



# Workshop - Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III

Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul

**EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA**

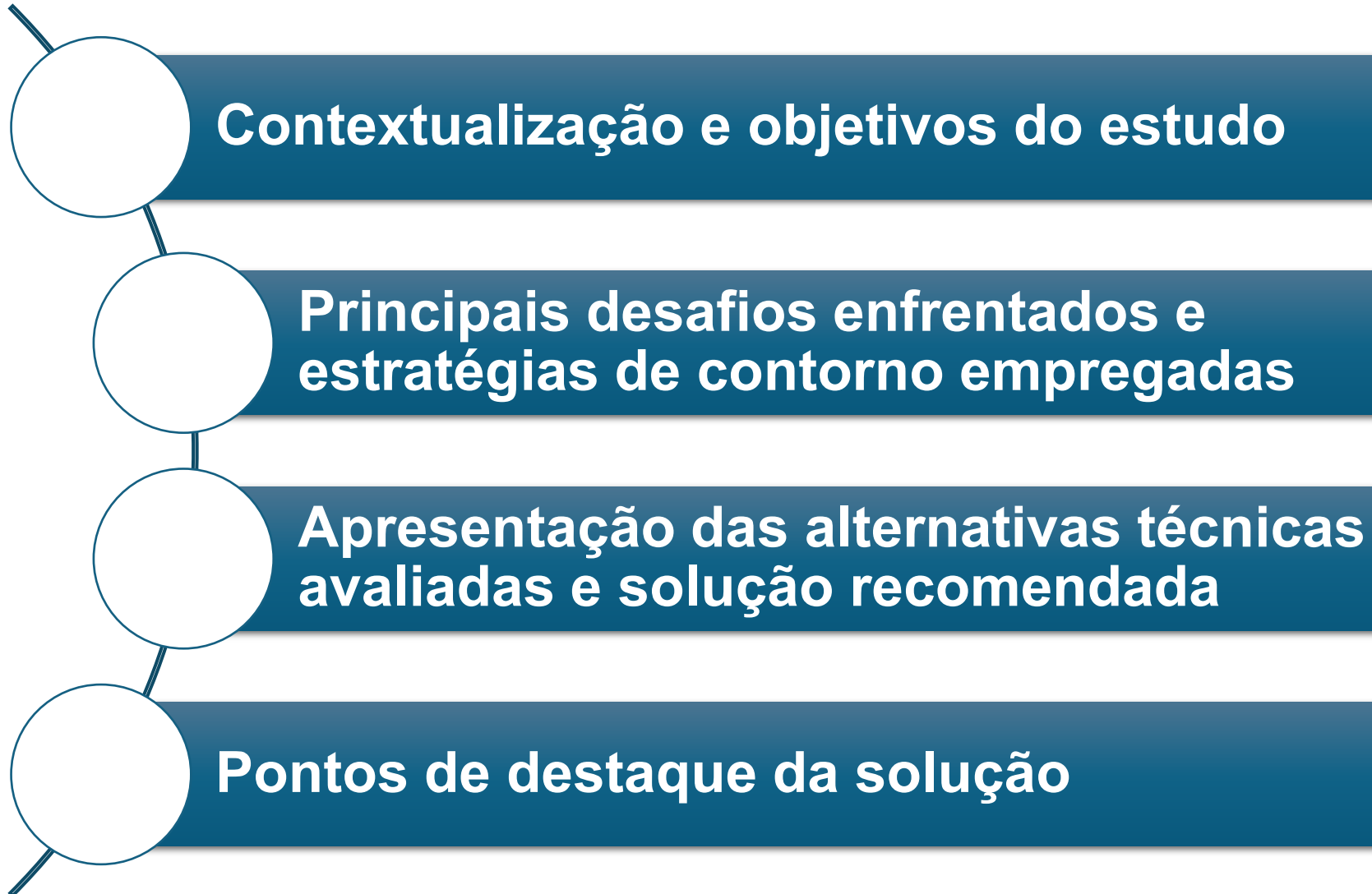


**Painel de  
Síntese da  
Solução**



**Visão Geral dos  
resultados do  
estudo**

# Sumário



# Contextualização e objetivos do estudo

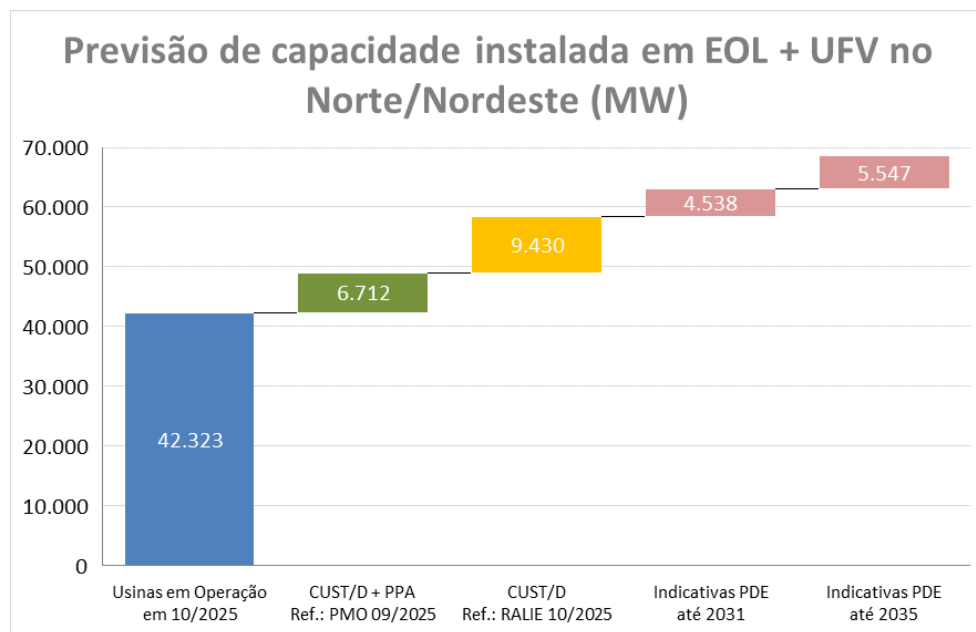
# Contextualização

O estudo conclui o ciclo de análises para expansão das interligações regionais iniciado em 2021:



# Premissas utilizadas para expansão da geração na região Norte/Nordeste

Ao iniciar a Parte III do estudo, foi realizada uma reavaliação completa dos dados de carga, geração e limites de intercâmbio regionais:



70 GW até 2035, considerando os valores indicativos de expansão da oferta (PDE2034)

Sujeito a incertezas do mercado de geração e da conexão de novas cargas no SIN

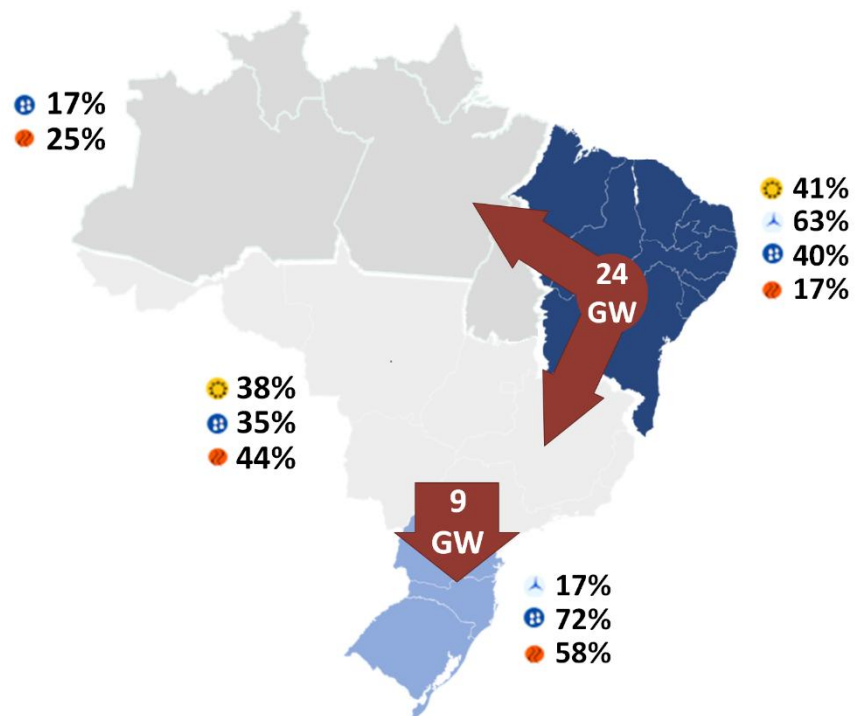
59 GW de geração com CUST/D

50 GW de geração com CUST/D + PPA até 2031



Diante das incertezas sobre o ritmo de expansão da geração e das novas cargas eletrointensivas no Norte/Nordeste, a adoção de 60 GW de capacidade instalada como premissa representa uma **decisão de mínimo arrependimento para a definição de novos limites de capacidade de exportação para a região Nordeste e definição de obras de transmissão associadas.**

