

RELATÓRIO

**DIAGNÓSTICO REGIONAL
PDE 2033**

VOLUME IV – GET SUDESTE

**MINAS GERAIS
RIO DE JANEIRO
ESPÍRITO SANTO**

SETEMBRO DE 2024

■ Colaboradores

RELATÓRIO

EPE-DEE-RE-025/2024-REV0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Lucas Simões de Oliveira

Equipe Técnica

Armando Leite Fernandes

Bruno Cesar Mota Maçada

Davi Jose Alvarez Magalhaes

Joao Mauricio Caruso

Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira

Tiago Veiga Madureira

Thiago Lima Soares Mourão (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

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

-

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

SUMÁRIO

SUMÁRIO	5
1 INTRODUÇÃO	8
2 CONCLUSÕES	9
3 RECOMENDAÇÕES.....	11
3.1 Rio de Janeiro	11
3.2 Espírito Santo	11
3.3 Minas Gerais.....	12
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	13
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	13
4.1.1 Rio de Janeiro	14
4.1.2 Espírito Santo	15
4.1.3 Minas Gerais.....	16
4.2 Evolução da Expansão da Geração	17
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão	18
5 CENÁRIOS ANALISADOS	20
5.1 Rio de Janeiro e Espírito Santo.....	20
5.1.1 Cenário 1: Nordeste Exportador (Norte Seco) – Carga Média	20
5.1.2 Cenário 1-A: Nordeste Exportador (Norte Seco) – Carga Média – Bipolos elevados.....	21
5.1.3 Cenário 1-B: Nordeste Exportador (Norte Seco) – Carga Média – Elevada geração térmica	21
5.1.4 Cenário 1-C: Nordeste Exportador (Norte Seco) – Carga Média – Bipolos elevados e abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2	22
5.1.5 Cenário 2: Elevado despacho térmico (Norte Úmido) – Carga Pesada	22
5.1.6 Cenário 2-A: Elevado despacho térmico (Norte Úmido) – Carga Pesada	22
5.1.7 Cenário 3: Elevado despacho térmico (Norte Úmido) – Carga Pesada	22
5.1.8 Cenário 3-A: Elevado despacho térmico (Norte Úmido) – Carga Pesada	23
5.2 Minas Gerais.....	24
5.2.1 Cenário 1-A: Carga Média com máxima exportação do submercado Nordeste	24
5.2.2 Cenário 1-B: Carga Pesada com máxima exportação do submercado Nordeste.....	24
5.2.3 Cenário 2-A: Carga Média com máxima exportação do submercado Norte	24
5.2.4 Cenário 2-B: Carga Pesada com máxima exportação do submercado Norte	25
5.2.5 Cenário 3: Carga de final de semana com elevada geração fotovoltaica no estado de MG.	25
5.2.6 Cenário 4: Baixo carregamento na rede básica no estado de MG para avaliação de sobretensões.....	25
6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA RIO DE JANEIRO E ESPÍRITO SANTO	26
6.1 Estado do Rio de Janeiro	26
6.1.1 Malha em 345 kV da Região Norte Fluminense	26
6.1.2 Malha em 500 kV da Região Norte Fluminense	32
6.1.3 Demais Instalações de Transmissão (DITs).....	34
6.1.4 Rede de Distribuição	37
6.1.5 Acompanhamento de destaques do ciclo 2032	38
6.2 Estado do Espírito Santo	41
6.2.1 Malha em 345 kV da Região Metropolitana de Vitória.....	41
6.2.2 Transformações da Rede Básica e Fronteira	43
6.2.3 Rede de Distribuição	44
7 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA MINAS GERAIS	47
7.1 Área Norte.....	47
7.2 Área Central e Mantiqueira	49
7.3 Área Sul	51
7.4 Área Leste.....	52
7.5 Área Triângulo Mineiro	59
7.6 Suporte de reativos na Rede Básica.....	62

■ Lista de Figuras

Figura 4-1 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado do Rio de Janeiro	14
Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado do Espírito Santo	15
Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado de Minas Gerais	16
Figura 4-4 - Mapa geolétrico do estado do Rio de Janeiro	18
Figura 4-5 - Mapa geolétrico do estado do Espírito Santo	18
Figura 4-6 - Mapa geolétrico do estado de Minas Gerais	19
Figura 6-1 – Sistema de transmissão em 345 kV da região Norte Fluminense	26
Figura 6-2 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2.....	27
Figura 6-3 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C3, em regime normal e na contingência do C1.....	28
Figura 6-4 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2.....	28
Figura 6-5 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C3, em regime normal e na contingência do C1.....	29
Figura 6-6 - Carregamento da LT 345 kV Lagos - Comperj, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.	29
Figura 6-7 - Carregamento da LT 345 kV Lagos - Comperj, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.	30
Figura 6-8 - Carregamento da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj.	31
Figura 6-9 - Carregamento da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj.	31
Figura 6-10 - Sistema de transmissão da região Norte Fluminense	32
Figura 6-11 - Carregamento da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2.	33
Figura 6-12 - Carregamento da LT 500 kV Lagos – Terminal Rio C1, em regime normal e na contingência do C2.	33
Figura 6-13 - Carregamento da LT 138 kV São José – Imburiê C1, em regime normal e na contingência do C2.	35
Figura 6-14 - Carregamento da LT 138 kV Casimiro de Abreu – Rocha Leão, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.....	35
Figura 6-15 - Carregamento da LT 138 kV Angra – Angra, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Angra – Jacuacanga.....	36
Figura 6-16 - Carregamento da transformação 138/69 kV da SE Itavaia, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Leopoldina - Lagos.	37
Figura 6-17 - Carregamento da LT 138 kV Santa Cruz – Marinha, em regime normal e na contingência da transformação 500/138 kV da SE Angra.....	38
Figura 6-18 - Carregamento da transformação 500/138 kV da SE Nova Iguaçu, em regime normal e na contingência de um dos bancos da outra semi-barra.	38
Figura 6-19 - Carregamento do transformador 2B de Jacarepaguá 345/138 kV, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.....	39
Figura 6-20 - Carregamento do transformador 2B de Jacarepaguá 345/138 kV, em regime normal e na contingência da transformação 500/138 kV da SE Angra	39
Figura 6-21 – Sistema em 345 kV da Região Metropolitana de Vitória	41
Figura 6-22 - Carregamento da LT 345 kV Viana 2 – Viana C1, em regime normal e na contingência do C2.	41
Figura 6-23 - Carregamento da LT 345 kV Viana – Vitória, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Rio Novo do Sul - Viana.	42
Figura 6-24 - Carregamento da transformação 500/345 kV da SE Viana 2, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	43
Figura 6-25 - Carregamento da transformação 230/138 kV da SE Verona, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	44
Figura 6-26 – Carregamento da LT 138 kV Alto Lage - Ceasa, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória.	44
Figura 6-27 - Carregamento da LT 138 kV Ceasa - Viana, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana – Vitória.	45
Figura 6-28 - Carregamento da transformação 138/69 kV da SE Nova Venécia, em regime normal e na contingência da transformação 230/138 kV da SE São Mateus.....	45
Figura 6-29 - Carregamento da transformação 138/69 kV da SE São Mateus, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Governador Valadares - Verona.	46
Figura 7-1 – Carregamento do transformador remanescente da SE 230/138 kV Jaíba na contingência do transformador paralelo	47
Figura 7-2 – Carregamento da SE 230/138 kV Janaúba 3 em condição normal de operação	47
Figura 7-3 – Carregamento do transformador remanescente da SE 345/138 kV Pirapora 2 na contingência do transformador paralelo	48

Figura 7-4 – Carregamento dos transformadores remanescentes SE 500/138 kV Paracatu 4 na contingência de um dos transformadores	48
Figura 7-5 – Carregamento na SE 500/345 kV Buritizeiro 3 na contingência de um dos transformadores 500/345 kV da SE Pirapora 2	49
Figura 7-6 – Carregamento da LT 345 kV Betim 6 - Barreiro na contingência da LT 345 kV Betim 6 - Sarzedo	49
Figura 7-7 – Carregamento da LT 345 kV Betim 6 – Neves 1 na contingência da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Betim 6	49
Figura 7-8 – Carregamento da LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba na contingência da LT 345 kV Itutinga - Jeceaba	50
Figura 7-9 – Carregamento da LT 345 kV Jeceaba - Itabirito 2 C1 na contingência do C2	50
Figura 7-10 – Carregamento da LT 345 kV Itabirito 2- Ouro Preto 2 na contingência da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Barro Branco	50
Figura 7-11 – Carregamento do SE 500/345 kV Santos Dumont em condição normal de operação	51
Figura 7-12 – Carregamento da LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas em condição normal de operação	51
Figura 7-13 – Carregamento da LT 345 kV Poços - Guarulhos C1 em condição normal de operação	52
Figura 7-14 - Esquemático da SE 230/13,8 kV Timóteo	53
Figura 7-15 – Localização SE 230/13,8 kV Timóteo	54
Figura 7-16 – Sistema 13,8 kV da região de Timóteo e Coronel Fabriciano	55
Figura 7-17 – Nova LT 230 kV Mesquita-Timóteo 2 e Nova SE 230/69 kV Timóteo 2	56
Figura 7-18 – Sistema de 13,8 kV da região de Timóteo e Coronel Fabriciano	57
Figura 7-19 – Obras propostas pela CemigGT na SE 230/13,8 kV Timóteo	58
Figura 7-20 – Carregamento da SE 345/138 kV Jaguará na contingência da LT 500 kV Estreito – Cacheira Paulista C2 ..	60
Figura 7-21 – Carregamento SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 na contingência da LT 345 kV Poços de Caldas – Guarulhos C2	60
Figura 7-22 – Carregamento da SE 345/138 kV Uberlândia 10 na contingência da LT 500 kV Marimbondo – Assis	61
Figura 7-23 – Carregamento da LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2 – cenário 1A	61
Figura 7-24 – Carregamento da LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2 – cenário 2A	61
Figura 7-25 – Carregamento da LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2 – cenário 1B	62
Figura 7-26 – Carregamento da LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2 – cenário 3	62
Figura 7-27 – Tensão SE 500 kV Leopoldina em condição normal de operação	63
Figura 7-28 – Tensão SE 500 kV Nova Ponte 3 em condição normal de operação	63
Figura 7-29 – Tensão na SE 500 kV Paracatu 4 em condição normal de operação	64
Figura 7-30 – Tensão na SE 500 kV Pirapora 2 em condição normal de operação	64

■ Lista de Tabelas

Tabela 4-1 - Geração considerada nos estados do GET Sudeste	17
Tabela 5-1 – Cenários de atendimento ao Rio de Janeiro e Espírito Santo	20
Tabela 5-2 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso MNS	21
Tabela 5-3 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso MNS	21
Tabela 5-4 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso PNU	22
Tabela 5-5 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso PNS	23
Tabela 5-6 - Cenários adicionais de atendimento ao estado de Minas Gerais	24
Tabela 6-1 – Lista de DITs do Rio de Janeiro	34

1 INTRODUÇÃO

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

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

O presente ciclo de diagnóstico utiliza como ponto de partida a base de dados elétricos do SIN [1], disponibilizada pela EPE no âmbito do Plano Decenal de Energia - PDE 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

2 CONCLUSÕES

Após as simulações e atualizações de cenários para a carga e geração foi possível traçar um diagnóstico de longo prazo para as unidades federativas do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais, no qual avaliou-se as condições de atendimento da rede existente e do sistema planejado. O diagnóstico identificou algumas restrições de carregamento e de tensão, que serão tratadas ao longo da programação de atividades do GET.

No estado do **Rio de Janeiro**, foram identificados problemas no sistema de 345 kV da região Norte Fluminense nos anos de 2027 e 2028, tanto em regime normal de operação quanto na contingência de circuitos da região. Também foram verificadas sobrecargas no ano de 2027, em condições de contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Campos 2/Lagos/Terminal Rio, no circuito paralelo remanescente. A entrada em operação da LT 500 kV Terminal Rio - Leopoldina – Governador Valadares C1 e C2, prevista para meados de 2029, elimina essas sobrecargas. Em relação às DITs (Demais Instalações de Transmissão), foram apontados problemas nas LTs 138 kV São José/Imbariê, Rocha Leão/Magé e Angra/Angra além da transformação 138/69 kV da SE UTEC. Sobre os problemas de sobrecargas nas transformações de Nova Iguaçu 500/138 kV e Jacarepaguá 345/138 kV, apontados no Diagnóstico do PDE 2032, ambos não foram constatados no Diagnóstico atual, de modo que as fronteiras em questão serão monitoradas para programação oportuna de estudos.

No estado do **Espírito Santo**, foram identificadas sobrecargas nos bancos de transformadores de Viana 500/345 kV e Verona 230/138 kV, quando da perda de bancos paralelos, a partir de 2028 e 2037 respectivamente. Também foram verificados problemas em condições de contingência nas LTs 345 kV Viana/Viana 2 em 2027 e na LT 345 kV Viana/Vitória, em todo o horizonte simulado. Em relação ao sistema em 138 kV, foram observados problemas na região de Viana e nas transformações 138/69 kV de Nova Venécia e São Mateus.

No estado de **Minas Gerais**, foi identificada a necessidade de avaliação de possíveis sobrecargas nas LTs 345 kV da área Central e da região Metropolitana, além da SE 500/345 kV Santos Dumont, no sentido de se verificar a compatibilidade das capacidades dessas linhas em relação aos esperados fluxos em cenários de elevada exportação da região nordeste para a região sudeste. Vislumbrou-se, também, a necessidade de avaliação dos níveis de tensão na rede básica do estado, principalmente quanto a problemas de subtensão. Esta avaliação deverá estar harmonizada com as futuras alternativas de ampliação das interligações regionais, como a concepção de um novo Bipolo da região Nordeste para a região Sudeste, ou mesmo para a região Sul do país. Outra constatação foi a necessidade de acompanhamento junto ao GET São Paulo com relação as alternativas concebidas por esse GET para solucionar problemas específicos para atendimento à região da grande São Paulo, verificando-se os impactos que essas alternativas terão no carregamento do eixo 345 kV Furnas-Poços-Guarulhos. Esta avaliação faz-se necessária, uma vez que esse eixo apresenta elevados valores de carregamento mesmo em condição normal de operação. Outra questão importante a ser avaliada é referente a necessidade de reforços ou ampliações nas SEs de fronteira na região norte do estado, especificamente com relação as SEs: Jaíba, Janaúba 3, Pirapora 2 e Paracatu 4, além da SE 500/345 kV Buritizeiro 3. Esta necessidade deverá ser avaliada considerando-se o tempo de

permanência estimado dos cenários críticos versus os investimentos necessários. Para tal análise há de se discutir os critérios de montagem desses cenários, bem como será necessária uma reavaliação em função da efetiva implantação dos empreendimentos fotovoltaicos na região. Reforça esta decisão a necessidade de adequação dos respectivos MUSTs, uma vez que empreendimento mesmo contratados podem não se tornar realidade na prática. Outra questão é o corte de geração por questões energéticas, uma vez que, pode não ser possível alocar toda geração fotovoltaica disponível em períodos de baixa demanda, devido a necessidade do equilíbrio carga x geração. Com relação a região Leste, constatou-se a necessidade de atualização dos casos do PD em relação a topologia e carga, tanto dos consumidores cativos, como dos consumidores livres, de modo a se verificar a conformidade da rede local. Ressalta-se que todas essas avaliações citadas deverão estar harmonizadas com as informações do SGPMR 2024, referentes ao final de vida útil técnica dos equipamentos da rede básica e de DITs, procurando-se determinar investimentos de modo mais otimizado possível.

3 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2033 para o GET Sudeste, bem como as ponderações efetuadas ao longo dos capítulos 6 e 7, identificaram-se regiões candidatas a estudos futuros.

Esses estudos, apresentados a seguir, deverão ser oportunamente programados junto ao MME. Ressalta-se, no entanto, que alguns deles já constam na Programação de Estudos de 2024, recentemente aprovada pelo MME.

3.1 Rio de Janeiro

- 1) Acompanhar o desempenho do sistema em 345 kV entre Macaé e a região metropolitana do Rio de Janeiro, que opera com elevados carregamentos em grande parte do horizonte analisado. Também deve-se analisar os impactos gerados pela abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2 no sistema em 500 kV da região Norte Fluminense;
- 2) Acompanhar, de forma conjunta com Eletrobras Furnas, o desempenho das DITs São José/Imbariê, Magé/Rocha Leão e Angra/Angra e da transformação de UTEC 138/69 kV;
- 3) Acompanhar, de forma conjunta com a distribuidoras LIGHT, o desempenho das LTs 138 kV da região de Santa Cruz, afetadas por contingências de equipamentos pertencentes à Rede Básica, que apresentam problemas a partir de 2032;

3.2 Espírito Santo

- 1) Realizar estudo de soluções estruturais para eliminação das sobrecargas na LT 345 kV Viana/Vitória, incluindo avaliações relacionadas aos fatores limitantes existentes;
- 2) Avaliar, de forma conjunta com o ONS, o desempenho da transformação 500/345 kV de Viana 2, que apresenta sobrecargas a partir de 2028 em condições de emergência de um dos bancos;
- 3) Avaliar o desempenho da transformação 230/138 kV de Verona, que apresenta sobrecargas a partir de 2037 em condições de emergência de um dos bancos;
- 4) Acompanhar, de forma conjunta com a EDP-ES, o desempenho das LTs 138 kV da região de Viana afetadas por contingências de equipamentos pertencentes à Rede Básica, que apresentam problemas a partir de 2027;
- 5) Que a EDP-ES avalie a pertinência da montagem de cenários alternativos com maior penetração da MMGD em sua área de concessão. Tais cenários podem ser internalizados no planejamento setorial para uma melhor antecipação de novas análises.

3.3 Minas Gerais

- 1) Solucionar sobrecargas identificadas em LTs de 345 kV das regiões Central do estado e da Mantiqueira, além da SE 500/345 kV Santos Dumont;
- 2) Verificar a necessidade de instalação de equipamentos de suporte de reativos na rede básica do estado, compatibilizando-se esta necessidade com futuras ampliações das interligações regionais;
- 3) Acompanhamento do estudo do GET São Paulo com relação ao atendimento à Grande São Paulo, de modo a se verificar os impactos no carregamento do eixo de 345 kV Furnas-Poços-Guarulhos e propor alternativas para redução do carregamento deste eixo, se necessário;
- 4) Avaliação referente a necessidade de reforços ou ampliações nas SEs de fronteira na região Norte do estado, especificamente com relação as SEs: Jaíba, Janaúba, Pirapora 2 e Paracatu 4, além da SE 500/345 kV Buritizeiro 3, reavaliando-se os critérios para montagem dos cenários críticos, bem como acompanhar a efetiva implantação dos empreendimentos fotovoltaicos na região;
- 5) Necessidade de atualização dos casos do Plano Decenal em relação a topologia e carga da região Leste do estado, para se verificar a conformidade da rede local;

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 e benefícios da rede 500 e 345 kV que engloba a região Sudeste.
- Adicionalmente, ressalta-se que todas essas avaliações citadas deverão estar harmonizadas com as informações do SGPMR 2024;
- 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.

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema elétrico dos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais é formado por uma extensa malha de transmissão de Rede Básica com tensões de 500 kV, 345 kV e 230 kV. Completam ainda o sistema analisado Demais Instalações de Transmissão (DIT) nas tensões de 138 kV e 69 kV.

Os maiores centros de consumo da abrangência do GET estão localizados nas proximidades das regiões metropolitanas do Rio de Janeiro, Vitória e Belo Horizonte. As figuras a seguir apresentam a evolução das previsões de carga encaminhadas pelas distribuidoras e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2033. Esses casos de trabalho também contam com previsões de crescimento do mercado para os anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal, no período de 2034 a 2038.

Para permitir um maior detalhamento das informações, o GET Sudeste foi dividido em três áreas de interesse, uma para cada unidade da federação envolvida, ilustradas com seus respectivos sistemas de transmissão na Figura 4-4, Figura 4-5 e Figura 4-6. Destaca-se que o estado de São Paulo é objeto de um GET à parte, portanto, não será analisado nesse documento.

4.1 Evolução da Expansão do Mercado

No estado do Rio de Janeiro verificou-se aumento médio da ordem de 1% nos patamares de carga pesada e leve e de 1,7% no patamar de carga média. O patamar de carga média é o mais crítico para o estado, em termos de carga bruta, ainda que, considerando-se a carga líquida, o patamar de carga pesada seja o de maior demanda. A potência instalada de MMGD varia de 1.100 MW em 2027 para 2.200 MW em 2038.

No estado do Espírito Santo, verificou-se aumento médio da ordem de 2% por ano em todos os patamares de carga. O patamar de carga média é o mais crítico para o estado. A potência instalada de MMGD varia de 260 MW em 2027 para 470 MW em 2038.

No estado de Minas Gerais, verificou-se uma projeção de crescimento médio da demanda de cerca de 2% ao ano em todos os patamares de carga. O patamar de carga média possui a maior demanda bruta, porém com a parcela de carga atendida localmente pela MMGD, a demanda líquida é reduzida consideravelmente.

Com base nas informações contidas nas informações a seguir, pode-se concluir que o patamar de carga pesada é o de maior demanda para o atendimento às cargas da Região Sudeste.

4.1.1 Rio de Janeiro

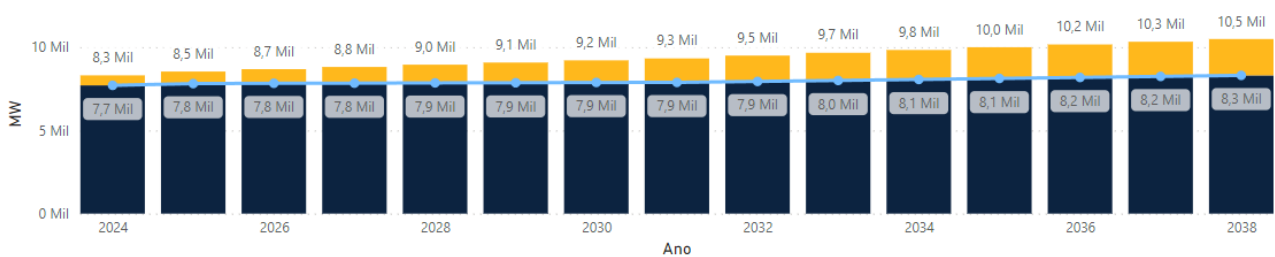
Patamar de carga PESADA

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



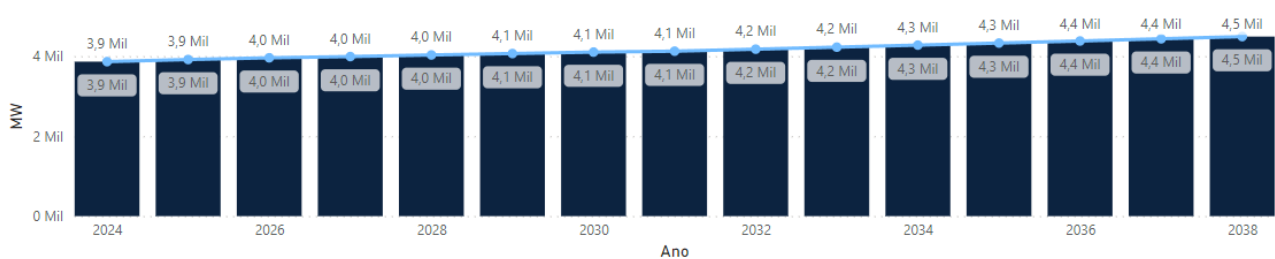
Patamar de carga MÉDIA

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



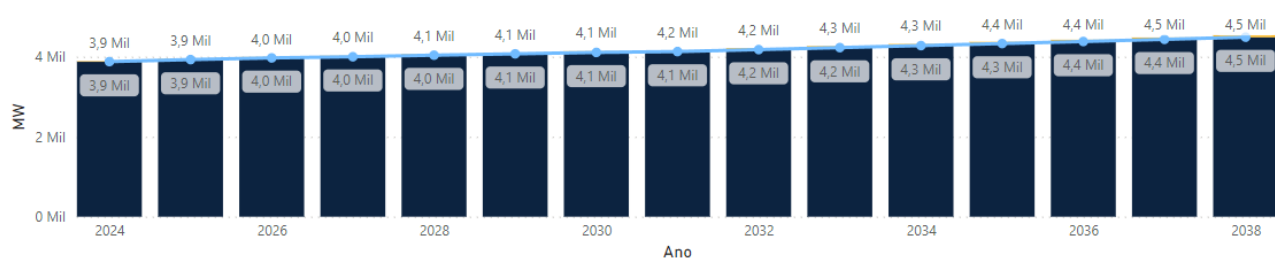
Patamar de carga LEVE

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



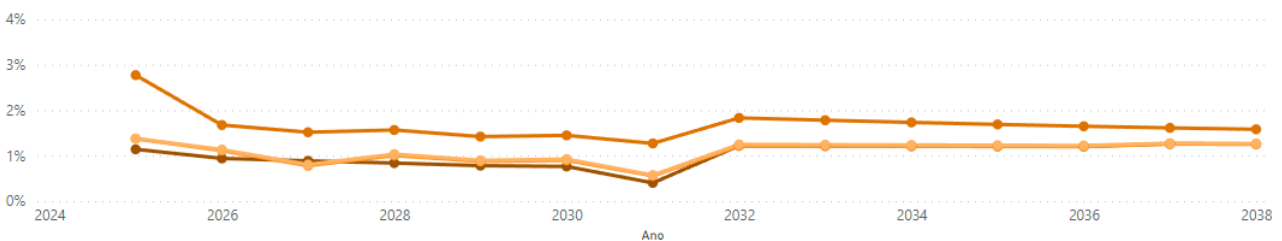
Patamar de carga MÍNIMA

● 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

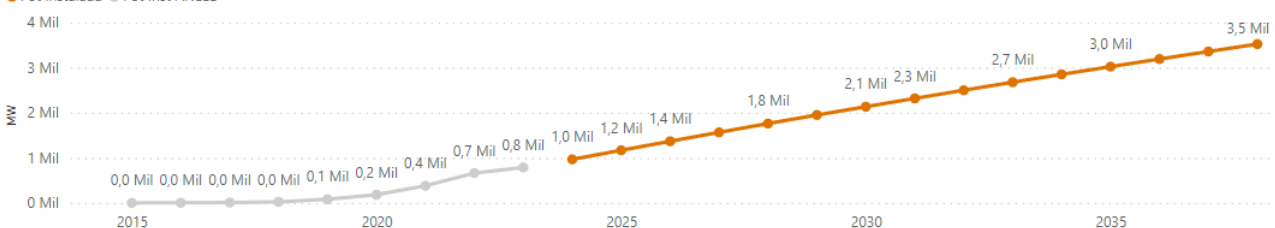
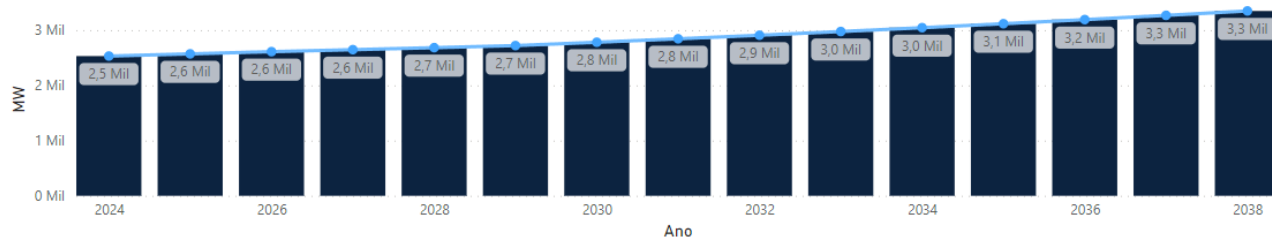


