



RELATÓRIO

DIAGNÓSTICO REGIONAL PDE 2033

VOLUME II – GET NORDESTE
ALAGOAS | BAHIA | CEARÁ
PARAÍBA | PERNAMBUCO | PIAUÍ
RIO GRANDE DO NORTE | SERGIPE

SETEMBRO DE 2024

■ Colaboradores

RELATÓRIO

EPE-DEE-RE-013/2024-REV0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Rafael Theodoro Alves e Mello

Equipe Técnica

Igor Chaves

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Mateus Gomes da Silva (estagiário)

Rafael de Carvalho Caetano

Vinicius Ferreira Martins

Washington Bergue Muniz da Rocha (estagiário)

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios

VALOR PÚBLICO

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

COM ESTE RELATÓRIO, QUE TRAZ INFORMAÇÕES SOBRE O DESEMPENHO DA REDE PARA O HORIZONTE 2027-2038, A EPE TRAZ TRANSPARÊNCIA E DIMINUI A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES SOBRE PANORAMA SOBRE POSSÍVEIS RESTRIÇÕES FUTURAS DA REDE, IDENTIFICANDO A DATA PREVISTA DA RESTRIÇÃO, GRAU DE SEVERIDADE E LOCALIZAÇÃO. ESSES DADOS SERVIRÃO DE INSUMOS PARA A ABERTURA DE NOVOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO E SUA PRIORIZAÇÃO NO ÂMBITO DA PROGRAMAÇÃO DE ESTUDOS DE CADA GRUPO DE ESTUDO DE TRANSMISSÃO (GET).

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

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

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

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

SUMÁRIO

SUMÁRIO	1
1. INTRODUÇÃO	2
2. CONCLUSÕES.....	3
3. RECOMENDAÇÕES.....	5
4. DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	6
4.1. Evolução da Expansão do Mercado	8
4.1.1. Alagoas.....	9
4.1.2. Bahia	10
4.1.3. Ceará.....	11
4.1.4. Paraíba	12
4.1.5. Pernambuco.....	13
4.1.6. Piauí	14
4.1.7. Rio Grande do Norte.....	15
4.1.8. Sergipe	16
4.1.9. Nordeste	18
4.2. Evolução da Expansão da Geração.....	19
4.3. Evolução da Expansão da Transmissão	20
5. CENÁRIOS ANALISADOS	25
6. RESULTADO DO DIAGNÓSTICO DA REDE.....	27
6.1. Estado de Alagoas	27
6.1.1. Violações de Carregamento.....	27
6.1.2. Violações de Tensão	29
6.2. Estado da Bahia.....	31
6.2.1. Violações de Carregamento.....	33
6.2.2. Violações de Tensão	41
6.3. Estado do Ceará	44
6.3.1. Violações de Carregamento.....	45
6.4. Estado do Paraíba	48
6.4.1. Violações de Carregamento.....	48
6.4.2. Violações de Tensão	50
6.5. Estado de Pernambuco	52
6.5.1. Violações de Carregamento.....	52
6.6. Estado do Piauí.....	56
6.6.1. Violações de Carregamento.....	56
6.7. Estado do Rio Grande do Norte	58
6.7.1. Violações de Carregamento.....	58
6.8. Estado de Sergipe.....	61
7. REFERÊNCIAS.....	62

■ Lista de Figuras

Figura 4-1 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Norte	6
Figura 4-2 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Leste	7
Figura 4-3 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Sul.....	8
Figura 4-4 – Previsão para o mercado e MMGD da Equatorial - Alagoas	9
Figura 4-5 – Previsão para o mercado e MMGD da Neoenergia-Coelba.....	10
Figura 4-6 – Previsão para o mercado e MMGD da Enel-Ceará	11
Figura 4-7 – Previsão para o mercado e MMGD da Energisa-Paraíba.....	12
Figura 4-8 – Previsão para o mercado e MMGD da Neoenergia-Pernambuco	13
Figura 4-9 – Previsão para o mercado e MMGD da Equatorial-Piauí	14
Figura 4-10 – Previsão para o mercado e MMGD da Neoenergia-COSERN	15
Figura 4-11 – Previsão para o mercado e MMGD da Energisa Sergipe	16
Figura 4-12 – Previsão para o mercado e MMGD da Sulgipe	17
Figura 4-13 – Previsão para o mercado e MMGD da região Nordeste (apenas distribuidoras)	18
Figura 4-14 – Sistema de Transmissão do Estado de Alagoas	20
Figura 4-15 – Sistema de Transmissão do Estado da Bahia	21
Figura 4-16 – Sistema de Transmissão do Estado do Ceará	22
Figura 4-17 – Sistema de Transmissão do Estado da Paraíba.....	22
Figura 4-18 – Sistema de Transmissão do Estado de Pernambuco	23
Figura 4-19 – Sistema de Transmissão do Estado do Piauí.....	23
Figura 4-20 – Sistema de Transmissão do Estado do Rio Grande do Norte	24
Figura 4-21 – Sistema de Transmissão do Estado de Sergipe.....	24
Figura 6-1 – Carga Pesada – SE Rio Largo II 230/69 kV T1/T2/T3.....	28
Figura 6-2 – Carga Pesada – SE Maceió II 230/69 kV T1/T2	28
Figura 6-3 – Carga Pesada – Barra 230 kV Arapiraca III	30
Figura 6-4 – Carga Pesada – Barra 230 kV Penedo	30
Figura 6-5 – Carga Pesada – SE Cícero Dantas TR1 230/69 kV	33
Figura 6-6 – Carga Pesada – SE Brumado II TR1 230/69 kV	33
Figura 6-7 – Carga Pesada – SE Brumado II ATR1 230/138 kV	34
Figura 6-8 – Carga Pesada – SE Cotegipe TR3 230/69 kV	34
Figura 6-9 – Carga Pesada – SE Governador Mangabeira TR1 230/69 kV	35
Figura 6-10 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1.....	35
Figura 6-11 – Cenário 3 – Carga Pesada – LT 230 kV Poções II – Brumado II	36
Figura 6-12 – Carga Pesada – SE Santo Antônio de Jesus TR1 230/69 kV	36
Figura 6-13 – Cenário 1 – Carga Média – LT 500 kV Camaçari II – Sapeaçu	37
Figura 6-14 – Cenário 1 – Carga Média – SE Camaçari II – ATR2 500/230 kV	37
Figura 6-15 – Cenário 2 – Carga Média – SE Juazeiro III – ATR2 500/230 kV	38
Figura 6-16 – Cenário 2 – Carga Média – SE Sobradinho – ATR2 500/230 kV	38
Figura 6-17 – Cenário 2 – Carga Média – SE Camaçari II – TR1 230/69 kV	39
Figura 6-18 – Cenário 2 – Carga Média – SE Feira de Santana III – TR1 230/69 kV	39
Figura 6-19 – Cenário 2 – Carga Média – SE Narandiba – TR1 230/69 kV	40
Figura 6-20 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Pituaçu - Narandiba	40
Figura 6-21 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 230 kV Brumado II – Poções II	41
Figura 6-22 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência do ATR 500/230 kV Poções III	41
Figura 6-23 – Cenário 3 – Carga Pesada – Regime Normal de Operação	42
Figura 6-24 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 230 kV Feira de Santana III – Camaçari II.....	42
Figura 6-25 – Cenário 3 – Carga Pesada – Regime Normal de Operação	43
Figura 6-26 – Cenário 3 – Carga Pesada – Regime Normal de Operação	43

Figura 6-27 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Cauípe TR2 230/69 kV	45
Figura 6-28 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Sobral TR1 230/69 kV	46
Figura 6-29 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Pacatuba TR1 230/69 kV	46
Figura 6-30 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz C3	47
Figura 6-31 – Cenário 3 – Carga Pesada – LT 500 kV Pacatuba – Pecém II C1	47
Figura 6-32 – Carga Pesada – LTs 230 kV Milagres – Coremas II C1/C2	49
Figura 6-33 – Carga Pesada – SE Coremas II 230/69 kV T1/T2/T3/T4	50
Figura 6-34 – Carga Pesada – Barra 230 kV Coremas II	50
Figura 6-35 – Carga Pesada – SE Mirueira II 230/69 kV T1/T2	53
Figura 6-36 – Carga Pesada – SE Mirueira 230/69 kV T1/T2/T3/T4	53
Figura 6-37 – Carga Pesada – SE Joairam 230/69 kV T1/T2/T3	54
Figura 6-38 – Carga Pesada – SE Tacaimbó 230/69 kV T1/T2/T3/T4.....	54
Figura 6-39 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Teresina TR1 230/69 kV.....	56
Figura 6-40 – Cenário 2 – Carga Média – LT 500 kV Sol de Itauera – Boa Esperança.....	57
Figura 6-41 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2	59
Figura 6-42 – Cenário 2 – Carga Média – LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1/C2	60
Figura 6-43 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Extremoz II 230/69 kV T1/T2	60

■ Lista de Tabelas

Tabela 4-1 – Geração considerada para o ano 2027 nos estados da Região Nordeste	19
Tabela 4-2 – Geração considerada para o ano 2038 nos estados da Região Nordeste	19
Tabela 5-1 – Percentuais de geração eólica e solar na região Nordeste	25

1. INTRODUÇÃO

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

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

O presente ciclo de diagnóstico utiliza como ponto de partida a base de dados elétricas do SIN [1], disponibilizada pela EPE no âmbito do Plano Decenal de Energia - PDE 2033. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2027 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2038, 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 2024, realimentando as informações indicativas que constarão do próximo ciclo do PDE.

2. CONCLUSÕES

A partir das avaliações dos casos de simulação utilizado no Diagnóstico Regional do Plano Decenal 2033 considerando os cenários analisados neste relatório, podem-se destacar os seguintes pontos:

- Foi verificado que o patamar de carga pesada passou a ser o mais elevado para o sistema de transmissão de todos os estados da Região Nordeste, superando o patamar de carga média que sofreu grande redução no período, devido ao impacto da expansão da MMD.
- O crescimento médio do mercado atendido pelas distribuidoras da região Nordeste é de 3,39% ao ano. Os estados da Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe apresentaram, respectivamente, crescimentos médios anuais de 3,01%, 3,44%, 4,27%, 3,43%, 3,11%, 3,63%, 2,83% e 2,37% ao ano considerando-se os respectivos patamares de maior carregamento no período de 2027 a 2038.
- Destaca-se uma participação considerável de usinas eólicas (EOL) de médio/grande porte com cerca de 47,6% 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 25,5% do total da potência instalada, usinas hidrelétricas (UHE) com cerca de 13,4%, localizadas em sua maioria no rio São Francisco, e Usinas Termelétricas (UTE) com cerca de 11,7%.

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.

- Sobrecarga da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 ou C2 na contingência do circuito paralelo, fluxo sensível ao despacho da UHE Itapebi;
- Carregamento elevado na LT 230 kV Poções II – Brumado II na contingência do autotransformador 500/230 kV da SE Poções III a partir de 2030;
- Tensões baixas em regime normal de operação nas SE 500 kV Camaçari II e Camaçari IV;
- 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;
- Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da SE Camaçari II na contingência da LT 500 kV Camaçari IV – Camaçari II a partir do ano 2037;
- Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da SE Juazeiro III em condição de operação N-1 a partir de 2027;
- Sobrecarga na LT 230 kV Pituaçu – Narandiba em condição de operação N-1 a partir de 2031;
- Subtensão na barra de 230 kV da SE Brumado II na contingência do ATR 500/230 kV Poções III e da LT 230 kV Poções II – Brumado II;

- Tensões baixas em regime normal de operação nos barramentos de 230 kV do extremo sul da Bahia, com destaque para a subestação Eunápolis
- Com relação às transformações de fronteira, verificou-se sobrecarga nas subestações Camaçari II 230/29 kV (2027), Mirueira 230/69 kV (2027), Narandiba 230/69 kV (2034), Rio Largo II 230/69 kV (2027), Extremoz II (2029), Picos 230/69 kV (2029), Brumado II 230/138 kV (2034), Tacaimbó 230/69 kV (2032), Cícero Dantas 230/69 kV (2031), Irecê 230/138 kV (2033), Cauípe 230/69 kV (2034), Cotegipe 230/69 kV (2036), Maceió II (2031), Coremas II (2033), Mirueira II 230/69 kV (2035), Santo Antônio de Jesus 230/69 kV (2035), Brumado II 230/69 kV (2027), Jaboatão II 230/69 kV (2035), Governador Mangabeira 230/69 kV (2035), Pacatuba 230/69 kV (2036), Tacaimbó (2036), Joairam (2037) e Tomba 230/69 kV (2037);
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Arapiraca III, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2038;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Penedo, em condição de operação N-1 nos anos de 2035 a 2038.
- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Milagres – Coremas II C1 e C2, em condição de operação N-1 nos anos de 2027 a 2038;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Coremas II, em condição de operação N-1 nos anos de 2027 a 2038.
- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 em condição de operação N-1 nos anos de 2027 a 2038;
- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 nas condições de operação normal e N-1 no ano de 2027.

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 2033 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 2024, recentemente aprovada pelo MME e publicada no website da EPE.

- 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;
- 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 “Atendimento às cargas das Subestações Mirueira e Mirueira II”, na região metropolitana de Recife (estudo em andamento).

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

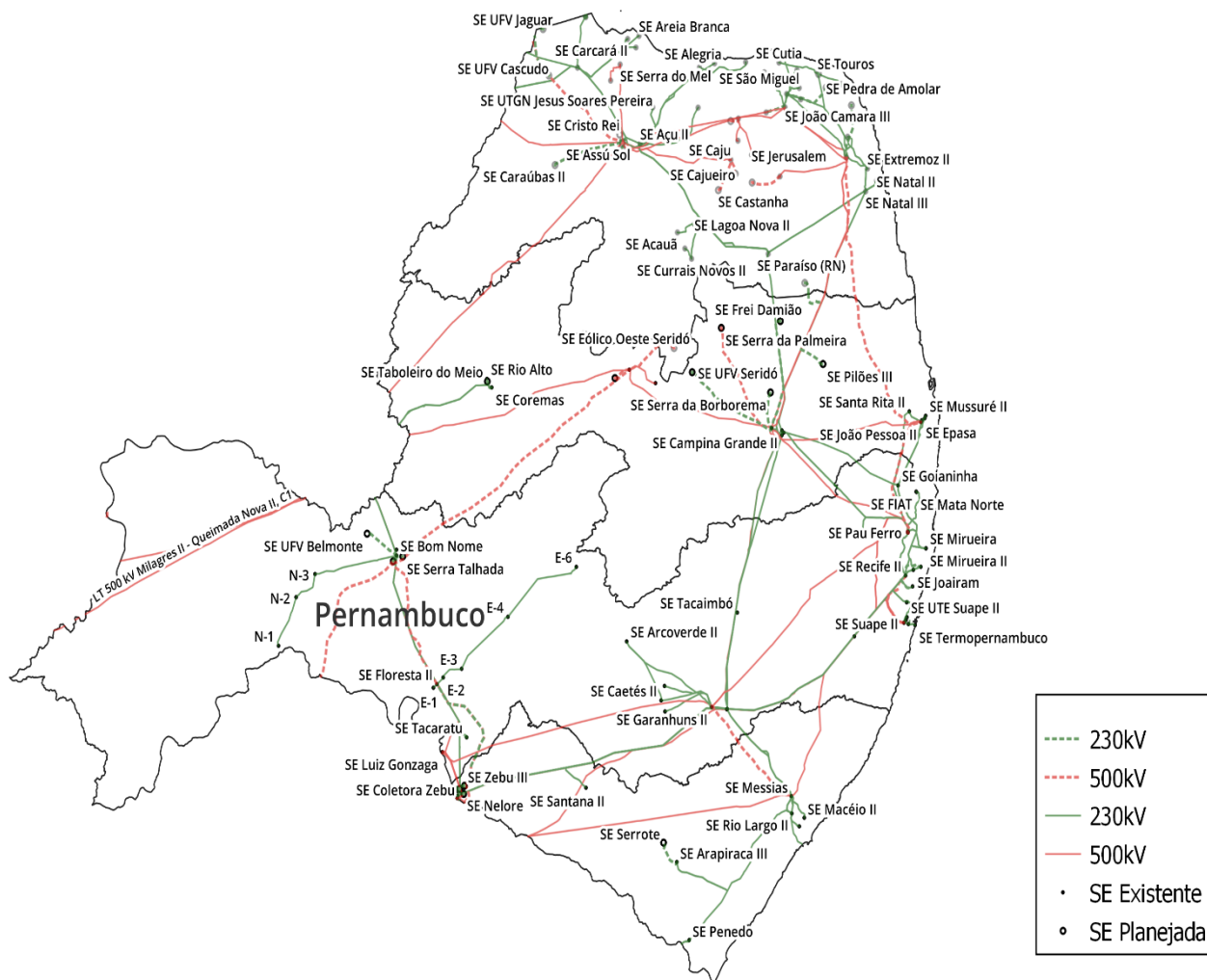


Figura 4-2 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Leste

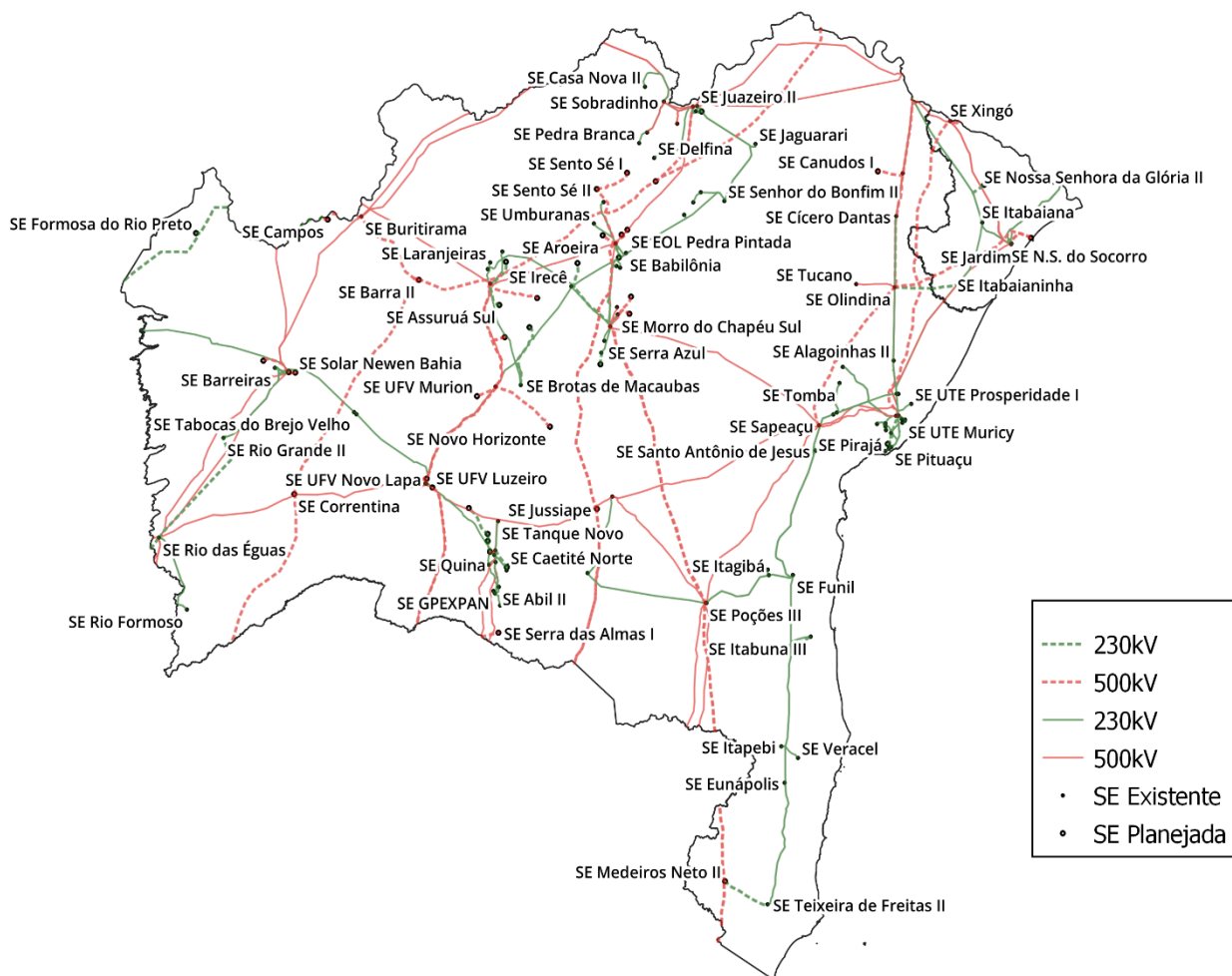


Figura 4-3 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Sul

4.1. Evolução da Expansão do Mercado

A Figura 4-4 à Figura 4-13 a seguir apresentam os dados de crescimento anual de carga e de MMGD, por patamar, encaminhados pelas distribuidoras atuantes nos estados da Região Nordeste e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2033. 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.

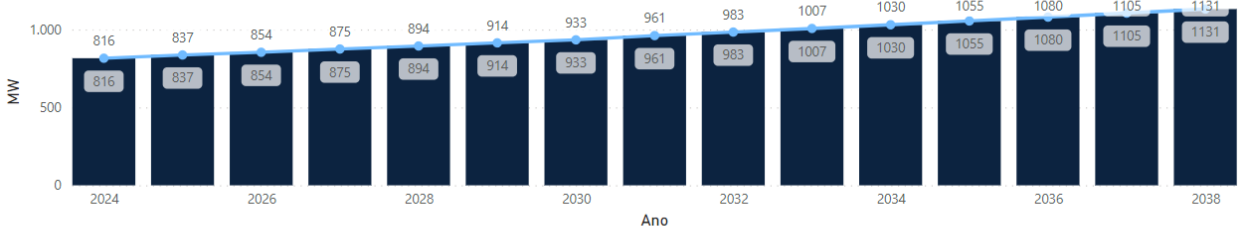
Os maiores centros de consumo da Região Nordeste estão localizados nas proximidades das regiões metropolitanas de Fortaleza, de Recife e de Salvador.

Com base nas informações contidas nas informações a seguir, pode-se concluir que o patamar de carga pesada passou a ser o mais elevado para o sistema de transmissão de todos os estados da Região Nordeste, superando o patamar de carga média que sofreu grande redução no período, devido ao impacto da expansão da MMGD.

4.1.1. Alagoas

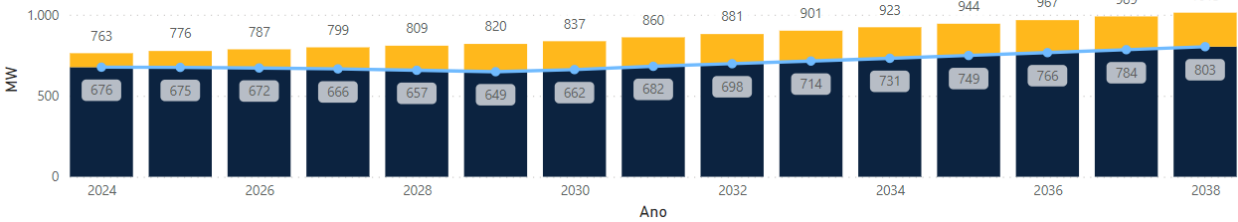
Patamar de carga PESADA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



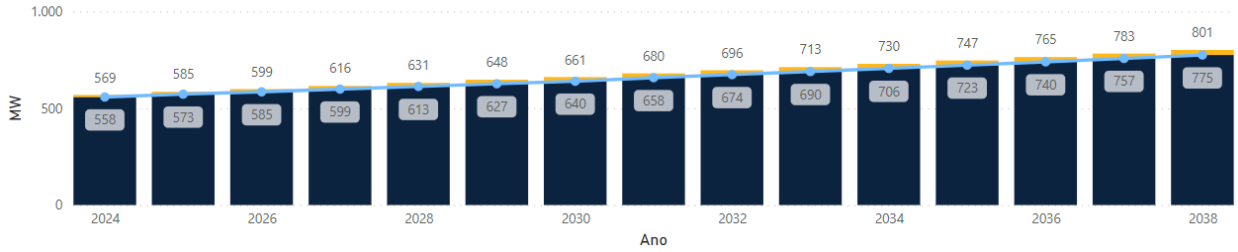
Patamar de carga MÉDIA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



Patamar de carga LEVE

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



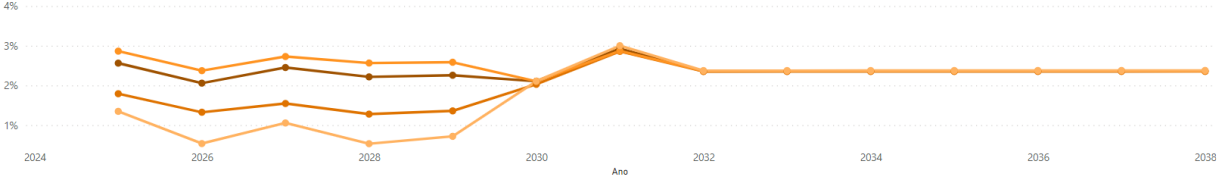
Patamar de carga MÍNIMA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



Taxas de crescimento

● Taxa PESADA EPE ● Taxa MÉDIA EPE ● Taxa LEVE EPE ● Taxa MÍNIMA EPE



Potência Instalada MMGD-FV

● Pot Instalada ● Pot Inst ANEEL

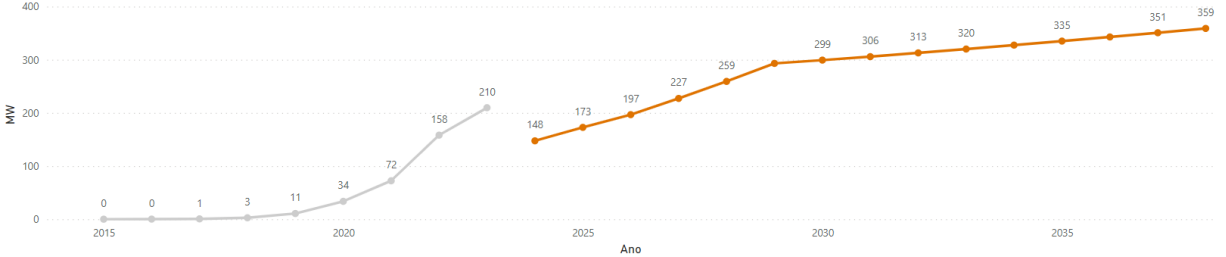
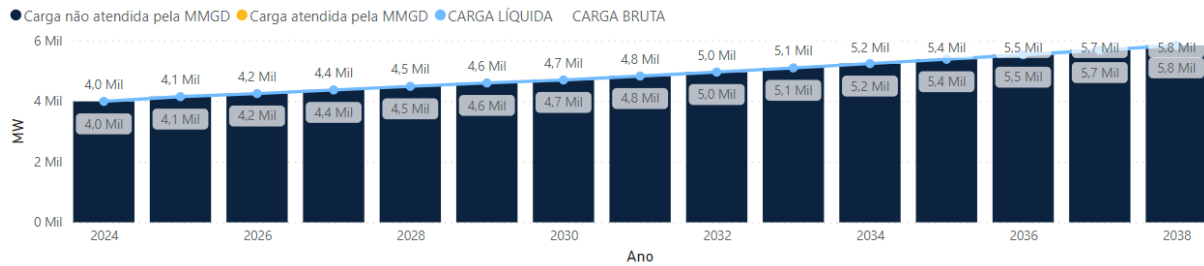


