



Empresa de Pesquisa Energética

# 3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Centro-Oeste

Acre | Rondônia | Mato Grosso | Goiás | Distrito Federal

---

**Superintendência de Transmissão de Energia**

05 de abril de 2023

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



## 3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Centro-Oeste

### 1. Estudos Finalizados

### 2. Diagnóstico Regional - PDE2032

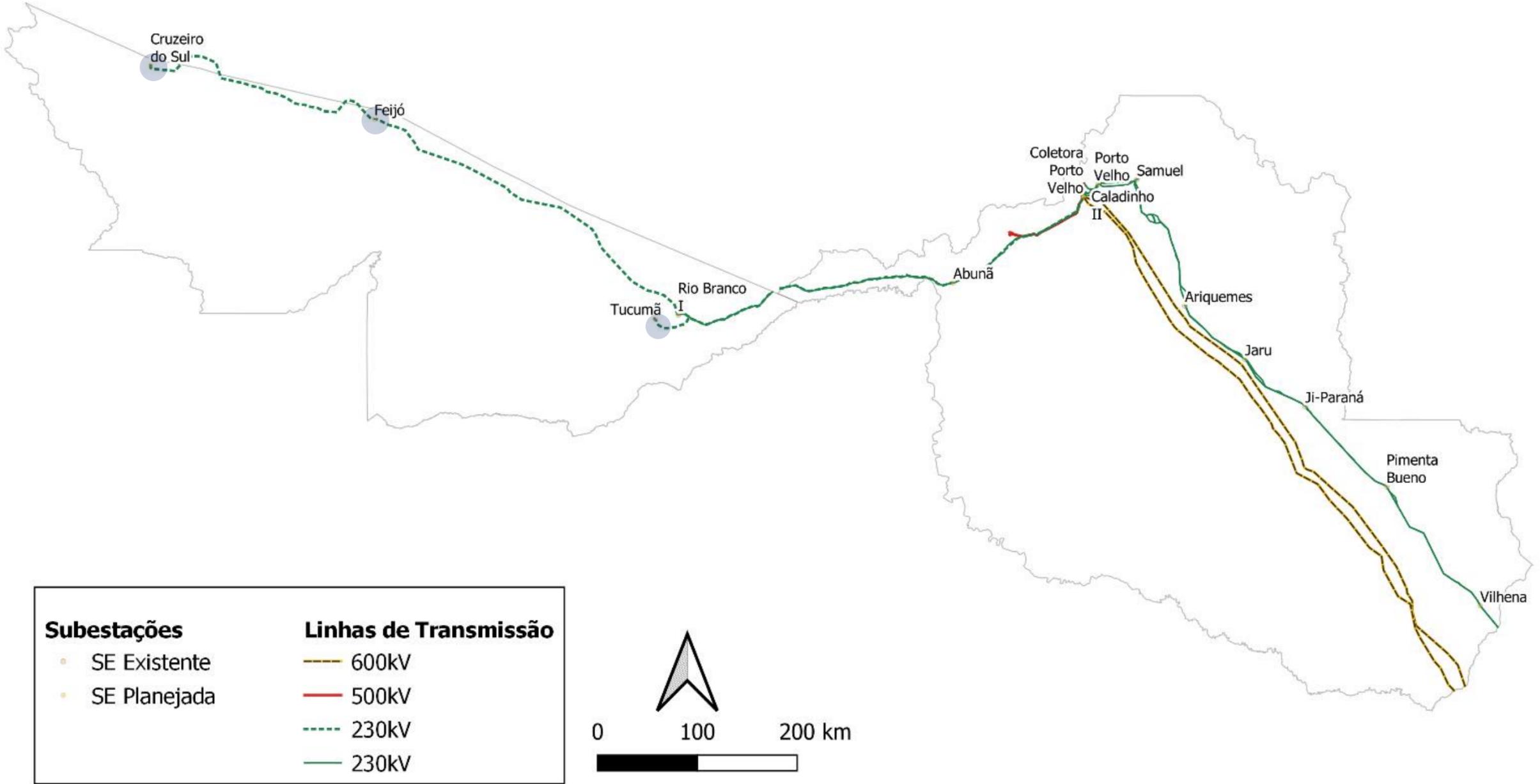
- Cenários Analisados
- Dados de Carga
- Pontos de Destaque

### 1. Estudos em Andamento

### 2. Programação de Estudos 2023

### 3. Assuntos Gerais

# Estado do Acre



## Nota Técnica 103/2021



Reforços para controle de tensão

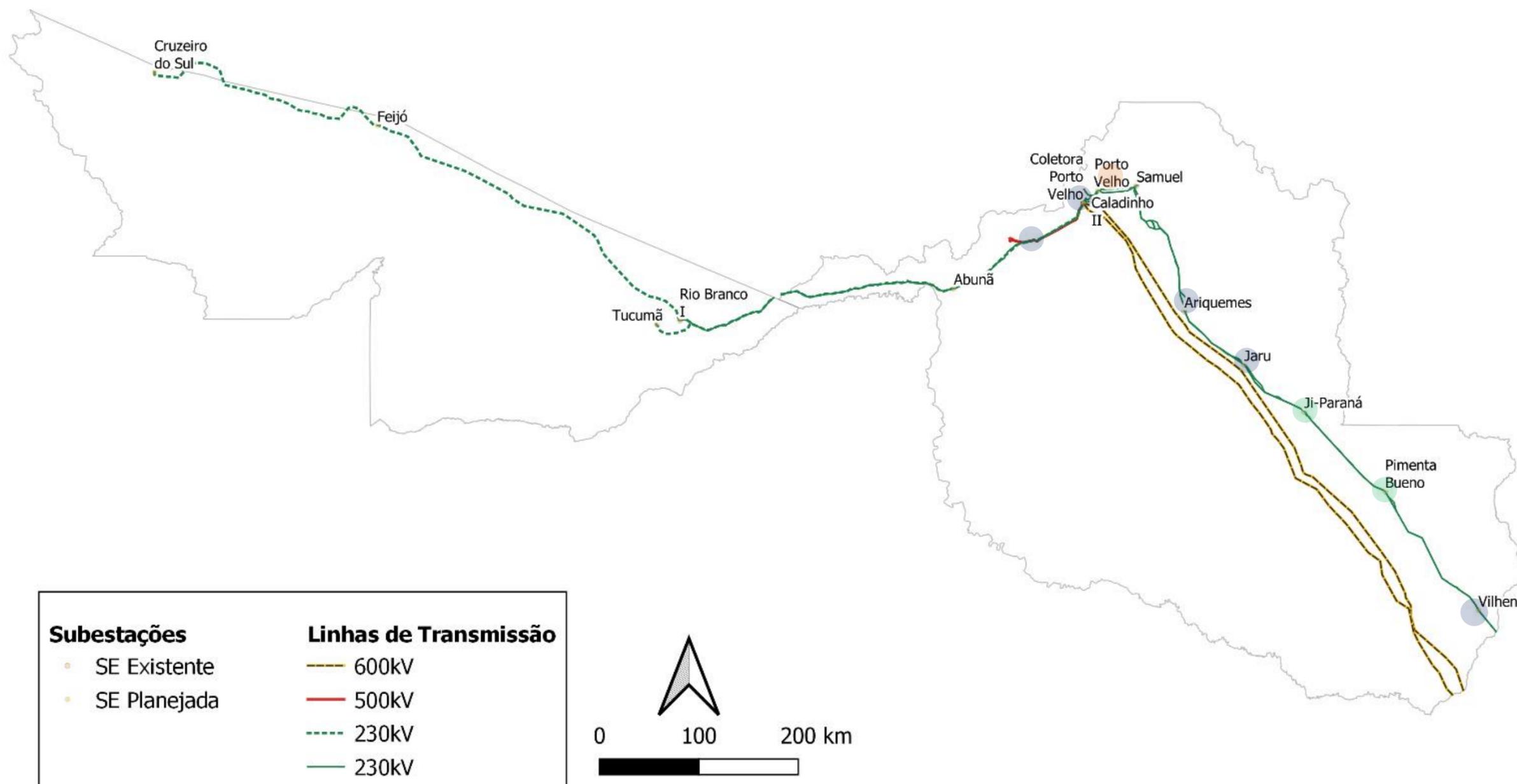
- Tucumã
- Feijó
- Cruzeiro do Sul

## Outros estudos



- Integração de sistemas isolados
- Atendimento a Rio Branco

# Estado de Rondônia



## Nota Técnica 062/2022



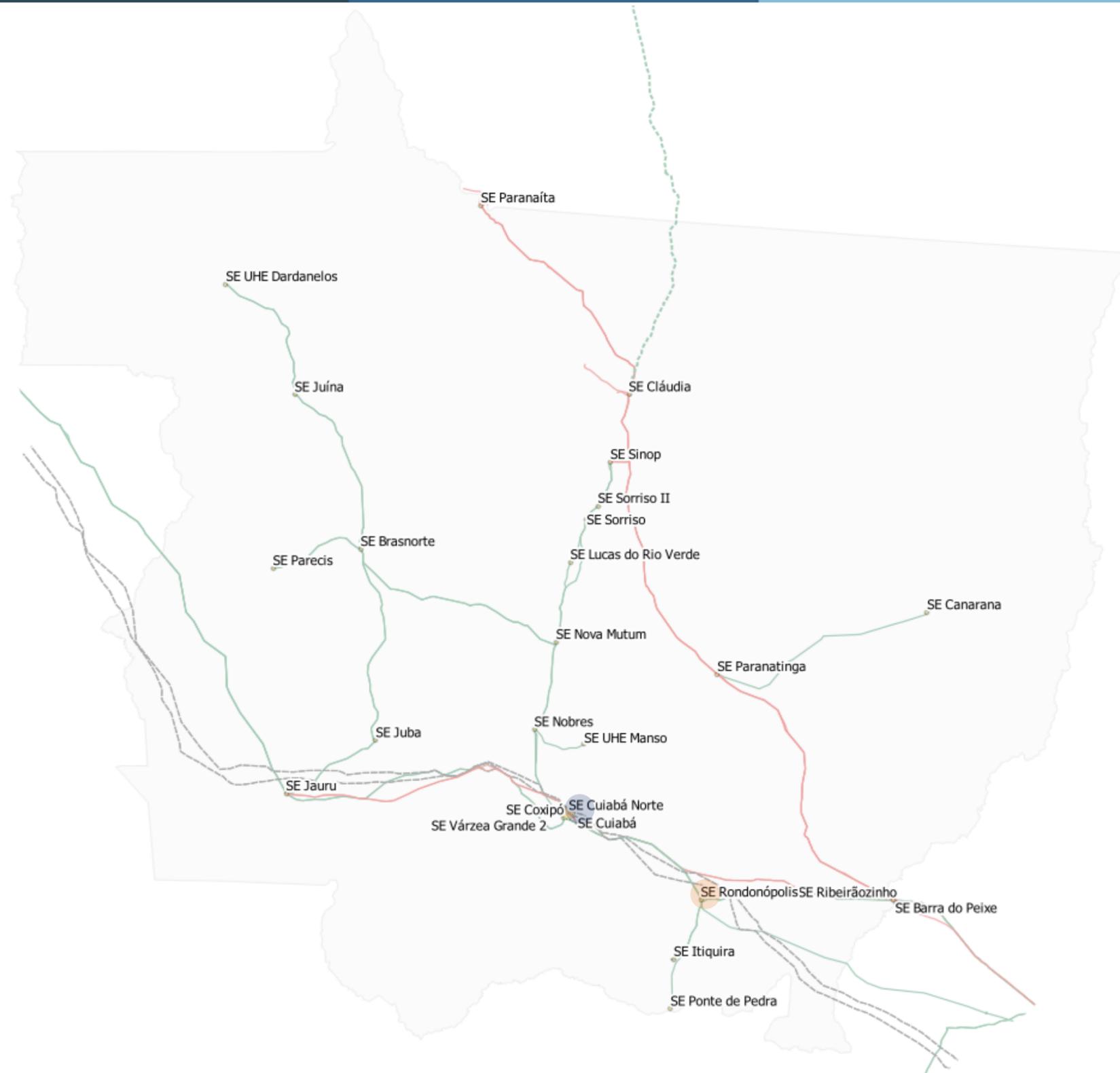
- Vilhena
- Jarú
- Ariquemes
- Coletora Porto Velho
- Nova Mutum Paraná (*tap*)

## Nota Técnica 116/2021



- Ji-Paraná
- Pimenta Bueno

# Estado do Mato Grosso



## Nova SE Cuiabá Norte

Novo ponto de fronteira para atendimento à capital



## Rondonópolis

Previsão de carga e consolidação das obras já indicadas referencialmente



# Estado de Goiás

## Avaliação SE Luziânia



3° Transformador 500/138kV devido à expansão da geração e modificação da topologia local

## Modularização da SE Xavantes

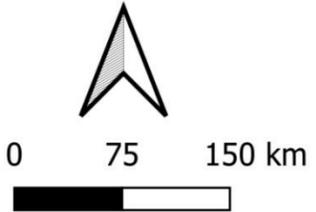
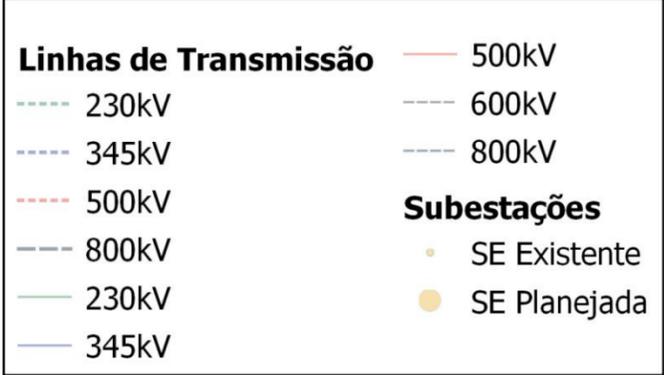
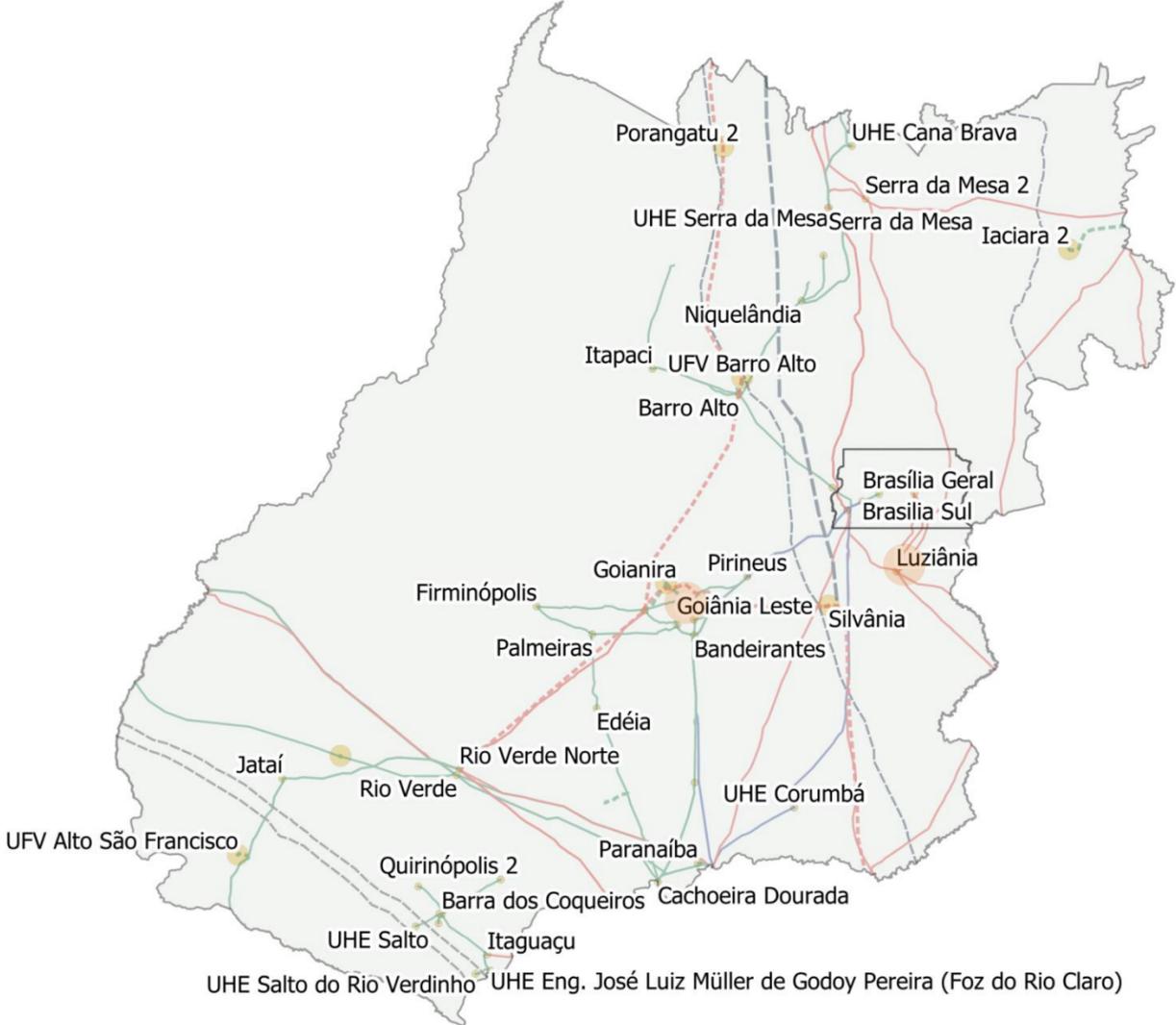


Alteração da potência dos transformadores em final de vida útil física da subestação

## Interligações Regionais



Bipolo 800 kV Graça Aranha – Silvânia e reforços associados



## **3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Centro-Oeste**

### 1. Estudos Finalizados

### 2. Diagnóstico Regional - PDE2032

- **Cenários Analisados**
- **Dados de Carga**
- **Pontos de Destaque**

### 3. Estudos em Andamento

### 4. Programação de Estudos 2023

### 5. Assuntos Gerais

# Cenários Analisados

---

Para avaliar as particularidades do atendimento às UFs do Acre, Rondônia e Mato Grosso foram preparados **dois** cenários base.

Situações operativas de avaliadas:

## Acre/Rondônia/Mato Grosso

- Leve Norte Úmido (LNU) – Hidráulicas (UHE e PCH) do MT e RO no máximo – exportação líquida
- Média Norte Seco (MNS) - Hidráulicas (UHE e PCH) do MT e RO no mínimo – importação líquida do Sudeste

Horizonte 2026 – 2037

# Cenário 1 – Norte Seco – Carga Média

## Máxima importação do subsistema AC-RO-MT

O cenário tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período seco da região Norte e das bacias hidrográficas que compõem a maior parte dos estados de Mato Grosso, Acre e Rondônia.

O período de carga selecionado foi o de carga média, que é o patamar de maior valor para todas as unidades federativas da região. Nessas circunstâncias a geração local é baixa, com consequente importação líquida de potência da região Sudeste.

Num recorte mais regional, objetiva-se também simular os altos carregamentos nas transformações de fronteira, no sentido da Rede Básica para a distribuição, como efeito da carga alta e da baixa geração das PCH e CGH conectadas nos sistemas distribuidores locais.

As seguintes definições se referem aos fluxos representativos das condições de análise, e se aplicam aos slides seguintes:

<b>RMT</b>	Fluxos Rio Verde Norte - Ribeirãozinho 500 kV e Rio Verde - Barra do Peixe 230 kV
<b>FRBRVN</b>	Fluxo chegando em Ribeirãozinho de Rio Verde Norte 500 kV
<b>F230</b>	Fluxos Ribeirãozinho e Cuiabá 500/230 kV
<b>FJAURU</b>	Fluxos Jauru 230/500 kV, Jauru - N V Grande 230 kV e Jauru - Juba 230 kV
<b>RACRO</b>	Fluxo Jauru - Vilhena 230 kV
<b>FACRO</b>	Fluxo Vilhena - Jauru 230 kV
<b>FSMAQ</b>	Fluxo Samuel - Ariquemes 230 kV

# Cenário 1 – Norte Seco – Carga Média

## Máxima importação do subsistema AC-RO-MT

Valores percentuais de geração para cada uma das bacias hidrográficas da região:

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Teles Pires/Juruena	16	28
Madeira	20	25
Paraguai	17	30
Amazonas	20	40 a 50

## Valores de Fluxos Representativos das Condições de Análise:

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
RMT	1.787	1.952	2.142	2.289	2.371	2.499	2.554	2.757	2.838	3.055	3.142	3.368
FRBRVN	-1.446	-1.581	-1.742	-1.859	-1.931	-2.017	-2.057	-2.203	-2.263	-2.443	-2.508	-2.725
F230	493	524	566	599	542	551	556	581	596	637	667	725
FJAURU	-730	-786	-856	-886	-874	-886	-828	-898	-841	-913	-865	-928
RACRO	730	786	856	886	874	886	828	898	841	913	865	928
FACRO	-690	-739	-800	-836	-816	-827	-776	-836	-787	-848	-804	-863
FSMAQ	-182	-205	-240	-253	-227	-215	-151	-182	-120	-155	-96	-133
BTB												
Madeira	400	400	400	400	500	500	600	600	700	700	800	800

# Cenário 2 – Norte Úmido – Carga Leve

## Máxima exportação do subsistema AC-RO-MT

Este cenário tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período úmido da região Norte e das bacias hidrográficas que compõem a maior parte dos estados de Mato Grosso, Acre e Rondônia.

O período de carga selecionado foi o de carga leve, no qual a região tem a menor capacidade de absorver o excesso de geração das UHE, PCH e CGH, e no qual se verifica uma exportação líquida de potência para a região Sudeste.

Num recorte mais regional, objetiva-se também verificar os valores dos carregamentos nas transformações de fronteira, no sentido da distribuição para a Rede Básica, como efeito da eventual sobre oferta das PCH e CGH conectadas nos sistemas distribuidores locais.

<b>RMT</b>	Fluxos Rio Verde Norte - Ribeirãozinho 500 kV e Rio Verde - Barra do Peixe 230 kV
<b>FRBRVN</b>	Fluxo chegando em Ribeirãozinho de Rio Verde Norte 500 kV
<b>F230</b>	Fluxos Ribeirãozinho e Cuiabá 500/230 kV
<b>FJAURU</b>	Fluxos Jauru 230/500 kV, Jauru - N V Grande 230 kV e Jauru - Juba 230 kV
<b>RACRO</b>	Fluxo Jauru - Vilhena 230 kV
<b>FACRO</b>	Fluxo Vilhena - Jauru 230 kV
<b>FSMAQ</b>	Fluxo Samuel - Ariquemes 230 kV

# Cenário 2 – Norte Úmido – Carga Leve

## Máxima importação do subsistema AC-RO-MT

Valores percentuais de geração para cada uma das bacias hidrográficas da região:

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Teles Pires/Juruena	95	90
Madeira	95	90
Paraguai	95	70
Amazonas	16 a 75	35 a 45
Tocantins-Araguaia	95	90

## Valores de Fluxos Representativos das Condições de Análise:

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
RMT	-4166	-4099	-4020	-3970	-3905	-3840	-3768	-3696	-3627	-3540	-3439	-3378
FRBRVN	3694	3628	3569	3522	3467	3410	3347	3284	3232	3151	3062	3016
F230	102	123	123	131	125	150	166	167	169	190	210	210
FJAURU	632	618	608	594	579	565	553	537	522	506	491	474
RACRO	-632	-618	-608	-594	-579	-565	-553	-537	-522	-506	-491	-474
FACRO	670	654	642	627	611	595	581	563	547	530	512	495
FSMAQ	894	885	877	867	858	848	838	827	816	805	794	783
BTB Madeira	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560

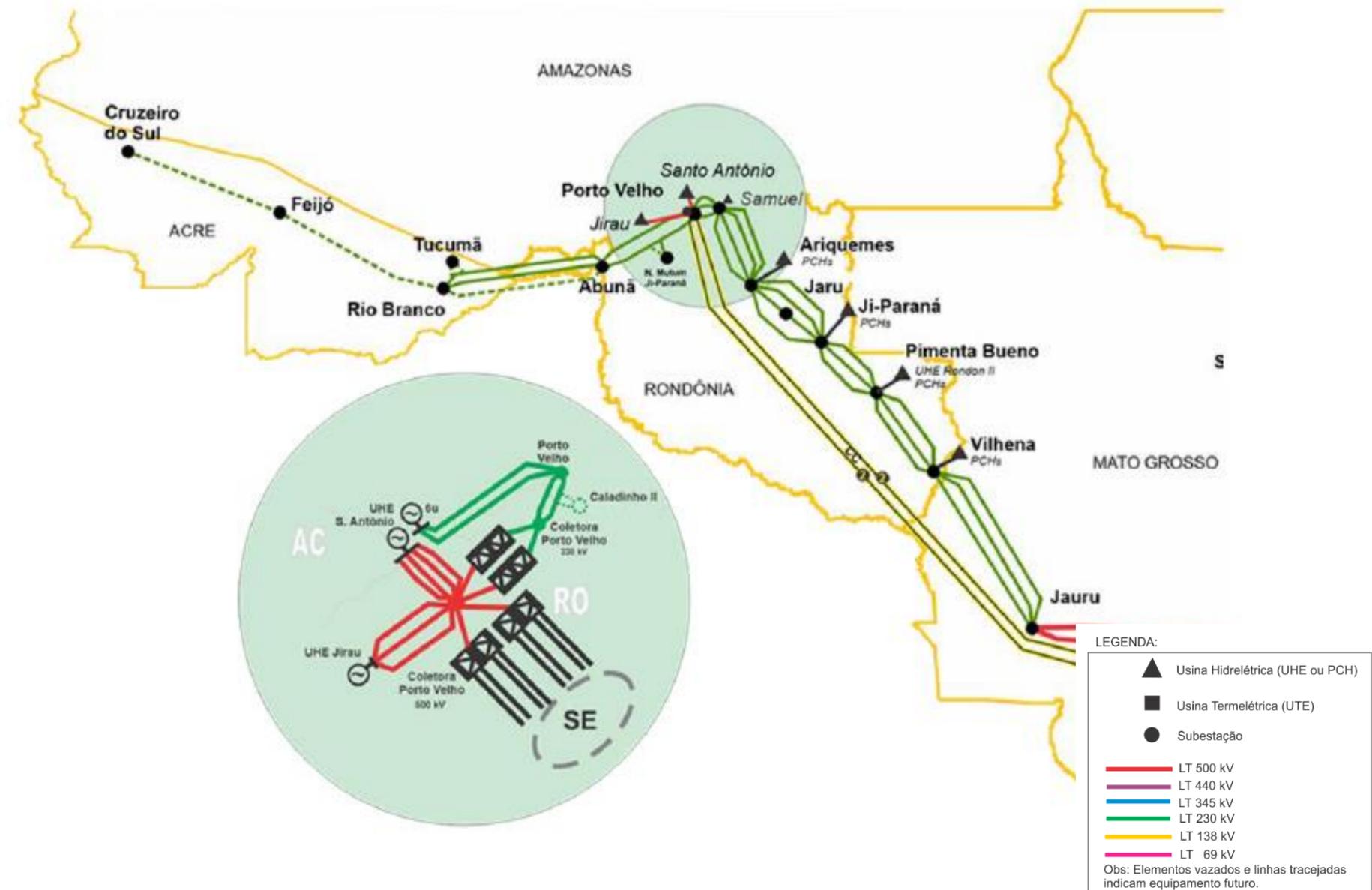
# Destques na Topologia Analisada – Acre

SE 230/69 kV Tucumã em 2026

SECC LT 230 kV Abunã - Rio Branco, C2 (CD), na SE Tucumã, em 2026

LT 230 kV Abunã - Rio Branco, C3, em 2026

Sistema em 230 kV para Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó



# Destques na Topologia Analisada – Rondônia

SE Caladinho II 230/69 kV, em 2026

3° TF 230/69 kV, 1 x 60 MVA 3Φ na SE Vilhena  
3° TF 230/138 kV, 1 x 55 MVA 3Φ na SE Pimenta Bueno, em 2025

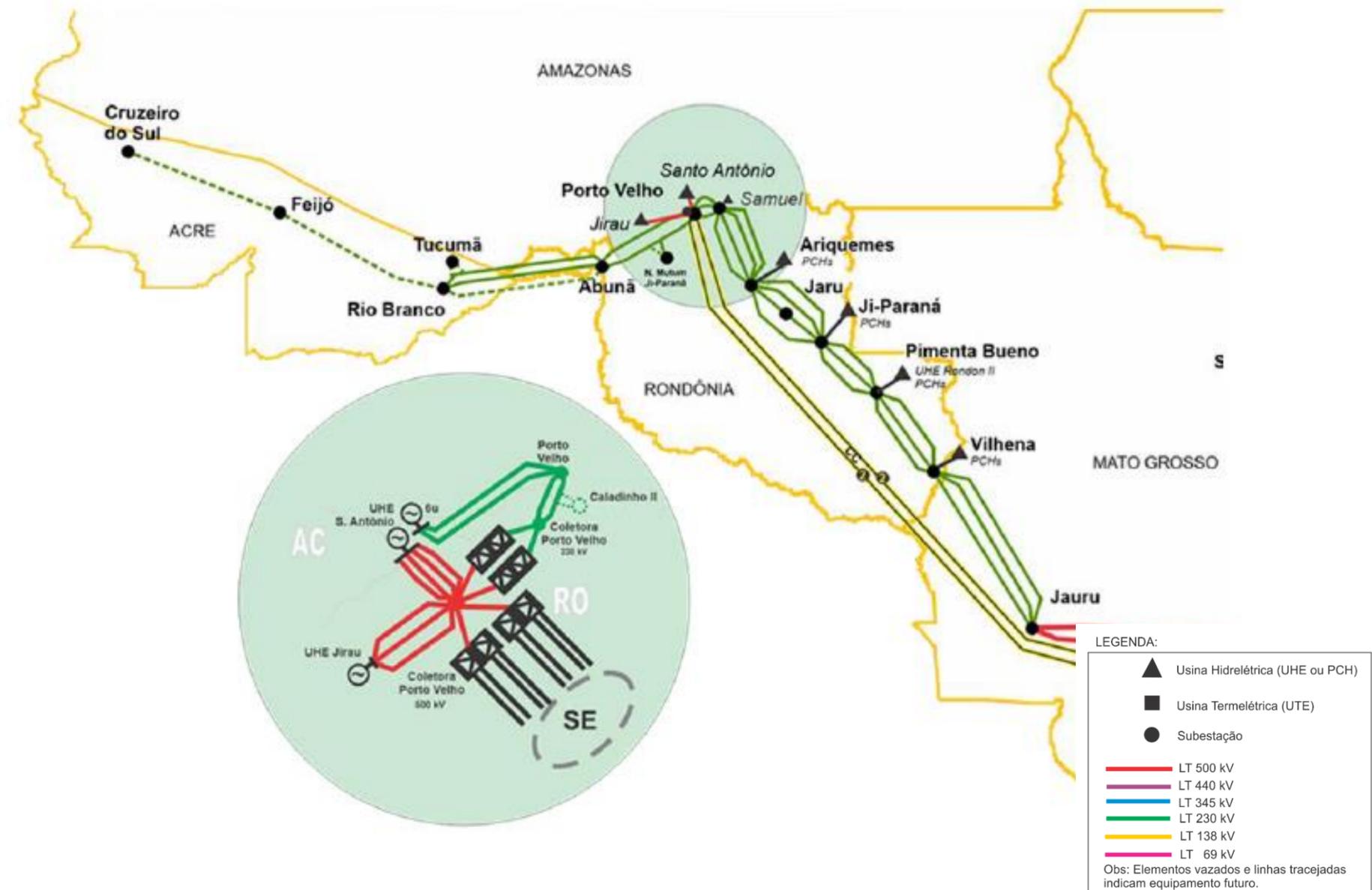
1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ na Ji-Paraná, (substituição de 2 TR de 60 MVA), em 2025