Figura 4-1 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado do Rio de Janeiro

4.1.2 Espírito Santo

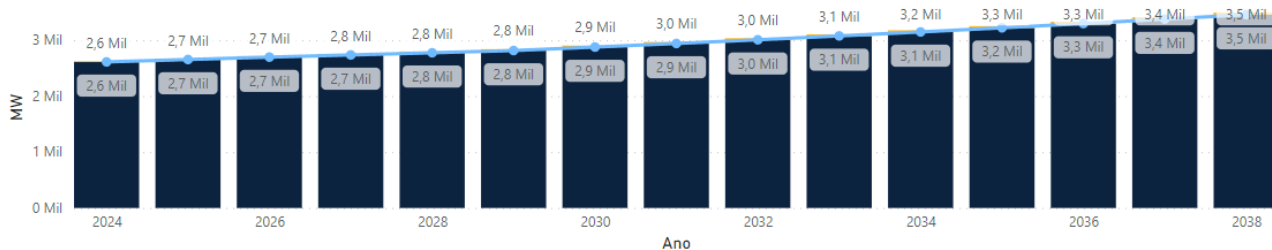
Patamar de carga PESADA

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



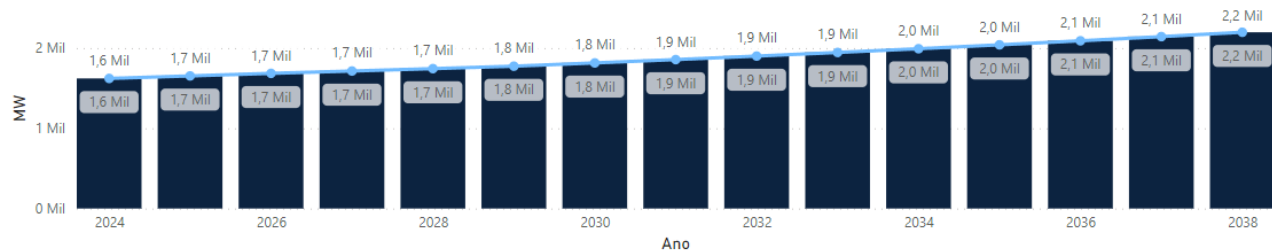
Patamar de carga MÉDIA

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



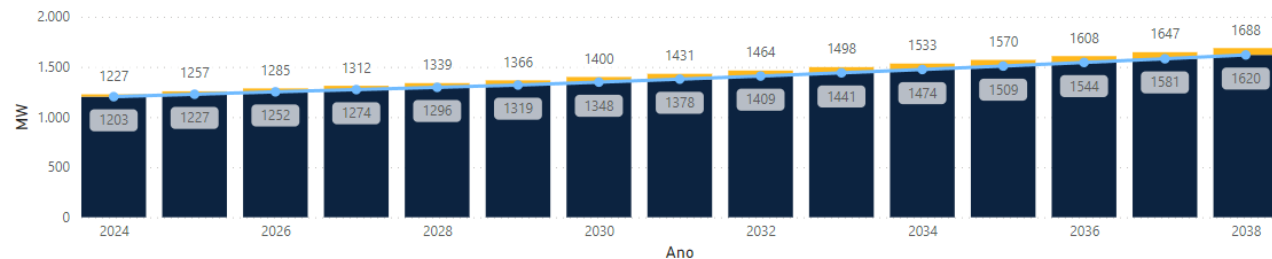
Patamar de carga LEVE

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



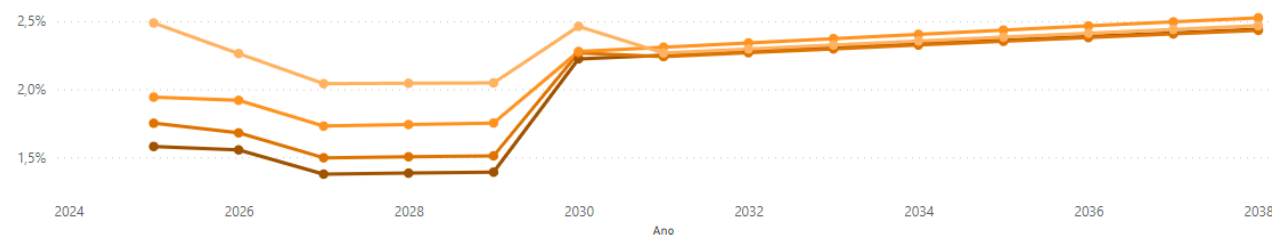
Patamar de carga MÍNIMA

● 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

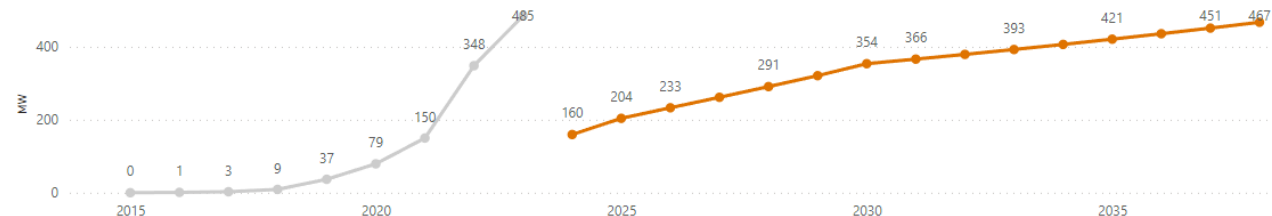
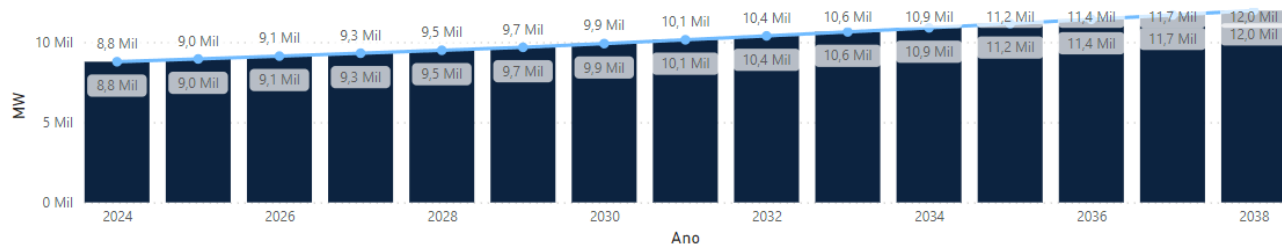


Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado do Espírito Santo

4.1.3 Minas Gerais

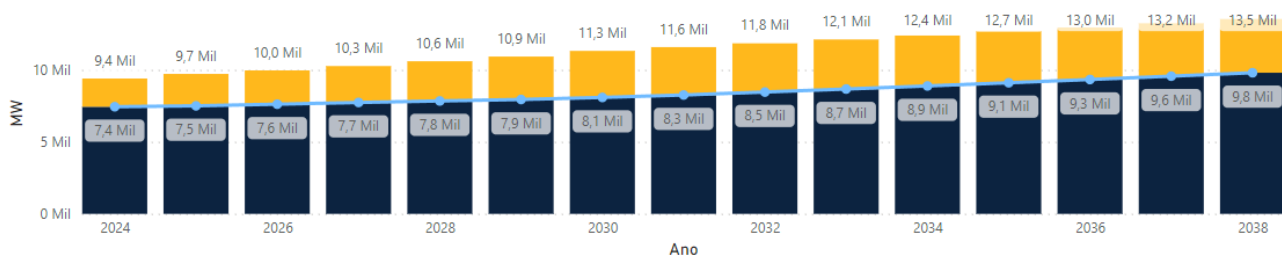
Patamar de carga PESADA

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



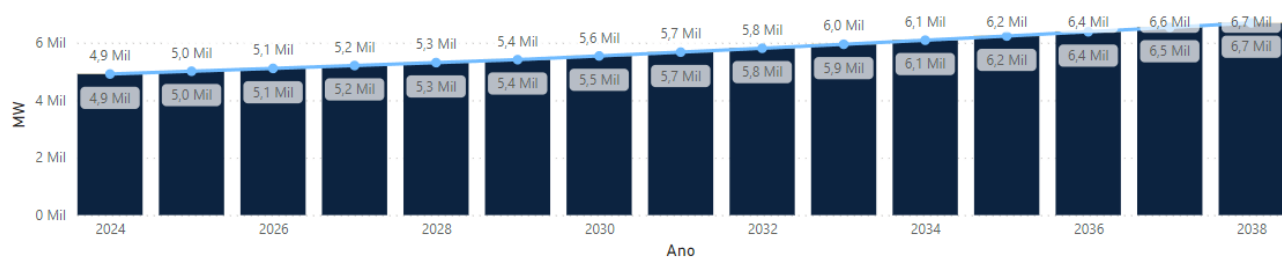
Patamar de carga MÉDIA

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



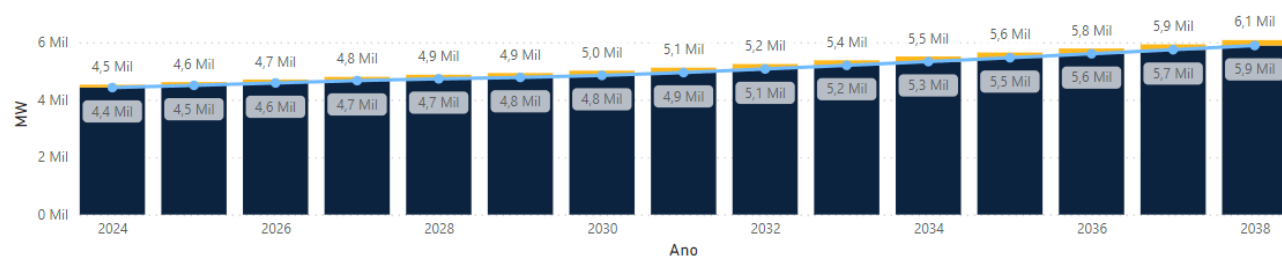
Patamar de carga LEVE

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



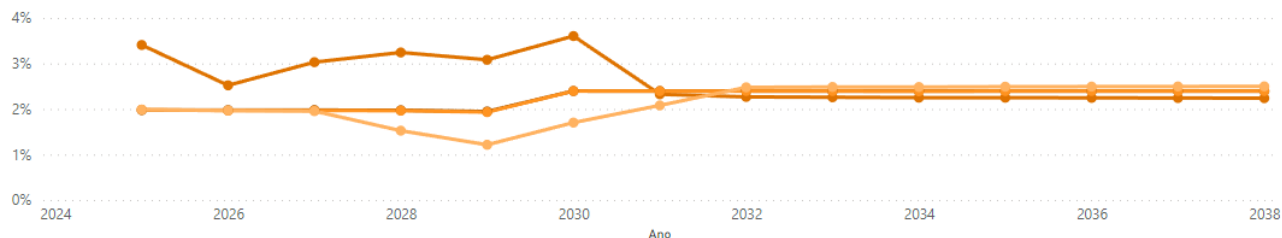
Patamar de carga MÍNIMA

● 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 4-3 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de Minas Gerais

4.2 Evolução da Expansão da Geração

A Tabela 4-1 a seguir mostra os valores referentes à capacidade instalada considerada nas análises, referentes a usinas em operação e já contratadas nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais.

Destaca-se uma participação considerável de usinas fotovoltaicas de médio/grande porte no estado de Minas Gerais, já representando cerca de 35,7% do total da potência instalada nos estados do GET Sudeste, seguida de usinas hidroelétricas, com cerca de 33,2% do total da potência instalada e usinas termelétricas com cerca de 20,2%.

Tabela 4-1 - Geração considerada nos estados do GET Sudeste

Fonte	ES (MW)	MG (MW)	RJ (MW)	Total (MW)	Total (%)
UFV	0	17.525	0	17.525	35,7%
UHE	154	14.803	1.348	16.304	33,2%
UTE	787	430	8.730	9.946	20,2%
UNE	0	0	2.007	2.007	4,1%
BIO	276	1.615	0	1.891	3,8%
PCH	247	905	288	1.441	2,9%
EOL	0	0	28	28	0,1%
TOTAL	1.464	35.278	12.401	49.143	100%

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

As Figuras Figura 4-4, Figura 4-5 e Figura 4-6 a seguir apresentam a configuração da rede existente e planejada nas áreas geoeletricas em análise.

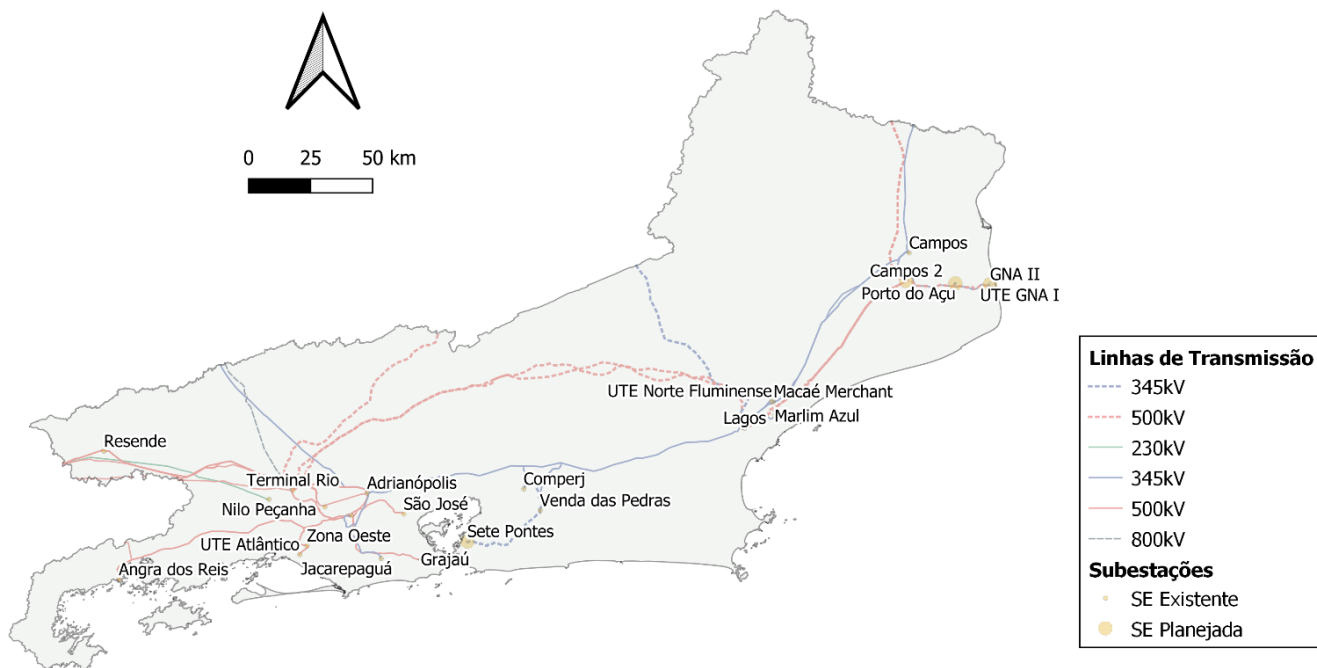


Figura 4-4 - Mapa geoeletrico do estado do Rio de Janeiro

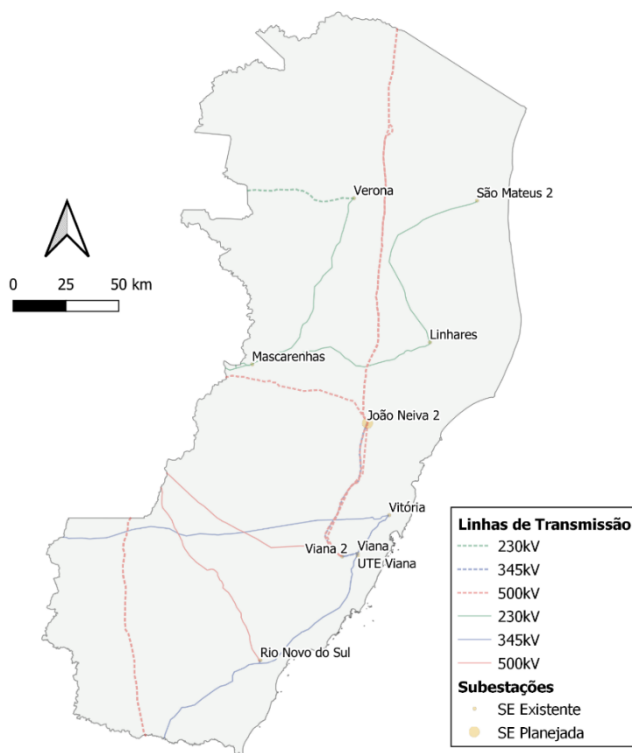


Figura 4-5 - Mapa geoeletrico do estado do Espírito Santo

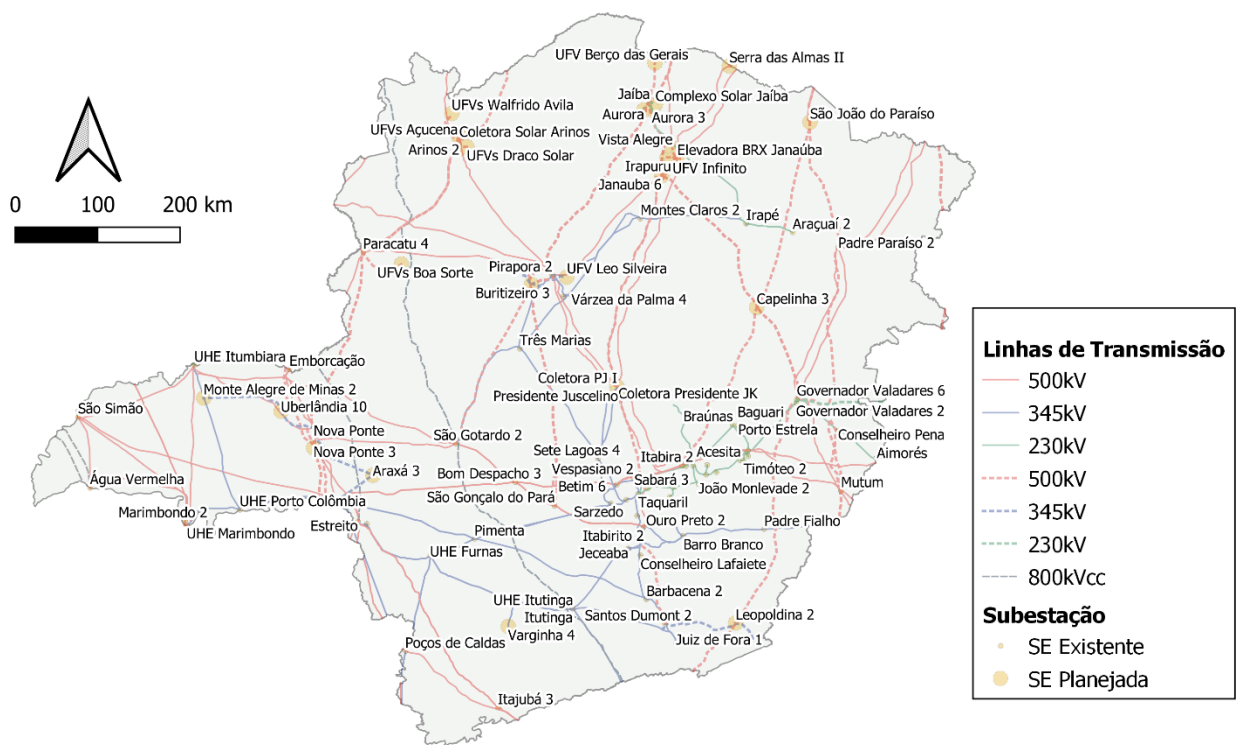


Figura 4-6 - Mapa geoeletrico do estado de Minas Gerais

5 CENÁRIOS ANALISADOS

5.1 Rio de Janeiro e Espírito Santo

Para a realização do diagnóstico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, a partir dos casos de referência do PDE 2033, foram avaliados 8 cenários de atendimento, para os quais alterações no despacho das usinas foram implementados para obter condições mais críticas de desempenho da rede.

O sistema elétrico desses estados possui uma topologia bastante malhada e é influenciado por fatores como o recebimento de energia da região Nordeste e de São Paulo e Minas Gerais, pelo despacho termelétrico da região e pela geração hidráulica das bacias dos Rios Paraíba do Sul, Doce e Mucuri.

A Tabela 5-1 sintetiza os cenários simulados, mais detalhes são apresentados nos itens a seguir.

Tabela 5-1 – Cenários de atendimento ao Rio de Janeiro e Espírito Santo

Rio de Janeiro e Espírito Santo
Cenário 1: Carga Média com máxima exportação do submercado Nordeste
Cenário 1-A: Carga Média com máxima exportação do submercado Nordeste e elevação do fluxo dos bipolos de Belo Monte
Cenário 1-B: Carga Média com máxima exportação do submercado Nordeste e elevado despacho térmico
Cenário 1-C: Carga Média com máxima exportação do submercado Nordeste e elevação do fluxo dos bipolos de Belo Monte e abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2
Cenário 2: Carga Pesada com elevado despacho térmico
Cenário 2-A: Carga Pesada com elevado despacho térmico com abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2
Cenário 3: Carga Média com elevada exportação do submercado Sul e Sudeste
Cenário 3-A: Carga Média com elevada exportação do submercado Sul e Sudeste com Angra III

5.1.1 Cenário 1: Nordeste Exportador (Norte Seco) – Carga Média

O cenário 1 tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período de elevada geração na região Nordeste. O despacho das fontes eólica e fotovoltaica foi mantido elevado e as usinas que fazem parte da bacia hidrográfica do Rio São Francisco tiveram despacho mantido em cerca de 3,5 GW. O patamar de carga selecionado foi o de carga média, período no qual a região Nordeste apresenta maior capacidade de geração devido a fonte fotovoltaica. Num recorte mais regional, foi simulada condição de média hidraulicidade na geração das bacias do Rio Paraíba do Sul e Doce/Mucuri. Essa condição visa também simular os altos carregamentos nas transformações de fronteira, no sentido da Rede Básica para a Distribuição.

Foram adotados os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 5-2, para cada uma das bacias hidrográficas da região.

Tabela 5-2 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso MNS

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	60 a 70	50
Grande	55 a 70	45 a 50
Paraíba do Sul	60 a 70	50
Paranaíba	55 a 70	45 a 50
São Francisco	20 a 35	35 a 45

Cabe ressaltar que o despacho térmico do Brasil foi feito considerando-se apenas a geração das usinas que declaram inflexibilidade. Nessa condição, os estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo apresentam cerca de 1,8 GW de geração, apenas 20% da capacidade instalada, quando considerado o ano inicial, 2027.

Além disso, o fluxo dos elos de Belo Monte para Terminal Rio e Estreito foi mantido no mínimo, cerca de 400 MW cada.

5.1.2 Cenário 1-A: Nordeste Exportador (Norte Seco) – Carga Média – Bipolos elevados

O cenário 1-A é uma variação do cenário 1, tendo como única diferença a elevação do fluxo dos elos de Belo Monte para 2500 MW cada. O objetivo desse cenário é estudar o comportamento do sistema regional quando do despacho elevado nos elos de Belo Monte para Terminal Rio e Estreito.

5.1.3 Cenário 1-B: Nordeste Exportador (Norte Seco) – Carga Média – Elevada geração térmica

O cenário 1-B é outra variação do cenário 1, tendo como objetivo analisar o comportamento da rede em períodos de crise hídrica somada a elevadas exportações da região Nordeste.

Dessa forma, a geração hidráulica de todo o país foi reduzida enquanto o despacho térmico da região, que inicialmente considerava apenas as usinas com declaração de inflexibilidade, foi elevado de forma a considerar cerca de 90% da capacidade instalada das usinas termelétricas do RJ-ES. Foram adotados os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 5-2, para cada uma das bacias hidrográficas da região.

Tabela 5-3 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso MNS

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	45 a 55	50
Grande	45 a 55	50 a 55
Paraíba do Sul	45 a 55	50
Paranaíba	45 a 55	50 a 55
São Francisco	20 a 35	35 a 45

5.1.4 Cenário 1-C: Nordeste Exportador (Norte Seco) – Carga Média – Bipolos elevados e abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2

O cenário 1-C é uma variação do cenário 1, tendo como únicas diferenças a elevação do fluxo dos elos de Belo Monte para 2500 MW cada e a abertura das LTs 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2 para controle do carregamento da malha em 345 kV da região de Macaé. O objetivo desse cenário é estudar o comportamento do sistema regional quando da adoção dessa medida operativa.

