



RELATÓRIO

**EPE-DEE-RE-036-2024-REV0 -
DIAGNÓSTICO - PDE 2033 - GET
SP**

SETEMBRO DE 2024

■ Colaboradores

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Daniel José Tavares de Souza

Equipe Técnica

Fábio de Almeida Rocha

Paulo Fernando de Matos Araújo

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Vanessa Stephan Lopes

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios

epe



VALOR PÚBLICO

A EPE APRESENTA ANUALMENTE OS DIAGNÓSTICOS REGIONAIS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA PARA O HORIZONTE 2027-2038, DE ACORDO COM AS PROJEÇÕES ESTABELECIDAS NO CICLO DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA (PDE).

COM ESTA NOTA TÉCNICA A EPE TRAZ TRANSPARÊNCIA E DIMINUI A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES SOBRE PANORAMA SOBRE POSSÍVEIS RESTRIÇÕES FUTURAS DA REDE, IDENTIFICANDO DATA PREVISTA DA RESTRIÇÃO, GRAU DE SEVERIDADE E LOCALIZAÇÃO. ESSES DADOS SERVIRÃO DE INSUMOS PARA A ABERTURA DE NOVOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO E SUA PRIORIZAÇÃO NO ÂMBITO DA PROGRAMAÇÃO DE ESTUDOS DE CADA GRUPO DE ESTUDO DE TRANSMISSÃO (GET).

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

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

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Thiago Guilherme Ferreira Prado (interino)

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

SUMÁRIO

SUMÁRIO	2
1 INTRODUÇÃO	3
2 CONCLUSÕES	4
3 RECOMENDAÇÕES.....	5
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	7
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	7
4.2 Evolução da Expansão da Geração	9
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão	10
5 CENÁRIOS ANALISADOS	11
5.1.1 Cenário 1: Carga Média Norte Úmido	12
5.1.2 Cenário 2: Carga Média Norte Úmido com restrição nas usinas hidrelétricas	12
5.1.3 Cenário 3: Carga Pesada Norte Seco	12
5.1.4 Cenário 4: Carga Leve com Norte Úmido	12
5.1.5 Cenário 5: Máximo Recebimento do estado de MG	12
6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA SÃO PAULO	13
6.1 Violações de tensão na Rede Básica	31
7 ANEXOS	32
7.1 Anexo I - Empreendimentos Planejados	32
Expansão no Estado de São Paulo	32

■ Lista de Figuras

Figura 4.1- Sistema Elétrico do Estado de São Paulo.....	7
Figura 4-1 - Projeções de crescimento de carga e MGD para o estado de São Paulo	8
Figura 4-4 - Mapa geoeletrico do estado de São Paulo	10
Figura 6-1 - Carregamento do Transformador 230/88kV da SE Chavantes.....	13
Figura 6-2 - Carregamento da Transformação 440/88 kV na SE Bom Jardim	14
Figura 6-3 - Carregamento da Transformação 440/88 kV na SE Salto	15
Figura 6-4 - Carregamento da Transformação 440/88 kV na SE Salto	16
Figura 6-5 - Carregamento da LT 500 kV Cachoeira Paulista – Lorena, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Tijuco Preto – Cachoeira Paulista 2.	17
Figura 6-6 - Carregamento da Transformação 440/88 kV na SE Bom Jardim	18
Figura 6-7 - Carregamento do TR 765/500 kV da SE Tijuco Preto, em regime normal e em contingência.....	19
Figura 6-9 - Carregamento do TR 500/440 kV da SE Taubaté	20
Figura 6-10 - Carregamento da LT 500 kV Itatiba – Ibiúna, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Itatiba - Bateias.....	21
Figura 6-11 - Carregamento da LT 500 kV Campinas- Itatiba, em regime normal e na contingência do circuito paralelo	22
Figura 6-12 - Carregamento do TR 345/88 kV da SE Nordeste.....	23
Figura 6-13 - Carregamento da transformação 400/345 kV da SE Santo Ângelo.....	24
Figura 6-14 - Carregamento da transformação 230/138 kV da SE Cerquilha	25
Figura 6-15 - Carregamento da LT 440 kV Ribeirão Preto - Santa Bárbara, em regime normal e na contingência da LT 440 kV Araraquara - Piracicaba.....	26
Figura 6-16 - Carregamento da LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C1, em regime normal e na contingência do C2.....	27
Figura 6-17 - Carregamento da LT 230 kV São José dos Campos - Taubaté.....	28
Figura 6-18 - Carregamento da transformação 230/88 kV da SE Mogi, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	29
Figura 6-19 – Carregamento da LT 345 kV Poços - Guarulhos em regime normal.....	30
Figura 6-20 - Carregamento da transformação 500/440 kV da SE Fernão Dias	31

■ Lista de Tabelas

Tabela 4-1 – Matriz energética do estado de São Paulo – Existente ano 2027.....	9
Tabela 4-2 - Matriz energética do estado de São Paulo – Expansão até 2038.....	9
Tabela 5-1 – Cenários de geração e patamares de carga analisados	11
Tabela 10-1 - Expansão da transmissão planejada para o estado de São Paulo	32

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 o estado de São Paulo, no qual avaliou-se as condições de atendimento da rede existente e do sistema planejado. O diagnóstico identificou algumas restrições de carregamento, que serão tratadas ao longo da programação de atividades do GET.

Foram realizadas diversas simulações de fluxo de potência no sistema de transmissão do estado de São Paulo, onde alguns cenários de geração e carga foram observados. O diagnóstico traçado no horizonte do decenal 2027-2038 mostrou que, devido a robustez do sistema, as condições de atendimento são satisfatórias em todo o estado.

Algumas violações de carregamento nas transformações de fronteira e em linhas de transmissão foram detectadas e serão tratadas em estudos propostos para o GET São Paulo. Cabe destacar que não foram observados problemas de violação no nível de tensão em quaisquer das barras que compõe a Rede Básica desse sistema.

É importante destacar que as obras de reforços listadas no item expansão da transmissão, foram fundamentais para a atual robustez do sistema de transmissão do estado de São Paulo.

O mercado do estado de São Paulo apresentou um crescimento médio da ordem de 2%, em relação ao ano anterior, quando considerado os patamares de carga média e pesada.

Em relação à geração de energia, o estado de São Paulo permanece com um grande potencial para as fontes solares e térmicas à biomassa. Destaca-se também a inserção de geração distribuída no sistema de São Paulo, fazendo com que a carga líquida no patamar de carga pesada se aproxime ao valor da carga média. A projeção indica cerca de 6 GW de potência instalada em micro e minigeração distribuída até o ano de 2038.

Foram identificadas cinco violações no período de 2027 e 2030, quatro destas violações (SE 440/88 kV Bom Jardim, SE 440/88 kV Salto, SE 440/88 kV Oeste e LT 500 kV Cachoeira Paulista-Lorena) fazem parte do escopo de estudos em andamento. As violações na SE Chavantes 230/88 kV, verificadas a partir de 2027 nos cenários de restrição hidráulica, serão avaliadas e, se necessária, endereçada a um novo estudo.

3 RECOMENDAÇÕES

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.

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2033 para o GET São Paulo, bem como as ponderações efetuadas ao longo do capítulo 6, recomenda-se:

- 1) Avaliar a transformação 230/88 kV da SE Chavantes, onde foram verificadas violações, já em 2027 nos cenários de restrição de despacho nas hidráulicas;
- 2) Recomendar ampliação e nova modulação para as transformações 440/138 kV e 440/88 kV da SE Bom Jardim no âmbito do estudo de atendimento a Bom Jardim Parte I.
- 3) Nesse estudo, avaliar também soluções para o esgotamento das transformações 500/138 kV SE Itatiba em 2034 e 440/88 kV da SE Bom Jardim em 2035, além das sobrecargas nas LTs 500 kV Campinas-Itatiba e Itatiba- Ibiúna;
- 4) Avaliar e propor solução, no âmbito do estudo de atendimento à região de Sorocaba, para as sobrecargas nas transformações 440/88 kV da SE Oeste e da SE Salto e 230/138 kV da SE Cerquillo;
- 5) Verificar o impacto dos diferentes cenários de interligação regional na LT 500 kV Cachoeira Paulista-Lorena, LT 500 kV Campinas-Itatiba, LT 500 kV Itatiba-Ibiúna, LT 345 kV Itapeti-Santo Ângelo e LT 345 kV Poços – Guarulhos, onde violações foram detectadas a partir de 2030;
- 6) Avaliar a implantação de uma nova SE Tijuco Preto II com transformação 500/345 kV, conforme recomendado no relatório EPE-DEE-RE-029/2018-rev1 “Expansão do sistema de transmissão para escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo”, como forma de solucionar a sobrecarga no transformador 765/500 kV da SE Tijuco Preto, identificada em 2033;
- 7) Acompanhar a evolução do mercado, com atenção especial aos consumidores do tipo “*Data Center*” e dos parques geradores locais, incluindo a mini e microgeração distribuída, visando avaliar o desempenho do sistema e sua capacidade de escoamento de energia para, eventualmente, adequar a priorização de estudos de expansão da transmissão ou a inclusão de estudos para solucionar problemas não identificados neste diagnóstico de rede;
- 8) Analisar o carregamento da LT 230 kV Taubaté - São José, o diagnóstico apontou sobrecarga em contingência a partir de 2037;

- 9) Avaliar a ampliação da transformação 500/440 kV da SE Fernão Dias, que apresenta indicação de sobrecarga na contingência de um banco transformador a partir de 2038.

Acompanhar, durante as futuras avaliações, o desempenho das transformações: SE Taubaté 500/440 kV, SE Santo Ângelo 440/345 kV, SE Nordeste 345/88 kV e SE Mogi 230/88 kV que, neste diagnóstico, apontaram sobrecargas a partir de 2034.

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 de São Paulo é formado por uma malha de transmissão de Rede Básica com tensões de 500 kV, 440 kV, 345 kV e 230 kV. Além dos equipamentos de Rede Básica, o sistema do estado conta as Demais Instalações de Transmissão (DIT) nas tensões de 138 kV, 88 kV e 69 kV.

O desempenho dos sistemas de 440 kV e 500 kV é fortemente influenciado por grandes blocos de potência oriundos das usinas do Madeira e Itaipu, cujas potências são transmitidas pelos bipolos que chegam na SE Araraquara e SE Tijuco Preto, respectivamente.