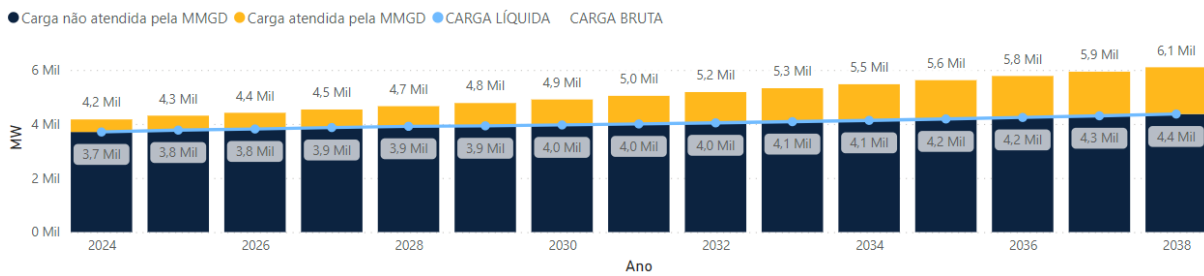
Figura 4-4 – Previsão para o mercado e MMGD da Equatorial - Alagoas

4.1.2. Bahia

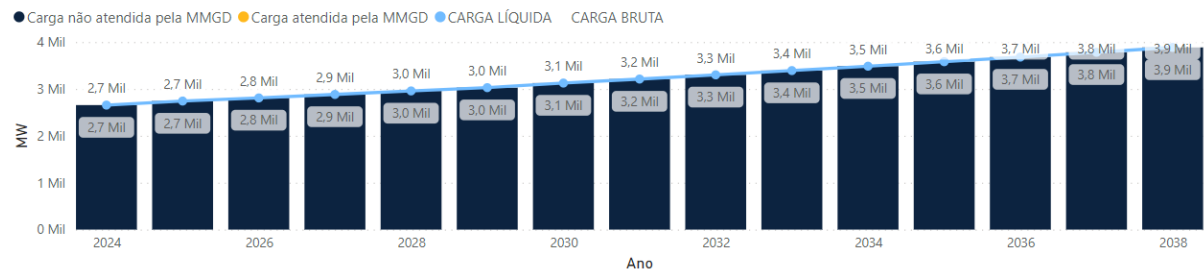
Patamar de carga PESADA



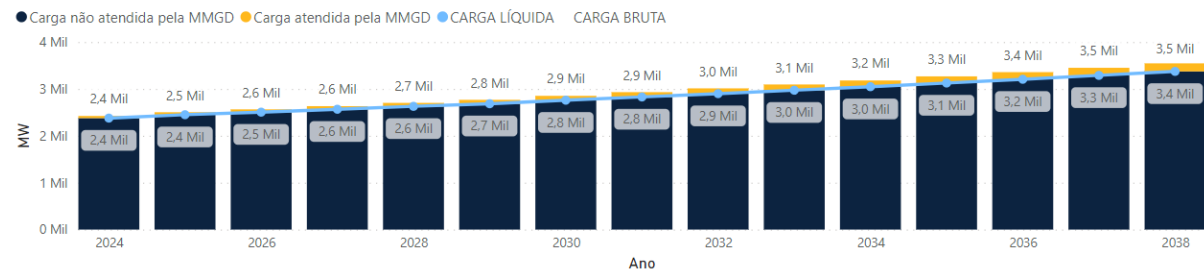
Patamar de carga MÉDIA



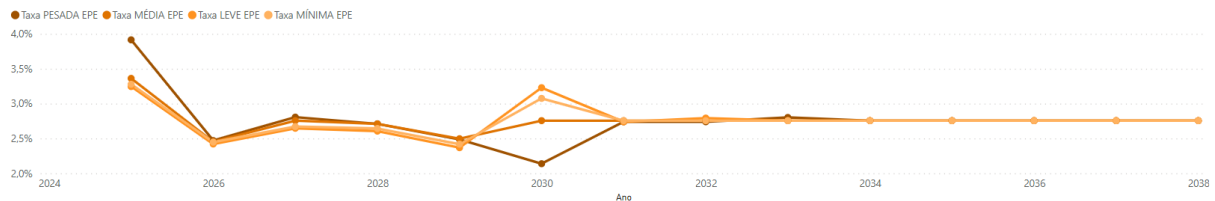
Patamar de carga LEVE



Patamar de carga MÍNIMA



Taxas de crescimento



Potência Instalada MMGD-FV

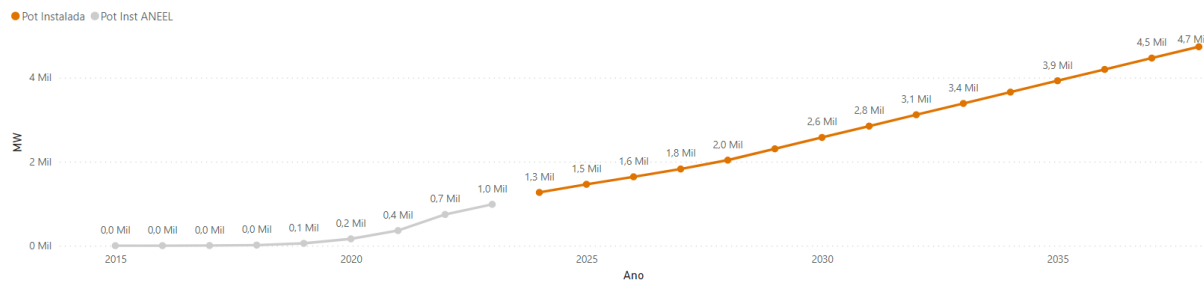
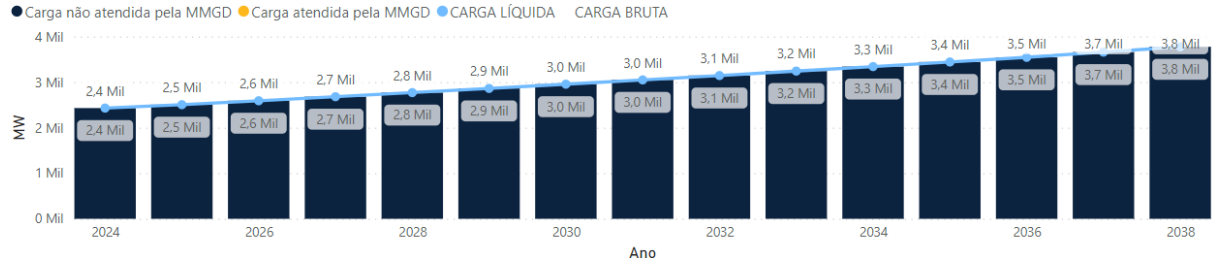


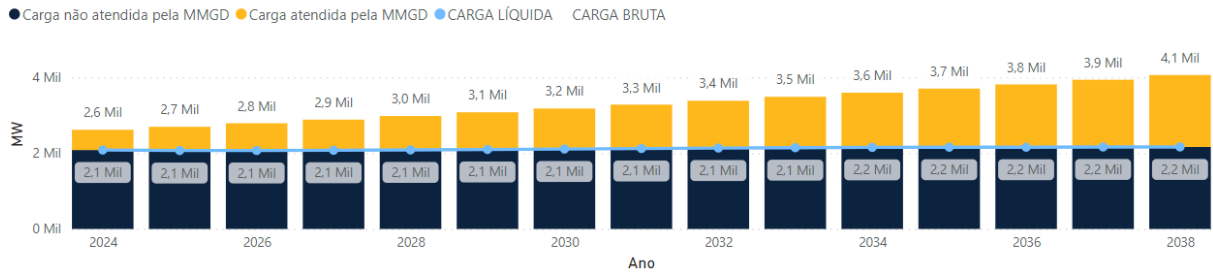
Figura 4-5 – Previsão para o mercado e MMGD da Neoenergia-Coelba

4.1.3. Ceará

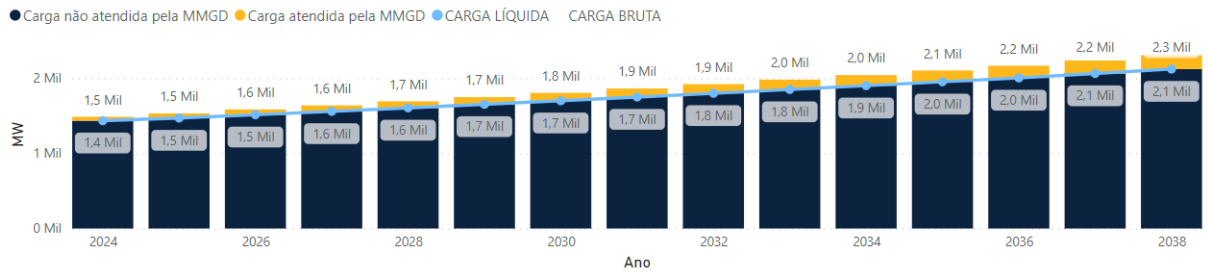
Patamar de carga PESADA



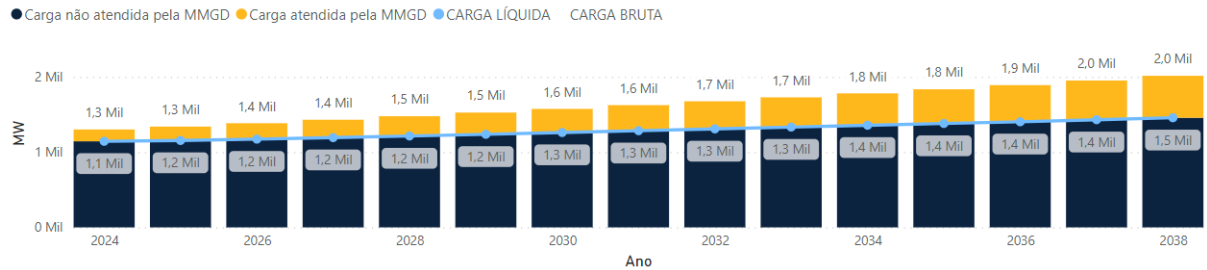
Patamar de carga MÉDIA



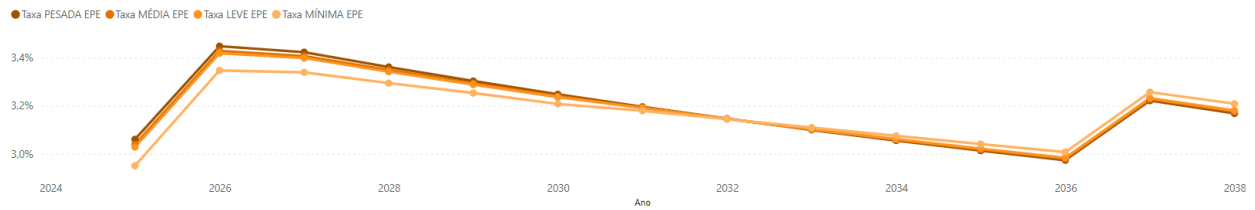
Patamar de carga LEVE



Patamar de carga MÍNIMA



Taxas de crescimento



Potência Instalada MMGD-FV

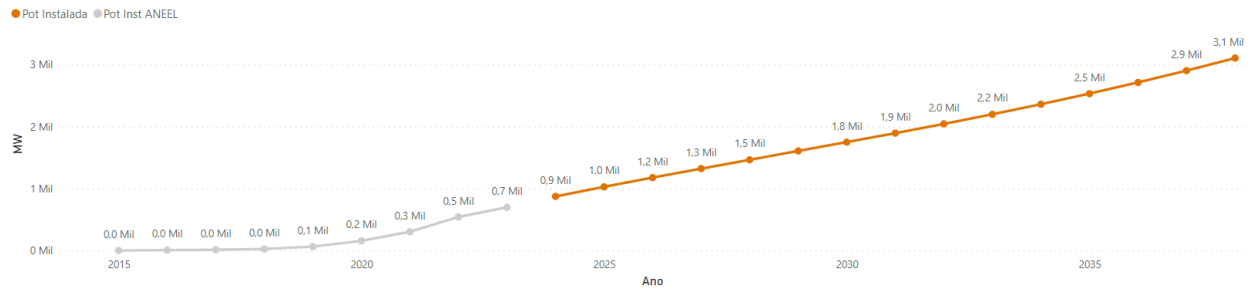
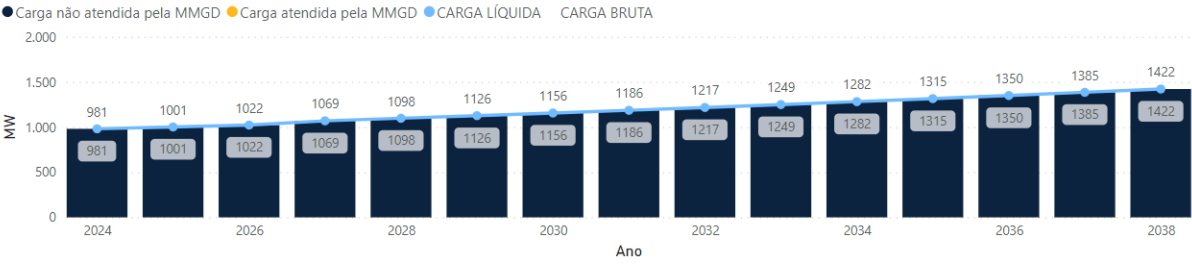


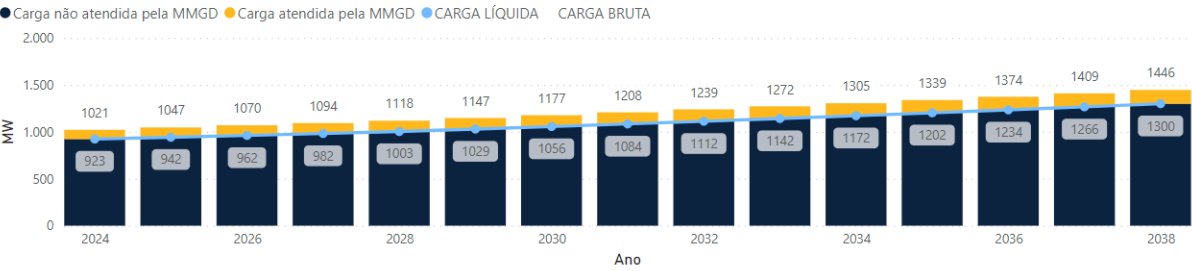
Figura 4-6 – Previsão para o mercado e MMGD da Enel-Ceará

4.1.4. Paraíba

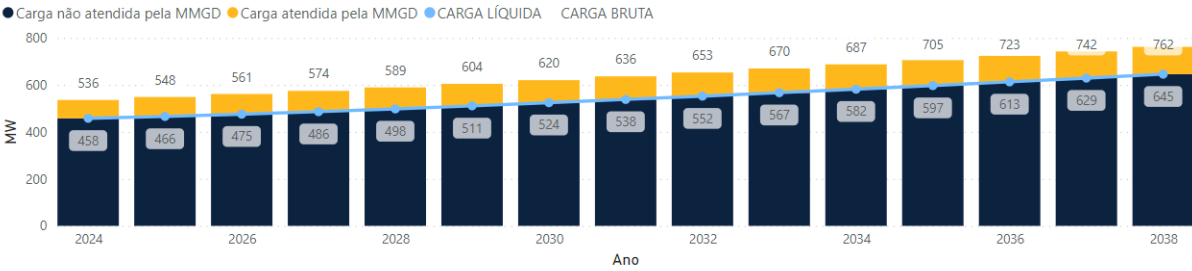
Patamar de carga PESADA



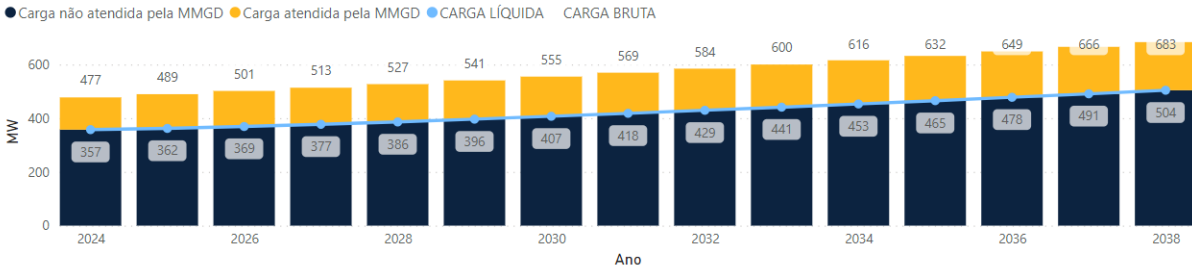
Patamar de carga MÉDIA



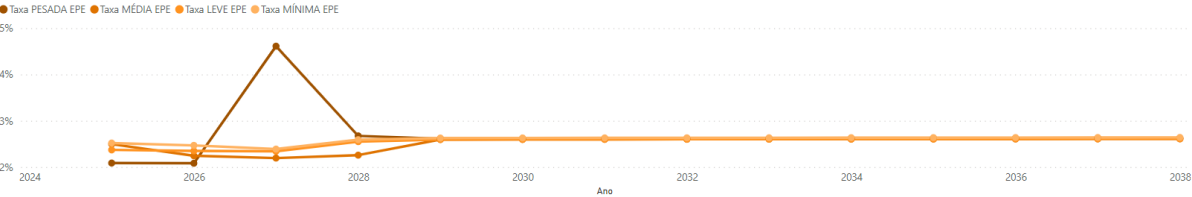
Patamar de carga LEVE



Patamar de carga MÍNIMA



Taxas de crescimento



Potência Instalada MMD-FV

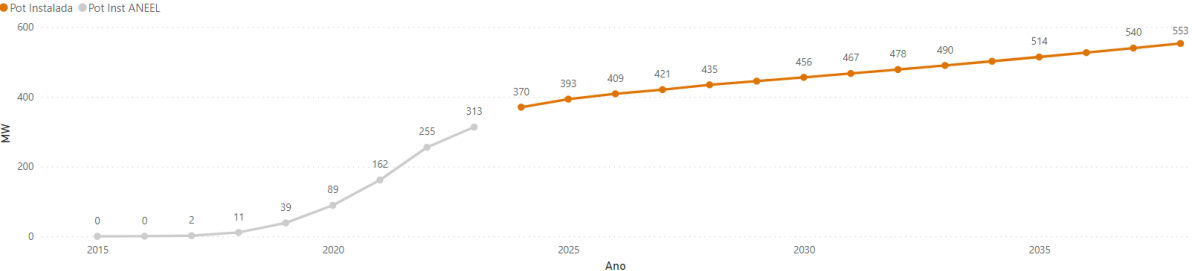


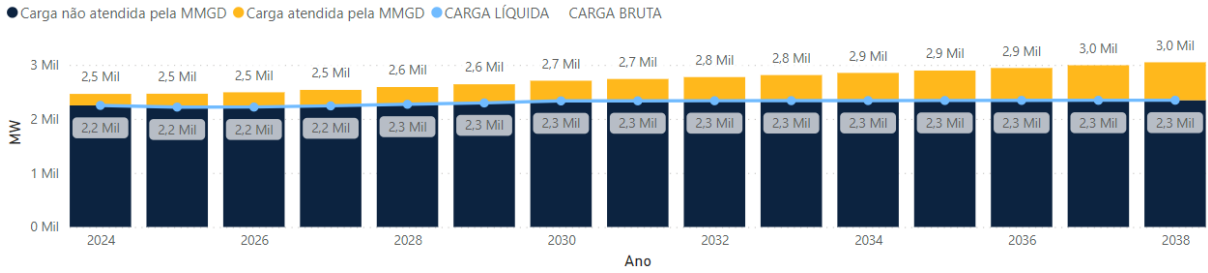
Figura 4-7 – Previsão para o mercado e MMD da Energisa-Paraíba

4.1.5. Pernambuco

Patamar de carga PESADA



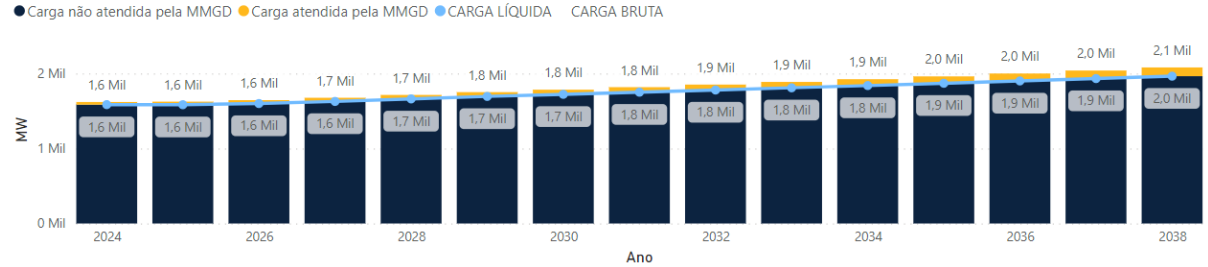
Patamar de carga MÉDIA



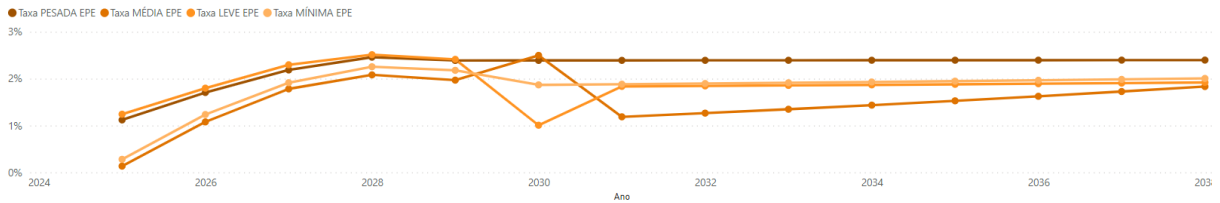
Patamar de carga LEVE



Patamar de carga MÍNIMA



Taxas de crescimento



Potência Instalada MMGD-FV

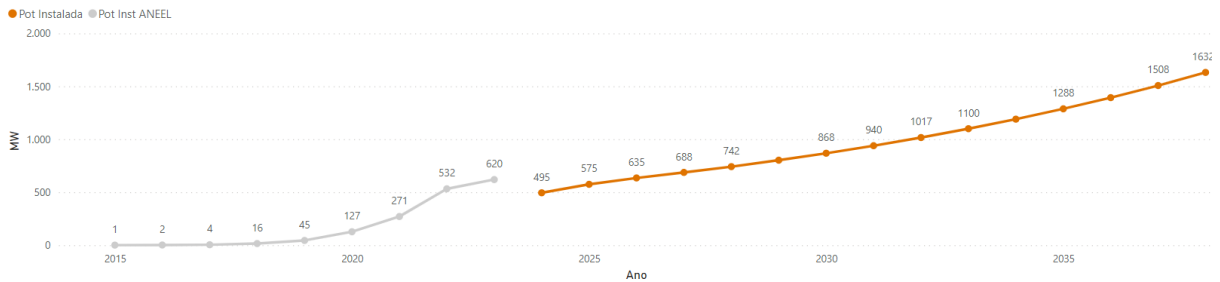
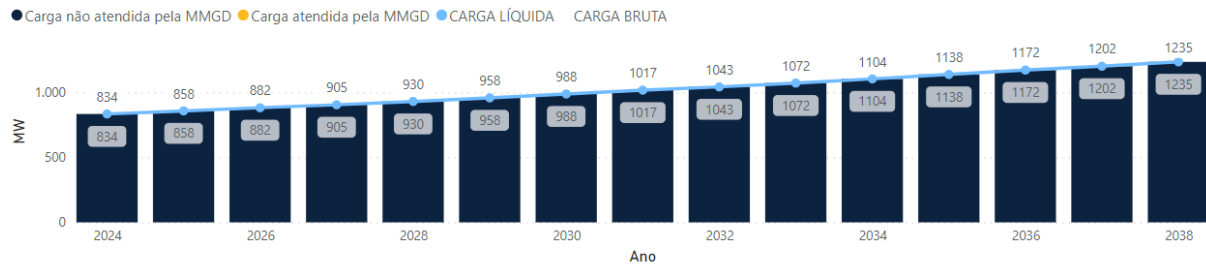


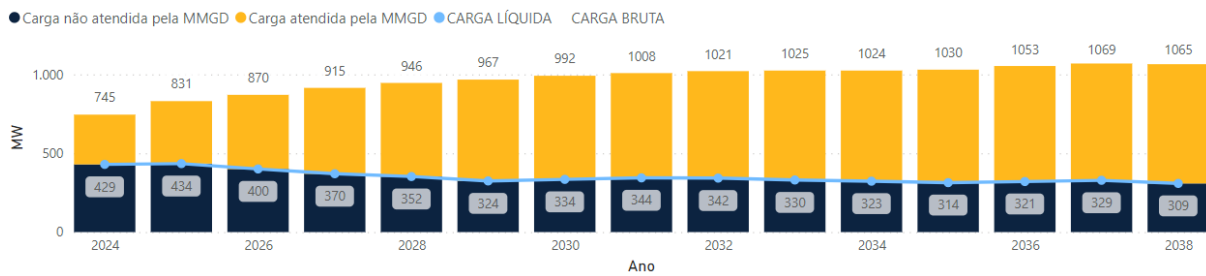
Figura 4-8 – Previsão para o mercado e MMGD da Neoenergia-Pernambuco

