



Diagnóstico Regional

PDE 2034

Volume VI – GET Sul

**Mato Grosso do Sul. Paraná, Santa Catarina e
Rio Grande do Sul**

SETEMBRO DE 2025

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Daniel José Tavares de Souza

Equipe Técnica

Arthur Soares da Cunha Reis

Jônatas Freitas Mascarenhas Freire

Lucas Figueiredo Britto (estagiário)

Marco Antonio da Cunha Soveral

Paulo Fernando de Matos Araujo

Rodrigo Ribeiro Ferreira

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 2029-2039, 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
Gustavo Cerqueira Ataíde



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

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

 Empresa de Pesquisa Energética	Contrato Data de assinatura	
Projeto Plano Decenal 2034		
Área de estudo Diagnóstico Regional da Rede de Transmissão		
Sub-área de estudo GET Sul		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-075-2025-rev0 Diagnóstico Regional PDE 2034 – Volume VI – GET Sul Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul		
Revisões rev0	Data	Descrição sucinta Emissão Original

SUMÁRIO

SUMÁRIO	6
1 INTRODUÇÃO	11
2 CONCLUSÕES	12
3 RECOMENDAÇÕES.....	13
3.1 Mato Grosso do Sul	13
3.2 Paraná.....	13
3.3 Santa Catarina	14
3.4 Rio Grande do Sul	14
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	15
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	16
4.2 Evolução da Expansão da Geração.....	21
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão	22
5 CENÁRIOS ANALISADOS	25
5.1 Cenário Norte Seco – Carga Máxima Diurna.....	25
5.2 Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Máxima Diurna	25
5.3 Cenário Norte Seco – Carga Máxima Noturna	25
5.4 Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Máxima Noturna	25
5.5 Cenário Norte Seco (Fornecimento Sul elevado) – Carga Mínima Noturna	26
5.6 Cenário Norte Úmido – Carga Mínima Noturna	26
6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA MATO GROSSO DO SUL	27
6.1 Região Norte.....	27
6.1.1 Transformações ICG.....	27
6.2 Região Sul	28
6.2.1 Transformações de Fronteira	28
6.2.2 Rede Básica.....	28
6.2.3 Transformações ICG.....	30
6.3 Margem de escoamento	31
7 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA PARANÁ.....	32
7.1 Região Norte.....	32
7.1.1 Transformações de Fronteira	32
7.1.2 Rede Básica.....	35
7.2 Região Oeste.....	36
7.2.1 Transformações de Fronteira	36
7.3 Região Sudoeste	40
7.3.1 Transformações de Fronteira	40
7.3.2 Rede Básica.....	41
7.4 Região Noroeste	42
7.4.1 Transformações de Fronteira	42
7.4.2 Rede Básica.....	44
7.5 Região Centro-Sul.....	45
7.5.1 Transformações de Fronteira	45
7.5.2 Rede Básica.....	47
7.6 Regiões Metropolitana e Litorânea.....	49
7.6.1 Transformações de Fronteira	49
7.6.2 Rede Básica.....	57
8 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA SANTA CATARINA	61
8.1 Região Sul e Metropolitana.....	61
8.1.1 Transformações de Fronteira	61

9	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA RIO GRANDE DO SUL	63
9.1	Região Norte.....	63
9.1.1	Transformações de Fronteira	63
9.1.2	Rede Básica.....	67
9.2	Região Serrana.....	68
9.2.1	Transformações de Fronteira	68
9.3	Região Centro-Oeste	70
9.3.1	Transformações de Fronteira	70
9.3.2	Rede Básica.....	74
9.3.3	Demais Instalações de Transmissão	78
9.4	Região Metropolitana	79
9.4.1	Transformações de Fronteira	79
9.4.2	Demais Instalações de Transmissão	81
9.5	Região Sul	83
9.5.1	Transformações de Fronteira	83
10	ANEXOS	85
10.1	Anexo I – Empreendimentos Planejados.....	85
10.1.1	Expansão no Estado do Mato Grosso do Sul	85
10.1.2	Expansão no Estado do Paraná.....	87
10.1.3	Expansão no Estado de Santa Catarina	90
10.1.4	Expansão no Estado do Rio Grande do Sul	92
11	REFERÊNCIAS	95

■ Lista de Figuras

Figura 4-1 Sistema Elétrico da Região Sul	15
Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado do Mato Grosso do Sul	17
Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado do Paraná	18
Figura 4-4 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado de Santa Catarina	19
Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado de Rio Grande do Sul	20
Figura 4-6 - Mapa geoeletrico do estado do Mato Grosso do Sul	22
Figura 4-7 - Mapa geoeletrico do estado do Paraná	23
Figura 4-8 - Mapa geoeletrico do estado de Santa Catarina	23
Figura 4-9 - Mapa geoeletrico do estado do Rio Grande do Sul	24
Figura 6-1 Carregamento de um TR 230/138 kV em Chapadão, em regime normal e na contingência do TR paralelo ..	27
Figura 6-2 Carregamento de um TR 230/138 kV em Dourados 2, em regime normal e na contingência do TR paralelo	28
Figura 6-3 Carregamento da LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1 em regime normal	29
Figura 6-4 Carregamento de um TR 230/138 kV em Rio Brillhante, em regime normal e na contingência do TR paralelo	30
Figura 7-1 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Apucarana, em regime normal e na contingência do TR2	32
Figura 7-2 – Carregamento do TR3 230/138 kV em Londrina (Copel), em regime normal e na contingência do TR2	33
Figura 7-3 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Andirá Leste, em regime normal e na contingência do TR2	34
Figura 7-4 – Carregamento da LT 500 kV Londrina – Assis C1, em regime normal e na contingência do C2	35
Figura 7-5 – Carregamento do TR1 230/138 kV em C. Mourão, em regime normal e na contingência do TR2	36
Figura 7-6 – Carregamento do TR3 230/138 kV em Cascavel, em regime normal e na contingência do TR2	37
Figura 7-7 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Umuarama Sul, em regime normal e na contingência do TR2	38
Figura 7-8 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Medianeira Norte 2, em regime normal e na contingência do TR2	39
Figura 7-9 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Foz do Chopim, em regime normal e na contingência do TR2	40
Figura 7-10 – Carregamento da LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C1, em regime normal e na contingência do C2	41
Figura 7-11 – Carregamento do TR3 230/138 kV em Maringá, em regime normal e na contingência do TR4	42
Figura 7-12 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Paranaíba Norte, em regime normal e na contingência do TR2 ...	43
Figura 7-13 – Carregamento do TR1 525/230 kV em Sarandi, em regime normal e na contingência do TR2	44
Figura 7-14 – Carregamento do TR2 230/34,5/13,8 kV em Ponta Grossa Norte, na contingência do TR1	45
Figura 7-15 – Carregamento dos TRs 230/34,5/13,8 kV em Ponta Grossa Sul, na contingência do TR1	46
Figura 7-16 – Carregamento do TR2 230/138 kV em Ivaiporã, em regime normal e na contingência do TR1	47
Figura 7-17 – Carregamento da LT 230 kV Ponta Grossa – Ponta Grossa Norte C1, em regime normal e na contingência do C2	48
Figura 7-18 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Posto Fiscal, em regime normal e na contingência do TR2	49
Figura 7-19 – Carregamento do TR1 230/69 kV em Campo Comprido, em regime normal e na contingência do TR2 ...	50
Figura 7-20 – Carregamento do TR1 230/13,8 kV em Campo Comprido, na contingência do TR2	51
Figura 7-21 – Carregamento do TR1 230/13,8 kV em Campo do Assobio, na contingência do TR2	52
Figura 7-22 – Carregamento do TR1 230/69 kV em Curitiba Centro, em regime normal e na contingência do TR2	53
Figura 7-23 – Carregamento do TR2 230/13,8 kV em Uberaba, na contingência do TR1	54
Figura 7-24 – Carregamento do TR2 230/13,8 kV na Cidade Industrial de Curitiba, na contingência do TR1	55
Figura 7-25 – Carregamento do TR2 230/13,8 kV em Santa Quitéria, na contingência do TR1	56
Figura 7-26 – Carregamento da LT 230 kV Umbará – Campo do Assobio C1, em regime normal e na contingência do TR1 525/230 kV Curitiba Leste	57
Figura 7-27 – Carregamento da LT 500 kV Bateias – Ibiúna C1, em regime normal e na contingência do C2	58
Figura 7-28 – Carregamento da LT 230 kV Santa Mônica – Governador Parigot Souza C1, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Curitiba Leste – Posto Fiscal C1	59
Figura 7-29 – Carregamento da LT 230 kV Curitiba Leste – Posto Fiscal C1, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Santa Mônica – Gov. Parigot Souza C1	60
Figura 8-1 Carregamento de um TR 230/138 kV em Biguaçu, em regime normal e na contingência do TR paralelo	61
Figura 8-2 Carregamento de um TR 230/138 kV em Forquilha, em regime normal e na contingência do TR paralelo	62
Figura 9-1 - Carregamento do TR3 230/69 kV na SE Guarita, em regime normal e na contingência do TR2	63
Figura 9-2 - Carregamento do TR3 230/69 kV na SE Santa Rosa 1, em regime normal e na contingência do TR2	64
Figura 9-3 - Carregamento do TR1 230/69 kV na SE Ijuí 2, em regime normal e na contingência do TR3	65
Figura 9-4 - Carregamento do TR2 230/69 kV na SE Santa Marta, em regime normal e na contingência do TR1	66
Figura 9-5 - Nível de tensão na SE Ijuí 2, 230 kV, na contingência da LT 230 kV Santo Ângelo 2 - Ijuí 2 C1	67
Figura 9-6 - Carregamento do TR2 230/13,8 kV da SE Caxias do Sul 5, considerando contingência do TR1	68
Figura 9-7 - Carregamento do ATF1 230/138 kV da SE Lajeado Grande, em regime normal e na contingência do ATF2	69
Figura 9-8 - Carregamento do ATF2 230/138 kV da SE Passo Real em regime normal e em contingência do ATF1	70

Figura 9-9 - Carregamento do ATF1 230/138 kV da SE Santa Maria 3 em regime normal e em contingência do ATF2 ..	71
Figura 9-10 - Carregamento do TF1 230/69 kV da SE Candelária 2 em regime normal e em contingência do TF2	72
Figura 9-11 - Carregamento do TF3 230/69 kV da SE São Vicente do Sul em regime normal e em contingência do TF1 73	
Figura 9-12 - Carregamento da LT 230 kV Passo Real - Tapea 2, C1, em regime normal e em contingência da LT 230 kV Barra Grande - Lagoa Vermelha 2, C1.....	74
Figura 9-13 - Carregamento da LT 230 kV Santo Ângelo - Santa Rosa 1, C2, em regime normal e na contingência do C1	75
Figura 9-14 - Carregamento da LT 230 kV Santo Ângelo - Santo Ângelo 2, C1, em regime normal e na contingência da LT 525 kV Santo Ângelo – Itá C1.....	76
Figura 9-15 - Carregamento da LT 230 kV Santo Ângelo 2 - Ijuí 2, C1, em regime normal e na contingência da LT 525 kV Santo Ângelo – Itá, C1.....	77
Figura 9-16 - Carregamento do TF 69/23 kV da SE Santo Ângelo 2, em regime normal	78
Figura 9-17 - Carregamento do TF1 230/69 kV da SE Campo Bom, em regime normal e em contingência do TF3.....	79
Figura 9-18 - Carregamento do TF3 230/69 kV da SE Lajeado 2, em regime normal e em contingência do TF1	80
Figura 9-19 - Carregamento do TF 138/23 kV da SE Cachoeirinha 1 em regime normal	81
Figura 9-20 - Carregamento da LT 138 kV Taquara - Três Coroas, em regime normal de operação	82
Figura 9-21 - Carregamento do ATF3 da SE Pelotas 3, em regime normal e na contingência do ATF2.....	83
Figura 9-22 - Carregamento do TF2 230/69 kV da SE Bagé 2, em regime normal e na contingência do TF3	84

■ Lista de Tabelas

Tabela 4-1 – Matriz energética dos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul – Existente (*)	21
Tabela 4-2 - Matriz energética dos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul – Expansão (*).....	21
Tabela 10-1 – Expansão da transmissão planejada para o estado do Mato Grosso do Sul.....	85
Tabela 10-2 – Expansão da transmissão planejada para o estado do Paraná	87
Tabela 10-3 – Expansão da transmissão planejada para o estado de Santa Catarina	90
Tabela 10-4 – Expansão da transmissão planejada para o estado do Rio Grande do Sul.....	92

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 2034. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2029 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2039, 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 os estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina, 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 **Mato Grosso do Sul**, foram identificadas sobrecargas na transformação 230/138 kV da SE Dourados 2 e na LT 230 kV Iguatemi – Dourados, C1.

No estado do **Paraná**, foram identificadas sobrecargas nas seguintes transformações: 765/525 kV em Ivaiporã; 525/230 kV em Sarandi; 230/138 kV em Apucarana, Londrina (Copel), Andirá Leste, Campo Mourão, Cascavel, Umuarama Sul, Medianeira Norte 2, Maringá, Paranavaí Norte e Posto Fiscal; 230/69 kV em Campo Comprido e Curitiba Centro; 230/34,5 kV em Ponta Grossa Norte e Ponta Grossa Sul; e 230/13,8 kV em Campo Comprido, Campo do Assobio, Uberaba, Cidade Industrial de Curitiba e Santa Quitéria.

Também foram identificadas sobrecargas nas seguintes linhas de transmissão: nas LTs 525 kV Assis – Londrina C1 e Bateias – Ibiúna C1; e nas LTs 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C1, Ponta Grossa – Ponta Grossa Norte C1, Umbará – Campo do Assobio C1, Santa Mônica – Governador Parigot de Souza C1 e Curitiba Leste – Posto Fiscal C1.

No estado de **Santa Catarina**, foram identificadas sobrecargas em Biguaçu e Forquilha.

No estado do **Rio Grande do Sul**, foram identificadas sobrecargas nas transformações 230/138 kV de Santa Maria 3, Passo Real e Pelotas 3 e nas transformações 230/69 kV de Guarita, Santa Rosa 1, Ijuí 2, Lajeado Grande, Candelária 2, Santa Marta e São Vicente do Sul. Também foi identificado um problema de subtensão no setor 230 kV em Ijuí 2, além de problemas de controle de tensão na rede de distribuição local (regiões oeste e central). Na mesma região, foram identificadas no eixo de Santo Ângelo - Ijuí – Passo Real – Tapera sobrecargas em linhas de transmissão de 230 kV. Ainda, na região de Cruz Alta e Panambi, foram detectados carregamentos elevados nas DITs – (i) LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi (ii) DIT - TR 69/13,8 kV da SE Panambi e (iii) TR 138/23 kV da SE Cruz Alta 1, além de subtensão crítica no setor 69 kV. Na região metropolitana, as DITs (i) TR 138/23 kV da SE Cachoeirinha 1 e (ii) LT 138 kV Taquara – Três Coroas apresentaram sobrecarga dentro do horizonte de análise. Por fim, os transformadores de carga 230/13,8 kV de Caxias do Sul 5 e de Santa Cruz 1 apresentam problemas de sobrecarga e corte de carga automática em contingência, respectivamente.

3 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2034 para o GET Sul, bem como as ponderações efetuadas ao longo dos capítulos 6 ao 9, 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 2025, aprovada pelo MME.

3.1 Mato Grosso do Sul

- 1) Concluir o Estudo de Interligação Internacional - Brasil-Bolívia (Etapa 1) que recomendará obras sistêmicas para aumento da capacidade de escoamento de energia no estado do Mato Grosso do Sul;

3.2 Paraná

- 1) Concluir o Estudo de Interligação Brasil – Bolívia, que atenderá alguns problemas na região noroeste do Paraná;
- 2) Concluir o Estudo de Interligação Regional Nordeste II, que atenderá problemas em regiões de interligação;
- 3) Concluir o Estudo de Atendimento à Região Sudoeste do Estado de São Paulo, que poderá atender alguns problemas na região norte do estado;
- 4) Concluir a revisão 1 do Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Curitiba e Litoral - PR, para atender problemas identificados na região.

Além disso, recomenda-se as seguintes ações:

- Iniciar Estudo de Atendimento à Região Centro-Sul do Paraná;
- Iniciar Estudo de Atendimento às Regiões Norte e Noroeste do Paraná; e
- Iniciar Estudo de Atendimento às regiões Oeste e Sudoeste do Paraná.

3.3 Santa Catarina

Recomenda-se a seguinte ação:

- 1) Iniciar Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Santa Catarina.

3.4 Rio Grande do Sul

- 1) Concluir o Estudo de Atendimento à Região Sul do RS, que atenderá à maioria dos problemas identificados no curto prazo;
- 2) Concluir o Estudo de Atendimento às Regiões de Panambi e de Cruz Alta, que abrange a maior parte dos problemas identificados na região Centro-Oeste do estado.
- 3) Avaliar a representação da nova fronteira da SE 230/69 kV Boa Vista do Buricá 2, que divide carga com as transformações em sobrecarga da região Noroeste do estado.
- 4) Concluir o Estudo Prospectivo para Inserção de Cargas de Data Centers no Estado do RS.

Adicionalmente, recomendam-se as seguintes ações:

- Iniciar Estudo de Atendimento à Região Metropolitana do RS (DIT - Taquara - Três Coroas);
- Iniciar Estudo de Atendimento à Região Serrana do RS;
- Iniciar Estudo de Atendimento à Região Centro-Oeste do RS para solução de problemas que possam não ter sido atendidos pelo Estudo de Atendimento às Regiões de Panambi e de Cruz Alta;

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema elétrico da região de interesse contempla uma extensa malha de transmissão que abrange os estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Esse sistema, representado na Figura 4-1 a seguir, é constituído por instalações de Rede Básica nas tensões de 765 kV, 525 kV e 230 kV.



Figura 4-1 Sistema Elétrico da Região Sul.

No caso específico do Mato Grosso do Sul, a malha de transmissão que supre o estado é composta basicamente por linhas de transmissão no nível de tensão de 230kV que permeiam os grandes centros de consumo da região e o interligam com os estados de São Paulo, Paraná e Goiás.

Além do atendimento ao mercado local, esse sistema participa da otimização energética entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, por meio de conexões com os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. Adicionalmente, cabe destacar que as interligações internacionais constituem característica marcante da Região Sul, destacando-se as conexões com o Uruguai por meio das Conversoras de Rivera (70 MW) e Melo (500 MW), a interligação com a Argentina pela Conversoras de Garabi (2.200 MW) e Uruguiana (50 MW).

4.1 Evolução da Expansão do Mercado

Os maiores centros de consumo da região Sul estão localizados nas proximidades das regiões metropolitanas de Porto Alegre e Caxias do Sul, no estado do Rio Grande do Sul; na área Leste de Santa Catarina; na área metropolitana de Curitiba e região norte do Paraná. No caso específico do estado do Mato Grosso do Sul, a região metropolitana da capital Campo Grande e a região de Dourados concentram a maior parcela do mercado do estado.

As figuras a seguir apresentam a evolução das previsões de carga e MMGD encaminhadas pelas distribuidoras e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2034. É importante destacar que esses casos base também possuem previsões de crescimento do mercado para os anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal (2025 a 2039).

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

- O patamar de carga predominante no Diagnóstico foi a de carga máxima diurna para todos os estados, mas por conta do crescimento da MMGD, a maior carga líquida foi identificada na carga máxima noturna;
- O crescimento médio ao ano do mercado para cada estado foi: 3,0% no Mato Grosso do Sul, 2,0% no Paraná, 3,3% em Santa Catarina e 1,6% no Rio Grande do Sul;
- Sobre a capacidade instalada de MMGD em cada estado podemos destacar que:
 - ✓ No Mato Grosso do Sul deve variar entre 1,5 GW em 2029 para 2,0 GW em 2039.
 - ✓ No Paraná deve variar entre 4,0 GW em 2029 para 5,9 GW em 2039.
 - ✓ Em Santa Catarina deve variar entre 2,0 GW em 2027 para 2,7 GW em 2039.
 - ✓ No Rio Grande do Sul deve variar entre 3,5 GW em 2029 para 3,7 GW em 2039.

Patamar Máxima Noturna



Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna

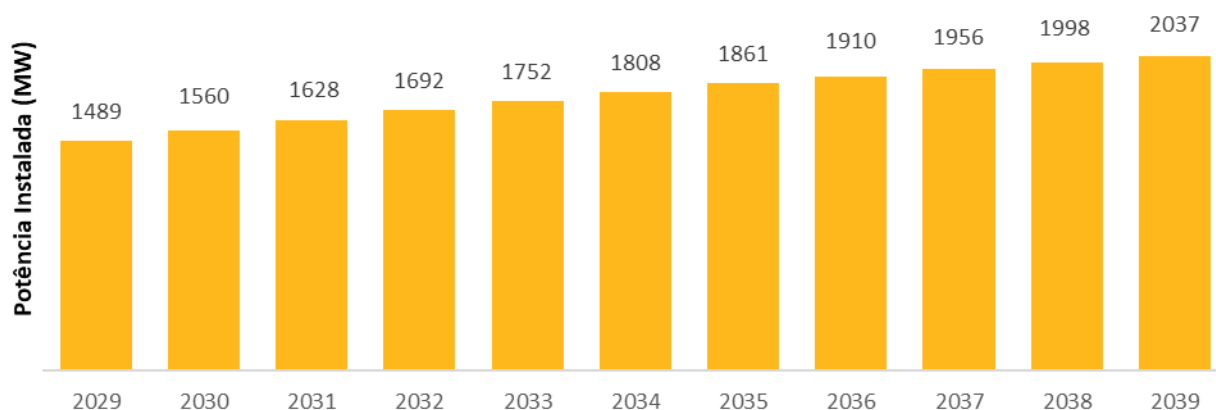


Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado do Mato Grosso do Sul

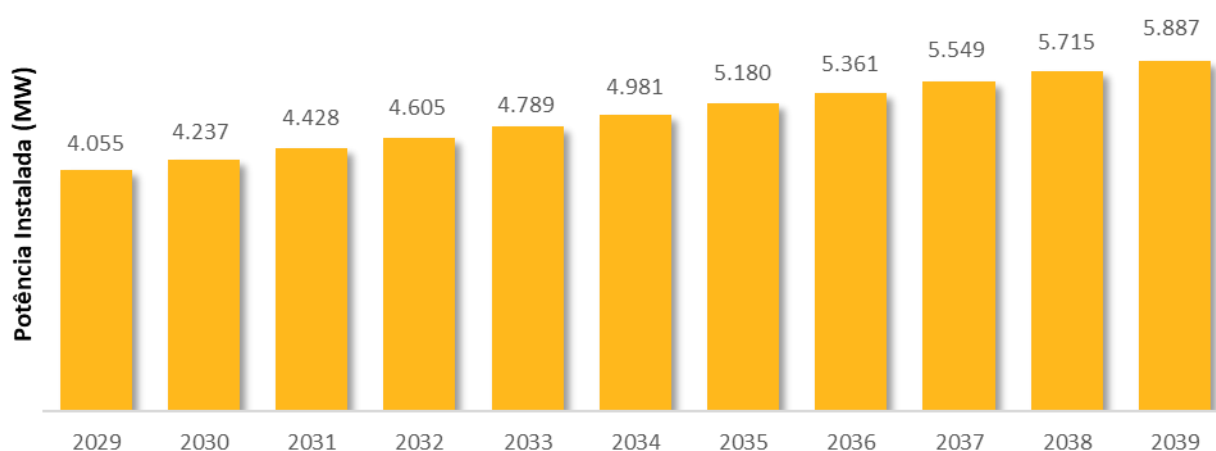
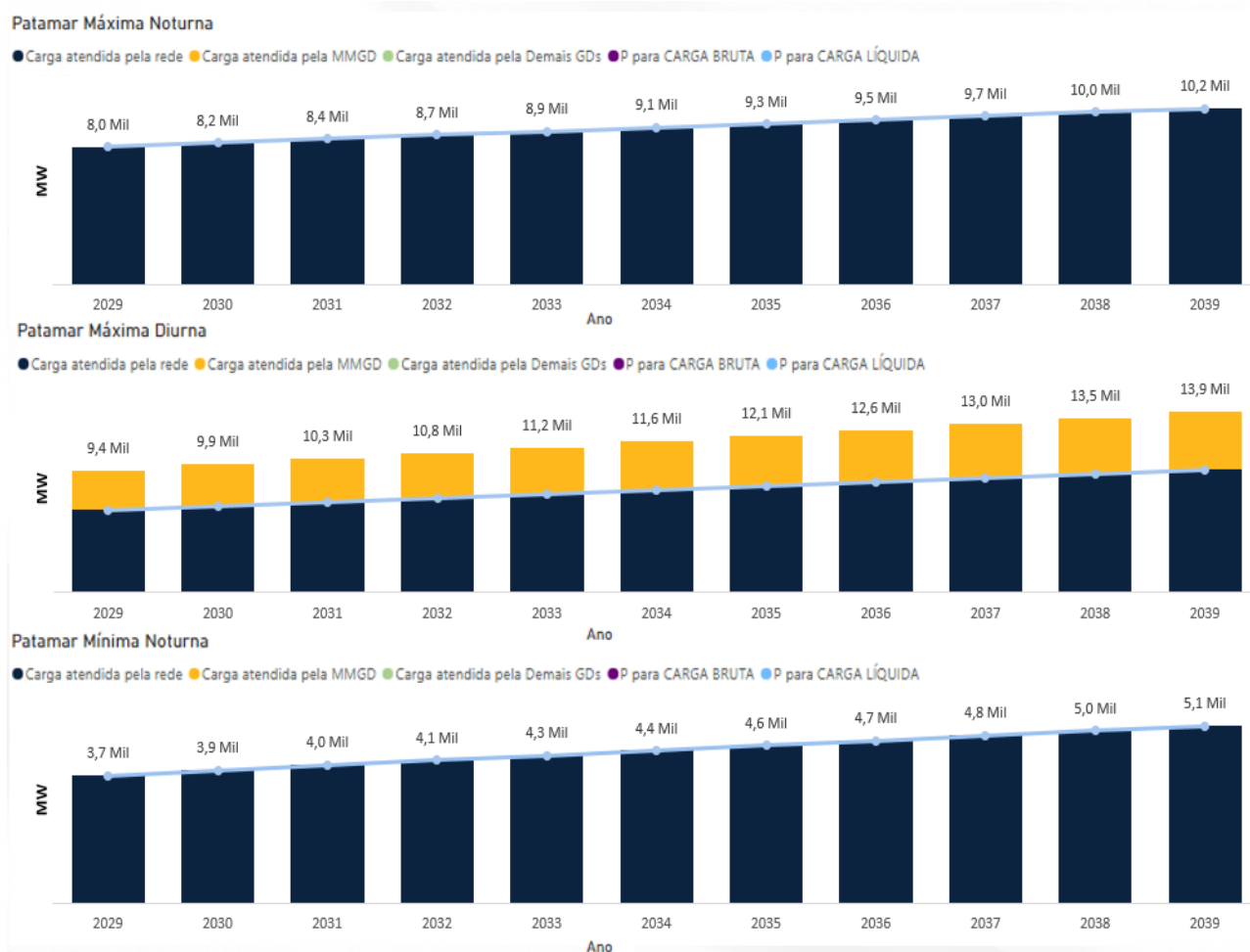


Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado do Paraná

Patamar Máxima Noturna



Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna

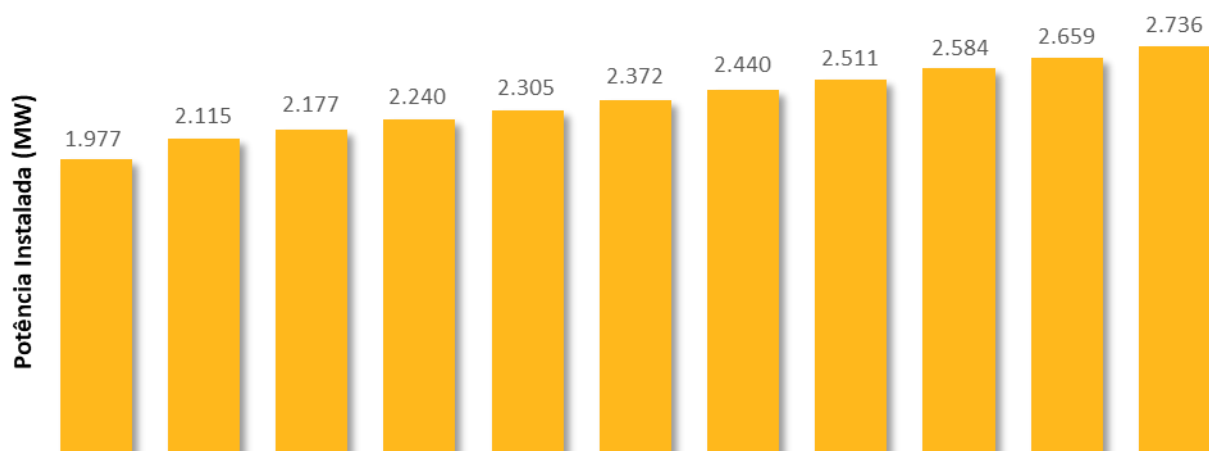
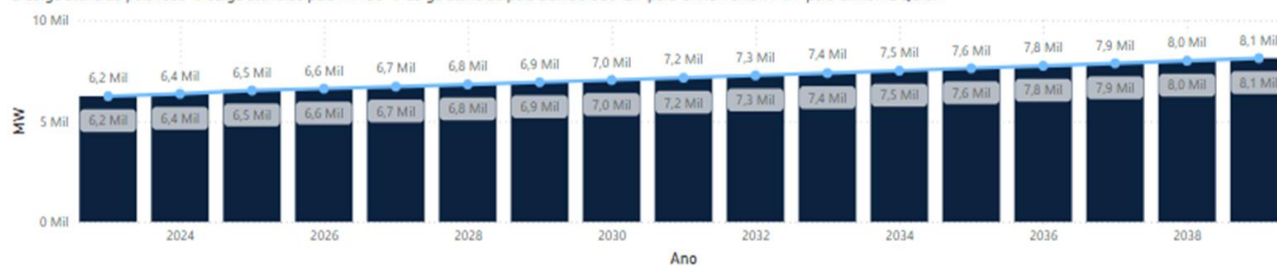


Figura 4-4 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de Santa Catarina

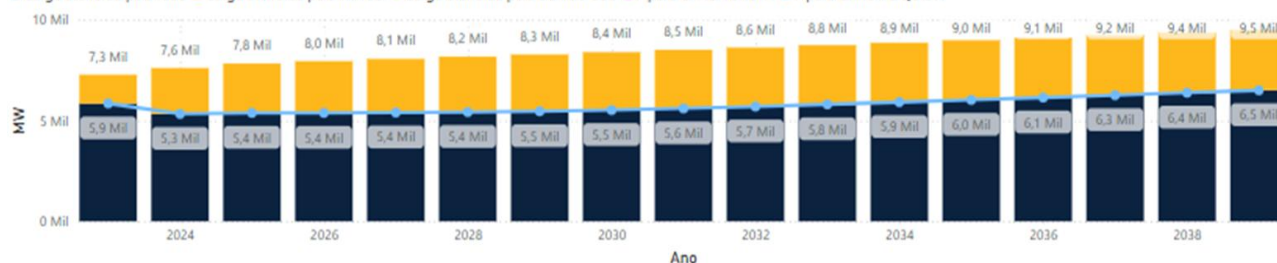
Patamar Máxima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



Patamar Máxima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



Patamar Mínima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA

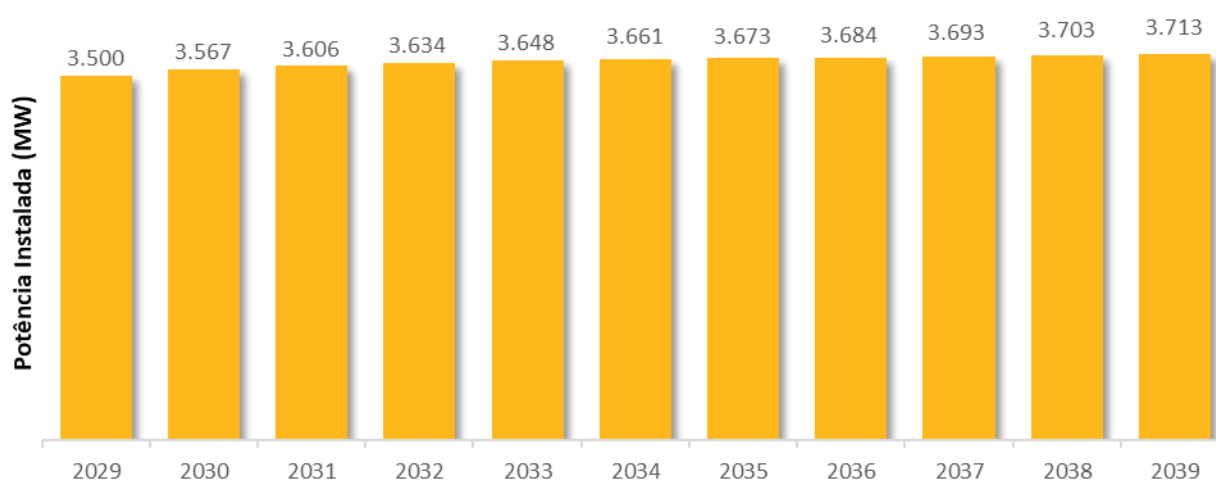
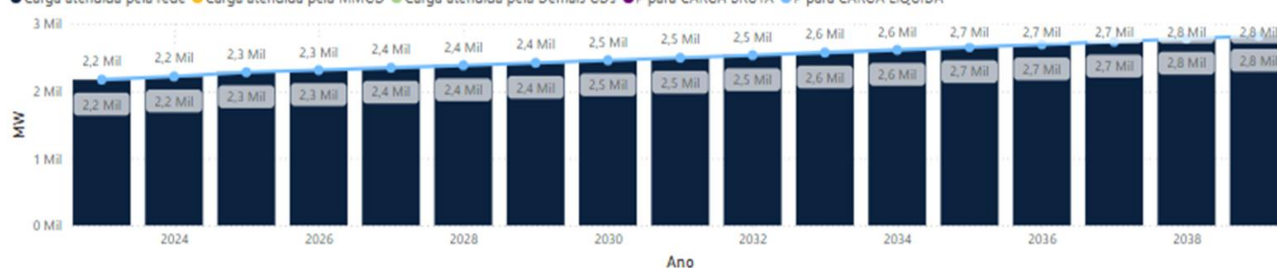


Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de Rio Grande do Sul

4.2 Evolução da Expansão da Geração

O parque gerador dos estados do Sul (MS, PR, SC e RS) possui um crescimento de cerca de **0,8%** na matriz energética, considerando as expansões futuras que se encontram na fase de construção.

A Tabela 4-1 ilustra a capacidade instalada de geração por fonte e por estado em 2025, a Tabela 4-2 ilustra as usinas em construção (previstas para entrar em operação nos próximos anos).

Tabela 4-1 – Matriz energética dos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul – Existente (*)

Fonte	MS [MW]	PR [MW]	RS [MW]	SC [MW]	Total
CGH	24,5	98,2	83,4	265,8	471,8
EOL	-	2,5	2138,3	250,6	2391,4
PCH	294,0	575,8	723,8	660,1	2253,7
UFV	15,0	24,3	46,7	23,4	109,3
UHE	77,5	15028,5	4815,5	2758,9	22679,9
UTE	3064,7	1915,7	2227	1119,2	8326,5
Total	3475,6	17644,8	10034,3	5078,0	36232,7

Tabela 4-2 - Matriz energética dos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul – Expansão (*)

Fonte	MS [MW]	PR [MW]	RS [MW]	SC [MW]	Total
CGH	-	-	-	-	-
EOL	-	-	2154,4	-	2154,4
PCH	10,0	138,7	158,4	286,8	593,9
UFV	2939,0	-	-	-	2939,0
UHE	-	62,0	-	-	62,0
UTE	690,6	25,0	62,1	28,0	805,7
Total	3639,6	225,7	2374,9	314,8	6555,0

(*) Fonte: Aneel – SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

As figuras a seguir apresentam a configuração da rede existente e planejada nos estados em análise. O detalhamento do conjunto de empreendimentos de transmissão previstos para os próximos anos e localizados nas unidades federativas do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul encontra-se no anexo.