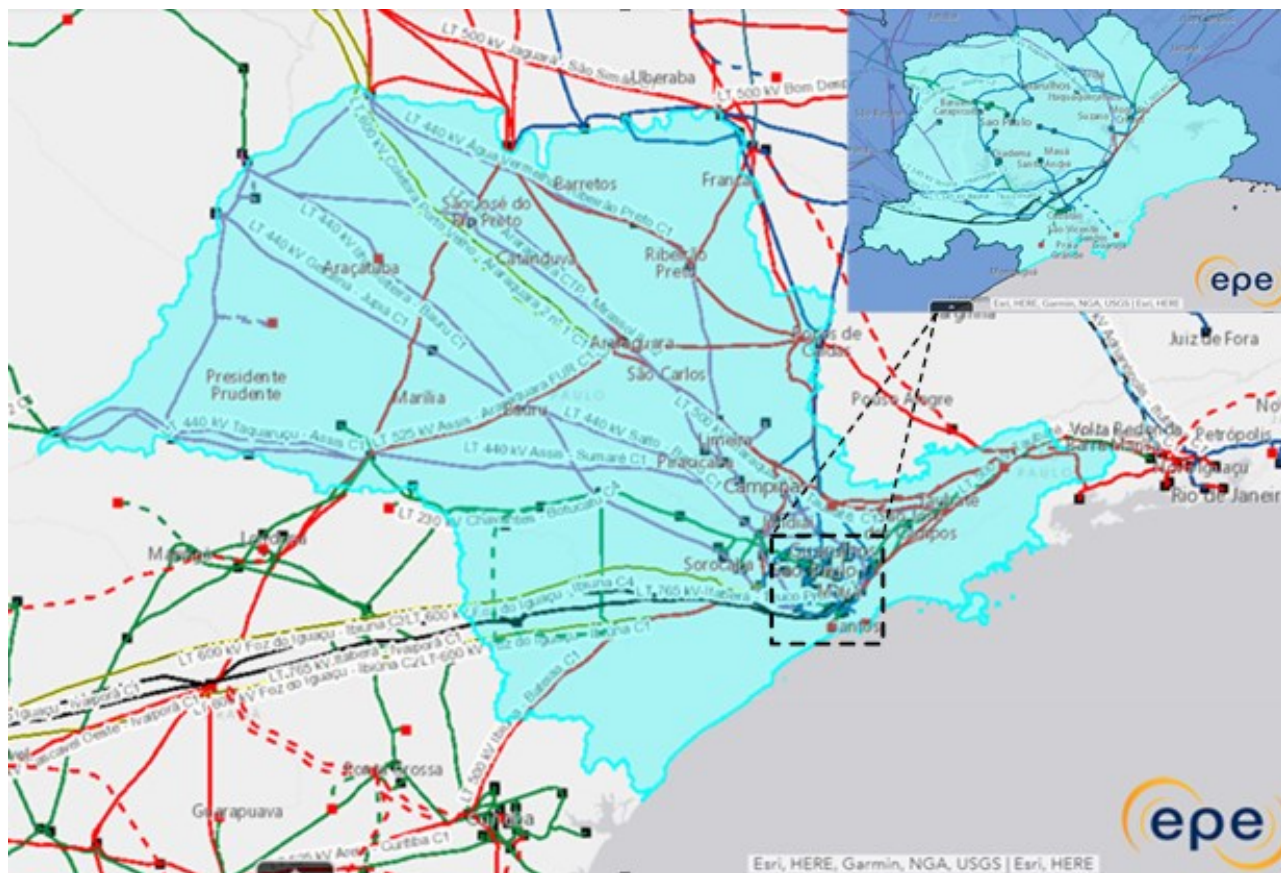


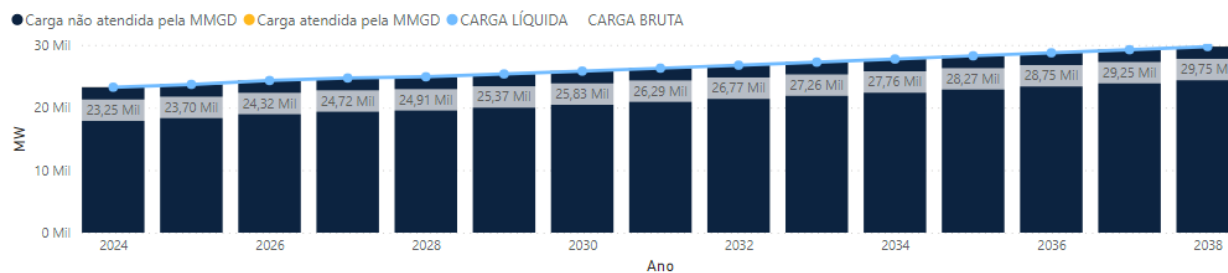
Figura 4.1- Sistema Elétrico do Estado de São Paulo

4.1 Evolução da Expansão do Mercado

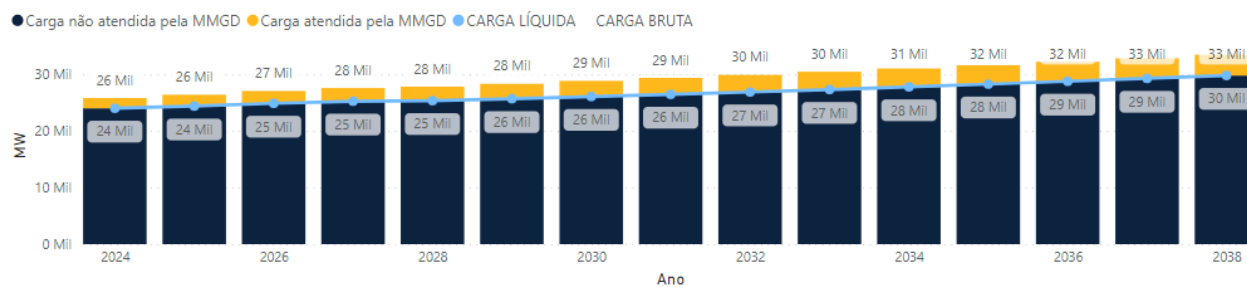
No estado de São Paulo verificou-se aumento médio da ordem de 2% ao ano nos patamares de carga pesada e média e de 1,8% no patamar de carga leve. O patamar de carga média é o mais crítico para o estado. A potência instalada de MMDG varia de 3.800 MW em 2027 para 5.900 MW em 2038.

Com base nas informações contidas nos gráficos a seguir, pode-se concluir que o patamar de carga média continua sendo o mais elevado para o atendimento às cargas do Estado de São Paulo, porém, considerando o despacho das MMDG, o patamar de carga pesada passa a apresentar níveis de carga líquida cada vez mais próximos dos valores da carga média.

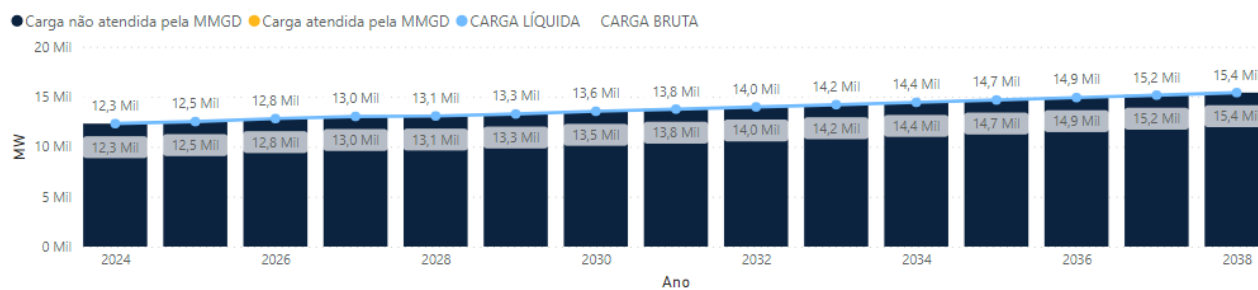
Patamar de carga PESADA



Patamar de carga MÉDIA



Patamar de carga LEVE



Potência Instalada MMGD (MW)

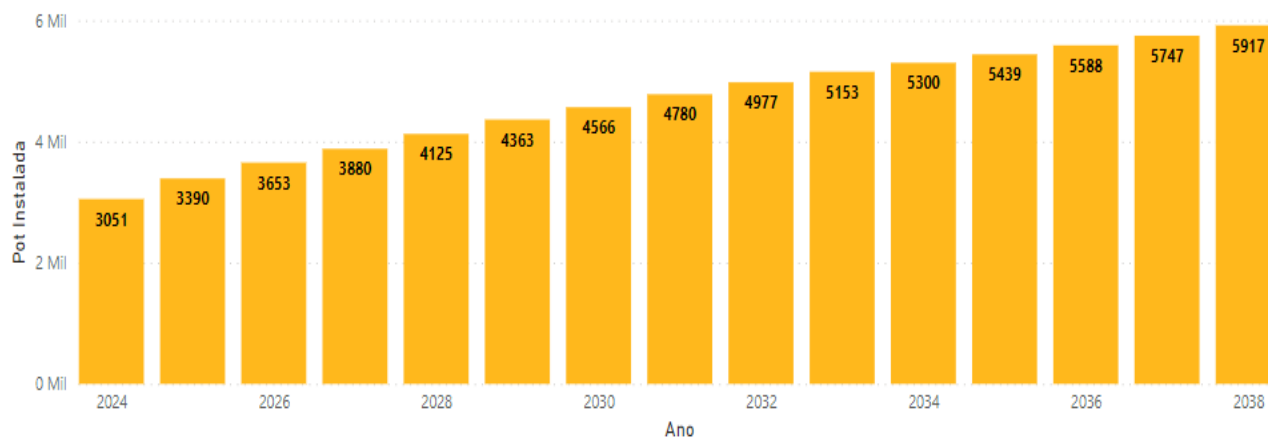


Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de São Paulo

4.2 Evolução da Expansão da Geração

A Tabela 4-1 e a Tabela 4-2 a seguir mostram os valores referentes à capacidade instalada prevista para os anos de 2027 e 2038, respectivamente, referentes a usinas já contratadas nos estados de São Paulo.

Destaca-se uma participação crescente de usinas fotovoltaicas de médio/grande porte no estado de São Paulo, já representando cerca de 3,7% do total da potência instalada. As usinas hidroelétricas, com cerca de 58% do total da potência instalada continuam sendo as principais fontes de energia do estado.

Tabela 4-1 – Matriz energética do estado de São Paulo – Existente ano 2027

Fonte	Total (MW)	Total (%)
UHE	14.512	57,1%
UTE	9.624	37,9%
UFV	899	3,6%
PCH	293	1,1%
CGH	73	0,3%
EOL	0,02	0,0%
TOTAL	25.401	100%

Tabela 4-2 - Matriz energética do estado de São Paulo – Expansão até 2038

Fonte	Total (MW)	Total (%)
UHE	14.512	56,2%
UTE	9.746	37,7%
UFV	1.186	4,6%
PCH	308	1,2%
CGH	73	0,3%
EOL	0,02	0,0%
TOTAL	25.825	100%

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

A Figura 4-3 a seguir apresenta a configuração da rede existente e planejada nas áreas geoeletricas em análise.

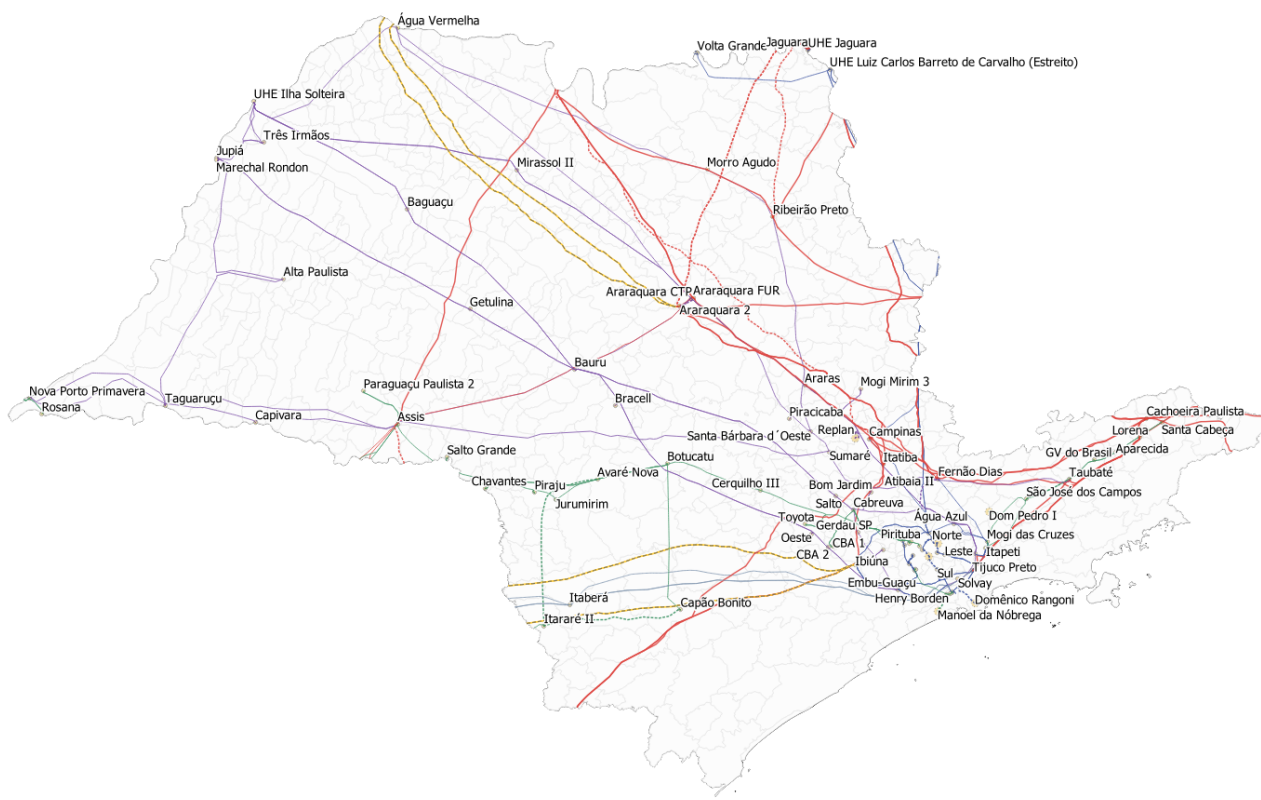


Figura 4-3 - Mapa geotérmico do estado de São Paulo

5 CENÁRIOS ANALISADOS

Para a realização do diagnóstico do estado de São Paulo, a partir dos casos de referência do PDE 2033, foram avaliados 5 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 de São Paulo possui uma topologia bastante malhada e é influenciado por fatores como o recebimento de energia renovável por Minas Gerais, pela geração hidráulica das bacias dos Rios Pardo, Doce e Tietê e pelo intercâmbio com o sistema da região Sul.

