



Empresa de Pesquisa Energética

# 3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Sudeste

Minas Gerais | Rio de Janeiro | Espírito Santo

---

**Superintendência de Transmissão de Energia**

06 de abril de 2023

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



## 3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Sudeste

### 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 Finalizados

---

## Minas Gerais

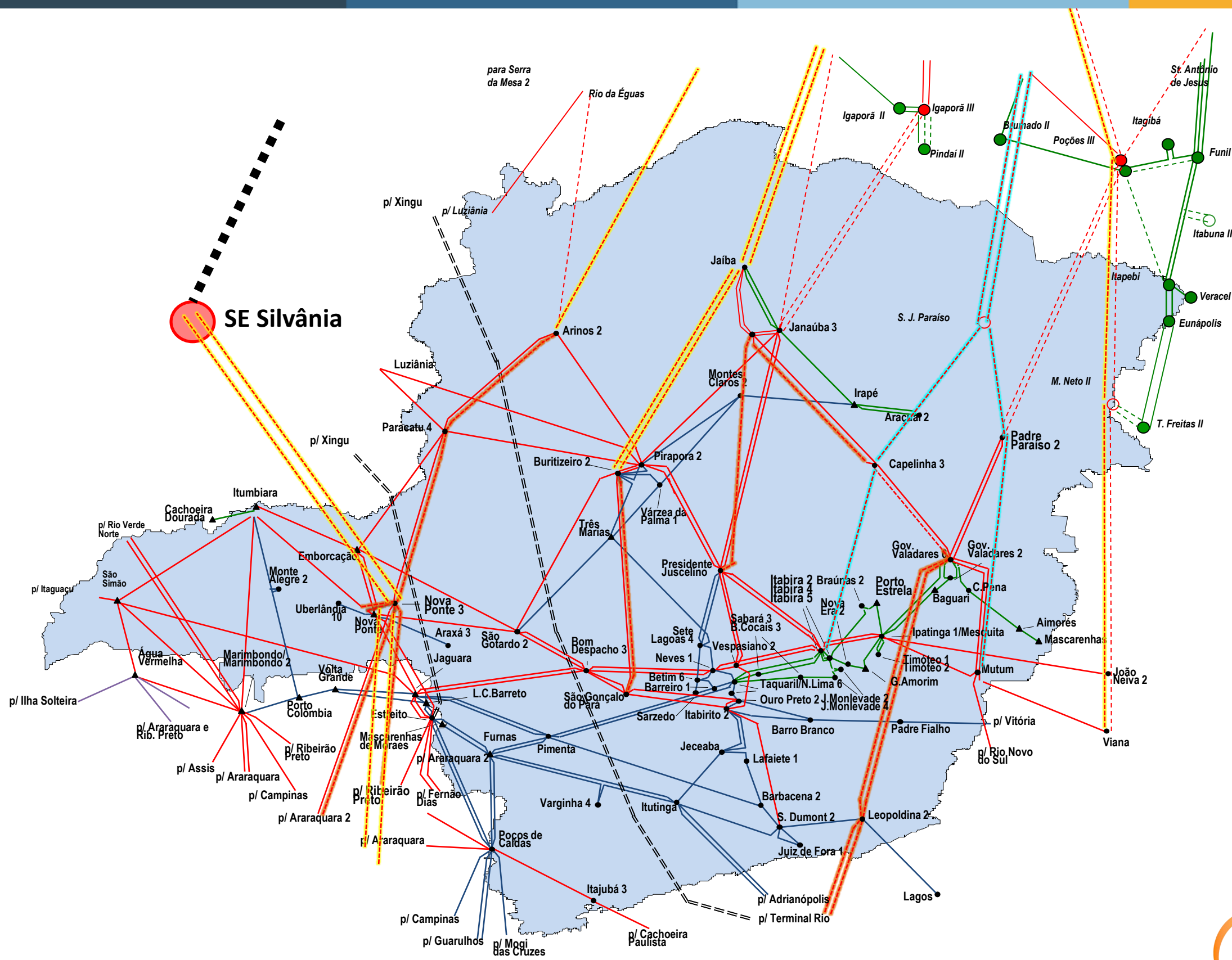
**EPE-DEE-NT-107/2022 – Modularização da SE Três Marias**

**EPE-DEE-NT-052/2022 – Atendimento à região Central do Estado de Minas Gerais**

**EPE-DEE-RE-018/2022 – Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste**

**EPE-DEE-RE-148/2021 - Estudo de escoamento de geração na região Nordeste – Volume 1: Área Sul**

# Bipolo +/- 800 kV Graça Aranha(MA)-Silvânia(GO) - 2028



SE 500 kV Silvânia – Síncrono -900/900 Mvar

LTs 500 kV Silvânia-Nova Ponte 3 – C1 e C2

LTs 500 kV Nova Ponte 3-R.Preto – C1 e C2

**LEGENDA**

	500 kV	} Existente
	345 kV	
	230 kV	
	500 kV	} Antecipação Norte MG 2028
	500 kV	} Planejado 2028
	500 kV	} Planejado 2030
	SE Existente	
	SE Planejada	



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA



## 3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Sudeste

### 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 a UF de Minas Gerais, foram preparados **quatro** cenários críticos com diferentes visões de cargas, geração e comportamento frente a todos os patamares de carga.

## Minas Gerais

Cenário 1: Maximização da exportação do excedente de geração da rede de distribuição para a rede básica.

Cenário 2: Maximização do fluxo de potência pelo sistema da região central e leste do estado.

Cenário 3: Maximização do fluxo de potência pelo sistema da região oeste do estado.

Cenário 4: Maximização do fluxo de potência pelas subestações de fronteira e de rede básica

**Horizonte 2026 – 2037**

# Descrição dos cenários analisados

## Cenário 1 – Maximização da exportação do excedente de geração da rede de distribuição

**para a rede básica:** Neste cenário a geração conectada no sistema distribuidor do estado de Minas Gerais está elevada, procurando se maximizar a geração solar. Procurou-se concomitantemente representar uma carga de final de semana, de valores mais reduzidos portanto, de modo a se determinar os maiores fluxos de potência ativa no sentido da rede de distribuição para as subestações de fronteira. Assim, não é um cenário significativo, devido a suas peculiaridades, a análises de carregamento para a rede básica e sim para o sistema distribuidor e para as subestações de fronteira locais. Para montagem deste cenário foi considerado o patamar de **carga leve norte úmido** uma vez que a carga está reduzida e a geração hidráulica elevada. Para a maximização dos fluxos, as UFVs locais foram despachadas com cerca de 90 % de fator de despacho, representando, portanto, uma carga de final de semana com nível de insolação elevada. Não se alterou os valores de intercâmbio entre as regiões do País por não ser significativo esses valores para essa análise específica. Foram considerados todos os empreendimentos solares em operação, com contrato assinado e com Parece de Acesso favorável.

## Cenário 2 – Maximização do fluxo de potência pelo sistema da região central e leste do estado:

Neste cenário procurou-se representar os maiores fluxos passantes pela rede básica priorizando-se os circuitos localizados na região central e leste do estado. Desta forma o intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste foram elevados e a geração no estado também elevada, de modo a que a injeção do excedente de geração da região Nordeste atravessasse o máximo possível o sistema da rede básica do estado. Assim, foi utilizado o patamar de **carga média norte seco**, uma vez que é no período seco da região norte em que ocorrem os maiores patamares de geração eólica na região Nordeste.

## Cenário 3 – Maximização do fluxo de potência pelo sistema da região oeste do estado:

Neste cenário procurou-se representar os maiores fluxos passantes pela rede básica priorizando-se os circuitos localizados na região oeste do estado. Desta forma o intercâmbio entre as regiões Norte (além da geração nos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso) e Sudeste foram elevados e a geração no estado também elevada, de modo a que a injeção do excedente de geração da região Norte atravessasse o máximo possível o sistema da rede básica do estado. Assim, foi utilizado o patamar de **carga média norte úmido**, uma vez que é no período úmido da região norte em que ocorrem os maiores patamares de geração hidráulica nesta região.

## Cenário 4 – Maximização do fluxo de potência pelas subestações de fronteira e de rede

**básica:** Este cenário visa determinar os maiores carregamentos nas subestações tanto de fronteira como da rede básica. Optou-se pela maximização do intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste de modo a se priorizar as subestações localizadas na região central e leste do estado, uma vez que não há expectativa de problemas de carregamento na região oeste do estado em virtude de estudos recentes feitos para esta região. Considerou-se também a geração minimizada no estado de modo a se elevar o carregamento nas unidades transformadoras. Assim, foi utilizado o patamar de **carga pesada norte seco** uma vez que não contribuição das UFVs neste período do dia.

# Descrição dos cenários analisados

## Cenário 1 – Maximização da exportação do excedente de geração da rede de distribuição

**para a rede básica:** Neste cenário a geração conectada no sistema distribuidor do estado de Minas Gerais está elevada, procurando se maximizar a geração solar. Procurou-se concomitantemente representar uma carga de final de semana, de valores mais reduzidos portanto, de modo a se determinar os maiores fluxos de potência ativa no sentido da rede de distribuição para as subestações de fronteira. Assim, não é um cenário significativo, devido a suas peculiaridades, a análises de carregamento para a rede básica e sim para o sistema distribuidor e para as subestações de fronteira locais. Para montagem deste cenário foi considerado o patamar de **carga leve norte úmido** uma vez que a carga está reduzida e a geração hidráulica elevada. Para a maximização dos fluxos, as UFVs locais foram despachadas com cerca de 90 % de fator de despacho, representando, portanto, uma carga de final de semana com nível de insolação elevada. Não se alterou os valores de intercâmbio entre as regiões do País por não ser significativo esses valores para essa análise específica. Foram considerados todos os empreendimentos solares em operação, com contrato assinado e com Parece de Acesso favorável.

## Cenário 2 – Maximização do fluxo de potência pelo sistema da região central e leste do estado

**estado:** Neste cenário procurou-se representar os maiores fluxos passantes pela rede básica priorizando-se os circuitos localizados na região central e leste do estado. Desta forma o intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste foram elevados e a geração no estado também elevada, de modo a que a injeção do excedente de geração da região Nordeste atravessasse o máximo possível o sistema da rede básica do estado. Assim, foi utilizado o patamar de **carga média norte seco**, uma vez que é no período seco da região norte em que ocorrem os maiores patamares de geração eólica na região Nordeste.

## Cenário 3 – Maximização do fluxo de potência pelo sistema da região oeste do estado:

Neste cenário procurou-se representar os maiores fluxos passantes pela rede básica priorizando-se os circuitos localizados na região oeste do estado. Desta forma o intercâmbio entre as regiões Norte (além da geração nos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso) e Sudeste foram elevados e a geração no estado também elevada, de modo a que a injeção do excedente de geração da região Norte atravessasse o máximo possível o sistema da rede básica do estado. Assim, foi utilizado o patamar de **carga média norte úmido**, uma vez que é no período úmido da região norte em que ocorrem os maiores patamares de geração hidráulica nesta região.

## Cenário 4 – Maximização do fluxo de potência pelas subestações de fronteira e de rede

**básica:** Este cenário visa determinar os maiores carregamentos nas subestações tanto de fronteira como da rede básica. Optou-se pela maximização do intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste de modo a se priorizar as subestações localizadas na região central e leste do estado, uma vez que não há expectativa de problemas de carregamento na região oeste do estado em virtude de estudos recentes feitos para esta região. Considerou-se também a geração minimizada no estado de modo a se elevar o carregamento nas unidades transformadoras. Assim, foi utilizado o patamar de **carga pesada norte seco** uma vez que não contribuição das UFVs neste período do dia.



# Descrição dos cenários analisados

## Cenário 1 – Maximização da exportação do excedente de geração da rede de distribuição

**para a rede básica:** Neste cenário a geração conectada no sistema distribuidor do estado de Minas Gerais está elevada, procurando se maximizar a geração solar. Procurou-se concomitantemente representar uma carga de final de semana, de valores mais reduzidos portanto, de modo a se determinar os maiores fluxos de potência ativa no sentido da rede de distribuição para as subestações de fronteira. Assim, não é um cenário significativo, devido a suas peculiaridades, a análises de carregamento para a rede básica e sim para o sistema distribuidor e para as subestações de fronteira locais. Para montagem deste cenário foi considerado o patamar de **carga leve norte úmido** uma vez que a carga está reduzida e a geração hidráulica elevada. Para a maximização dos fluxos, as UFVs locais foram despachadas com cerca de 90 % de fator de despacho, representando, portanto, uma carga de final de semana com nível de insolação elevada. Não se alterou os valores de intercâmbio entre as regiões do País por não ser significativo esses valores para essa análise específica. Foram considerados todos os empreendimentos solares em operação, com contrato assinado e com Parece de Acesso favorável.

## Cenário 2 – Maximização do fluxo de potência pelo sistema da região central e leste do estado:

Neste cenário procurou-se representar os maiores fluxos passantes pela rede básica priorizando-se os circuitos localizados na região central e leste do estado. Desta forma o intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste foram elevados e a geração no estado também elevada, de modo a que a injeção do excedente de geração da região Nordeste atravesse o máximo possível o sistema da rede básica do estado. Assim, foi utilizado o patamar de **carga média norte seco**, uma vez que é no período seco da região norte em que ocorrem os maiores patamares de geração eólica na região Nordeste.

## Cenário 3 – Maximização do fluxo de potência pelo sistema da região oeste do estado:

Neste cenário procurou-se representar os maiores fluxos passantes pela rede básica priorizando-se os circuitos localizados na região oeste do estado. Desta forma o intercâmbio entre as regiões Norte (além da geração nos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso) e Sudeste foram elevados e a geração no estado também elevada, de modo a que a injeção do excedente de geração da região Norte atravesse o máximo possível o sistema da rede básica do estado. Assim, foi utilizado o patamar de **carga média norte úmido**, uma vez que é no período úmido da região norte em que ocorrem os maiores patamares de geração hidráulica nesta região.

## Cenário 4 – Maximização do fluxo de potência pelas subestações de fronteira e de rede

**básica:** Este cenário visa determinar os maiores carregamentos nas subestações tanto de fronteira como da rede básica. Optou-se pela maximização do intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste de modo a se priorizar as subestações localizadas na região central e leste do estado, uma vez que não há expectativa de problemas de carregamento na região oeste do estado em virtude de estudos recentes feitos para esta região. Considerou-se também a geração minimizada no estado de modo a se elevar o carregamento nas unidades transformadoras. Assim, foi utilizado o patamar de **carga pesada norte seco** uma vez que não contribuição das UFVs neste período do dia.

# Descrição dos cenários analisados

## Cenário 1 – Maximização da exportação do excedente de geração da rede de distribuição

**para a rede básica:** Neste cenário a geração conectada no sistema distribuidor do estado de Minas Gerais está elevada, procurando se maximizar a geração solar. Procurou-se concomitantemente representar uma carga de final de semana, de valores mais reduzidos portanto, de modo a se determinar os maiores fluxos de potência ativa no sentido da rede de distribuição para as subestações de fronteira. Assim, não é um cenário significativo, devido a suas peculiaridades, a análises de carregamento para a rede básica e sim para o sistema distribuidor e para as subestações de fronteira locais. Para montagem deste cenário foi considerado o patamar de **carga leve norte úmido** uma vez que a carga está reduzida e a geração hidráulica elevada. Para a maximização dos fluxos, as UFVs locais foram despachadas com cerca de 90 % de fator de despacho, representando, portanto, uma carga de final de semana com nível de insolação elevada. Não se alterou os valores de intercâmbio entre as regiões do País por não ser significativo esses valores para essa análise específica. Foram considerados todos os empreendimentos solares em operação, com contrato assinado e com Parece de Acesso favorável.

## Cenário 2 – Maximização do fluxo de potência pelo sistema da região central e leste do estado:

Neste cenário procurou-se representar os maiores fluxos passantes pela rede básica priorizando-se os circuitos localizados na região central e leste do estado. Desta forma o intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste foram elevados e a geração no estado também elevada, de modo a que a injeção do excedente de geração da região Nordeste atravesse o máximo possível o sistema da rede básica do estado. Assim, foi utilizado o patamar de **carga média norte seco**, uma vez que é no período seco da região norte em que ocorrem os maiores patamares de geração eólica na região Nordeste.

## Cenário 3 – Maximização do fluxo de potência pelo sistema da região oeste do estado:

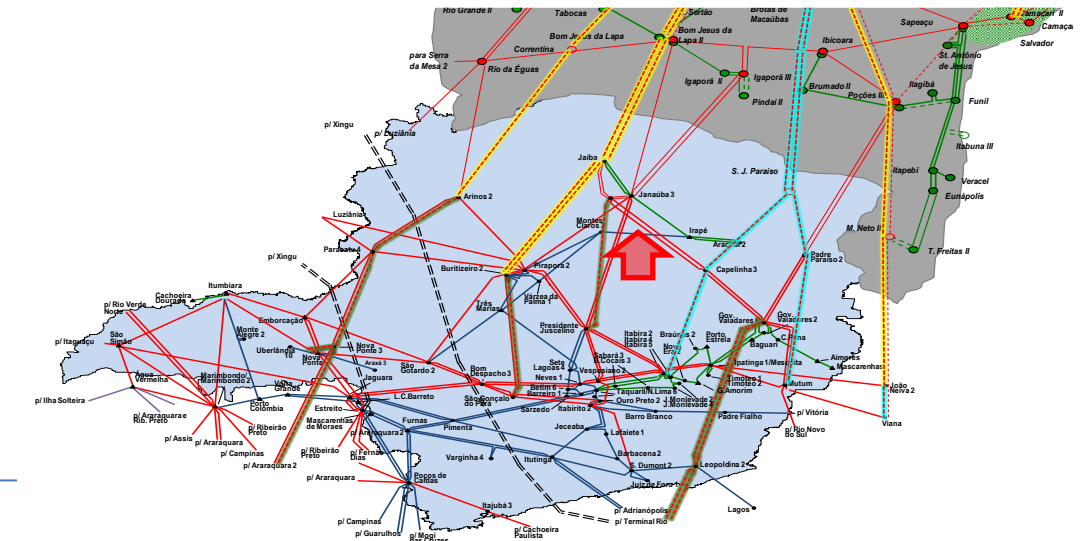
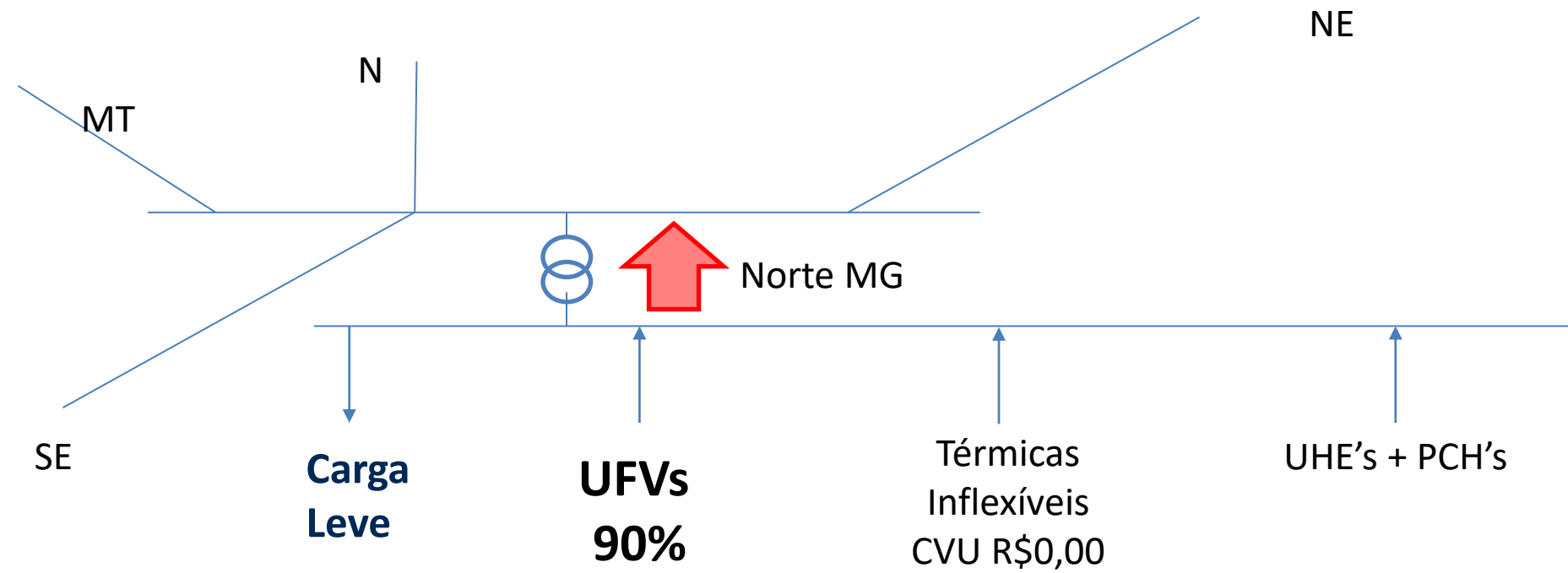
Neste cenário procurou-se representar os maiores fluxos passantes pela rede básica priorizando-se os circuitos localizados na região oeste do estado. Desta forma o intercâmbio entre as regiões Norte (além da geração nos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso) e Sudeste foram elevados e a geração no estado também elevada, de modo a que a injeção do excedente de geração da região Norte atravesse o máximo possível o sistema da rede básica do estado. Assim, foi utilizado o patamar de **carga média norte úmido**, uma vez que é no período úmido da região norte em que ocorrem os maiores patamares de geração hidráulica nesta região.

## Cenário 4 – Maximização do fluxo de potência pelas subestações de fronteira e de rede

**básica:** Este cenário visa determinar os maiores carregamentos nas subestações tanto de fronteira como da rede básica. Optou-se pela maximização do intercâmbio entre as regiões Nordeste e Sudeste de modo a se priorizar as subestações localizadas na região central e leste do estado, uma vez que não há expectativa de problemas de carregamento na região oeste do estado em virtude de estudos recentes feitos para esta região. Considerou-se também a geração minimizada no estado de modo a se elevar o carregamento nas unidades transformadoras. Assim, foi utilizado o patamar de **carga pesada norte seco** uma vez que não contribuição das UFVs neste período do dia.

# Minas Gerais: Cenário 1 – Norte Úmido – Carga Leve

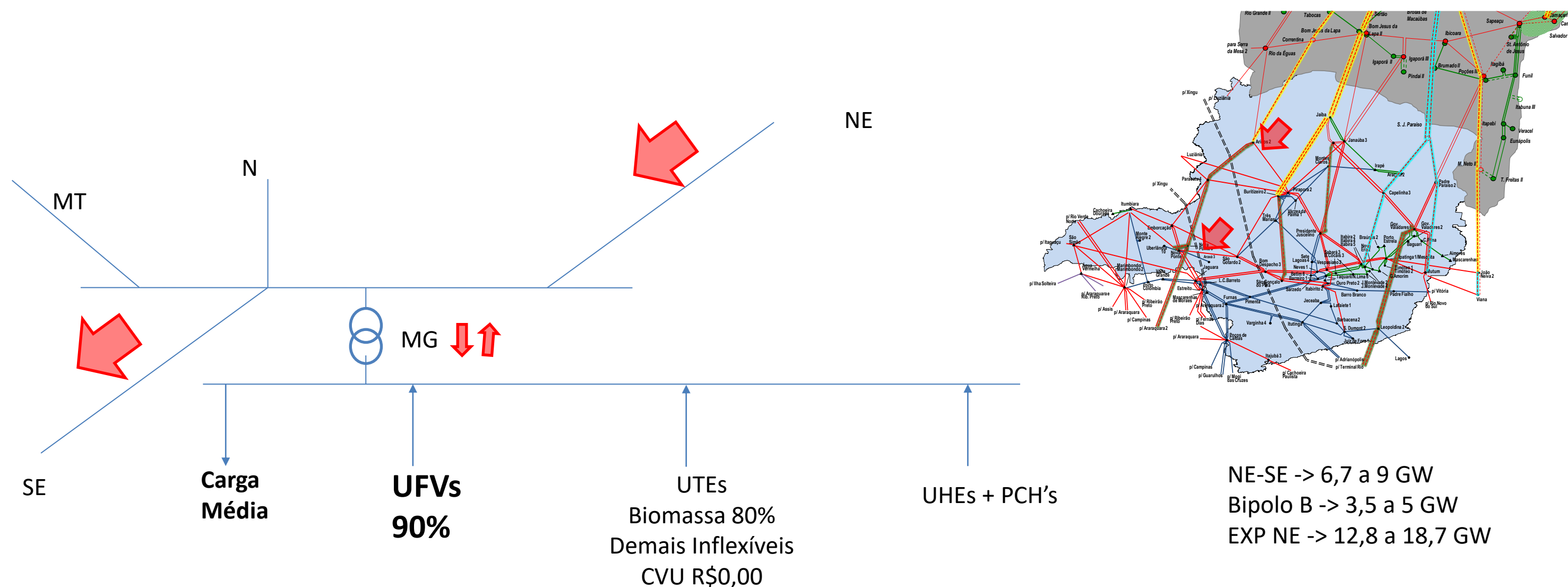
## Máxima exportação de energia em Minas Gerais



**Solares:** Em operação e contrato assinado

# Minas Gerais: Cenário 2 – Norte Seco – Carga Média

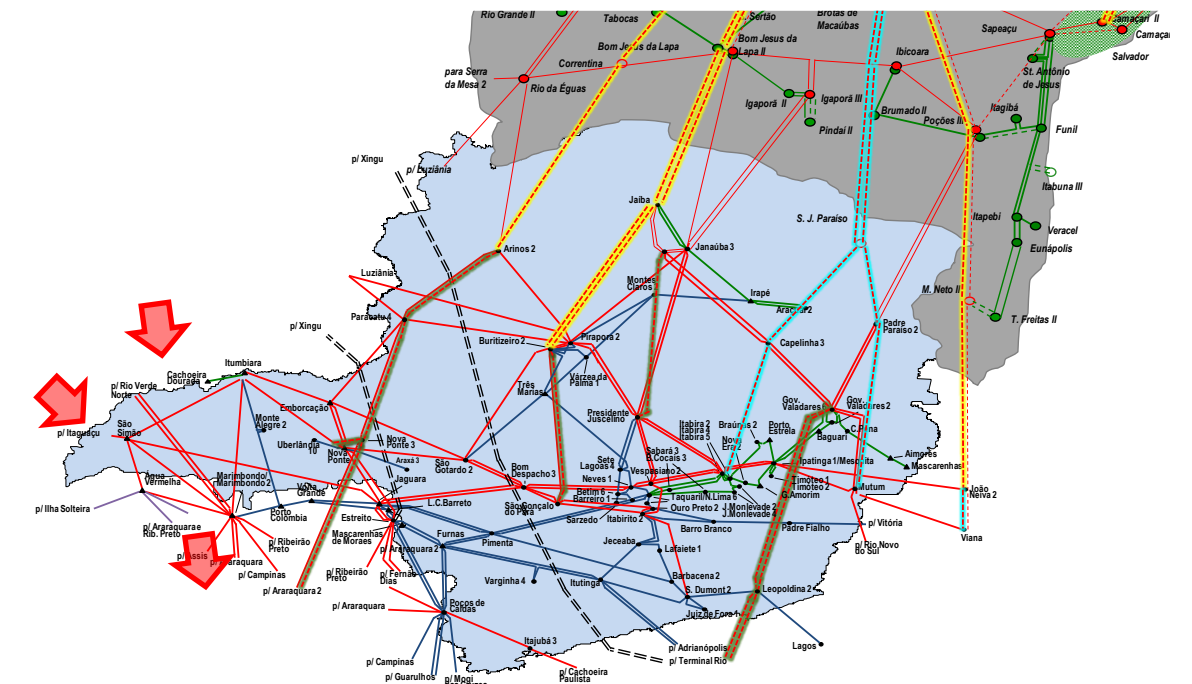
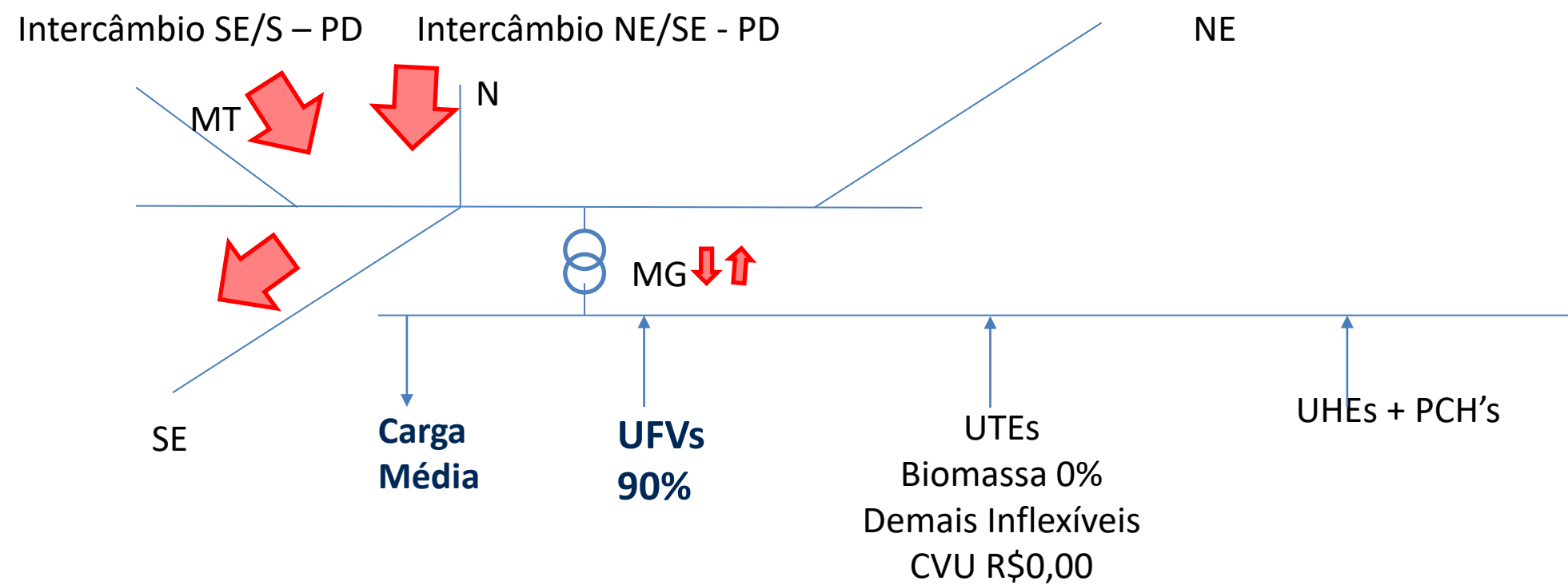
Maiores fluxos passantes pela rede básica priorizando-se os circuitos localizados na região central e leste do estado



**Solares:** Em operação, contrato assinado

# Minas Gerais: Cenário 3 – Norte Úmido – Carga Média

Injeção do excedente de geração da região Norte atravessando o máximo possível o sistema da rede básica de MG

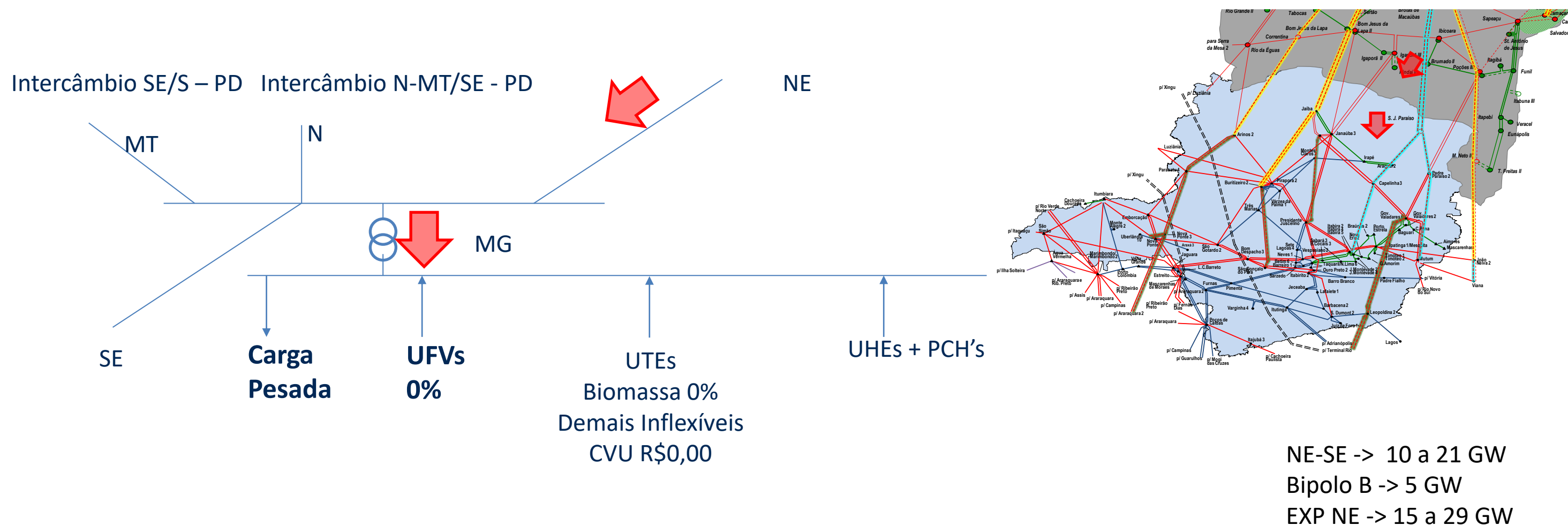


FNS -> 4 a 1 GW  
 Xingu/Estreito -> 4 GW  
 Xingu/Terminal Rio -> 4 GW

**Solares:** Em operação, contrato assinado

# Minas Gerais: Cenário 4 – Norte Seco – Carga Pesada

Maiores carregamentos nas subestações de fronteira e rede básica.