4.1.6. Piauí

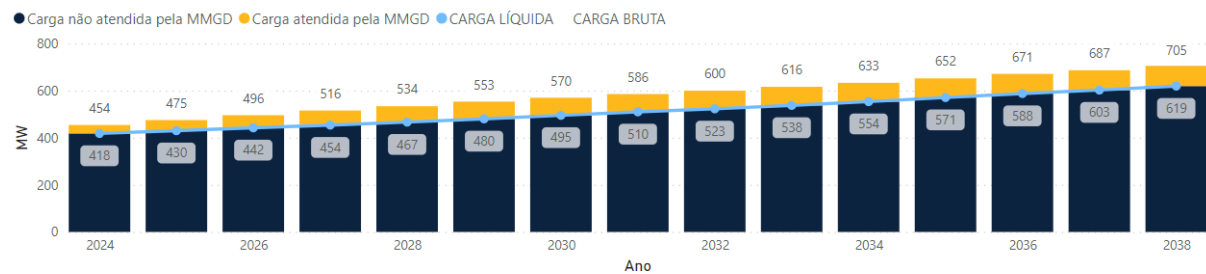
Patamar de carga PESADA



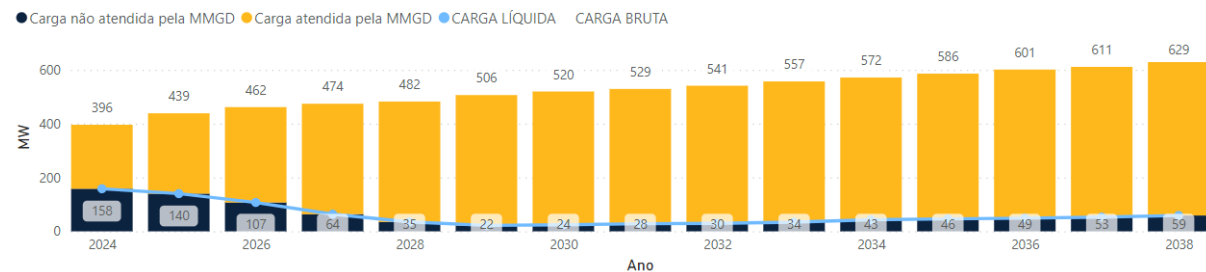
Patamar de carga MÉDIA



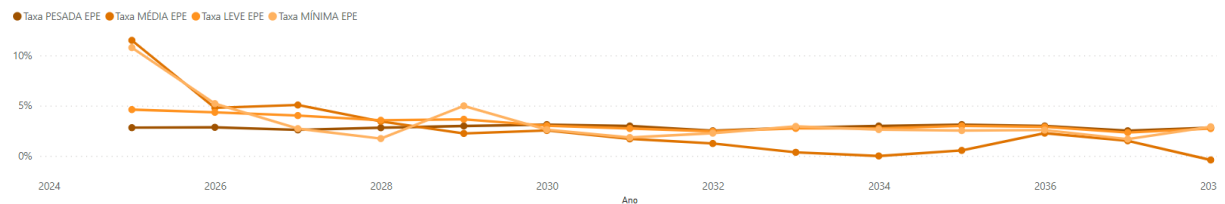
Patamar de carga LEVE



Patamar de carga MÍNIMA



Taxas de crescimento



Potência Instalada MMGD-FV

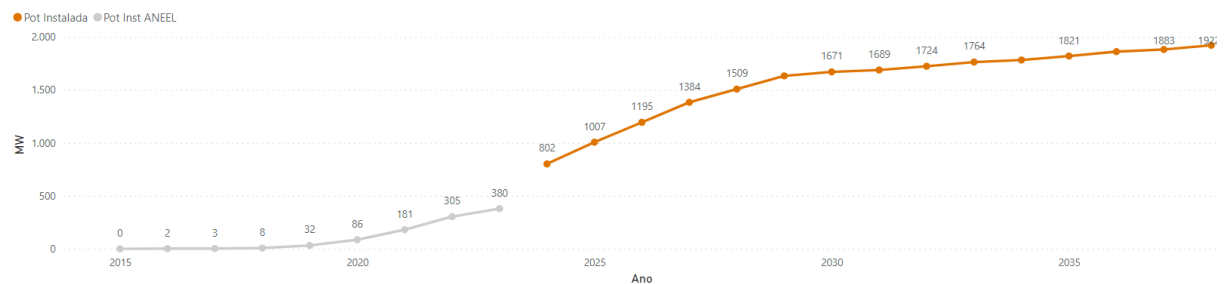


Figura 4-9 – Previsão para o mercado e MMGD da Equatorial-Piauí

4.1.7. Rio Grande do Norte

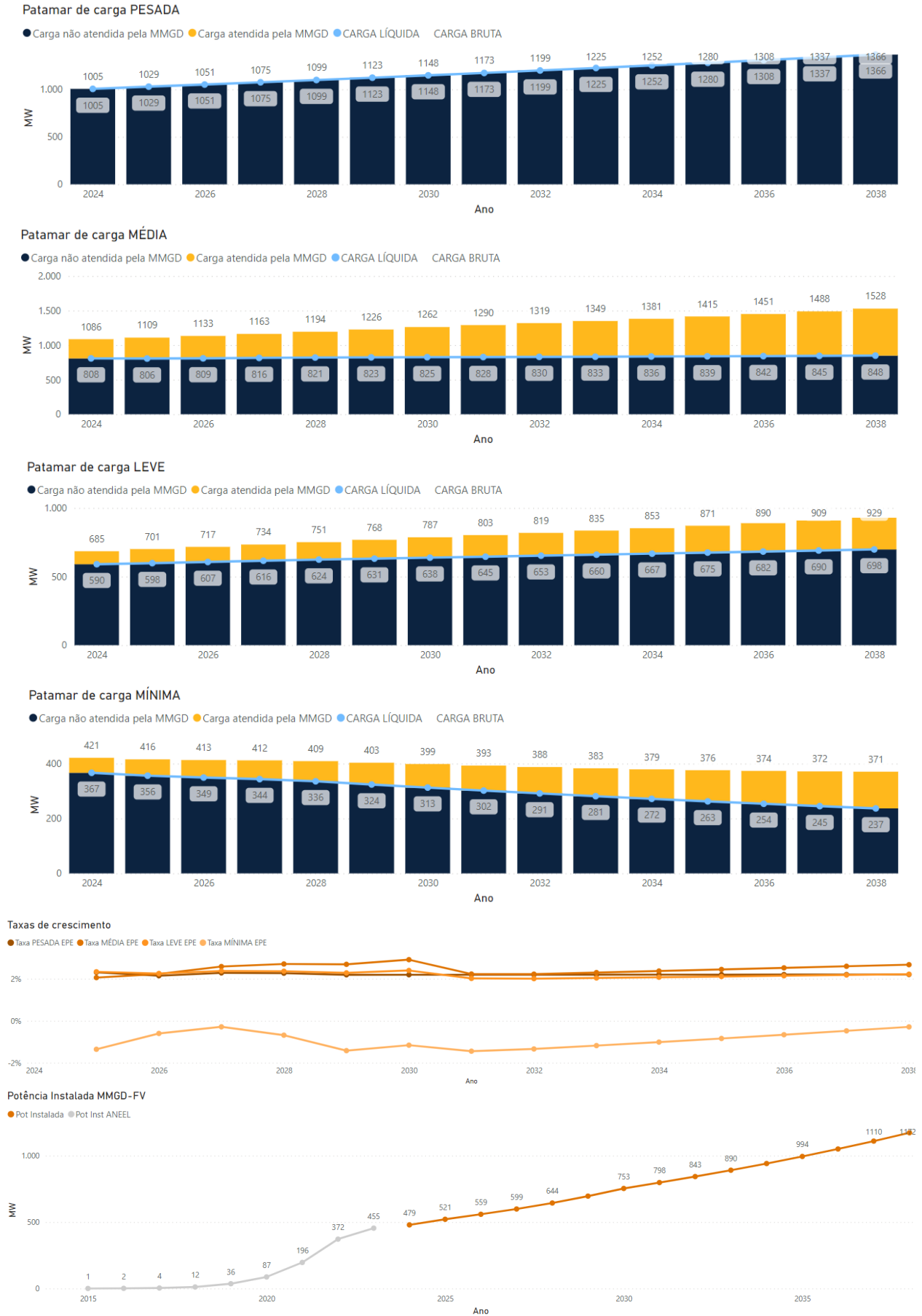
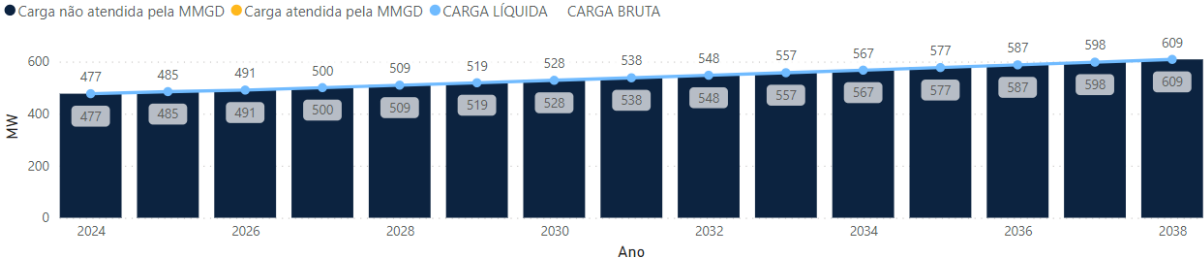


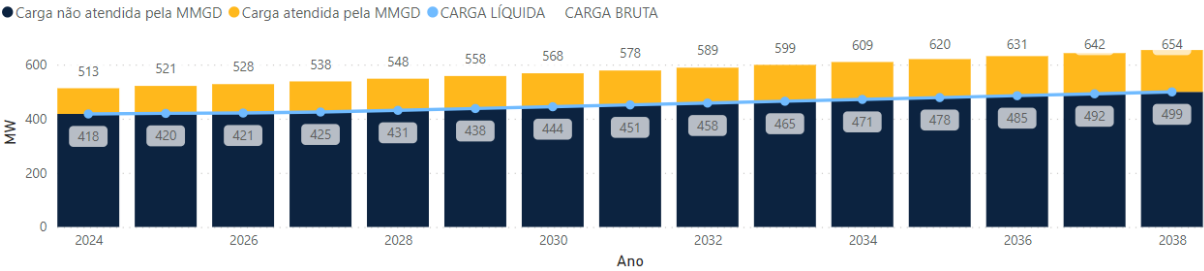
Figura 4-10 – Previsão para o mercado e MMGD da Neoenergia-COSERN

4.1.8. Sergipe

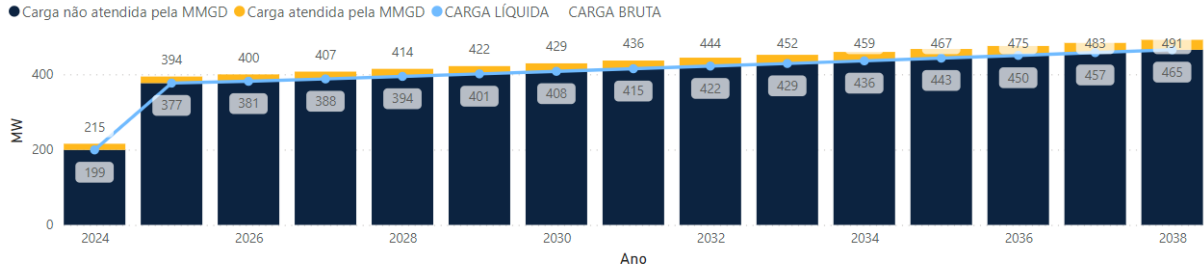
Patamar de carga PESADA



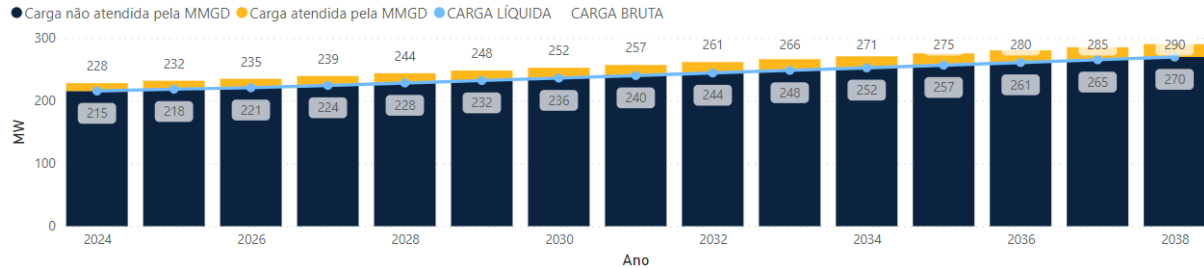
Patamar de carga MÉDIA



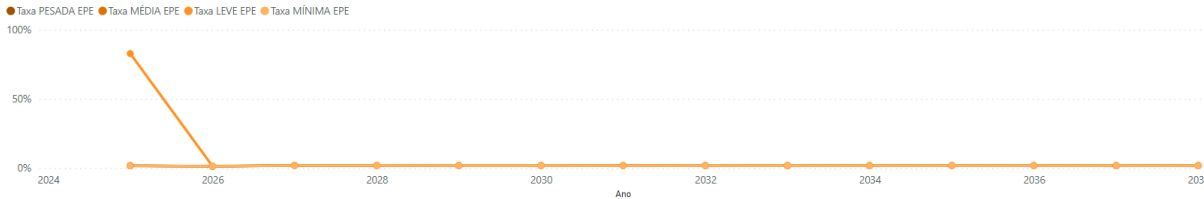
Patamar de carga LEVE



Patamar de carga MÍNIMA



Taxas de crescimento



Potência Instalada MMDG-FV

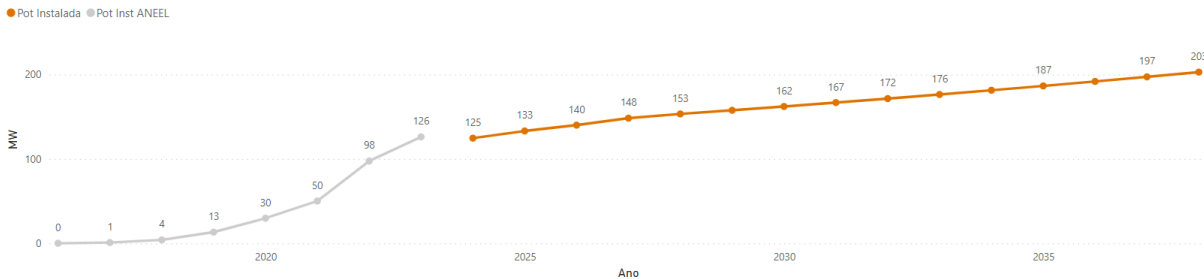
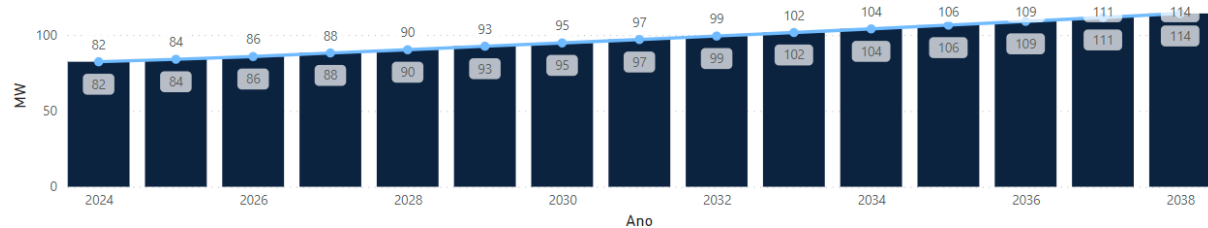


Figura 4-11 – Previsão para o mercado e MMDG da Energisa Sergipe

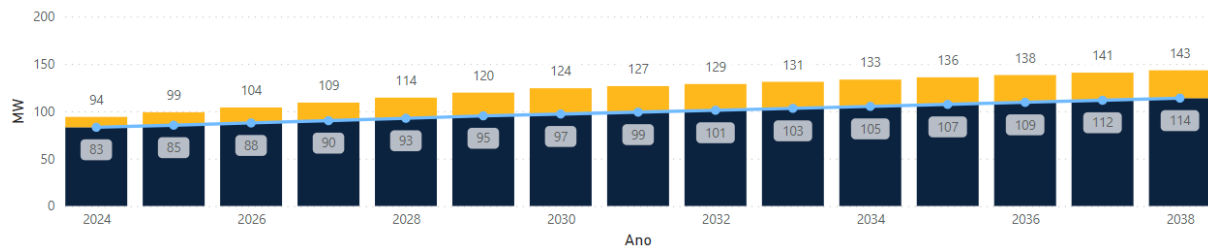
Patamar de carga PESADA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



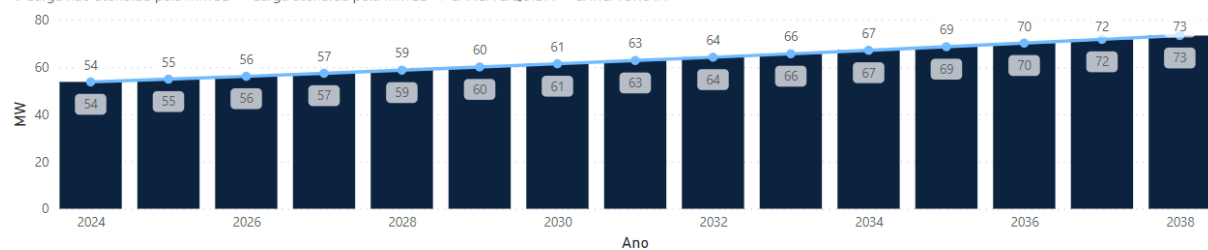
Patamar de carga MÉDIA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



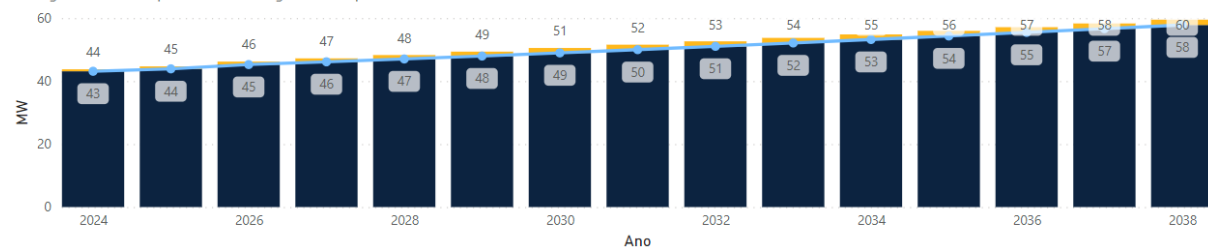
Patamar de carga LEVE

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



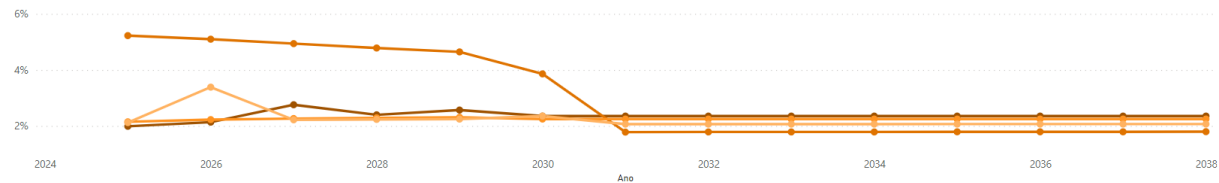
Patamar de carga MÍNIMA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



Taxas de crescimento

● Taxa PESADA EPE ● Taxa MÉDIA EPE ● Taxa LEVE EPE ● Taxa MÍNIMA EPE



Potência Instalada MMGD-FV

● Pot Instalada ● Pot Inst ANEEL

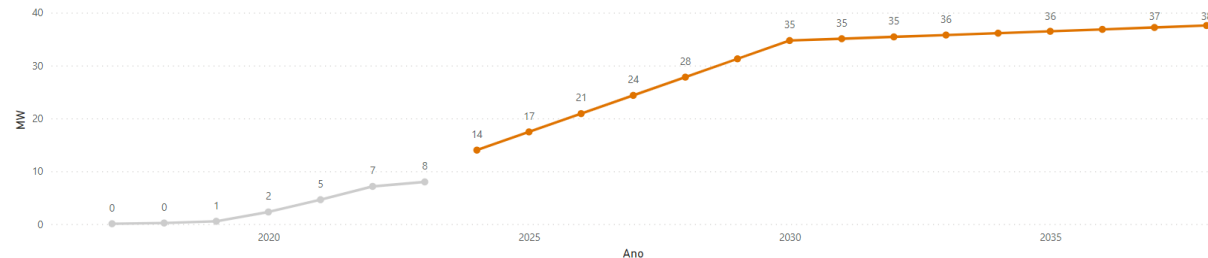
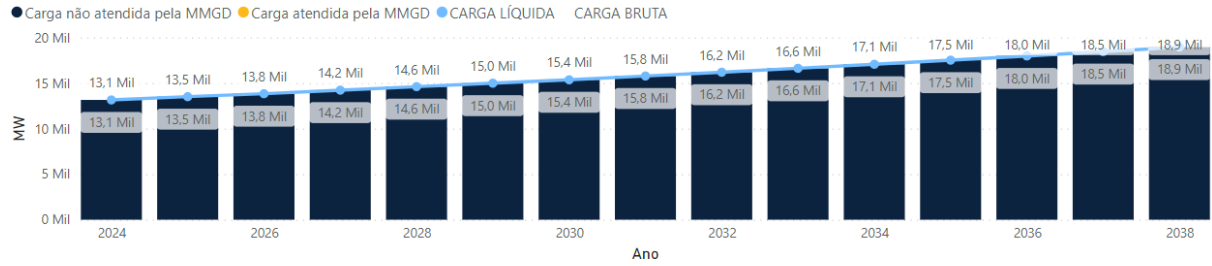


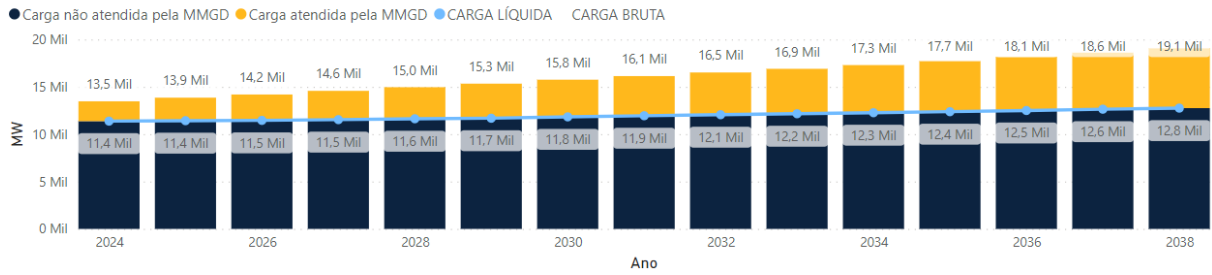
Figura 4-12 – Previsão para o mercado e MMGD da Sulgipe

4.1.9. Nordeste

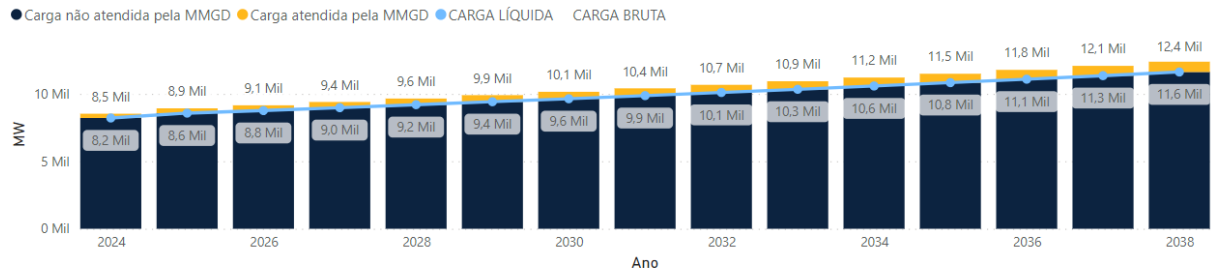
Patamar de carga PESADA



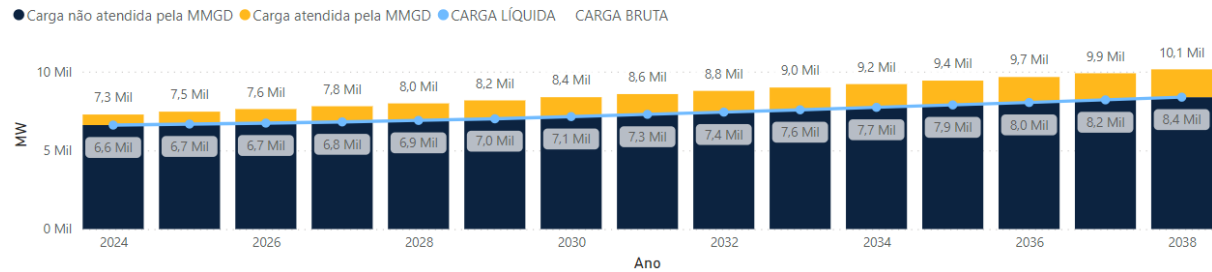
Patamar de carga MÉDIA



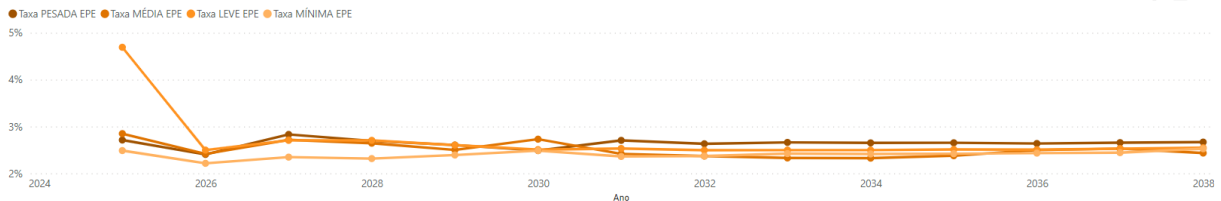
Patamar de carga LEVE



Patamar de carga MÍNIMA



Taxas de crescimento



Potência Instalada MMGD-FV

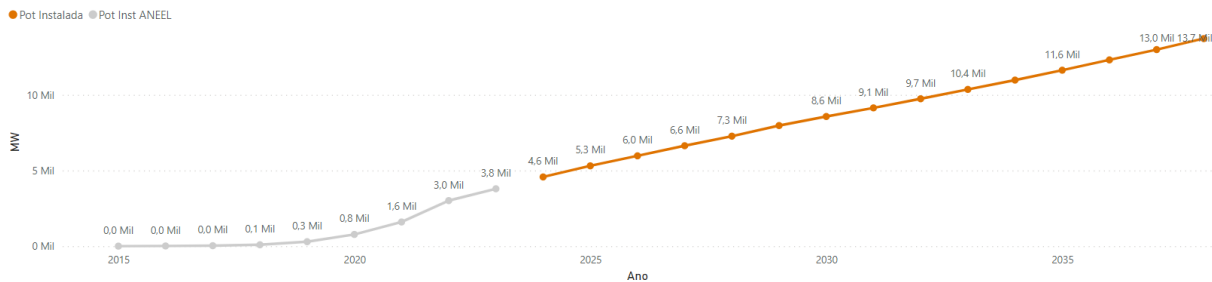


Figura 4-13 – Previsão para o mercado e MMGD da região Nordeste (apenas distribuidoras)

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 2027 e 2038, 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 47,6% do total da potência instalada, grande parte localizada nos estados da Bahia e Rio Grande do Norte, seguida de Usinas Fotovoltaicas com cerca de 25,5% do total da potência instalada, Usinas Hidrelétricas com cerca de 13,4%, localizadas em sua maioria no Rio São Francisco, e Usinas Termelétricas com cerca de 11,7%.

