



# 1ª Reunião do GET Nordeste PI-CE-RN-PE-PB-AL-SE-BA



17 de Agosto de 2021

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



1. Abertura
2. Diagnóstico das Interligações Regionais PDE 2030
3. Diagnóstico dos Sistemas Regionais PDE 2030
4. Estudos Realizados e Previsão de Estudos
5. Consultas dos Leilões de Energia
6. Assuntos Gerais



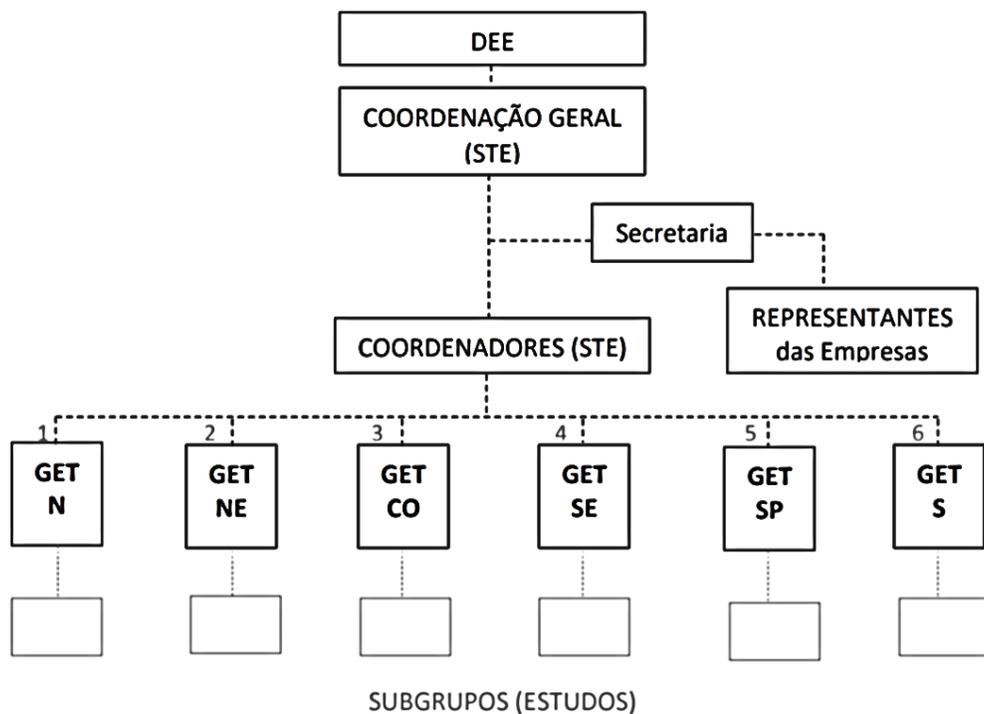
## Portaria nº 215 / 2020 – Ministério de Minas e Energia

### Pontos Principais:

- ✓ Divulgação anual da Programação de Estudos de Planejamento da Transmissão ([www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br))
- ✓ Publicação de informe trimestral da Programação de Estudos, com atualizações de cronograma
- ✓ Formalização dos Grupos de Estudos de Transmissão (GETs), sob coordenação da EPE
- ✓ Realização de reunião de GET no mínimo uma vez ao ano.
- ✓ Estipula a elaboração de:
  - Documento de critérios e procedimentos para Estudos de Planejamento da Transmissão (em andamento)
  - Diretrizes para a elaboração dos Relatórios Técnicos (finalizada consulta pública MME)

# Os Grupos de Estudos da Transmissão

GET	ABRANGÊNCIA GEOELÉTRICA
N	Roraima, Amazonas, Pará, Amapá, Maranhão, Tocantins
NE	Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe, Bahia
CO	Acre, Rondônia, Mato Grosso, Goiás, Distrito Federal
SE	Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo
SP	São Paulo
S	Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul



## ► Expansão da Transmissão

### Grupos de Estudos da Transmissão

### Programação Anual de Estudos

### Estudos de Planejamento

### PET/PELP

### Base de Dados de Simulação

### Leilões de Transmissão

### Critérios e Procedimentos de Planejamento da Transmissão

## Expansão da Transmissão

O Brasil possui um sistema de transmissão extenso e complexo, refletindo as dimensões continentais do país, a dispersão espacial das fontes de produção – sobretudo as hidrelétricas - e as distâncias entre os grandes centros de carga. A transmissão possui o essencial papel de integração entre as fontes de produção e consumo, muitas vezes atuando como um gerador virtual.

O desafio do planejamento da expansão da capacidade de transmissão consiste em assegurar a existência de recursos no sistema que possam atender a demanda total projetada ao longo de um horizonte de planejamento ao menor custo possível, considerando as incertezas associadas (como perfil e crescimento da demanda, produção e localização da oferta de geração, falha nos equipamentos) e dentro de critérios de confiabilidade.

A complexidade deste desafio decorre da necessidade de conciliar requisitos conflitantes de economicidade e confiabilidade do sistema e, em particular, das interligações regionais.

A conciliação de economicidade com confiabilidade envolve, normalmente, opções tecnológicas (corrente alternada e contínua, por exemplo) e a necessidade de rotas alternativas para as linhas de transmissão, de modo a minimizar o risco de contingências múltiplas.

Outra fonte de complexidade no sistema de transmissão são as crescentes restrições socioambientais, que limitam a disponibilidade de faixas de passagem e de oferta de locais para subestações, em particular, na região Amazônica e nos grandes centros de carga.

Por último, mas igualmente relevante, a multiplicidade de agentes de transmissão, de diversas origens e distintas características empresariais, exige permanente esforço de coordenação, por parte do ONS, desde a fase de projeto até a de operação do sistema, além da necessidade de fiscalização, cuja responsabilidade é da ANEEL.

A EPE realiza estudos de apoio ao planejamento da expansão da transmissão e prepara e disponibiliza para o setor elétrico base de dados para simulação elétrica do SIN.

A perspectiva de forte expansão das fontes com forte variabilidade de produção (em particular, a eólica), a busca por um sistema de transmissão robusto a diferentes alternativas de expansão da geração, o parcial descolamento dos investimentos em transmissão a situações econômicas menos favoráveis, entre outros fatores, embasam a expectativa de expansão da capacidade de transmissão do sistema elétrico nos próximos anos e demandam um planejamento proativo.



# Diagnóstico das Interligações Regionais – PDE 2030

---

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA





# Diagnóstico dos Sistemas Regionais – PDE 2030

- ✓ Casos do PD 2030 como base das análises
- ✓ Despacho nulo no bipolo Graça Aranha – Silvânia
  
- ✓ 4 cenários compartilhados entre os GETs Norte e Nordeste:
  - ✓ **Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores**
  - ✓ **Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador**
  - ✓ **Cenário 3 – Norte Úmido e Nordeste Importador**
  - ✓ **Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo**
  
- ✓ Diagnóstico de casos N e N-1 para todas as linhas e transformadores de Rede Básica e de fronteira no horizonte 2024 a 2033.

# Evolução do Mercado



## Mercado da Região Nordeste



Estado	Patamar Leve			Patamar Médio			Patamar Pesado		
	Carga (MW) 2024	Carga (MW) 2033	Crescimento médio (%)	Carga (MW) 2024	Carga (MW) 2033	Crescimento médio (%)	Carga (MW) 2024	Carga (MW) 2033	Crescimento médio (%)
Alagoas	887	1150	<b>2,93</b>	1077	1322	<b>2,30</b>	1153	1493	<b>2,91</b>
Bahia	4034	4671	<b>1,64</b>	6093	7166	<b>1,82</b>	5389	6350	<b>1,84</b>
Ceará	1546	1998	<b>2,89</b>	2809	3710	<b>3,14</b>	2542	3353	<b>3,12</b>
Paraíba	726	871	<b>2,04</b>	1043	1255	<b>2,08</b>	1009	1225	<b>2,18</b>
Pernambuco	2259	2620	<b>1,66</b>	3051	3508	<b>1,56</b>	2772	3232	<b>1,72</b>
Piauí	498	605	<b>2,19</b>	917	1140	<b>2,45</b>	941	1163	<b>2,38</b>
Rio Grande do Norte	681	827	<b>2,18</b>	1036	1262	<b>2,22</b>	1038	1264	<b>2,21</b>
Sergipe	428	536	<b>2,53</b>	791	1017	<b>2,83</b>	734	938	<b>2,76</b>
<b>Região Nordeste</b>	<b>11059</b>	<b>13278</b>	<b>2,05</b>	<b>16817</b>	<b>20380</b>	<b>2,16</b>	<b>15578</b>	<b>19018</b>	<b>2,24</b>

## Novidade!

### Mercado da Região Nordeste – Carga Mínima



Estado	Patamar Mínimo		
	Carga (MW) 2024	2033	Crescimento médio (%)
Alagoas	882	1143	<b>2,92</b>
Bahia	3798	4376	<b>1,59</b>
Ceará	1439	1858	<b>2,88</b>
Paraíba	519	618	<b>1,96</b>
Pernambuco	2081	2405	<b>1,62</b>
Piauí	492	564	<b>1,53</b>
Rio Grande do Norte	617	749	<b>2,18</b>
Sergipe	419	526	<b>2,56</b>
<b>Região Nordeste</b>	<b>10247</b>	<b>12239</b>	<b>1,99</b>

# Evolução do Parque Gerador



## Despacho máximo de geração por fonte e UF - 2024

Fonte	AL (MW)	BA (MW)	CE (MW)	PB (MW)	PE (MW)	PI (MW)	RN (MW)	SE (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	400	5.575	0	0	1.500	225	0	3.162	10.862	<b>25,28</b>
PCH/CGH	1	240	9	4	14	0	5	0	273	<b>0,64</b>
EOL	0	6.644	2.657	790	853	3.110	7.073	35	21.162	<b>49,24</b>
UFV	0	1.173	687	195	253	696	162	0	3.166	<b>7,37</b>
UTE	0	1.419	1.530	510	1.553	52	442	1.516	7.022	<b>16,34</b>
BIO	75	247	0	17	80	0	40	30	489	<b>1,14</b>
<b>TOTAL</b>	<b>478</b>	<b>15.298</b>	<b>4.883</b>	<b>1.516</b>	<b>4.253</b>	<b>4.083</b>	<b>7.722</b>	<b>4.743</b>	<b>42.974</b>	<b>100,00</b>



## Despacho máximo de geração por fonte e UF - 2033

Fonte	AL (MW)	BA (MW)	CE (MW)	PB (MW)	PE (MW)	PI (MW)	RN (MW)	SE (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	400	5.575	0	0	1.500	225	0	3.162	10.862	<b>25,28</b>
PCH/CGH	1	256	9	4	14	0	5	0	289	<b>0,67</b>
EOL	0	7.249	2.657	1.005	853	3.170	7.685	35	22.654	<b>52,72</b>
UFV	0	1.173	806	195	283	996	242	0	3.695	<b>8,60</b>
UTE	0	1.456	1.530	510	1.553	52	442	1.516	7.059	<b>16,43</b>
BIO	75	247	0	17	80	0	40	30	489	<b>1,14</b>
<b>TOTAL</b>	<b>478</b>	<b>15.956</b>	<b>5.002</b>	<b>1.731</b>	<b>4.283</b>	<b>4.443</b>	<b>8.414</b>	<b>4.743</b>	<b>45.048</b>	<b>100,00</b>

# Evolução do Parque Gerador



Crescimento anual de geração de energia entre os anos 2024 e 2033



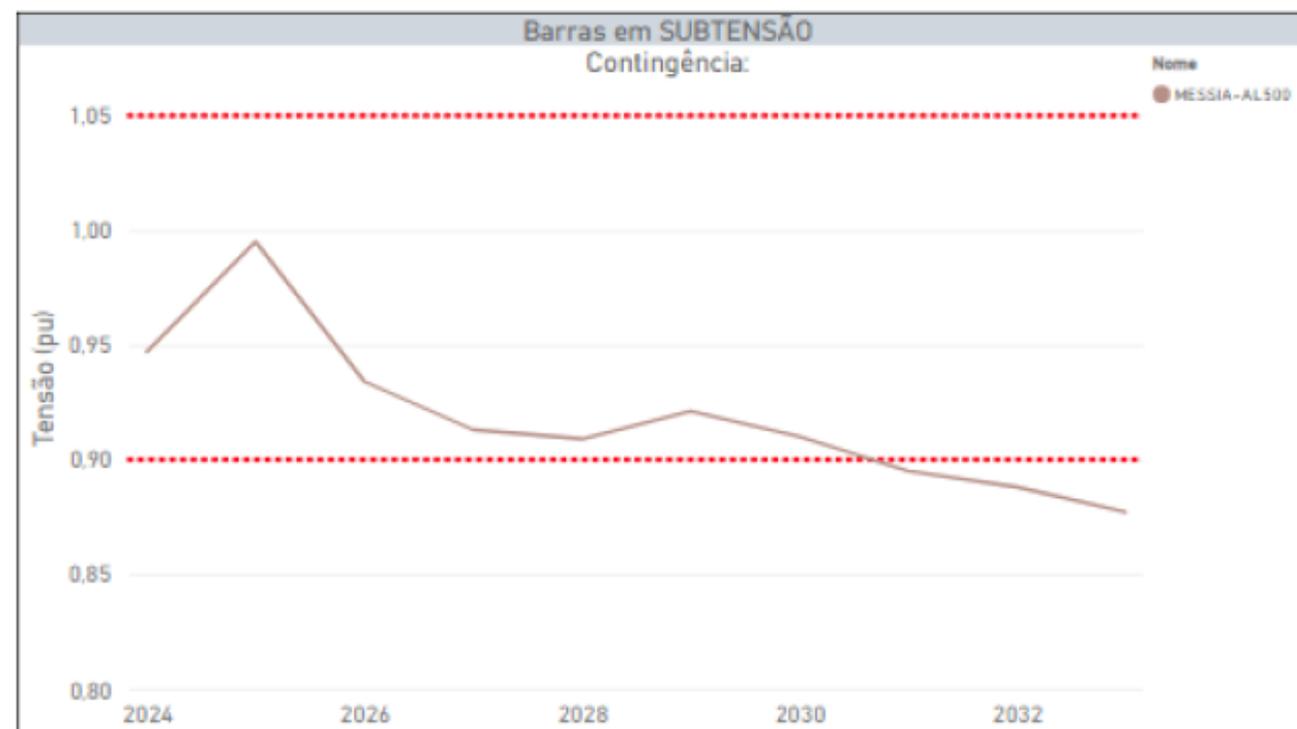
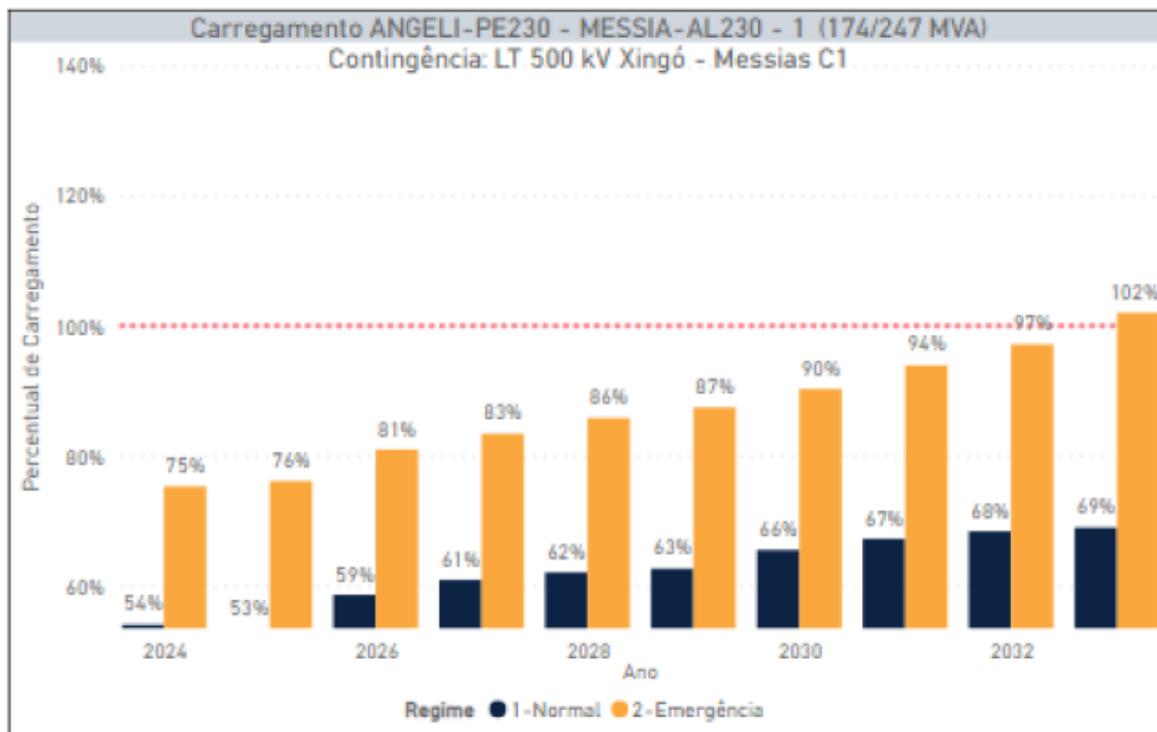
Fonte	BA (MW)	CE (MW)	PB (MW)	PE (MW)	PI (MW)	RN (MW)	Total (MW)	Total (%)
<b>EOL</b>	605	0	215	0	60	612	1.492	73,82
<b>UFV</b>	0	119	0	30	300	80	529	26,18
<b>TOTAL</b>	605	119	215	30	360	692	2.021	100,00

- ✓ Ressalta-se que este valor refere-se apenas aos projetos contratados até a data em que foi finalizada esta base de dados (janeiro de 2021).
- ✓ Cabe destacar que considerando esse montante de geração, com a adoção de cenários críticos de despacho e elevados níveis de intercâmbios regionais já foi possível caracterizar de forma clara as restrições de escoamento e a necessidade de realização de novos estudos de planejamento da expansão da transmissão.

# Pontos de Destaque – Alagoas



- ✓ Contingência da LT 500kV Xingó Messias, patamar de carga pesada.

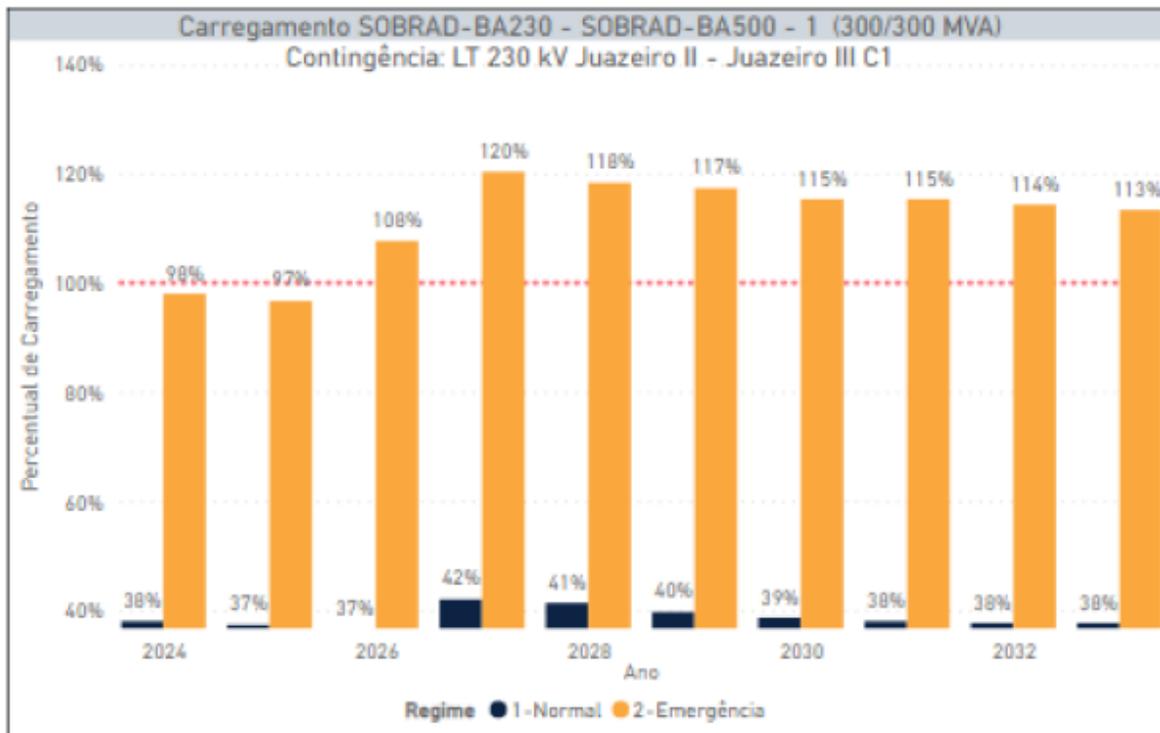


- ✓ Sobrecarga na LT 230kV Angelim – Messias e subtensão em Messias 230kV

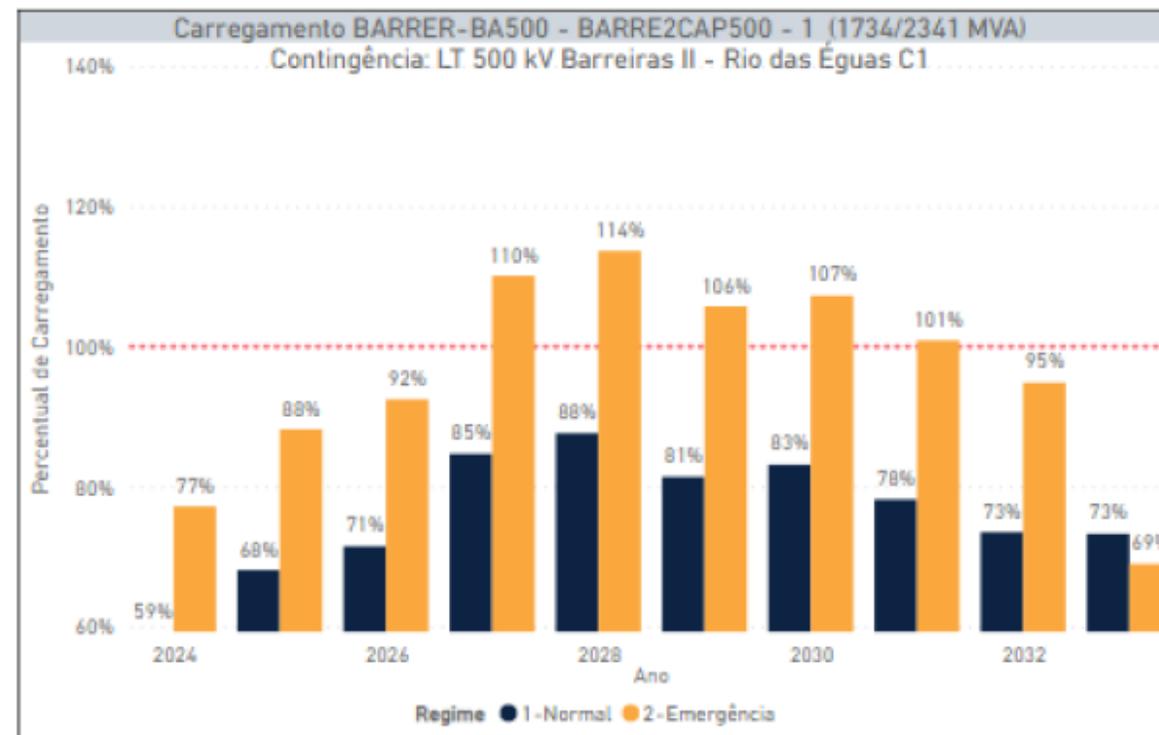
# Pontos de Destaque – Bahia



✓ Sobrecarga na transformação 500/230kV da SE Sobradinho na contingência da LT 230kV Juazeiro II – Juazeiro III, patamar de carga média, CEN 2