5.1.5 Cenário 2: Elevado despacho térmico (Norte Úmido) – Carga Pesada

O cenário 2 tem por objetivo analisar o comportamento do sistema em 345 kV compreendido entre as subestações de Adrianópolis e Vitória, bastante sensível a cenários de elevado despacho térmico. Com o objetivo de montar esse cenário crítico, optou-se pelo patamar de carga pesada, condição em que a geração fotovoltaica é praticamente nula. Além disso, foi adotado o cenário de geração Norte Úmido, no qual, além do elevado despacho das bacias da região Norte, a geração das eólicas da região Nordeste tende a ser reduzida. O despacho hidrelétrico das regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste foi mantido em aproximadamente 50 a 70% das respectivas capacidades instaladas. Nessas condições, a geração termelétrica se torna fundamental para o fechamento do balanço carga x geração, com despacho por ordem de mérito em todos os subsistemas.

Foram adotados os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 5-4, para cada uma das bacias hidrográficas citadas.

Tabela 5-4 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso PNU

Bacia Hidrográfica/Região	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	50 a 65	50
Paraíba do Sul	50 a 65	50
São Francisco	50 a 60	50
Norte	80 a 95	85
Sul/Sudeste	50 a 70	50

5.1.6 Cenário 2-A: Elevado despacho térmico (Norte Úmido) – Carga Pesada

O cenário 2-A tem por objetivo analisar o impacto da entrada do transformador 500/345 kV da SE GNA e da abertura dos 2 circuitos da LT 345 kV GNA I/Campos.

Foi adotado o mesmo cenário de geração do cenário 2.

5.1.7 Cenário 3: Elevado despacho térmico (Norte Úmido) – Carga Pesada

O cenário 3 tem por objetivo analisar o comportamento do sistema elétrico regional em condições de elevado recebimento de energia proveniente das regiões Sul e dos estados de Minas Gerais e São Paulo. Nesse sentido, buscou-se maximizar a geração de energia nessas regiões e minimizar o despacho das regiões Norte e Nordeste. Dessa forma, o cenário de geração Norte Seco, caracterizado por reduzidos fluxos nos elos provenientes de Belo Monte, foi escolhido para essa análise. Ainda nesse sentido, foi adotado o patamar de carga pesada, no qual o despacho fotovoltaico, predominantemente existente na região Nordeste e no Norte do estado de Minas

Gerais tende a zero. Por sua vez, dada a alta capacidade instalada de usinas térmicas nos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo, foi adotado o despacho apenas das termelétricas com declaração de inflexibilidade.

Foram adotados os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 5-5, para cada uma das bacias hidrográficas da região.

Tabela 5-5 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso PNS

Bacia Hidrográfica/Região	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	60	80
Paraíba do Sul	60	95
São Francisco	60 a 80	70
Norte	20 a 30	70 a 90
Sul/Sudeste	85 a 95	95

O despacho das usinas eólicas da região Nordeste foi mantido na faixa compreendida entre 70-90% de sua capacidade instalada.

5.1.8 Cenário 3-A: Elevado despacho térmico (Norte Úmido) – Carga Pesada

O cenário 3-A tem por objetivo analisar o comportamento do sistema elétrico regional após a entrada da Usina Termonuclear Angra III, com previsão de entrada em operação em 2029.

5.2 Minas Gerais

Para a realização do diagnóstico do estado de Minas Gerais, além dos casos de referência do PD33, foram avaliados 6 cenários adicionais de atendimento, para os quais alterações no despacho das usinas foram implementados para obter condições mais críticas de desempenho da rede.

O sistema elétrico do estado de Minas Gerais possui uma topologia bastante malhada e é bastante influenciado pelo intercâmbio com outras regiões, pelo despacho das usinas hidrelétricas de grande porte e, recentemente, por usinas solares, tanto concentradas quanto distribuídas.

A Tabela 5-6 sintetiza os cenários simulados, mais detalhes são apresentados nos itens a seguir.

Tabela 5-6 - Cenários adicionais de atendimento ao estado de Minas Gerais

Minas Gerais
Cenário 1-A: Carga Média com Máxima exportação do submercado Nordeste;
Cenário 1-B: Carga Pesada com Máxima exportação do submercado Nordeste;
Cenário 2-A: Carga Média com Máxima exportação do submercado Norte;
Cenário 2-B: Carga Pesada com Máxima exportação do submercado Norte;
Cenário 3: Carga de final de semana com elevada geração fotovoltaica no estado de MG;
Cenário 4: Baixo carregamento na rede básica no estado de MG para avaliação de sobretensões.

Nos cenários de carga Média (1-A e 2-A) também foram analisados casos extras com 3,53 GW adicionais de geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais referentes aos projetos com Pareceres de Acesso considerados viáveis pela NT-ONS-DPL 0132/2023 – “Revisão dos Pareceres de Acesso para contratação da margem de escoamento extraordinária”, totalizando uma capacidade instalada de cerca de 21 GW de usinas solares no estado.

5.2.1 Cenário 1-A: Carga Média com máxima exportação do submercado Nordeste

Neste cenário a exportação de potência pela região Nordeste está maximizada. Concomitantemente a geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais está elevada de modo a que se possa ter a maior exportação possível de fluxo de potência para os demais estados da Região Sudeste. Desta forma, este cenário se caracteriza por um fluxo passante elevado atravessando todo o estado de Minas Gerais. Este cenário é típico do período seco na Região Norte no segundo semestre do ano.

5.2.2 Cenário 1-B: Carga Pesada com máxima exportação do submercado Nordeste

Neste cenário a exportação de potência pela Região Nordeste também está maximizada, no entanto, a geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais está zerada de modo que o fluxo está mais direcionado ao atendimento do mercado do estado. Desta forma, este cenário se caracteriza por uma menor exportação de energia para os estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Este cenário é típico do período seco na região Norte no segundo semestre do ano.

5.2.3 Cenário 2-A: Carga Média com máxima exportação do submercado Norte

Neste cenário a exportação de potência pela Região Norte está maximizada. Concomitantemente a geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais está elevada de modo a que se possa ter a maior exportação possível de fluxo de potência para os demais estados da Região Sudeste. Desta forma,

este cenário se caracteriza por um fluxo passante elevado atravessando todo o estado de Minas Gerais. Este Cenário é típico do período úmido da região Norte no primeiro semestre do ano.

5.2.4 Cenário 2-B: Carga Pesada com máxima exportação do submercado Norte

Neste cenário a exportação de potência pela Região Norte está maximizada, no entanto, a geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais está zerada de modo a que o fluxo está mais direcionado ao atendimento do mercado do estado. Desta forma, este cenário se caracteriza por uma menor exportação de energia para os estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Este cenário é típico do período úmido da Região Norte no primeiro semestre do ano.

5.2.5 Cenário 3: Carga de final de semana com elevada geração fotovoltaica no estado de MG

Este cenário visa verificar situações de fluxo reverso nas SEs de fronteira no estado de Minas Gerais devido ao excedente de geração fotovoltaica no sistema distribuído. Para tal, procurou-se elevar a geração fotovoltaica no patamar de carga reduzida. Foi utilizado o patamar de carga leve e período Norte Seco.

5.2.6 Cenário 4: Baixo carregamento na rede básica no estado de MG para avaliação de sobretensões

Este cenário foi concebido com intercâmbios regionais bastante reduzidos, de modo a se obter carregamentos extremamente baixos nas linhas de transmissão no estado de Minas Gerais. Desta forma, consequentemente, as perdas reativas nas linhas são pequenas e o efeito capacitivo pressiona para a ocorrência de sobretensões indesejáveis. Foi selecionada o patamar de carga leve, período norte seco, que apresentou carregamentos médios da ordem de 10% nas linhas de 500 kV do estado de Minas Gerais, situação está considerada suficiente para análise de sobretensões indesejáveis no sistema.

6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA RIO DE JANEIRO E ESPÍRITO SANTO

O capítulo apresenta em figuras os carregamentos máximos em elementos do sistema de transmissão do sistema interligado dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, respectivamente, em regime normal e nas perdas de linhas de transmissão e transformadores.

6.1 Estado do Rio de Janeiro

6.1.1 Malha em 345 kV da Região Norte Fluminense

O sistema em 345 kV da Região Norte Fluminense inicialmente se destinava ao suprimento da região de Campos e do estado do Espírito Santo, sendo composto por 2 circuitos entre Adrianópolis e Campos, que estão em operação desde o final da década de 1970. Recentemente, o aumento da demanda de energia, a entrada de agentes geradores e consumidores livres motivou o seccionamento desses circuitos nas subestações de Venda das Pedras, Lagos, Macaé e Comperj.

A entrada da UTE GNA, com ponto de conexão em Campos 345 kV, acrescentou 1.338 MW de potência a ser escoada por esse sistema em 345 kV. Esse acréscimo de capacidade, aliado ao crescente excedente de energia proveniente da região Nordeste, provocará o iminente esgotamento do sistema de transmissão em 345 kV entre a Região Metropolitana do Rio de Janeiro e a região Norte Fluminense, que já conta com 1750 MW de capacidade instalada, referente às UTEs Termomacaé e Norte Fluminense.

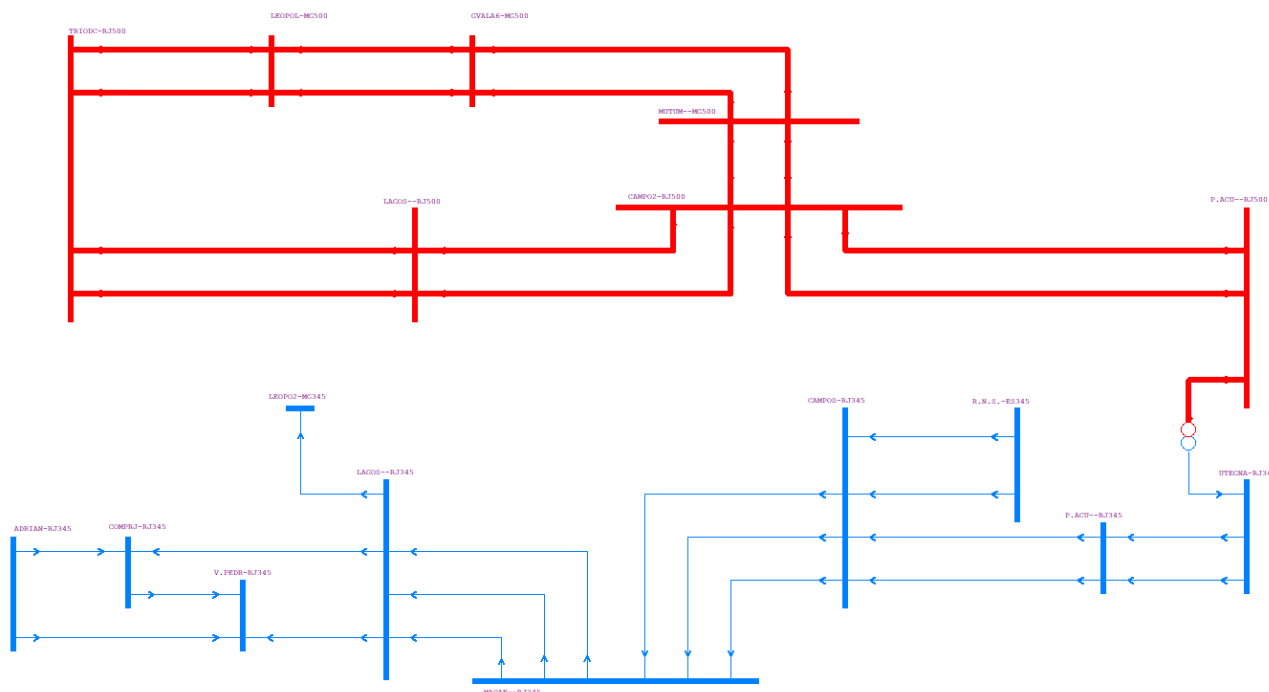


Figura 6-1 – Sistema de transmissão em 345 kV da região Norte Fluminense

6.1.1.1 LT 345 kV Macaé - Lagos

A LT 345 kV Macaé – Lagos possui 3 circuitos, sendo 2 desses originados a partir de seccionamentos da LT 345 kV Adrianópolis/Campos e 1 circuito construído quando da implantação da SE Lagos

345/138 kV. Esse circuito (C2) é o de maior capacidade e não apresenta sobrecargas em nenhuma condição.

A Figura 6-2 ilustra sobrecarga em condição normal de operação na LT 345 kV Macaé – Lagos C1, em cenários de Nordeste exportador com elevado despacho térmico, no ano de 2027. Em todos os anos, verificam-se sobrecargas inadmissíveis nesse circuito quando da emergência do C2. A redução no carregamento observada entre 2027 e 2028 se justifica pela entrada em operação da transformação 500/345 kV da SE UTE GNA. Por sua vez, a redução de carregamento de 2029 para 2030 explica-se pela entrada da LT 500 kV Terminal Rio/Leopoldina 2/Governador Valadares.

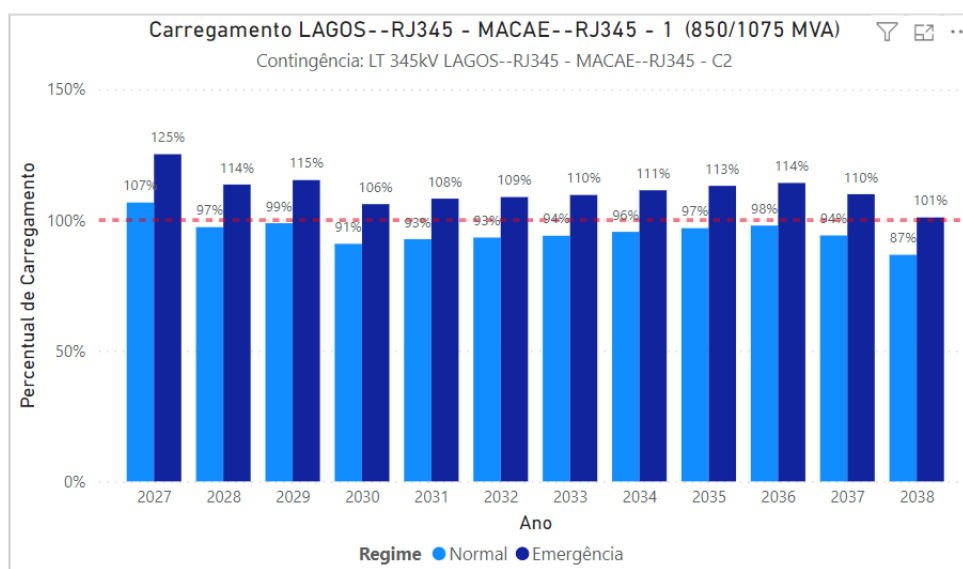


Figura 6-2 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2.

Os circuitos 1 e 3 da LT 345 kV Macaé – Lagos possuem o mesmo cabo e extensões semelhantes. Por isso, os carregamentos desses circuitos são bastante parecidos e, para simplificação, serão apresentados apenas os gráficos referentes ao circuito de maior carregamento, C1.

Além de entrar em sobrecarga após contingências do C2, as LTs 345 kV Macaé – Lagos C1 e C3 também apresentam sobrecarga quando da perda do outro circuito de parâmetros elétricos similares (C1 ou C3), conforme Figura 6-3.

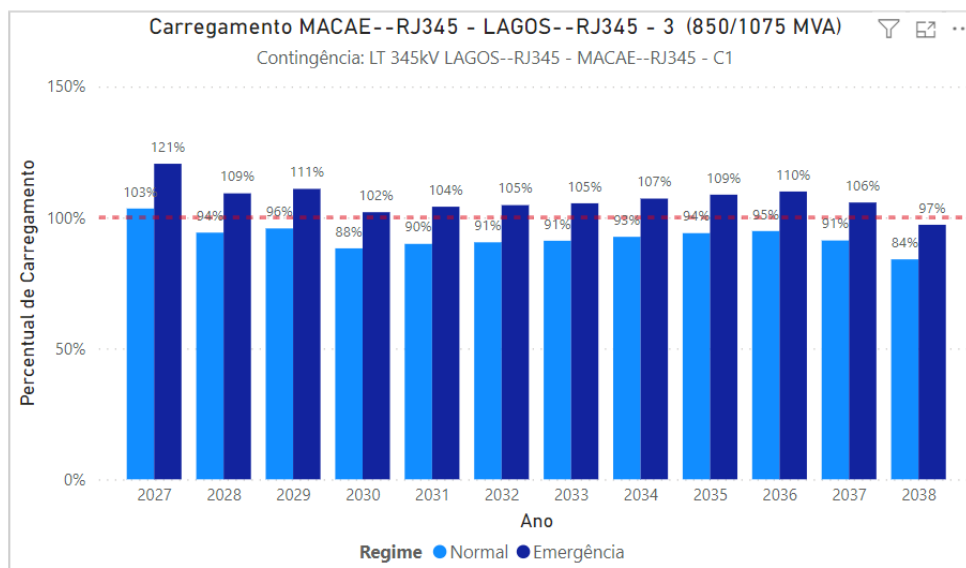


Figura 6-3 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C3, em regime normal e na contingência do C1.

A Nota Técnica “Avaliação dos benefícios sistêmicos do TR 500/345 kV na SE UTE GNA” recomendou a entrada de um transformador de 1500 MVA interligando os setores de 500 e 345 kV nas SE’s GNA II e GNA I. Também foi recomendada a abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2, quando da ocorrência de cenários críticos. A adoção dessa configuração tem o objetivo de direcionar toda a potência gerada pela UTE GNA para o sistema de 500 kV e assim, reduzir o fluxo dos circuitos da malha de 345 kV da região de Macaé.

Dessa forma, foram observados os carregamentos desses circuitos para avaliação dos impactos decorrentes da abertura dos circuitos da LT 345 kV GNA I/Porto do Açu, conforme Figura 6-4 e Figura 6-5.

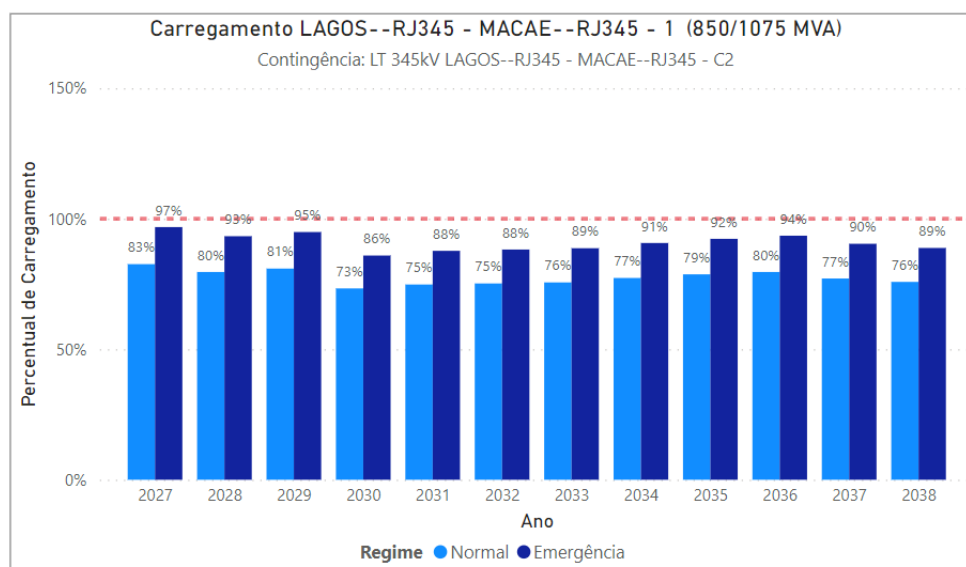


Figura 6-4 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2.

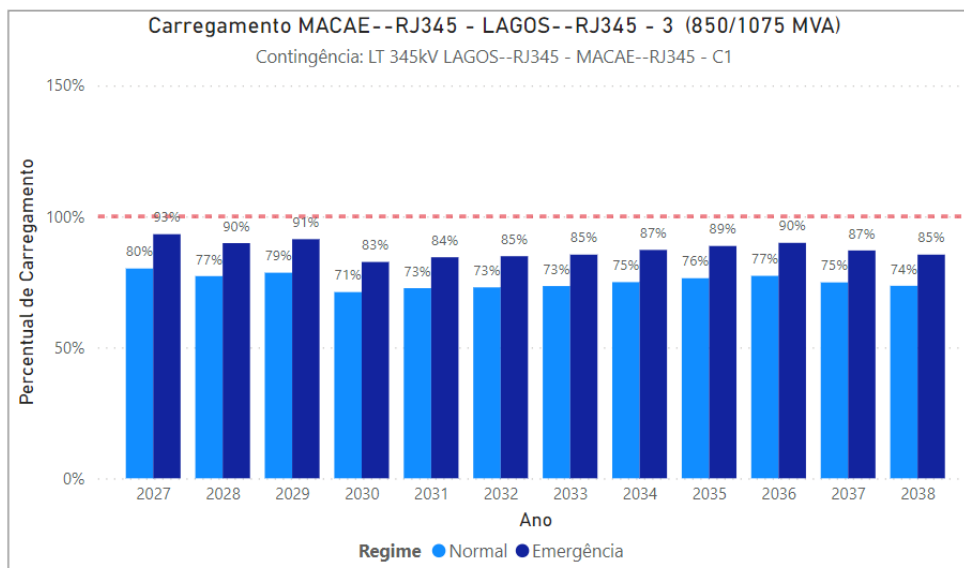


Figura 6-5 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C3, em regime normal e na contingência do C1.

As figuras demonstram a redução dos carregamentos dos circuitos tanto em condições normais de operação quanto em contingências, confirmando a efetividade da recomendação de abertura da malha em 345 kV quando da ocorrência de cenários críticos.

6.1.1.2 LT 345 kV Lagos – Comperj

Também em cenários de elevado recebimento da região Nordeste e elevado despacho térmico, são verificadas sobrecargas na LT 345 kV Lagos – Comperj em condições normais de operação em 2027 e na perda da LT 345 kV Lagos - Venda das Pedras entre 2027 e 2037, conforme Figura 6-6.

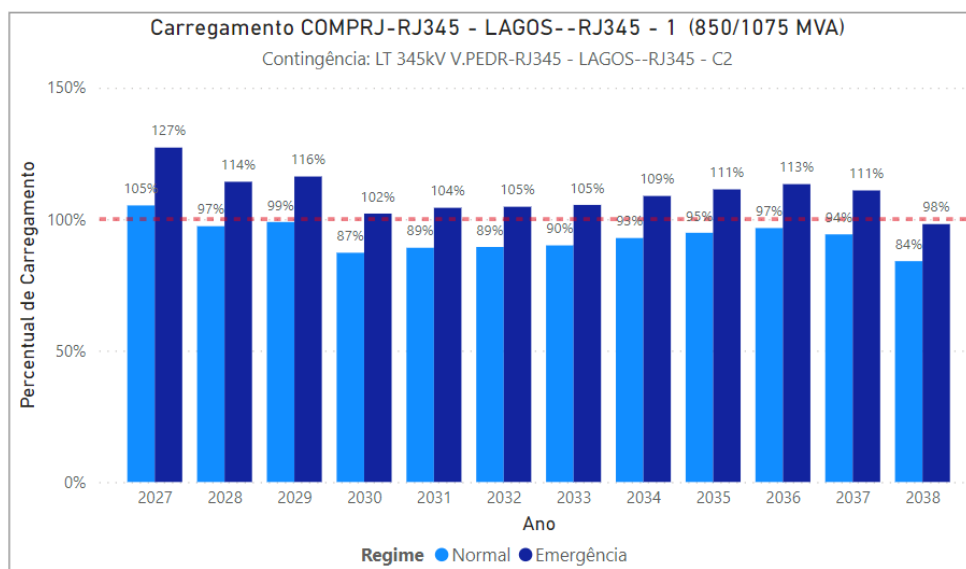


Figura 6-6 - Carregamento da LT 345 kV Lagos - Comperj, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.

Além dos impactos decorrentes da entrada da transformação 500/345 kV e da LT 500 kV Terminal Rio – Leopoldina 2 – Governador Valadares, a redução de carregamento observada em 2038 ocorre devido a representação nos casos da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C3 e Lagos – Terminal Rio C3, obras ainda não outorgadas.

A entrada da transformação 500/345 kV da SE UTE GNA I, somada a abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2, reduz de forma significativa os carregamentos, conforme Figura 6-7.

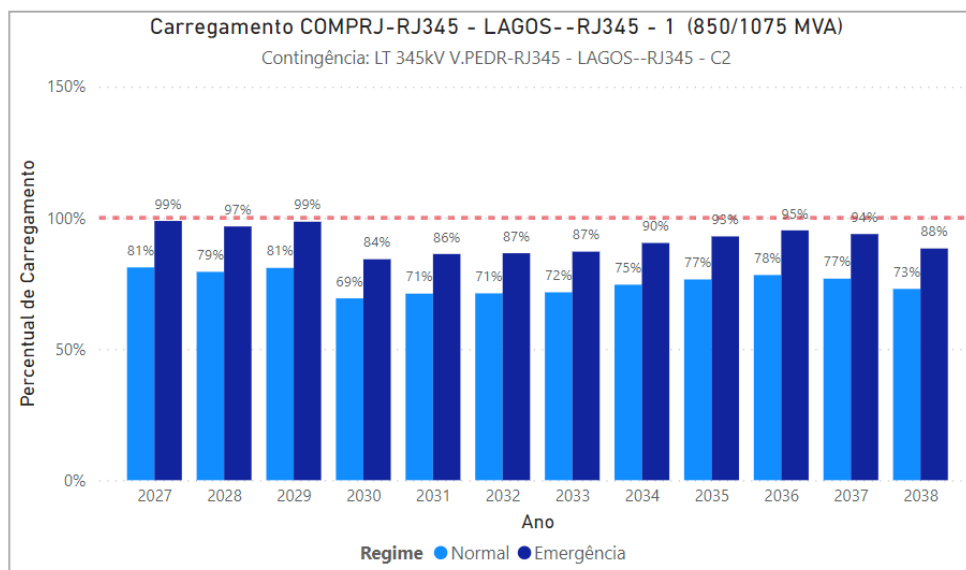


Figura 6-7 - Carregamento da LT 345 kV Lagos - Comperj, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.