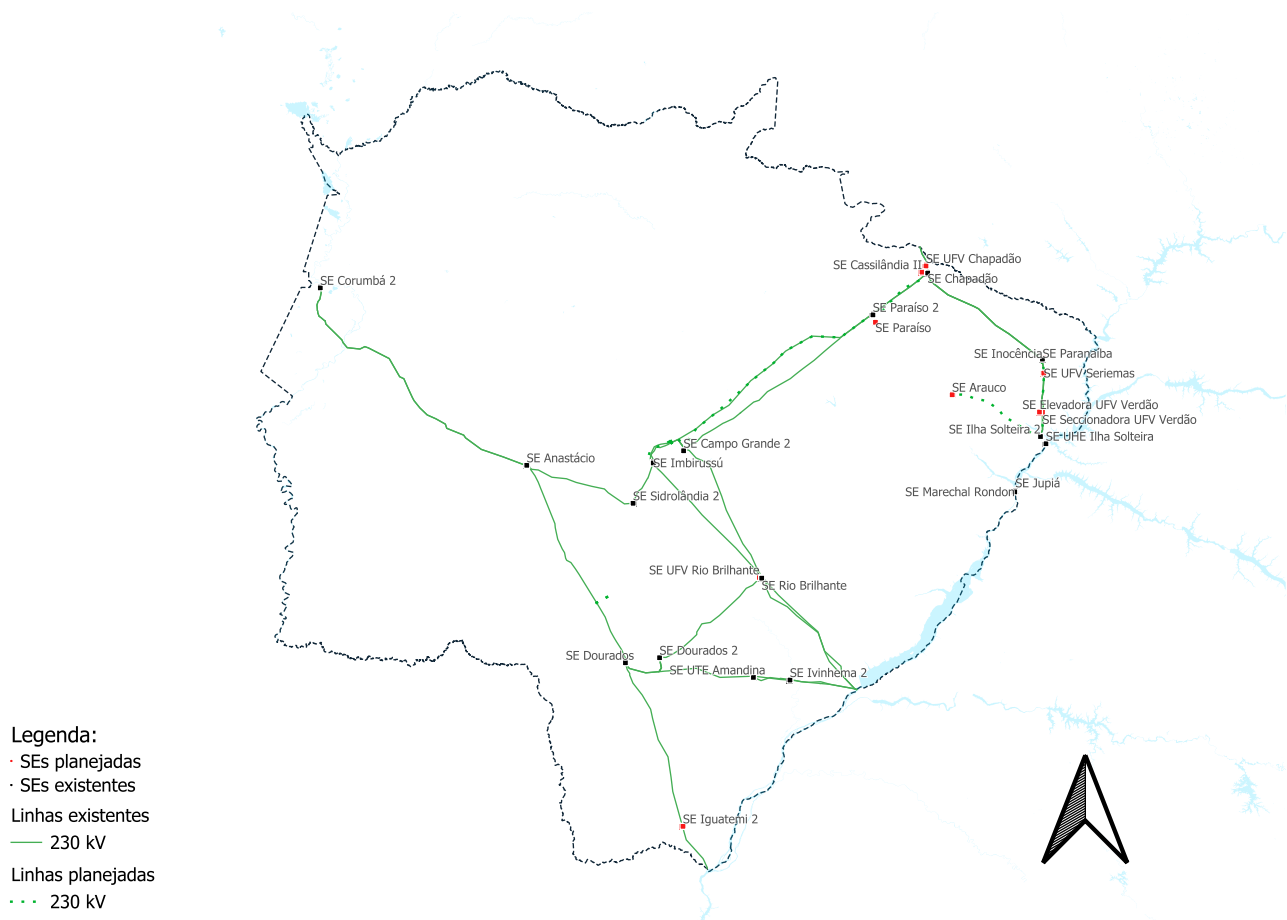


Figura 4-6 - Mapa geoeletrico do estado do Mato Grosso do Sul

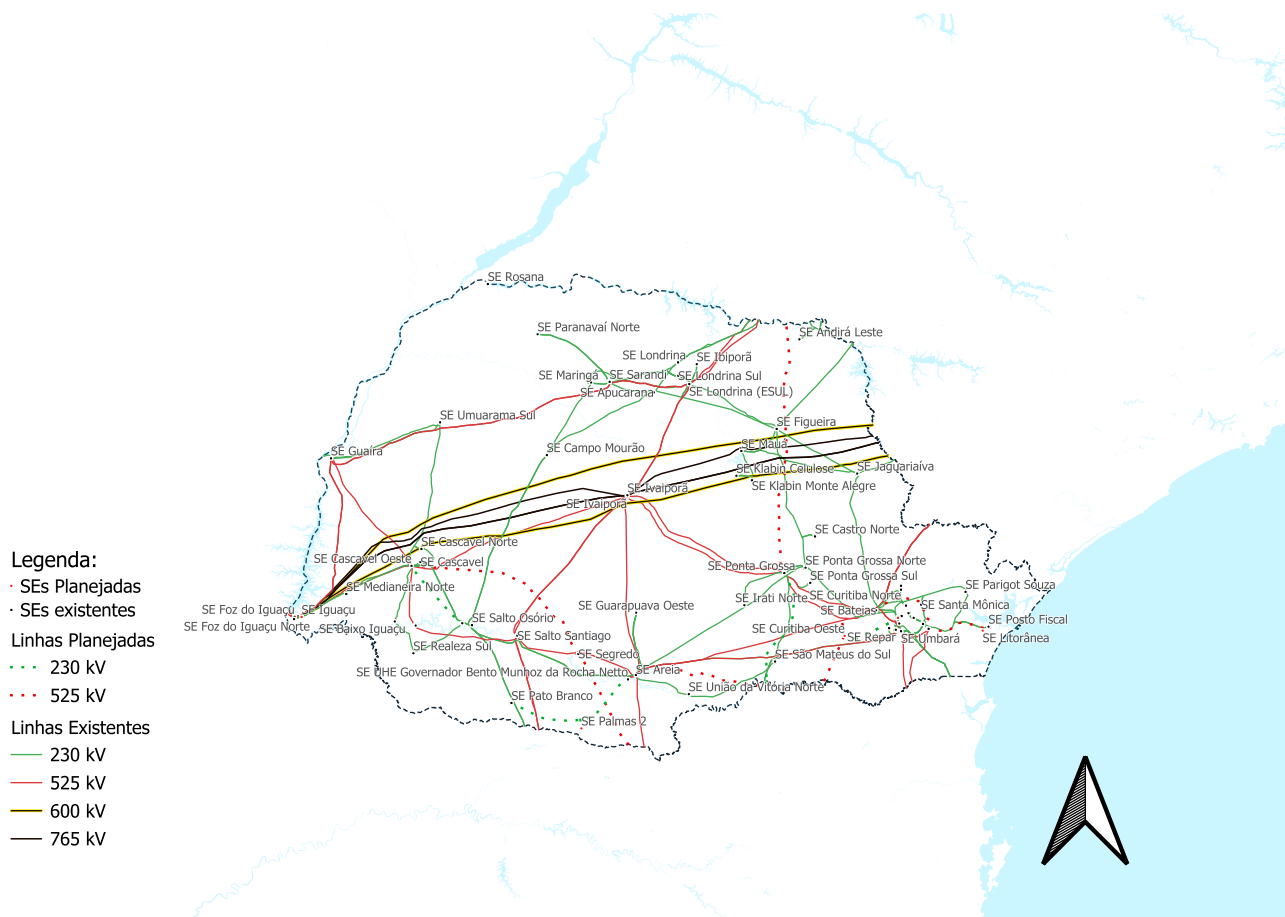


Figura 4-7 - Mapa geológico do estado do Paraná

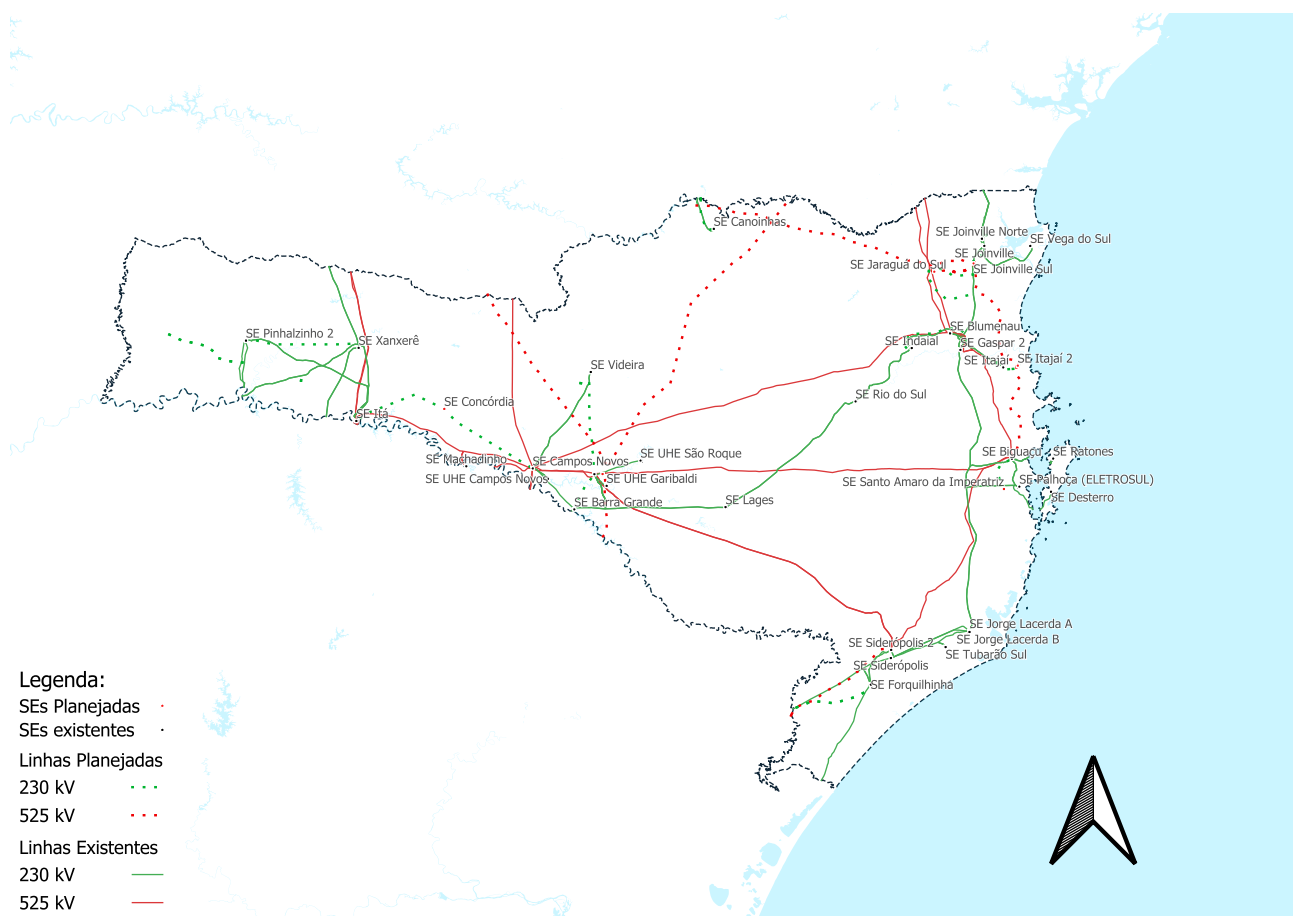


Figura 4-8 - Mapa geolétrico do estado de Santa Catarina

Legenda:

SEs planejadas . . .
SEs existentes . . .

Linhas Planejadas

230 kV . . .
525 kV . . .

Linhas Existentes

230 kV ———
525 kV ———

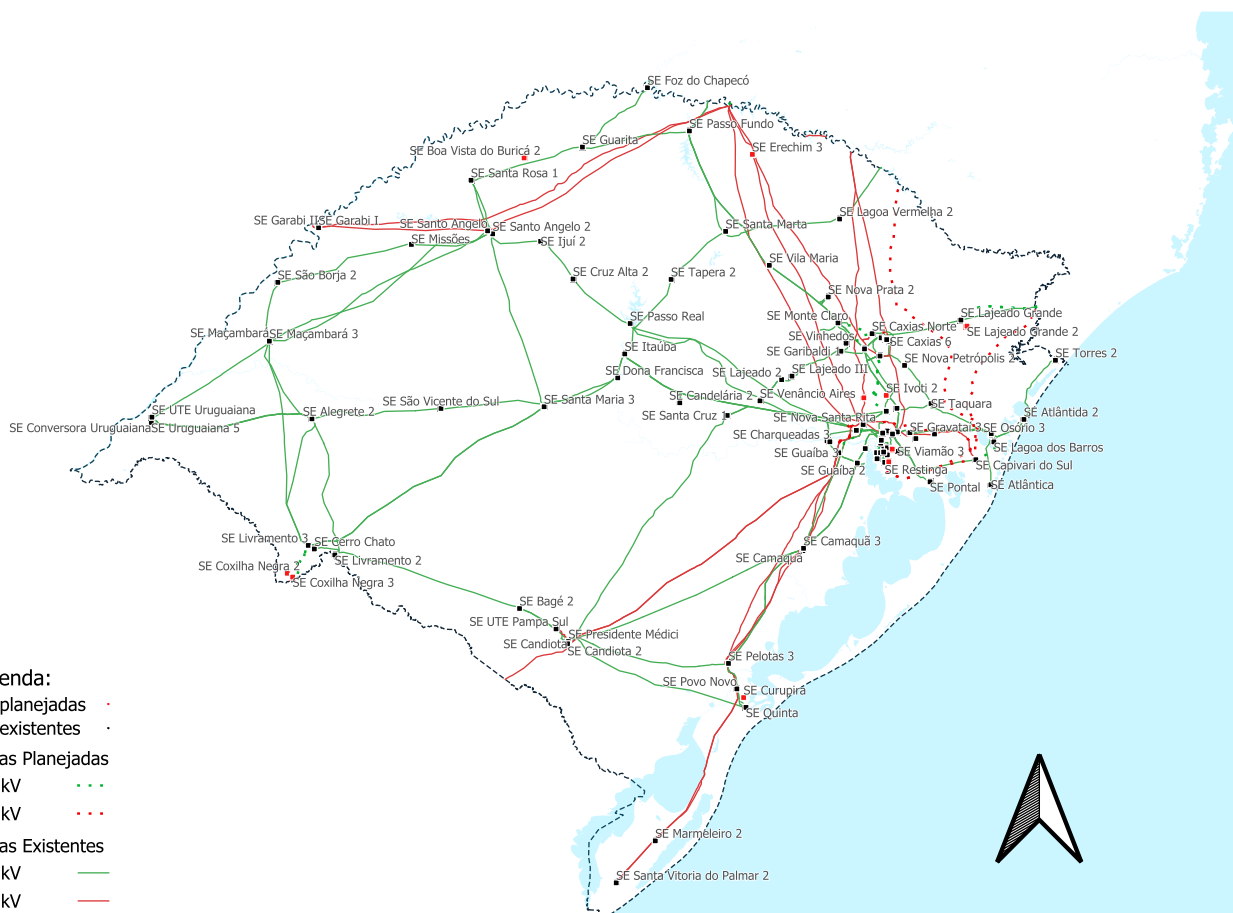


Figura 4-9 - Mapa geoeletrico do estado do Rio Grande do Sul

5 CENÁRIOS ANALISADOS

Para a realização do diagnóstico dos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, foram avaliados seis cenários críticos de atendimento, que tiveram como ponto de partida os casos-base do PDE 2034, para os quais alterações no despacho regional foram implementados para obter condições mais críticas de desempenho da rede. Para o estado do Mato Grosso do Sul, além dos seis cenários anteriores, avaliou-se um cenário de carga mínima com elevada geração solar e de MMGD. Os cenários são detalhados a seguir.

5.1 Cenário Norte Seco – Carga Máxima Diurna

Este cenário combina a maior disponibilidade de geração na região Sul com período de carga elevada. Neste cenário, as usinas hidráulicas, eólicas e solares da região Sul estão com despacho elevado, com cerca de 90% da capacidade instalada. Além disso, as usinas à biomassa foram despachadas no máximo (período de safra) e as usinas térmicas operam na inflexibilidade.

5.2 Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Máxima Diurna

Este cenário tem como objetivo maximizar a importação da região Sul como um todo. Neste cenário as usinas hidráulicas da região Sul estão com despacho reduzido, variando entre 30% e 40% da capacidade instalada das bacias. As usinas eólicas da região Sul estão com 20% da capacidade, usinas solares do Mato Grosso do Sul em 90% da capacidade, usinas à biomassa foram despachadas no mínimo (período de entressafra) e as usinas térmicas foram despachadas em quase 100%, de forma a respeitar o limite do RSUL (Recebimento Sul). Ainda, para respeitar o limite do RSUL, as interligações internacionais também foram despachadas.

5.3 Cenário Norte Seco – Carga Máxima Noturna

Assim como o cenário 1 (Cenário Norte Seco – Carga Máxima Diurna), este cenário representa uma grande disponibilidade de geração na região, mas também possui uma carga elevada. A principal diferença em relação ao caso de máxima diurna é o despacho nulo de geração solar.

5.4 Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Máxima Noturna

Assim como o cenário 2 (Cenário Norte Úmido - Recebimento Sul elevado - Carga Máxima Diurna), este cenário tem como objetivo maximizar a importação da região Sul. A principal diferença em relação ao caso de máxima diurna é o despacho nulo de geração solar.

5.5 Cenário Norte Seco (Fornecimento Sul elevado) – Carga Mínima Noturna

O cenário de Norte Seco – Carga Mínima Noturna busca representar o caso em que a região Sul exporta energia para o sudeste (FSUL). Neste cenário as usinas hidráulicas e eólicas da região Sul estão com despacho elevado, com cerca de 90% da capacidade instalada e usinas à biomassa foram despachadas no máximo (período de safra). O despacho de usinas térmicas inicia na inflexibilidade, aumentando ao longo do horizonte de análise com intuito de fechar o balanço energético.

5.6 Cenário Norte Úmido – Carga Mínima Noturna

O objetivo desse cenário é de avaliar o suporte de controle de tensão do sistema sob condições de baixo carregamento, a fim de verificar se os reatores existentes e os recursos de controle de tensão via tapes dos transformadores são suficientes para manter o perfil de tensão dentro dos limites admissíveis. Neste cenário as usinas hidráulicas da região Sul estão com despacho reduzido, com cerca de 20% da capacidade instalada das bacias. As usinas eólicas estão com 20% da capacidade, usinas solares estão em 0% da capacidade, usinas à biomassa foram despachadas no mínimo (período de entressafra) e as usinas térmicas na inflexibilidade.

6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA MATO GROSSO DO SUL

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

6.1 Região Norte

6.1.1 Transformações ICG

- SE 230/138 kV Chapadão

A SE Chapadão possui 2 autotransformadores 230/138 kV (2 x 225/270 MVA) e, conforme apresentado na Figura 6-1, ocorreria sobrecarga em N-1 para o cenário de máxima diurna – norte seco a partir de 2029 (fluxo reverso – 138 kV → 230 kV). O mesmo comportamento ocorre no cenário de máxima noturna (norte seco).

Todavia, como esta transformação era classificada como ICG (Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada), não se fazia necessária a análise de implantação de novo transformador, uma vez que na configuração atual não há sobrecarga em regime normal, atendendo ao critério N estabelecido. No entanto, passou a ser rede básica a partir de julho/2025 e recomendação de um novo transformador se tornou necessária visando garantir viabilidade de conexão para futuros pedidos de acesso de conexão e atendimento ao N-1.

Dessa forma, destaca-se que, atualmente, está em desenvolvimento o estudo de Interligação Brasil – Bolívia, o qual poderá indicar uma solução estrutural para o alívio desse carregamento.

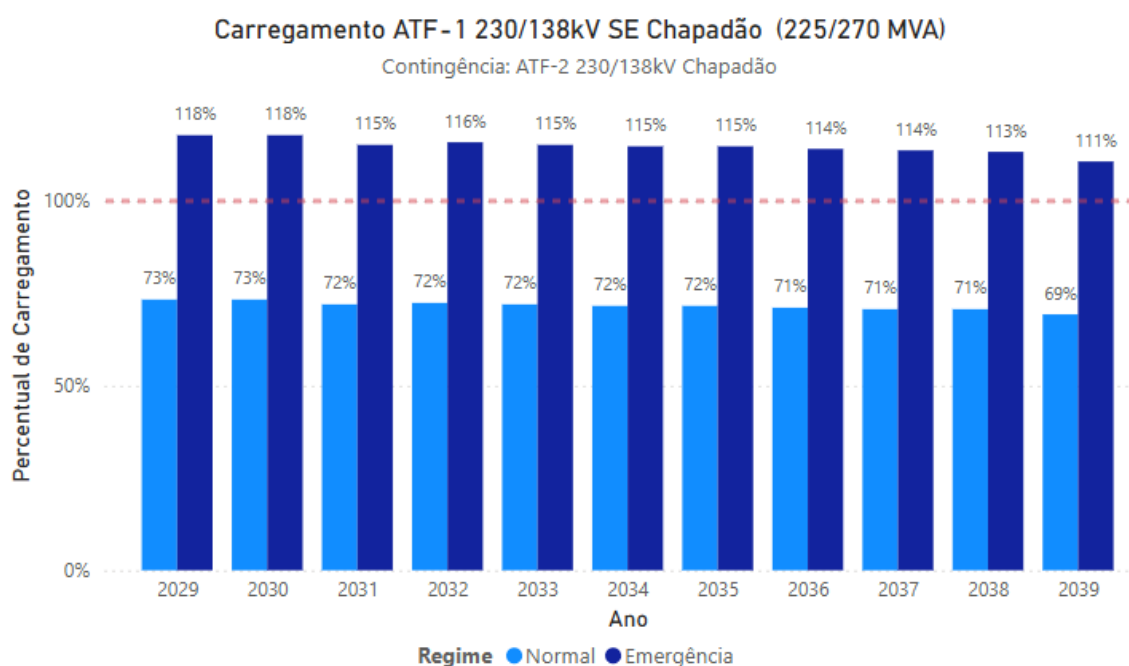


Figura 6-1 Carregamento de um TR 230/138 kV em Chapadão, em regime normal e na contingência do TR paralelo

6.2 Região Sul

6.2.1 Transformações de Fronteira

- SE 230/138 kV Dourados 2

A SE Dourados 2 possui dois autotransformadores 230/138 kV (2 x 150/180 MVA) e, conforme apresentado na Figura 6-2, ocorreria sobrecarga em N-1 para o cenário de máxima noturna – norte úmido a partir de 2033.

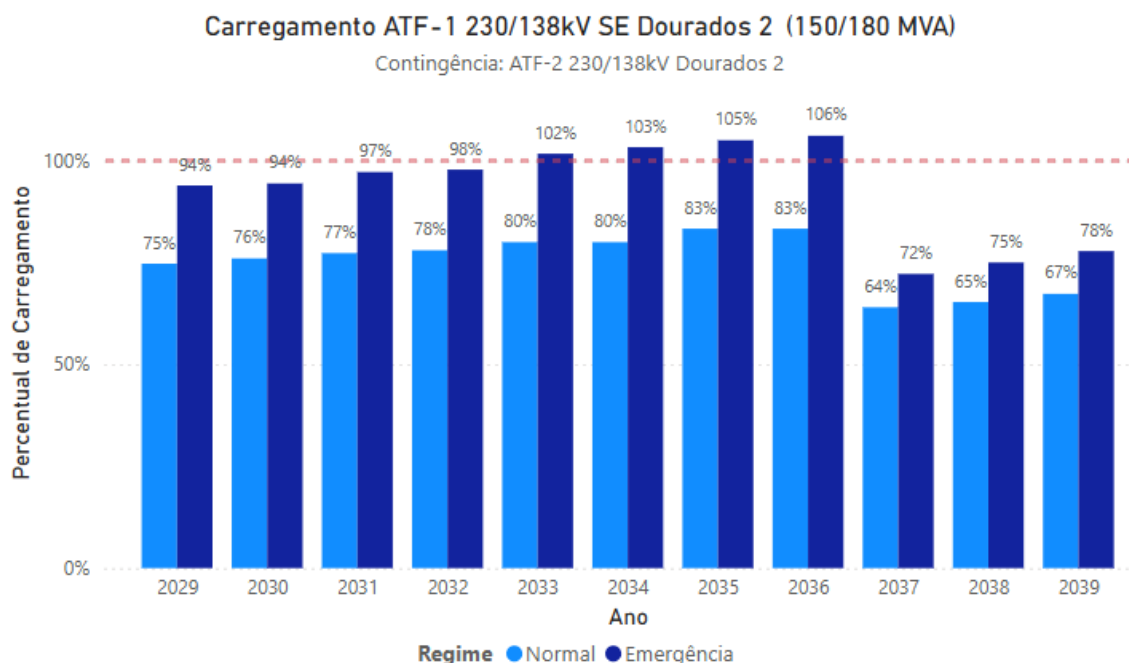


Figura 6-2 Carregamento de um TR 230/138 kV em Dourados 2, em regime normal e na contingência do TR paralelo

Por meio do estudo “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Mato Grosso do Sul” (Nº EPE-DEE-RE-069/2015-rev0) [4], recomendou-se a entrada em operação do 3º ATF (150/180 MVA) a partir de 2037. Com isso, a violação supracitada não é mais vista para o cenário em análise até o final do horizonte.

Portanto, de forma a evitar com que esta sobrecarga ocorra nos anos anteriores à 2037, a EPE, por meio deste Diagnóstico, recomenda a antecipação do novo transformador para 2033.

6.2.2 Rede Básica

- LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1

A Figura 6-3 apresenta a tendência do carregamento do trecho Iguatemi 2 – Dourados C1 no cenário de máxima diurna (norte seco) ao longo do horizonte. Observa-se que há sobrecarga em regime normal desde o primeiro ano do horizonte analisado, permanecendo até o ano de 2039.

A integração da nova Subestação Iguatemi 2 à Rede Básica, recomendada no Relatório Nº EPE-DEE-RE-001/2019-rev0 – “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Mato Grosso do Sul: Região de Naviraí” [5], será viabilizada por meio do seccionamento da LT 230 kV Guaíra – Dourados C1.

Ressalta-se, contudo, que o referido estudo não identificou as sobrecargas outrora identificadas na LT 230 kV Guaíra – Dourados C1, dada a inserção de grande volume de geração fotovoltaica prevista para o estado do MS e que não foi previsto na época do estudo de 2019.

Dessa forma, destaca-se que, atualmente, está em desenvolvimento o estudo de Interligação Brasil – Bolívia, o qual poderá indicar uma solução estrutural para o alívio desse carregamento.

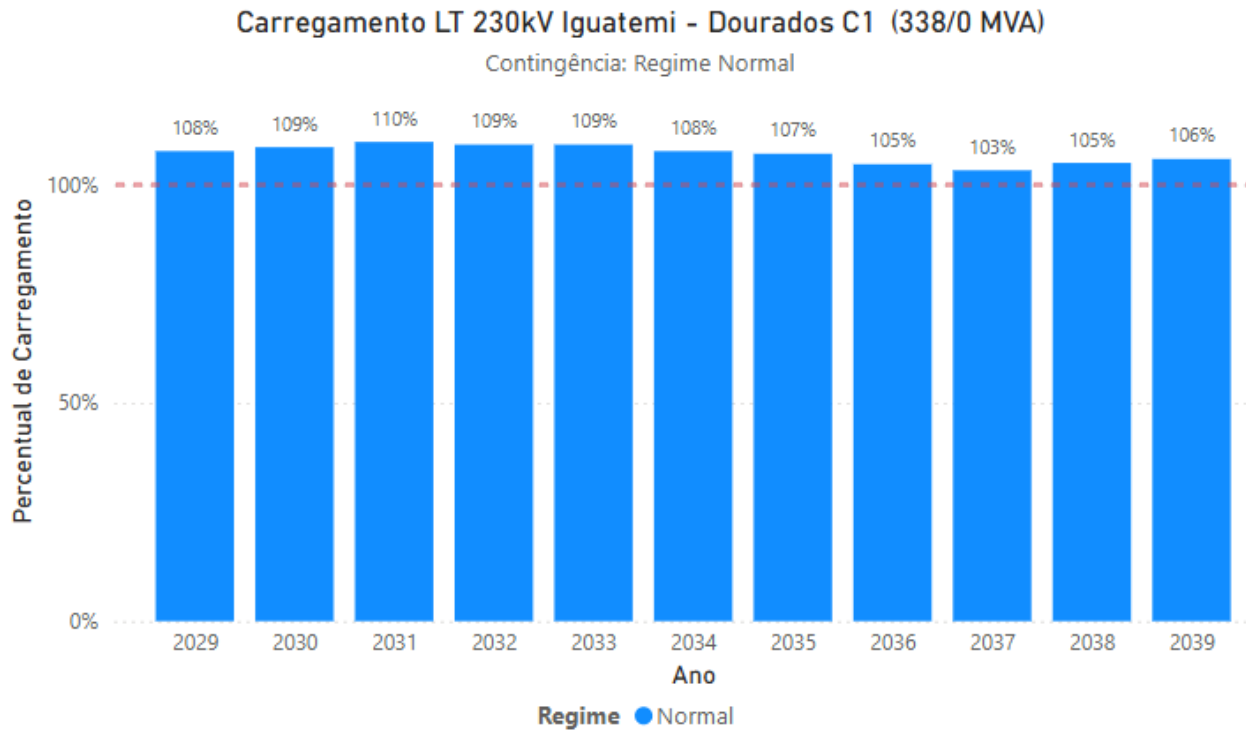


Figura 6-3 Carregamento da LT 230 kV Iguatemi 2 – Dourados C1 em regime normal

6.2.3 Transformações ICG

- SE 230/138 kV Rio Brilhante

A SE Rio Brilhante possui 2 autotransformadores 230/138 kV (2 x 150/180 MVA) e, conforme apresentado na Figura 6-4, ocorreria sobrecarga em N-1 para o cenário de máxima diurna – norte seco a partir de 2029 (fluxo reverso – 138 kV → 230 kV). Em complemento, destaca-se que este mesmo comportamento também foi observado nos cenários de máxima noturna (norte seco) e mínima noturna (norte seco).

Todavia, como esta transformação era classificada como ICG (Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada), não se fazia necessária a análise de implantação de novo transformador, uma vez que na configuração atual não há sobrecarga em regime normal, atendendo ao critério N estabelecido. No entanto, passou a ser rede básica a partir de julho/2025 e recomendação de que seja monitorado visando garantir viabilidade de conexão para futuros pedidos de acesso de conexão e atendimento ao N-1.

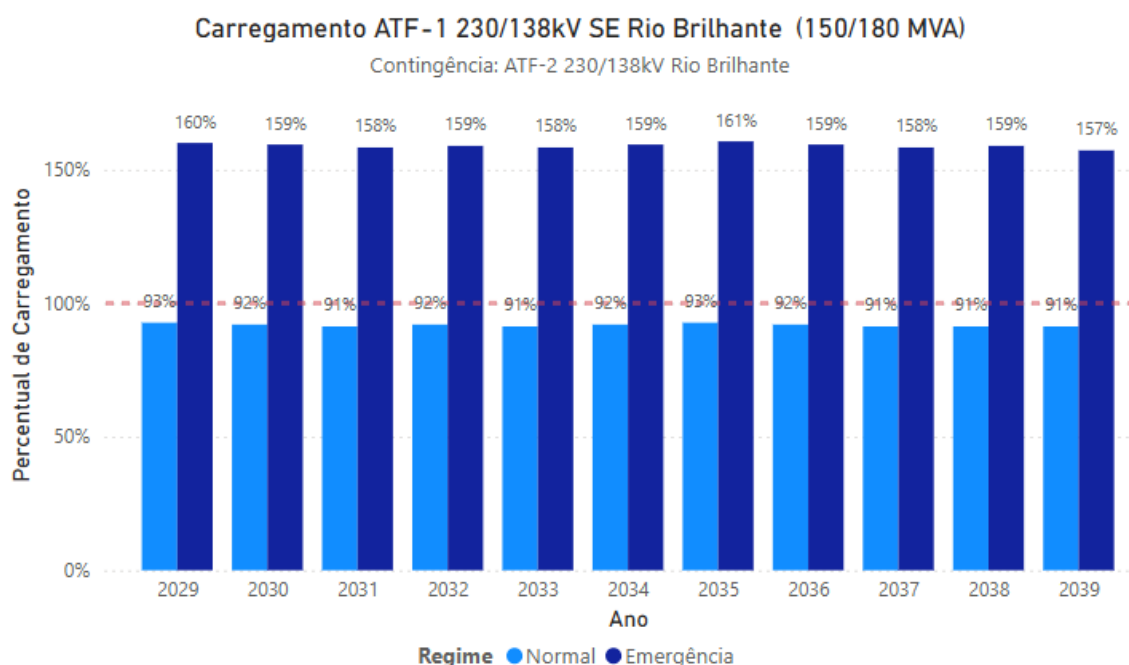


Figura 6-4 Carregamento de um TR 230/138 kV em Rio Brilhante, em regime normal e na contingência do TR paralelo

6.3 Margem de escoamento

O estado do Mato Grosso do Sul tem crescido bastante o potencial de geração solar e biomassa além da avaliação de interligação internacional entre Brasil e Bolívia na subestação de Corumbá 2. Neste caso, a perspectiva da entrada de alguns empreendimentos já demonstra o esgotamento da capacidade de escoamento.

Dessa forma, destaca-se que, atualmente, está em desenvolvimento o estudo de Interligação Brasil – Bolívia, o qual poderá indicar uma solução estrutural para o alívio desse carregamento.

7 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA PARANÁ

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

7.1 Região Norte

7.1.1 Transformações de Fronteira

- SE 230/138 kV Apucarana

A SE Apucarana possui dois transformadores 230/138 kV (2 x 150/195 MVA – 130%) e, conforme apresentado na Figura 7-1, ocorreria sobrecarga em N-1 para o cenário de máxima diurna – norte seco a partir de 2038. Somado a isso, também são observadas sobrecargas para o cenário de máxima diurna – norte úmido.