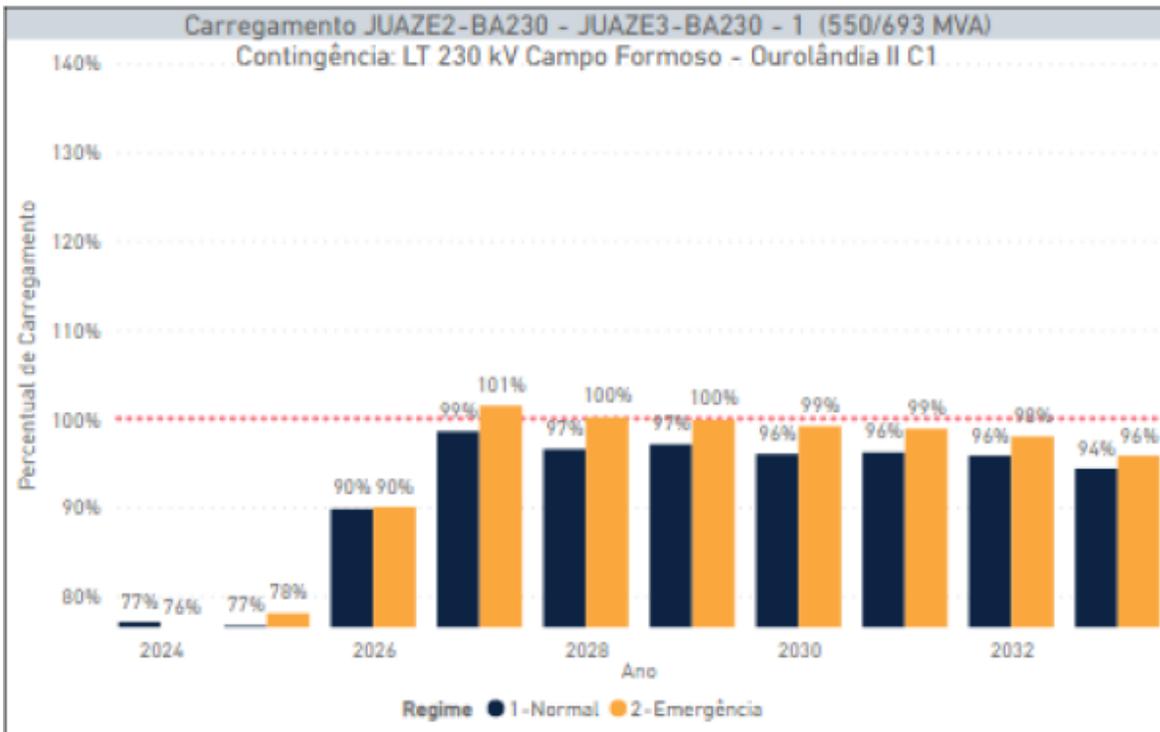
✓ Sobrecarga no BCS da LT 500kV Rio das Águas – Barreiras na contingência dos circuitos C1 ou C2, patamar de carga média, CEN 2



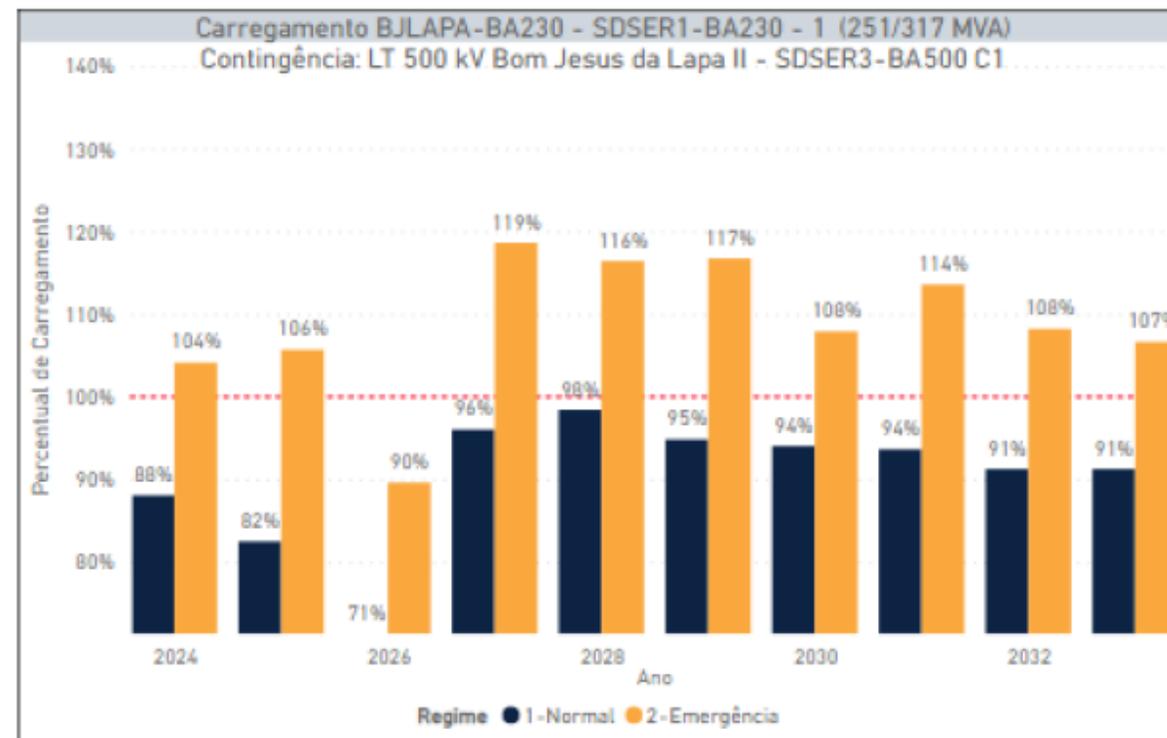
# Pontos de Destaque – Bahia



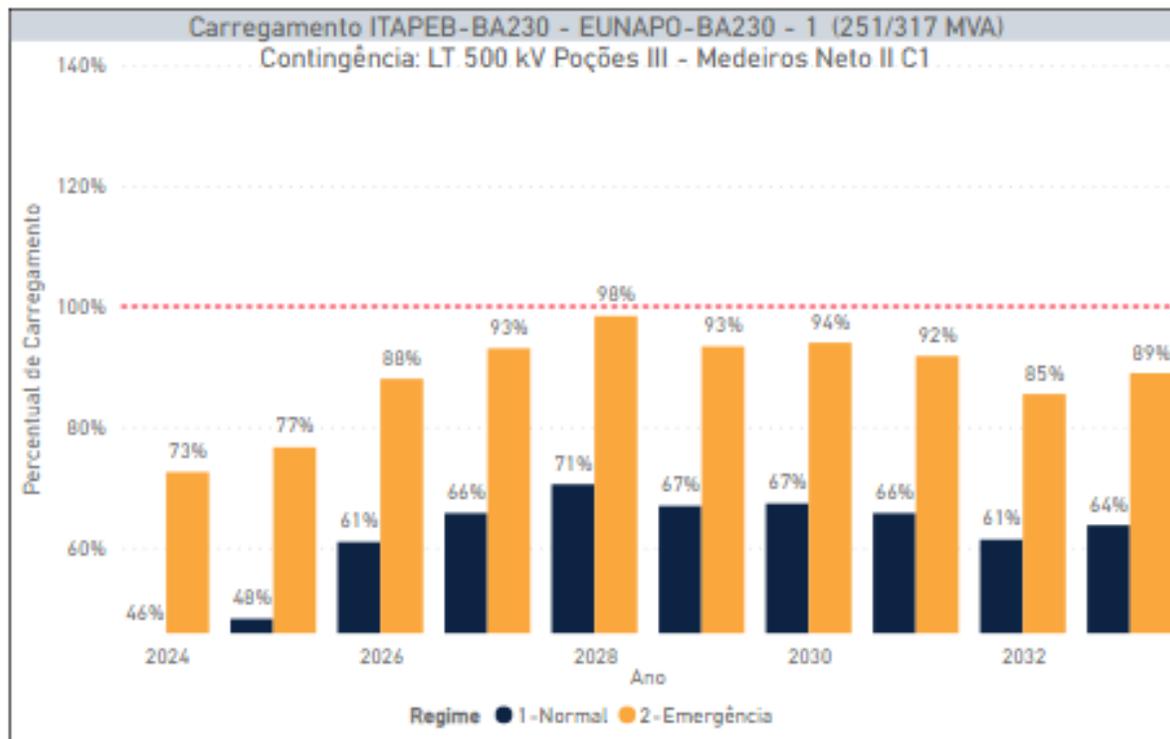
- ✓ Sobrecarga na LT 230kV Juazeiro II – Juazeiro III na contingência da LT 230kV Campo Formosos – Ourolândia II, patamar de carga média, CEN 2



- ✓ Sobrecarga na LT 230kV Sol do Sertão 1 – B JL na contingência da LT 500kV Sol do Sertão 3 – B JL II, patamar de carga média, CEN 2



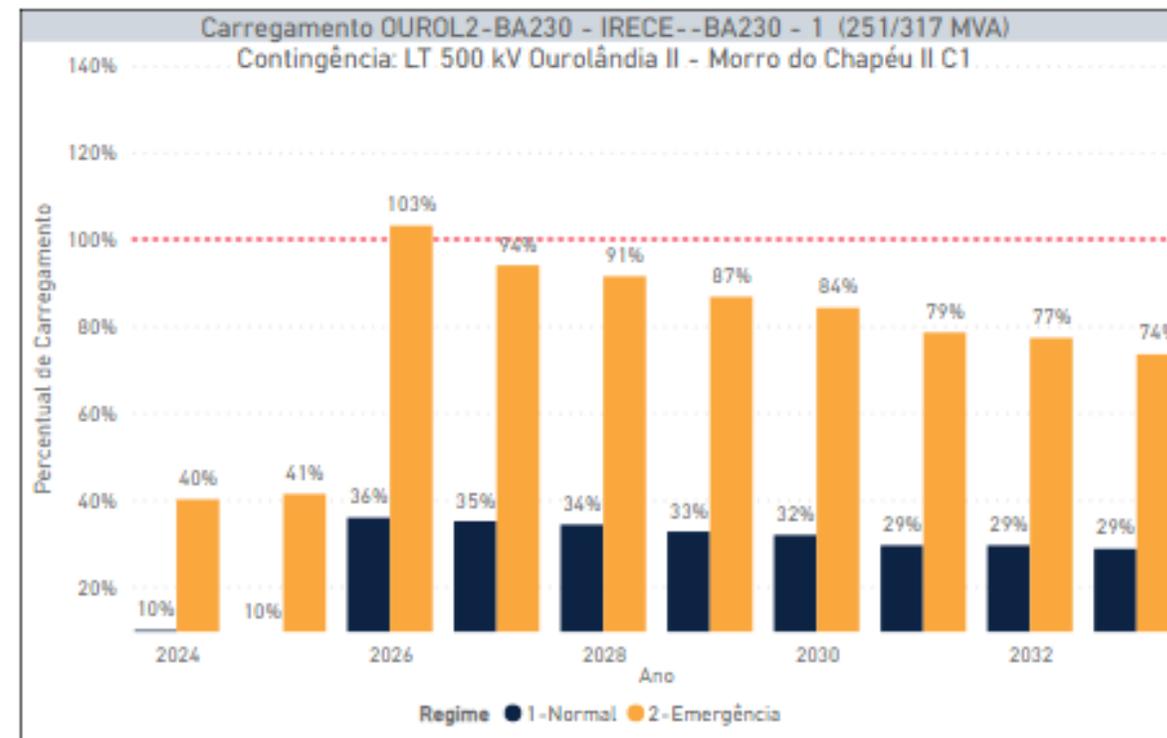
# Pontos de Destaque – Bahia



✓ Sobrecarga na LT 230kV Itapebi – Eunápolis na contingência da LT 500kV Poções III – M. Neto II, patamar de carga média, CEN 2

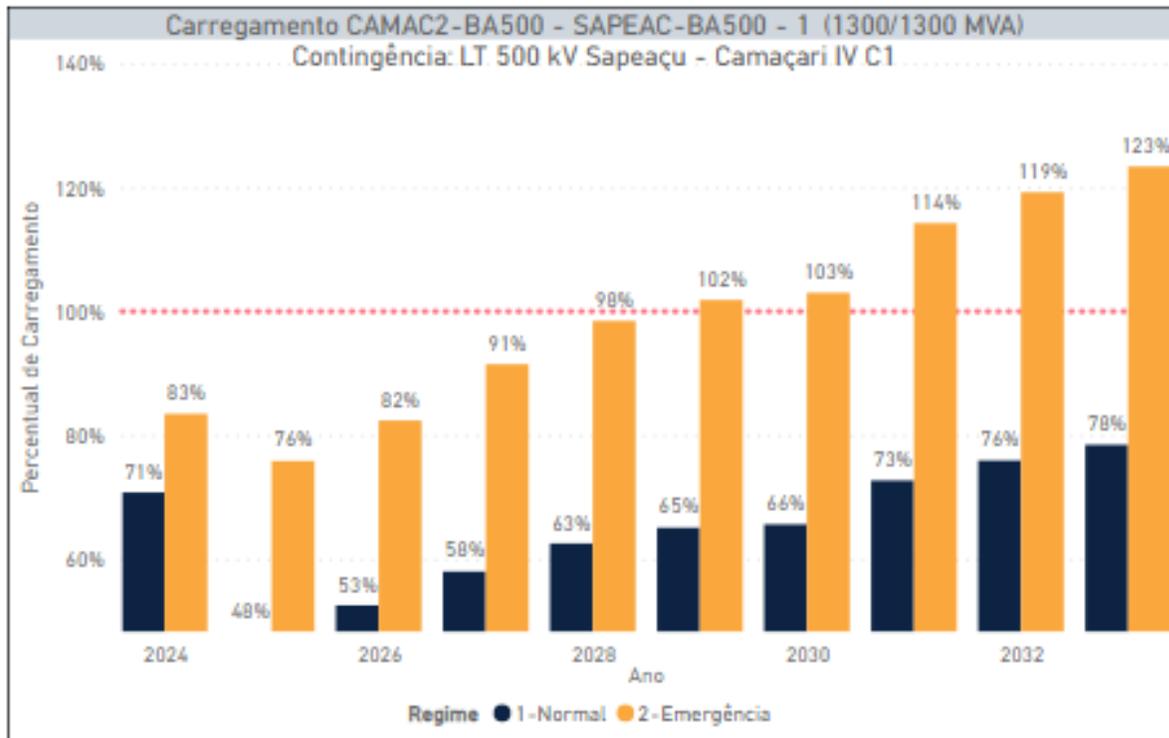


✓ Sobrecarga na LT 230kV Ourolândia II – Irecê na contingência da LT 500kV Ourolândia II – Morro do Chapéu II, patamar de carga média, CEN 1

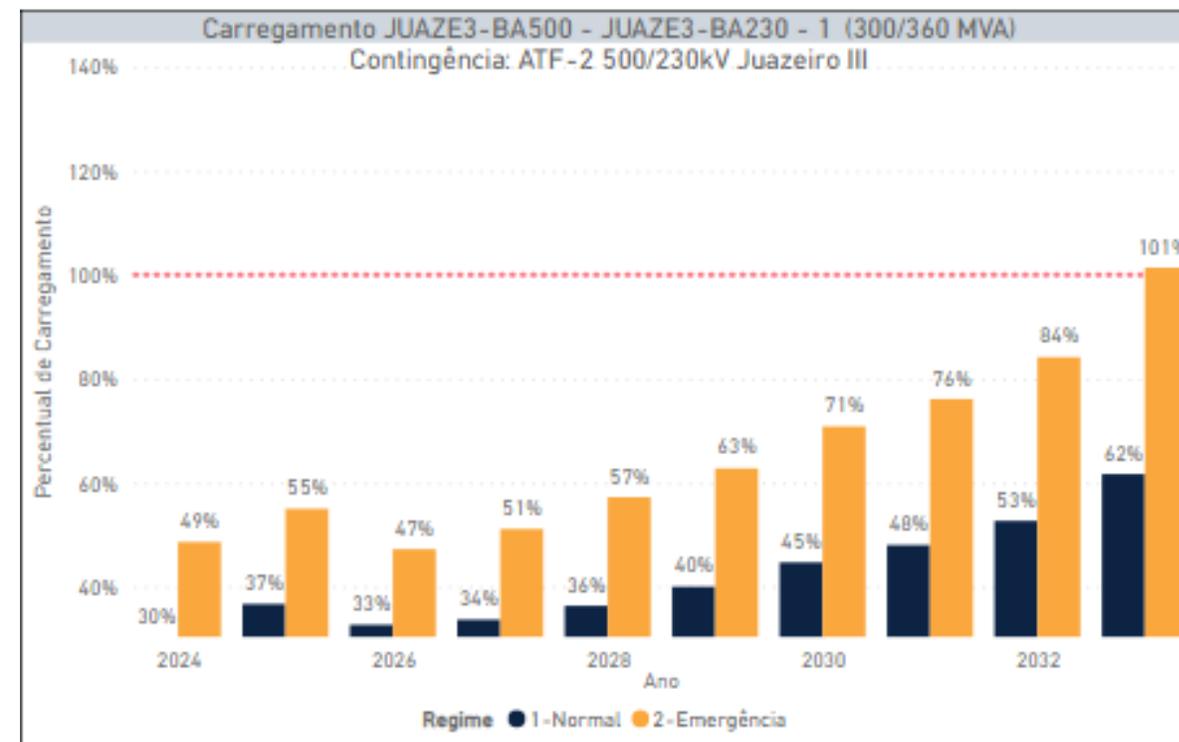


# Pontos de Destaque – Bahia

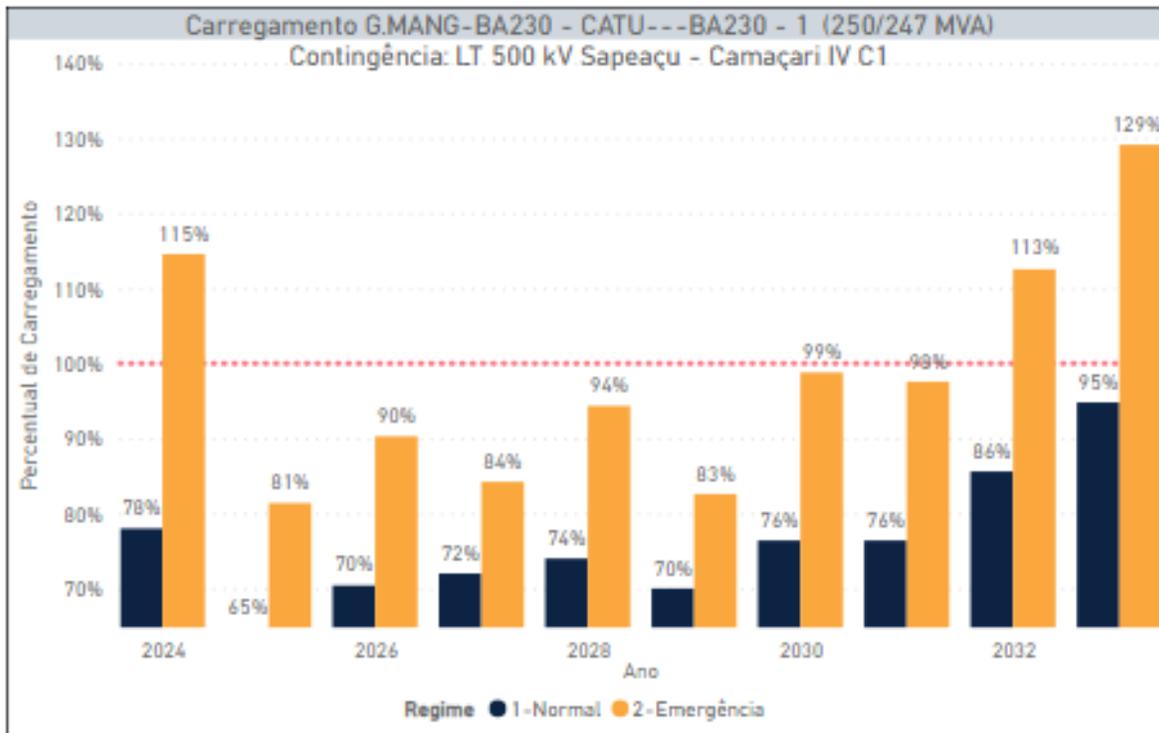
- ✓ Sobrecarga na LT 500kV Camaçari II – Sapeaçu na contingência da LT 500kV Sapeaçu – Camaçari IV, patamar de carga pesada, CEN 3



- ✓ Sobrecarga na transformação 500/230kV da SE Juazeiro III na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga média, CEN 3