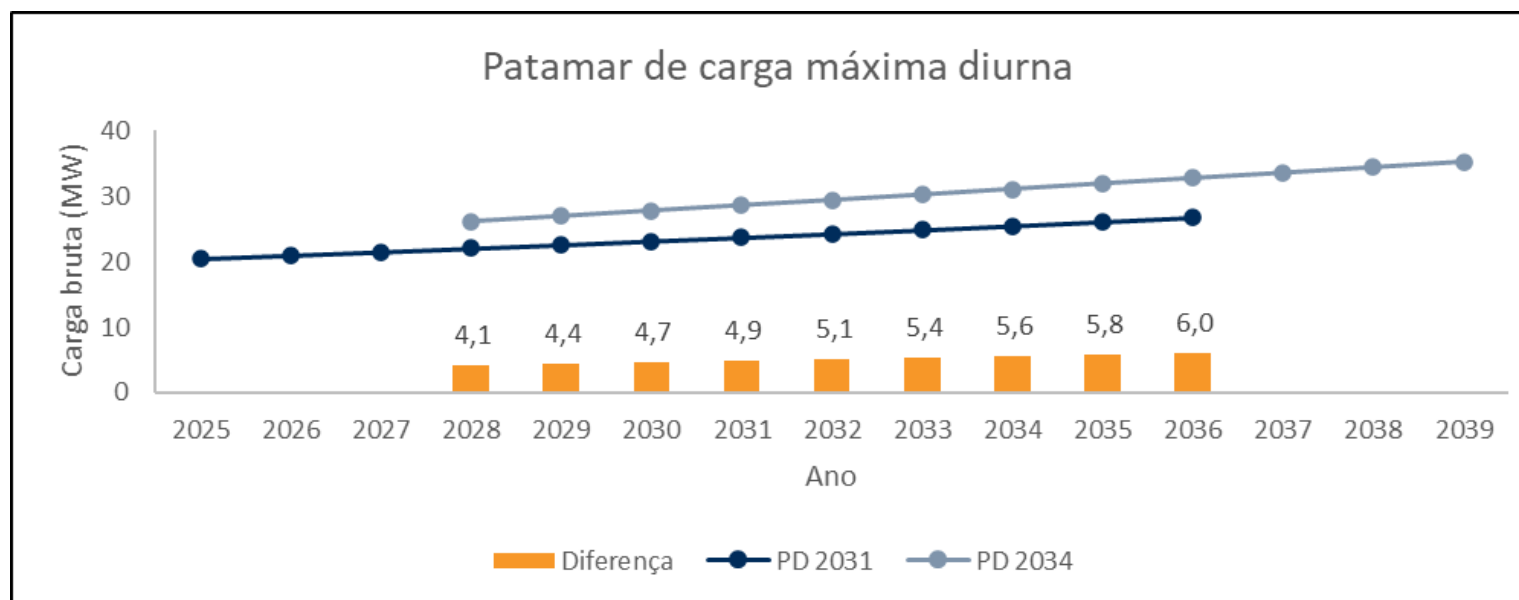
# Definição dos cenários dimensionadores da região Nordeste



- ✓ Considerando a referida expansão da geração, foram avaliados estatisticamente os fatores de despacho eólico e solar simultâneos na região, tendo sido selecionado o cenário com geração intermediária solar (~40%), que permite maior aproveitamento dos excedentes de geração da região Nordeste;
- ✓ Concluiu-se pela necessidade de ampliar a capacidade de exportação do Nordeste para 24 GW.

Cabe ressaltar que está previsto na programação da EPE um **estudo sequencial para avaliar novas combinações de fatores de despacho eólico e solar**, visando maximizar o uso da rede planejada em outros cenários operativos, com foco em equipamentos de controle de tensão.

# Premissas utilizadas para expansão da demanda na região Sul

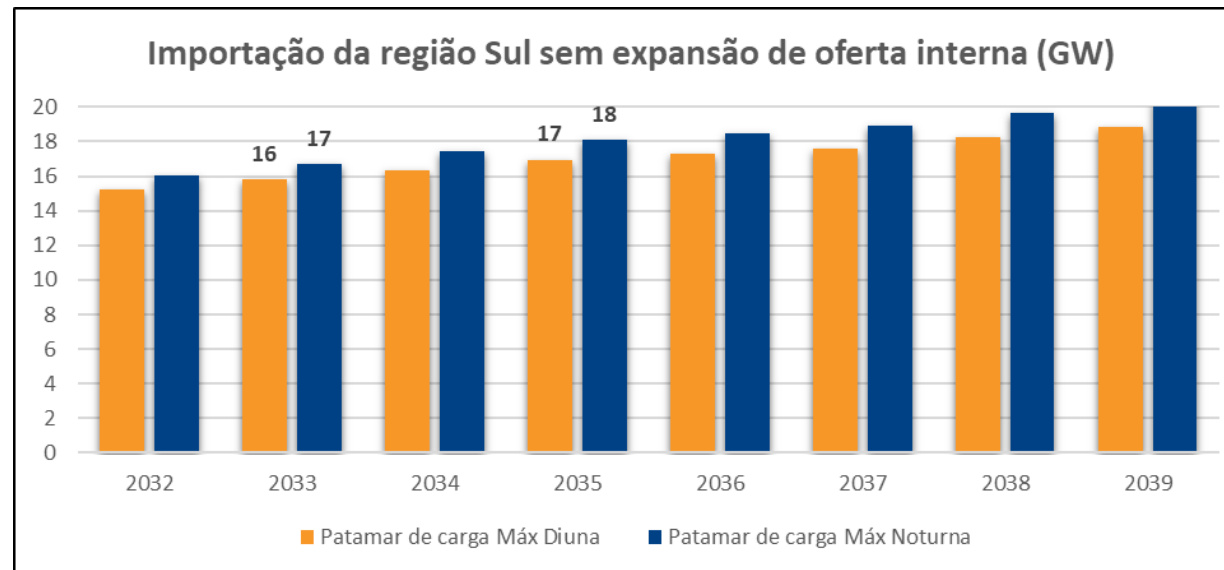


*No contexto deste estudo, constatou-se crescimento superior ao previsto em 2021 para as projeções de carga da região Sul, chegando a uma diferença de 6 GW no ano 2036.*

Diante do baixo crescimento da oferta da região nos últimos anos e do aumento projetado da demanda, o estudo avalia a **ampliação da interligação Sul–Sudeste para garantir o atendimento da carga regional e mitigar riscos ligados à incerteza na concretização da expansão da geração indicativa do PDE.**

# Premissas utilizadas para expansão da demanda na região Sul

- ✓ Para quantificar a necessidade de importação da região Sul, foi realizado balanço estático da região, utilizando dados atualizados de projeção de carga e a geração existente na região;
- ✓ Para tal, considerou-se um cenário crítico de escassez hídrica e baixa geração renovável, inclusive MMGD, com uso máximo dos demais recursos controláveis.



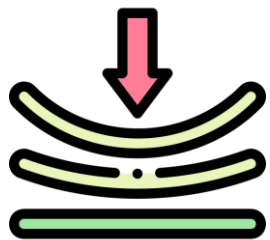
**Verificou-se a possibilidade de intercâmbios de 17 GW a 18 GW, a partir dos anos 2033 e 2035, caso não haja aumento da oferta de geração local.**

# Conclusão

Após reavaliação completa de cenários de carga e geração, foram definidos os seguintes objetivos para a etapa final do estudo:

- I. **Ampliar a capacidade de exportação da região Nordeste para 24 GW**, viabilizando o alcance de capacidade instalada de até 60 GW de geração eólica + solar na região Norte/Nordeste até o ano 2033, representando um acréscimo de aproximadamente 10 GW em relação ao potencial considerado na Parte II do estudo;
- II. **Aumentar a capacidade de importação da região Sul para 17 GW (2033) e 18 GW (2035)**, reforçando a resiliência do sistema em cenários de escassez hídrica e a segurança do suprimento em cenários de aumento da demanda da região.

# Síntese das conclusões quanto ao dimensionamento das interligações



A ampliação da capacidade de importação da região Sul deve trazer ganhos relevantes de segurança elétrica, assumindo **papel estratégico de mitigação de riscos e fortalecimento da resiliência climática**;



Os **ganhos de intercâmbio planejados também poderão ser aproveitados para atender novas cargas**, como projetos de *Data Centers*, mesmo em condições de oferta de geração menos críticas;



Análises de sensibilidade realizadas para o ano 2037 indicam que, **mesmo com o avanço de cargas de H2V** no Nordeste (4 GW) e ***Data Centers*** no Sul e Sudeste (5 GW e 6,3 GW), **permanece necessária a ampliação da capacidade de exportação do NE**, para permitir a expansão renovável e o atendimento às novas demandas do SIN.

*... Expansões recomendadas são de mínimo arrependimento*

# Principais desafios enfrentados no decorrer do estudo

# Desafios e estratégias de contorno

## Modelos de Geração Renovável



### Desafio:

Revisões na base de dados oficial do SIN após o **evento de 15 de agosto de 2023** reduziram sobremaneira a contribuição de reativos das usinas eólicas e solares, impactando a confiança nas análises dinâmicas;



### Estratégias de contorno:

EPE e ONS desenvolveram, entre 2024 e 2025, uma **Base de Dados de Planejamento (BDP)**, calibrada para garantir desempenho mínimo conforme Procedimentos de Rede, assegurando melhor representação das usinas EOL e UFV e maior racionalidade para as recomendações provenientes de estudos de planejamento;



### Resultados:

Uso da última versão da BDP disponibilizada em 28 de agosto de 2025 possibilitou, **além da confirmação de desempenho adequado da solução do estudo, o refinamento do volume de obras** necessárias.

# Desafios e estratégias de contorno

## Evolução Tecnológica



### Desafio:

Dificuldade inicial de comprovação de maturidade e possibilidade de fornecimento competitivo para a tecnologia HVDC-VSC com linhas aéreas de longa distância;

### Estratégias de contorno:

Realização de **tomada de subsídios com fabricantes internacionais**, para descarte de soluções pouco promissoras e/ou competitivas e identificação de aplicações mais adequadas ao caso de aplicação;



### Resultados:

Concluiu-se que os sistemas podem atingir, atualmente, tensões nominais de até 525 kV e potências nominais de 3 GW e podem evoluir para até 640 kV/ 3,6 GW, nos próximos anos, mediante desenvolvimentos tecnológicos adicionais já avaliados.