1° TF 138/69 kV, 1 x 50 MVA 3Φ na SE Jaru 230/138/69 kV, em 2025

LT 230 kV Porto Velho - Abunã, C3, em 2028

LD 69 kV Coletora Porto Velho – Jacy-Paraná, C1 e desativação da SE Nova Mutum Provisória

LD 138 kV Pimenta Bueno – Cacoal, C1



# Destques na Topologia Analisada – Mato Grosso

SE 500/138 kV Cuiabá Norte,  
seccionando a LT 500 kV Jauru –  
Cuiabá, C2, em 2026

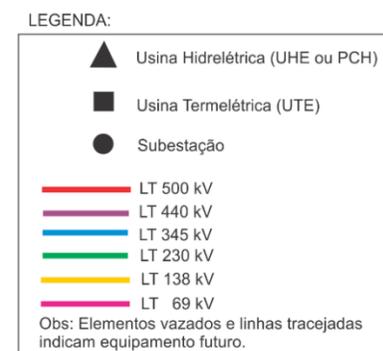
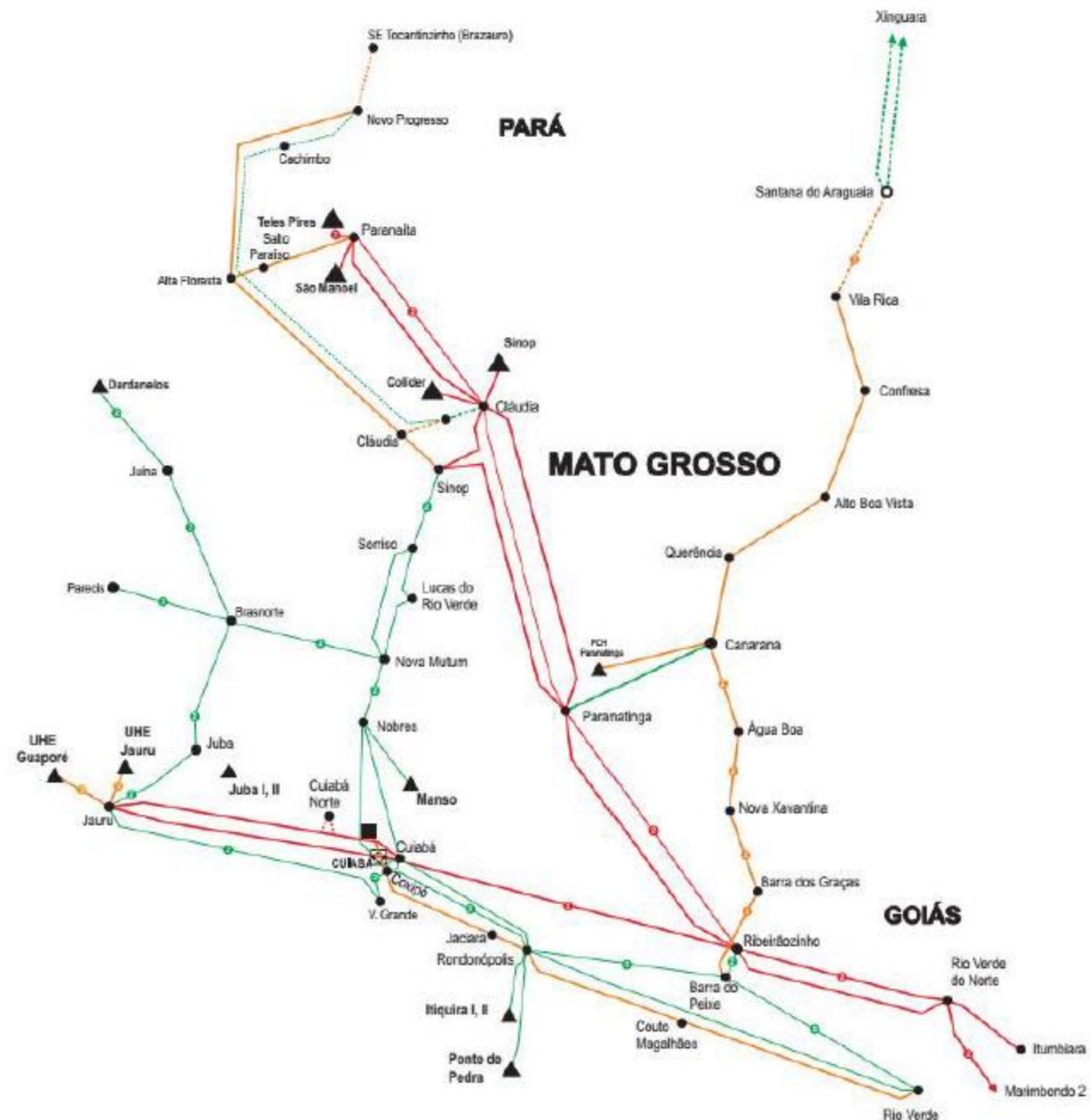
SE 500/230/138 kV Cláudia, em 2027

Segundo Seccionamento da LT 500 kV  
Jauru – Cuiabá, C1, em Cuiabá Norte,  
em 2030

Substituição de 2 Transformadores em  
Rondonópolis 230/138 kV 100 MVA  
por fim devida útil – Nova Capacidade  
150 MVA (em outorga)

Terceiro Transformador Nobres  
230/138 kV, 100 MVA, em 2027

Quarto Transformador Sorriso 230/69,  
60 MVA, em 2026 (em outorga)



# Dados de Carga – Acre

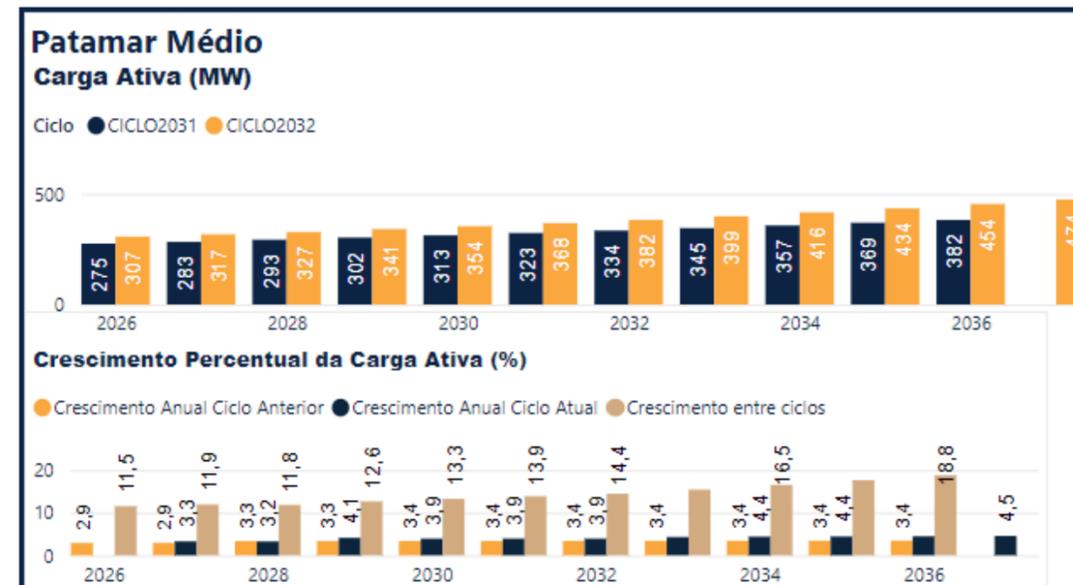
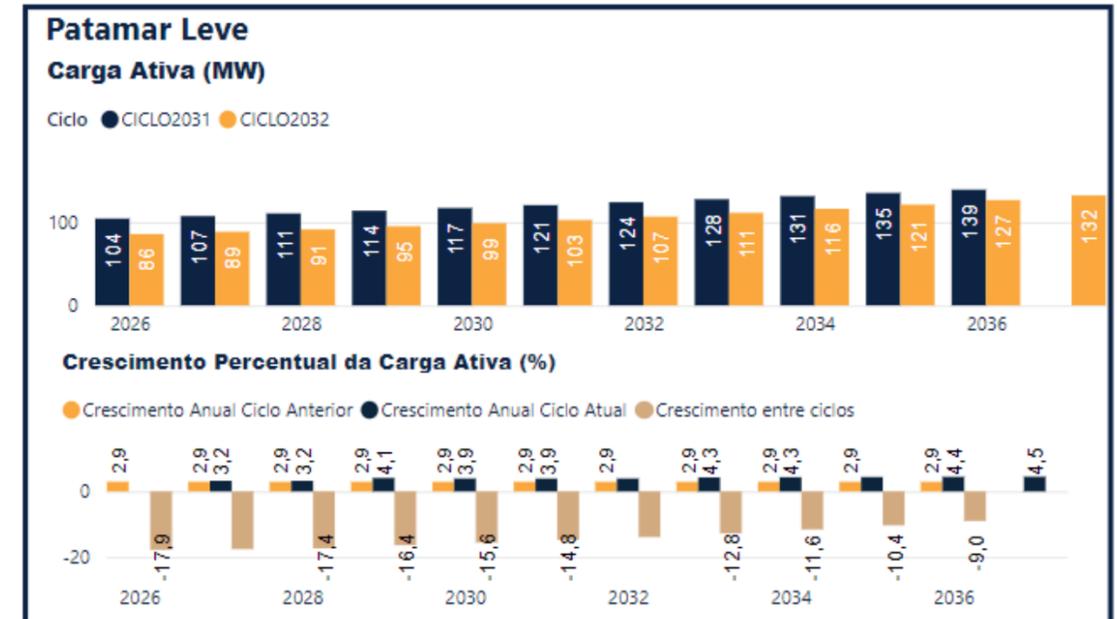
Acentuada redução nas projeções de demanda no patamar de carga leve (18% no ano inicial e redução progressiva da taxa até 9% em 2036)

No patamar de carga média verificou-se crescimento de 12 a 20% em todos os anos da análise

No patamar de carga pesada o crescimento variou de 3 a 17%, com um crescimento bastante significativo a partir de 2033, ano em que a taxa passa de um valor próximo a 4% para cerca de 9%.



Estado (AC)



# Dados de Carga – Acre

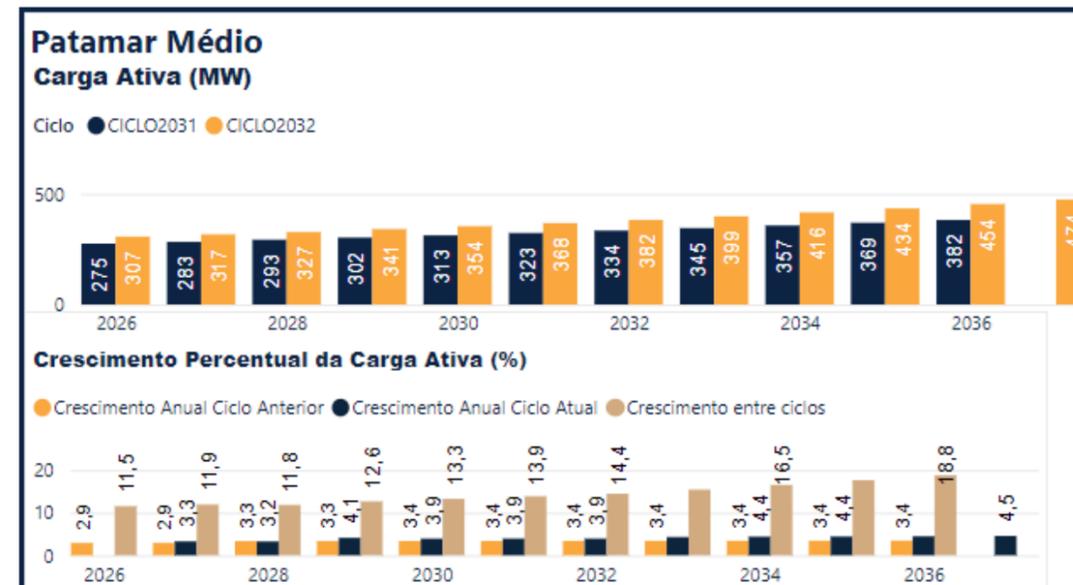
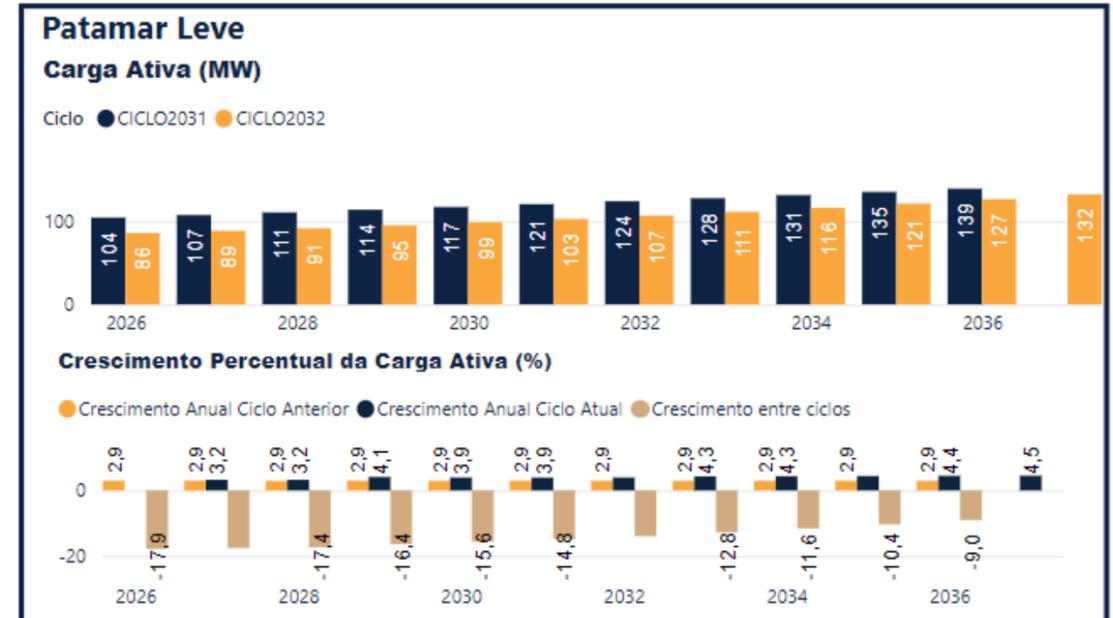
Acentuada redução nas projeções de demanda no patamar de carga leve (18% no ano inicial e redução progressiva da taxa até 9% em 2036)

No patamar de carga média verificou-se crescimento de 12 a 20% em todos os anos da análise

No patamar de carga pesada o crescimento variou de 3 a 17%, com um crescimento bastante significativo a partir de 2033, ano em que a taxa passa de um valor próximo a 4% para cerca de 9%.



Estado (AC)

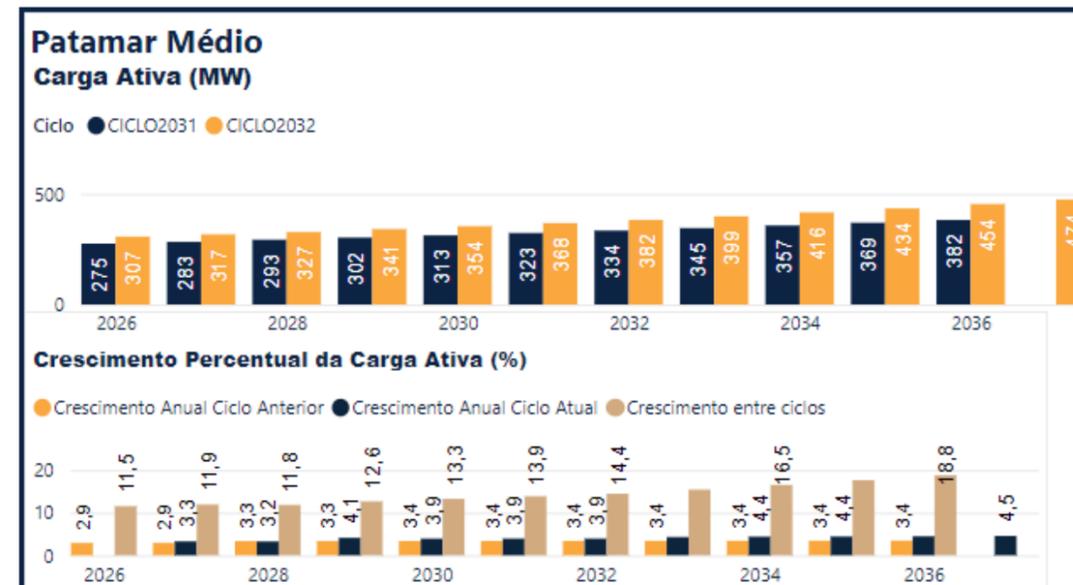
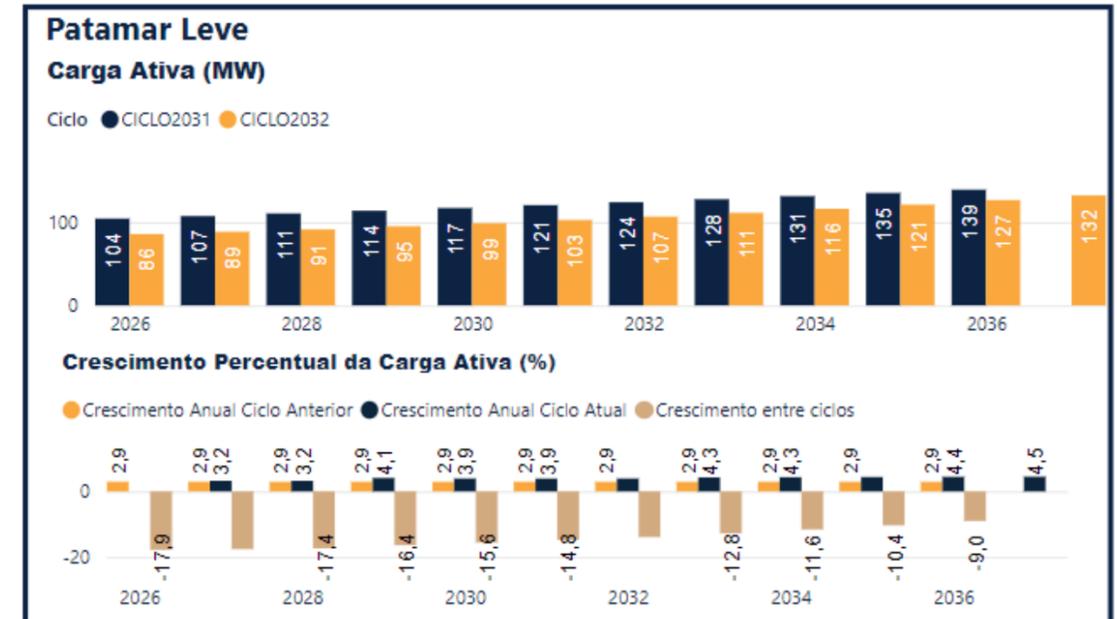


# Dados de Carga – Acre

Acentuada redução nas projeções de demanda no patamar de carga leve (18% no ano inicial e redução progressiva da taxa até 9% em 2036)

No patamar de carga média verificou-se crescimento de 12 a 20% em todos os anos da análise

No patamar de carga pesada o crescimento variou de 3 a 17%, com um crescimento bastante significativo a partir de 2033, ano em que a taxa passa de um valor próximo a 4% para cerca de 9%.

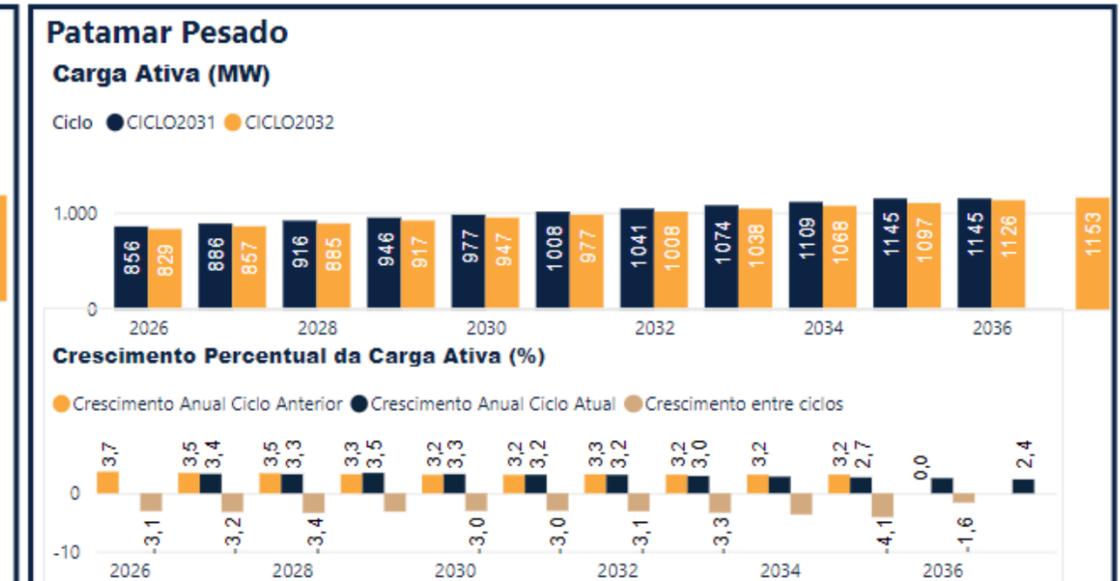
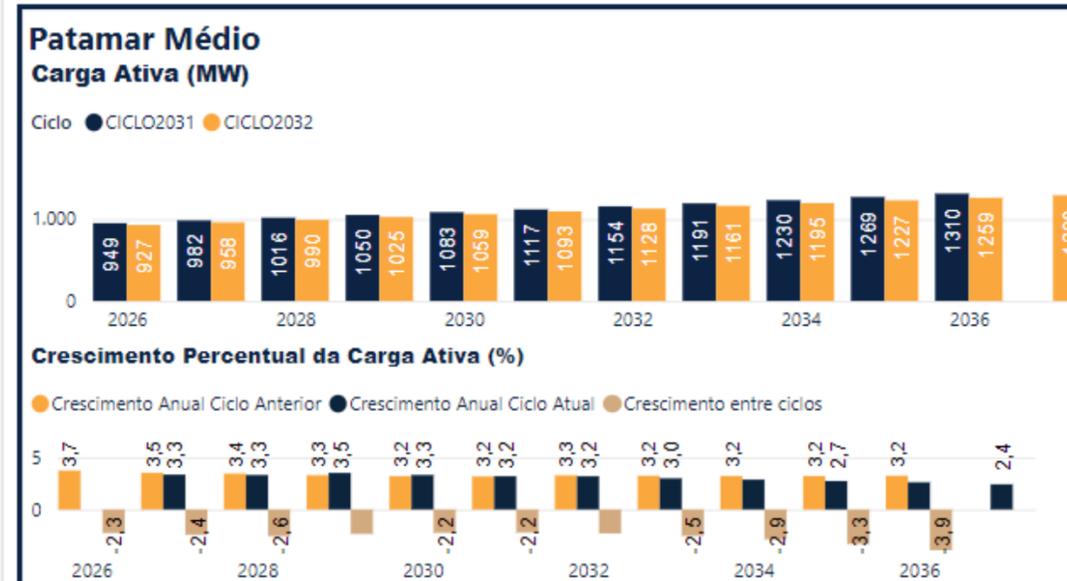
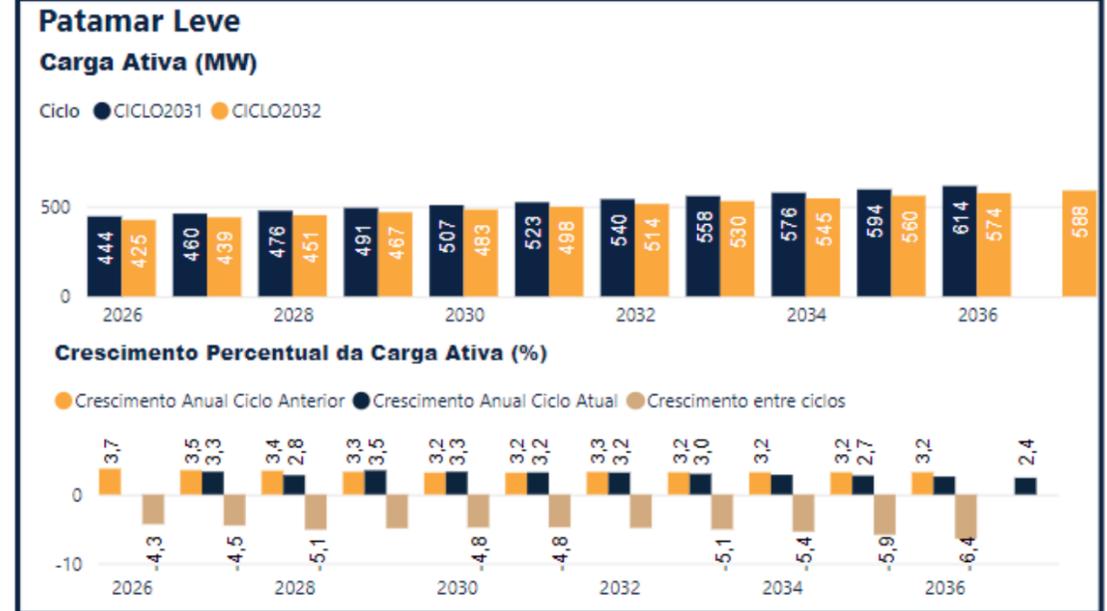


# Dados de Carga – Rondônia

Decréscimo na previsão de cargas em relação ao ciclo anterior, situando-se na faixa de 2 a 5% nos 3 patamares de carga.



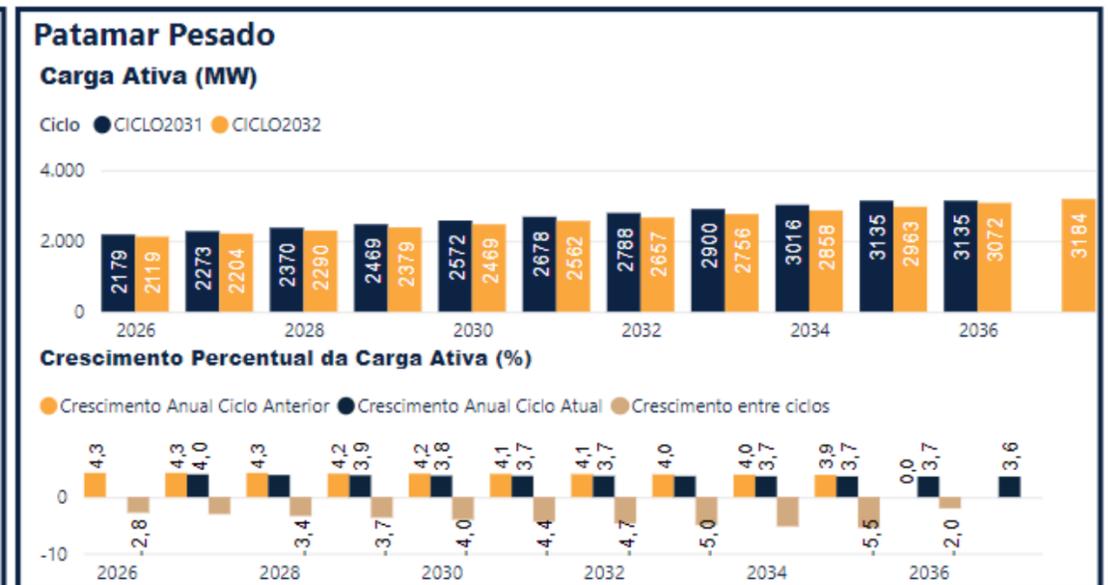
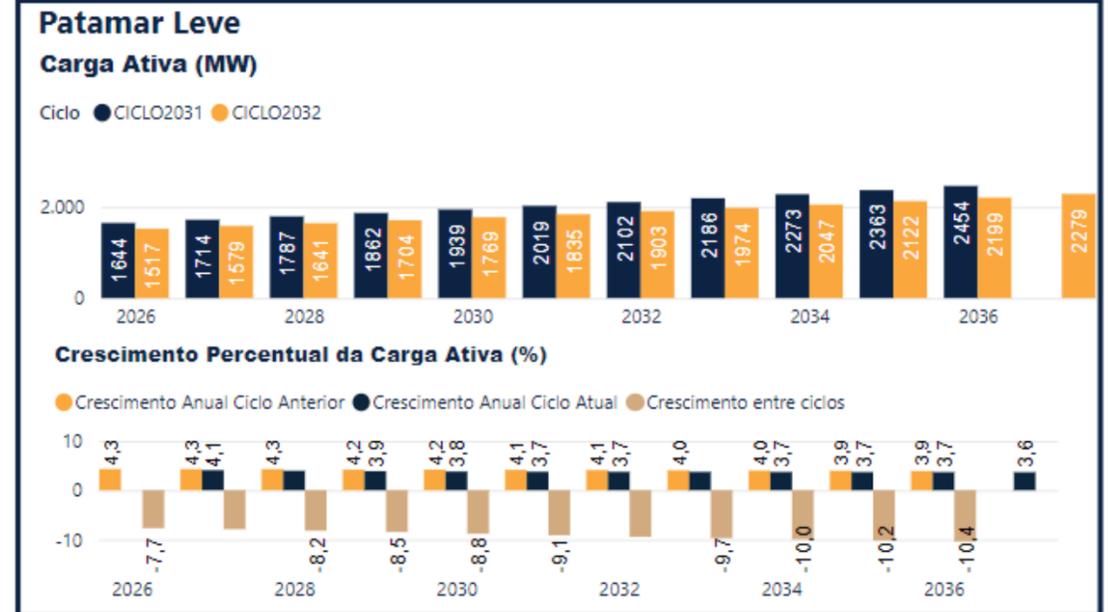
Estado (RO)



# Dados de Carga – Mato Grosso

A redução de carga em relação ao ciclo anterior foi bastante significativa nos patamares de carga leve e média, da ordem de 6% e com redução mais acentuada nos anos finais do horizonte 2026-37;