Assim como no caso da LT 345 kV Macaé – Lagos, a abertura do sistema em 345 kV contribui de forma consistente para a redução nos carregamentos desse circuito, porém a maior redução de carregamento na LT ocorre quando da entrada da LT 500 kV Terminal Rio – Leopoldina 2 – Governador Valadares.

6.1.1.3 LT 345 kV Lagos/Venda das Pedras

A Figura 6-8 demonstra a previsão de carregamentos da LT 345 kV Lagos - Venda das Pedras em cenários de elevada exportação da região Nordeste e alto despacho térmico. Observam-se sobrecargas em regime normal de operação entre 2027 e 2029 e entre 2034 e 2037. Além disso, a contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj provoca sobrecargas inadmissíveis em todo o horizonte.

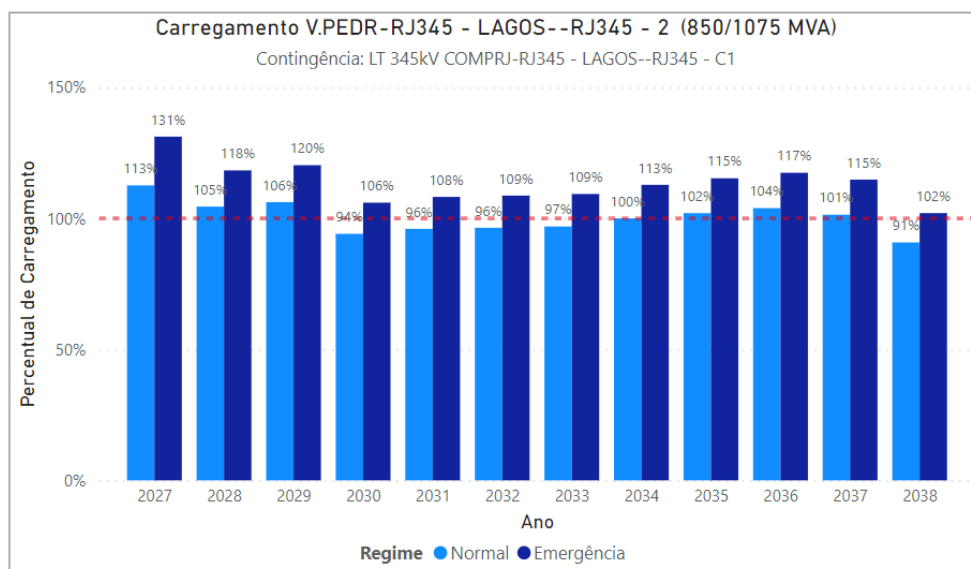


Figura 6-8 - Carregamento da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj.

A adoção da abertura da malha em 345 kV reduz os fluxos da região, sem eliminar os riscos de sobrecargas entre 2027 e 2029, conforme Figura 6-9.

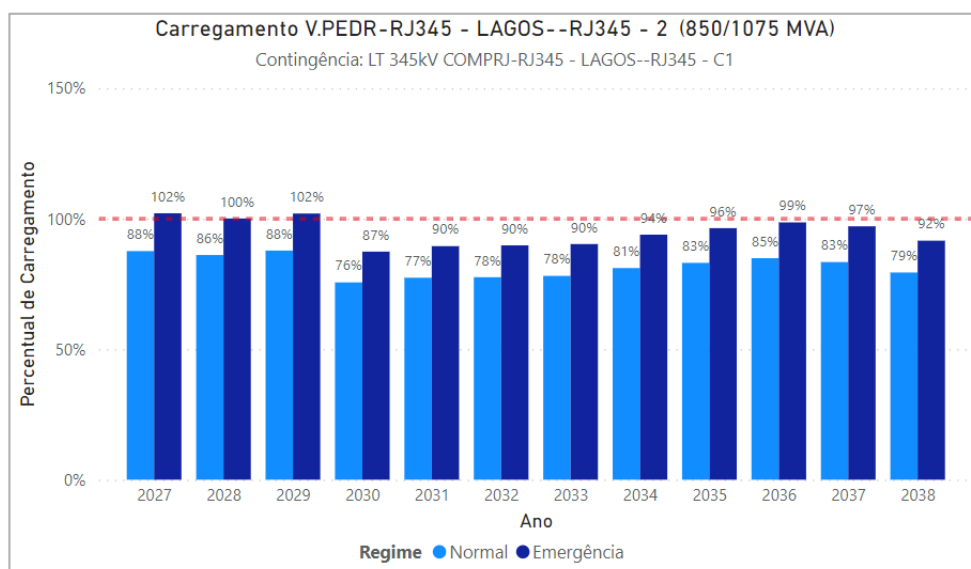


Figura 6-9 - Carregamento da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj.

6.1.2 Malha em 500 kV da Região Norte Fluminense

A expansão da produção de petróleo e gás natural decorrente da exploração do pré-sal provocou o surgimento de diversos projetos de infraestrutura portuária e industrial associados a grandes projetos termelétricos na região norte do estado do Rio de Janeiro. Esse contexto, aliado ao iminente esgotamento do sistema em 345 kV entre a região metropolitana do Rio de Janeiro e o Norte Fluminense motivou a realização de estudos para definição de solução estrutural para expansão do potencial térmico da região. Como conclusão desses estudos, foi recomendada a construção de um robusto sistema em 500 kV interligando as subestações de Terminal Rio e Mutum, através da criação das novas subestações de Campos 2 e Lagos, conforme Figura 6-10.

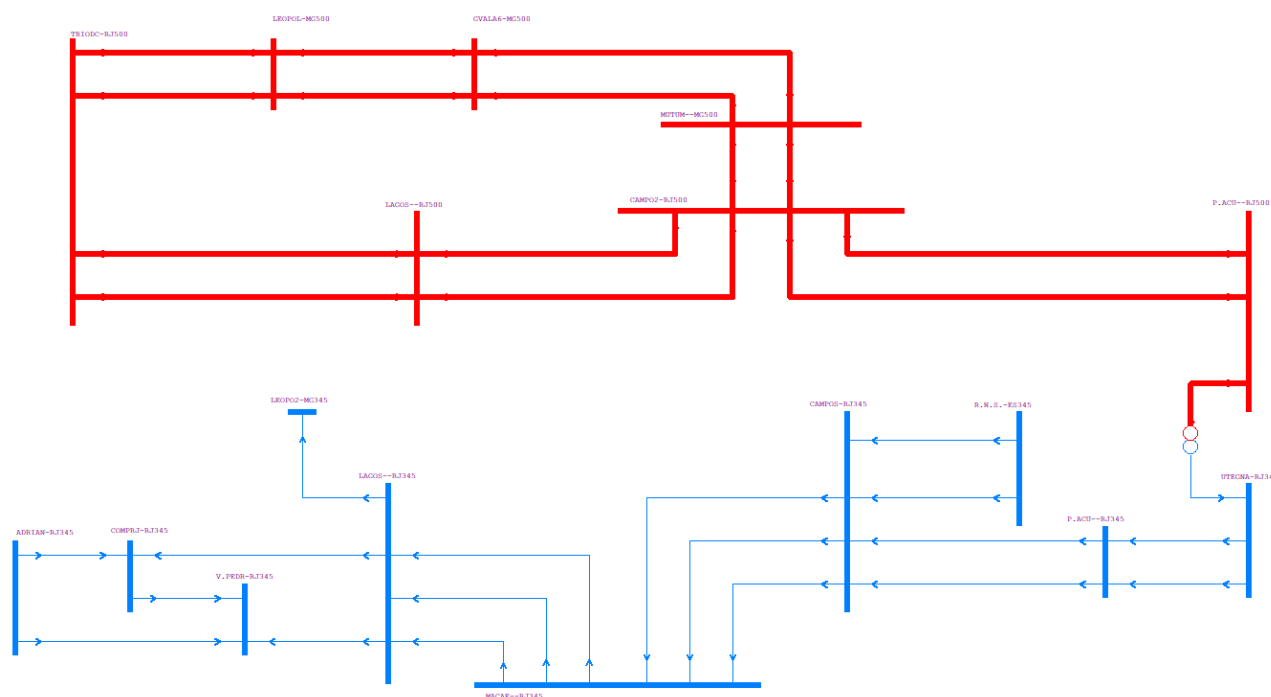


Figura 6-10 - Sistema de transmissão da região Norte Fluminense

O potencial térmico futuro também foi considerado nessas análises e, quando de sua concretização, foi apontada expansão através da ampliação da interligação entre Campos 2 – Lagos - Terminal Rio, além da conexão entre Terminal Rio e Resende.

A entrada em operação da LT 500 kV Governador Valadares – Leopoldina 2 – Terminal Rio, prevista para meados de 2029, funcionará como um sistema em paralelo com o sistema do Norte Fluminense.

A abertura das LTs 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2, com o objetivo de reduzir os carregamentos do sistema em 345 kV entre Macaé e a Região Metropolitana do Rio de Janeiro em condições críticas, provoca elevação nos carregamentos do sistema em 500 kV. Em um cenário de elevado despacho térmico e grande exportação do sistema Nordeste, com a adoção dessa medida operativa, foram observadas sobrecargas marginais no sistema de escoamento do potencial termelétrico da região Norte Fluminense até a entrada da LT 500 kV Terminal Rio – Leopoldina 2 – Governador Valadares, licitada no lote 7 do leilão 001/2023.

6.1.2.1 LT 500 kV Campos 2 – Lagos

A perda de um dos circuitos da LT 500 kV Campos 2 – Lagos provoca sobrecargas no circuito remanescente em 2027, conforme Figura 6-11. Os carregamentos desse circuito se mantêm elevados até a entrada da LT 500 kV Terminal Rio/Leopoldina 2/Governador Valadares, prevista para meados de 2029 e representada a partir de 2030.

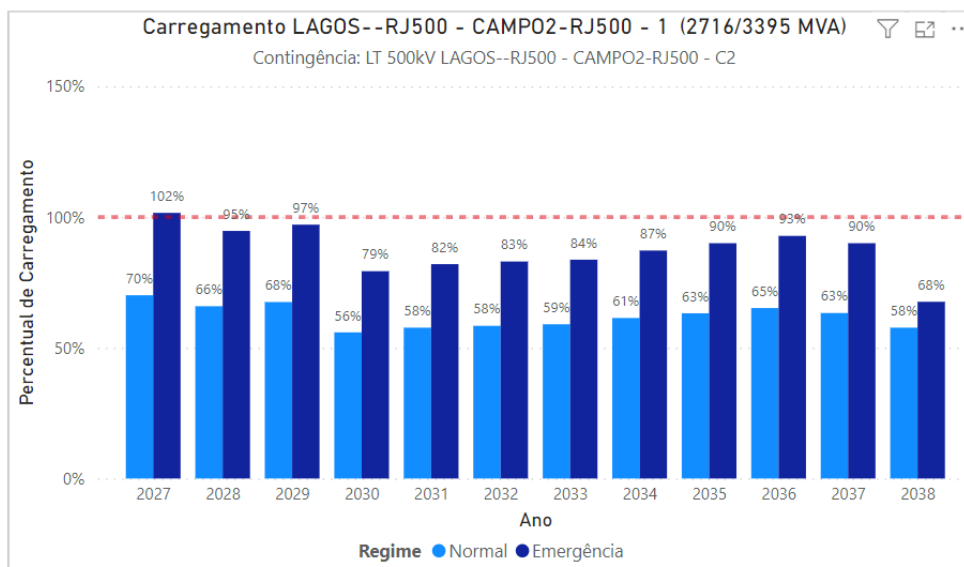


Figura 6-11 - Carregamento da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2.

6.1.2.2 LT 500 kV Lagos – Terminal Rio

Nessa mesma configuração, também são visualizadas sobrecargas na LT 500 kV Lagos – Terminal Rio quando da perda de um dos circuitos em 2027 e 2029, conforme Figura 6-12. Além da redução de fluxo observada em 2030, verifica-se redução nos carregamentos em 2038 devido a representação de obras não outorgadas.

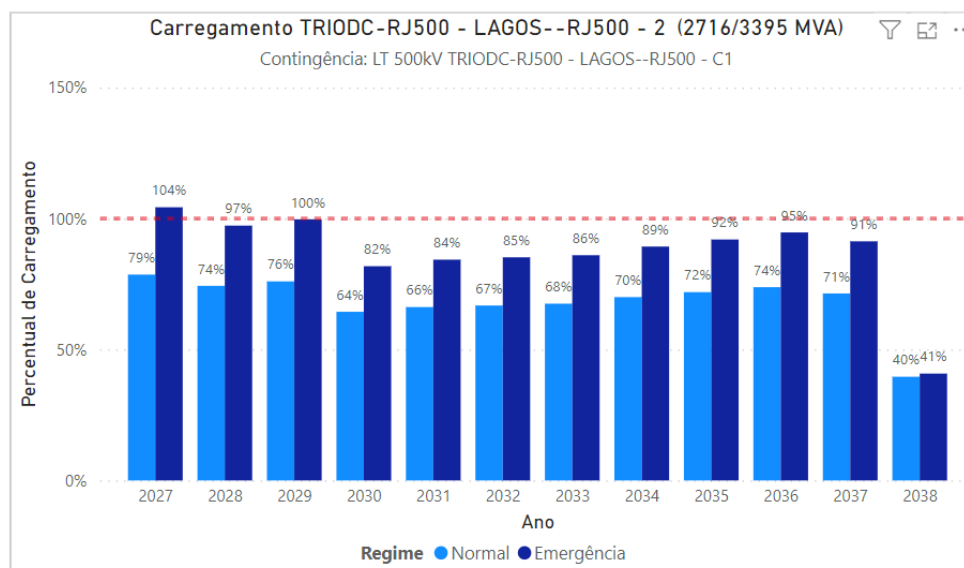


Figura 6-12 - Carregamento da LT 500 kV Lagos – Terminal Rio C1, em regime normal e na contingência do C2.

6.1.3 Demais Instalações de Transmissão (DITs)

As Demais Instalações de Transmissão (DITs) são equipamentos não pertencentes à Rede Básica e integrantes de concessões de transmissão. O estado do Rio de Janeiro possui uma série de instalações classificadas como DIT, conforme Tabela 6-1.

Tabela 6-1 – Lista de DITs do Rio de Janeiro

Instalação
LT 138 kV Adrianópolis – Cepel C1 e C2
LT 138 kV Adrianópolis – Magé C1 e C2
LT 138 kV Alcântara - Adrianópolis C1, C2 e C3
LT 138 kV Angra – Angra C1
LT 138 kV Angra – Jacuacanga C1
LT 138 kV Angra – Muriqui C1
LT 138 kV Angra – Santa Cruz C1
LT 138 kV Cachoeira Paulista C1 e C2
LT 138 kV Campos – Iriri C1 e C2
LT 138 kV Campos – Rocha Leão C1
LT 138 kV Imbariê – Adrianópolis C1
LT 138 kV Imbariê – São José C1 e C2
LT 138 kV Iriri – Rocha Leão C1 e C2
LT 138 kV Jacuacanga – Brisamar C1
LT 138 kV Muriqui – Brisamar C1
LT 138 kV Santa Cruz – Brisamar C1
LT 138 kV Rocha Leão – Magé C1 e C2
LT 138 kV São José – Magé C1 e C2
LT 138 kV Usina de Campos – Campos C1 e C2

A existência das DITs faz com que entre o sistema de transmissão e o usuário final haja trechos de rede sobre os quais a distribuidora não pode executar plenamente as suas atividades. A concessionária fica dependente do Planejamento centralizado e das empresas de transmissão executarem obras nessas instalações, que podem ser críticas para as suas cargas e assume a responsabilidade por possíveis problemas de atendimento. Dessa forma, os processos de transferência desses ativos para as distribuidoras locais devem ser avaliados de forma individual.

Ainda que, em alguns casos, o processo de transferência de propriedade dessas instalações para as distribuidoras locais já tenha sido iniciado, o acompanhamento destas se torna necessário e as simulações feitas para o presente Diagnóstico consideraram esses equipamentos.

6.1.3.1 LT 138 kV São José – Imbariê

Em diversos cenários de geração foram observadas sobrecargas na LT 138 kV São José – Imbariê após contingência do circuito paralelo, a partir de 2028, conforme Figura 6-13.

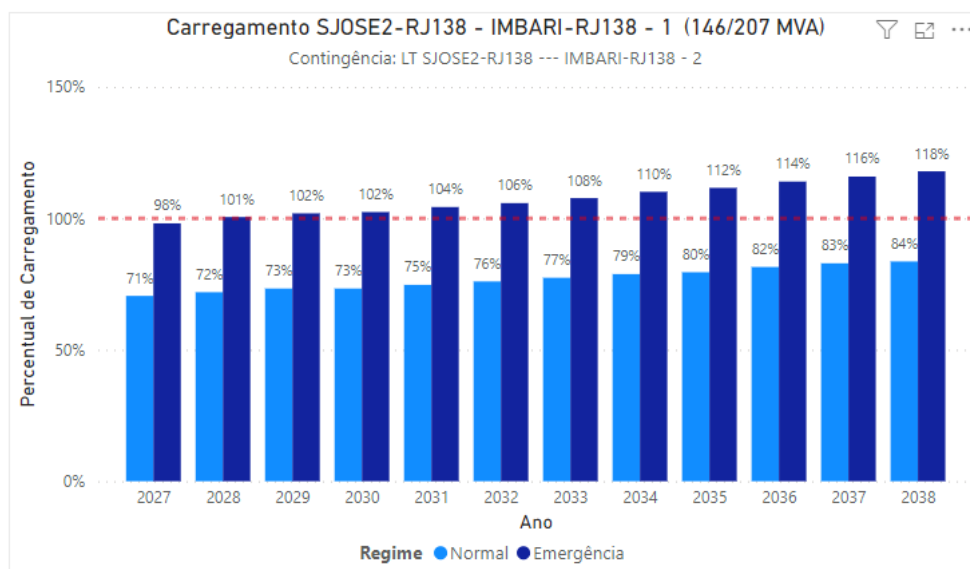


Figura 6-13 - Carregamento da LT 138 kV São José – Imbariê C1, em regime normal e na contingência do C2.

A LT está localizada em área de grande complexidade socioambiental e soluções como a construção de novo circuito, recondutoramento ou recapacitação são consideradas inviáveis.

6.1.3.2 LT 138 kV Magé – Rocha Leão

A LT 138 kV Magé – Rocha Leão possui 2 circuitos e, recentemente, um deles foi seccionado para a conexão da SE Casimiro de Abreu. Dessa forma, foram consideradas nas simulações as LTs a seguir:

- LT 138 kV Magé - Rocha Leão
- LT 138 kV Magé – Casimiro de Abreu
- LT 138 kV Casimiro de Abreu – Rocha Leão

A Figura 6-14 a seguir apresenta os carregamentos da LT 138 kV Casimiro de Abreu – Rocha Leão, trecho de maior carga, em condições normais de operação e na contingência da LT 345 kV Lagos - Venda das Pedras em cenários de elevada exportação da região Nordeste e elevado despacho térmico na região Sudeste.

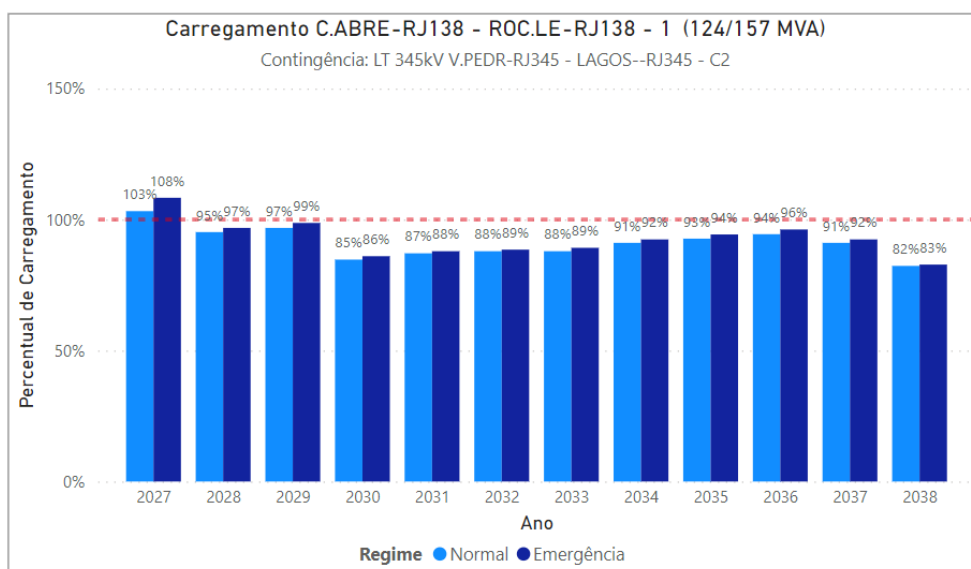


Figura 6-14 - Carregamento da LT 138 kV Casimiro de Abreu – Rocha Leão, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.

6.1.3.3 LT 138 kV Angra – Angra

Além da transformação 500/138 kV de Angra, o atendimento à região Sul Fluminense é feito por um sistema de DITs originado em Santa Cruz. Em cenários de elevado recebimento das regiões Sul e Sudeste, é visualizada a possibilidade de sobrecargas na LT 138 kV Angra – Angra quando da contingência da LT 138 kV Angra – Jacuacanga, conforme Figura 6-15.

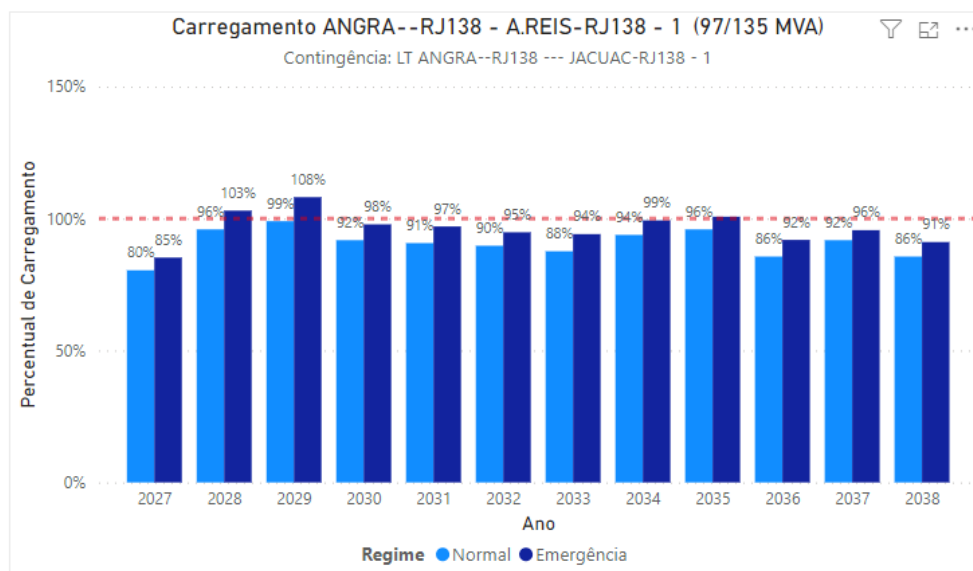


Figura 6-15 - Carregamento da LT 138 kV Angra – Angra, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Angra – Jacuacanga.

O fluxo de potência nessas LTs é bastante dependente do fluxo do transformador defasador de Angra. Como o fluxo nesse equipamento pode ser controlado, recomenda-se que em condições críticas o *setpoint* de potência nesse transformador seja ajustado de modo a prevenir sobrecargas em emergências na região.

6.1.4 Rede de Distribuição

A análise considera apenas os impactos gerados por contingências de equipamentos pertencentes à Rede Básica ou Rede Básica de Fronteira em instalações da Rede de Distribuição.

6.1.4.1 Transformação 138/69 kV da SE Italva

Em condições de elevado despacho termelétrico, a transformação 138/69 kV da SE Italva apresenta sobrecargas em condições de emergência da LT 345 kV Leopoldina – Lagos, a partir de 2032, conforme a Figura 6-16.

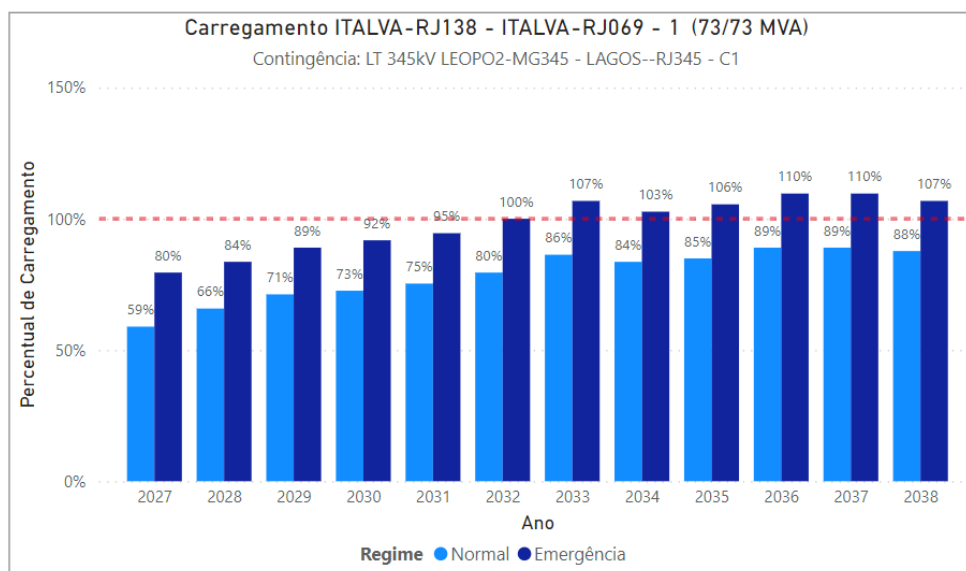


Figura 6-16 - Carregamento da transformação 138/69 kV da SE Italva, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Leopoldina - Lagos.