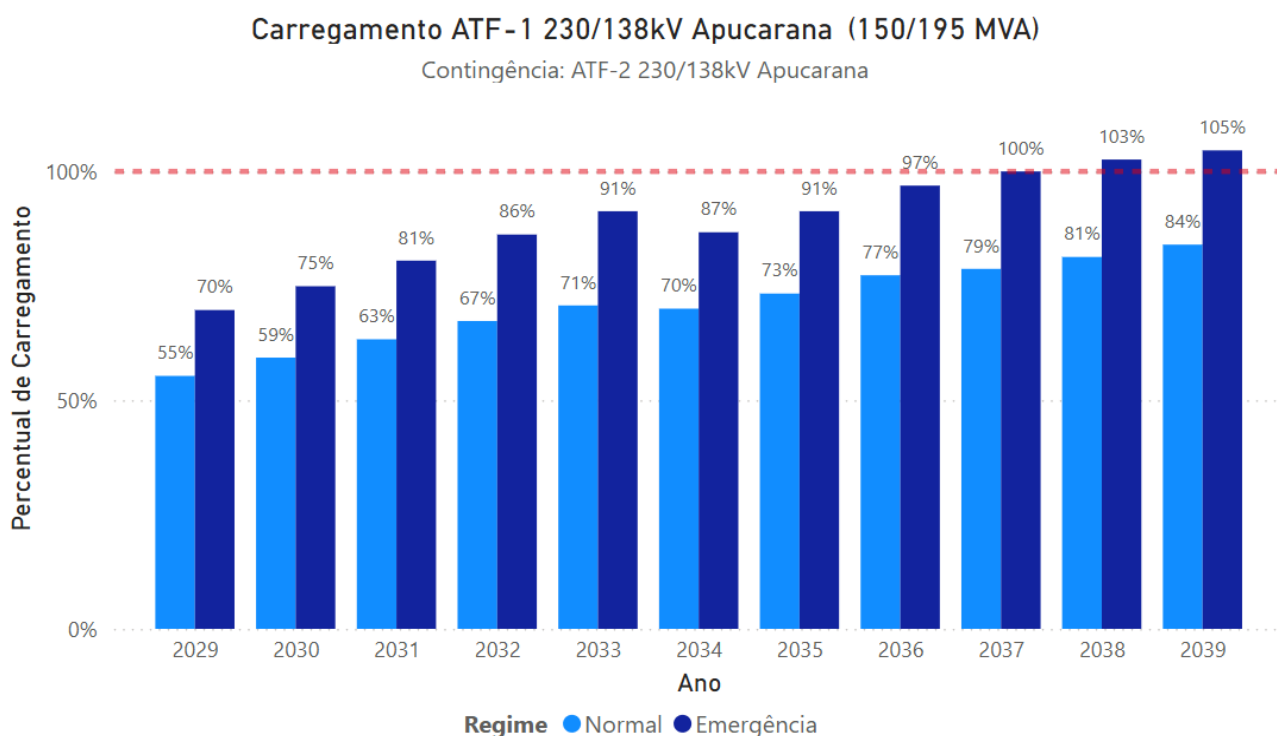


Figura 7-1 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Apucarana, em regime normal e na contingência do TR2

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/138 kV Londrina (Copel)**

A SE Londrina (Copel) conta com três transformadores 230/138 kV (1 x 150/191 MVA – 127%, 1 x 150/195 MVA – 130% e 1 x 150/180 MVA – 120%) e, conforme apresentado na Figura 7-2, ocorreria sobrecarga em N-1 para o cenário de máxima diurna – norte úmido a partir do ano 2033. Vale ressaltar que a partir do ano 2036, ocorre sobrecarga em regime normal.

Além disso, também são observadas sobrecargas para os cenários de máxima diurna – norte seco, máxima noturna e mínima diurna local.

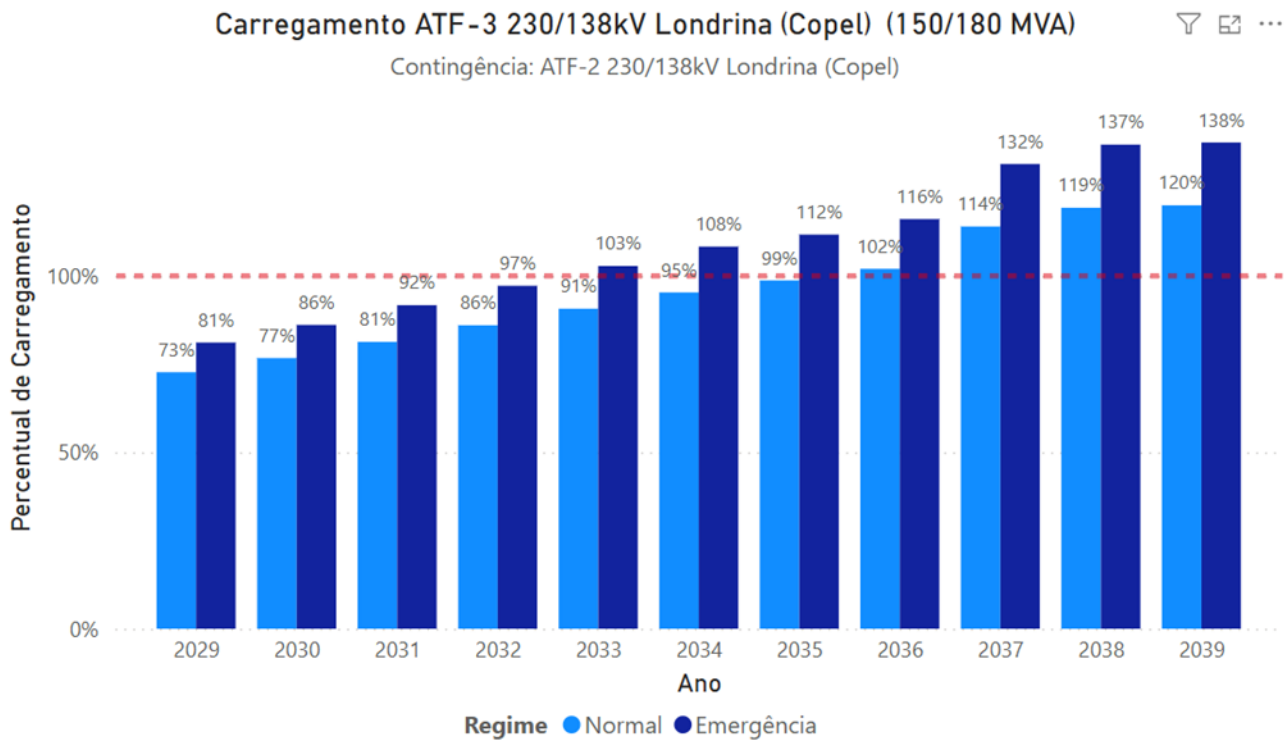


Figura 7-2 – Carregamento do TR3 230/138 kV em Londrina (Copel), em regime normal e na contingência do TR2

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/138 kV Andirá Leste**

A SE Andirá Leste está equipada com dois transformadores 230/138 kV (2 x 150/180 MVA – 120%) e, conforme apresentado na Figura 7-3, ocorreria sobrecarga em N-1 para o cenário de máxima diurna – norte úmido a partir do ano 2036.

Também são observadas sobrecargas em N-1 nos cenários de máxima diurna – norte seco, máxima noturna – norte úmido e mínima diurna local.

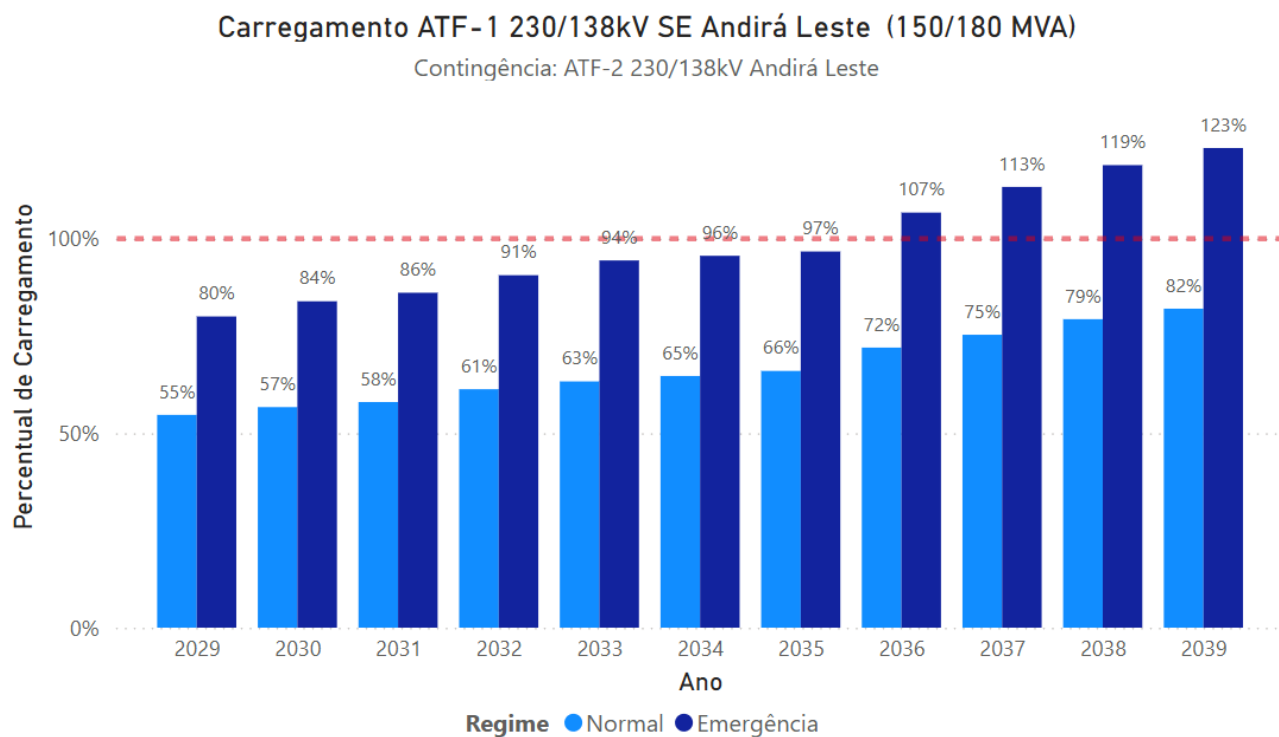


Figura 7-3 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Andirá Leste, em regime normal e na contingência do TR2

No momento, está em andamento o estudo de atendimento à região sudoeste do estado de São Paulo que poderá recomendar solução para esse caso.

7.1.2 Rede Básica

- **LT 500 kV Assis – Londrina C1**

Conforme apresentado na Figura 7-4, a LT 500 kV Assis – Londrina C1 apresentaria sobrecarga em N-1 no cenário de máxima diurna – norte úmido a partir de 2037. Além disso, também ocorreriam sobrecargas para o cenário de máxima noturna – norte úmido.

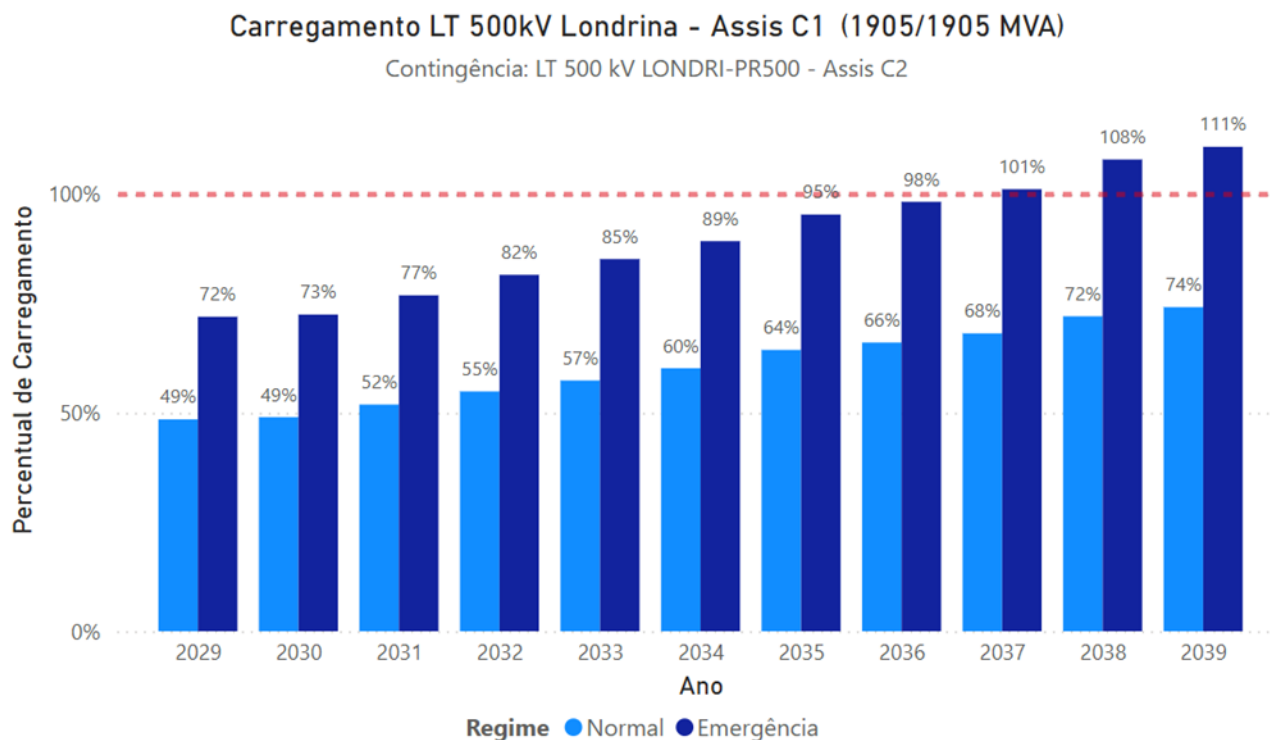


Figura 7-4 – Carregamento da LT 500 kV Londrina – Assis C1, em regime normal e na contingência do C2

No momento, está avaliação pelo estudo de interligação regional Nordeste II.

7.2 Região Oeste

7.2.1 Transformações de Fronteira

- SE 230/138 kV Campo Mourão

A SE Campo Mourão possui dois transformadores 230/138 kV (2x 150/195 MVA - 130%) e, conforme a Figura 7-5, ocorreria sobrecarga em N-1 para o cenário de máxima noturna - norte seco a partir do ano 2036.

Adicionalmente, também são previstas sobrecargas em N-1 para os cenários de máxima noturna - norte úmido e mínima diurna local.

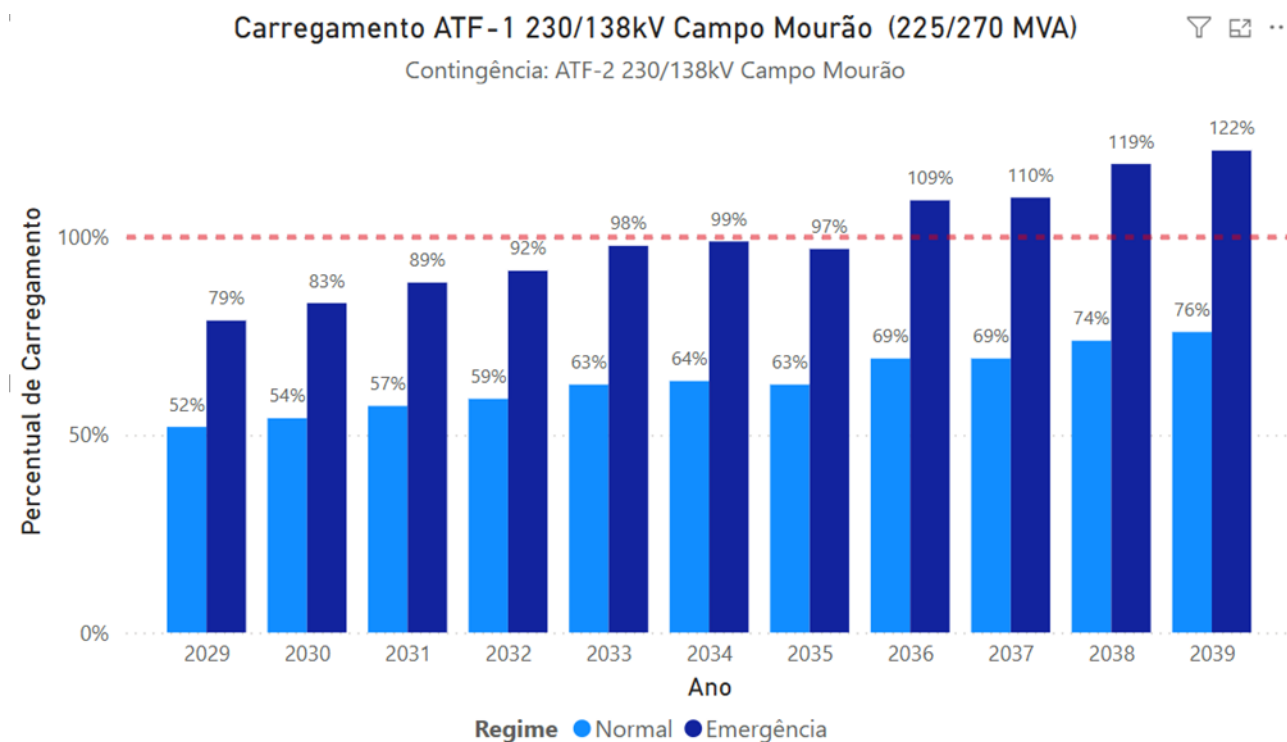


Figura 7-5 – Carregamento do TR1 230/138 kV em C. Mourão, em regime normal e na contingência do TR2

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/138 kV Cascavel**

A SE Cascavel está equipada com três transformadores 230/138 kV (1 x 150/180 – 120% - e 2 x 150/195 – 130%) e, conforme a Figura 7-6, ocorreria sobrecarga em N-1 para o cenário de máxima noturna – norte seco a partir do ano 2033 e sobrecarga em regime normal a partir do ano 2038.

Além disso, também são previstas sobrecargas em N-1 e regime normal para os cenários de máxima diurna – norte seco e mínima diurna local.

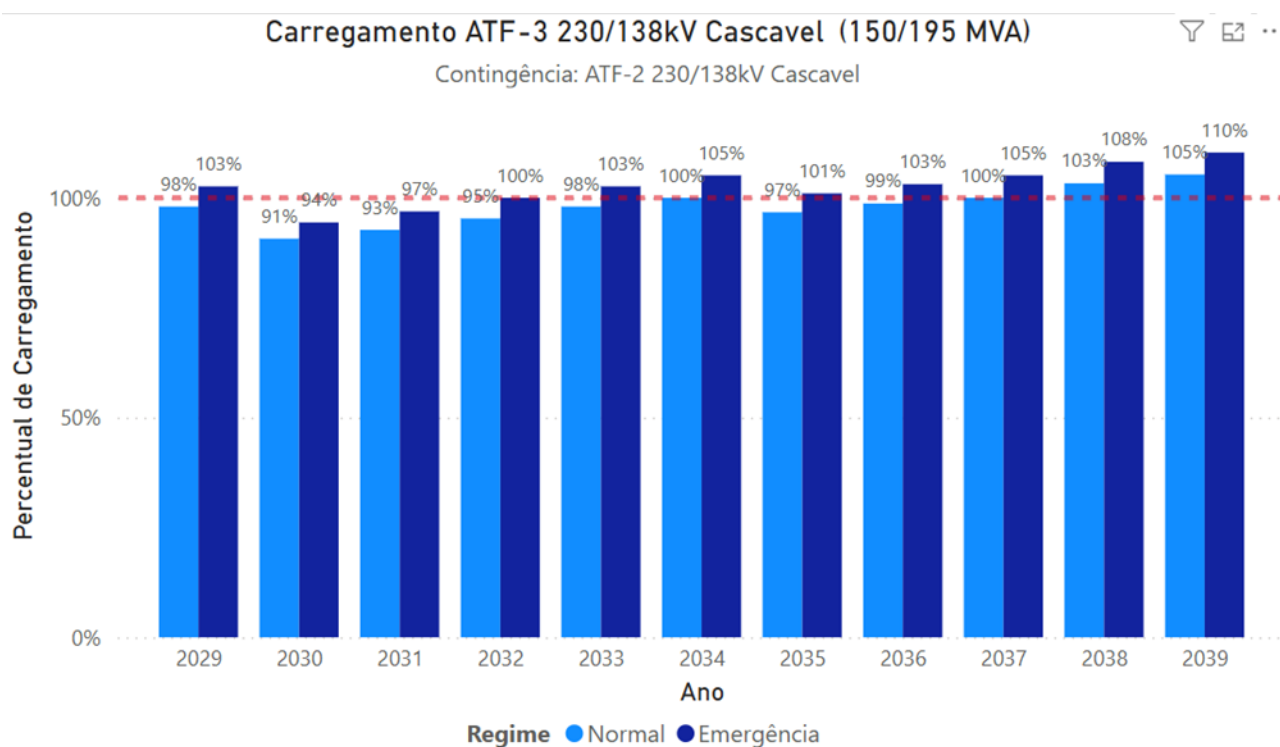


Figura 7-6 – Carregamento do TR3 230/138 kV em Cascavel, em regime normal e na contingência do TR2

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/138 kV Umuarama Sul**

A SE Umuarama Sul conta com três transformadores 230/138 kV (3 x 150/180 MVA – 120%) e, como apresentado na Figura 7-7, ocorreria sobrecarga em N-1 para ao cenário de máxima noturna – norte úmido a partir do ano 2036.

Além disso, também são observadas sobrecargas em N-1 para os cenários de máxima noturna – norte seco.

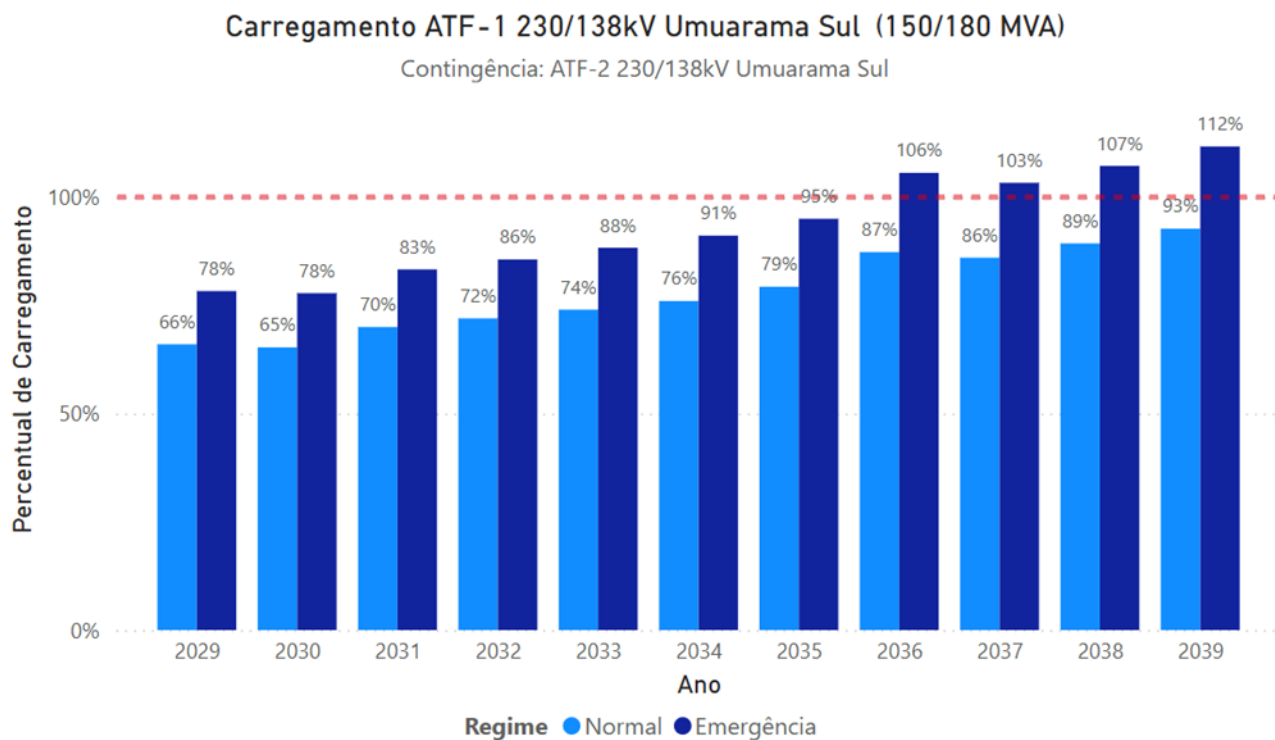


Figura 7-7 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Umuarama Sul, em regime normal e na contingência do TR2

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/138 kV Medianeira Norte 2**

A SE Medianeira Norte conta com dois transformadores 230/138 kV (2 x 150/180 MVA – 120%) e, conforme mostra a Figura 7-8, ocorreriam sobrecargas no cenário de máxima noturna – norte seco a partir do ano 2037.

Além disso, também são observadas sobrecargas em N-1 para os cenários de máxima noturna – norte úmido.

A queda de carregamento em 2030 ocorre devido a entrada da nova SE 525/230 kV Iguaçu. Já em 2035, o terceiro ATF 230/138 kV – 150/180 MVA da SE Foz do Iguaçu Norte entra em operação. Vale ressaltar que no POTEE 2025, haverá a recomendação de entrada imediata do 3º ATF e antecipação da necessidade da nova SE 525/230 kV Iguaçu.

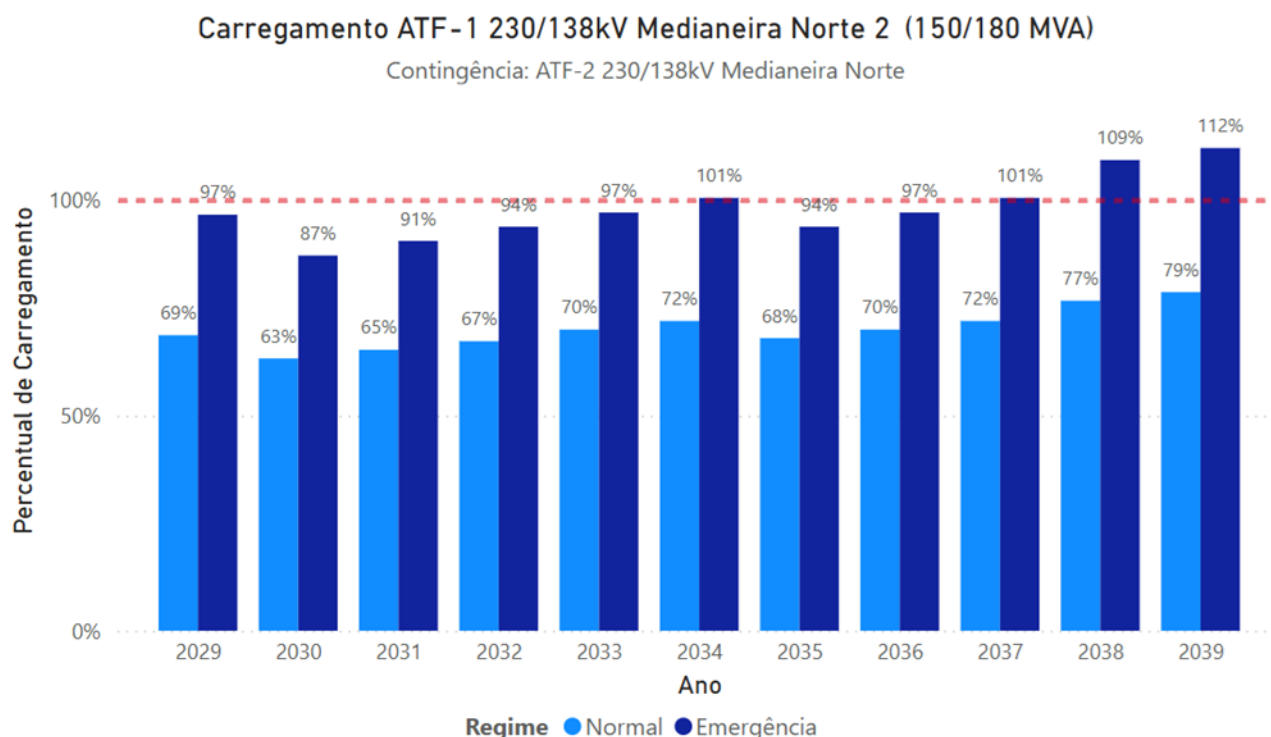


Figura 7-8 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Medianeira Norte 2, em regime normal e na contingência do TR2

O estudo EPE-DEE-NT-040-2025-rev0 (Estudo de confiabilidade para a região de Foz do Iguaçu - PR) [6], finalizado em Agosto/2025, recomendou o 3º ATF para Medianeira Norte 2 com intuito de resolver a sobrecarga informada.

7.3 Região Sudoeste

7.3.1 Transformações de Fronteira

- SE 230/138 kV Foz do Chopim

A SE Foz do Chopim possui dois transformadores 230/138 kV (2 x 150/195 MVA – 130%) e, conforme mostra a Figura 7-9, ocorreria sobrecarga em N-1 para o cenário de mínima diurna local a partir do ano 2037.

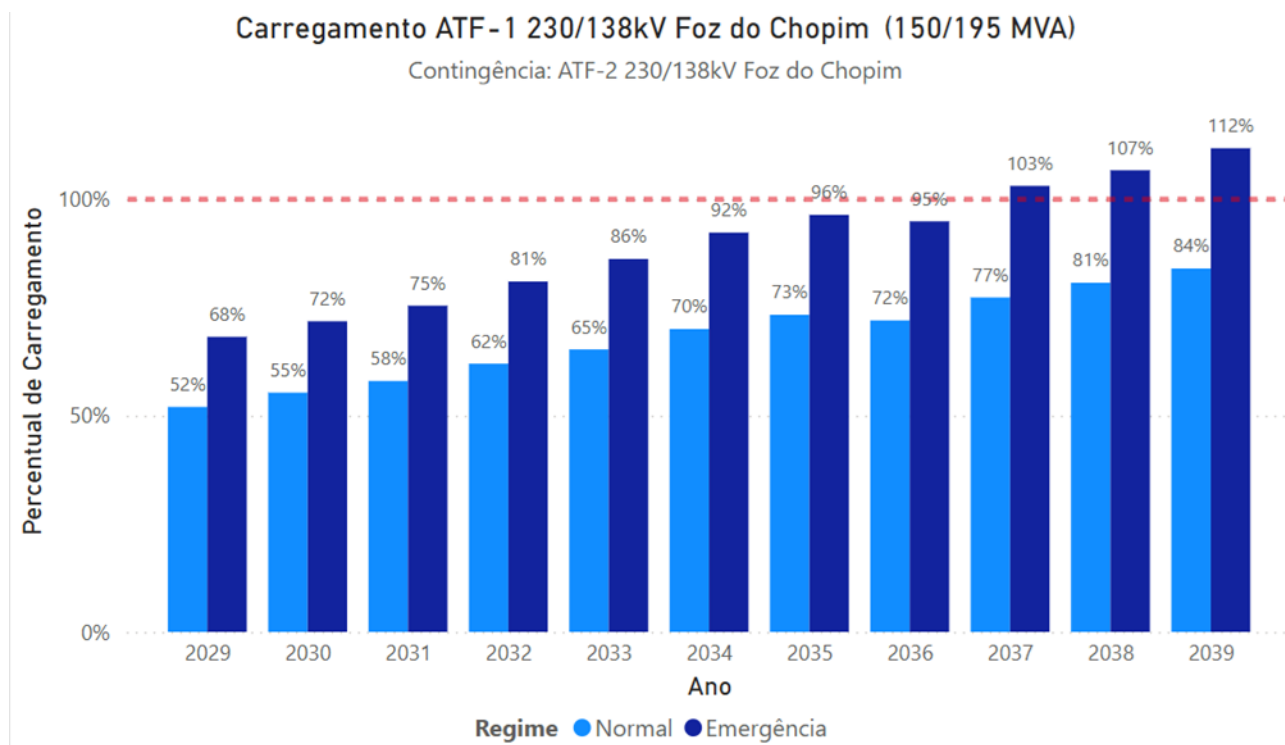


Figura 7-9 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Foz do Chopim, em regime normal e na contingência do TR2

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

7.3.2 Rede Básica

- **LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C1/2/3**

A LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório é composta por três circuitos (sendo que o terceiro entra em operação em 2026) de 323/370 MVA, 325/410 MVA e 323/378 MVA, respectivamente.

Conforme apresentado na Figura 7-10, a LT Foz do Chopim – Salto Osório C1 apresentaria sobrecarga em N-1 para o cenário de mínima noturna – norte seco a partir do ano 2036.

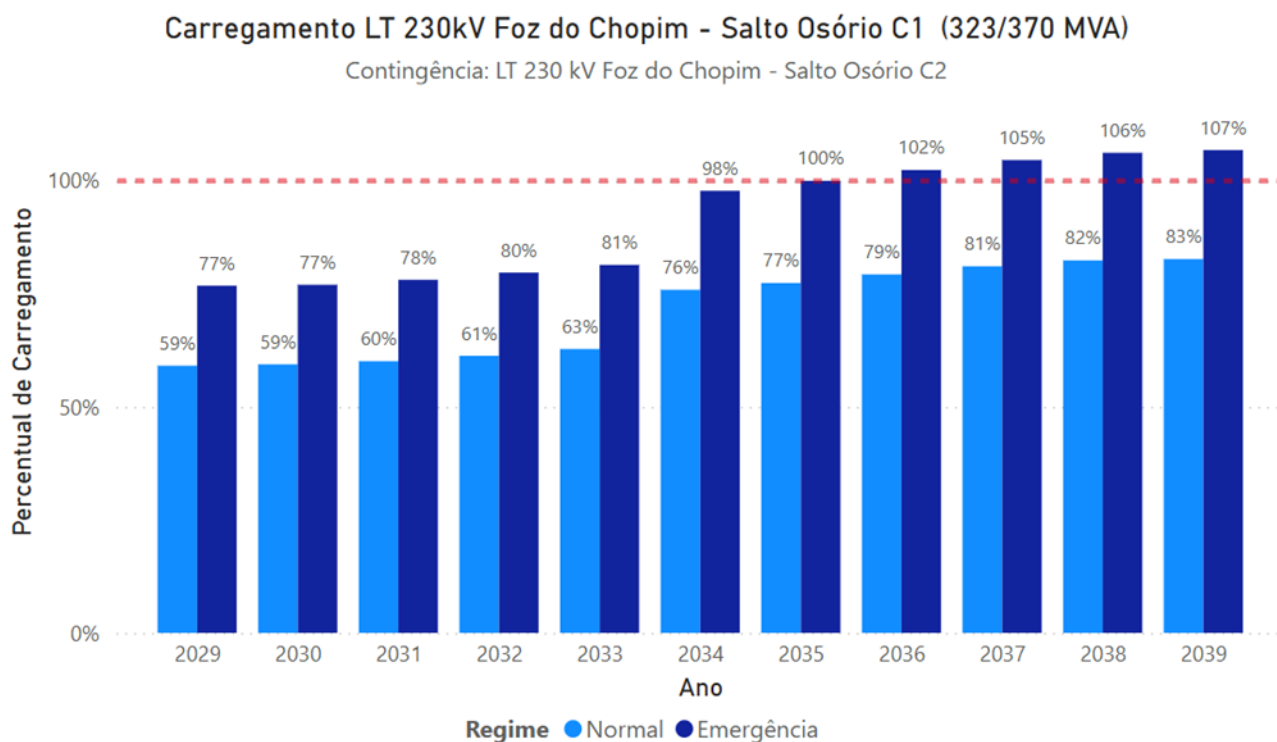


Figura 7-10 – Carregamento da LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C1, em regime normal e na contingência do C2

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

7.4 Região Noroeste

7.4.1 Transformações de Fronteira

- SE 230/138 kV Maringá

A SE Maringá possui três transformadores 230/138 kV (1 x 150/195 MVA – 130% e 2 x 150/180 MVA – 120%).

O estudo “EPE-DEE-NT-003/2024-rev0” recomendou a implantação de um 4º transformador com recomendação imediata conforme POTEE 2024 (2ª emissão).

Considerando o quarto transformador, ocorreriam sobrecargas em N-1 a partir do ano 2038 para o cenário de máxima diurna – norte úmido, que podem ser vistas na Figura 7-11. Em regime normal, ocorreria sobrecarga no ano 2039.