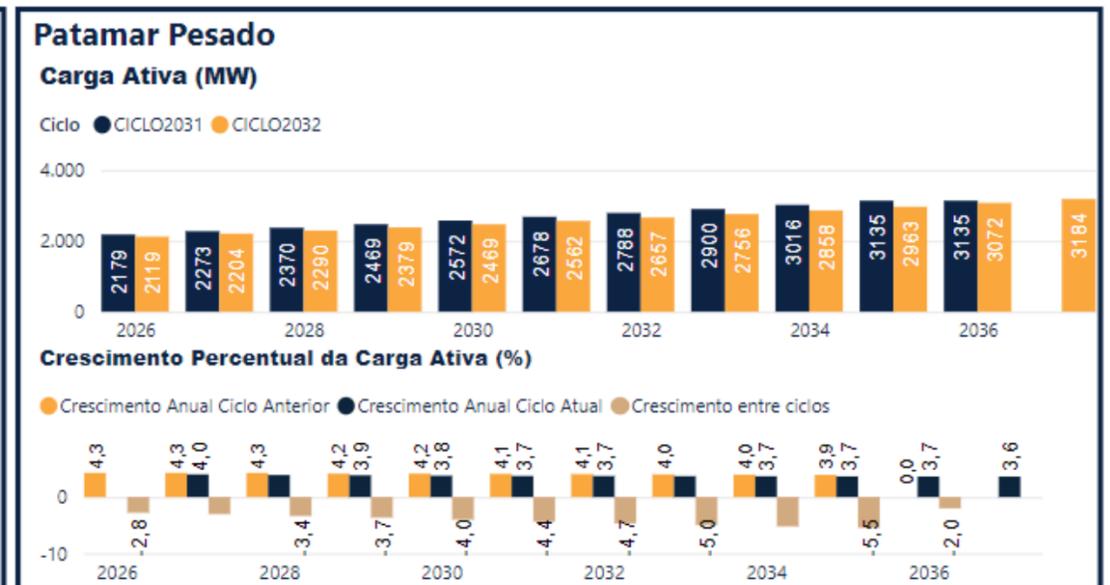
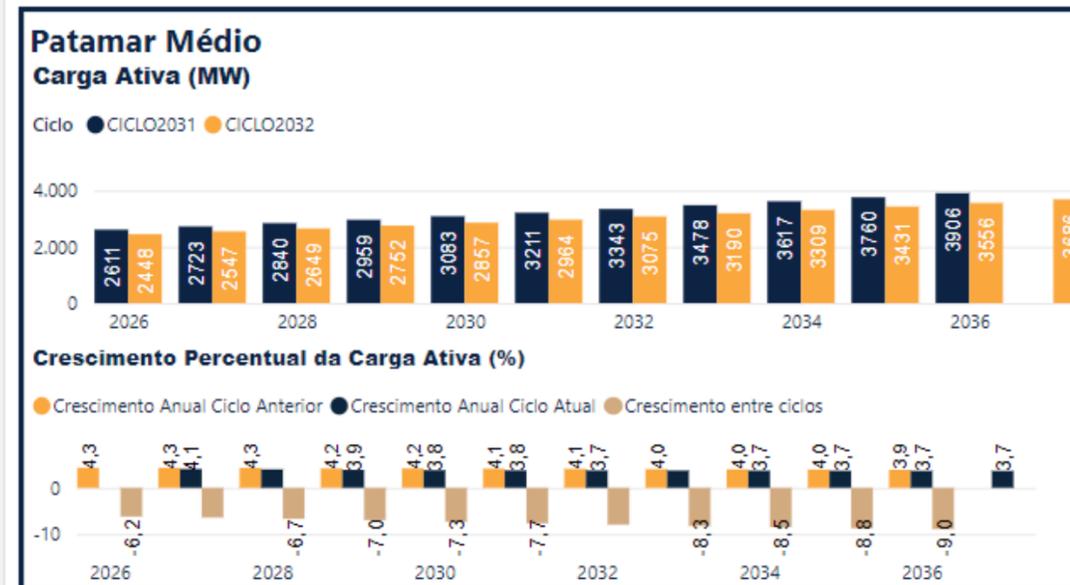
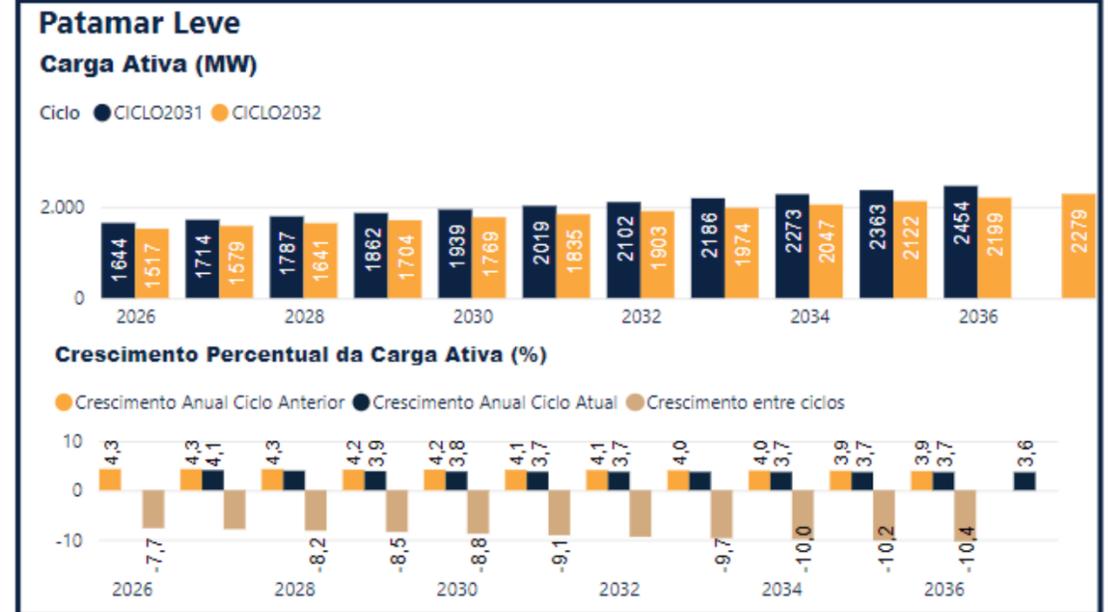
Na carga pesada também ocorre redução significativa, mas de menor valor, situando-se na faixa 4-5%.



# Dados de Carga – Mato Grosso

A redução de carga em relação ao ciclo anterior foi bastante significativa nos patamares de carga leve e média, da ordem de 6% e com redução mais acentuada nos anos finais do horizonte 2026-37;

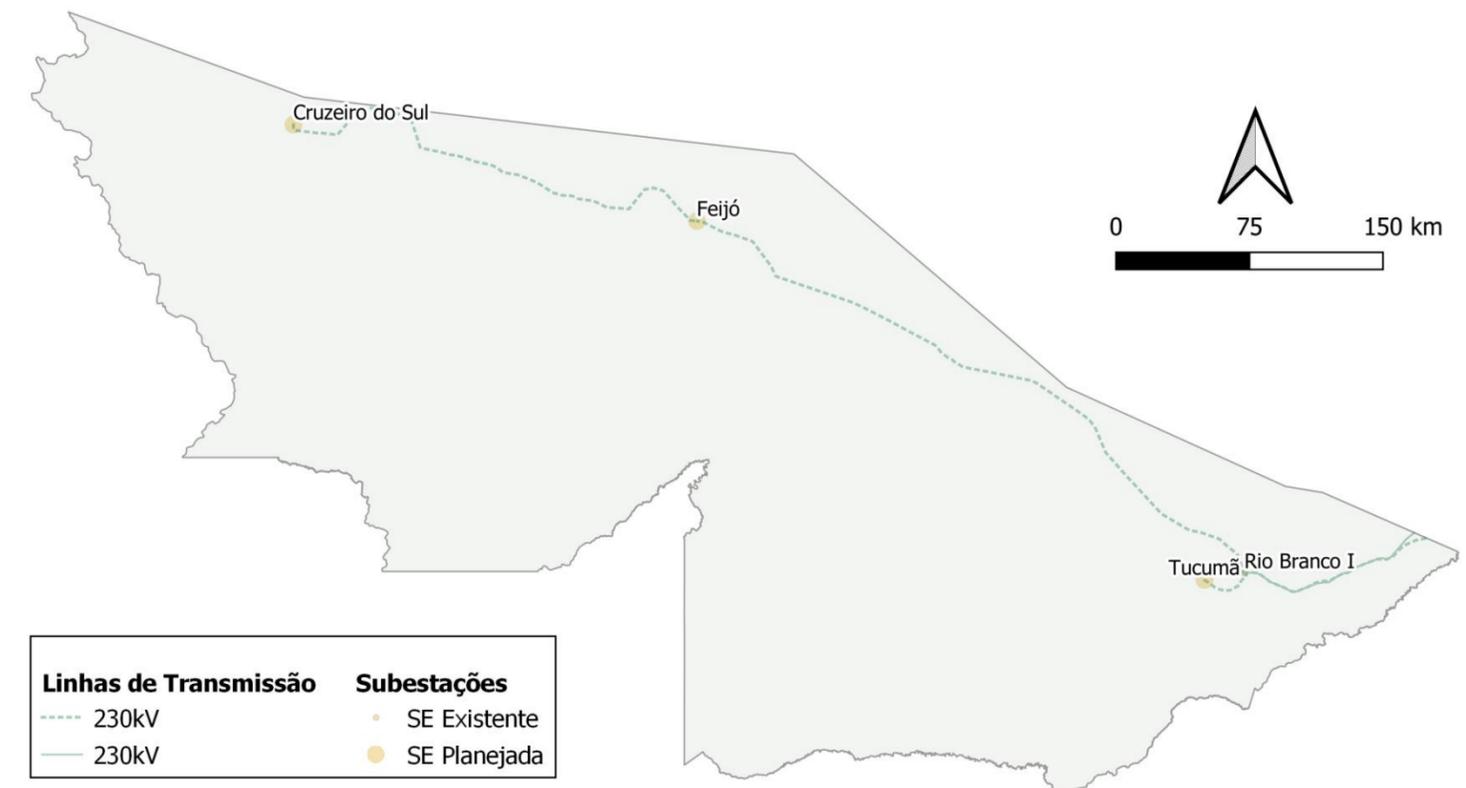
Na carga pesada também ocorre redução significativa, mas de menor valor, situando-se na faixa 4-5%.



# Pontos de Destaque – Acre

No estado do Acre constatou-se **atendimento geral satisfatório**.

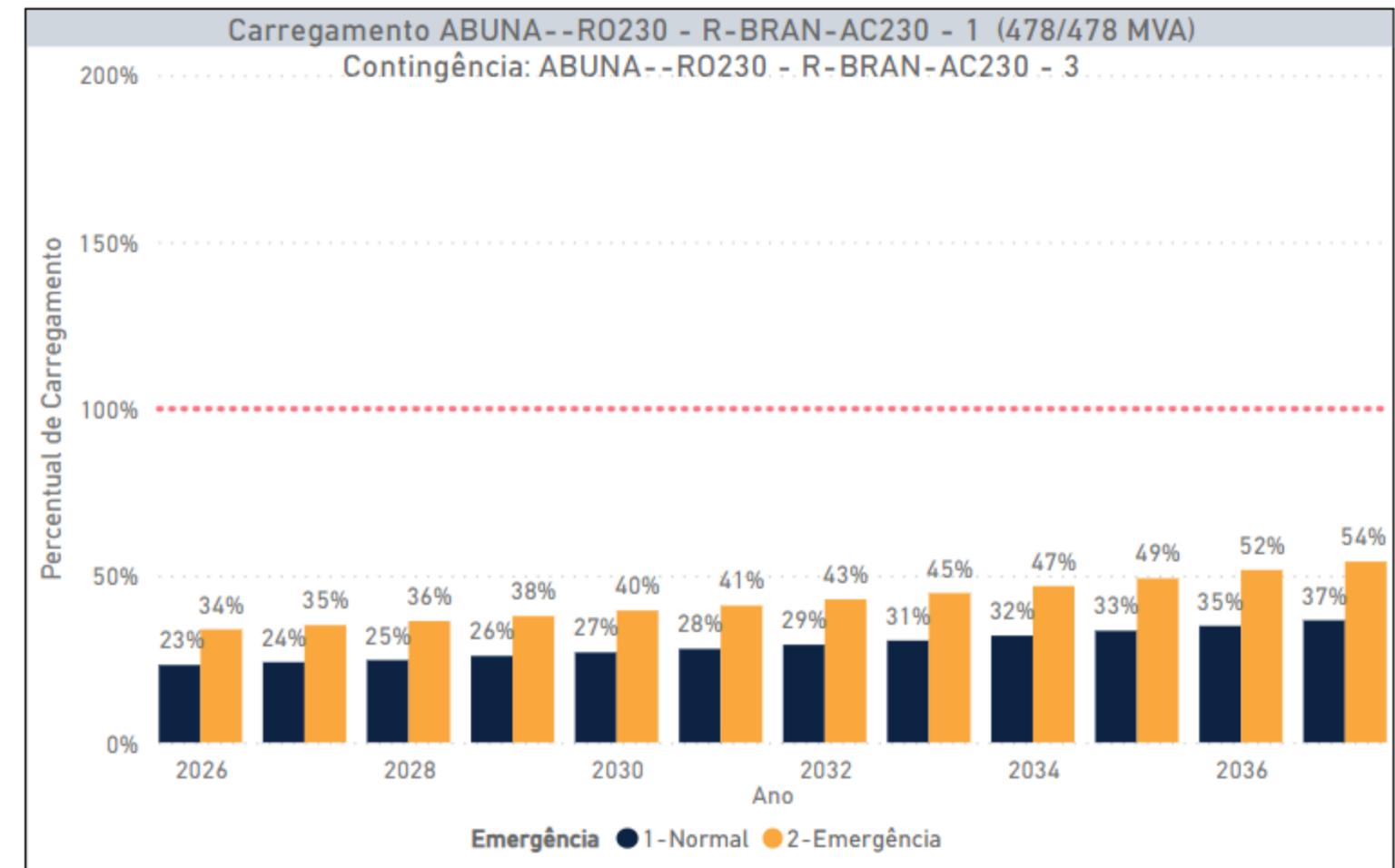
Ressalta-se apenas as projeções de crescimento da demanda apresentaram índices com **variações significativas** entre ciclos do Plano Decenal, apontando para a **necessidade de investigação adicional** desses valores.



# Pontos de Destaque – Acre

No estado do Acre constatou-se **atendimento geral satisfatório**.

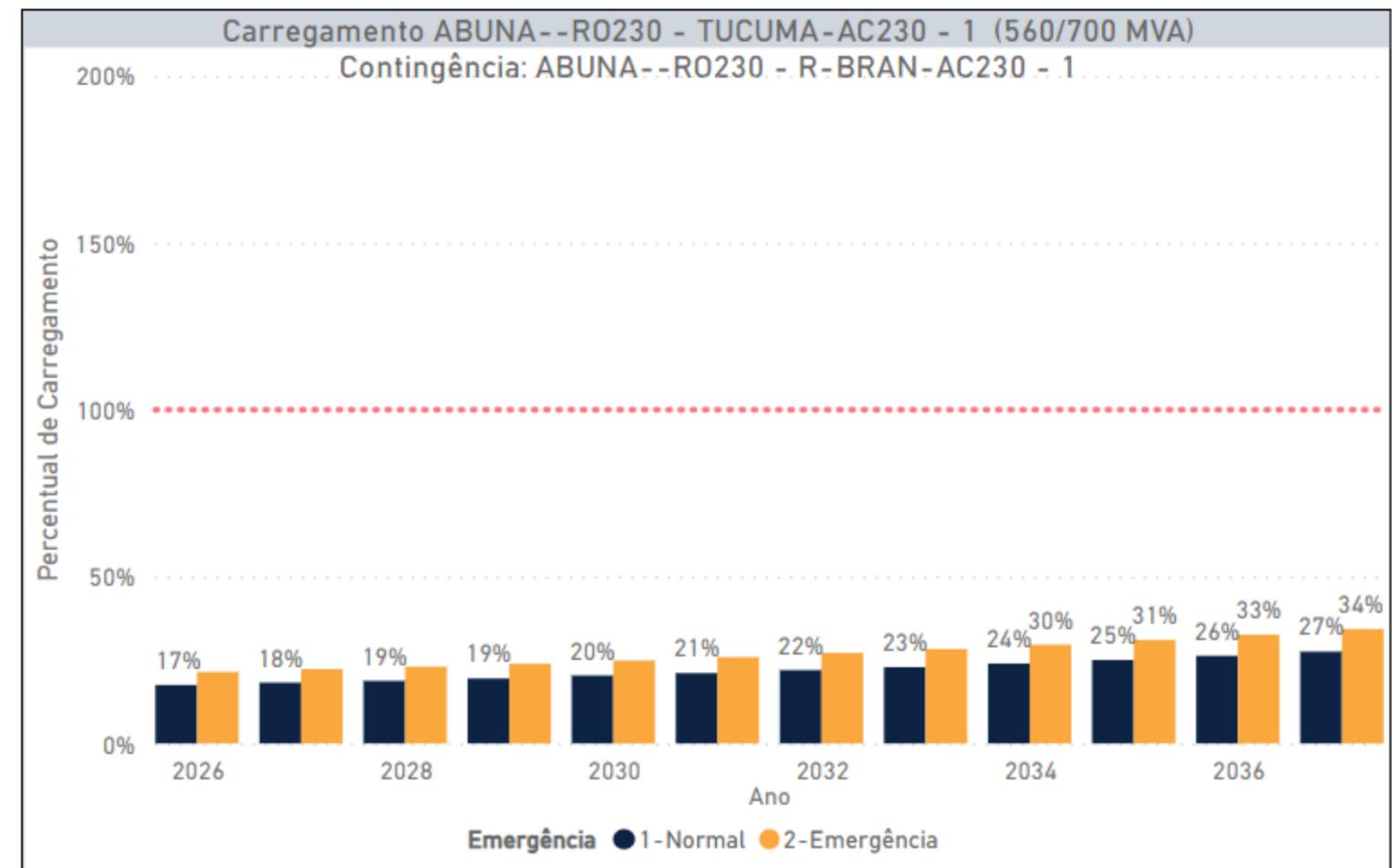
Ressalta-se apenas as projeções de crescimento da demanda apresentaram índices com **variações significativas** entre ciclos do Plano Decenal, apontando para a **necessidade de investigação adicional** desses valores.



# Pontos de Destaque – Acre

No estado do Acre constatou-se **atendimento geral satisfatório**.

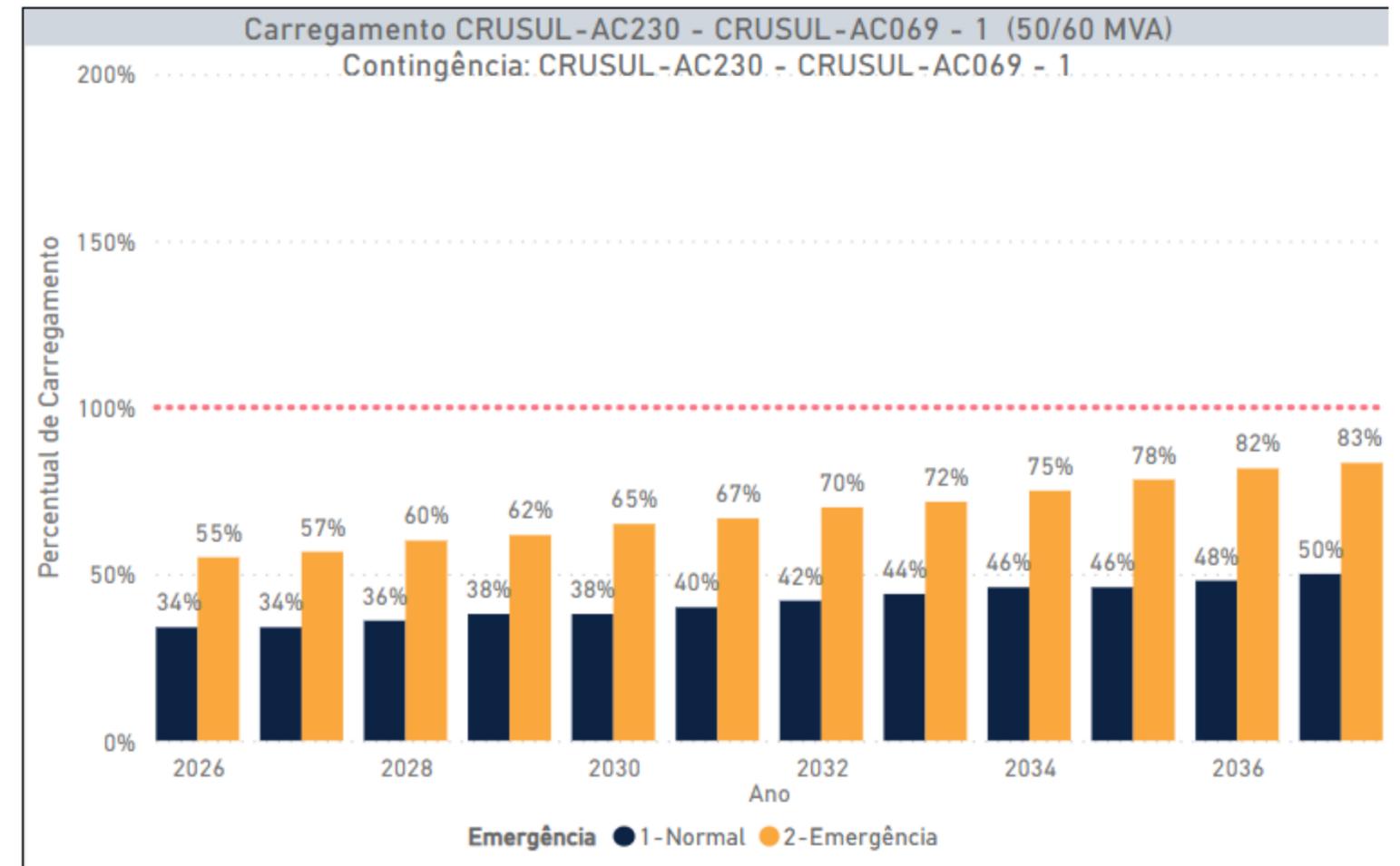
Ressalta-se apenas as projeções de crescimento da demanda apresentaram índices com **variações significativas** entre ciclos do Plano Decenal, apontando para a **necessidade de investigação adicional** desses valores.



# Pontos de Destaque – Acre

No estado do Acre constatou-se **atendimento geral satisfatório**.

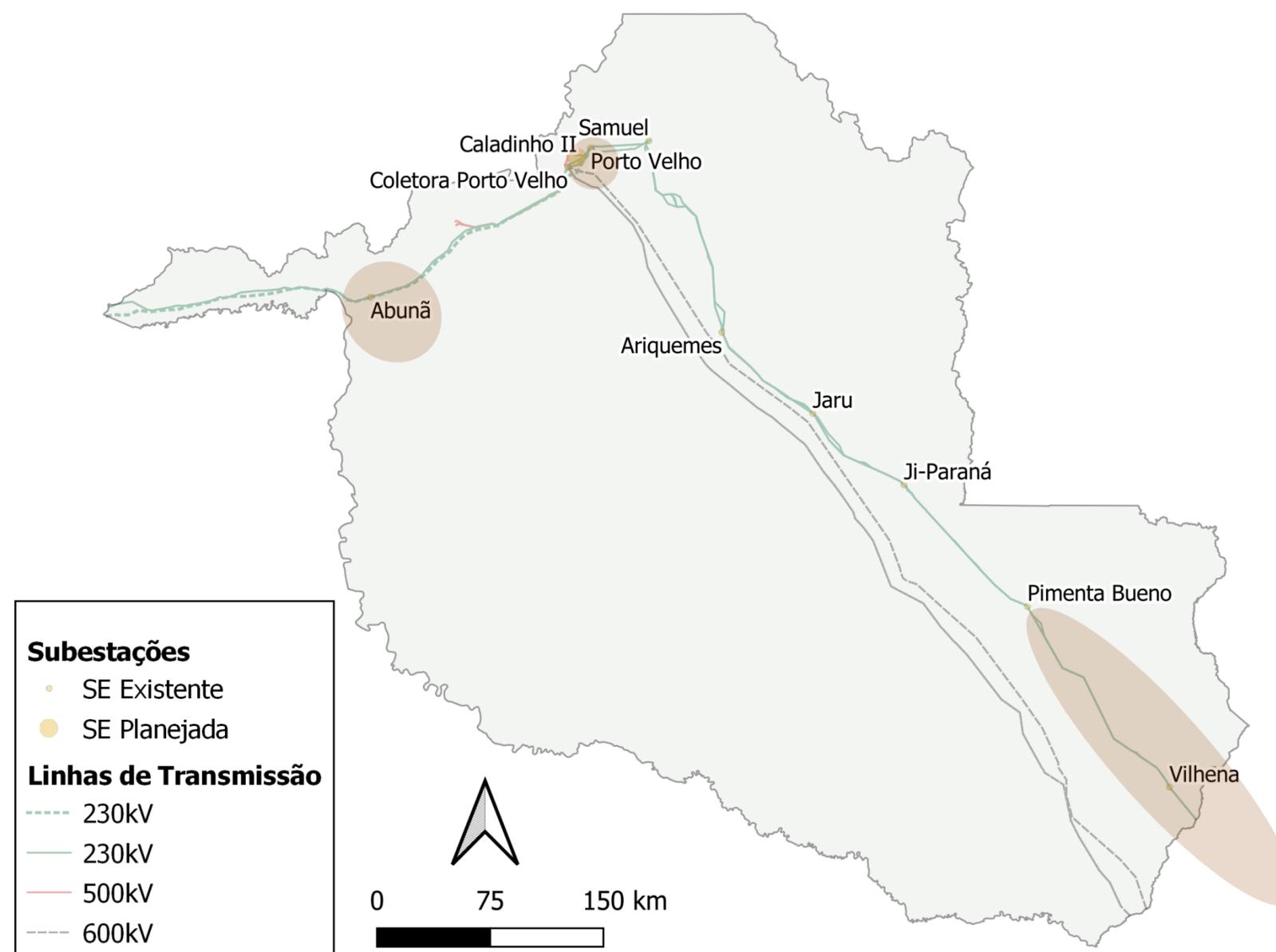
Ressalta-se apenas as projeções de crescimento da demanda apresentaram índices com **variações significativas** entre ciclos do Plano Decenal, apontando para a **necessidade de investigação adicional** desses valores.



# Pontos de Destaque – Rondônia

No estado de Rondônia, foram identificados problemas em contingências no eixo em 230 kV Jauru – Vilhena – Pimenta Bueno, com indicativo da necessidade de reforços já no período até o ano de 2030;

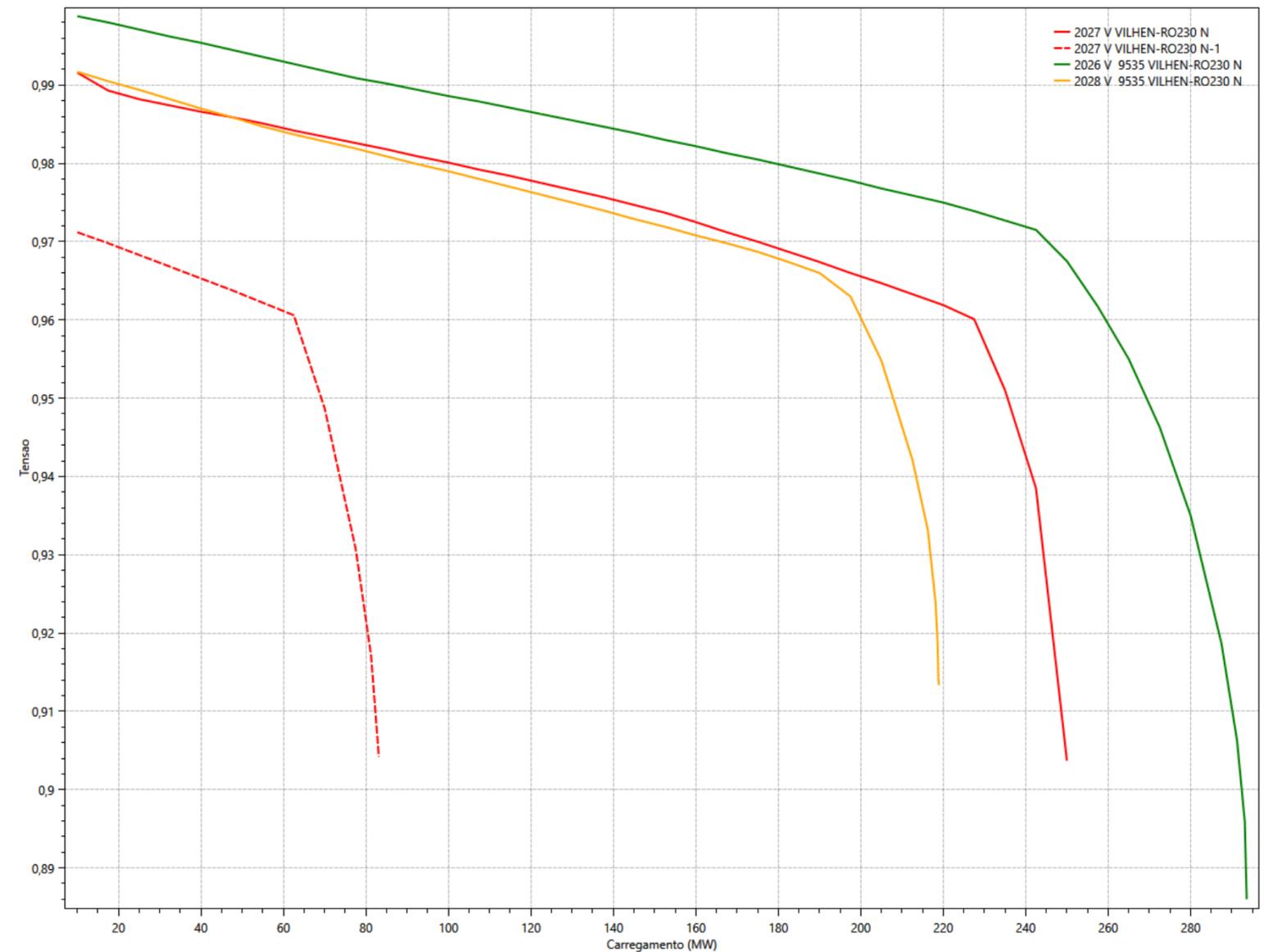
Nas transformações de fronteira em Abunã 230/138 kV (2x55 MVA) e Porto Velho 230/69 kV (4x100 MVA), todos sem capacidade de sobrecarga em contingências.



# Pontos de Destaque – Rondônia

No estado de Rondônia, foram identificados problemas em contingências no eixo em 230 kV Jauru – Vilhena – Pimenta Bueno, com indicativo da necessidade de reforços já no período até o ano de 2030;

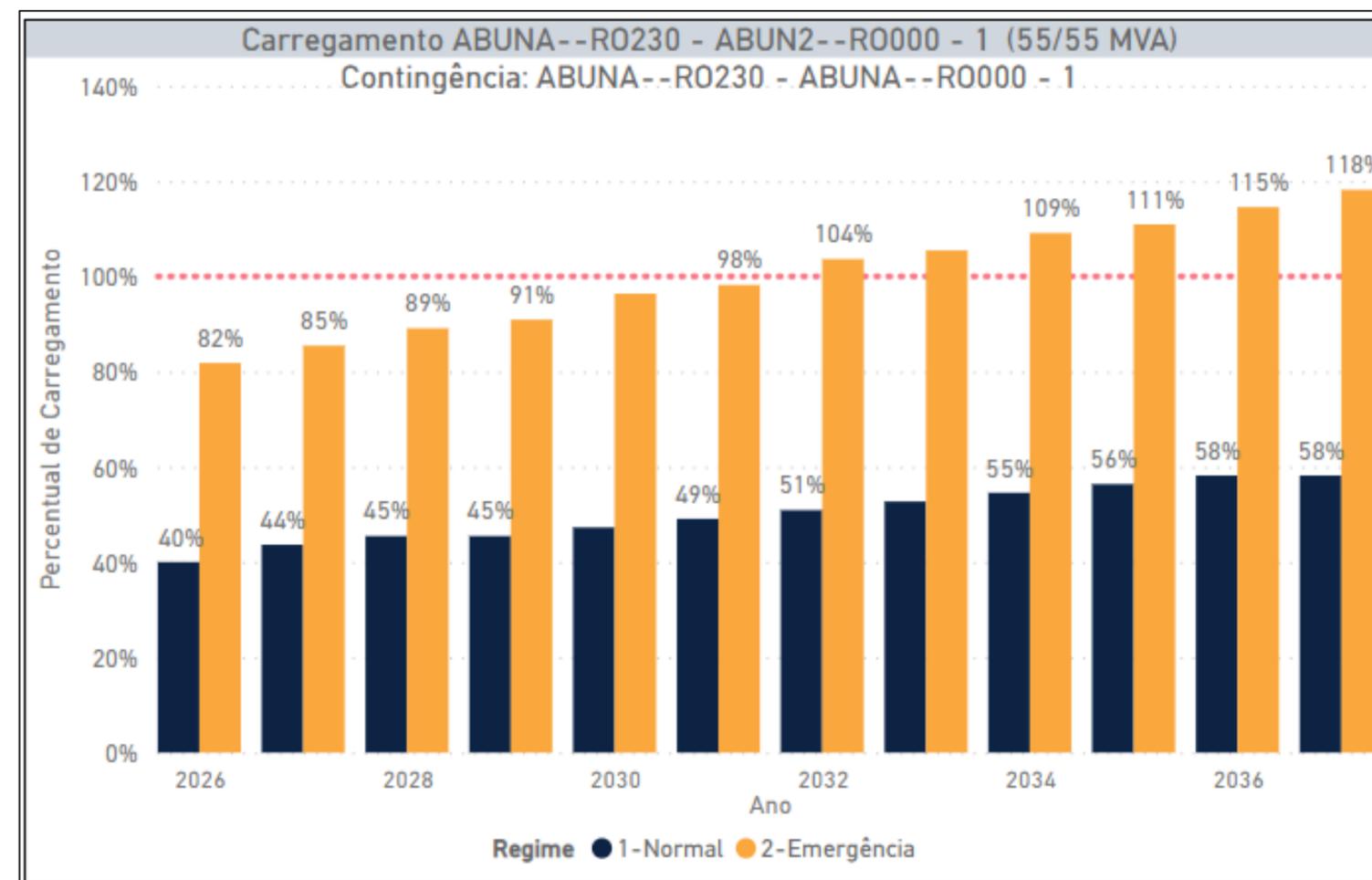
Nas transformações de fronteira em Abunã 230/138 kV (2x55 MVA) e Porto Velho 230/69 kV (4x100 MVA), todos sem capacidade de sobrecarga em contingências.