**Com base nessas informações, foi definida a configuração de referência a ser adotada para a tecnologia VSC no estudo: 600kV / 3 GW.**



# Desafios e estratégias de contorno

## Cenário internacional do mercado HVDC



### Desafio:

Recentes **gargalos** mundiais de fabricação de HVDC, **em função da demanda global crescente** por essas soluções e **dinâmica muito acelerada de mudanças na capacidade de fornecimento e estratégias de negócio das companhias;**

### Estratégias de contorno:

**Avaliação de três cenários de evolução tecnológica futura (inferior, referência e superior)** para evitar riscos associados às incertezas de mercado e garantir flexibilidade para a licitação;



### Resultados:

Foram concebidos três projetos de LTcc + Conversoras, considerando três níveis de tensão: 525kV; 600kV\* e 800kV (este último considerando possível quebra de paradigma).

**As soluções são equivalentes do ponto de vista técnico-econômico e poderão ser utilizadas na licitação, a depender dos avanços nas condições de mercado até o certame e/ou do desenho de leilão.**

*\* Ou 640kV, mediante pequenos ajustes no projeto da LTcc*



# Desafios e estratégias de contorno

## Modelagem e simulação



### Desafio:

**Ausência de modelos HVDC-VSC** oficiais validados ou de benchmark genérico funcional no início do estudo;



### Estratégias de contorno:

(i) Desenvolvimento de modelo interno simplificado (EPE); (ii) utilização de modelo Organon (HPPA); (iii) posterior contratação do CEPEL para desenvolver modelo em ANATEM; e (iv) pedido de apoio dos fabricantes para ajustes de modelo benchmark genérico em PSCAD para torná-lo funcional;



### Resultados:

(i) **Obtenção de um primeiro modelo genérico funcional em PSCAD**, a partir de interações com fabricantes;

(ii) **Obtenção de um primeiro modelo ANATEM do CEPEL**, com avanços adicionais esperados até março/26.

**Alternativas técnicas  
avaliadas e solução  
recomendada**

# Alternativas técnicas avaliadas

Foram estudadas 11 alternativas técnicas, incluindo:

- ✓ Soluções em corrente alternada, até o nível de tensão em 1.000kV;
- ✓ Soluções em corrente contínua, em configuração ponto a ponto; nas tecnologias LCC (800kV/3GW) e VSC (600kV/3GW); e
- ✓ Soluções na configuração multiterminal LCC (3GW/3GW/3GW e 3GW/1,5GW/1,5GW).

Alternativa	Configuração do eixo principal	Tecnologia	Custo Total (R\$ bi)
1A / 1B	Angicos – Curitiba Oeste	HVDC LCC / VSC	30,3 / 27,0
2A / 2B	<b>Angicos – Itaporanga 2</b>	HVDC LCC / <b>VSC</b>	30,7 / <b>26,6</b>
3A / 3B	Angicos – Assis	HVDC LCC / VSC	32,1 / 28,0
4A / 4B	Angicos – Campinas 2	HVDC LCC / VSC	30,5 / 27,0
5A / 5B	Multiterminal LCC	HVDC LCC 3 GW / 1,5 GW	33,7 / 32,9
6	Eixo 1.000 kV CA	UATCA	38,6

**A Alternativa VSC Angicos – Itaporanga 2 apresentou o menor custo total (R\$ 26,6 bi), sendo selecionada como vencedora.**

# Vantagens da adoção da tecnologia VSC

Além da vantagem econômica apresentada, destacam-se os benefícios técnicos trazidos pelo emprego da tecnologia, que a tornam mais efetiva para a aplicação atual no SIN:

Possibilita conexão do terminal Nordeste em região com elevada concentração de IBRs (*Inverter-Based Resources*) e baixa capacidade de curto-circuito

Proporciona melhor desempenho dinâmico para a instalação e para o SIN durante a ocorrência de eventos críticos na rede de transmissão CA, associados a afundamentos de tensão

Menor dependência em relação a equipamentos adicionais para suporte de reativos; possibilitando, também, contribuição com corrente de curto-circuito e suporte ao controle de tensão na rede CA

Menor influência dos fenômenos relacionados a *multi-infeed* no terminal de conexão Sudeste

# Síntese da alternativa vencedora

## Obras:

- ✓ Ampliações em CA nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul para escoamento de potência, incluindo novas LTs, recapacitações e nova transformações;
- ✓ Novos elementos de compensação síncrona variável nas regiões Nordeste e Sudeste (7 x -200/300Mvar);
- ✓ Um novo eixo de transmissão HVDC-VSC 600 kV 3 GW.

## Investimentos previstos

**2033 – R\$ 25 bi em obras determinativas**

(dos quais, 65%, equivalente a R\$ 17,1 bi, estão diretamente associados ao HVDC-VSC)

**2035 – R\$ 1,5 bi em obras indicativas**



# Síntese da solução HVDC-VSC

## Bipolo Nordeste II – HVDC VSC $\pm 600$ kV 3 GW

- ✓ Extensão: 2.500 km (Angicos–Itaporanga 2);
- ✓ Tecnologia: Conversores VSC Half-Bridge, com proteção contra faltas CC via abertura de disjuntores CA e chaveamento de elementos internos;
- ✓ Tempo de recuperação de até 5 s.

*A extensão da linha de transmissão aérea prevista representa um marco inédito nos continentes americano e europeu para projetos baseados nessa tecnologia até o momento.*

*O projeto posiciona o Brasil na fronteira tecnológica da transmissão em corrente contínua, com potencial para gerar aprendizados e referências relevantes para projetos futuros.*



# Especificações Técnicas do HVDC-VSC

## Especificações Gerais

A depender da evolução do mercado HVDC até a licitação, **outros níveis de tensão poderão ser adotados nas conversoras** (525kV, 640kV, 800kV)

Para a solução de referência 600 kV / 3 GW, recomenda-se a avaliação de possibilidade de utilização de **sobrecarga de 400 MW, utilizando o recurso inerente dos submódulos**

As **perdas máximas** nas conversoras deverão ser **inferiores a 1%** de sua potência nominal

# Especificações Técnicas do HVDC-VSC

## Modos de Operação

Requisito de transmissão em **potência reversa**

Solicita-se a possibilidade de operação das conversoras **em tensão reduzida (RVO)**, considerando limite mínimo de 85% da tensão nominal

O sistema deverá ser capaz de operar nos modos:  
bipolar; monopolar com retorno através dos eletrodos de terra; e monopolar com retorno metálico através do outro polo

As conversoras devem ter capacidade de atuar no **modo STATCOM**

# Especificações Técnicas do HVDC-VSC

## Funções principais

As conversoras devem ter capacidade de **suporte de potência reativa para a rede CA**, considerando a faixa mínima de  $\pm 30\%$  da potência nominal

As conversoras deverão ter capacidade de contribuir com **injeção de corrente reativa durante defeitos** na rede CA, limitada à corrente nominal das conversoras

O poderá ser dotado de capacidade de operação em **modo de controle formador de rede (GFM)**. Requisitos funcionais mais específicos poderão ser estabelecidos no edital da licitação

O sistema deverá ser capaz de contribuir com **black-start e suporte ao controle de frequência**, a partir de extração de potência do outro terminal

O sistema deverá ser capaz de **operar em condições de SCR entre 1,5 e 6,5**

# Conclusão – Pontos de destaque

# Pontos de destaque da solução

Promove maior segurança e resiliência para a região Sul em condições hidrológicas adversas ou face ao crescimento da demanda local

Viabiliza a conexão de novas usinas de geração renovável na região Nordeste, eliminando restrições elétricas atuais (especialmente colapsos de tensão na região do RN)

Constitui solução de mínimo arrependimento, com flexibilidade para acomodar incertezas tecnológicas e na conexão de projetos de carga e geração futuros

A solução recomendada representa um marco tecnológico para o SIN, com potencial de impulsionar o desenvolvimento industrial e de capacitação, podendo se tornar *case* de referência internacional

A conclusão do estudo resultou de muitos esforços para superação dos desafios mencionados e **reforça o compromisso da EPE / MME com a transparência, inovação e atendimento ao interesse público**

Escaneie, envie sua pergunta  
e participe do debate




Obrigado(a)!




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



Praça Pio X, 54. Centro – Rio de Janeiro, RJ



# Painel de Síntese da Solução

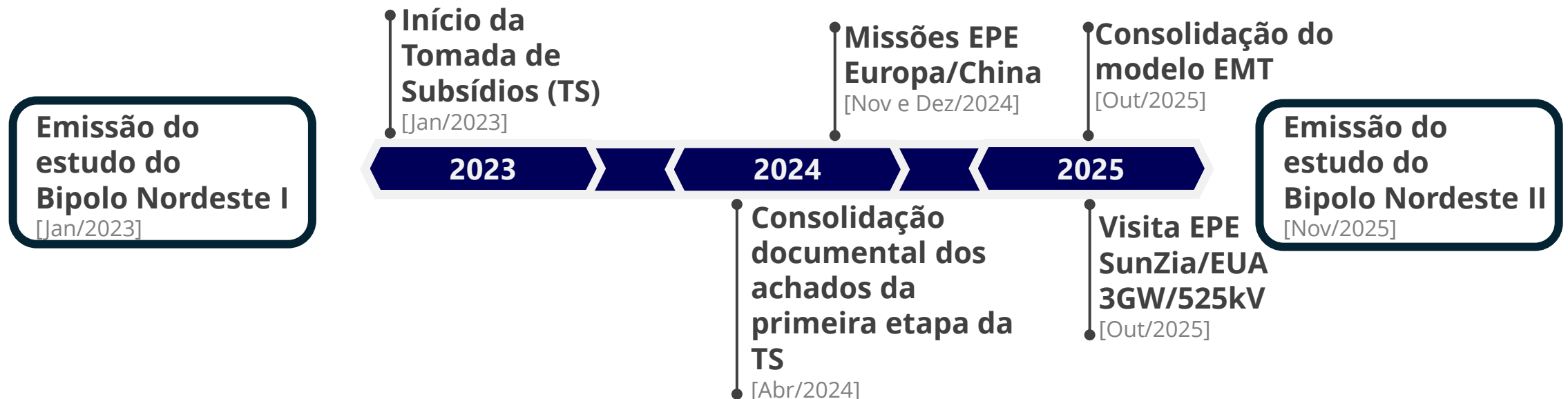


Tomada de Subsídios:  
Tecnologia HVDC-VSC e  
requisitos *Grid-Forming*

# Contextualização e prospecção inicial de tecnologias

# Histórico

- Durante todo o estudo, a EPE manteve monitoramento especial na evolução da tecnologia HVDC-VSC para linhas aéreas, com constante interação com ONS, MME e fabricantes, buscando compartilhamento de informações e de modelos computacionais, o que inclui também a realização de visitas técnicas a fábricas e instalações.