Tabela 4-1 – Geração considerada para o ano 2027 nos estados da Região Nordeste

Fonte	AL (MW)	BA (MW)	CE (MW)	PB (MW)	PE (MW)	PI (MW)	RN (MW)	SE (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	400	5.395	0	0	1.380	225	0	3.000	10.400	13,4%
PCH/CGH	1	294	0	4	13	0	5	0	316	0,4%
EOL	0	14.113	2.867	1.811	1.093	5.526	11.537	35	36.981	47,6%
UFV	481	5.386	2.848	1.595	1.909	5.874	1.730	0	19.824	25,5%
UTE	0	1.482	3.685	510	1.432	0	442	1.514	9.065	11,7%
BIO	271	510	0	78	218	0	40	59	1.176	1,5%
TOTAL	1.153	27.181	9.400	3.997	6.045	11.626	13.754	4.607	77.762	100,0%

Tabela 4-2 – Geração considerada para o ano 2038 nos estados da Região Nordeste

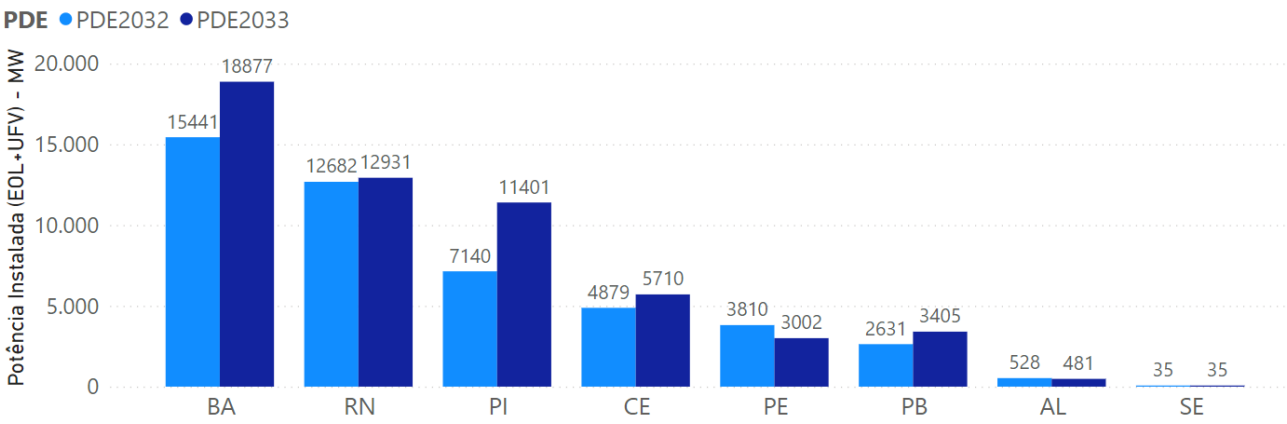
Fonte	AL (MW)	BA (MW)	CE (MW)	PB (MW)	PE (MW)	PI (MW)	RN (MW)	SE (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	400	5.395	0	0	1.380	225	0	3.000	10.400	13,4%
PCH/CGH	1	294	0	4	13	0	5	0	316	0,4%
EOL	0	14.113	2.867	1.811	1.093	5.526	11.537	35	36.981	47,6%
UFV	481	5.386	2.848	1.595	1.909	5.874	1.730	0	19.824	25,5%
UTE	0	1.482	3.685	510	1.432	0	442	1.514	9.065	11,7%
BIO	271	510	0	78	218	0	40	59	1.176	1,5%
TOTAL	1.153	27.181	9.400	3.997	6.045	11.626	13.754	4.607	77.762	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 2023. Não foi considerada geração indicativa.

Destaca-se ainda que os números apresentados consideram o resultado do Mecanismo Excepcional de Anistia previsto na resolução [15] no qual foi elencado um grande quantitativo de empreendimentos de geração que teriam os CUSTs rescindidos e as outorgas de geração revogadas. Tal resultado foi publicado pela ANEEL em 18 de outubro de 2023.

Destaca-se que já no ano 2027 o montante de geração renovável eólica e fotovoltaica com contrato assinado para conexão na Região Nordeste atinge 56,7 GW. Esse montante é superior aos 54 GW de potência instalada de geração eólica e fotovoltaica na região Norte/Nordeste que foram previstos para 2032 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 4-14 à Figura 4-21 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 pode ser verificado no PET/PELP [18].



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



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



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

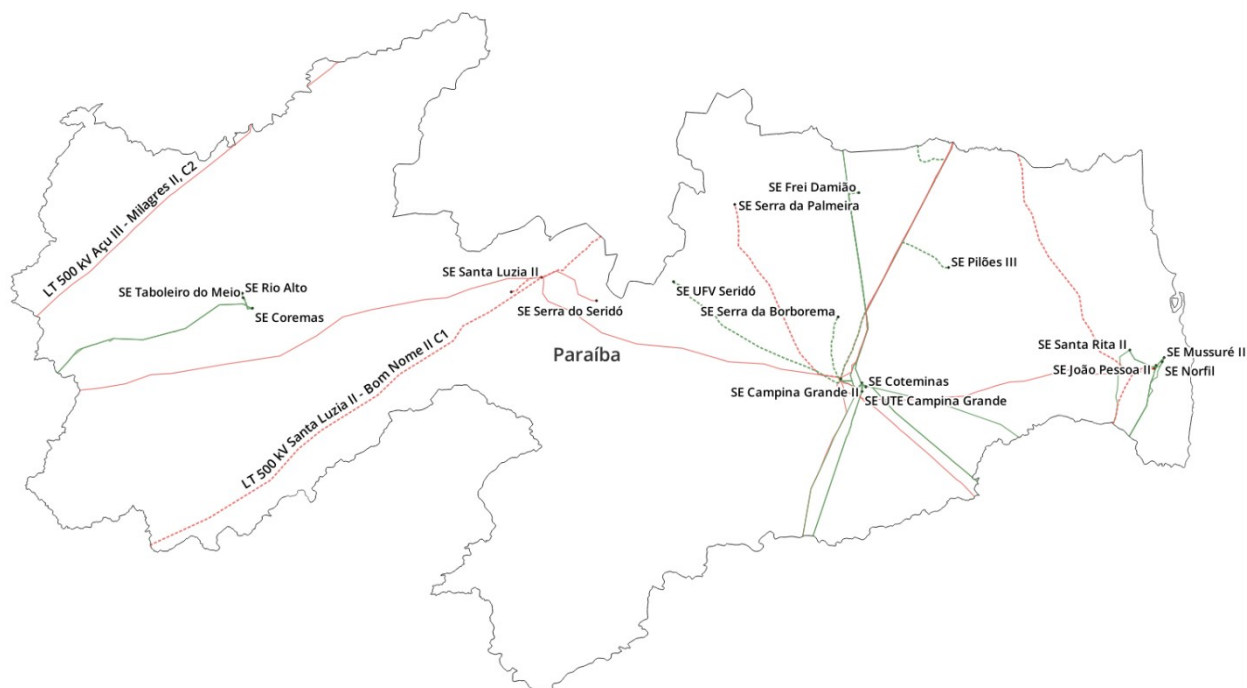


Figura 4-17 – Sistema de Transmissão do Estado da Paraíba

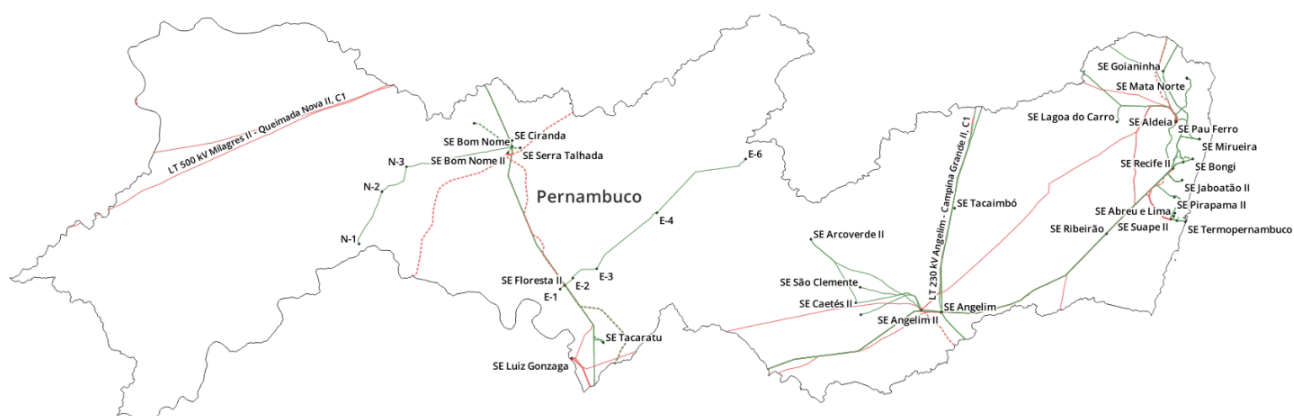


Figura 4-18 – Sistema de Transmissão do Estado de Pernambuco

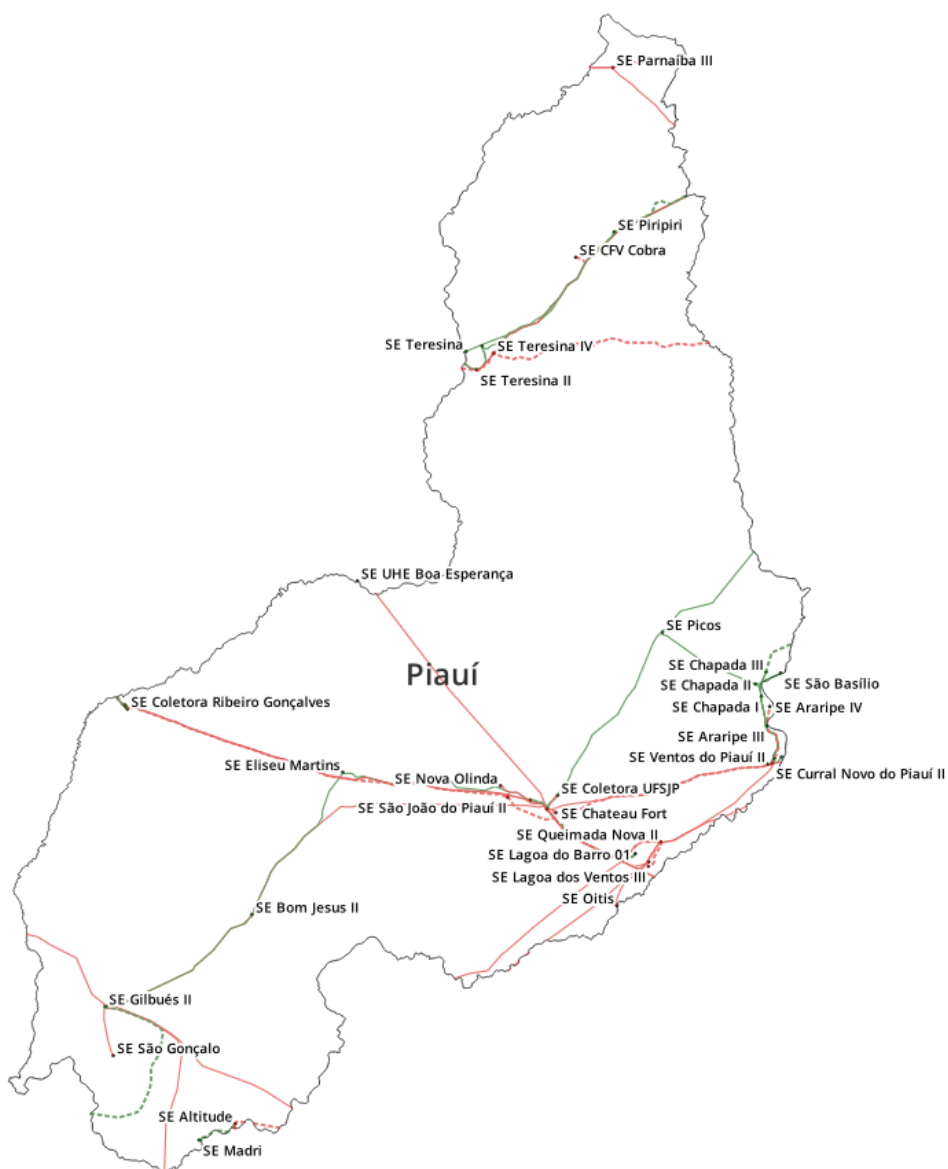
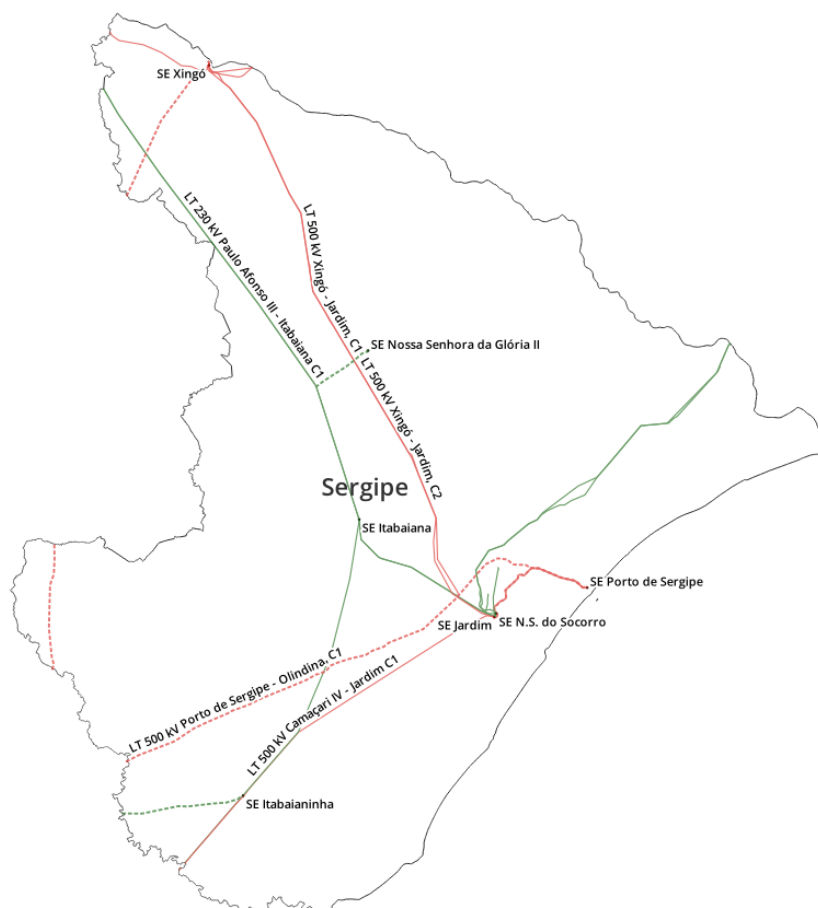


Figura 4-19 – Sistema de Transmissão do Estado do Piauí



5. CENÁRIOS ANALISADOS

Foram simulados quatro cenários de geração e intercâmbio energético, de forma a analisar as situações mais críticas da região. Destaca-se que houve diminuição dos percentuais de geração eólica e solar na região Nordeste em relação ao PDE anterior pois seguiu-se como referência a Tabela 5-1, proveniente dos trabalhos realizados pelo ONS em [16].

Tabela 5-1 – Percentuais de geração eólica e solar na região Nordeste

Fonte	Estado	Localização		Nordeste Exportador		Norte Exportador
				Carga Média	Carga Leve	Carga Média
EOL	BA	Interior	BA-Interior	66%	82%	33%
	CE	Interior	CE-Interior	69%	88%	31%
	CE	Litoral	CE-Litoral	60%	45%	15%
	PB	Interior	PB-Interior	55%	82%	27%
	PE	Interior	PE-Interior	70%	77%	37%
	PI	Interior	PI-Interior	66%	88%	24%
	RN	Interior	RN-Interior	73%	90%	33%
	RN	Litoral	RN-Litoral	68%	58%	25%
	MA	Litoral	MA-Litoral	85%	84%	23%
UFV	AL	Interior	AL-Interior	76%	27%	76%
	BA	Interior	BA-Interior	83%	23%	83%
	CE	Interior	CE-Interior	85%	45%	85%
	CE	Litoral	CE-Litoral	76%	41%	76%
	PB	Interior	PB-Interior	77%	27%	77%
	PE	Interior	PE-Interior	76%	27%	76%
	PI	Interior	PI-Interior	85%	20%	85%
	PI	Litoral	PI-Litoral	76%	41%	76%
	SE	Interior	SE-Interior	83%	23%	83%
	RN	Interior	RN-Interior	76%	27%	76%
	RN	Litoral	RN-Litoral	77%	38%	77%
	TO	Interior	TO-Interior	83%	23%	83%

- **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 90% e geração eólica entre 30% e 50% 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 20% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 30% e geração eólica em torno de 50%. 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 60% 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.

6. RESULTADO 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 de geração eólica e solar fotovoltaica da região 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 e Nordeste e Norte, para o escoamento dos excedentes de energia.

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

6.1. Estado de Alagoas

Este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Rio Largo II, durante o patamar de carga pesada, em condição de operação normal no ano de 2038, e em condição de operação N-1 nos anos de 2027 a 2038;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Maceió II, durante o patamar de carga pesada, em condição de operação N-1 nos anos de 2031 a 2038;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Arapiraca III, durante o patamar de carga pesada, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2038;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Penedo, durante o patamar de carga pesada, em condição de operação N-1 nos anos de 2035 a 2038.

6.1.1. Violações de Carregamento

Foram verificadas sobrecargas nos transformadores 230/69 kV das Subestações Rio Largo II e Maceió II.

A Subestação Rio Largo II é equipada com três transformadores 230/69 kV, sendo dois transformadores com capacidade de potência de 100/106 MVA e um transformador com capacidade de 100/100 MVA. As sobrecargas foram identificadas durante o patamar de carga pesada, em condição de operação normal, no ano de 2038, e em condição de operação N-1, nos anos de 2027 a 2038, conforme apresentado na Figura 6-1.

A Subestação Maceió II é equipada com dois transformadores 230/69 kV, com capacidade de 200/240 MVA. As sobrecargas ocorrem durante o patamar de carga pesada, em condição de operação N-1, nos anos de 2031 a 2038, conforme apresentado na Figura 6-2.

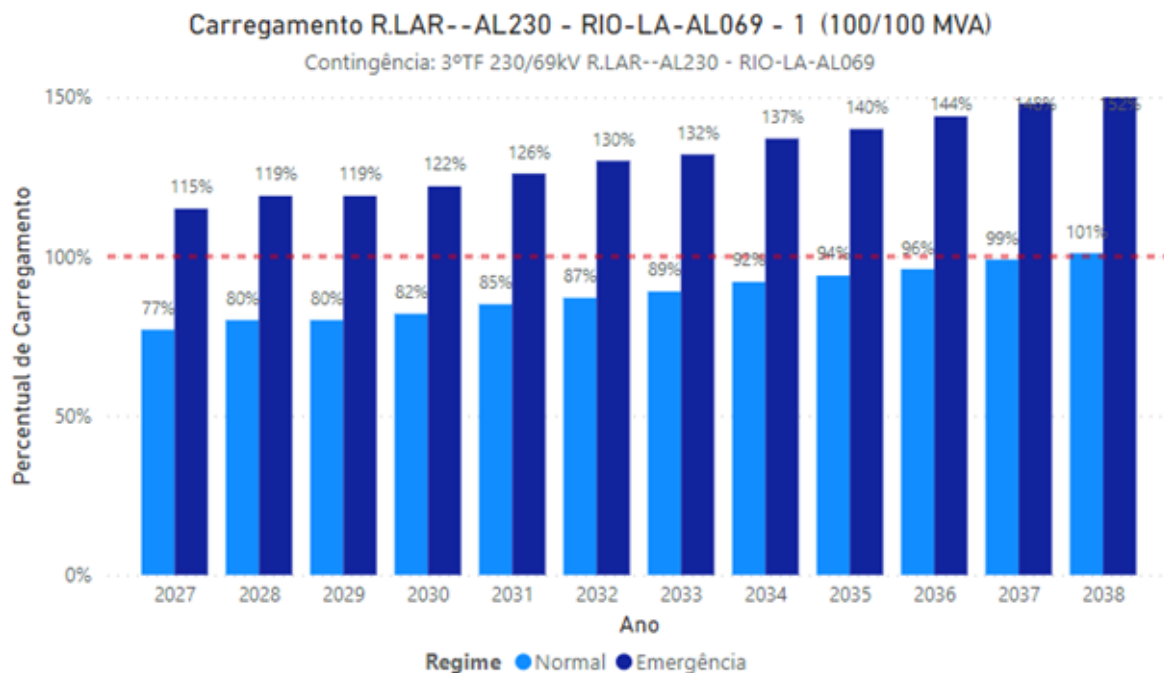


Figura 6-1 – Carga Pesada – SE Rio Largo II 230/69 kV T1/T2/T3

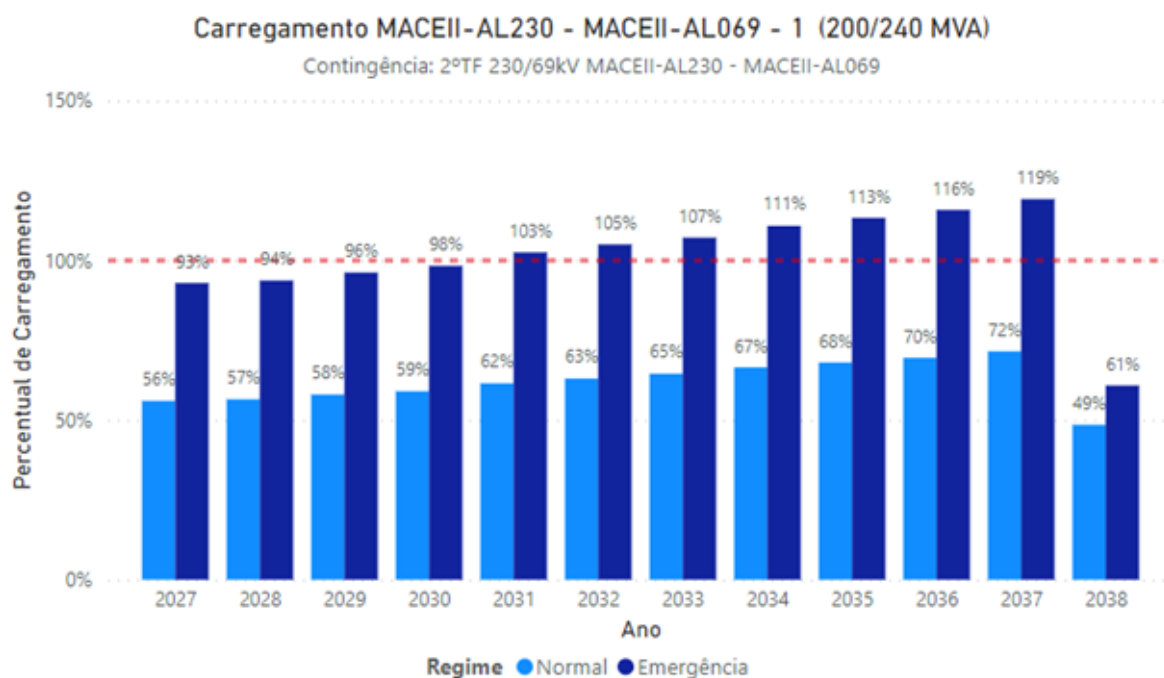


Figura 6-2 – Carga Pesada – SE Maceió II 230/69 kV T1/T2

O carregamento da transformação 230/69 kV da SE Maceió II se reduz em 2038 pela representação do 3º transformador, que é uma obra indicativa já recomendada pela EPE.

Cabe destacar que as violações listadas acima já haviam sido identificadas no ciclo anterior do PDE 2032. Além disso, esses problemas também foram visualizados no PAR/PEL 2023 – Ciclo 2024-2028, com recomendação de reavaliar a distribuição de carga entre as SEs Maceió, Maceió II e Rio Largo II, de modo a eliminar as sobrecargas verificadas, a fim de evitar a recomendação de novos transformadores, e com outra recomendação de reavaliar a relação MUSTxPAR referente às SEs Maceió, Maceió II e Rio Largo II, por parte da distribuidora Equatorial Alagoas.

Visto que a violação da capacidade dos transformadores da Subestação Rio Largo II já ocorre no ano inicial e que o remanejamento de carga para a Subestação Maceió II irá agravar/antecipar seus problemas de sobrecarga, além da conclusão das avaliações recomendadas pelo PAR/PEL 2023 – Ciclo 2024-2028 citadas acima, a EPE recomenda a avaliação da disponibilidade de espaço físico para implantação de novos transformadores nessas subestações e/ou o remanejamento de carga para outros pontos de fronteira, com o objetivo de eliminar as sobrecargas verificadas, o mais breve possível, de modo que, em caso de necessidade, haja tempo hábil para elaboração de estudo de planejamento da expansão do sistema de transmissão recomendando soluções estruturais para a região.

6.1.2. Violações de Tensão

Foram observadas violações de tensão no eixo de 230 kV composto pelas subestações Rio Largo, Arapiraca III, Penedo e Nossa Senhora do Socorro, durante o patamar de carga pesada, na contingência da Linha de Transmissão 230kV Rio Largo II – Arapiraca III C1. Na barra de 230 kV da Subestação Arapiraca III, ocorre subtensão, nos anos de 2028 a 2038, conforme apresentado na Figura 6-3; e na barra de 230 kV da Subestação Penedo, nos anos de 2035 a 2038, conforme mostra a Figura 6-4.

Cabe destacar que as violações listadas acima já haviam sido identificadas no ciclo anterior do PDE 2032.

Tensão Mínima Verificada

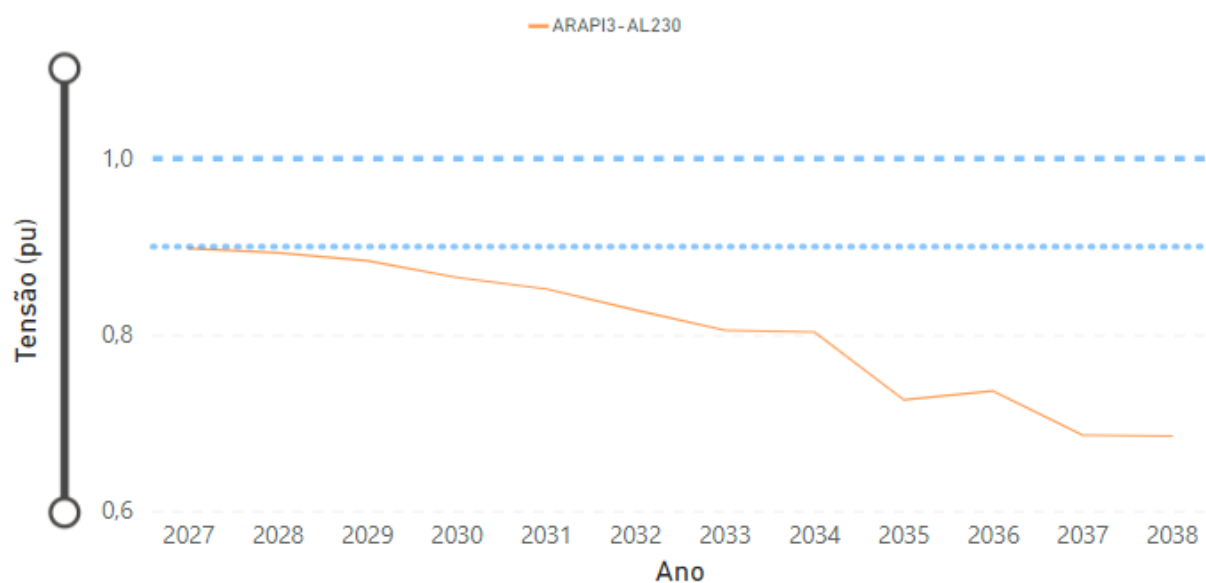


Figura 6-3 – Carga Pesada – Barra 230 kV Arapiraca III

Tensão Mínima Verificada



Figura 6-4 – Carga Pesada – Barra 230 kV Penedo

6.2. Estado da Bahia

A seguir, apresenta-se o conjunto das principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2033, recomendadas nos estudos da EPE para o estado da Bahia:

- Transformação 500/138 kV na SE Barra II (2028).