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

Tabela 5-1 – Cenários de geração e patamares de carga analisados

São Paulo
Cenário 1: Norte Úmido Carga Média
Cenário 2: Carga Média Norte Úmido com restrição nas usinas hidrelétricas
Cenário 3: Carga Pesada Norte Seco
Cenário 4: Carga Leve Norte Úmido
Cenário 5: Máximo Recebimento de Minas Gerais

5.1.1 Cenário 1: Carga Média Norte Úmido

No estado de São Paulo este cenário apresenta a carga mais severa para o sistema e, em que as Usinas a Biomassa do estado não são despachadas pois o período é coincidente com a entressafra da cana de açúcar no estado. Este caso foi utilizado para verificação de violações de tensão e fluxo no estado. Este cenário é típico do período úmido na Região Norte no primeiro semestre do ano.

5.1.2 Cenário 2: Carga Média Norte Úmido com restrição nas usinas hidrelétricas

Este segundo cenário é uma variação do primeiro em que as Usinas dos Rios Pardo e Tietê estão disponíveis para gerar apenas 20% de sua capacidade instalada. Este cenário crítico é utilizado para a verificação de violações de tensão, mas principalmente violações de fluxo uma vez que a baixa geração nessas bacias aumenta o fluxo de interligação nas linhas do estado.

5.1.3 Cenário 3: Carga Pesada Norte Seco

Este cenário representa o período de safra da Cana de açúcar, onde as usinas à biomassa entregam o máximo de sua capacidade ao sistema, neste cenário as usinas fotovoltaicas não foram despachadas e as hidráulicas operavam com 70% de sua capacidade.

5.1.4 Cenário 4: Carga Leve com Norte Úmido

Neste cenário, que busca representar a operação do sistema durante os dias de finais de semana, as usinas hidráulicas estão com 20% de da capacidade e as fotovoltaicas estão com despacho máximo. Utilizamos este cenário para detectar violação no nível de tensão.

5.1.5 Cenário 5: Máximo Recebimento do estado de MG

Este cenário visa verificar impacto da importação da energia renovável do sistema de Minas Gerais devido ao excedente de geração fotovoltaica no sistema distribuidor. Para tal, procurou-se despachar a micro e minigeração distribuída do sistema de Minas Gerais em 70%.

6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA SÃO PAULO

O capítulo apresenta, em ordem cronológica de ocorrência das violações, as figuras dos carregamentos máximos em elementos do sistema de transmissão do sistema interligado do estado de São Paulo que apresentaram sobrecargas em regime normal e nas perdas de linhas de transmissão e transformadores.

SE Chavantes 230/88 kV

A SE Chavantes possui 3 transformadores 230/88 kV de 40 MVA sem capacidade adicional para emergência. Não há estudo programado para solucionar esta violação.

A Figura 6-1 ilustra sobrecarga em condição de emergência nos transformadores 230/88 kV da SE Chavantes, em cenários de restrição de despacho das hidráulicas da região, a partir do ano de 2027.

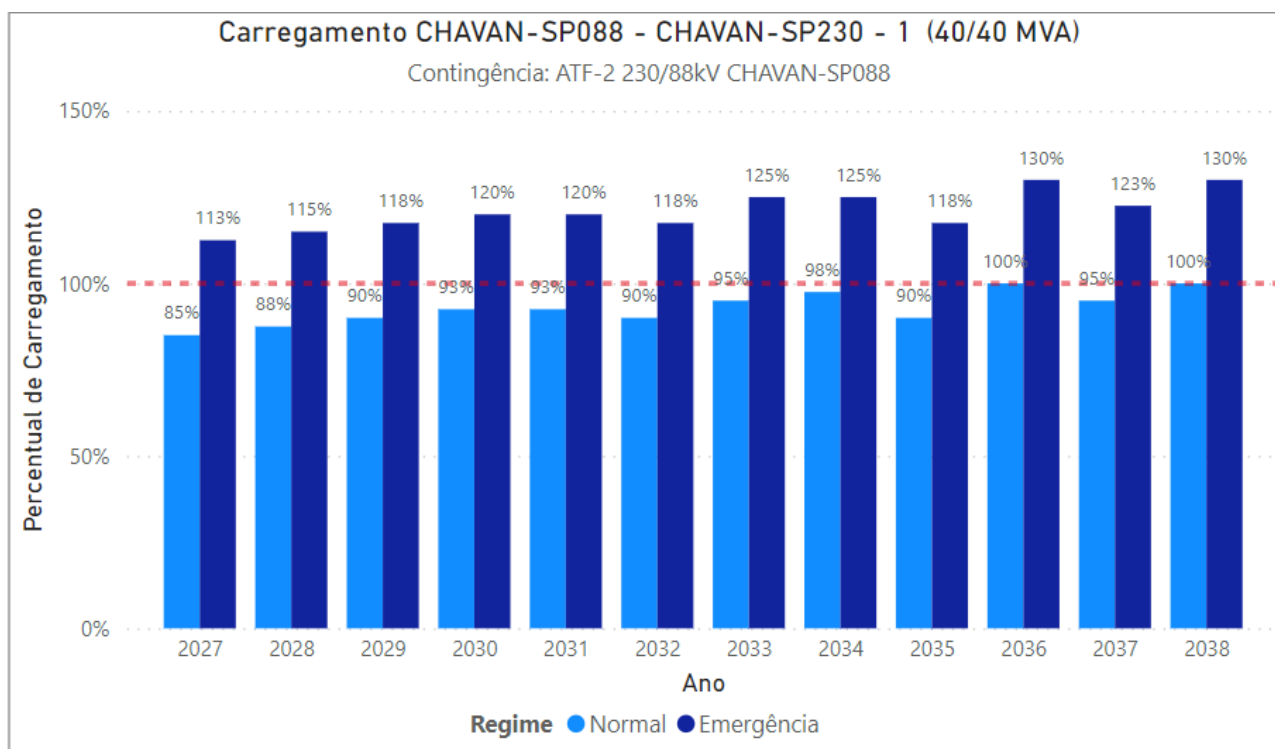


Figura 6-1 - Carregamento do Transformador 230/88kV da SE Chavantes

SE Bom Jardim 440/88 kV

A transformação 440/88 kV da SE Bom Jardim, composta por 3 bancos de 300 MVA, apresenta sobrecarga, na contingência de um banco de transformador, a partir de 2027 no patamar de carga média, conforme Figura 6-2. Esta violação será solucionada pelo estudo de atendimento à Bom Jardim, em andamento.

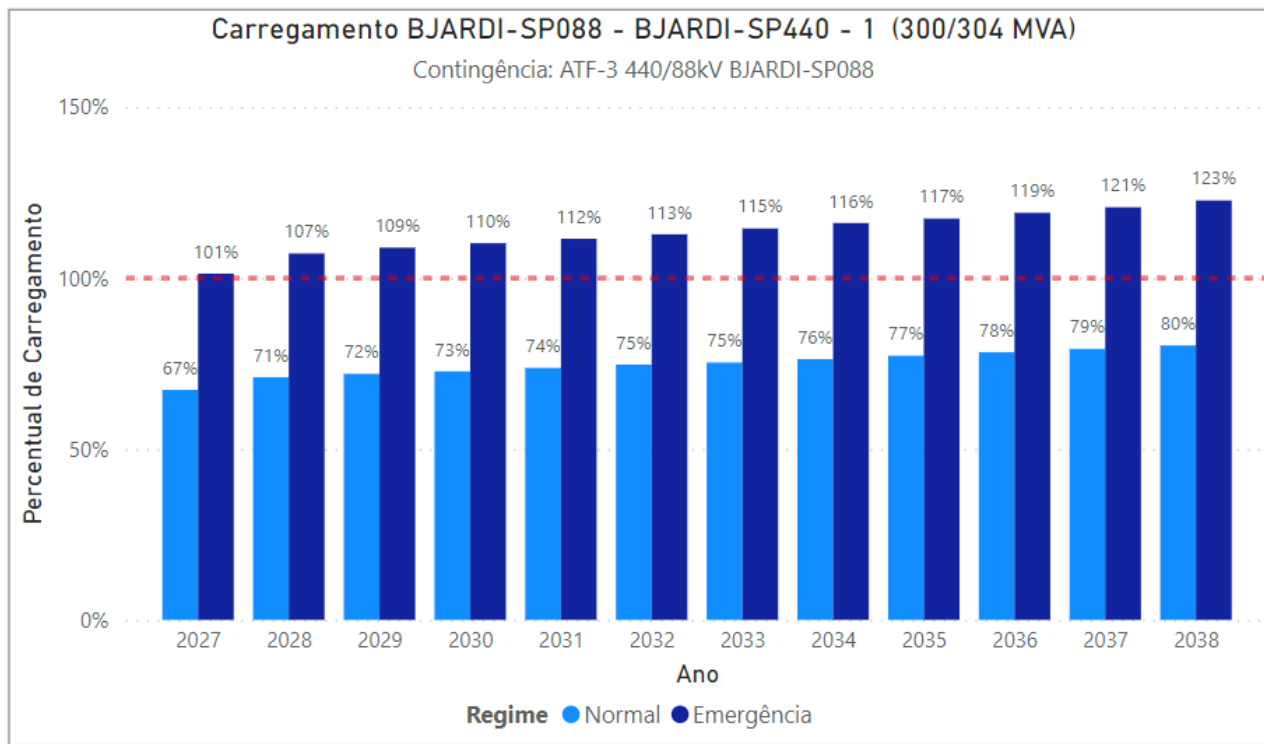


Figura 6-2 - Carregamento da Transformação 440/88 kV na SE Bom Jardim

SE Salto 440/88 kV

A subestação de Salto também apresenta sobrecargas na operação em contingência da transformação 440/88 kV a partir de 2027. O estudo de atendimento à região de Sorocaba e Indaiatuba tem como objetivo solucionar estas violações mostradas na Figura 6-3.