# Objetivos e critérios

- A tomada de subsídios teve como objetivo avaliar os recentes avanços tecnológicos referentes a tecnologia HVDC-VSC OHL e a capacidade dessas tecnologias prospectadas em atender aos requisitos do planejamento;
- Critérios de elegibilidade para as tecnologias candidatas:
  - ✓ Atender aos critérios de desempenho técnico do planejamento e da operação;
  - ✓ Demonstrar a viabilidade econômica da solução dentro dos critérios do planejamento;
  - ✓ Assegurar a capacidade de fornecimento competitivo pelo mercado, de modo a evitar soluções exclusivas e visando permitir a concorrência nos leilões.

# Objetivos e critérios

- Quanto aos fabricantes consultados na TS:
  - Foram consultados quatro fabricantes, que possuem conhecida experiência na implantação de **soluções completas** em HVDC-VSC OHL, comprovadas a partir da pesquisa de instalações em operação ou fase de projeto no mundo;
  - Destaca-se, inclusive, que estes fabricantes têm atuação no fornecimento de soluções HVDC completas no mercado brasileiro;
  - Fora do ambiente da TS, também foram realizadas interações com outros fabricantes de equipamentos HVDC, para buscas de informações complementares.

# Prospecção inicial de tecnologias

- Alternativas tecnológicas elegíveis:
  - Tecnologia HVDC-LCC;
  - Tecnologia HVDC-VSC ponto-a-ponto;
  - Transmissão 1000 kV CA (apesar da ausência de atratividade em função dos altos custos).
- Alternativas tecnológicas descartadas:
  - Aplicações híbridas VSC-LCC: possui limitações técnicas e só um fabricante apto;
  - Aplicações HVDC-VSC mistas (*Half-Bridge* + *Full-Bridge*) e 100% *Full-Bridge*;
  - Transmissão HVDC-VSC multi-terminal: falta de competitividade técnica e econômica.

# Prospecção inicial de tecnologias

- Tecnologia LCC:
  - ✘ Risco operacional desta tecnologia tanto na região Nordeste, em função da crescente expansão de RES, quanto no Sudeste, pela presença dos inversores LCC já existentes;
  - ✓ Tecnologia madura, com pouca alteração no estado da arte desde o estudo do bipolo Nordeste I;
  - ✓ Três fabricantes afirmaram poder fornecer essa solução no nível do estado da arte;
- Tecnologia HVDC-VSC ponto-a-ponto:
  - ✘ Menores níveis de tensão e potência em relação ao LCC, com condicionantes relativos às faltas CC;
  - ✓ Capaz de mitigar os riscos de conexão em redes fracas, sem diversas limitações dos LCCs;
  - ✓ Forte crescimento tecnológico desde o estudo do NE I, com novos sistemas em implantação no mundo;
  - Necessidade de TS com os fabricantes para reavaliar o estado da arte de HVDC-VSC-OHL.

# Síntese da Tomada de Subsídios: HVDC-VSC

# Síntese da Tomada de Subsídios HVDC-VSC

- Somando os formulários, para HVDC-VSC foram feitos 40 questionamentos aos fabricantes;
- Principais informações obtidas na TS sobre HVDC-VSC OHL:
  - I. Valores nominais de tensão e potência;
  - II. Topologia dos submódulos;
  - III. Faixas de operação e funcionalidades para o bipolo Nordeste II;
  - IV. Esquema de proteção e recuperação para faltas na linha CC;

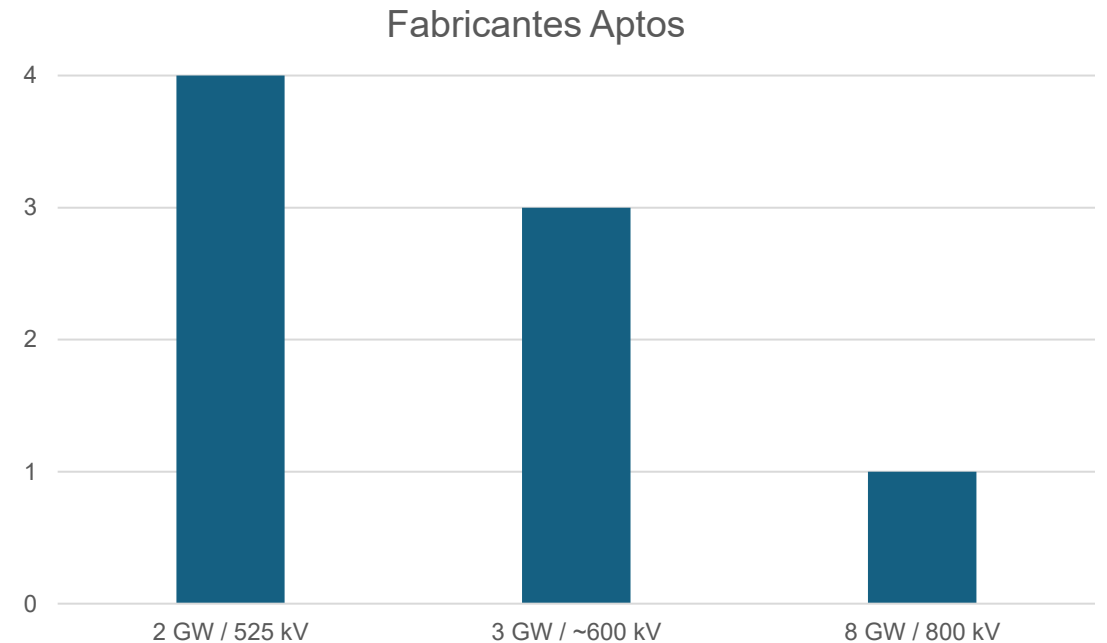
# Síntese da Tomada de Subsídios HVDC-VSC

- Valores nominais de tensão e potência do bipolo:

Capacidade máxima de fornecimento	Fabricantes			
	A	B	C	D
Potência nominal (GW)	2	3*	8	3*
Tensão nominal (kV)	525	~600*	800	~600*

\* Indicaram a possibilidade de elevar até 3,6 GW/640kV.

- Conclusões parciais:
  - Cenário de referência estabelecido: 3 GW em 600 kV.



# Síntese da Tomada de Subsídios HVDC-VSC

- Resposta dos fabricantes quanto a topologia dos submódulos:

Topologia dos Submódulos	Fabricantes			
	A	B	C	D
100% Half-Bridge (HB)	✓	✓	✓	✓
100% Full-Bridge (FB)	x	x	x	x
Misto (HB + FB)	x	x	✓	x

- Conclusões parciais:
  - Ausência de padronização e competitividade para configurações mistas;
  - Recomendação por estações conversoras com topologia 100% *Half-Bridge*.

# Síntese da Tomada de Subsídios HVDC-VSC

- Faixas de operação e funcionalidades para o bipolo Nordeste II:

Faixas de operação e funcionalidades	Fabricantes			
	A	B	C	D
Modo de operação STATCOM	✓	✓	✓	✓
Limite mínimo de potência ativa em regime	x	x	x	x
Fluxo de potência reverso *	✓	✓	✓	✓
Perdas elétricas por estação conversora (%)	< 1	0,7	< 1	< 1
Limite para operação em tensão CC reduzida para solução HB (pu)	0,8	0,8	0,85	0,8
Limite de potência reativa ( $\pm\%$ ) em operação nominal **	30	30	40	30

\* Necessário a definição do SCR mínimo para adequação da taxa de variação de potência ativa, bem como o possível impacto da potência máxima reversa no projeto do transformador da estação inversora;

\*\* Valores dependem de requisitos de rede e podem ser modificados, mas com impacto nos custos.

# Síntese da Tomada de Subsídios HVDC-VSC

- Esquemas de proteção e recuperação para faltas na linha CC identificados:

Esquema de proteção Para faltas na linha CC	Fabricantes			
	A	B	C	D
100% Half-Bridge (HB) + Disjuntor CA + NBS	✓	✓	x	✓
100% Half-Bridge (HB) + Disjuntor CC	x	x	✓ <sup>1</sup>	x
Controle de configuração mista (HB + FB) *	x	x	✓ <sup>2</sup>	x
Tempo de reenergização do bipolo (s)	1	1	0,45 <sup>1</sup> /0,35 <sup>2</sup>	2

\* Necessário ao menos 60% de submódulos FB, segundo informado;

<sup>1</sup> Tempo de recuperação com a proteção por disjuntor CC;

<sup>2</sup> Tempo de recuperação com a proteção por controle de configuração mista.

# Síntese da tomada de subsídios: conceitos e requisitos GFM

# Conceitos e Requisitos GFM

- Contexto dos requisitos de controle *Grid-Forming*:
  - Crescimento em conversores para aplicações em sistemas elétricos malhados;
  - Sob a ótica do ponto de conexão ao sistema, se comportam como fontes de tensão atrás de uma impedância;
  - Capaz de contornar as limitações operacionais de conversores GFL em rede fraca;
  - Carece de consenso sobre a definição técnica dos controles GFMs, bem como respectivos requisitos atrelados aos GFMs em aplicações VSC-HVDC OHL.