6.1.4.2 LT 138 kV Santa Cruz – Marinha

Em cenários de elevado recebimento das regiões Sul e Sudeste, a LT 138 kV Santa Cruz – Marinha apresenta baixos carregamentos em regime normal de operação em todo o horizonte analisado. No entanto, existe a possibilidade de sobrecargas em condições de emergência da transformação 500/138 kV da SE Angra, a partir de 2033, conforme Figura 6-17.

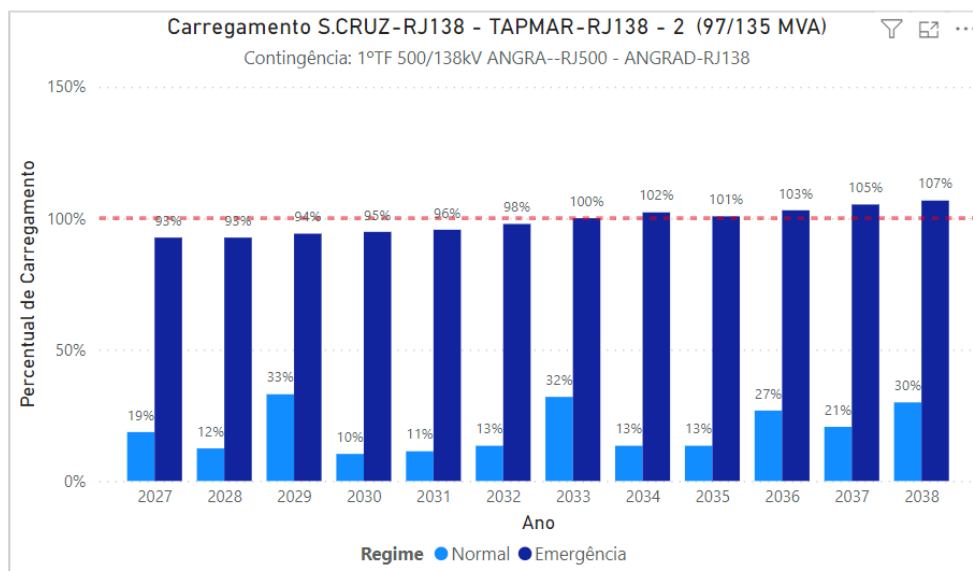


Figura 6-17 - Carregamento da LT 138 kV Santa Cruz – Marinha, em regime normal e na contingência da transformação 500/138 kV da SE Angra.

6.1.5 Acompanhamento de destaques do ciclo 2032

6.1.5.1 Transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu

A SE Nova Iguaçu conta com 3 transformadores 500/138 kV e, para controle de nível de curto-circuito, o barramento em 138 kV opera com as semi-barras segregadas. Nesse arranjo, um dos transformadores (AT06) trabalha isolado dos demais (AT07 e AT08).

As simulações realizadas no âmbito do Diagnóstico Regional do Plano Decenal 2032 indicaram possibilidade de sobrecargas no transformador AT06, quando da contingência do banco 07 ou 08, a partir de 2034.

No entanto, as simulações realizadas no presente Diagnóstico não demonstraram problemas no carregamento dessa transformação, conforme Figura 6-18.

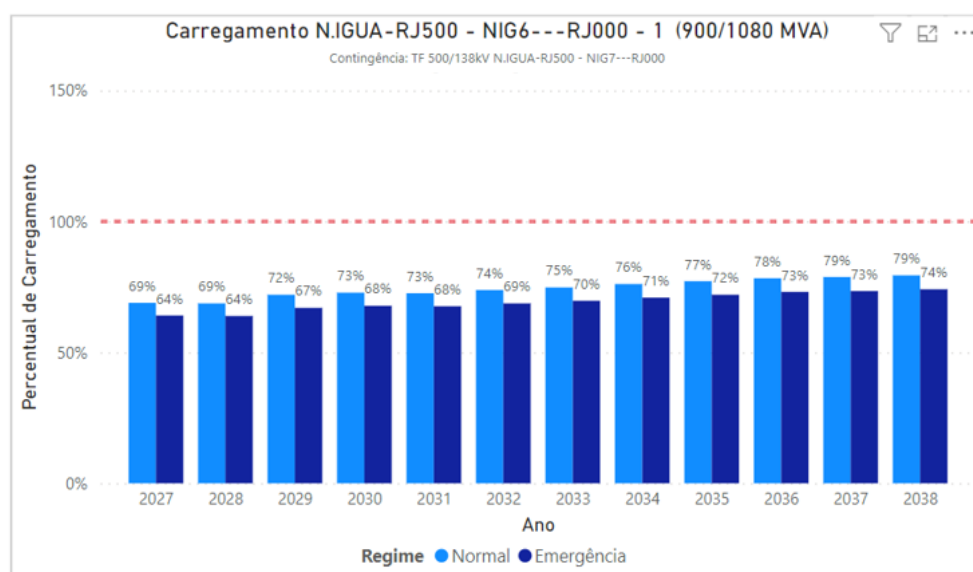


Figura 6-18 - Carregamento da transformação 500/138 kV da SE Nova Iguaçu, em regime normal e na contingência de um dos bancos da outra semi-barra.

A redução na previsão de cargas informada pela Distribuidora local é apontada como justificativa para a significativa redução no carregamento da transformação.

6.1.5.2 Transformação 345/138 kV de Jacarepaguá

A SE Jacarepaguá possui 5 transformadores 345/138 kV, que operam interligados para atender as cargas locais. Desses bancos, a unidade 2B é a que possui maior carregamento da transformação.

O Diagnóstico Regional do Plano Decenal 2032 indicou possibilidade de sobrecargas nesse banco em condições de emergência da transformação 500/138 kV de Angra e de bancos em paralelo a partir de 2035 e 2036, respectivamente.

Porém, as simulações do Diagnóstico do Plano Decenal 2033 indicam reduzidos carregamentos na transformação 345/138 kV de Jacarepaguá, conforme Figura 6-19 e Figura 6-20.

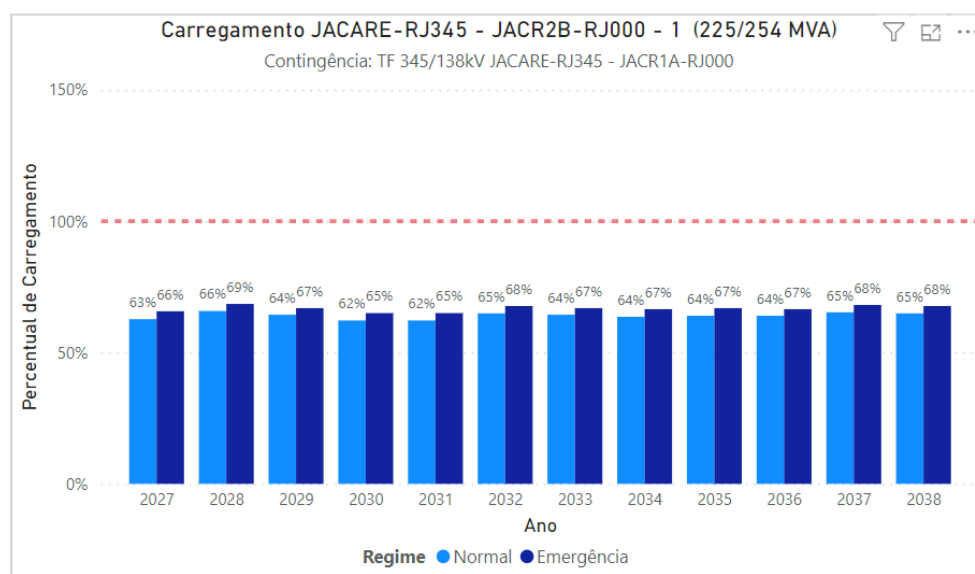


Figura 6-19 - Carregamento do transformador 2B de Jacarepaguá 345/138 kV, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

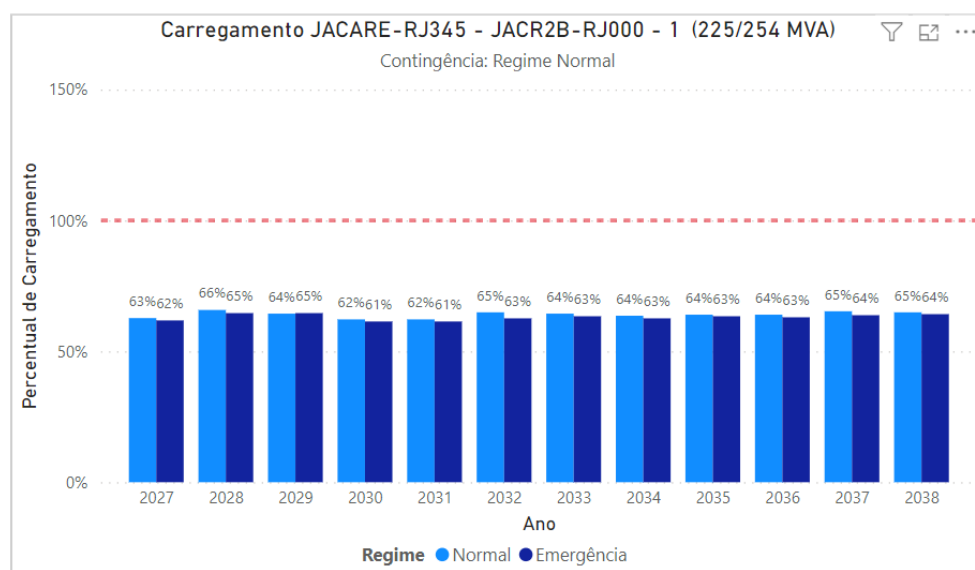


Figura 6-20 - Carregamento do transformador 2B de Jacarepaguá 345/138 kV, em regime normal e na contingência da transformação 500/138 kV da SE Angra

Além da redução na previsão de cargas informadas pela Distribuidora local, alterações topológicas no Sistema de Distribuição da região de Zona Industrial (ZIN) são apontadas como justificativas para a redução no carregamento da transformação.

6.2 Estado do Espírito Santo

6.2.1 Malha em 345 kV da Região Metropolitana de Vitória

A Região Metropolitana de Vitória é atendida por circuitos em 345 kV provenientes das Subestações Rio Novo do Sul e Padre Fialho. O sistema originado no Sul do estado é composto por 1 circuito expresso e por 1 circuito que foi seccionado em Viana.

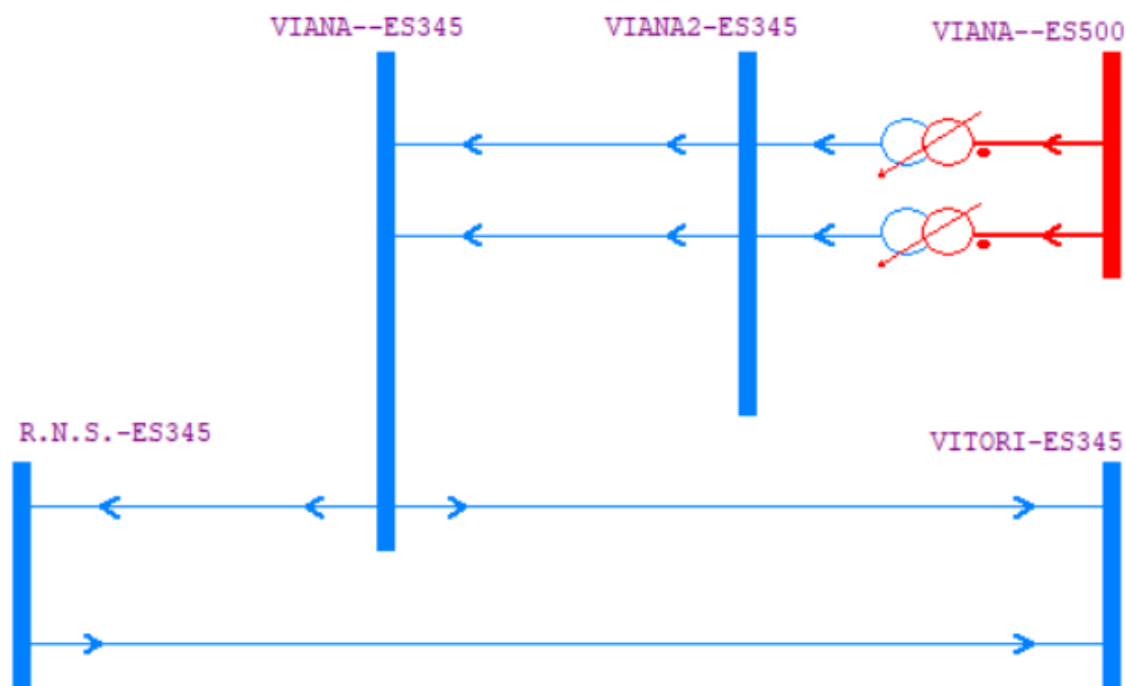


Figura 6-21 – Sistema em 345 kV da Região Metropolitana de Vitória

6.2.1.1 LT 345 kV Viana 2 – Viana

A Figura 6-22 ilustra a sobrecarga na LT 345 kV Viana 2 – Viana C1 após contingência do C2 quando da ocorrência de cenários de elevada exportação do Nordeste em 2027. A grande redução observada em 2028 ocorre devido a entrada em operação da LT 345 kV Viana 2 – Viana C3.

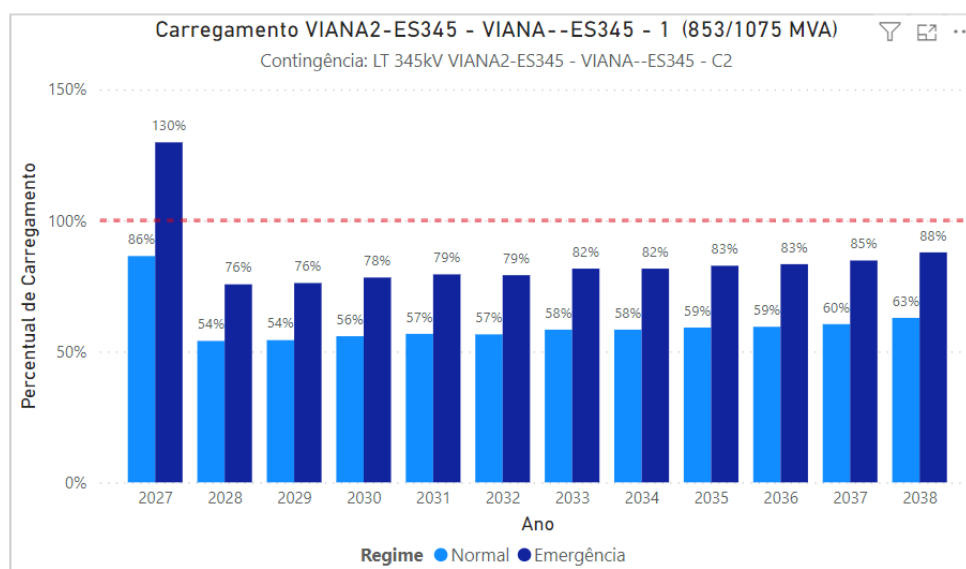


Figura 6-22 - Carregamento da LT 345 kV Viana 2 – Viana C1, em regime normal e na contingência do C2.

Após a entrada do 3º circuito da LT 345 kV Viana 2 – Viana, não esperadas sobrecargas até o final do horizonte analisado.

6.2.1.2 LT 345 kV Viana – Vitória

A LT 345 kV Viana – Vitória possui restrições devido a presença de fatores limitantes como transformadores de corrente na SE Vitória. Como não existe previsão de substituição desses equipamentos nem garantia de eliminação desses fatores limitantes, as restrições foram consideradas nas simulações.

Dessa forma, em cenários de elevada exportação da região Nordeste, há possibilidade de sobrecargas em regime normal de operação a partir de 2028 e, em condições de perda da LT 345 kV Rio Novo do Sul/Viana em todo o horizonte.

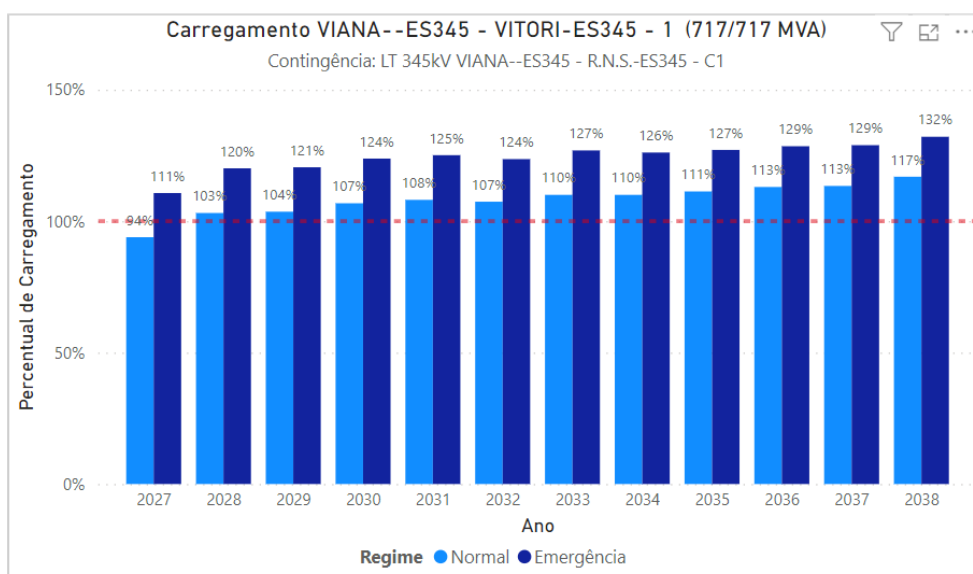


Figura 6-23 - Carregamento da LT 345 kV Viana – Vitória, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Rio Novo do Sul - Viana.

6.2.2 Transformações da Rede Básica e Fronteira

6.2.2.1 Transformação 500/345 kV de Viana 2

A SE Viana 2 conta com 2 bancos de transformadores 500/345 kV de 900 MVA cada. A ampliação dessa transformação através da entrada da 3ª unidade foi estudada no passado e sua entrada em operação está prevista para o horizonte indicativo.

A Figura 6-24 apresenta os carregamentos do banco 02 em regime normal de operação e na contingência da unidade em paralelo. Consta-se que, a partir de 2028, a perda de um dos bancos provoca sobrecargas na unidade remanescente.

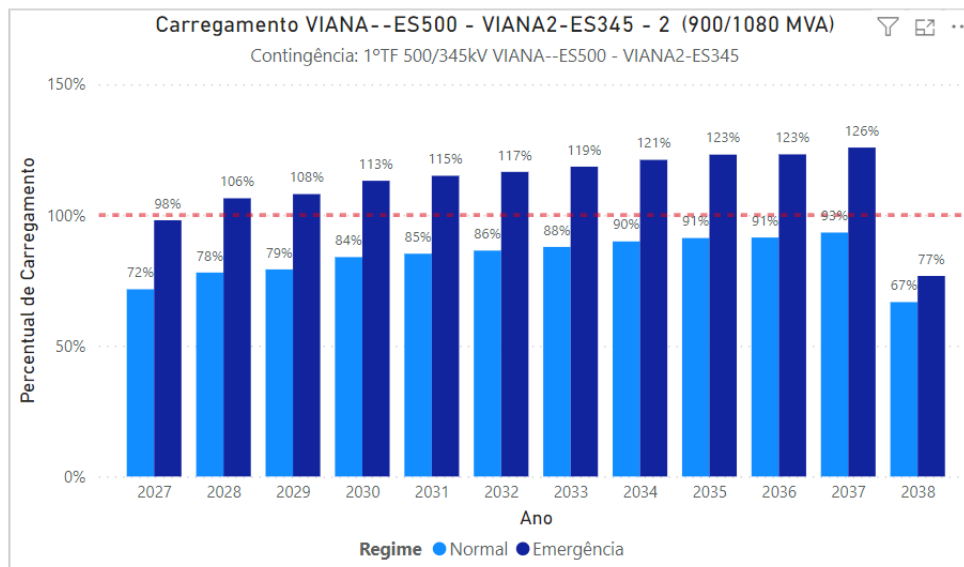


Figura 6-24 - Carregamento da transformação 500/345 kV da SE Viana 2, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

Como as sobrecargas ocorrem antes da previsão inicial, a antecipação da entrada do 3º Transformador 500/345 kV deve ser avaliada.

6.2.2.2 Transformação 230/138 kV de Verona

A SE Verona possui 2 bancos de transformadores 230/138 kV, de 150 MVA cada. Conforme Figura 6-25, quando da contingência de um dos bancos, há possibilidade de sobrecarga na unidade remanescente, a partir de 2037, em diversos cenários de geração.

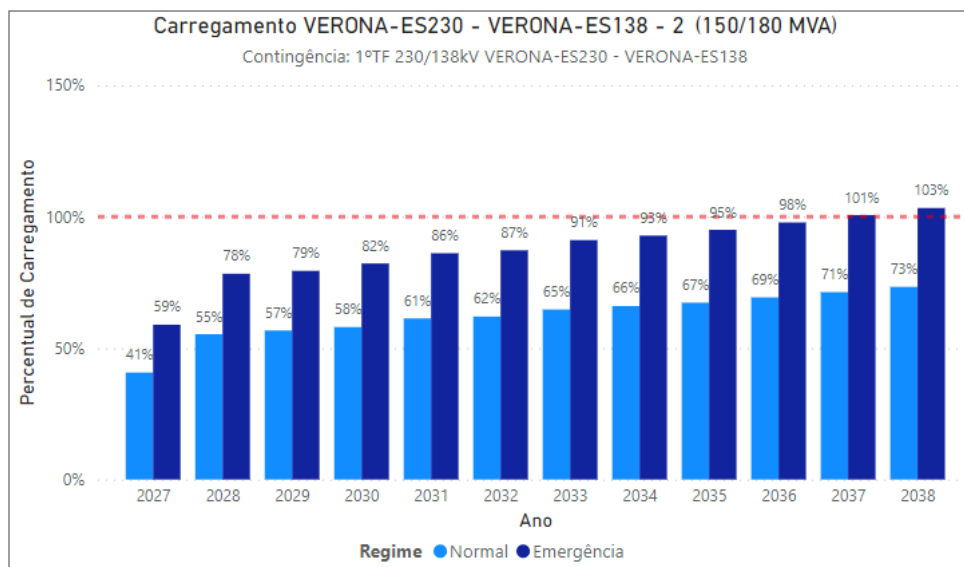


Figura 6-25 - Carregamento da transformação 230/138 kV da SE Verona, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

6.2.3 Rede de Distribuição

6.2.3.1 LT 138 kV Viana - Ceasa – Alto Lage

Conforme Figura 6-26 e Figura 6-27, o sistema de Distribuição atendido pela SE Viana apresenta sobrecargas em condições de emergência da LT 345 kV Viana – Vitória a partir de 2027.

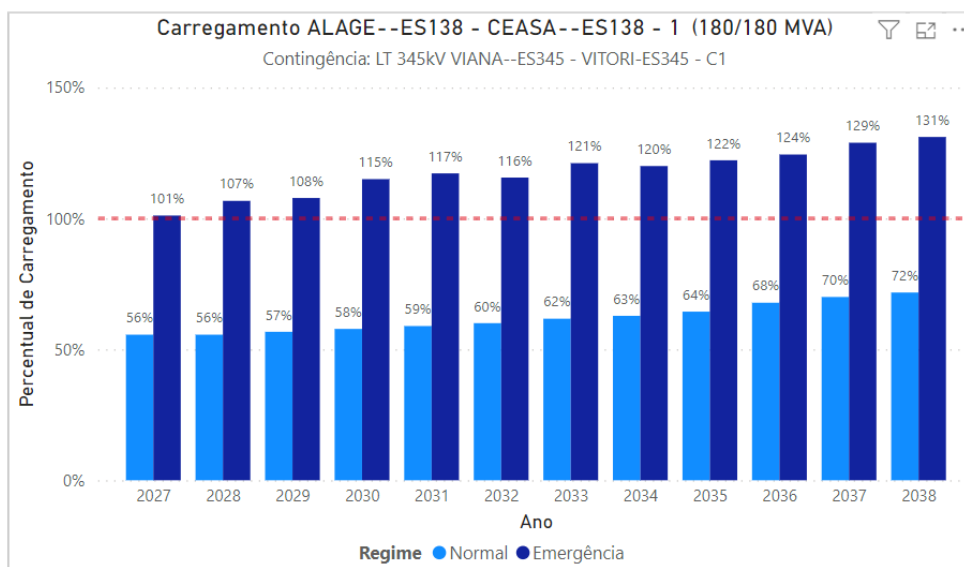


Figura 6-26 – Carregamento da LT 138 kV Alto Lage - Ceasa, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória.

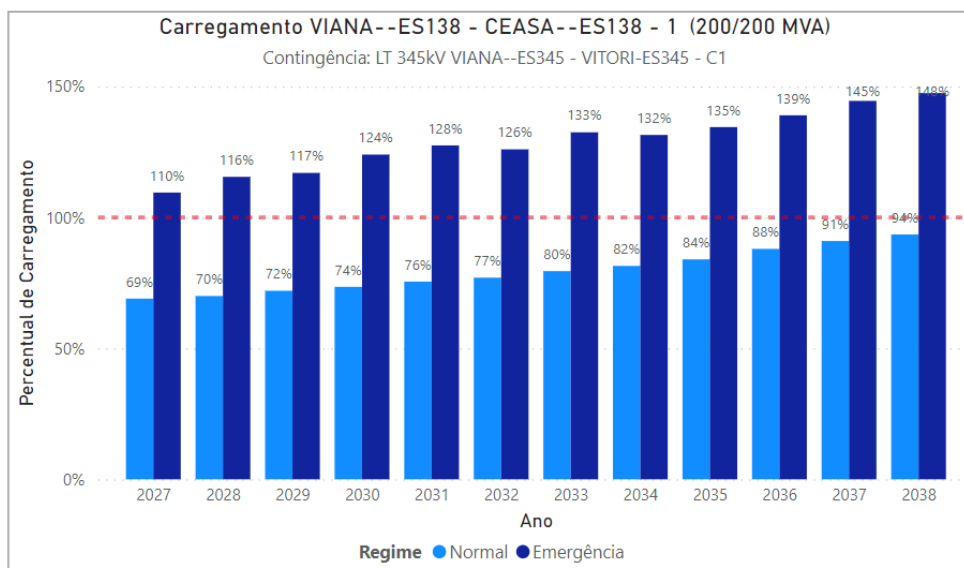


Figura 6-27 - Carregamento da LT 138 kV Ceasa - Viana, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana – Vitória.