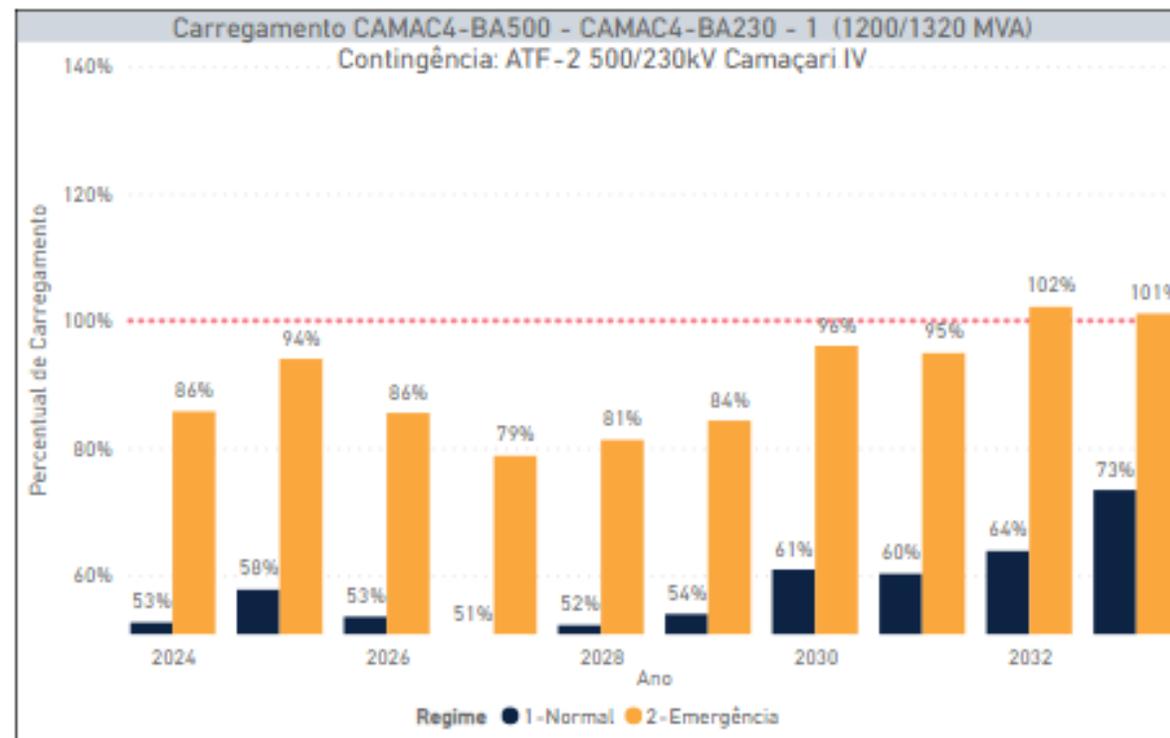
# Pontos de Destaque – Bahia



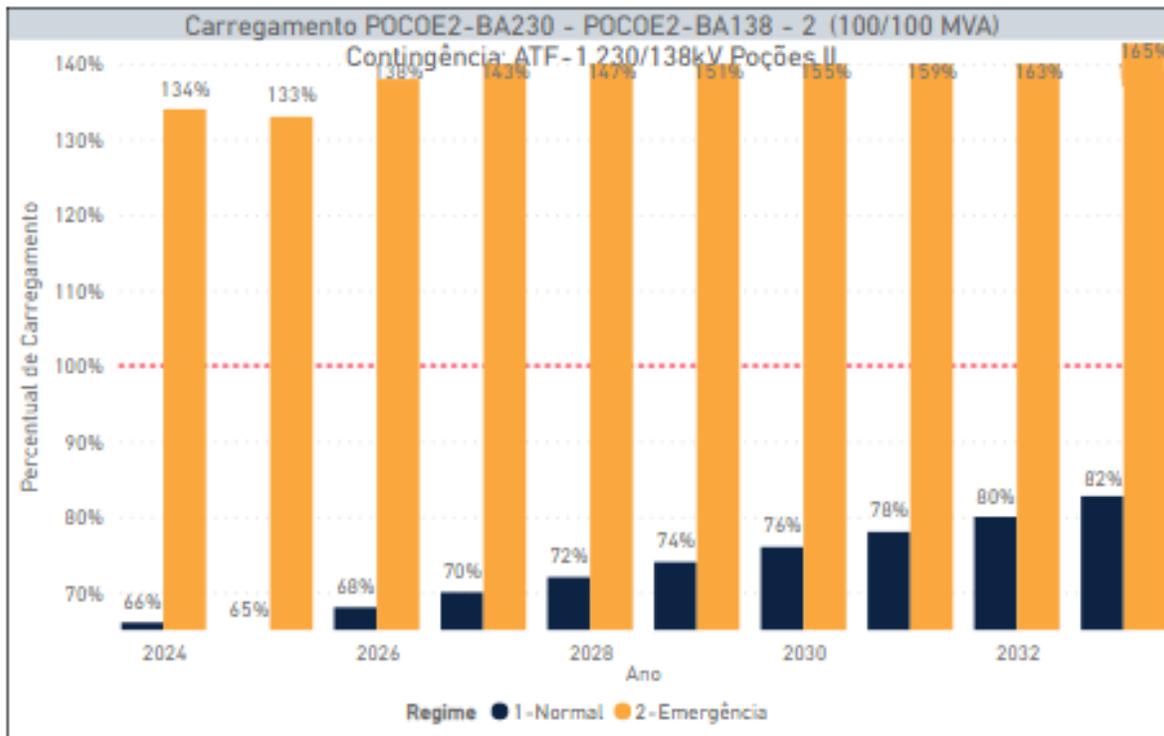
✓ Sobrecarga na LT 230kV Gov. Mangabeira – Catu na contingência da LT 500kV Sapeaçu – Camaçari IV, patamar de carga média, CEN 3



✓ Sobrecarga na transformação 500/230kV da SE Camaçari IV na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga pesada, CEN 3



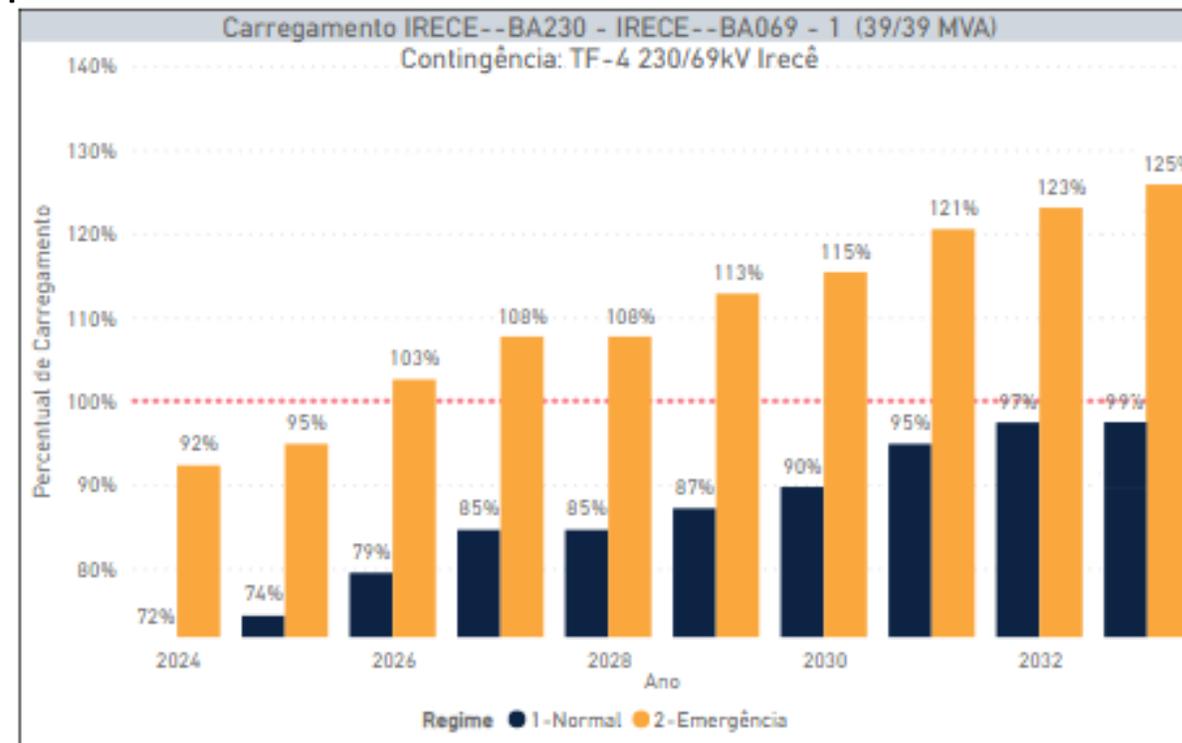
# Pontos de Destaque – Bahia



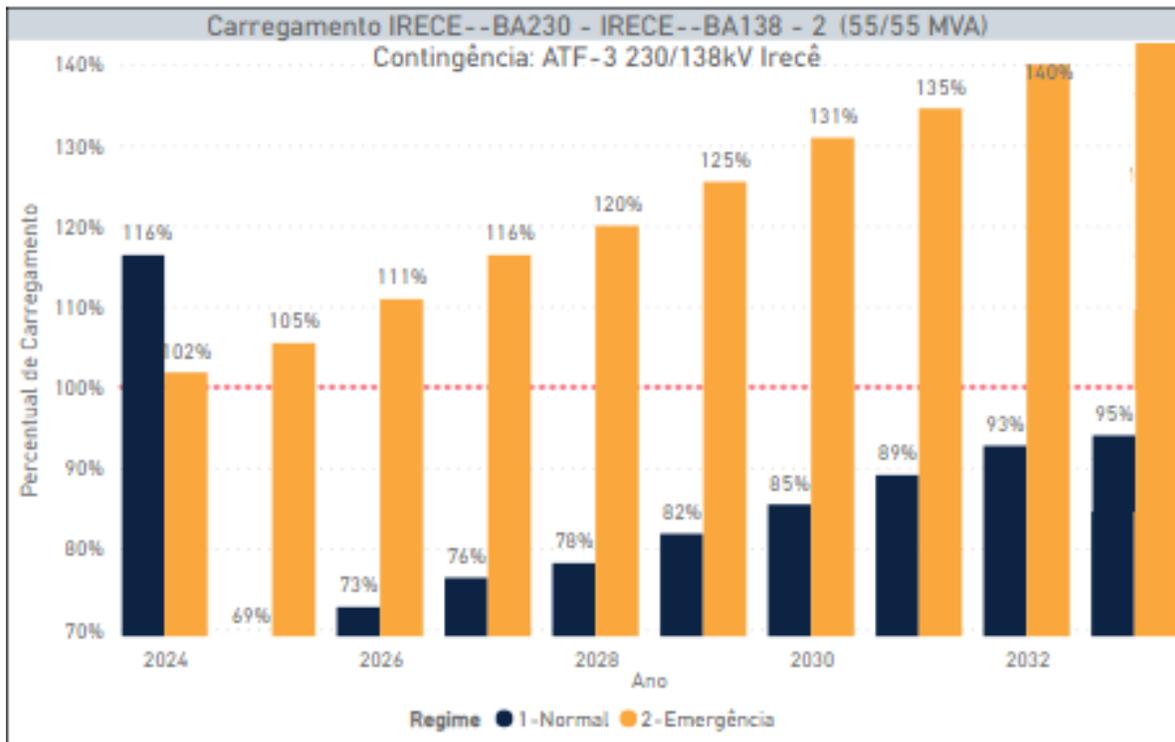
✓ Sobrecarga na transformação 230/138kV da SE Poções II na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga pesada



✓ Sobrecarga na transformação 230/69kV da SE Irecê na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga pesada

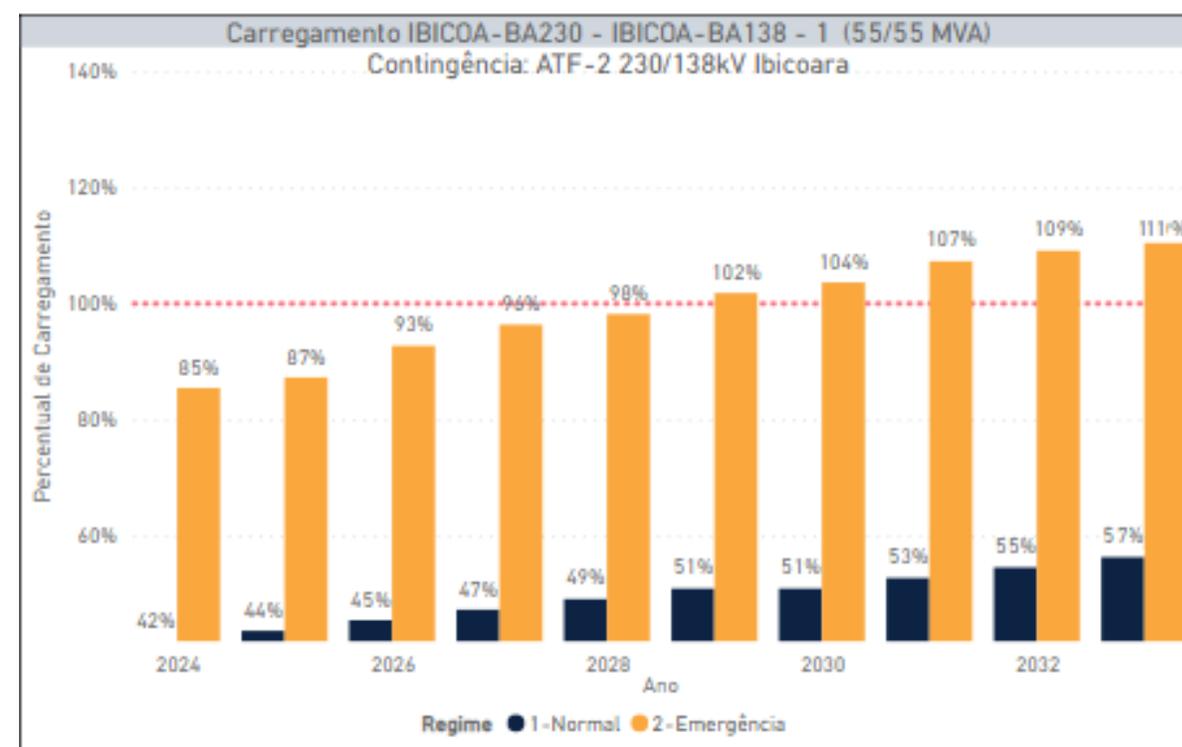


# Pontos de Destaque – Bahia



✓ Sobrecarga na transformação 230/138kV da SE Irecê na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga pesada

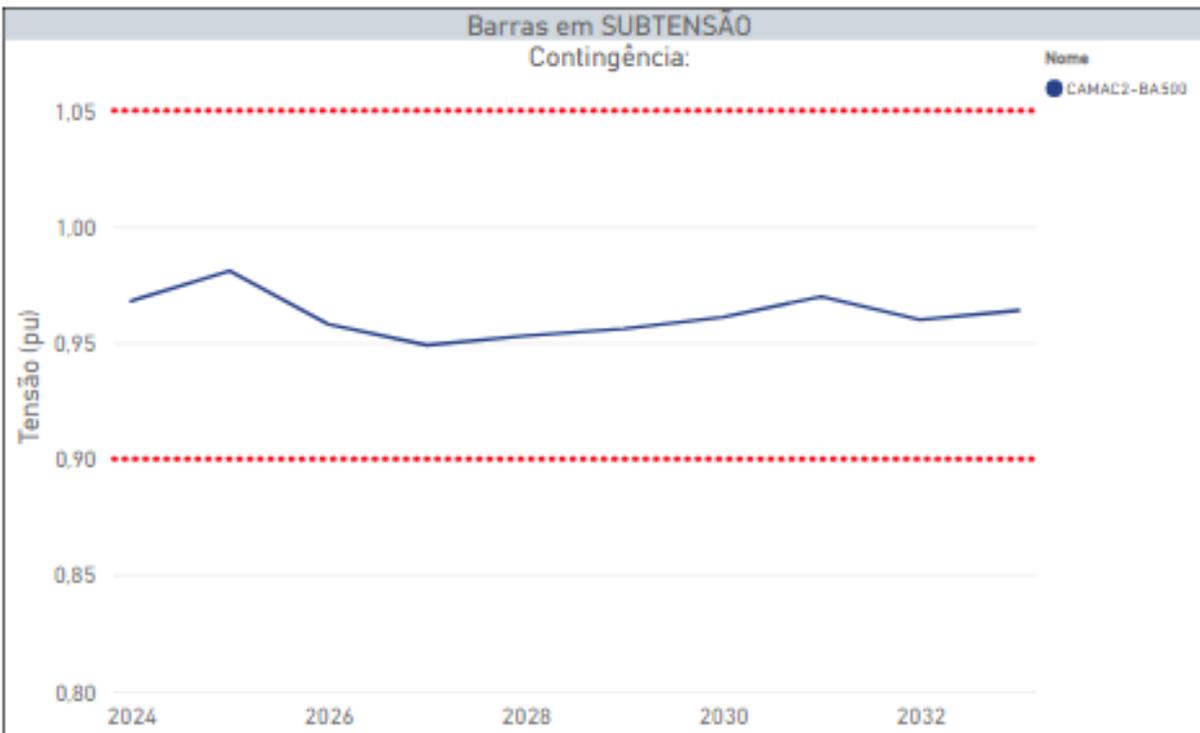
✓ Sobrecarga na transformação 230/138kV da SE Ibicoara na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga pesada



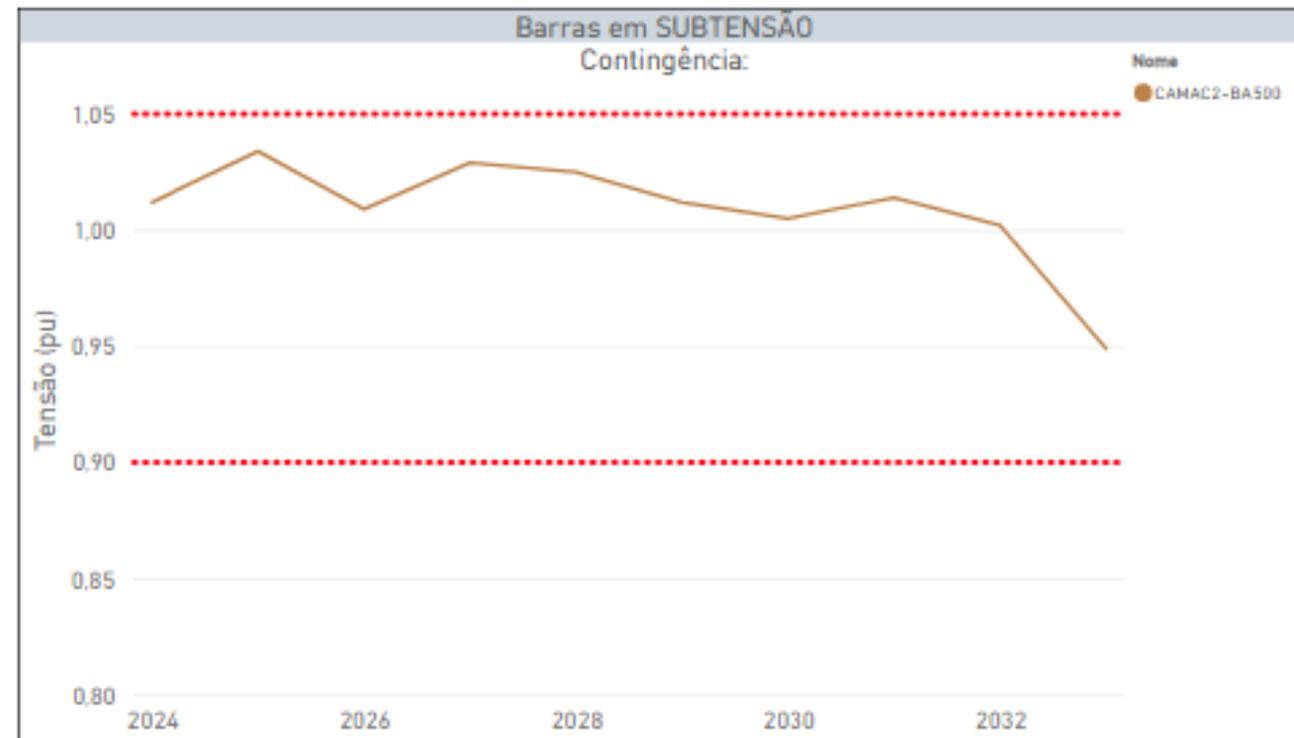
# Pontos de Destaque – Bahia



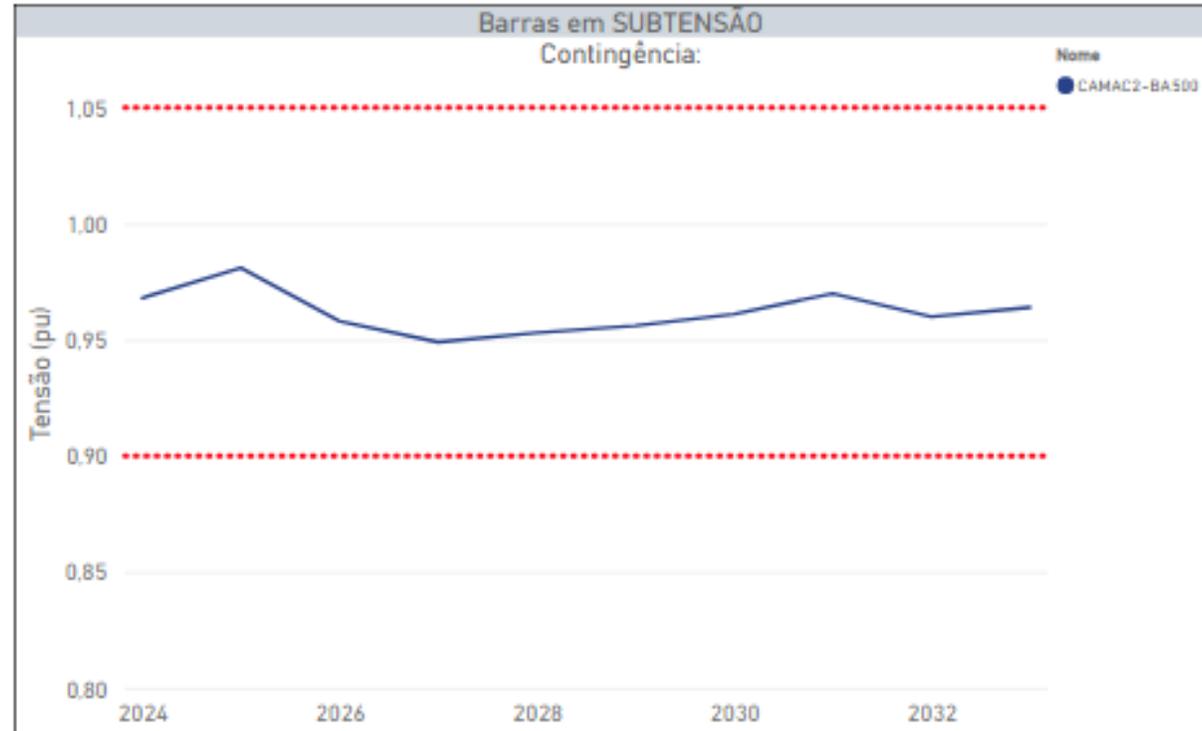
- ✓ Subtensão na SE 500kV Camaçari II na contingência da LT 500kV Jardim – Camaçari IV, patamar de carga média, CEN 1



- ✓ Subtensão na SE 500kV Camaçari II em regime normal de operação, patamar de carga média, CEN 1



