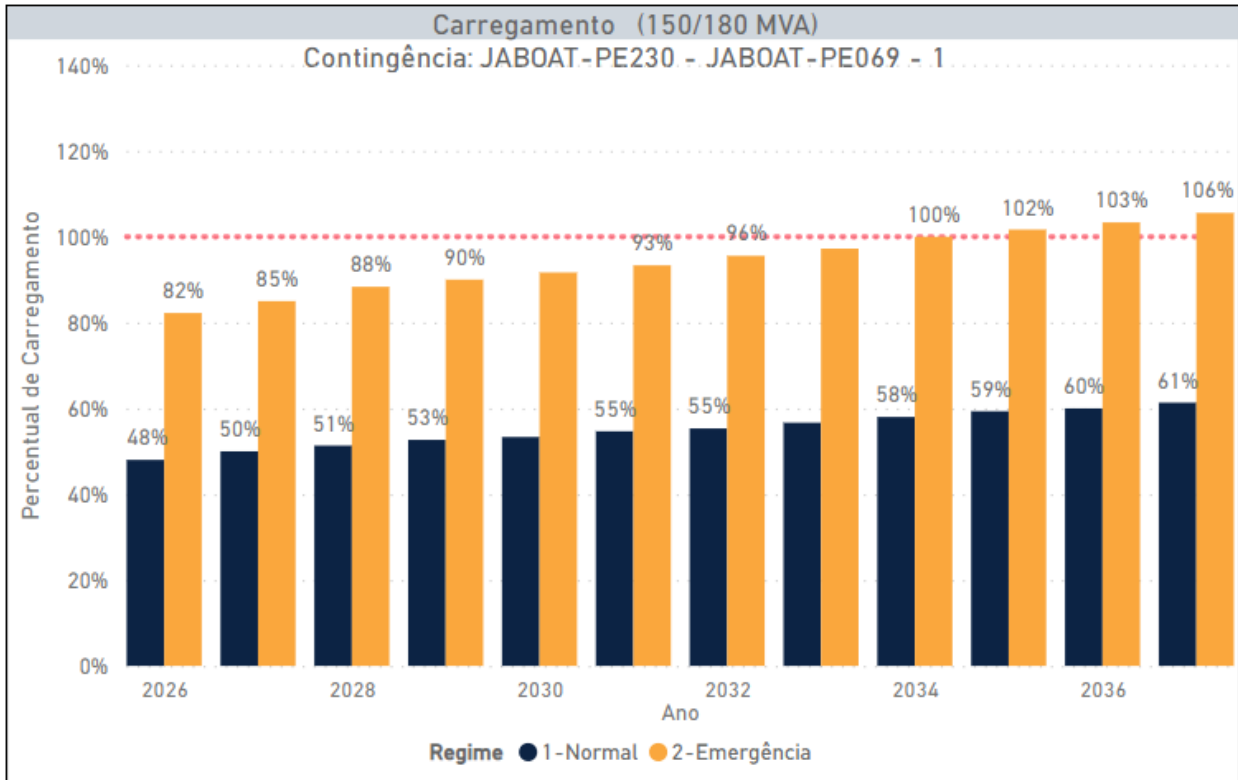


Figura 6 28 – Carga Média – SE Jaboatão II 230/69 kV T1/T2

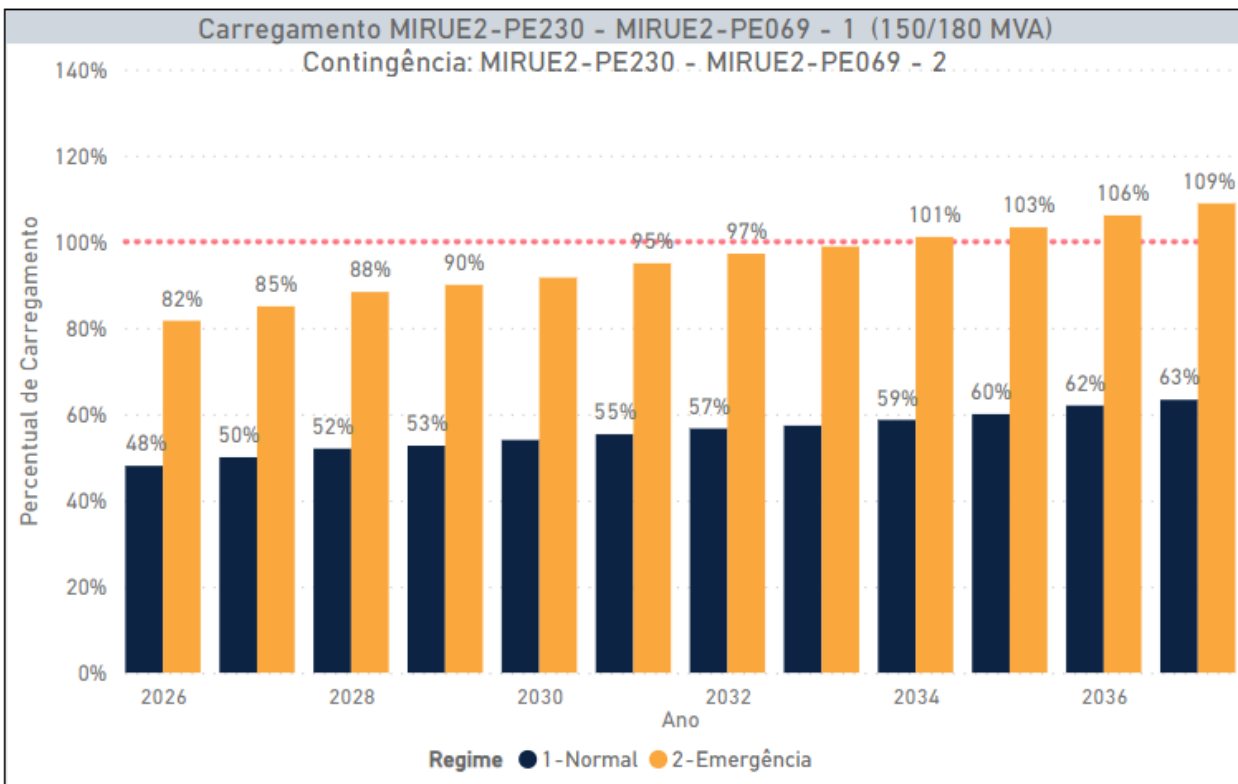


Figura 6 28 – Carga Pesada – SE Mirueira II 230/69 kV T1/T2

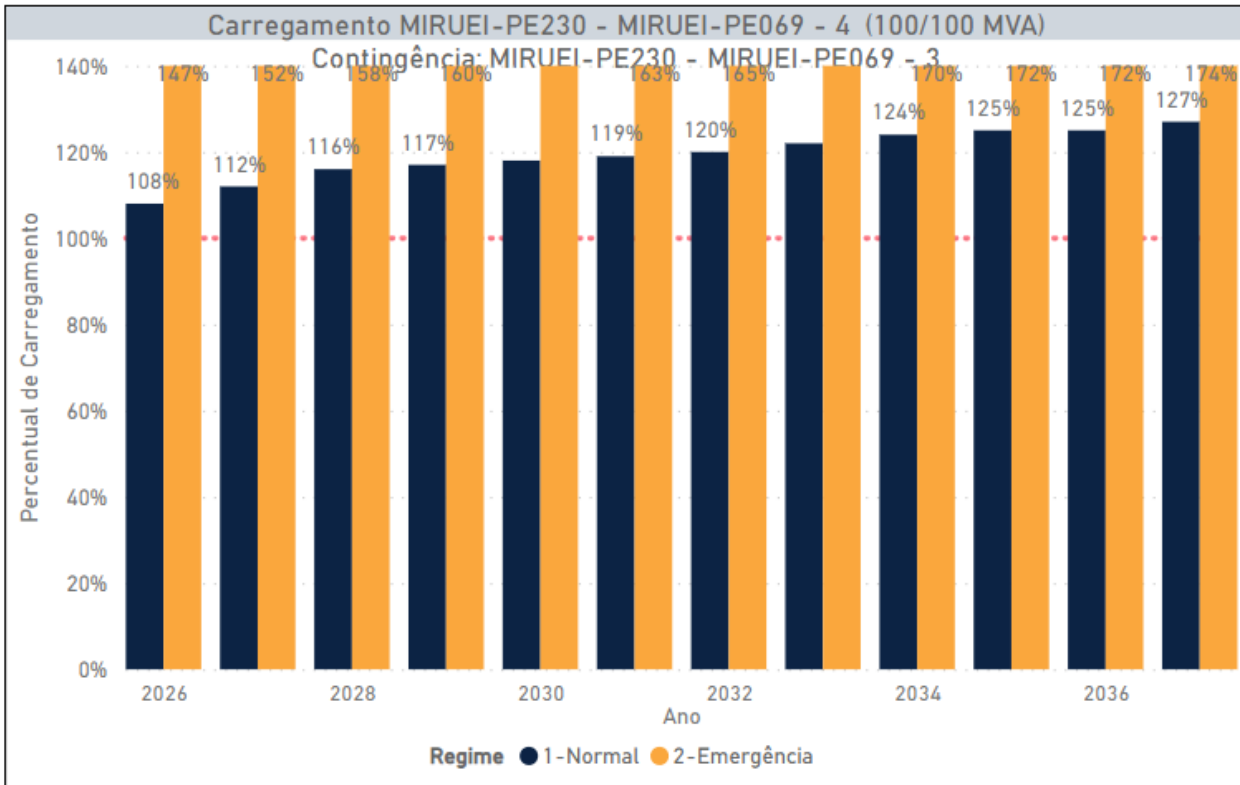


Figura 6 28 – Carga Média – SE Mirueira 230/69 kV T1/T2/T3/T4

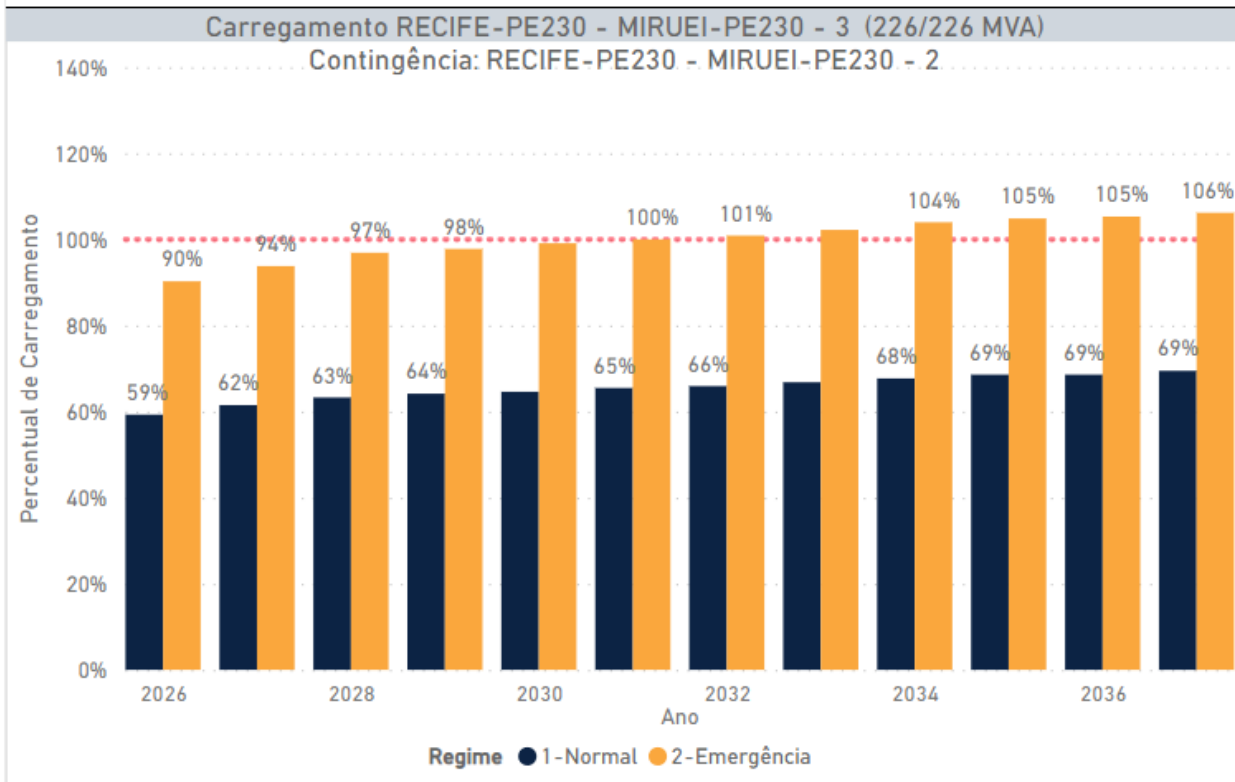


Figura 6 28 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Recife II – Mirueira C3