É importante ressaltar que a grande quantidade de obras que foram recomendadas no estado da Bahia nos últimos anos, estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2033 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 Cícero Dantas, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2031;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Brumado II, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2027;
- Sobrecarga nos transformadores 230/138 kV da Subestação Brumado II, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2034;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Cotegipe, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2036;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Governador Mangabeira, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2035;
- Sobrecarga da LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1 ou C2 na contingência do circuito paralelo, fluxo sensível ao despacho da UHE Itapebi;
- Carregamento elevado na LT 230 kV Poções II – Brumado II na contingência do autotransformador 500/230 kV da SE Poções III a partir de 2030;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Santo Antônio de Jesus, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2035;
- 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;
- Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da SE Camaçari II na contingência da LT 500 kV Camaçari IV – Camaçari II a partir do ano 2037;

- Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da SE Juazeiro III em condição de operação N-1 a partir de 2027, causados pela conexão de projetos de geração solar acima da margem de escoamento local no barramento 230 kV;
- Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da SE Sobradinho na contingência da LT 230 kV Juazeiro II – Juazeiro III a partir de 2027. Porém, a partir da entrada em operação do 3º ATR 500/230 kV na SE Sobradinho, e sua representação nos arquivos de simulação de fluxo de potência, a sobrecarga desaparece;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da SE Camaçari II em condição de operação N-1 a partir de 2027;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da SE Feira de Santana III em condição de operação N-1 a partir de 2027. Essa sobrecarga foi detectada devido a uma representação duplicada da carga da Neoenergia Coelba na SE Feira de Santana. A correção dessa carga soluciona o problema verificado;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da SE Narandiba em condição de operação N-1 a partir de 2034;
- Sobrecarga na LT 230 kV Pituaçu – Narandiba em condição de operação N-1 a partir de 2031;
- Subtensão na barra de 230 kV da SE Brumado II na contingência do ATR 500/230 kV Poções III ou da LT 230 kV Poções II – Brumado II;
- Subtensão na barra de 230 kV da SE Feira de Santana II em regime normal de operação e em condição de operação N-1, que também é solucionada com a correção da carga da Neoenergia Coelba representada em duplicidade na SE Feira de Santana II;
- Tensões baixas em regime normal de operação nos barramentos de 230 kV do extremo sul da Bahia, com destaque para a subestação Eunápolis;
- Tensões baixas em regime normal de operação nas SE 500 kV Camaçari II e Camaçari IV.

Com relação aos problemas detectados em Brumado, Poções, Ibicoara e no Extremo Sul da Bahia, foi finalizado o estudo, que soluciona os problemas nessa região.