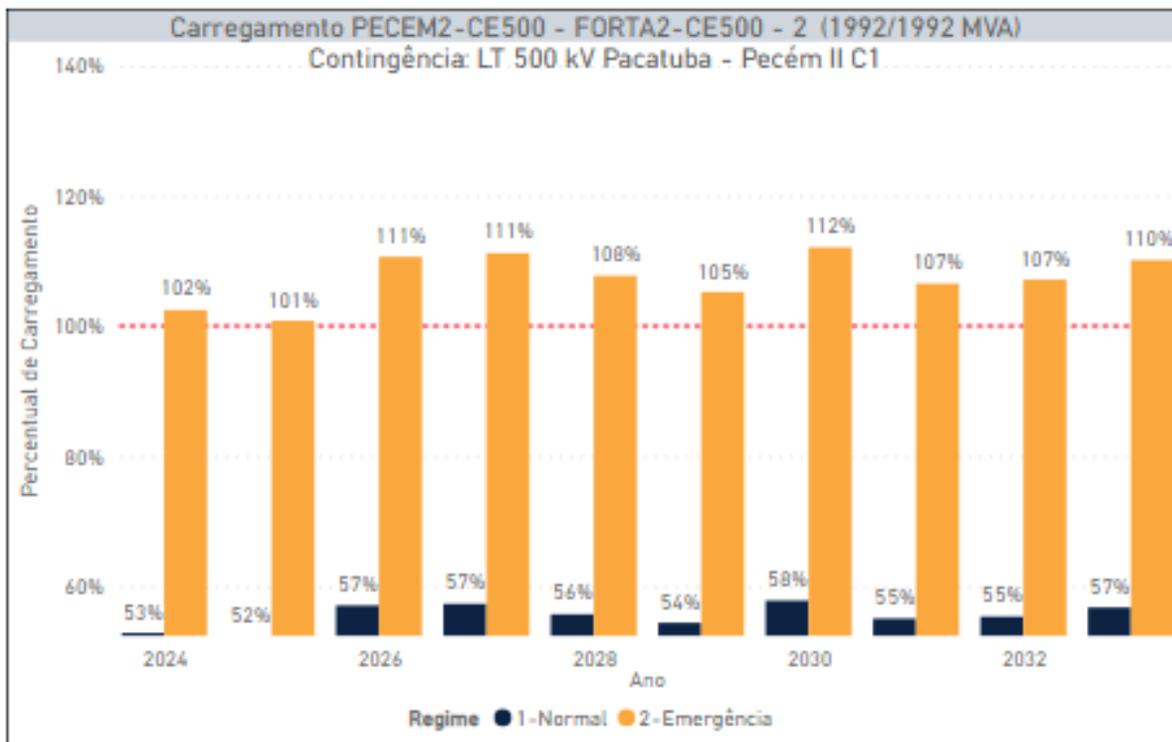
# Pontos de Destaque – Bahia



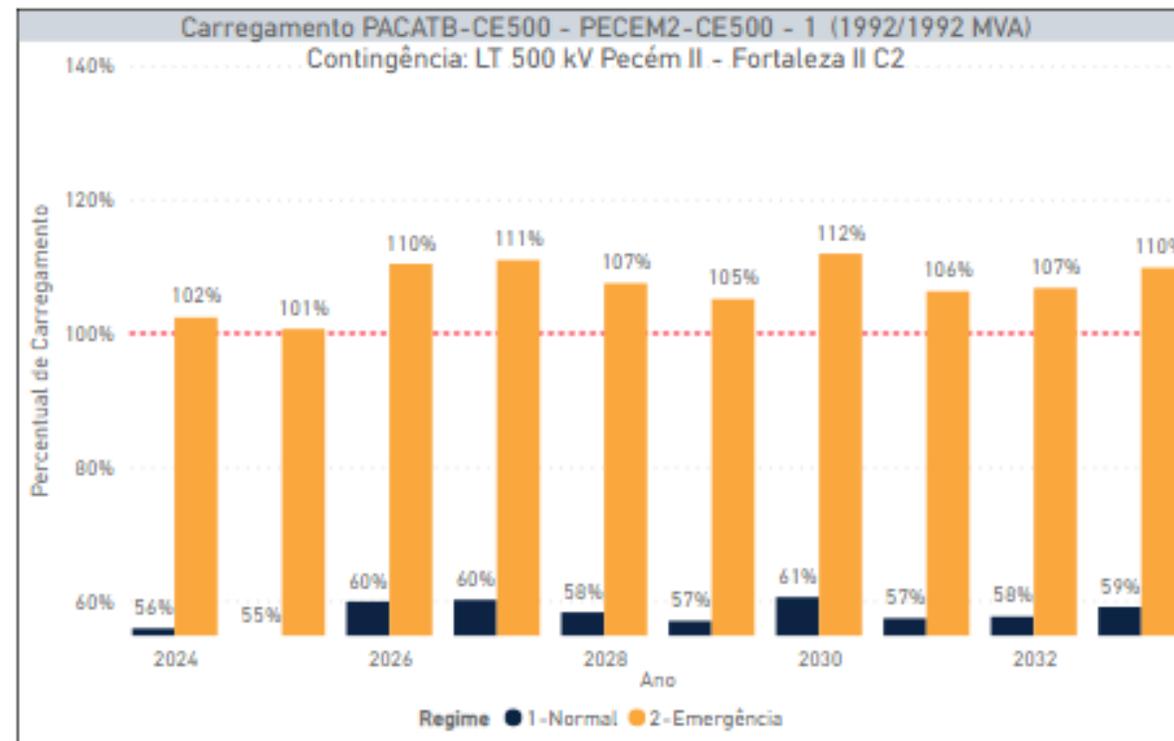
- ✓ Subtensão na SE 500kV Camaçari II na contingência da LT 500kV Sapeaçu – Camaçari IV, patamar de carga média, CEN 3

# Pontos de Destaque – Ceará

✓ Sobrecarga na LT 500kV Pecém 2 – Fortaleza 2 C2 na contingência do C1, patamar de carga pesada, CEN 3



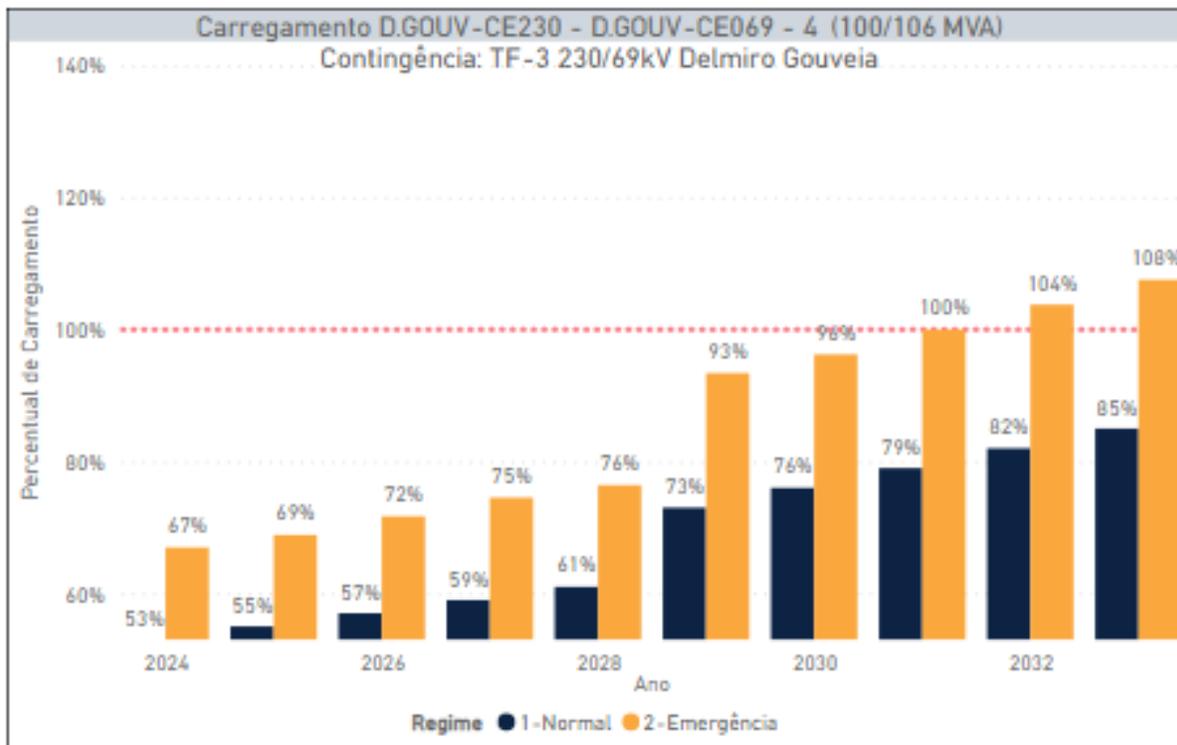
✓ Sobrecarga na LT 500kV Pacatuba – Pecém 2 na contingência da LT 500kV Pecém – Fortaleza C2, patamar de carga pesada, CEN 3



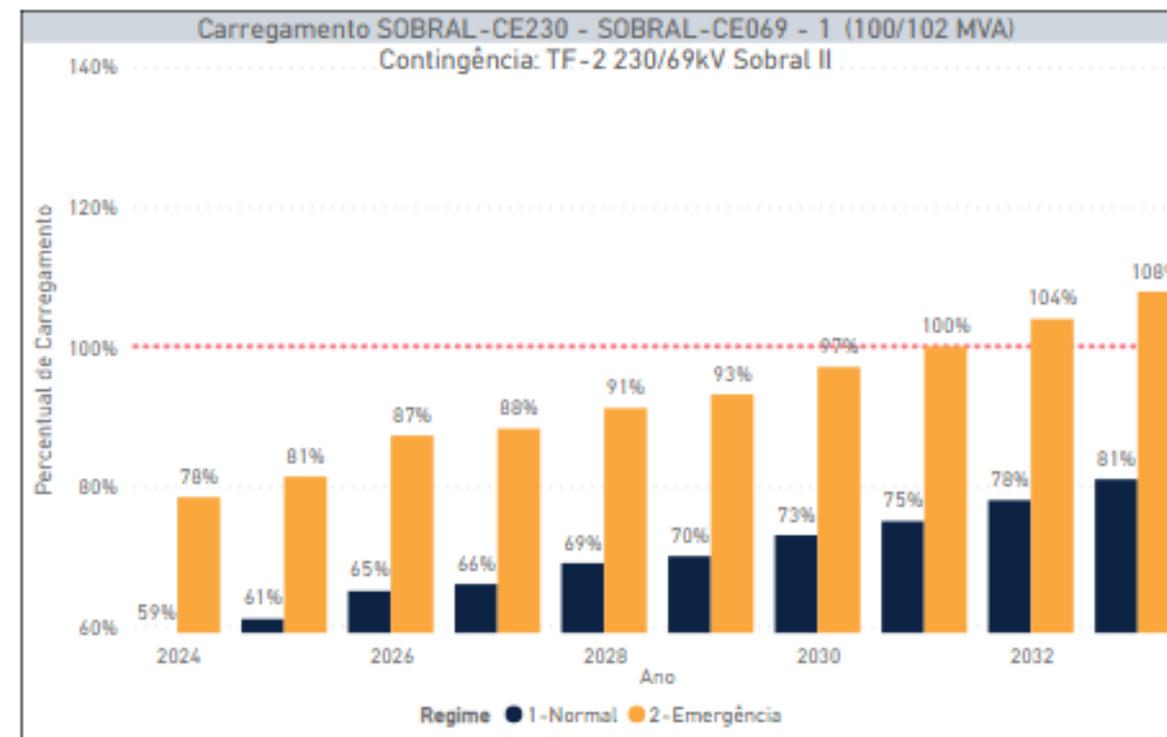
# Pontos de Destaque – Ceará



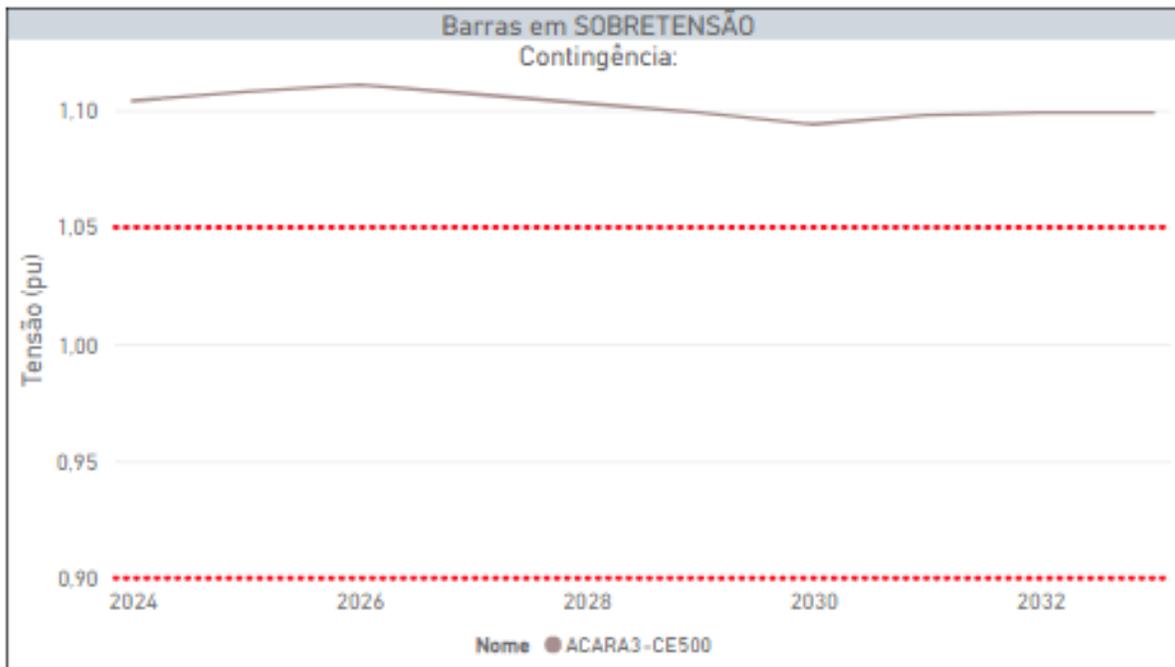
✓ Sobrecarga na transformação 230/69kV da SE Delmiro Gouveia na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga média



✓ Sobrecarga na transformação 230/69kV da SE Sobral II na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga média



# Pontos de Destaque – Ceará

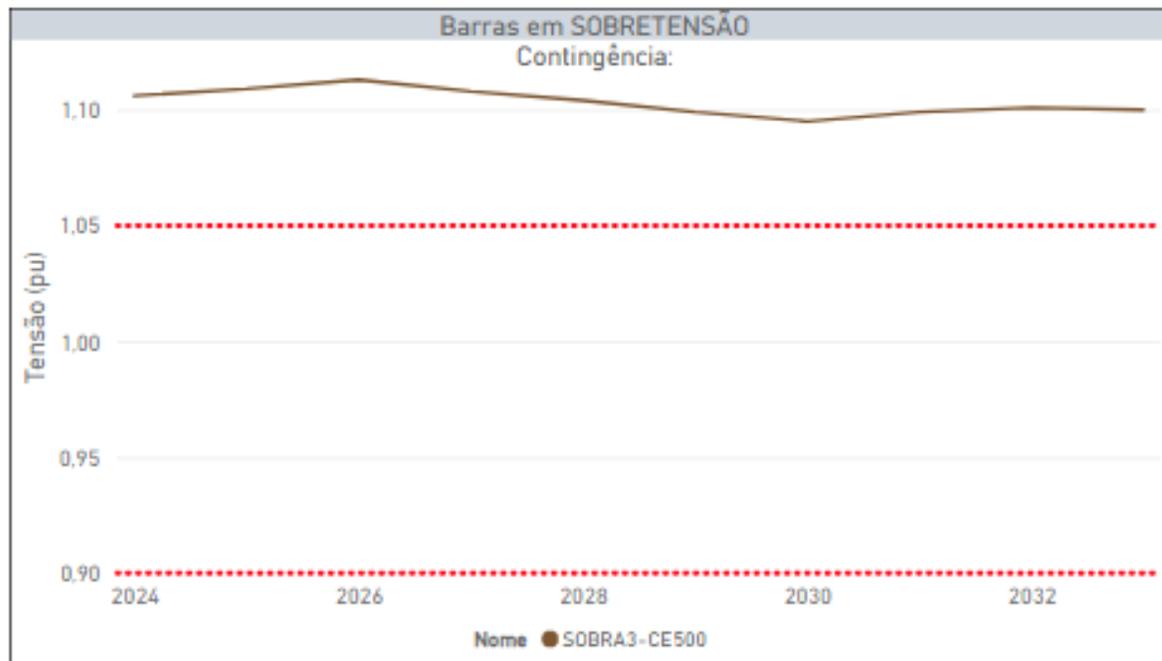


- ✓ Sobretensão em regime normal de operação na SE 500kV Pecém II, patamar de carga mínima, CEN 4

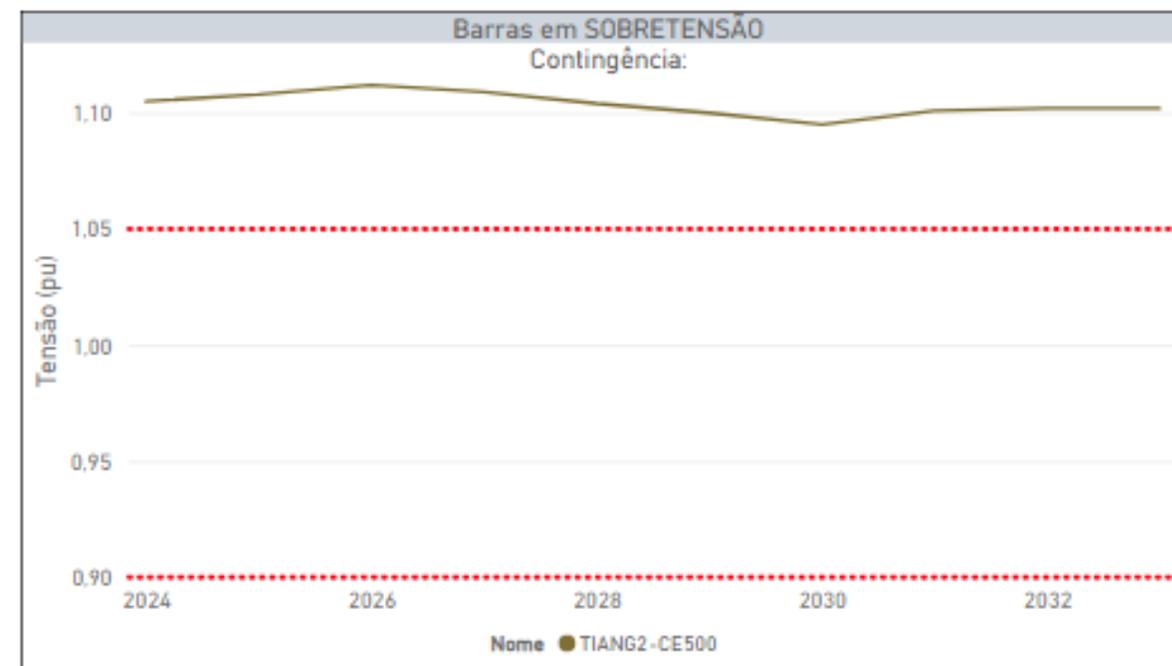
- ✓ Sobretensão em regime normal de operação na SE 500kV Acaraú III, patamar de carga mínima, CEN 4



# Pontos de Destaque – Ceará

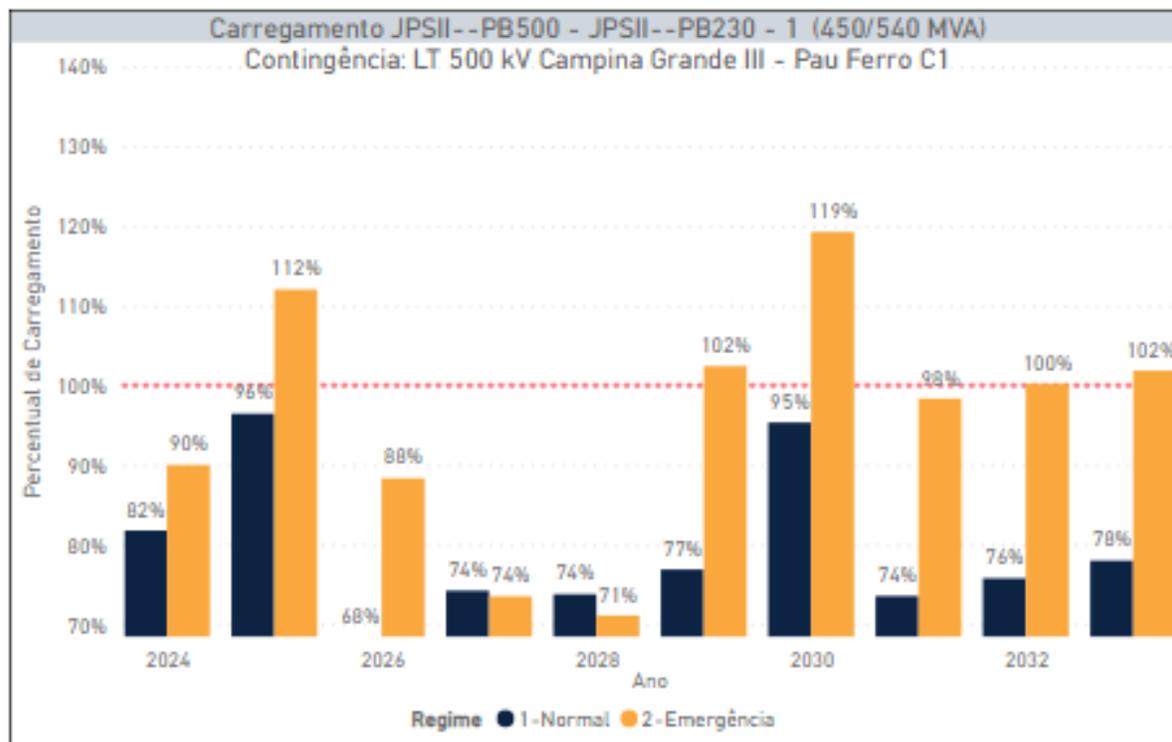


- ✓ Sobretensão em regime normal de operação na SE 500kV Sobral III, patamar de carga mínima, CEN 4



- ✓ Sobretensão em regime normal de operação na SE 500kV Tianguá II, patamar de carga mínima, CEN 4

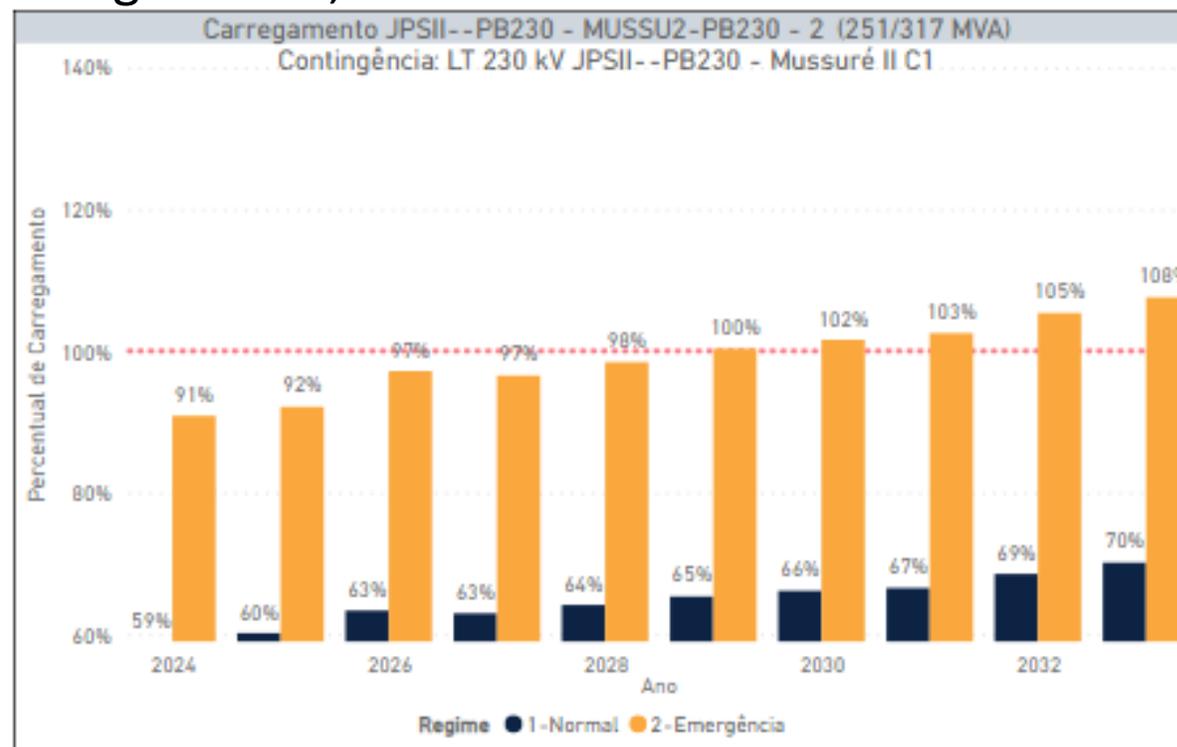
# Pontos de Destaque – Paraíba



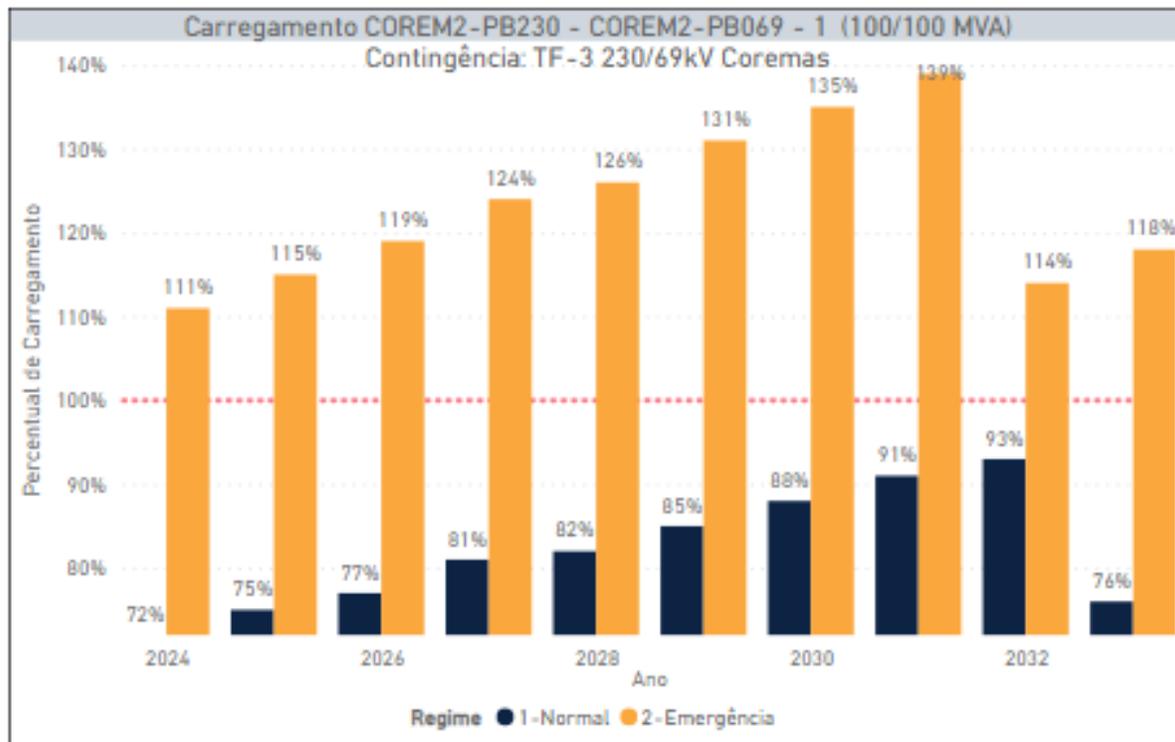
✓ Sobrecarga na transformação 500/230kV da SE João Pessoa II na contingência da LT 500kV Campina Grande III – Pau Ferro, patamar de carga média, CEN 2