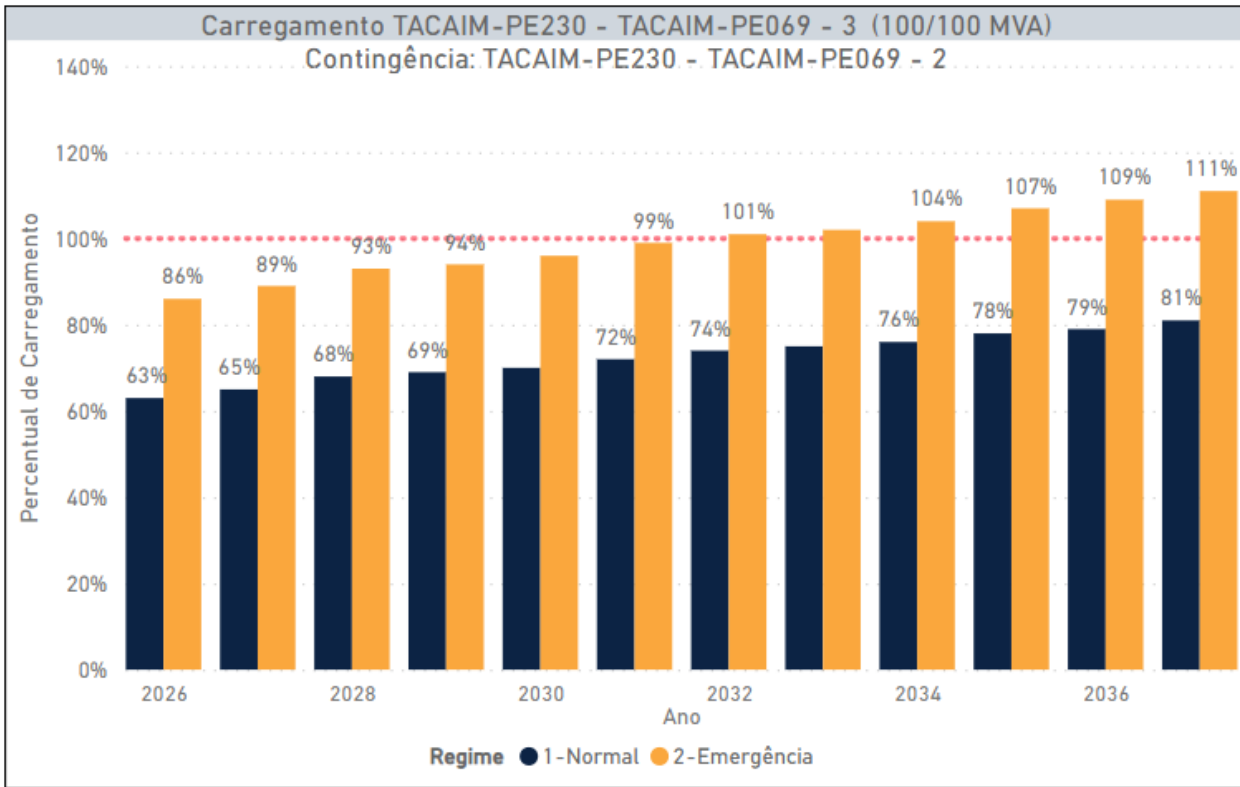


Figura 6 28 – Carga Pesada – SE Tacaimbó 230/69 kV T1/T2/T3/T4

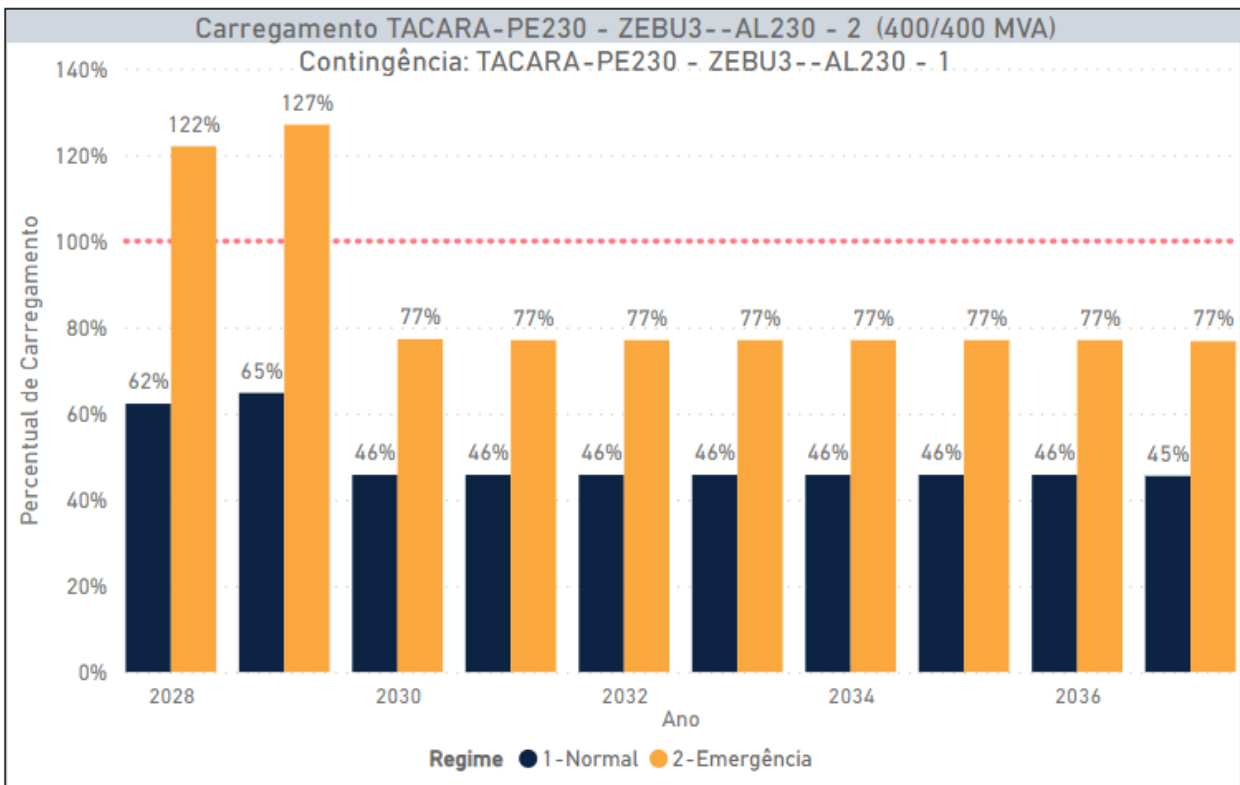


Figura 6 28 – Cenário 2 – Carga Média – LTs 230 kV Tacaratu – Zebu III C1/C2

6.6 Estado do Piauí

A seguir, apresenta-se o conjunto das principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2032, recomendadas nos estudos da EPE para o estado do Piauí:

- Nova Subestação 500 kV Teresina IV a se conectar no seccionamento das LT 500 kV Tianguá II – Teresina II C1 e C2 (2028);
- Novas LTs 500 kV Crateús – Teresina IV e Teresina IV – Graça Aranha (2028);
- Nova Subestação 500 kV São João do Piauí II a se conectar no seccionamento das LTs 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 (2028);
- Novas LTs 500 kV Curral Novo do Piauí II – São João do Piauí II C1, São João do Piauí II – Ribeiro Gonçalves C3 e Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 (2028);
- Nova LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri C3 (2028);
- Nova LT 500 kV Boa Esperança – Graça Aranha (2028);
- Nova LT 230 kV Chapada III – Crato II (2029), recomendada originalmente no estudo EPE-DEE-RE-031-2018-rev0 e que foi incluída no PAR/PEL 2021 e POTEE 2021 – 1ª Emissão;

É importante ressaltar que estas obras estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2032 e afetam os resultados obtidos nas avaliações de desempenho elétrico.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Picos, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2029;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação São João do Piauí, em condição de operação N-1 em todo o horizonte. Já está previsto no POTEE 2022 1ª Emissão a substituição dos transformadores 04T3 e 04T4 de 33 MVA por duas unidades de 100 MVA, resolvendo assim o problema mencionado;
- Carregamento elevado na LT 230 kV Teresina – Piripiri na contingência da LT 230 kV Teresina III – Piripiri;

Em relação ao carregamento elevado na LT 230 kV Teresina – Piripiri na contingência da LT 230 kV Teresina III – Piripiri, foi observado recentemente o interesse pela conexão de empreendimentos de geração na subestação 230 kV Ibiapina II e no seccionamento do eixo em 230 kV Ibiapina II – Piripiri. Tais empreendimentos tiveram informações de acesso indicadas como não viáveis pelo ONS, por conta da possibilidade de sobrecarga na referida linha. Recomenda-se que futuros empreendimentos que venham a se conectar no sistema de

transmissão da região busquem o nível de 500 kV, que se mostra mais adequado para escoamento de geração.

6.6.1 Violações de Carregamento

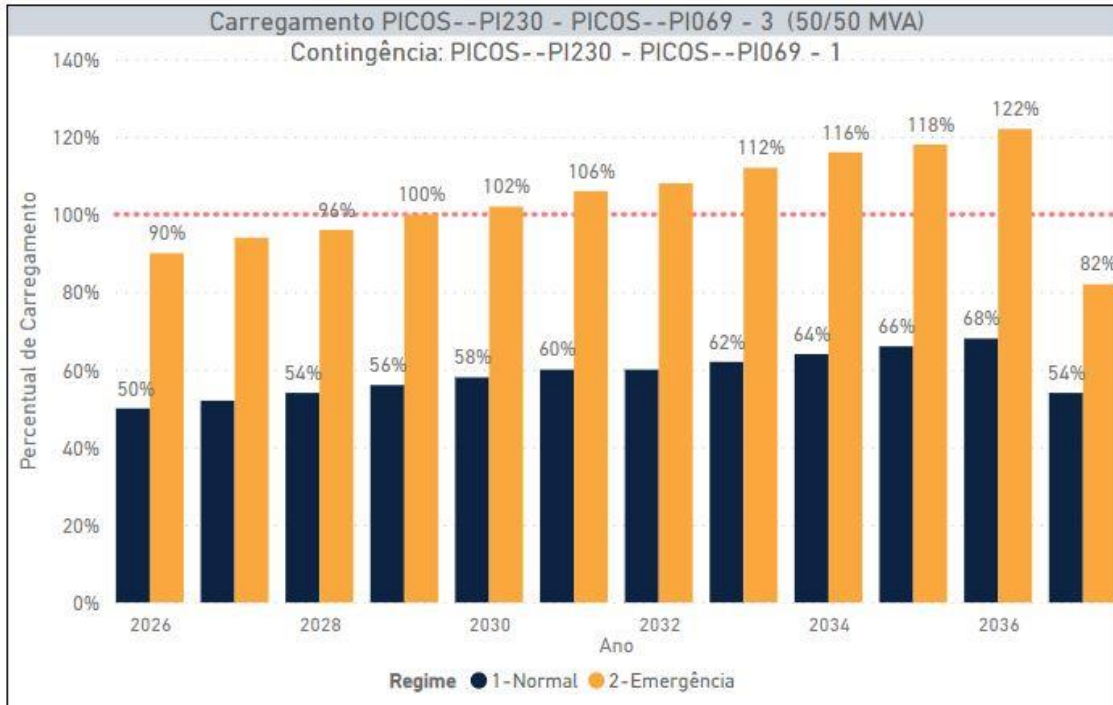


Figura 6-46 – Carga Pesada – SE Picos TR1 230/69 kV

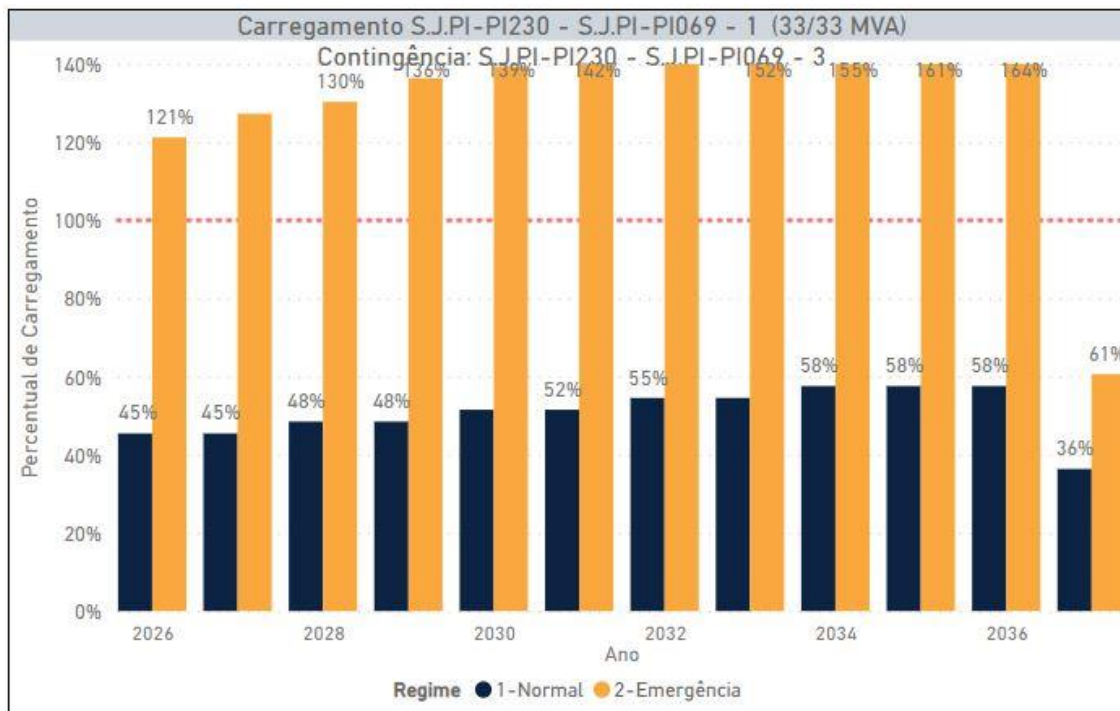


Figura 6-47 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE São João do Piauí TR1 230/69 kV

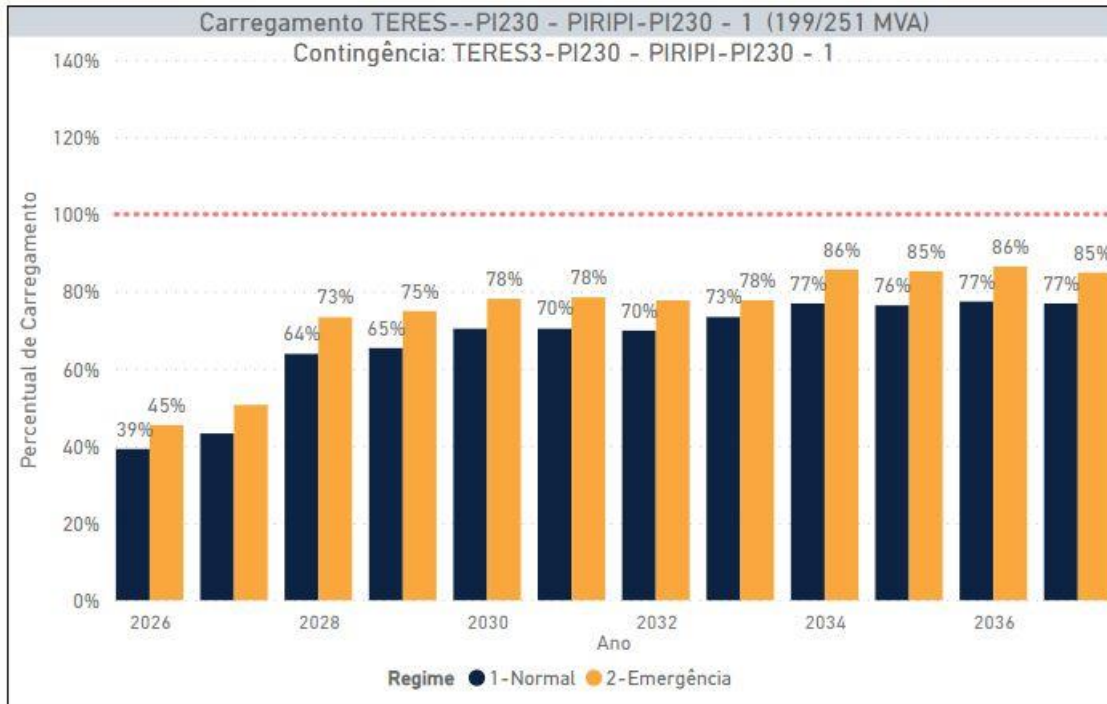


Figura 6-48 - Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Teresina – Piripiri

6.7 Estado do Rio Grande do Norte

A seguir, são apresentadas as principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2030, recomendadas nos estudos da EPE para o estado do Rio Grande do Norte:

- Nova Linha de Transmissão 500 kV Ceará Mirim II – João Pessoa II (2028);
- Implantação do 2º banco de reatores de barra 500 kV de 150 Mvar da Subestação Ceará Mirim II (2028);
- Implantação do 3º transformador 230/69 kV de 100 MVA da Subestação Paraíso (2028).
- Seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Banabuiú – Mossoró II C1 na Subestação Alex e nova Linha de Transmissão 230 kV Alex – Morada Nova (2028).