# Pontos de Destaque – Rondônia

No estado de Rondônia, foram identificados problemas em contingências no eixo em 230 kV Jauru – Vilhena – Pimenta Bueno, com indicativo da necessidade de reforços já no período até o ano de 2030;

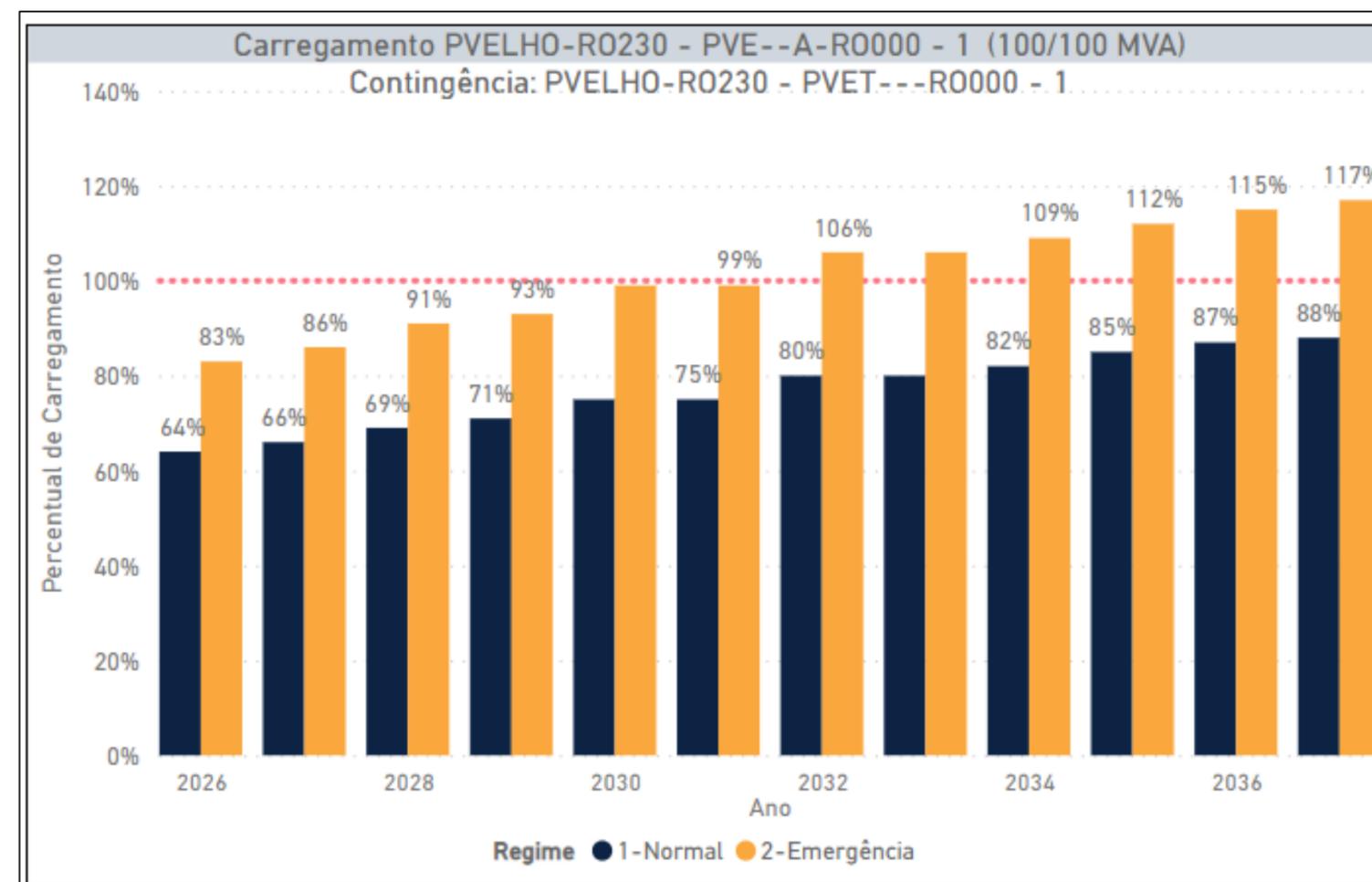
Foram identificados problemas nas transformações de fronteira em Abunã 230/138 kV (2x55 MVA) e Porto Velho 230/69 kV (4x100 MVA), todos sem capacidade de sobrecarga em contingências.



# Pontos de Destaque – Rondônia

No estado de Rondônia, foram identificados problemas em contingências no eixo em 230 kV Jauru – Vilhena – Pimenta Bueno, com indicativo da necessidade de reforços já no período até o ano de 2030;

Foram identificados problemas nas transformações de fronteira em Abunã 230/138 kV (2x55 MVA) e Porto Velho 230/69 kV (4x100 MVA), todos sem capacidade de sobrecarga em contingências.

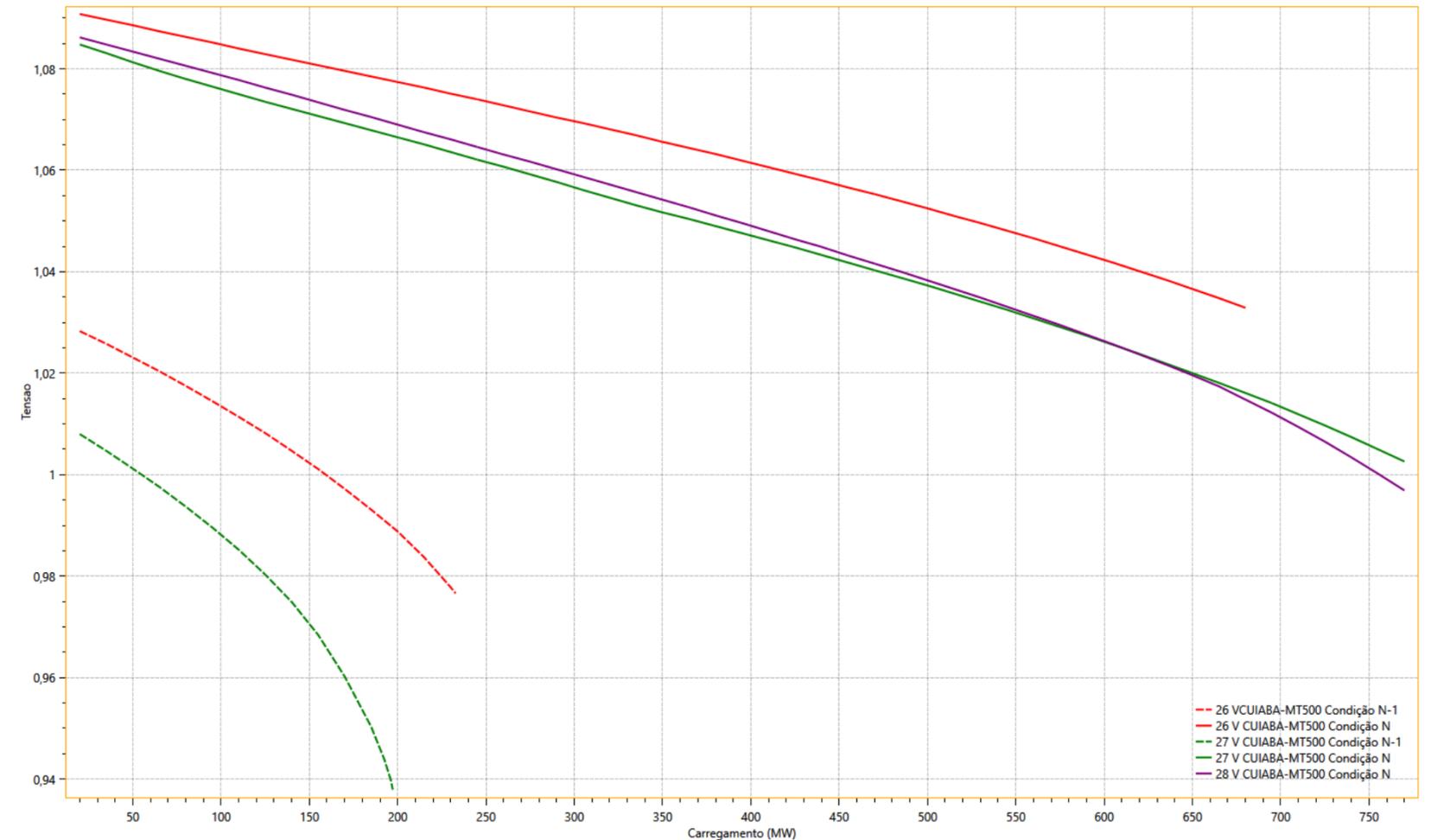


# Pontos de Destaque – Mato Grosso

Foram identificados problemas em contingências no eixo em 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá – Cuiabá Norte, devido à **progressiva degradação do perfil de tensões no sistema de 230 kV** da região de Cuiabá, ressaltando-se que não há convergência nas simulações de fluxo de potência a partir do ano de 2031 na perda da linha de 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá, C2 (com maior capacidade de carregamento).

O eixo em 230 kV entre Itumbiara (MG), Rio Verde (GO), Barra do Peixe (MT) e Rondonópolis apresenta problemas de carregamento em regime normal e em contingências, notadamente nas linhas de menor capacidade, com compensação série.

O tronco em 230 kV Sorriso – Sinop também apresenta problemas de desempenho em contingências, a partir do ano do ano de 2031.

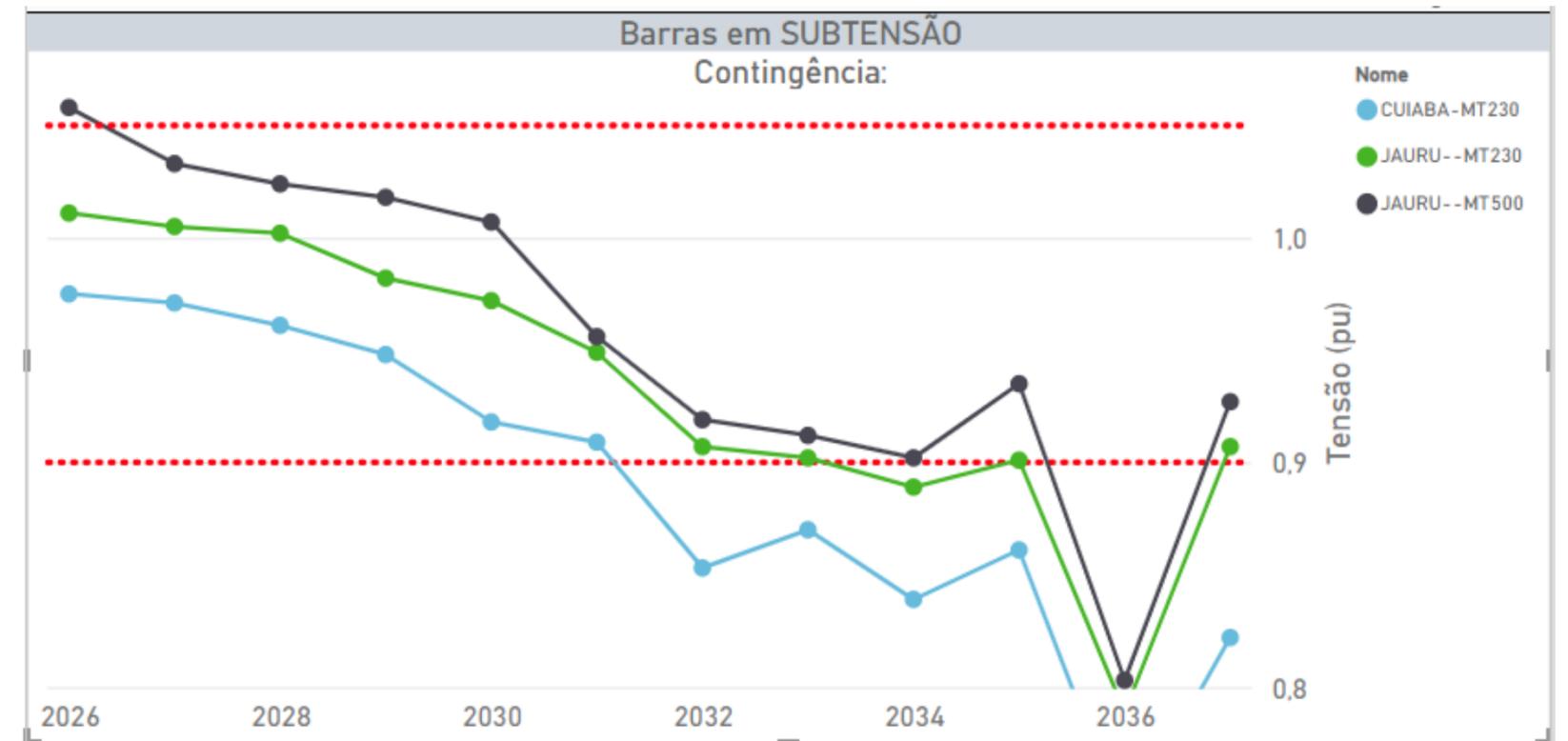


# Pontos de Destaque – Mato Grosso

Foram identificados problemas em contingências no eixo em 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá – Cuiabá Norte, devido à **progressiva degradação do perfil de tensões no sistema de 230 kV** da região de Cuiabá, ressaltando-se que não há convergência nas simulações de fluxo de potência a partir do ano de 2031 na perda da linha de 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá, C2 (com maior capacidade de carregamento).

O eixo em 230 kV entre Itumbiara (MG), Rio Verde (GO), Barra do Peixe (MT) e Rondonópolis apresenta problemas de carregamento em regime normal e em contingências, notadamente nas linhas de menor capacidade, com compensação séria.

O tronco em 230 kV Sorriso – Sinop também apresenta problemas de desempenho em contingências, a partir do ano do ano de 2031.

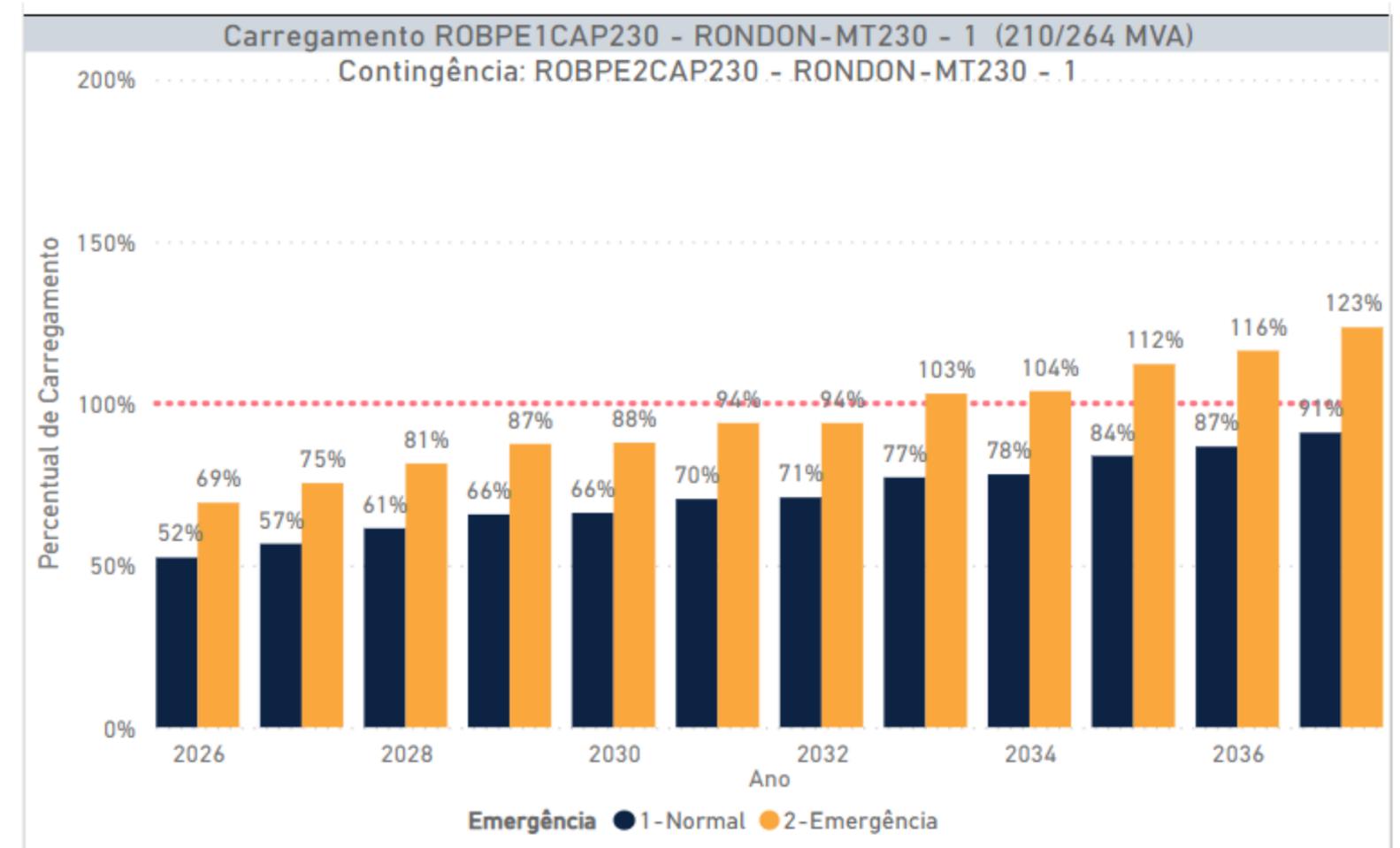


# Pontos de Destaque – Mato Grosso

No estado do Mato Grosso, foram identificados problemas em contingências no eixo em 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá – Cuiabá Norte, com indicativo da necessidade de reforços já no período até o ano de 2030, devido à progressiva degradação do perfil de tensões no sistema de 230 kV da região de Cuiabá, ressaltando-se que não há convergência nas simulações de fluxo de potência a partir do ano de 2031 na perda da linha de 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá, C2 (com maior capacidade de carregamento).

O eixo em 230 kV entre Itumbiara (MG), Rio Verde (GO), Barra do Peixe (MT) e Rondonópolis apresenta problemas de carregamento em regime normal e em contingências, notadamente nas **linhas de menor capacidade, com compensação séria**.

O tronco em 230 kV Sorriso – Sinop também apresenta problemas de desempenho em contingências, a partir do ano do ano de 2031.

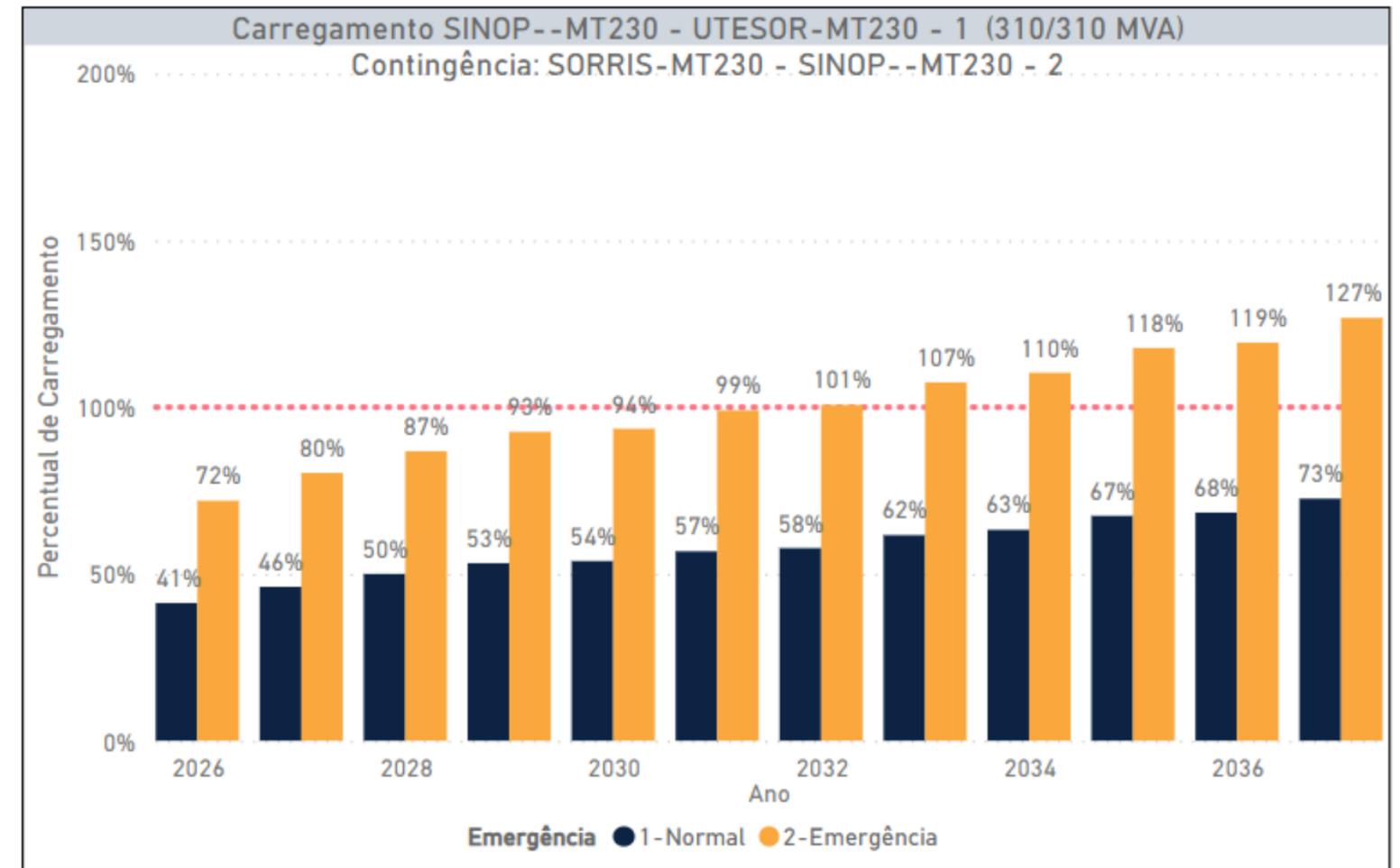


# Pontos de Destaque – Mato Grosso

No estado do Mato Grosso, foram identificados problemas em contingências no eixo em 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá – Cuiabá Norte, com indicativo da necessidade de reforços já no período até o ano de 2030, devido à progressiva degradação do perfil de tensões no sistema de 230 kV da região de Cuiabá, ressaltando-se que não há convergência nas simulações de fluxo de potência a partir do ano de 2031 na perda da linha de 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá, C2 (com maior capacidade de carregamento).

O eixo em 230 kV entre Itumbiara (MG), Rio Verde (GO), Barra do Peixe (MT) e Rondonópolis apresenta problemas de carregamento em regime normal e em contingências, notadamente nas linhas de menor capacidade, com compensação séria.

O tronco em 230 kV Sorriso – Sinop também apresenta problemas de desempenho em contingências, a partir do ano do ano de 2031.



# Pontos de Destaque – Mato Grosso

O atendimento à região de Brasnorte e Juína 138 kV a partir dos transformadores de Brasnorte 230/138 kV e Juína 230/138 kV é crítico, verificando-se na perda do transformador de Juína a deterioração do perfil de tensões na área a partir de 2028, sobrecarga em linhas de distribuição em 138 kV a partir de 2029, e sobrecarga no transformador de Brasnorte na perda do transformador de Juína a partir de 2033;

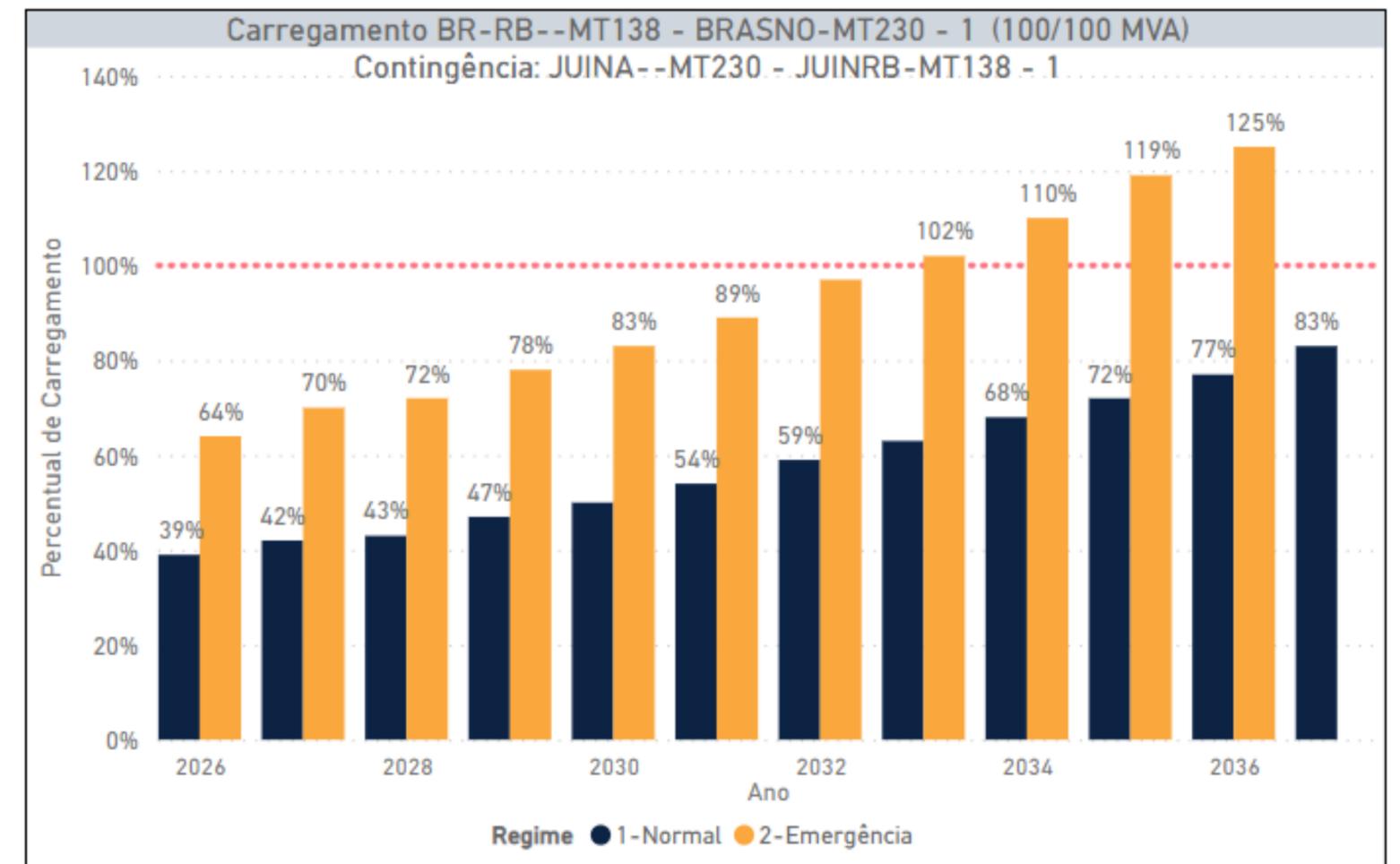
Nova Mutum 230/69 kV (2x30 MVA e 1x33 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2029 e regime normal no final do horizonte (2037);

Sorriso 230/69 kV (3x30 MVA e 1x60 MVA): perda do banco de 60 MVA a partir de 2031;

Rondonópolis 230/138 kV (2x100/102 MVA e 2x100/120 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2032 e regime normal no final do horizonte (2036);

Lucas do Rio Verde 230/138 kV (2x75 MVA): perda do banco paralelo a partir de 2033;

Sinop 230/138 kV (3x100 MVA): perda do transformador Cláudia 500/230 kV a partir de 2034.