6.2.3.2 Transformação 138/69 kV de Nova Venécia

A Figura 6-28 ilustra possibilidade de sobrecarga na transformação 138/69 kV da SE Nova Venécia, em cenários de elevado despacho térmico, quando da contingência da transformação 230/138 kV de São Mateus, a partir de 2034.

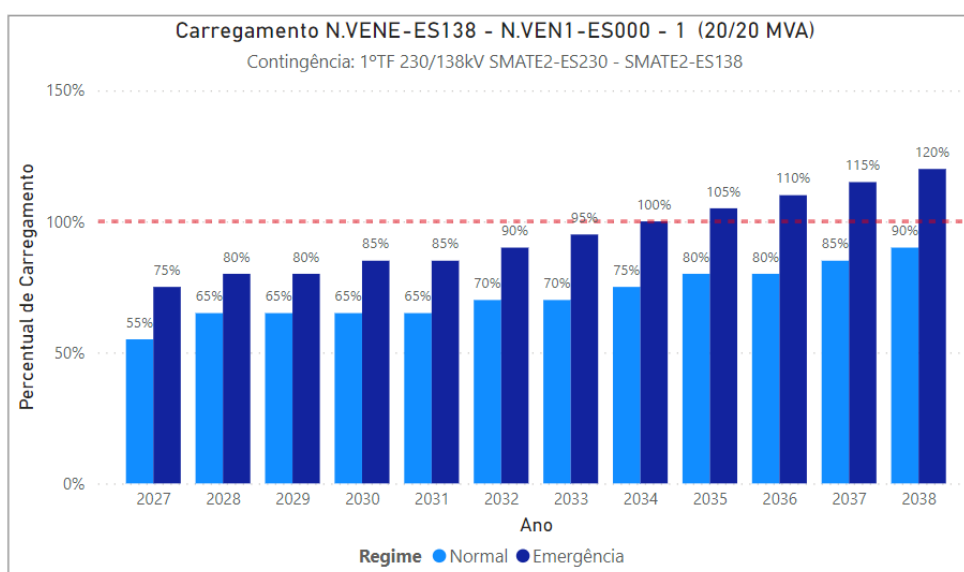


Figura 6-28 - Carregamento da transformação 138/69 kV da SE Nova Venécia, em regime normal e na contingência da transformação 230/138 kV da SE São Mateus.

6.2.3.3 Transformação 138/69 kV de São Mateus

Em cenários de elevado despacho térmico, a contingência da LT 230 kV Governador Valadares – Verona pode provocar sobrecargas na transformação 138/69 kV de São Mateus, a partir de 2037, conforme Figura 6-29.

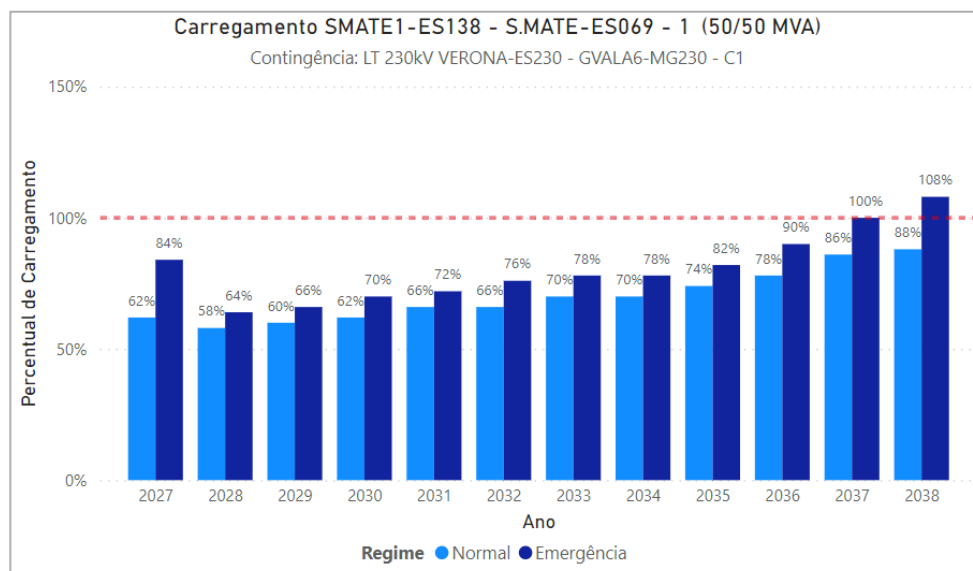


Figura 6-29 - Carregamento da transformação 138/69 kV da SE São Mateus, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Governador Valadares - Verona.

7 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA MINAS GERAIS

O capítulo apresenta em figuras os carregamentos máximos em elementos do sistema de transmissão do sistema interligado do estado de Minas Gerais, em regime normal e nas perdas de linhas de transmissão e transformadores.

7.1 Área Norte

Para a área Norte do estado entende-se a região geográfica compreendida entre as SEs Jaíba e Paracatu 4. Nessa região foram detectados problemas de não atendimento ao critério N-1 em algumas SEs de fronteira, além da SE 500/345 kV Buritizeiro 3, em cenários de excedente de geração no sistema distribuidor para a rede básica. Os gráficos a seguir ilustram o carregamento das SEs que apresentaram sobrecargas, mostrando o percentual de carregamento em condição normal de operação e na contingência que ocasionou o maior carregamento na SE em análise:

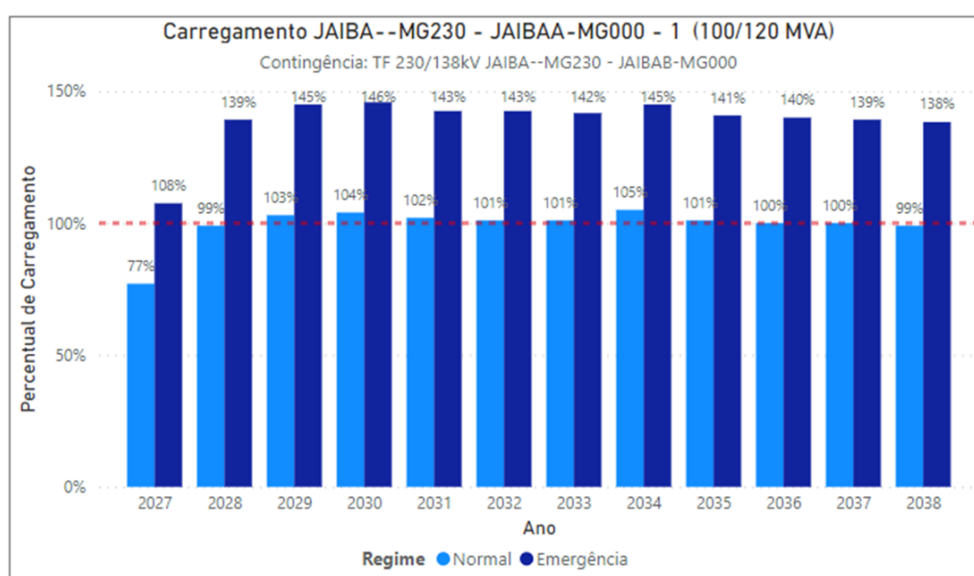


Figura 7-1 – Carregamento do transformador remanescente da SE 230/138 kV Jaíba na contingência do transformador paralelo

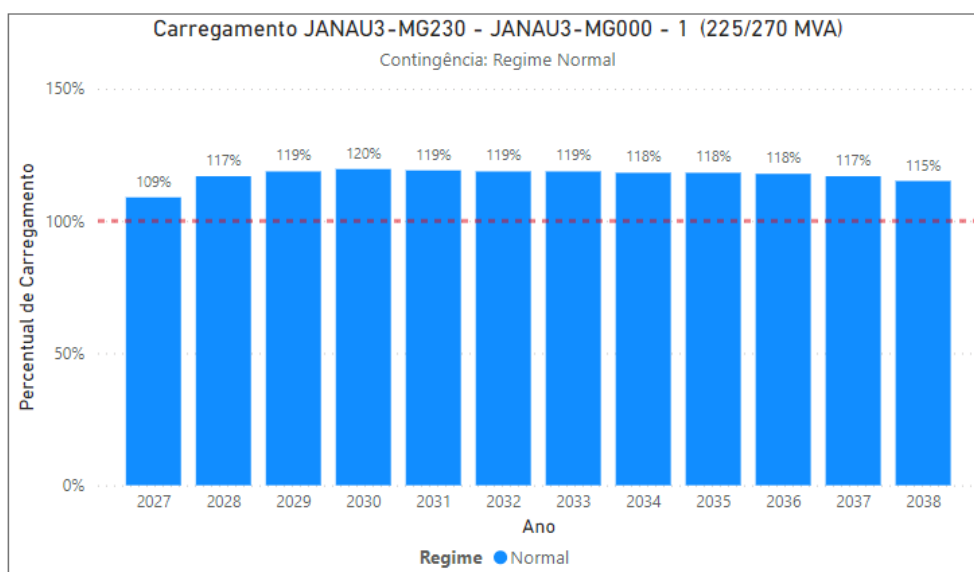


Figura 7-2 – Carregamento da SE 230/138 kV Janaúba 3 em condição normal de operação

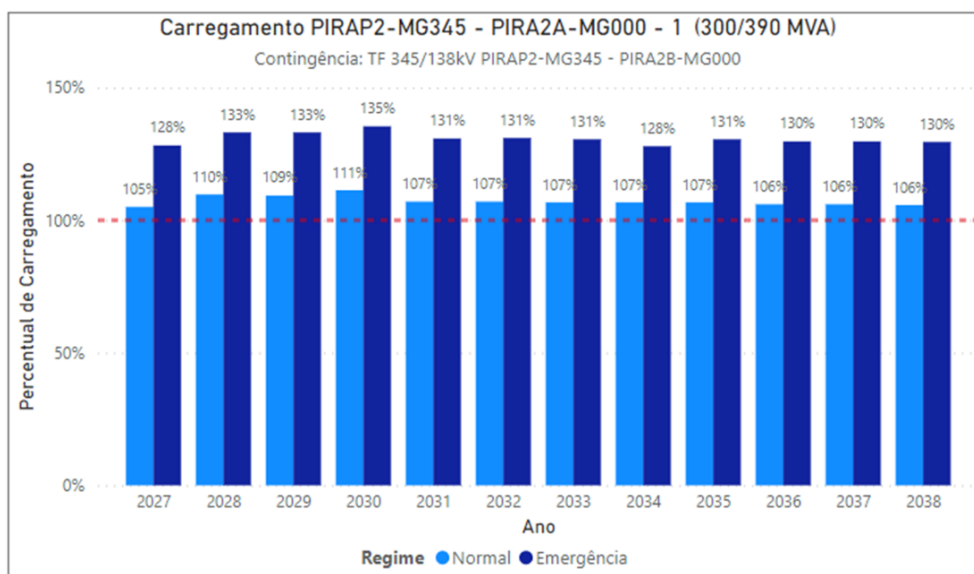


Figura 7-3 – Carregamento do transformador remanescente da SE 345/138 kV Pirapora 2 na contingência do transformador paralelo

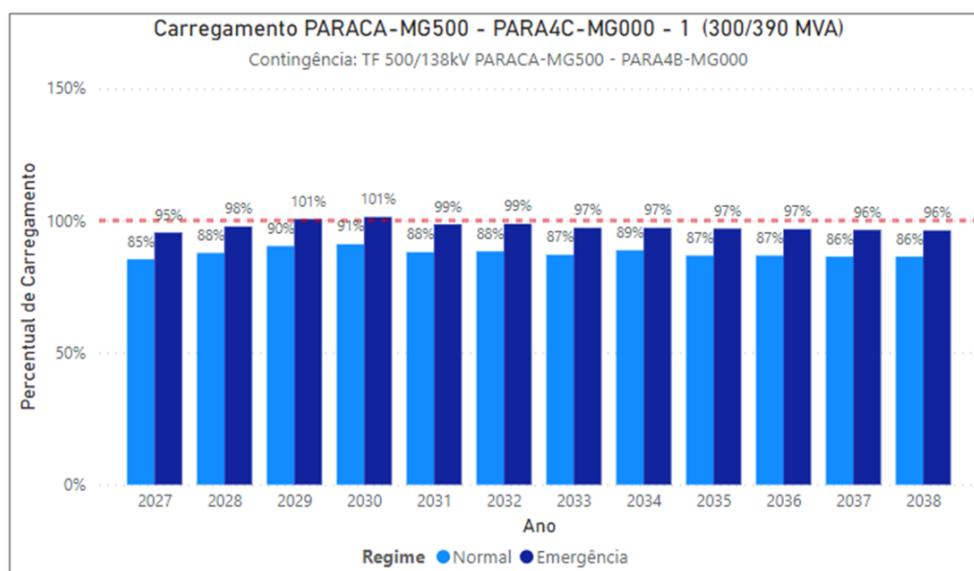


Figura 7-4 – Carregamento dos transformadores remanescentes SE 500/138 kV Paracatu 4 na contingência de um dos transformadores

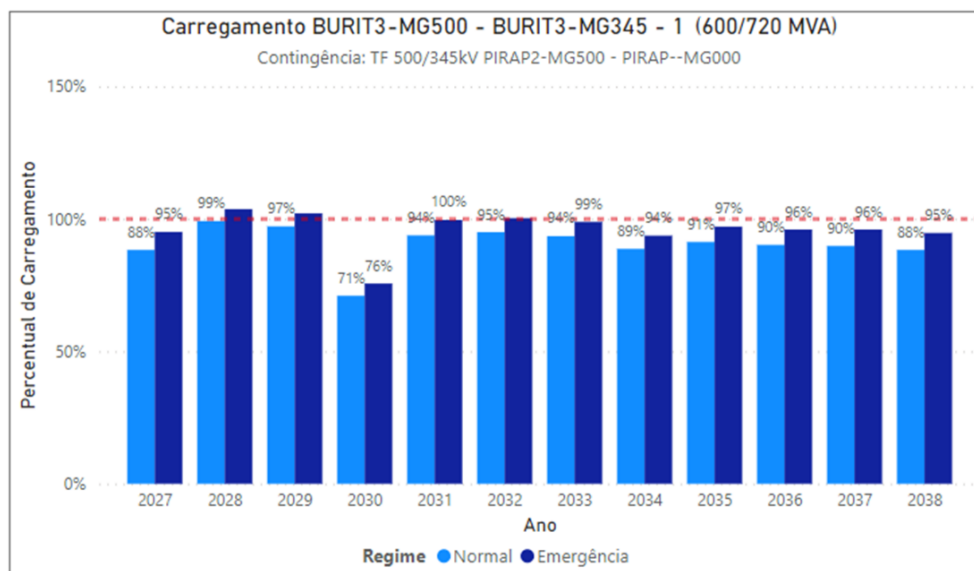


Figura 7-5 – Carregamento na SE 500/345 kV Buritizeiro 3 na contingência de um dos transformadores 500/345 kV da SE Pirapora 2

7.2 Área Central e Mantiqueira

Para a área central do estado entende-se a região metropolitana da grande Belo Horizonte, e para a região da Mantiqueira considera-se a área geográfica da SE Ouro Preto 2 até a SE Santos Dumont. Nessas regiões foram detectados problemas especificamente com relação a linhas de 345 kV, além da SE 500/345 kV Santos Dumont. Os gráficos a seguir ilustram o carregamento das linhas que apresentaram problema, mostrando o percentual de carregamento em condição normal de operação, e a respectiva contingência que ocasionou o maior carregamento na linha em análise:

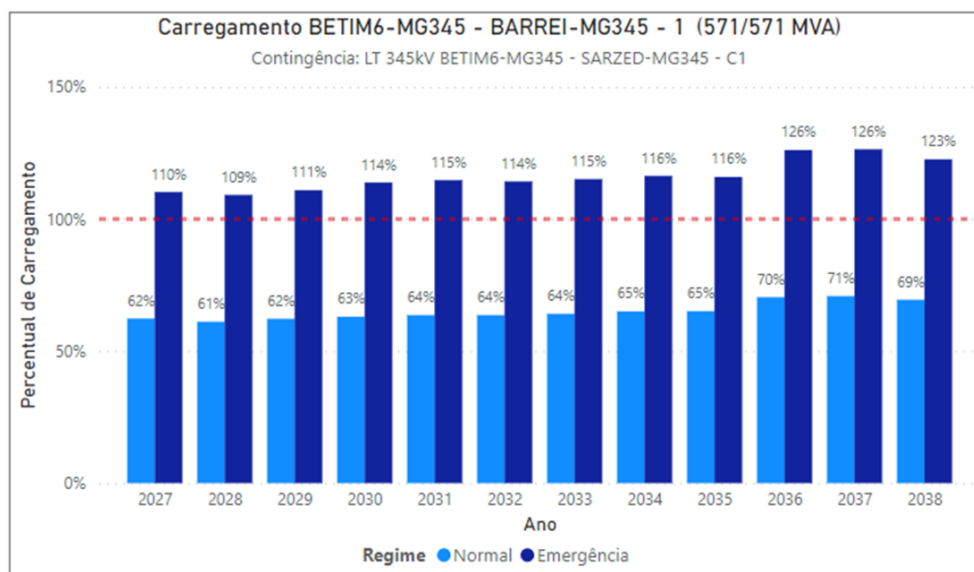


Figura 7-6 – Carregamento da LT 345 kV Betim 6 - Barreiro na contingência da LT 345 kV Betim 6 - Sarzedo

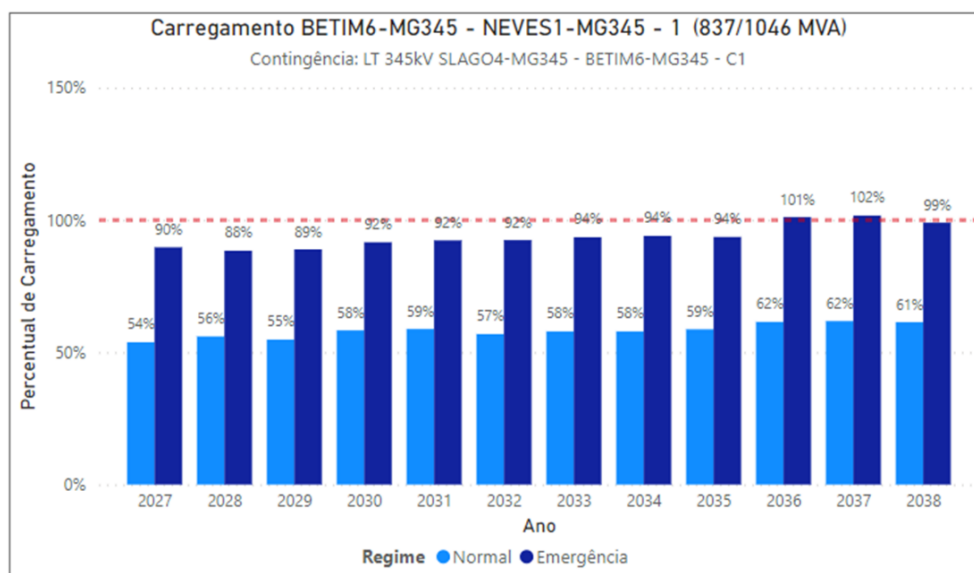


Figura 7-7 – Carregamento da LT 345 kV Betim 6 – Neves 1 na contingência da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Betim 6

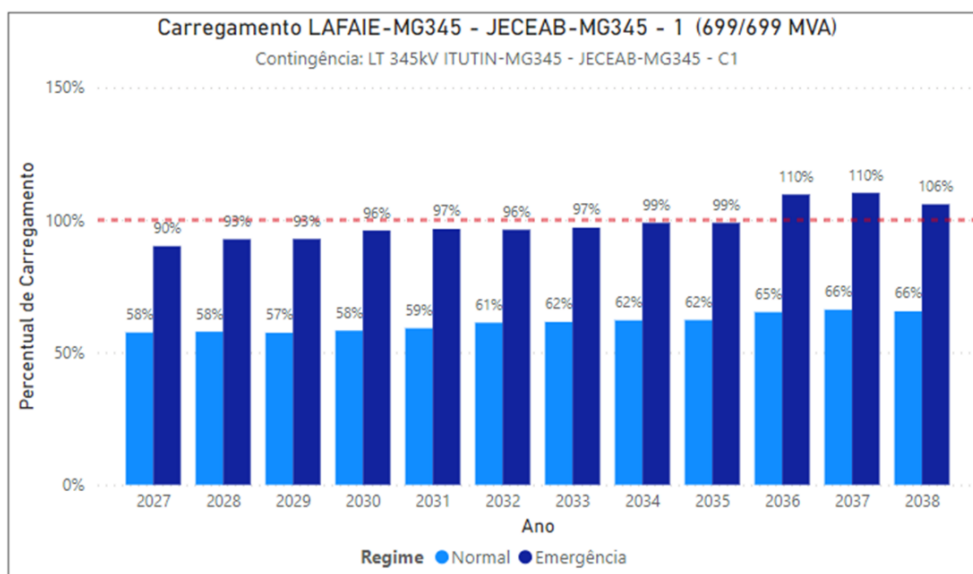


Figura 7-8 – Carregamento da LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba na contingência da LT 345 kV Itutinga - Jeceaba

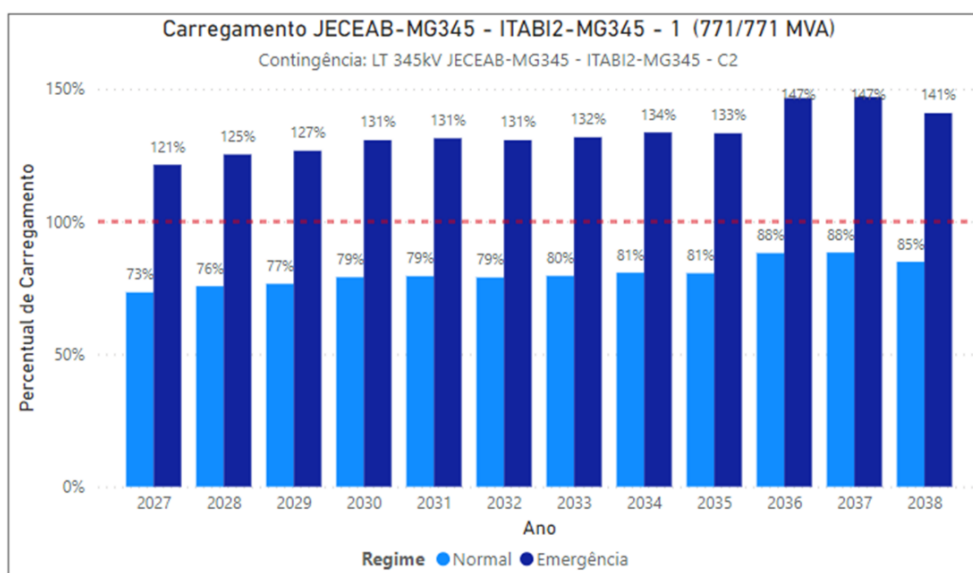


Figura 7-9 – Carregamento da LT 345 kV Jeceaba - Itabirito 2 C1 na contingência do C2

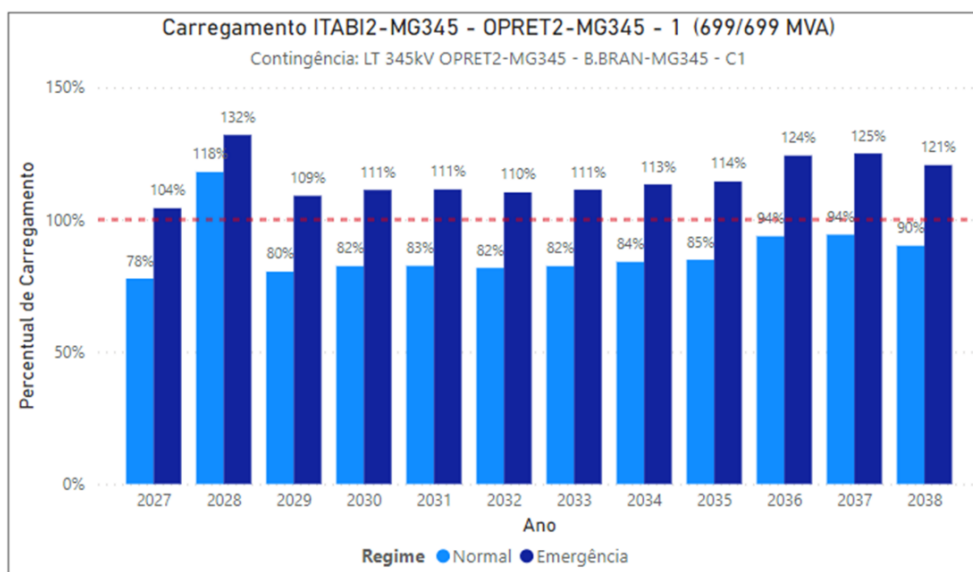


Figura 7-10 – Carregamento da LT 345 kV Itabirito 2- Ouro Preto 2 na contingência da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Barro Branco

Além das linhas mostradas, constatou-se também sobrecargas na SE 500/345 kV Santos Dumont.