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Açú III – Mossoró II C1 e C2 em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2037;
- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Mossoró IV – Mossoró II C1 em condição de operação N-1 nos anos de 2028 e 2029;
- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 em condição de operação N-1 nos anos de 2027 a 2037;
- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 nas condições de operação normal e N-1 nos anos de 2034 e 2035.

As violações operativas identificadas neste diagnóstico do estado do Rio Grande do Norte ocorrem nos eixos de 230 kV paralelos ao sistema de 500 kV de maior capacidade que possuem a função de escoar o potencial de geração renovável do estado do Rio Grande do Norte.

Análises de sensibilidade que consideraram a implantação do Bipolo Nordeste 2 apontaram que a conexão de sua estação retificadora tem o potencial de aliviar os fluxos na rede 230 kV do Rio Grande do Norte. Desta forma, ao longo da elaboração do estudo dessa nova expansão da interligação regional, serão avaliados os impactos de sua conexão na rede regional.

6.7.1 Violações de Carregamento

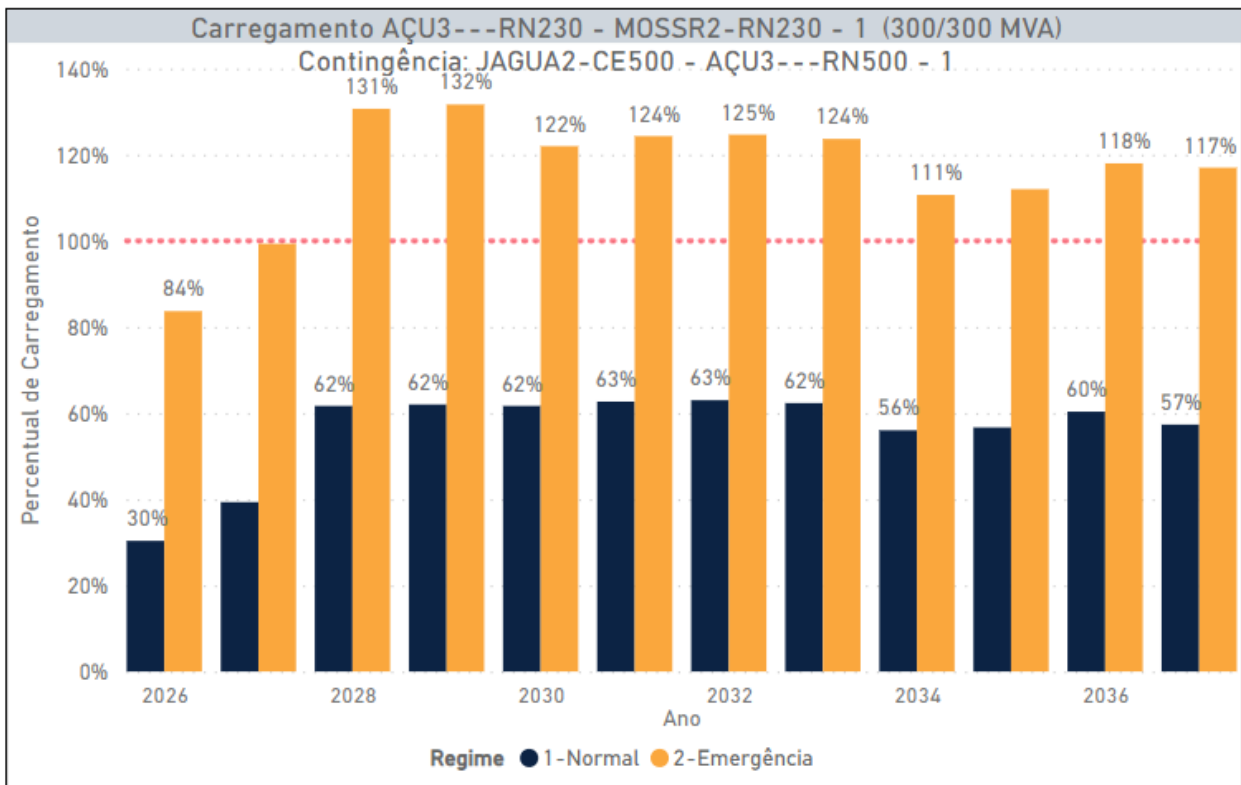


Figura 6 28 – Cenário 2 – Carga Média – LTs 230 kV Açú III – Mossoró II C1/C2

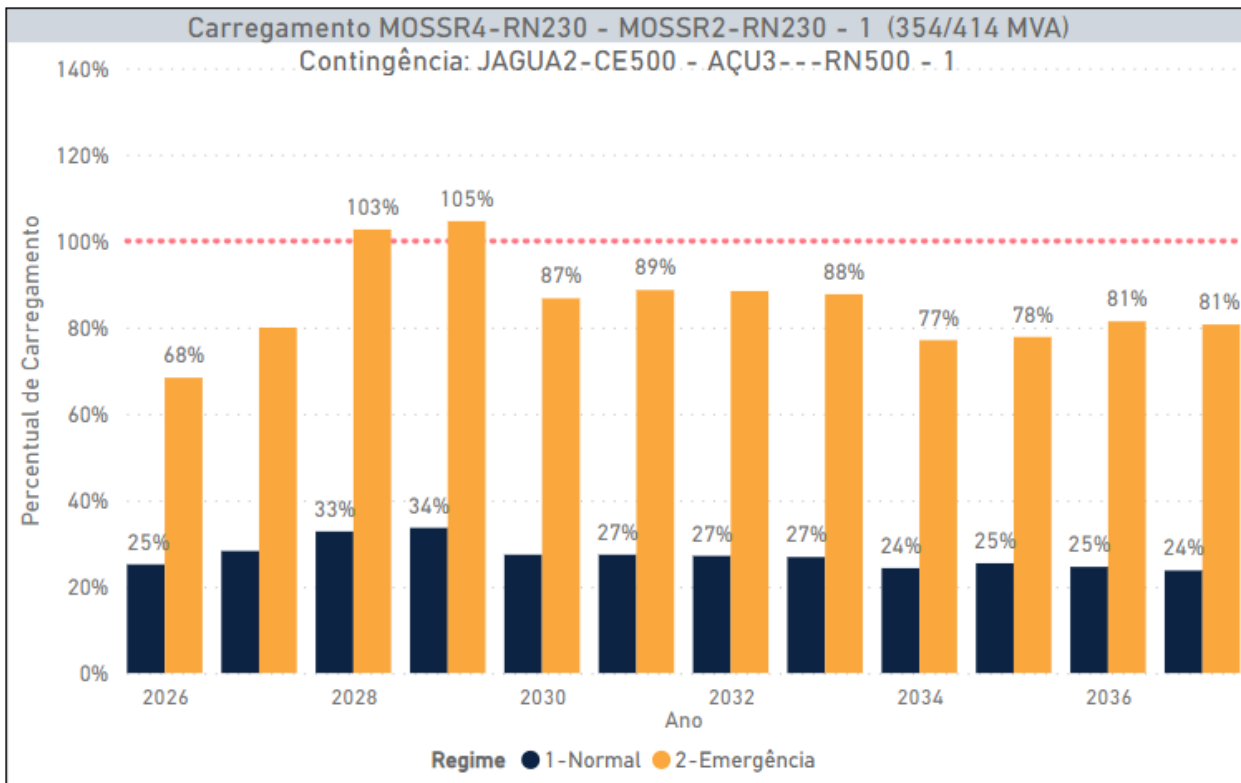


Figura 6 28 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Mossoró IV – Mossoró II C1