# Pontos de Destaque – Mato Grosso

O atendimento à região de Brasnorte e Juína 138 kV a partir dos transformadores de Brasnorte 230/138 kV e Juína 230/138 kV é crítico, verificando-se na perda do transformador de Juína a deterioração do perfil de tensões na área a partir de 2028, sobrecarga em linhas de distribuição em 138 kV a partir de 2029, e sobrecarga no transformador de Brasnorte na perda do transformador de Juína a partir de 2033;

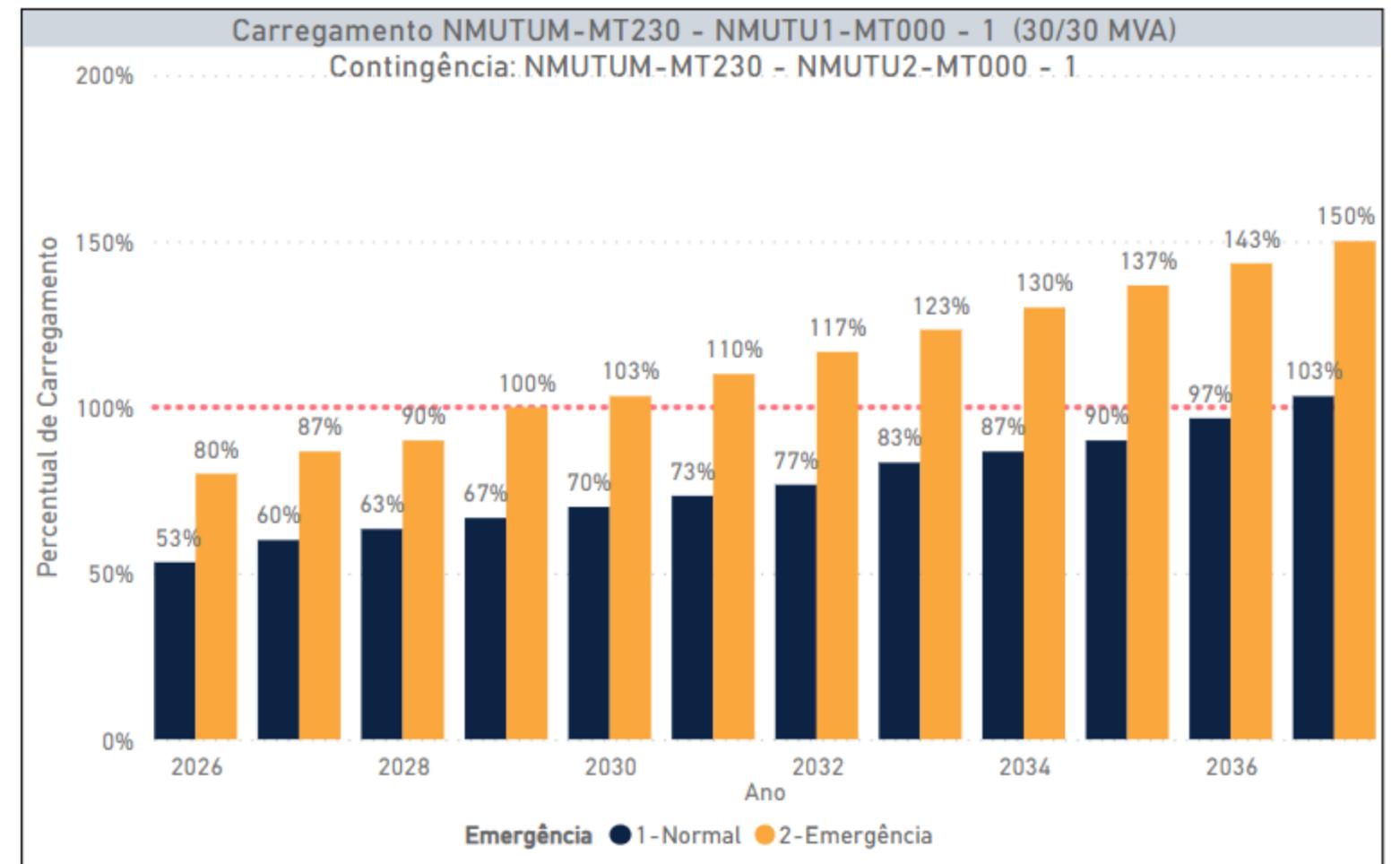
**Nova Mutum 230/69 kV (2x30 MVA e 1x33 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2029 e regime normal no final do horizonte (2037);**

Sorriso 230/69 kV (3x30 MVA e 1x60 MVA): perda do banco de 60 MVA a partir de 2031;

Rondonópolis 230/138 kV (2x100/102 MVA e 2x100/120 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2032 e regime normal no final do horizonte (2036);

Lucas do Rio Verde 230/138 kV (2x75 MVA): perda do banco paralelo a partir de 2033;

Sinop 230/138 kV (3x100 MVA): perda do transformador Cláudia 500/230 kV a partir de 2034.



# Pontos de Destaque – Mato Grosso

O atendimento à região de Brasnorte e Juína 138 kV a partir dos transformadores de Brasnorte 230/138 kV e Juína 230/138 kV é crítico, verificando-se na perda do transformador de Juína a deterioração do perfil de tensões na área a partir de 2028, sobrecarga em linhas de distribuição em 138 kV a partir de 2029, e sobrecarga no transformador de Brasnorte na perda do transformador de Juína a partir de 2033;

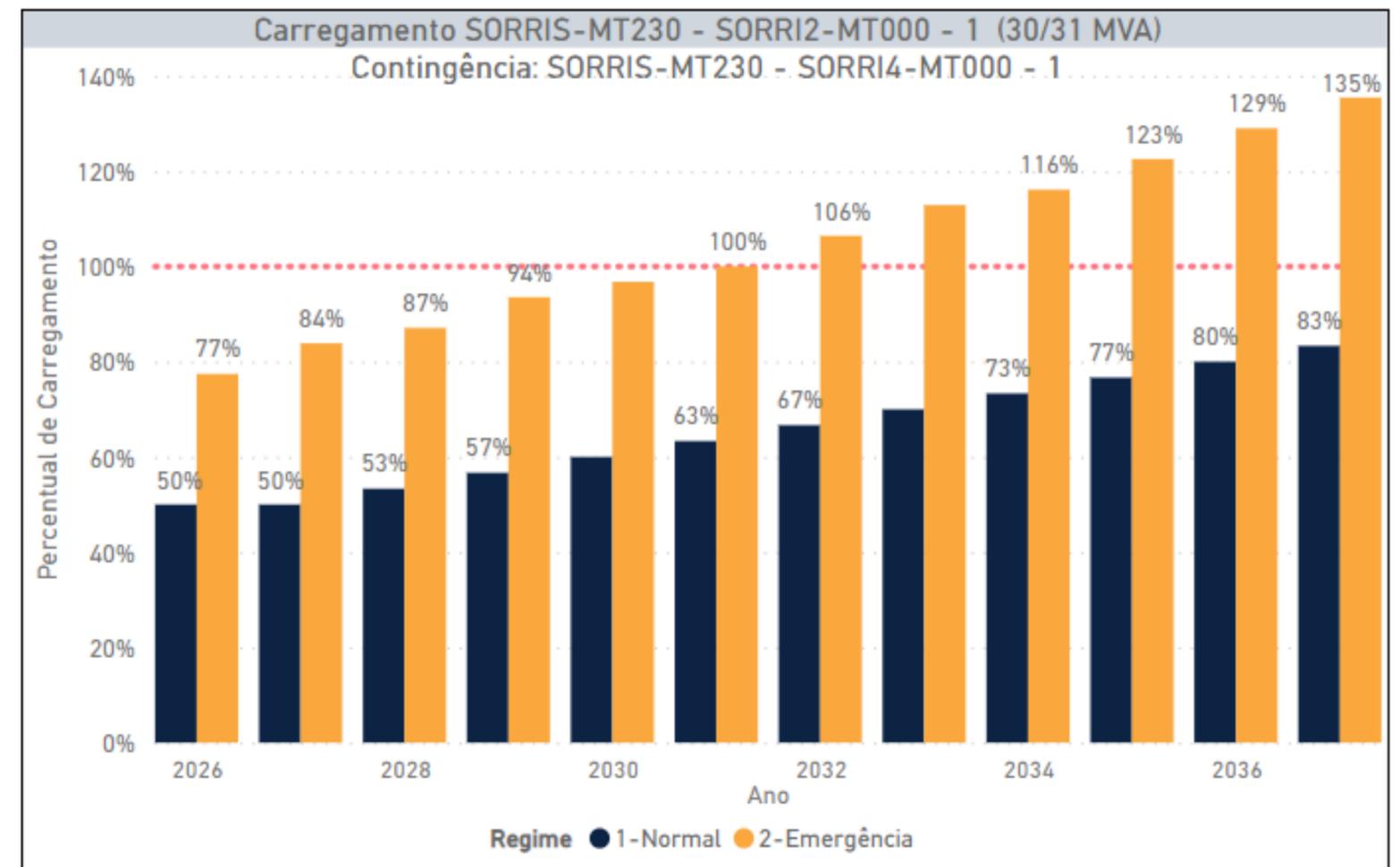
Nova Mutum 230/69 kV (2x30 MVA e 1x33 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2029 e regime normal no final do horizonte (2037);

**Sorriso 230/69 kV (3x30 MVA e 1x60 MVA): perda do banco de 60 MVA a partir de 2031;**

Rondonópolis 230/138 kV (2x100/102 MVA e 2x100/120 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2032 e regime normal no final do horizonte (2036);

Lucas do Rio Verde 230/138 kV (2x75 MVA): perda do banco paralelo a partir de 2033;

Sinop 230/138 kV (3x100 MVA): perda do transformador Cláudia 500/230 kV a partir de 2034.



# Pontos de Destaque – Mato Grosso

O atendimento à região de Brasnorte e Juína 138 kV a partir dos transformadores de Brasnorte 230/138 kV e Juína 230/138 kV é crítico, verificando-se na perda do transformador de Juína a deterioração do perfil de tensões na área a partir de 2028, sobrecarga em linhas de distribuição em 138 kV a partir de 2029, e sobrecarga no transformador de Brasnorte na perda do transformador de Juína a partir de 2033;

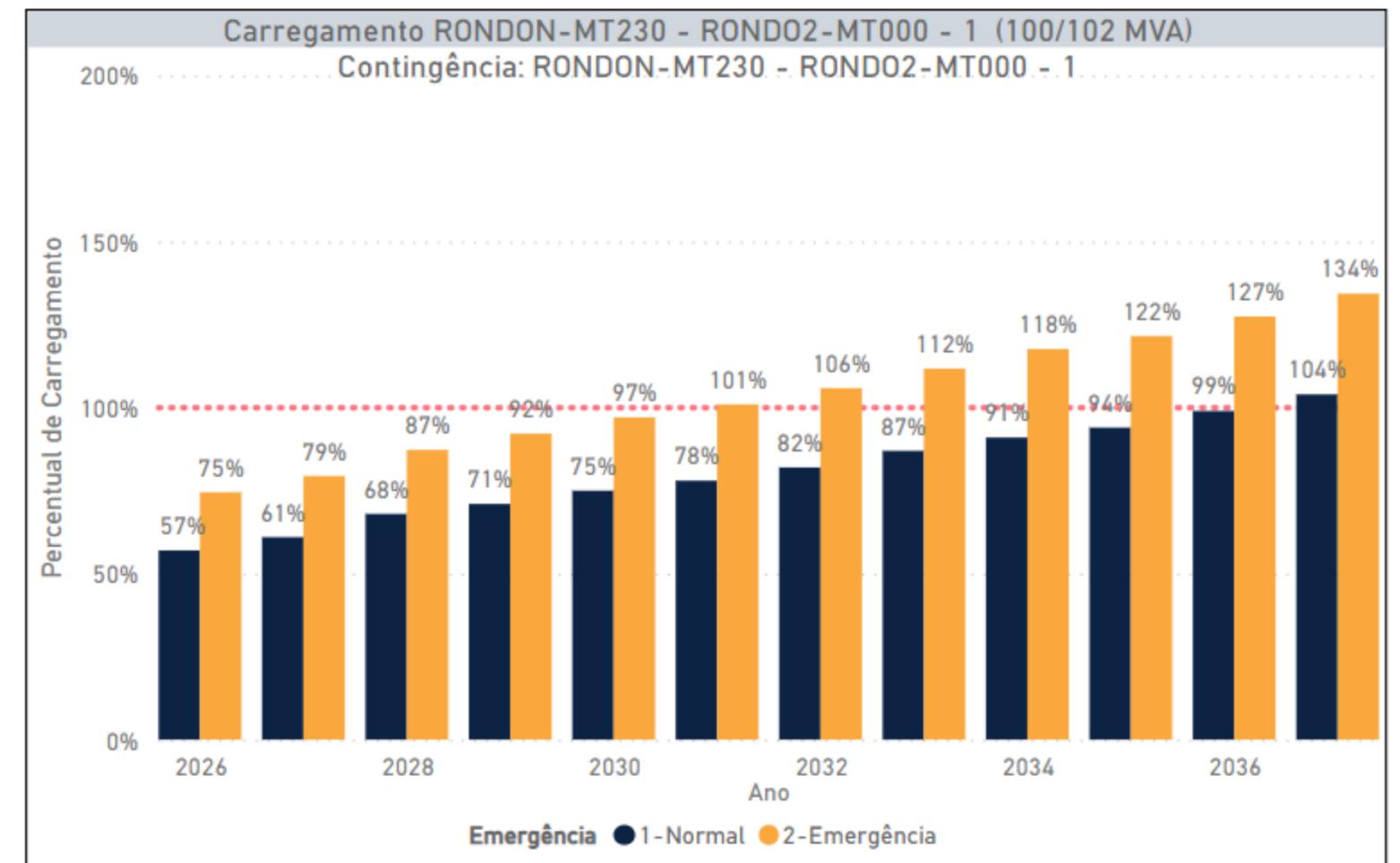
Nova Mutum 230/69 kV (2x30 MVA e 1x33 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2029 e regime normal no final do horizonte (2037);

Sorriso 230/69 kV (3x30 MVA e 1x60 MVA): perda do banco de 60 MVA a partir de 2031;

**Rondonópolis 230/138 kV (2x100/102 MVA e 2x100/120 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2032 e regime normal no final do horizonte (2036);**

Lucas do Rio Verde 230/138 kV (2x75 MVA): perda do banco paralelo a partir de 2033;

Sinop 230/138 kV (3x100 MVA): perda do transformador Cláudia 500/230 kV a partir de 2034.



# Pontos de Destaque – Mato Grosso

O atendimento à região de Brasnorte e Juína 138 kV a partir dos transformadores de Brasnorte 230/138 kV e Juína 230/138 kV é crítico, verificando-se na perda do transformador de Juína a deterioração do perfil de tensões na área a partir de 2028, sobrecarga em linhas de distribuição em 138 kV a partir de 2029, e sobrecarga no transformador de Brasnorte na perda do transformador de Juína a partir de 2033;

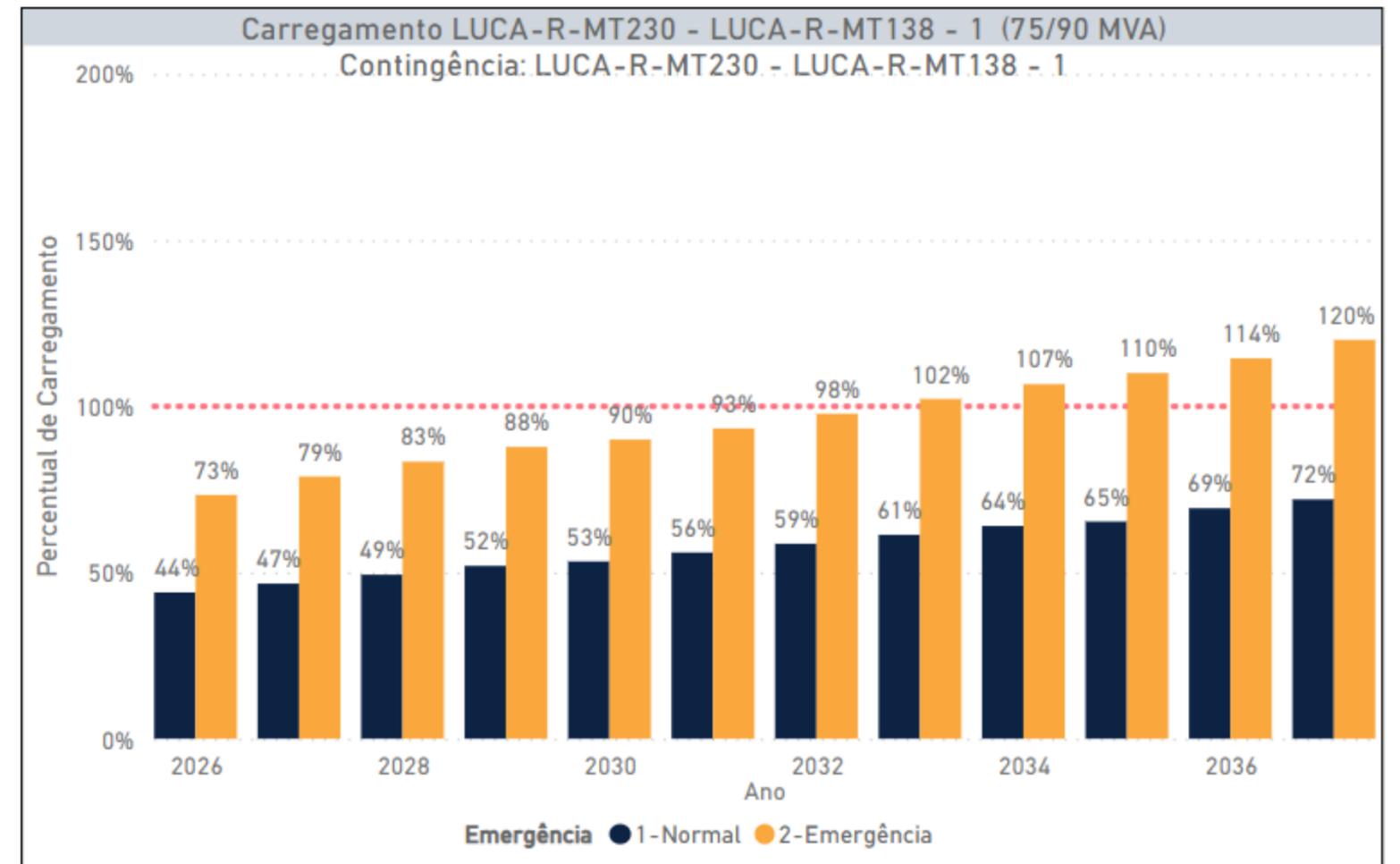
Nova Mutum 230/69 kV (2x30 MVA e 1x33 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2029 e regime normal no final do horizonte (2037);

Sorriso 230/69 kV (3x30 MVA e 1x60 MVA): perda do banco de 60 MVA a partir de 2031;

Rondonópolis 230/138 kV (2x100/102 MVA e 2x100/120 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2032 e regime normal no final do horizonte (2036);

**Lucas do Rio Verde 230/138 kV (2x75 MVA): perda do banco paralelo a partir de 2033;**

Sinop 230/138 kV (3x100 MVA): perda do transformador Cláudia 500/230 kV a partir de 2034.



# Pontos de Destaque – Mato Grosso

O atendimento à região de Brasnorte e Juína 138 kV a partir dos transformadores de Brasnorte 230/138 kV e Juína 230/138 kV é crítico, verificando-se na perda do transformador de Juína a deterioração do perfil de tensões na área a partir de 2028, sobrecarga em linhas de distribuição em 138 kV a partir de 2029, e sobrecarga no transformador de Brasnorte na perda do transformador de Juína a partir de 2033;

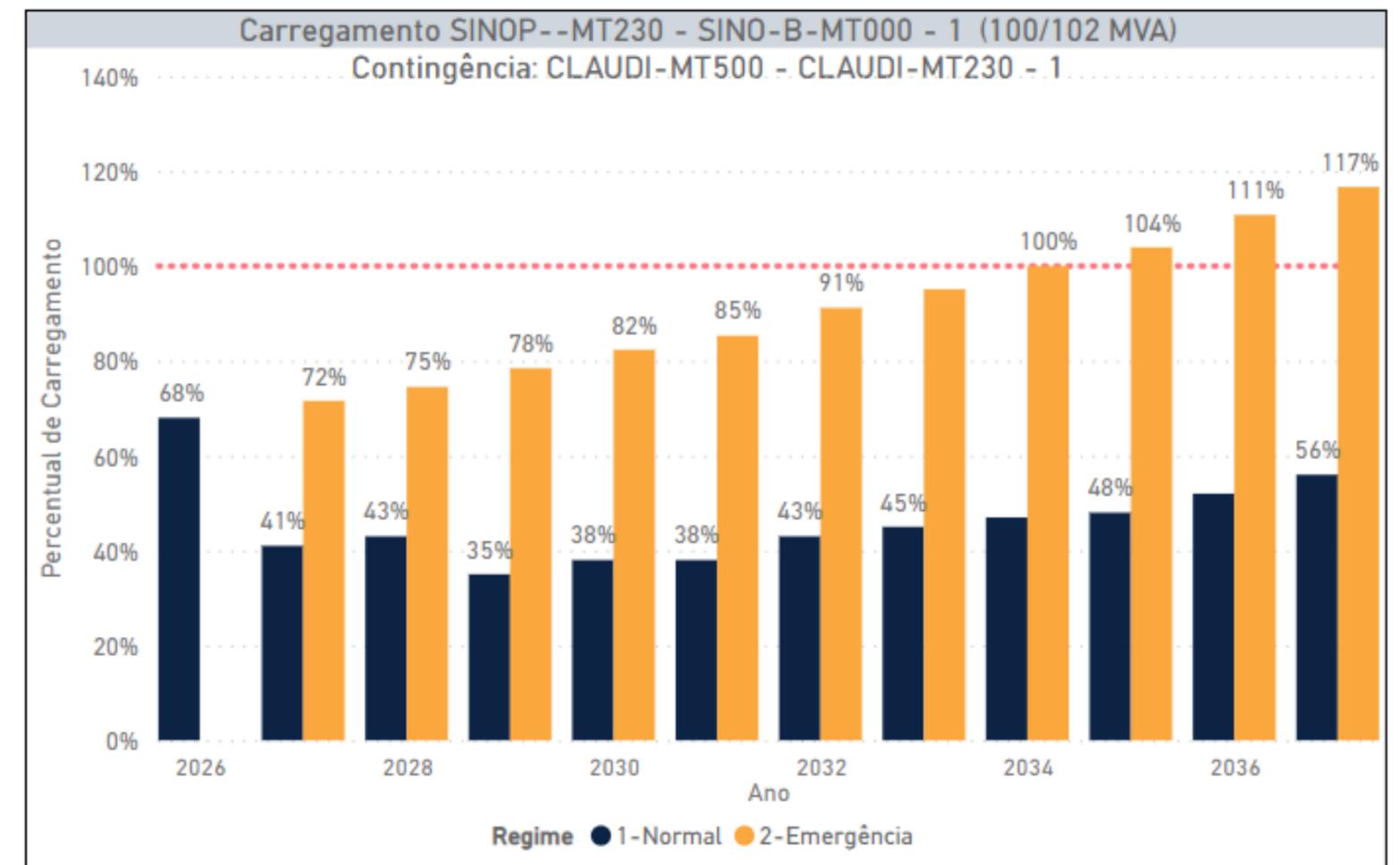
Nova Mutum 230/69 kV (2x30 MVA e 1x33 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2029 e regime normal no final do horizonte (2037);

Sorriso 230/69 kV (3x30 MVA e 1x60 MVA): perda do banco de 60 MVA a partir de 2031;

Rondonópolis 230/138 kV (2x100/102 MVA e 2x100/120 MVA): perda de banco paralelo a partir de 2032 e regime normal no final do horizonte (2036);

Lucas do Rio Verde 230/138 kV (2x75 MVA): perda do banco paralelo a partir de 2033;

**Sinop 230/138 kV (3x100 MVA): perda do transformador Cláudia 500/230 kV a partir de 2034.**



## **3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Centro-Oeste**

### 1. Estudos Finalizados

### 2. Diagnóstico Regional - PDE2032

- **Cenários Analisados**
- **Dados de Carga**
- **Pontos de Destaque**

### 3. Estudos em Andamento

### 4. Programação de Estudos 2023

### 5. Assuntos Gerais

# Cenários Analisados

---

Para avaliar as particularidades do atendimento às UFs do Goiás e Distrito Federal foram preparados **três** cenários base.

Situações operativas de avaliadas:

## Goiás/Distrito Federal

- Pesado Norte Úmido (PNU) – Máxima exportação N/NE ->SE
- Médio Norte Úmido (MNU) – Máxima exportação N/NE ->SE
- Leve Norte Úmido (LNU) Fim de Semana – Impacto na RBF

Horizonte 2026 – 2037

# Cenário 1 – Norte Úmido Exportador – Carga Pesada

## Máxima exportação N/NE ->SE, geração mínima na distribuição

Este cenário foi elaborado para representar o atendimento a carga através da importação de energia, representando a situação de máximo fluxo descendo pela transformação de fronteira. Buscou-se despachar a geração das usinas conectadas na distribuição nos seus valores mínimos com objetivo de maximizar o fluxo que desce pelas transformações de fronteira.

O patamar de carga pesada foi escolhido no intuito de evitar distorções decorrentes de “abatimentos” da geração MMGD na representação da carga das unidades consumidoras.

Neste cenário, a geração na região Norte, predominantemente hidráulica, ficou com despacho em 90%. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica entre 50% e 70% da capacidade instalada e a geração eólica em torno de 50%, respeitando o limite das interligações.

As usinas solares e térmicas a biomassa de Goiás estão com despacho zero enquanto que as PCHs das bacias Tocantins-Araguaia e Parnaíba foram despachadas nos valores mínimos.

As demais usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Fonte	PNU (%)
UHE	Norte = 90 Paranaíba = 80
PCH	TO-Araguaia e Paranaíba = mínimo
EOL	50
UFV	0
BIO	0
UTE	Ordem de mérito

# Cenário 2 – Norte Úmido Exportador – Carga Média

## Máxima exportação N/NE ->SE, geração mínima na distribuição

Este cenário representa a situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido e, semelhante ao cenário 1, foi elaborado para representar a situação de máximo fluxo descendo pela transformação de fronteira.

Neste cenário, a geração na região Norte predominantemente hidráulica, ficou com despacho em 90%. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica em torno de 40% da capacidade instalada e geração eólica em torno de 25% a 50%, respeitando o limite das interligações.

Usinas solares de Goiás despachadas em 10%, PCHs despachadas nos valores mínimos e as usinas térmicas a biomassa ficaram com geração nula. As demais usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Fonte	MNU (%)
UHE	Norte = 90 Paranaíba = 80
PCH	TO-Araguaia e Paranaíba = mínimo
EOL	25 a 50
UFV	GO = 10
BIO	0
UTE	Ordem de mérito

# Cenário 3 – Norte Úmido Exportador – Carga Leve Fim de Semana

## Geração máxima na distribuição – Impacto na RBF

Este cenário simula a máxima geração das usinas conectadas na rede da distribuidora de Goiás de forma a maximizar o fluxo subindo pelas transformações de fronteira.

Neste cenário, a geração das usinas hidrelétricas do norte foram despachadas em 50% a 60%. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica em 45% da capacidade instalada e geração eólica em torno de 15%.

Geração Fotovoltaica em Goiás despachada em 90% de sua capacidade representando forte geração solar na carga leve no período diurno de domingos e feriados.

Biomassa 100% e PCHs das bacias Paranaíba e Tocantins-Araguaia em 90%, simulando a transição dos períodos seco e úmido. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Fonte	LNU (%)
<b>UHE</b>	Norte = 50 a 60 Paranaíba = 20 a 30
<b>PCH</b>	TO-Araguaia e Paranaíba = 90
<b>EOL</b>	15
<b>UFV</b>	GO = 90
<b>BIO</b>	GO = 100
<b>UTE</b>	Ordem de mérito

# Destques na Topologia Analisada – Goiás

**SE 230/69kV Niquelândia**

2º ATR 30MVA

EPE-DEE-RE 076/2020

**SE 230/138kV Iaciara 2**

Obra desligada dos casos antes de 2030

Enel-GO não pediu acesso

**SE 230/138 kV Goianira**

Obra desligada dos casos antes de 2030.

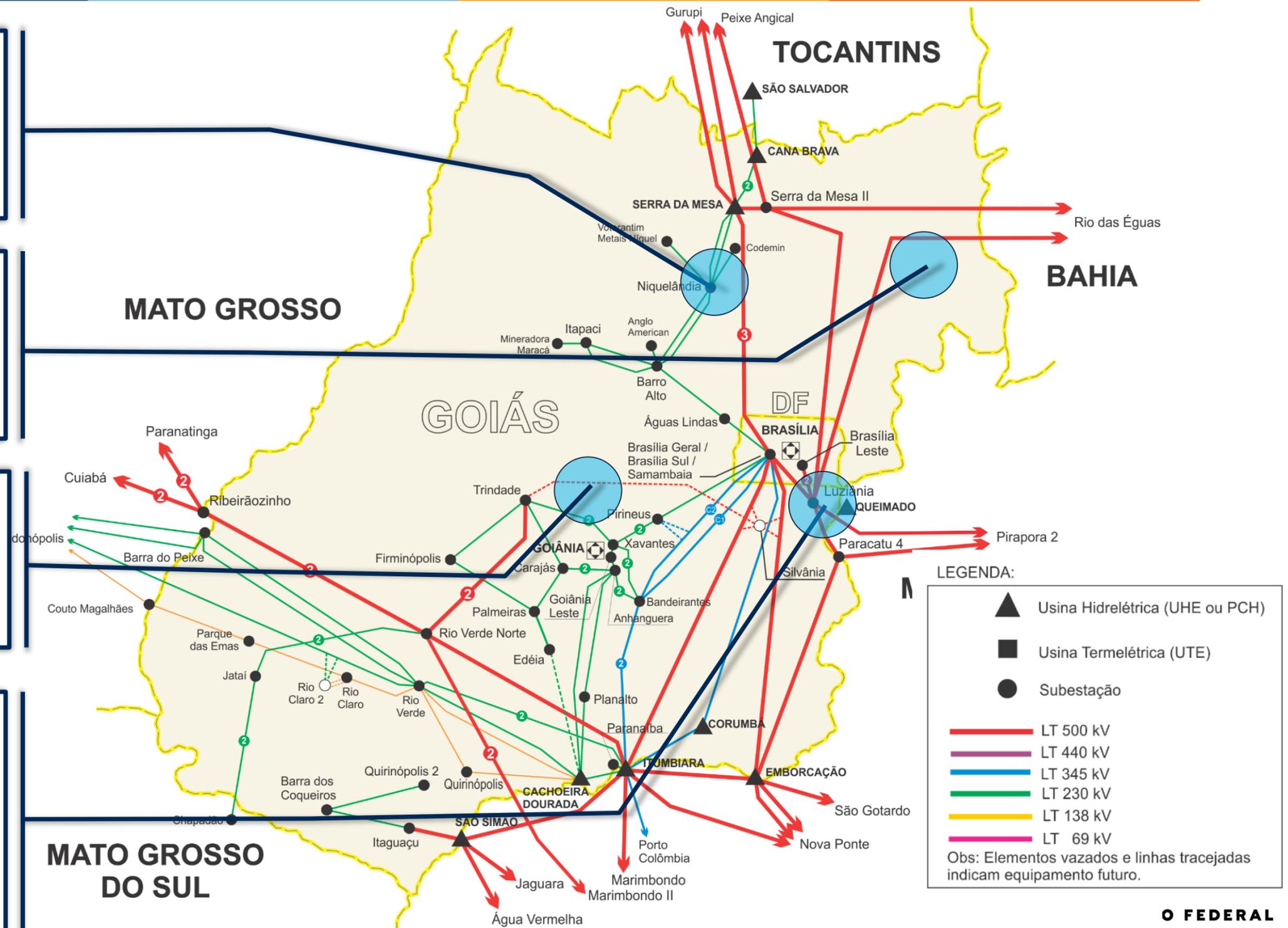
EPE-DEE-RE-043/2017

**SE 500/230 kV Luziânia**

3º TR 225 MVA

LT 138kV Brasília Sul – Pacaembu (2032)

NT EPE-DEE-RE-080/2022



# Destques na Topologia Analisada – Goiás

## SE 230/13,8kV Goiânia Leste

Substituição dos TR 50 MVA por novos TRs 75/90MVA

Estudo Atendimento a Goiânia a ser emitido

## SE 138/69 kV Carajás

Substituição do TR 25 MVA por 50 MVA

Estudo Atendimento a Goiânia a ser emitido

## SE 138/69 kV Carajás

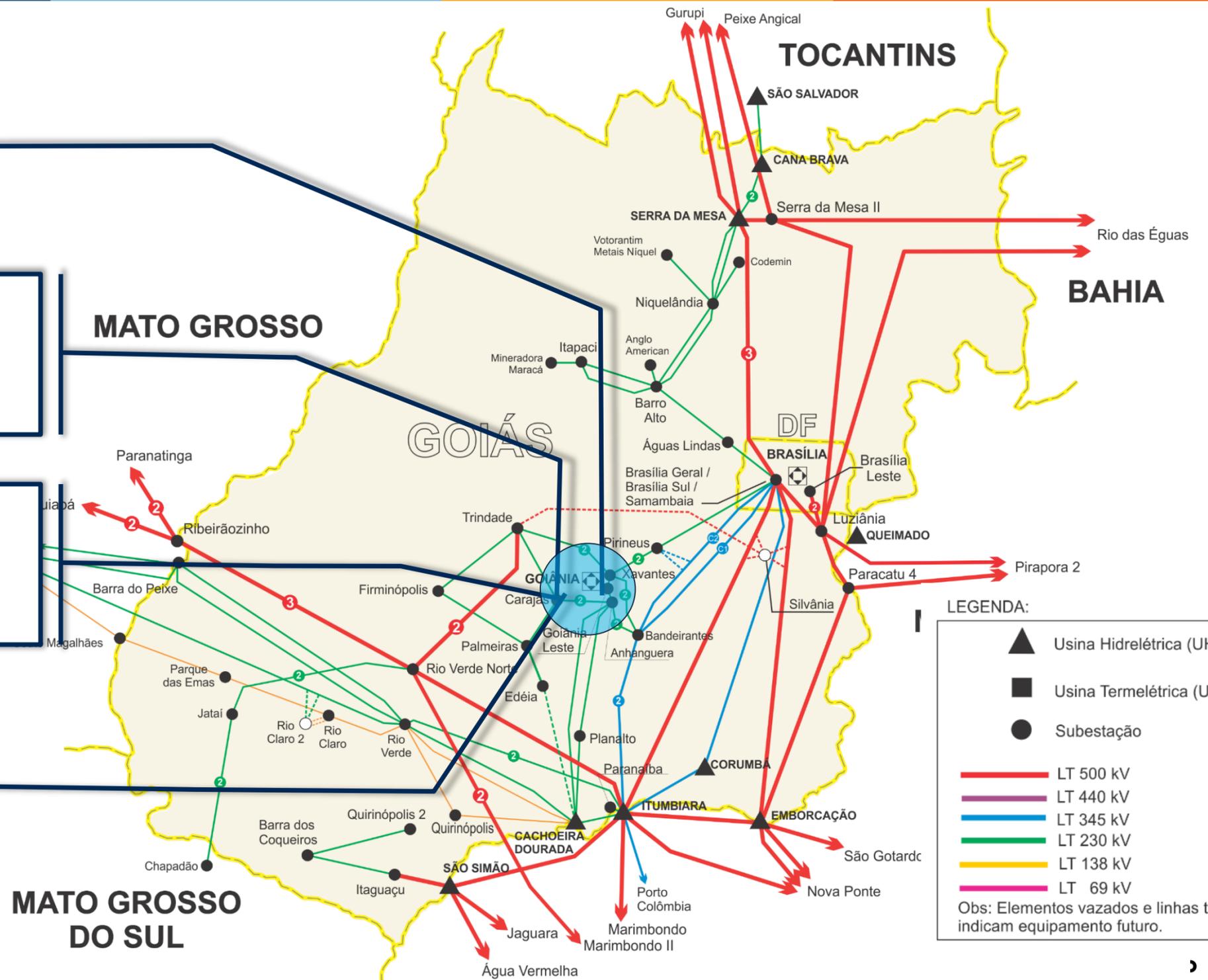
Desfeito secc da LD 138kV Atlântico - Campinas

Obra não concluída devido embargo judicial

LDAT 138 kV Campinas - Ferroviário (Recapacitação)

LDAT 138 kV Anhanguera - Atlântico (Recapacitação)

POTEE dez/22



**LEGENDA:**

- ▲ Usina Hidrelétrica (UHE ou PCH)
- Usina Termelétrica (UTE)
- Subestação
- LT 500 kV
- LT 440 kV
- LT 345 kV
- LT 230 kV
- LT 138 kV
- LT 69 kV

Obs: Elementos vazados e linhas tracejadas indicam equipamento futuro.