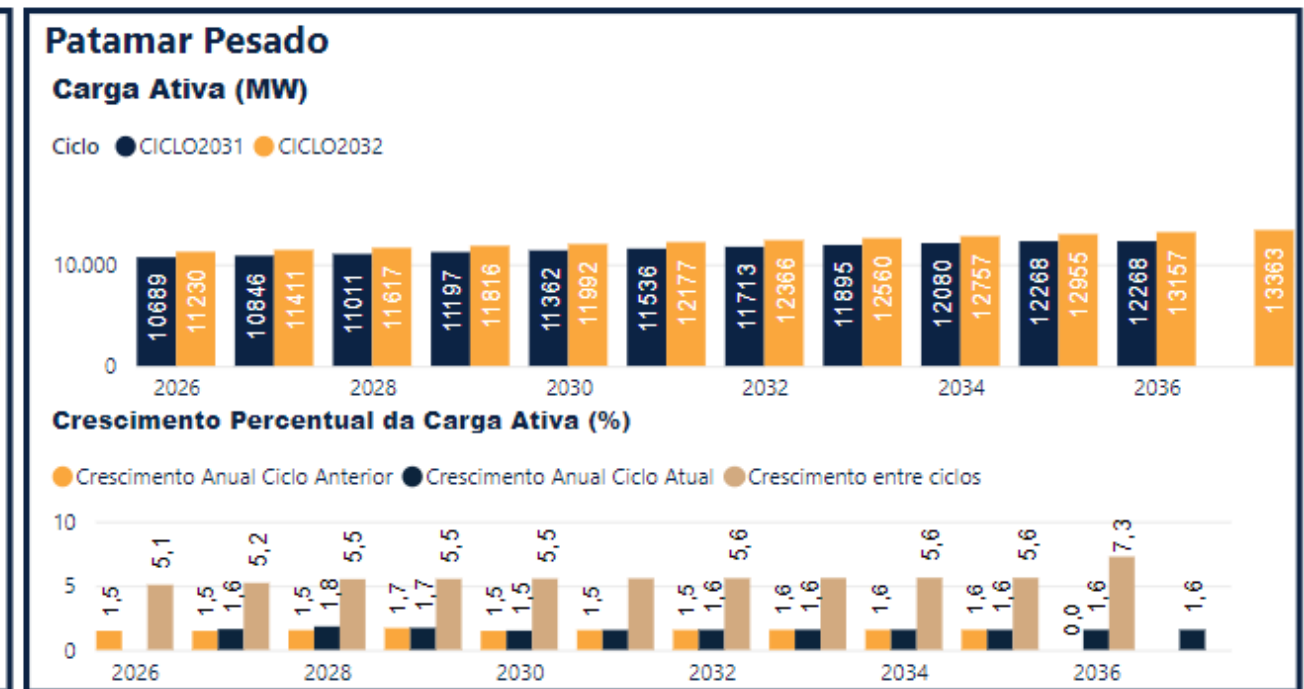
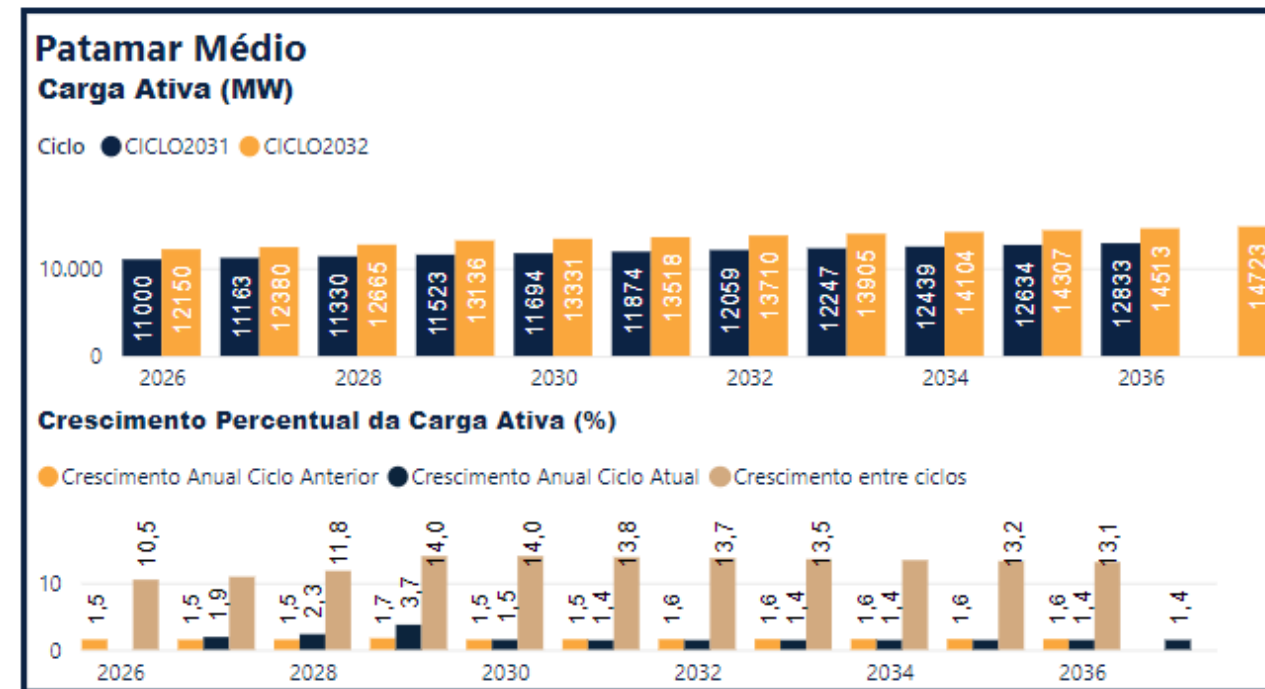
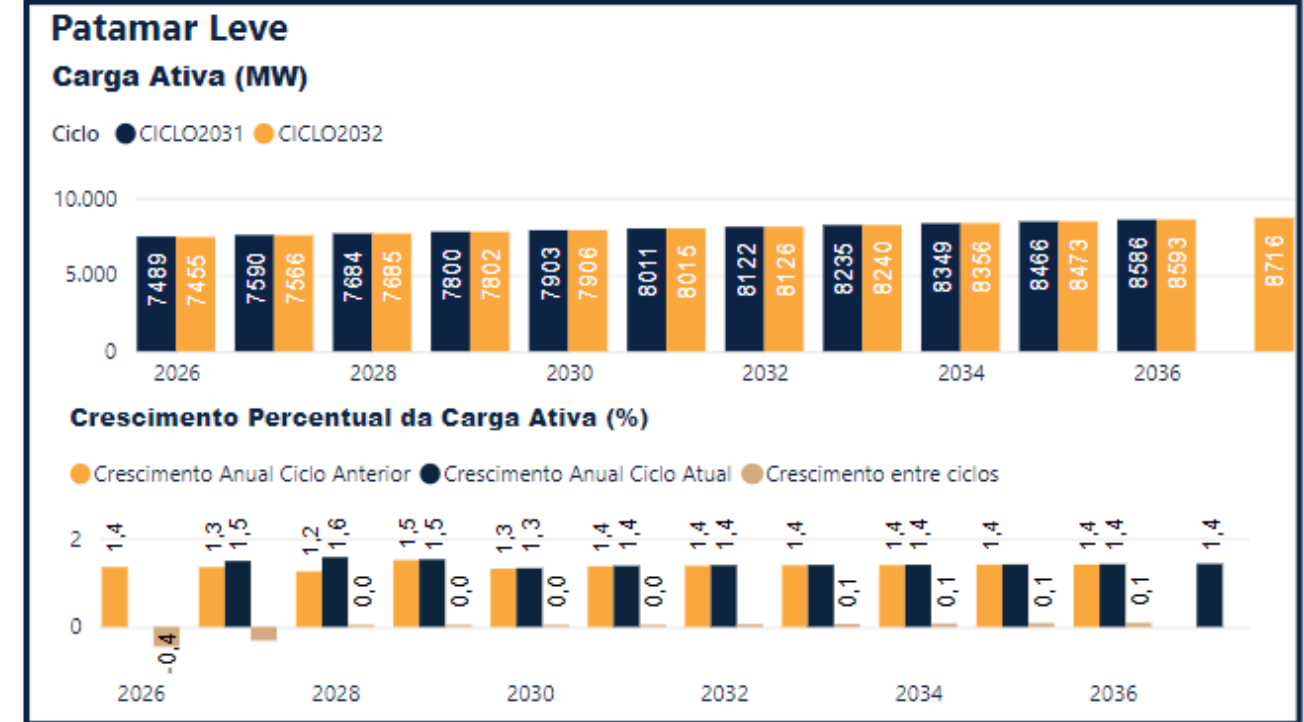
Solares: Sem contribuição neste período do dia

# Dados de Carga – Minas Gerais

No patamar de carga leve não foi verificado uma variação significativa em todos os anos da análise;

Acentuado aumento nas projeções de demanda no patamar de carga média (10,5% no ano inicial e aumento progressivo da taxa até 14% ao longo do período);

No patamar de carga pesada o crescimento variou de 5,1 a 7,3% ao longo de todos os anos da análise.

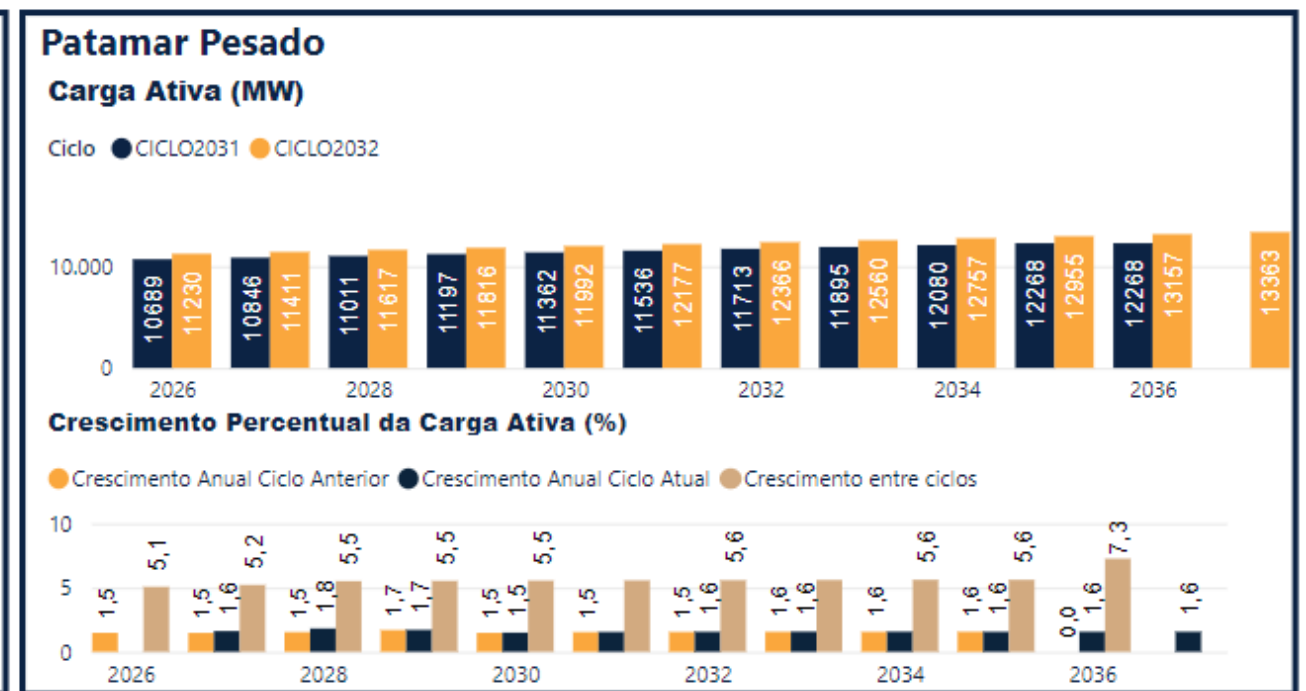
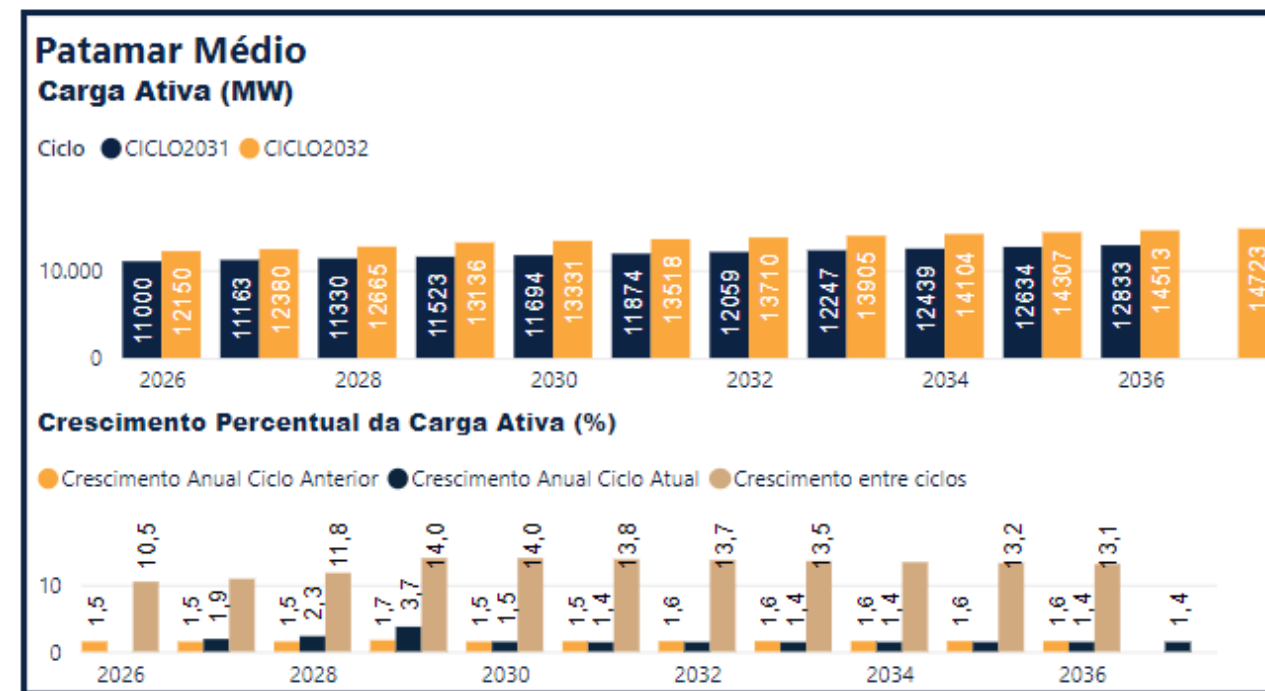
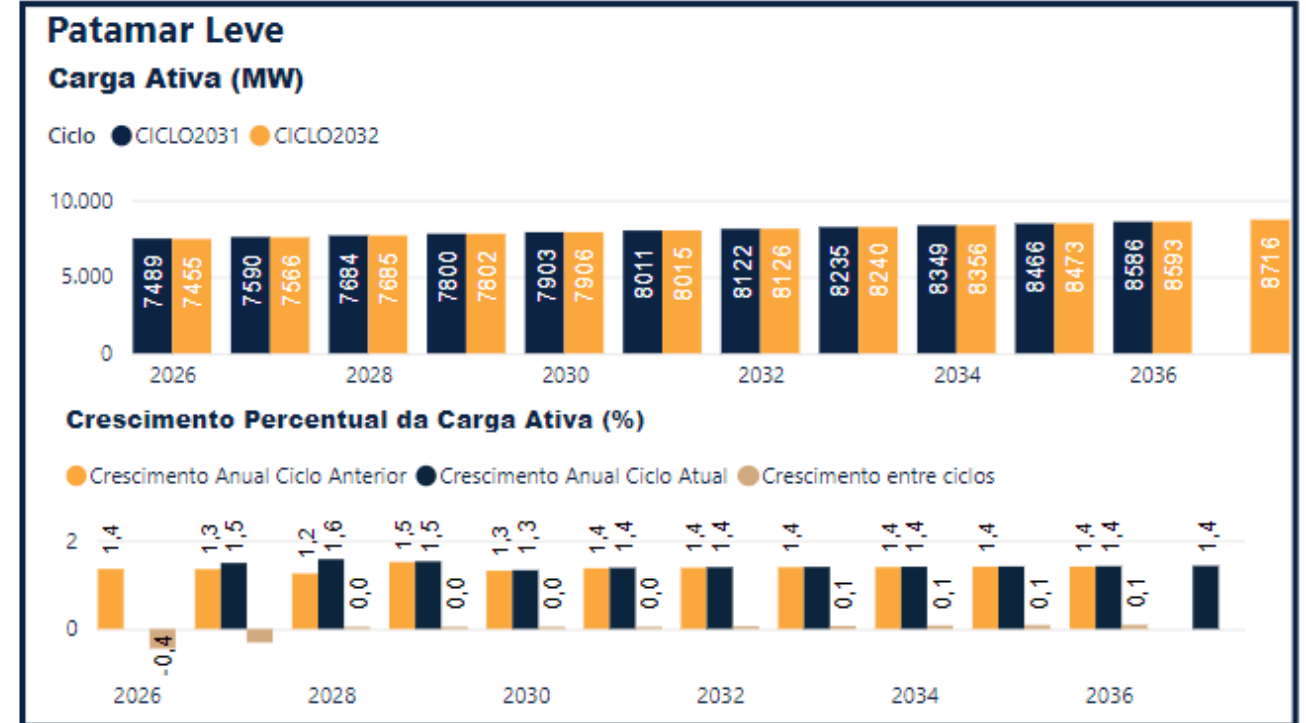


# Dados de Carga – Minas Gerais

No patamar de carga leve não foi verificada uma variação significativa em todos os anos da análise;

Acentuado aumento nas projeções de demanda no patamar de carga média (10,5% no ano inicial e aumento progressivo da taxa até 14% ao longo do período);

No patamar de carga pesada o crescimento variou de 5,1 a 7,3% ao longo de todos os anos da análise.



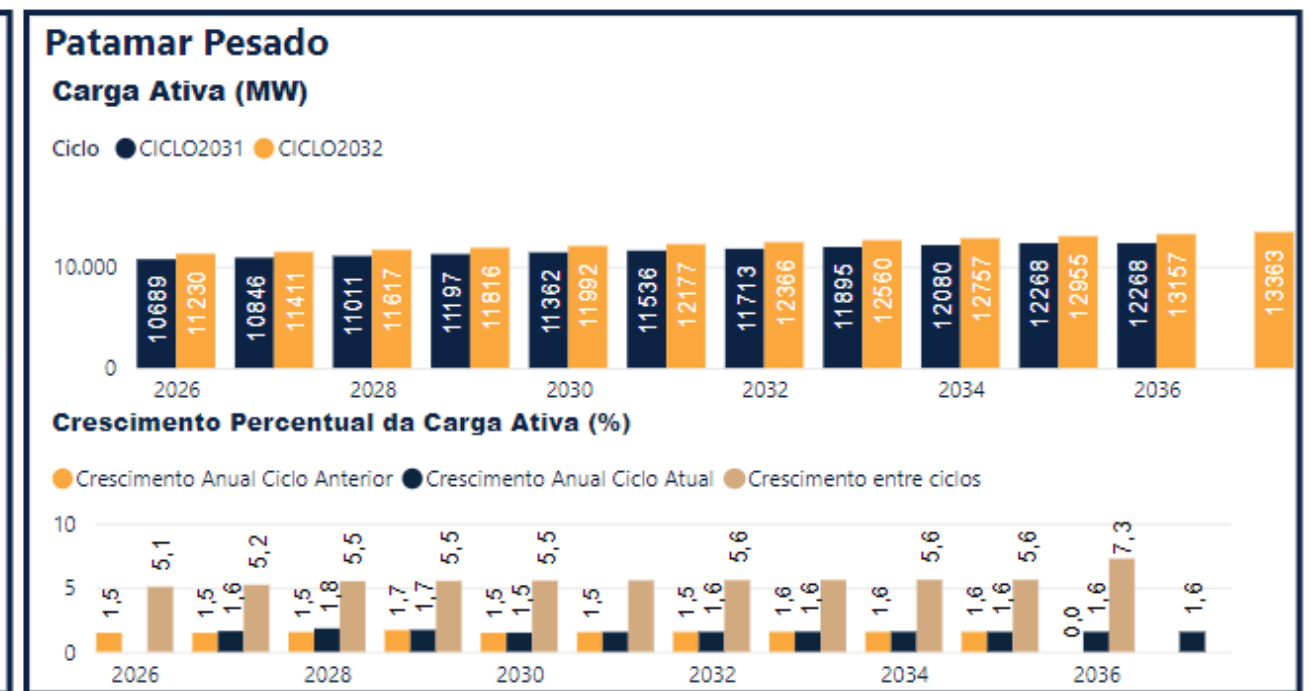
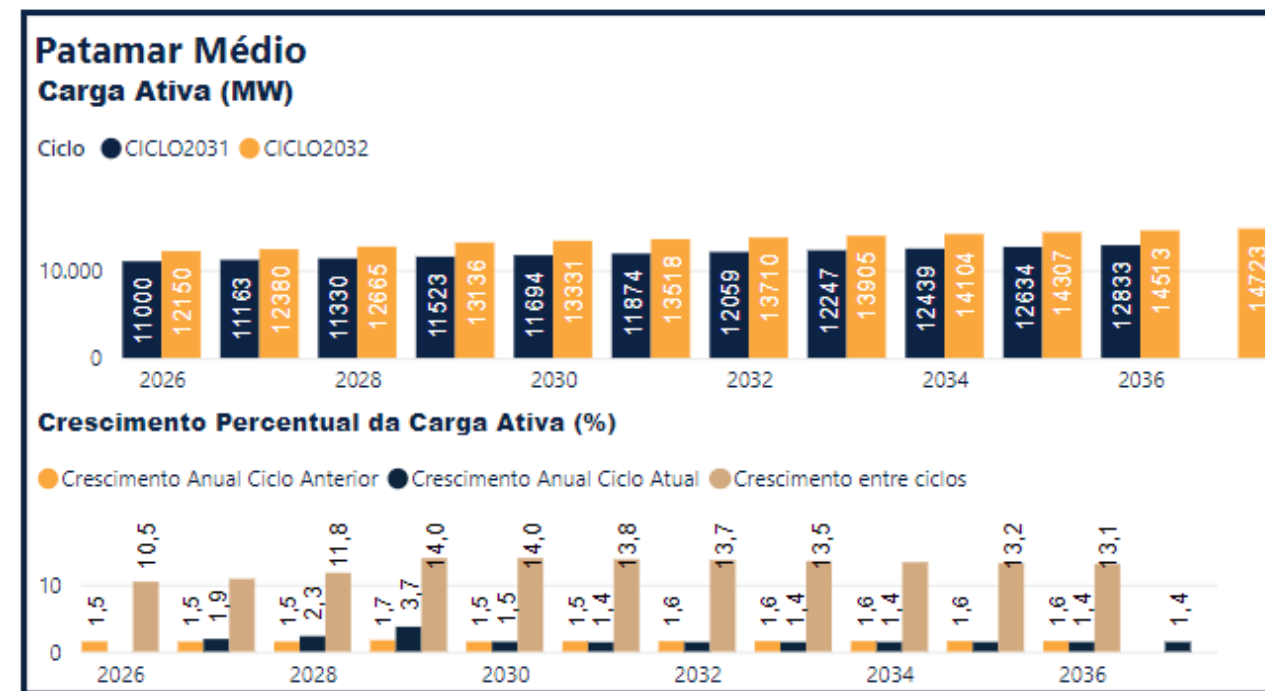
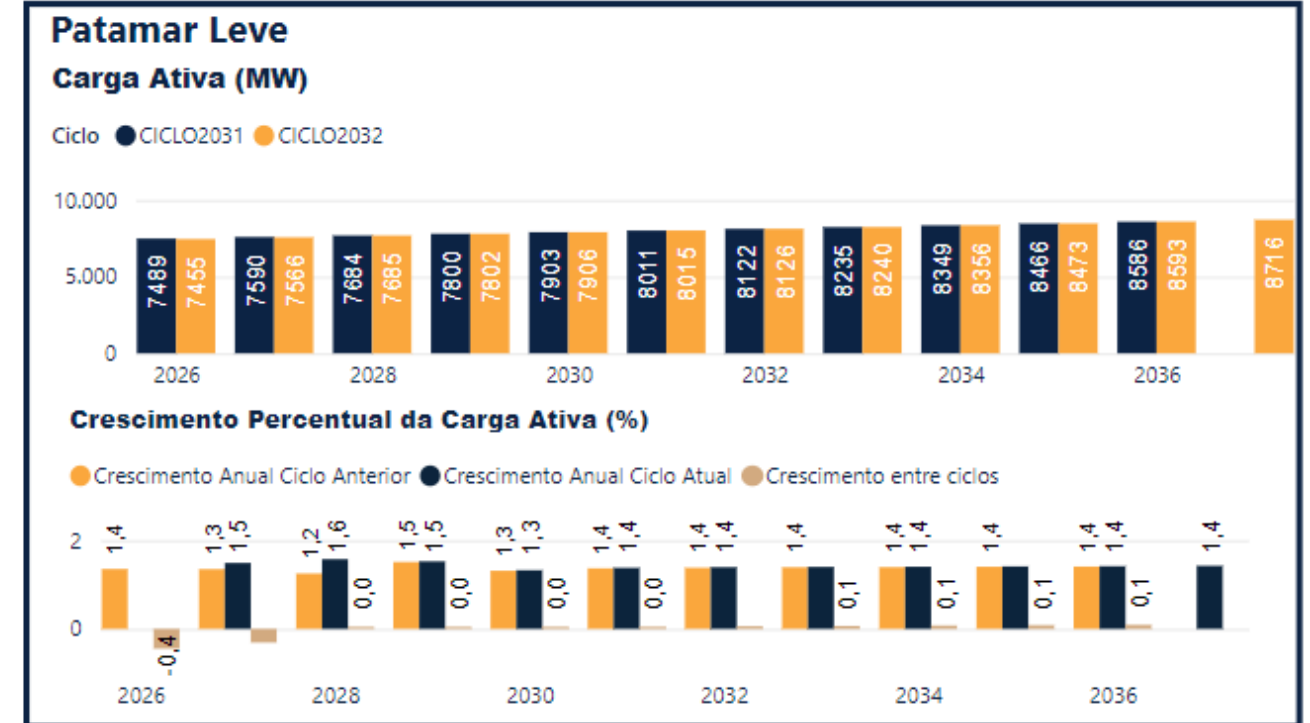


# Dados de Carga – Minas Gerais

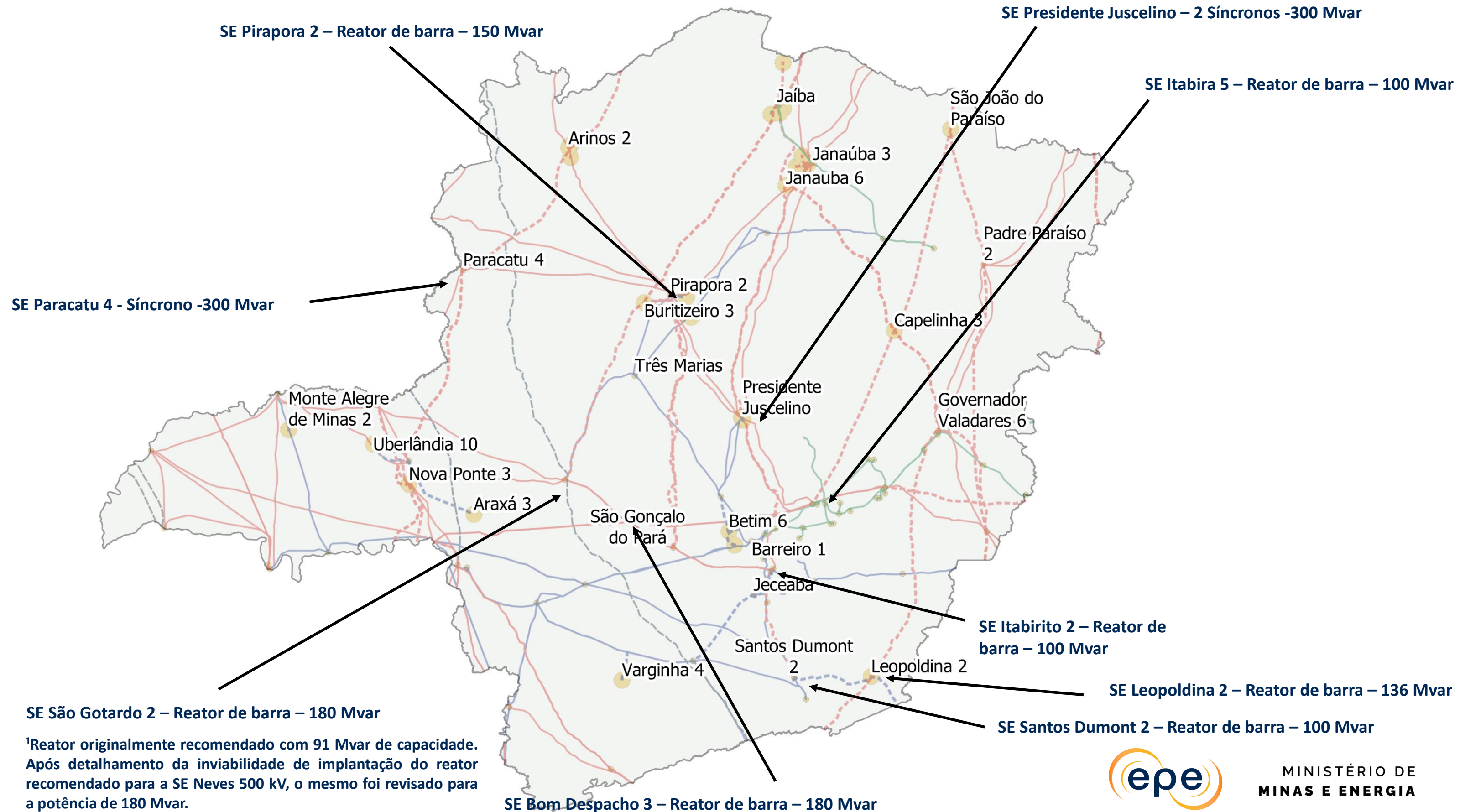
No patamar de carga leve não foi verificada uma variação significativa em todos os anos da análise;

Acentuado aumento nas projeções de demanda no patamar de carga média (10,5% no ano inicial e aumento progressivo da taxa até 14% ao longo do período);

No patamar de carga pesada o crescimento variou de 5,1 a 7,3% ao longo de todos os anos da análise.

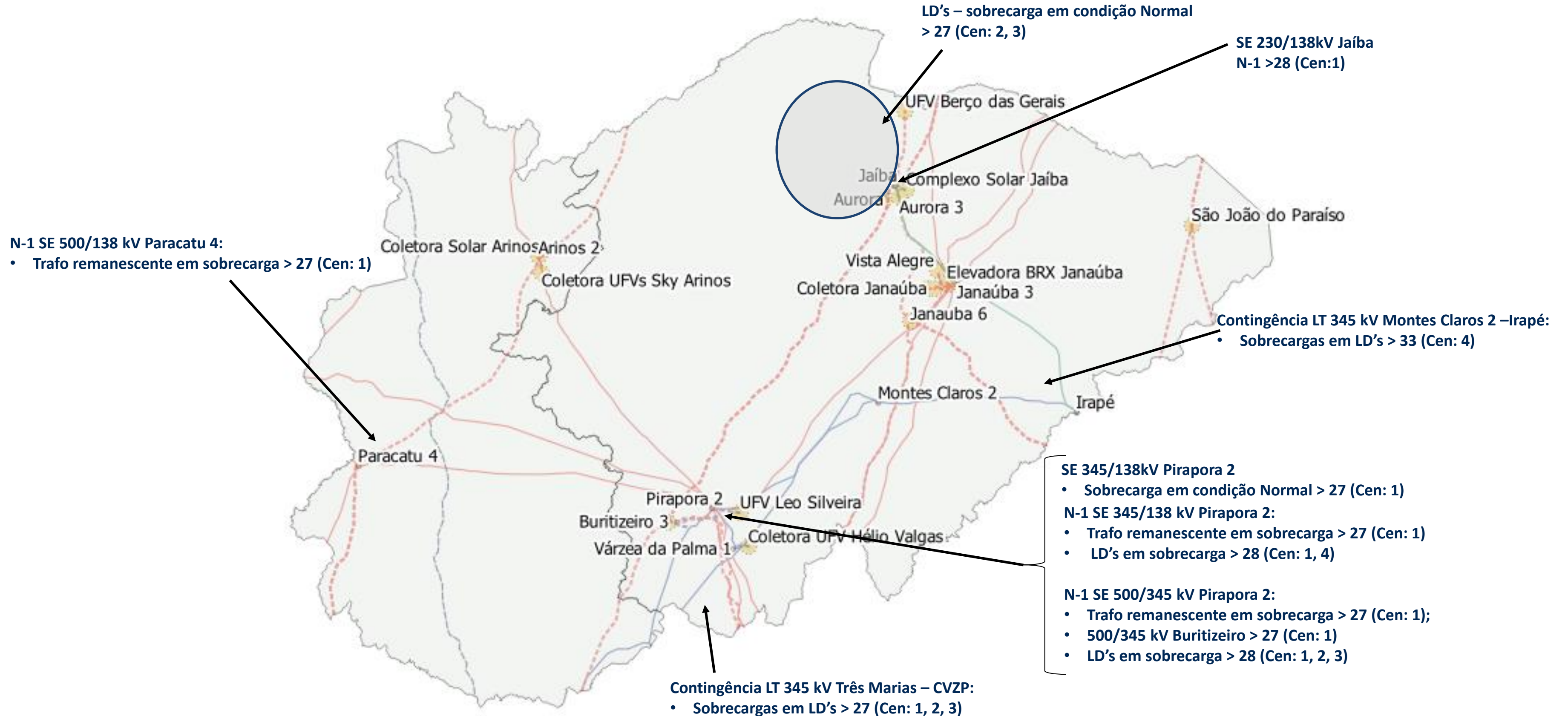


# Controle sobretensões – Minas Gerais 500 kV – Em estudo



<sup>1</sup>Reator originalmente recomendado com 91 Mvar de capacidade. Após detalhamento da inviabilidade de implantação do reator recomendado para a SE Neves 500 kV, o mesmo foi revisado para a potência de 180 Mvar.