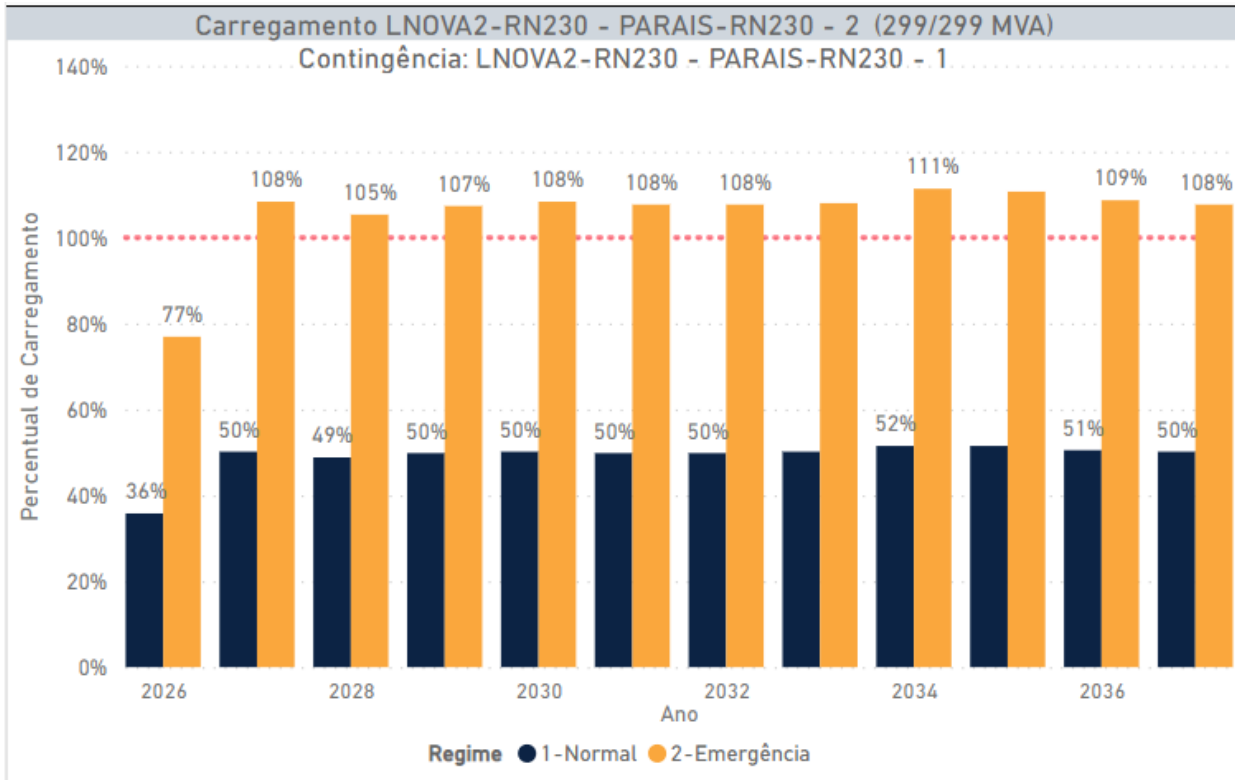


Figura 6 28 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2

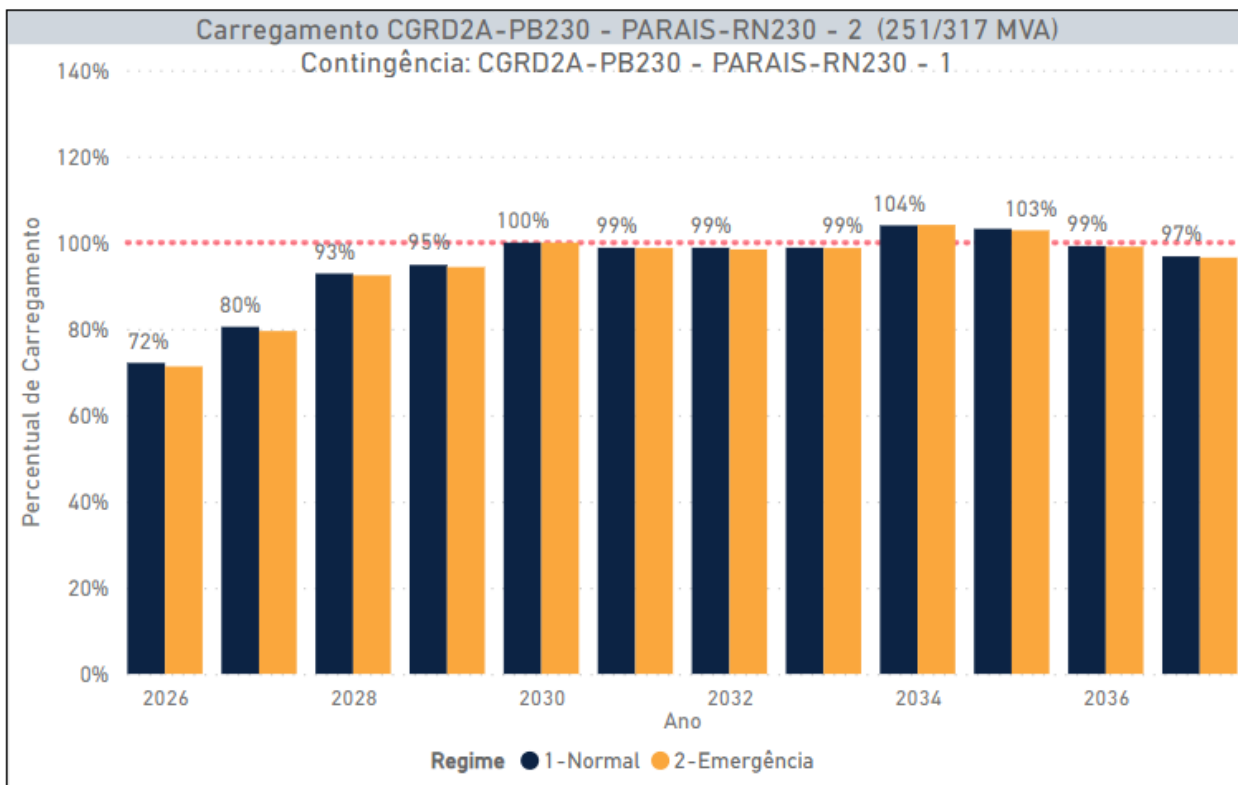


Figura 6 28 – Cenário 2 – Carga Média – LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1/C2

6.8 Estado de Sergipe

A seguir, apresenta-se o conjunto das principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2032, recomendadas nos estudos da EPE para o estado de Sergipe:

- Nova Subestação 230/69 kV Nossa Senhora da Glória II com 2 transformadores 230/69 kV de 150 MVA a se conectar no seccionamento da LT 230 kV Paulo Afonso III – Itabaiana (2025);
- LT 230 kV Olindina – Itabaianinha;
- Substituição dos transformadores 230/69 kV de 100 MVA da SE Itabaiana por 2 unidades de 150 MVA;
- Desativação da LT 230 kV Olindina – Itabaianinha;

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado de Sergipe apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão.

7 REFERÊNCIAS

- [1]. Base de dados de fluxo de potência – PDE 2032 – Empresa de Pesquisa Energética – EPE (<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao>)
- [2]. Portaria MME nº 215, de 11 de maio de 2020
- [3]. Portaria EPE/DEE nº 1, de 12 de janeiro de 2021
- [4]. EPE-DEE-RE-053/2019-rev1 – “Estudo para Escoamento na Área Sul da Região Nordeste” – EPE – Abril/2020;
- [5]. EPE-DEE-RE-025/2020-rev0 – “Estudo para Controle de Tensão e Suprimento ao Extremo Sul da Bahia” – EPE – Abril/2020;
- [6]. EPE-DEE-RE-026/2010-rev0 – “Estudo de Atendimento à Região de Barreiras” – EPE – Setembro/2020;
- [7]. EPE-DEE-NT-023/2020-rev0 – “Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Recife” – EPE – Setembro/2020;
- [8]. EPE-DEE-NT-049/2020-rev0 – “Estudo de Compensação Reativa na Área Leste da Região Nordeste” – EPE – Setembro/2020
- [9]. EPE-DEE-RE-062/2020-rev0 – “Estudo de Escoamento na Região Nordeste da Bahia” – EPE – Novembro/2020
- [10]. EPE-DEE-RE-148/2021-rev3 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul” – EPE – Dezembro/2022
- [11]. EPE-DEE-RE-015/2022-rev1 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste” – EPE – Dezembro/2022
- [12]. EPE-DEE-RE-014/2022-rev1 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte” – EPE – Setembro/2022
- [13]. RT-ONS DPL 0131/2023 – “Análise do Limites de Transferência de Energia entre as Regiões N/NE e SE/CO para o Ano 2027 com o Bypass de BCS” – ONS – Março/2023

8 EQUIPE TÉCNICA

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

9 ANEXO 1

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 2032.

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

Nome do empreendimento	Item de Obra	Data prevista
SE 500 kV Milagres II	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33 MVar 1Φ	2021
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, C2, na SE Pacatuba	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2023
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	2º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2024
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 Piri-piri	3º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2026
SE 500/230/69 kV São João do Piauí	3º ATF 500/230 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2025
SE 500 kV Teresina II	2º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 66 MVar 1Φ	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

Nome do empreendimento	Item de Obra	Data prevista
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
SE 500 kV Crateús	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ Compensador Síncrono 69 kV, 1 x (-200/+300) Mvar	2028
SE 500 kV Teresina IV	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, 6 x 50 Mvar 1Φ (remanejados das LTs 500 kV Teresina II - Tianguá II C1 e C2, terminal Teresina II)	2028
SE 500/230 kV Morada Nova	1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ (remanejado da LT 500 kV Açú III - Quixadá, terminal Quixadá) 1 Reator de Barra 500 kV, 1 x 50 Mvar 1Φ (reserva) 1º e 2º ATF 500/230 kV, (6 + 1R) x 300 MVA 1Φ	2028
SE 500 kV Pacatuba	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ (remanejado da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II, terminal Fortaleza II)	2028
SE 500 kV São João do Piauí II	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500/230 kV Boa Esperança	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 150 MVA 1Φ	2028
LT 500 kV Quixadá - Crateús, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 205 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Quixadá Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Quixadá	2028
LT 500 kV Crateús - Teresina IV, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 219 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // SE Crateús Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Teresina IV	2028
LT 500 kV Teresina IV - Graça Aranha, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 216 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 55 Mvar 1Φ // SE Teresina IV Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Graça Aranha	2028
LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - São João do Piauí II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE Curral Novo do Piauí II Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE São João do Piauí II	2028
LT 500 kV São João do Piauí II - Ribeiro Gonçalves, C3	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 308 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // SE São João do Piauí II Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // SE Ribeiro Gonçalves	2028
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Colinas, C3	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 368 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Ribeiro Gonçalves Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ // SE Colinas	2028