# Destques na Topologia Analisada – Goiás

## SE 345 kV Bandeirantes

Compensador Estático excluído por fim de vida útil

Ofício EPE 392/2018

## SE 500/230 kV Trindade

Corrigido reator na barra para 3x50 MVAR

ReA nº 9.997/2021

## SE 230/138 kV Rio Verde Furnas

Incluído banco de capacitores 138kV de 80MVAR

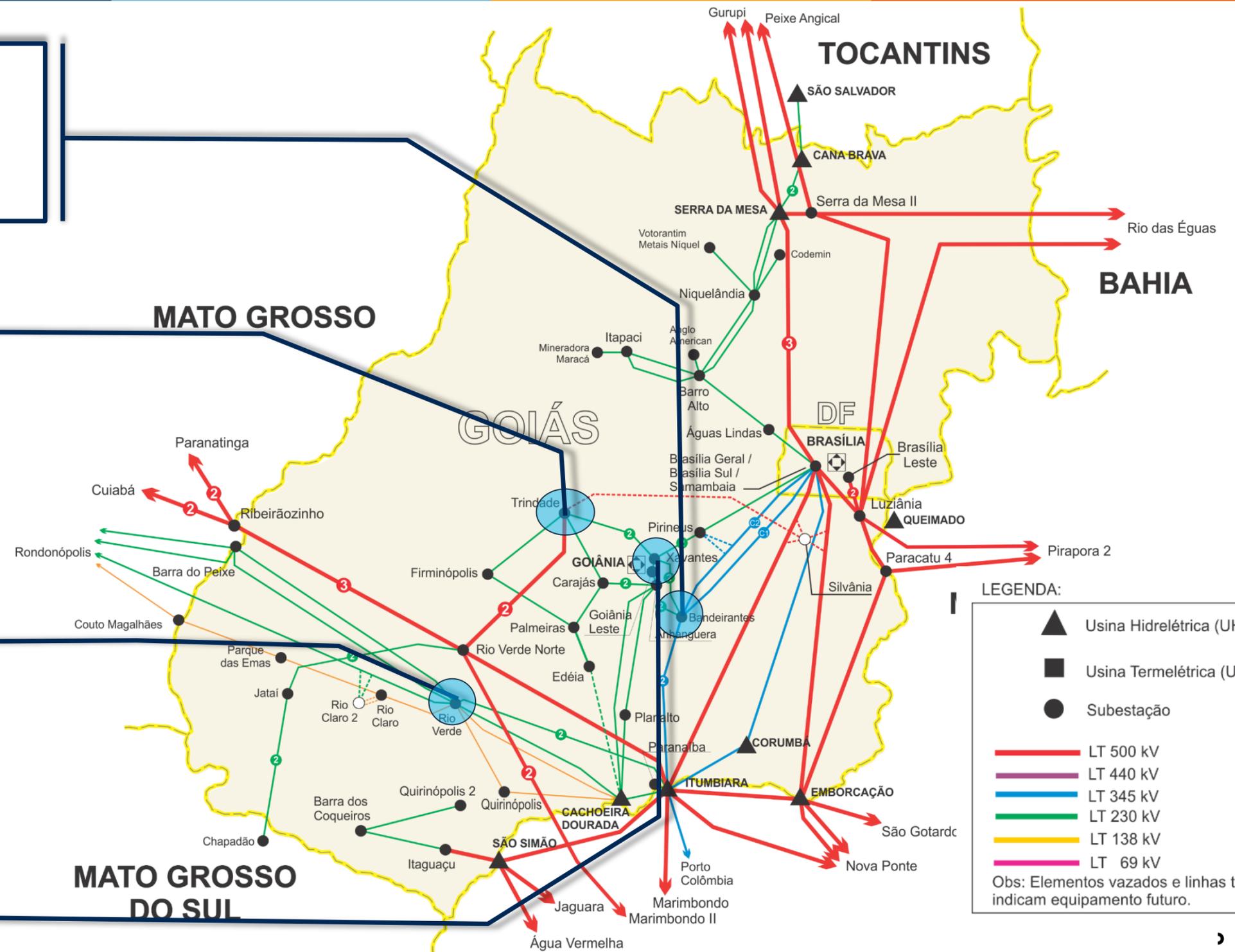
ReA nº 10.722/2021

Retirados reatores 13,8kV por final de vida útil

PAR/PEL ciclo 2023-2027

## UTE Xavantes

Desligada por término de contrato



**LEGENDA:**

- ▲ Usina Hidrelétrica (UHE ou PCH)
- Usina Termelétrica (UTE)
- Subestação
- LT 500 kV
- LT 440 kV
- LT 345 kV
- LT 230 kV
- LT 138 kV
- LT 69 kV

Obs: Elementos vazados e linhas tracejadas indicam equipamento futuro.

# Destques na Topologia Analisada – Goiás

## SE 230/138kV Xavantes

Nova modularização 2x225 MVA e 2x150MVA e inclusão do 5º

Transformador 150 MVA

EPE-DEE-NT-060/2021 e RT 555/2022 ONS

## Reatores MG

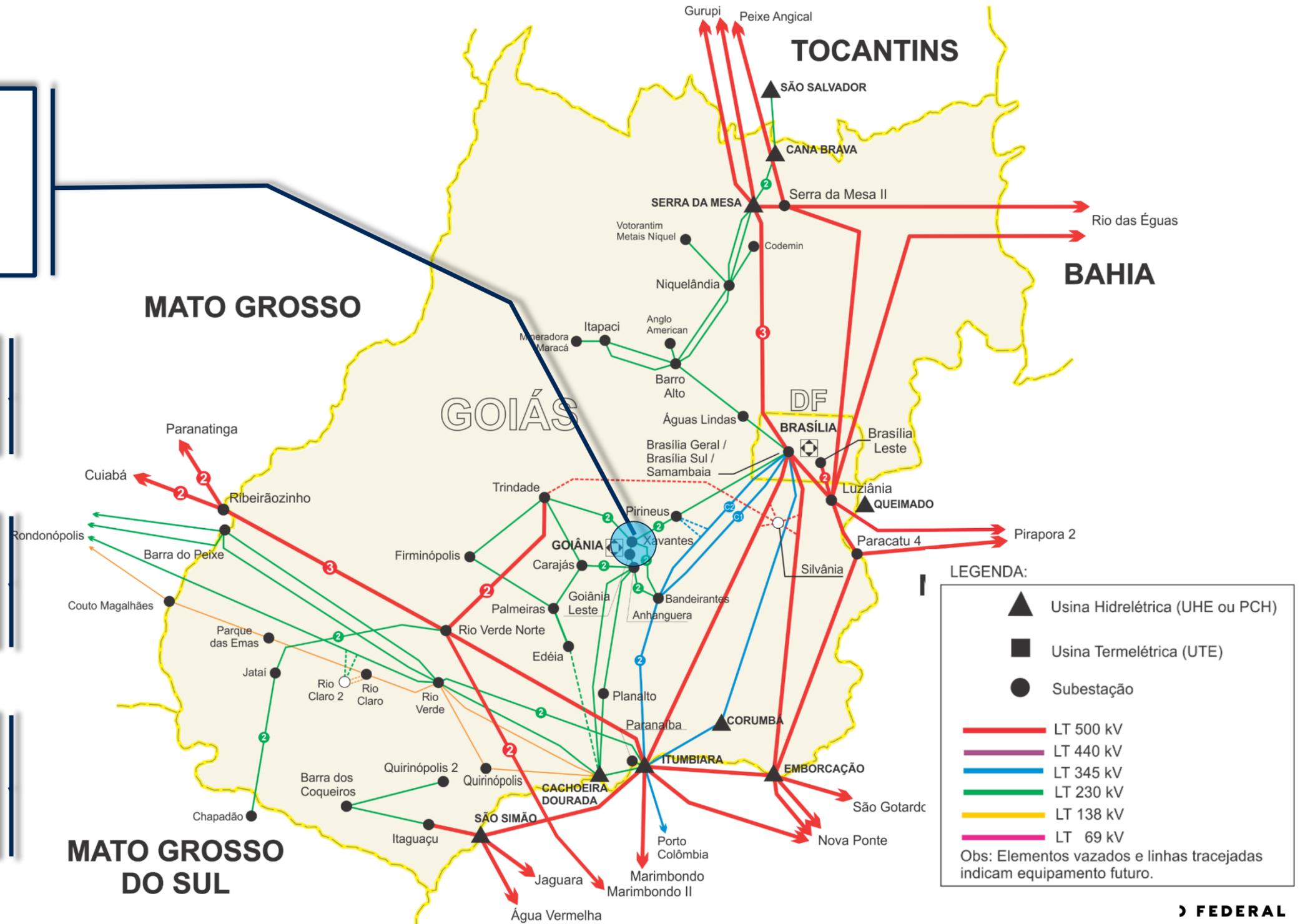
Estudo ONS PAR/PEL 2023-2027 Vol I Tomo 3

## Inclusão das usinas do ACL

MG e GO totalizando 10,4 GW

## Inclusão dos Consumidores Livres Caramuru e JBS

ONS PAR 2024 2028

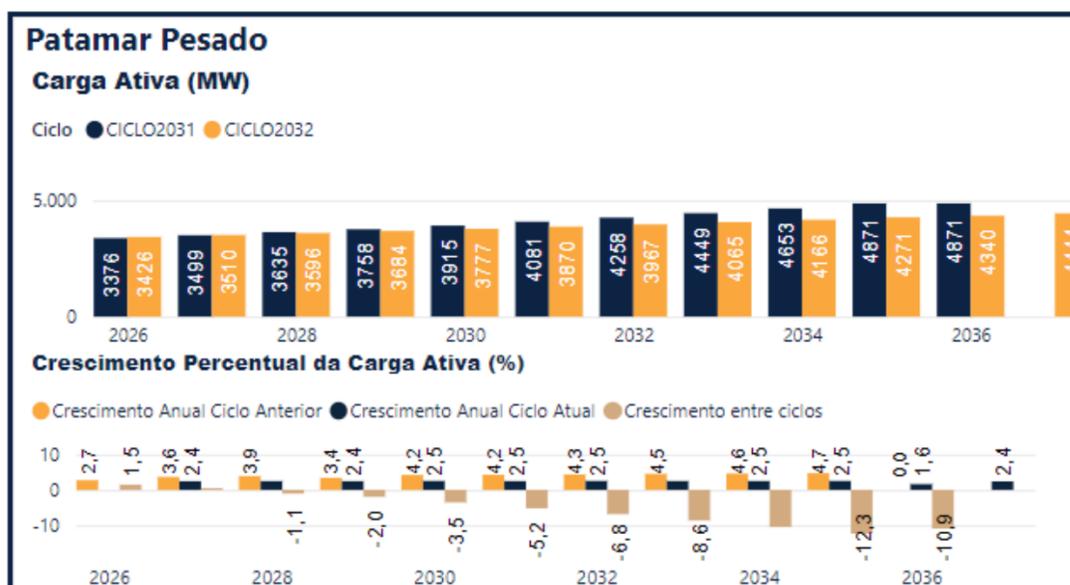
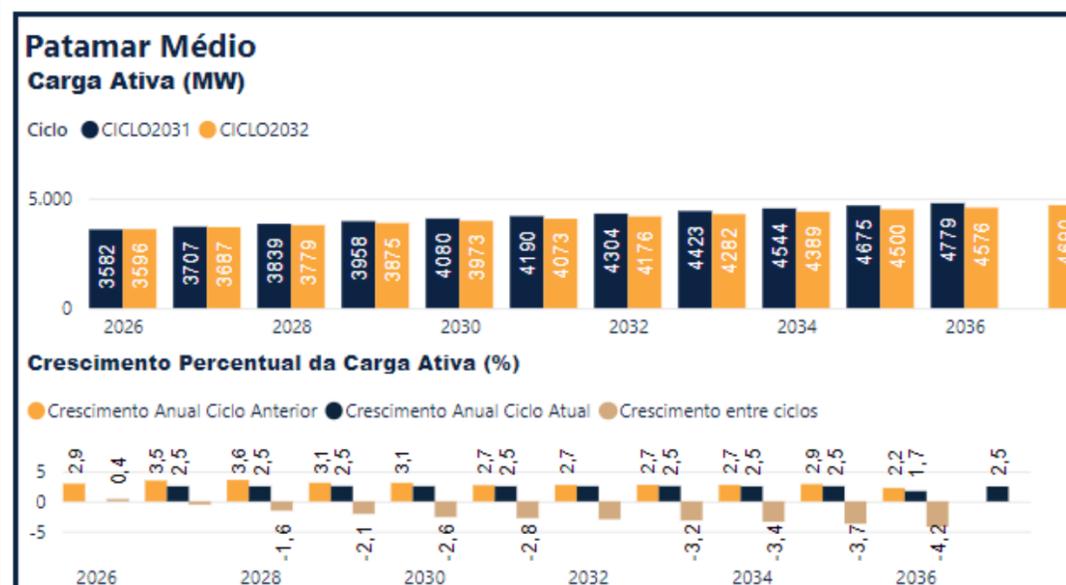
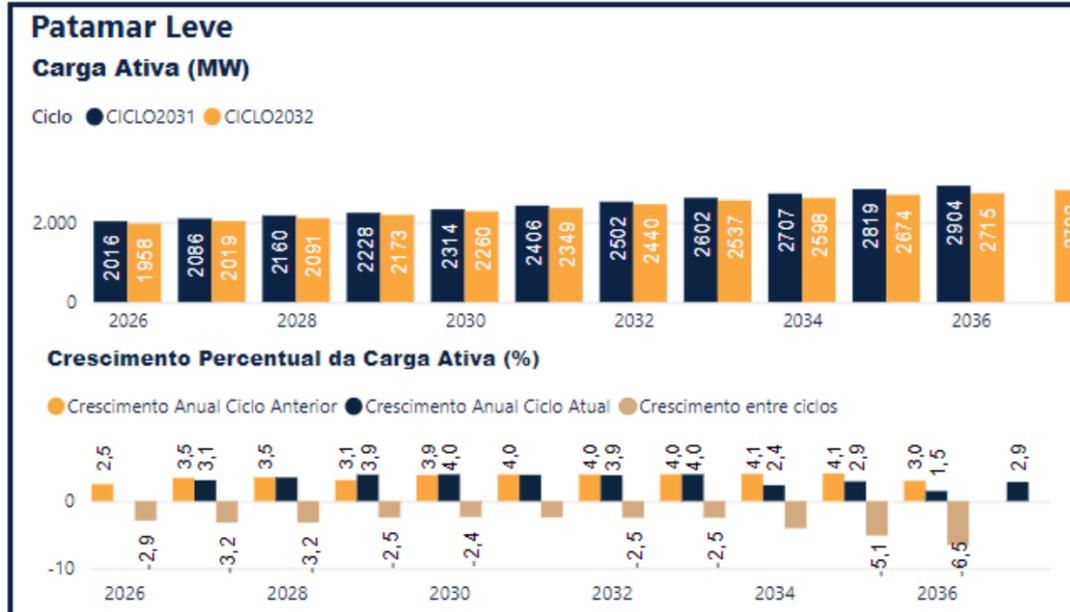


# Dados de Carga – Goiás

Crescimento da carga ao longo do horizonte no ciclo atual varia de 1,5% a 4,0% de acordo com o patamar.

Houve redução da carga em relação ao ciclo anterior em todos os patamares de carga, sendo no patamar de carga pesada a redução mais significativa, chegando a 12,3%;

Na carga leve também ocorre redução significativa, mas de menor valor, chegando a 6,5% no final do horizonte 2026-37.

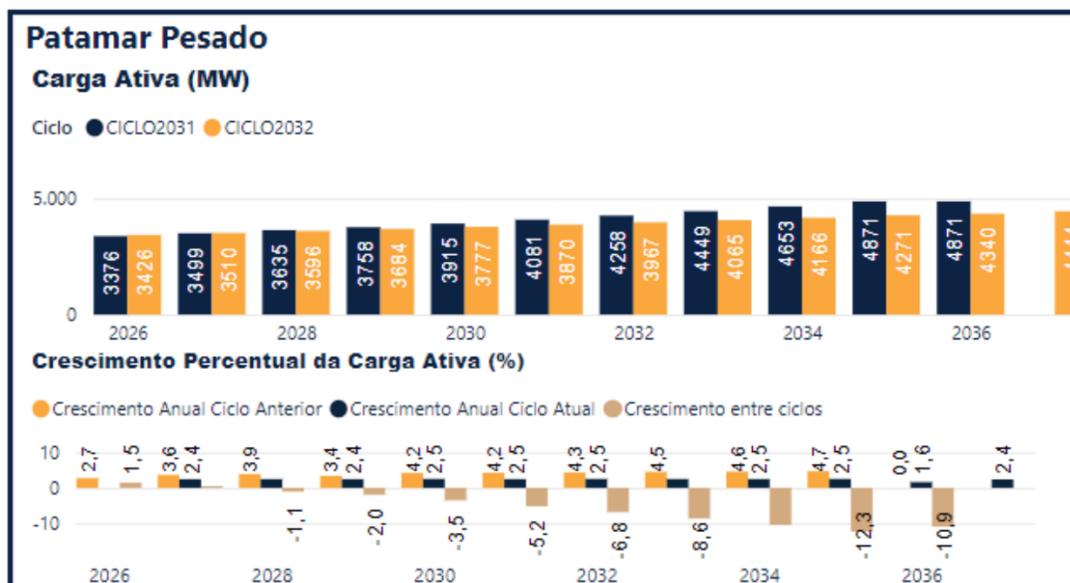
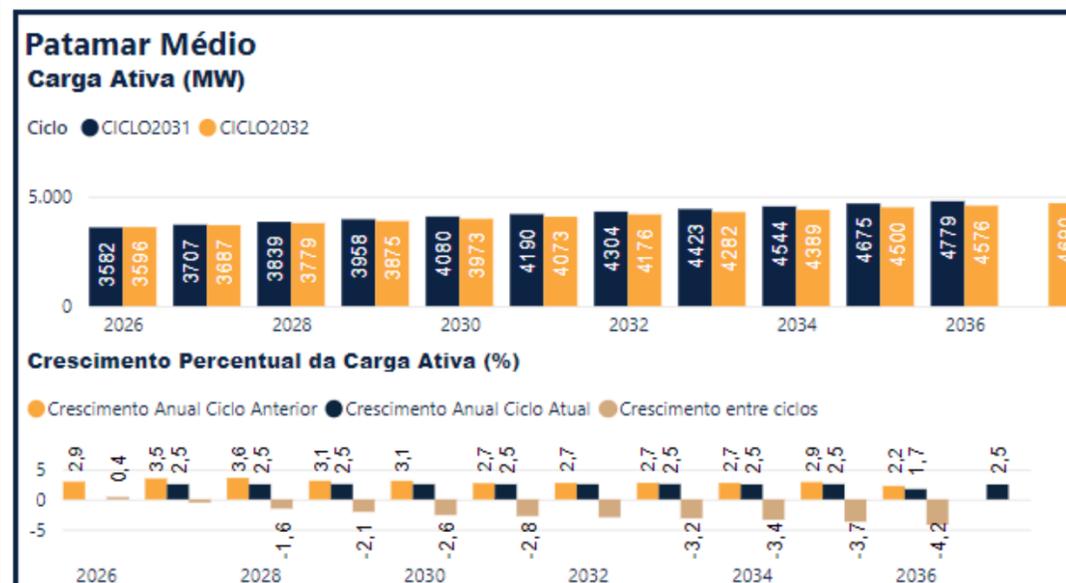
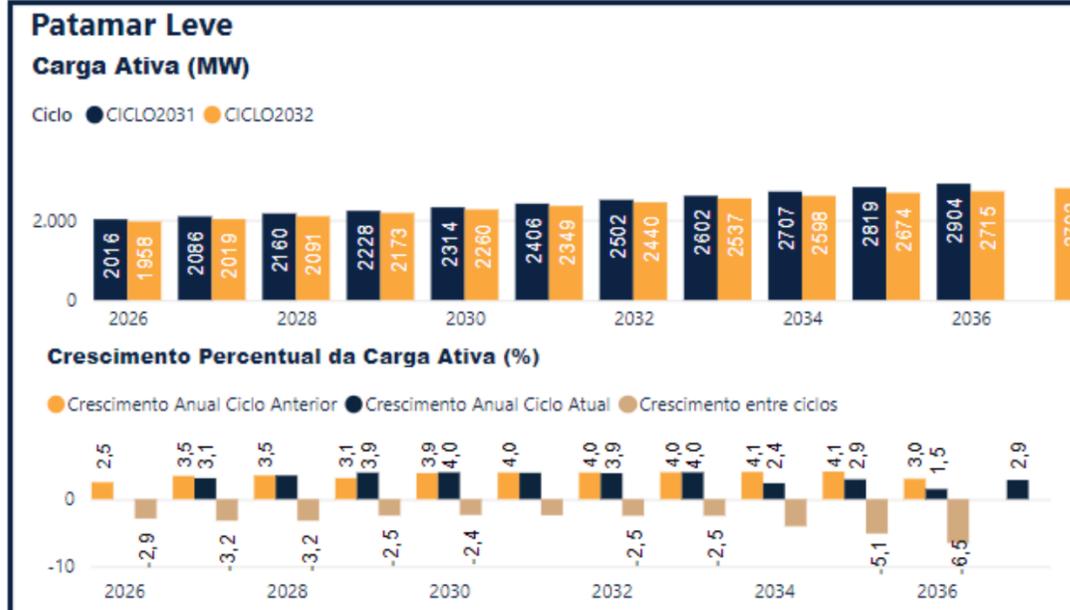


# Dados de Carga – Goiás

Crescimento da carga ao longo do horizonte no ciclo atual varia de 1,5% a 4,0% de acordo com o patamar.

Houve **redução** da carga em relação ao ciclo anterior em **todos os patamares de carga**, sendo no patamar de carga pesada a redução mais significativa, **chegando a 12,3%**;

Na carga leve também ocorre redução significativa, mas de menor valor, chegando a 6,5% no final do horizonte 2026-37.

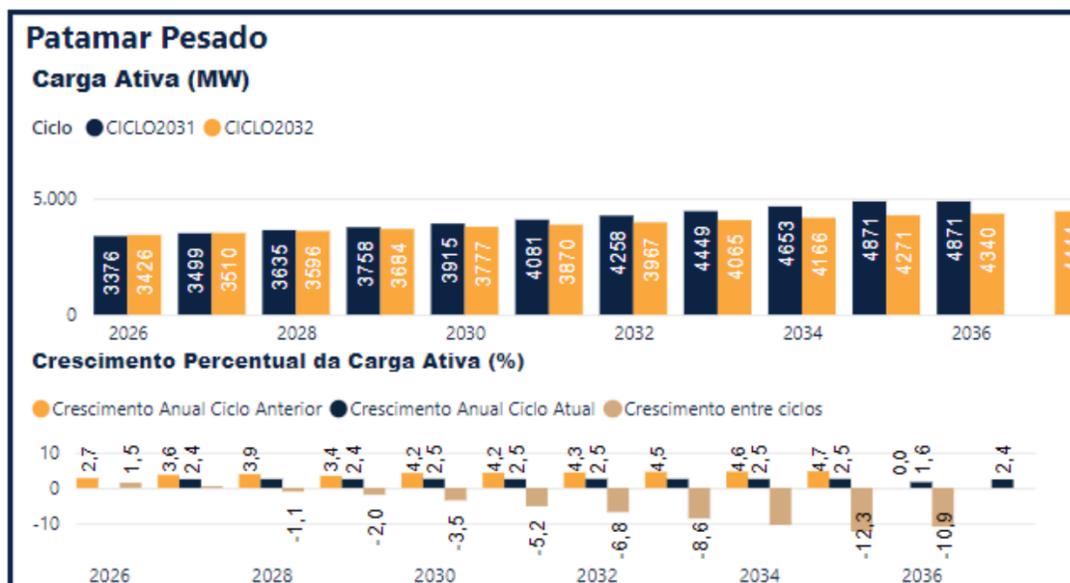
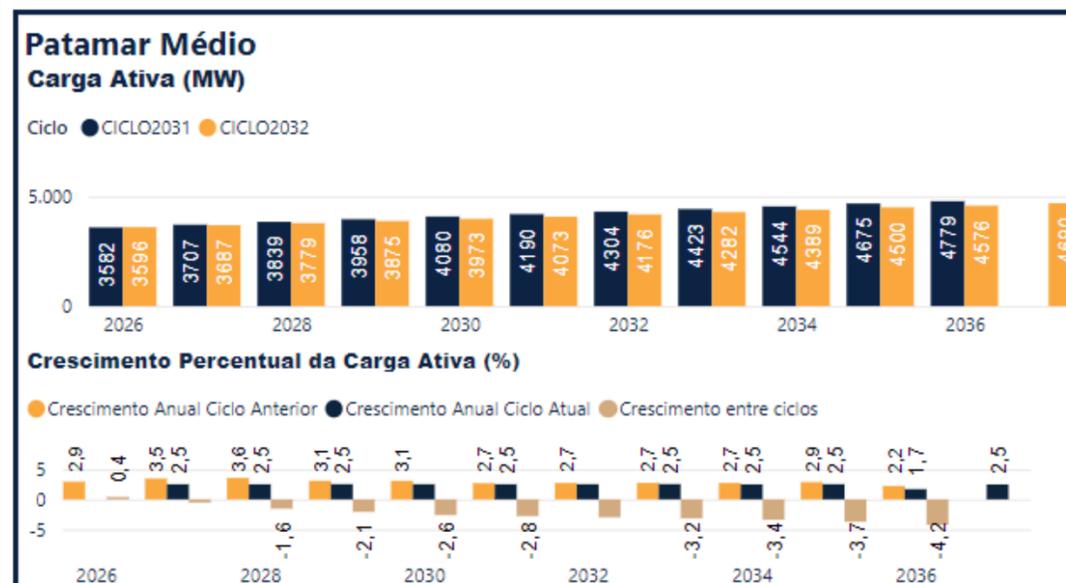
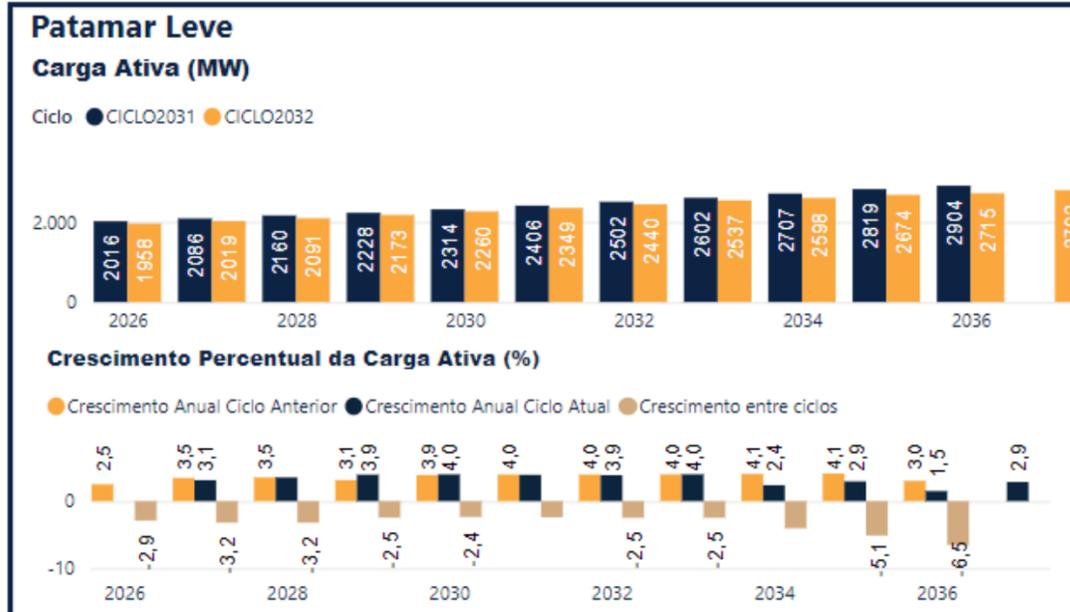


# Dados de Carga – Goiás

Crescimento da carga ao longo do horizonte no ciclo atual varia de 1,5% a 4,0% de acordo com o patamar.