# Destques – Norte de Minas Gerais



# Destques – Norte de Minas Gerais

## Eficácia das obras 500kV após a entrada em operação em 2027

- Transformação 500/230kV de Janaúba 3
- LT 230kV Jaíba – Janaúba, C1 ou C2

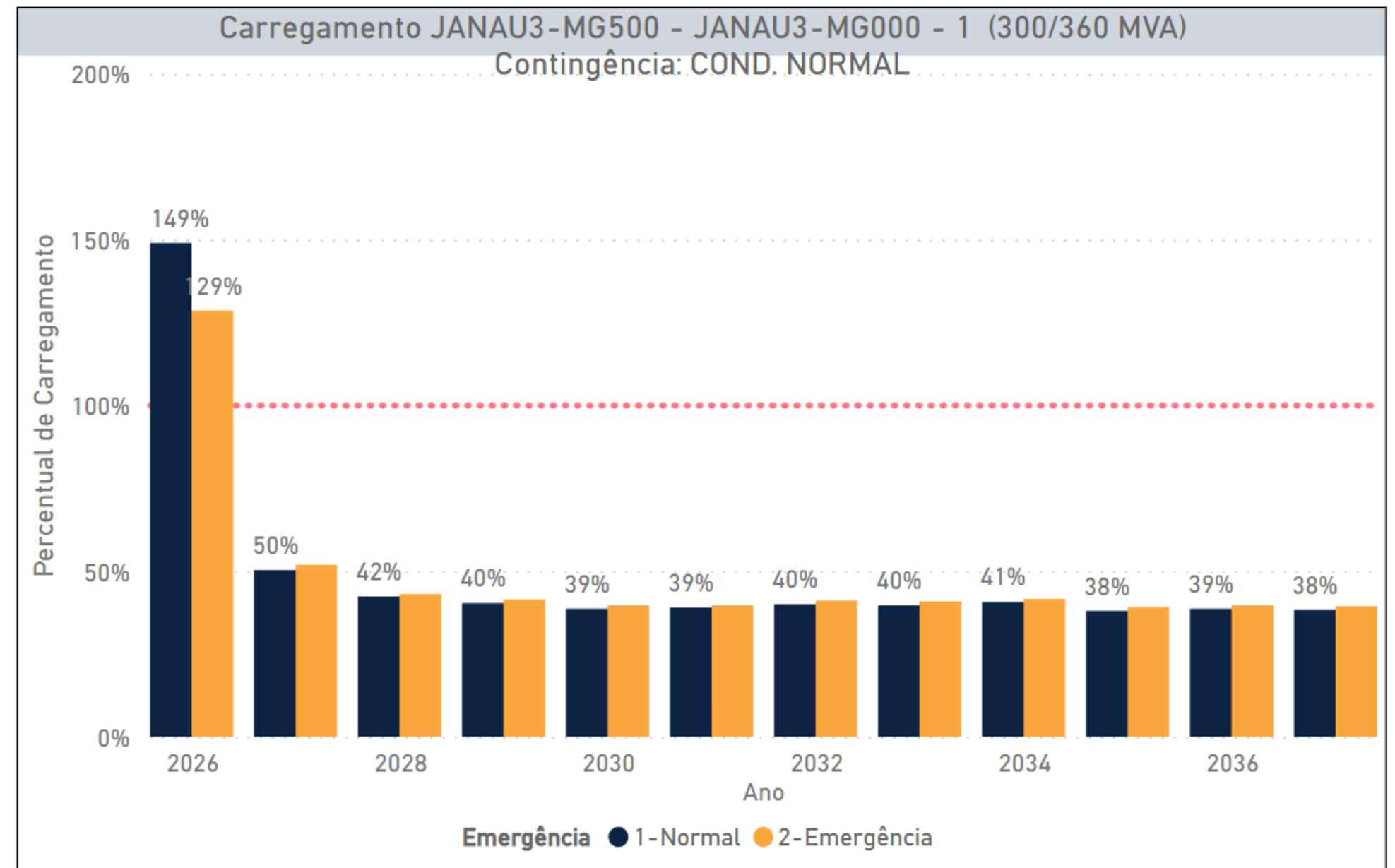
## Acessos na rede de distribuição com impacto em transformações de fronteira rede básica

- Transformação 230/138kV de Jaíba
- Transformação 345/138kV de Pirapora 2
- Transformação 500/138kV de Paracatu 4

## Fluxos crescentes em sentido reverso se propagam para a Rede Básica

- Transformação 500/345kV de Pirapora 2
- Transformação 500/345kV de Buritizeiro 3

Cenário de baixa permanência, carga leve de final de semana, com sol e em situações de contingência



# Destques – Norte de Minas Gerais

## Eficácia das obras 500kV após a entrada em operação em 2027

- Transformação 500/230kV de Janaúba 3
- **LT 230kV Jaíba – Janaúba, C1 ou C2**

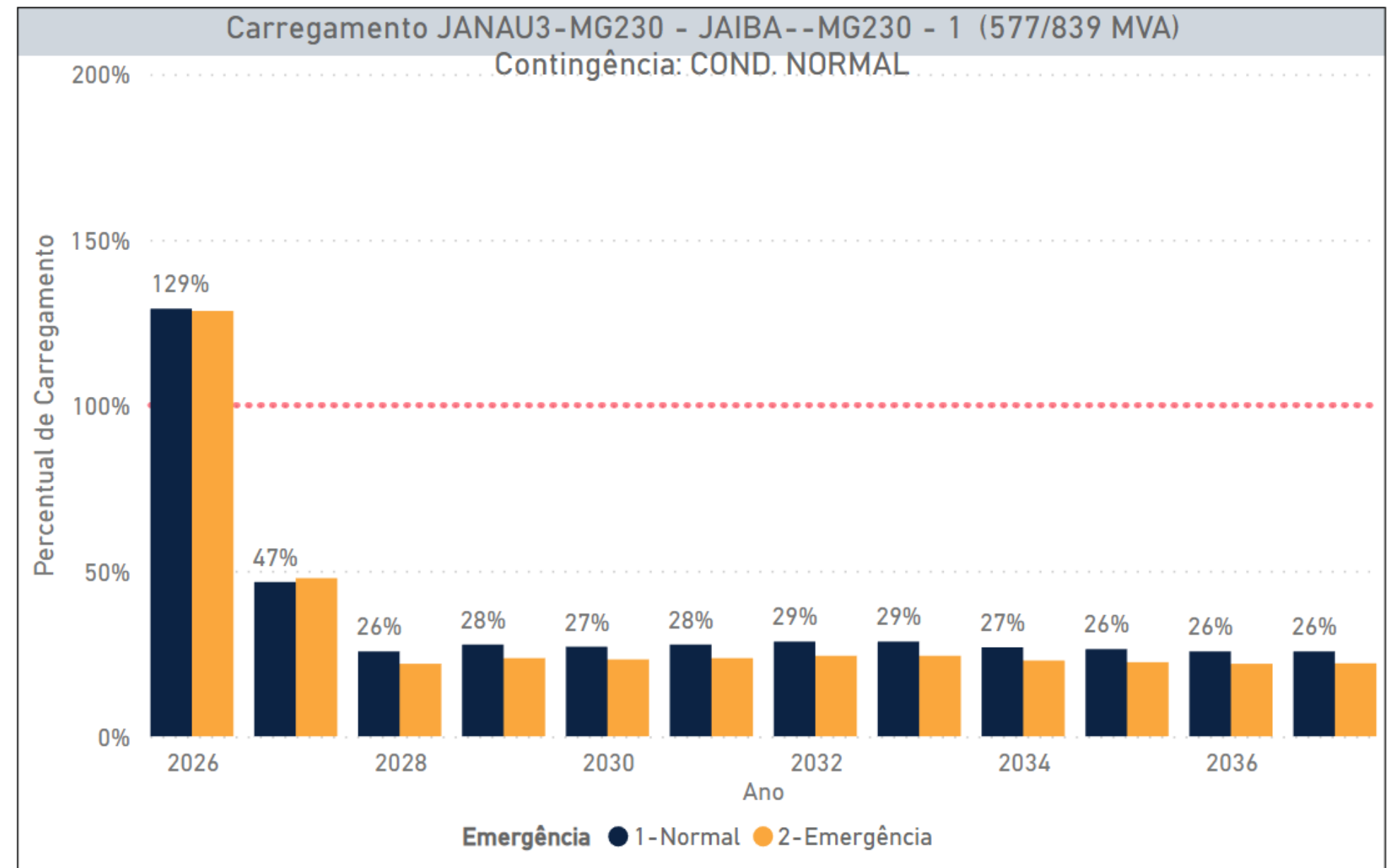
## Acessos na rede de distribuição com impacto em transformações de fronteira rede básica

- Transformação 230/138kV de Jaíba
- Transformação 345/138kV de Pirapora 2
- Transformação 500/138kV de Paracatu 4

## Fluxos crescentes em sentido reverso se propagam para a Rede Básica

- Transformação 500/345kV de Pirapora 2
- Transformação 500/345kV de Buritizeiro 3

Cenário de baixa permanência, carga leve de final de semana, com sol e em situações de contingência



# Destques – Norte de Minas Gerais

Eficácia das obras 500kV após a entrada em operação em 2027

- Transformação 500/230kV de Janaúba 3
- LT 230kV Jaíba – Janaúba, C1 ou C2

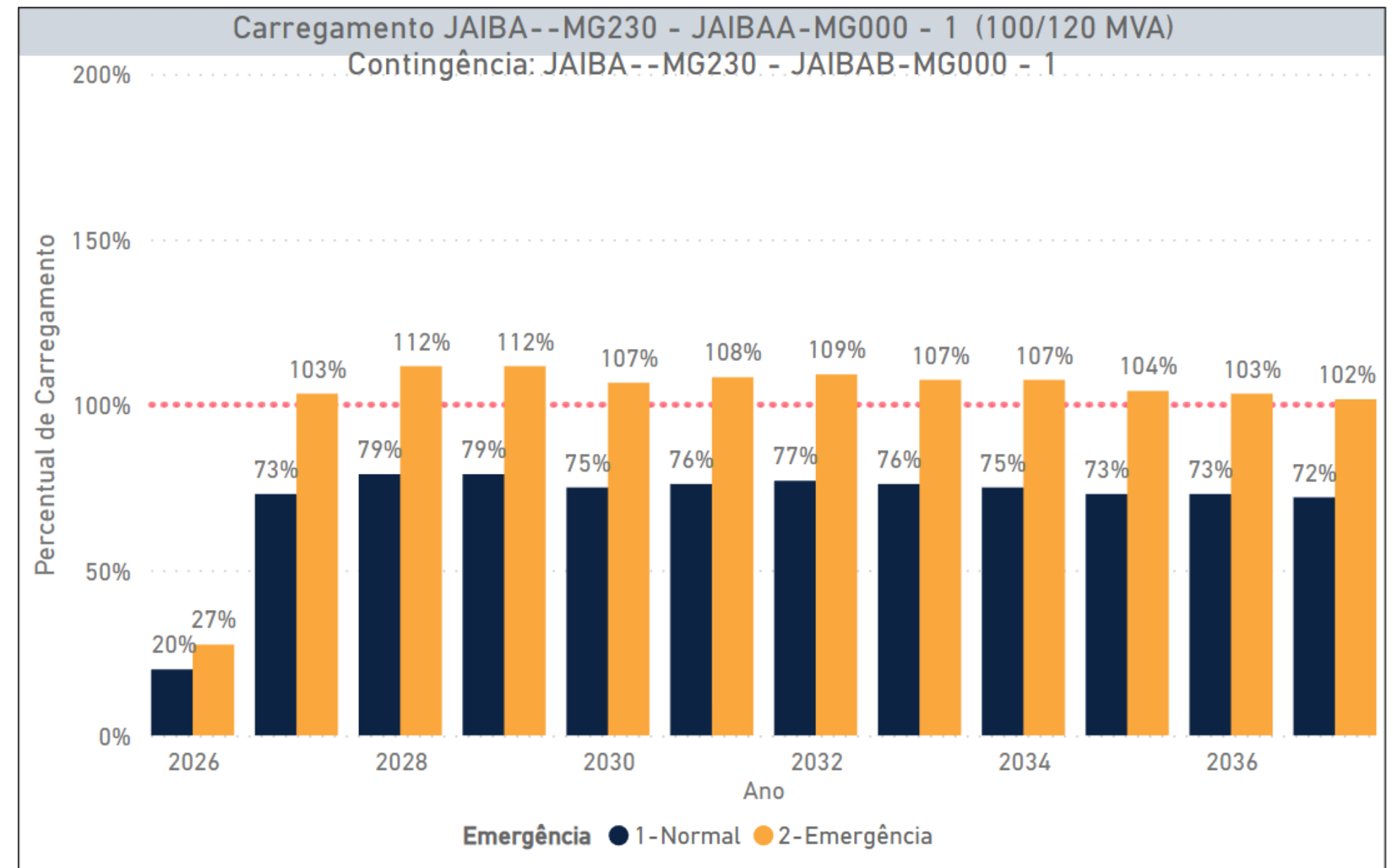
Acessos na rede de distribuição com impacto em transformações de fronteira rede básica

- Transformação 230/138kV de Jaíba
- Transformação 345/138kV de Pirapora 2
- Transformação 500/138kV de Paracatu 4

Fluxos crescentes em sentido reverso se propagam para a Rede Básica

- Transformação 500/345kV de Pirapora 2
- Transformação 500/345kV de Buritizeiro 3

Cenário de baixa permanência, carga leve de final de semana, com sol e em situações de contingência



# Destques – Norte de Minas Gerais

## Eficácia das obras 500kV após a entrada em operação em 2027

- Transformação 500/230kV de Janaúba 3
- LT 230kV Jaíba – Janaúba, C1 ou C2

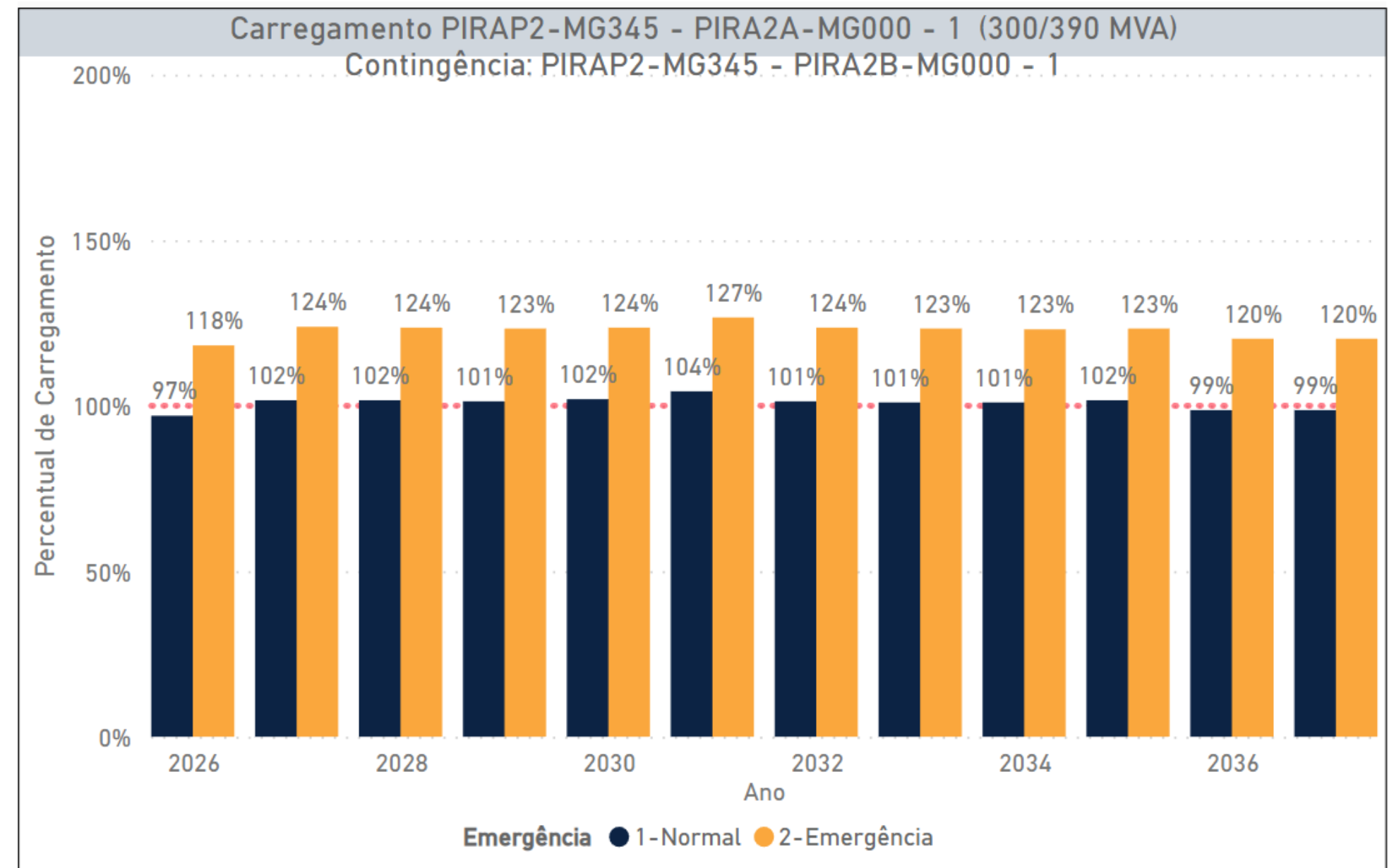
## Acessos na rede de distribuição com impacto em transformações de fronteira rede básica

- Transformação 230/138kV de Jaíba
- Transformação 345/138kV de Pirapora 2
- Transformação 500/138kV de Paracatu 4

## Fluxos crescentes em sentido reverso se propagam para a Rede Básica

- Transformação 500/345kV de Pirapora 2
- Transformação 500/345kV de Buritizeiro 3

Cenário de baixa permanência, carga leve de final de semana, com sol e em situações de contingência



# Destques – Norte de Minas Gerais

Eficácia das obras 500kV após a entrada em operação em 2027

- Transformação 500/230kV de Janaúba 3
- LT 230kV Jaíba – Janaúba, C1 ou C2

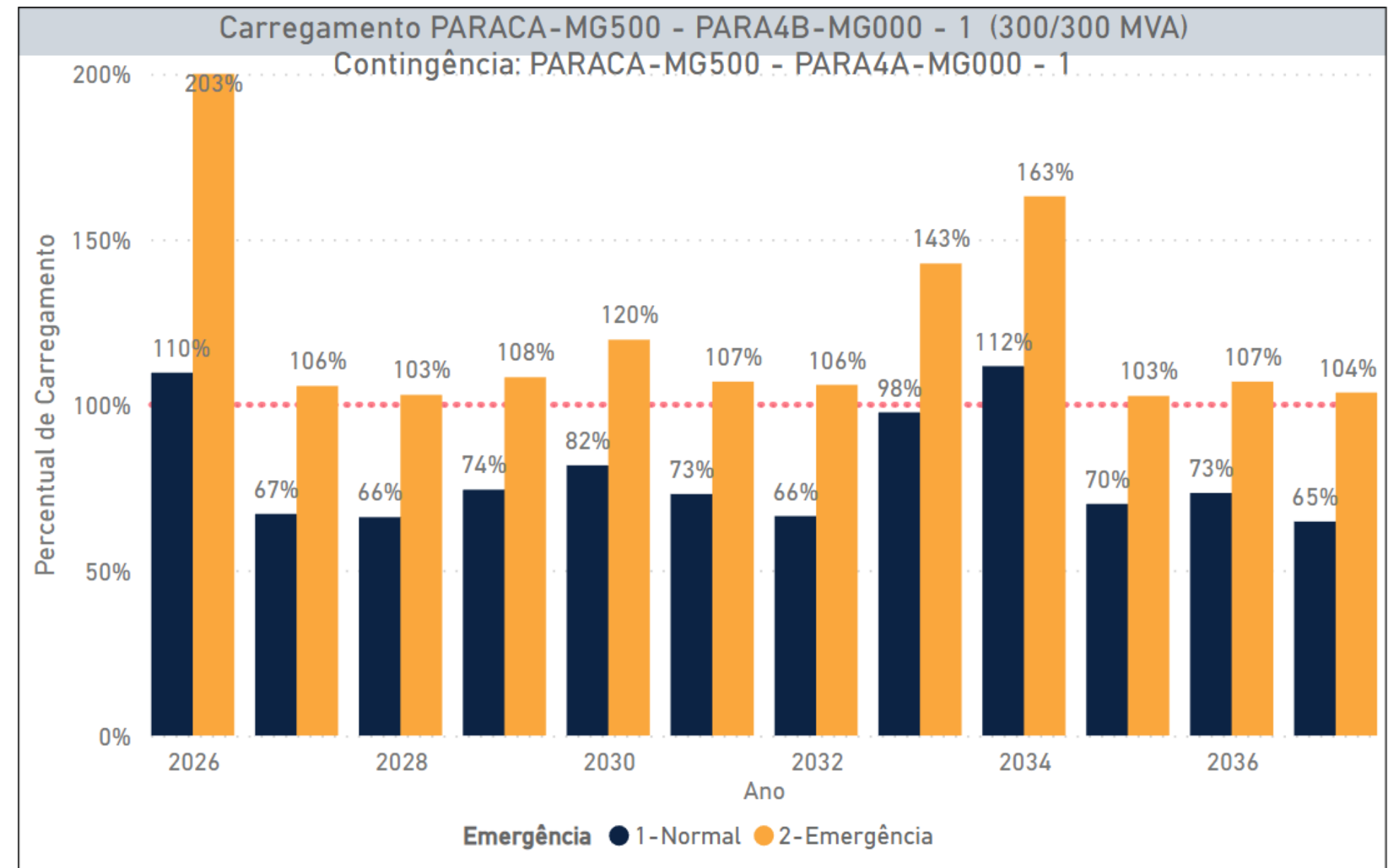
Acessos na rede de distribuição com impacto em transformações de fronteira rede básica

- Transformação 230/138kV de Jaíba
- Transformação 345/138kV de Pirapora 2
- **Transformação 500/138kV de Paracatu 4**

Fluxos crescentes em sentido reverso se propagam para a Rede Básica

- Transformação 500/345kV de Pirapora 2
- Transformação 500/345kV de Buritizeiro 3

Cenário de baixa permanência, carga leve de final de semana, com sol e em situações de contingência





# Destques – Norte de Minas Gerais

Eficácia das obras 500kV após a entrada em operação em 2027

- Transformação 500/230kV de Janaúba 3
- LT 230kV Jaíba – Janaúba, C1 ou C2

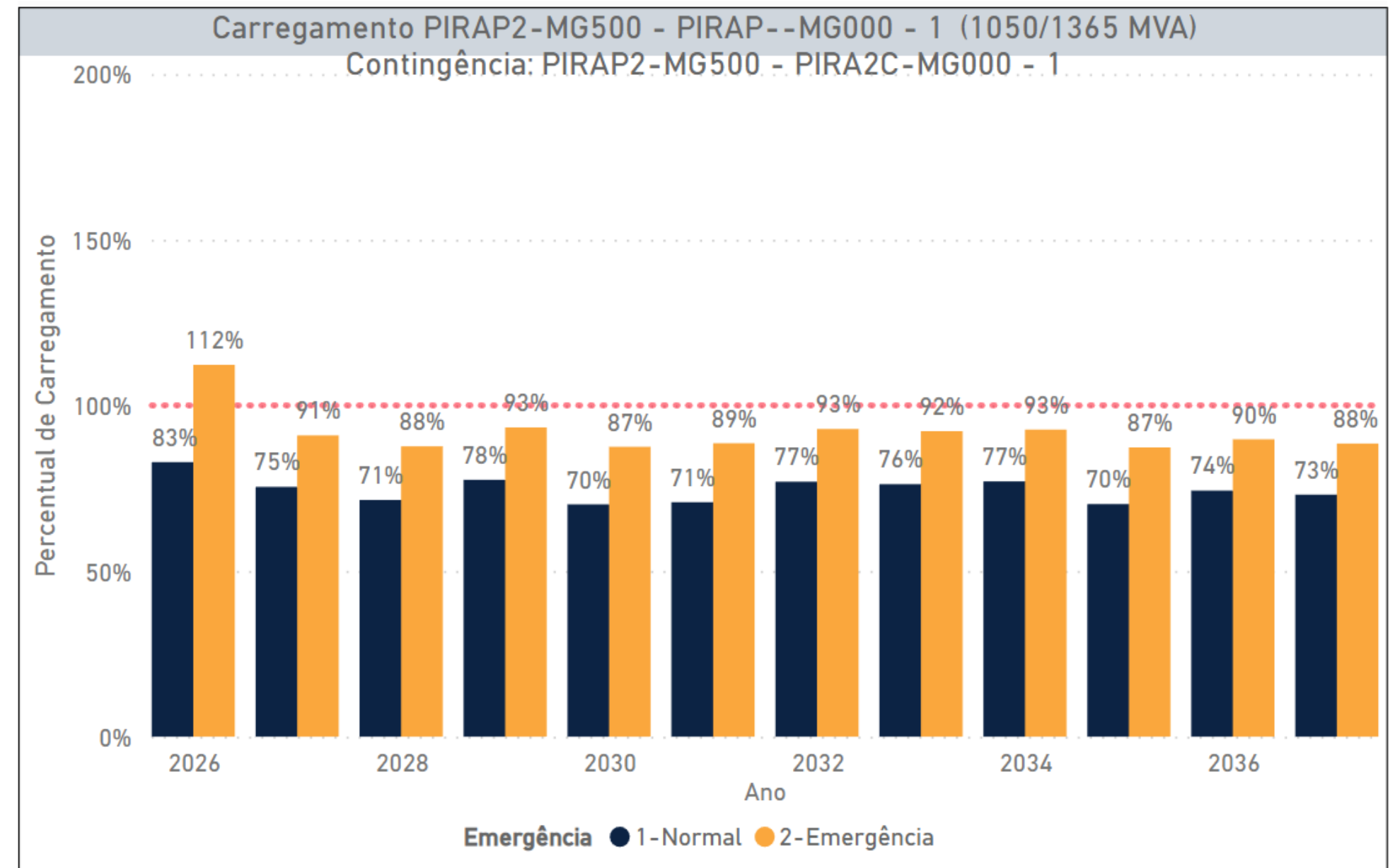
Acessos na rede de distribuição com impacto em transformações de fronteira rede básica

- Transformação 230/138kV de Jaíba
- Transformação 345/138kV de Pirapora 2
- Transformação 500/138kV de Paracatu 4

Fluxos crescentes em sentido reverso se propagam para a Rede Básica

- Transformação 500/345kV de Pirapora 2
- Transformação 500/345kV de Buritizeiro 3

Cenário de baixa permanência, carga leve de final de semana, com sol e em situações de contingência



# Destques – Norte de Minas Gerais

Eficácia das obras 500kV após a entrada em operação em 2027

- Transformação 500/230kV de Janaúba 3
- LT 230kV Jaíba – Janaúba, C1 ou C2

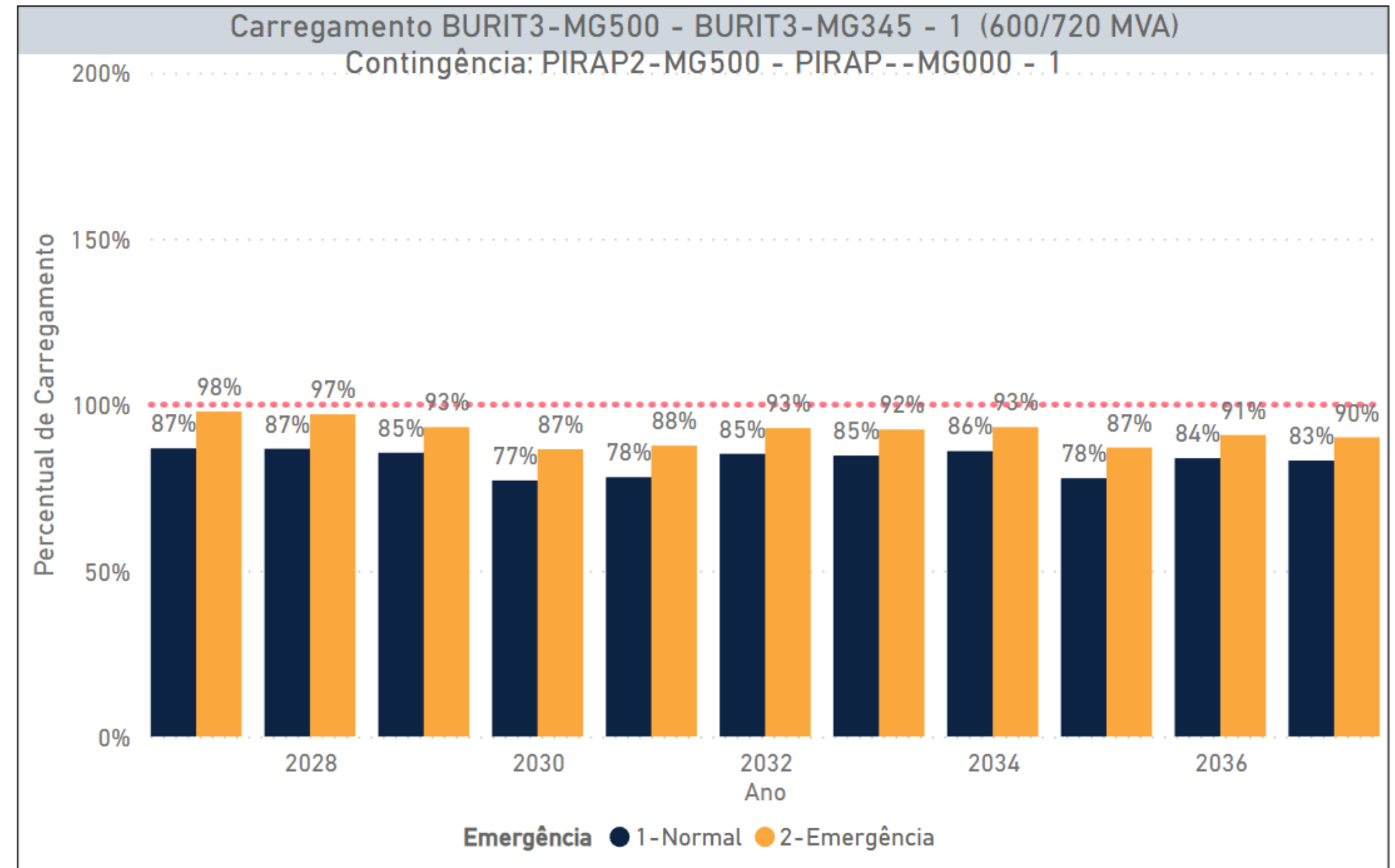
Acessos na rede de distribuição com impacto em transformações de fronteira rede básica

- Transformação 230/138kV de Jaíba
- Transformação 345/138kV de Pirapora 2
- Transformação 500/138kV de Paracatu 4

Fluxos crescentes em sentido reverso se propagam para a Rede Básica

- Transformação 500/345kV de Pirapora 2
- **Transformação 500/345kV de Buritizeiro 3**

Cenário de baixa permanência, carga leve de final de semana, com sol e em situações de contingência



# Destques – Norte de Minas Gerais

Eficácia das obras 500kV após a entrada em operação em 2027

- Transformação 500/230kV de Janaúba 3
- LT 230kV Jaíba – Janaúba, C1 ou C2

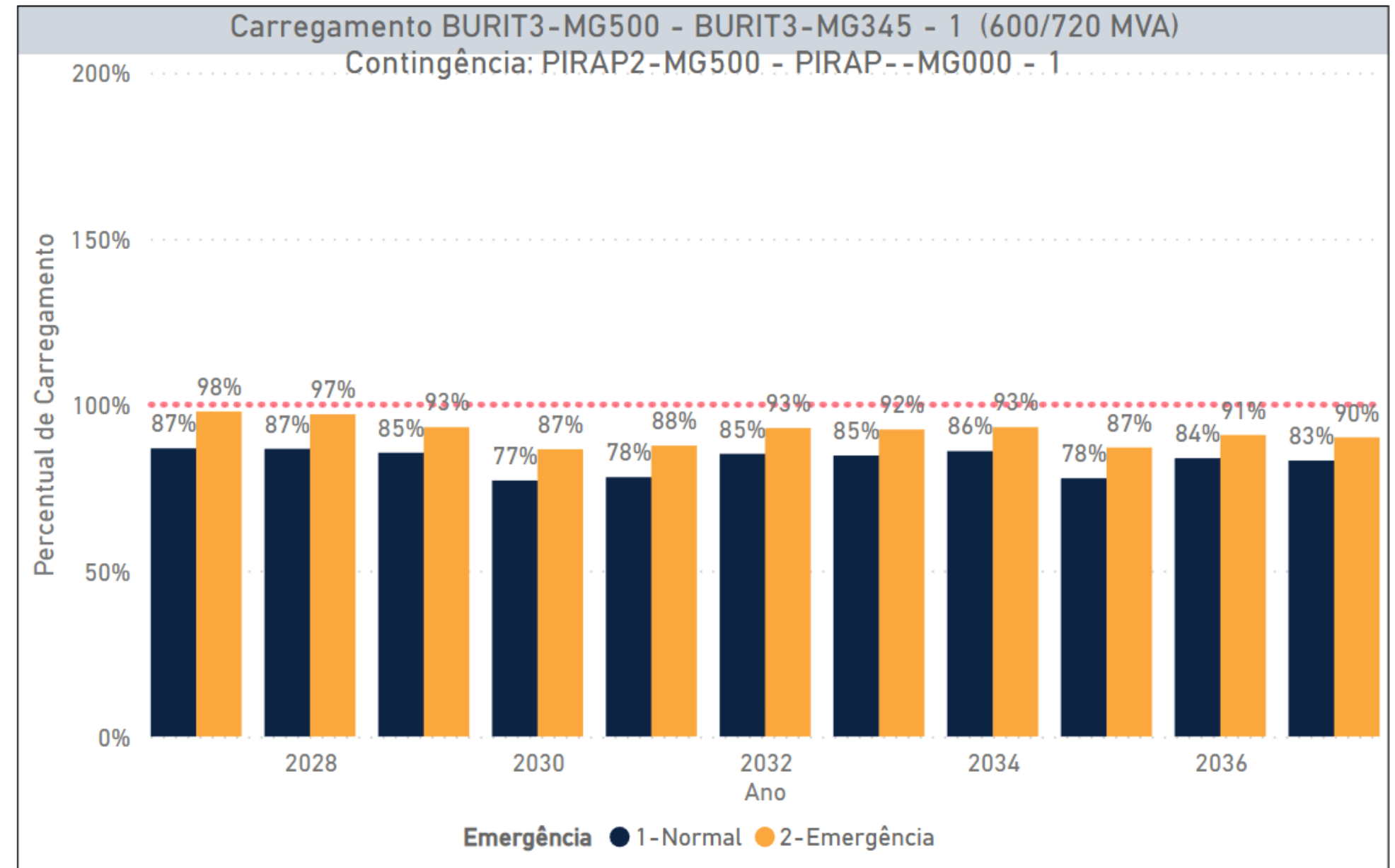
Acessos na rede de distribuição com impacto em transformações de fronteira rede básica

- Transformação 230/138kV de Jaíba
- Transformação 345/138kV de Pirapora 2
- Transformação 500/138kV de Paracatu 4

Fluxos crescentes em sentido reverso se propagam para a Rede Básica

- Transformação 500/345kV de Pirapora 2
- Transformação 500/345kV de Buritizeiro 3

**Cenário de baixa permanência, carga leve de final de semana, com sol e em situações de contingência**



# Destques – Central de Minas Gerais

Contingência LT 230kV Itabira 2-João Monlevade:

- Sobrecargas LD 69kV > 27 (Cen: 2, 3, 4)

Contingência LT 345kV Betim-Sete Lagoas:

- Sobrecarga LT 345kV Betim-Neves > 28 (Cen: 2, 3)

Contingência LT 345kV Betim-Sarzedo:

- Sobrecarga LT 345kV Betim-Barreiro > 27 (Cen: 2, 3)

N-1 SE 500/138kV São Gonçalo do Pará

- Trafo remanescente em sobrecarga > 28 (Cen: 2, 3)

Contingência LT 500kV Vespasiano-Itabirito 2:

- Sobrecargas LD 138kV > 27 (Cen: 2, 3, 4)

N-1 SE 500/138kV Ouro Preto 2

- Trafo remanescente em sobrecarga > 27 (Cen: 2, 3, 4)

Contingência LT 345kV Jeceaba-Itabirito 2:

- Sobrecargas em LDs 138kV remanescente > 27 (Cen: 2, 3, 4)
- Sobrecarga na LT remanescente (ckt1) > 27 (Cen: 2, 3, 4)

Contingência LT 345kV Lafaiete-Jeceaba:

- Sobrecargas LDs 138kV > 27 (Cen: 2, 3, 4)

LD 138kV Congonhas-Ouro Preto 2:

- Sobrecarga em condição normal > 27 (Cen: 2, 3, 4)

Contingência LT 345kV Ouro Preto 2-Barro Branco:

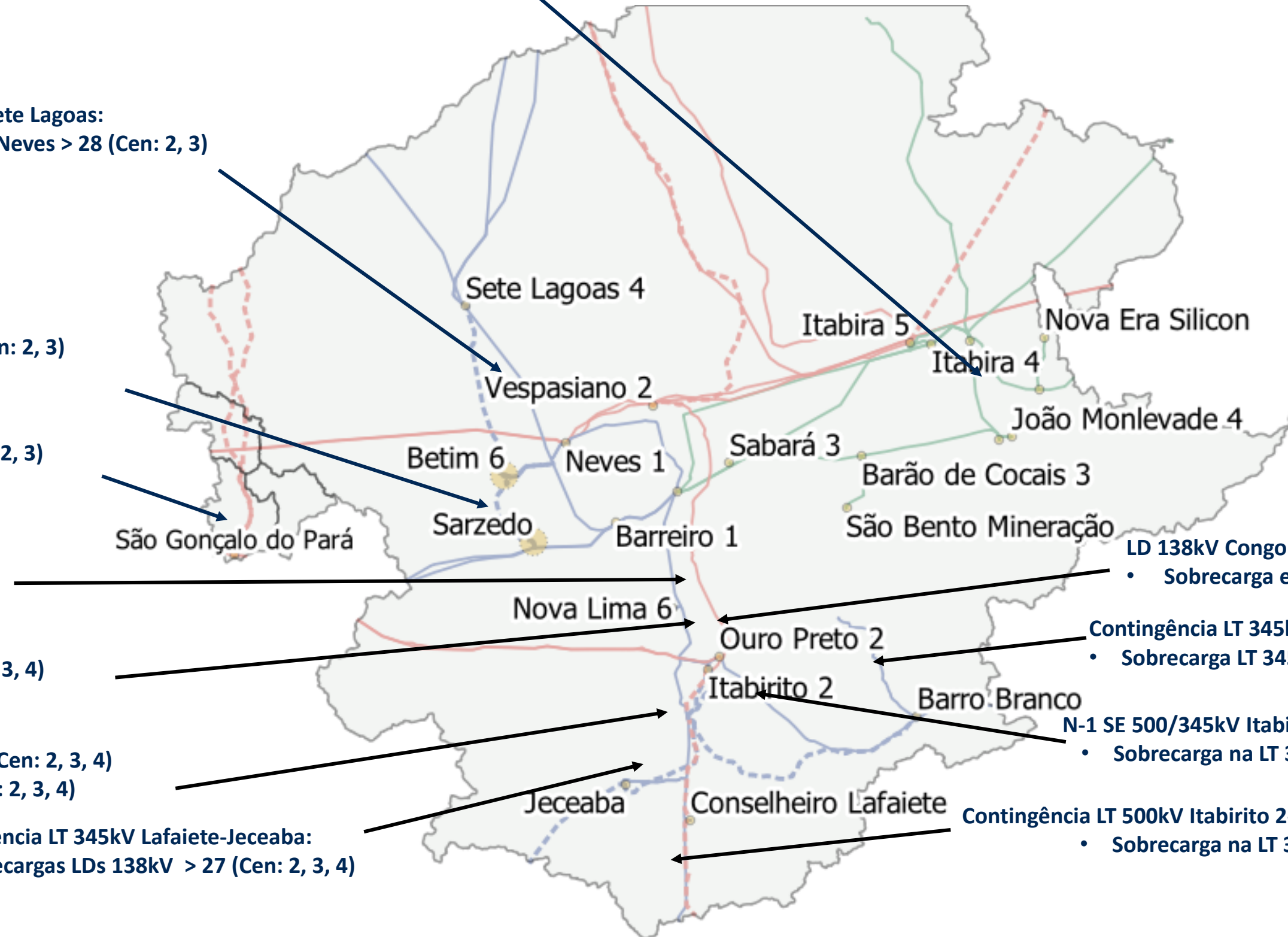
- Sobrecarga LT 345kV Itabirito 2-Ouro Preto 2 > 27 (Cen: 2, 3)

N-1 SE 500/345kV Itabirito 2

- Sobrecarga na LT 345kV Itabirito 2-Ouro Preto 2 > 27 (Cen: 2, 3)

Contingência LT 500kV Itabirito 2-S. Dummond:

- Sobrecarga na LT 345kV Lafaiete-Jeceaba > 28 (Cen: 2, 3)



# Destques – Central de Minas Gerais

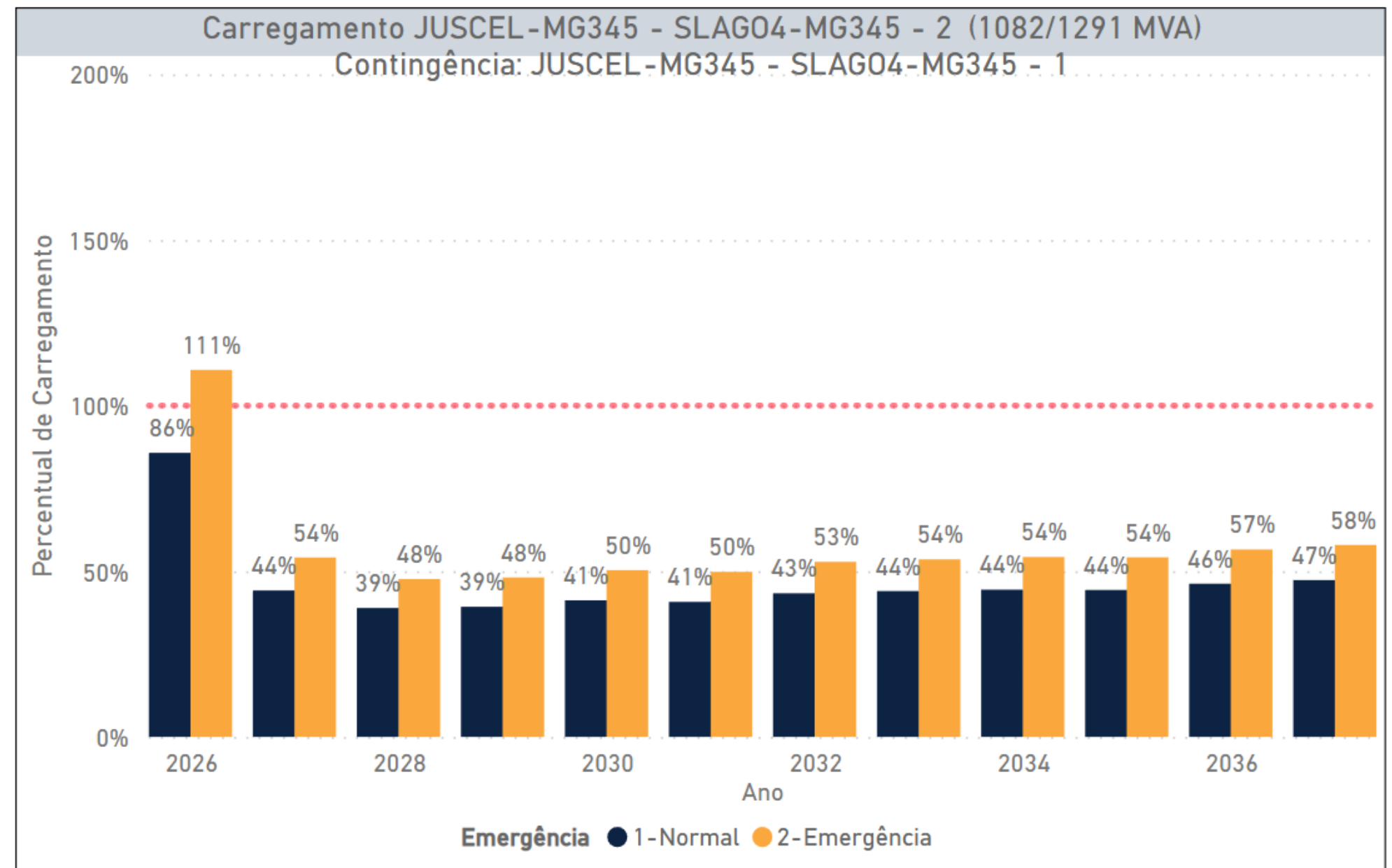
Solução estrutural equacionou alguns dos fluxos passantes de geração que aumentavam carregamentos na malha 345kV de Belo Horizonte

- LT 345 kV Juscelino – Sete Lagoas 4
- LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Neves

Montante de novos acessos leva o sistema existente (e planejado) ao limite

- LT 345 kV Betim 6 – Barreiro
- LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba
- TR 500/345 kV Santos Dumont 2

Elevada complexidade socioambiental e prazos de construção e concatenação com reforços que ainda serão licitados



# Destques – Central de Minas Gerais

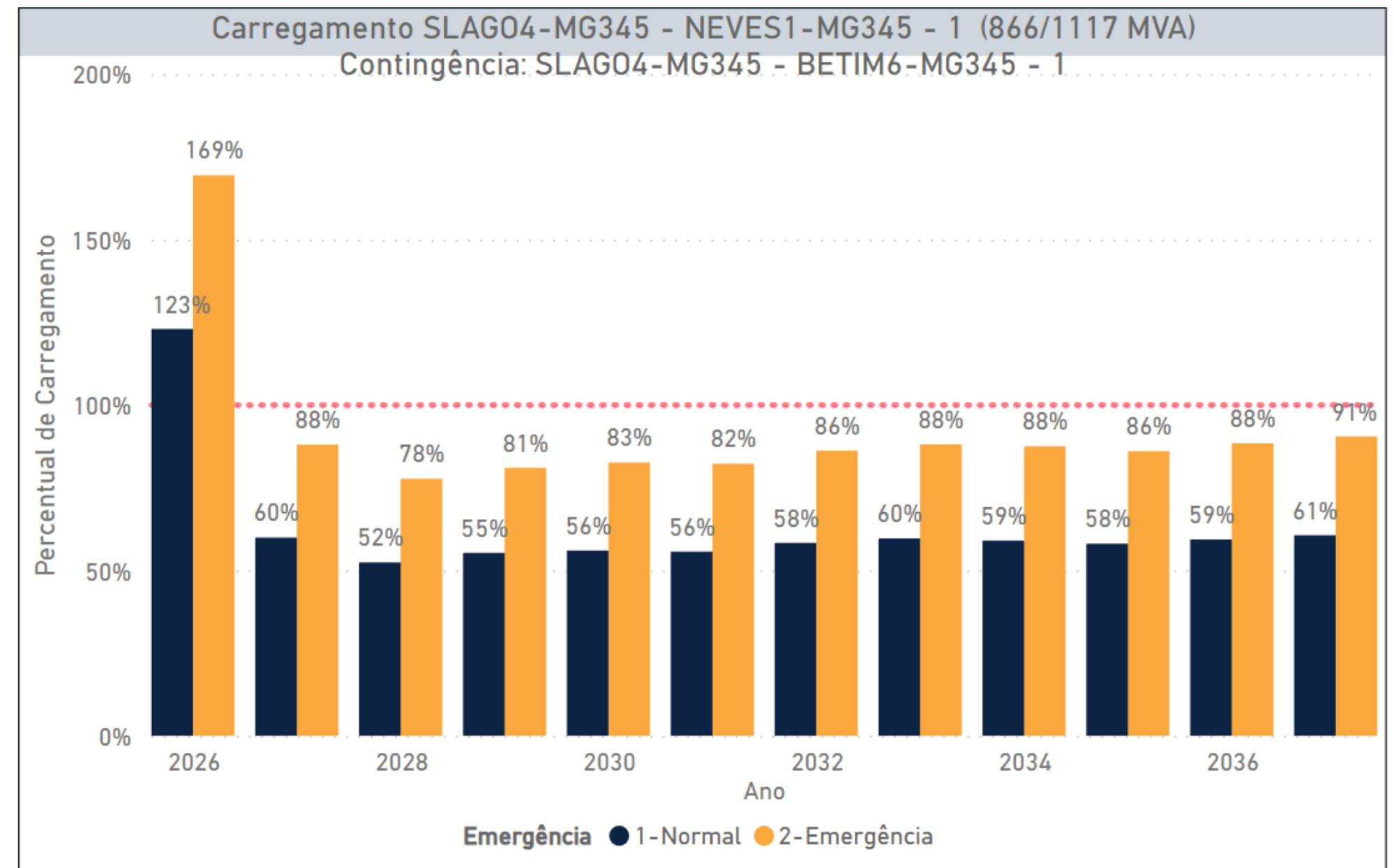
Solução estrutural equacionou alguns dos fluxos passantes de geração que aumentavam carregamentos na malha 345kV de Belo Horizonte

- LT 345 kV Juscelino – Sete Lagoas 4
- LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Neves

Montante de novos acessos leva o sistema existente (e planejado) ao limite

- LT 345 kV Betim 6 – Barreiro
- LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba
- TR 500/345 kV Santos Dumont 2

Elevada complexidade socioambiental e prazos de construção e concatenação com reforços que ainda serão licitados



# Destques – Central de Minas Gerais

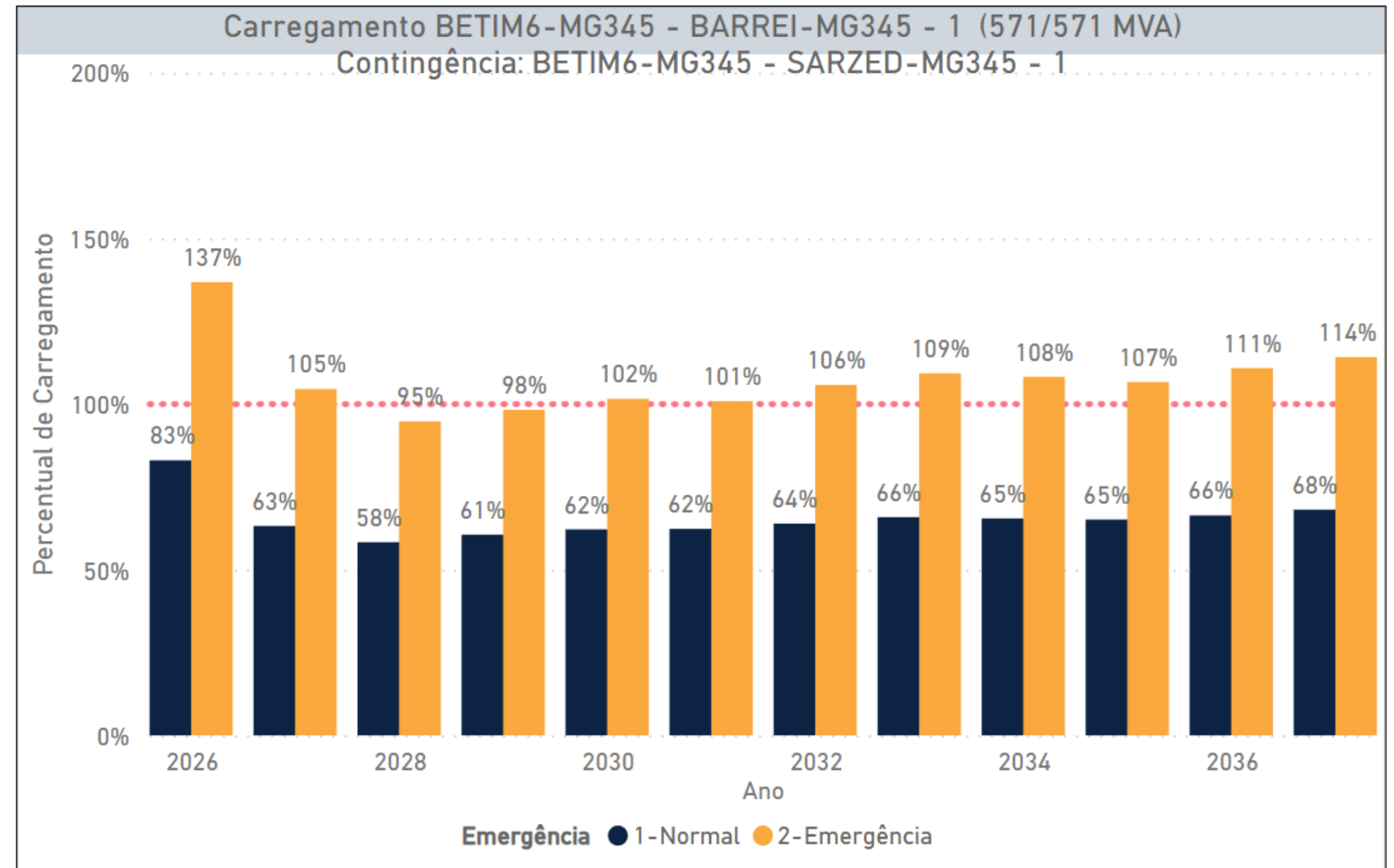
Solução estrutural equacionou alguns dos fluxos passantes de geração que aumentavam carregamentos na malha 345kV de Belo Horizonte

- LT 345 kV Juscelino – Sete Lagoas 4
- LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Neves

Montante de novos acessos leva o sistema existente (e planejado) ao limite

- LT 345 kV Betim 6 – Barreiro
- LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba
- TR 500/345 kV Santos Dumont 2

Elevada complexidade socioambiental e prazos de construção e concatenação com reforços que ainda serão licitados



# Destques – Central de Minas Gerais

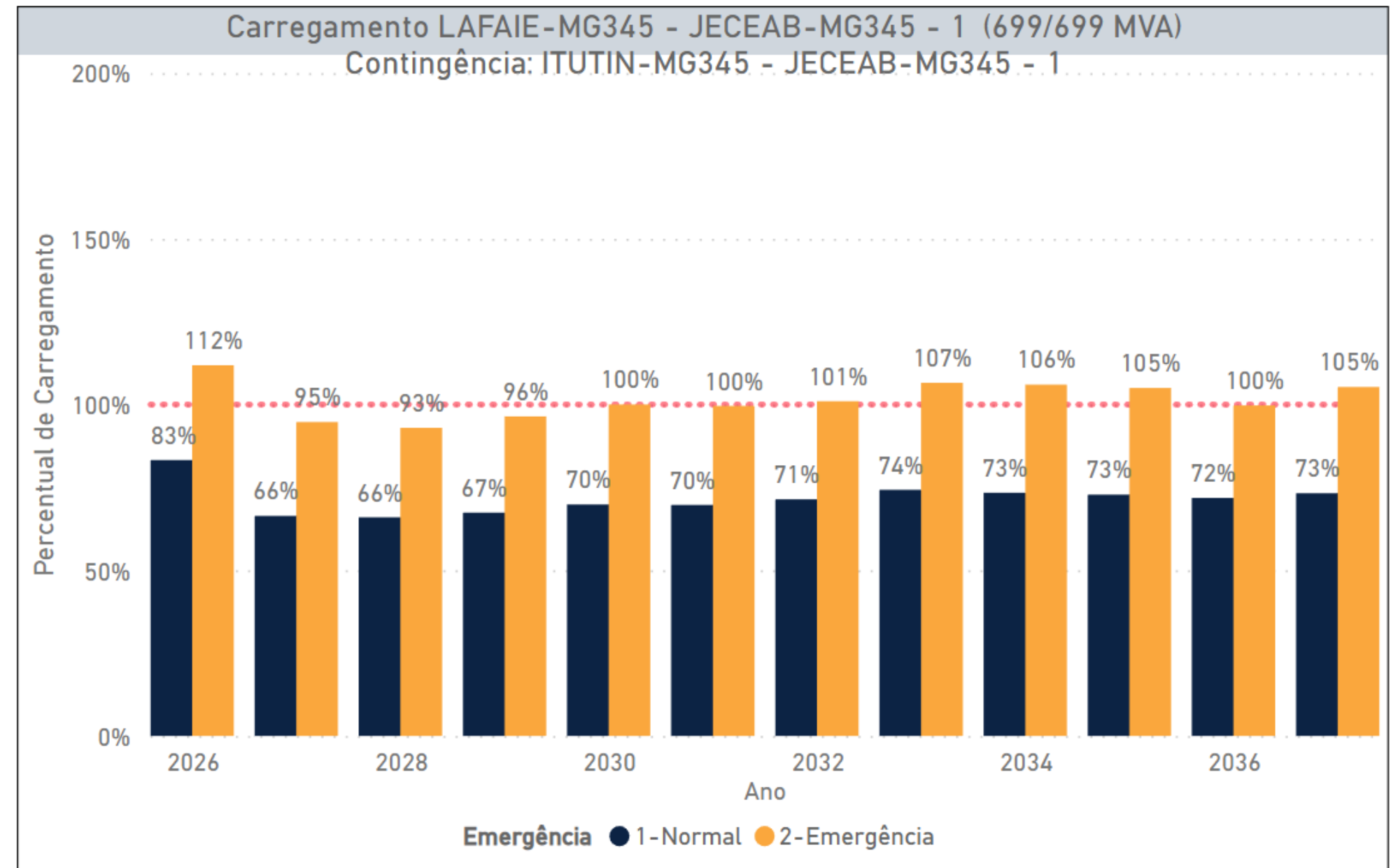
Solução estrutural equacionou alguns dos fluxos passantes de geração que aumentavam carregamentos na malha 345kV de Belo Horizonte

- LT 345 kV Juscelino – Sete Lagoas 4
- LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Neves

Montante de novos acessos leva o sistema existente (e planejado) ao limite

- LT 345 kV Betim 6 – Barreiro
- LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba
- TR 500/345 kV Santos Dumont 2

Elevada complexidade socioambiental e prazos de construção e concatenação com reforços que ainda serão licitados





# Destques – Central de Minas Gerais

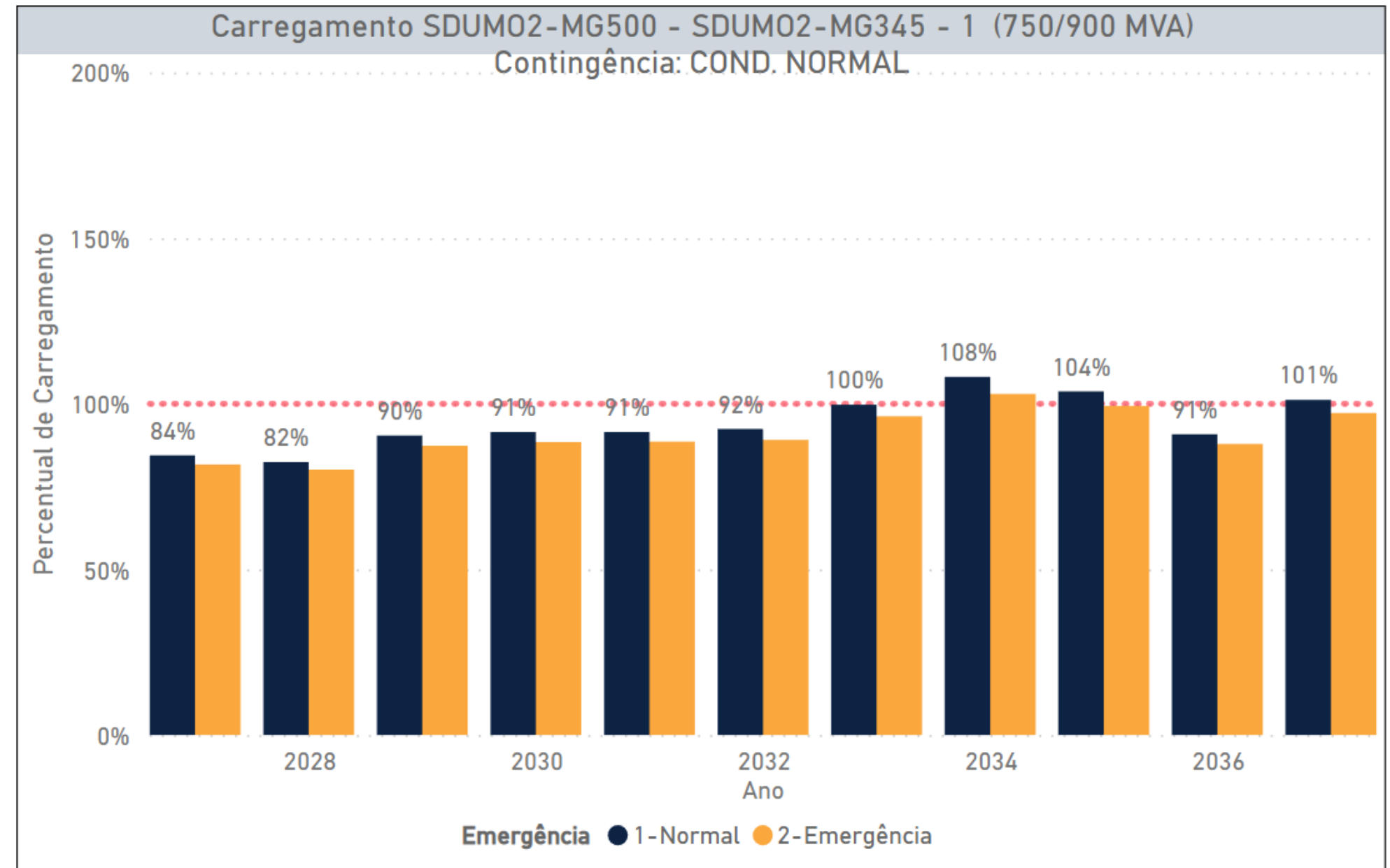
Solução estrutural equacionou alguns dos fluxos passantes de geração que aumentavam carregamentos na malha 345kV de Belo Horizonte

- LT 345 kV Juscelino – Sete Lagoas 4
- LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Neves

Montante de novos acessos leva o sistema existente (e planejado) ao limite

- LT 345 kV Betim 6 – Barreiro
- LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba
- TR 500/345 kV Santos Dumont 2

Elevada complexidade socioambiental e prazos de construção e concatenação com reforços que ainda serão licitados



# Destques – Central de Minas Gerais

Solução estrutural equacionou alguns dos fluxos passantes de geração que aumentavam carregamentos na malha 345kV de Belo Horizonte

- LT 345 kV Juscelino – Sete Lagoas 4
- LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Neves

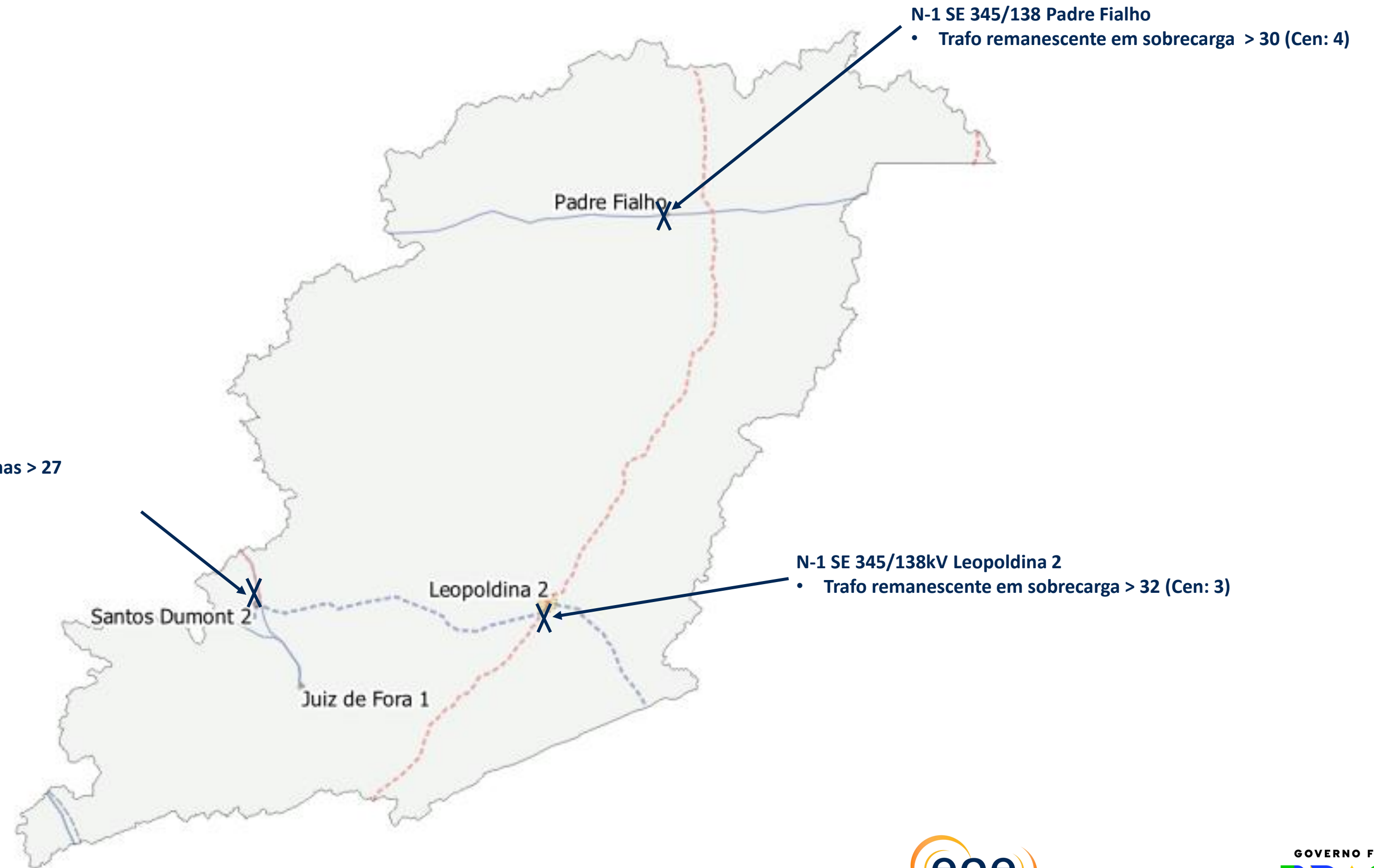
Montante de novos acessos leva o sistema existente (e planejado) ao limite

- LT 345 kV Betim 6 – Barreiro
- LT 345 kV Lafaiete – Jeceaba
- TR 500/345 kV Santos Dumont 2

**Elevada complexidade socioambiental, prazos de construção e concatenação com reforços que ainda serão licitados**



# Destques – Zona da Mata de Minas Gerais



# Destques – Zona da Mata de Minas Gerais

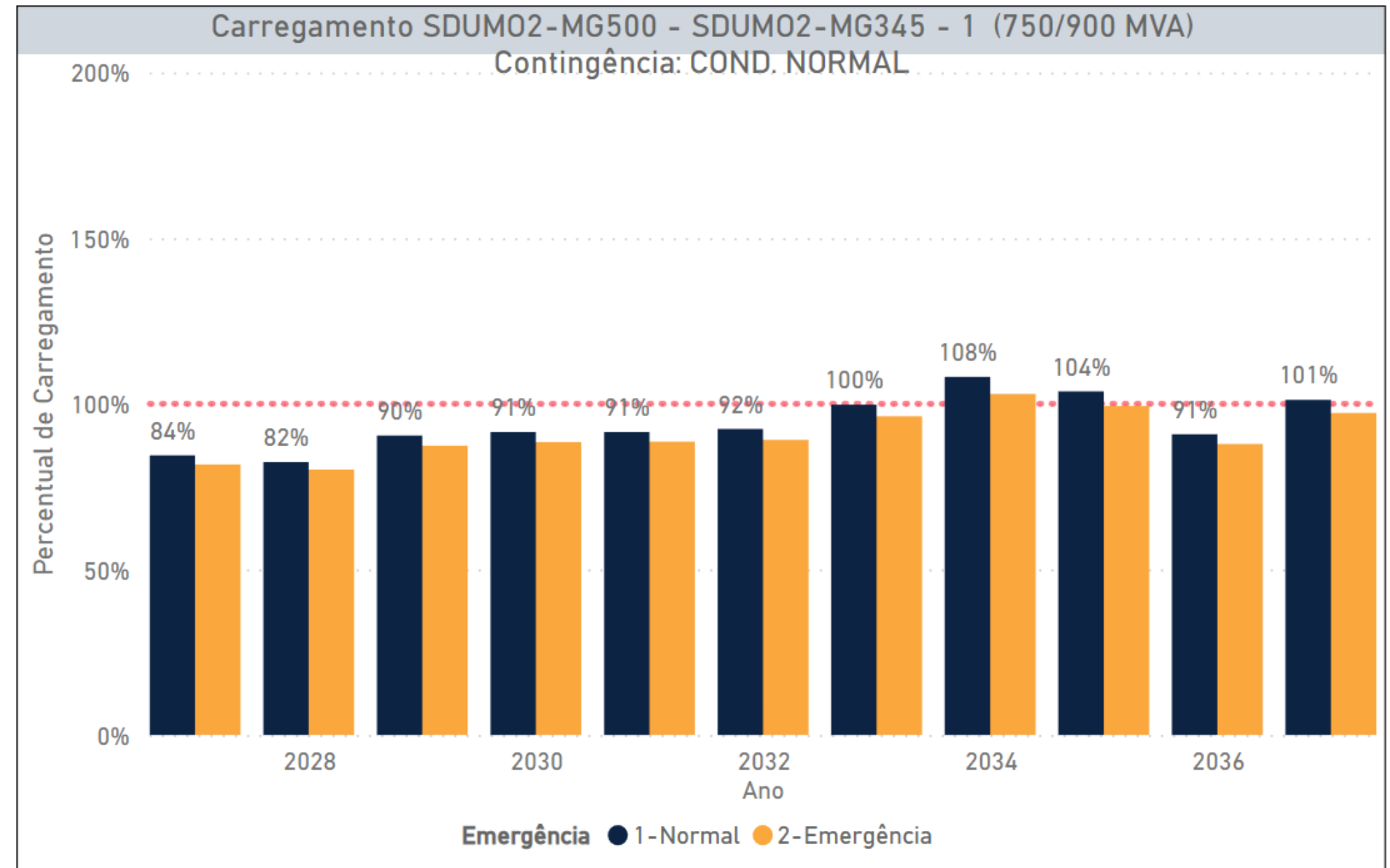
Montante de novos acessos leva o sistema existente (e planejado) ao limite

- TR 500/345 kV Santos Dumont 2

Atendimento às cargas

- 345/138kV Padre Fialho
- 345/138kV Leopoldina

Concatenação com reforços que ainda serão licitados



# Destques – Zona da Mata de Minas Gerais

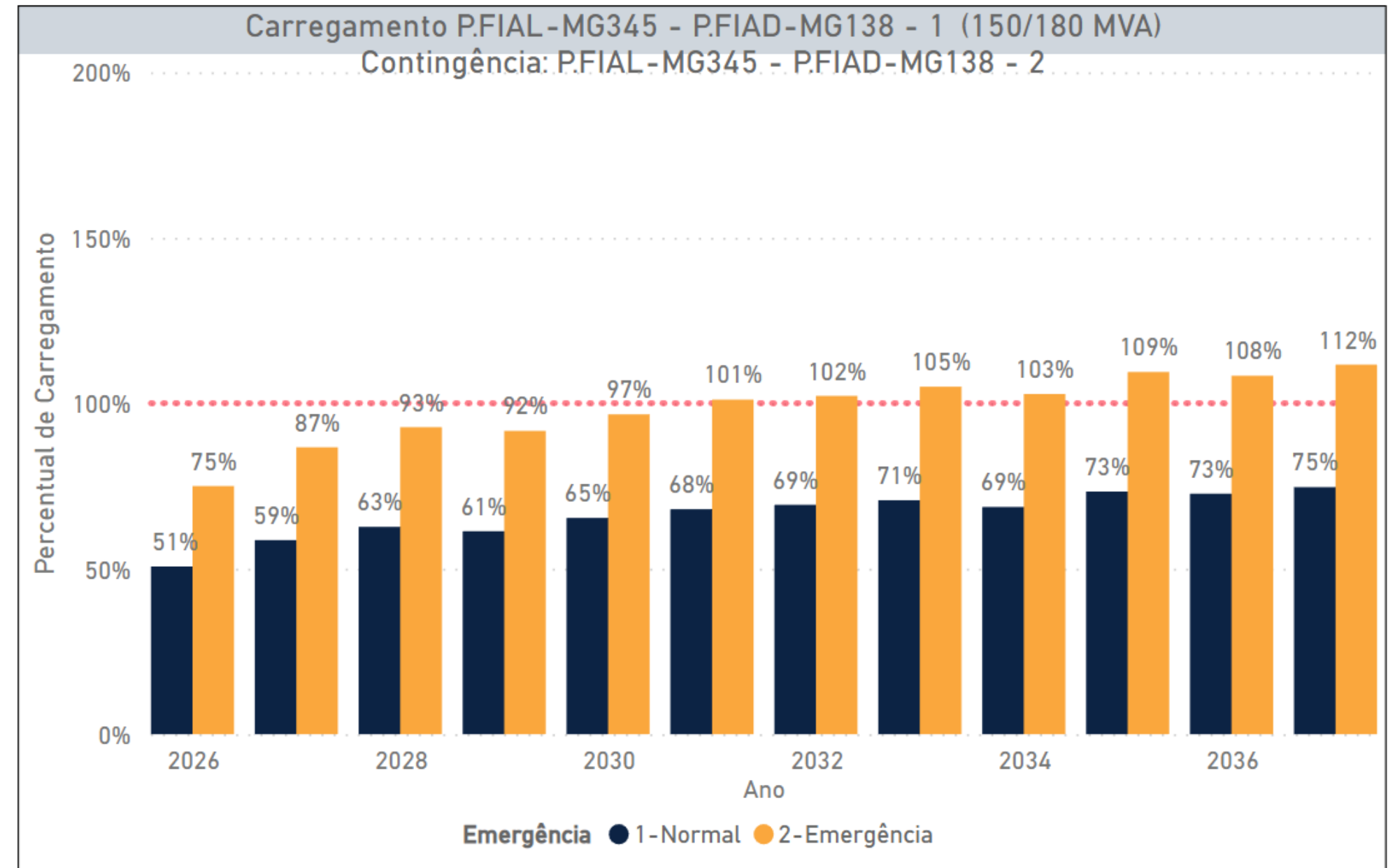
Montante de novos acessos leva o sistema existente (e planejado) ao limite