✓ Sobrecarga na LT 230kV João Pessoa II – Mussuré II C2 na contingência do C1, patamar de carga média, CEN 3



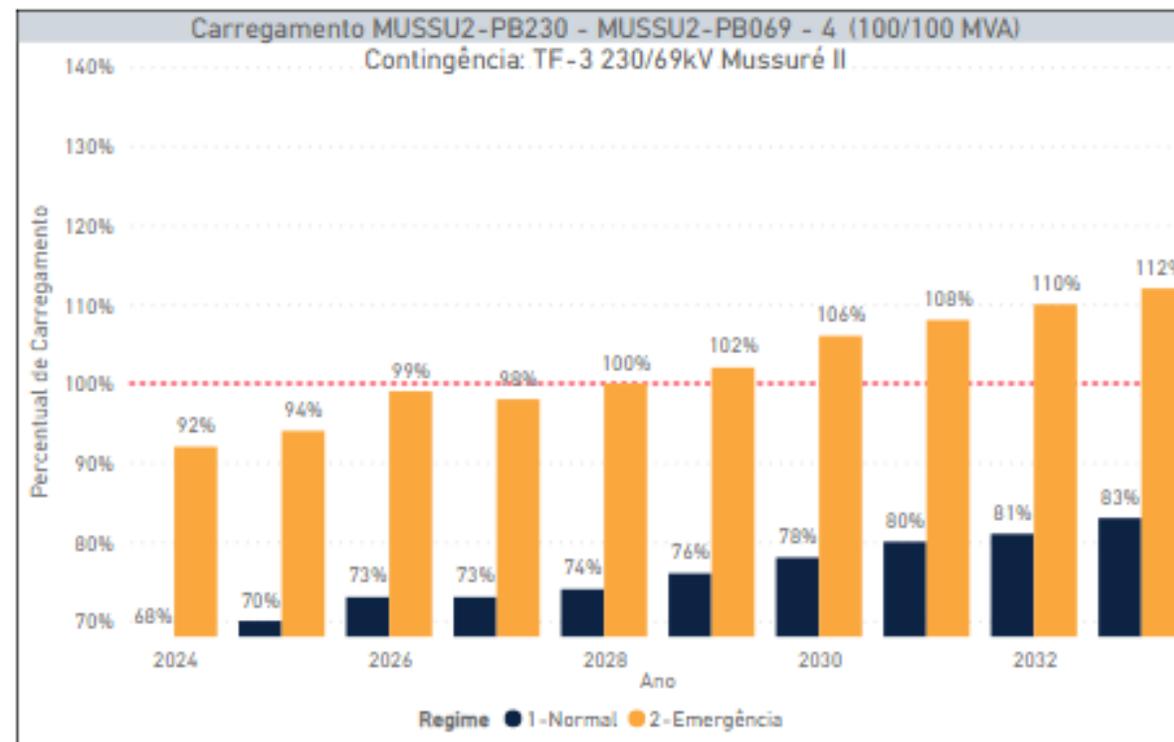
# Pontos de Destaque – Paraíba



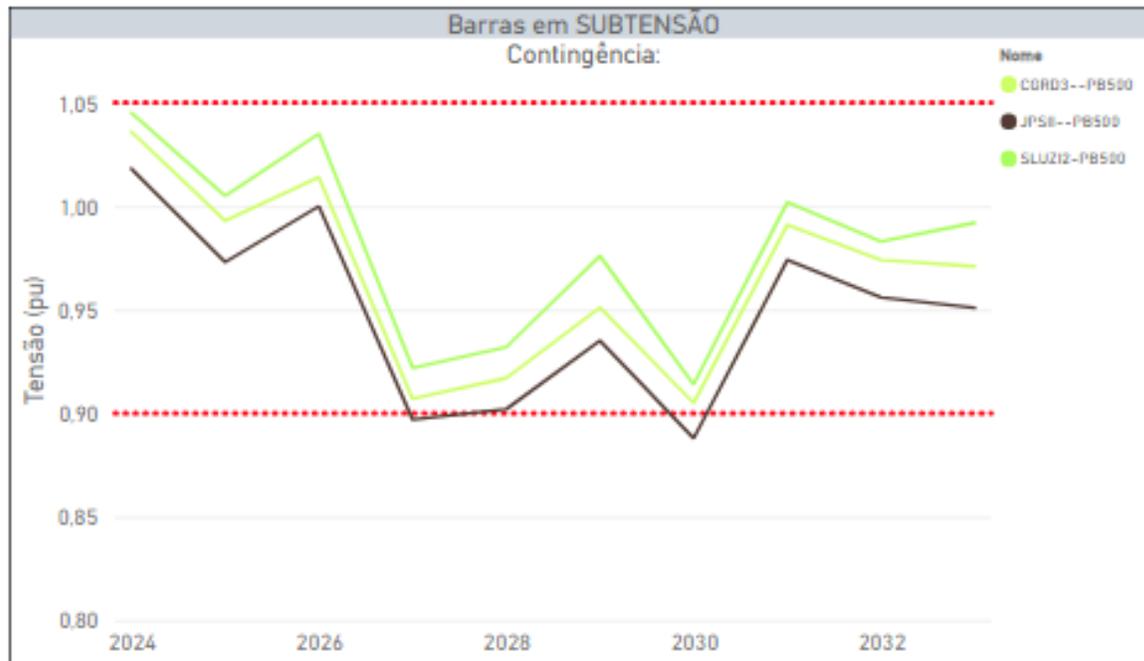
✓ Sobrecarga na transformação 230/69kV da SE Coremas na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga média



✓ Sobrecarga na transformação 230/69kV da SE Mussuré 2 na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga média



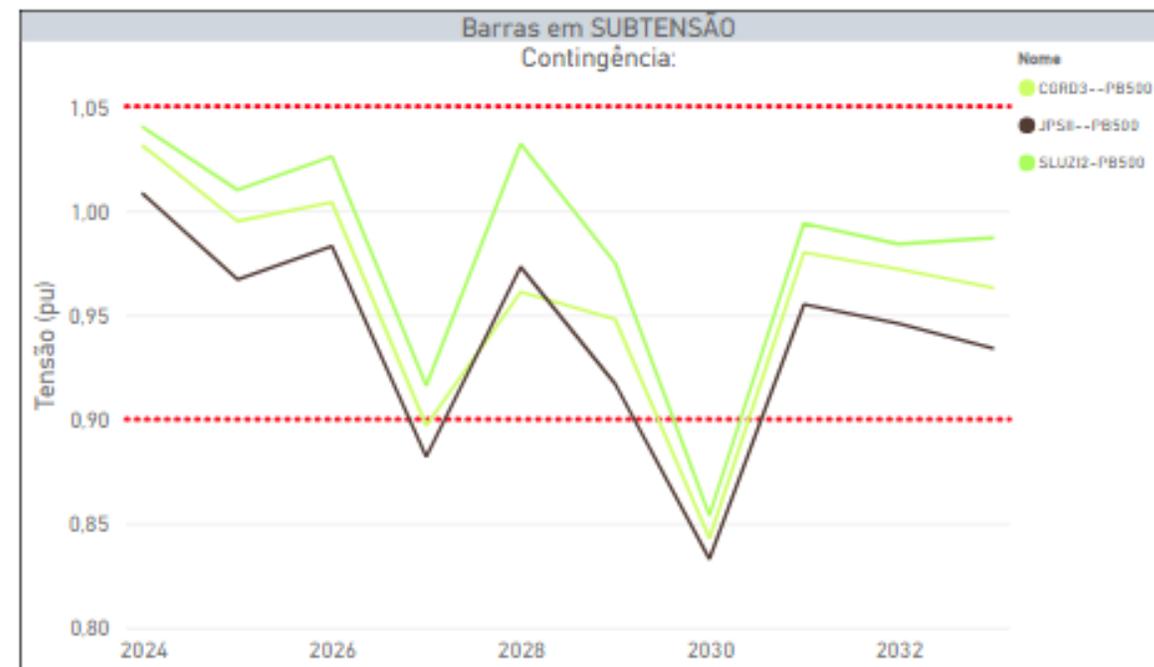
# Pontos de Destaque – Paraíba



- ✓ Subtensão nas SEs 500kV Campina Grande III, João Pessoa II e Santa Luzia II na contingência da LT 500kV Campina Grande III – C. Mirim II, patamar de carga médio, CEN 2



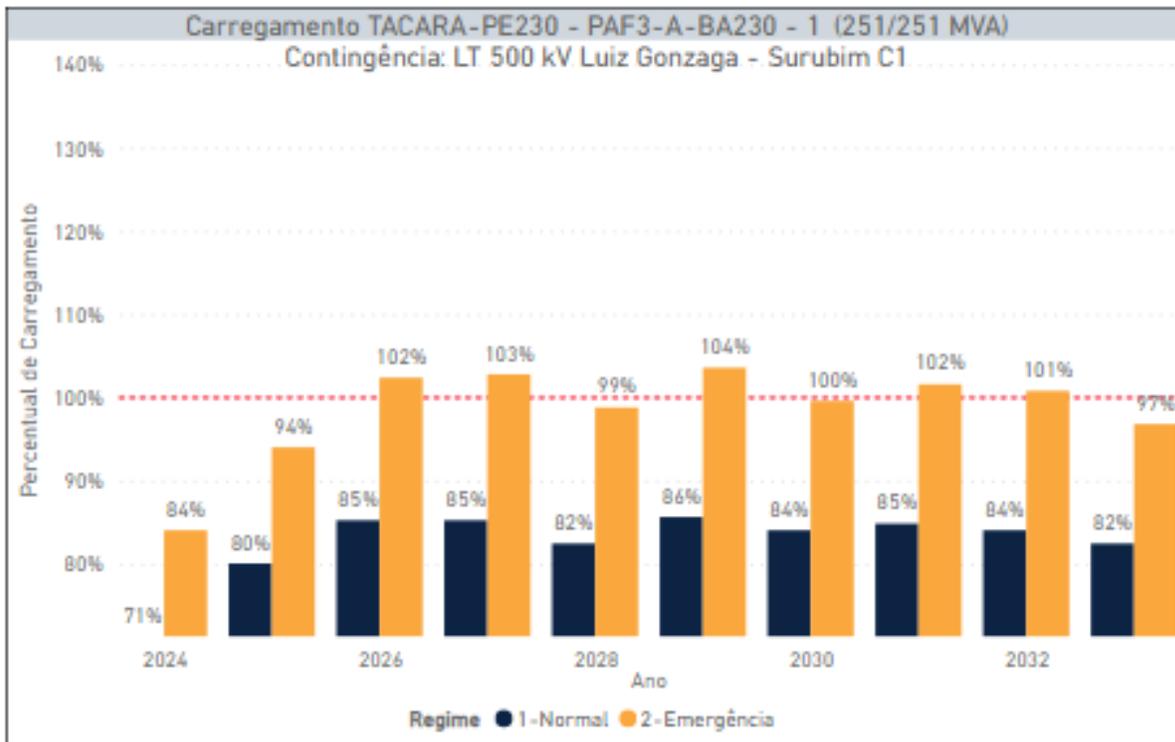
- ✓ Subtensão nas SEs 500kV Campina Grande III, João Pessoa II e Santa Luzia II na contingência da LT 500kV Campina Grande III – Pau Ferro II, patamar de carga média, CEN 2



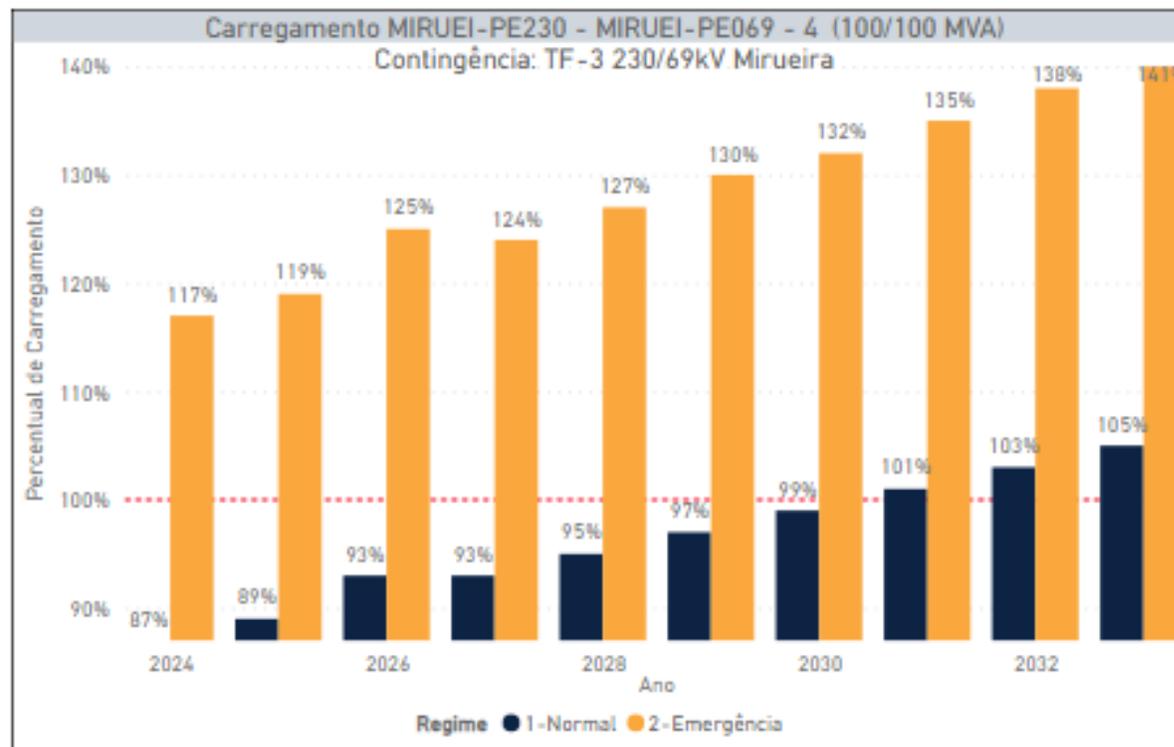
# Pontos de Destaque – Pernambuco



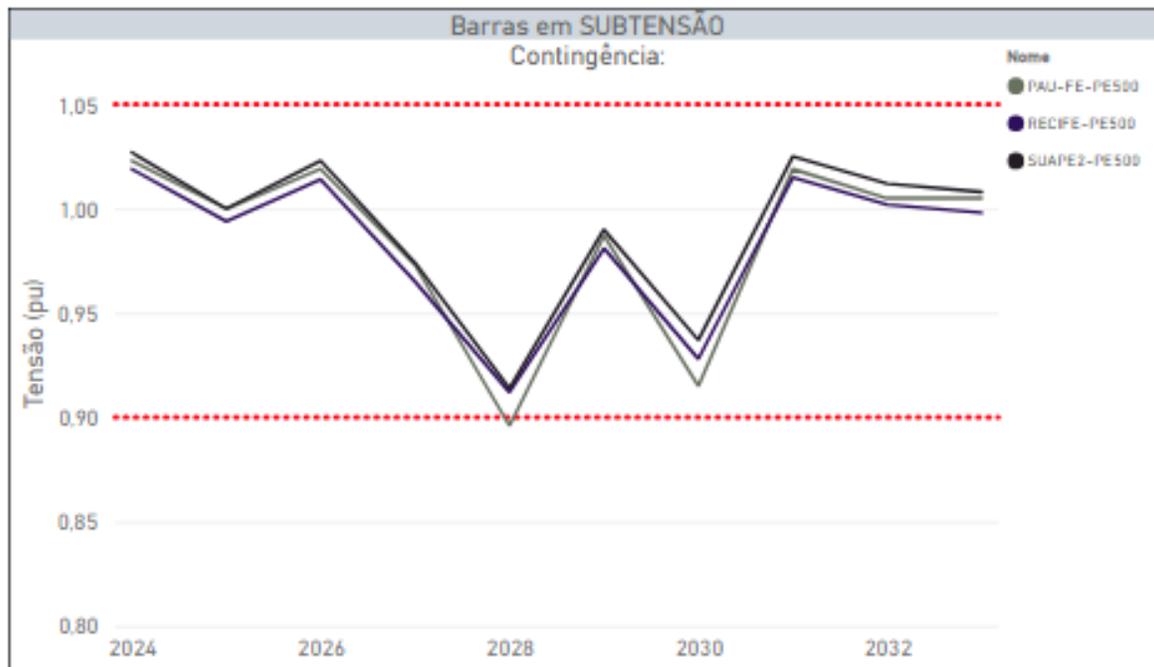
- ✓ Sobrecarga na LT 230kV Tacaratu – Paulo Afonso 3 na contingência da LT 500kV Luiz Gonzaga – Surubim, patamar de carga média, CEN 2



- ✓ Sobrecarga na transformação 230/69kV da SE Mirueira na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga média



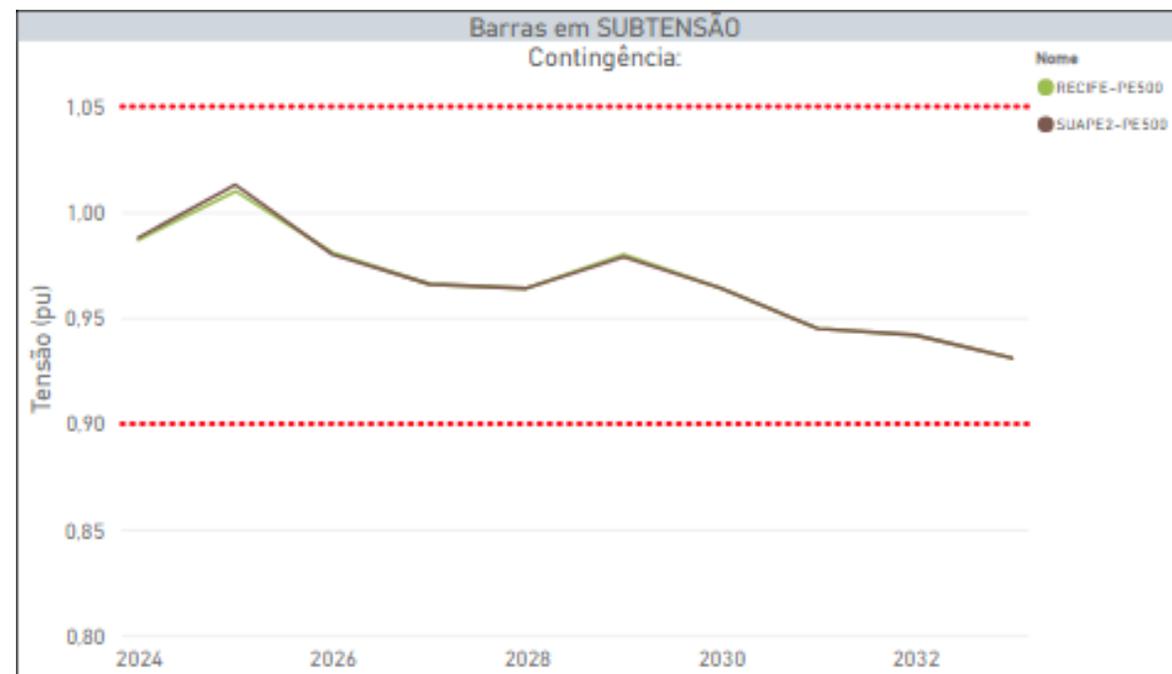
# Pontos de Destaque – Pernambuco



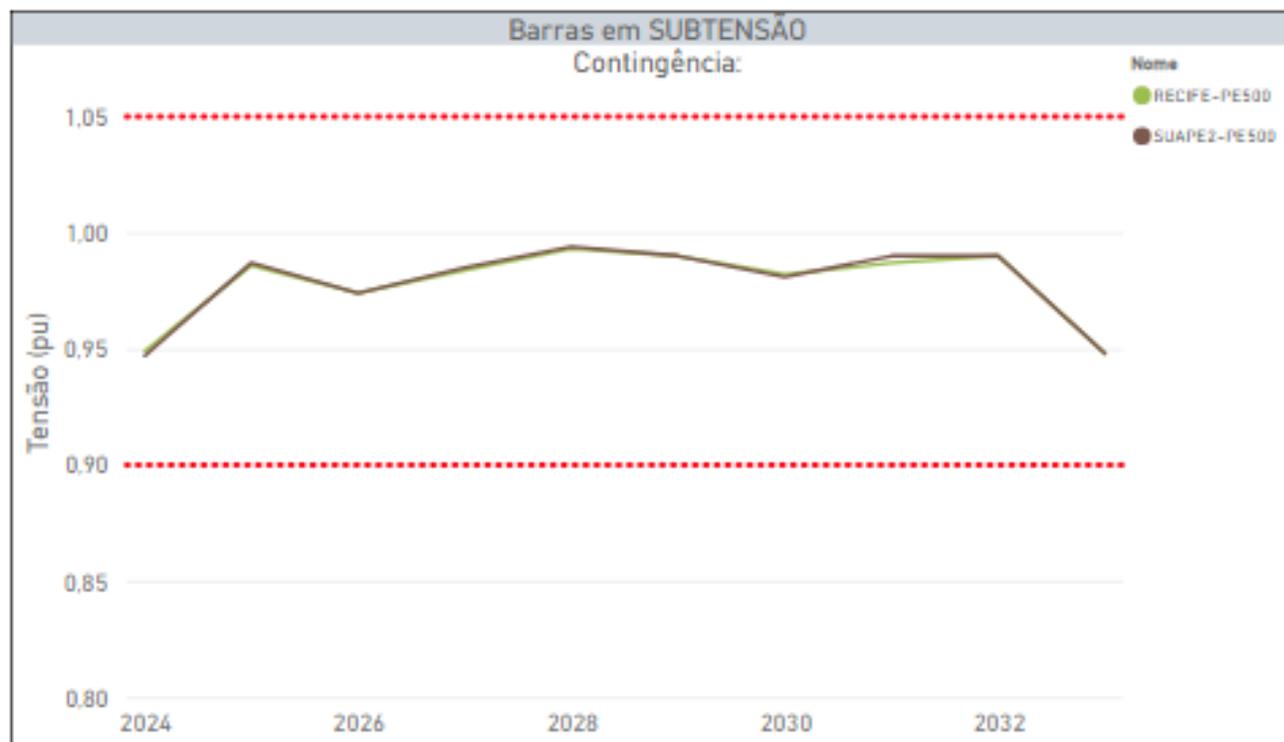
✓ Subtensão nas SEs 500kV Pau Ferro, Recife, Suape II na contingência da LT 500kV Campina Grande III – Pau Ferro, patamar de carga médio, CEN 2