# Conceitos e Requisitos GFM

- Principais questionamentos sobre aspectos do controle GFM aplicados à HVDC-VSC OHL:
  - I. Definição e conceito GFM;
  - II. Possíveis obstáculos para implementação de controle GFM no bipolo Nordeste II;
  - III. Estratégias de controle e provimento de inércia;
  - IV. Interação entre conversores e operação de múltiplos GFMs.

# Conceitos e Requisitos GFM

- I. Definição e conceito GFM: falta consenso quanto a definição padrão, mas algumas distinções são atreladas a essa funcionalidade:
  - Operação como fonte de tensão durante regime permanente e transitórios;
  - Capacidade de operar em redes fracas.
  
- II. Possíveis obstáculos para implementação de controle GFM no bipolo Nordeste II:
  - Um fabricante informou não possuir experiência até o momento no uso de GFM em redes interligadas, enquanto outro fabricante alertou que há dificuldades para GFMs nos níveis de tensão e potência requisitados, possuindo limite atual 500 kV;
  - Relatado problemas de estabilidade em regime permanente e transitório, sendo necessário definir o máximo suprimento de reativo durante faltas.

# Conceitos e Requisitos GFM

## III. Aspectos de controle e provimento de inércia:

- Três fabricantes indicaram possibilidade de implementar a capacidade de black-start por meio da extração de potência do outro terminal, sendo esta uma tecnologia madura;
- Analogamente, o provimento de inércia modula a potência ativa em um terminal a partir do recurso proveniente do sistema CA do outro terminal, aumentando o impacto neste sistema;
- Um fabricante recomendou que, se requisitada, a funcionalidade de inércia fosse implementada na estação que controla potência ativa.

## IV. Interação entre conversores e operação de múltiplos GFMs:

- Com exceção de um fabricante, todos indicaram o risco de problemas oriundos de interações entre GFMs;
- Um fabricante ressaltou que esses problemas podem ser mais severos no caso de GFMs de múltiplos fabricantes.

# Considerações finais

# Considerações finais

- Principais considerações sobre a tecnologia HVDC-VSC para o Bipolo Nordeste II:
  - Cenário de referência: bipolo de 600 kV e potência nominal de 3 GW;
  - Estações conversoras utilizando 100% de submódulos *Half-Bridge* e com perdas abaixo de 1% por estação;
  - Capacidade de operar no modo STATCOM, de reversão de fluxo até 2,8 GW e de operar com até 30% de potência reativa durante operação nominal;
  - Esquema de proteção para eliminação e recuperação após faltas no lado CC: disjuntor CA e *Neutral Bus Switch* (NBS).

# Considerações finais

- Conclusões sobre requisitos de controle GFM:
  - Consenso que estratégias de controle GFM são tendências comerciais e tecnológicas do setor;
  - Apesar da falta de padronização, alguns requisitos são consenso:
    - Comportamento como fonte de tensão durante regime permanente e transitório, capaz de operar em redes fracas;
    - Auxílio a regulação de tensão e frequência;
    - Aspectos associados à máquinas síncronas, como provimento de inércia e amortecimento de oscilações subsíncronas.
  - Requisitos funcionais relativos as estratégias de controle GFM serão estabelecidos durante e etapa de elaboração anexo técnico.



# Obrigado(a)!


Escaneie, envie sua pergunta  
e participe do debate




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



Praça Pio X, 54. Centro – Rio de Janeiro, RJ



**Painel de  
Síntese da  
Solução**



**Comparação de  
Alternativas e análise  
econômica**

# Conexão Nordeste

# Alternativas técnicas avaliadas

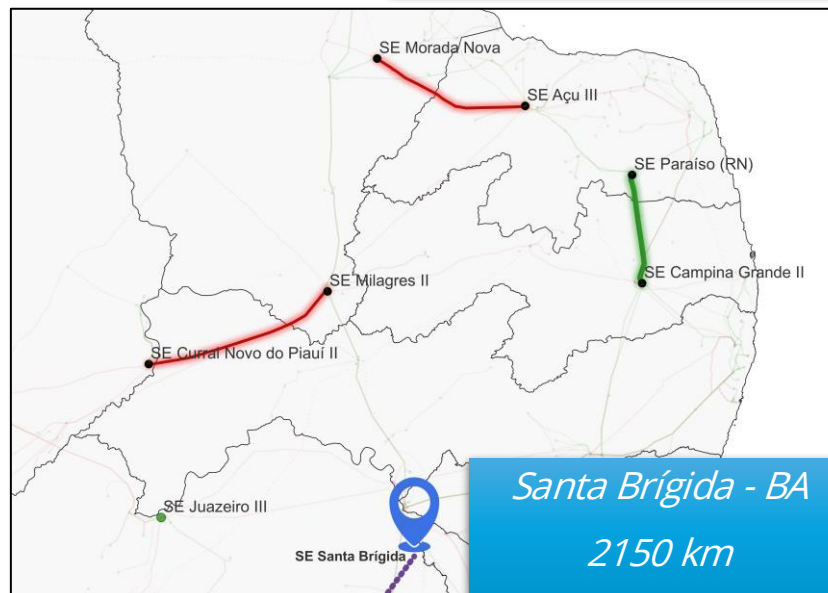
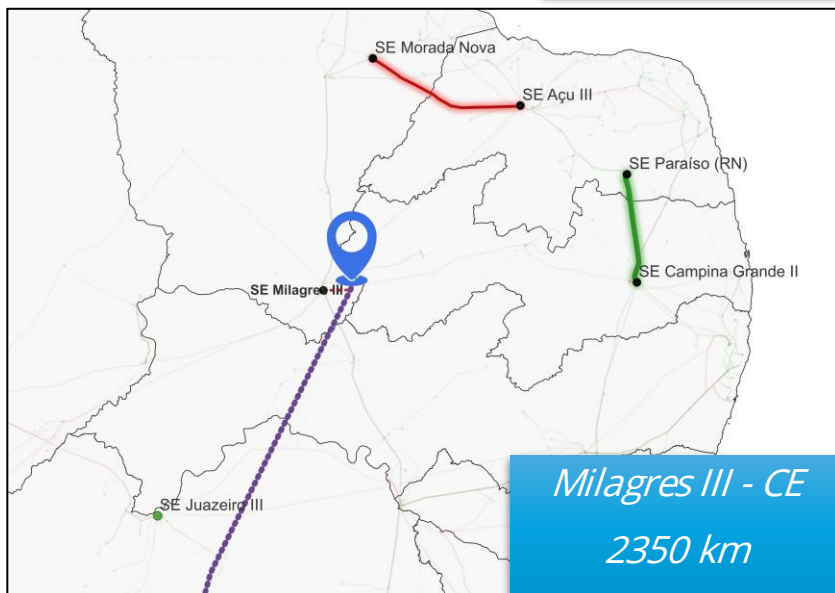
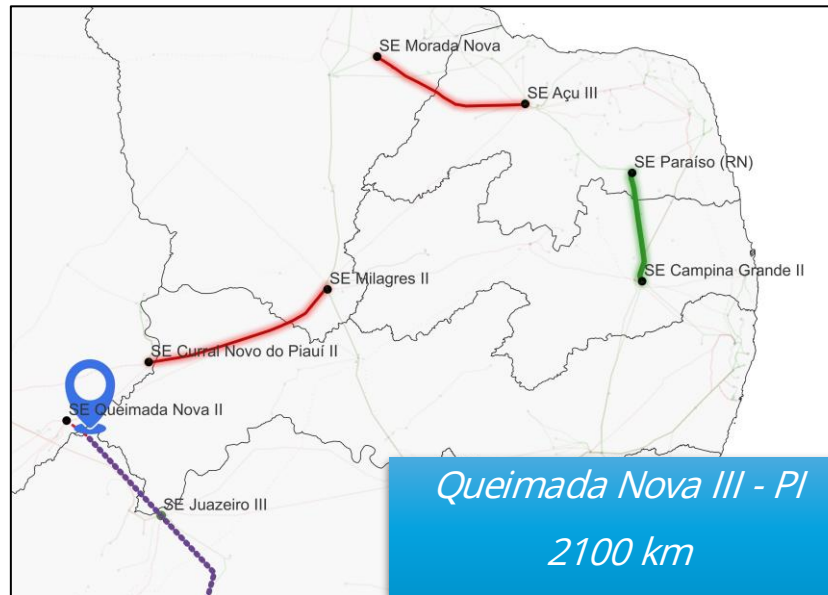
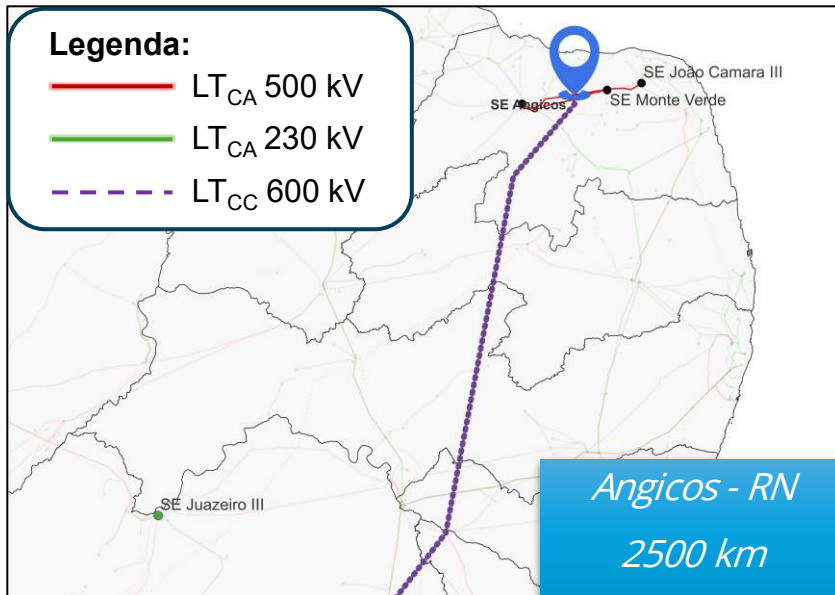
## Conexão Nordeste

- Definição do ponto de conexão dos eixos de transmissão de elevada capacidade no subsistema Nordeste, região para a qual se deseja o aumento da capacidade de exportação.
- Foi fixada, apenas de forma referencial, um ponto de chegada na região Sul/Sudeste (Itaporanga 2).