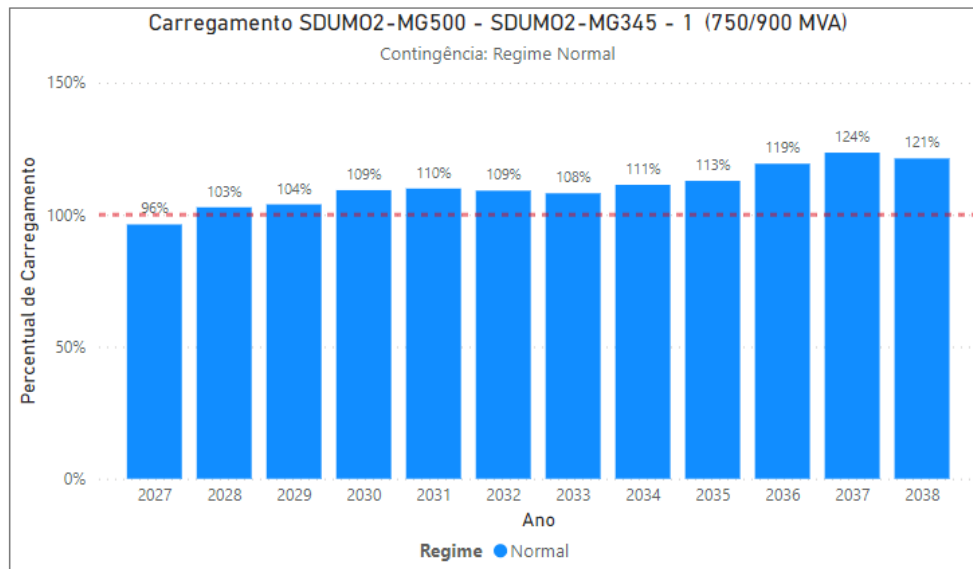


Figura 7-11 – Carregamento do SE 500/345 kV Santos Dumont em condição normal de operação

7.3 Área Sul

Para a área Sul do estado entende-se a região geográfica compreendida entre as usinas de Estreito e Furnas até a SE Poços de Caldas incluindo a área até a divisa com o estado de São Paulo na direção de Guarulhos, Campinas e Atibaia. Nessas regiões foram detectados problemas especificamente com relação a linhas de 345 kV Furnas - Poços e Poços - Guarulhos C1 e C2. Os gráficos a seguir ilustram o carregamento das linhas que apresentaram sobrecargas, mostrando o percentual de carregamento em condição normal de operação.

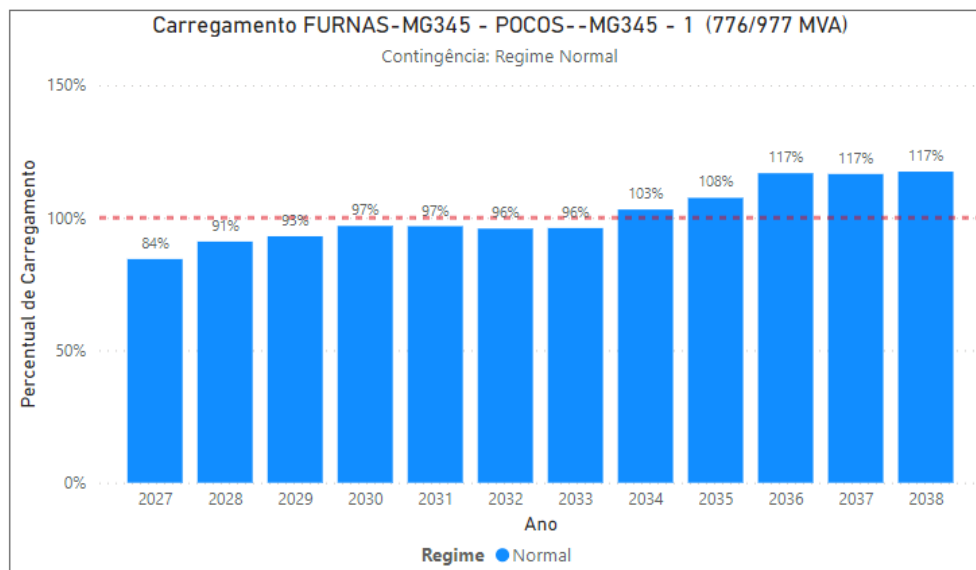


Figura 7-12 – Carregamento da LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas em condição normal de operação

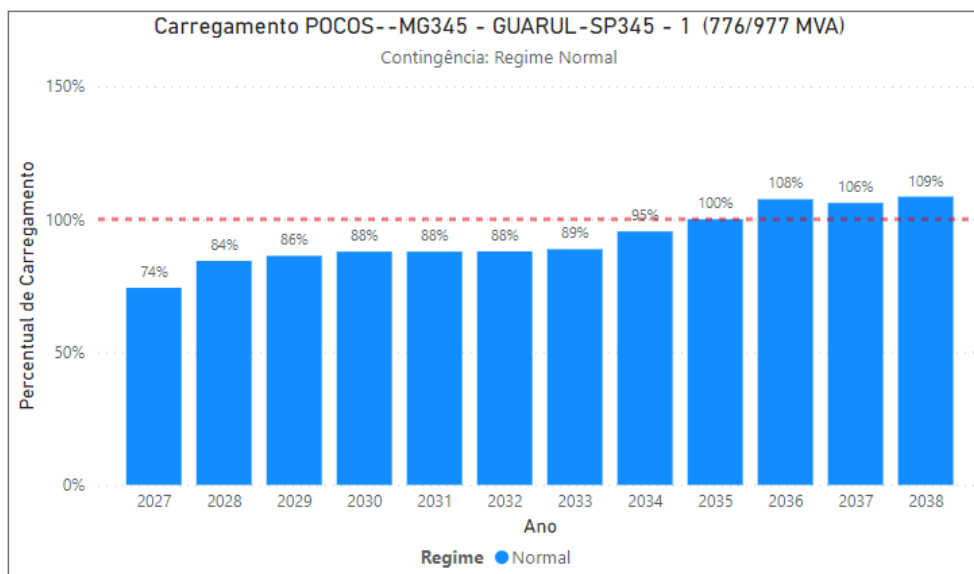


Figura 7-13 – Carregamento da LT 345 kV Poços - Guarulhos C1 em condição normal de operação

7.4 Área Leste

Com relação à área leste do estado, particular atenção deve ser dada ao sistema de 230 kV local, sistema este que se estende da SE Taquaril até a SE Governador Valadares. É uma região caracterizada pela existência de diversos consumidores livres, em particular associados à área de mineração, e sob o aspecto topográfico, trata-se de uma região de relevo bastante acidentado, requerendo, por esses motivos, maior atenção para a implantação de novos circuitos e subestações.

Foi constatada a necessidade de atualização dos casos do PD deste sistema de 230 kV, uma vez que se verificou divergências significativas de topologia e de carga com relação a representação deste sistema nos casos do PAR. Assim, esta atualização se processará ao longo deste ano para que possa ser realizado no próximo ano um diagnóstico de eventuais problemas no sistema local. Esta decisão baseou-se na expectativa de, no curto prazo, não haver problemas relevantes para o atendimento à região.

Porém, outra característica do sistema local é a existência de algumas SEs de fronteira que, por características específicas, não atendem o critério N-1 de modo tradicional. Basicamente são SEs dotadas de transformações 230/13,8 kV nas quais não é possível a operação dessas unidades transformadoras em paralelo, devido à baixa capacidade de curto-circuito dos respectivos barramentos secundários. Agrega-se a este problema a não individualização da proteção das unidades transformadoras, inclusive pelo lado de 230 kV. Por se tratar de SEs muito antigas e, normalmente situadas em área já urbanizadas, não há opção de ampliações e reforços que dotem estas SEs de capacidade e arranjo tal que permita o atendimento ao critério N-1 pleno de modo econômico. As SEs nesta situação, a saber são: Timóteo, Itabira 2, Governador Valadares 2 e Conselheiro Pena. Ressalta-se também que o arranjo dos barramentos não atende os requisitos atuais estabelecidos no Procedimento de Rede para sistemas de 230 kV.

No caso particular da SE 230/13,8 kV Timóteo, está em análise pela EPE, conjuntamente com ONS, Cemig D e Cemig GT, a possibilidade de sugerir ao MME e à ANEEL, a flexibilização do critério N-1

tradicional, tendo em vista a economicidade tarifária. Essa flexibilização, caso adotada, permitirá a solicitação desta flexibilização para as demais SEs citadas.

Para melhor contextualização da situação da SE 230/13,8 kV Timóteo, informamos que em meados do ano passado, o ONS procurou a EPE por conta desse não atendimento ao critério N-1 das cargas atualmente supridas por essa SE. A ideia foi rediscutir a questão no âmbito do planejamento, a fim de verificar se a sugestão de se flexibilizar o critério, sugestão essa indicada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-021/2018-rev0 – “Atendimento a Timóteo”, de março de 2018, permaneceria válida ou se seria necessário iniciar um novo estudo para solução deste problema. A Figura 7-14 ilustra o diagrama esquemático da SE.

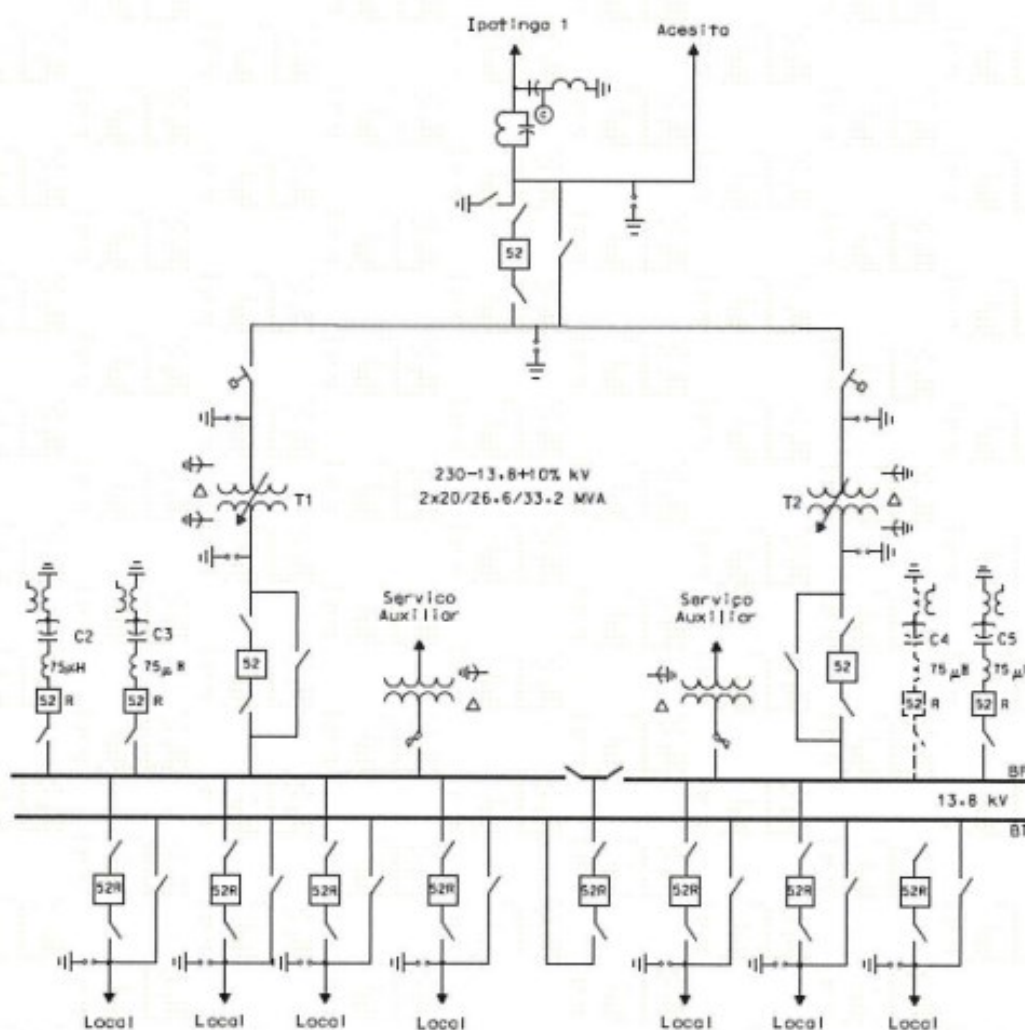


Figura 7-14 - Esquemático da SE 230/13,8 kV Timóteo

Percebe-se, portanto, que a subestação é dotada de 2 unidades transformadoras 230/13,8 kV que não operam com seu barramento secundário fechado por questões de níveis de curto-circuito, bem como não há individualização da proteção no lado de 230 kV. Além disto, a SE é atendida por um tape da LT 230 kV Ipatinga-Aperam (antiga Acesita). A figura a seguir mostra uma visão topo-elétrica da situação, percebendo-se a impossibilidade para ampliação da SE, pois, se localiza numa área de esquina muito pequena.

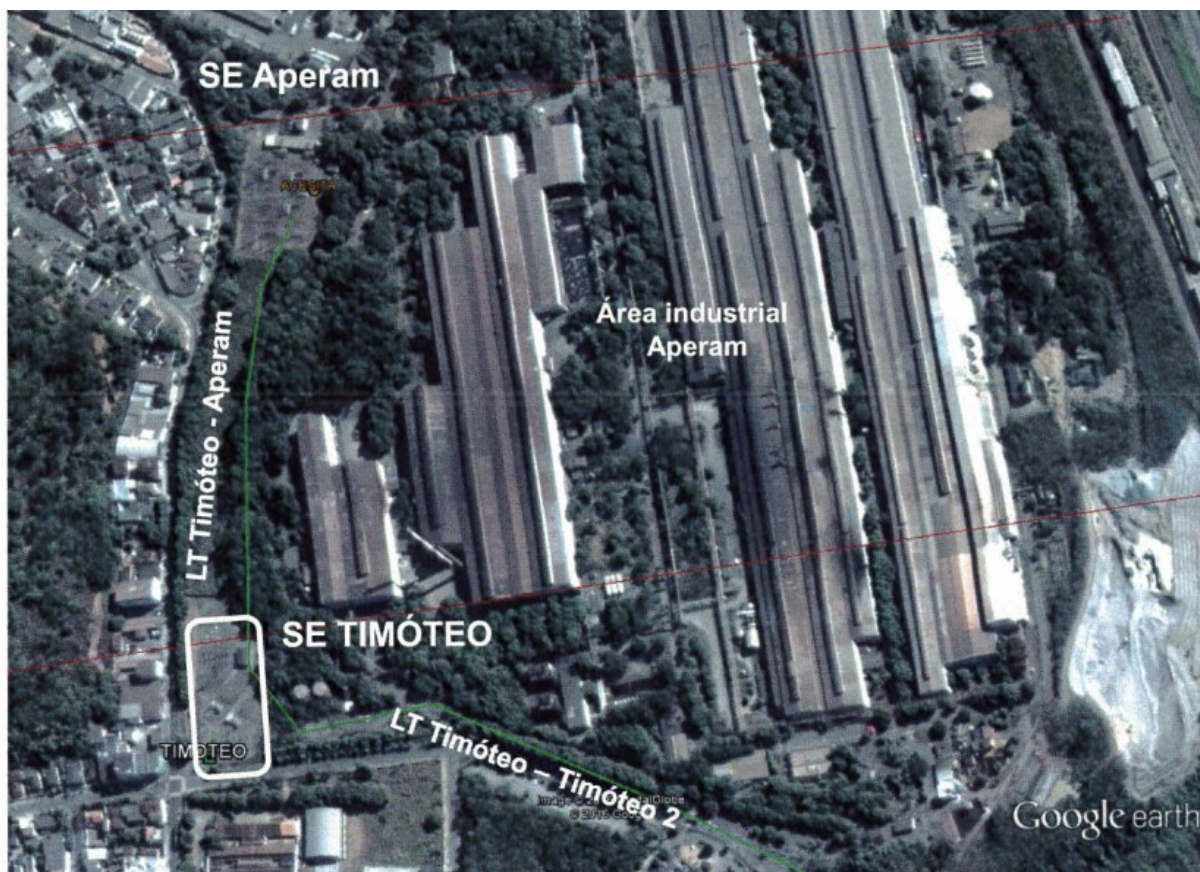


Figura 7-15 – Localização SE 230/13,8 kV Timóteo

Na citada Nota Técnica da EPE, foi anexada uma avaliação de atendimento às cargas da SE, elaborada pela Cemig-GT, em consonância com a Distribuidora local, a qual concluiu que o sistema existente e planejado da região de Timóteo mostrava-se adequado e com índices de continuidade elevados no sistema de transmissão, apesar do não atendimento ao critério N-1 nesta SE de fronteira.

Em reunião ocorrida em 11/07/2023, ONS e EPE entraram em consenso de que, a princípio, seria razoável levantar a discussão da manutenção da flexibilização quanto ao não atendimento pleno ao critério N-1, dado o elevado custo envolvido, quando comparado com o porte da carga sujeito à corte em função de contingência simples. A partir desse entendimento inicial, foi proposta uma reunião com a Cemig-GT e Cemig-D, realizada em 17/07/2023, com o objetivo de formalizar posteriormente a questão perante o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Nesta reunião foi colocado que, na época da elaboração da Nota Técnica da EPE, foi estimado um custo de cerca de R\$70 milhões para atendimento pleno ao critério N-1 na SE 230/13,8 kV Timóteo. Neste custo foi computado somente a construção de uma nova subestação Timóteo 3 com integração à SE Timóteo 2 via LT 230 kV e interligação de 7 saídas de linhas de 13,8 kV numa nova SE 230/13,8 kV Timóteo 3. Porém, este custo, além de defasado devido ao tempo decorrido, foi estimado de modo muito simplificado, considerando a existência na época de terreno bem localizado na cidade, o que pode não ser mais factível, além de não incluir os custos da distribuição e perdas. Desta forma, atualmente, uma nova SE de fronteira ficaria localizada mais fora do centro

Reforça o pedido de flexibilização do critério o fato da Cemig-D, nesta reunião, informar que possui um plano de contingência para remanejamento de parte das cargas supridas pela SE Timóteo, o que reduz o tempo do corte de carga numa eventual contingência da Rede Básica. A Figura 7-16 mostra um esquemático com as obras previstas para o sistema distribuidor local, destacando-se a implantação da nova SE 138/13,8 kV Coronel Fabriciano 2.



55

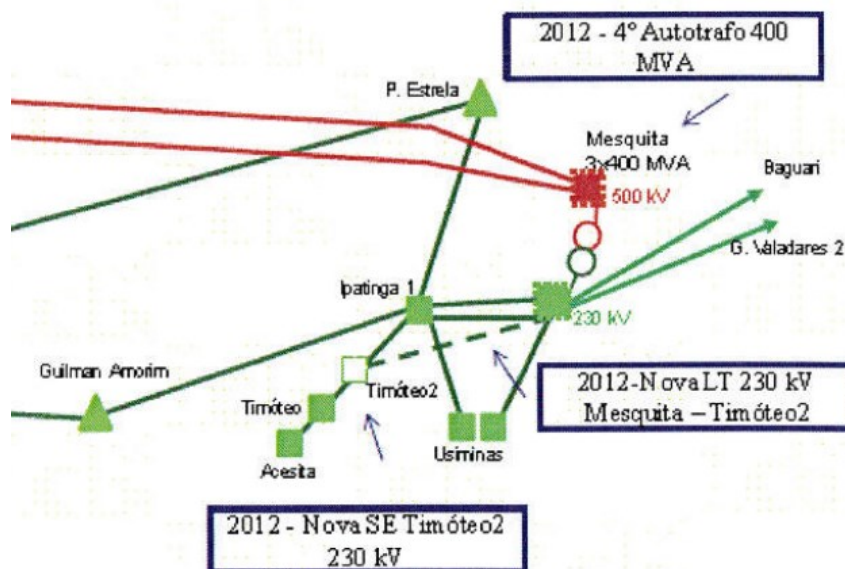


Figura 7-17 – Nova LT 230 kV Mesquita-Timóteo 2 e Nova SE 230/69 kV Timóteo 2

Na emissão da Nota Técnica, a previsão da implantação das obras, conforme indicado na figura, era 2012. No entanto, por diversos motivos as obras finalizaram somente este ano. Destaca-se ainda que a UHE Sá Carvalho está conectada a SE da Aperam (não mostrada essa conexão na figura). Desta forma, parte da carga pode ser atendida de forma ilhada, no período úmido, pela UHE Sá Carvalho.

Em função do exposto, Cemig-GT e Cemig-D reavaliaram o plano de contingência local, bem como os pontos levantados pelo planejamento e em 05/09/2023 ocorreu uma nova reunião entre as empresas, a fim de que fosse apresentado esse novo plano de contingência e discutidas as questões pertinentes e propostas de encaminhamento.

Nesta reunião, a Cemig D fez uma rápida apresentação mostrando o sistema de alta tensão existente e planejado, destacando as SEs que atendem à região – Timóteo 230/13,8 kV (2x33,2 MVA), Coronel Fabriciano 69/13,8 kV (3x12,5 MVA), Ipatinga 1 138/13,8 kV (2x25 MVA), Ipatinga 2 138/13,8 kV (2x25 MVA) e Coronel Fabriciano 2 138/13,8 kV (1x25 MVA – futura, prevista para 2025). A Figura 7-18 ilustra o sistema distribuidor da região.



Figura 7-18 –Sistema de 13,8 kV da região de Timóteo e Coronel Fabriciano

A carga total da região é de cerca de 60 MW atualmente, com previsão de crescimento no horizonte 2030 para cerca de 75 MW. Atualmente o Sistema de Distribuição de Média Tensão possibilita o remanejamento e transferência de aproximadamente 60% (horário fora de ponta) e 50% (horário de ponta) da carga da SE Timóteo em caso de contingência da subestação. Parte das manobras de remanejamento de carga é realizada automaticamente, mas a maioria necessita de deslocamento de equipe para efetivação da abertura e fechamento de equipamentos no sistema. As manobras consideram o remanejamento de cargas para as subestações no entorno da SE Timóteo 1, sendo: SE Coronel Fabriciano, Ipatinga 1, Ipatinga 2 e Nova Era.

Foi informado também que a implantação da subestação Coronel Fabriciano 2 possibilitará uma pequena melhoria na flexibilidade operativa, mas ainda não será viável o remanejamento de 100% da carga da SE Timóteo.

Neste sentido, a Cemig-GT propôs um conjunto de obras visando aumentar a confiabilidade no atendimento à região de Timóteo. Esta proposta teve o intuito de minimizar os impactos da contingência simples na SE Timóteo, sem, contudo, incorrer em custos desproporcionais tanto para a Rede Básica quanto para a própria distribuidora. As obras seriam as seguintes, conforme mostrado no destaque da figura a seguir:

- Instalação de dois disjuntores de 230 kV, entre transformador e seccionador;
- Conversão da seção de transferência de 13,8 kV em seção de interligação entres as barras de 13,8 kV dos transformadores T1 e T2 de Timóteo;
- Instalação de uma nova seção de transferência de 13,8 kV.

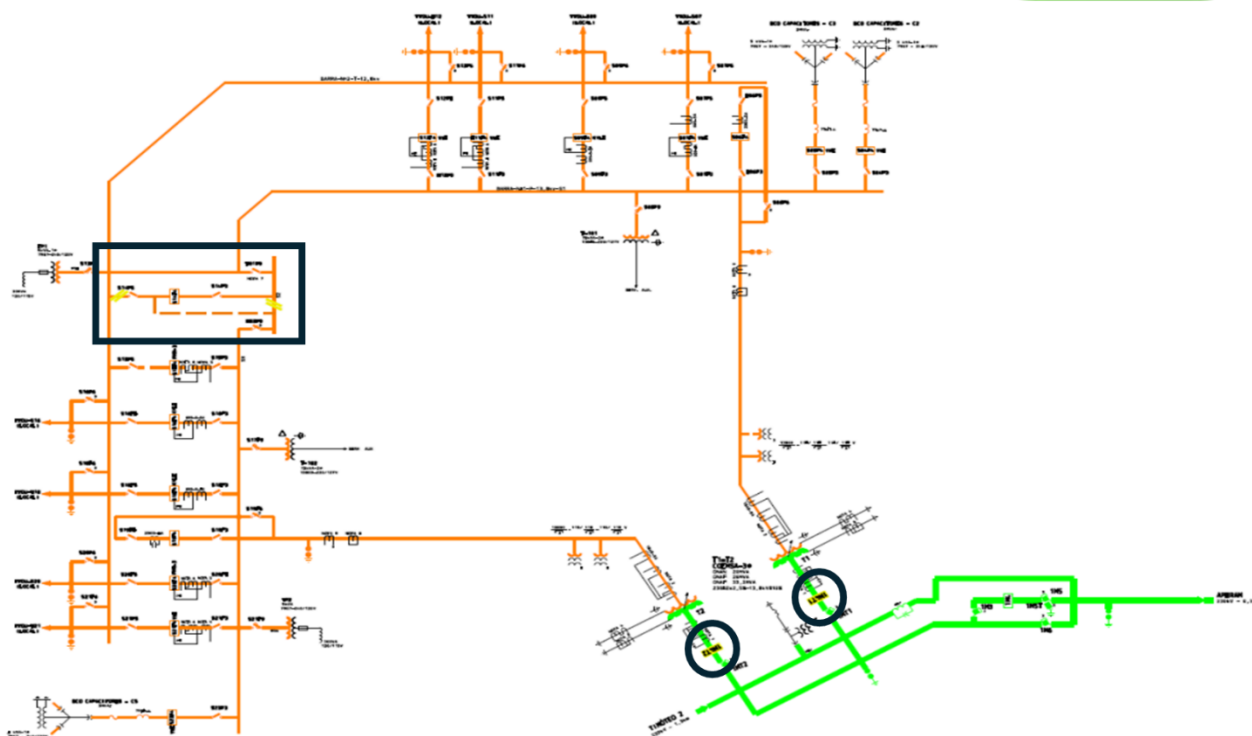


Figura 7-19 – Obras propostas pela CemigGT na SE 230/13,8 kV Timóteo

Com a implantação destas obras, seriam observadas as seguintes melhorias no atendimento a Timóteo:

- Em caso de falta em algum dos transformadores, apenas esse será desligado. Atualmente a proteção atua no único disjuntor da instalação resultando em perda completa das cargas;
- Após a falta, remotamente fecha-se o disjuntor de interligação de barras, recompondo a seção de barras do transformador em falta, recompondo as cargas até o limite do transformador remanescente. Atingindo o limite, o restante será recomposto via transferência entre as demais subestações de região, via alimentadores de 13,8 kV;

Como resultado tem-se mais confiabilidade de atendimento, uma vez que apenas parte das cargas serão desligadas em uma eventual falta, bem como o tempo de restabelecimento será bastante minimizado pois não dependerá de deslocamento de equipe, sendo este de até 60 minutos.