- TR 500/345 kV Santos Dumont 2

Atendimento às cargas

- 345/138kV Padre Fialho
- 345/138kV Leopoldina

Concatenação com reforços que ainda serão licitados



# Destques – Zona da Mata de Minas Gerais

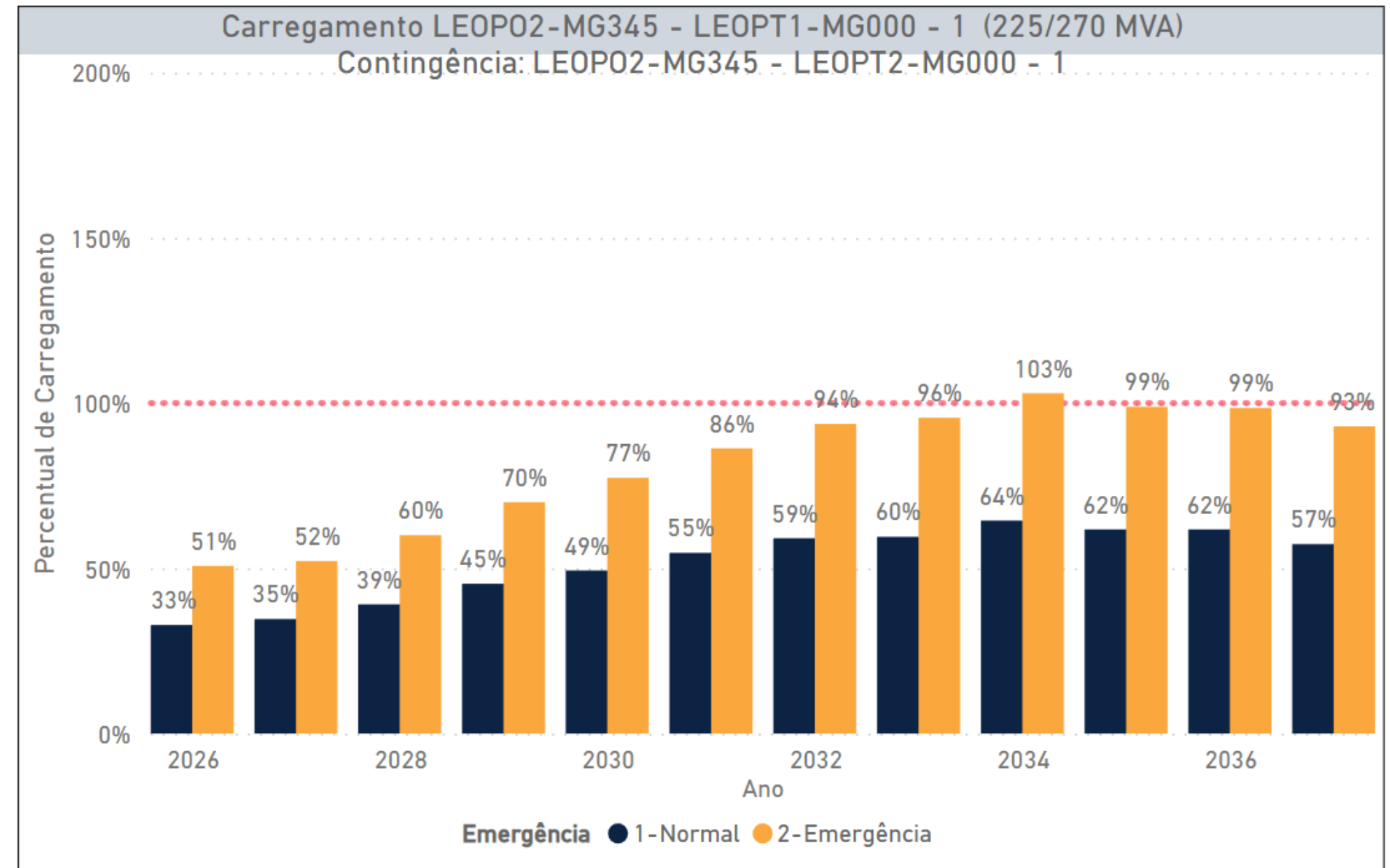
Montante de novos acessos leva o sistema existente (e planejado) ao limite

- TR 500/345 kV Santos Dumont 2

## Atendimento às cargas

- 345/138kV Padre Fialho
- 345/138kV Leopoldina

Concatenação com reforços que ainda serão licitados



# Destques – Zona da Mata de Minas Gerais

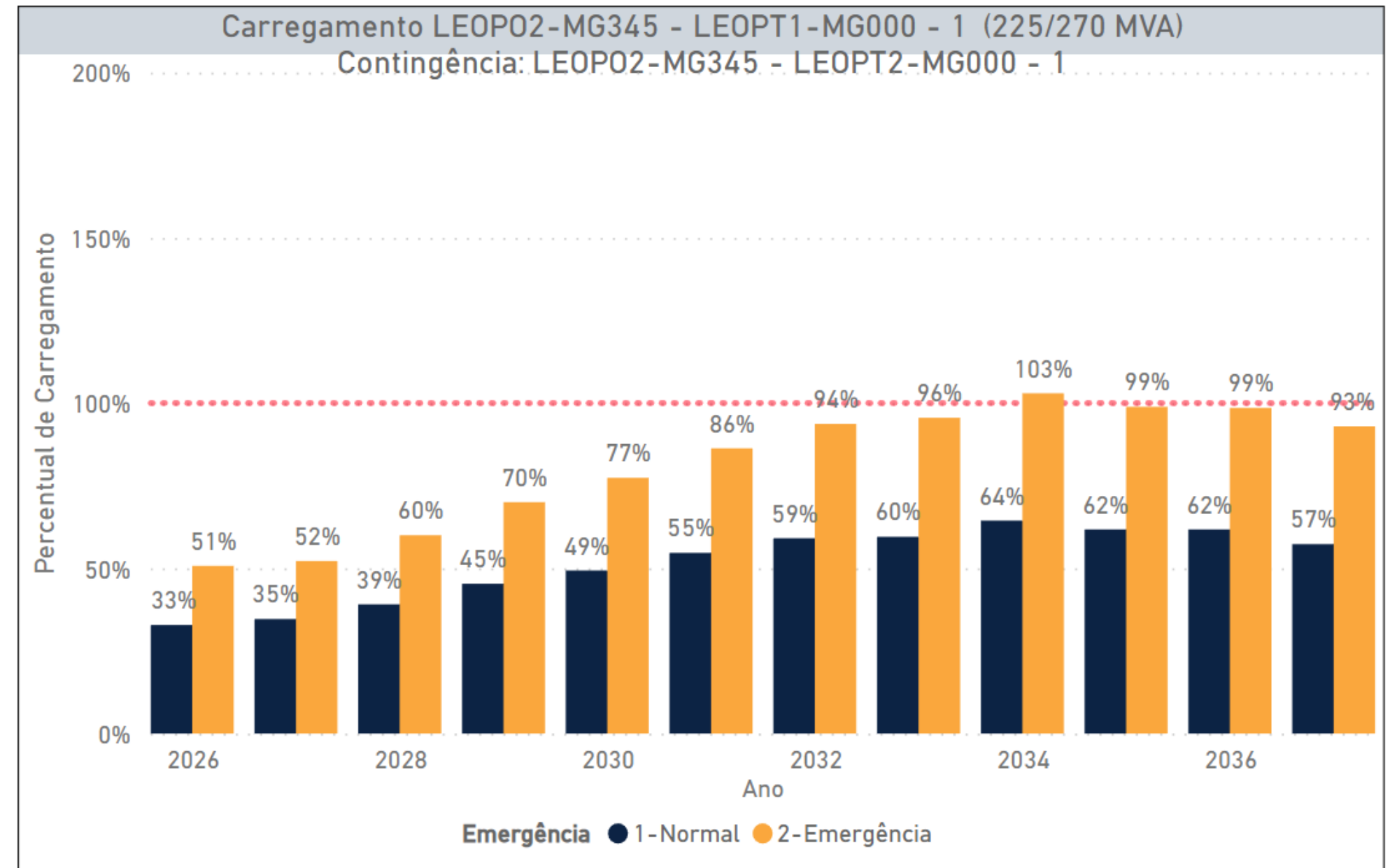
Montante de novos acessos leva o sistema existente (e planejado) ao limite

- TR 500/345 kV Santos Dumont 2

Atendimento às cargas

- 345/138kV Padre Fialho
- 345/138kV Leopoldina

**Concatenação com reforços que ainda serão licitados**



# Pontos de Destaque – Minas Gerais

**Sistema de 345 kV da área central do estado (Sete Lagoas - Santos Dumont) e do atendimento as novas cargas da região de Ouro Preto e São Gonçalo do Pará**

Carregamentos no cenário de exportação do excedente de geração para a rede básica

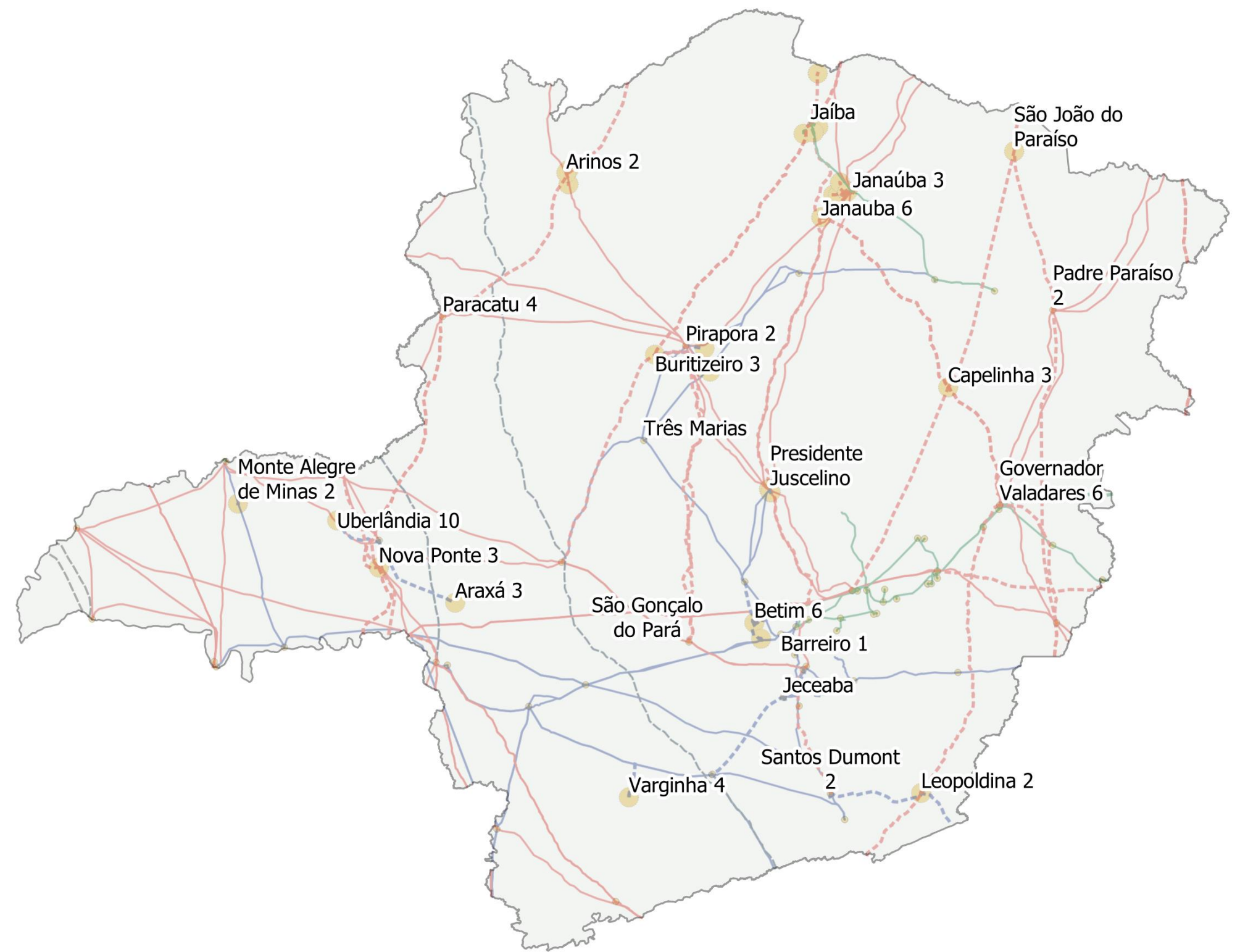
Atendimento ao critério N-1 na SE Padre Fialho

Atendimento ao critério N-1 na SE Leopoldina 2

Ativos em final de vida útil regulatória e física

Atendimento à região de Itabira e João Monlevade

Monitoração das margens do sistema





# Pontos de Destaque – Minas Gerais

Sistema de 345 kV da área central do estado (Sete Lagoas - Santos Dumont) e do atendimento as novas cargas da região de Ouro Preto e São Gonçalo do Pará

**Carregamentos no cenário de exportação do excedente de geração para a rede básica**

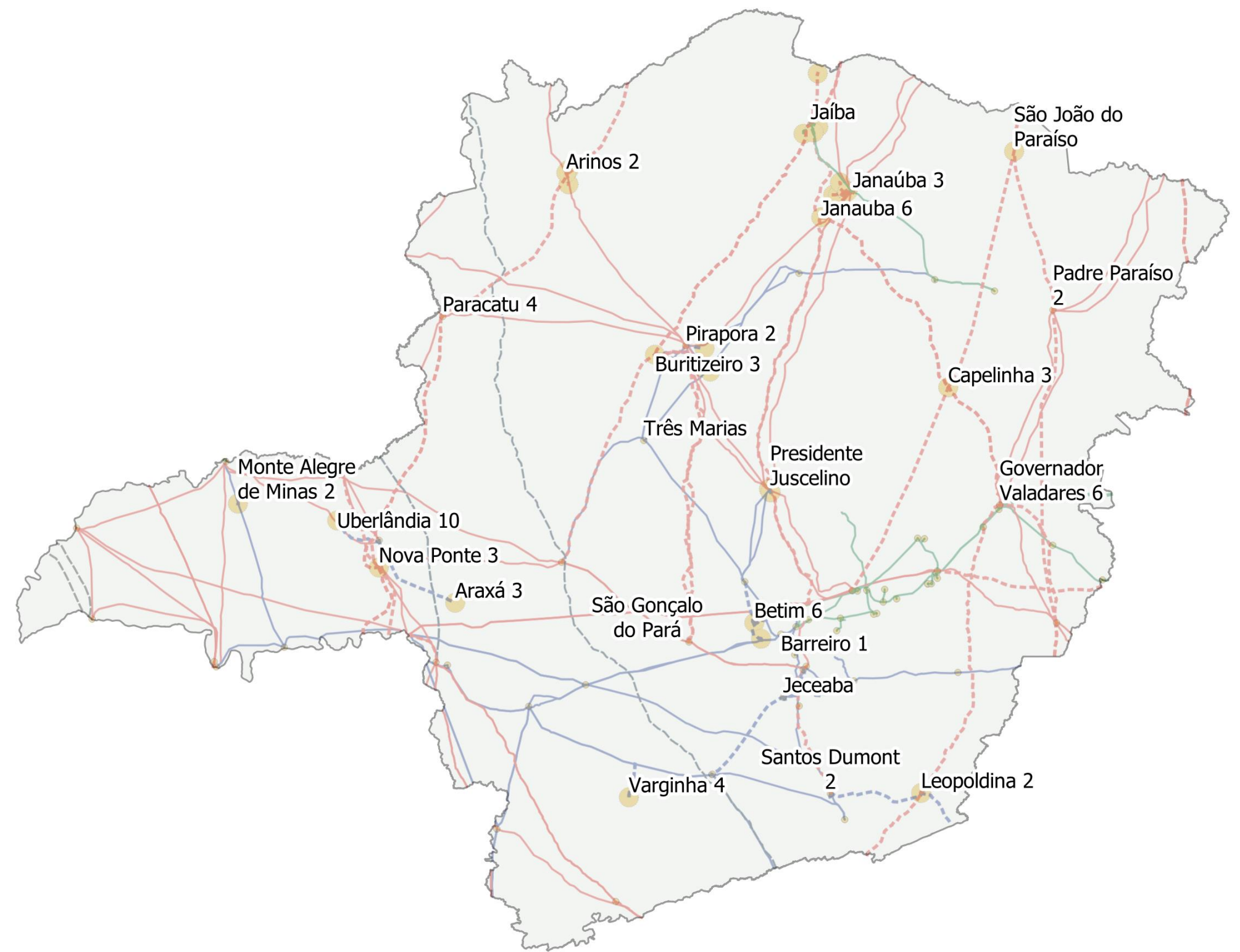
Atendimento ao critério N-1 na SE Padre Fialho

Atendimento ao critério N-1 na SE Leopoldina 2

Ativos em final de vida útil regulatória e física

Atendimento à região de Itabira e João Monlevade

Monitoração das margens do sistema



# Pontos de Destaque – Minas Gerais

Sistema de 345 kV da área central do estado (Sete Lagoas - Santos Dumont) e do atendimento as novas cargas da região de Ouro Preto e São Gonçalo do Pará

Carregamentos no cenário de exportação do excedente de geração para a rede básica

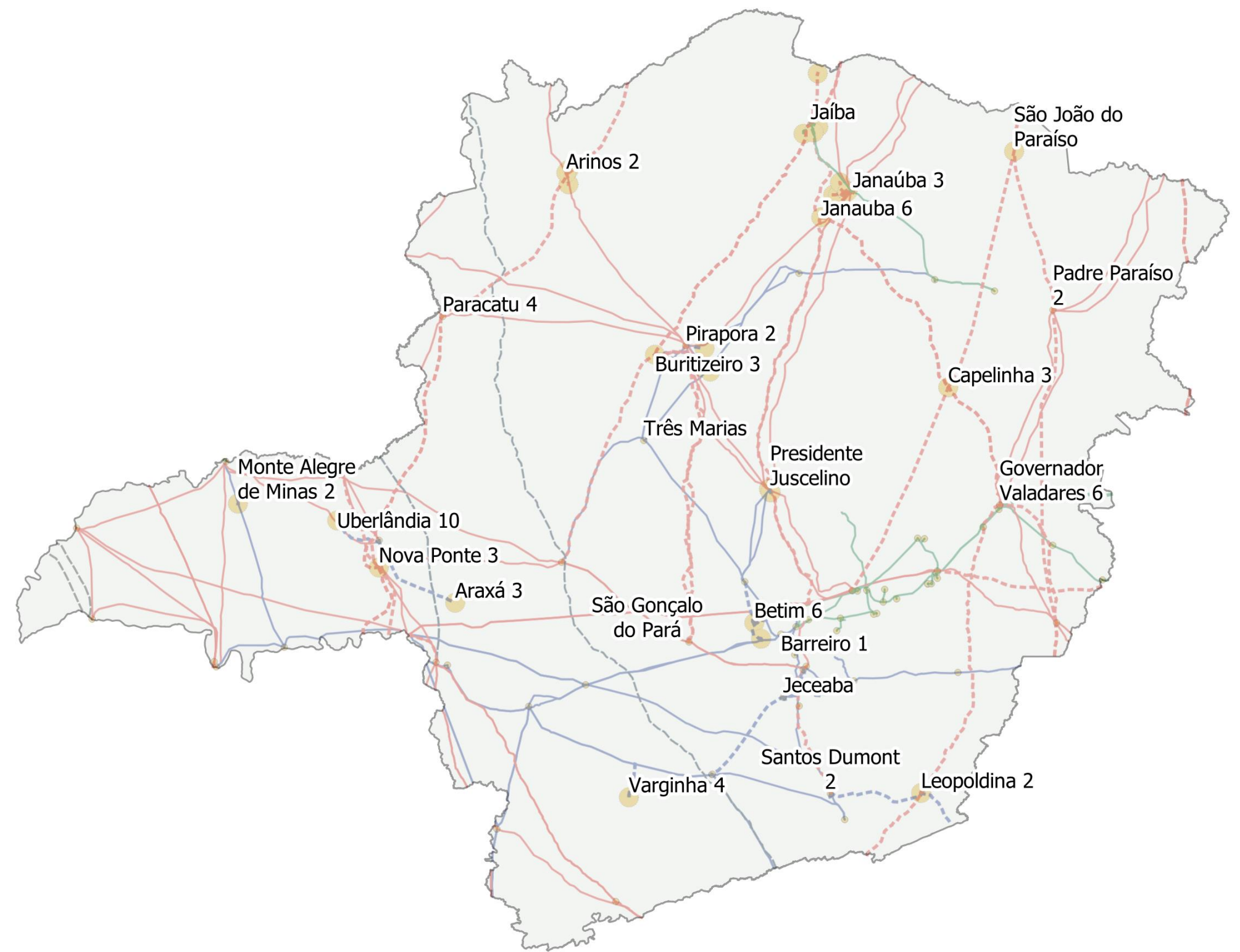
**Atendimento ao critério N-1 na SE Padre Fialho**

Atendimento ao critério N-1 na SE Leopoldina 2

Ativos em final de vida útil regulatória e física

Atendimento à região de Itabira e João Monlevade

Monitoração das margens do sistema



# Pontos de Destaque – Minas Gerais

Sistema de 345 kV da área central do estado (Sete Lagoas - Santos Dumont) e do atendimento as novas cargas da região de Ouro Preto e São Gonçalo do Pará

Carregamentos no cenário de exportação do excedente de geração para a rede básica

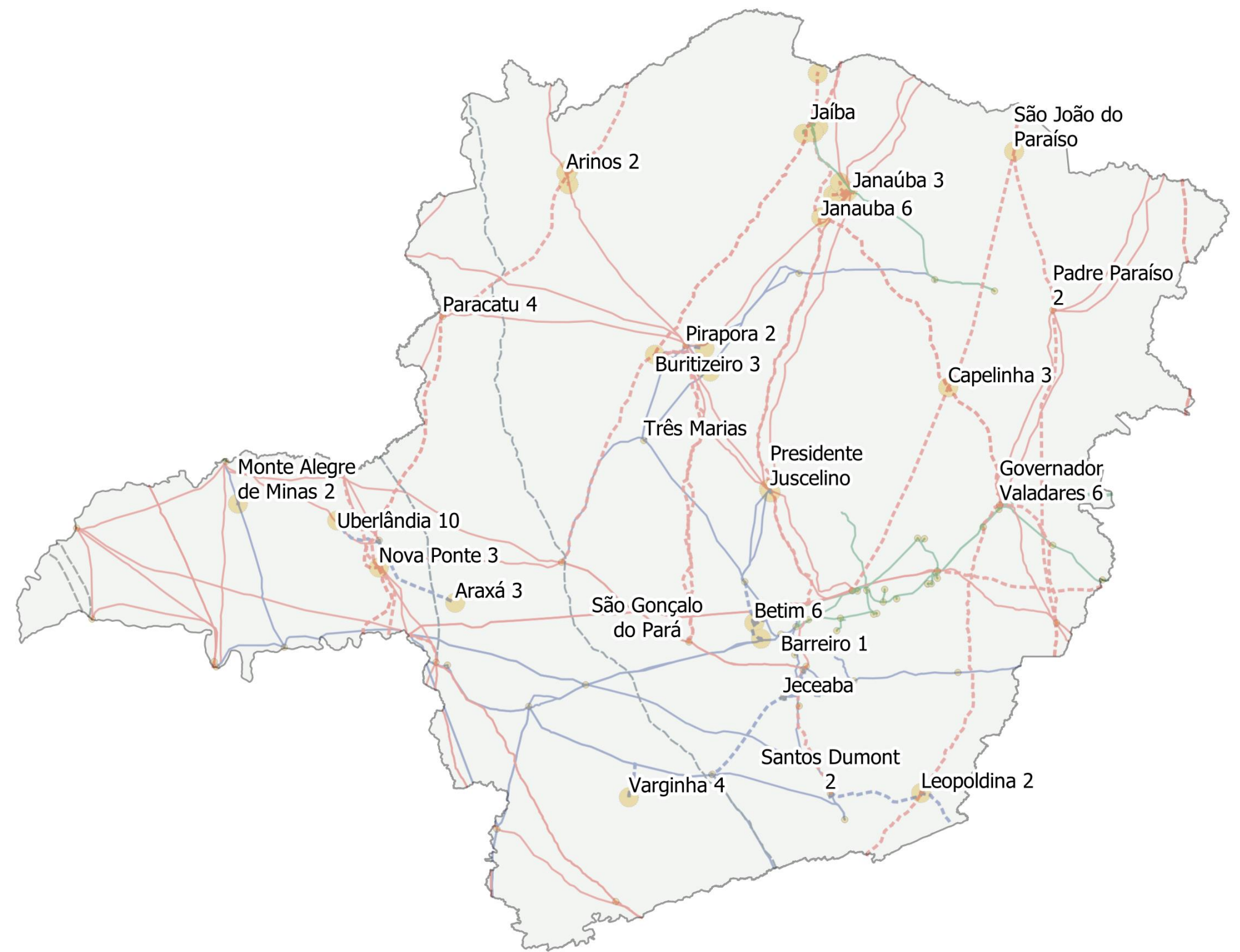
Atendimento ao critério N-1 na SE Padre Fialho

**Atendimento ao critério N-1 na SE Leopoldina 2**

Ativos em final de vida útil regulatória e física

Atendimento à região de Itabira e João Monlevade

Monitoração das margens do sistema



# Pontos de Destaque – Minas Gerais

Sistema de 345 kV da área central do estado (Sete Lagoas - Santos Dumont) e do atendimento as novas cargas da região de Ouro Preto e São Gonçalo do Pará

Carregamentos no cenário de exportação do excedente de geração para a rede básica

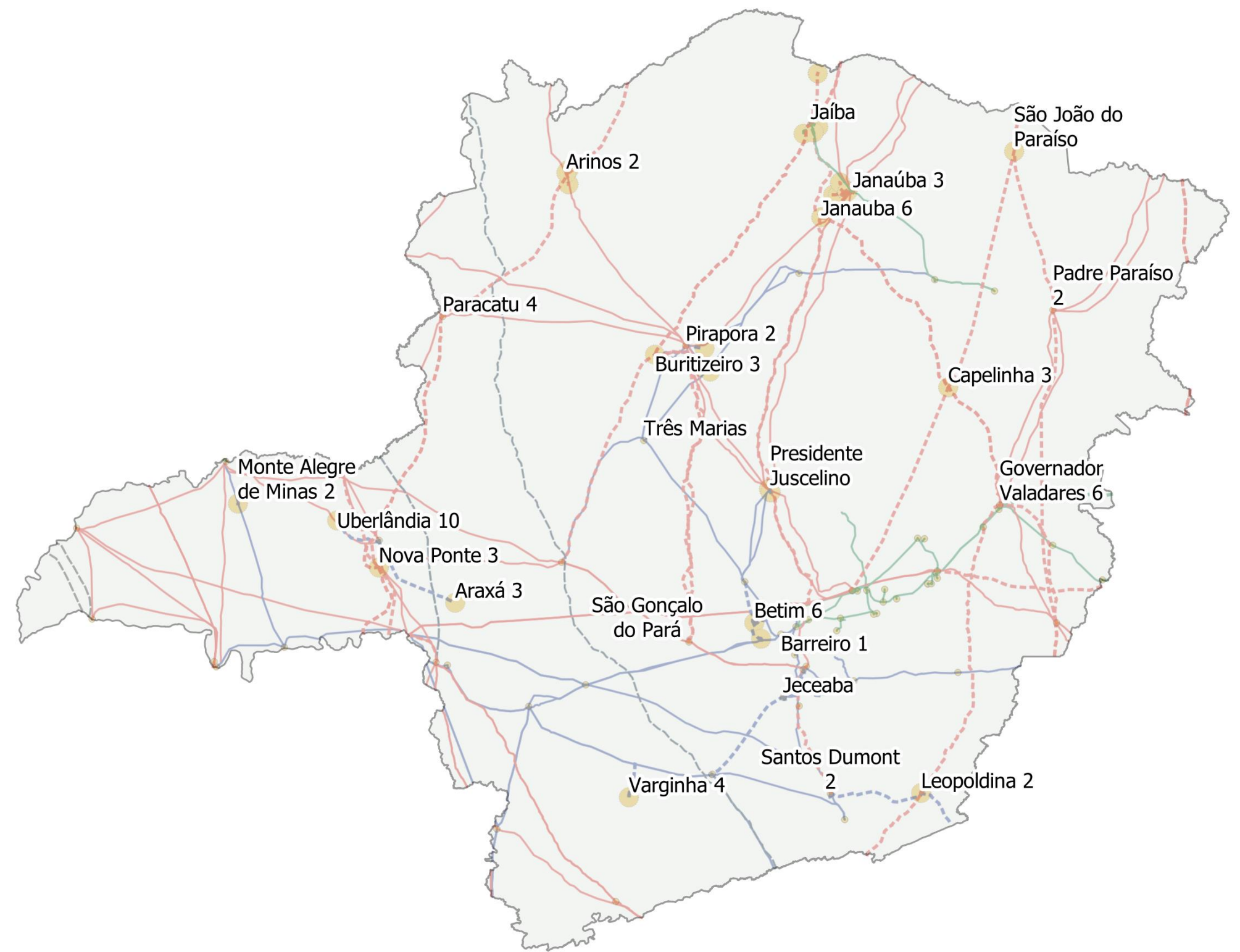
Atendimento ao critério N-1 na SE Padre Fialho

Atendimento ao critério N-1 na SE Leopoldina 2

**Ativos em final de vida útil regulatória e física**

Atendimento à região de Itabira e João Monlevade

Monitoração das margens do sistema



# Pontos de Destaque – Minas Gerais

Sistema de 345 kV da área central do estado (Sete Lagoas - Santos Dumont) e do atendimento as novas cargas da região de Ouro Preto e São Gonçalo do Pará

Carregamentos no cenário de exportação do excedente de geração para a rede básica

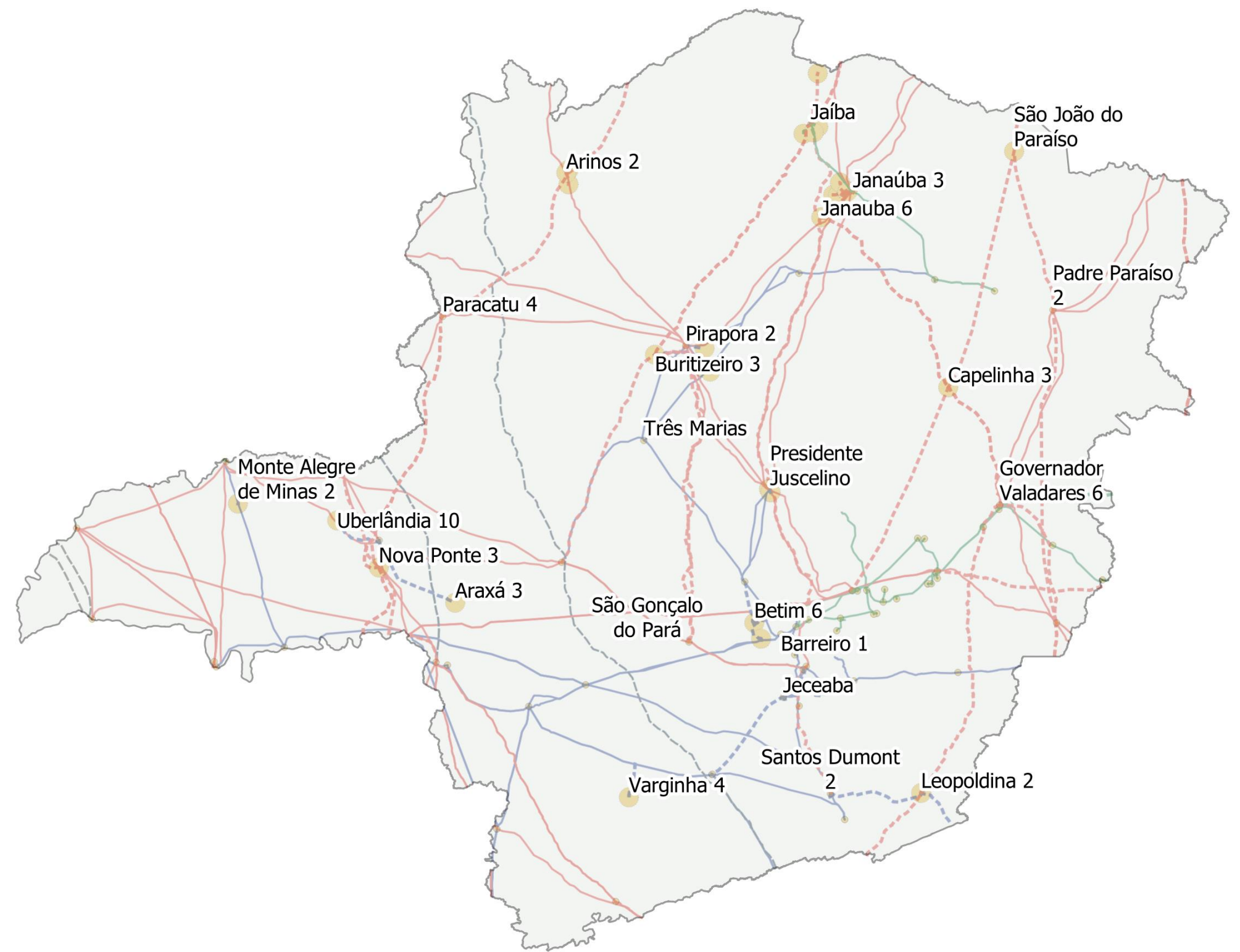
Atendimento ao critério N-1 na SE Padre Fialho

Atendimento ao critério N-1 na SE Leopoldina 2

Ativos em final de vida útil regulatória e física

**Atendimento à região de Itabira e João Monlevade**

Monitoração das margens do sistema



# Pontos de Destaque – Minas Gerais

Sistema de 345 kV da área central do estado (Sete Lagoas - Santos Dumont) e do atendimento as novas cargas da região de Ouro Preto e São Gonçalo do Pará

Carregamentos no cenário de exportação do excedente de geração para a rede básica

Atendimento ao critério N-1 na SE Padre Fialho

Atendimento ao critério N-1 na SE Leopoldina 2

Ativos em final de vida útil regulatória e física

Atendimento à região de Itabira e João Monlevade

**Monitoração das margens do sistema**



## **3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Sudeste**

### 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 Finalizados

---

## Rio – Espírito Santo

**EPE-DEE-NT-075/2022 – Modularização das unidades transformadoras 138/13,8 kV da SE Angra**

**EPE-DEE-NT-047/2022 - Avaliação dos benefícios sistêmicos da implantação do transformador 500/345 kV na SE UTE GNA**

**EPE-DEE-RE-079/2021 – Atendimento à região Norte do Estado do Espírito Santo**

**EPE-DEE-NT-059/2021 – Modularização das unidades transformadoras da SE 345/138 kV Vitória**

**EPE-DEE-NT-049/2021 – Análise de viabilidade de seccionamento da LT 345 kV Venda das Pedras/Macaé na SE Lagos**

**EPE-DEE-NT-019/2021 – Substituição dos autotransformadores 500/138 kV da Subestação Cachoeira Paulista**

**EPE-DEE-RE-080/2020 – Atendimento ao Complexo Porto do Açu e Santo Amaro**



# Cenários Analisados

---

Para avaliar o atendimento aos estados do **Rio de Janeiro e Espírito Santo**, foram preparados **três casos críticos** com diferentes cenários de geração e patamares de carga.