# Alternativas técnicas avaliadas

## Conexão Nordeste



### Eixo principal:

**HVDC VSC  $\pm 600$  kV 3 GW**

### Obras adicionais:

- ✓ Obras de integração das novas subestações.
- ✓ Reforços em CA nas regiões Nordeste necessários em todas as alternativas, exceto na solução de Angicos.

### Perdas elétricas - Angicos

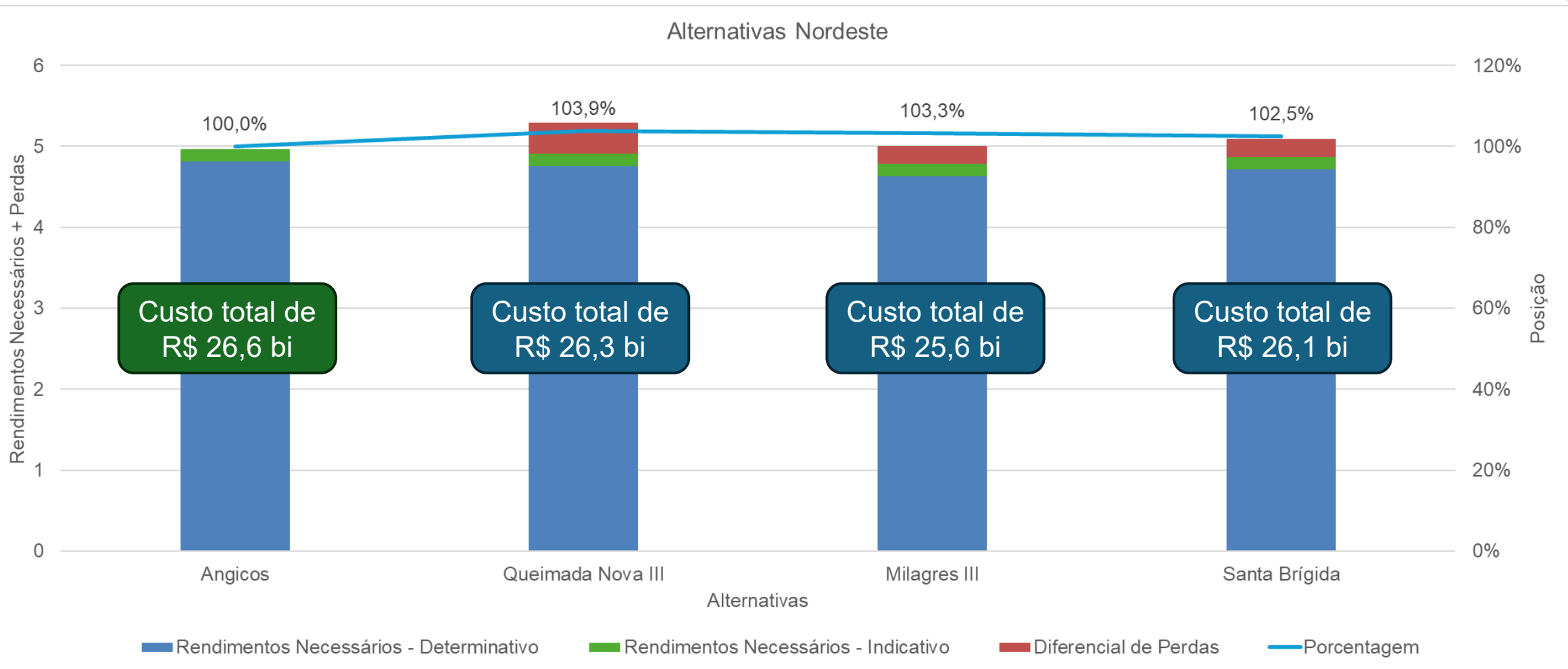
> comprimento da LT CC  
< perdas elétricas e oferecendo vantagem econômica neste quesito.

### Desempenho elétrico - Angicos

- Bom desempenho elétrico sob a perspectiva de margem
- Coleta energia no estado do Rio Grande do Norte, onde há alta concentração de usinas renováveis
- Rede de transmissão CA já existente com menor carregamento e menor investimento em novas linhas de transmissão em 500 kV.

# Alternativas técnicas avaliadas

## Conexão Nordeste



Valores em bilhões

A **Alternativa Angicos** foi selecionada em análise preliminar, que indicou o ponto como o de maior custo evitando expansões adicionais na rede CA do Nordeste além do menor custo de perdas.

# Conexão Sul/Sudeste

# Alternativas técnicas avaliadas

## Conexão Sul/Sudeste

- **11 alternativas** avaliadas considerando a saída de **Angicos no terminal Nordeste**.
- As **três tecnologias** consideradas nesta avaliação foram:  
(i) corrente contínua VSC  $\pm 600$  kV, (ii) corrente contínua LCC  $\pm 800$  kV e (iii) corrente alternada 1.000 kV.
- Para as alternativas em corrente contínua foram consideradas soluções ponto a ponto e multiterminal.



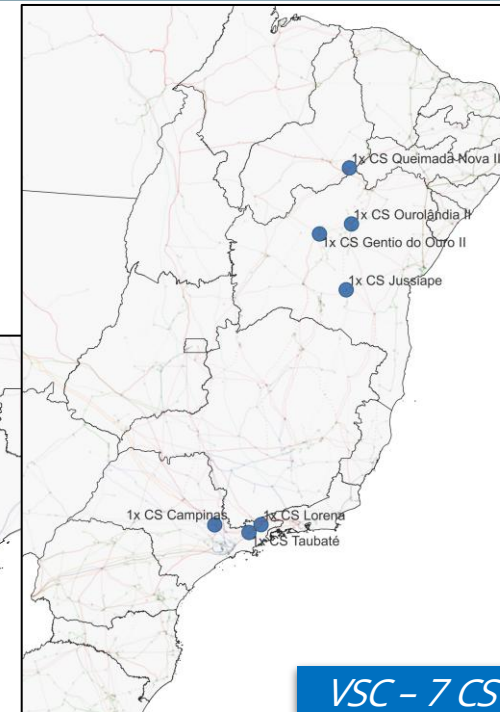
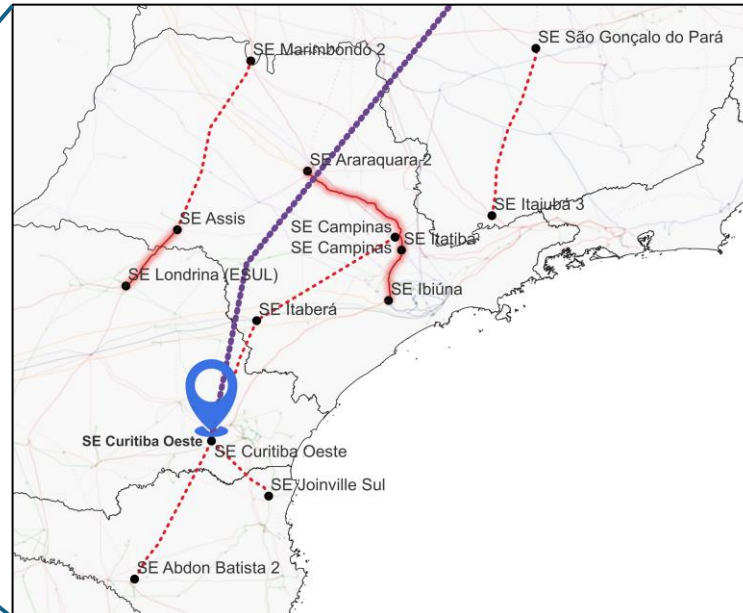
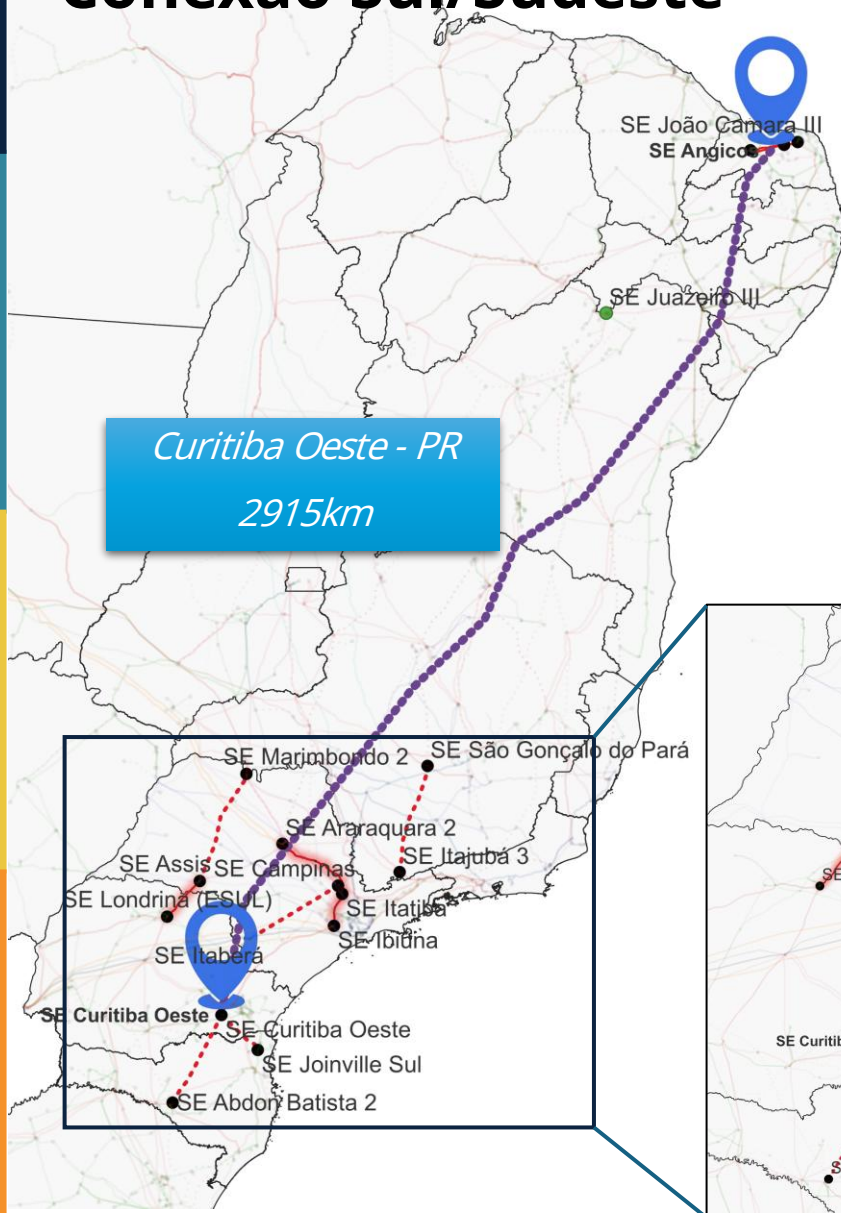
# Alternativas técnicas avaliadas