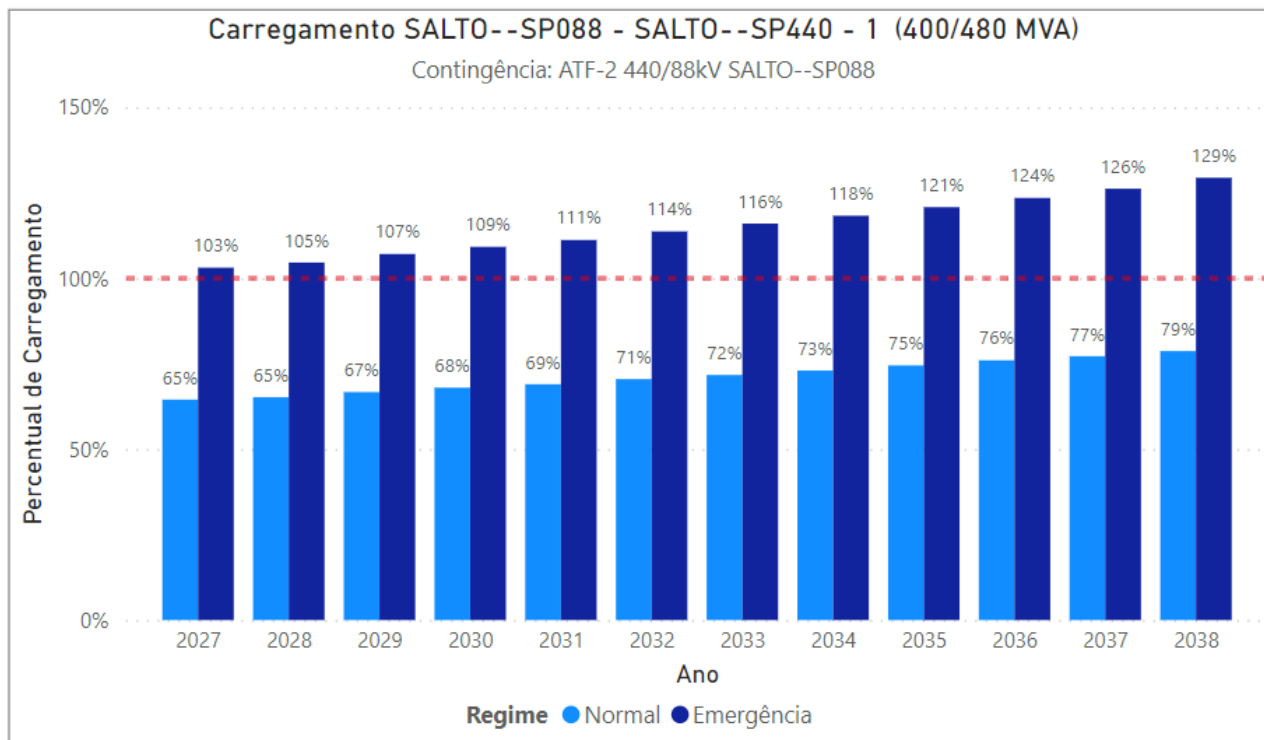


Figura 6-3 - Carregamento da Transformação 440/88 kV na SE Salto

SE Oeste 440/88 kV

A SE Oeste também apresentou sobrecargas na transformação 440/88 kV. A Figura 6-4 demonstra a previsão de carregamento da transformação 440/88 kV da SE Oeste no patamar de carga média. A contingência de um transformador provoca sobrecargas inadmissíveis a partir de 2029. O estudo de atendimento à região de Sorocaba e Indaiatuba também tratará das sobrecargas previstas na SE Oeste.

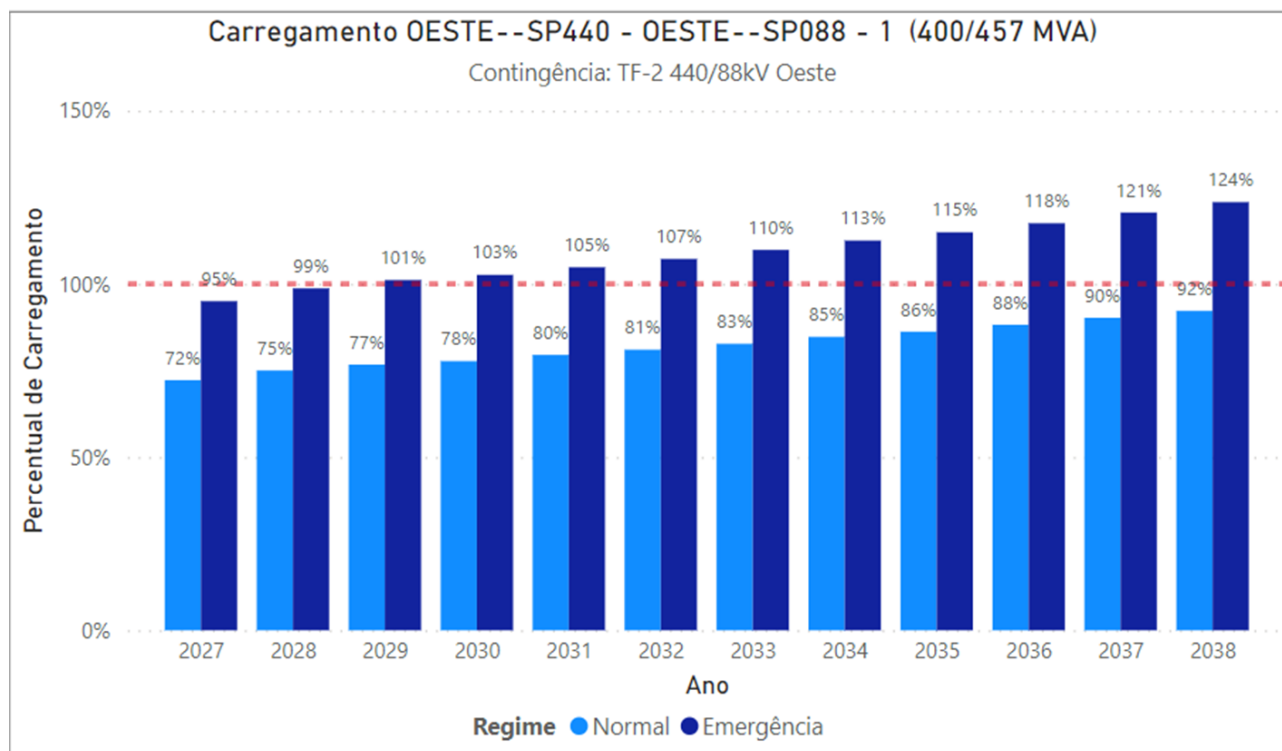


Figura 6-4 - Carregamento da Transformação 440/88 kV na SE Salto

LT 500 kV Cachoeira Paulista – Lorena

Neste estudo de diagnóstico, foi analisado um cenário composto por uma elevada importação de energia renovável por Minas Gerais. A primeira violação observada neste cenário foi a sobrecarga na LT 500 kV Cachoeira Paulista-Lorena, a sobrecarga ocorre a partir de 2030 e ocorre na condição normal de operação. A evolução do carregamento da LT 500 kV Cachoeira Paulista – Lorena é apresentada na Figura 6-5.

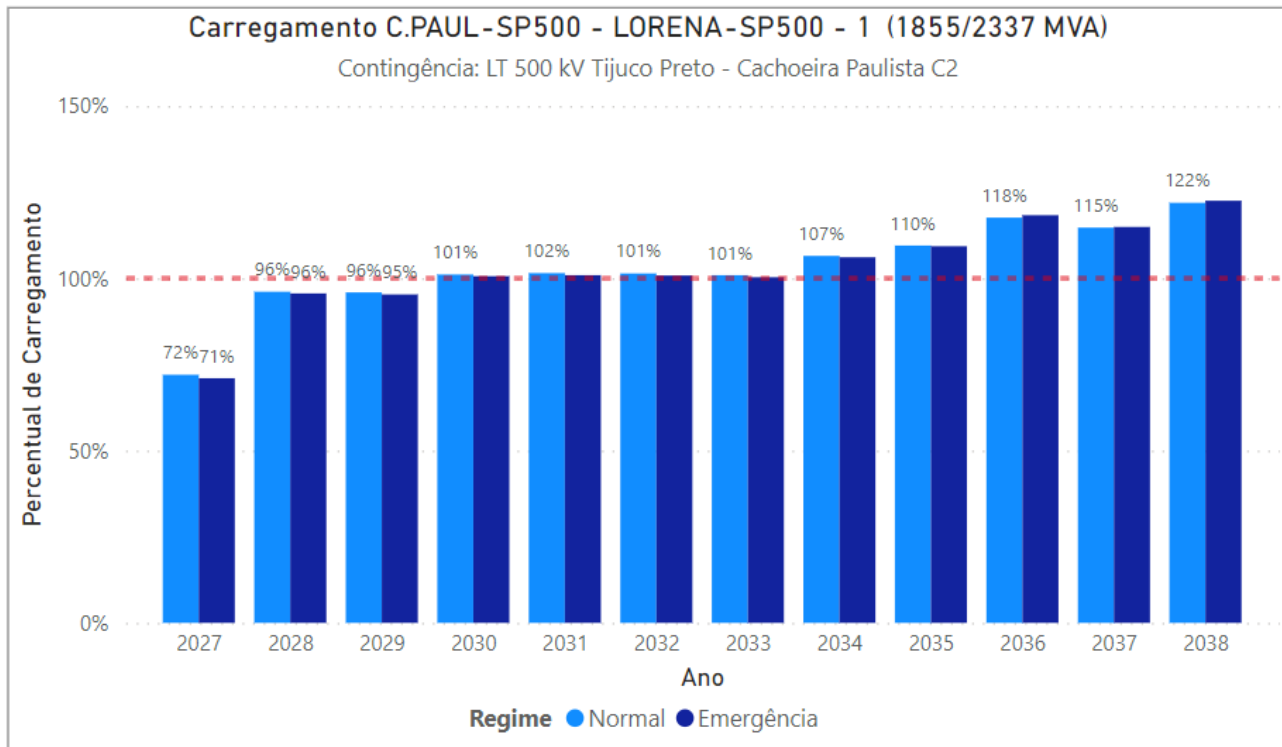


Figura 6-5 - Carregamento da LT 500 kV Cachoeira Paulista – Lorena, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Tijuco Preto – Cachoeira Paulista 2.

SE Bom Jardim 440/138 kV

A transformação 440/138 kV da SE Bom Jardim também apresentou sobrecargas. Composta por apenas um banco de 150 MVA, a transformação apresenta sobrecarga na condição normal de operação em 2033, porém na contingência da LT 440 kV Bom Jardim – Cabreúva as sobrecargas já ocorrem a partir de 2031 conforme mostra a Figura 6-6. Esta violação será solucionada pelo estudo de atendimento à Bom Jardim, em andamento.

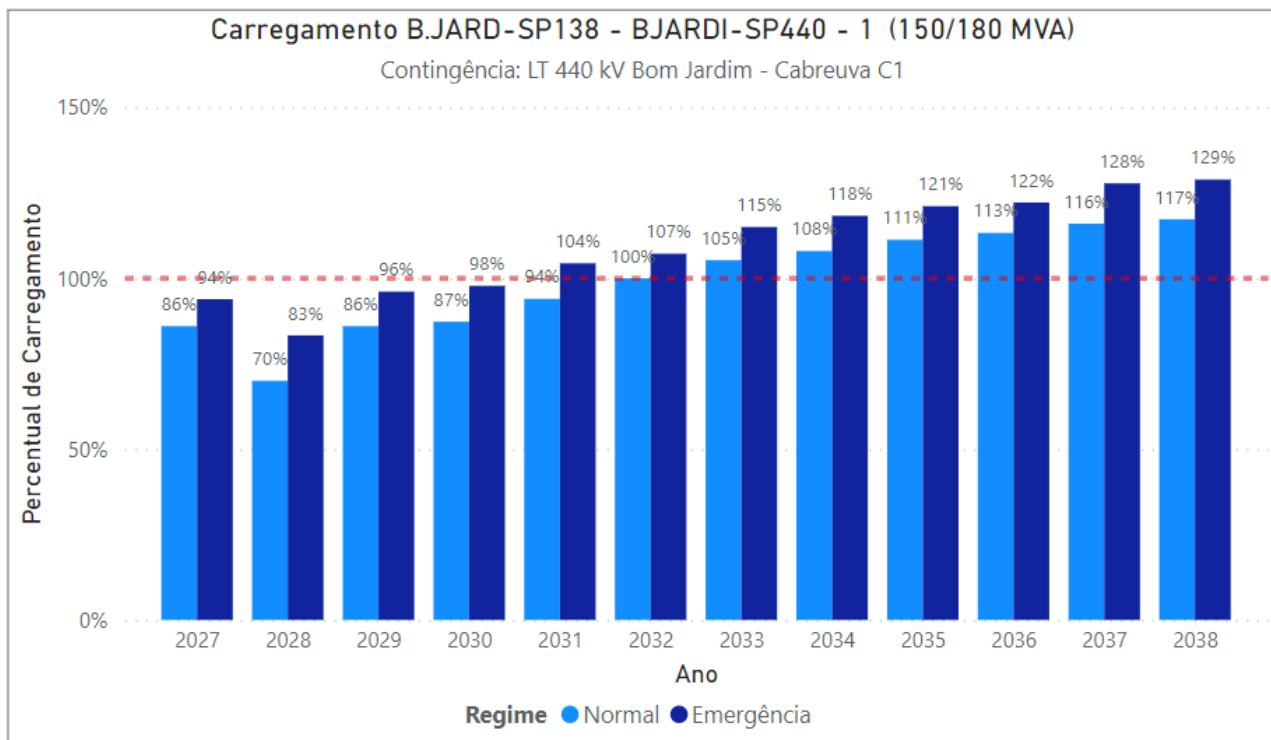


Figura 6-6 - Carregamento da Transformação 440/88 kV na SE Bom Jardim

SE Tijuco Preto 765/500 kV

A Figura 6-7 demonstra que, a partir de 2033, ocorre sobrecarga na transformação 765/500 kV na SE Tijuco Preto. Esta sobrecarga ocorre com fluxo seguindo da barra de 500 kV para a barra de 765 kV no cenário norte úmido e patamar de carga média na contingência de um banco de transformadores. A parte 2 do estudo de atendimento à região central de São Paulo irá avaliar esta transformação.