## Rio de Janeiro – Espírito Santo

Cenário 1: Máxima exportação do submercado Nordeste

Cenário 2: Elevado despacho térmico

Cenário 3: Elevada exportação do submercado Sul e Sudeste

**Horizonte 2026 – 2037**

# RJ-ES: Cenário 1 – Norte Seco – Carga Média

## Máxima exportação do submercado Nordeste

Este cenário tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período de elevada exportação da região Nordeste, com elevada geração eólica e fotovoltaica e geração média na bacia hidrográfica do Rio São Francisco.

O período de carga selecionado foi o de carga média, patamar em que a fonte fotovoltaica apresenta o maior valor de geração.

Nesse cenário, a geração dos estados do RJ-ES é baixa, uma vez que o despacho termelétrico do país foi mantido na inflexibilidade e a geração hidráulica das bacias do Paraíba do Sul, Doce e Mucuri foi mantida em 35-40% de sua capacidade instalada.

Num recorte mais localizado, objetiva-se simular os altos carregamentos dos circuitos que interligam a região Nordeste e os centros de carga do Rio de Janeiro e do Espírito Santo e nas transformações de fronteira, no sentido da Rede Básica para a distribuição, como efeito da carga alta e da baixa geração térmica e hidráulica nos sistemas distribuidores locais.

# RJ-ES: Cenário 1 – Norte Seco – Carga Média

## Máxima exportação do submercado Nordeste

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

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	40	40
Grande	55-85	65-95
Paraíba do Sul	35	40
Paranaíba	55-85	65-95
São Francisco	45	35

O despacho térmico foi feito considerando-se apenas as usinas com declaração de inflexibilidade

# RJ-ES: Cenário 2 – Norte Úmido – Carga Pesada

## Cenário de elevado despacho térmico

Este cenário tem por objetivo analisar o comportamento do sistema em 345 kV compreendido entre as subestações de Adrianópolis e Vitória em cenários de elevado despacho térmico, elevada hidraulicidade na região Norte e geração eólica reduzida no Nordeste.

O período de carga selecionado foi o de carga pesada, patamar em que a fonte fotovoltaica apresenta geração praticamente nula.

Nesse cenário, a geração termelétrica dos estados do RJ-ES é mantida em patamares elevados, uma vez que, para manter o equilíbrio carga x geração do Brasil, as usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito incluindo a entrada de usinas com altos custos variáveis. A geração hidráulica das bacias do Paraíba do Sul, Doce e Mucuri foi mantida em 35-40% de sua capacidade instalada.

Num recorte mais localizado, objetiva-se simular os altos carregamentos dos circuitos em 345 kV que interligam a região metropolitana do Rio de Janeiro e o Espírito Santo e as transformações de fronteira, no sentido da Rede Básica para a distribuição, como efeito da carga alta e da baixa geração hidráulica nos sistemas de Distribuição locais.

# RJ-ES: Cenário 2 – Norte Úmido – Carga Pesada

## Cenário de elevado despacho térmico

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

Bacia Hidrográfica/ Região	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	40	70
Paraíba do Sul	40	70
São Francisco	65	70
Norte	75	90
Sul/Sudeste	60-70	70-80

O despacho térmico foi feito considerando-se o despacho por **ordem de mérito**, com o Custo Variável Unitário variando de **R\$ 490,00/MWh** a **R\$ 735,00/MWh**

# RJ-ES: Cenário 3 – Norte Seco – Carga Pesada

## Sul/Sudeste exportador

Este cenário tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período de elevado recebimento de energia da região Sul e dos estados de Minas Gerais e São Paulo, com reduzida nas regiões Norte e Nordeste.

O período de carga selecionado foi o de carga pesada, patamar em que a fonte fotovoltaica apresenta geração praticamente nula.

Nesse cenário, a geração dos estados do RJ-ES é reduzida, uma vez que o despacho termelétrico do país foi mantido na inflexibilidade e a geração hidráulica das bacias do Paraíba do Sul, Doce e Mucuri foi mantida em 50-60% de sua capacidade instalada.

Num recorte mais localizado, objetiva-se simular os altos carregamentos dos circuitos que interligam os estados de Minas Gerais e São Paulo ao Rio de Janeiro e ao Espírito Santo e nas transformações de fronteira, no sentido da Rede Básica para a distribuição, como efeito da carga alta e da baixa geração térmica e hidráulica nos sistemas distribuidores locais.

# RJ-ES: Cenário 3 - Norte Seco – Carga Pesada

Elevada exportação do submercado Sul e Sudeste

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

Bacia Hidrográfica/ Região	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	50	55
Paraíba do Sul	50	60
São Francisco	50-60	60
Norte	20	60
Sul/Sudeste	60-70	70-80

O despacho térmico foi feito considerando-se apenas as usinas com declaração de inflexibilidade

# Destques na Topologia Analisada – Rio de Janeiro

SE Lagos 345/138 kV, LT 345 kV Lagos-Macaé C2 e Seccionamento na SE Lagos da LT 345 kV Comperj-Macaé em 2023

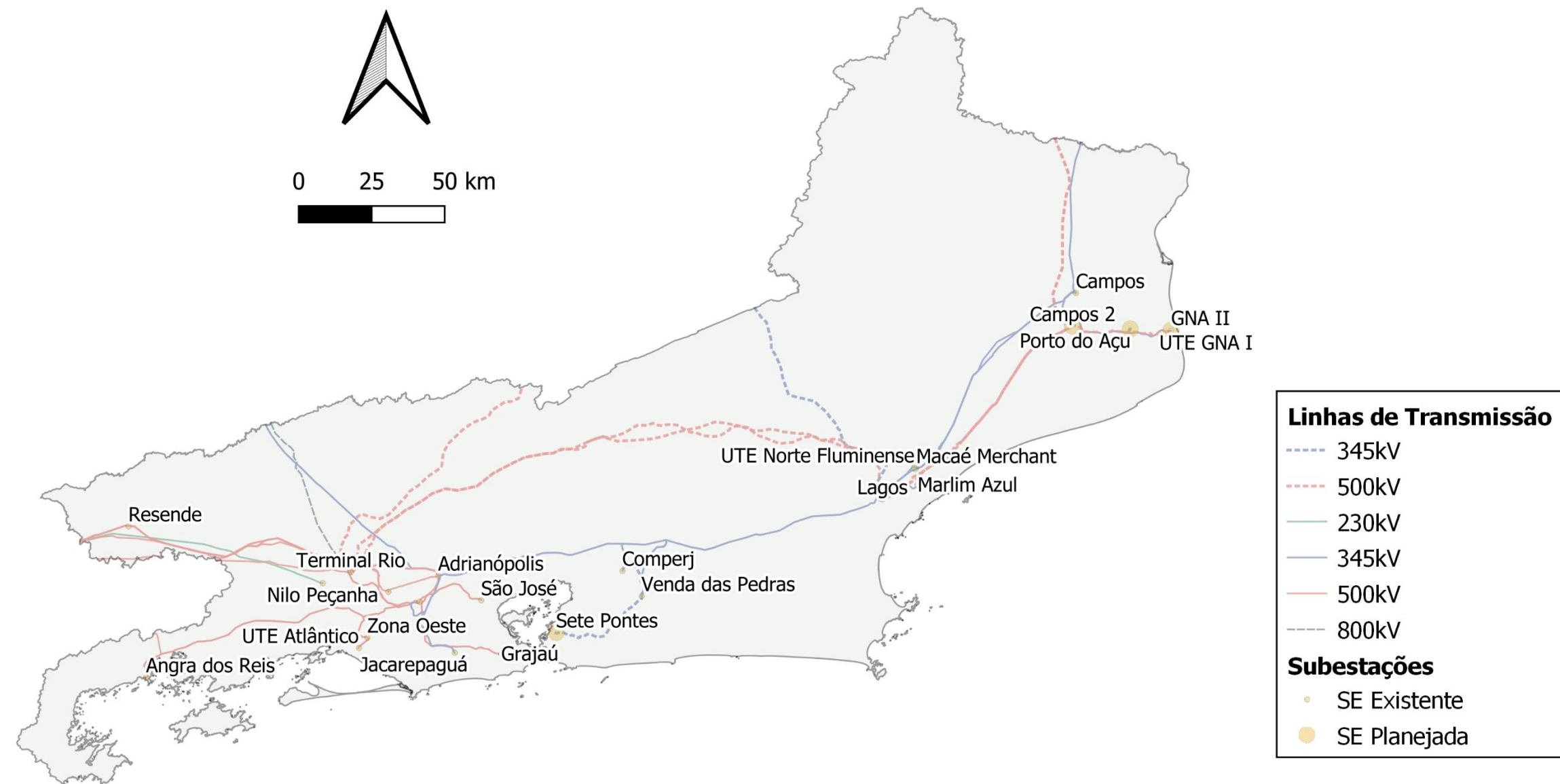
Substituição do AT01 de Campos 345/138 kV e adequação do setor de 138 kV de Campos, em 2023

2° AT 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ em Zona Oeste, em 2024

SE Lagos 500 kV, SE Campos 2, LT 500 kV Terminal Rio-Lagos-Campos 2-Mutum CD, em 2024

Seccionamento na SE Iriri da LT 138 kV Rocha Leão-Campos, em 2024

Reatores de barra, 3 x 45, MVAR em Adrianópolis 500 kV, em 2024





# Destques na Topologia Analisada – Rio de Janeiro

1° AT 500/345 kV em GNA, em 2025

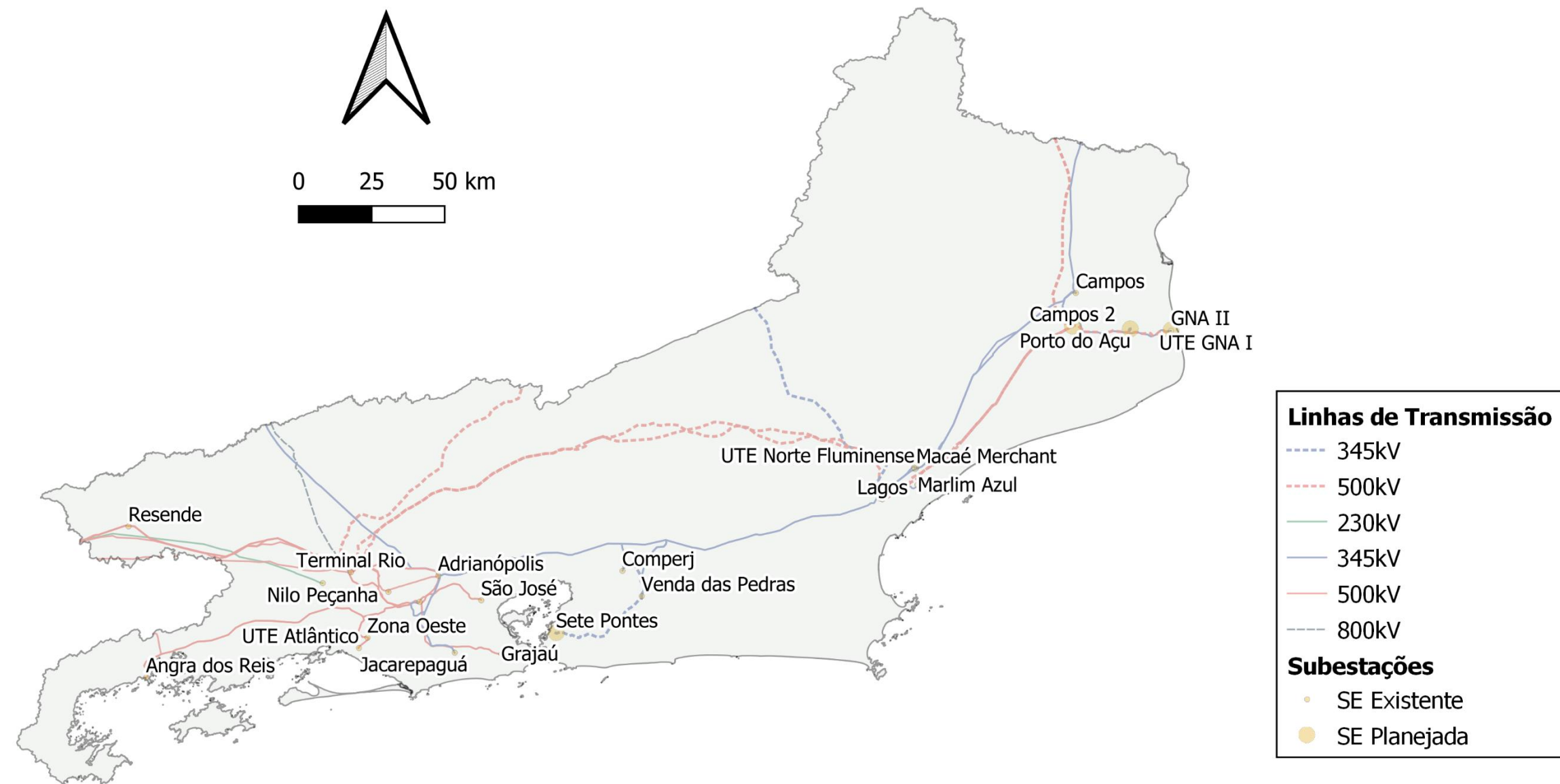
LT 345 kV Leopoldina–Lagos, em 2025

SE Sete Pontes 345/138 kV, LT 345 kV  
Venda das Pedras-Sete Pontes CD, LT  
345 kV Comperj-Venda das Pedras, em  
2025

Substituição dos ATs 01 e 02 de  
Cachoeira Paulista, em 2026

Seccionamento na SE Lagos da LT 345  
kV Venda das Pedras-Macaé, em 2026

SE Porto do Açú 345/138 kV e  
Seccionamento da LT 345 kV Campos-  
GNA I, em 2026



# Destques na Topologia Analisada – Espírito Santo

LT 500 kV Mesquita–João Neiva 2, em 2023

SE João Neiva 2 345/138 kV, LT 345 kV Viana 2–João Neiva 2 e CE de João Neiva, em 2023

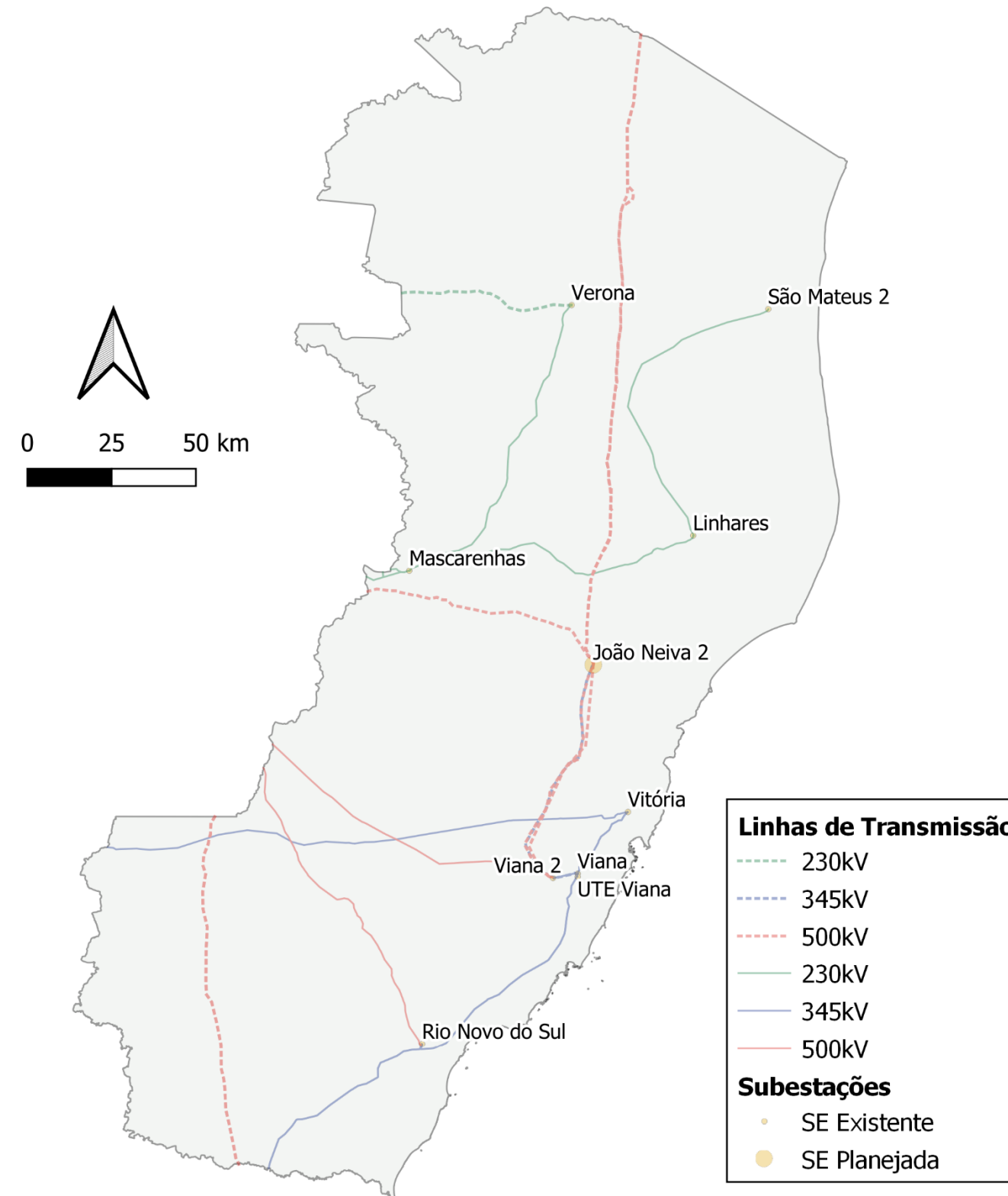
Reatores de barra, 3 x 45, MVar em Viana 345 kV, em 2024

Substituição dos ATs 01 e 02 por um AT, 400 MVA, em Vitória, em 2024

LT 500 kV Medeiros Neto II–João Neiva 2, em 2026

LT 230 kV Governador Valadares 6–Verona, em 2026

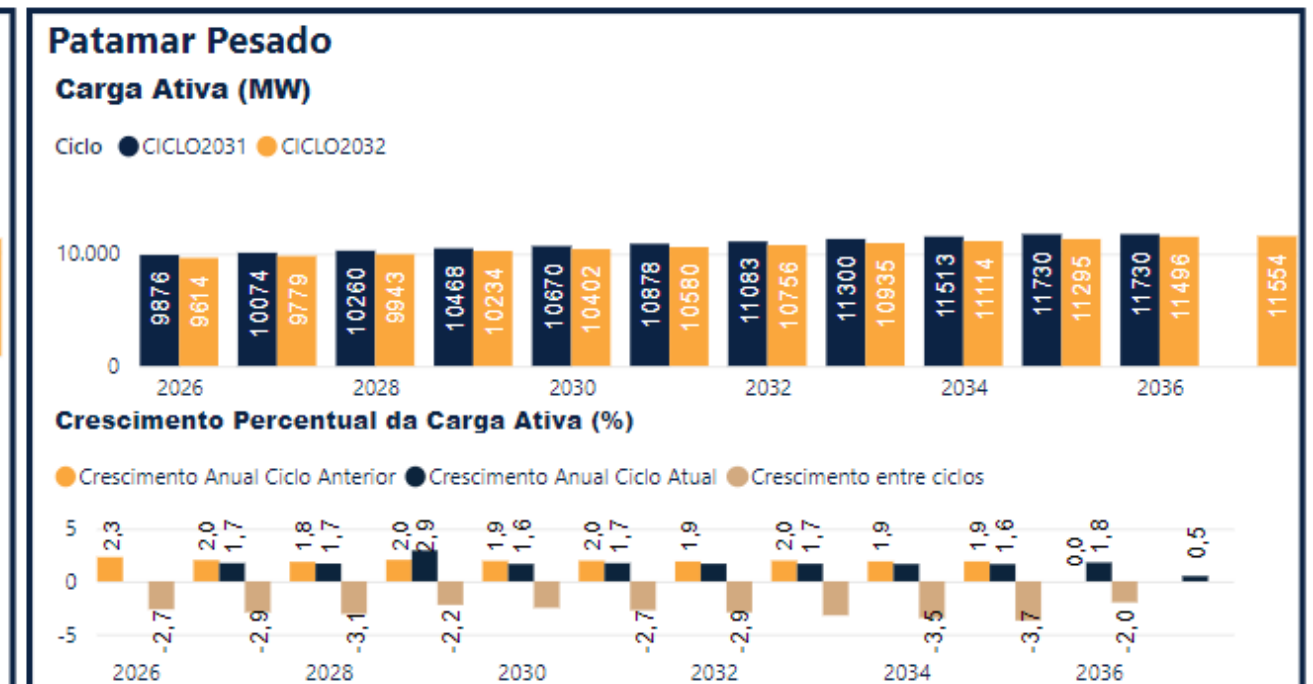
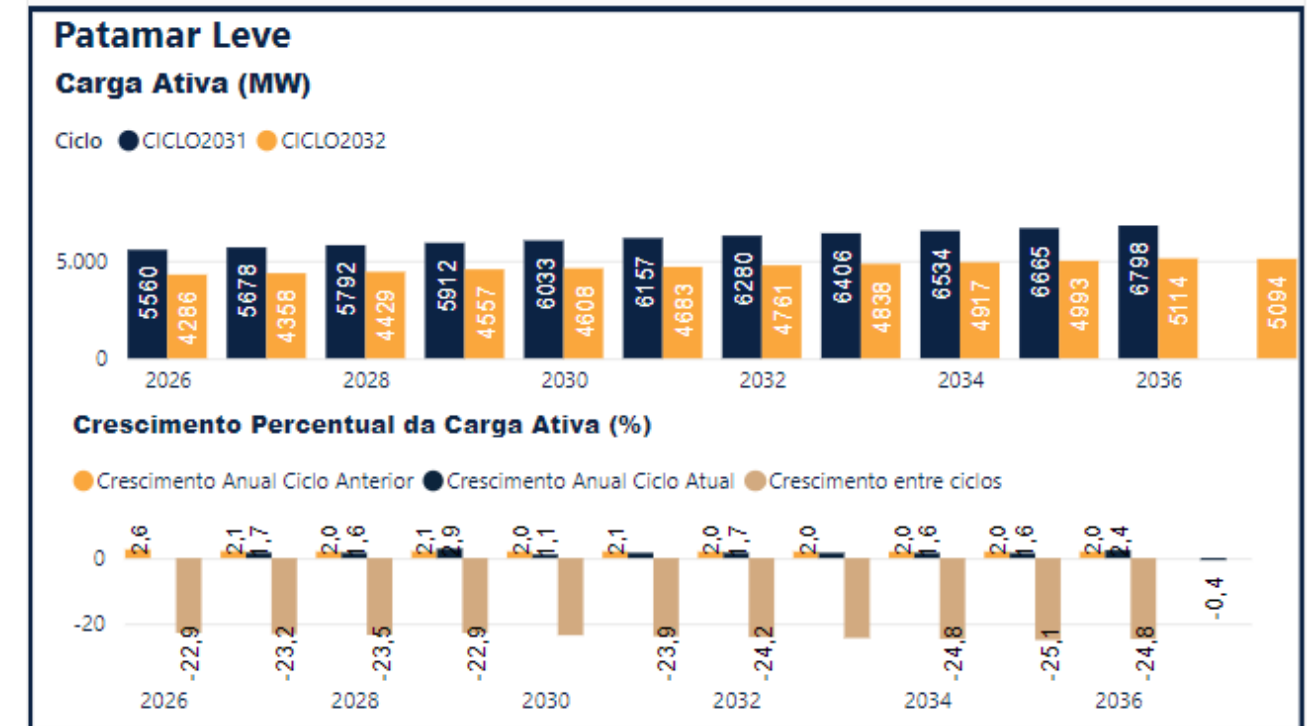
LT 500 kV João Neiva 2–Viana 2 e LT 345 kV Viana2–Viana C-3, em 2027



# Dados de Carga – Rio de Janeiro

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

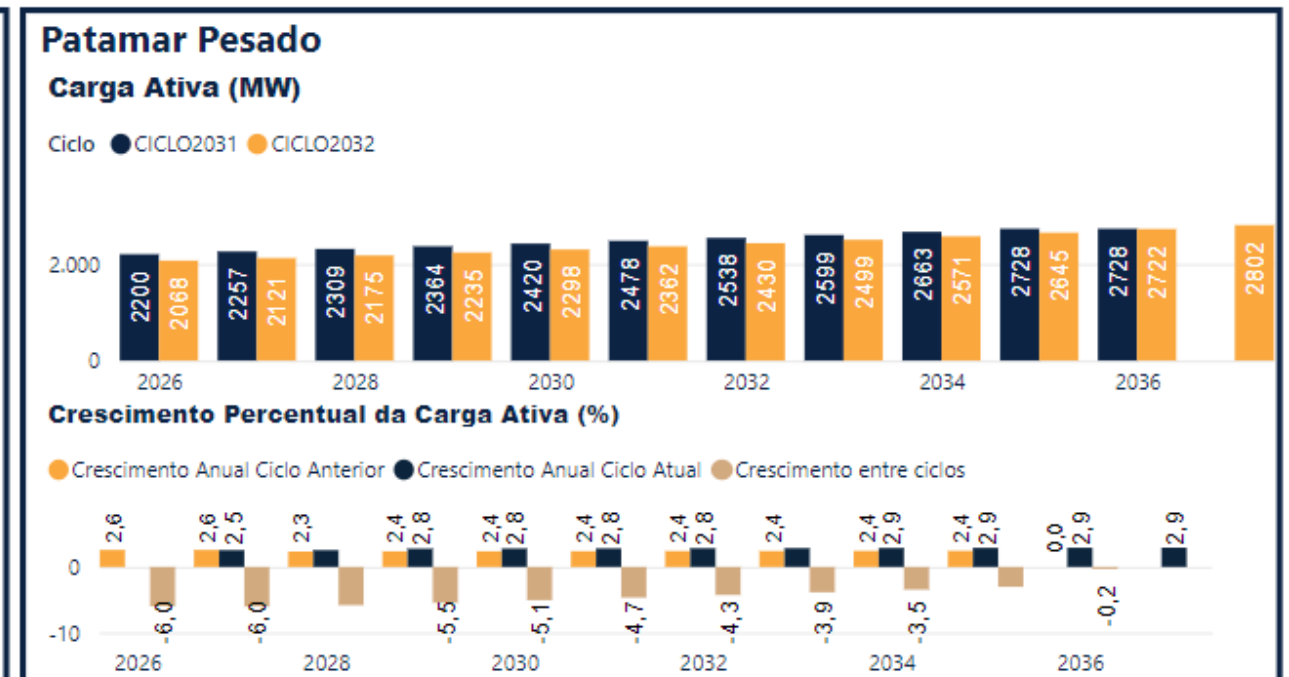
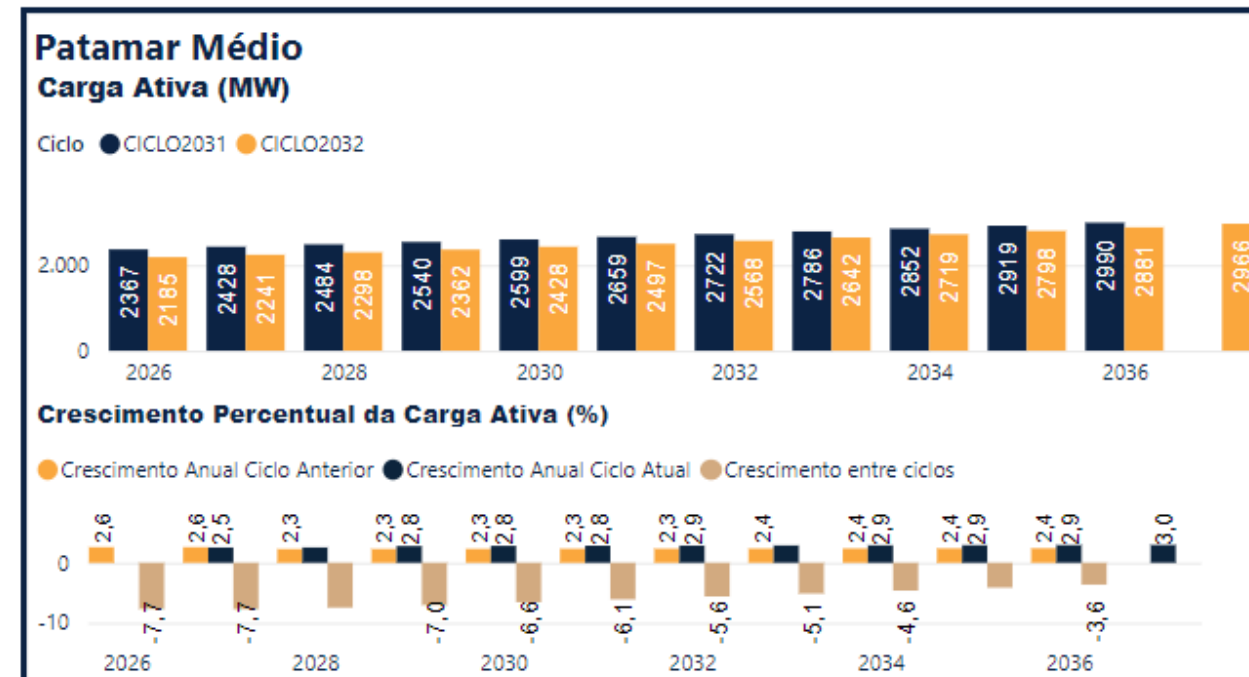
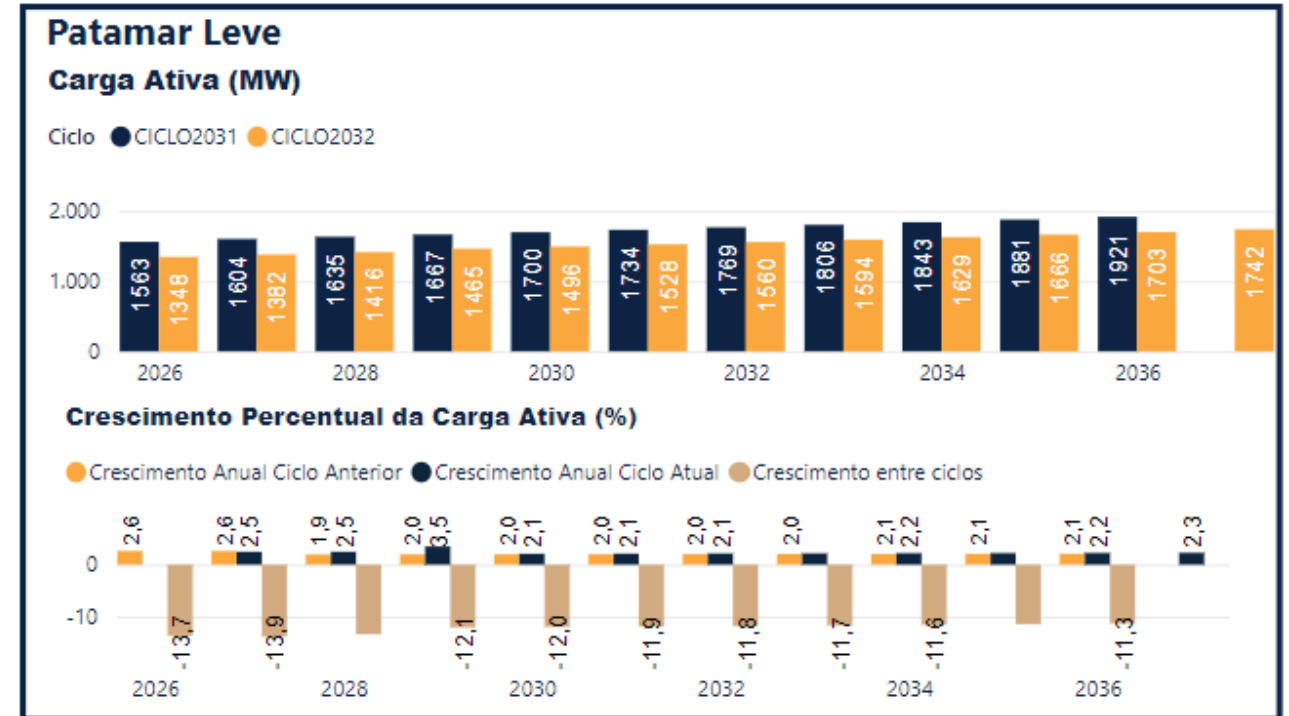
O patamar de carga leve apresentou redução superior a 20% nos dois ciclos devido erro no envio de carga do ciclo 2031.



# Dados de Carga – Espírito Santo

Decréscimo na previsão de cargas em relação ao ciclo anterior, situando-se na faixa de 0 a 8% nos patamares de carga média e pesada.

O patamar de carga leve apresentou redução superior a 11%.



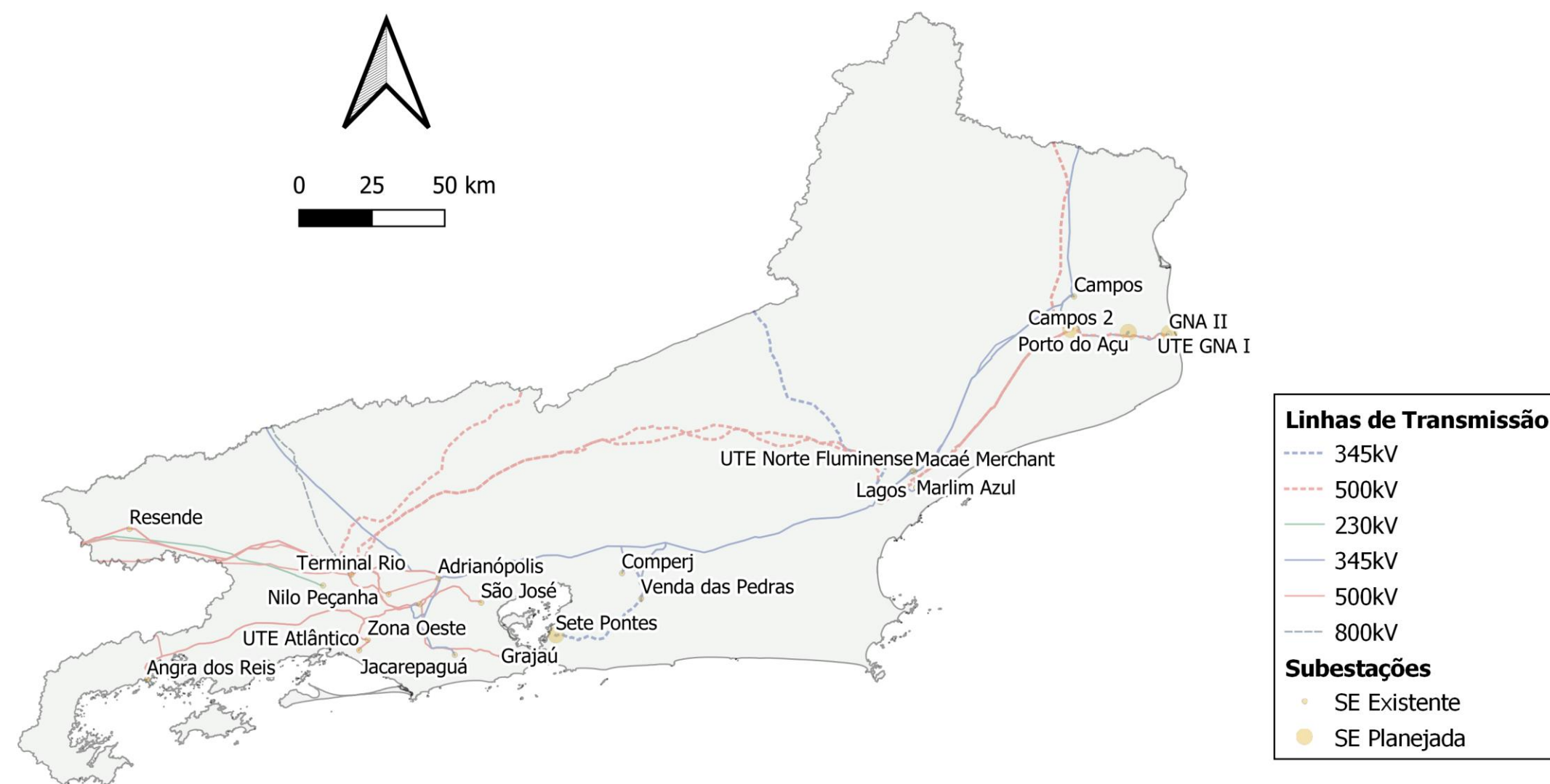
# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro

Problemas na região de Nova Iguaçu, tanto em regime normal de operação quanto na contingência do banco de transformadores 500/138 kV “A”, que opera segregado dos demais.