## Conexão Sul/Sudeste



Curitiba Oeste

**Menor necessidade de investimento** em novos equipamentos para suporte de potência reativa devido ao seu afastamento das demais conversoras HVDC-LCC da região Sudeste.



Legenda:

--- LT<sub>CA</sub> 500 kV

--- LT<sub>CA</sub> 230 kV

--- LT<sub>CC</sub> 600/800 kV

— Recapitação

# Alternativas técnicas avaliadas

## Conexão Sul/Sudeste

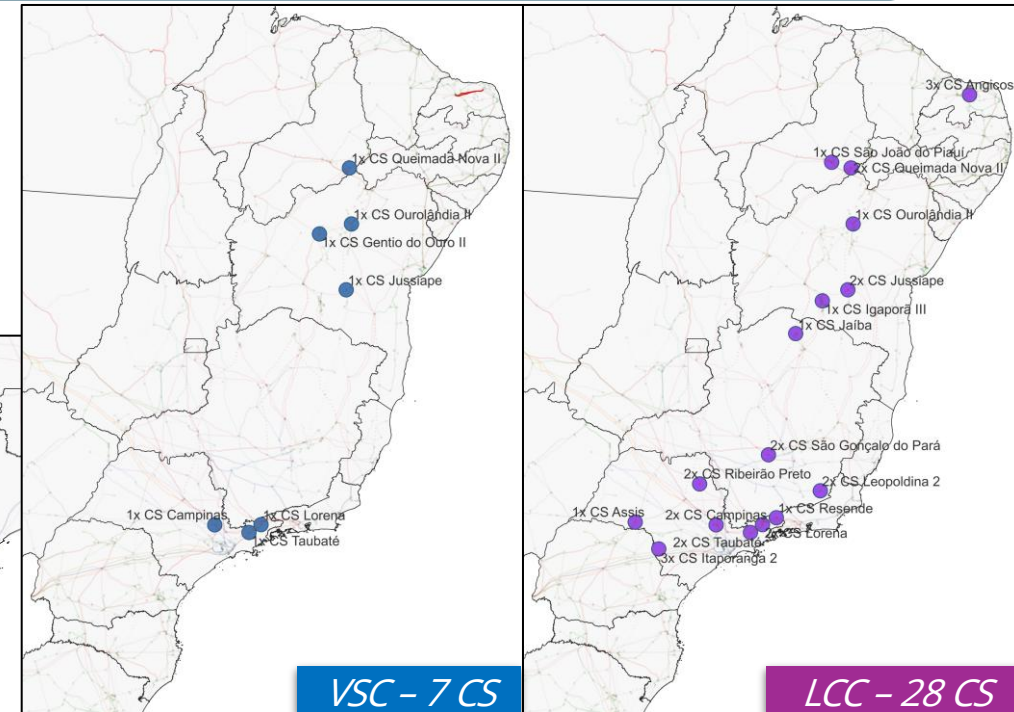


## Itaporanga 2

**Posicionamento estratégico:** próximo de fortes troncos de interligação, diretamente com as regiões Sudeste e Sul.

**Extensão da linha de transmissão CC:** Vantagem de bom desempenho com HVDC de menor extensão

Itaporanga 2 - SP  
2500 km



### Legenda:

--- LT<sub>CA</sub> 500 kV

--- LT<sub>CA</sub> 230 kV

--- LT<sub>CC</sub> 600/800 kV

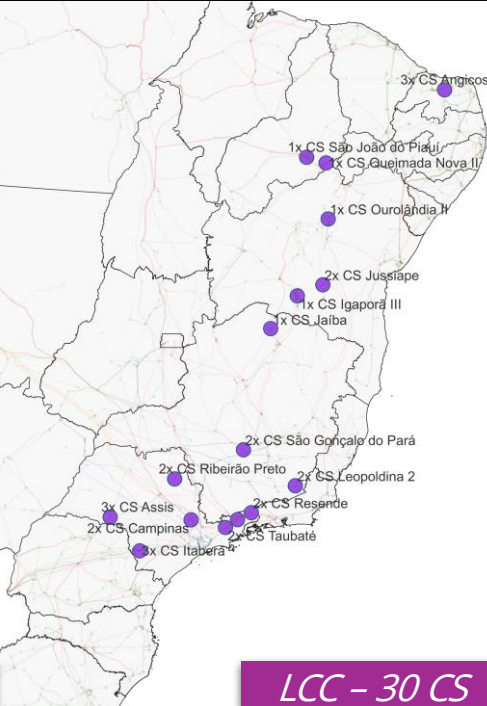
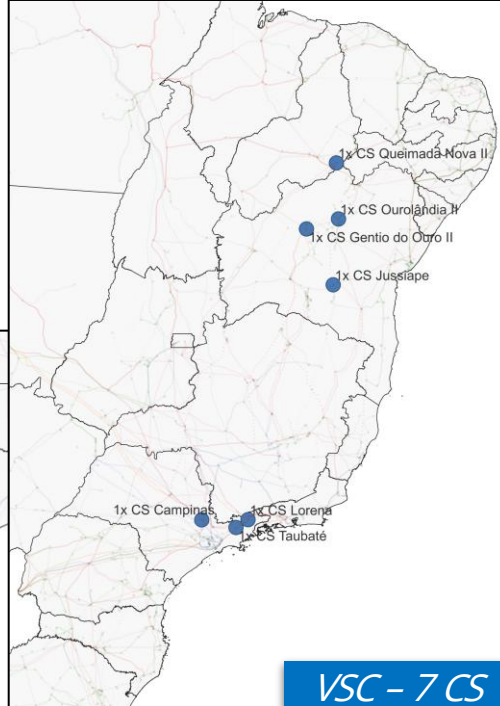
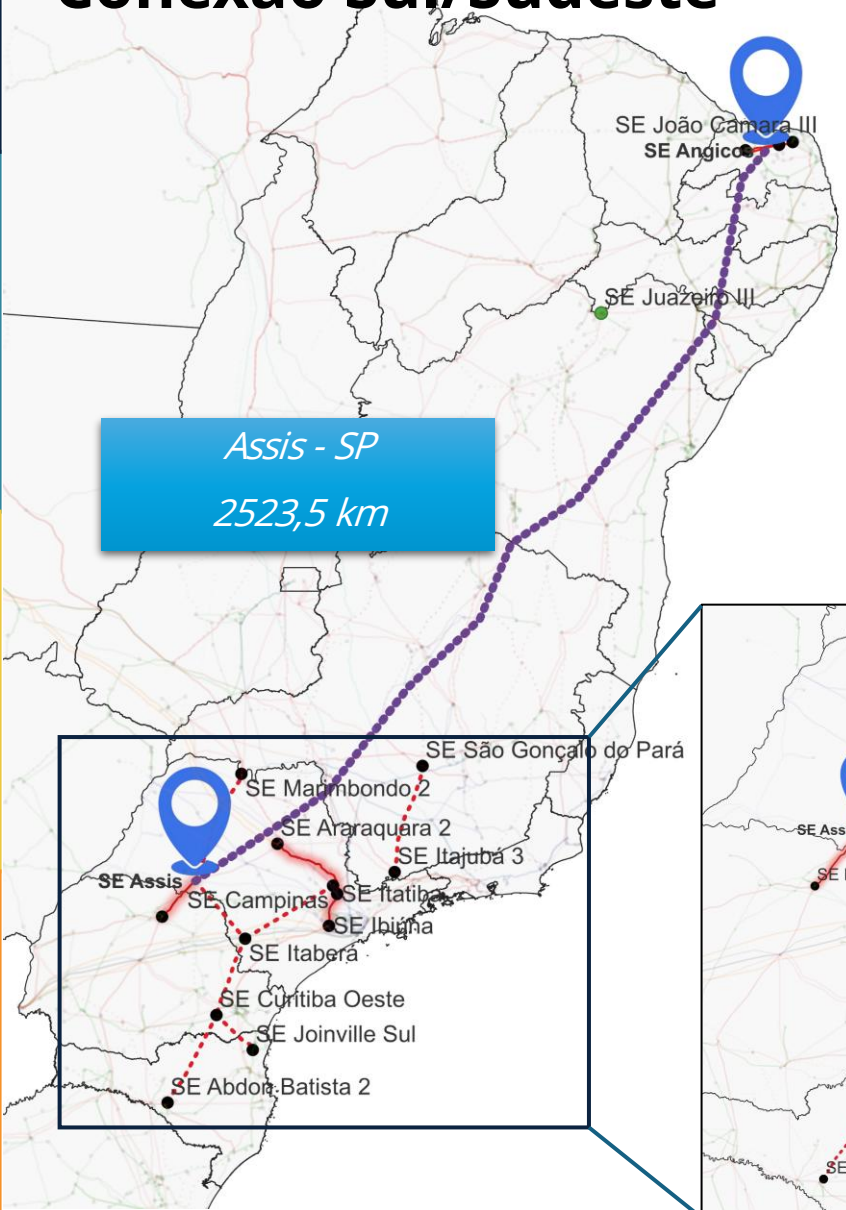
— Recapitação

# Alternativas técnicas avaliadas

## Conexão Sul/Sudeste



Entre as alternativas, possui o eixo mais distante da região central de SP (centro de carga).