Nome do empreendimento	Item de Obra	Data prevista
LT 500 kV Boa Esperança - Graça Aranha, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (TERN), 182 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Boa Esperança Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Graça Aranha	2028
LT 230 kV Abaiara - Milagres, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 15.5 km	2028
LT 230 kV Ibiapina II - Piripiri, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 86 km	2028
LT 230 kV Banabuiú - Morada Nova, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 55,9 km	2028
LT 230 kV Morada Nova - Russas II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 58 km	2028
LT 230 kV Alex - Morada Nova, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 61,7 km	2028
LT 230 kV Araticum - Milagres, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 18 km	2028
LT 230 kV Gameleira - Milagres, C2 e C3 (CS)	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 5 km	2028
SECC LT 500 kV Tianguá II - Teresina II, C1 e C2 (CS), na SE Teresina IV	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,0 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ (remanejado da LT Teresina II - Tianguá II C1, terminal Teresina II) Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ (remanejado da LT Teresina II - Tianguá II C2, terminal Teresina II)	2028
SECC LT 500 kV Quixadá - Açú III, C1, na SE Morada Nova	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2028
SECC LT 230 kV Banabuiú - Russas II, C2, na SE Morada Nova	Circuito Simples 230 kV, 2 x 740,8 MCM (FLINT), 0,9 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 740,8 MCM (FLINT), 0,9 km	2028
SECC LT 230 kV Banabuiú - Mossoró II, C1 (CD), na SE Alex	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,1 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,1 km	2028
SECC LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II, C1, na SE Pacatuba	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,2 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 1,2 km	2028
SECC LT 500 kV Pecém II - Fortaleza II, C1, na SE Pacatuba	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2,1 km	2028
SECC LT 500 kV São João do Piauí - Ribeiro Gonçalves, C1 e C2 (CS), na SE São João do Piauí II	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3,7 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3,7 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3,7 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3,7 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 6 x 60 Mvar 1Φ (remanejados da LT 500 kV São João do Piauí - Ribeiro Gonçalves C1 e C2, terminal São João do Piauí) Reator de Linha Fixo 500 kV, 1 x 60 Mvar 1Φ	2028
SECC LT 230 kV Milagres - Crato II, C1, na SE Abaiara	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 14 km (apenas trecho Crato II - Abaiara)	2028
SECC LT 230 kV Banabuiú - Milagres, C2, na SE Icó	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,7 km	2028
SECC LT 230 kV Banabuiú - Milagres, C2, na SE Gameleira	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,5 km (apenas trecho Banabuiú - Gameleira)	2028

Nome do empreendimento	Item de Obra	Data prevista
LT 230 kV Ibiapina II - Piripiri, C1	Desativação	2028
LT 230 kV Gameleira - Milagres, C1 e C2 (CS)	Desativação	2028
LT 230 kV Crato II - Milagres, C1	(Desativação do trecho entre a SE Milagres e o ponto de seccionamento da LT Milagres – Crato)	2028
LT 230 kV Banabuiú - Russas II, C1	Desativação	2028
BCS LTs 500 kV São João do Piauí - Ribeiro Gonçalves, C1 e C2 (CS)	Desativação	2028
BCS LT 500 kV São João do Piauí - Boa Esperança, C1	Desativação	2028
LT 230 kV Banabuiú - Milagres, C1	Desativação	2030
LT 230 kV Banabuiú - Milagres, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 225,9 km	2030
LT 500 kV Morada Nova - Pacatuba, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 795.0 MCM (TERN), 151 km	2030
LT 230 kV Chapada III - Crato II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 142 km	2029
SE 230/69 kV Crato II	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2029
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
SE 230/69 kV Campina Grande II	4º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2022
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 - Lagoa Nova II, C1, na SE Açú III	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	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
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) Transformador de Aterramento 69 kV, 2 x 20 MVA (substituição)	2025
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

Nome do empreendimento	Descrição da Obra	Data prevista
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
LT 500 kV Ceará Mirim II - João Pessoa II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 190 km	2028
LT 500 kV João Pessoa II - Pau Ferro, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 78 km	2028
LT 500 kV Garanhuns II - Messias, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 87 km	2028
LT 500 kV Bom Nome II - Campo Formoso II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 365 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // SE Bom Nome II Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,33 Mvar 1Φ // SE Campo Formoso II	2028
LT 500 kV Bom Nome II - Zebu III, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 163 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,33 Mvar 1Φ // SE Bom Nome II	2028
LT 500 kV Zebu III - Olindina, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 226 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ // SE Olindina	2028
SECC LT 500 kV Milagres II - Surubim, C1, na SE Bom Nome II	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 2 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 2 km	2028
LT 230 kV Bom Nome - Bom Nome II, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 7 km	2028
LT 230 kV Bom Nome - Bom Nome II, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 7 km	2028
LT 230 kV Zebu II - Zebu III, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km	2028
LT 230 kV Zebu II - Zebu III, C2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 5 km	2028
SECC LT 230 kV Extremoz II - Campina Grande III, C2 (CD), na SE Pilões III	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 21 km	2028
SECC LT 230 kV Bom Nome - Paulo Afonso III, C1, na SE Floresta II	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2028
SECC LT 230 kV Bom Nome - Paulo Afonso III, C1, na SE Tacaratu	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 7 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 7 km	2028
SECC LT 230 kV Bom Nome - Paulo Afonso III, C1, na SE Zebu III	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 2 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 2 km	2028
SECC LT 230 kV Floresta II - Paulo Afonso III, C1, na SE Zebu III	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 2 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 2 km	2028
SECC LT 230 kV Floresta II - Paulo Afonso III, C1, na SE Tacaratu	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 7 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 7 km	2028
LT Floresta II - Paulo Afonso III C1 (04F2)	Desativação do trecho de linha entre Zebu III e Paulo Afonso III proveniente do seccionamento da LT Floresta II - Paulo Afonso III C1 (04F2) na nova SE Zebu III (8 km)	2028
LT Bom Nome - Paulo Afonso III C3 (04F3)	Desativação e desmobilização do trecho de linha entre Zebu III e Paulo Afonso III proveniente do seccionamento da LT Bom Nome - Paulo Afonso III C3 (04F3) na nova SE Zebu III (8 km)	2028

Nome do empreendimento	Descrição da Obra	Data prevista
LT Bom Nome – Tacaratu C1 (04S1)	Desativação e desmobilização (141 km)	2028
LT Tacaratu – Paulo Afonso III C1 (04F1)	Desativação e desmobilização (49 km)	2028
SE 500 kV Ceará Mirim II	2º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 230/69 kV Pilões III	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ Transformador de Aterramento 69 kV, 1 x 10 MVA	2028
SE 138 kV Pilões II	Desativação e desmobilização do pátio de 138 kV	2028
SE 138/69 kV Pilões I	Desativação 1º e 2º TF 138/69 kV, 2 x 75 MVA 3Φ	2028
SE 230 kV Campina Grande II	Desativação 1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ 1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ 2º Reator de Barra 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ Compensador Estático 230 kV, 1 x (-100/+200) Mvar	2028
SE 500/230 kV Bom Nome II	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ 1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ 1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500/230 kV Zebu III	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ 1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 230/138 kV Bom Nome	4º TF 230/138 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2028
		2028
SE 500/230/69 kV Garanhuns II	3º TF 230/69 kV, 1 x 100 MVA 3Φ	2029
LT 500 kV Santa Luzia II - Bom Nome II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 228 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 33,33 Mvar 1Φ // SE Santa Luzia II	2030
LT 230 kV Floresta II - Zebu III, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 76 km	2030
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 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 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ // SE Olindina	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

Nome do empreendimento	Descrição da Obra	Data prevista
SE 500 kV Ouroândia 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 230/69 kV Nossa Senhora da Glória II	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2025
SECC LT 230 kV Paulo Afonso III - Itabaiana, C1 (CD), na SE Nossa Senhora da Glória II	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 20 km	2025
SE 230/69 kV Itabaiana	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ em substituição ao TR1 e TR2 de 100 MVA	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
LT 230 kV Olindina - Itabaianinha, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 73 km	2026
SE 230/138 kV Formosa do Rio Preto	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-48/+80) Mvar 1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ 1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2026
LT 230 kV Formosa do Rio Preto - Gilbués II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 212 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Formosa do Rio Preto Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ // SE Gilbués II	2026
LT 230 kV Formosa do Rio Preto - Dianópolis II, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 176 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Formosa do Rio Preto Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ // SE Dianópolis II	2026
SE 500/230 kV G. Ouro II	3º ATF 500/230 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2027
SE 500 kV Campo Formoso II	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, 6 x 55 MVar 1Φ	2028
SE 500 kV Correntina	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Arinos 2	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Gentio do Ouro II	3º e 4º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Bom Jesus da Lapa II	4º e 5º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Jaíba	2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ 3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Buritizeiro 3	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Morro do Chapéu II	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2028