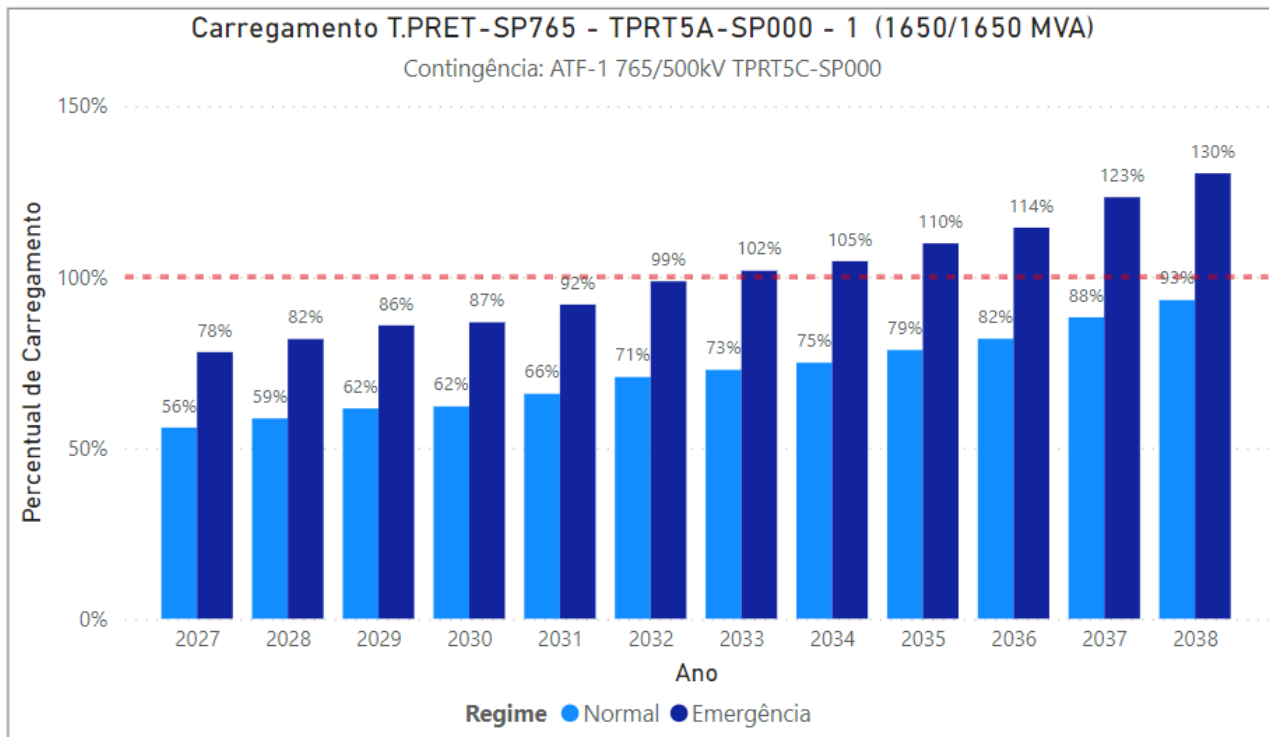


Figura 6-7 - Carregamento do TR 765/500 kV da SE Tijuco Preto, em regime normal e em contingência

SE Taubaté 500/440 kV

A análise detectou sobrecarga na transformação 500/440 kV da SE Taubaté a partir de 2034. Destacamos que existe uma recomendação indicativa para a substituição do banco de 900 MVA por um banco de 1200 MVA. A Figura 6-8 a seguir apresenta os carregamentos do TR 500/440 kV da SE Taubaté.

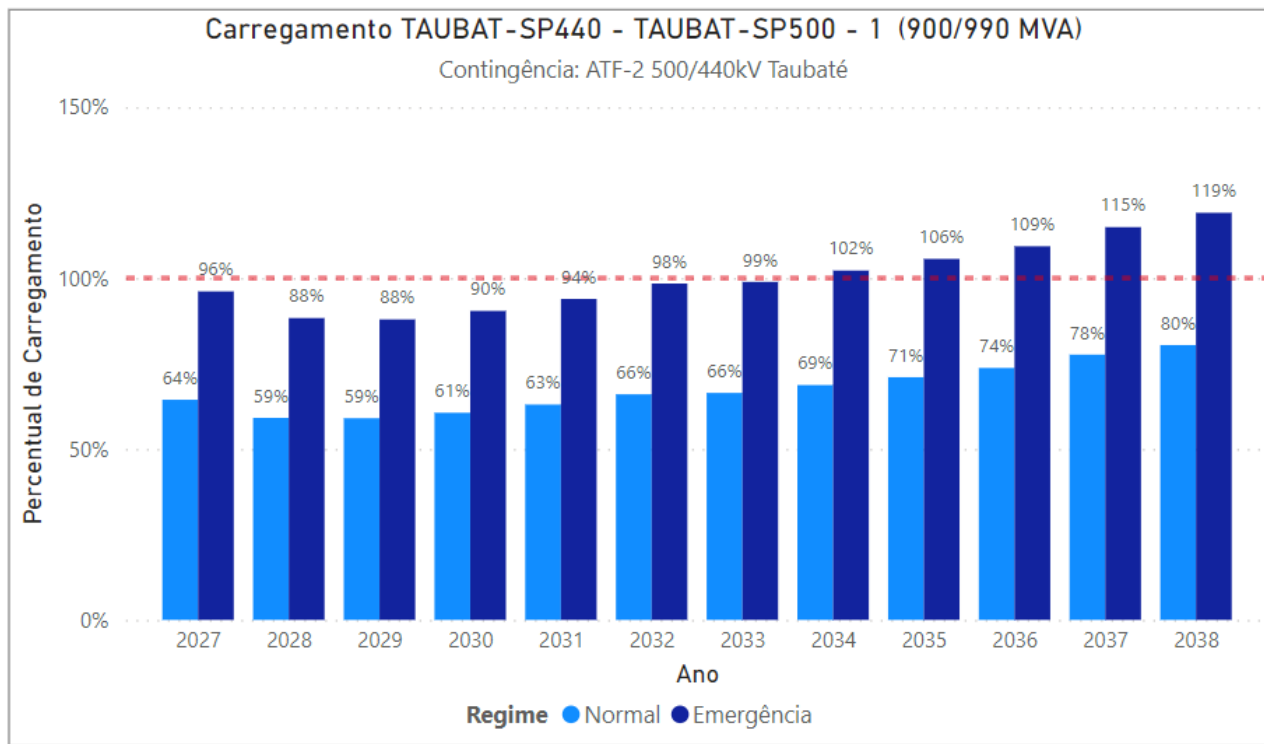


Figura 6-8 - Carregamento do TR 500/440 kV da SE Taubaté

LT 500 kV Itatiba – Ibiúna

A LT 500 kV Itatiba – Ibiúna apresenta sobrecarga, a partir do ano de 2034, na perda da LT 500 kV Itatiba – Bateias, conforme Figura 6-9.

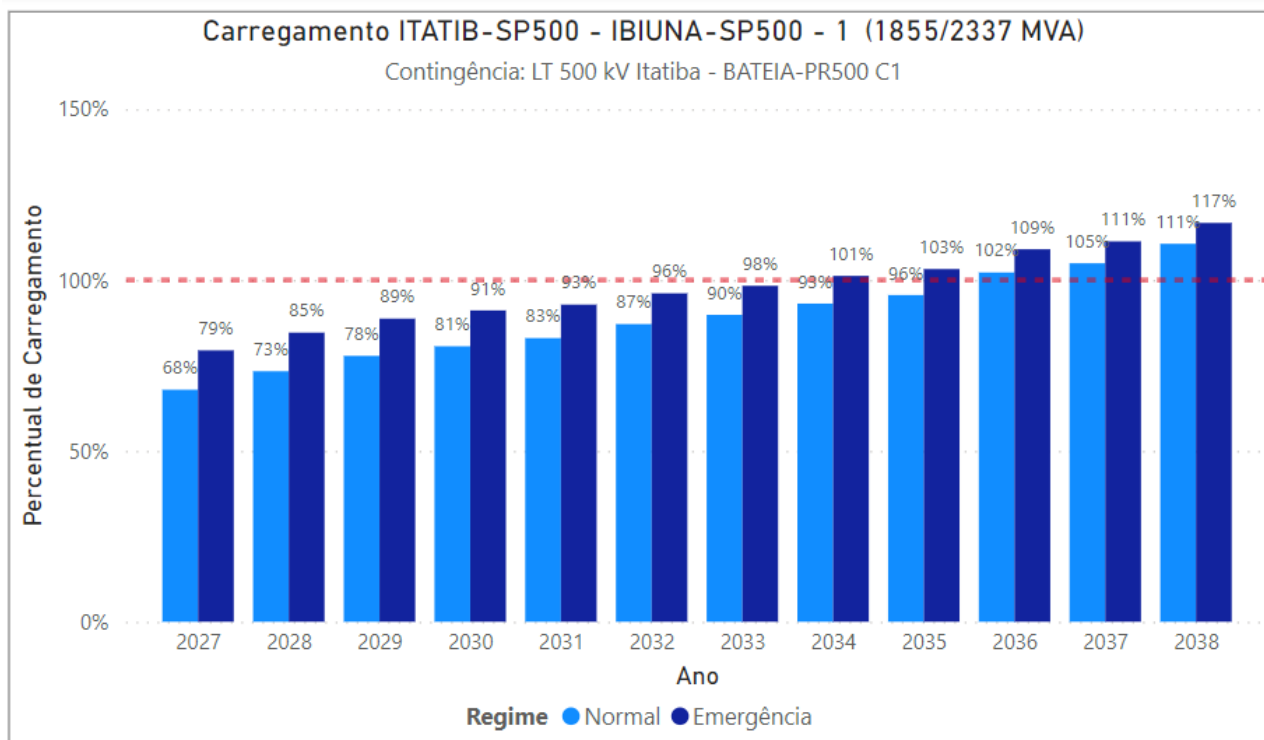


Figura 6-9 - Carregamento da LT 500 kV Itatiba – Ibiúna, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Itatiba - Bateias

LT 500 kV Campinas - Itatiba

Conforme mostra a Figura 6-10, a LT CD 500 kV Campinas – Itatiba também apresentou sobrecarga na contingência de um de seus circuitos, a partir de 2034. A parte 2 do estudo de atendimento à Bom Jardim deverá tratar desta violação.