Sobrecargas, em condições de emergência, no banco “2B” de Jacarepaguá 345/138 kV.

Algumas DITs apresentaram problemas de carregamento como a LT 138 kV São José/Imbariê e a transformação 138/69 kV de UTEC.

O Sistema de Distribuição regional apresentou uma série de sobrecargas inadmissíveis, com destaque para o sistema em 138 kV entre as Subestações de Santa Cruz e Jacarepaguá e alguns circuitos conectados em Nova Iguaçu 138 kV.



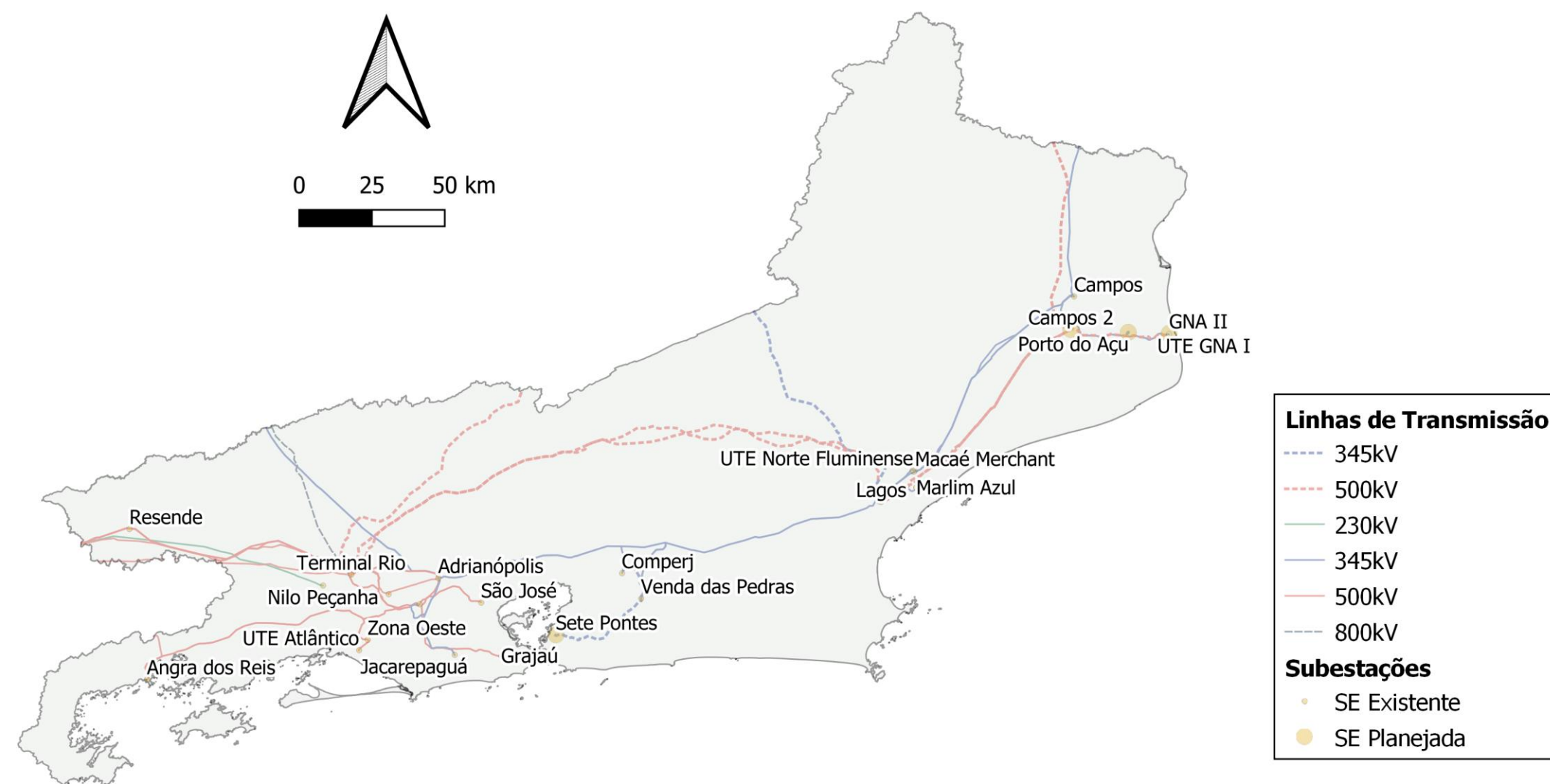
# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro

Problemas na região de Nova Iguaçu, tanto em regime normal de operação quanto na contingência do banco de transformadores 500/138 kV “A”, que opera segregado dos demais.

**Sobrecargas, em condições de emergência, no banco “2B” de Jacarepaguá 345/138 kV.**

Algumas DITs apresentaram problemas de carregamento como a LT 138 kV São José/Imbariê e a transformação 138/69 kV de UTEC.

O Sistema de Distribuição regional apresentou uma série de sobrecargas inadmissíveis, com destaque para o sistema em 138 kV entre as Subestações de Santa Cruz e Jacarepaguá e alguns circuitos conectados em Nova Iguaçu 138 kV.



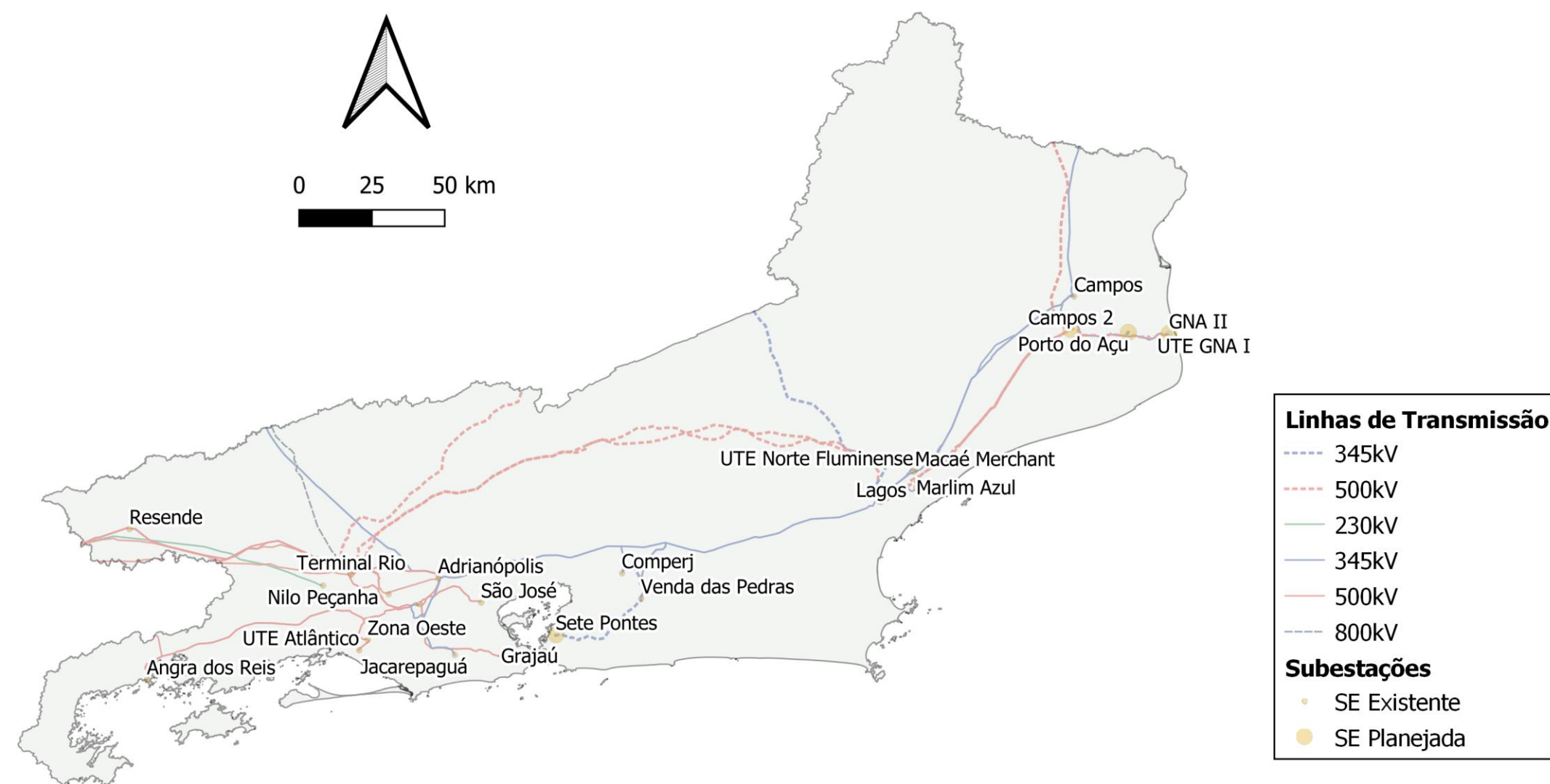
# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro

Problemas na região de Nova Iguaçu, tanto em regime normal de operação quanto na contingência do banco de transformadores 500/138 kV “A”, que opera segregado dos demais.

Sobrecargas, em condições de emergência, no banco “2B” de Jacarepaguá 345/138 kV.

**Algumas DITs apresentaram problemas de carregamento como a LT 138 kV São José/Imbariê e a transformação 138/69 kV de UTEC.**

O Sistema de Distribuição regional apresentou uma série de sobrecargas inadmissíveis, com destaque para o sistema em 138 kV entre as Subestações de Santa Cruz e Jacarepaguá e alguns circuitos conectados em Nova Iguaçu 138 kV.



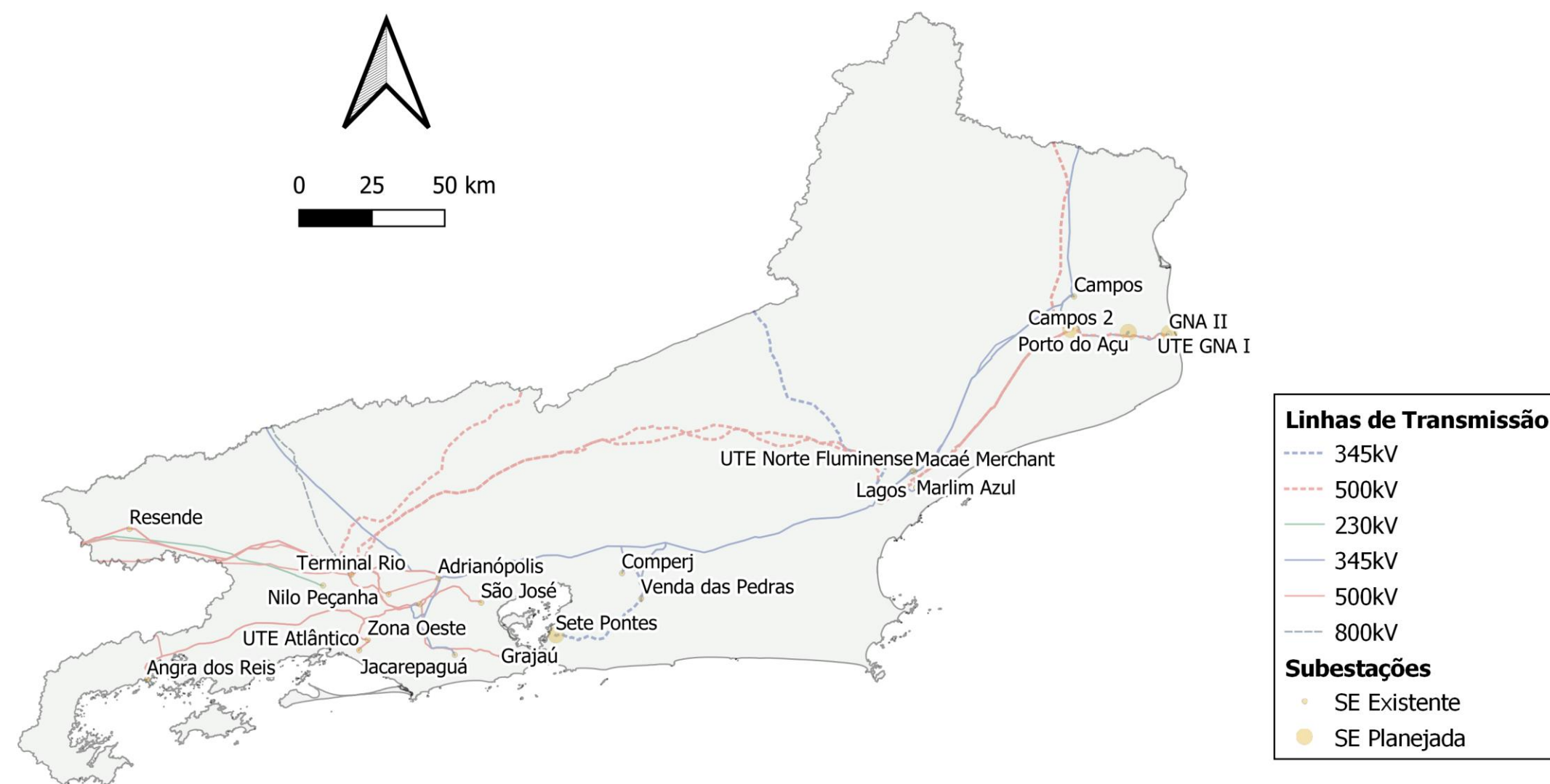
# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro

Problemas na região de Nova Iguaçu, tanto em regime normal de operação quanto na contingência do banco de transformadores 500/138 kV “A”, que opera segregado dos demais.

Sobrecargas, em condições de emergência, no banco “2B” de Jacarepaguá 345/138 kV.

Algumas DITs apresentaram problemas de carregamento como a LT 138 kV São José/Imbariê e a transformação 138/69 kV de UTEC.

**O Sistema de Distribuição regional apresentou uma série de sobrecargas inadmissíveis, com destaque para o sistema em 138 kV entre as Subestações de Santa Cruz e Jacarepaguá e alguns circuitos conectados em Nova Iguaçu 138 kV.**



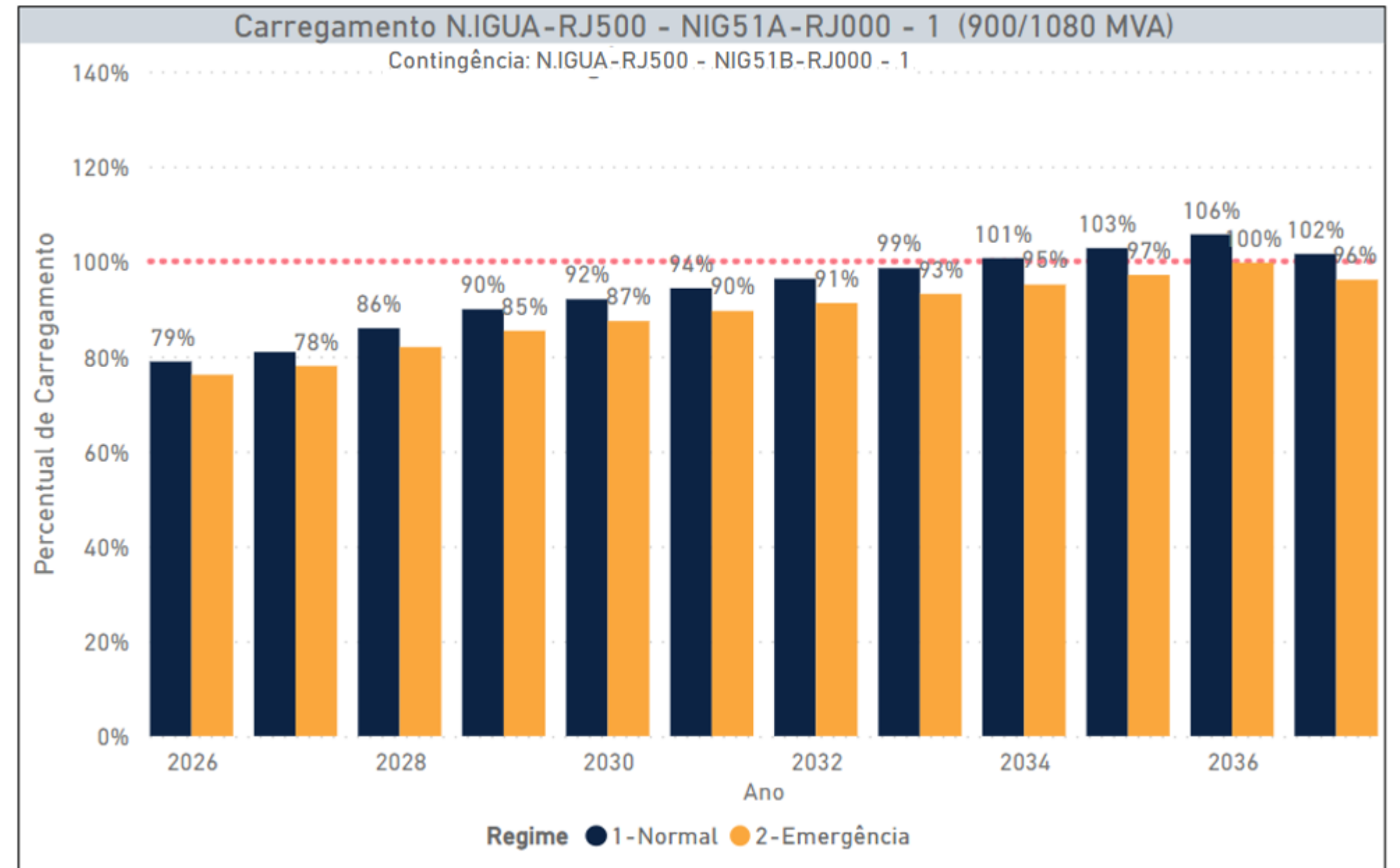


# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro – Nova Iguaçu

Em cenários de elevada geração nas regiões Sul e Sudeste, a partir de 2034, são observadas sobrecargas em regime normal de operação no banco de transformadores A de Nova Iguaçu 500/138 kV.

Em caso de contingência do banco B ou C no final do horizonte analisado, são esperados carregamentos próximos ao limite de emergência no banco A.

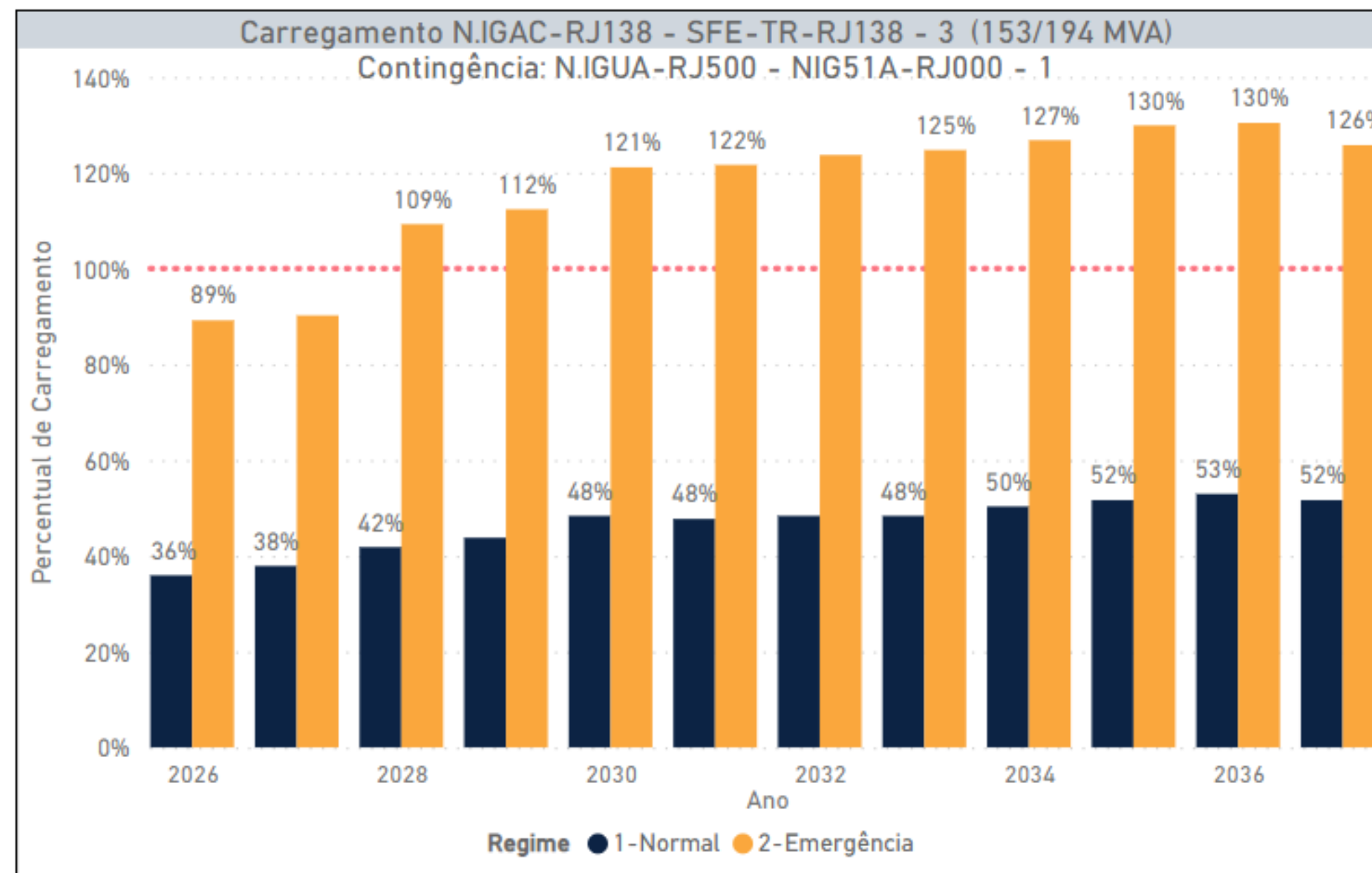
A transformação de Nova Iguaçu 500/138 kV possui 3 bancos, que operam desinterligados para controle de nível de curto-circuito.



# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro – Distribuição

Em cenários de elevada geração nas regiões Sul e Sudeste, a partir de 2029, são observadas sobrecargas na Rede de Distribuição após contingências no banco A de Nova Iguaçu.

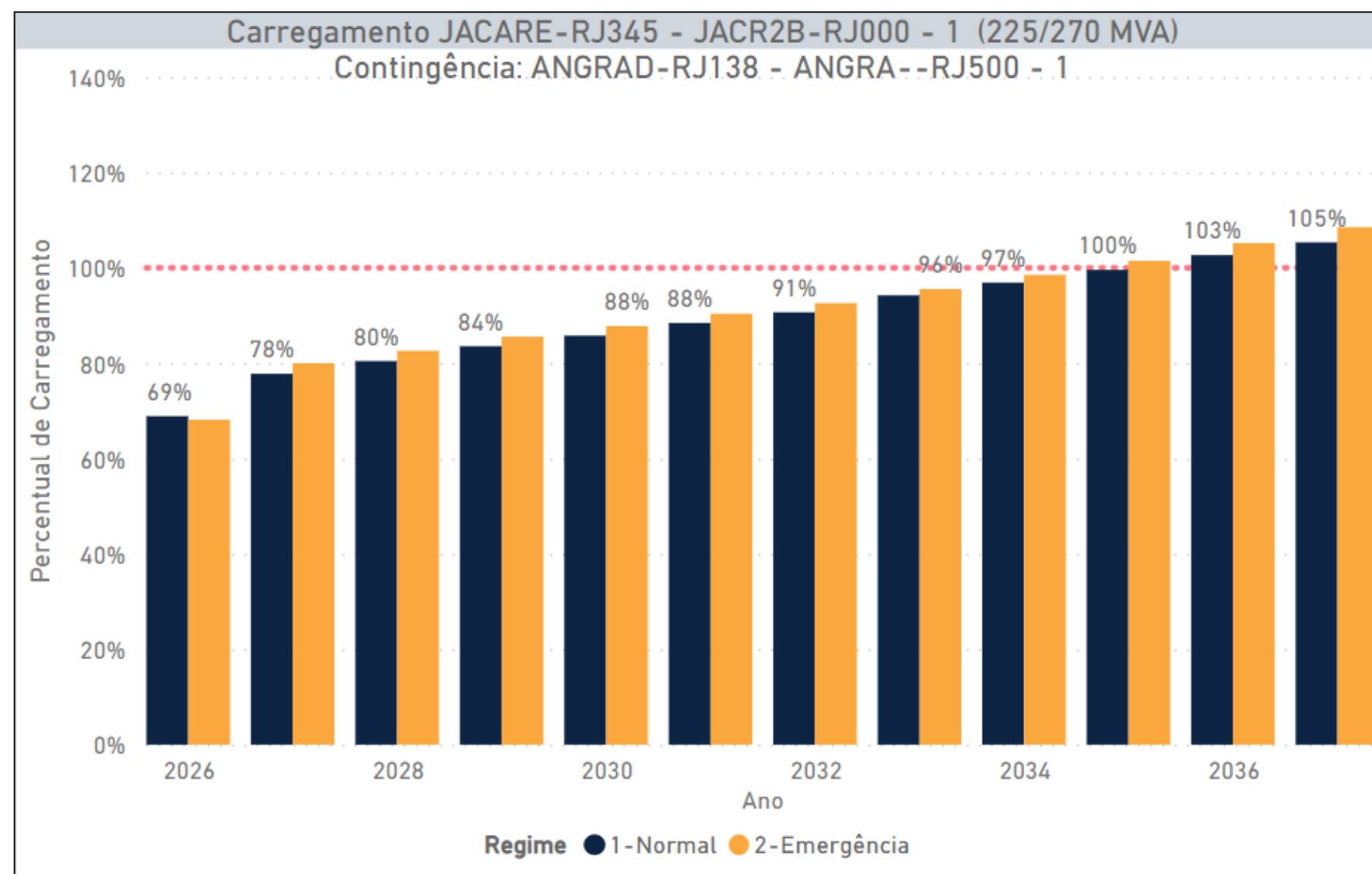
Como essa unidade opera de forma segregada das demais, o suprimento as cargas conectadas nesse lado do barramento passam a ser alimentadas via Sistema de Distribuição.



# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro – Jacarepaguá

A partir de 2035, em cenários de elevada geração na região Sul e no Sudeste são observadas sobrecargas no banco de transformadores 345/138 kV “2B” de Jacarepaguá após contingências no banco de transformadores de Angra e em regime de operação normal.

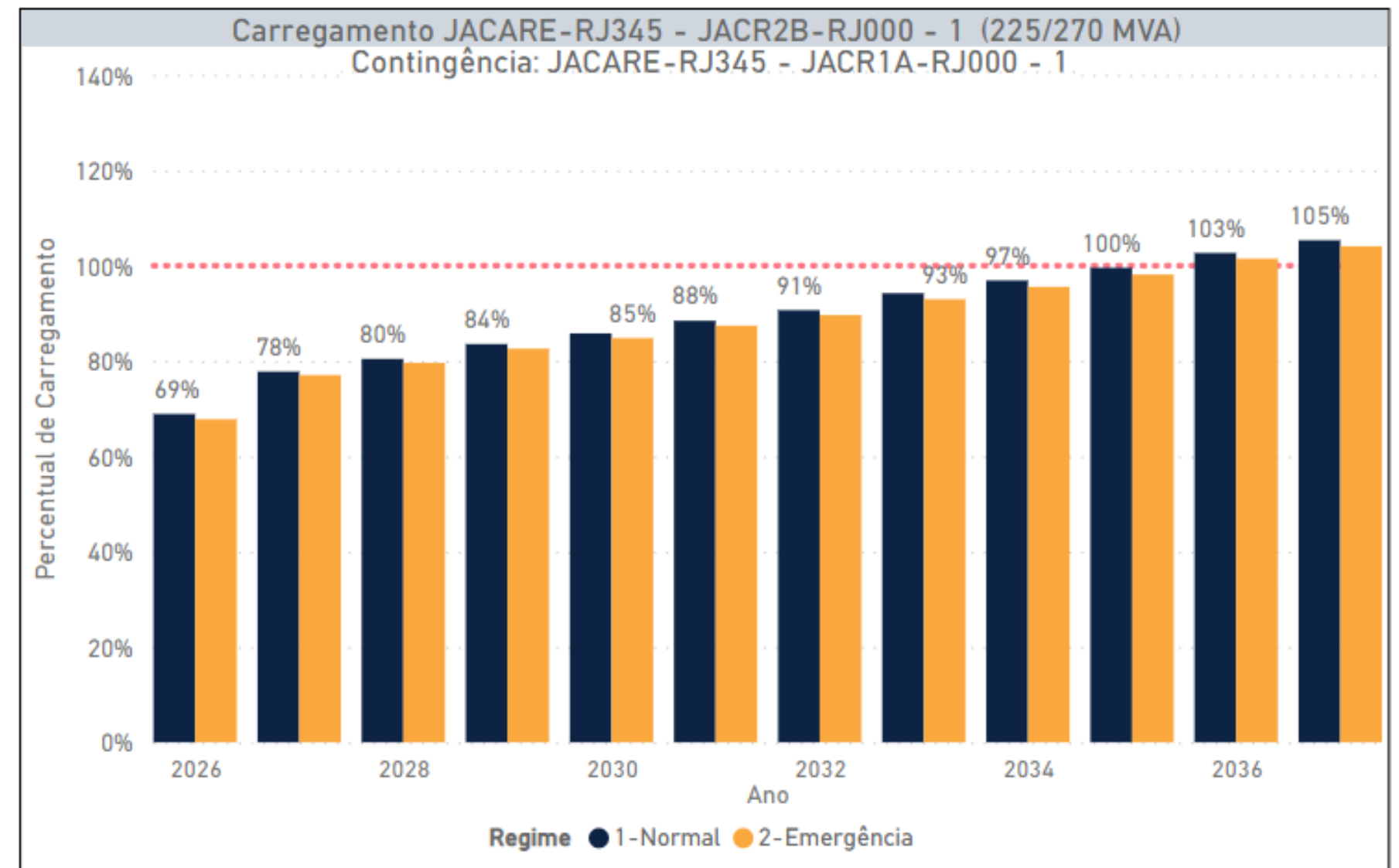
No mesmo cenário, a partir de 2036, também se observam sobrecargas nesse banco após contingência de um dos outros bancos de Jacarepaguá 345/138 kV.



# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro – Jacarepaguá

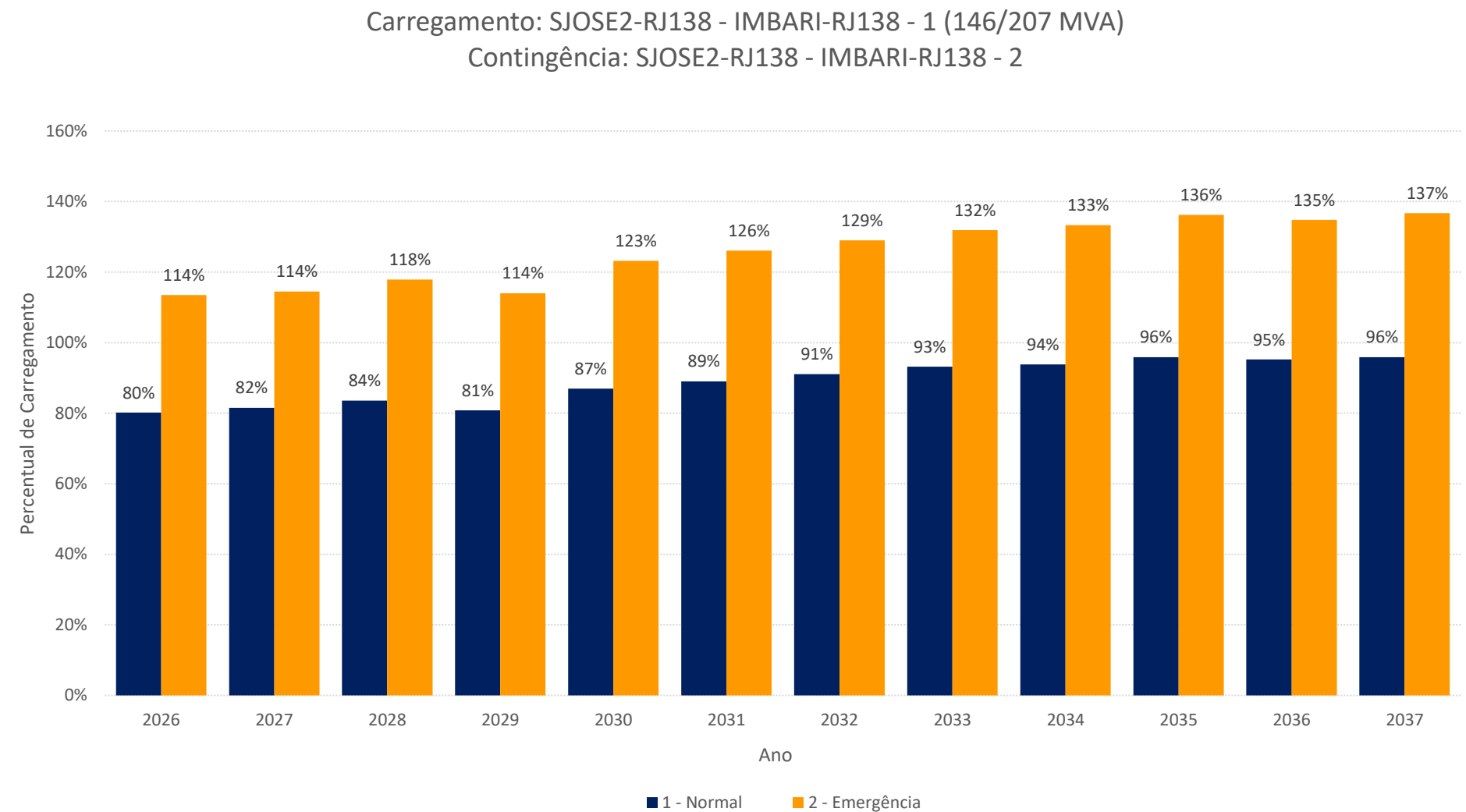
A partir de 2035, em cenários de elevada geração na região Sul e no Sudeste são observadas sobrecargas no banco de transformadores 345/138 kV “2B” de Jacarepaguá após contingências no banco de transformadores de Angra e em regime de operação normal.

No mesmo cenário, a partir de 2036, também se observam sobrecargas nesse banco após contingência de um dos outros bancos de Jacarepaguá 345/138 kV.