6.2.1. Violações de Carregamento

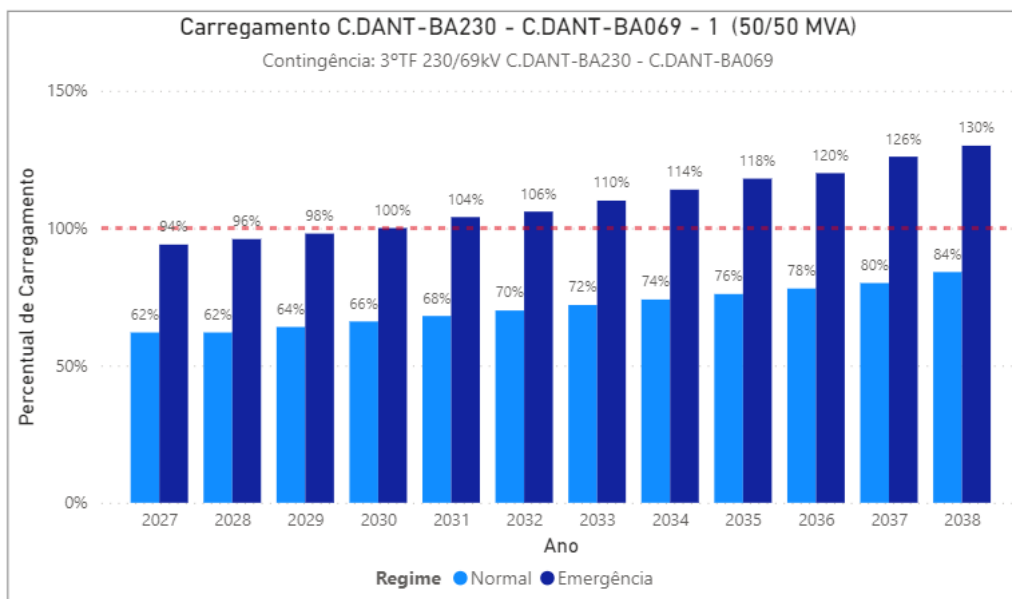


Figura 6-5 – Carga Pesada – SE Cícero Dantas TR1 230/69 kV

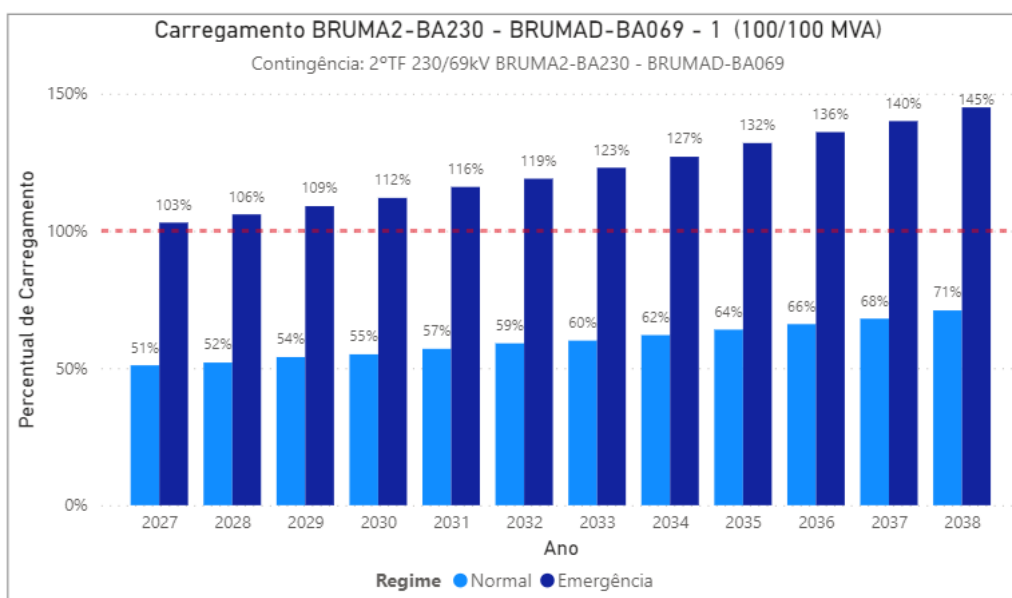


Figura 6-6 – Carga Pesada – SE Brumado II TR1 230/69 kV

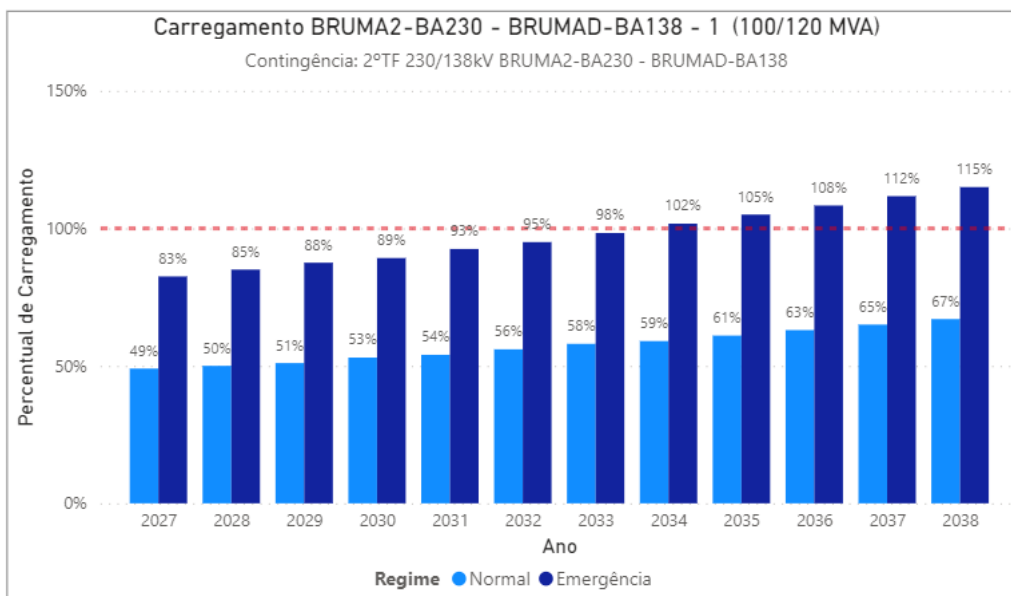


Figura 6-7 – Carga Pesada – SE Brumado II ATR1 230/138 kV

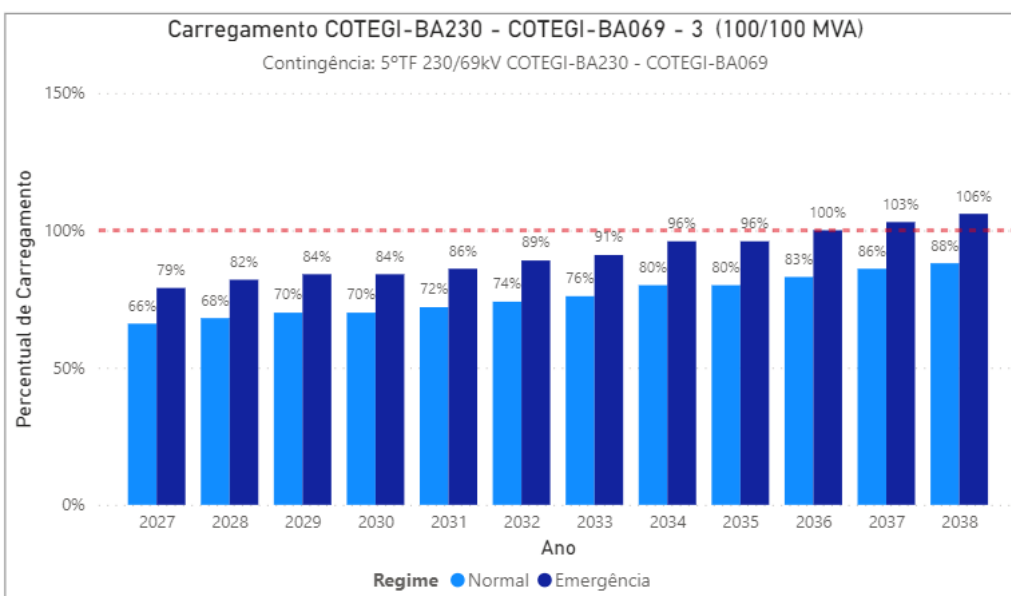


Figura 6-8 – Carga Pesada – SE Cotegipe TR3 230/69 kV

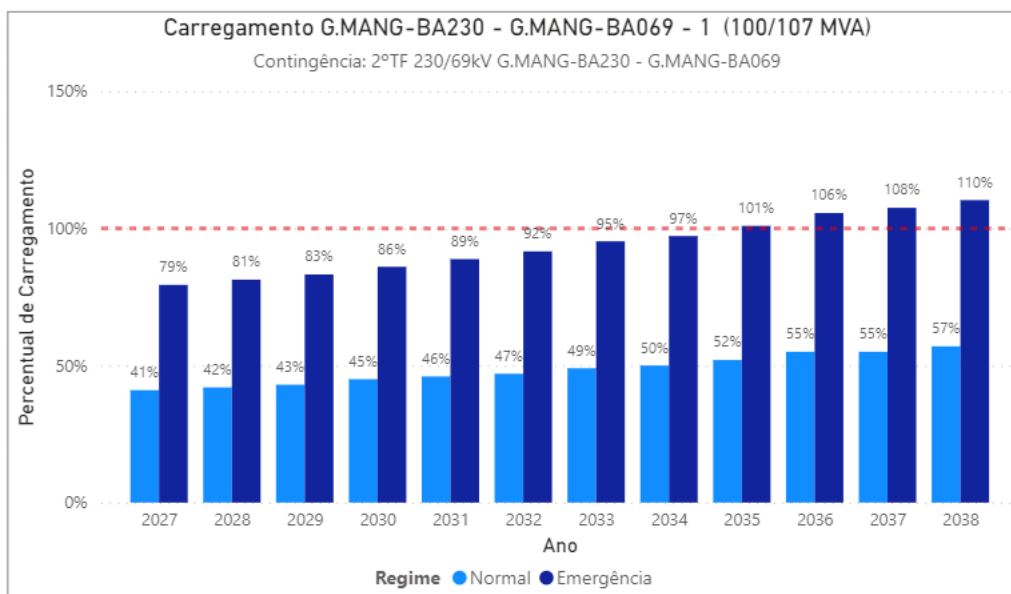


Figura 6-9 – Carga Pesada – SE Governador Mangabeira TR1 230/69 kV

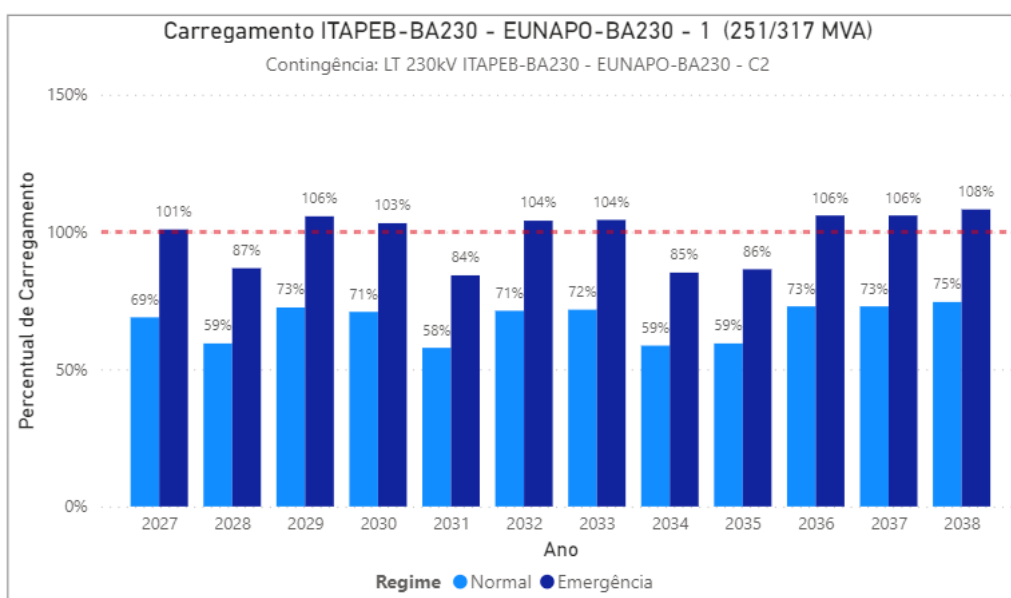


Figura 6-10 – Cenário 1 – Carga Média – LT 230 kV Itapebi – Eunápolis C1

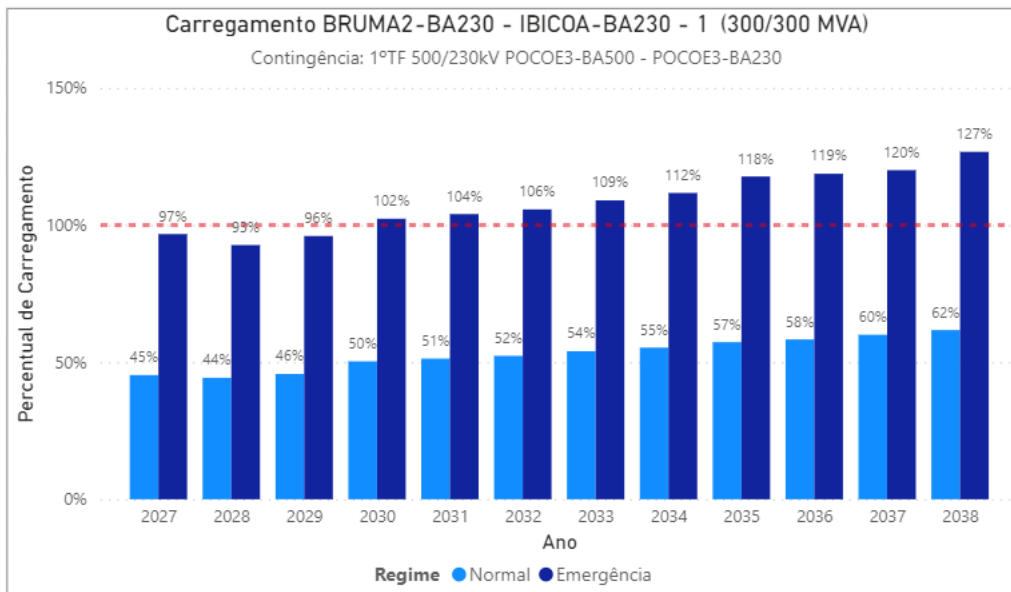


Figura 6-11 – Cenário 3 – Carga Pesada – LT 230 kV Poções II – Brumado II

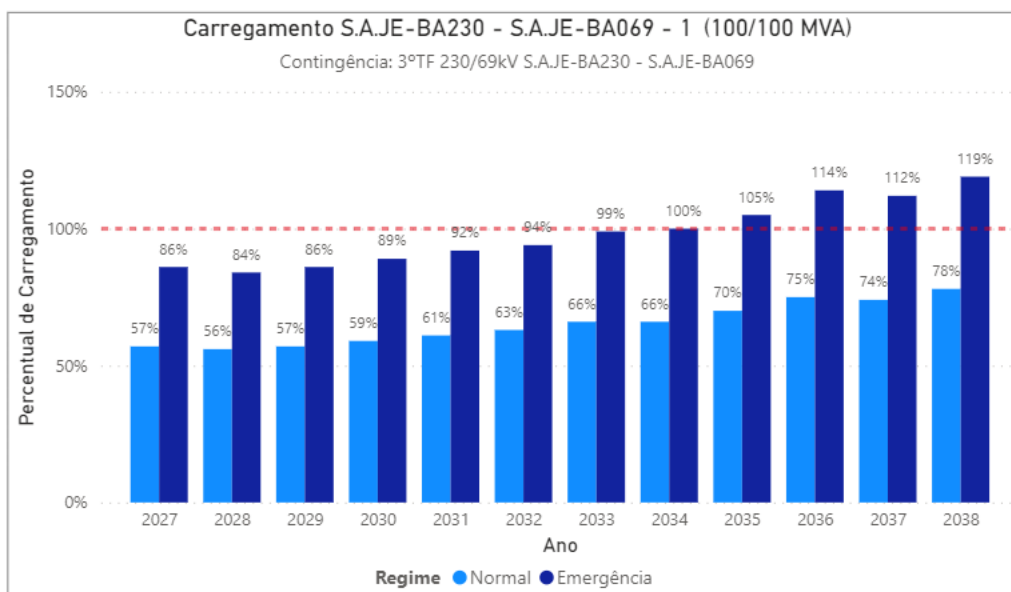


Figura 6-12 – Carga Pesada – SE Santo Antônio de Jesus TR1 230/69 kV

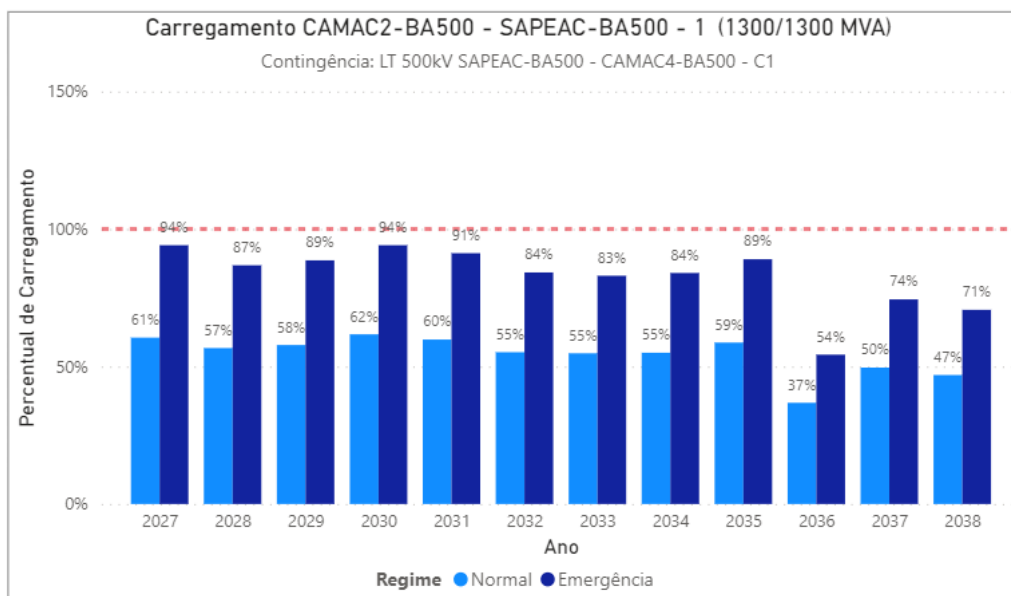


Figura 6-13 – Cenário 1 – Carga Média – LT 500 kV Camaçari II – Sapeaçu

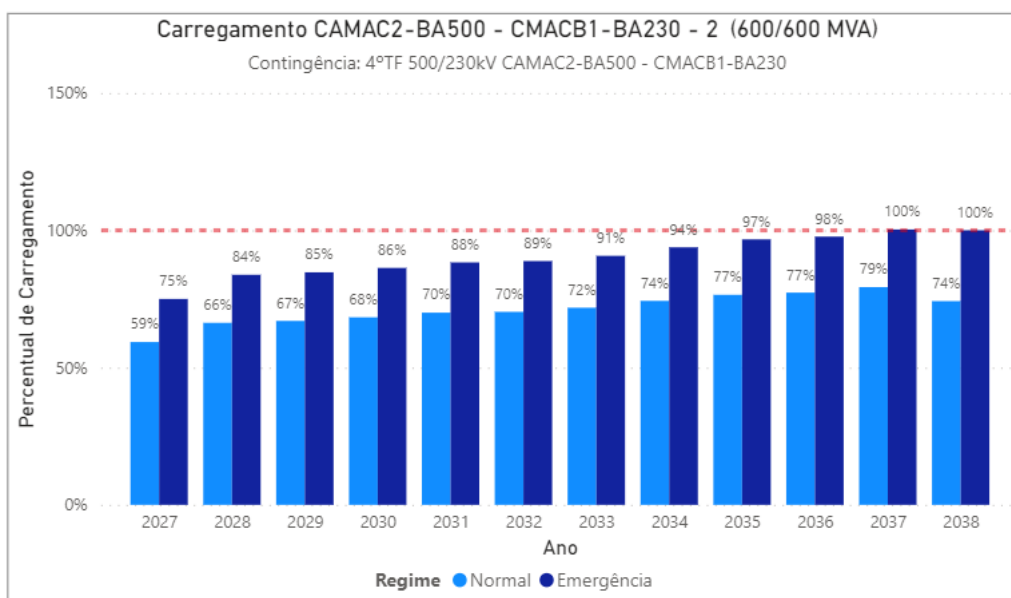


Figura 6-14 – Cenário 1 – Carga Média – SE Camaçari II – ATR2 500/230 kV

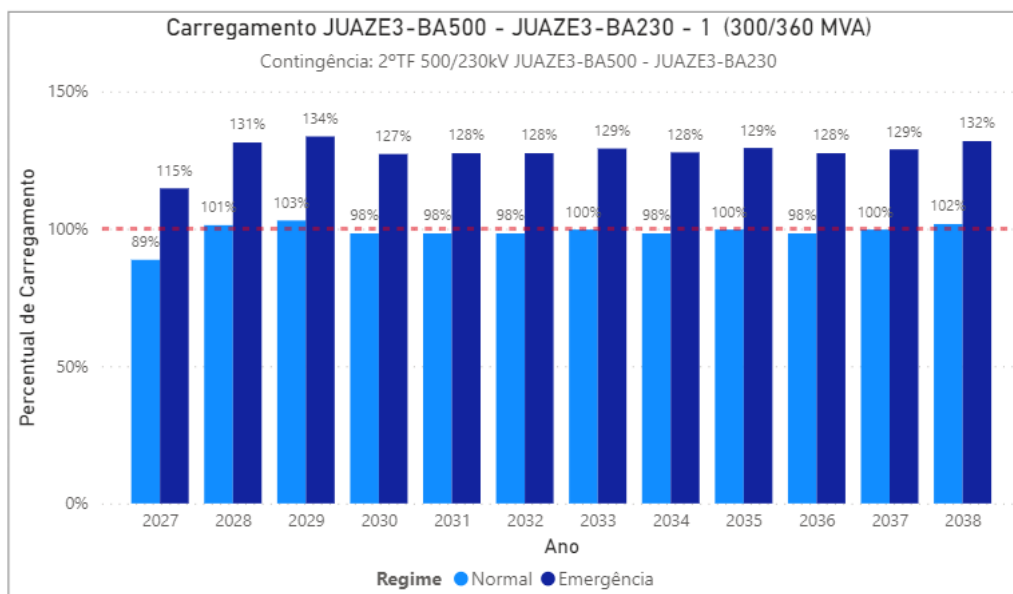


Figura 6-15 – Cenário 2 – Carga Média – SE Juazeiro III – ATR2 500/230 kV

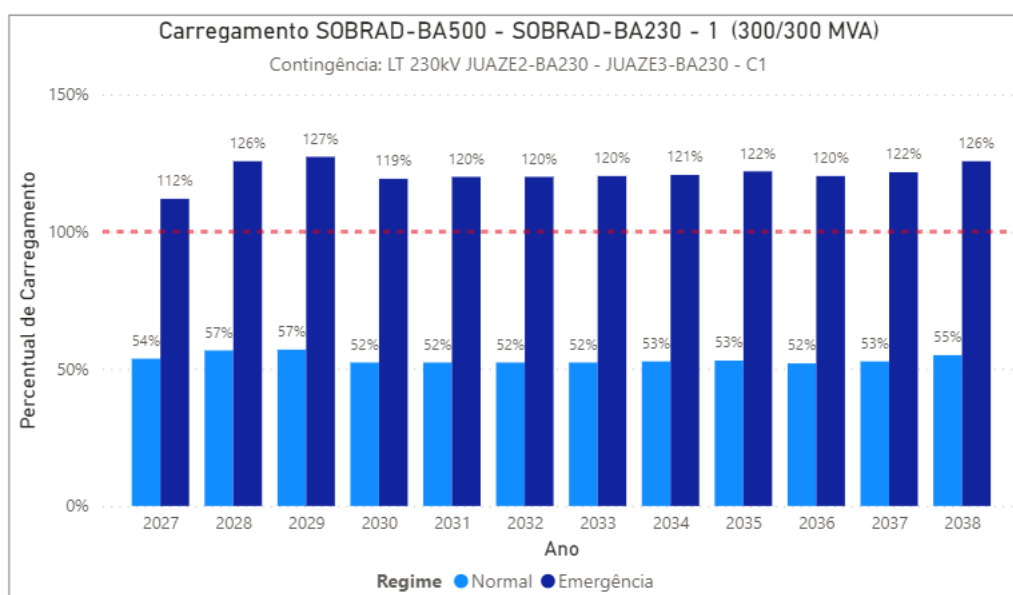


Figura 6-16 – Cenário 2 – Carga Média – SE Sobradinho – ATR2 500/230 kV

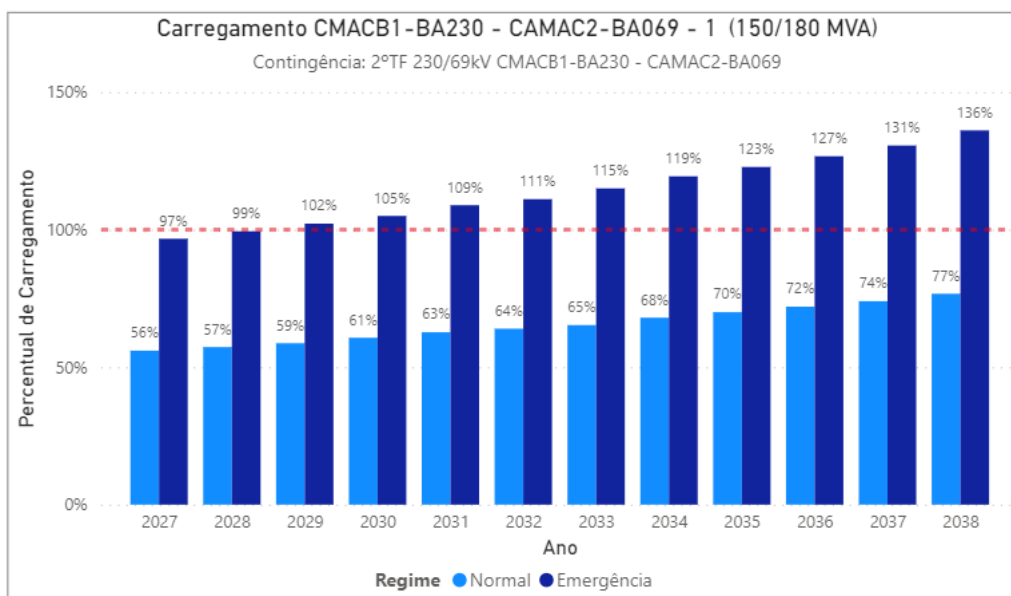


Figura 6-17 – Cenário 2 – Carga Média – SE Camaçari II – TR1 230/69 kV

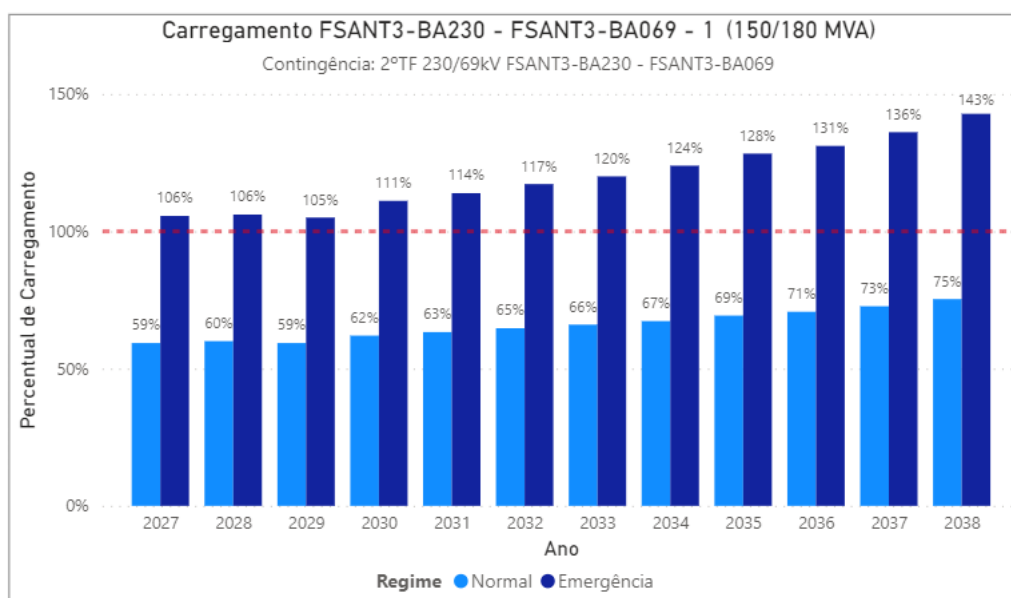


Figura 6-18 – Cenário 2 – Carga Média – SE Feira de Santana III – TR1 230/69 kV

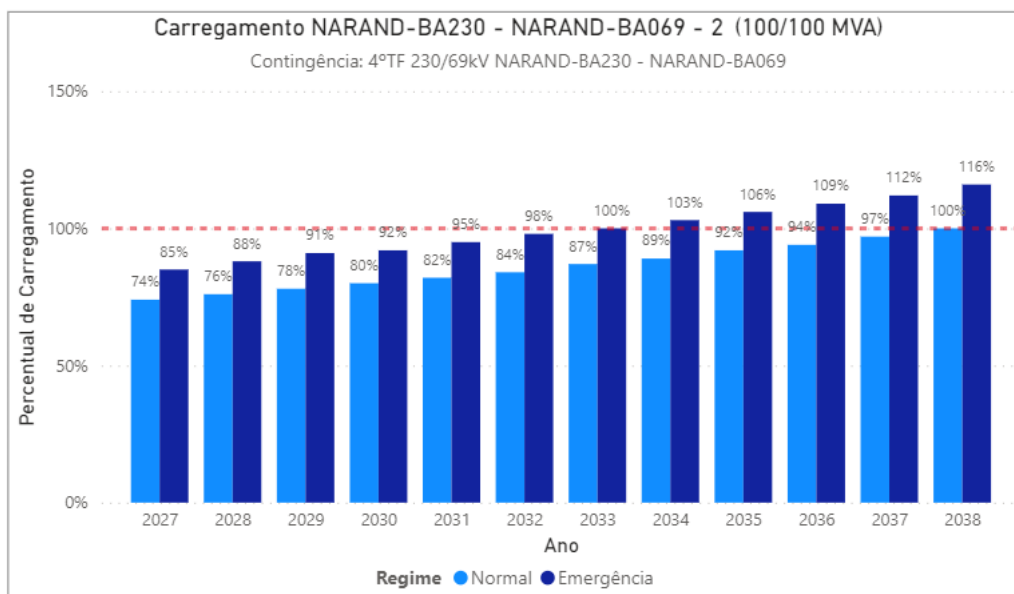


Figura 6-19 – Cenário 2 – Carga Média – SE Narandiba – TR1 230/69 kV

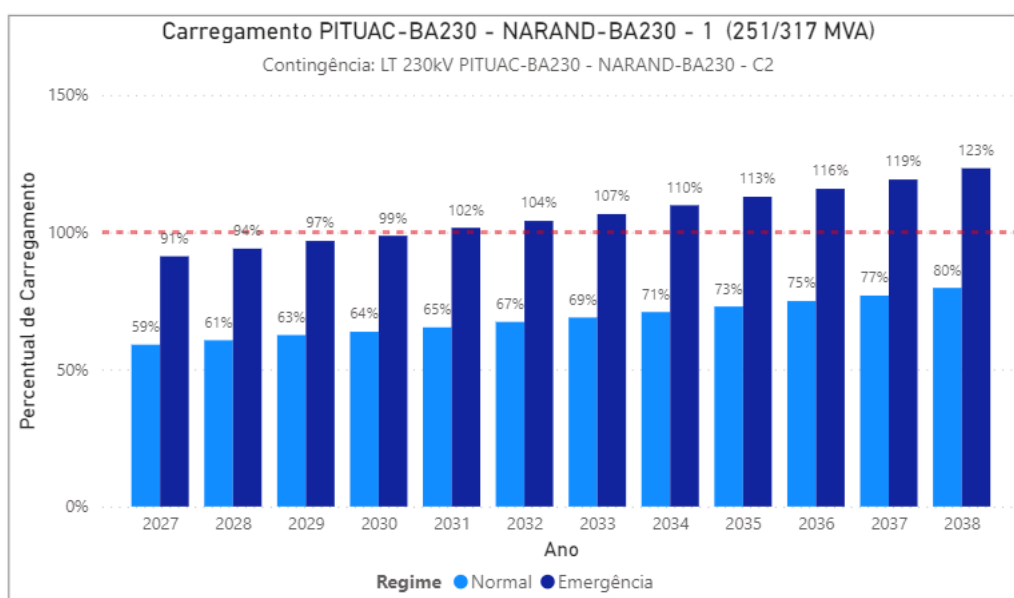


Figura 6-20 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Pituauçu - Narandiba

6.2.2. Violações de Tensão

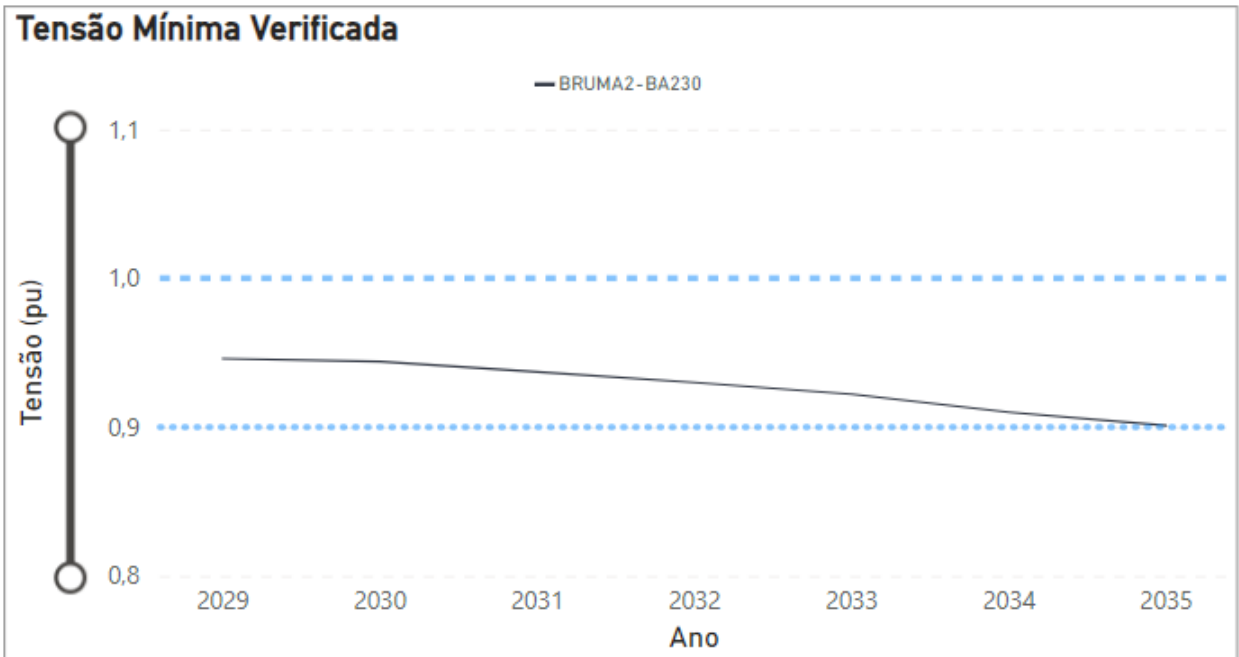


Figura 6-21 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 230 kV Brumado II – Poções II

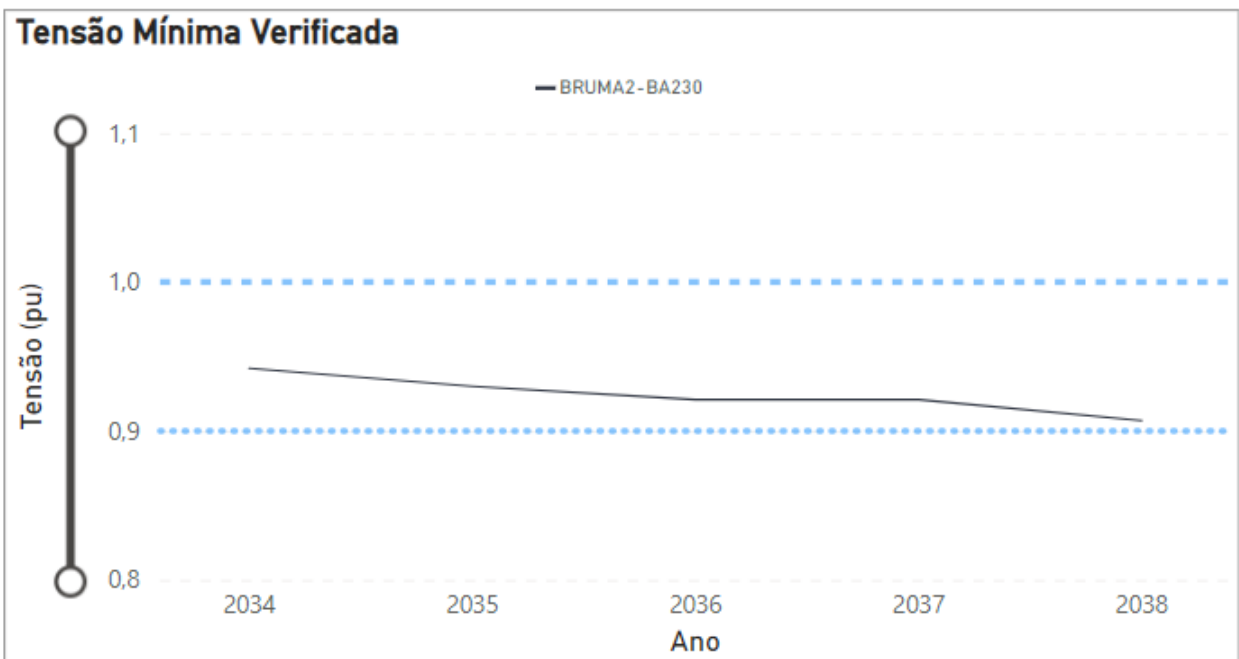


Figura 6-22 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência do ATR 500/230 kV Poções III

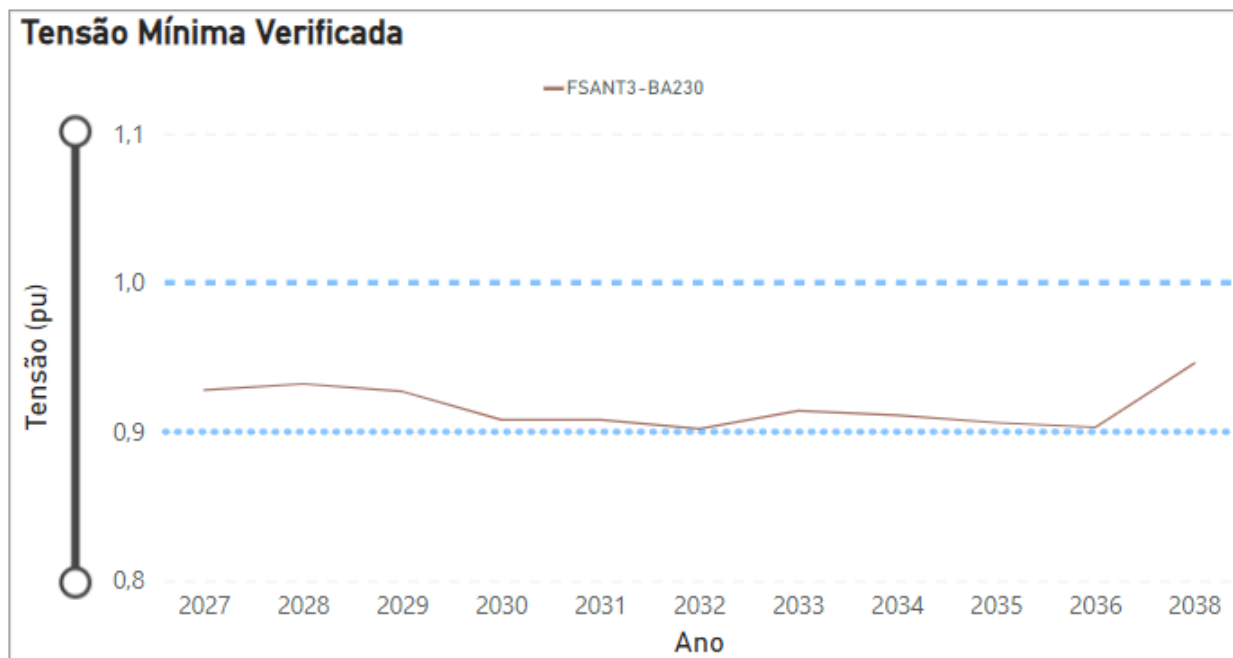


Figura 6-23 – Cenário 3 – Carga Pesada – Regime Normal de Operação

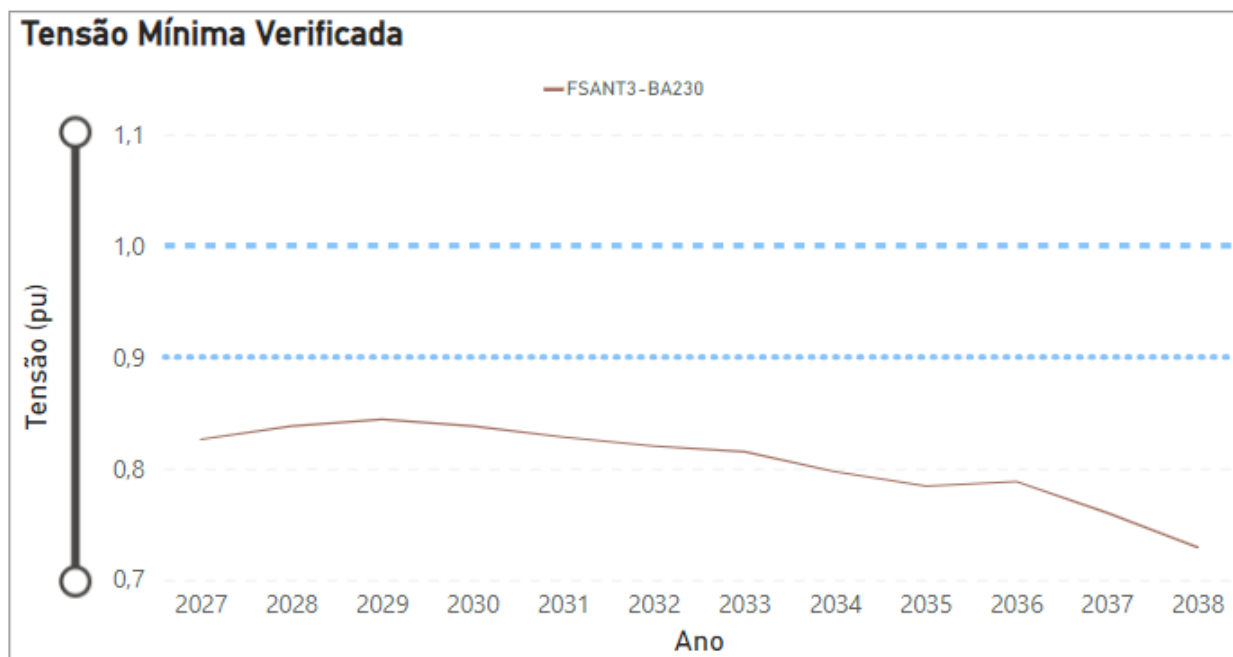


Figura 6-24 – Cenário 3 – Carga Pesada – Contingência da LT 230 kV Feira de Santana III – Camaçari II

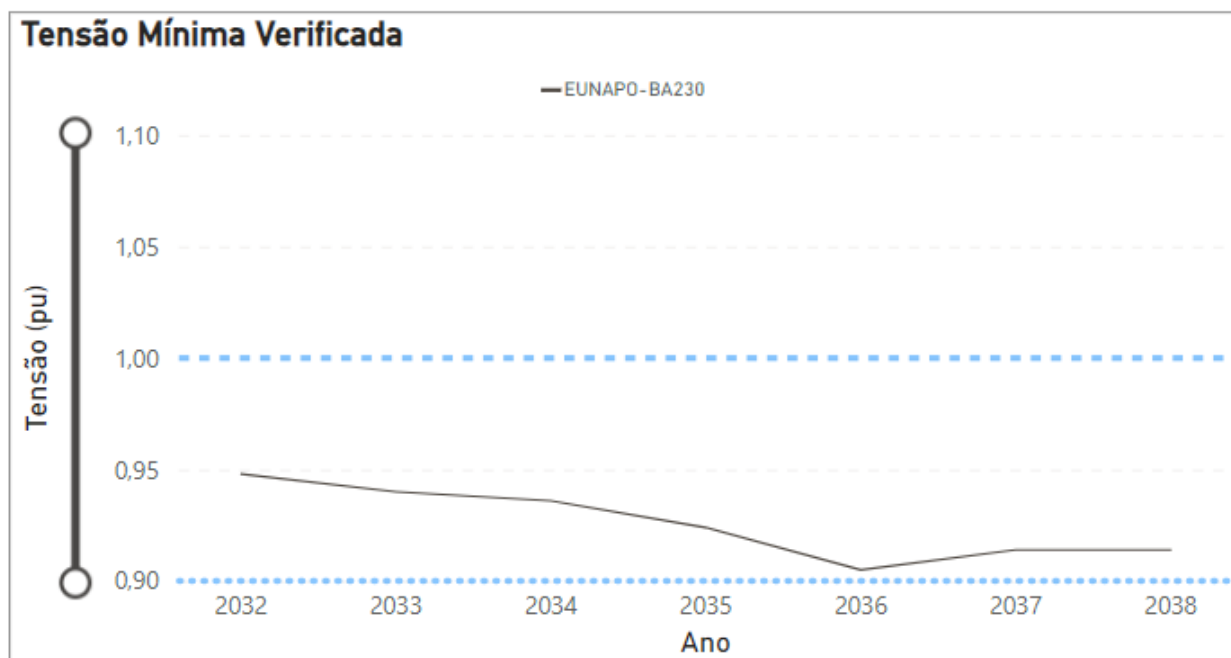


Figura 6-25 – Cenário 3 – Carga Pesada – Regime Normal de Operação

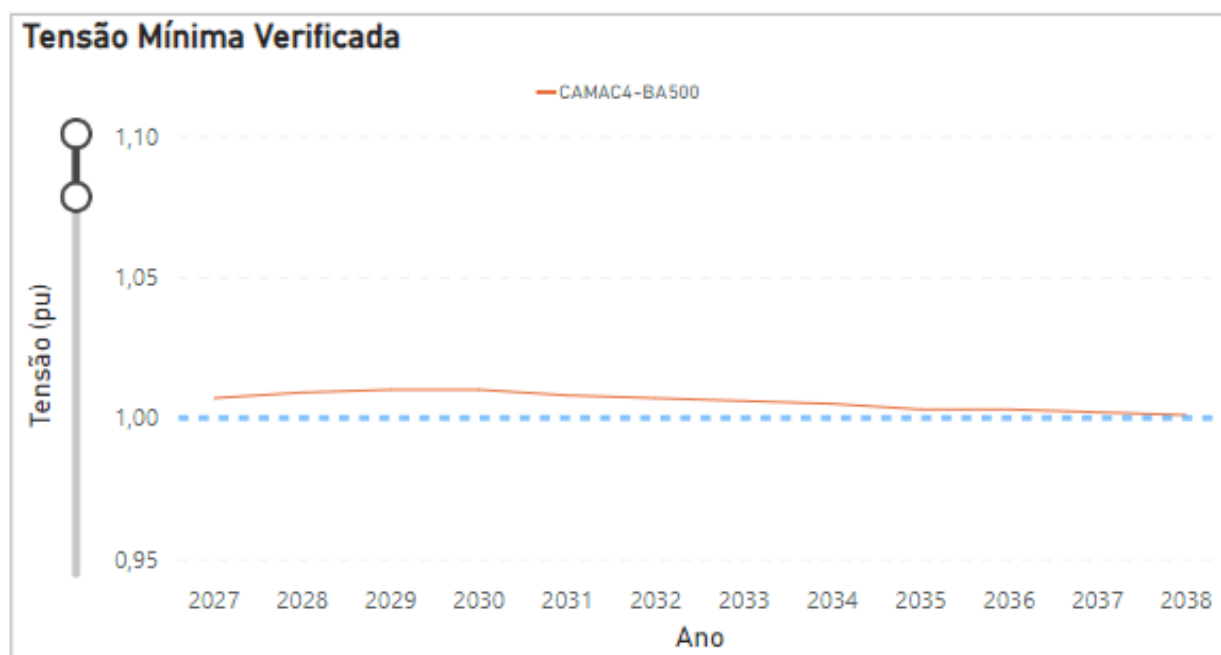


Figura 6-26 – Cenário 3 – Carga Pesada – Regime Normal de Operação

6.3. Estado do Ceará

A seguir, são apresentadas as principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2033, recomendadas nos estudos da EPE para o estado do Ceará:

- Nova LT 230 kV Chapada III – Crato II, recomendada de forma indicativa no estudo EPE-DEE-RE-031/2018-rev0 e cuja necessidade foi ratificada na revisão 1 do estudo. Essa obra foi licitada no Leilão de Transmissão ANEEL Nº 001/2024 realizado em 28/03/2024;
- Terceiro banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 600 MVA da Subestação Tianguá II (2029).

É importante ressaltar a grande quantidade de obras que foram recomendadas no estado do Ceará nos últimos anos, estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2033 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 no Cenário 3 Carga Pesada a partir do ano de 2027;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Sobral, em condição de operação N-1 no Cenário 3 Carga Pesada a partir do ano de 2033;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Pacatuba, em condição de operação N-1 no Cenário 3 Carga Pesada a partir do ano de 2035;
- Sobrecarga na LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz na contingência da LT 500 kV Morada Nova – Quixadá no Cenário 2 Carga Média nos anos 2027 a 2029. Tal problema é resolvido com a entrada da LT 500 kV Morada Nova – Pacatuba C1, no ano 2030;
- A contingência da LT 500 kV Pecém II – Pacatuba C1 ou C2 provoca sobrecarga no circuito remanescente, Cenário 3 Carga Pesada.

Em relação à sobrecarga nos transformadores 230/69 kV das SE Cauípe destacamos que a carga declarada no PDE 2033 para o ano 2027 é cerca de 20% maior que o valor de MUST contratado para o mesmo ano. Recomendamos à ENEL Ceará avaliar os valores de carga declarados no âmbito do PDE 2033.

Em relação às sobrecargas nos transformadores 230/69 kV das SEs Sobral e Pacatuba, como esses problemas são observados próximos ao final do horizonte de análise, a EPE irá acompanhar o carregamento dessas transformações de fronteira nos próximos ciclos do PDE.

Com relação à sobrecarga observada na LT 500 kV Pecém II – Pacatuba destacamos que o fluxo nessas linhas é sensível ao despacho de usinas conectadas na SE Pecém II, sobretudo de usinas térmicas como é o caso da UTE Portocém I. No diagnóstico em questão verifica-se que essa usina se encontra despachada a partir de 2033 (Figura 6-31) causando aumento de carregamento da LT no sentido de Pecém II para Pacatuba. A UTE Portocém I sagrou-se vencedora no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 para conexão no barramento de 500 kV da SE Pecém II com uma potência instalada de 1572 MW, no entanto há uma expectativa que essa usina altere sua localização e ponto de conexão no sistema, de modo que o problema de sobrecarga na LT 500 kV Pecém II – Pacatuba não venha de fato a existir.