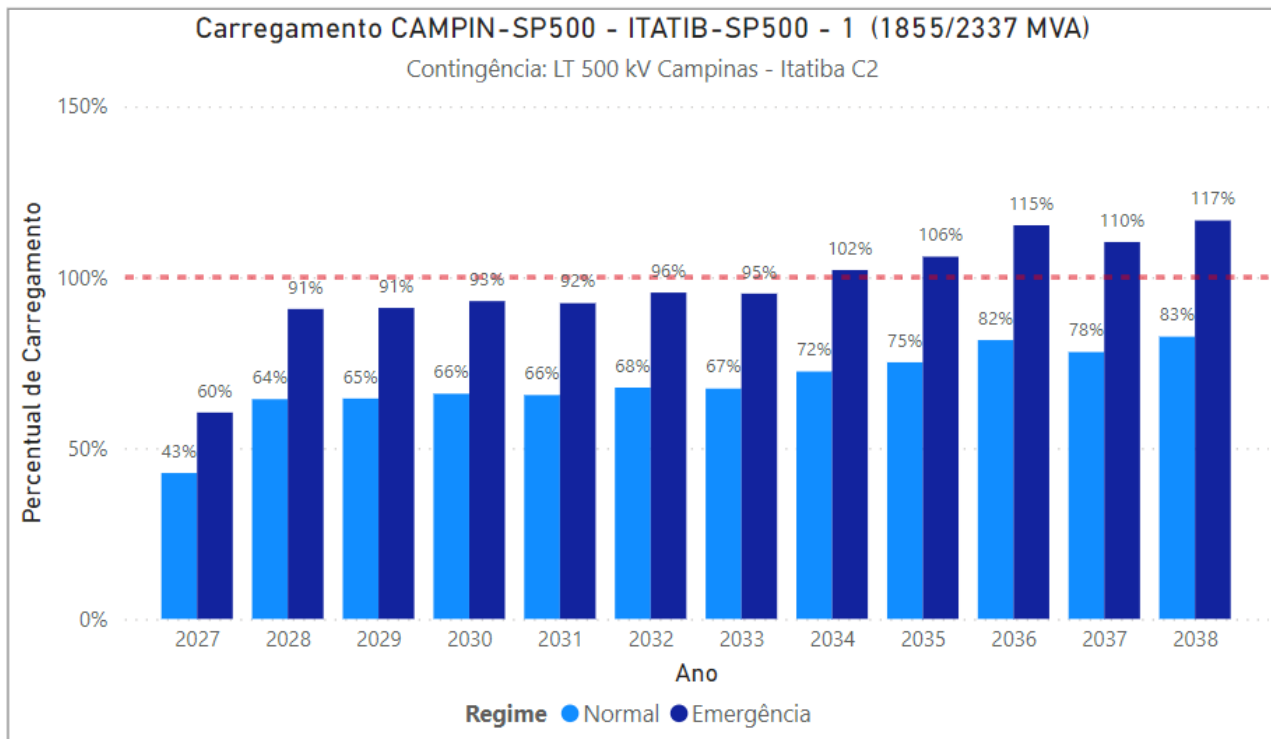


Figura 6-10 - Carregamento da LT 500 kV Campinas- Itatiba, em regime normal e na contingência do circuito paralelo

SE Nordeste 345/88 kV

A transferência de parte da carga para a SE Água Azul, prevista para 2030, posterga o esgotamento da SE Nordeste para 2035, conforme mostra a Figura 6-11. Há a recomendação indicativa de instalação do 4º banco de transformadores 345/88 kV na SE Nordeste.

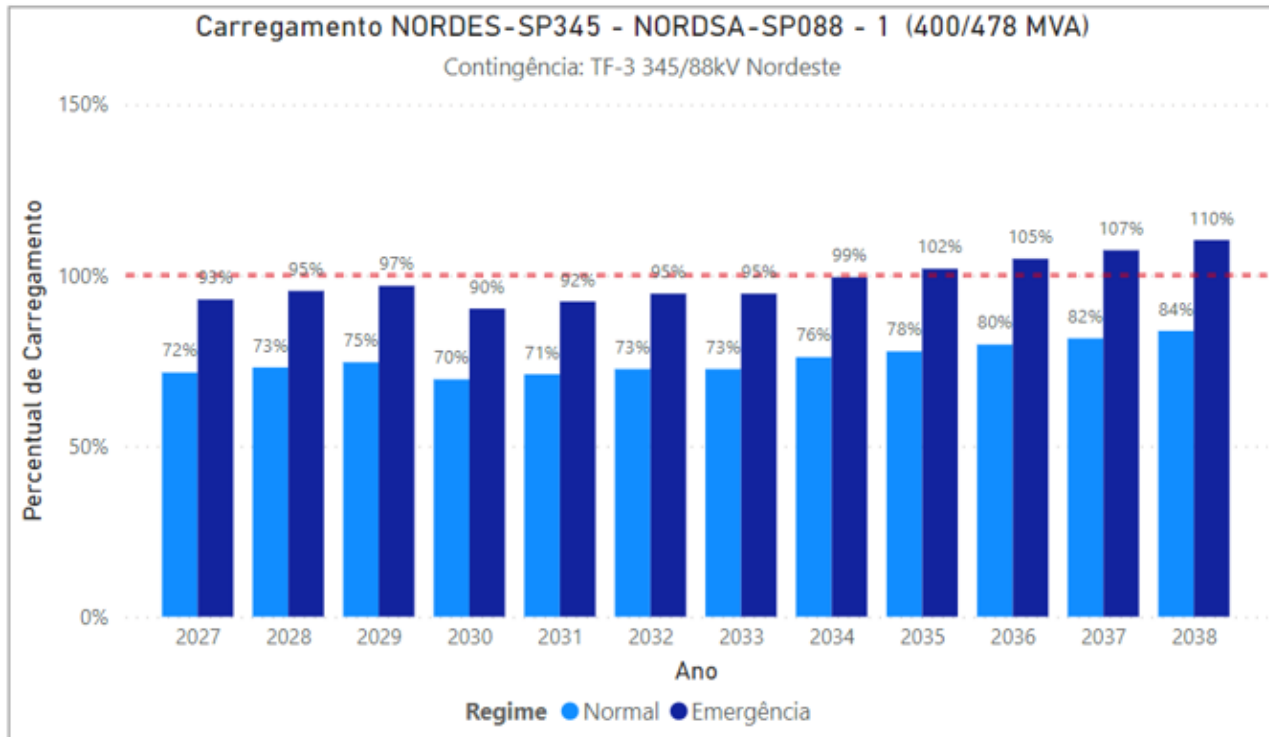


Figura 6-11 - Carregamento do TR 345/88 kV da SE Nordeste

SE Santo Ângelo 440/345 kV

Também em 2035 foi diagnosticada a sobrecarga na transformação 440/345 kV, de rede básica, na SE Santo Ângelo. A segunda parte do estudo de atendimento à região central de São Paulo, realizará a avaliação desta transformação.

A Figura 6-12, mostra a evolução do carregamento na transformação.

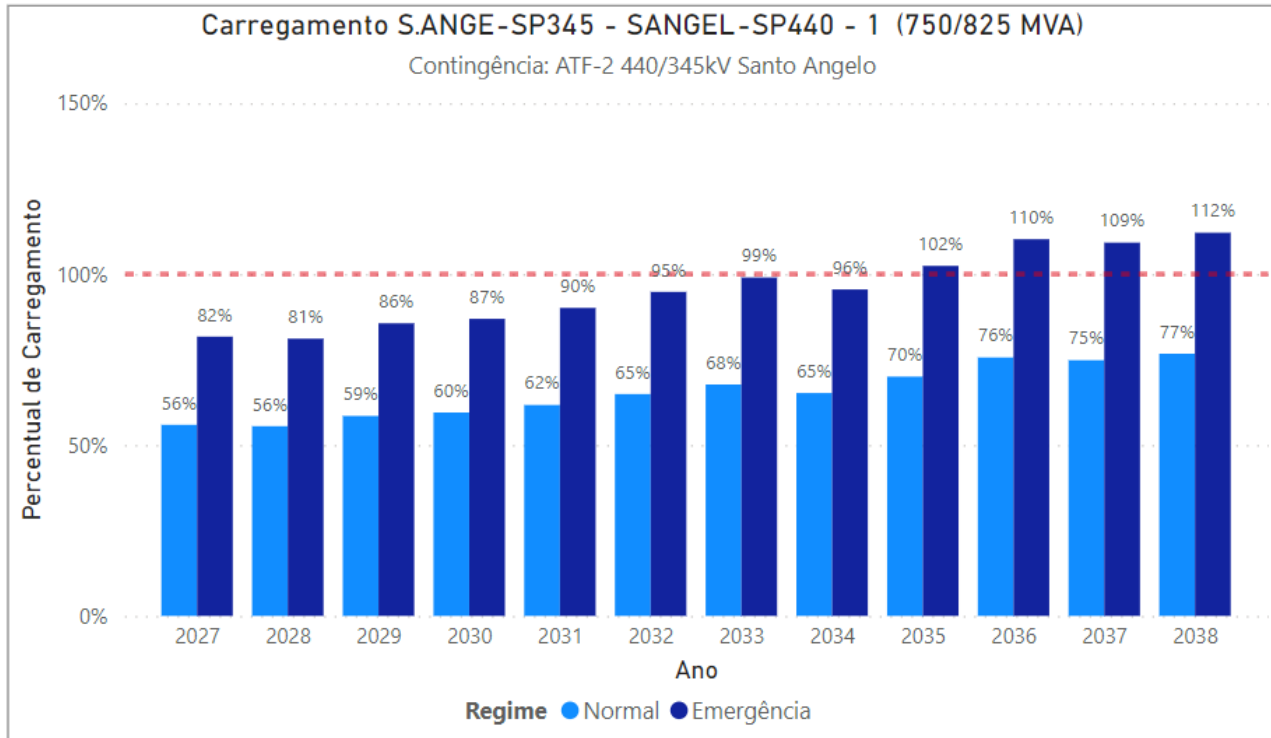


Figura 6-12 - Carregamento da transformação 400/345 kV da SE Santo Ângelo.

SE Cerquilha 230/138 kV

A transformação da SE Cerquilha apresentou esgotamento a partir de 2036, conforme Figura 6-13. O estudo de atendimento a região de Sorocaba e Indaiatuba, em andamento, deverá solucionar estas sobrecargas.

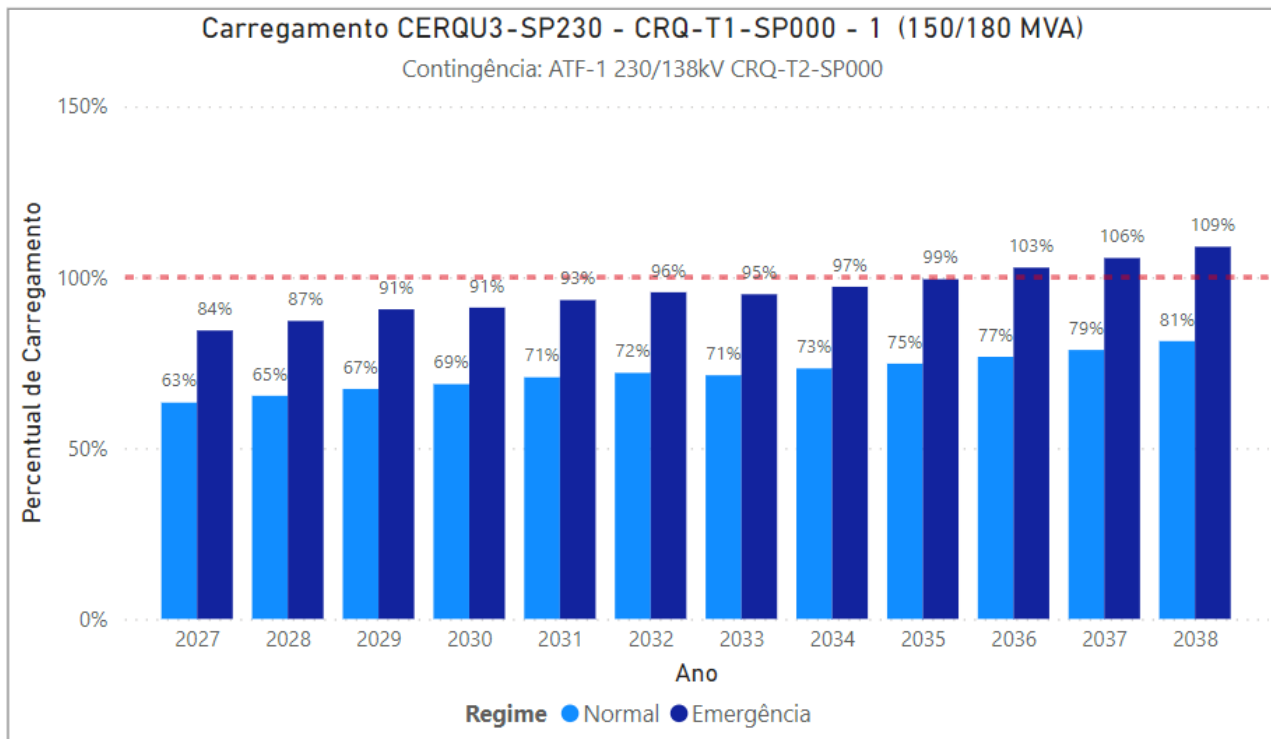


Figura 6-13 - Carregamento da transformação 230/138 kV da SE Cerquilha

LT 440 kV Ribeirão Preto – Santa Bárbara

As simulações do Diagnóstico do Plano Decenal 2033 indicam sobrecarga na LT 440 kV Ribeirão Preto – Santa Bárbara, a partir de 2036, no cenário de alta importação de energia do sistema de Minas Gerais. Conforme mostra a Figura 6-14, a sobrecarga ocorre na parda da LT 440 kV Araraquara – Piracicaba,