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

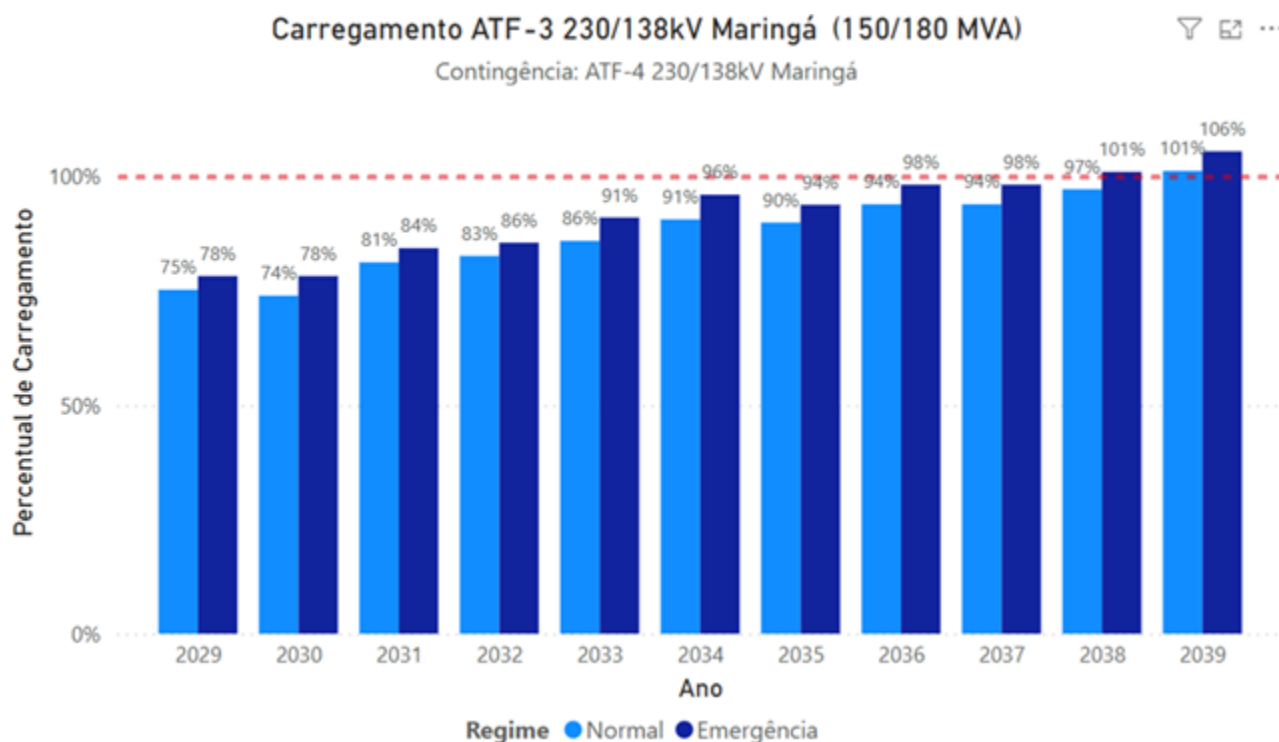


Figura 7-11 – Carregamento do TR3 230/138 kV em Maringá, em regime normal e na contingência do TR4

- **SE 230/138 kV Paranavaí Norte**

A SE Paranavaí Norte conta com dois transformadores 230/138 kV (2 x 150/180 MVA – 120%) e, como mostra a Figura 7-12, ocorreriam sobrecargas em N-1 para o cenário de máxima noturna – norte úmido a partir do ano 2033.

Além disso, também são observadas sobrecargas para o cenário de máxima diurna – norte úmido.

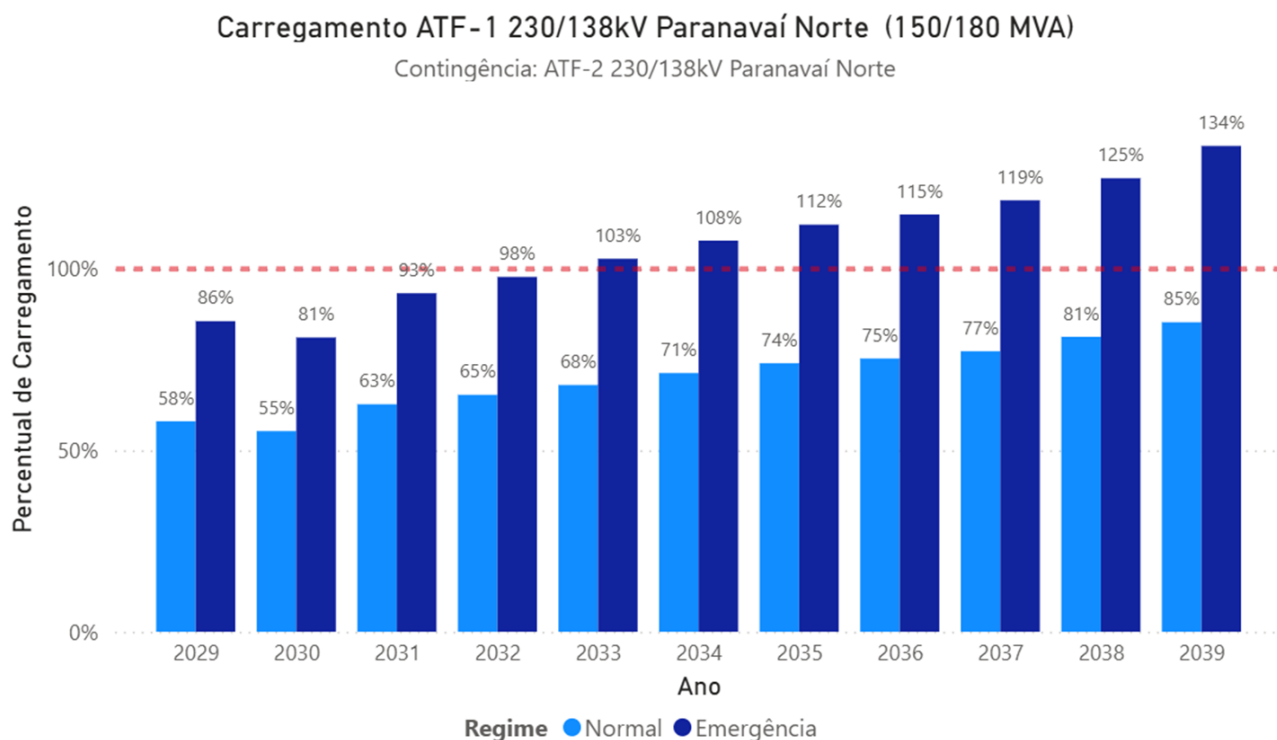


Figura 7-12 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Paranavaí Norte, em regime normal e na contingência do TR2

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

7.4.2 Rede Básica

- SE 525/230/138 kV Sarandi

A SE Sarandi possui dois transformadores 525/230 kV (2 x 672/807 MVA – 120%) e, como mostra a Figura 7-13, ocorreriam sobrecargas em N-1 dos autotransformadores para o cenário de máxima noturna – norte úmido a partir do ano 2031.

Além disso, ocorreriam sobrecargas nos cenários de máxima diurna e de máxima noturna – norte seco.

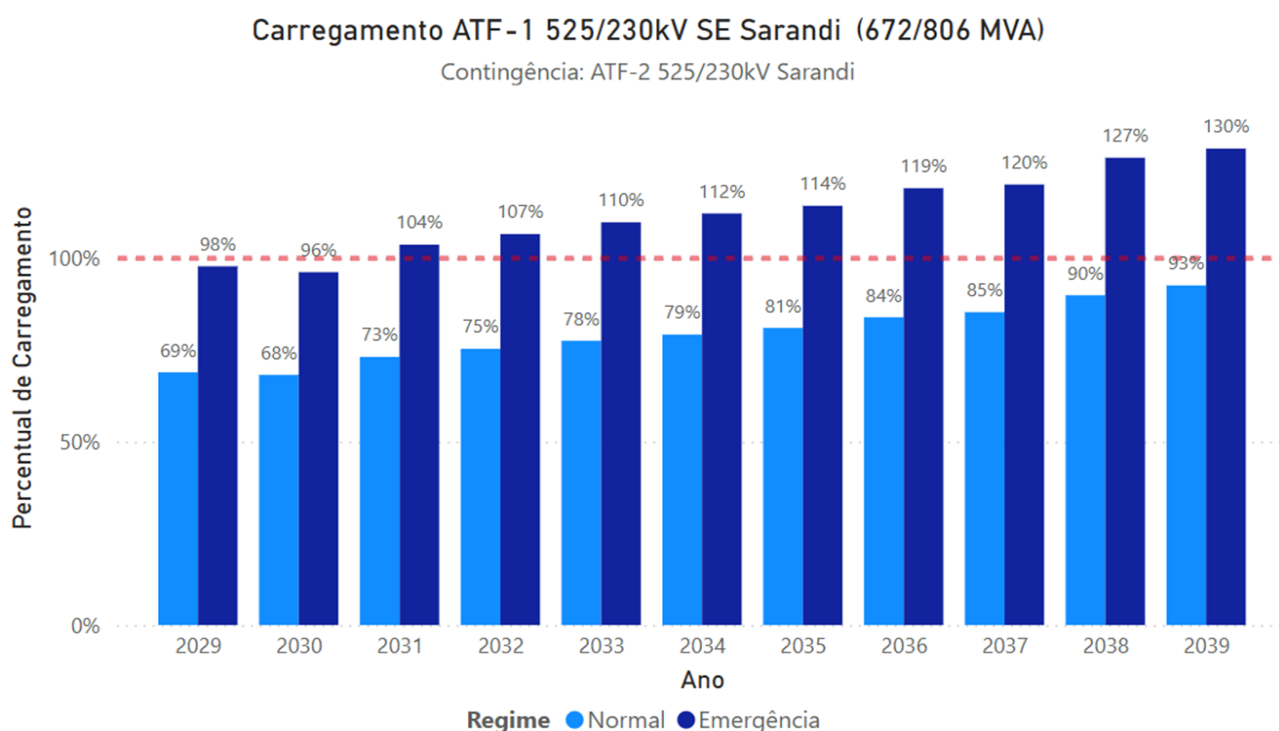


Figura 7-13 – Carregamento do TR1 525/230 kV em Sarandi, em regime normal e na contingência do TR2

Atualmente, está em andamento o estudo de interligação Brasil – Bolívia, que poderá recomendar terceiro e quarto transformadores.

7.5 Região Centro-Sul

7.5.1 Transformações de Fronteira

- SE 230/138/34,5/13,8 kV Ponta Grossa Norte

A SE Ponta Grossa Norte conta com dois transformadores 230/34,5/13,8 kV (2x 50/60 MVA – 120%) e esses equipamentos apresentam transferência automática de carga. A Figura 7-14 apresenta o carregamento em N-1 de um dos transformadores considerando essa lógica e o cenário de máxima diurna – norte úmido. Como pode ser observado, ocorreria sobrecarga a partir de 2029.

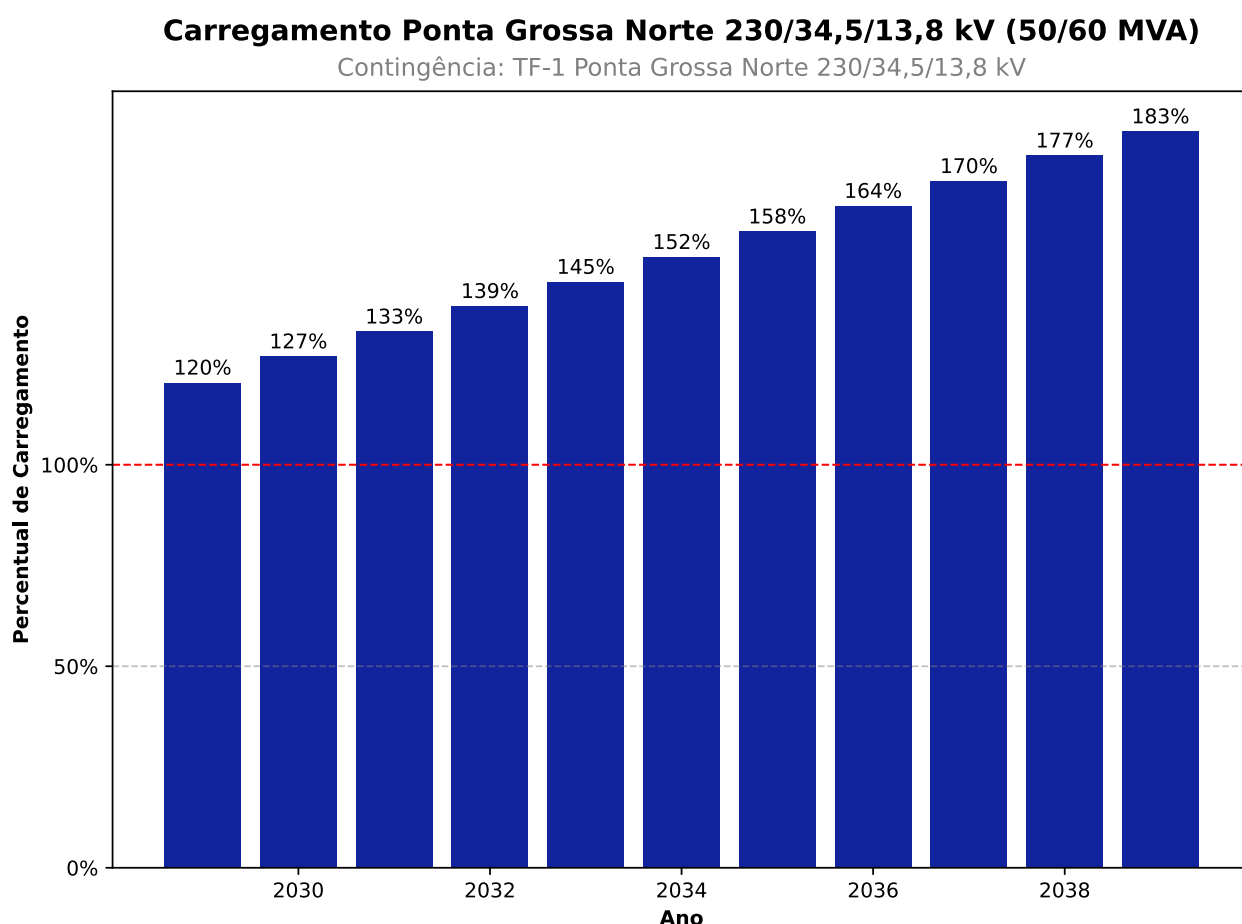


Figura 7-14 – Carregamento do TR2 230/34,5/13,8 kV em Ponta Grossa Norte, na contingência do TR1

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/138/34,5/13,8 kV Ponta Grossa Sul**

A SE Ponta Grossa Sul possui dois transformadores 230/34,5/13,8 kV (2x 48/48 MVA, conforme o CPST) que apresentam transferência automática de carga. A Figura 7-15 apresenta o carregamento em N-1 de um dos transformadores considerando essa lógica e o cenário de máxima diurna – norte úmido. Como pode ser observado, ocorreria sobrecarga a partir de 2029.

Além disso, também ocorreriam sobrecargas para os cenários de máxima diurna – norte seco e máxima noturna.

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região. Vale ressaltar, que os transformadores de Ponta Grossa Sul possuem como fator limitante a bucha do enrolamento de 34,5 kV e solucionar esse fator limitante poderia reduzir a sobrecarga apresentada.

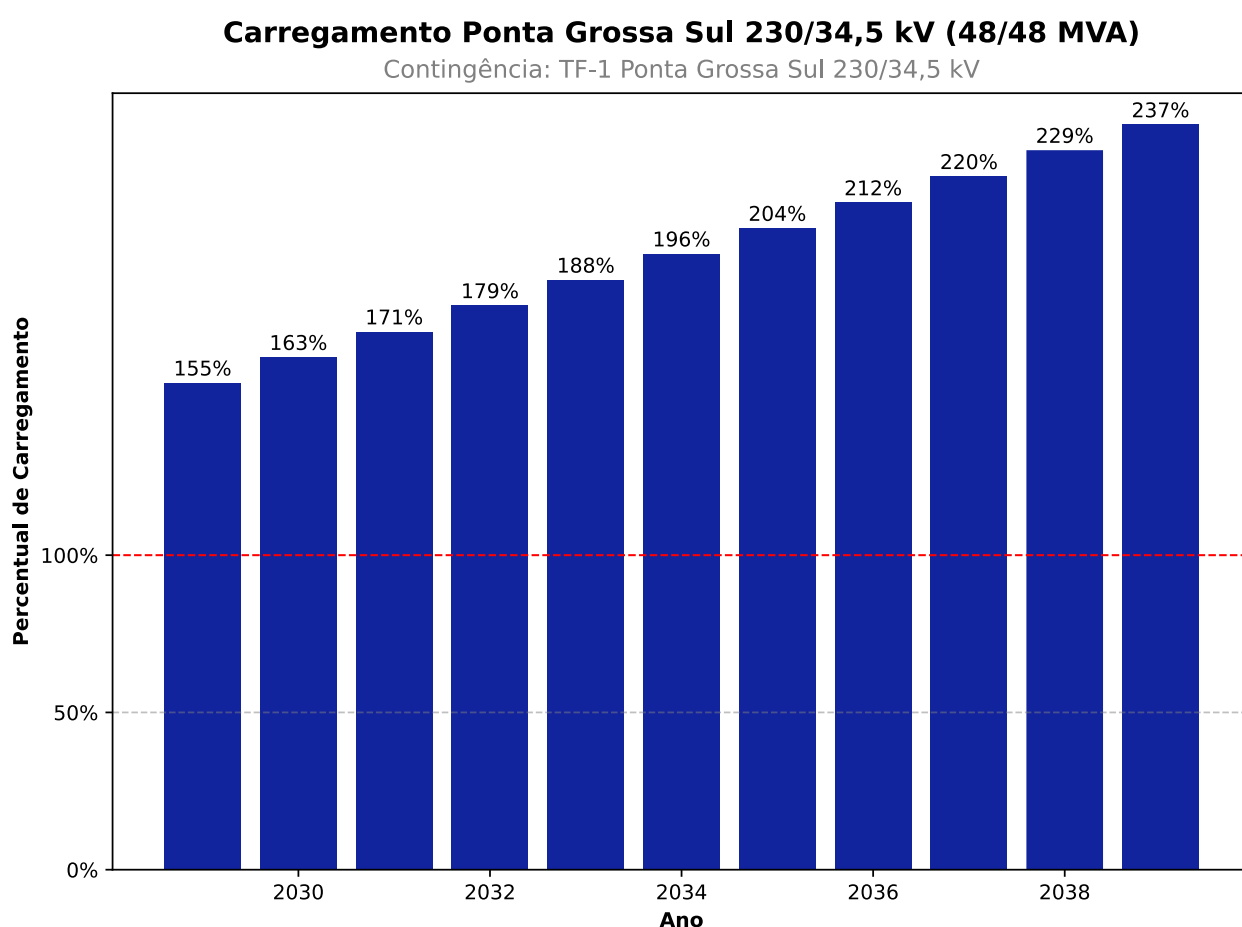


Figura 7-15 – Carregamento dos TRs 230/34,5/13,8 kV em Ponta Grossa Sul, na contingência do TR1

7.5.2 Rede Básica

- SE 765/525 kV Ivaiporã

A SE Ivaiporã possui três transformadores 765/525 kV (2 x 1650/1815 MVA – 110% e 1 x 1650/1833 – 111%) e, como mostra a Figura 7-16, ocorreriam sobrecargas em N-1 para o cenário de máxima noturna – norte úmido a partir do ano 2039.

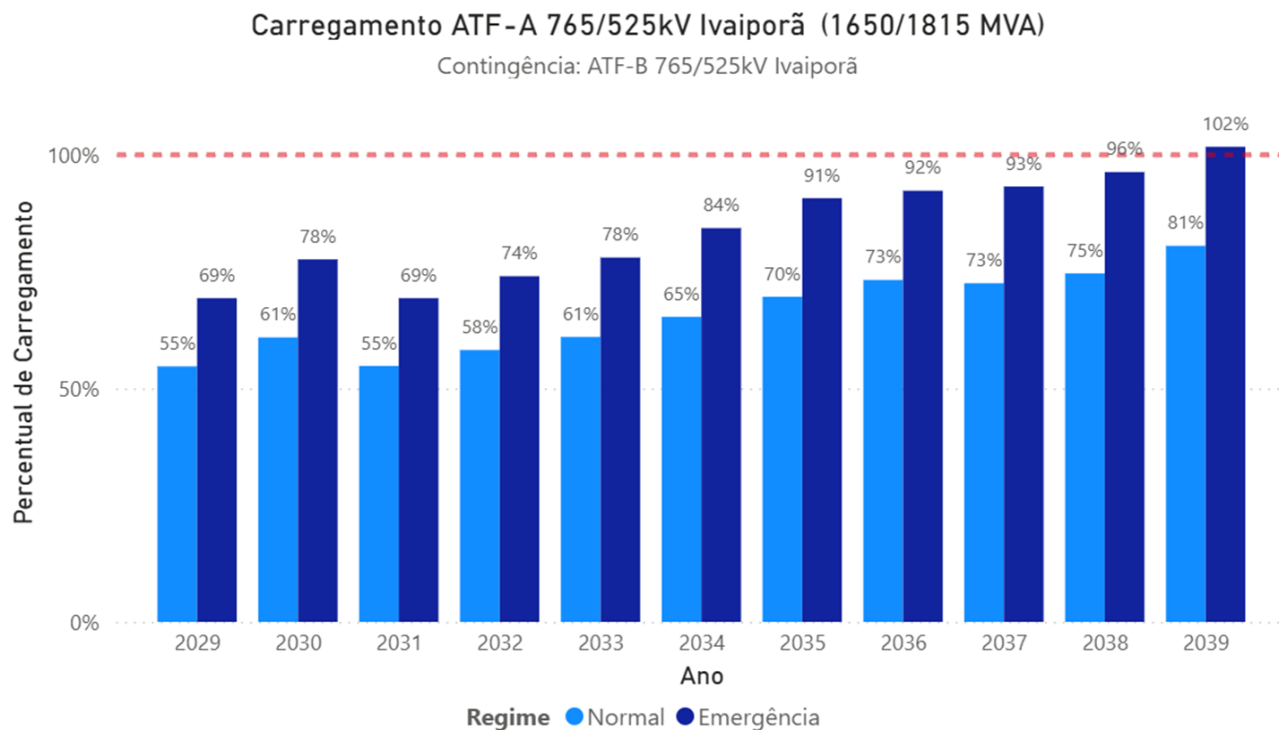


Figura 7-16 – Carregamento do TR2 230/138 kV em Ivaiporã, em regime normal e na contingência do TR1

No momento, está em andamento o estudo de interligação regional Nordeste II.

- **LT 230 kV Ponta Grossa – Ponta Grossa Norte C1**

Conforme ilustrado na Figura 7-17, a LT 230 kV Ponta Grossa – Ponta Grossa Norte C1 apresentaria sobrecarga em N-1 a partir do ano de 2039, considerando o cenário de máxima diurna – norte úmido.

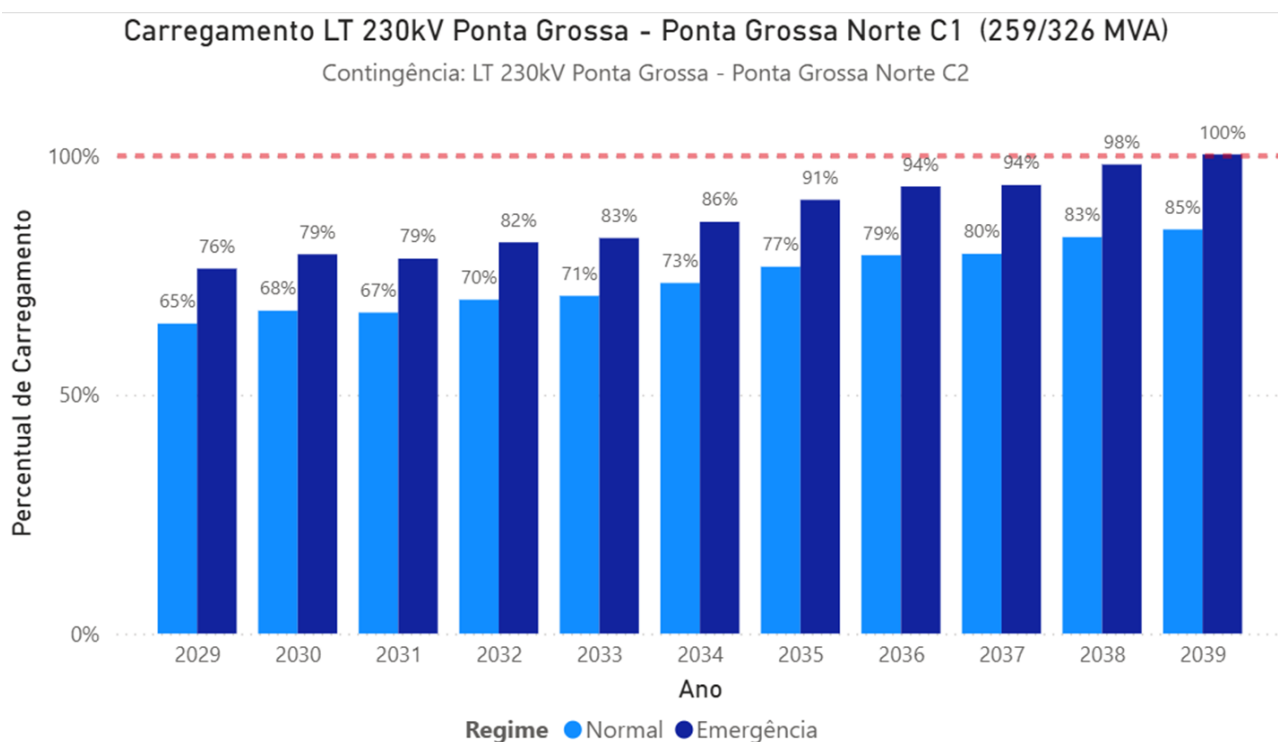


Figura 7-17 – Carregamento da LT 230 kV Ponta Grossa – Ponta Grossa Norte C1, em regime normal e na contingência do C2

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

7.6 Regiões Metropolitana e Litorânea

7.6.1 Transformações de Fronteira

- SE 230/138 kV Posto Fiscal

A SE Posto Fiscal está equipada com dois transformadores 230/138 kV (2 x 150/195 MVA – 130%) e são identificadas sobrecargas nos cenários de máxima diurna e máxima noturna.

O estudo “EPE-DEE-RE-006/2018-rev0” recomenda a implantação de um terceiro transformador 230/138 kV (150 MVA) no ano 2037 para evitar sobrecarga em N-1. No entanto, como pode ser visto na Figura 7-18, referente ao cenário de máxima noturna – norte úmido, são vistas sobrecargas em N-1 no ano de 2029.

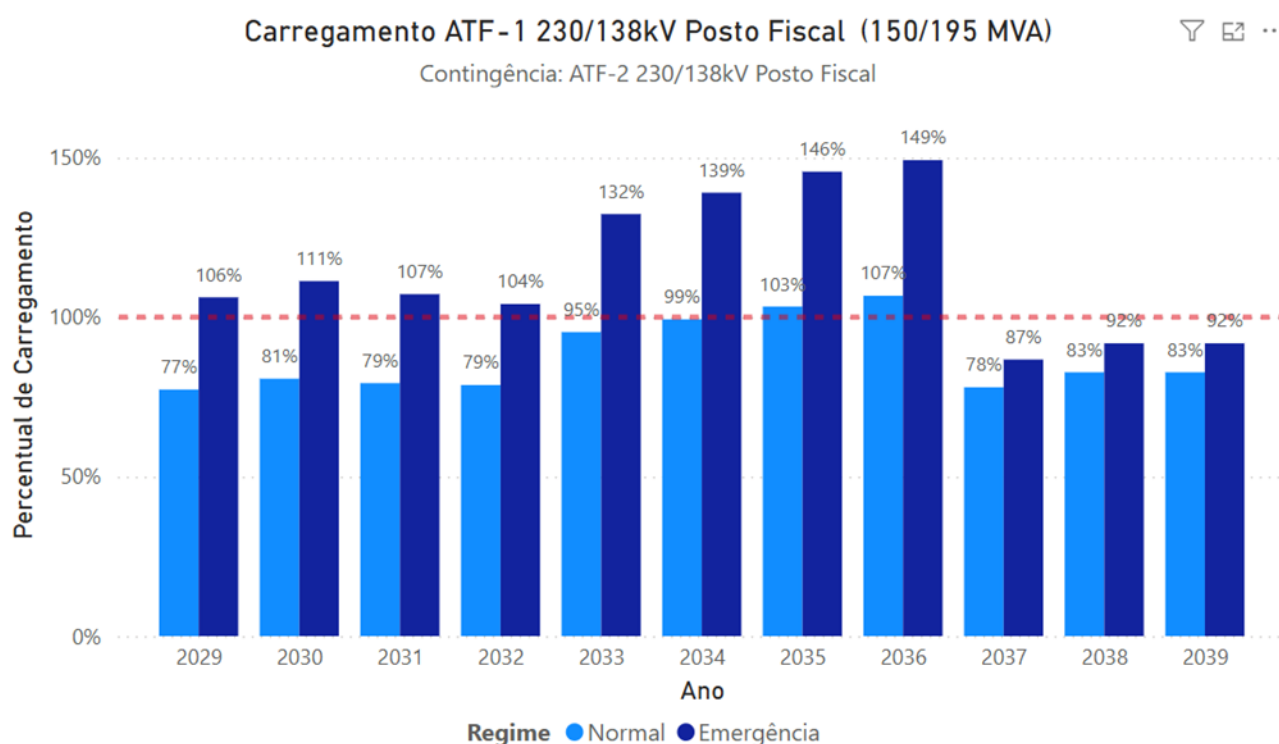


Figura 7-18 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Posto Fiscal, em regime normal e na contingência do TR2

Atualmente, está em andamento a revisão 1 do estudo Reforços na região metropolitana de Curitiba e Litoral, com foco nas obras do litoral paranaense. Nesse sentido, recomenda-se avaliar antecipação do ano recomendado no estudo para 2029.

- **SE 230/69/13,8 kV Campo Comprido**

A SE Campo Comprido possui dois transformadores 230/69 kV (1 x 120/124 MVA – 103% e 1 x 120/156 MVA – 130%) e, como pode ser visto na Figura 7-19 ocorreriam sobrecargas em N-1 para o cenário de máxima diurna – norte úmido a partir do ano 2039. Atualmente existe um fator limitante no limite de emergência (124 MVA) devido à bucha do secundário do transformador. Caso ocorra a correção desse fator limitante, a sobrecarga poderia ser resolvida.

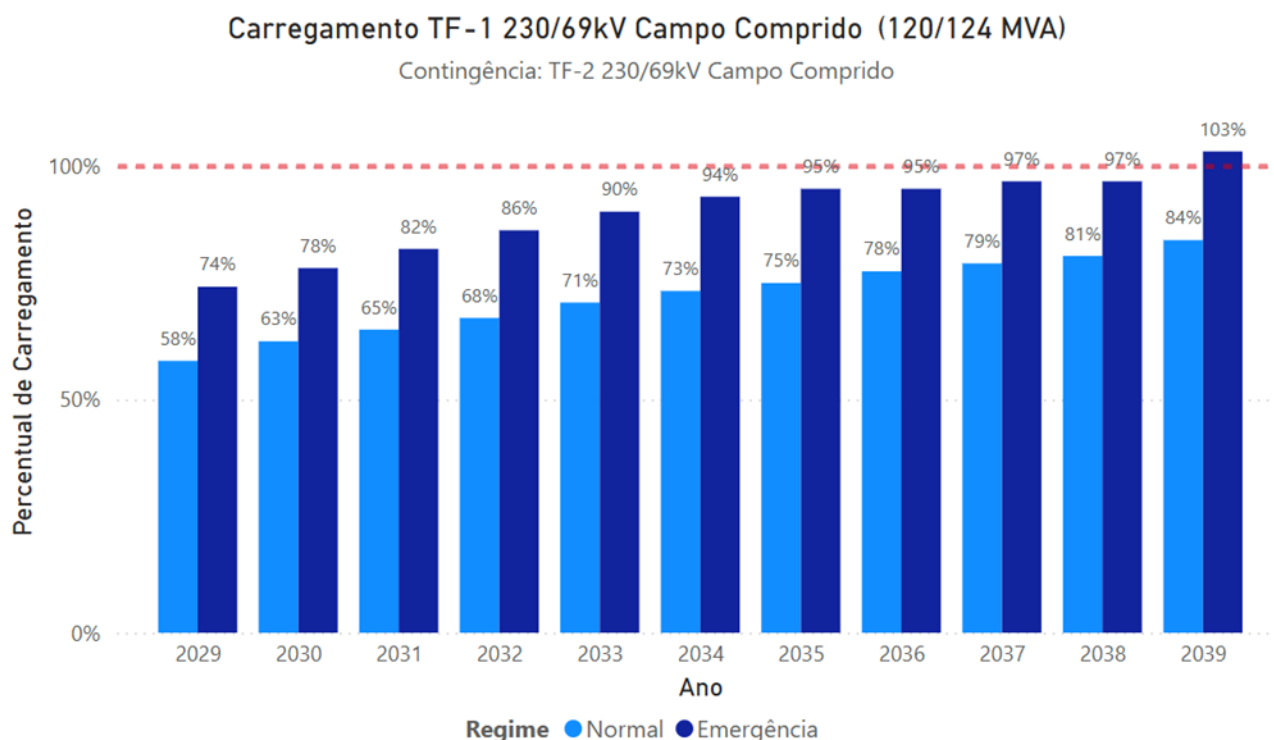


Figura 7-19 – Carregamento do TR1 230/69 kV em Campo Comprido, em regime normal e na contingência do TR2

Além disso, a SE Campo Comprido possui dois transformadores 230/13,8 kV (2x 50/62 MVA) e o PET/PELP do primeiro semestre de 2025 recomenda um terceiro transformador de 230/13,8 kV - 50 MVA em 2037, que está sendo considerado no diagnóstico. Esses transformadores contam com a lógica de transferência automática de carga. Considerando essa lógica e a contingência N-1 de um transformador no cenário de máxima diurna – norte úmido, a Figura 7-20 apresenta sobrecarga a partir de 2033.

Atualmente existe um fator limitante no limite de emergência (62 MVA), devido ao transformador de corrente (TC). Caso esse fator limitante seja eliminado, as sobrecargas poderiam ser resolvidas e o terceiro transformador em Campo Comprido poderia ser postergado.