✓ Subtensão nas SEs 500kV Recife e Suape II na contingência da LT 500kV Xingó – Messias, patamar de carga pesada, CEN 3

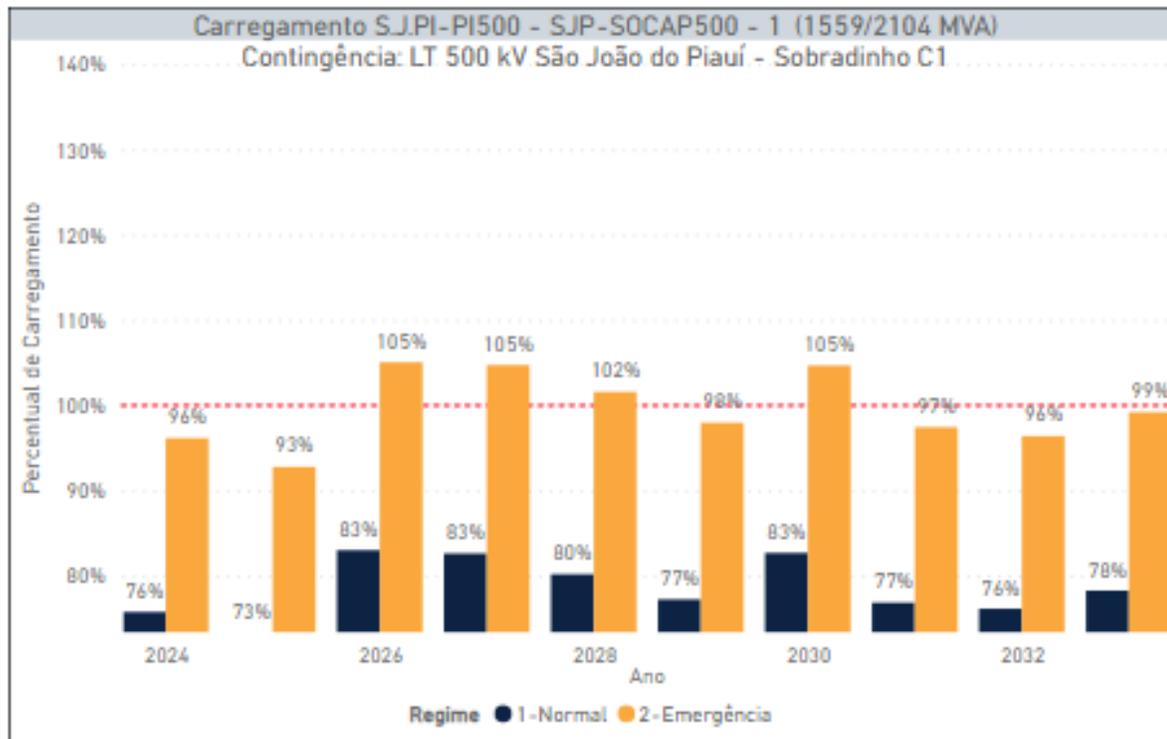


# Pontos de Destaque – Pernambuco



- ✓ Subtensão nas SEs 500kV Recife e Suape II na contingência da LT 500kV Angelim II – Suape II, patamar de carga pesada, CEN 3

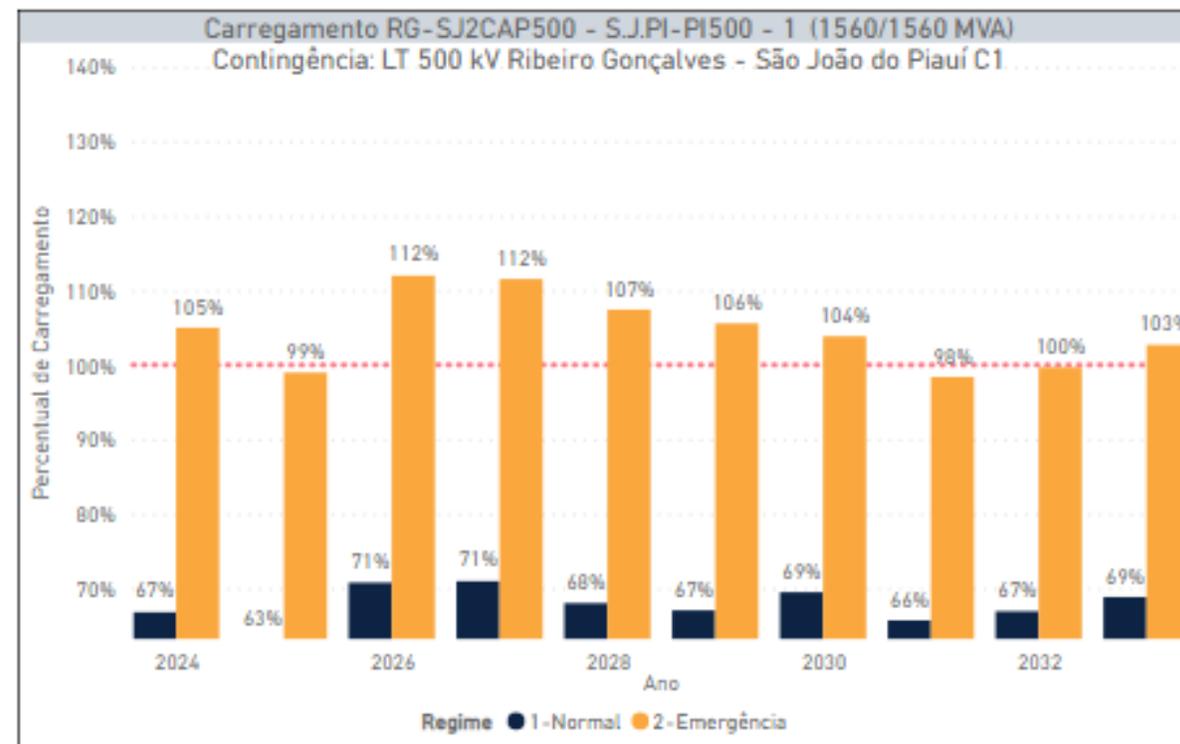
# Pontos de Destaque – Piauí



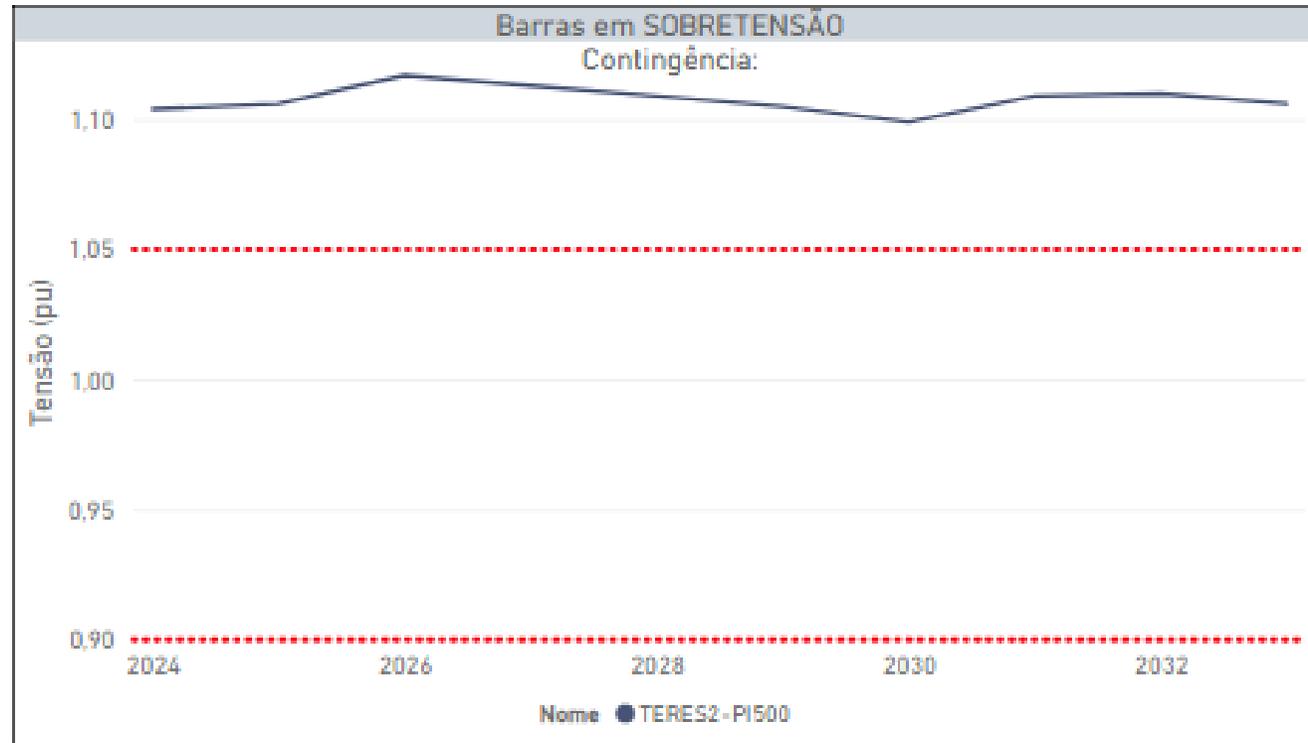
✓ Sobrecarga no BCS da LT 500kV S.J.Piauí – Sobradinho C2 na contingência do C1, patamar de carga pesada, CEN 3



✓ Sobrecarga no BCS da LT 500kV S.J.Piauí – Ribeiro Gonçalves C2 na contingência do C1, patamar de carga pesada, CEN 3



# Pontos de Destaque – Piauí

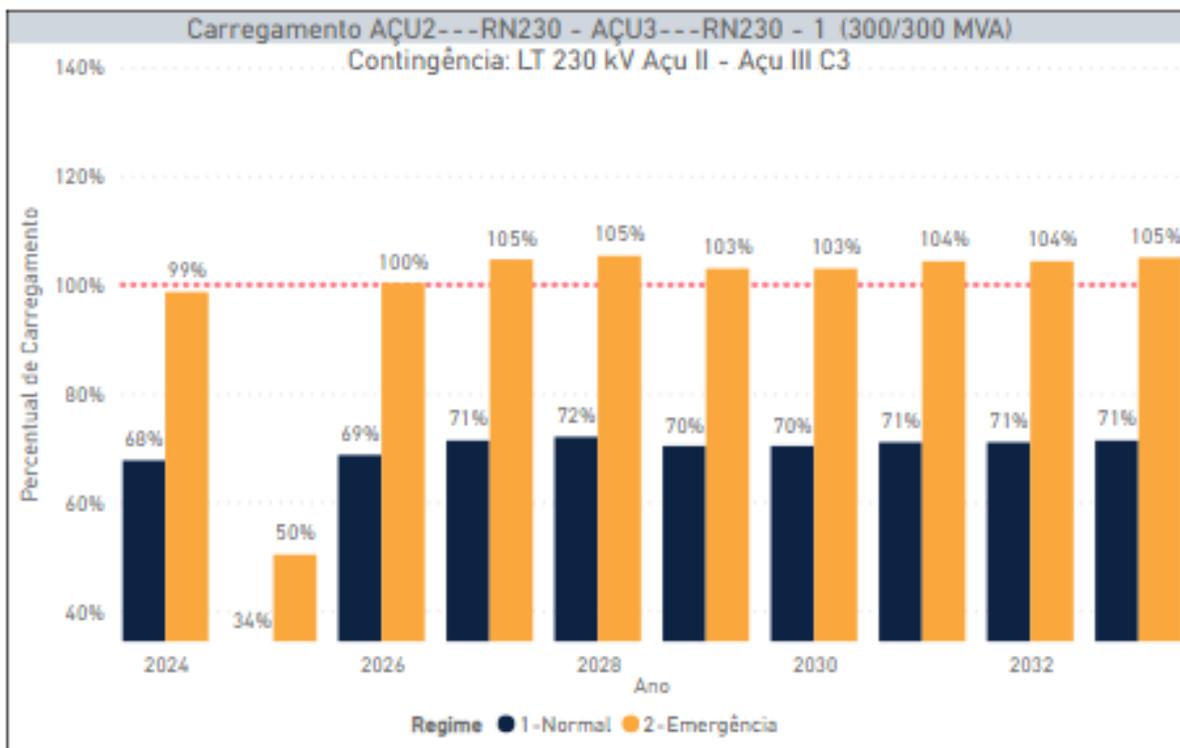


- ✓ Sobretensão na SE 500kV Teresina II em regime normal de operação, patamar de carga mínima, CEN 4

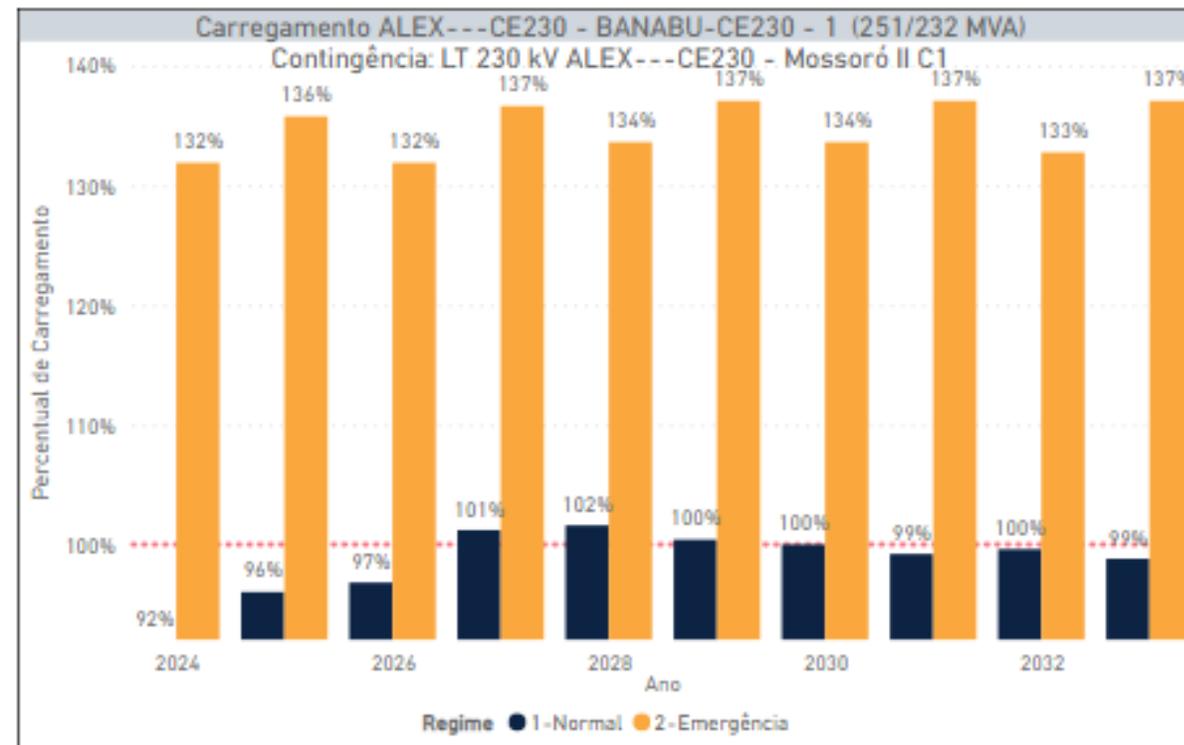
# Pontos de Destaque – Rio Grande do Norte



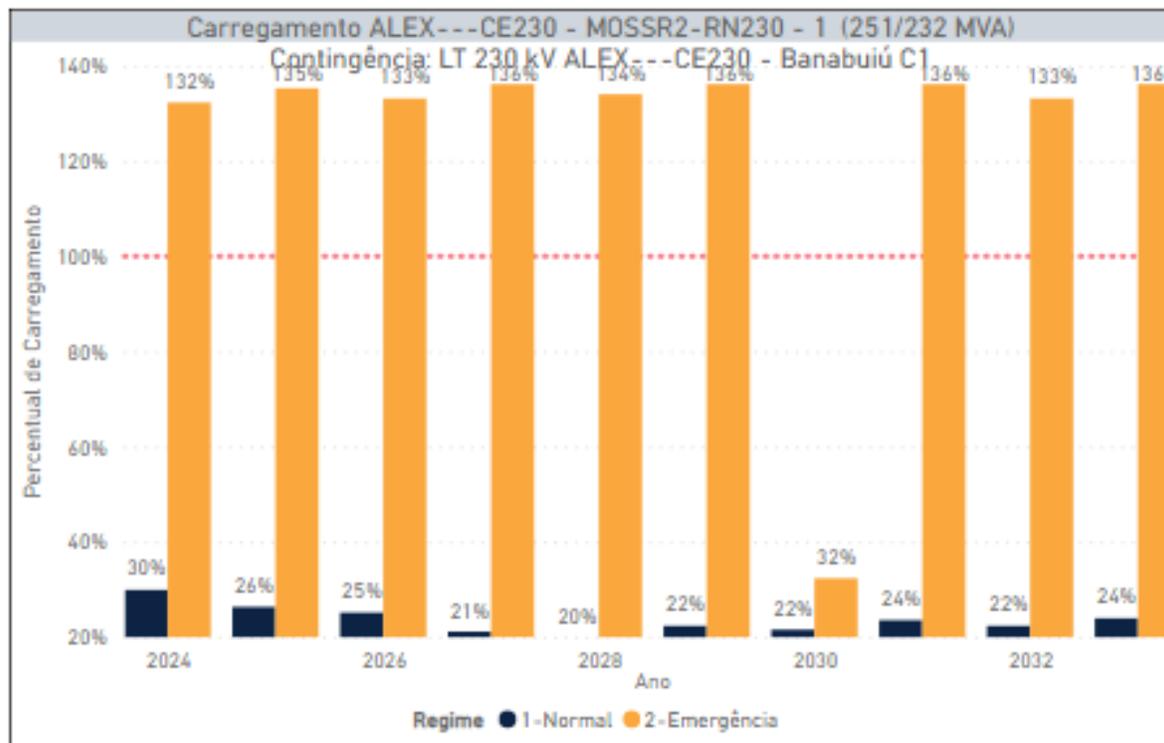
- ✓ Sobrecarga na LT 230kV Açú II – Açú III C1 na contingência do C3, patamar de carga média, CEN 2



- ✓ Sobrecarga na LT 230kV Alex - Banabuiú na contingência da LT 230kV Alex – Mossoró II, patamar de carga média, CEN 2



# Pontos de Destaque – Rio Grande do Norte

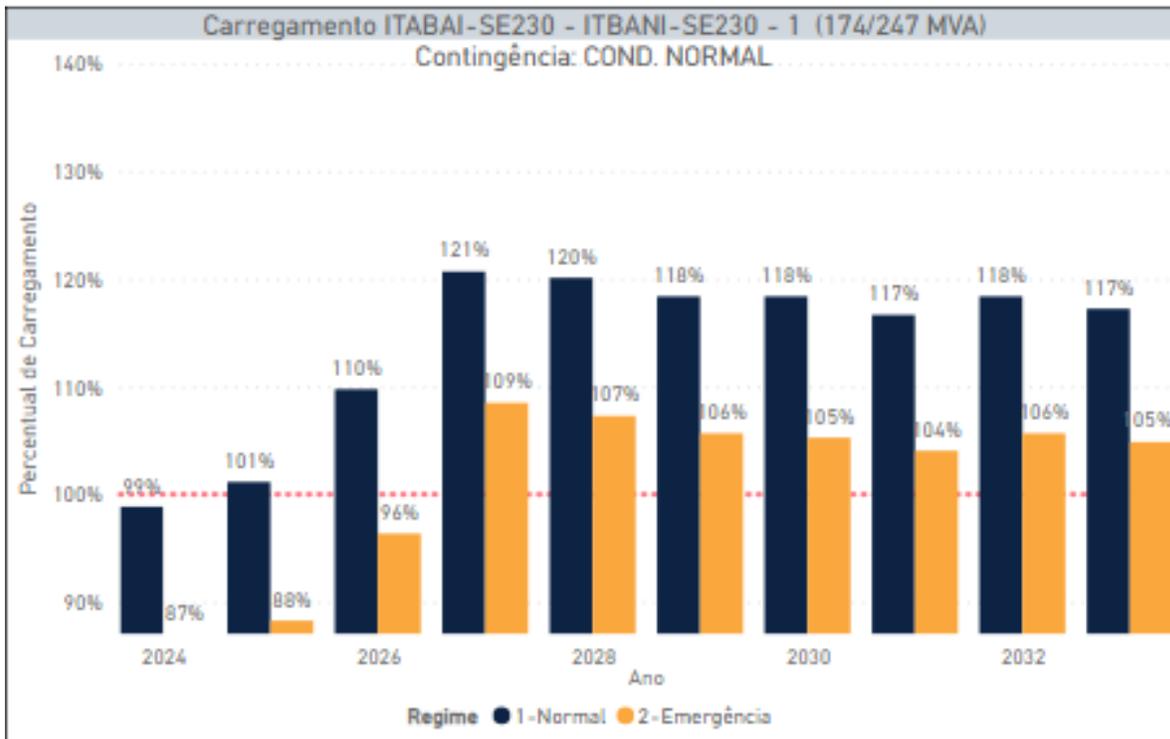


- ✓ Sobrecarga na LT 230kV Alex – Mossoró II na contingência da LT 230kV Alex – Banabuiú, patamar de carga média, CEN 2