A EPE entendeu a proposta da Cemig-GT como bastante razoável, resultando em custo x benefício adequado para atendimento às cargas da região de Timóteo. Neste sentido, ficou acordado que o assunto seria registrado em ata da reunião realizada, a ser divulgada, e que posteriormente seria levado ao MME e à ANEEL pela Cemig, ONS e EPE. Por fim, a ideia é que seja elaborada uma carta ao Poder Concedente e à Agência com todos os aspectos levantados para formalização da questão e providências pertinentes, o que será providenciado em breve.

Ressalta-se também o fato de que essa situação remonta ao tempo em que o modelo do setor não requeria a obrigatoriedade de atendimento ao critério N-1 para SEs de 230/13,8 kV. Transformações com esses níveis de tensão ensejam uma função de Distribuição, apesar de, atualmente, o nível de 230 kV ser considerado de Rede Básica.

7.5 Área Triângulo Mineiro

Para atendimento ao mercado da região do Triângulo Mineiro, o sistema foi considerado satisfatório, não havendo necessidade de novos investimentos na região. Em diagnósticos anteriores haviam sido identificados problemas para atendimento a conexão de alguns empreendimentos solares de grande porte no sistema distribuidor, quer concentrado ou distribuído, além de algumas UTEs a biomassa, ocasionado, em cenários de baixo carregamento num final de semana, em que a carga é reduzida e com a geração solar disponível, sobrecargas em algumas SEs de fronteira no sentido reverso, ou seja, o excedente de potência sendo injetado da rede de distribuição para a rede básica. Os principais empreendimentos solares foram as UFVs Monte Alegre 1 a 6 e Araxá 1 a 6, com 300 MW de potência instalada cada.

Assim, foi emitido o Relatório EPE-DEE-RE-008/2023-rev0 – Atendimento à região do Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba no estado de Minas Gerais, recomendando diversas obras para a região. As obras recomendadas que já estão com seu processo Autorizativo em andamento são:

- 2º banco 345/138 kV da SE Araxá 3 e 1º RB 345 kV de 50 MVAR
- 3º e 4º banco 345/138 kV da SE Monte Alegre de Minas 2 e 1º RB 345 kV de 30 MVAR

Com relação a SE 345/138 kV Jaguará, já havia um processo Autorizativo em andamento para a substituição de 2 unidades transformadoras de 150 MVA cada por outras duas com capacidade nominal de 225 MVA, devido ao final da vida útil desses equipamentos. Porém, o Relatório citado solicitou a revisão da respectiva Autorização para substituir essas unidades por outras de 300 MVA em vez de 225 MVA.

Obra consolidada incluída no POTEE 2024, com previsão de licitação para o segundo semestre de 2024:

- LT 345 kV Jaguará-Araxá

Obras a serem consolidadas em ciclos futuros, a depender da efetivação da implantação da GD considerada nas análises. Essas obras foram consideradas implantadas referencialmente a partir de 2033:

- 2º trafo 345/138 kV Uberlândia 10 mais 1º RB 345 kV de 30 MVAR
- 1º RB 345 kV de 50 MVAR da SE Nova Ponte
- LT 345 kV Monte Alegre de Minas-Uberlândia 10
- 2º banco 345/138 kV da SE São Gotardo 2

Como ilustração, para constatação do bom atendimento a região, em qualquer cenário, os gráficos a seguir mostram o carregamento das SEs 345/138 kV de Jaguará, Monte Alegre de Minas 2 e Uberlândia 10, para o pior cenário respectivo, tanto em condições normais de operação como para a pior contingência.

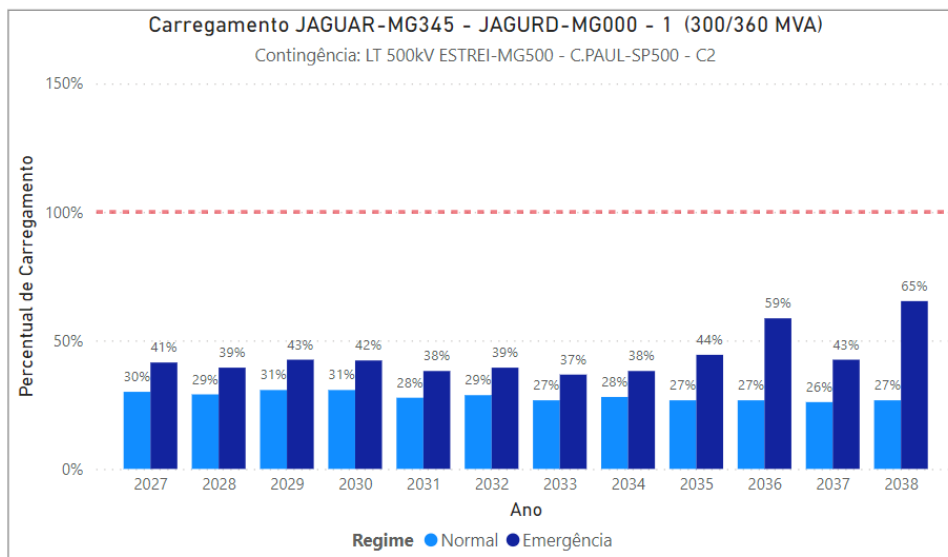


Figura 7-20 – Carregamento da SE 345/138 kV Jaguará na contingência da LT 500 kV Estreito – Cacheira Paulista C2

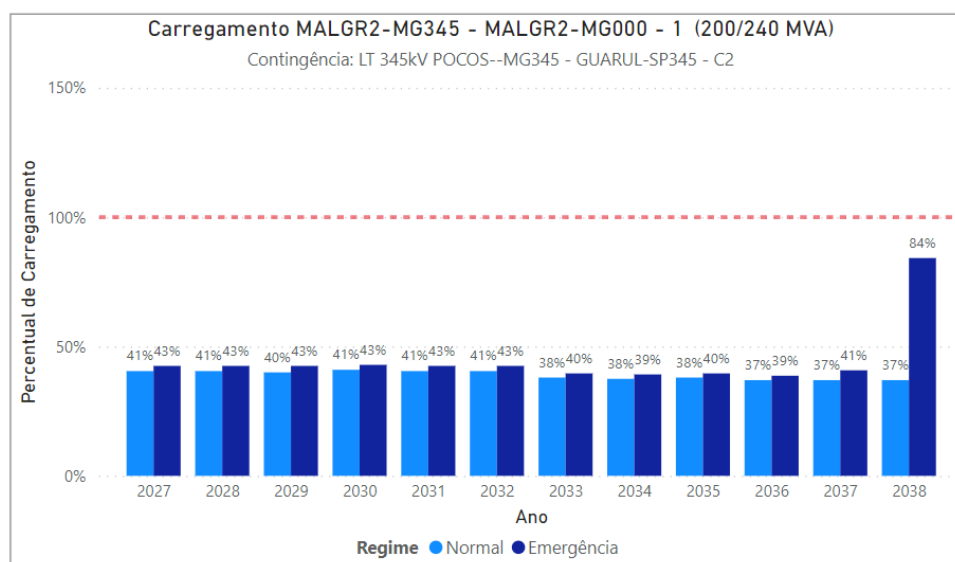


Figura 7-21 – Carregamento SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2 na contingência da LT 345 kV Poços de Caldas – Guarulhos C2

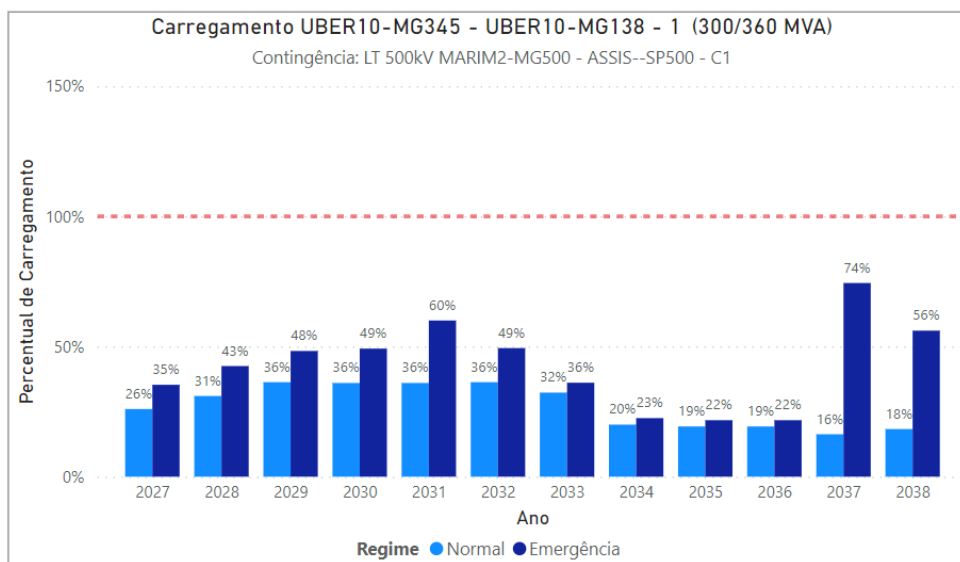


Figura 7-22 – Carregamento da SE 345/138 kV Uberlândia 10 na contingência da LT 500 kV Marimbondo – Assis

Outro ponto a se destacar na região do Triângulo Mineiro refere-se ao carregamento na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1. A Figura 7-23 ilustra o carregamento dessa LT na contingência do C2, considerando o cenário de carga média com máxima exportação do submercado Nordeste (1A).

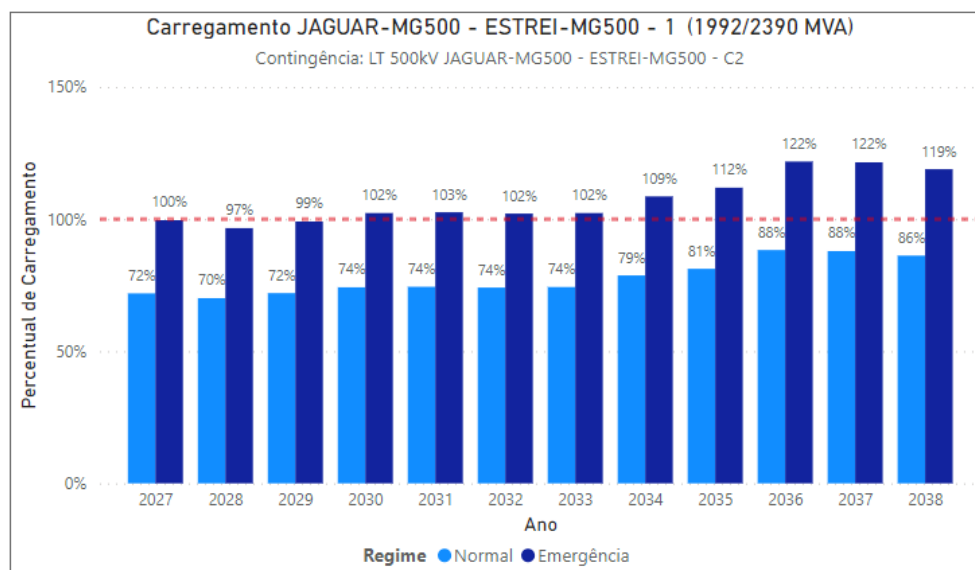


Figura 7-23 – Carregamento da LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2 – cenário 1A

Observa-se que são verificadas sobrecargas marginais no circuito remanescente dessa contingência ao longo do horizonte determinativo até 2033 no cenário de exportação máxima do Nordeste, concomitantemente com elevada geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais. A fim de se observar o carregamento para essa contingência em outras condições operativas, as figuras a seguir apresentam esse mesmo carregamento nos cenários de carga média com máxima exportação do submercado Norte (2A), carga pesada com máxima exportação do submercado Nordeste (1B) e carga leve com elevada geração fotovoltaica (3), respectivamente.

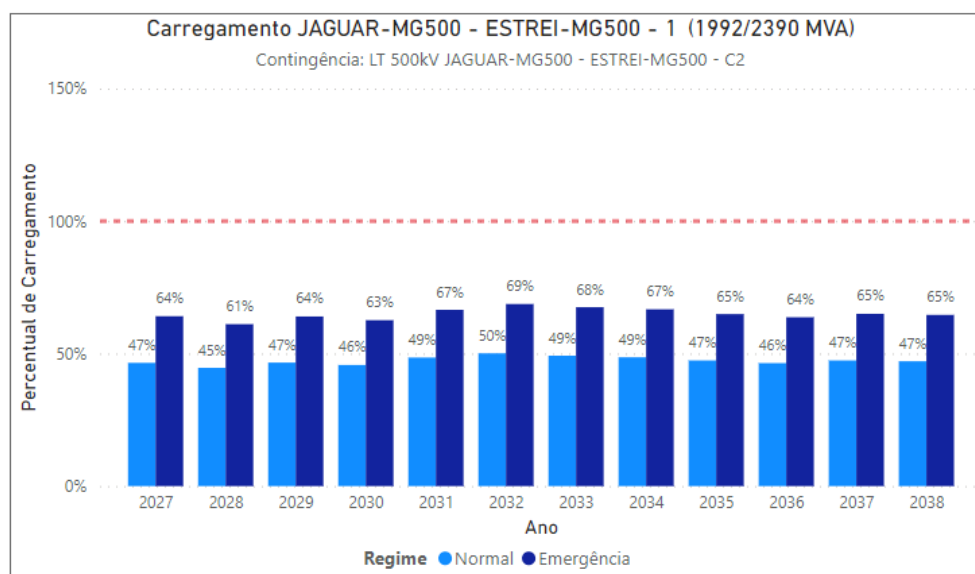


Figura 7-24 – Carregamento da LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2 – cenário 2A

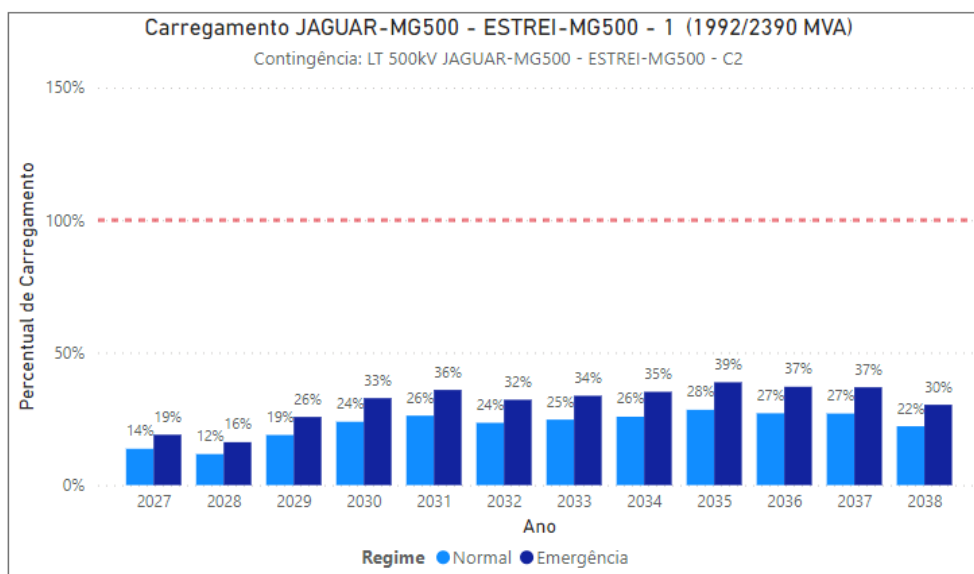


Figura 7-25 – Carregamento da LT 500 kV Jaguar – Estreito C1 na contingência do C2 – cenário 1B

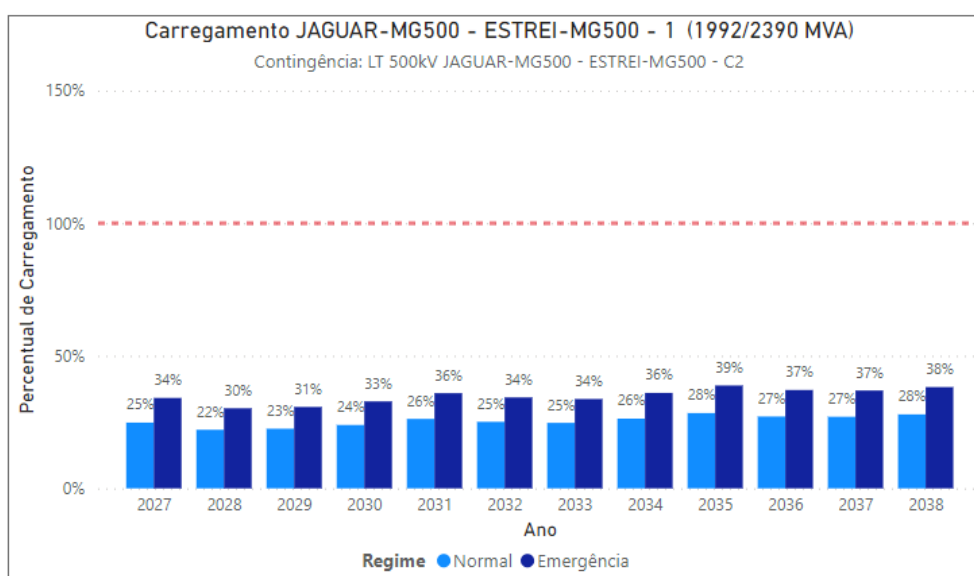


Figura 7-26 – Carregamento da LT 500 kV Jaguar – Estreito C1 na contingência do C2 – cenário 3

Nota-se que os carregamentos da LT 500 kV Jaguar – Estreito C1 na contingência do C2 estão longe do limite de condição de emergência nesses cenários. Assim, considerando que as sobrecargas verificadas são marginais e ocorrem apenas em uma condição extrema e de baixa permanência, a EPE avalia que, no momento atual, investimentos em obras para mitigação dessa questão podem não ser prioritários do ponto de vista custo-benefício.

7.6 Suporte de reativos na Rede Básica

Das análises realizadas foram observados baixos níveis de tensão nas SEs 500 kV Nova Ponte 3, Paracatu 4, Pirapora 2, Presidente Juscelino e Leopoldina, mesmo em condição normal de operação, nos cenários de intercâmbios maximizados, concomitantemente com elevados fatores de despacho das usinas fotovoltaicas. Ressalta-se que as equipes da EPE e do ONS já estão em fase de análise e compatibilização de resultados para recomendar soluções para essa questão. Obras por ventura recomendadas deverão ser analisadas verificando-se seu impacto no médio/longo prazo. Para tal é fundamental que essas análises estejam harmonizadas com o estudo em andamento na EPE referente a possibilidade de implantação de um segundo bipolo da região nordeste para a região

sudeste, de modo a se evitar investimentos em equipamentos de suporte de reativos, ou mesmo linhas novas de transmissão, no estado de Minas Gerais, de curta efetividade no médio/longo prazo. Esse estudo de um possível segundo bipolo tem a previsão de emissão para outubro de 2024.

Os gráficos a seguir mostram os valores de tensão para as SEs que apresentaram os valores mais baixos, necessitando, portanto, de uma atenção especial nas análises.

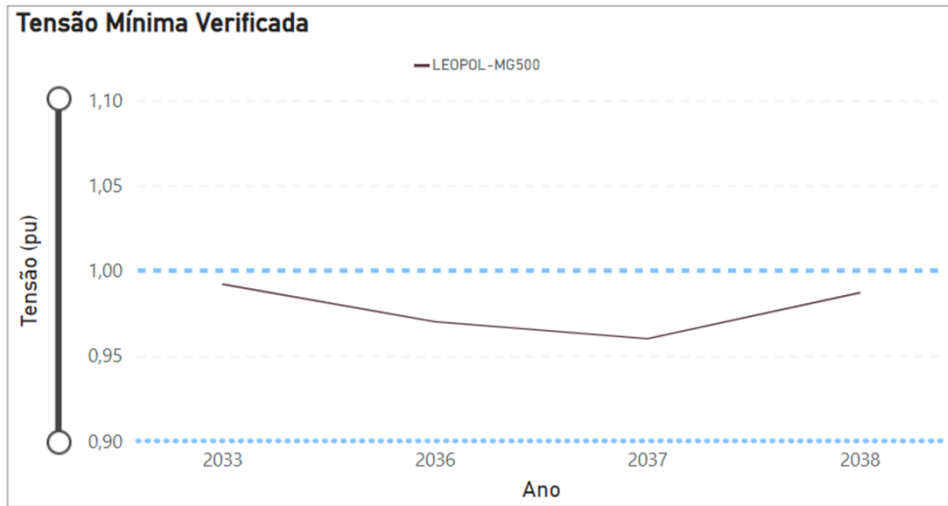


Figura 7-27 – Tensão SE 500 kV Leopoldina em condição normal de operação

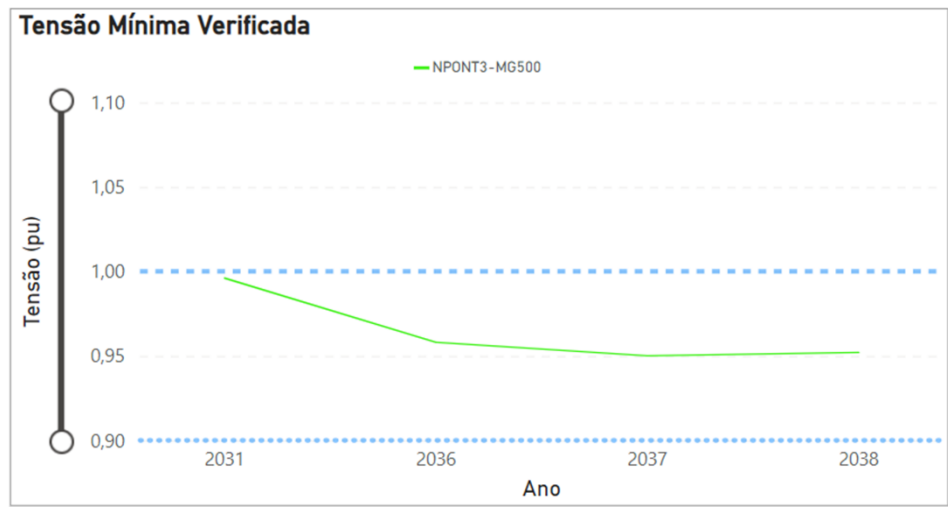


Figura 7-28 – Tensão SE 500 kV Nova Ponte 3 em condição normal de operação

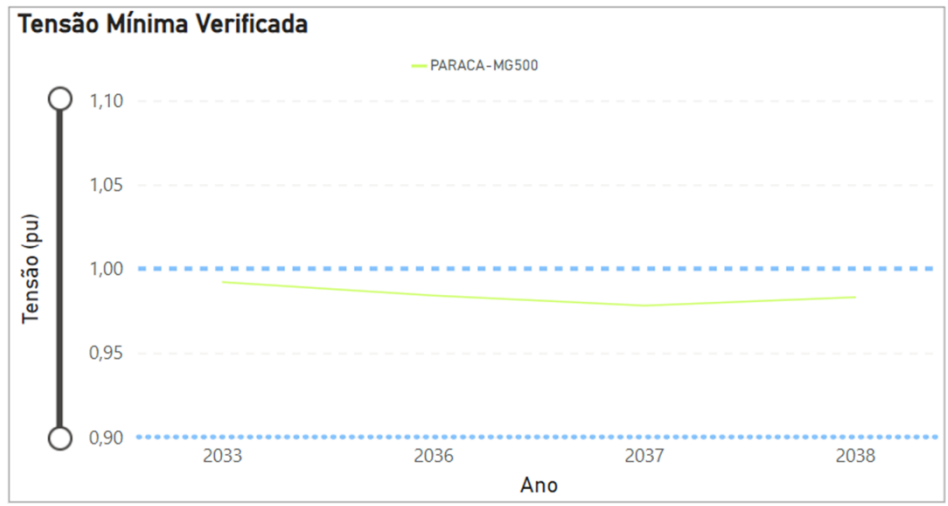


Figura 7-29 – Tensão na SE 500 kV Paracatu 4 em condição normal de operação

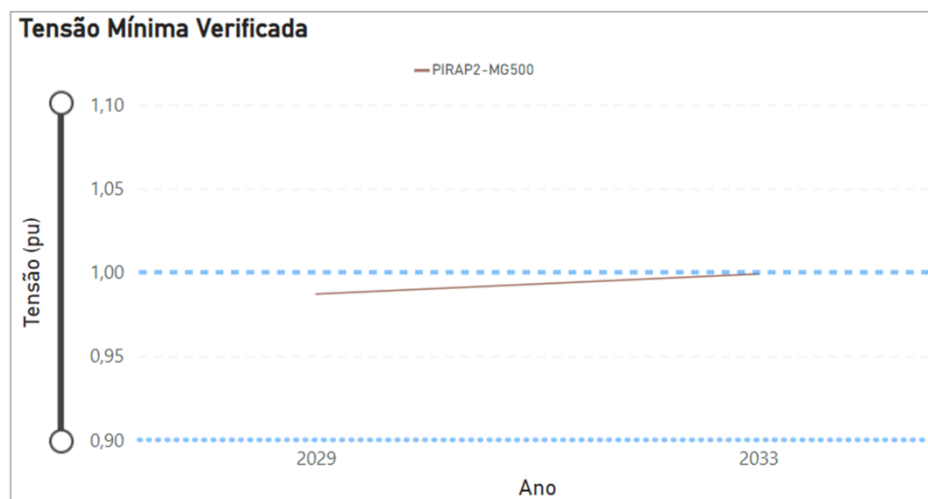


Figura 7-30 – Tensão na SE 500 kV Pirapora 2 em condição normal de operação

8 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, “Base de dados de fluxo de potência - PDE 2032,” [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao>.
- [2] MME, *Portaria nº 215, de 11 de maio de 2020*.
- [3] EPE, *Portaria EPE/DEE nº 1, de 12 de janeiro de 2021*.