Carregamento Campo Comprido 230/13,8 kV (50/60 MVA)

Contingência: TF-1 Campo Comprido 230/13,8 kV

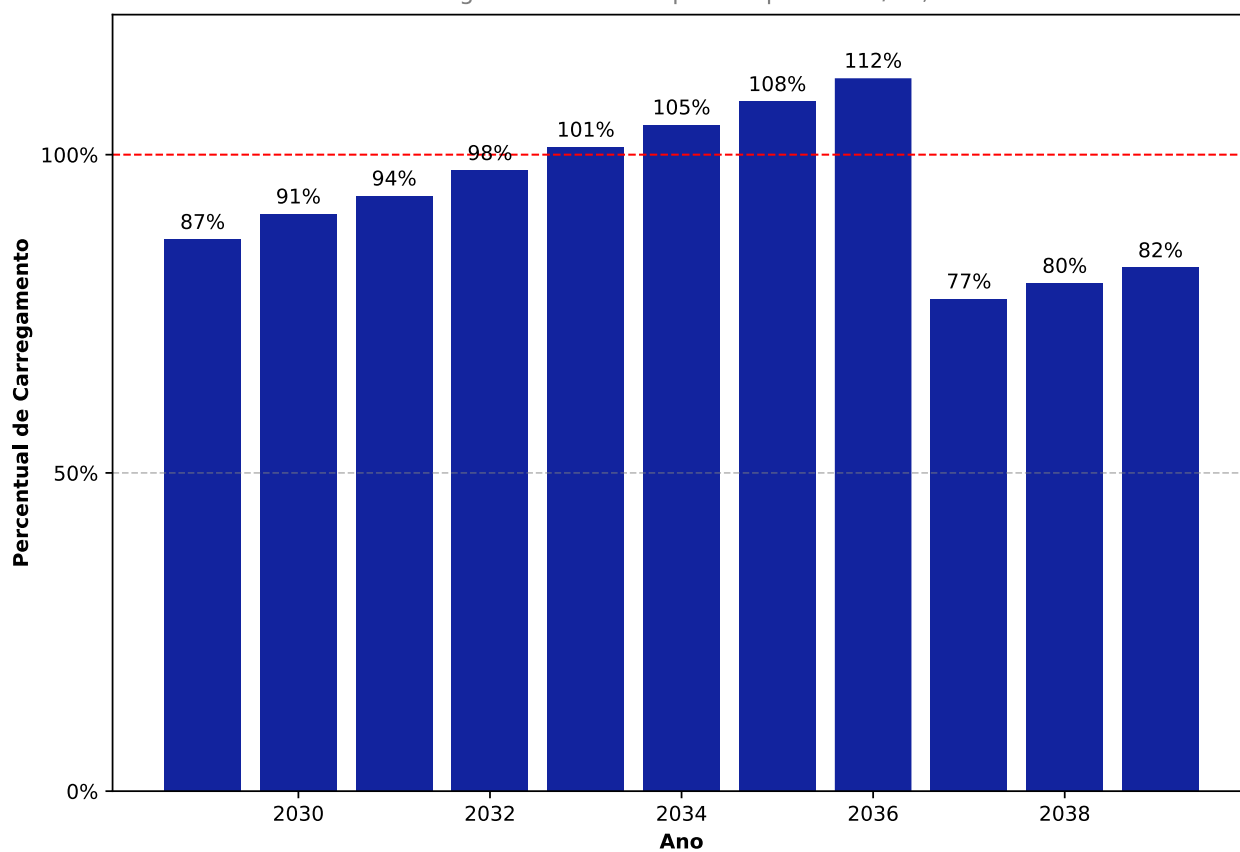


Figura 7-20 – Carregamento do TR1 230/13,8 kV em Campo Comprido, na contingência do TR2

- **SE 230/138/13,8 kV Campo do Assobio**

A SE Campo do Assobio apresenta dois transformadores 230/13,8 kV (2x 50/60 MVA – 120%). Atualmente existe um fator limitante no limite de emergência (60 MVA), devido ao disjuntor do secundário e, por conta do fator limitante, a SE Campo do Assobio apresentaria sobrecarga em 2035 para o cenário de máxima diurna – norte úmido, conforme mostra a Figura 7-21. Caso esse fator limitante seja eliminado, as sobrecargas poderiam ser resolvidas.

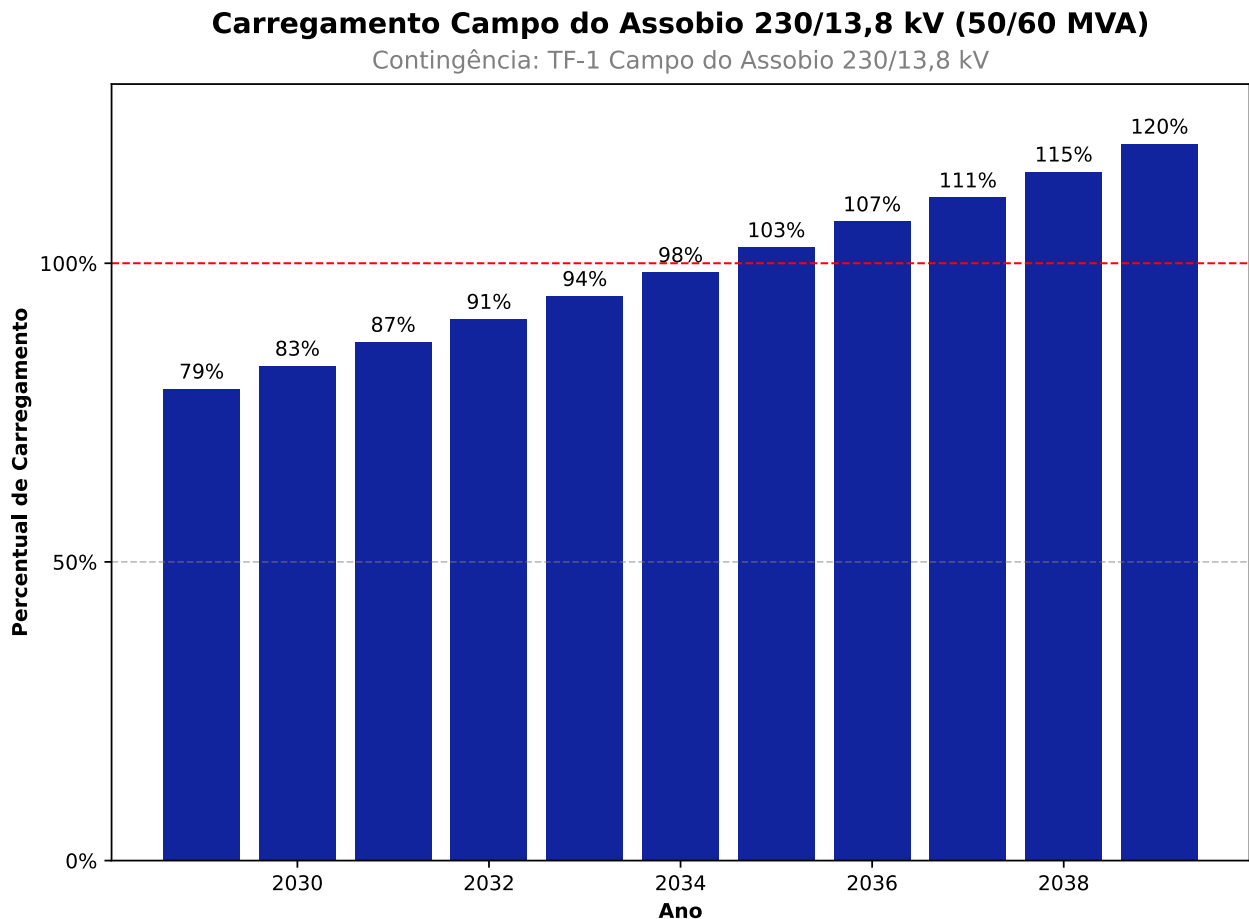


Figura 7-21 – Carregamento do TR1 230/13,8 kV em Campo do Assobio, na contingência do TR2

- **SE 230/69 kV Curitiba Centro**

A SE Curitiba Centro conta com dois transformadores 230/69 kV (2 x 150/180 MVA – 120%) e, como mostra a Figura 7-22, ocorreriam sobrecargas em N-1 para o cenário de máxima diurna – norte seco a partir do ano 2039.

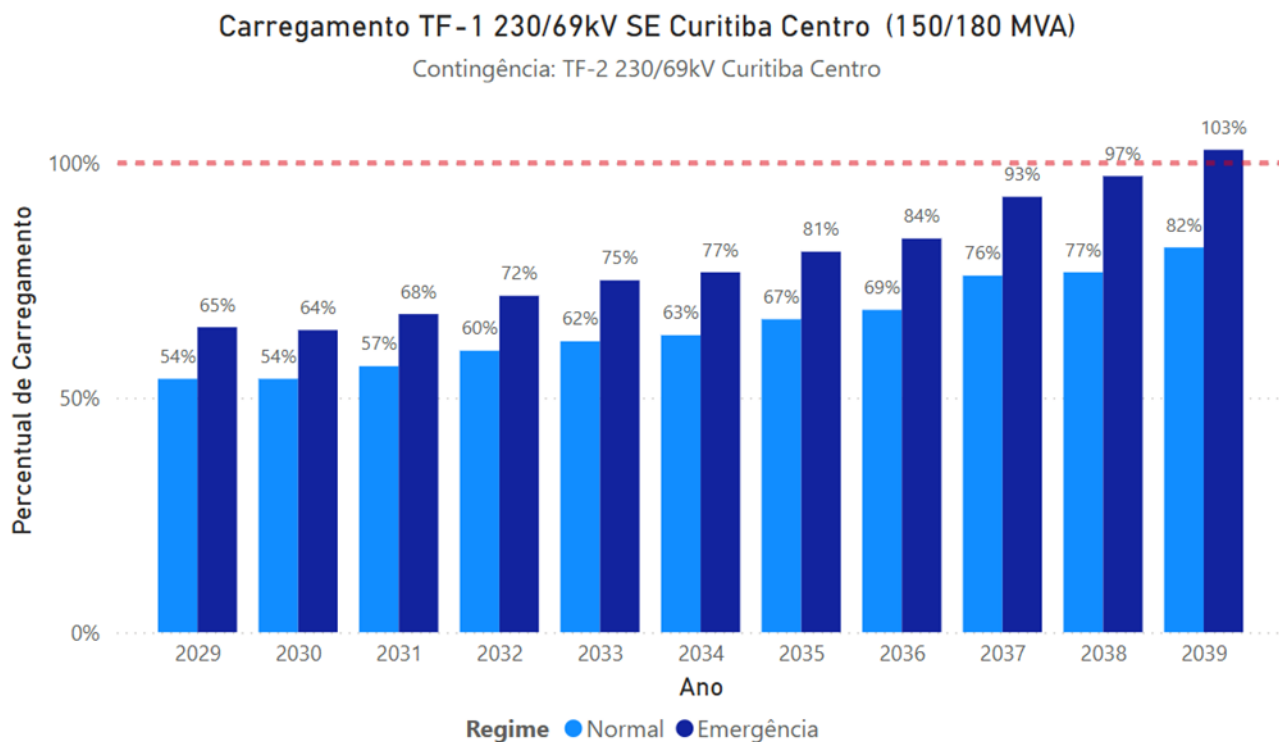


Figura 7-22 – Carregamento do TR1 230/69 kV em Curitiba Centro, em regime normal e na contingência do TR2

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/69/13,8 kV Uberaba**

A SE Uberaba apresenta dois transformadores 230/13,8 kV (2x 50/60 MVA – 120%) e o terceiro transformador de 230/13,8 kV - 50 MVA se encontra recomendado para 2037.

Esses transformadores contam com a lógica de transferência automática de carga e na contingência de um transformador no cenário de máxima diurna – norte úmido, conforme Figura 7-23, apresenta sobrecarga a partir de 2032.

Nesse caso, a entrada do terceiro transformador em 2037 soluciona a sobrecarga e recomenda-se avaliar a antecipação para 2032.

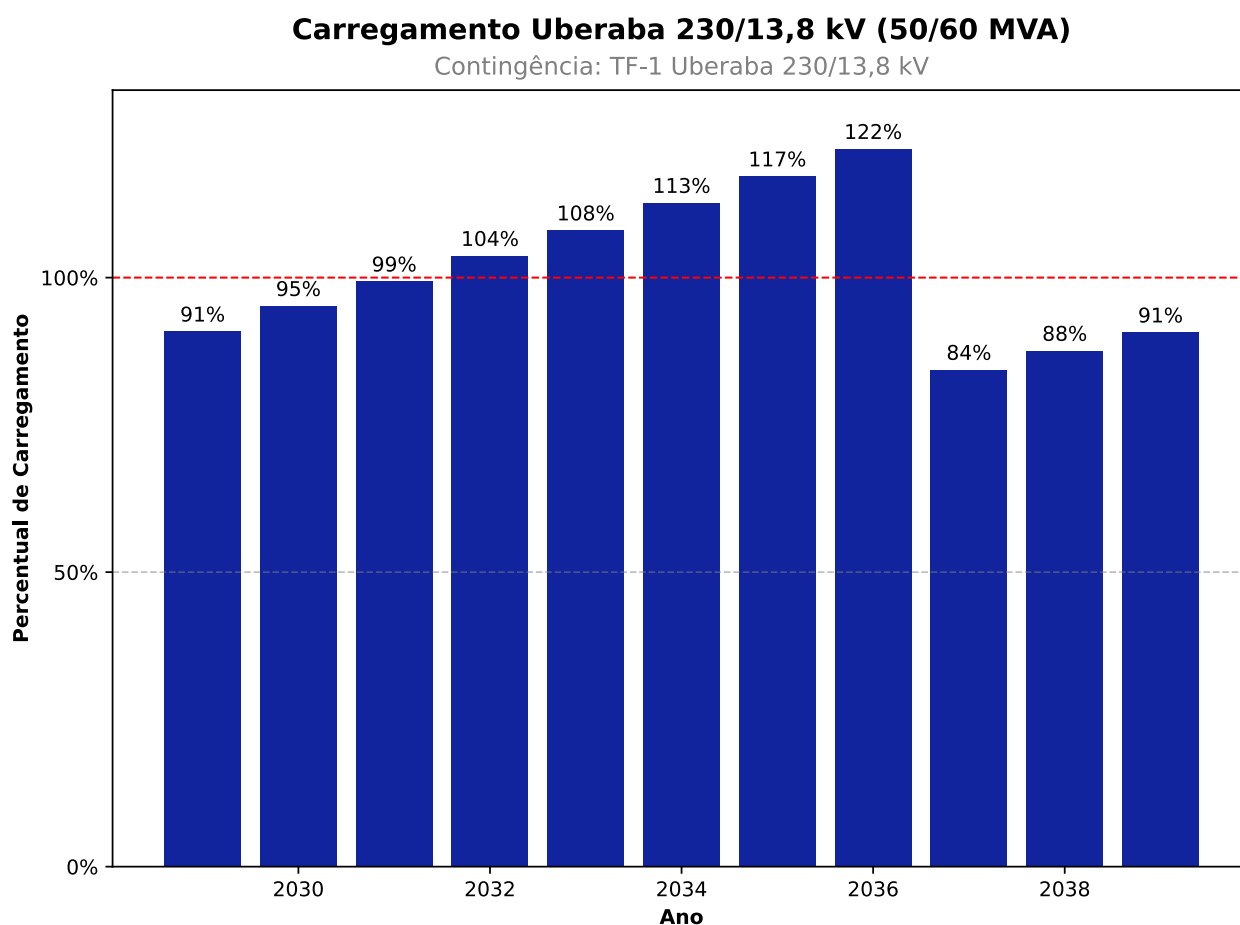


Figura 7-23 – Carregamento do TR2 230/13,8 kV em Uberaba, na contingência do TR1

- **230/69/13,8 kV SE Cidade Industrial de Curitiba**

A SE Cidade Industrial de Curitiba conta com três transformadores 230/13,8 kV (3x 50/60 MVA – 120%). Esses transformadores contam com a lógica de transferência automática de carga e na contingência de um transformador no cenário de máxima diurna – norte úmido, conforme Figura 7-24, apresenta sobrecarga a partir de 2031.

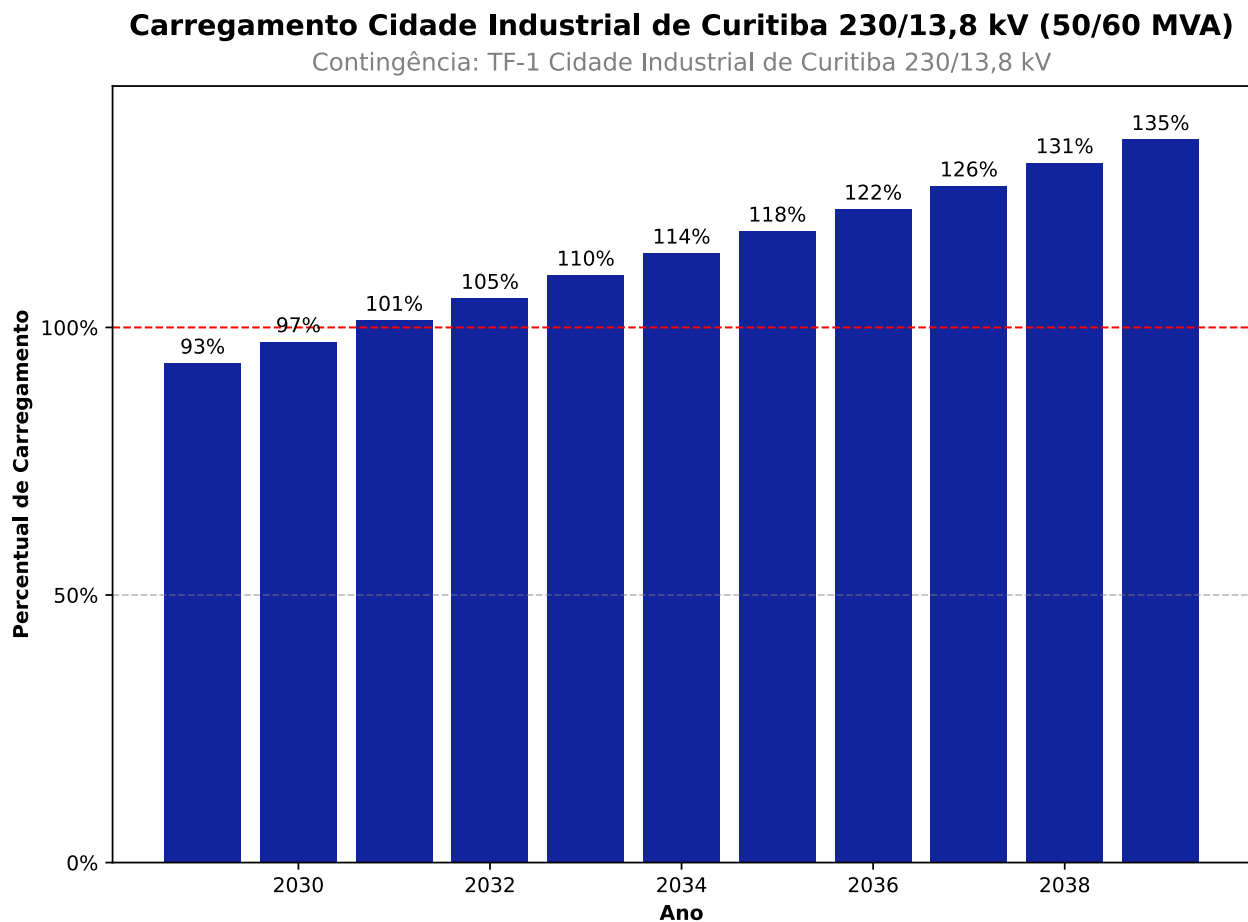


Figura 7-24 – Carregamento do TR2 230/13,8 kV na Cidade Industrial de Curitiba, na contingência do TR1

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/69/13,8 kV Santa Quitéria**

A SE Santa Quitéria possui dois transformadores 230/13,8 kV (2x 50/60 MVA – 120%) e foi recomendada a substituição por transformadores 75/90 MVA em 2037. Esses transformadores contam com a lógica de transferência automática de carga e na contingência de um transformador no cenário de máxima diurna – norte úmido, conforme Figura 7-25, apresenta sobrecarga a partir de 2033.

Nesse caso, a substituição dos transformadores em 2037 soluciona o problema, mas recomenda-se avaliar a antecipação para 2033.

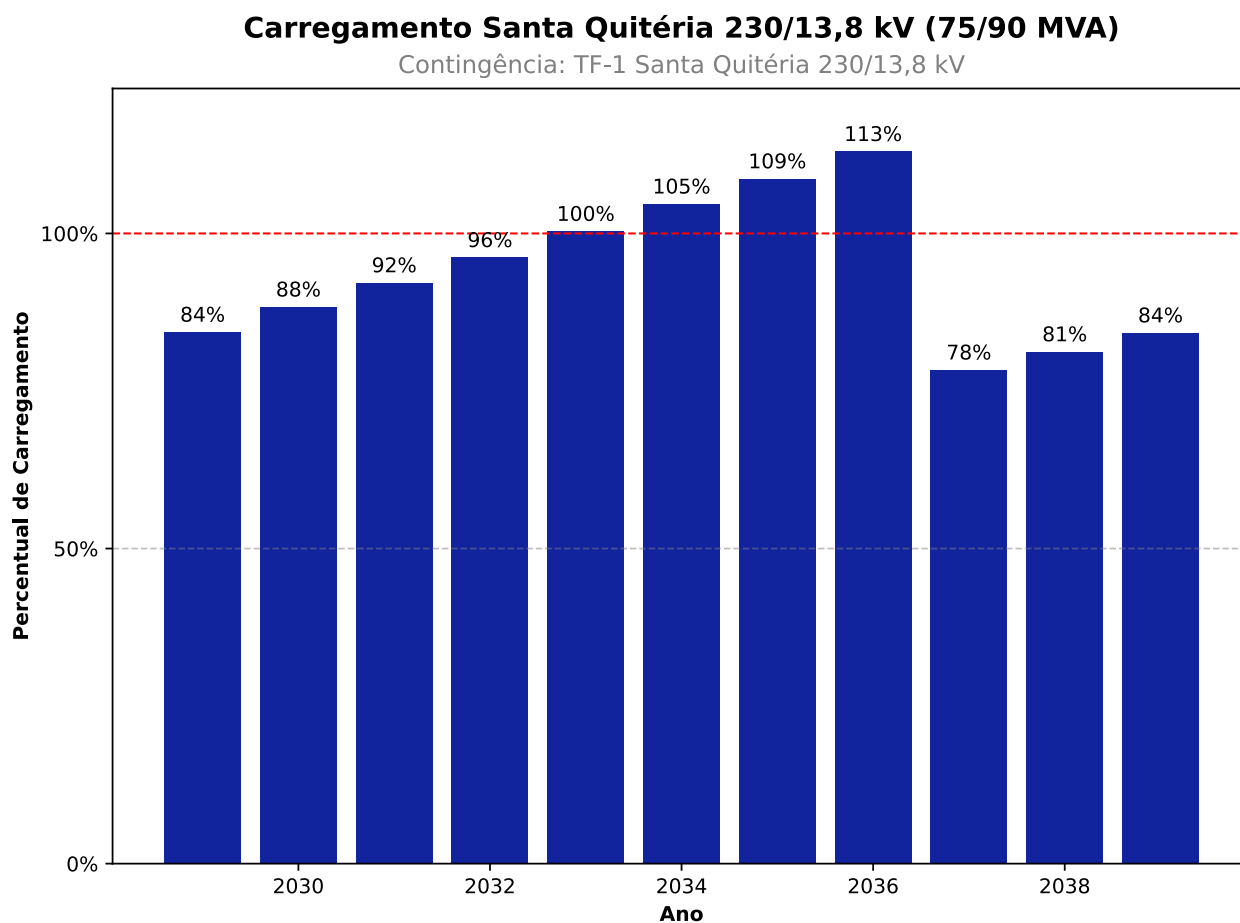


Figura 7-25 – Carregamento do TR2 230/13,8 kV em Santa Quitéria, na contingência do TR1

7.6.2 Rede Básica

- **LT 230 kV Umbará – Campo do Assobio C1**

Conforme ilustrado na Figura 7-26, a LT 230 kV Curitiba Leste – Campo do Assobio C1 apresenta sobrecarga, a partir de 2035, sob a contingência do ATF-1 525/230 kV Curitiba Leste, no cenário de máxima diurna – norte úmido.

Atualmente, o estudo “EPE-DEE-RE-006/2018-rev0” prevê a implantação de um segundo autotransformador 525/230 kV em Curitiba Leste com entrada em operação em 2037. No entanto, considerando que a sobrecarga ocorreria em 2035, recomenda-se avaliar a possibilidade de antecipação da entrada em operação desse reforço para o mesmo ano.

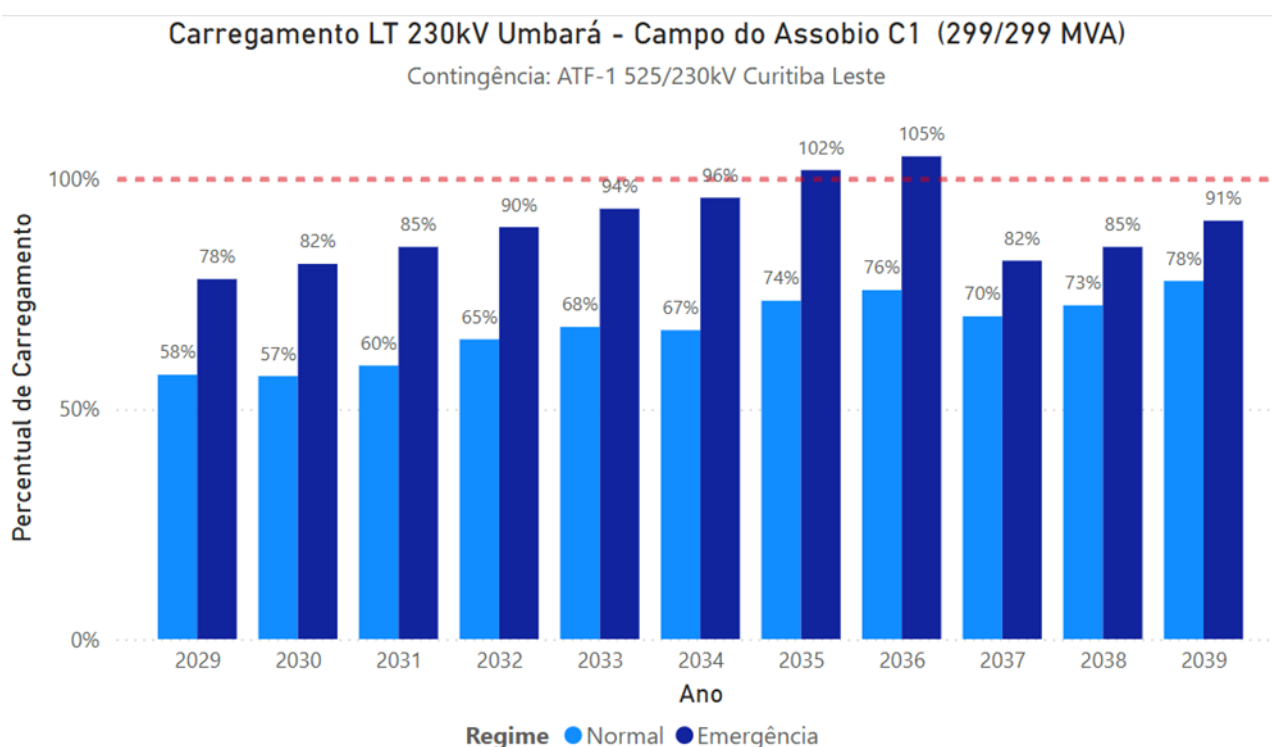


Figura 7-26 – Carregamento da LT 230 kV Umbará – Campo do Assobio C1, em regime normal e na contingência do TR1 525/230 kV Curitiba Leste

- **LT 500 kV Bateias – Ibiúna**

A LT 500 kV Bateias – Ibiúna possui dois circuitos (2x 1299/2252 MVA) e, conforme apresentado na Figura 7-27, apresenta sobrecarga, a partir de 2034, sob regime normal, no cenário de mínima noturna – norte seco, cenário em que há FSUL (Fornecimento Sul) elevado.

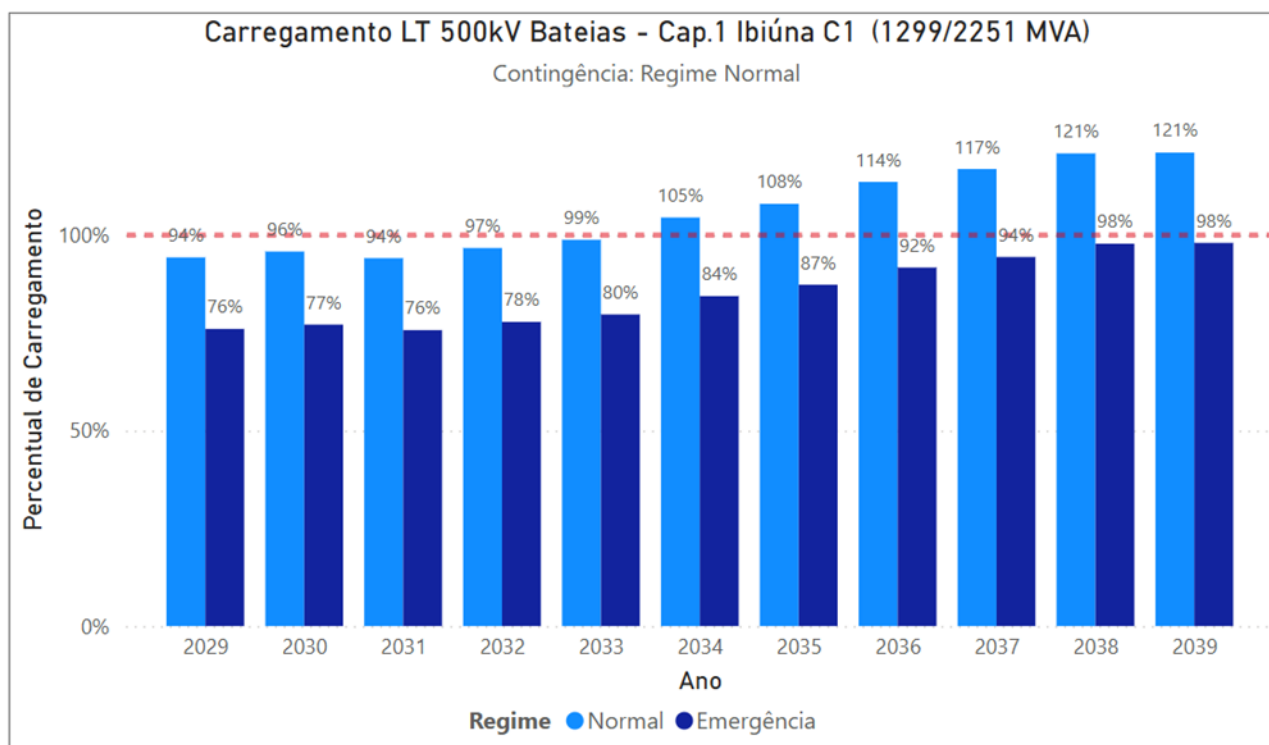


Figura 7-27 – Carregamento da LT 500 kV Bateias – Ibiúna C1, em regime normal e na contingência do C2

No momento, está em andamento o estudo de interligação regional Nordeste II.

- **LT 230 kV Santa Mônica – Governador Parigot Souza**

A LT 230 kV Santa Mônica – Governador Parigot Souza é composta por um circuito (182/243 MVA) e, conforme ilustrado na Figura 7-28, apresenta sobrecarga, a partir de 2029, sob a contingência da LT 230 kV Curitiba Leste – Posto Fiscal C1, no cenário de máxima noturna – norte úmido. Além disso, também ocorreria sobrecarga no cenário de máxima diurna – norte úmido.

Atualmente, está em andamento a revisão 1 do estudo Reforços na região metropolitana de Curitiba e Litoral, com foco nas obras do litoral paranaense.

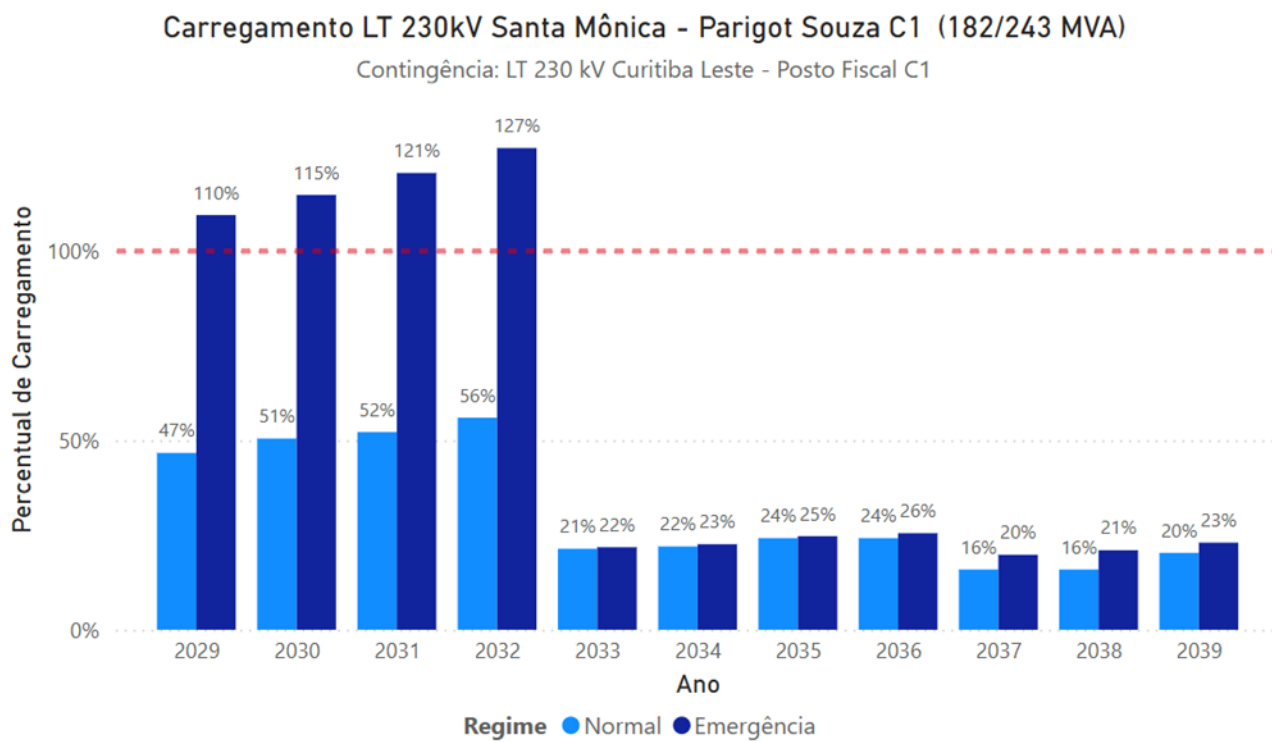


Figura 7-28 – Carregamento da LT 230 kV Santa Mônica – Governador Parigot Souza C1, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Curitiba Leste – Posto Fiscal C1

- **LT 230 kV Curitiba Leste – Posto Fiscal C1**

A LT 230 kV Curitiba Leste – Posto Fiscal conta com um circuito (165/219 MVA), conforme ilustrado na Figura 7-29, apresenta sobrecarga, a partir de 2029, sob a contingência da LT 230 kV Santa Mônica – Gov. Parigot de Souza C1, no cenário de máxima noturna – norte úmido. Além disso, também ocorreria sobrecarga no cenário de máxima diurna – norte úmido.

Atualmente, está em andamento a revisão 1 do estudo Reforços na região metropolitana de Curitiba e Litoral, com foco nas obras do litoral paranaense.