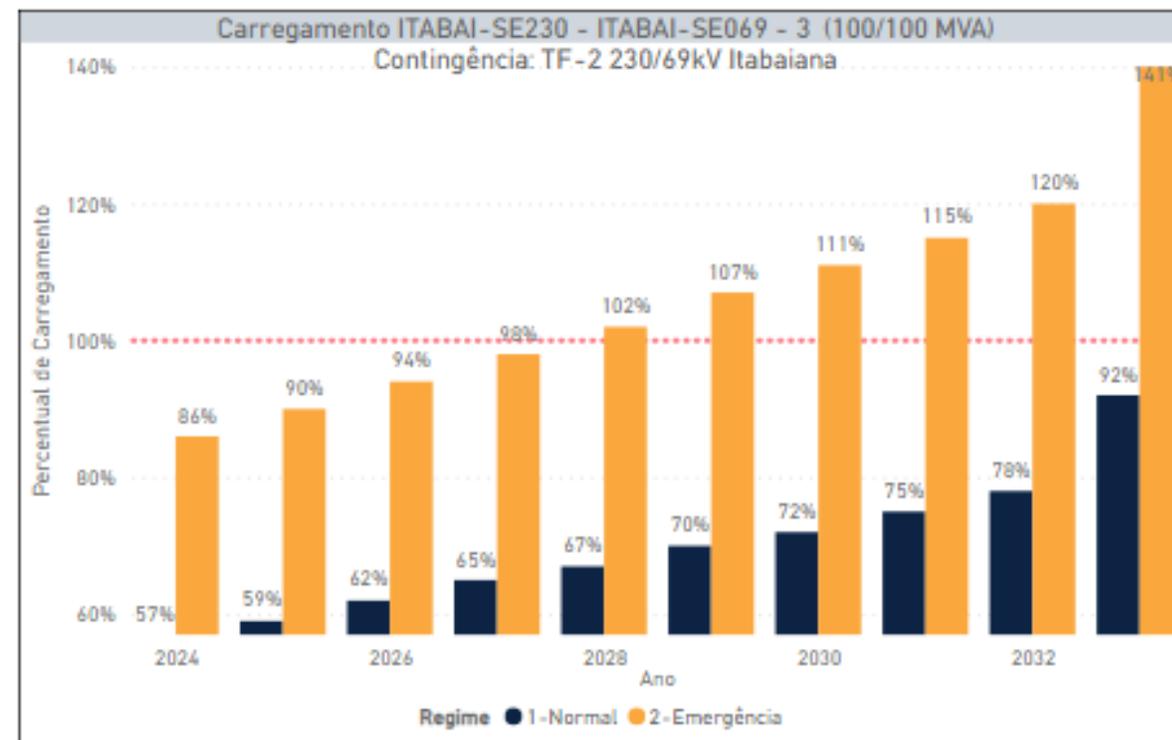
# Pontos de Destaque – Sergipe



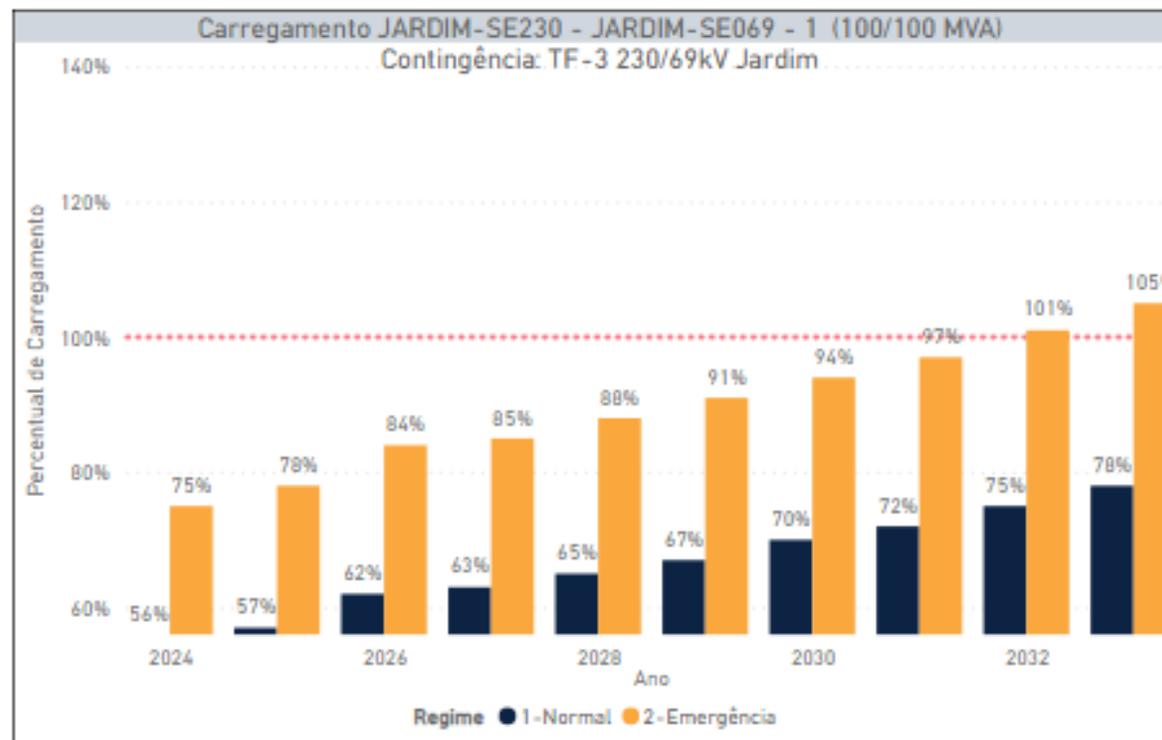
- ✓ Sobrecarga na LT 230kV Itabaiana – Itabaianinha em condição normal de operação, patamar de carga pesada, CEN 1



- ✓ Sobrecarga na transformação 230/69kV da SE Itabaiana na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga média



# Pontos de Destaque – Sergipe



- ✓ Sobrecarga na transformação 230/69kV da SE Jardim na contingência de uma das unidades transformadoras, patamar de carga média

## Carregamento em transformações de Fronteira

Sobral II 230/69 kV (2032)

Delmiro Gouveia 230/69 kV (2032)<sup>2</sup>

Coremas II 230/69 kV (2024)<sup>1</sup>

Irecê 230/138 kV (2024)

Irecê 230/69 kV (2026)

Mussurê II 230/69 kV (2029)

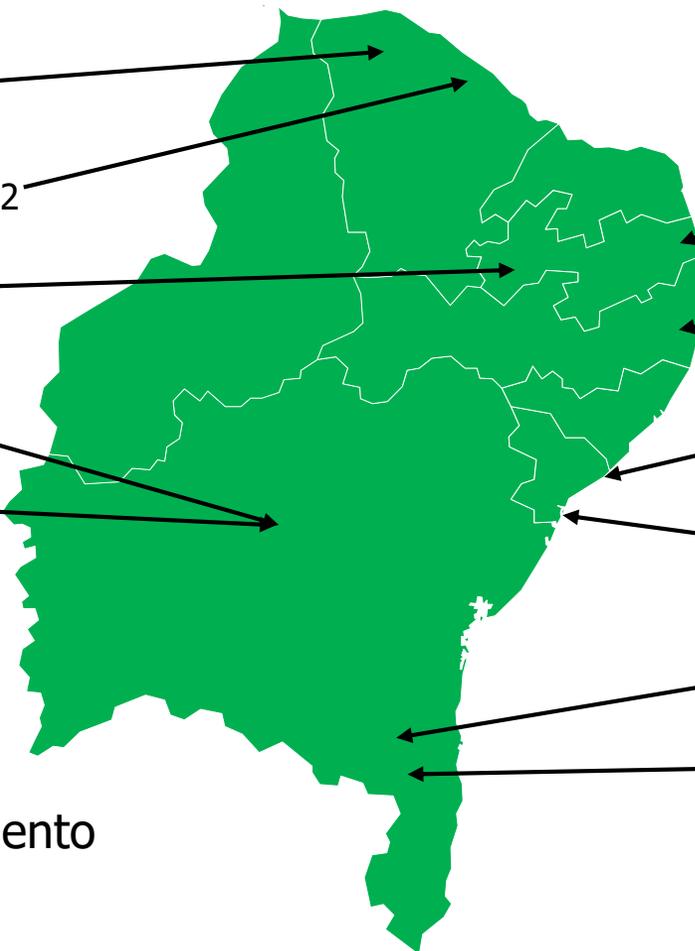
Mirueira 230/69 kV (2024)<sup>2</sup>

Jardim 230/69 kV (2032)<sup>3</sup>

Itabaiana 230/69 kV (2028)<sup>3</sup>

Ibicoara 230/138 kV (2029)

Poções II 230/138 kV (2024)



1) Solução de planejamento em andamento

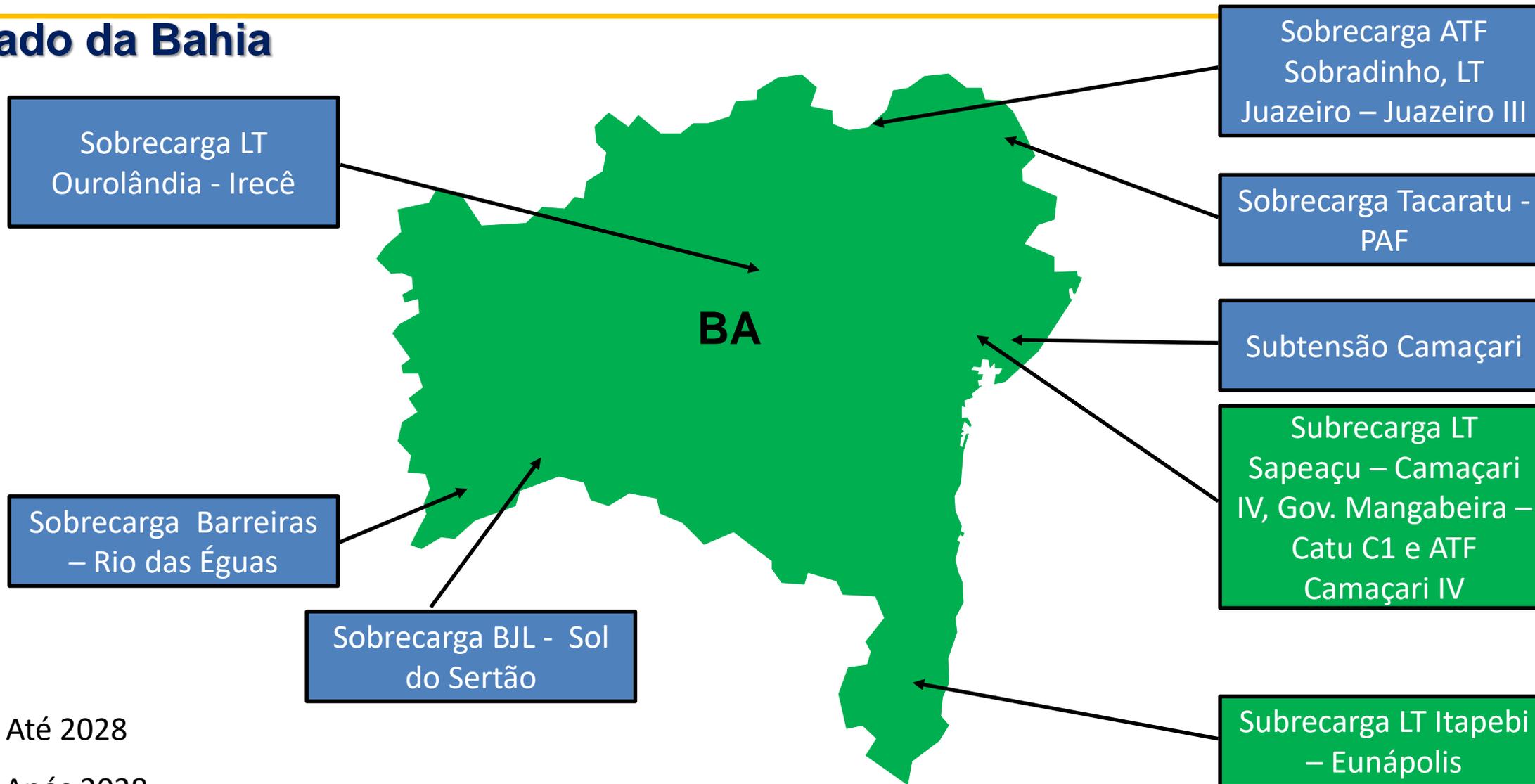
2) Remanejamento de cargas previsto

3) Solução de planejamento já avaliada

# Pontos de Destaque – Resumo



## Estado da Bahia



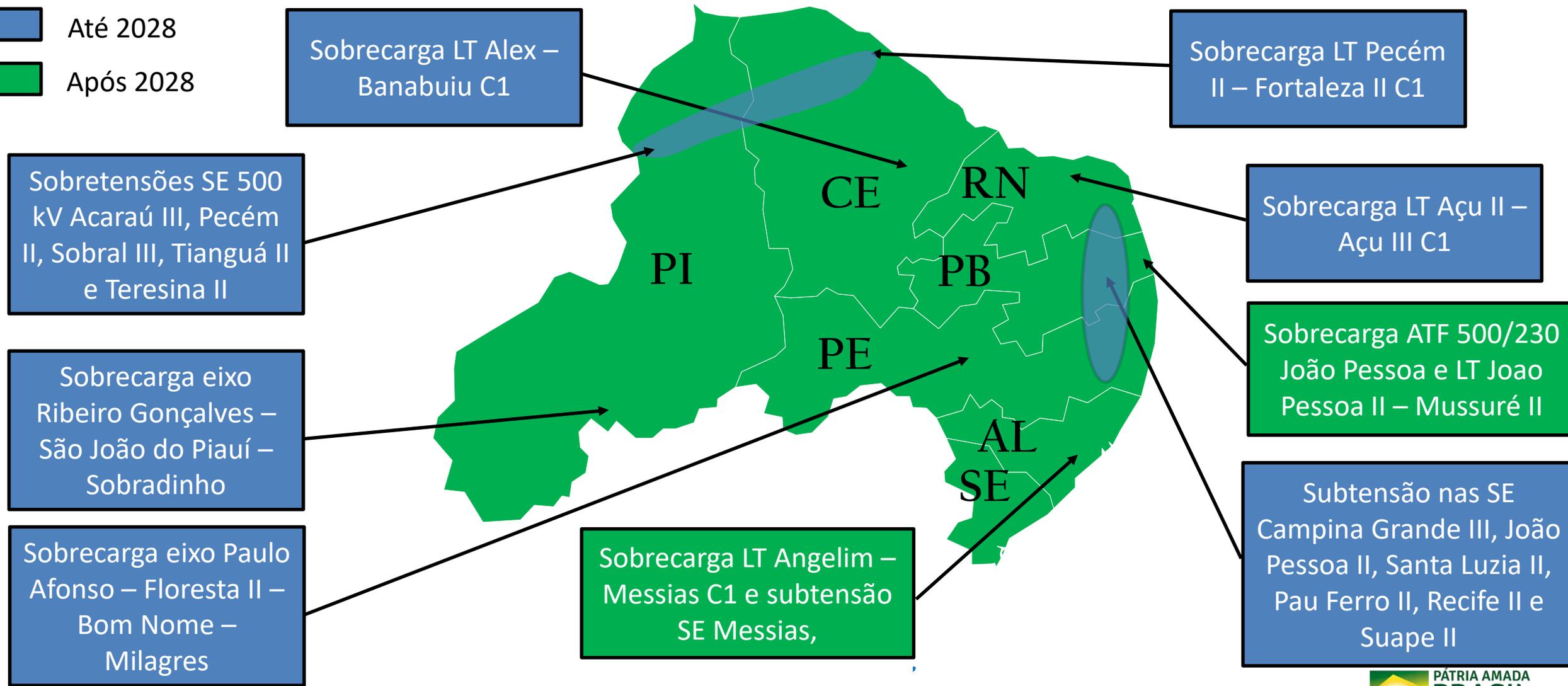
- Até 2028
- Após 2028

# Pontos de Destaque – Resumo



## Estados PI-CE-RN-PB-PE-AL-SE

- Até 2028
- Após 2028





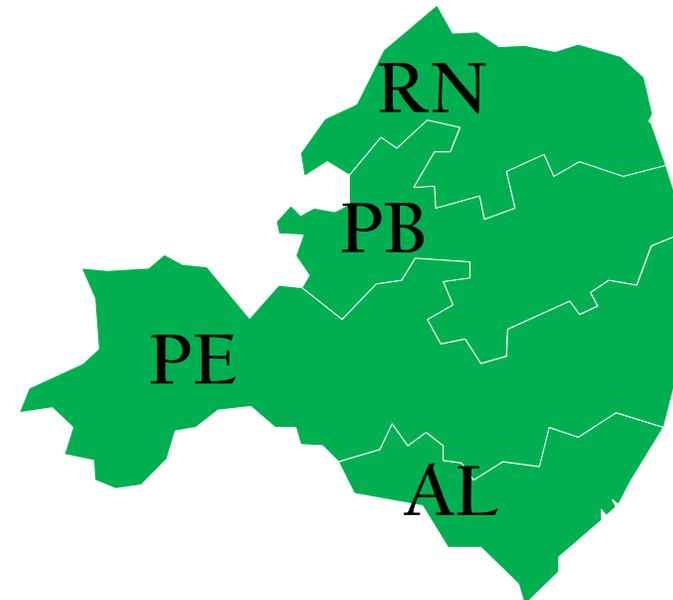
# Estudos Realizados e Previsão de Estudos

## EPE-DEE-NT-049/2020-rev0 - Avaliação de compensação reativa na Área Leste da região Nordeste

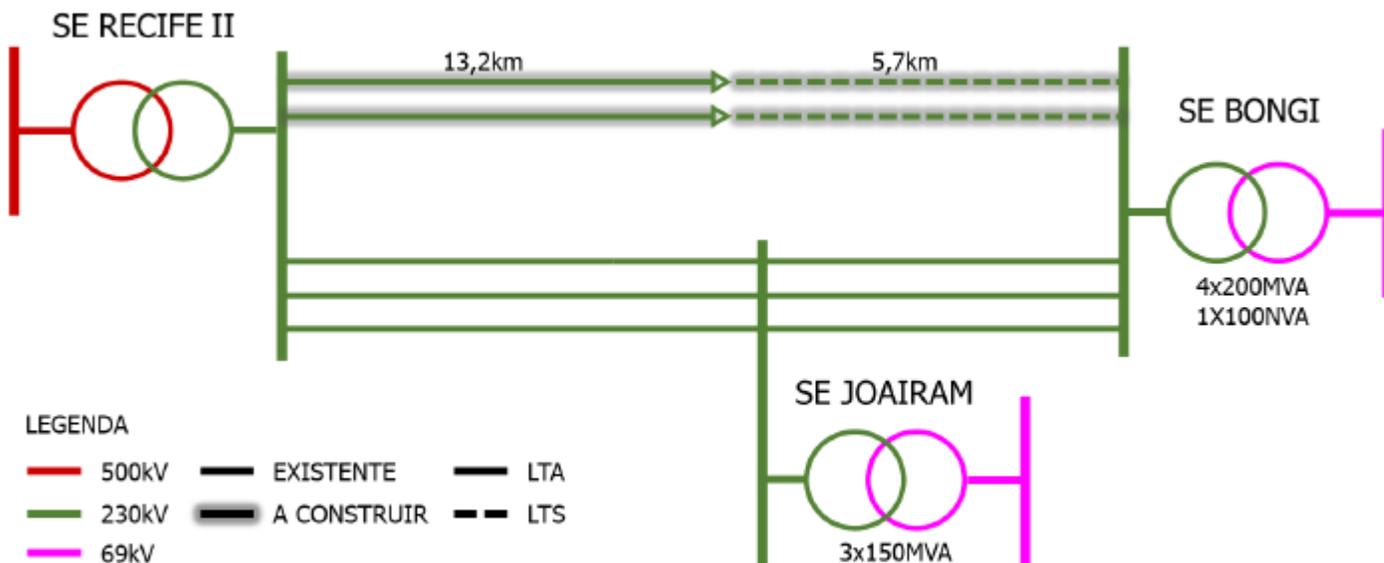
### Recomendações:

- 2º Reator de Barra (150 Mvar) na SE Campina Grande III
- 2º e 3º Reatores de Barra (150 Mvar) na SE Garanhuns II
- 2º Reator de Barra (180 Mvar) na SE Pau Ferro
- 2º Reator de Barra (150 Mvar) na SE Angelim II

- Emissão solução: **setembro/20**
- Status: **A outorgar**
- Investimentos: **R\$ 125 milhões**



## EPE-DEE-RE-023/2020-rev0 - Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Recife



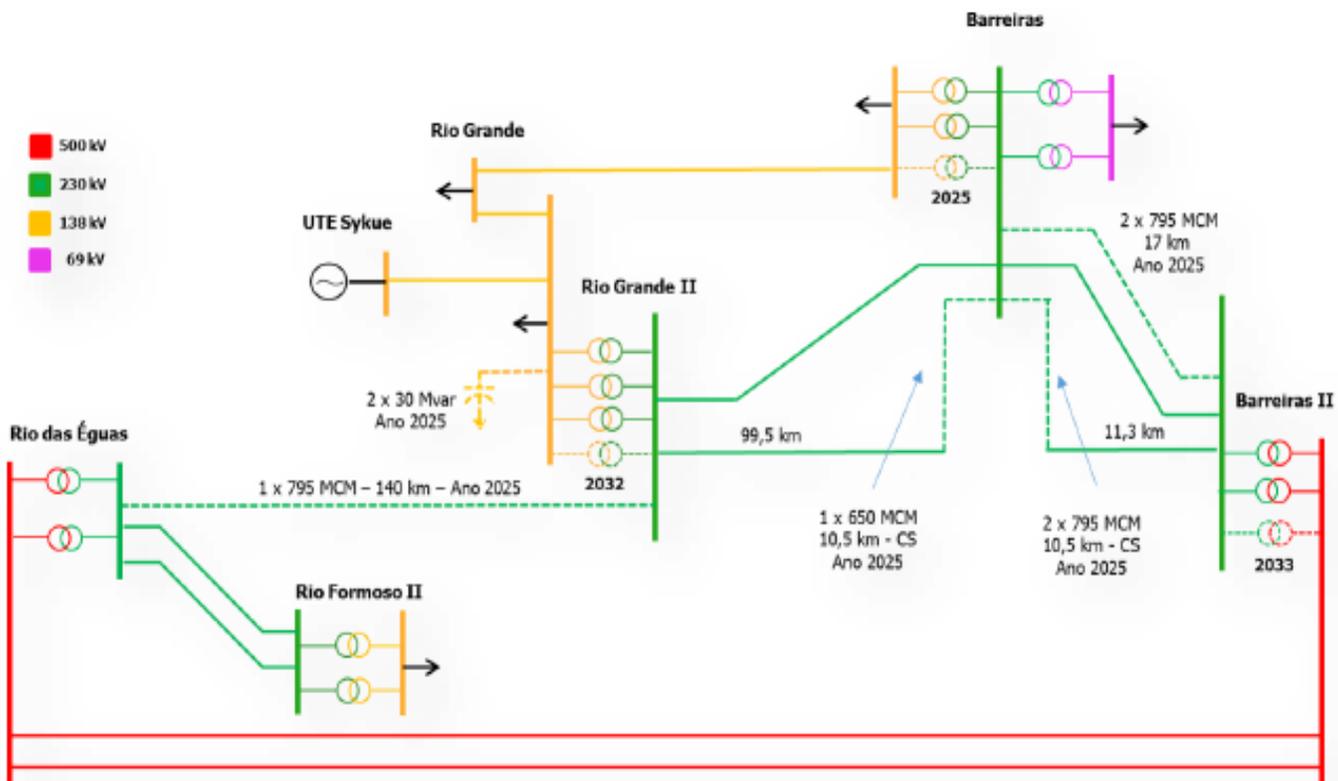
- Emissão solução: **setembro/20**
- Status: **A outorgar**
- Data de necessidade: **janeiro/28**
- Investimentos: **R\$ 115,9 milhões**
- Empregos diretos<sup>1</sup>: **230**

### Recomendações:

- LT 230kV Recife II – Bongi, 18,9km CD (Trecho aéreo 13,2km, trecho subterrâneo 5,7km)