6.3.1. Violações de Carregamento

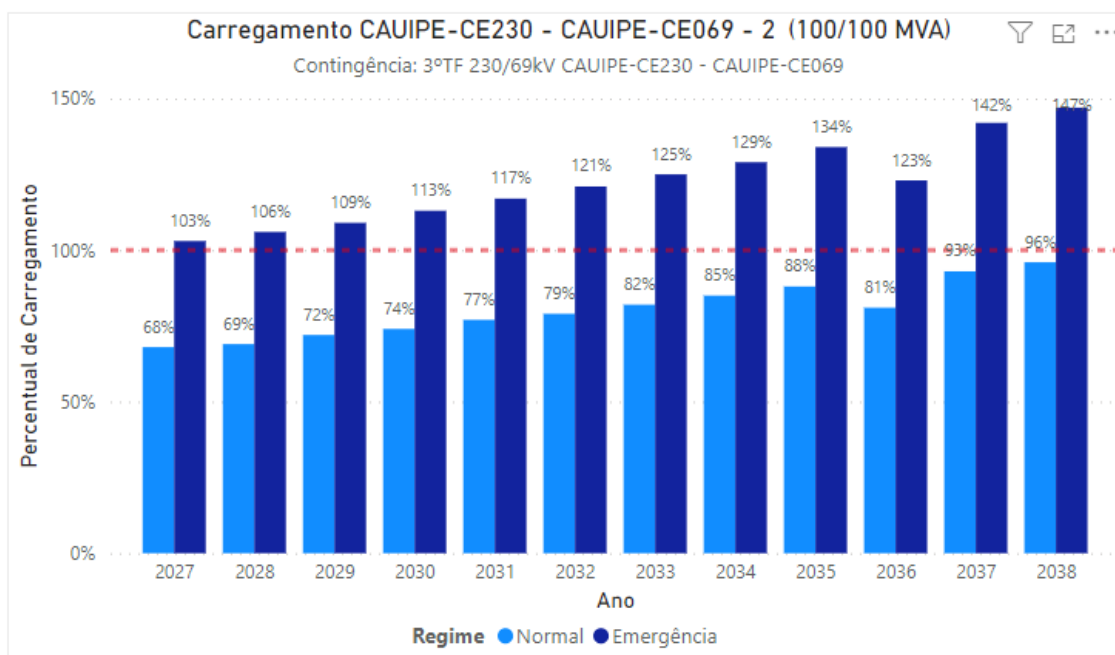


Figura 6-27 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Cauípe TR2 230/69 kV

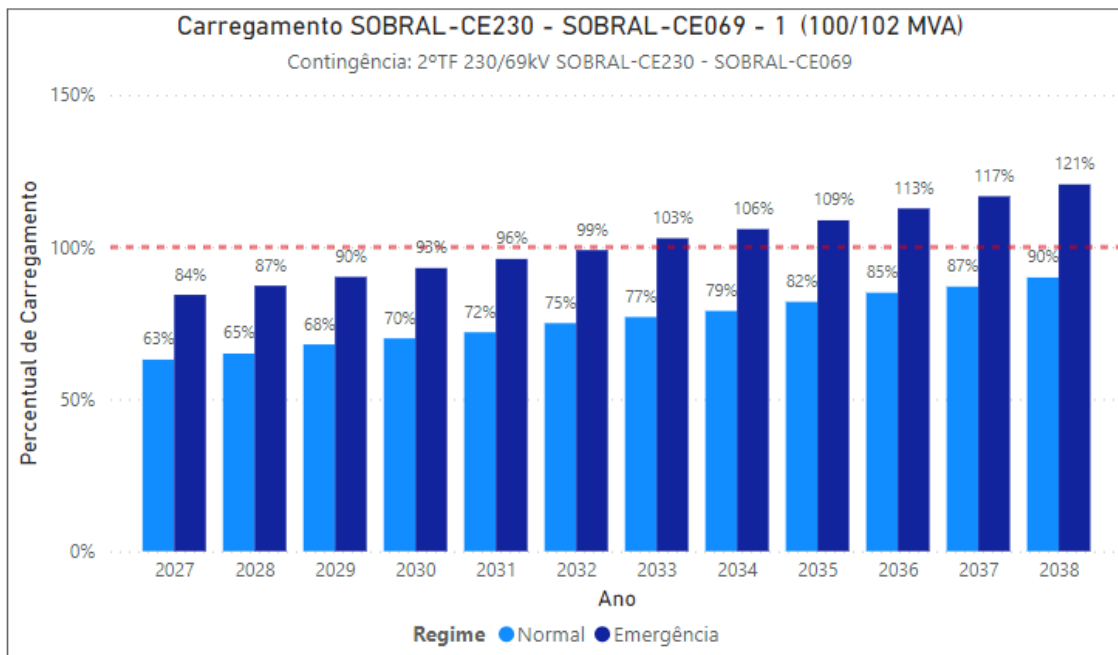


Figura 6-28 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Sobral TR1 230/69 kV

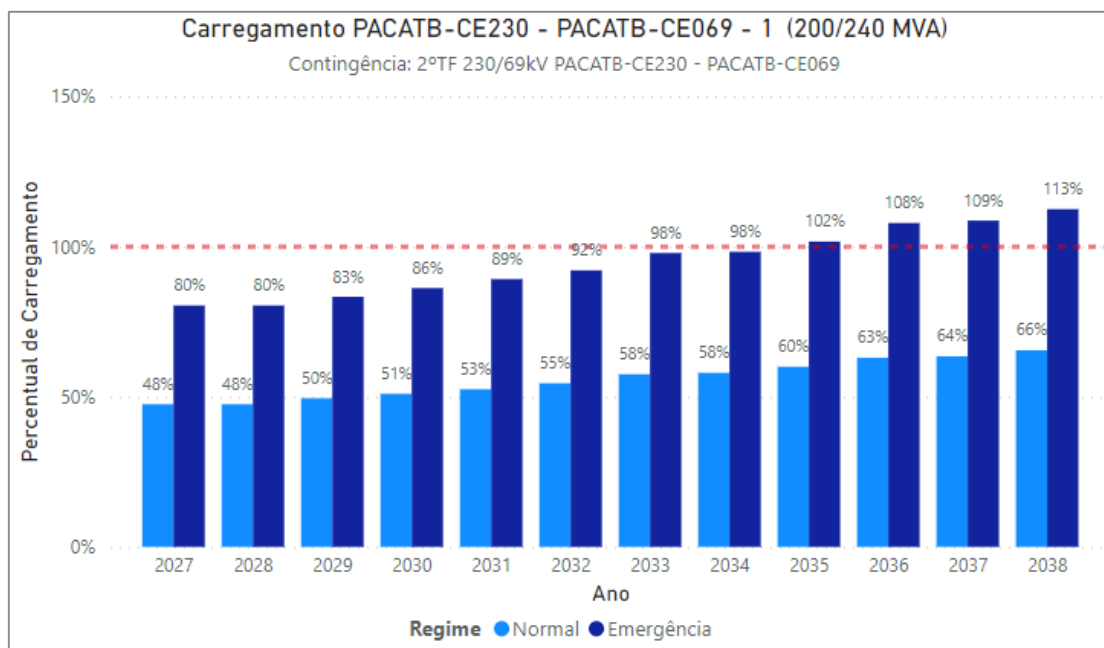


Figura 6-29 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Pacatuba TR1 230/69 kV

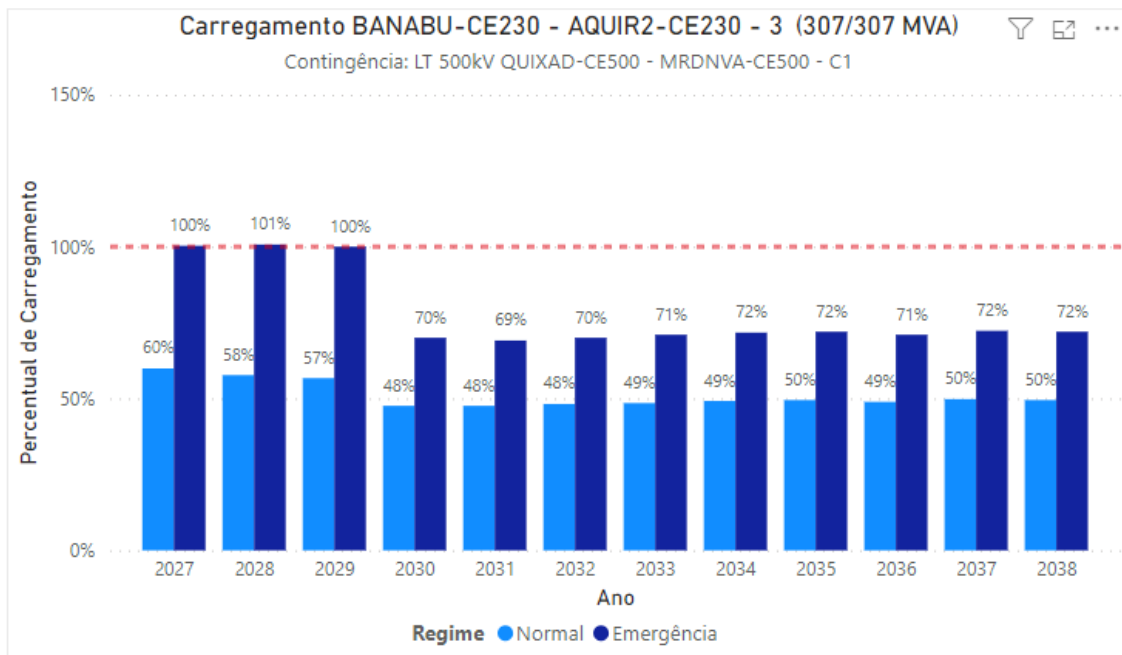


Figura 6-30 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Banabuiú – Aquiraz C3

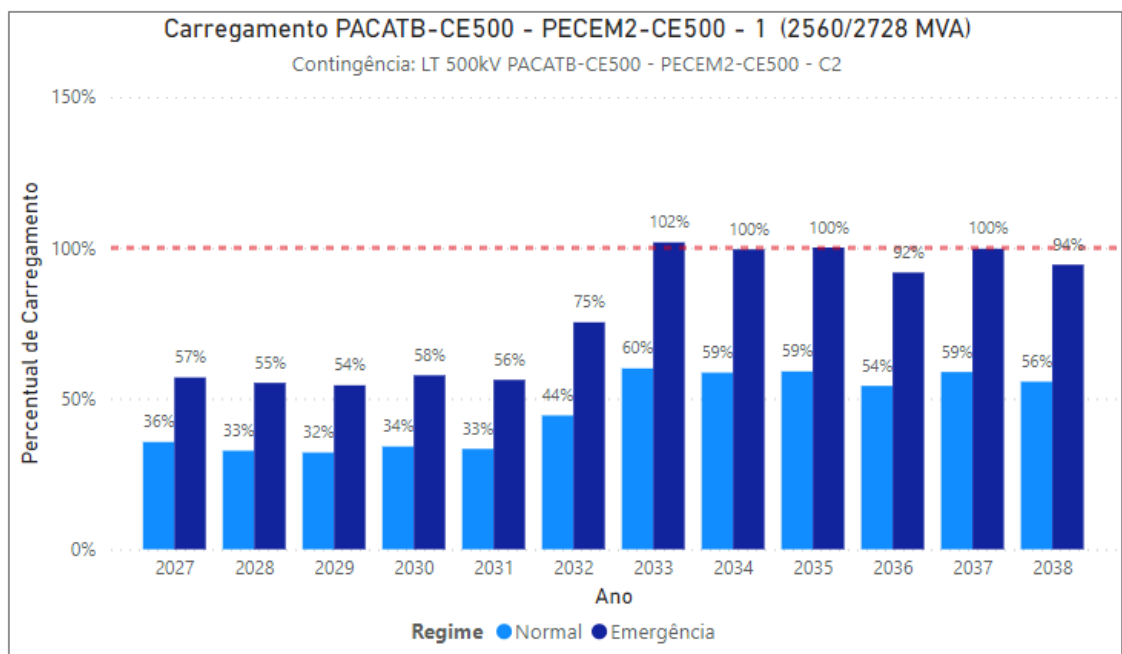


Figura 6-31 – Cenário 3 – Carga Pesada – LT 500 kV Pacatuba – Pecém II C1

6.4. Estado do Paraíba

A seguir, são apresentadas as principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2033, recomendadas nos estudos da EPE para o estado da Paraíba:

- Novas Linhas de Distribuição 69 kV João Pessoa II – Paratibe C1 e C2 e Paratibe – Mangabeira C1 (2028);
- Terceiro banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA da Subestação João Pessoa II (2030);
- Quarto transformador trifásico 230/69 kV de 150 MVA da Subestação Santa Rita II (2036).

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

- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Milagres – Coremas II C1 e C2, em condição de operação N-1, patamares de carga média e pesada, nos anos de 2027 a 2038;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Coremas II, em condição de operação N-1, patamar de carga pesada, nos anos de 2033 a 2038;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Coremas II, em condição de operação N-1, patamar de carga pesada, nos anos de 2027 a 2038.

6.4.1. Violações de Carregamento

Foram verificados problemas de sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Milagres – Coremas II C1 e C2 e de sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Coremas II.

A conexão entre as Subestações Milagres e Coremas II é feita por meio de dois circuitos simples de 230 kV com capacidade de potência de 251/317 MVA e 291/291 MVA. As sobrecargas foram encontradas durante os patamares de carga média e pesada, em condição de operação N-1, nos anos de 2027 a 2038, conforme apresentado na Figura 6-32.

A Subestação Coremas II é equipada com quatro transformadores 230/69 kV, sendo um transformador com capacidade de potência de 100/100 MVA, dois transformadores com capacidade de 100/104 MVA e um transformador com capacidade de 100/120 MVA. As sobrecargas foram identificadas durante o patamar de carga pesada, em condição de operação N-1, nos anos de 2033 a 2038, conforme apresentado na Figura 6-33.

Cabe destacar que as violações listadas acima já haviam sido identificadas no ciclo anterior do PDE 2032, com algumas variações devido a alterações na carga da distribuidora. Além disso, o PAR/PEL

2023 – Ciclo 2024-2028 também visualiza a possibilidade de sobrecarga no circuito remanescente, na contingência de uma das Linhas de Transmissão 230 kV Coremas – Milagres, em cenários de elevada geração fotovoltaica conectada na SE Coremas, apontando a necessidade de um estudo de planejamento da expansão do sistema de transmissão recomendando soluções estruturais para a região.

A EPE recomenda a realização de um estudo de planejamento para indicar uma solução conjunta para essas violações o mais breve possível.

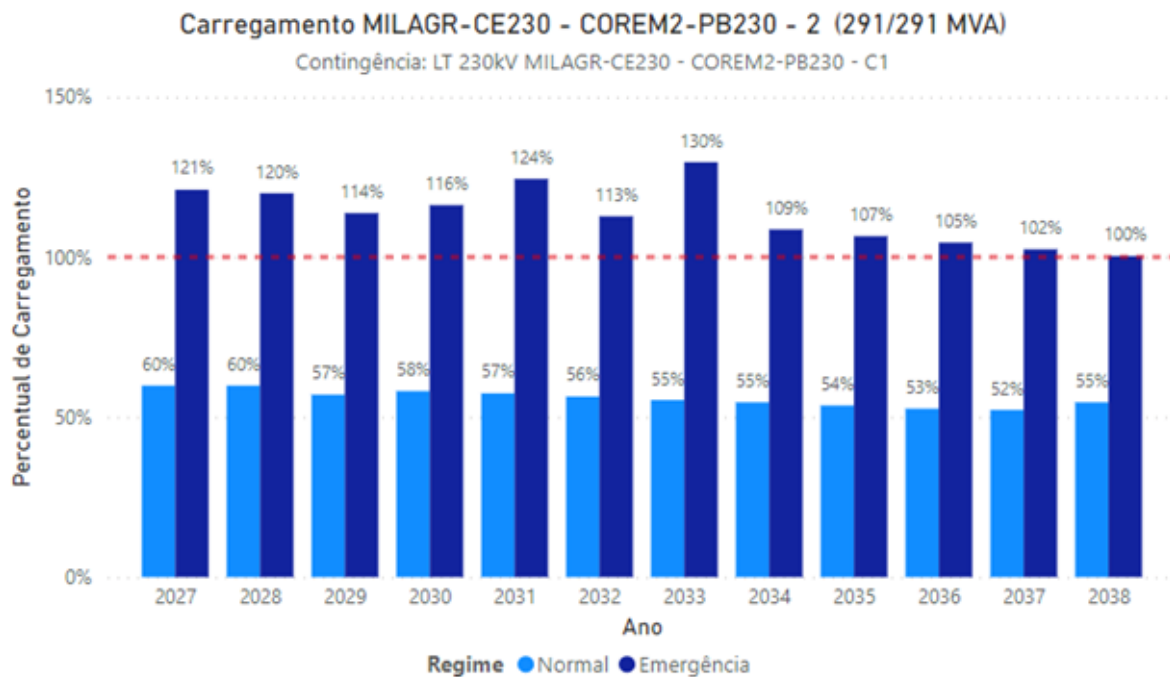


Figura 6-32 – Carga Pesada – LTs 230 kV Milagres – Coremas II C1/C2

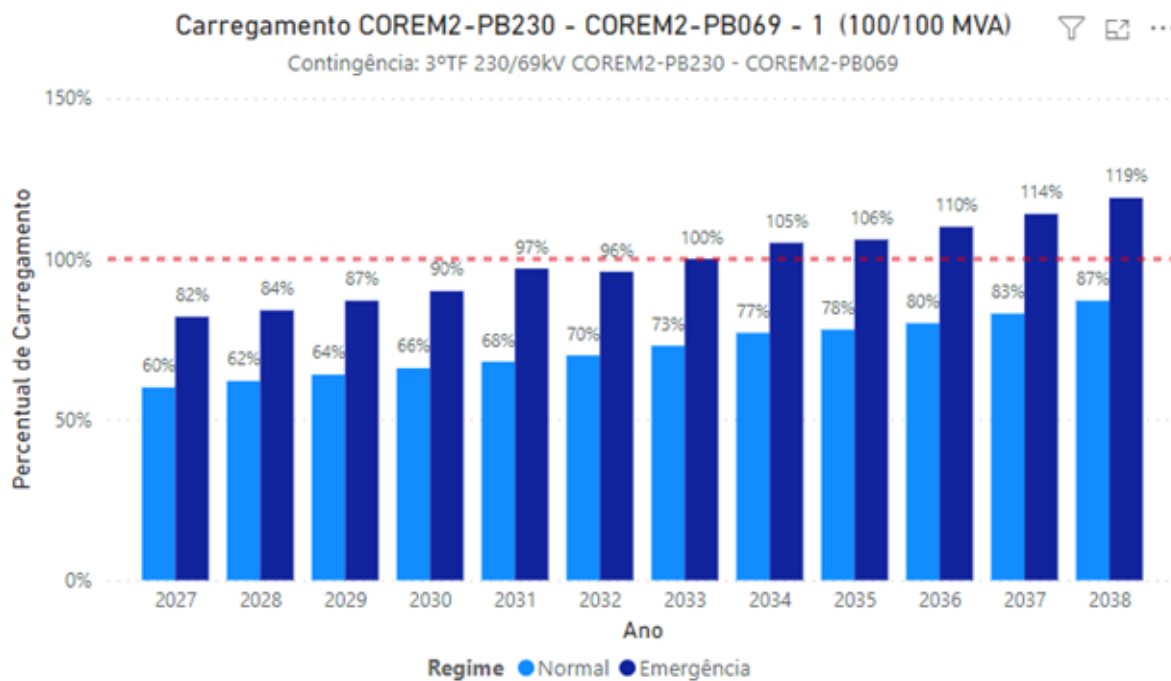


Figura 6-33 – Carga Pesada – SE Coremas II 230/69 kV T1/T2/T3/T4

6.4.2. Violações de Tensão

Foram observadas subtensões na barra de 230 kV da Subestação Coremas II, nos anos de 2027 a 2038, na contingência de uma das Linhas de Transmissão 230 kV Milagres – Coremas II C1 e C2, conforme apresentado na Figura 6-34.

Tensão Mínima Verificada

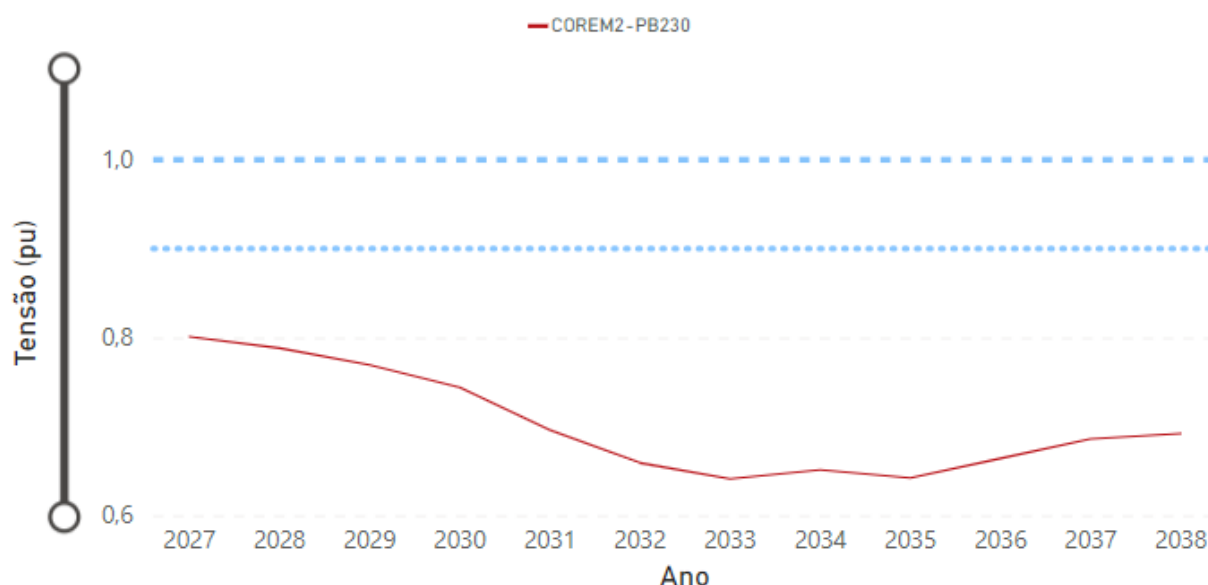


Figura 6-34 – Carga Pesada – Barra 230 kV Coremas II

Cabe destacar que as violações listadas acima já haviam sido identificadas no ciclo anterior do PDE 2032. A EPE recomenda a realização de um estudo de planejamento para indicar uma solução conjunta para as violações observadas na região da Subestação Coremas II, o mais breve possível.

6.5. Estado de Pernambuco

É importante ressaltar que a grande quantidade de obras que foram recomendadas no estado de Pernambuco nos últimos anos, estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2033 e afetam os resultados obtidos nas avaliações de desempenho elétrico.

Este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Mirueira II, durante o patamar de carga pesada, em condição de operação N-1, nos anos de 2035 a 2038;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Mirueira, em condição de operação normal, durante o patamar de carga pesada, nos anos de 2032 a 2038, e em condição de operação N-1, nos anos de 2027 a 2038;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Joairam, durante o patamar de carga pesada, em condição de operação N-1, nos anos de 2037 a 2038;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Tacaimbó, em condição de operação N-1, durante o patamar de carga pesada, nos anos de 2036 a 2038.

6.5.1. Violações de Carregamento

Foram observados problemas de sobrecarga nos transformadores 230/69 kV das Subestações Mirueira, Mirueira II, Joairam e Tacaimbó.

A Subestação Mirueira II é equipada com dois transformadores 230/69 kV com capacidade de potência de 150/180 MVA. As sobrecargas foram identificadas em condição de operação N-1, durante patamar de carga pesada, nos anos de 2035 a 2038, conforme apresentado na Figura 6-35.

A Subestação Mirueira é equipada com quatro transformadores 230/69 kV com capacidade de potência de 100/106 MVA. As sobrecargas foram identificadas em operação normal, durante o patamar de carga pesada, nos anos de 2032 a 2038; e em condição de operação N-1, nos anos de 2027 a 2038, conforme apresentado na Figura 6-36.

A Subestação Joairam conta com três transformadores 230/69 kV, sendo dois transformadores com capacidade de potência de 150/150 MVA e um transformador de 150/157 MVA. As sobrecargas foram identificadas em condição de operação N-1, durante patamar de carga pesada, nos anos de 2037 a 2038, conforme apresentado na Figura 6-37.

Por fim, a Subestação Tacaimbó conta com quatro transformadores 230/69 kV, sendo dois transformadores com capacidade de potência de 100/105 MVA, um transformador de 100/107 MVA e um transformador de 100/120 MVA. As sobrecargas foram identificadas em

condição de operação N-1, durante patamar de carga pesada, nos anos de 2036 a 2038, conforme apresentado na Figura 6-38.