Nome do empreendimento	Descrição da Obra	Data prevista
SE 500 kV Poções III	4º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Medeiros Neto II	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 66,6 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV João Neiva 2	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Barra II	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-200/+300) Mvar	2028
SE 500 kV Camaçari II	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2028
SE 500 kV Camaçari IV	1º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV São João do Paraíso	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ 3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-200/+300) Mvar	2028
SE 500 kV Ourolândia II	3º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ 4º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Jussiape	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Ibicoara	Transf. do reator da LT 500 kV Igaporã III - Ibicoara para barra da SE Ibicoara	2028
SE 500 kV Capelinha 3	3º e 4º Reator de Barra 500 kV, 6 x 60 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Padre Paraíso 2	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2028
SE 500 kV Mutum	3º Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ	2028
LT 500 kV Juazeiro III - Campo Formoso II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 101 km	2028
LT 500 kV Campo Formoso II - Barra II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 312 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Campo Formoso II 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Barra II	2028
LT 500 kV Barra II - Correntina, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 285 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // SE Barra II Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // SE Correntina	2028
LT 500 kV Correntina - Arinos 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 309 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ // SE Correntina Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ // SE Arinos 2	2028
LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 336 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 63,3 Mvar 1Φ // SE Morro do Chapéu II Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 63,3 Mvar 1Φ // SE Poções III	2028
LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 316 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ // SE Poções III Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ // SE Medeiros Neto II	2028
LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 276 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 71,6 Mvar 1Φ // SE Medeiros Neto II Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 71,6 Mvar 1Φ // SE João Neiva 2	2028
LT 500 kV Gentio do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 269 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ // SE Gentio do Ouro II Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ // SE Bom Jesus da Lapa II	2028

Nome do empreendimento	Descrição da Obra	Data prevista
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Jaíba, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 245 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,6 Mvar 1Φ // SE Bom Jesus da Lapa II Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,6 Mvar 1Φ // SE Jaíba	2028
LT 500 kV Jaíba - Buritizeiro 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 291 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // SE Jaíba Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // SE Buritizeiro 3	2028
LT 500 kV Gentio do Ouro II - Bom Jesus da Lapa II, C3	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 269 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,6 Mvar 1Φ // SE Gentio do Ouro II Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,6 Mvar 1Φ // SE Bom Jesus da Lapa II	2028
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Jaíba, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 245 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,6 Mvar 1Φ // SE Bom Jesus da Lapa II Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,6 Mvar 1Φ // SE Jaíba	2028
LT 500 kV Jaíba - Buritizeiro 3, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 291 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // SE Jaíba Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // SE Buritizeiro 3	2028
LT 500 kV Buritirama - Barra II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 108 km	2028
LT 500 kV Xingó - Camaçari II, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 355 km Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE Xingó Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE Camaçari II	2028
LT 500 kV Ourolândia II - Jussiapé, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 314 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ // SE Ourolândia II Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,3 Mvar 1Φ // SE Jussiapé	2030
LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 77,5 km	2028
SECC LT 500 kV Rio das Éguas - Bom Jesus da Lapa II, C1 (CD), na SE Correntina	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,99 km	2028
LT 500 kV Ourolândia II - Jussiapé, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 314 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 83,3 Mvar 1Φ // SE Ourolândia II Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 83,3 Mvar 1Φ // SE Jussiapé	2030
LT 500 kV Jussiapé - São João do Paraíso, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 228 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 56,7 Mvar 1Φ // SE Jussiapé Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 56,7 Mvar 1Φ // SE São João do Paraíso	2030
LT 500 kV Jussiapé - São João do Paraíso, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 228 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 56,7 Mvar 1Φ // SE Jussiapé Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 56,7 Mvar 1Φ // SE São João do Paraíso	2030

Nome do empreendimento	Descrição da Obra	Data prevista
LT 500 kV São João do Paraíso - Capelinha 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 255 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,3 Mvar 1Φ // SE São João do Paraíso Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 63,3 Mvar 1Φ // SE Capelinha 3	2030
LT 500 kV Capelinha 3 - Itabira 5, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 240 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // SE Capelinha 3 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE Itabira 5	2030
LT 500 kV São João do Paraíso - Padre Paraíso 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 172 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE São João do Paraíso Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2030
LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Mutum, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 339 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 90 Mvar 1Φ // SE Padre Paraíso 2 Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 Mvar 1Φ // SE Mutum	2030
SECC LT 500 kV Igaporã III - Ibicoara, C1 e C2 (CS), na SE Jussiape	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2030
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
SE 230/69 kV Itabaiana	3º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2035

10 ANEXO 2

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

		Cenário 1 - Norte Úmido / Nordeste Máximo Exportador																							
Região	Usina	Carga Média																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	8.958	-	9.376	-	9.563	-	9.621	-	9.811	-	10.013	-	10.213	-	10.425	-	10.641	-	10.877	-	11.102	-	11.345
	UHE	93%	20.477	95%	20.963	91%	20.441	92%	20.855	94%	21.248	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534	95%	21.534
	PCH	59%	51	60%	53	62%	54	63%	5468%	0,64	56	59%	51	52%	46	55%	48	57%	50	59%	52	61%	53	62%	54
	Eólica	30%	145	30%	145	53%	256	53%	256	54%	261	55%	266	54%	261	57%	276	57%	276	58%	281	58%	281	58%	281
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Biomassa	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35	12%	35
	Térmica	42%	1.532	43%	1.837	41%	1.750	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838	40%	1.838
NE	Carga	-	15.253	-	15.649	-	16.012	-	16.376	-	16.777	-	17.184	-	17.601	-	18.030	-	18.471	-	18.924	-	19.361	-	19.793
	UHE	53%	5.346	52%	5.237	55%	5.597	52%	5.330	55%	5.597	55%	5.571	64%	6.487	61%	6.220	64%	6.482	70%	7.125	77%	7.826	86%	8.709
	PCH	43%	133	44%	137	45%	140	46%	143	0,47	145	49%	151	48%	150	53%	165	54%	168	55%	171	56%	175	62%	193
	Eólica	30%	9.350	30%	9.342	53%	16.452	53%	16.452	54%	16.763	55%	17.073	54%	16.763	57%	17.653	57%	17.653	58%	17.963	58%	17.963	58%	17.963
	Solar	30%	4.722	30%	5.110	75%	10.731	75%	10.731	74%	10.587	74%	10.587	75%	10.731	75%	10.731	77%	11.016	76%	10.874	0,76	10.874	76%	10.874
	Biomassa	23%	166	24%	170	24%	172	24%	174	24%	175	37%	263	37%	267	37%	270	38%	272	38%	273	38%	274	38%	274
	Térmica	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233	3%	233
SE/CO	Carga	-	62.542	-	63.828	-	65.200	-	66.749	-	68.063	-	69.405	-	70.770	-	72.167	-	73.592	-	75.045	-	76.510	-	77.902
	UHE	69%	32.705	71%	33.615	57%	27.240	59%	27.970	63%	30.038	63%	29.981	66%	31.283	69%	33.078	73%	34.936	76%	36.365	80%	38.022	85%	40.631
	PCH	61%	1.704	62%	1.722	62%	1.736	63%	1.748	0,63	1.759	60%	1.665	69%	1.921	70%	1.938	68%	1.882	68%	1.885	65%	1.815	66%	1.846
	Eólica	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14	50%	14
	Solar	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.938	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	32%	3.930	0,32	3.930	32%	3.930
	Biomassa	9%	324	9%	327	10%	330	10%	333	10%	336	15%	526	16%	563	17%	596	18%	629	19%	659	20%	688	20%	688
	Térmica	35%	5.290	33%	5.415	32%	5.290	32%	5.290	32%	5.290	40%	6.623	40%	6.624	40%	6.623	40%	6.623	40%	6.623	40%	6.623	40%	6.623
SUL	Carga	-	21.134	-	21.589	-	22.095	-	22.601	-	23.123	-	23.657	-	24.207	-	24.772	-	25.350	-	25.947	-	26.560	-	27.173
	UHE	78%	12.137	83%	12.841	65%	10.058	75%	11.710	71%	11.129	75%	11.803	80%	12.590	82%	12.903	85%	13.376	90%	14.164	95%	14.950	95%	14.950
	PCH	53%	999	55%	1.048	58%	1.091	60%	112899%	0,61	1.163	73%	1.389	62%	1.180	69%	1.314	76%	1.446	80%	1.505	78%	1.482	80%	1.506
	Eólica	30%	1.094	30%	1.094	42%	1.548	42%	1.527	51%	1.844	45%	1.631	45%	1.626	46%	1.673	46%	1.673	46%	1.678	46%	1.678	46%	1.678
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Biomassa	53%	363	53%	363	53%	363	53%	363	53%	363	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364	53%	364
	Térmica	19%	508	9%	225	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508	19%	508
Balanço Estático	Exportação N	0%	12.679	0%	13.020	0%	12.423	0%	12.837	0%	13.021	0%	13.082	0%	12.879	0%	12.683	0%	12.457	0%	12.228	0%	12.019	0%	11.707
	Exportação NE	0%	4.140	0%	3.995	0%	16.008	0%	15.412	0%	15.531	0%	15.501	0%	15.808	0%	15.989	0%	16.072	0%	16.399	0%	16.671	0%	17.023
	N/NE->SE/CO	0%	16.818	0%	17.015	0%	28.431	0%	28.249	0%	28.552	0%	28.584	0%	28.687	0%	28.672	0%	28.529	0%	28.627	0%	28.690	0%	28.730
ELOS CC	Itaipú	63%	3.940	61%	3.796	57%	3.596	54%	3.384	51%	3.180	47%	2.954	43%	2.718	39%	2.456	35%	2.204	31%	1.924	26%	1.629	21%	1.314
	Usinas do Madeira	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946	84%	5.946
	Bipolo Belo Monte	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	95%	7.616	88%	7.064
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	78%	3.888