Houve redução da carga em relação ao ciclo anterior em todos os patamares de carga, sendo no patamar de carga pesada a redução mais significativa, chegando a 12,3%;

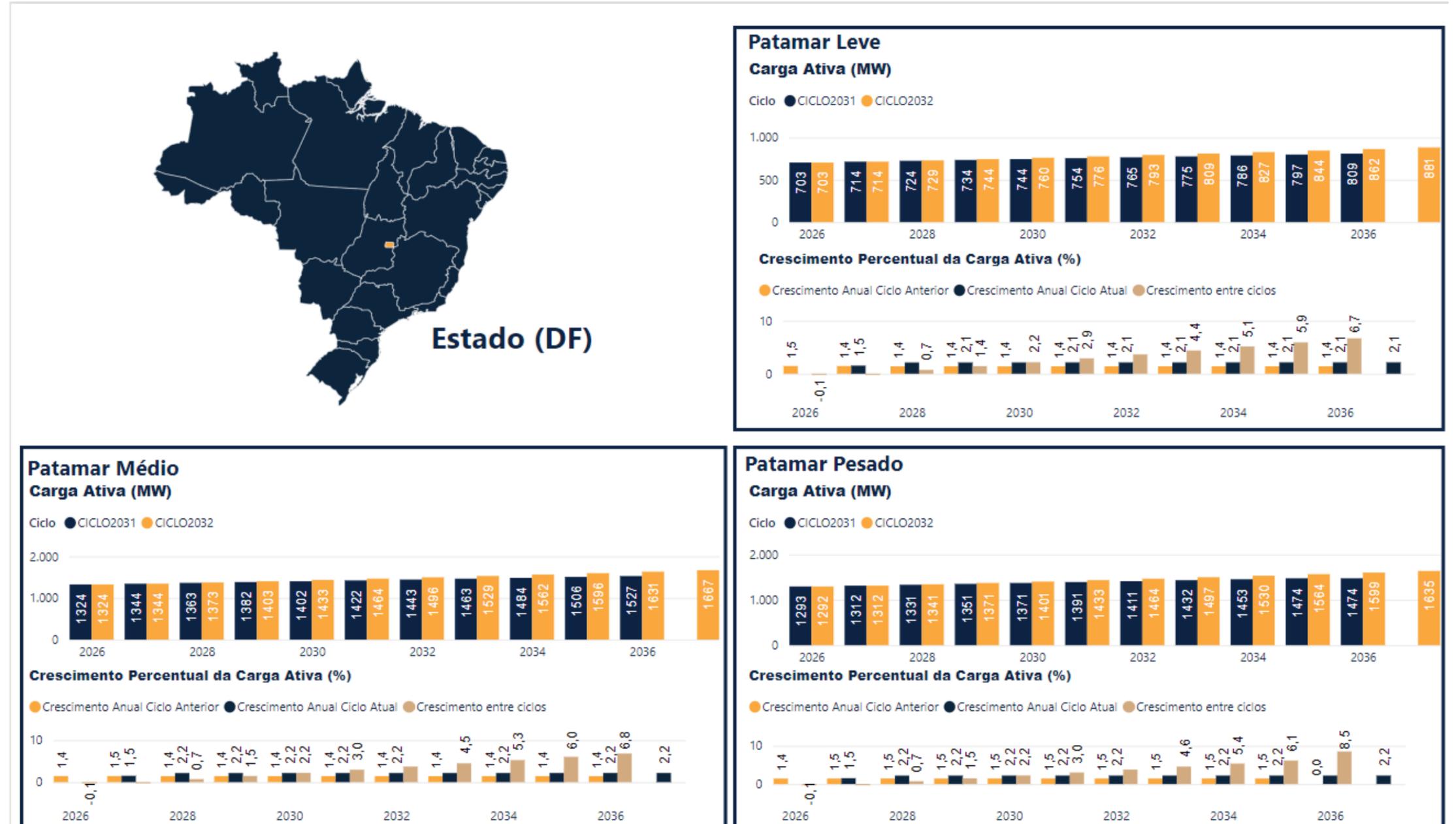
Na carga leve também ocorre redução significativa, mas de menor valor, chegando a 6,5% no final do horizonte 2026-37.



# Dados de Carga – Distrito Federal

Crescimento de carga do ciclo ao longo do horizonte de análise varia de 1,5% a 2,2%.

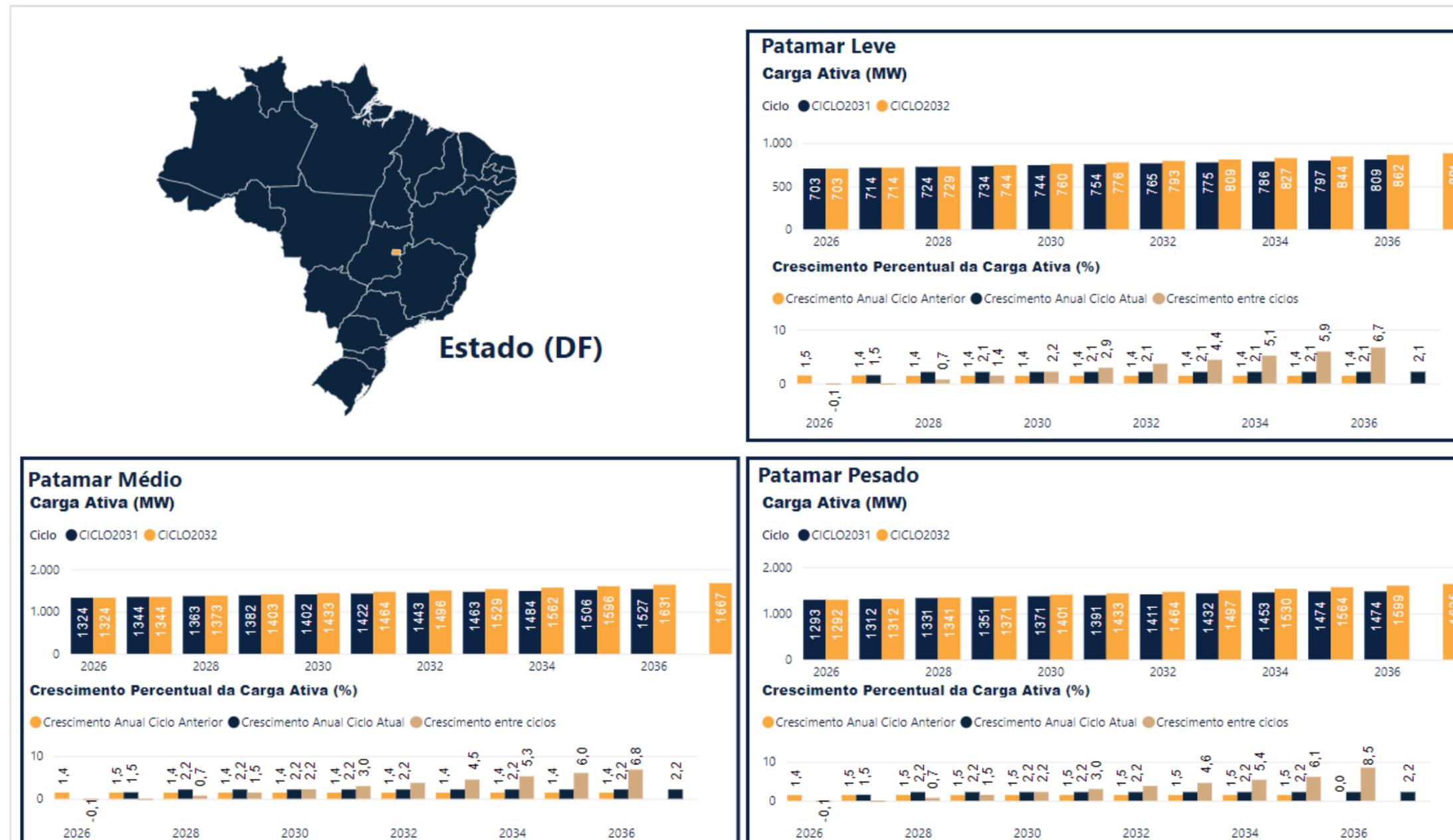
Houve aumento da carga em relação ao ciclo anterior em todos os patamares de carga, acentuando-se nos anos finais do horizonte 2026-37, chegando a 8,5%;



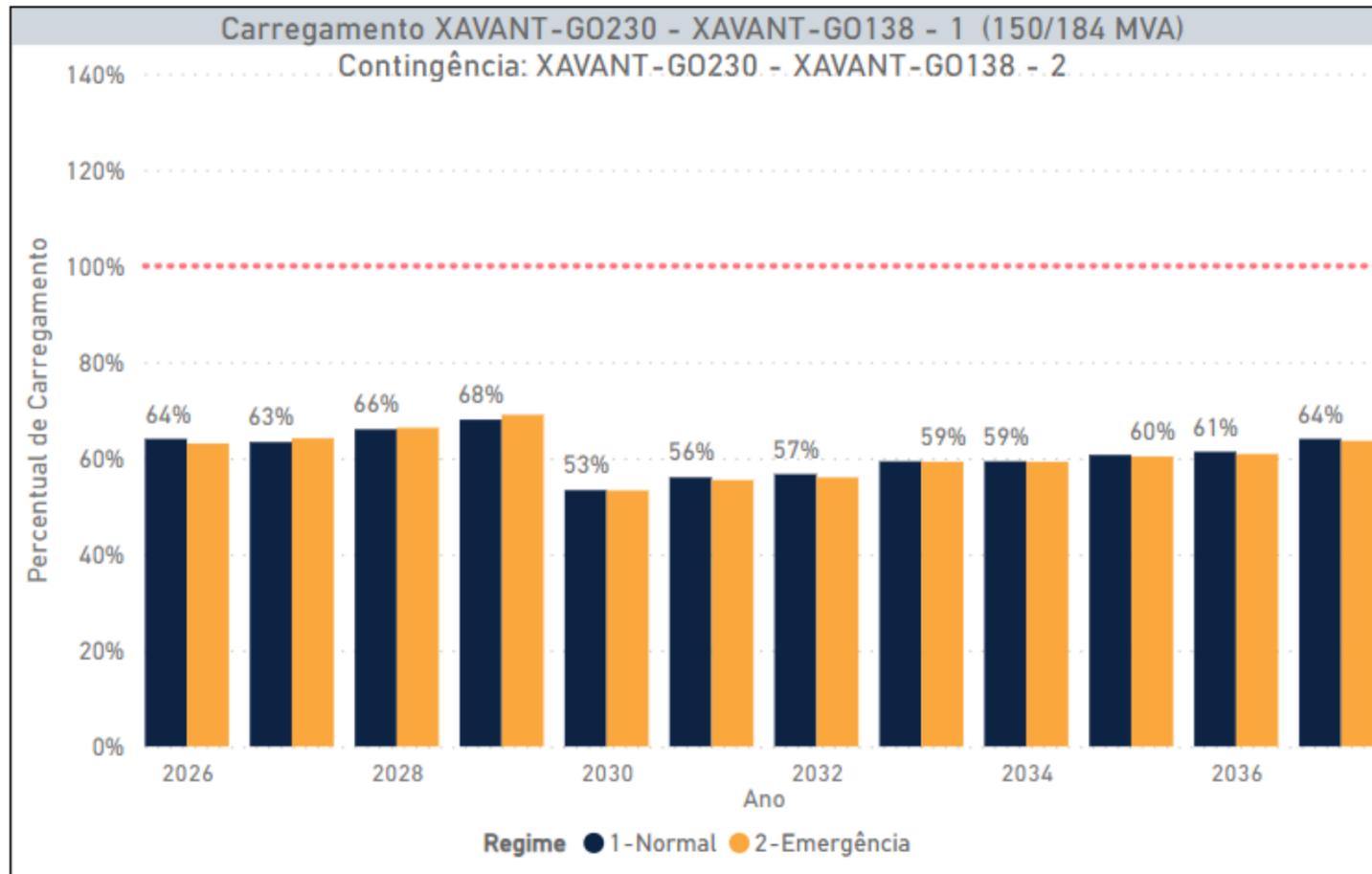
# Dados de Carga – Distrito Federal

Crescimento de carga do ciclo ao longo do horizonte de análise varia de 1,5% a 2,2%.

Houve **aumento da carga** em relação ao ciclo anterior **em todos os patamares de carga**, acentuando-se nos anos finais do horizonte 2026-37, chegando a 8,5%;



# Pontos de Destaque – Goiás



Entrada da SE 230/138kV Goianira aliviando carregamento da SE 230/138 kV Xavantes  
[EPE-DEE-RE-076-2020](#)

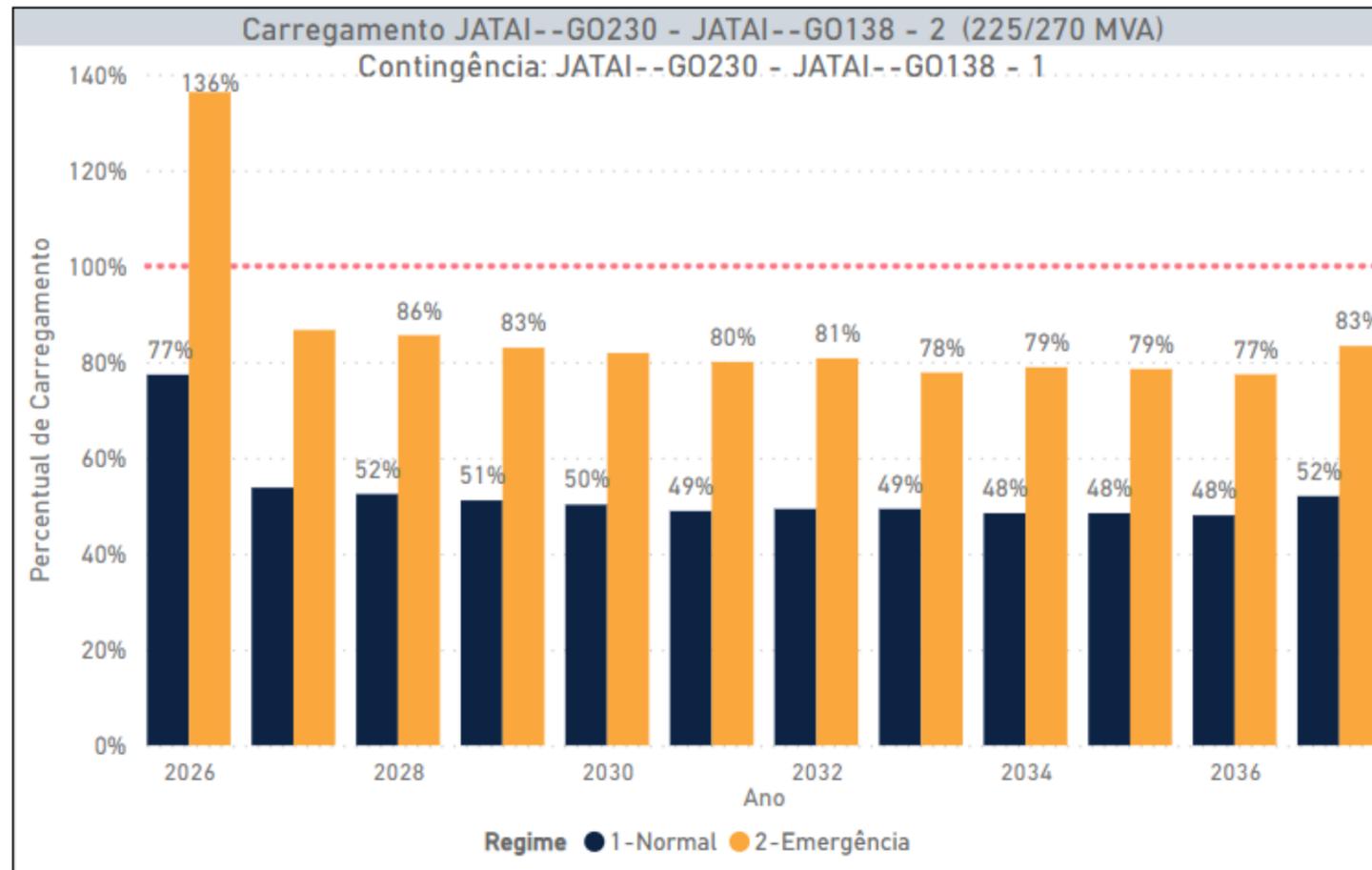
## SE 230/138kV Xavantes

5º Trafo já considerado desde 2026;

SE 230/138kV Xavantes não apresentou problemas no longo prazo com a nova modularização dos transformadores.

ATR	Cn (MVA)	Ce (MVA)
1	150	184
2	225	270
3	225	270
4	150	195
5	150	175

# Pontos de Destaque – Goiás



Acesso da Distribuidora nas instalações da ICG Jataí

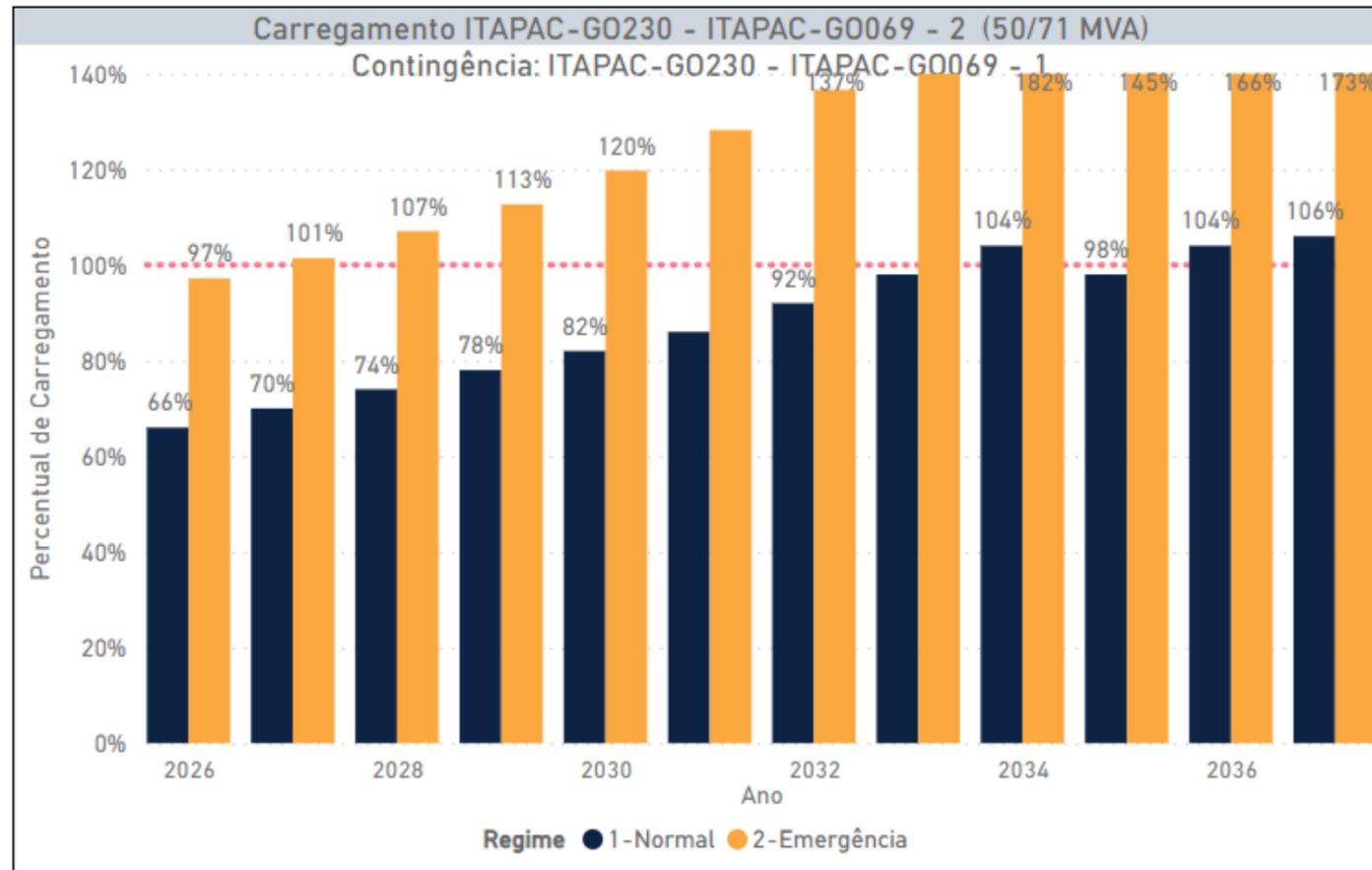
## SE 230/138kV Jataí

Em 2026, sobrecarga do transformador 225/ 270 MVA na perda da unidade paralela, considerando o cenário de máxima geração das usinas da região. ICG não precisa atender ao N-1.

Com acesso da Equatorial GO na SE 138kV Mineiros, a ICG 230/138 kV Jataí passa a ser considerada como DIT, devendo atender ao critério de confiabilidade N-1;

Após a conexão da Equatorial, parte do fluxo é direcionado para rede da distribuidora e os transformadores atendem ao critério de confiabilidade N-1 até o final do horizonte 2026 - 2037.

# Pontos de Destaque – Goiás



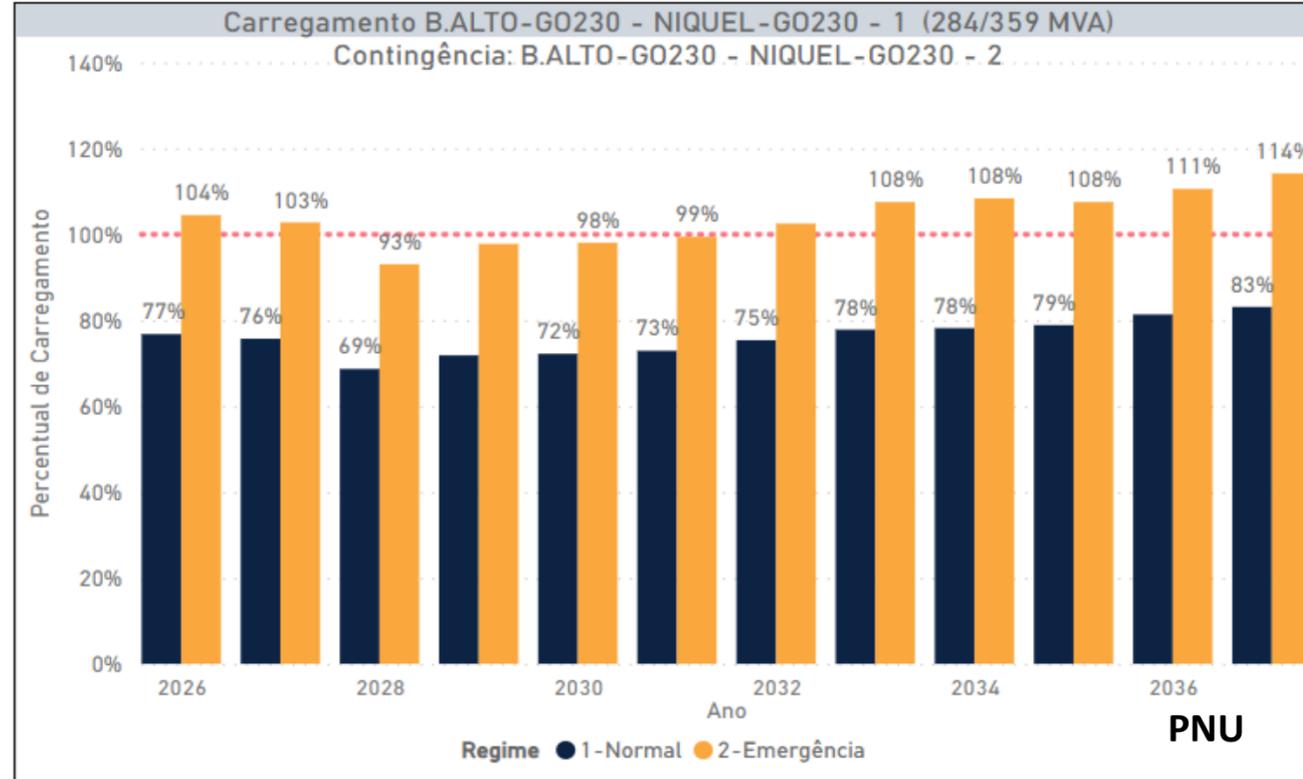
## SE 230/69 kV Itapaci

Verificado sobrecarga no Transformador da SE 230/69 kV Itapaci na perda da outra unidade transformadora a partir de 2030, carga média e 2027 na carga pesada. Demonstrando que a transferência de carga realizada para o setor 138 kV não foi suficiente para aliviar essa transformação.

UTE Codora foi considerada com geração nula;

Situação pode ser ainda mais crítica. RT EDP 01/01/23 – redução da capacidade de emergência do TR2, para 59 MVA.

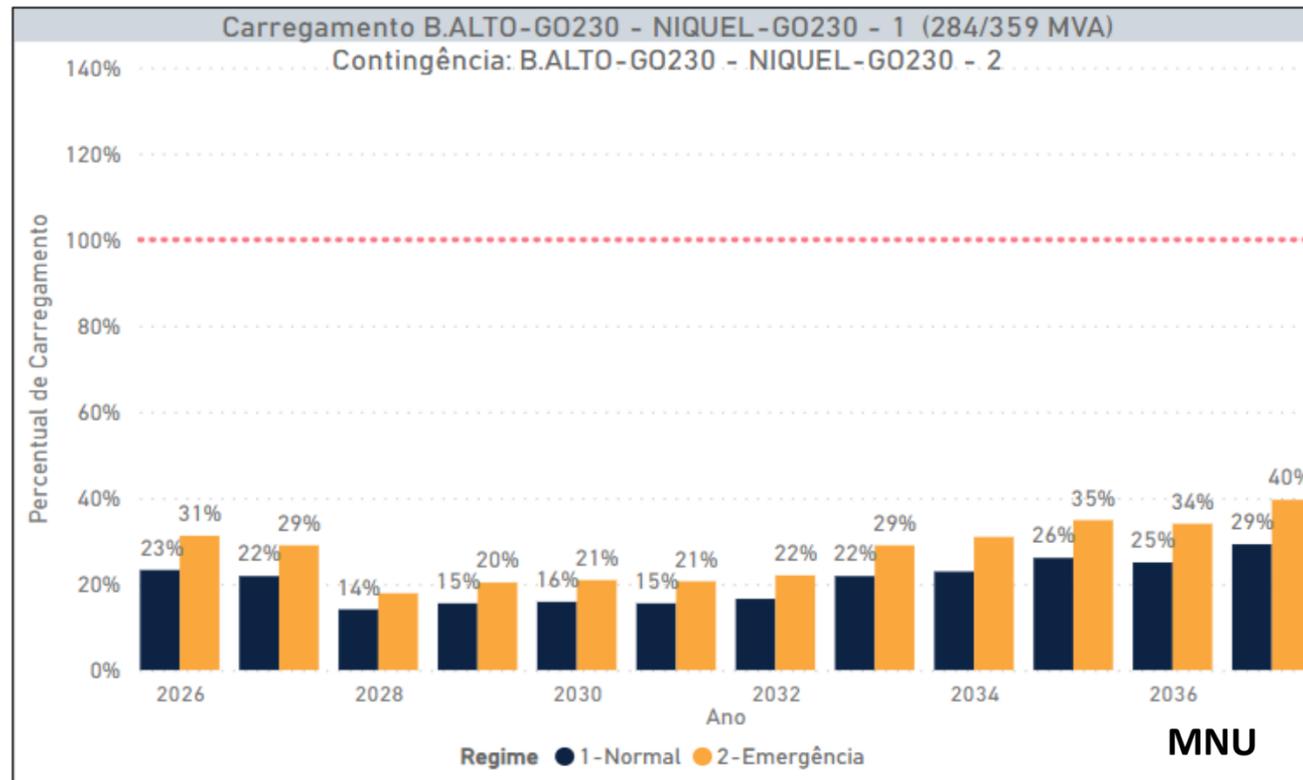
# Pontos de Destaque – Goiás



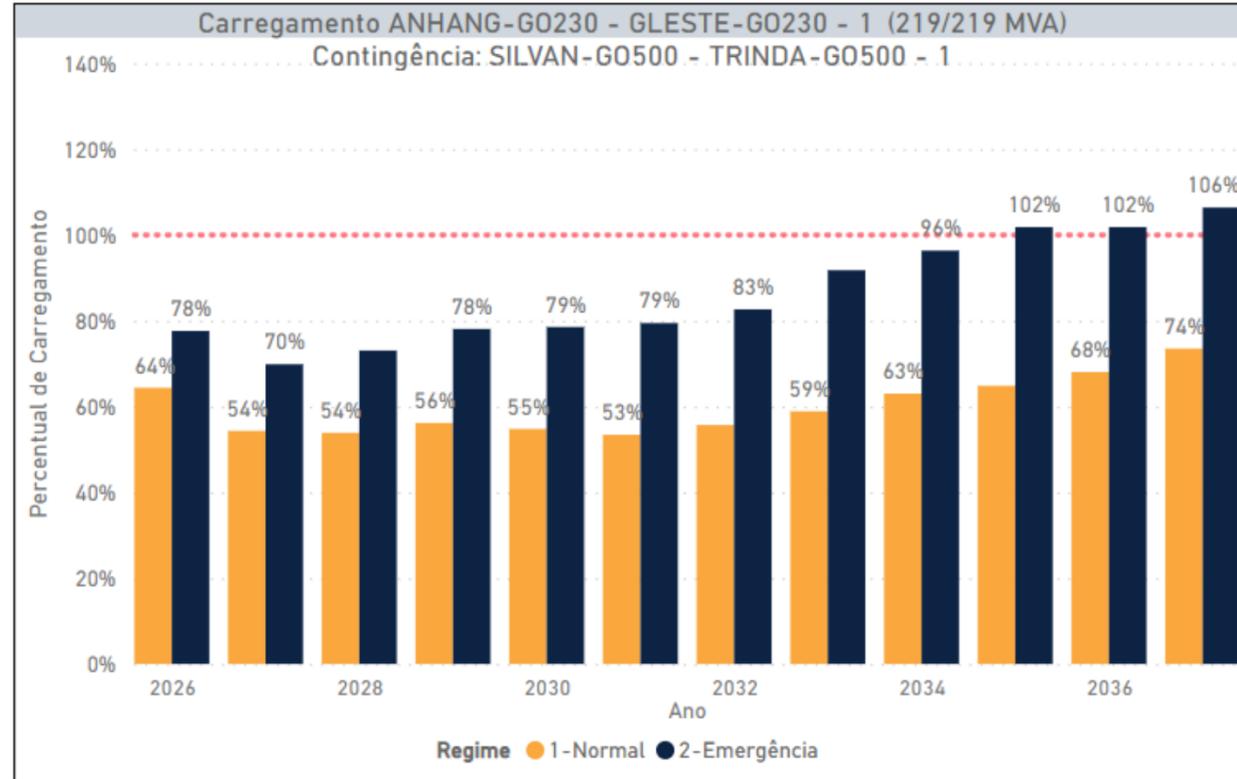
## LT 230 kV Barro Alto – Niquelândia

Sobrecarga na LT Barro Alto – Niquelândia, C1, na contingência do circuito em paralelo, C2, no patamar de carga pesada. A entrada do bipolo de Silvânia, em 2028, diminui o carregamento dessa LT mas volta a ter sobrecarga em 2032.

A presença da geração fotovoltaica em Barro Alto diminui o carregamento da LT Barro Alto – Niquelândia, C1 e C2, no patamar de carga média.