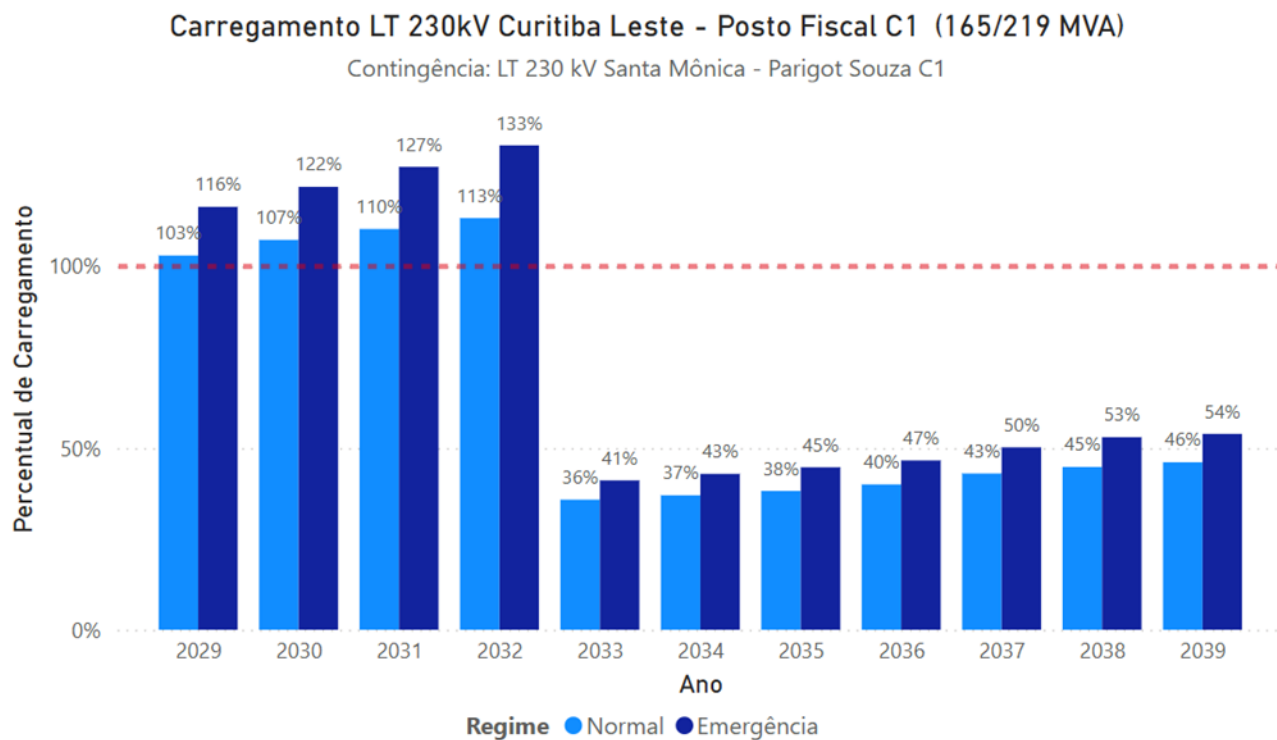


Figura 7-29 – Carregamento da LT 230 kV Curitiba Leste – Posto Fiscal C1, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Santa Mônica – Gov. Parigot Souza C1

8 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA SANTA CATARINA

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

8.1 Região Sul e Metropolitana

8.1.1 Transformações de Fronteira

- SE 525/230/138 kV Biguaçu

A SE Biguaçu possui quatro autotransformadores 230/138 kV (sendo 3 x 225/270 MVA e 1 x 150/180 MVA) e, conforme a Figura 8-1, o limite de carregamento em emergência do quarto autotransformador (150/180 MVA) seria atingido em 2038, com sobrecarga inadmissível em 2039 para o cenário de máxima diurna – norte seco.

O mesmo comportamento ocorre para o cenário de máxima diurna (norte úmido).

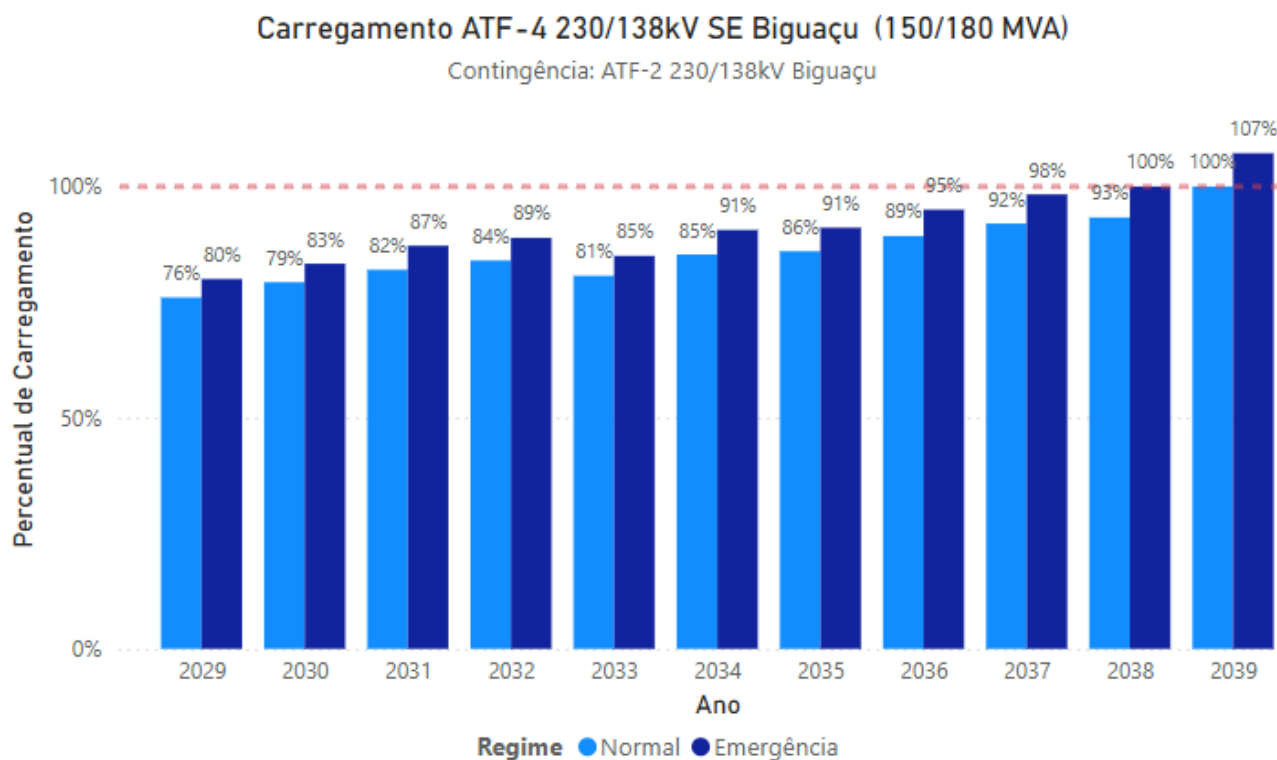


Figura 8-1 Carregamento de um TR 230/138 kV em Biguaçu, em regime normal e na contingência do TR paralelo

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/138 kV Forquilha**

A SE Forquilha possui três transformadores 230/138 kV (3 x 150/195 MVA) e, conforme a Figura 8-2, ocorreriam sobrecargas em N-1 para o cenário de máxima noturna – norte seco a partir do ano 2035. Ressalta-se que este mesmo comportamento também foi observado nos cenários de máxima diurna (norte seco) e máxima noturna (norte úmido).

Mesmo com a indicação das obras recomendadas pelo relatório Nº EPE-DEE-RE-068/2020-rev0 – “Atendimento às Regiões Sul e Extremo Sul de Santa Catarina” [7], a tendência no horizonte indicativo é de que as sobrecargas voltem a ocorrer.

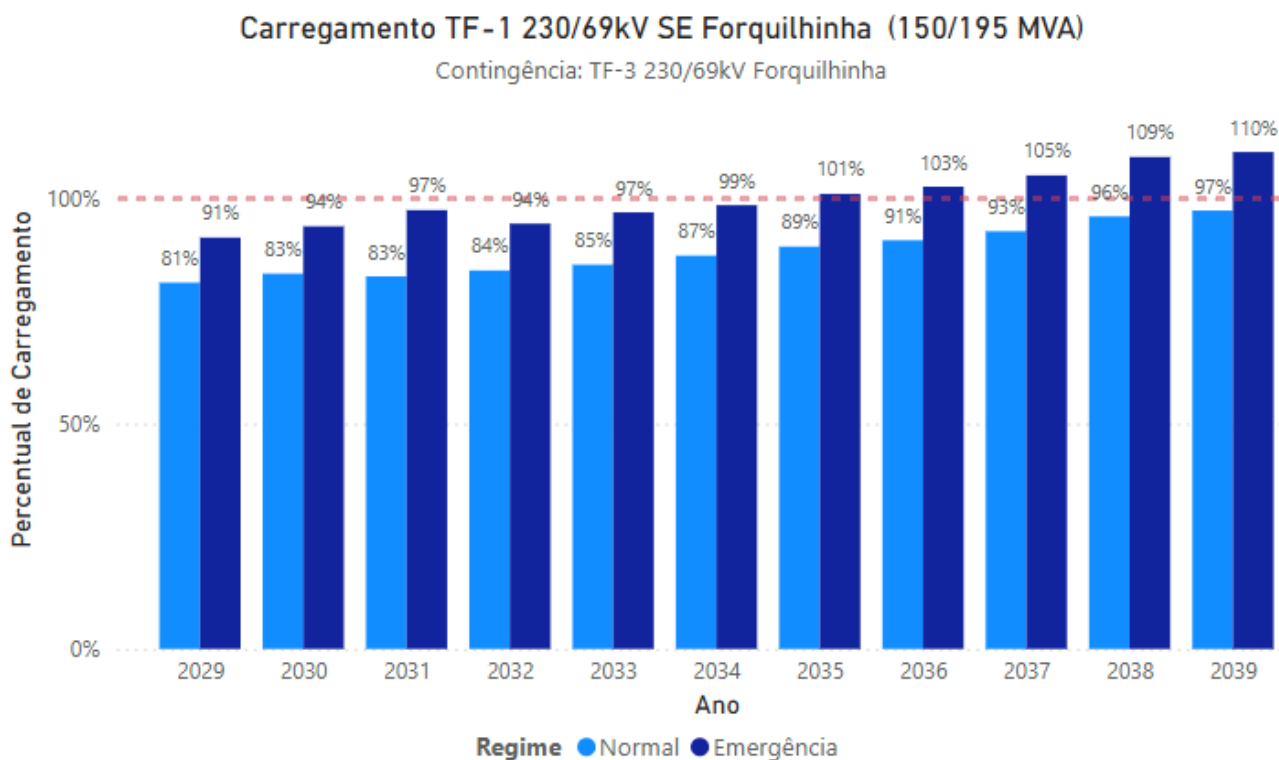


Figura 8-2 Carregamento de um TR 230/138 kV em Forquilha, em regime normal e na contingência do TR paralelo

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

9 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA RIO GRANDE DO SUL

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

9.1 Região Norte

9.1.1 Transformações de Fronteira

- **SE 230/69 kV Guarita**

A SE Guarita possui três transformadores 230/69 kV (3 x 83/83 MVA) e, conforme Figura 9-1, há sobrecarga em N-1 nos três transformadores a partir de 2035, considerando o cenário de carga máxima noturna, Norte úmido.

O estudo de Atendimento à região Noroeste do Rio Grande do Sul [8] recomenda uma nova subestação de fronteira (SE Boa Vista do Buricá 2) conectada ao SIN por meio do seccionamento da LT 230 kV Guarita – Santa Rosa 1, também com conexão a essas subestações pela rede de distribuição. A região será avaliada com o agente de distribuição, considerando a representação da conexão entre as fronteiras.

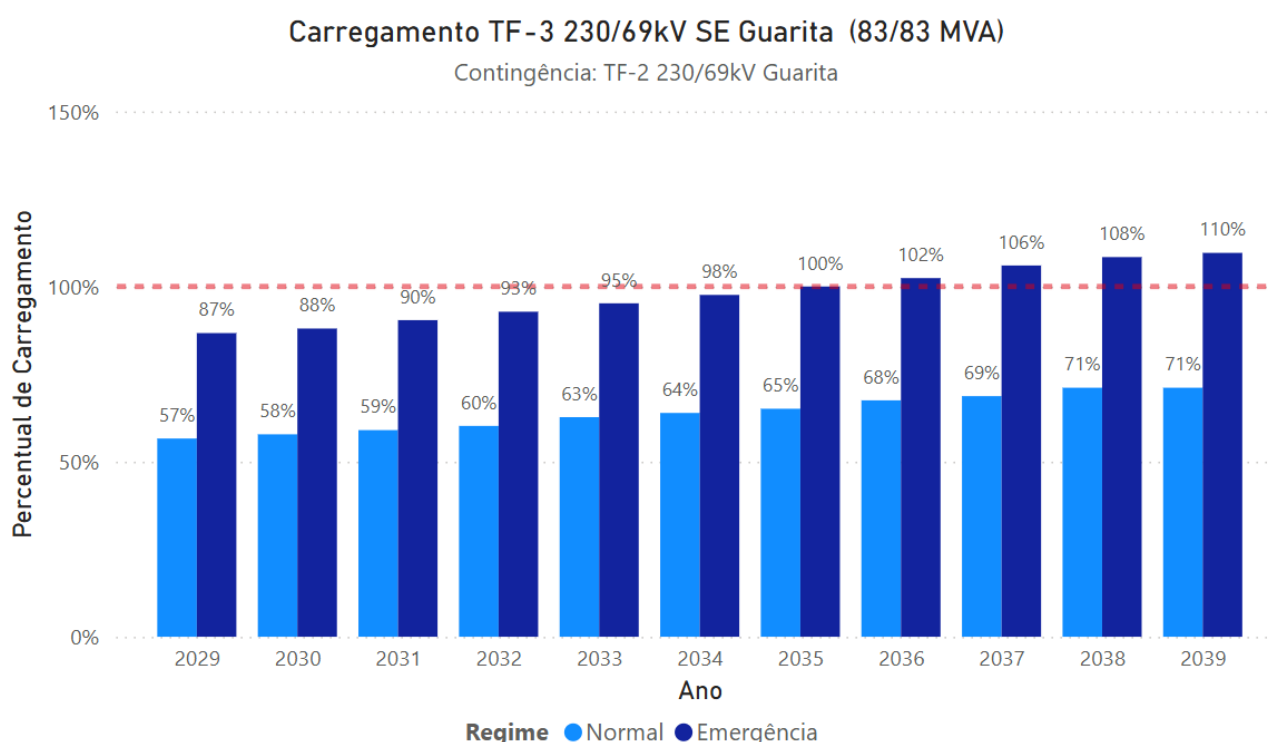


Figura 9-1 - Carregamento do TR3 230/69 kV na SE Guarita, em regime normal e na contingência do TR2

- **SE 230/69 kV Santa Rosa 1**

A SE Santa Rosa 1 conta com três transformadores 230/69 kV (2 x 83/120 MVA e 1 x 83/100 MVA) e, conforme Figura 9-2, ocorreria sobrecarga do transformador de menor capacidade em 2029, considerando um cenário de carga máxima noturna, Norte úmido.

O estudo de Atendimento à região Noroeste do Rio Grande do Sul [8] recomenda uma nova subestação de fronteira (SE Boa Vista do Buricá 2) conectada ao SIN por meio do seccionamento da LT 230 kV Guarita – Santa Rosa 1, também com conexão a essas subestações pela rede de distribuição. A região será avaliada com o agente de distribuição, considerando a representação da conexão entre as fronteiras.

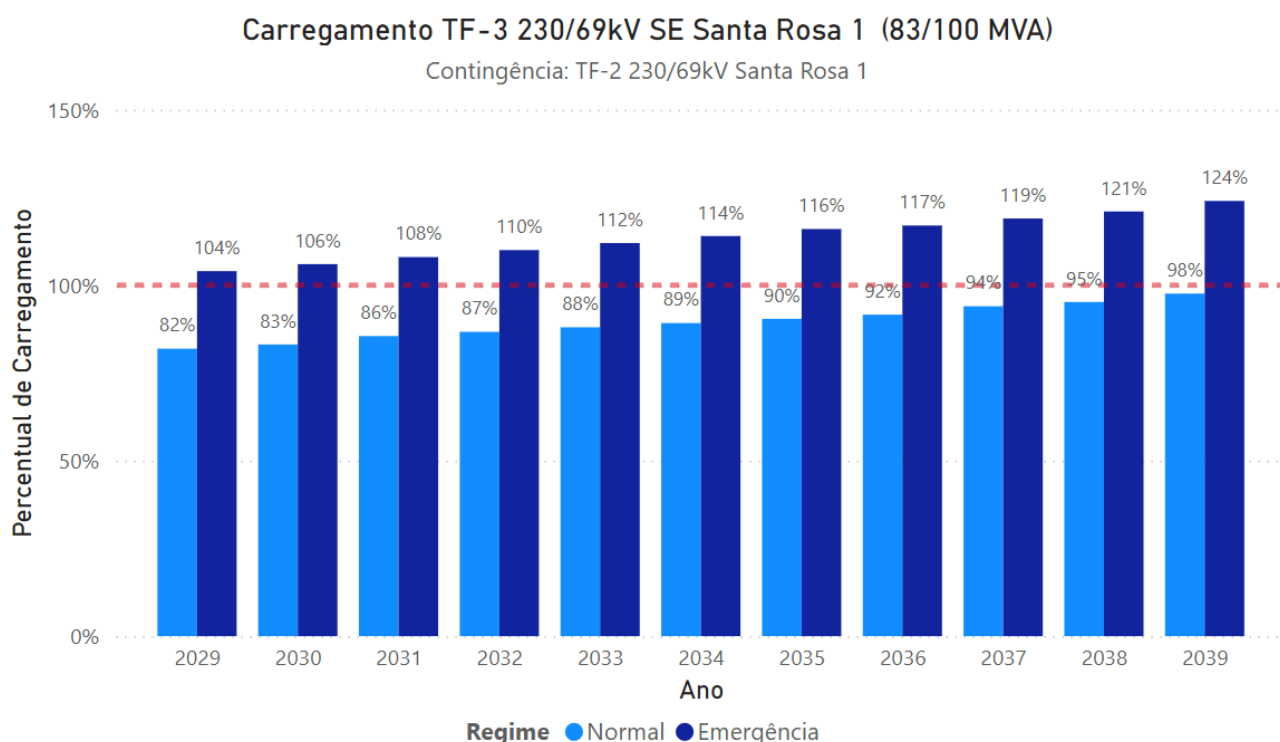


Figura 9-2 - Carregamento do TR3 230/69 kV na SE Santa Rosa 1, em regime normal e na contingência do TR2

- **SE 230/69 kV Ijuí 2**

A SE Ijuí 2 possui três transformadores 230/69 kV (3 x 83/100 MVA) e, conforme Figura 9-3, ocorreria sobrecarga do transformador de menor capacidade em 2034, considerando um cenário de carga máxima noturna, Norte úmido.

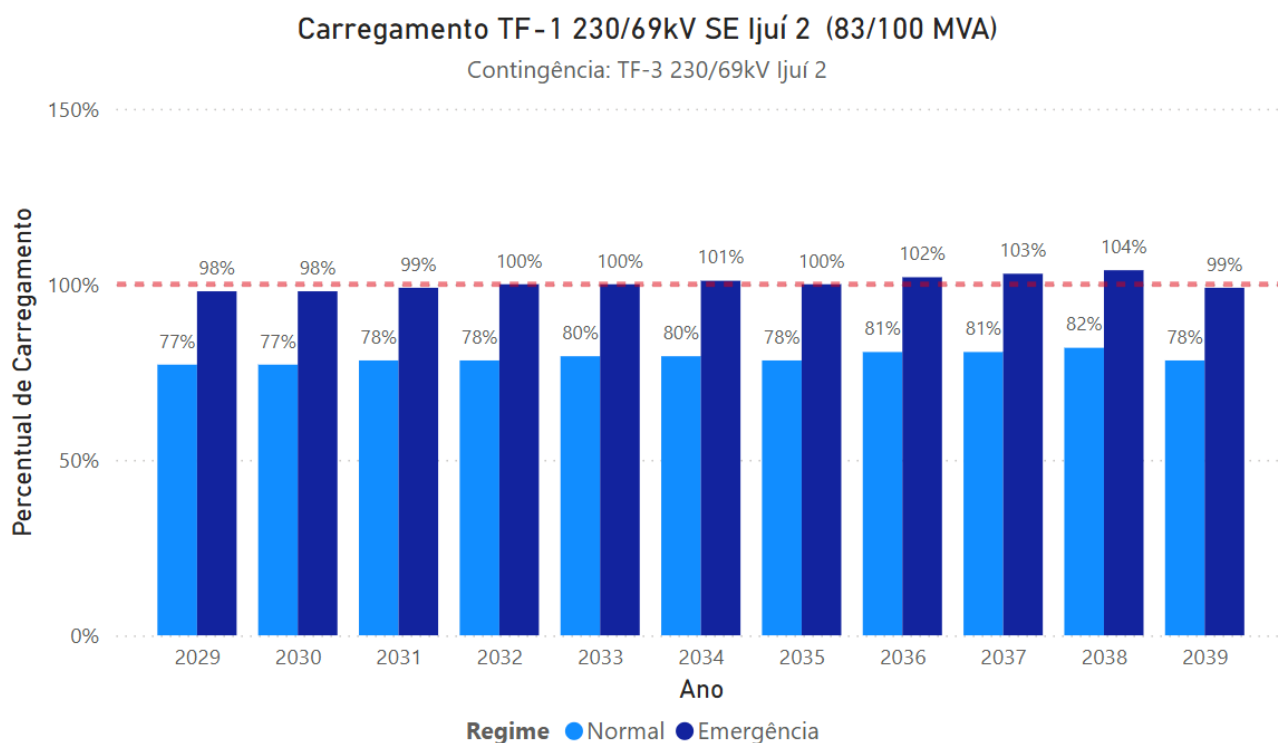


Figura 9-3 - Carregamento do TR1 230/69 kV na SE Ijuí 2, em regime normal e na contingência do TR3

As transformações dessa subestação estão sendo abordadas no estudo de Atendimento às Regiões de Panambi e de Cruz Alta – RS, previsto para o segundo semestre de 2025.

- **SE 230/138/69/44/13,8 kV Santa Marta**

A SE Santa Marta conta com dois transformadores 230/69 kV (1 x 83/100 MVA e 1 x 83/120 MVA). Conforme a Figura 9-4, o transformador de menor capacidade estaria sobrecarga no ano de 2038, considerando operação em contingência no cenário de carga máxima noturna, Norte úmido.

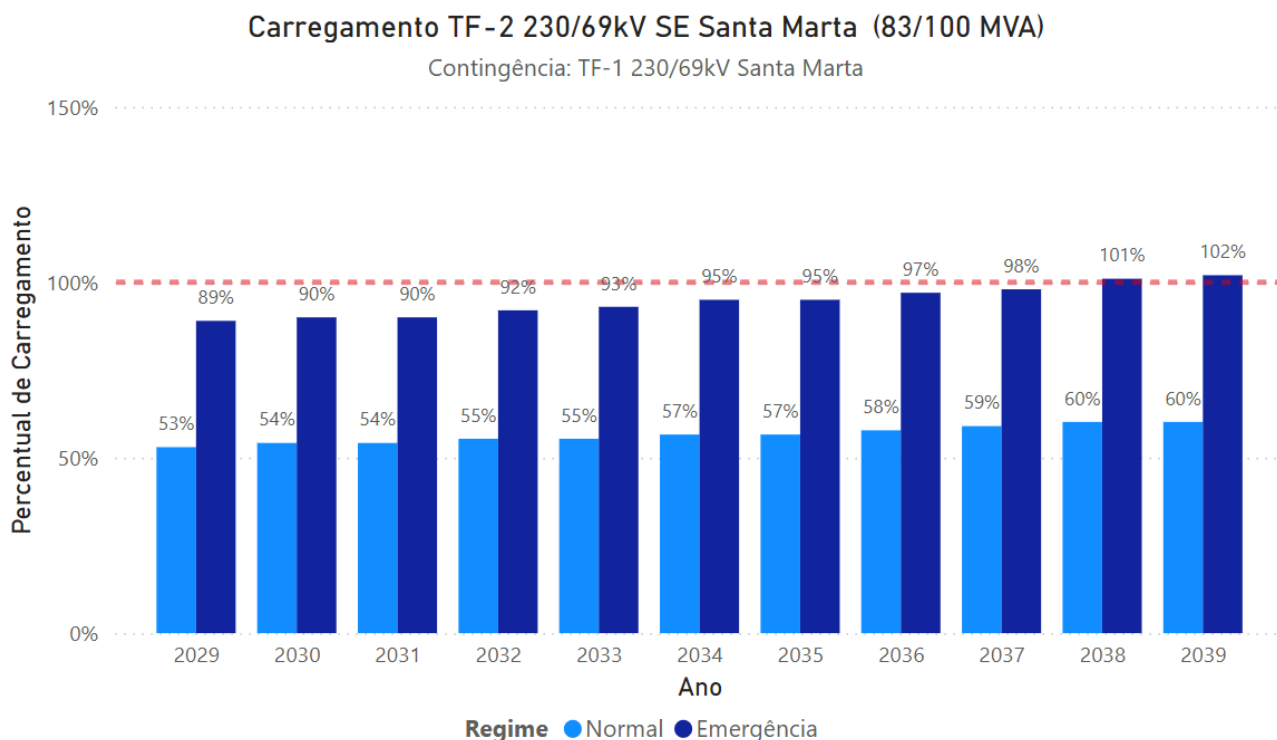


Figura 9-4 - Carregamento do TR2 230/69 kV na SE Santa Marta, em regime normal e na contingência do TR1

Na nota técnica “Adequações – Subestação Santa Marta” [9], recomendou o 3º transformador 230/69 kV (83/100 MVA) para o ano de 2031, no entanto, foi cadastrado recentemente a necessidade de substituição por final de vida útil de um dos TRs 230/69 kV. Neste caso, avaliaremos a substituição por unidades de maior capacidade de tal forma que possa postergar a necessidade de uma 3º TR.

9.1.2 Rede Básica

- SE 230/69 kV Ijuí 2

Conforme Figura 9-5, a SE Ijuí 2 230 kV pode apresentar subtensão na falha da LT 230 kV Santo Ângelo 2 – Ijuí 2, C1, a partir de 2029. A subtensão ocorre para todos os cenários, com exceção do caso de carga mínima noturna, Norte seco.

Tensão Mínima Verificada

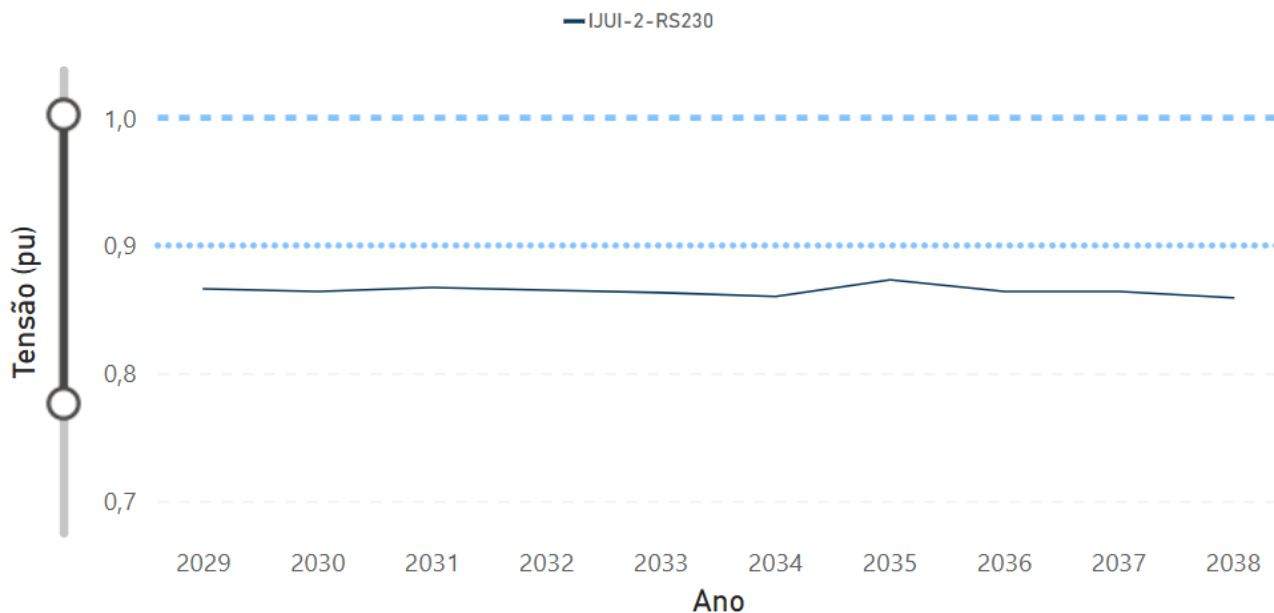


Figura 9-5 - Nível de tensão na SE Ijuí 2, 230 kV, na contingência da LT 230 kV Santo Ângelo 2 - Ijuí 2 C1

A subtensão da SE Ijuí 2 230 kV também está no escopo do estudo de atendimento às regiões de Panambi e de Cruz Alta.

9.2 Região Serrana

9.2.1 Transformações de Fronteira

- SE 230/13,8 kV Caxias do Sul 5

Atualmente, a SE Caxias do Sul 5 conta com dois transformadores 230/13,8 kV (1 x 50/75 MVA e 1 x 50/50 MVA), sem operação em paralelo e sem lógica de transferência automática de carga em contingência.

O estudo Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Serrana [10] recomendou o terceiro transformador (50/60 MVA) e a implementação da lógica de transferência automática de carga. Considerando as obras recomendadas no estudo e uma distribuição equilibrada de cargas, a Figura 9-6 mostra que o transformador de menor capacidade (50/50 MVA) entraria em sobrecarga na contingência do primeiro transformador no cenário de carga máxima noturna, Norte úmido.

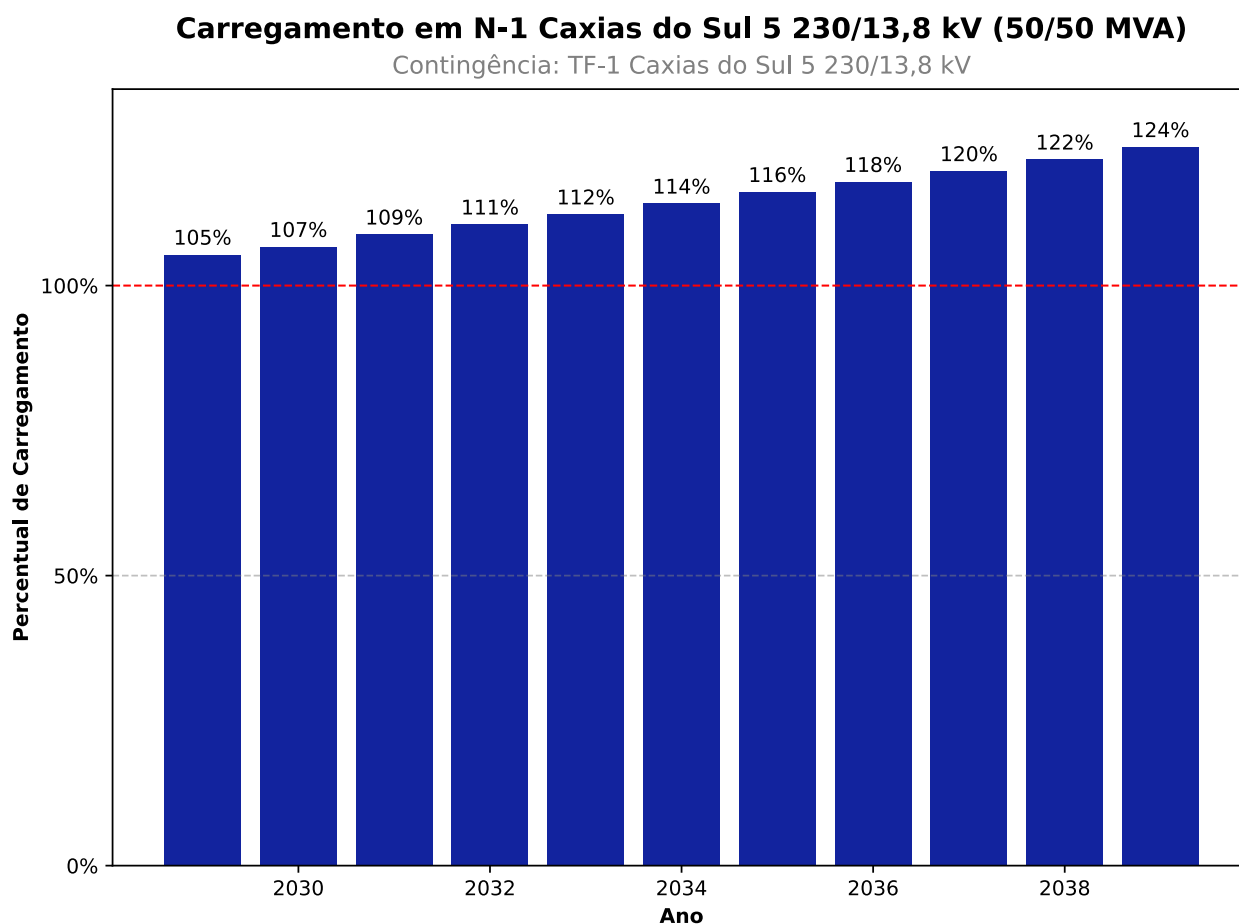


Figura 9-6 - Carregamento do TR2 230/13,8 kV da SE Caxias do Sul 5, considerando contingência do TR1

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/138 kV Lajeado Grande**

A SE Lajeado Grande possui dois autotransformadores 230/138 kV (2 x 75/90 MVA). Considerando um cenário modificado de carga mínima diurna, norte seco, e despacho elevado das PCHs da região, ocorreria sobrecarga em ambos os transformadores no ano de 2029, conforme Figura 9-7.

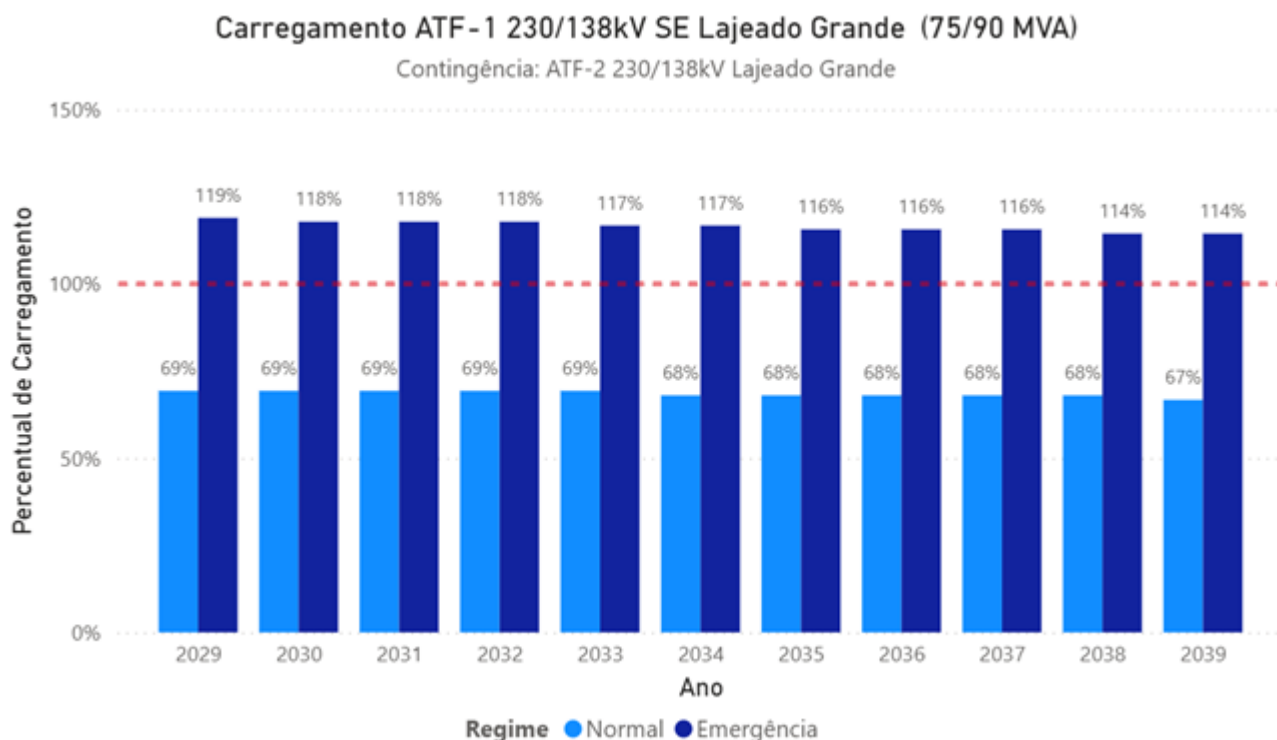


Figura 9-7 - Carregamento do ATF1 230/138 kV da SE Lajeado Grande, em regime normal e na contingência do ATF2

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

9.3 Região Centro-Oeste

9.3.1 Transformações de Fronteira

- SE 230/138 kV Passo Real

A SE Passo Real conta com dois autotransformadores 230/138 kV (1 x 150/194 MVA e 1 x 150/150 MVA). Considerando, novamente, um cenário modificado de carga mínima diurna com despacho elevado de hidrelétricas da região, incluindo a UHE Jacuí, ocorreria sobrecarga inadmissível no transformador de menor capacidade no ano de 2029, conforme apresentado na Figura 9-8.