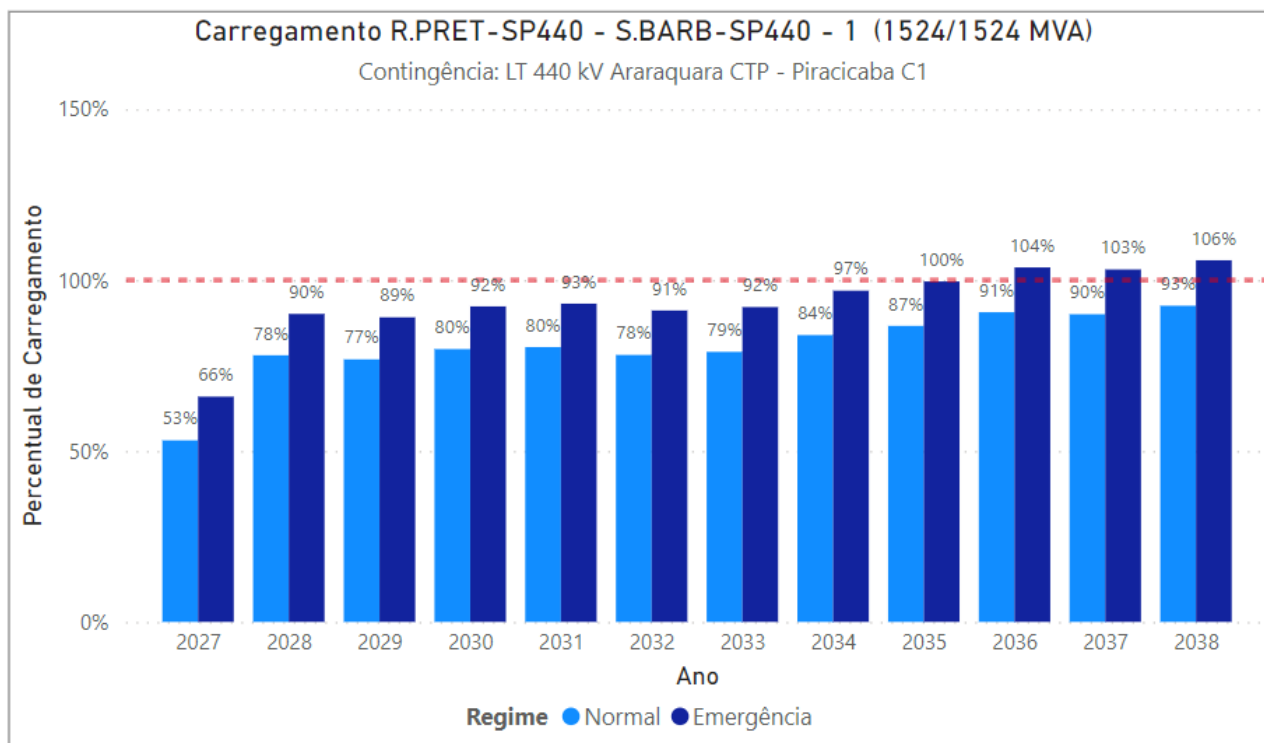


Figura 6-14 - Carregamento da LT 440 kV Ribeirão Preto - Santa Bárbara, em regime normal e na contingência da LT 440 kV Araraquara - Piracicaba

LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo

A Figura 6-15 ilustra a sobrecarga na LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C1 após contingência do C2.

Esta sobrecarga também será avaliada na segunda parte do estudo de atendimento à região central de São Paulo.

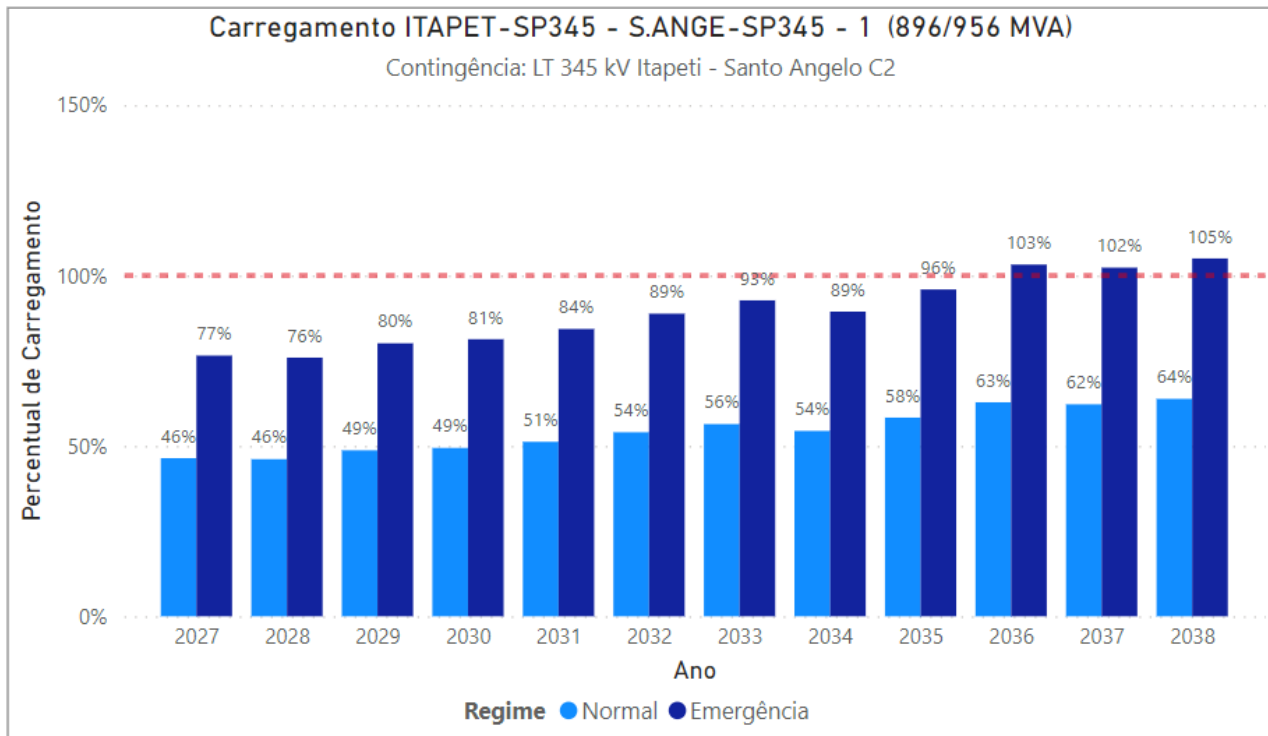


Figura 6-15 - Carregamento da LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C1, em regime normal e na contingência do C2.

LT 230 kV São José dos Campos– Taubaté

Foi diagnosticada a possibilidade de sobrecargas em condições de perda do circuito paralelo da LT 230 kV São José dos Campos– Taubaté , a partir de 2037. Ainda não há estudo programado para solucionar esta violação.

A Figura 6-16 apresenta os carregamentos da LT em operação normal e em emergência.

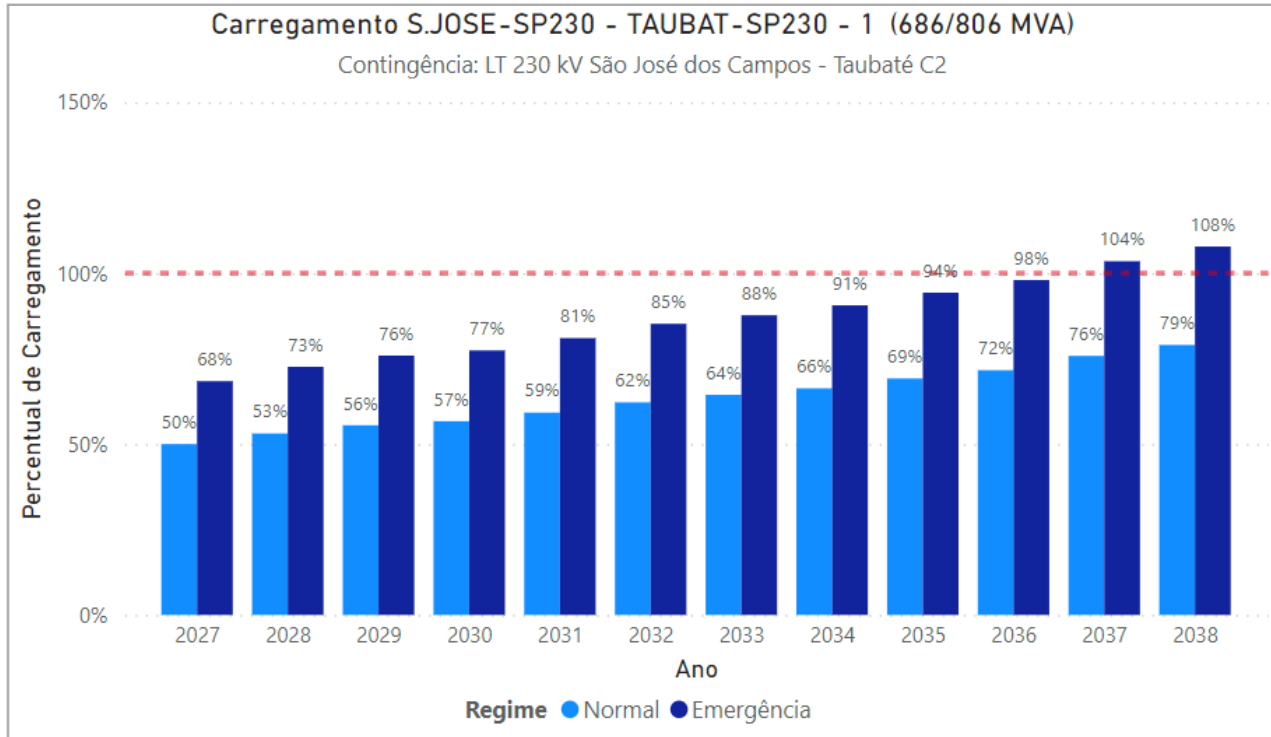


Figura 6-16 - Carregamento da LT 230 kV São José dos Campos - Taubaté

SE Mogi 230/88 kV

A SE Mogi possui 3 bancos de transformadores 230/88 kV, de 150 MVA cada. Conforme Figura 6-17, quando da contingência de um dos bancos, há possibilidade de sobrecarga na unidade remanescente, a partir de 2037, em diversos cenários de geração.