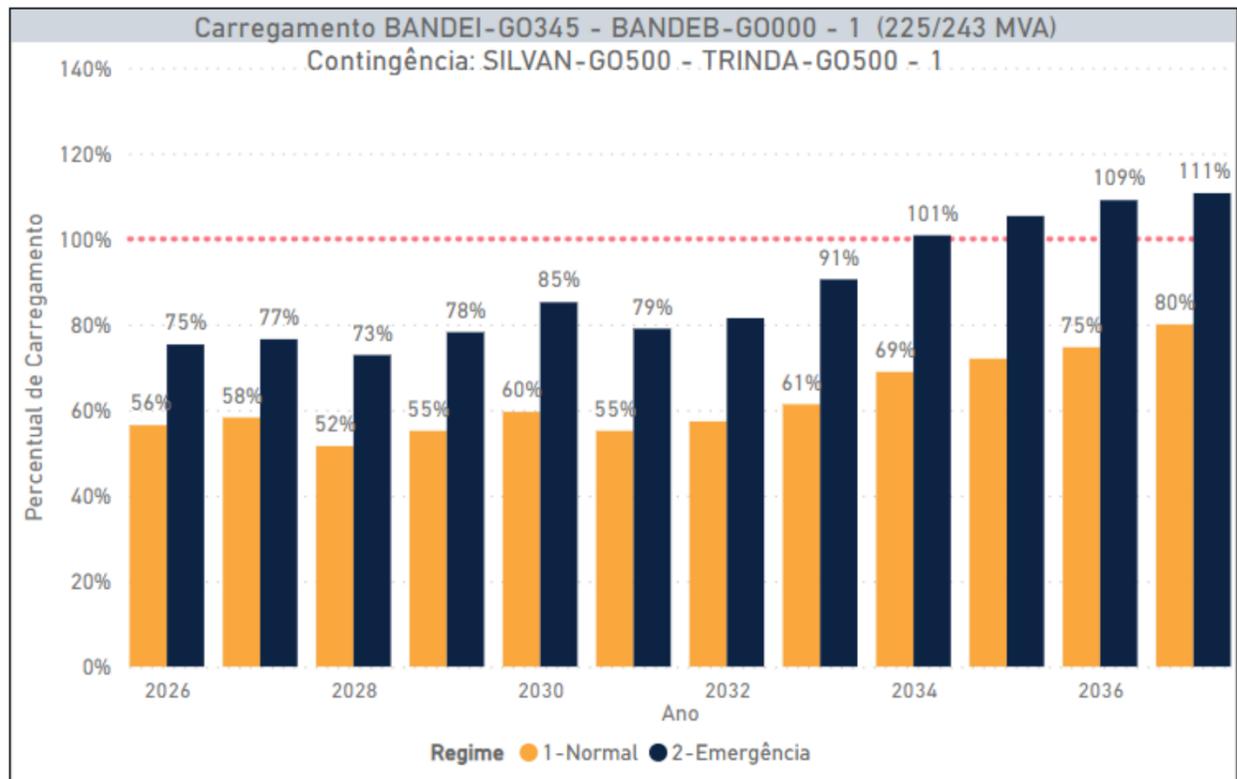


# Pontos de Destaque – Goiás

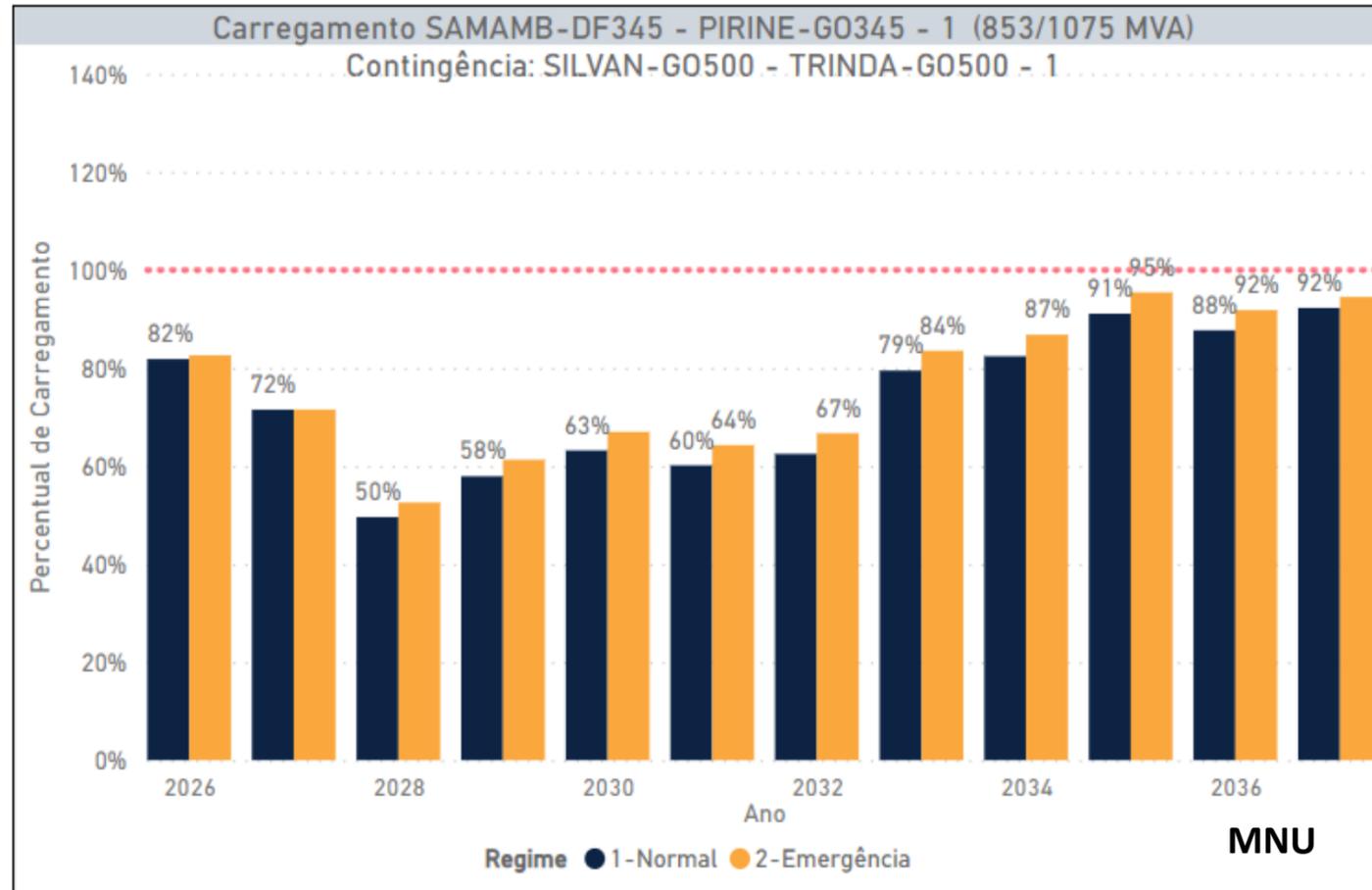


## LT 230 kV Anhanguera – Goiânia Leste e SE 345/230 kV Bandeirantes

A contingência da LT 500 kV Silvânia – Trindade causa a sobrecarga na LT 230 kV Anhanguera – Goiânia Leste, a partir de 2035, e sobrecarga na transformação da SE 345/230 kV Bandeirantes, T2 e T4, que possuem Ce reduzida, a partir de 2034.

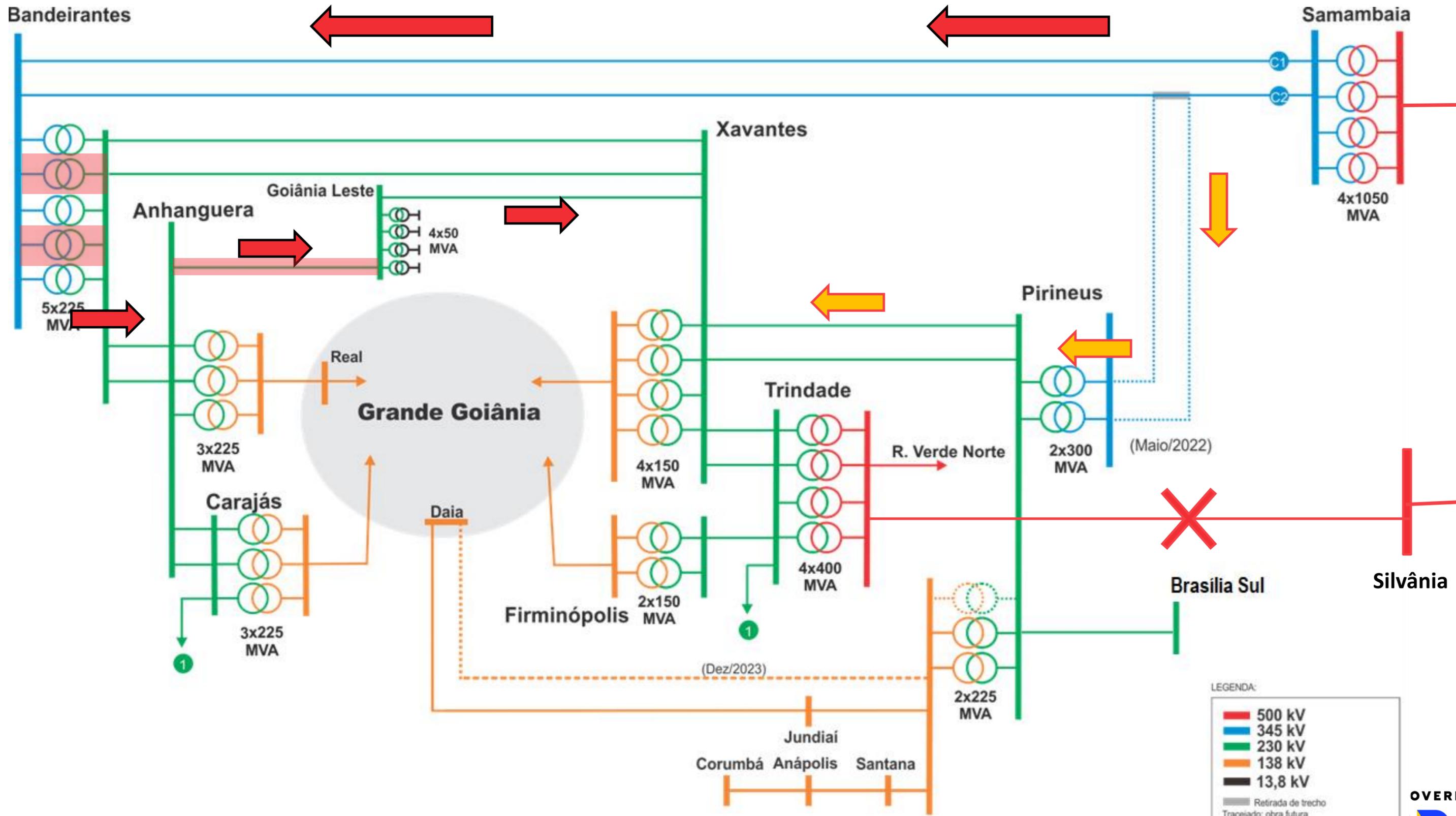


# Pontos de Destaque – Goiás



## LT 345 kV Samambaia - Pirineus

Alto carregamento na LT 345 kV Samambaia – Pirineus em regime normal e na contingência da LT 500 kV Silvânia - Trindade



LEGENDA:

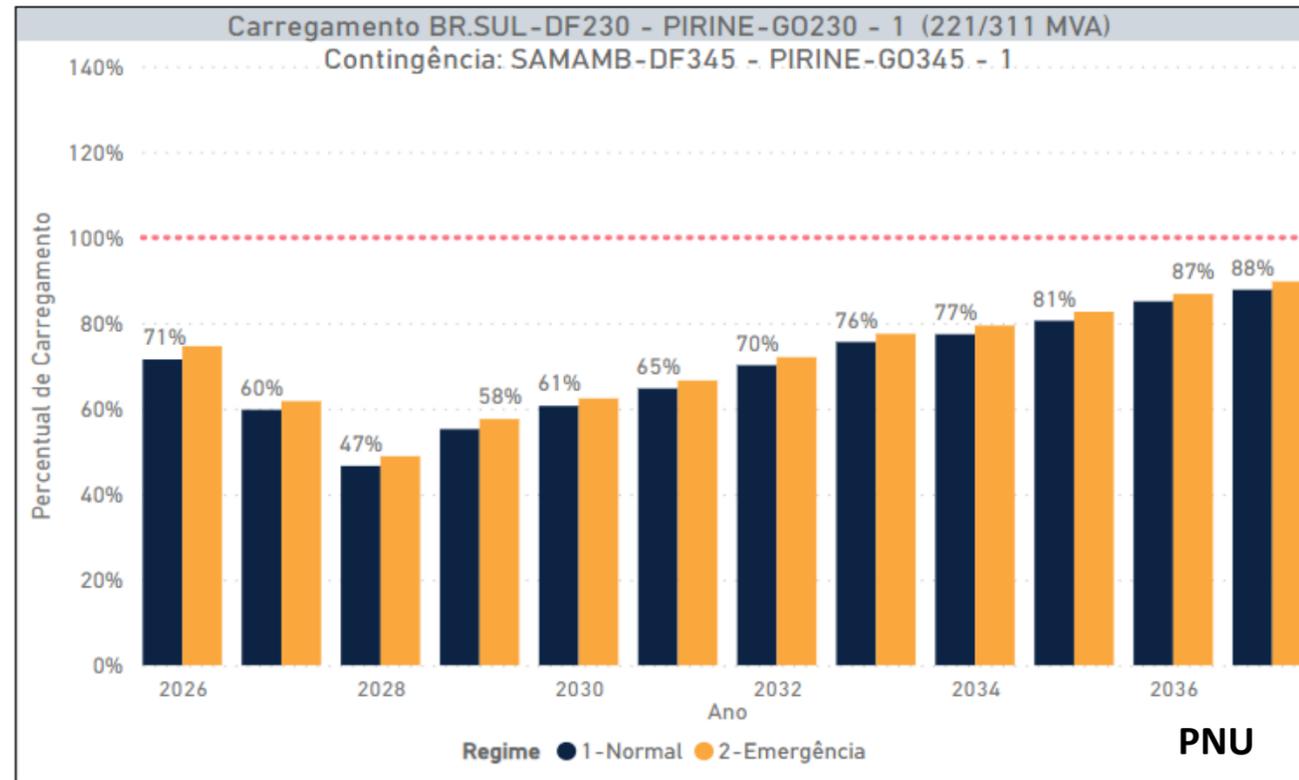
- 500 kV
- 345 kV
- 230 kV
- 138 kV
- 13,8 kV
- Retirada de trecho
- Tracejado: obra futura

MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL

UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

# Pontos de Destaque – Goiás

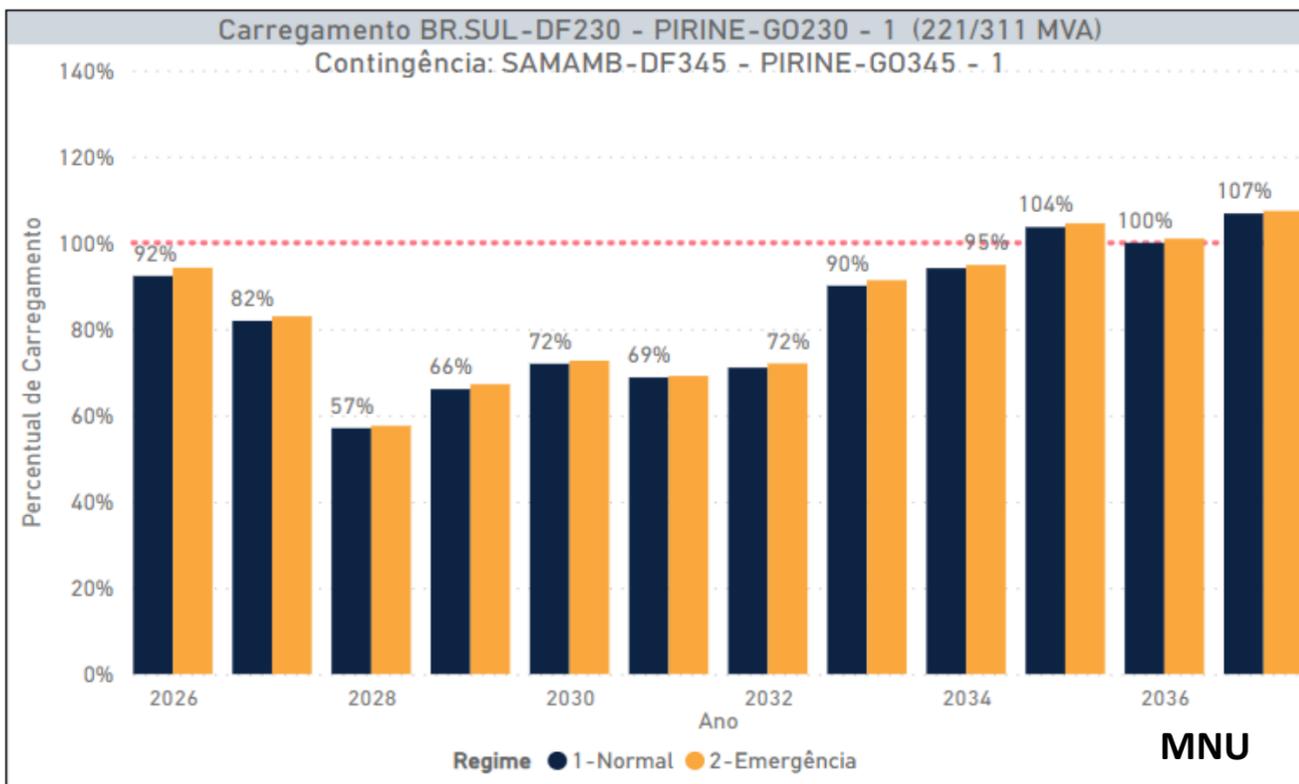


## LT 230 kV Brasília Sul – Pirineus

Alto carregamento da LT 230 kV Brasília Sul – Pirineus no patamar de carga pesada, e sobrecarga em regime normal e na contingência da LT 345 kV Samambaia – Pirineus, a partir de 2035, no patamar de carga média;

Em 2028, o carregamento diminui com o Bipolo Silvânia – Graça Aranha;

Geração das UFVs em Barro Alto, contribui para sobrecarga dessa LT nos anos finais do horizonte 2026 - 2037



## **3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Centro-Oeste**

### **1. Estudos Finalizados**

### **2. Diagnóstico Regional - PDE2032**

- Cenários Analisados
- Dados de Carga
- Pontos de Destaque

### **3. Estudos em Andamento**

### **4. Programação de Estudos 2023**

### **5. Assuntos Gerais**



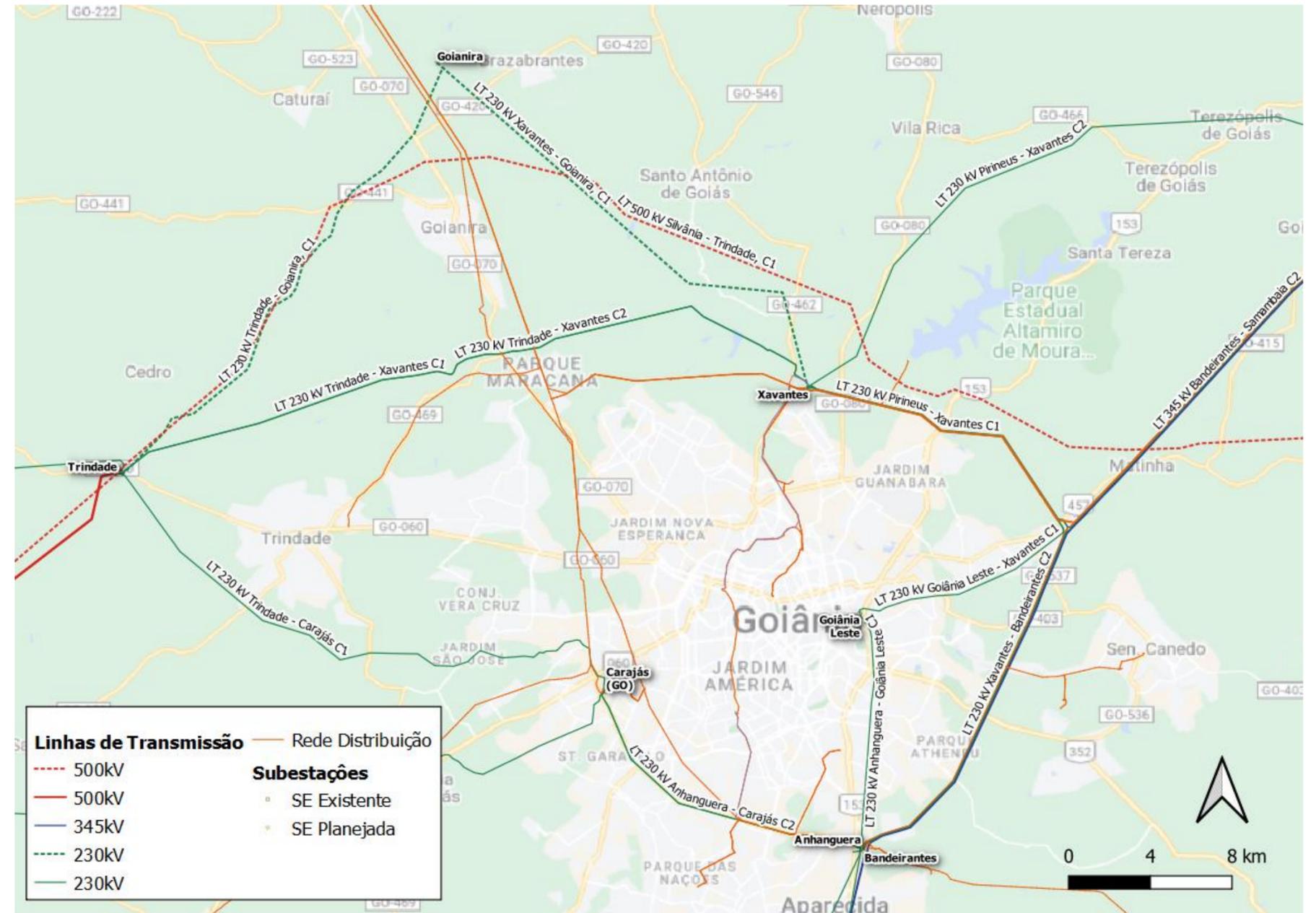
# Estudos em Andamento

Substituição dos transformadores TR-A e TR-B de 50 MVA por 2 novos transformadores de 75 MVA

- Remanejamento de cargas/alimentadores para melhor distribuição dos fluxos
- Novas unidades alocadas nas posições físicas do TR-C e TR-D Unidades dos TR-C e TR-D remanejadas para as posições do TR-A e TR-B

Substituição dos demais transformadores conforme o esgotamento das capacidades

Subestação ao final do horizonte de análise 4 unidades de 75/90 MVA



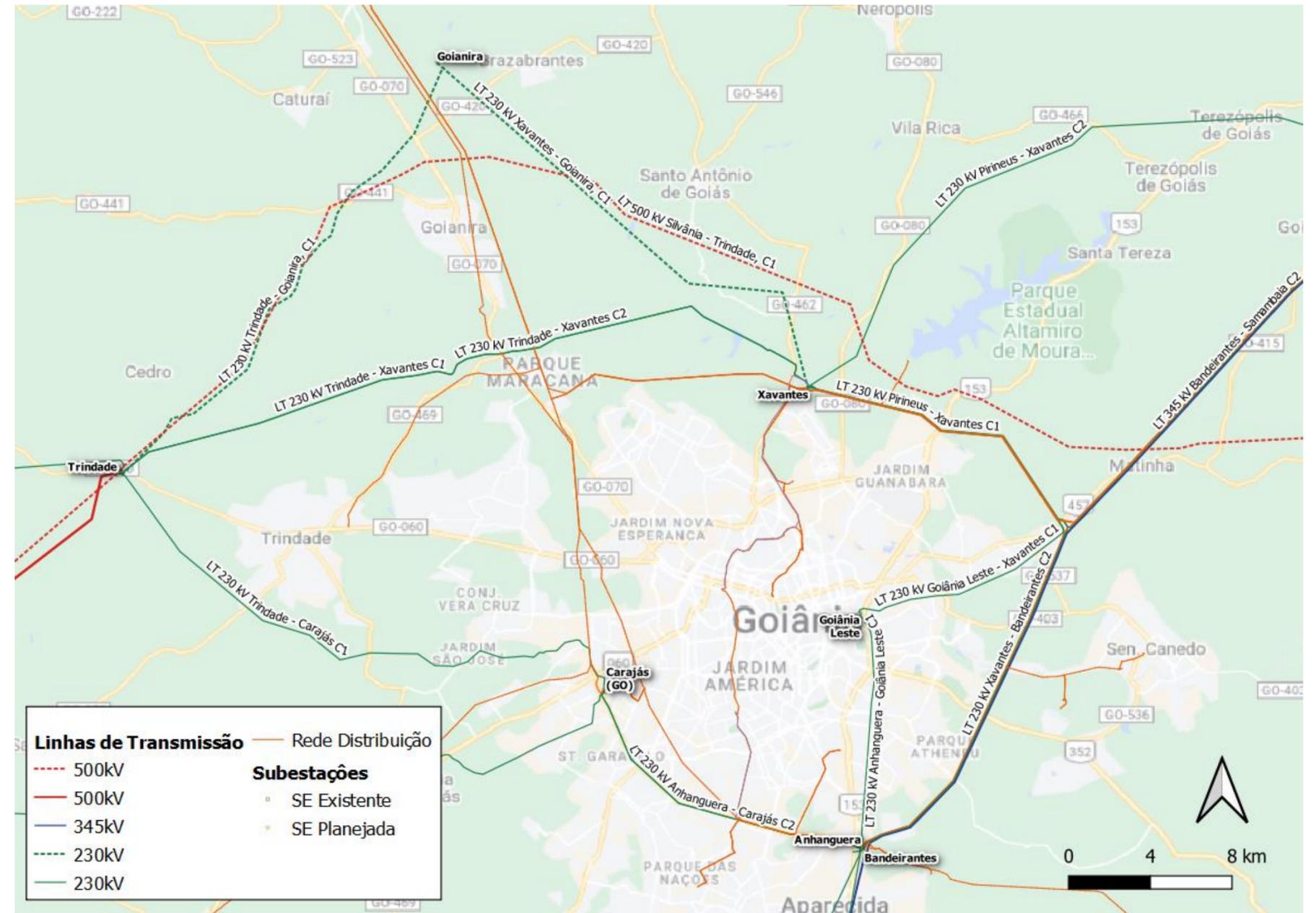
# Estudos em Andamento

Substituição dos transformadores TR-A e TR-B de 50 MVA por 2 novos transformadores de 75 MVA

- Remanejamento de cargas/alimentadores para melhor distribuição dos fluxos
- Novas unidades alocadas nas posições físicas do TR-C e TR-D Unidades dos TR-C e TR-D remanejadas para as posições do TR-A e TR-B

Substituição dos demais transformadores conforme o esgotamento das capacidades

Subestação ao final do horizonte de análise 4 unidades de 75/90 MVA



## **3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Centro-Oeste**

### 1. Estudos Finalizados

### 2. Diagnóstico Regional - PDE2032

- Cenários Analisados
- Dados de Carga
- Pontos de Destaque

### 3. Estudos em Andamento

### 4. Programação de Estudos 2023

### 5. Assuntos Gerais

# Programação de Estudos 2023 - Em discussão com MME

Estudo	Problemas que devem ser endereçados	Data Início	Data Término
Estudo de atendimento às regiões de Ariquemes, Jaru, Nova Mutum/Jaci-Paraná e Vilhena (RO)	<ul style="list-style-type: none"><li>Carregamentos nas subestações de fronteira envolvida e desmobilização de ligações fora de padrão da Rede Básica</li></ul>	JUN/2022	JAN/2023
Estudo de atendimento à região de Porto Velho (RO)	<ul style="list-style-type: none"><li>Transformações de fronteira das subestações de Porto Velho e Abunã</li></ul>	ABR/2023	SET/2023
Ampliação da capacidade de transmissão dos sistemas Acre, Rondônia e Mato Grosso	<ul style="list-style-type: none"><li>Contingências no eixo em 500 kV Ribeirãozinho – Cuiabá – Cuiabá Norte;</li><li>Degradação do perfil de tensões no sistema de 230 kV da região de Cuiabá;</li><li>Problemas de carregamento do eixo em 230 kV entre Itumbiara (MG), Rio Verde (GO), Barra do Peixe (MT) e Rondonópolis</li><li>Modularizações de subestações de fronteira da região</li></ul>	MAI/2023	DEZ/2024
Atendimento ao mercado da região de Niquelândia, Barro Alto e Águas Lindas (GO)	<ul style="list-style-type: none"><li>Sobrecarga na LT Barro Alto – Niquelândia,</li><li>LT 230 kV Brasília Sul – Pirineus</li></ul>	SET/2023	DEZ/2023

## **3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Centro-Oeste**

### **1. Estudos Finalizados**

### **2. Diagnóstico Regional - PDE2032**

- Cenários Analisados
- Dados de Carga
- Pontos de Destaque

### **3. Estudos em Andamento**

### **4. Programação de Estudos 2023**

### **5. Assuntos Gerais**

# Equipamentos em Final de Vida Útil

Participação da EPE **está melhor regulamentada** pelas alterações da ReN 1020/2022

A EPE irá atuar nos pedidos de **melhoria de GRANDE PORTE** para garantir a consistência com o **planejamento de longo prazo**

- Confirmação das melhorias de grande porte:

5.1.1. As MELHORIAS DE GRANDE PORTE deverão constar no PAR, elaborado pelo ONS, ou no Plano de Outorgas, em caso de delegação de competências de elaboração deste plano ao ONS, **ouvida a EPE.**

- Sinistros que se enquadrem em Melhoria de Grande Porte:

5.2. No caso de sinistros que demandem substituições ou reformas que se enquadrem como MELHORIAS DE GRANDE PORTE, as concessionárias deverão solicitar imediatamente ao ONS a avaliação a respeito da eventual necessidade de reforço nas instalações de transmissão afetadas.

5.2.1. O ONS deverá avaliar e, **após manifestação da EPE**, informar à concessionária de transmissão a respeito da necessidade de reforços nas instalações de transmissão afetadas em até sete dias úteis, **a contar do recebimento de manifestação da EPE.**

5.2.2. Caso a avaliação emitida pelo Operador não indique a necessidade de reforços nas instalações de transmissão afetadas, as concessionárias deverão proceder à imediata substituição ou reforma das instalações afetadas.

# Equipamentos em Final de Vida Útil

## EPE e ONS institucionalizaram sistemática de análise dos pedidos de melhoria de GRANDE PORTE

A **porta de entrada** para cadastramento de equipamentos **sempre deverá se dar via sistema SGPMR**, que é gerenciado pelo ONS.

Ao final do **período de cadastramento**, ONS compartilha com a EPE lista de equipamentos e há um processo de consolidação, que leva em consideração o **planejamento de longo prazo**.

EPE e ONS se posicionam quanto ao **encaminhamento** a ser dado aos equipamentos:

- **MELHORIA DE GRANDE PORTE**, quando **não há alteração** da capacidade operativa
- **REFORÇO DE GRANDE PORTE**, quando há **aumento** de capacidade operativa
- **DESATIVAÇÃO**, quando **não há mais utilidade sistêmica** para o equipamento
- **INCORPORAÇÃO A ESTUDO** em andamento ou a iniciar, quando se vislumbram **soluções estruturais mais atrativas**



**Periodicidade anual**

**De acordo com o ciclo do SGPMR**



Empresa de Pesquisa Energética



[/epe.brasil](#)



[@epe\\_brasil](#)



[@epe\\_brasil](#)



[/EPEBrasil](#)



**Empresa de  
Pesquisa  
Energética**