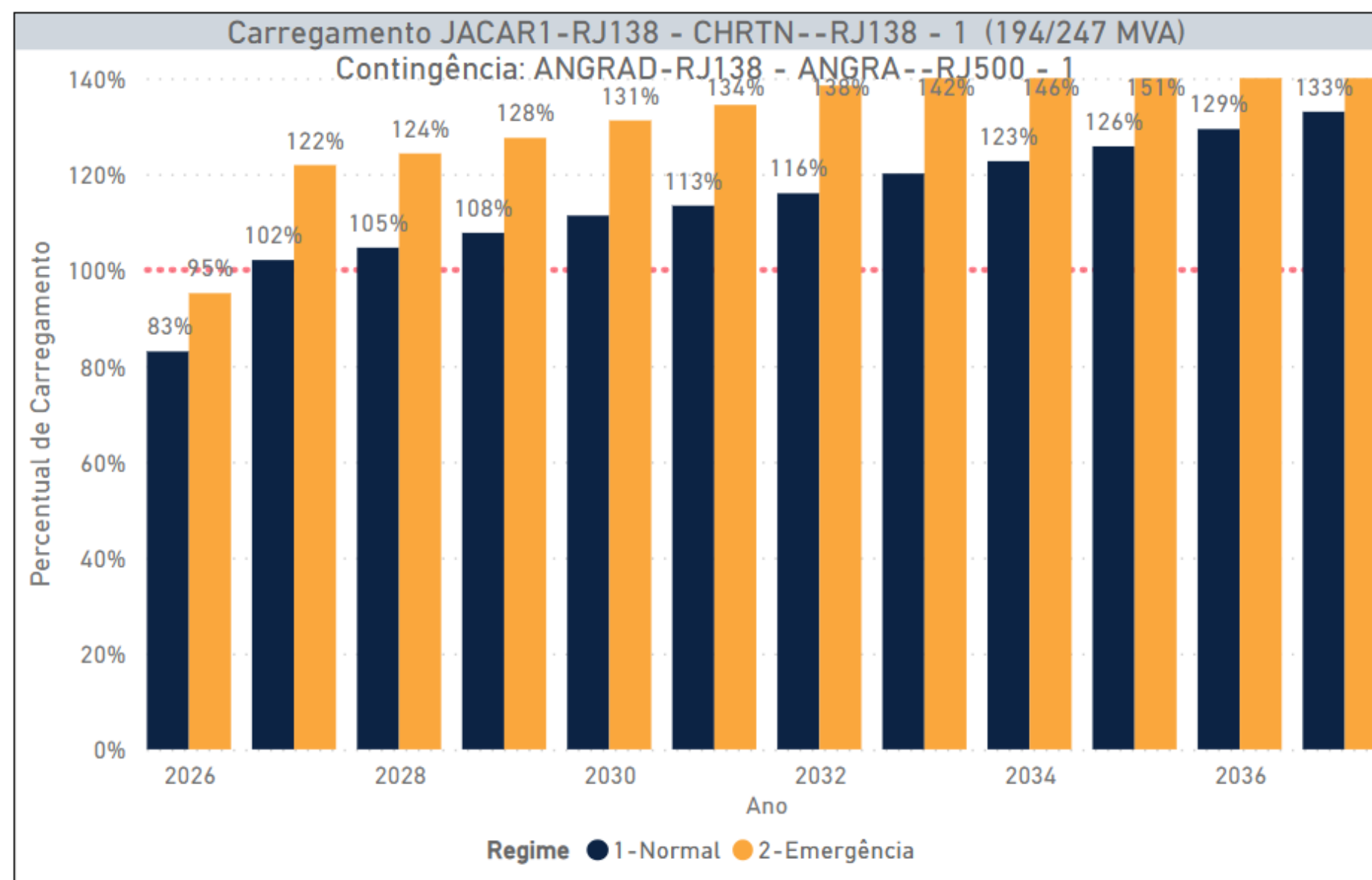
# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro – São José - Imbariê

A LT 138 kV São José – Imbariê, classificada como DIT de propriedade de Furnas, apresenta sobrecargas no circuito remanescente quando da contingência do circuito paralelo em todos os anos e cenários analisados.



# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro – Distribuição

A partir de 2027, são observadas sobrecargas na Rede de Distribuição entre Jacarepaguá e Santa Cruz após contingências no banco de Angra 500/138 kV e em regime de operação normal.



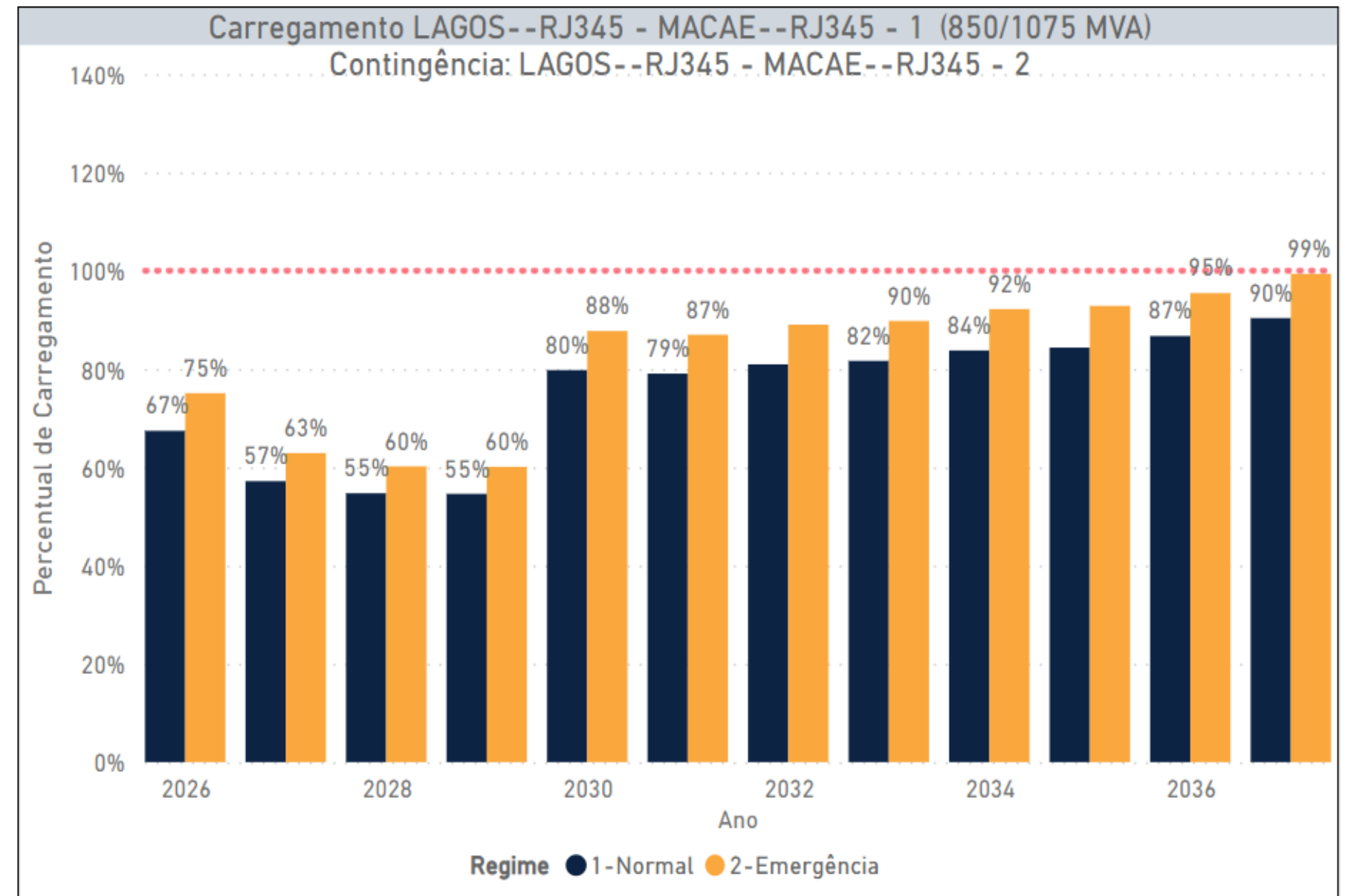
# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro – Trafo GNA

Recomendação de um transformador 500/345 kV, 3 x 500 MVA e possibilidade de abertura da LT 345 kV GNA I - Porto do Açú, em situações críticas.

Redução considerável no carregamento do sistema em 345 kV regional, principalmente em cenários de elevado despacho térmico.

Situação com as malhas 500kV e 345kV interligadas

Situação com as malhas 500kV e 345kV segregadas



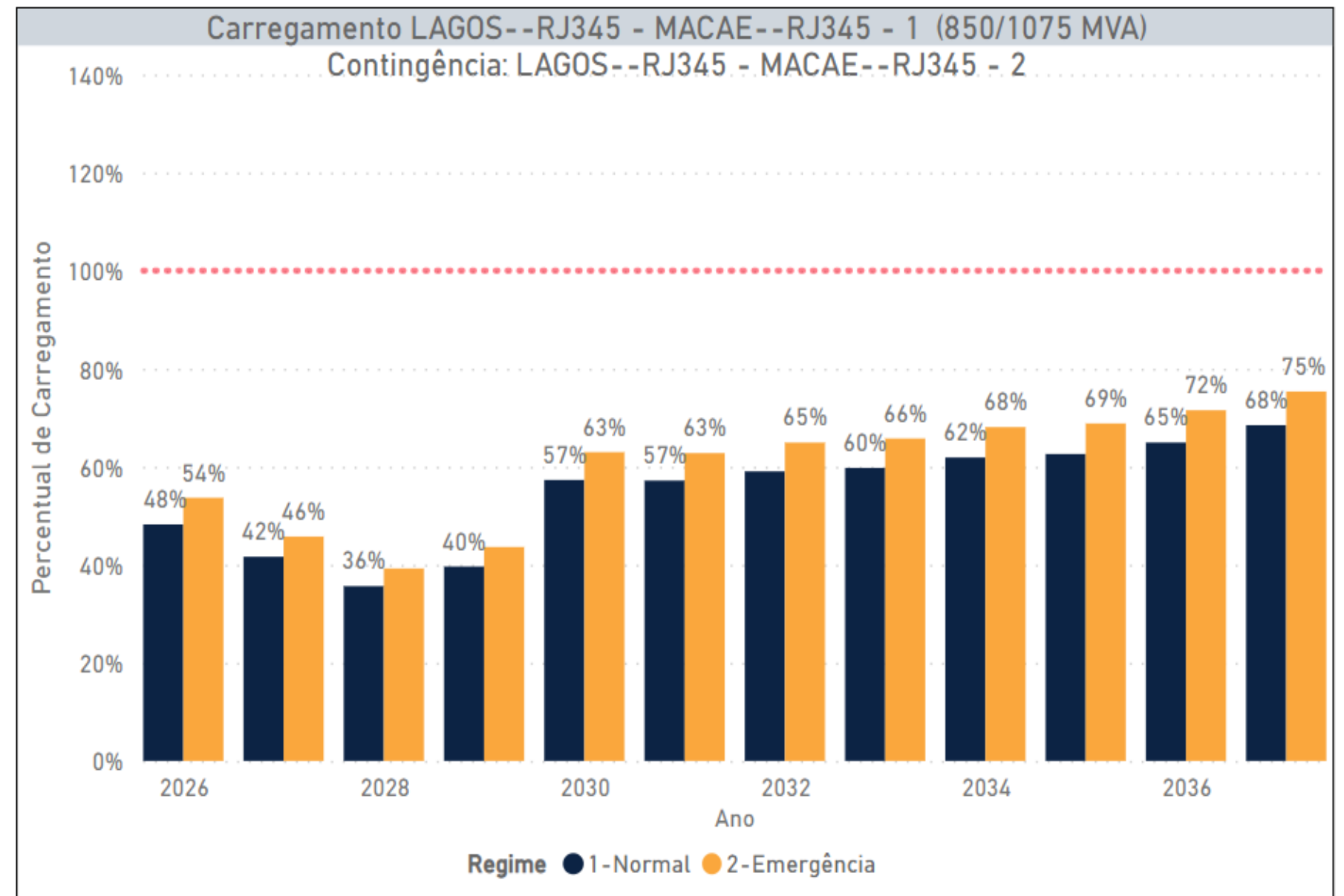
# Pontos de Destaque – Rio de Janeiro – Trafo GNA

Recomendação de um transformador 500/345 kV, 3 x 500 MVA e possibilidade de abertura da LT 345 kV GNA I - Porto do Açú, em situações críticas.

Redução considerável no carregamento do sistema em 345 kV regional, principalmente em cenários de elevado despacho térmico.

Situação com as malhas 500kV e 345kV interligadas

Situação com as malhas 500kV e 345kV segregadas

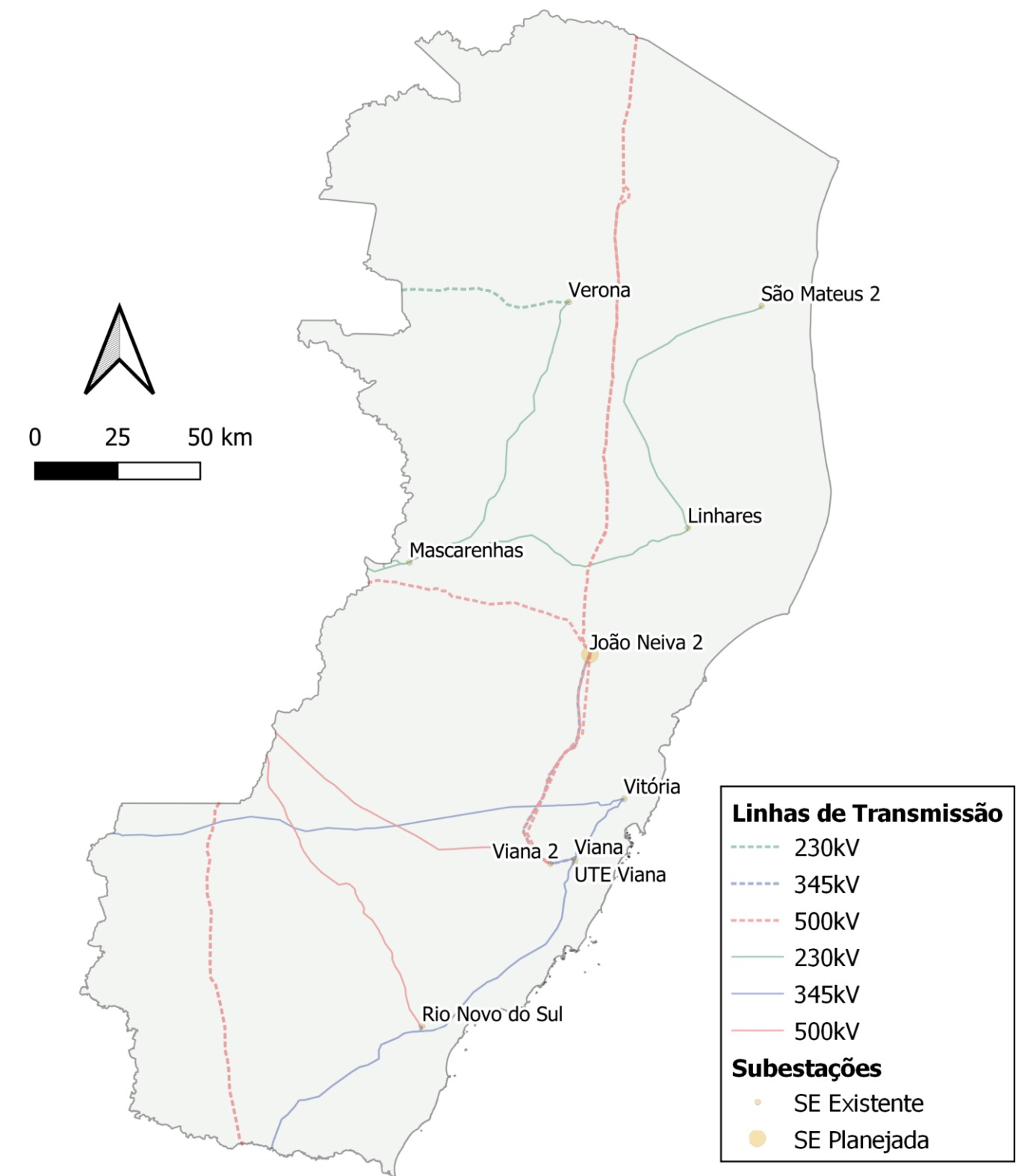




# Pontos de Destaque – Espírito Santo

No estado do Espírito Santo, foram identificados sobrecargas nos bancos de transformadores de Viana 345/138 kV, sem capacidade de sobrecarga em contingências, quando da perda de bancos paralelos, em torno do ano de 2032.

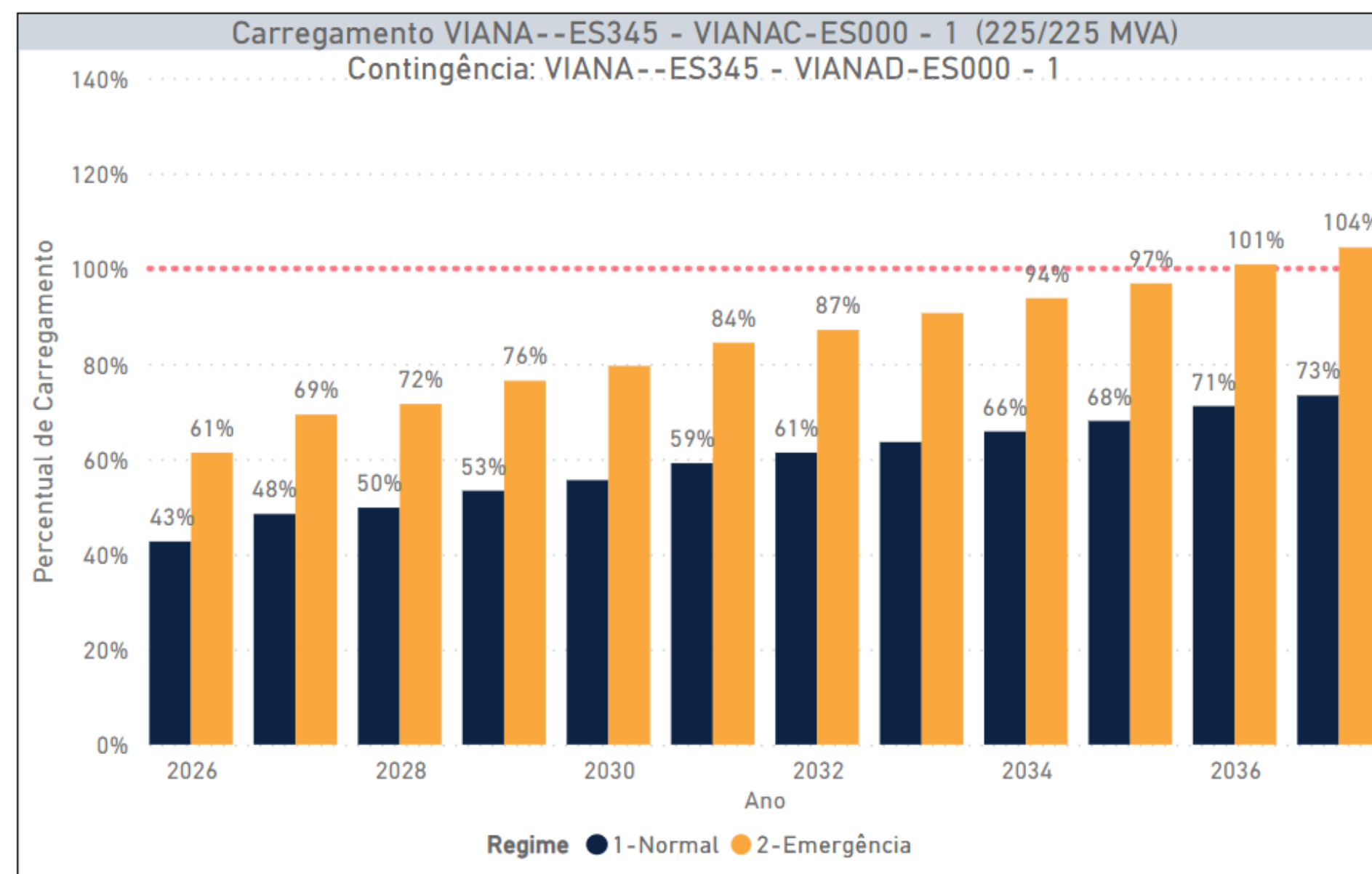
Em relação ao sistema em 138 kV, foram observados problemas localizados, nos últimos anos analisados.



# Pontos de Destaque – Espírito Santo – Viana

Em cenários de elevado recebimento de energia do submercado Nordeste, a perda do banco “D” da transformação 345/138 kV de Viana provoca sobrecargas no banco “C”, a partir de 2036.

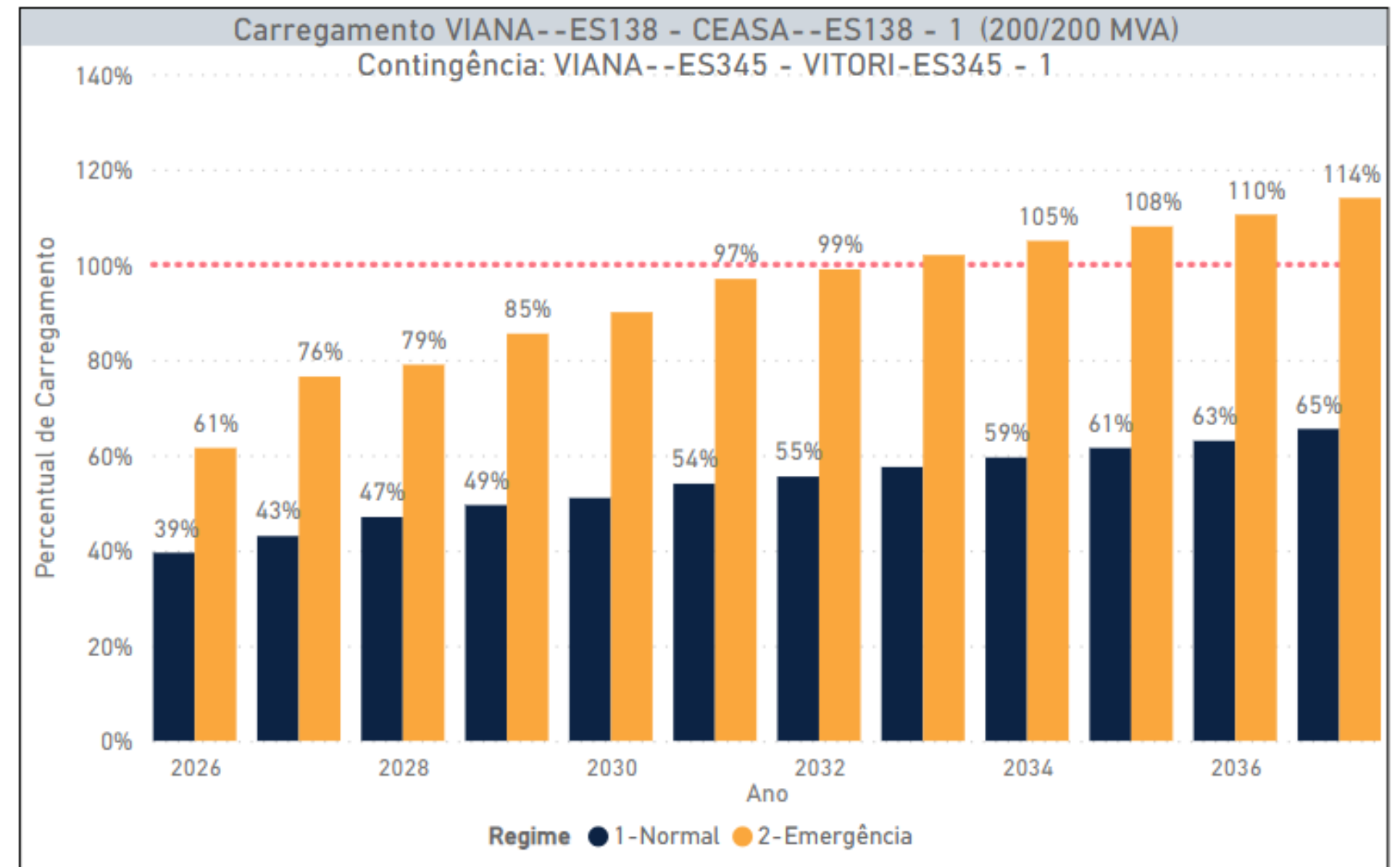
A contingência da LT 345 kV Viana/Vitória pode provocar sobrecargas na LT 138 kV Viana/Ceasa, da Rede de Distribuição local, em cenários de elevado recebimento de energia do submercado Nordeste, a partir de 2033.



# Pontos de Destaque – Espírito Santo – Distribuição

Em cenários de elevado recebimento de energia do submercado Nordeste, a perda do banco “D” da transformação 345/138 kV de Viana provoca sobrecargas no banco “C”, a partir de 2036.

A contingência da LT 345 kV Viana/Vitória pode provocar sobrecargas na LT 138 kV Viana/Ceasa, da Rede de Distribuição local, em cenários de elevado recebimento de energia do submercado Nordeste, a partir de 2033.



# Recomendações – Rio de Janeiro

---

**Avaliar o equilíbrio do carregamento das transformações de Nova Iguaçu 500/138 kV, incluindo avaliações relacionadas à redução do nível de curto-circuito da região como o uso de reatores limitadores de curto-circuito e migração de usinas para barramentos de maior nível de tensão;**

**Acompanhar o desempenho dos transformadores de fronteira em Jacarepaguá 345/138 kV e UTEC 138/69 kV;**

**Acompanhar, de forma conjunta com a Transmissora Furnas, o desempenho da LT 138 kV São José/Imbariê;**

**Acompanhar, de forma conjunta com a Distribuidora Light, o desempenho do sistema em 138 kV entre Nova Iguaçu e Cascadura;**

**Acompanhar, de forma conjunta com a Distribuidora Light, o desempenho do sistema em 138 kV entre Santa Cruz e Jacarepaguá;**

**Acompanhar a evolução do mercado e dos parques geradores locais visando avaliar o desempenho do sistema e sua capacidade de escoamento de energia**

# Recomendações – Espírito Santo

---

**Analisar o desempenho de longo prazo dos transformadores de fronteira de Viana 345/138 kV;**

**Acompanhar, de forma conjunta com a EDP-ES, o desempenho das LTs 138 kV afetadas por contingências de equipamentos pertencentes à Rede Básica;**

**Acompanhar a evolução do mercado e dos parques geradores locais visando avaliar o desempenho do sistema e sua capacidade de escoamento de energia;**

## 3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Sudeste

### 1. Estudos Finalizados

### 2. Diagnóstico Regional - PDE2032

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

### 3. Estudos em Andamento

### 4. Programação de Estudos 2023

### 5. Assuntos Gerais

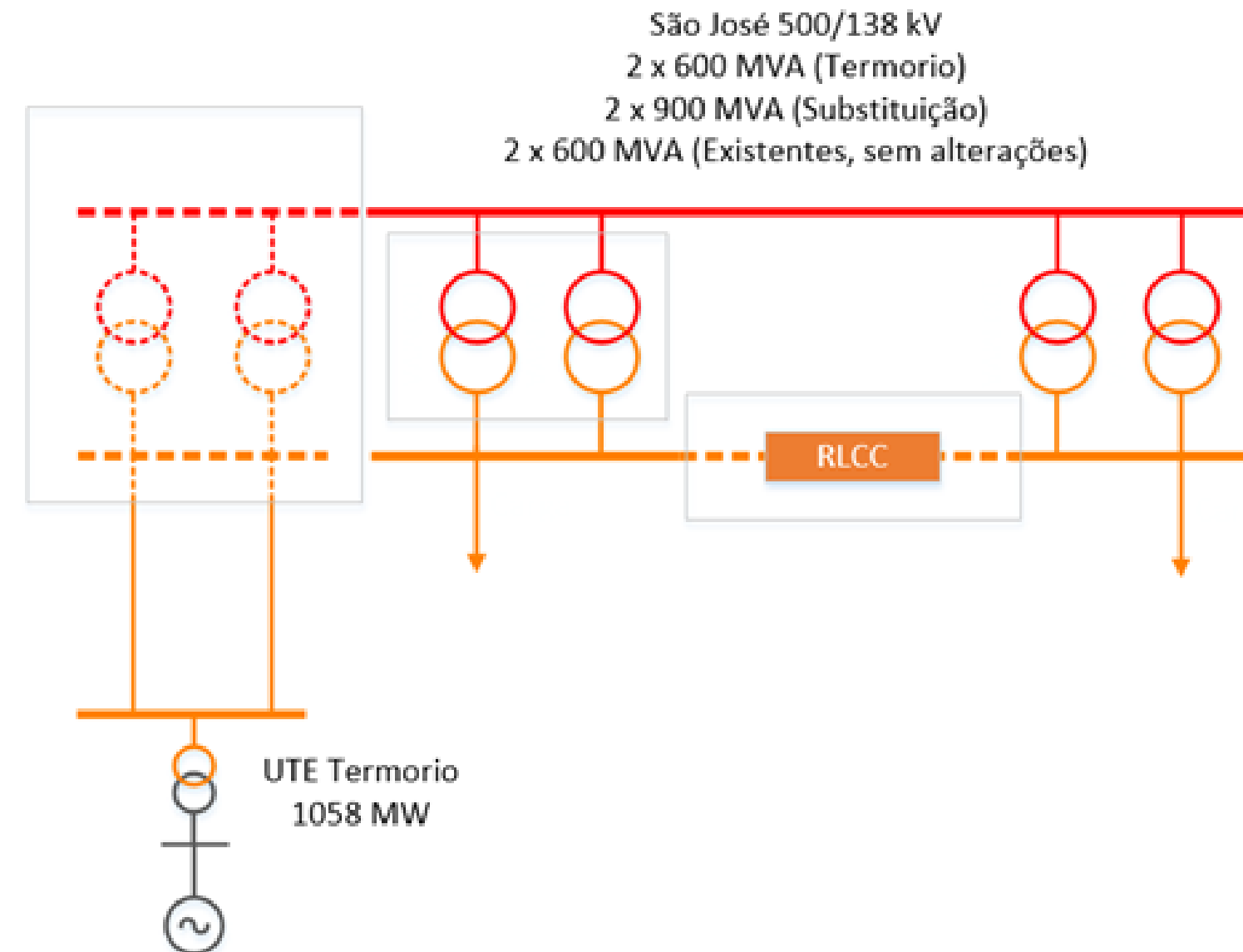
# Estudos em Andamento

## Soluções para contornar os elevados níveis de curto-circuito na área do Rio de Janeiro (RJ) - Parte 1

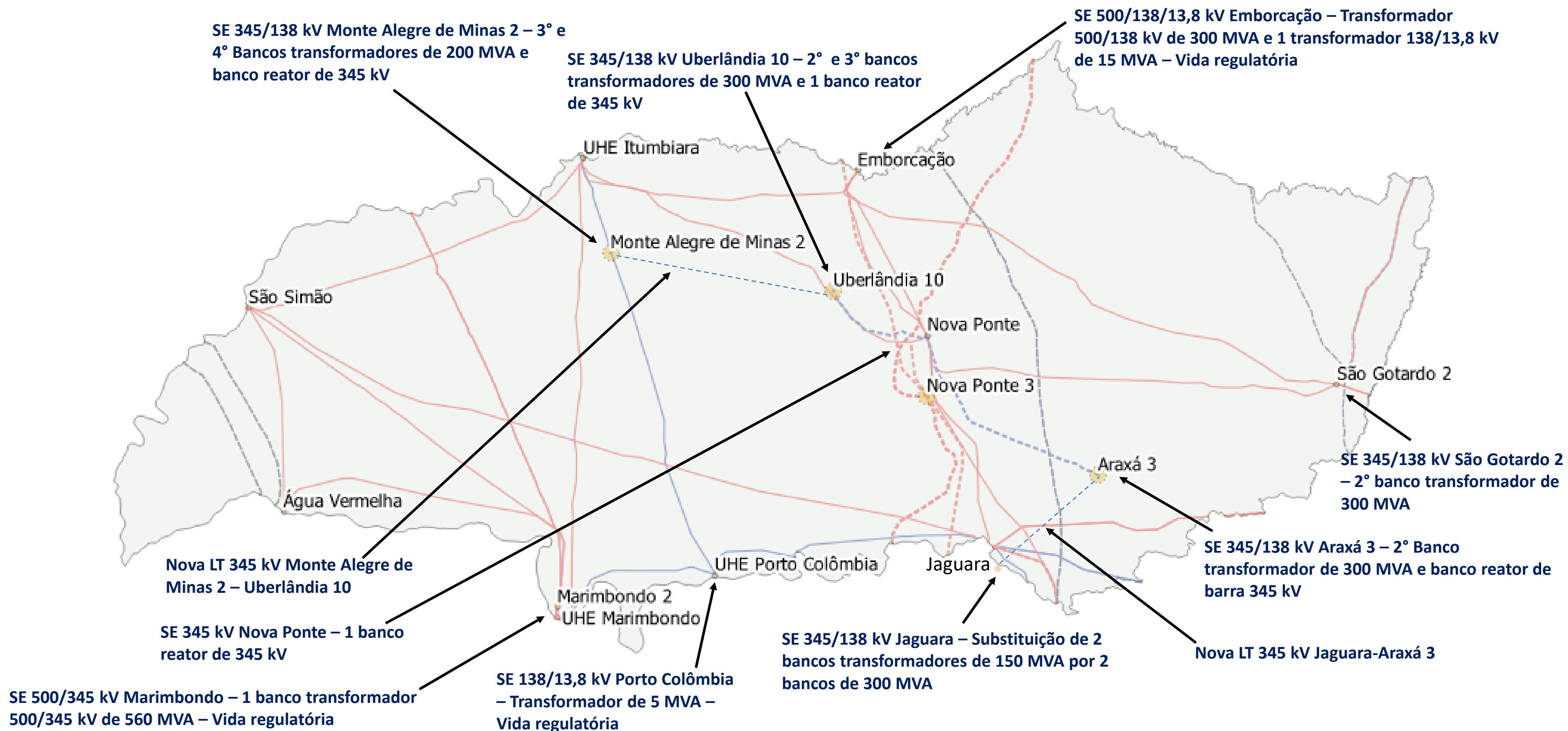
Confiabilidade degradada devido as limitações do nível de curto-circuito local

Operação dos barramentos em 138 kV abertos

Violações no atendimento ao critério N-1 para os TRs 11 e 12 da SE São José



# Triângulo Mineiro e Alto Paranaíba – Relatório EPE-008/2023 – Em emissão





## 3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Sudeste

### 1. Estudos Finalizados

### 2. Diagnóstico Regional - PDE2032

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

### 3. Estudos em Andamento

### 4. Programação de Estudos 2023

### 5. Assuntos Gerais

# Programação de Estudos 2023

Estudo	Problemas que devem ser endereçados	Data Início	Data Término
Estudo de atendimento ao Triângulo Mineiro (MG)	<ul style="list-style-type: none"><li>Carregamentos nas subestações de fronteira envolvidas</li><li>Substituição de ativos em final de vida útil</li><li>Atendimento ao mercado consumidor local</li></ul>	JUN/2022	ABR/2023
Soluções para contornar os elevados níveis de curto-circuito na área do Rio de Janeiro (RJ) - Parte 1	<ul style="list-style-type: none"><li>Aumento de confiabilidade no atendimento às cargas da região metropolitana do Rio de Janeiro</li><li>Superação de equipamentos por limitações de curto-circuito</li></ul>	JAN/2018	ABR/2023
Atendimento à Grande Vitória - Esgotamento da malha 345kV e radialização do sistema 138kV	<ul style="list-style-type: none"><li>Sobrecargas no sistema de distribuição local</li></ul>	ABR/2023	SET/2023

## 3ª Reunião do Grupo de Estudos da Transmissão – GET Sudeste

### 1. Estudos Finalizados

### 2. Diagnóstico Regional - PDE2032

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

### 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

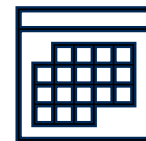
## EPE e ONS institucionalizaram sistemática de análise dos pedidos de melhoria de GRANDE PORTE

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**