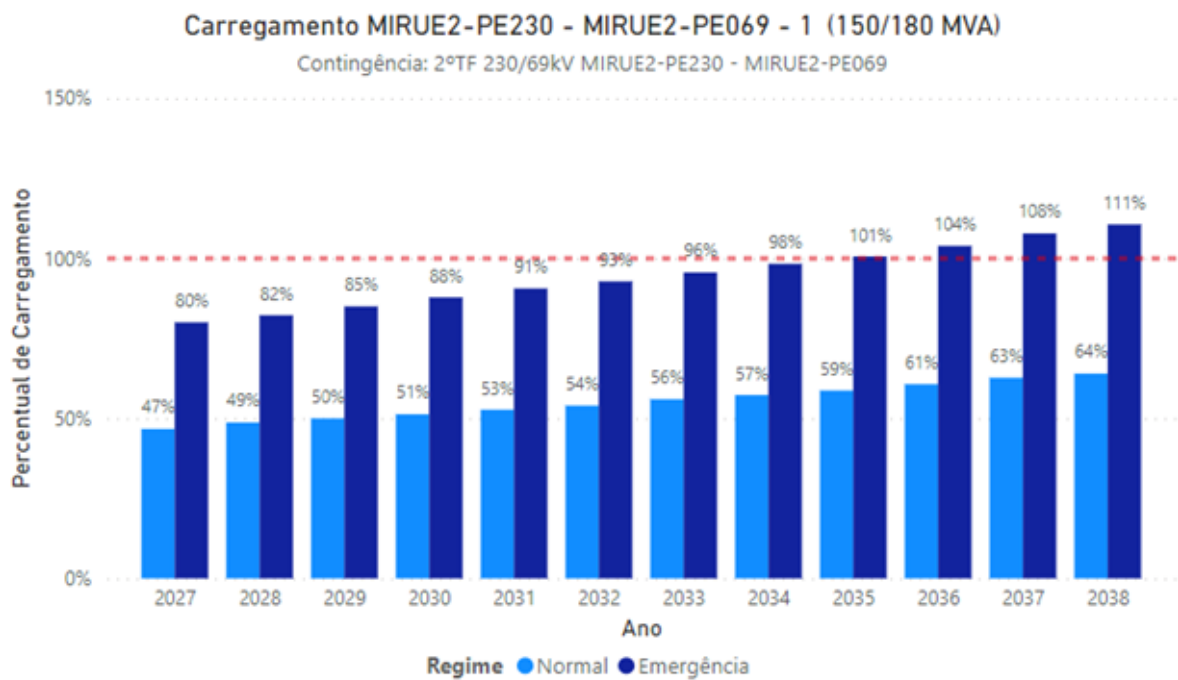


Figura 6-35 – Carga Pesada – SE Mirueira II 230/69 kV T1/T2

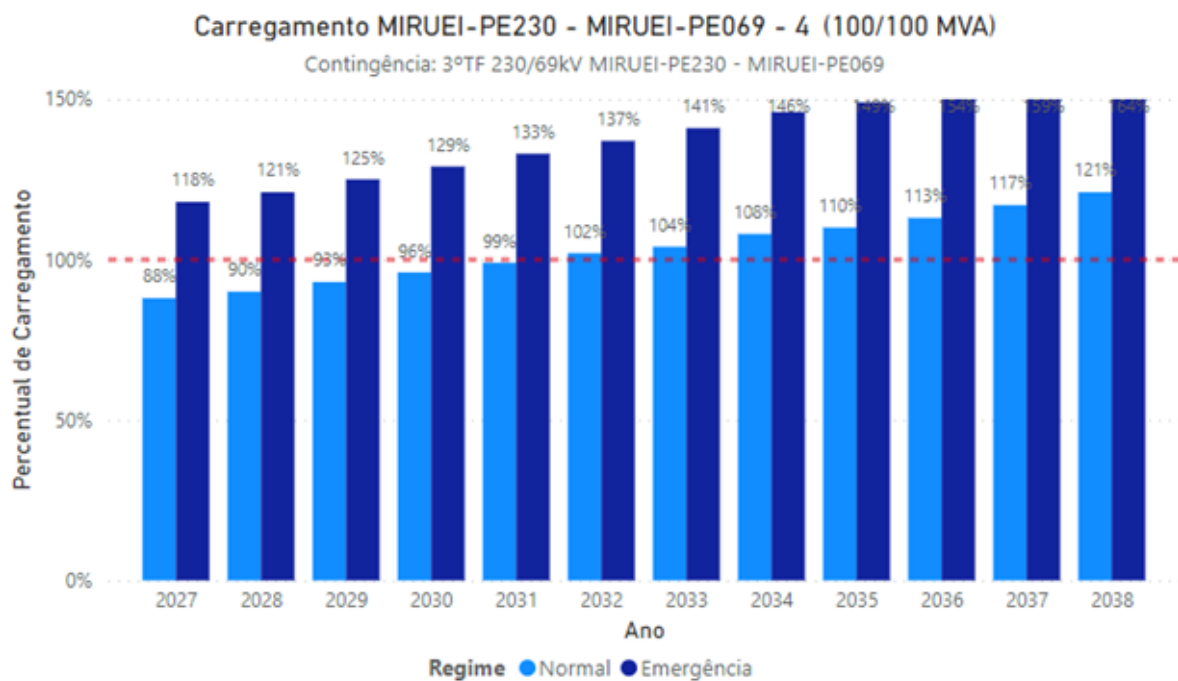


Figura 6-36 – Carga Pesada – SE Mirueira 230/69 kV T1/T2/T3/T4

Cabe destacar que as violações observadas nas Subestações de Mirueira e Mirueira II já haviam sido identificadas no ciclo anterior do PDE 2032, assim como no PAR/PEL 2023 – Ciclo 2024-2028 que

recomenda a realização de um estudo de planejamento, tendo em vista o elevado carregamento dos transformadores de fronteira e a distribuição das cargas na região.

A solução para essas violações está sendo avaliada pelo Estudo de Atendimento à Região de Mirueira, que está sendo desenvolvido pela EPE, com participação da distribuidora Neoenergia Celpe e da transmissora Chesf.

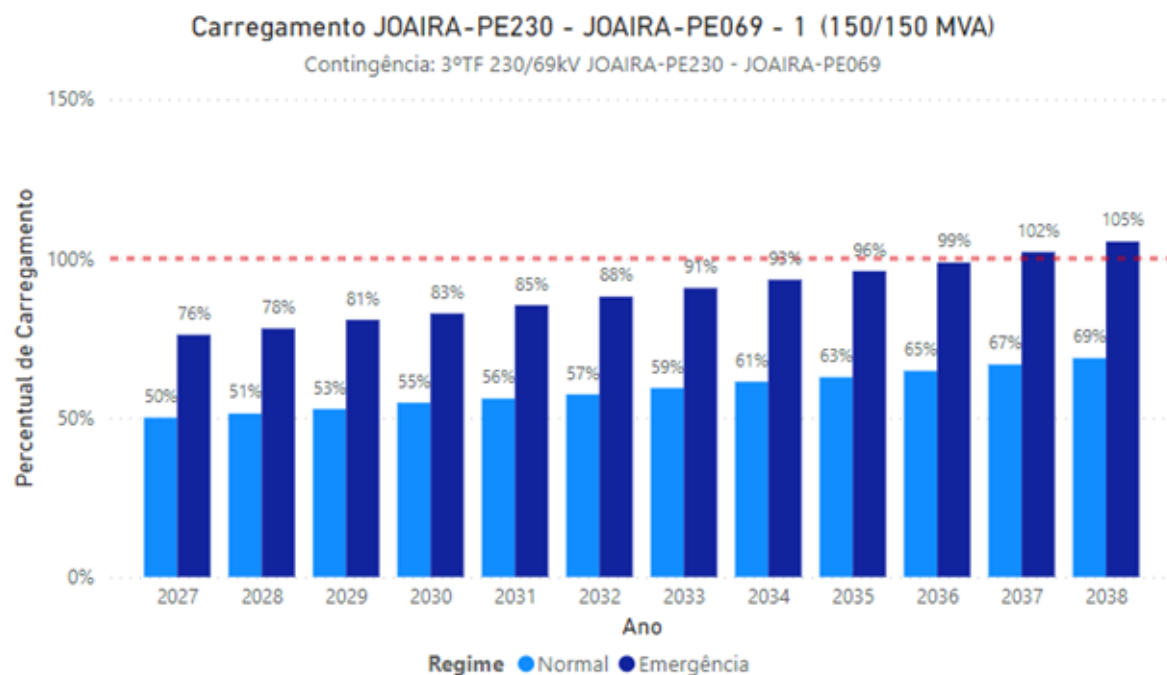


Figura 6-37 – Carga Pesada – SE Joairam 230/69 kV T1/T2/T3

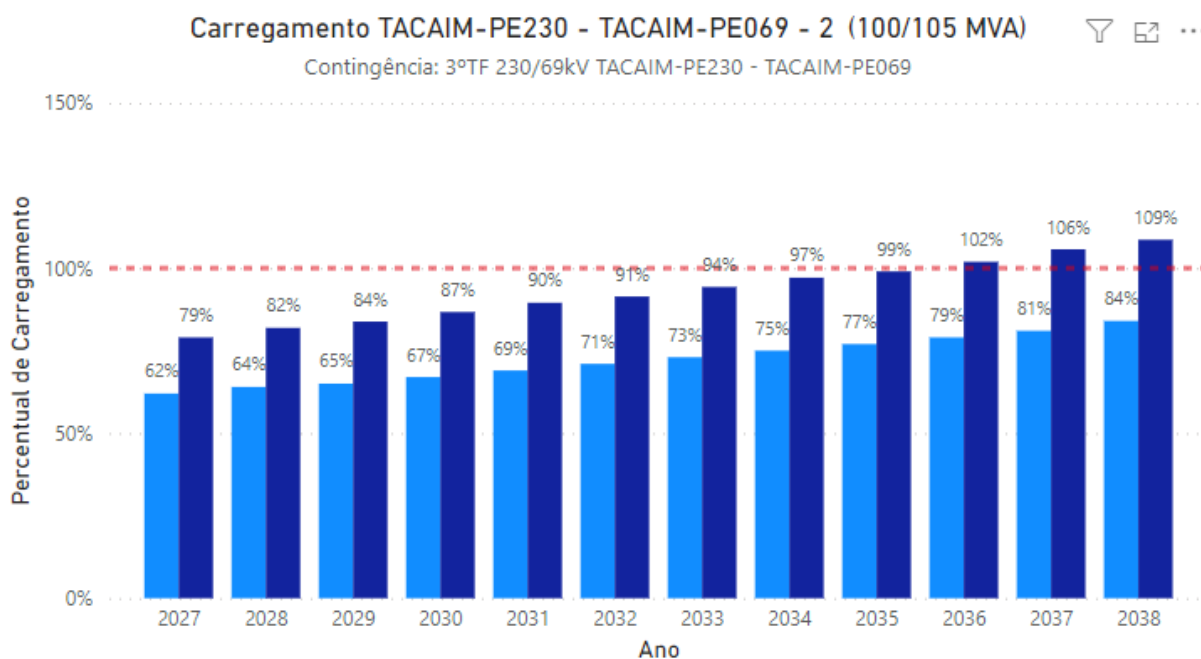


Figura 6-38 – Carga Pesada – SE Tacaimbó 230/69 kV T1/T2/T3/T4

Para as sobrecargas que ocorrem nas transformações de fronteira das Subestações Joairam e Tacaimbó, verificados no final do horizonte de planejamento, recomenda-se o acompanhamento da evolução do carregamento nos próximos ciclos do PDE para definição da solução.

6.6. Estado do Piauí

A seguir, são apresentadas as principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2033, recomendadas nos estudos da EPE para o estado do Piauí:

- Desativação da LT 230 kV Teresina – Piripiri (2029);
- Nova LT 230 kV Teresina – Teresina III (2029);
- 3º Transformador 500/230 kV – 600 MA (obra indicativa).

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

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Teresina, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2038;
- Carregamento elevado na LT 500 kV Sol de Itauera – Boa Esperança em regime normal de operação no Cenário 2 Carga média a partir do ano de 2028;

Em relação a sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da SE Teresina, como esse problema é observado apenas no final do horizonte de análise, a EPE irá acompanhar o carregamento dessa transformação de fronteira nos próximos ciclos do PDE.

6.6.1. Violações de Carregamento

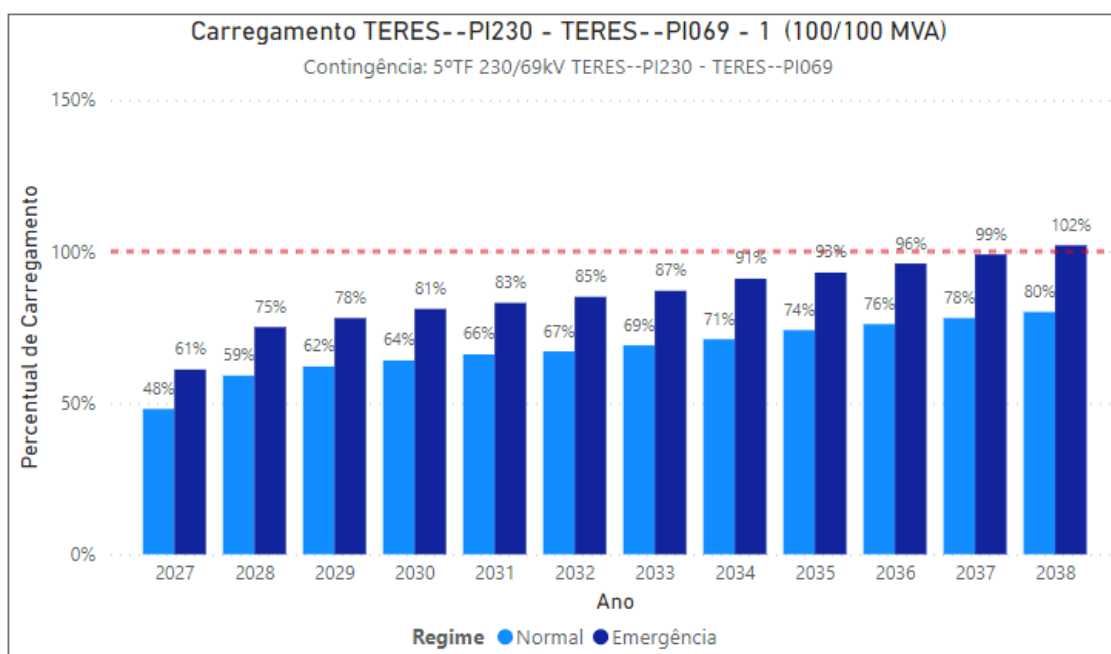


Figura 6-39 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Teresina TR1 230/69 kV

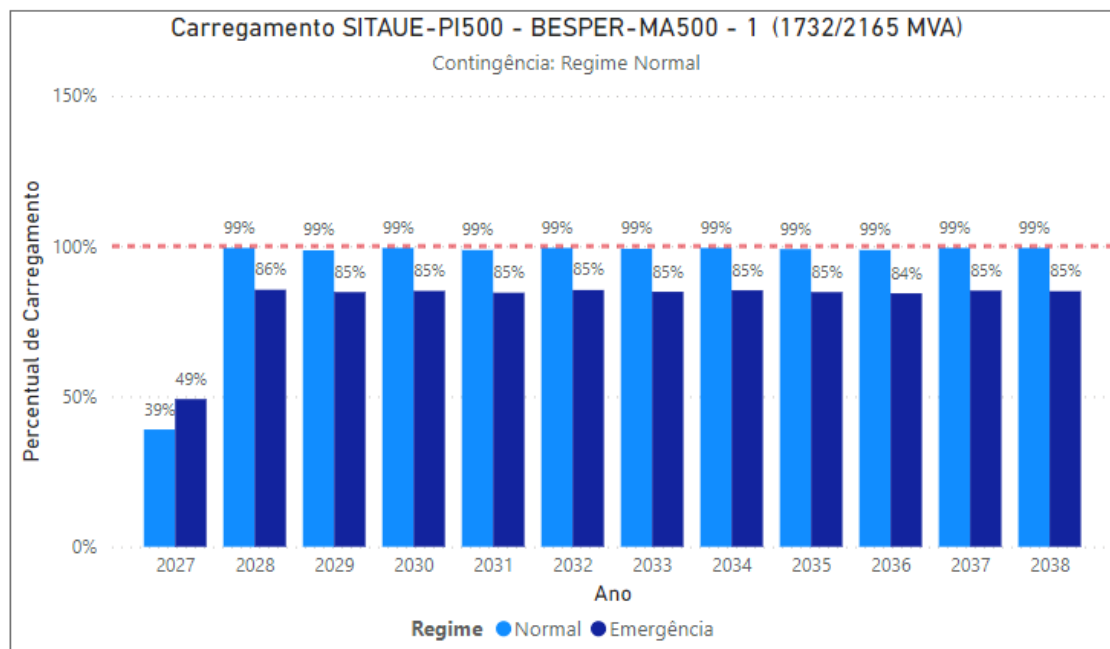


Figura 6-40 – Cenário 2 – Carga Média – LT 500 kV Sol de Itauera – Boa Esperança

6.7. Estado do Rio Grande do Norte

É importante ressaltar que a grande quantidade de obras que foram recomendadas no estado do Rio Grande do Norte nos últimos anos, estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2033 e afetam os resultados obtidos nas avaliações de desempenho elétrico.

Este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga na Linhas de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 em condição de operação N-1, durante o patamar de carga média do Cenário 2, nos anos de 2027 a 2038;
- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2, nas condições de operação normal e N-1, durante o patamar de carga média do Cenário 2, no ano de 2027, apenas. Essa violação desaparece com as obras estruturantes recomendadas recentemente pela EPE, com entrada em operação considerada no ano de 2028;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Extremoz II, em condição de operação N-1, durante o patamar de carga pesada do Cenário 3, nos anos de 2029 a 2038.

6.7.1. Violações de Carregamento

Foram verificados problemas de sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Lagoa Nova – Paraíso C2 e Paraíso – Campina Grande II C1 e C2 e de sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Extremoz II.

A conexão entre as Subestações Lagoa Nova II e Paraíso é realizada por meio de dois circuitos simples de 230 kV com capacidade de potência de 554/697 MVA e 299/299 MVA. Foram encontradas sobrecargas no Circuito 2, durante o patamar de carga média, em condição de operação N-1, nos anos de 2027 a 2038, conforme mostra a Figura 6-41.

As Linhas de Transmissão 230 kV Paraíso – Campina Grande II C1 e C2 foram construídas em torres de circuitos duplo. Cada circuito possui capacidade de 251/317 MVA de potência. Foram observadas sobrecargas durante o patamar de carga média, em condição de operação N-1, no ano de 2027, como mostra a Figura 6-42.

A Subestação Extremoz II é equipada com dois transformadores 230/69 kV, com capacidade de potência de 150/180 MVA. As sobrecargas foram identificadas durante o patamar de carga pesada, em condição de operação N-1, nos anos de 2029 a 2038, conforme apresentado na Figura 6-43.

As violações observadas nas Linhas de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 e Paraíso – Campina Grande II já haviam sido identificadas no ciclo anterior do PDE 2032. Além disso, o PAR/PEL 2023 – Ciclo 2024-2028 alerta para os seguintes problemas, em cenários de elevada geração eólica

e fotovoltaica no Rio Grande do Norte: (i) Possibilidade de sobrecarga na Linha de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2, na contingência da Linha de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C1; (ii) Possibilidade de sobrecarga em condição normal nas Linhas de Transmissão 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2; (iii) Possibilidade de sobrecarga no circuito remanescente na contingência de uma das Linhas de Transmissão 230 kV Campina Grande II – Paraíso; e (iv) Possibilidade de sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 na contingência da LT 500 kV Campina Grande III - Ceará Mirim II C1 ou C2.

Cabe destacar que as violações operativas identificadas nas Linhas de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 e Campina Grande II – Paraíso C1 e C2 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 apontam 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.

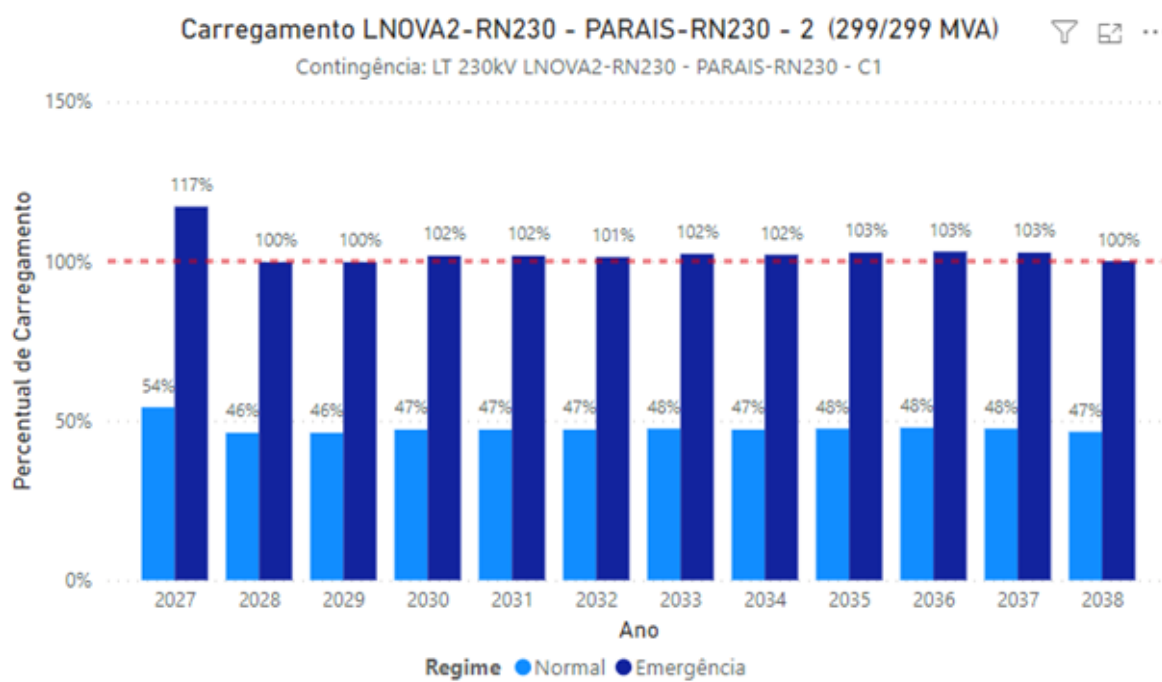


Figura 6-41 – Cenário 2 – Carga Média – LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2

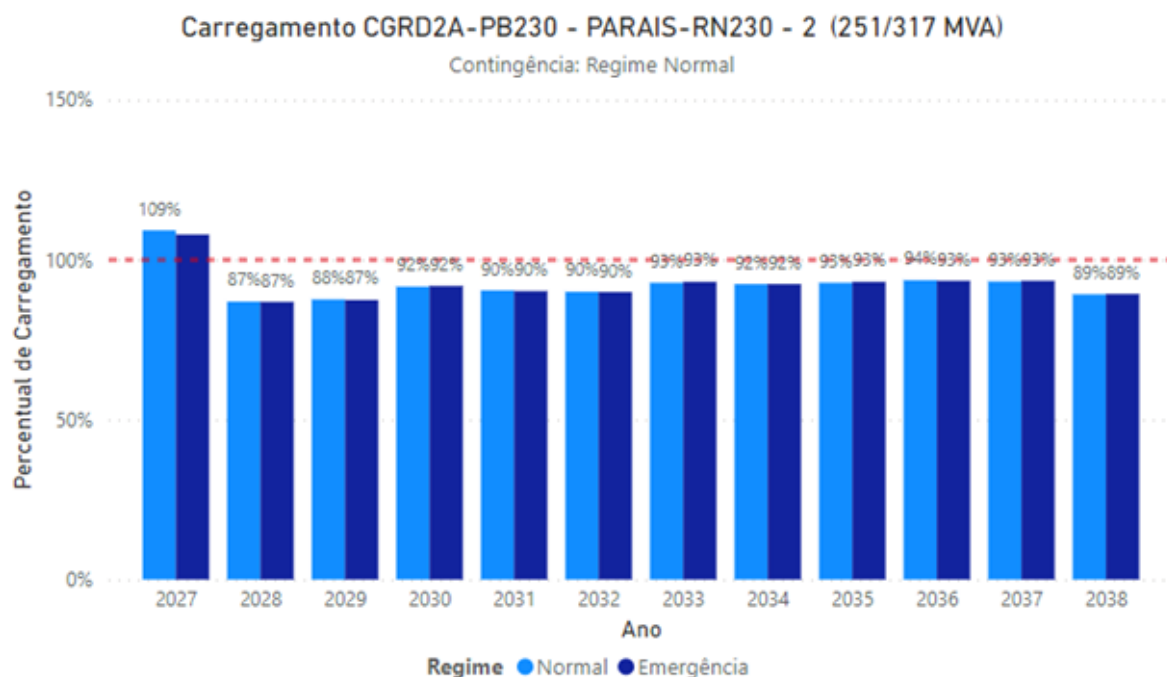


Figura 6-42 – Cenário 2 – Carga Média – LTs 230 kV Campina Grande II – Paraíso C1/C2

Sobre o problema de sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Extremoz II, cabe destacar que essa violação já havia sido visualizada nos casos de trabalho do ciclo anterior do PDE 2032, e nas avaliações do PAR/PEL 2023 – Ciclo 2024-2028, o carregamento da Subestação Extremoz II atinge 93% no ano de 2028. Dessa forma, o ONS recomendou a transferência definitiva de cargas para a Subestação João Câmara II, de modo a eliminar as sobrecargas verificadas.

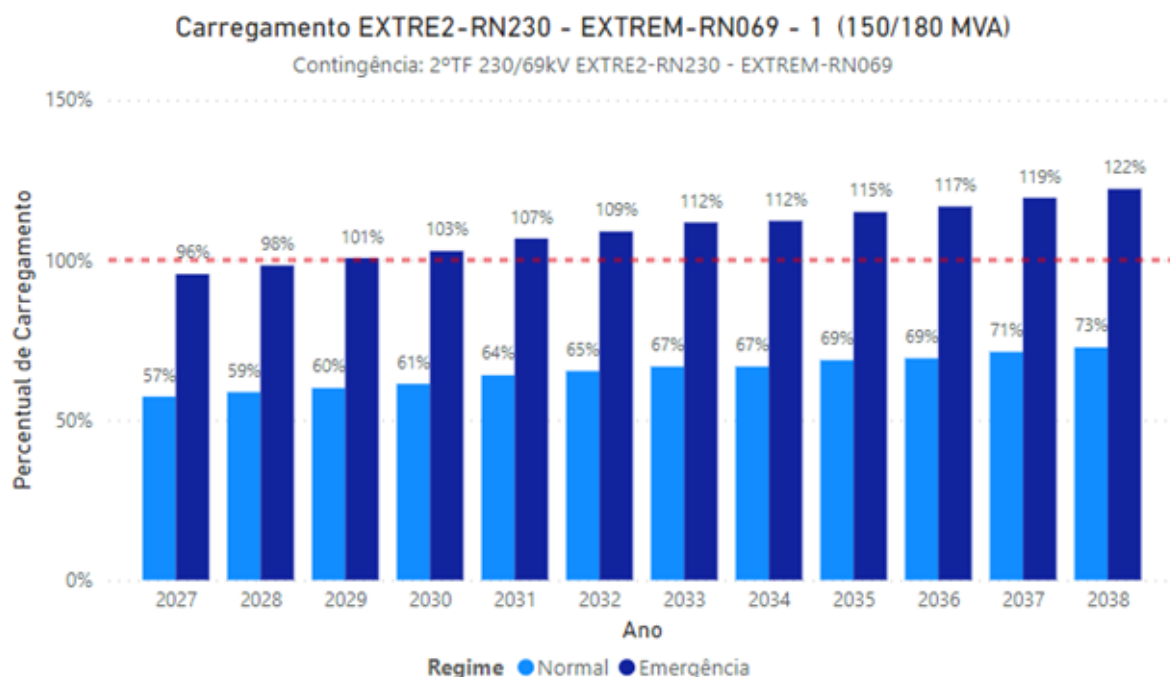


Figura 6-43 – Cenário 3 – Carga Pesada – SE Extremoz II 230/69 kV T1/T2

6.8. Estado de Sergipe

É importante ressaltar que a grande quantidade de obras que foram recomendadas no estado de Sergipe nos últimos anos, estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2033 e afetam os resultados obtidos nas avaliações de desempenho elétrico.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, 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 2033 – 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
- [14]. EPE-DEE-RE-022/2023-rev0 – “Diagnóstico Regional da Rede Elétrica – PDE 3032 – Volume II: GET Nordeste” – EPE – Maio/2023
- [15]. Resolução Normativa ANEEL nº 1.065, de 11 de julho de 2023.

- [16]. “Orientações para os Estudos de Acesso nas Regiões Norte/Nordeste” – ONS – Maio/2024
- [17]. EPE-DEE-RE-042/2024-rev0 – “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I” – EPE – Julho/2024
- [18]. Empresa de Pesquisa Energética, “Programa de Expansão da Transmissão (PET/PELP),” EPE, 2024. [Online]. <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/pet-pelp>. [Acesso em maio 2024].