<sup>1</sup>Modelo de Geração de Empregos do BNDES – base anual

## EPE-DEE-RE-026/2020-rev0 - Estudo de Atendimento à Região de Barreiras



### Recomendações:

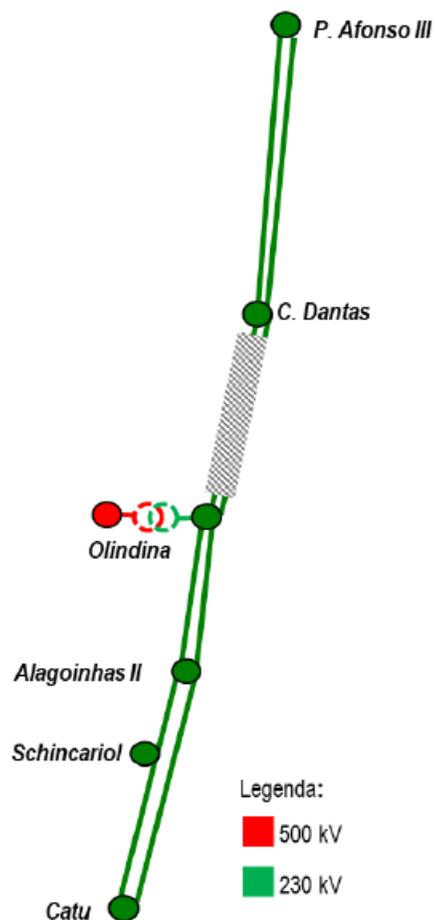
- Secc (cs) LT 230kv Barreiras II – Rio Grande II, na se Barreiras, 10km
- LT 230kv Barreiras II – Barreiras C3; 17km
- LT 230kv Rio das Éguas – Rio Grande II, 140km
- Ampliação da transformação das SEs Barreiras e Rio Grande II.
- Emissão solução: **setembro/20**
- Status: **Leilão de Dez/21**
- Data de necessidade: **janeiro/25**
- Investimentos: **R\$ 246,3 milhões**
- Empregos diretos<sup>1</sup>: **500**

<sup>1</sup>Modelo de Geração de Empregos do BNDES – base anual

## EPE-DEE-RE-062/2020-rev0 - Estudo de Escoamento na Região Nordeste da Bahia

### Recomendações:

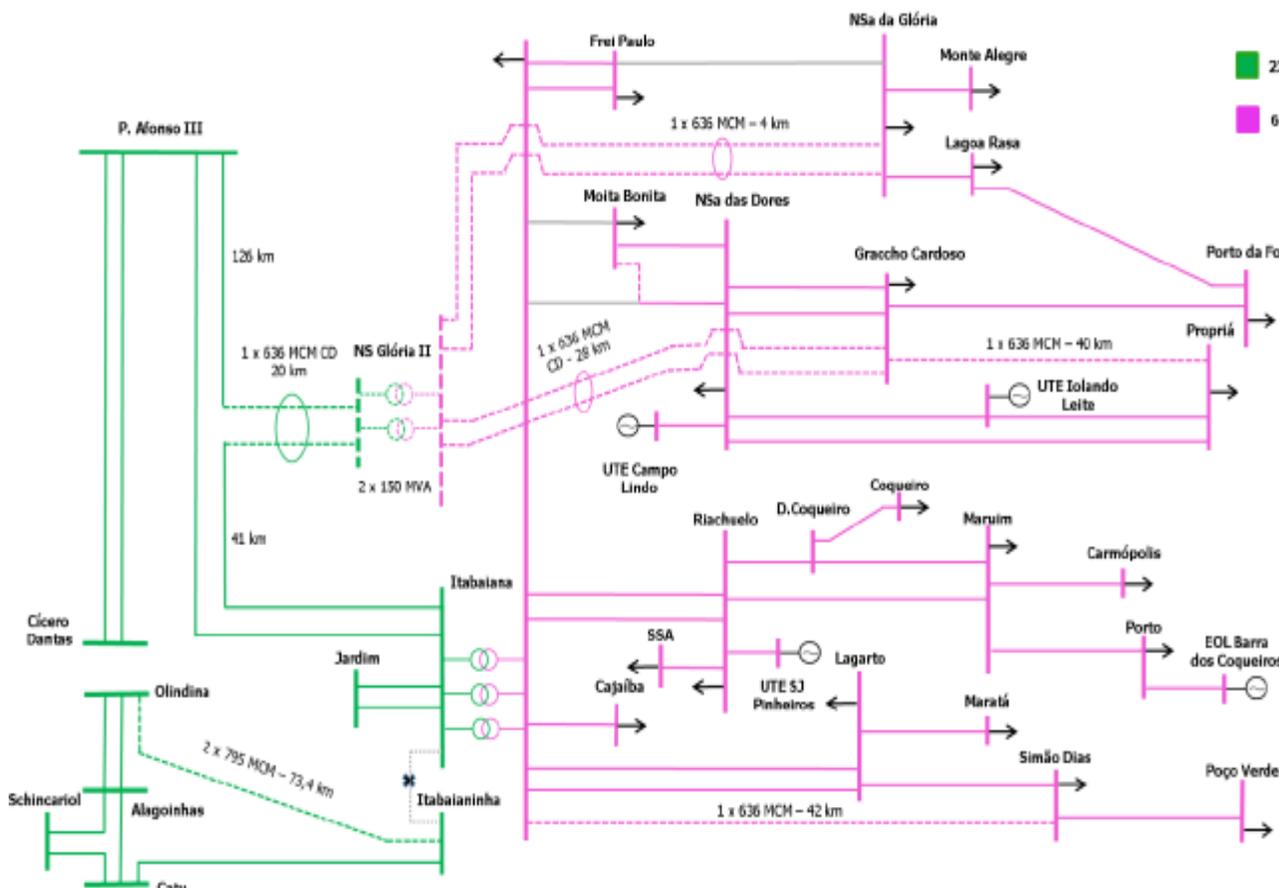
- Seccionamento da LT 230 kV Olindina – Catu C1 na SE Alagoinhas II
- 1º ATR 500/230 kV – 450 MVA – SE Olindina
- Emissão solução: **novembro/20**
- Status: **Leilão de Dez/21**
- Data de necessidade: **janeiro/26**
- Investimentos: **R\$ 96,1 milhões**
- Empregos diretos<sup>1</sup>: **190**



<sup>1</sup>Modelo de Geração de Empregos do BNDES – base anual

## EPE-DEE-RE-024/2021-rev0 - Estudo de Atendimento às Cargas da Subestação Itabaiana

### Recomendações:



- SE 230/69kV Nossa Senhora da Glória II (2 x 150MVA)
- Secc. LT 230kV Paulo Afonso III – Itabaiana C2
- LT 230kV Olindina – Itabaianinha
- Ampliações em Itabaiana e Itabaianinha
- Emissão solução: **junho/21**
- Status: **A outorgar**
- Data de necessidade: **janeiro/25**
- Investimentos: **R\$ 301 milhões**
- Empregos diretos<sup>1</sup>: **600**

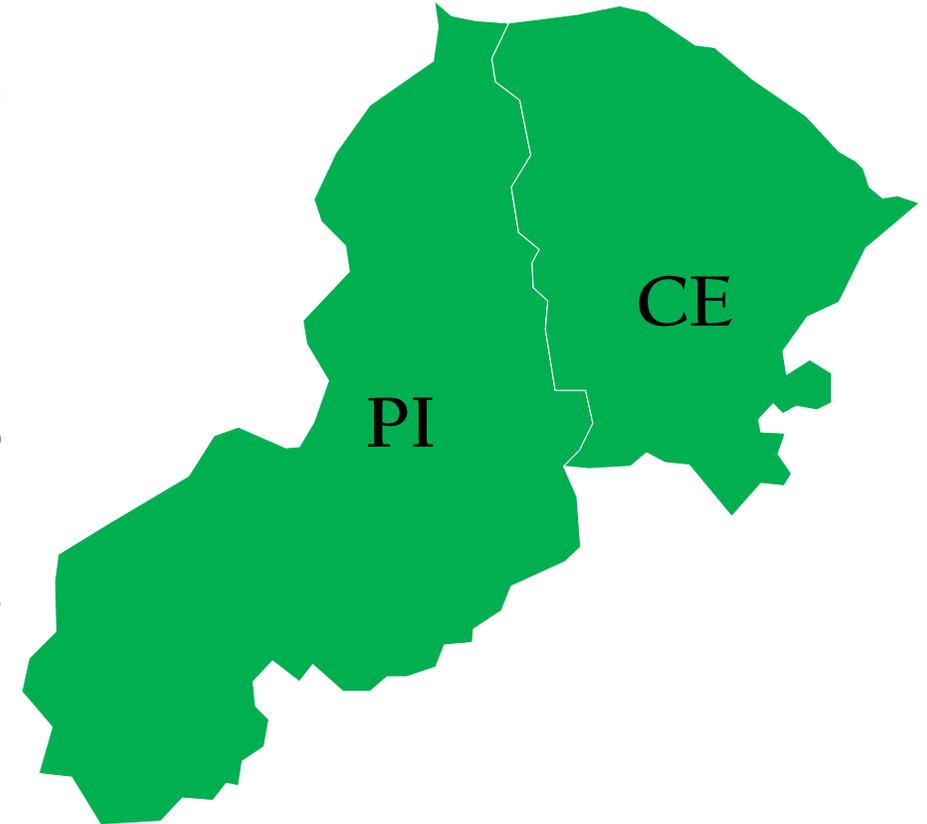
<sup>1</sup>Modelo de Geração de Empregos do BNDES – base anual



## Estudos Em Andamento

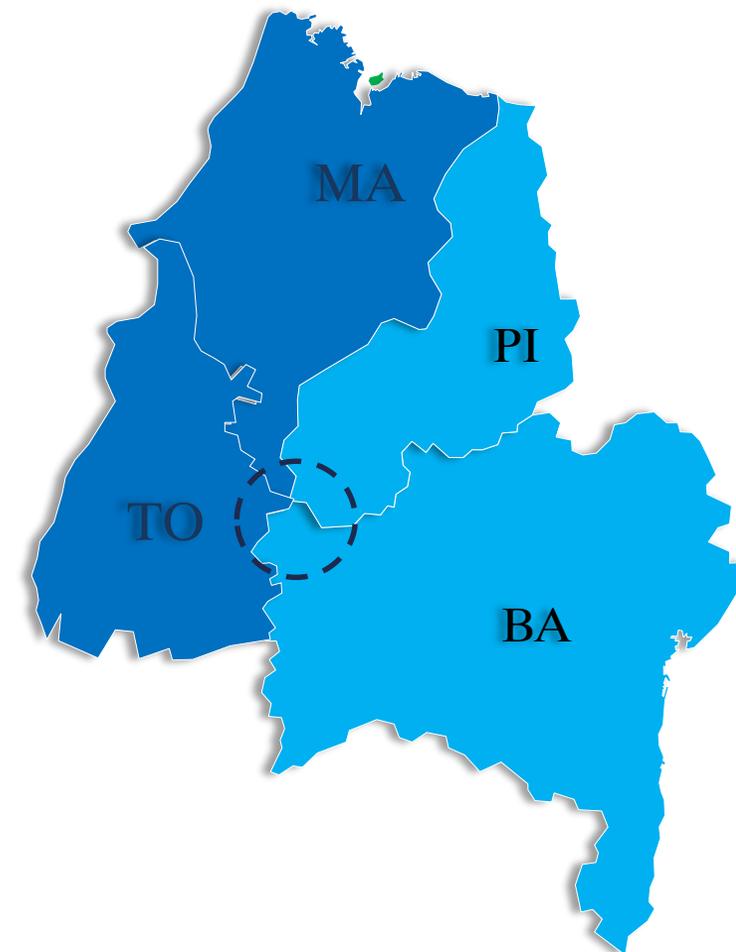
## Avaliação do controle de tensão das regiões Norte e Nordeste

- Avaliação do controle de tensão no sistema de transmissão das regiões Norte e Nordeste.
- **Complementação dos seguintes estudos:**
- EPE-DEE-NT-049/2020-rev0 - Avaliação de compensação reativa na área leste da região Nordeste
- EPE-DEE-RE-022/2021-rev0 – “Estudo de Suprimento às Regiões de Açailândia, Buriticupu, Vitorino Freire (MA) e Dom Eliseu (PA)”.
- Previsão de emissão: **Agosto/21**



## Atendimento à Região Oeste da Bahia (MA-TO-PI-BA)

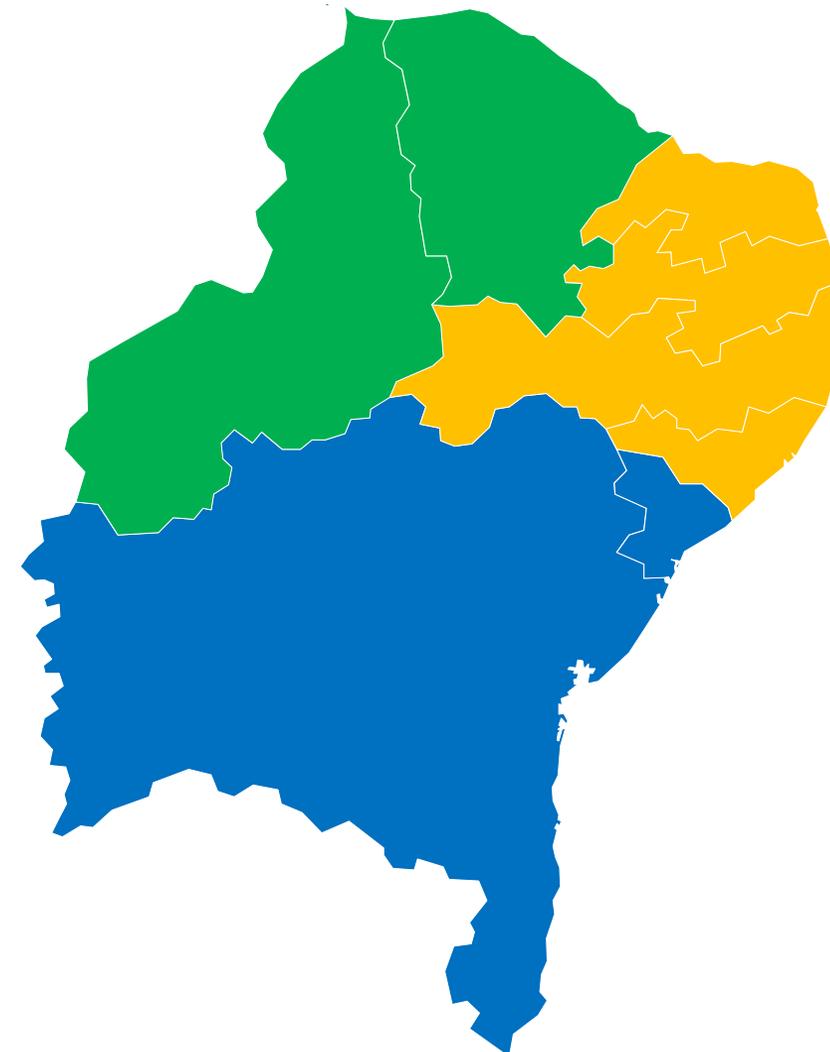
- ✓ Prover um adequado atendimento à região Oeste do estado da Bahia e regiões nas divisas com os estados do Pará, Tocantins e Piauí, que atualmente contam com subestações de fronteira distantes dos novos polos de carga.
- ✓ Região com atividade econômica fortemente influenciada pelo cultivo de grãos e carga relacionada à irrigação
- ✓ Obras de Distribuição sendo avaliadas e possibilidade de um Novo Ponto de Suprimento.



Emissão solução: **A reprogramar junto ao MME**

## Estudos de Escoamento de Geração

1. Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste - Volume I - Área Sul
  2. Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste - Volume II - Área Norte
  3. Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste - Volume III - Área Leste
- Estudos visando viabilizar o escoamento da geração renovável das diversas áreas da região nordeste em sintonia com as expansões das interligações Norte, Nordeste e Sudeste.
  - Previsão de emissão: **março/22**

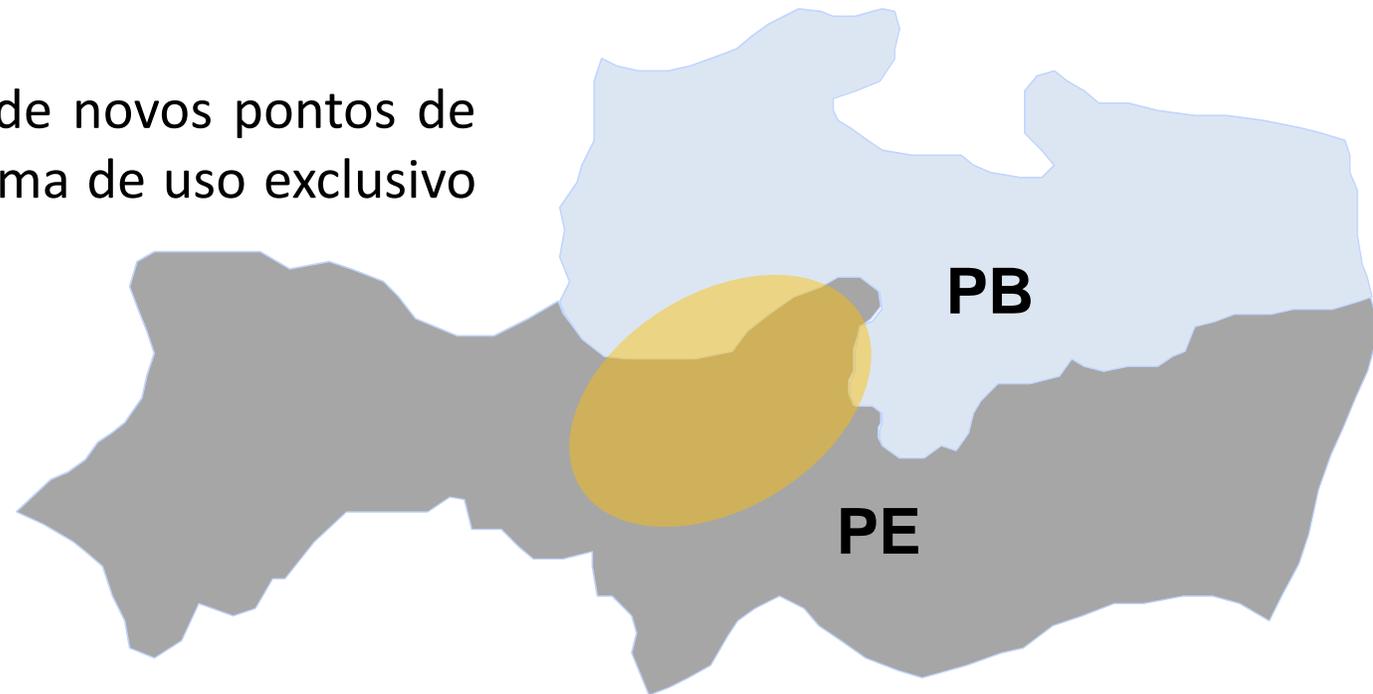




# Estudos Futuros

## Estudo de Atendimento Elétrico aos sertões de Pernambuco e da Paraíba

- ✓ Retomada da avaliação dos sistemas de Distribuição dada CELPE e ENERGISA para atendimento à carga e conexão de novas usinas.
- ✓ Avaliar a possibilidade de implantação de novos pontos de suprimento e possível utilização do sistema de uso exclusivo do PISF.



- Previsão de início: **a programar**

# Avaliação das condições de atendimento à região do Médio São Francisco – Polo Agroindustrial e bioenergético

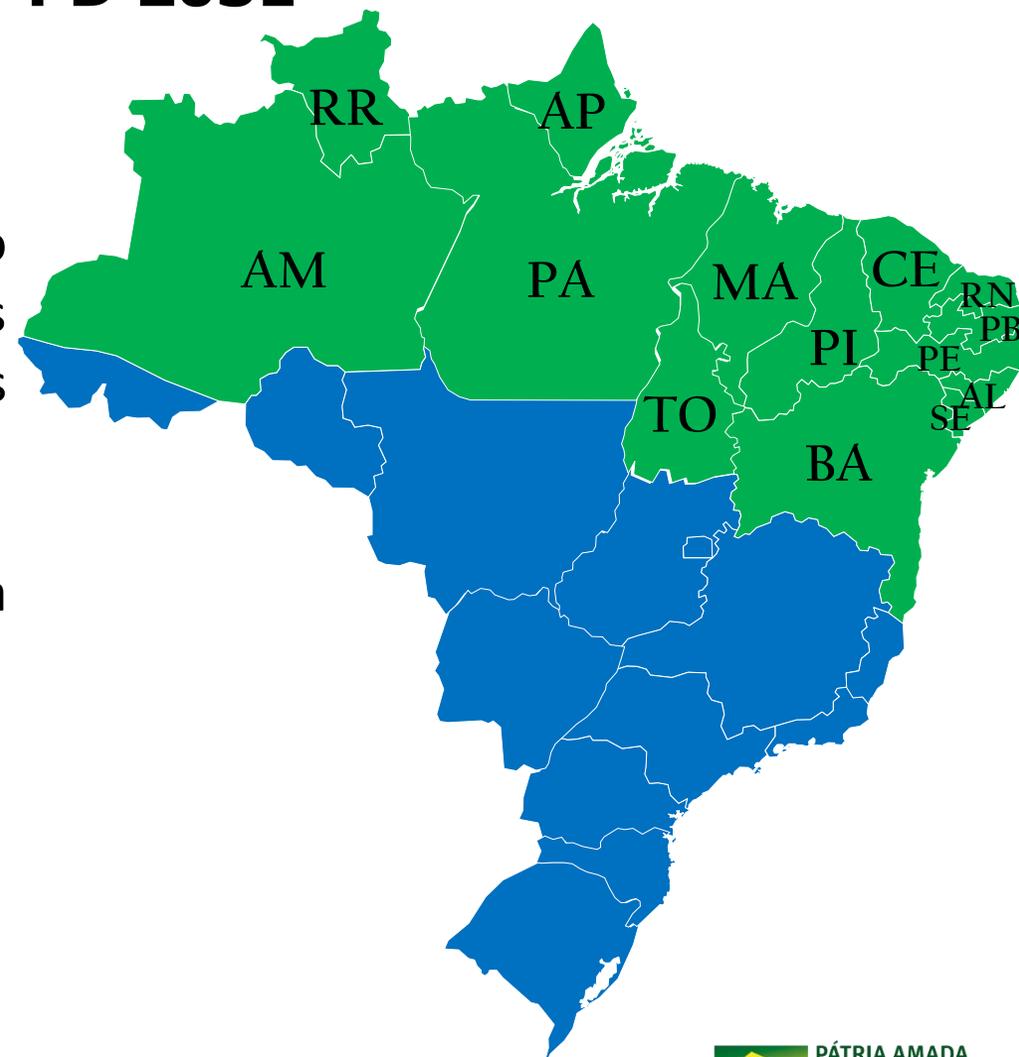
- ✓ Solicitação da COELBA para avaliação do atendimento à região do médio São Francisco, mais especificamente entre os municípios de Barra e Ibotirama.
- ✓ Além do crescimento de carga, há potenciais de geração renovável a biomassa e solar fotovoltaica.

- Previsão de início: **a programar**



## Diagnóstico das condições de atendimento – PD 2031

- ✓ Esse relatório objetiva avaliar o desempenho elétrico do sistema responsável por atender aos estados das Regiões Norte e Nordeste para prover um diagnóstico das condições de atendimento do sistema.
- ✓ Com o resultado desse diagnóstico, pode surgir a necessidade de realizar novos estudos de planejamento.



- Previsão de início: **out/21**



# Consultas dos Leilões de Energia



[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

GET Nordeste

Fatima Gama

Igor Chaves

Luiz Lorentz

Marcelo Henriques

Marcos Farinha

Paulo Araujo

Vinícius Martins

**Obrigado!**