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

Cenário 2 - Norte Seco / Nordeste Máximo Exportador																									
Região	Usina	Carga Leve																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	6.571	-	6.925	-	7.053	-	7.034	-	7.161	-	7.284	-	7.417	-	7.547	-	7.691	-	7.841	-	7.990	-	8.139
	UHE	20%	4.453	20%	4.465	20%	4.535	20%	4.467	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43
	Eólica	63%	304	65%	314	70%	338	72%	350	75%	365	78%	379	80%	386	80%	386	80%	387	80%	386	80%	386	80%	386
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209	52%	209
	Térmica	42%	1.533	52%	2.268	52%	2.268	49%	2.268	49%	2.268	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252	49%	2.252
NE	Carga	-	9.859	-	10.092	-	10.315	-	10.524	-	10.766	-	11.009	-	11.259	-	11.511	-	11.780	-	12.050	-	12.310	-	12.575
	UHE	26%	2.677	29%	2.994	26%	2.678	29%	2.994	33%	3.369	33%	3.369	41%	4.190	41%	4.190	41%	4.192	41%	4.211	42%	4.229	42%	4.248
	PCH	20%	62	23%	71	23%	71	23%	71	0,24	73	24%	76	25%	78	26%	82	28%	86	28%	86	29%	90	31%	95
	Eólica	63%	19.634	65%	20.239	70%	21.728	72%	22.391	75%	23.355	78%	24.353	80%	24.832	80%	24.775	80%	24.775	80%	24.775	80%	24.775	80%	24.775
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Biomassa	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266	37%	265	37%	266	37%	266	37%	266
	Térmica	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255	3%	255
SE/CO	Carga	-	32.436	-	33.062	-	33.706	-	34.434	-	35.061	-	35.732	-	36.418	-	37.123	-	37.804	-	38.511	-	39.239	-	39.876
	UHE	19%	9.077	19%	9.158	19%	9.086	19%	9.231	20%	9.446	20%	9.553	20%	9.671	20%	9.616	23%	10.986	25%	12.142	27%	12.877	29%	13.648
	PCH	27%	741	28%	783	28%	783	28%	783	0,28	779	28%	790	29%	795	29%	819	30%	836	31%	851	31%	876	33%	917
	Eólica	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03	-	-	0,50	14,03	-	-	0,50	14,03	0,50	14,03	0,50	14,03
	Solar	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	-
	Biomassa	27%	950	27%	950	28%	952	28%	954	28%	955	28%	957	28%	960	28%	960	27%	950	28%	964	28%	965	28%	965
	Térmica	27%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137	25%	4.137
SUL	Carga	-	9.501	-	9.682	-	9.863	-	10.060	-	10.264	-	10.475	-	10.691	-	10.914	-	11.139	-	11.372	-	11.613	-	11.856
	UHE	21%	3.296	19%	3.016	18%	2.856	18%	2.877	18%	2.900	19%	2.923	21%	3.307	29%	4.530	31%	4.835	33%	5.157	37%	5.873	41%	6.385
	PCH	25%	473	28%	524	28%	524	28%	524	0,28	524	28%	524	28%	524	35%	668	36%	671	36%	688	40%	747	44%	826
	Eólica	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	39%	1.422	37%	1.342	39%	1.422	39%	1.422
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	13%	86	13%	86	13%	90	14%	93	14%	97	15%	101	16%	107	16%	107	13%	86	16%	113	17%	116	17%	116
	Térmica	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511	20%	511
Balanço Estático	Exportação N	0%	339	0%	50	0%	152	0%	162	0%	162	0%	32	0%	103	0%	236	0%	392	0%	546	0%	712	0%	863
	Exportação NE	0%	12.069	0%	12.672	0%	13.908	0%	14.615	0%	15.677	0%	16.356	0%	17.320	0%	17.034	0%	16.793	0%	16.563	0%	16.333	0%	16.115
	N/NE->SE/CO	0%	11.730	0%	12.722	0%	14.060	0%	14.777	0%	15.839	0%	16.388	0%	17.216	0%	16.798	0%	16.401	0%	16.017	0%	15.621	0%	15.252
ELOS CC	Itaipú	75%	4.668	72%	4.532	70%	4.384	68%	4.240	65%	4.084	63%	3.921	60%	3.737	57%	3.563	54%	3.369	51%	3.164	47%	2.939	43%	2.707
	Usinas do Madeira	26%	1.858	29%	2.074	28%	1.971	30%	2.163	26%	1.874	32%	2.263	29%	2.071	31%	2.186	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071	29%	2.071
	Bipolo Belo Monte	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796	0	796
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812

Tabela 10-3 - Cenário 2 - Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador; Carga Média

		Cenário 2 - Norte Seco / Nordeste Máximo Exportador																							
Região	Usina	Carga Média																							
		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037	
		%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
N	Carga	-	9.088	-	9.514	-	9.705	-	9.907	-	10.106	-	10.313	-	10.518	-	10.737	-	10.958	-	11.200	-	11.431	-	11.676
	UHE	20%	4.453	18%	3.880	20%	4.535	20%	4.622	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585	20%	4.585
	PCH	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43	50%	43
	Eólica	51%	247	55%	266	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387	80%	387
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	55%	164	55%	164	55%	164	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213	53%	213
	Térmica	77%	2.824	80%	3.522	52%	2.268	50%	2.268	72%	3.304	72%	3.288	77%	3.506	78%	3.542	85%	3.884	84%	3.848	85%	3.884	84%	3.848
NE	Carga	-	15.253	-	15.649	-	16.012	-	16.376	-	16.777	-	17.184	-	17.601	-	18.030	-	18.471	-	18.924	-	19.361	-	19.793
	UHE	43%	4.383	43%	4.383	42%	4.312	43%	4.345	43%	4.357	43%	4.370	43%	4.357	42%	4.270	42%	4.289	44%	4.499	43%	4.360	43%	4.417
	PCH	38%	117	56%	174	36%	111	40%	123	0,40	123	39%	122	39%	122	39%	122	39%	122	43%	134	44%	135	50%	156
	Eólica	51%	15.895	54%	16.830	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934	80%	24.934
	Solar	57%	8.972	64%	10.220	85%	13.433	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	90%	14.223	0,90	14.223	90%	14.223
	Biomassa	36%	257	40%	285	40%	285	42%	303	44%	314	45%	321	45%	326	46%	331	46%	332	46%	333	46%	333	46%	333
	Térmica	5%	463	5%	463	3%	255	3%	255	5%	463	5%	463	6%	568	5%	463	17%	1.599	17%	1.599	33%	3.077	33%	3.077
SE/CO	Carga	-	62.542	-	63.828	-	65.200	-	66.756	-	68.070	-	69.411	-	70.776	-	72.172	-	73.597	-	75.050	-	76.552	-	77.941
	UHE	51%	24.137	51%	24.386	46%	21.981	49%	23.310	50%	23.723	51%	24.288	50%	23.861	57%	27.333	59%	28.262	63%	30.338	66%	31.762	73%	35.069
	PCH	46%	1.278	47%	1.300	43%	1.185	46%	1.278	0,46	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	46%	1.278	53%	1.474	54%	1.494	58%	1.617
	Eólica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Solar	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.912	89%	10.912	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	89%	10.904	0,89	10.904	89%	10.904
	Biomassa	46%	1.578	45%	1.564	47%	1.625	47%	1.630	54%	1.863	58%	2.005	59%	2.044	62%	2.132	63%	2.169	72%	2.495	72%	2.495	72%	2.495
	Térmica	48%	7.214	44%	7.214	33%	5.419	33%	5.419	34%	5.532	42%	6.866	56%	9.316	52%	8.548	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349	57%	9.349
SUL	Carga	-	21.133	-	21.588	-	22.094	-	22.600	-	23.122	-	23.656	-	24.206	-	24.771	-	25.349	-	25.946	-	26.559	-	27.172
	UHE	94%	14.522	94%	14.517	86%	13.265	93%	14.560	93%	14.635	93%	14.653	86%	13.485	93%	14.711	94%	14.743	94%	14.782	94%	14.814	94%	14.866
	PCH	47%	890	50%	946	54%	1.025	57%	1.070	0,58	1.102	60%	1.133	81%	1.537	63%	1.185	64%	1.207	65%	1.227	87%	1.638	87%	1.649
	Eólica	60%	2.188	60%	2.188	60%	2.188	39%	1.422	44%	1.609	48%	1.765	62%	2.254	53%	1.921	48%	1.765	53%	1.921	59%	2.137	53%	1.921
	Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Biomassa	52%	360	48%	328	53%	361	53%	362	53%	362	61%	420	62%	425	61%	421	67%	458	71%	491	71%	491	71%	491
	Térmica	48%	1.248	48%	1.248	20%	511	20%	511	32%	844	32%	844	51%	1.340	48%	1.248	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340	51%	1.340
Balanço Estático	Exportação N	0%	- 1.913	0%	- 2.232	0%	- 2.783	0%	- 2.853	0%	- 1.991	0%	- 2.243	0%	- 2.257	0%	- 2.459	0%	- 2.373	0%	- 2.674	0%	- 2.896	0%	- 3.226
	Exportação NE	0%	13.657	0%	15.338	0%	25.068	0%	25.482	0%	25.449	0%	25.159	0%	24.878	0%	24.311	0%	24.969	0%	24.752	0%	25.573	0%	25.265
	N/NE-> SE/CO	0%	11.745	0%	13.106	0%	22.285	0%	22.629	0%	23.458	0%	22.915	0%	22.620	0%	21.852	0%	22.596	0%	22.077	0%	22.676	0%	22.039
	Itaipú	67%	4.200	64%	4.028	61%	3.843	58%	3.657	54%	3.392	51%	3.202	48%	2.992	44%	2.734	40%	2.482	35%	2.210	30%	1.898	25%	1.585
ELOS CC	Usinas do Madeira	40%	2.867	36%	2.535	40%	2.869	35%	2.488	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869	40%	2.869
	Bipolo Belo Monte	49%	3.904	49%	3.904	34%	2.752	49%	3.904	31%	2.462	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.899	49%	3.896	49%	3.899
	Bipolo Nordeste B	0%	-	0%	-	96%	4.812	68%	3.408	96%	4.812	78%	3.880	78%	3.880	78%	3.880	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812	96%	4.812

Tabela 10-4 - Cenário 3 - Norte Úmido; Nordeste Máximo Importador; Carga Pesada

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

Tabela 10-5 - Cenário 4 – Geração Intermediária; Intercâmbio Baixo; Carga Leve

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