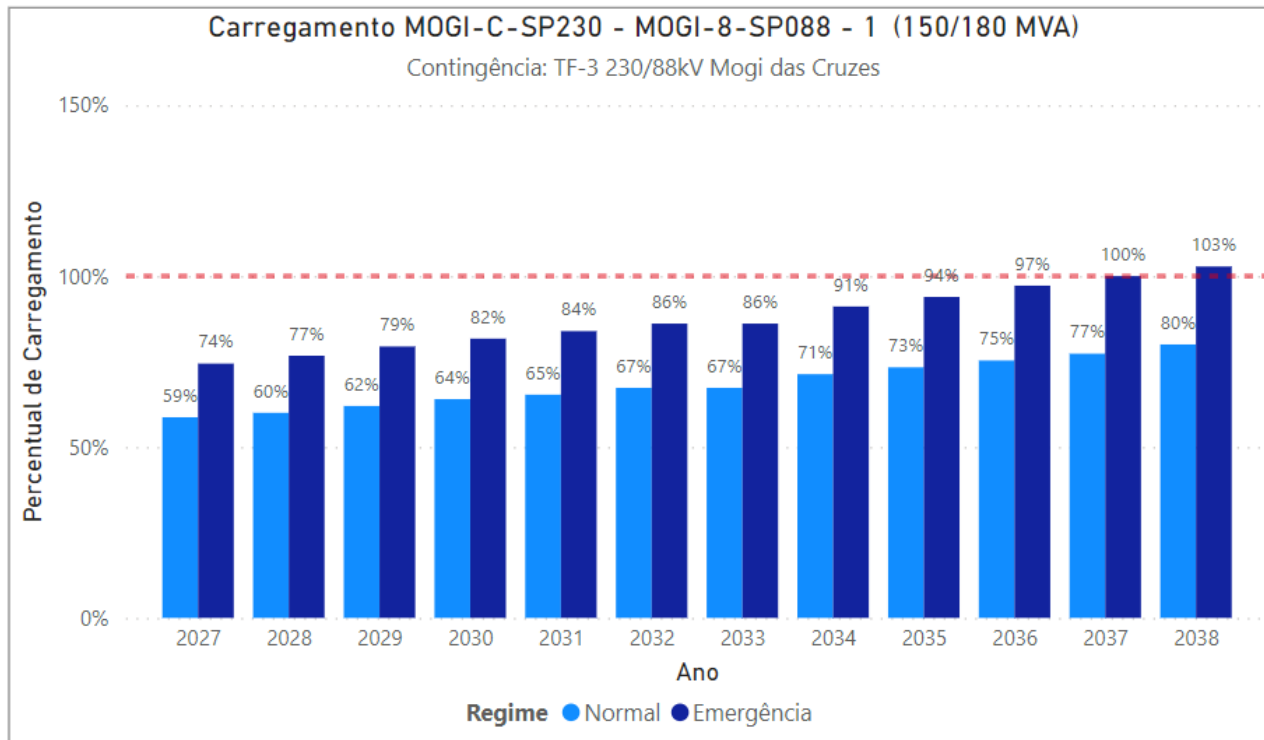


Figura 6-17 - Carregamento da transformação 230/88 kV da SE Mogi, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

LT 345 kV Poços - Guarulhos

Conforme mostra a Figura 6-18, a LT 345 kV Poços – Guarulhos apresenta sobrecarga no ano de 2038. O nível mais elevado de carregamento ocorre no cenário onde há alta importação de energia renovável do sistema Minas Gerais. A parte II do estudo de atendimento à região central de São Paulo também buscará solução para a sobrecarga desta LT.

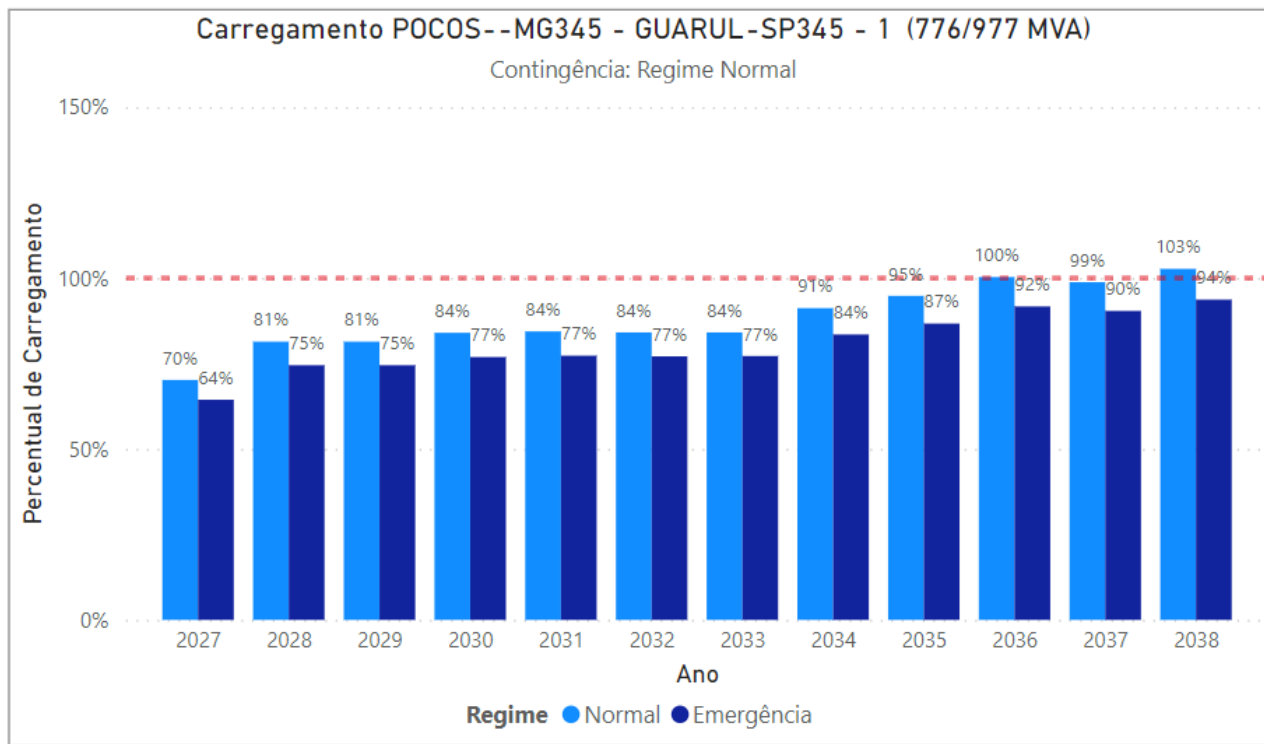


Figura 6-18 – Carregamento da LT 345 kV Poços - Guarulhos em regime normal

A Figura 6-19 ilustra possibilidade de sobrecarga na transformação 500/440 kV da SE Fernão Dias no último ano de análise. Como solução, há a possibilidade de indicação do quarto banco de transformadores.

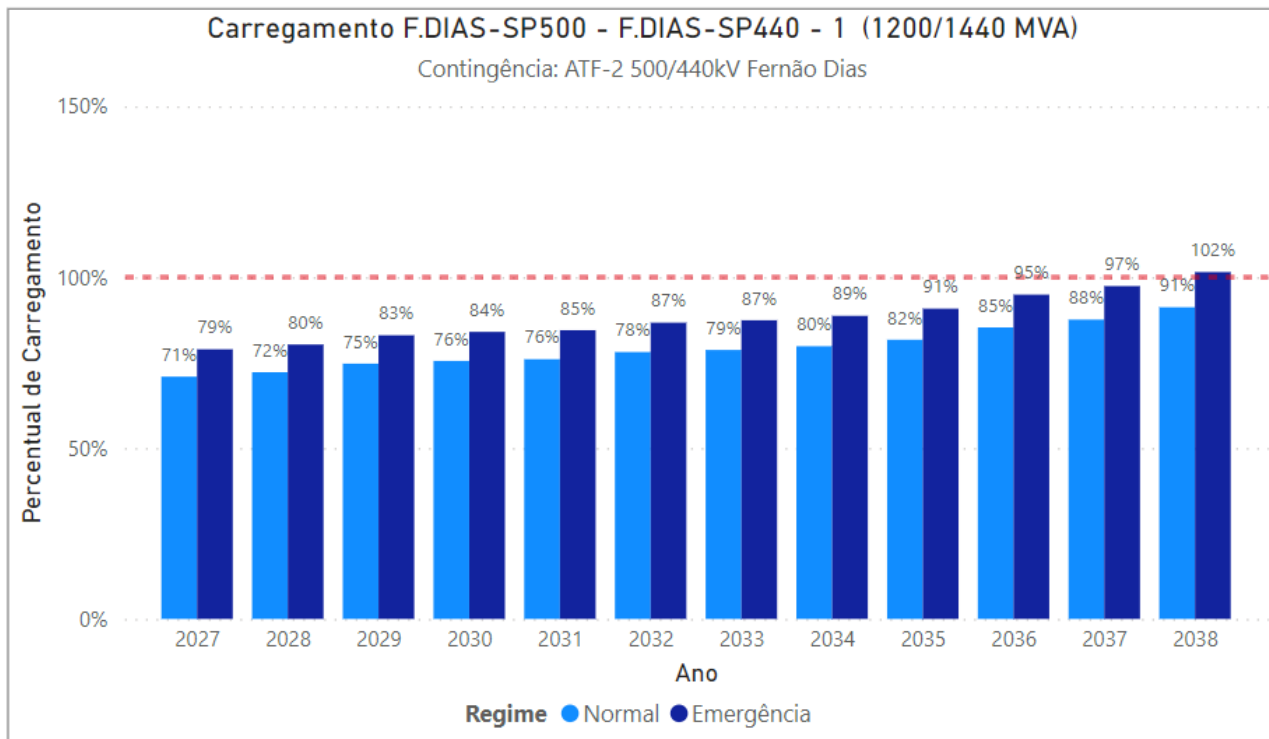


Figura 6-19 - Carregamento da transformação 500/440 kV da SE Fernão Dias

6.1 Violações de tensão na Rede Básica

Durante as simulações de contingências realizadas nos casos para a elaboração deste diagnóstico, não foram detectadas violações dos limites de tensão em nenhuma barra da rede básica do sistema elétrico no estado de São Paulo.

7 ANEXOS

7.1 Anexo I - Empreendimentos Planejados

A tabela a seguir apresenta o conjunto de empreendimentos de transmissão localizados no estado de São Paulo, que influenciam diretamente o desempenho elétrico de seu sistema, e que estão representados nos casos base do Plano Decenal 2033.

Expansão no Estado de São Paulo

Tabela 7-1 - Expansão da transmissão planejada para o estado de São Paulo

Empreendimento	Itens de obra	Data de Necessidade Anterior	Data de Necessidade Atualizada
SE 345/138 kV Campinas	1º, 2º, 3º e 4º ATF 345/138 kV, (12 + 1R) x 100 MVA 1Φ	2026	2026
SE 345/138 kV Atibaia II	2º ATF 345/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ	2026	2030
SE 500/440 kV Assis	2º ATF 500/440 kV, 3 x 500 MVA 1Φ	2026	2026
SE 440 kV Três Irmãos	1º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2026	2026
SE 500/138 kV Cachoeira Paulista	1º ATF 500/138 kV, (3 + 1R) x 83 MVA 1Φ 2º ATF 500/138 kV, 3 x 83 MVA 1Φ	2026	2026
SE 500/440/138 kV Araraquara 2	4º ATF 500/440 kV, 3 x 416,67 MVA 1Φ	2027	2027
SE 345/230 kV Anhanguera	Transformador Defasador Trifásico +- 30º e Reserva	2027	2027
SE 440/138 kV Estância	1º e 2º TF 440/138 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2027	2027
SECC LT 440 kV Bauru - Salto, C1 (CD), na SE Estância	Circuito Duplo 440 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2027	2027
SE 230/138 kV GV Brasil	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, (9+1R) x 100 MVA 1Φ	2028	2028
SE 230/138 kV Capão Bonito	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, (9+1R) x 50 MVA 1Φ	2028	2028
SE 500 kV Ribeirão Preto	3º ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ 2º Reator de Barra 500 kV, 3 x 60 MVar 1Φ	2028	2028
LT 345 kV Miguel Reale - Centro-CTR, C1 e C2 (CD)	Subterrânea 1600mm2	2028	2028

LT 500 kV Campinas - Marimbondo II, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 388,389 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 70 MVar 1Φ // SE Campinas 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 70 MVar 1Φ // SE Marimbondo II	2029	2029
LT 230 kV Itararé II - Avaré Nova, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 145 km	2029	2029
LT 230 kV Itararé II - Capão Bonito, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 112 km	2029	2029
SE 500/345 kV Tijuco Preto 2*	1º, 2º e 3º ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ*	2033	2030
SECC LT 345 kV Tijuco Preto - Leste, C1 e C2 (CD), na SE Tijuco Preto 2*	Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km* Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km* Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km*	2033	2030
LT 345 kV Interlagos - Piratininga II, C3 e C4 (CD)	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 0,76 km (reconstrução)	2030	2030
SE 500/138 kV Morro Agudo	3º TF 500/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2030	2030
SE 345/88 kV Nordeste	4º TF 345/88 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2030	2035
SE 500/440/230 kV Taubaté	1º ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ	2030	2030
SE 345/230/88 kV Itapeti	3º TF 345/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ	2030	2030
SE 230/88 kV Santa Cabeça	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, (9+1R) x 100 MVA 1Φ	2030	2030
SE 500/345/138 kV Campinas	3º ATF 500/345 kV, 3 x 187 MVA 1Φ	2037	2037
SE 440/138 kV Piracicaba	3º TF 440/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2037	2037
SE 440/230 kV Cabreúva	4º ATF 440/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2037	2037
SE 230/88 kV Salto Grande	3º TF 230/88 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2037	2037
SE 440/138 kV Araraquara	4º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2037	2037

Observação: *Expansão não representada na base de dados deste diagnóstico.