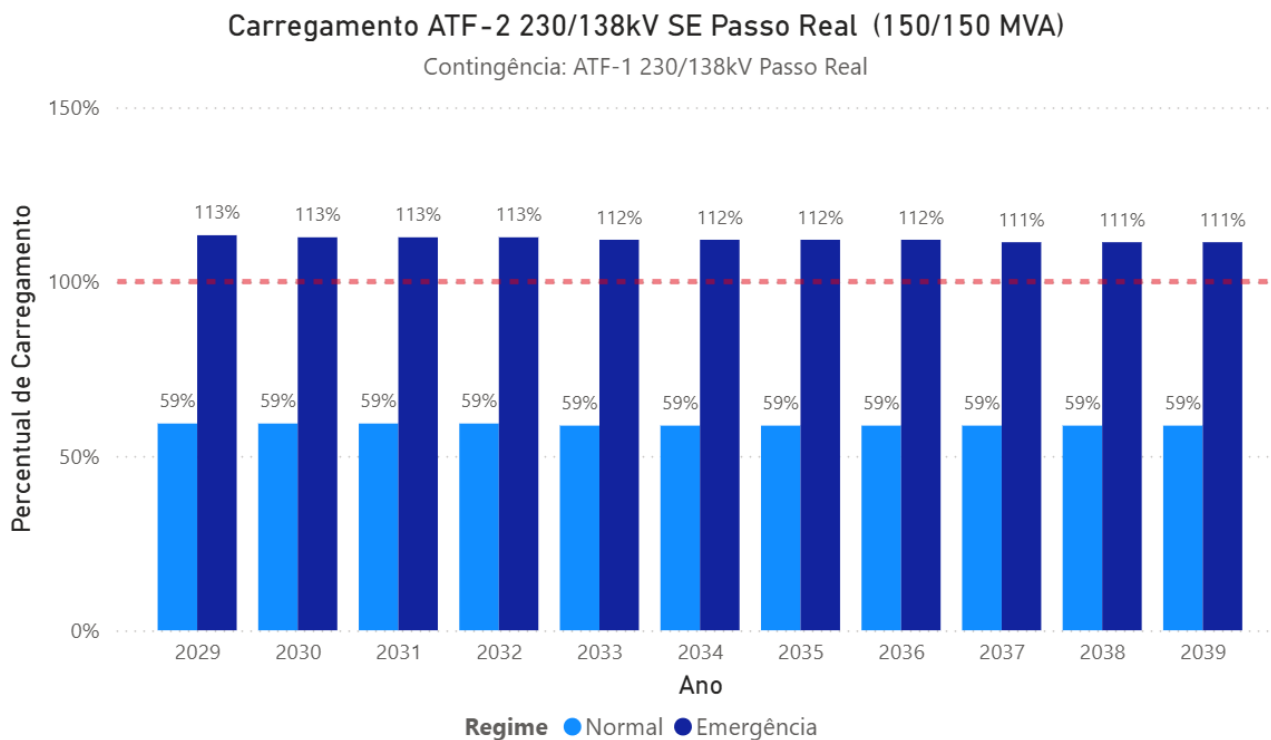


Figura 9-8 - Carregamento do ATF2 230/138 kV da SE Passo Real em regime normal e em contingência do ATF1

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/138/69 kV Santa Maria 3**

A SE Santa Maria 3 conta com dois autotransformadores 230/138 kV (2 x 83/100 MVA) e, em um cenário de carga máxima, Norte úmido, ambos os transformadores estariam submetidos a uma sobrecarga inadmissível (em contingência) a partir de 2031, conforme Figura 9-9. Também há sobrecarga para o cenário de máxima diurna, Norte úmido, nos anos finais do horizonte de análise.

Carregamento ATF-1 230/138kV SE Santa Maria 3 (83/100 MVA)

Contingência: ATF-2 230/138kV Santa Maria 3

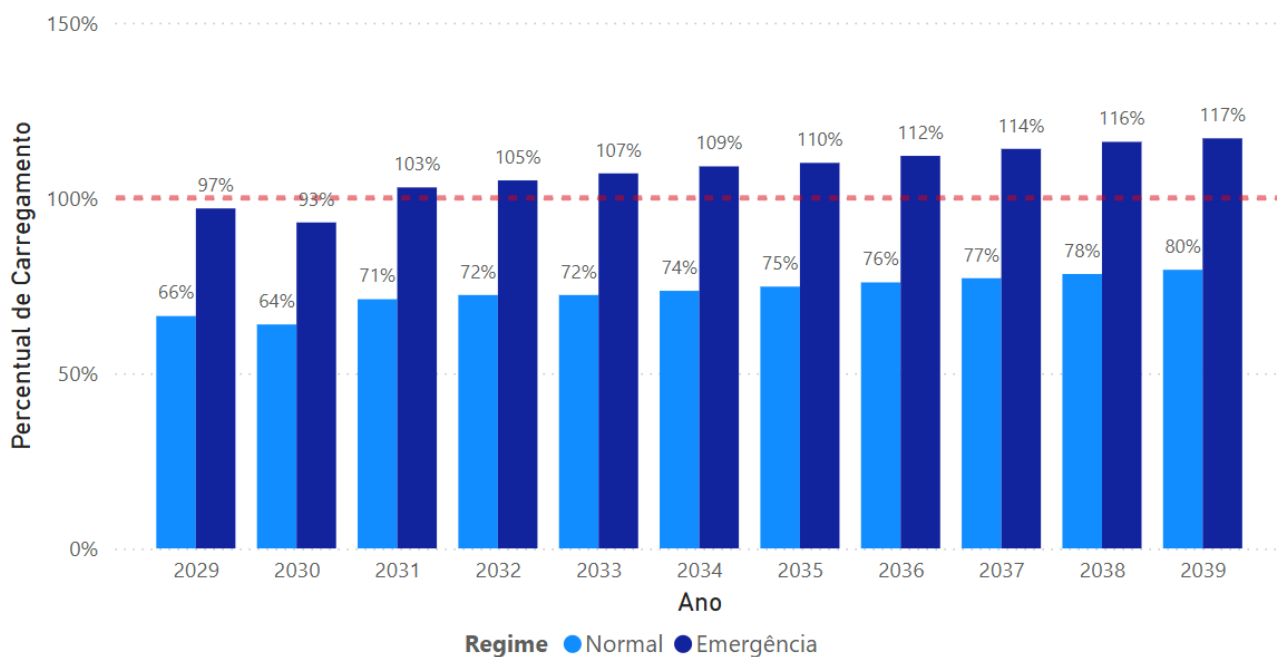


Figura 9-9 - Carregamento do ATF1 230/138 kV da SE Santa Maria 3 em regime normal e em contingência do ATF2

As transformações de fronteira desta subestação estão dentro do escopo do estudo de atendimento à Região Sul do Rio Grande do Sul.

- **SE 230/69 kV Candelária 2**

A SE Candelária 2 possui dois transformadores 230/69 kV (2 x 83/100 MVA). Nos cenários de máxima noturna (Norte seco ou úmido), ambos os transformadores apresentariam sobrecarga em contingência desde o início do horizonte (2029), conforme Figura 9-10.

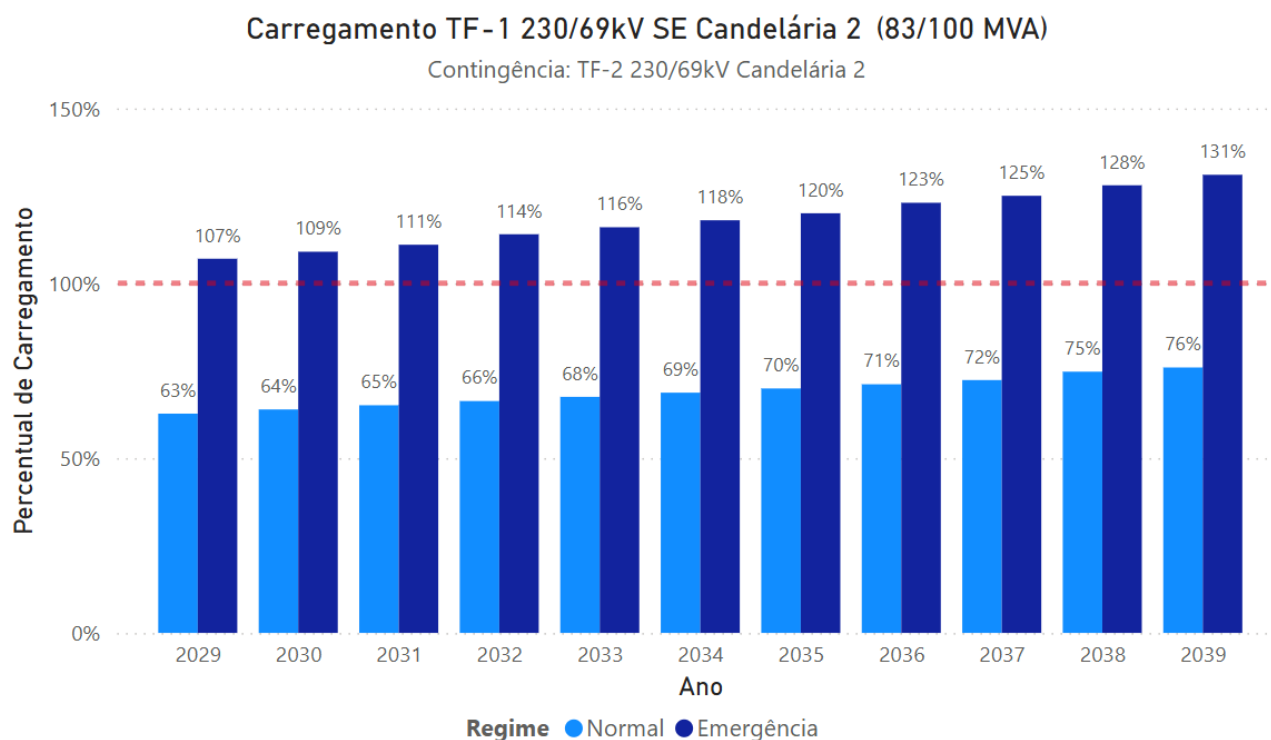


Figura 9-10 - Carregamento do TF1 230/69 kV da SE Candelária 2 em regime normal e em contingência do TF2

A transformação da subestação está dentro do escopo de um estudo em desenvolvimento para atendimento à região sul do estado.

- **SE 230/69 kV São Vicente do Sul**

A SE São Vicente do Sul 2 possui três transformadores (2 x 50/75 MVA e 1 x 50/50 MVA). Considerando um cenário de carga máxima noturna, Norte úmido, o transformador de menor capacidade estaria sob sobrecarga inadmissível na contingência de um dos demais transformadores a partir de 2035, conforme Figura 9-11.

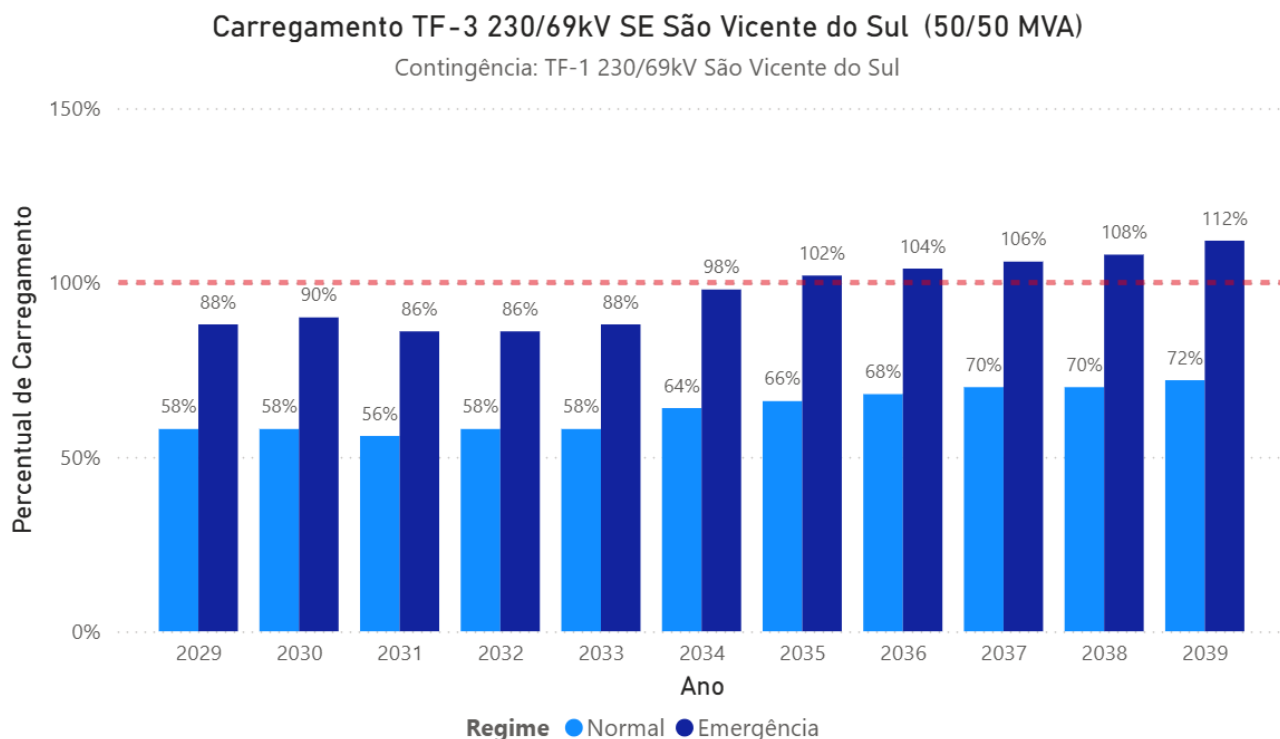


Figura 9-11 - Carregamento do TF3 230/69 kV da SE São Vicente do Sul em regime normal e em contingência do TF1

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/13,8 kV Santa Cruz 1**

Atualmente a SE Santa Cruz 1 possui dois transformadores 230/13,8 kV (2 x 50/50 MVA), que não operam em paralelo e não possuem lógica de transferência automática de carga. Na contingência de um dos transformadores, há um corte automático de carga na região.

No âmbito do estudo de atendimento à região Sul do estado, será recomendada a implementação da lógica de transferência de cargas.

9.3.2 Rede Básica

- **LT 230 kV Passo Real – Tapera 2, C1**

A LT 230 kV Passo Real – Tapera 2, C1 (179/255 MVA) apresentaria, para o cenário de máxima noturna, Norte seco, sobrecarga em regime normal e em contingência a partir do ano de 2036, conforme Figura 9-12.

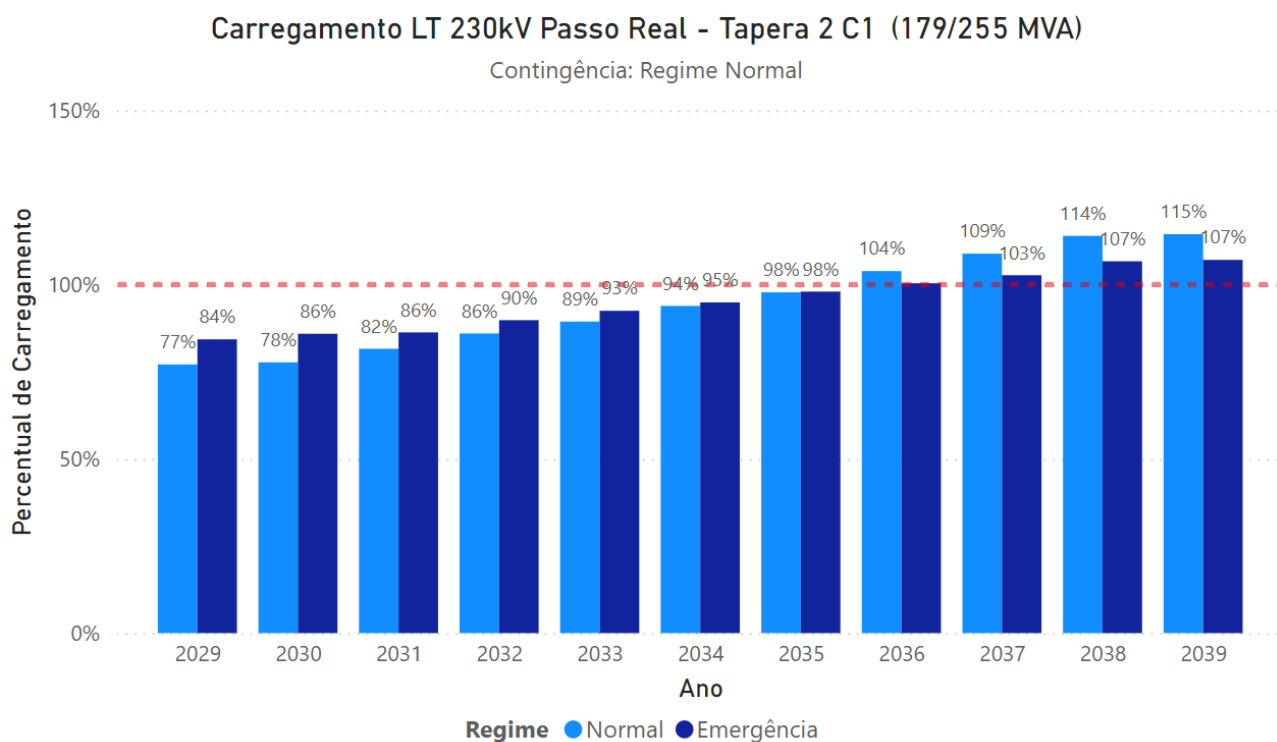


Figura 9-12 - Carregamento da LT 230 kV Passo Real - Tapea 2, C1, em regime normal e em contingência da LT 230 kV Barra Grande - Lagoa Vermelha 2, C1

Sobrecarga a ser avaliado no estudo de atendimento às regiões de Panambi e de Cruz Alta (em andamento), previsto para o segundo semestre de 2025.

- **LT 230 kV Santo Ângelo – Santa Rosa 1, C2**

A LT 230 kV Santo Ângelo – Santa Rosa 1, C2 (359/359 MVA) apresentaria, para o cenário de máxima noturna, Norte úmido, sobrecarga na contingência do C1 a partir do ano de 2037, conforme Figura 9-13.

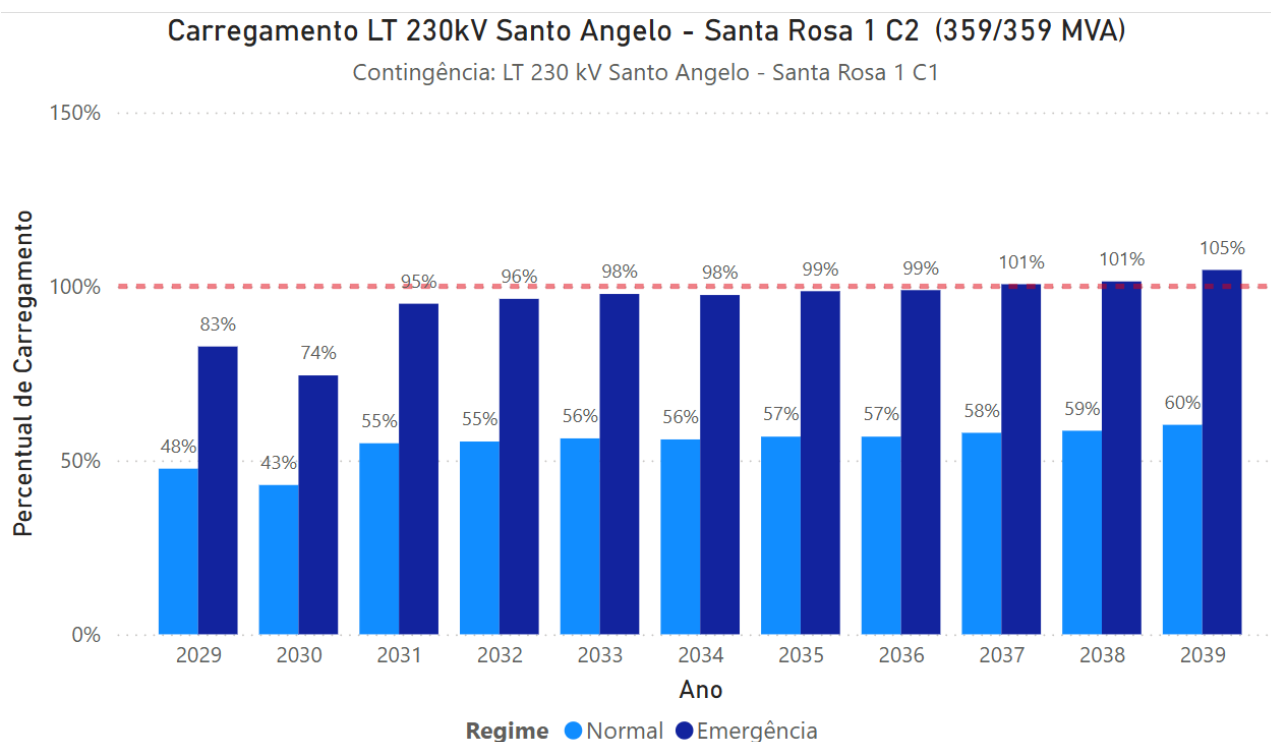


Figura 9-13 - Carregamento da LT 230 kV Santo Ângelo - Santa Rosa 1, C2, em regime normal e na contingência do C1

Sobrecarga a ser avaliado no estudo de atendimento às regiões de Panambi e de Cruz Alta (em andamento), previsto para o segundo semestre de 2025.

- **LT 230 kV Santo Ângelo – Santo Ângelo 2, C1**

Considerando o cenário de cargas máximas noturnas (Norte seco ou úmido), a LT 230 kV Santo Ângelo – Santo Ângelo 2, C1 (540/632 MVA) apresentaria sobrecarga em regime e sob contingência a partir de 2031, conforme Figura 9-14.

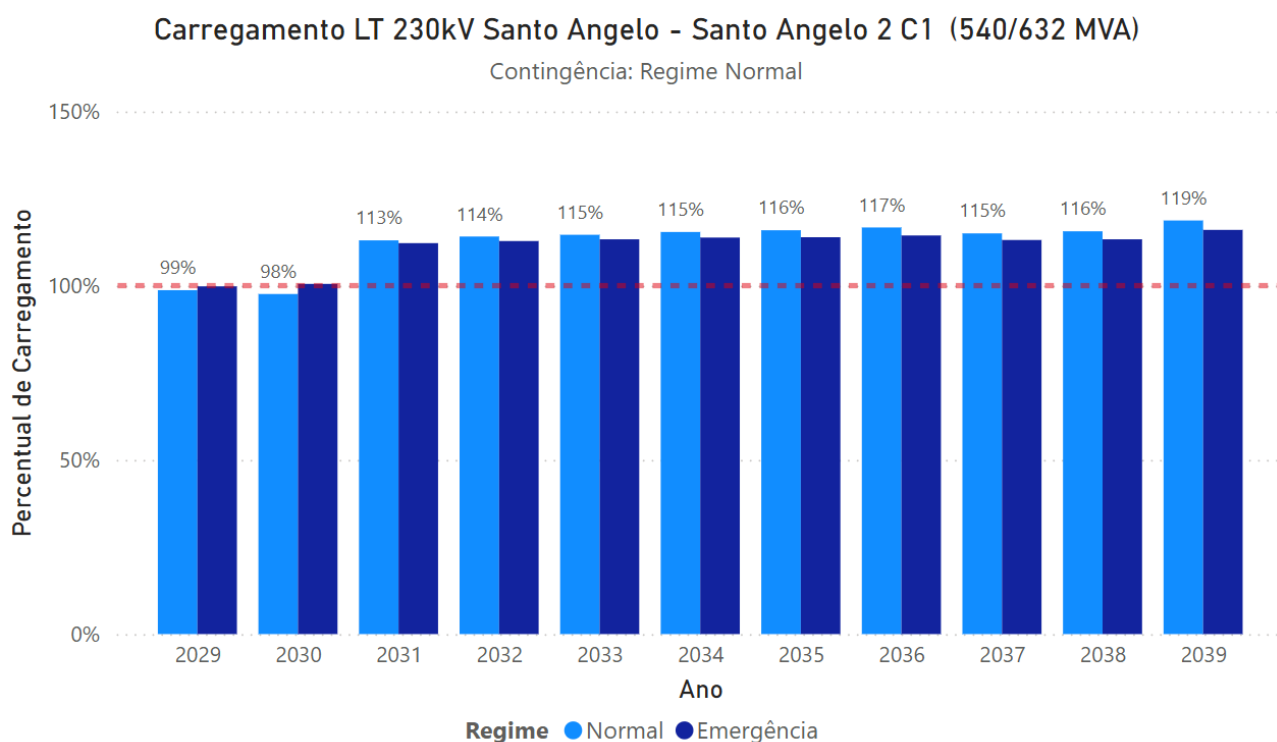


Figura 9-14 - Carregamento da LT 230 kV Santo Ângelo - Santo Ângelo 2, C1, em regime normal e na contingência da LT 525 kV Santo Ângelo – Itá C1

Sobrecarga a ser avaliado no estudo de atendimento às regiões de Panambi e de Cruz Alta (em andamento), previsto para o segundo semestre de 2025.

- **LT 230 kV Santo Ângelo 2 – Ijuí 2, C1**

Considerando o cenário de cargas máximas noturnas (Norte úmido), a LT 230 kV Santo Ângelo 2 – Ijuí 2, C1 (329/384 MVA) apresentaria sobrecarga em regime e sob contingência a partir de 2031, conforme Figura 9-15.

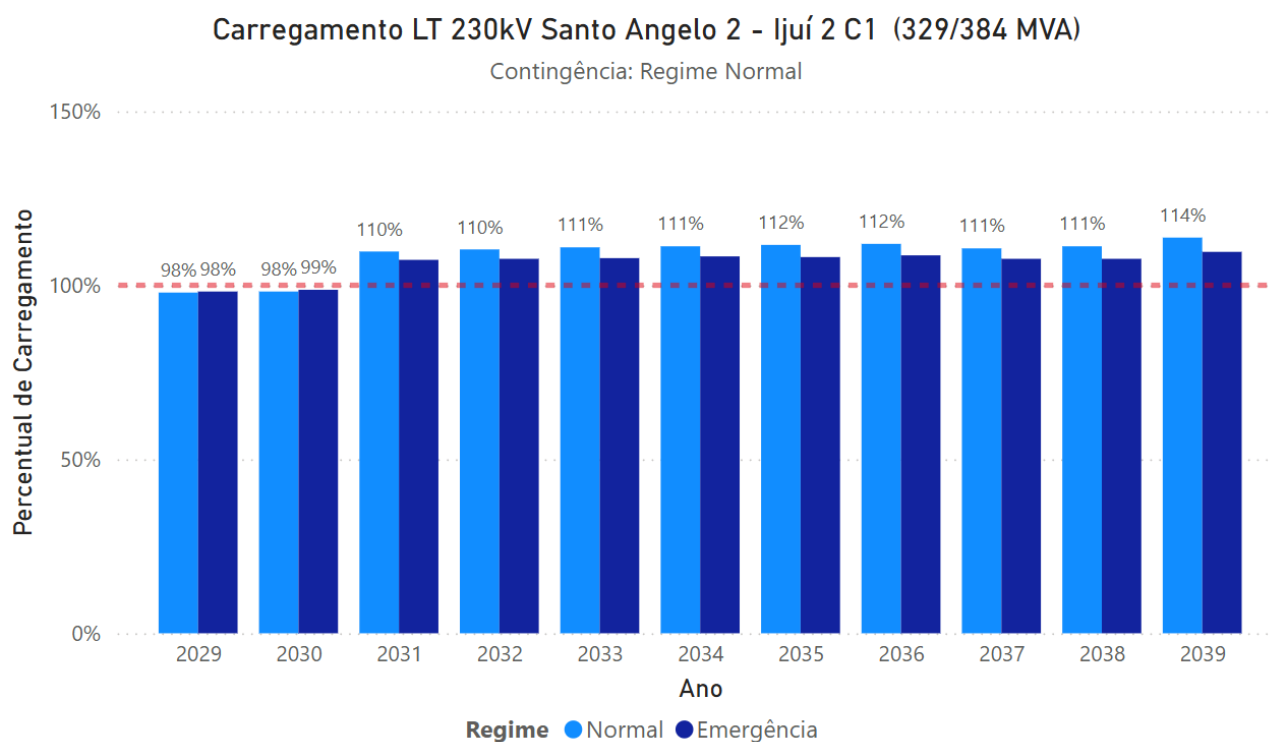


Figura 9-15 - Carregamento da LT 230 kV Santo Ângelo 2 - Ijuí 2, C1, em regime normal e na contingência da LT 525 kV Santo Ângelo – Itá, C1

Sobrecarga a ser avaliado no estudo de atendimento às regiões de Panambi e de Cruz Alta (em andamento), previsto para o segundo semestre de 2025.

9.3.3 Demais Instalações de Transmissão

- SE 230/69/23 kV Santo Ângelo 2

A SE Santo Ângelo 2 inclui um transformador 69/23 kV (25/25 MVA), que operaria em sobrecarga desde o início do horizonte, considerando o cenário de carga máxima noturna, Norte úmido, e operação em regime normal, conforme apresentado na Figura 9-16.

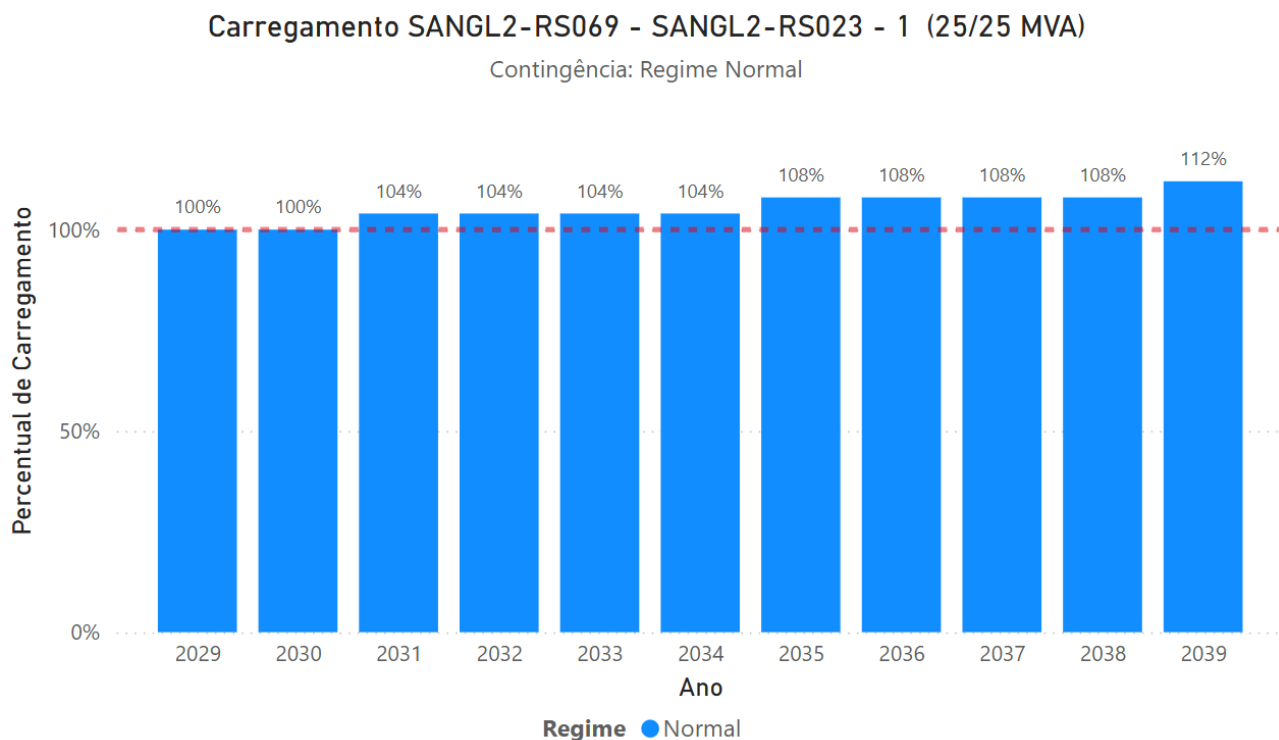


Figura 9-16 - Carregamento do TF 69/23 kV da SE Santo Ângelo 2, em regime normal

Esta DIT está dentro do escopo do estudo de atendimento às regiões de Panambi e de Cruz Alta.

9.4 Região Metropolitana

9.4.1 Transformações de Fronteira

- SE 230/69 kV Campo Bom

A SE Campo Bom conta com três transformadores 230/69 kV (1 x 83/125 MVA, 1 x 83/100 MVA e 1 x 83/83 MVA). Para o cenário de carga máxima, Norte úmido, observa-se uma sobrecarga no transformador de menor capacidade durante operação sob contingência de um dos demais transformadores, conforme Figura 9-17.

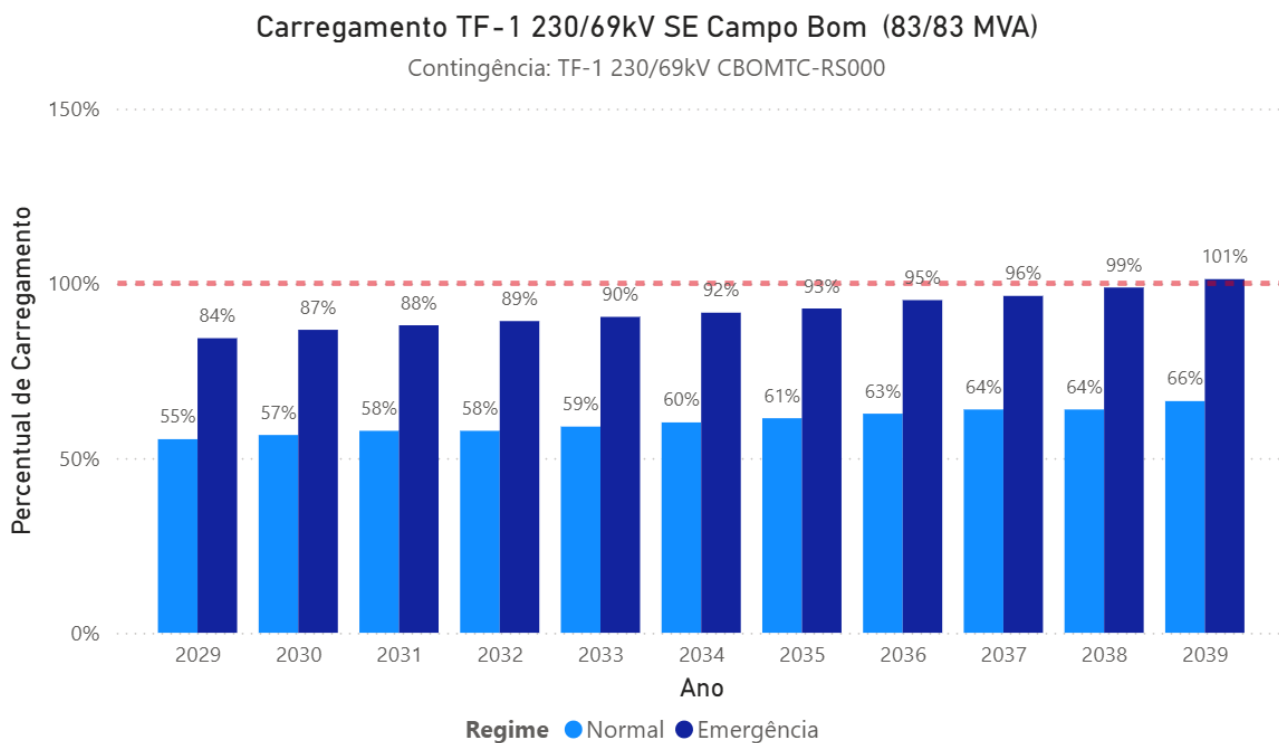


Figura 9-17 - Carregamento do TF1 230/69 kV da SE Campo Bom, em regime normal e em contingência do TF3

No momento, não há soluções propostas para esse caso e a recomendação é de que se inicie um novo estudo na região.

- **SE 230/69 kV Lajeado 2**

A SE Lajeado 2 conta com três transformadores 230/69 kV (2 x 83/125 MVA e 1 x 83/83 MVA). Conforme Figura 9-18, ocorreria sobrecarga sob contingência no transformador de menor capacidade, considerando cenários de carga máxima.

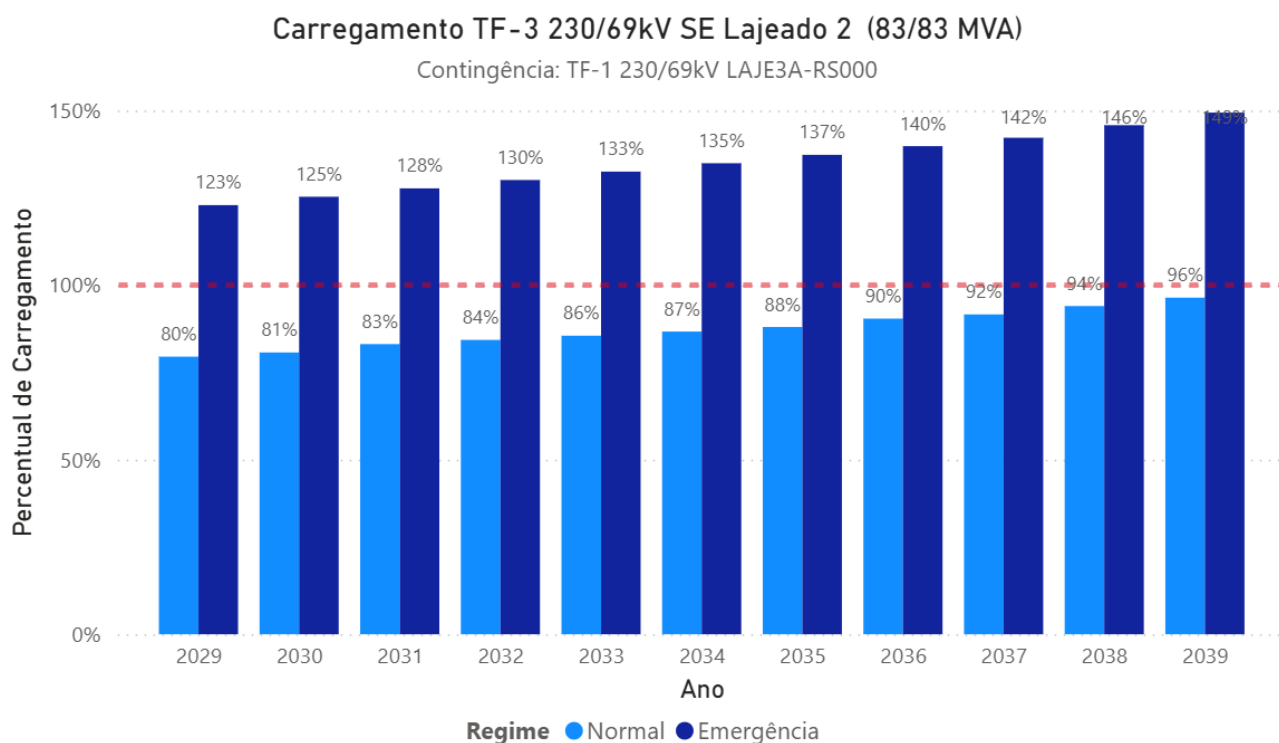


Figura 9-18 - Carregamento do TF3 230/69 kV da SE Lajeado 2, em regime normal e em contingência do TF1

Esta transformação será avaliada em estudo focado na região metropolitana do estado, com data a ser definida.

9.4.2 Demais Instalações de Transmissão

- **SE 138/23 kV Cachoeirinha 1**

A SE Cachoeirinha 1 possui um transformador 138/23 kV (15/15 MVA), que apresenta sobrecarga em regime normal no início do horizonte para os cenários de carga máxima noturna (Norte seco e úmido), conforme Figura 9-19.

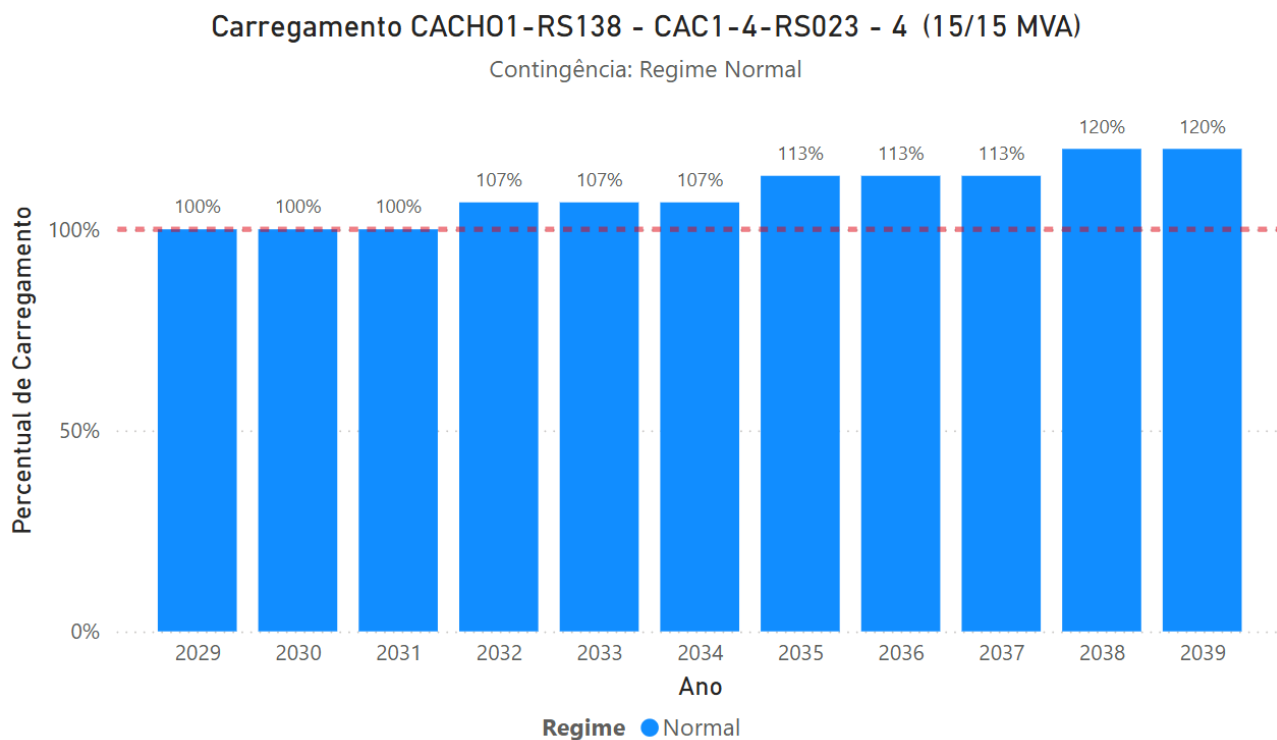


Figura 9-19 - Carregamento do TF 138/23 kV da SE Cachoeirinha 1 em regime normal

O equipamento está em final de vida útil, sendo avaliado no estudo de atendimento à região Sul do estado.

- **LT 138 kV Taquara – Três Coroas**

Considerando um cenário de máxima noturna, Norte seco, com despacho nulo nas UHEs Canastra e Bugres, A LT 138 kV Taquara – Três Coroas (97/97 MVA) apresentaria sobrecarga em regime normal de operação a partir de 2037, conforme Figura 9-20.

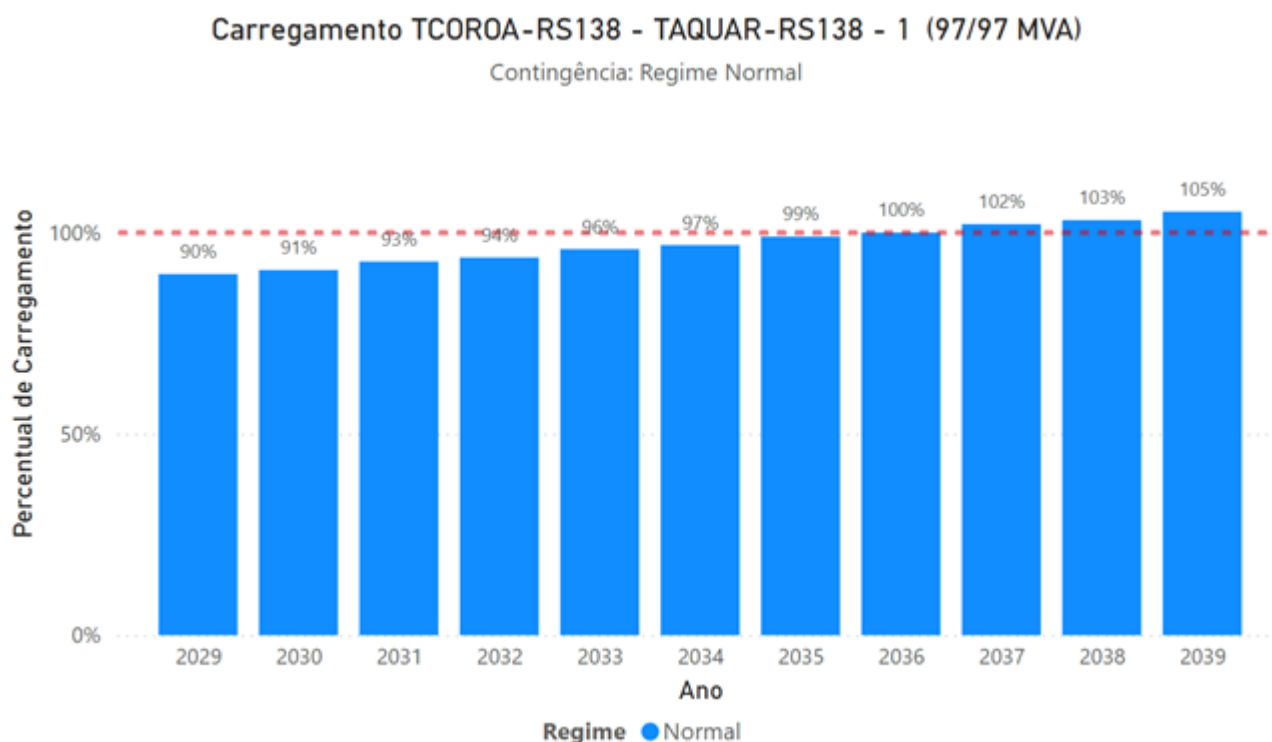


Figura 9-20 - Carregamento da LT 138 kV Taquara - Três Coroas, em regime normal de operação

A sobrecarga na DIT será avaliada em estudo da região metropolitana do estado, com data a ser definida.

9.5 Região Sul

9.5.1 Transformações de Fronteira

- SE 230/138 kV Pelotas 3

A SE Pelotas 3 possui três autotransformadores 230/138 kV (2 x 83/125 MVA e 1 x 83/100 MVA). Considerando o cenário de carga máxima noturna, Norte úmido, ocorreria sobrecarga no equipamento de menor capacidade no último ano do horizonte, conforme apresentado na Figura 9-21.

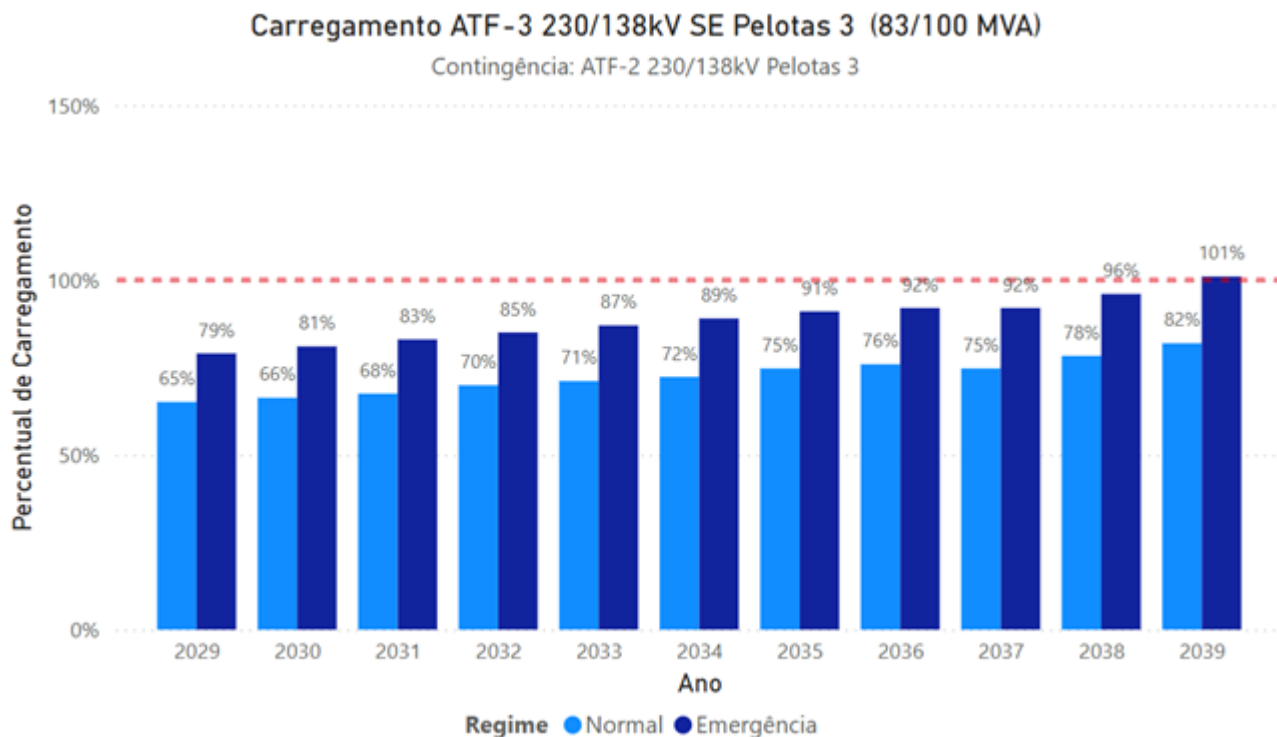


Figura 9-21 - Carregamento do ATF3 da SE Pelotas 3, em regime normal e na contingência do ATF2

A transformação de Pelotas 3 está dentro do escopo do estudo de atendimento à região Sul do estado.

- **SE 230/69 kV Bagé 2**

A SE Bagé 2 possui três transformadores 230/69 kV (1 x 50/75 MVA, 1 x 50/50 MVA e 1 x 50/60 MVA). Para os casos de carga máxima noturna (Norte seco e úmido), ocorreria sobrecarga no transformador de menor capacidade, sob contingência, a partir de 2037, conforme Figura 9-22.

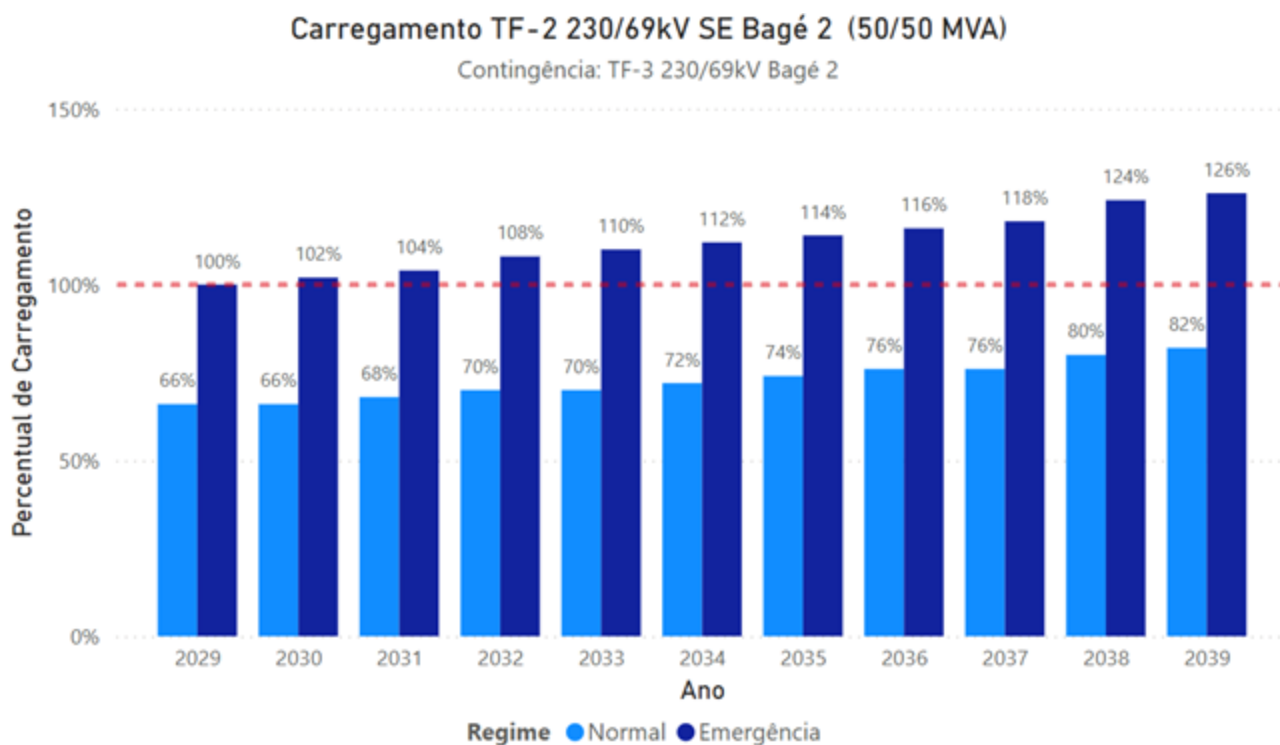


Figura 9-22 - Carregamento do TF2 230/69 kV da SE Bagé 2, em regime normal e na contingência do TF3

A transformação está dentro do escopo do estudo de atendimento à região Sul do estado.

10 ANEXOS

10.1 Anexo I – Empreendimentos Planejados

As tabelas a seguir apresentam o conjunto de empreendimentos de transmissão localizados nos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, que influenciam diretamente o desempenho elétrico de seus respectivos sistemas, e que estão representados nos casos base do Plano Decenal 2034.

10.1.1 Expansão no Estado do Mato Grosso do Sul

Tabela 10-1 – Expansão da transmissão planejada para o estado do Mato Grosso do Sul

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SE 230/138 kV Imbirussu	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/138 kV Campo Grande 2	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	Mais breve possível	2031
SE 230/138 kV Campo Grande 2	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	Mais breve possível	2035
SE 230/138 kV Campo Grande 2	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2033	2039
LT 230 kV Campo Grande 2 - Paraíso 2, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 228 km Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ (SE Campo Grande 2) Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ (SE Paraíso 2)	2037	2039
SE 230/138 kV Imbirussu	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2037	2039
LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 50 km	2037	2039
LT 230 kV Paraíso 2 - Chapadão, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 64 km	2037	2039
SE 230/138 kV Maracaju 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2037	2036
SECC LT 230 kV Dourados - Anastácio, C1, na SE Maracaju 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km	2037	2036
SE 230/138 kV Dourados 2	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2037	2033
SE 230/138 kV Rio Brilhante	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2037	2039
SE 230/138 kV Campo Grande 3	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2037	2039
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C1, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2037	2039

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km		
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C2, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2037	2039
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C3, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2037	2039

10.1.2 Expansão no Estado do Paraná

Tabela 10-2 – Expansão da transmissão planejada para o estado do Paraná

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
LT 230 kV Maringá - Sarandi, C1 e C3 (CD)	Descomissionamento da LT 230 kV Maringá - Sarandi C1 (circuito existente) Circuito Duplo 230 kV, 2 x Darien (556,5 MCM CAL 6201), 18,18 km (Reconstrução + desmonte da LT existente)	Mais breve possível	Mais breve possível
LT 230 kV Apucarana - Sarandi, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 41.52 km	Mais breve possível	2031
SE 525/230/138 kV Sarandi	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	Mais breve possível	2029
SECC LT 230 kV Medianeira Norte - Cascavel, C1, na SE Cascavel Oeste	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,1 km	Mais breve possível	2029
LT 230 kV Foz do Chopim - Cascavel Oeste, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795.0 MCM (TERN), 80 km	2033	2039
SE 525/230 kV Iguaçu	1º ATF 525/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ	2035	2030
SECC LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste, C1, na SE Iguaçu	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2035	2030
SECC LT 230 kV Foz do Iguaçu Norte - Medianeira Norte, C1, na SE Iguaçu	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 0,5 km	2035	2030
SECC LT 230 kV Foz do Iguaçu Norte - Medianeira Norte, C2, na SE Iguaçu	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 0,5 km	2035	2030
SE 525/230/138 kV Foz do Iguaçu Norte	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2035	2029
SE 230/138 kV Medianeira Norte	1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2037	2039
LT 230 kV Ponta Grossa - Canoinhas, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 900.0 MCM (RUDDY), 137 km	2031	2031
LT 230 kV Areia - Pato Branco, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 131 km	2033	2039
SE 230/138 kV Realeza Sul	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ (proveniente da SE Pato Branco)	2033	2039
SECC LT 230 kV Areia - Pato Branco, C1, na SE Palmas 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 0,5 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 0,5 km	2033	2039
SE 230/138 kV Palmas 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2033	2039
SE 230/69 kV Pilarzinho	2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	2033	2039
SE 230/69 kV D.I. São José dos Pinhais	2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	2033	2039
SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C2 (CD), na SE Joinville Norte 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2 km	2034	2034

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SE 230/138 kV Campo Mourão	Adequação do barramento 230 kV para arranjo BD4	2036	2036
SE 230/138 kV Maringá	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2036	2029
LT 230 kV Londrina - Apucarana, C2	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 46 km	2037	2039
LT 230 kV Figueira - Jaguariaíva, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1x636 MCM (T-ACSR Rook), 82,7 km	2037	2039
SE 525/230 kV Curitiba Oeste	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2037	2029
SECC LT 230 kV Campo Comprido - CIC, C1 (CD), na SE Curitiba Oeste	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 13 km Circuito Duplo 230 kV, 1 x 2500 mm² Al (subterrâneo), 1 km	2037	2029
LT 230 kV Curitiba Oeste - Barigui 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 12.9 km Circuito Duplo 230 kV, 1 x 2500 mm² Al (subterrâneo), 1.8 km	2037	2029
SE 230/13,8 kV Campo Comprido	3º TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2037	2033
SECC LT 230 kV Campo Comprido - Santa Quitéria, C1 (CD), na SE Barigui 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 0,1 km 2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD3 (GIS) MIM - 230 kV	2037	2029
SE 230/138 kV Barigui 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ 1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	2037	2029
LT 230 kV Litorânea - Posto Fiscal, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 2.7 km (trecho do ponto de secc. até a SE Litorânea)	2037	2039
SE 525/230/138 kV Litorânea	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ 1º Reator de Barra 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ 1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2037	2039
LT 525 kV Curitiba Leste - Litorânea, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 2.7 km Energização da LT Curitiba Leste - Litorânea em 525kV	2037	2039
LT 230 kV Curitiba Leste - Curitiba Sul, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 9.1 km	2037	2039
LT 230 kV Curitiba Leste - Posto Fiscal, C2 e C3 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 49 km (Energizado em 230 kV) Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 7 km	2033	2029

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
LT 230 kV Santa Mônica - Governador Parigot de Souza, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (T-ACSR Rook), 55.2 km - Recapacitação	2037	2039
LT 230 kV Governador Parigot de Souza - Posto Fiscal, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (T-ACSR Rook), 70 km - Recapacitação	2037	2039
LT 230 kV Posto Fiscal - Curitiba Leste, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (T-ACSR Rook), 61.4 km - Recapacitação	2037	2039
SE 230/138 kV Posto Fiscal	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2037	2029
SE 230/138 kV Santa Mônica	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ 1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	2037	2039
SE 525/230 kV Curitiba Leste	2º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2037	2035
SE 230/138 kV Curitiba Sul	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2037	2039
SE 230/138 kV Campo Mourão	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2037	2037
SE 230/138 kV Paranavaí Norte	2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2037	2039
SE 230/138 kV Ponta Grossa Norte	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2037	2039
SE 230/69/13,8 kV Uberaba	3° TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2037	2032
SE 230/138 kV Uberaba	2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	2037	2029
SE 230/138 kV Uberaba	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ 1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	2037	2029
SECC LT 230 kV Uberaba - Umbará, C2 (CD), na SE Curitiba Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 5.4 km	2037	2039
SE 230/13,8 kV Santa Quitéria	1º e 2º TF 230/13,8 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Subst. 2x 50 MVA)	2037	2033
SECC LT 525 kV Areia - Curitiba, C1 (CD), na SE UTE Araucária II	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 5 km 1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2037	2039

10.1.3 Expansão no Estado de Santa Catarina

Tabela 10-3 – Expansão da transmissão planejada para o estado de Santa Catarina

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SE 230/138 kV Canoinhas	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2029	2035
SE 230/138 kV Biguaçu	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 225 MVA 3Φ	2030	2031
SE 525/230/138 kV Itajaí 2	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2031	2036
LT 230 kV Ponta Grossa - Canoinhas, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 900.0 MCM (RUDDY), 137 km	2031	2031
SE 230/138 kV Santo Amaro da Imperatriz	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2033	2039
SECC LT 230 kV Palhoça - Gaspar II, C1 (CD), na SE Santo Amaro da Imperatriz	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 3 km	2033	2039
LT 230 kV Biguaçu - Santo Amaro da Imperatriz, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 24 km	2033	2039
SE 525/230/138 kV Biguaçu	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2033	2034
SE 230/138 kV Concórdia	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
LT 230 kV Campos Novos - Concórdia, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 61,8 km	2033	2037
LT 230 kV Itá - Concórdia, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 55 km	2033	2037
SECC LT 230 kV Siderópolis - Tubarão Sul, C1 (CD), na SE Siderópolis 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 7 km	2033	2039
SE 525/230 kV Siderópolis 2	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 MVar 3Φ	2034	2037
SE 230/138 kV Itajaí	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2034	2037
SE 230/138 kV Ilhota 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2034	2039
SECC LT 230 kV Blumenau - Itajaí, C1 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 5 km	2034	2039
SECC LT 230 kV Blumenau - Itajaí, C2 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km	2034	2039
SECC LT 138 kV Ilhota - Itajaí, C1 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477.0 MCM (HAWK), 0.35 km	2034	2039
SECC LT 138 kV Ilhota - Itajaí, C2 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 0,35 km	2034	2039
SE 230/138/69 kV Joinville	2º TF 138/69 kV, 1 x 66 MVA 3Φ	2036	2039
SE 230/138 kV Rio do Sul	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2037	2039
SE 230/138 kV Rio do Sul	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2037	2039
SE 525/230/138 kV Joinville Sul	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2037	2039

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SE 230/138 kV Jaraguá do Sul	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2037	2039
SE 525/230/138 kV Itajaí 2	3° ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2037	2039
SE 230/138 kV Chapecoense	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2037	2039
SE 230/138 kV Tubarão Sul	3° TF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2037	2039
SE 230/138 kV Pinhalzinho 2	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2037	2035
LT 230 kV Xanxerê - Pinhalzinho 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 64,7 km	2037	2039
SE 230/138 kV Indaial	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2037	2039
LT 230 kV Gaspar 2 - Indaial, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 57 km	2037	2039
SE 230/138 kV Joinville Norte 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2037	2039
SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C1 e C2 (CD), na SE Joinville Norte 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2 km	2037	2039
SE 230/138 kV Descanso	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2037	2039
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Pinhalzinho 2, C1 e C2 (CD), na SE Descanso	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 47 km	2037	2039
SE 230/138 kV Videira	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2037	2039
SE 230/138 kV Videira Sul	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2037	2039
SECC LT 230 kV Campos Novos - Videira, C2 (CD), na SE Videira Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,4 km	2037	2039
SECC LT 230 kV Campos Novos - Videira, C1 (CD), na SE Videira Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 4,4 km	2037	2039

10.1.4 Expansão no Estado do Rio Grande do Sul

Tabela 10-4 – Expansão da transmissão planejada para o estado do Rio Grande do Sul

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SE 525/138 kV Erechim	1° e 2° ATF 525/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ 1° Reator de Barra 525 kV, (3+1R) x 30 Mvar 1Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SECC LT 525 kV Itá - Caixas Norte, C1, na SE Erechim	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km	Mais breve possível	Mais breve possível
SECC LT 138 kV Erechim 1 - Erechim 2, C1, na SE Erechim	Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km	Mais breve possível	Mais breve possível
SECC LT 138 kV Erechim 2 - Tapejara, C1, na SE Erechim	Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 2 km	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/69 kV Boa Vista do Buricá 2	1° e 2° TF 230/69 kV, (6+1R) x 33,33 MVA 1Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SECC LT 230 kV Guarita - Santa Rosa, C1 (CD), na SE Boa Vista do Buricá 2	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 9,5 km	Mais breve possível	Mais breve possível
SECC LT 69 kV Campo Novo - Boa Vista do Buricá, C1 e C2 (CD), na SE Boa Vista do Buricá 2	Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km Circuito Duplo 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/138 kV São Sebastião do Caí 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/138 kV Ivoti 2	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
LT 230 kV Caxias - São Sebastião do Caí 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 43,7 km	Mais breve possível	Mais breve possível
LT 230 kV Ivoti 2 - São Sebastião do Caí 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 20,9 km	Mais breve possível	Mais breve possível
SECC LT 230 kV Caxias - Campo Bom, C1 (CD), na SE Ivoti 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,1 km	Mais breve possível	Mais breve possível
SECC LT 230 kV Caxias - Campo Bom, C2 (CD), na SE Ivoti 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,1 km	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/69/13,8 kV Caxias do Sul 5	3° TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ Desmantelamento do Pátio de 69kV	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/69 kV Caxias do Sul 2	2° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/69 kV Charqueadas	Desmantelamento do setor de 69 kV e do TF 230/69 kV de 88 MVA (exceto o setor que atende ao consumidor livre GERDAU)	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/138 kV Vila Maria	3° TF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2029	2039
SE 230/69/13,8 kV Caxias 6	3° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2029	2039
LT 230 kV Gravataí 3 - Gravataí 2, C1	Recapacitação - Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 13,5 km	2031	2031
SE 230/138/69 kV Quinta	3° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2034	2039
SE 230/69 kV Porto Alegre 19	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2034	2033

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Porto Alegre 8, C1 (CD), na SE Porto Alegre 19	Circuito Duplo 230 kV, 1x2500mm ² Al, 5,25 km (trecho PAL19 - PAL8) + 1x1200mm ² Al, 5,25 km (trecho PAL19 - Gravataí 2) (subterrâneo)	2034	2033
LT 230 kV Porto Alegre 19 - Viamão 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 1x1600mm ² Al, 5,3 km (subterrâneo)	2034	2033
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2037	2039
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2037	2039
SECC LT 230 kV Lajeado Grande - Forquilha, C1, na SE Lajeado Grande 2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2037	2039
LT 230 kV Caxias - Scharlau 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 54,8 km	2037	2039
LT 230 kV Farroupilha - Ivoti 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,8 km	2037	2039
LT 525 kV Itá - Guaíba 3, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 36,18 km Reator de Linha Fixo 525 kV, 1 x 50 Mvar 1Φ (reserva) // SE Itá Desmantelamento do trecho entre o ponto de seccionamento e a SE Nova Santa Rita	2037	2039
LT 525 kV Guaíba 3 - Nova Santa Rita, C3	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 39,79 km	2037	2039
SE 525/230/69 kV Porto Alegre Sul	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ 1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2037	2039
SE 525/230/69 kV Porto Alegre Sul	3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ 1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2037	2039
LT 525 kV Porto Alegre Sul - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 82,57 km	2037	2039
LT 525 kV Porto Alegre Sul - Abdon Batista 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 393.46 km 1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 60 MVar 1Φ // SE Porto Alegre Sul 1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 60 MVar 1Φ // SE Abdon Batista 2	2037	2039
LT 230 kV Porto Alegre Sul - Porto Alegre 4, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 7,5 km Circuito Duplo 230 kV, 1x2000mm ² Al, 7,2 km (subterrâneo)	2037	2039
LT 230 kV Porto Alegre Sul - Restinga, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 3,55 km	2037	2039

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SECC LT 230 kV Porto Alegre 13 - Porto Alegre 6, C1 (CD), na SE Porto Alegre Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3,86 km Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1.5 km (compacta)	2037	2039
SECC LT 230 kV Porto Alegre 4 - Porto Alegre 6, C1 (CD), na SE Porto Alegre Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 8,2 km (aéreo) Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 1 km (compacta)	2037	2039
SE 230/69 kV Porto Alegre 21	1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2037	2039
SECC LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4, C1 (CD), na SE Porto Alegre 21	Circuito Duplo 230 kV, 1x1400mm ² Al, 1,31 km (subterrâneo)	2037	2039
SECC LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 1, C1 (CD), na SE Porto Alegre 21	Circuito Duplo 230 kV, 1x1400mm ² Al, 0,5 km (subterrâneo)	2037	2039
SE 230/69 kV Porto Alegre 4	1°, 2° e 3° TF 230/69 kV, 3 x 100 MVA 3Φ	2037	2039
SE 230/13,8 kV Porto Alegre 13	3° TF 230/13,8 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2037	2038
SE 230/69 kV Viamão 3	1° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ	2037	2039
SE 230/138 kV Presidente Médici	2° ATF 230/138 kV, 3 x 38,33 MVA 1Φ	2037	2039
SE 230/69 kV Alegrete 2	3° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2037	2039
SE 230/69 kV Nova Petrópolis 2	3° TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2037	2039
SE 230/69 kV Caxias do Sul 2	3° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2037	2039
SE 230/69 kV Vinhedos	3° ATF 230/69 kV, 1 x 165 MVA 3Φ	2037	2039
SE 230/69 kV Ijuí 2	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2037	2039
SE 230/138 kV São Sebastião do Caí 2	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2037	2039
SE 525/230 kV Gravataí	4º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2037	2039
SE 230/69 kV Gravataí 3	3° ATF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2037	2039
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Cidade Industrial, C2 (CD), na SE Canoas 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 715.5 MCM (STARLING), 2.5 km	2037	2039

11 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, “Base de dados de fluxo de potência - PDE 2034,” [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*.
- [4] EPE, “EPE-DEE-RE-069/2015-rev0 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Mato Grosso do Sul,” 2015.
- [5] EPE, “EPE-DEE-RE-001/2019-rev0 – Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Mato Grosso do Sul: Região de Naviraí,” 2019.
- [6] EPE, “EPE-DEE-NT-040-2025-rev0 (Estudo de confiabilidade para a região de Foz do Iguaçu - PR),” 2025.
- [7] EPE, “EPE-DEE-RE-068/2020-rev0 – Atendimento às Regiões Sul e Extremo Sul de Santa Catarina,” 2020.
- [8] EPE, “EPE-DEE-RE-038/2023-rev0 - Atendimento à região Noroeste do Rio Grande do Sul,” 2023.
- [9] EPE, “EPE-DEE-NT-065/2024-rev0 - Adequações - Subestação Santa Marta,” 2024.
- [10] EPE, “EPE-DEE-RE-056/2017-rev0 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul: Região Serrana,” 2017.