**Legenda:**

- LT<sub>CA</sub> 500 kV
- LT<sub>CA</sub> 230 kV
- LT<sub>CC</sub> 600/800 kV
- Recapitação

# Alternativas técnicas avaliadas

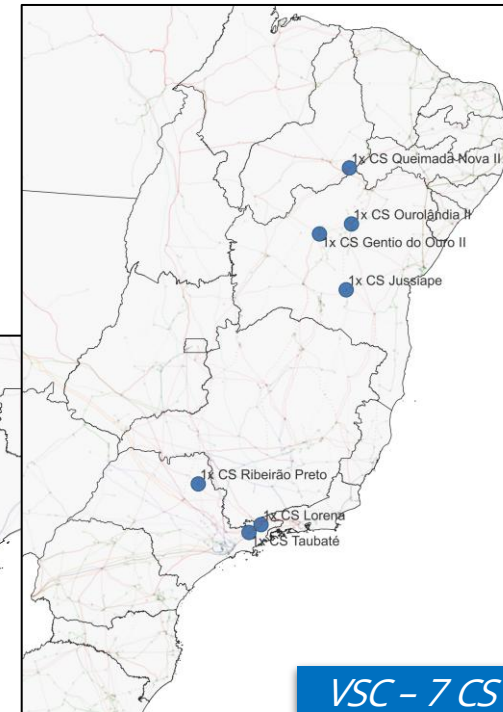
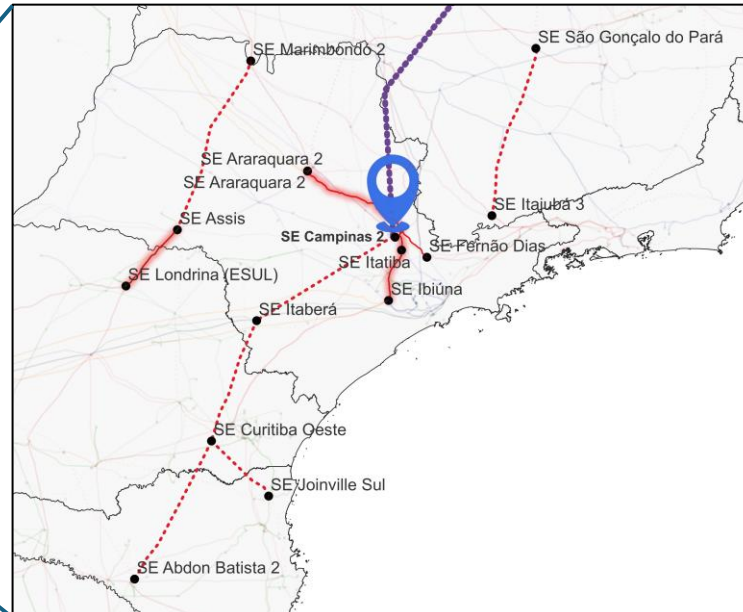
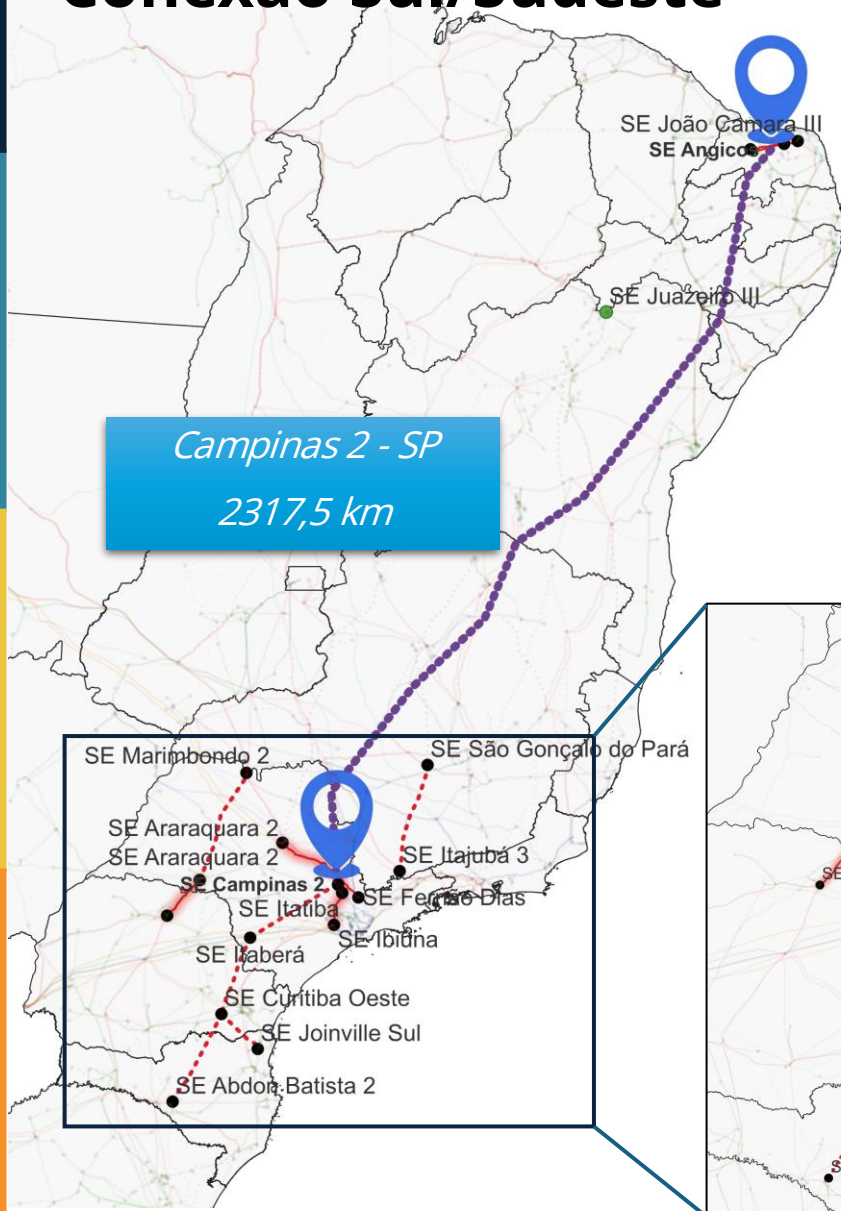
## Conexão Sul/Sudeste



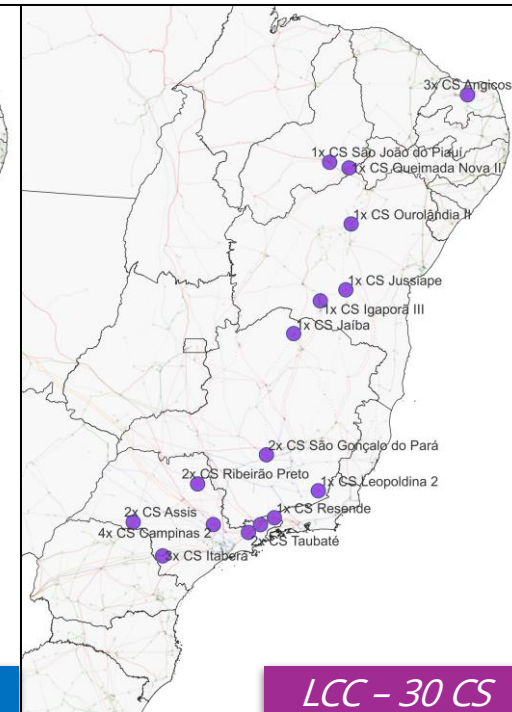
Campinas 2

Menor extensão no corredor HVDC

Campinas 2 - SP  
2317,5 km



VSC - 7 CS



LCC - 30 CS

Legenda:

--- LT<sub>CA</sub> 500 kV

--- LT<sub>CA</sub> 230 kV

--- LT<sub>CC</sub> 600/800 kV

— Recapitação

# Alternativas técnicas avaliadas

## Conexão Sul/Sudeste



MultiTerminal



LT<sub>CA</sub> 1000 kV

### Legenda:

- LT<sub>CA</sub> 500 kV
- LT<sub>CA</sub> 230 kV
- LT<sub>CC</sub> 600/800 kV
- Recapitação

Campinas 2 – SP + Curitiba Oeste – PR

2317,5 km + 500 km

Duas variações para as potências das conversoras nos terminais de chegada:

- (i) 3 + 3 GW
- (ii) 1,5 + 1,5 GW

- Melhor controle da potência a ser transmitida para cada região (Sul ou Sudeste)
- Redução de perdas
- Custo elevado de um ponto adicional com conversoras CA/CC tornou a solução multiterminal economicamente pouco atrativa

- Minimização de perdas porém pouco competitiva devido aos elevados investimentos.

- P&D ANEEL

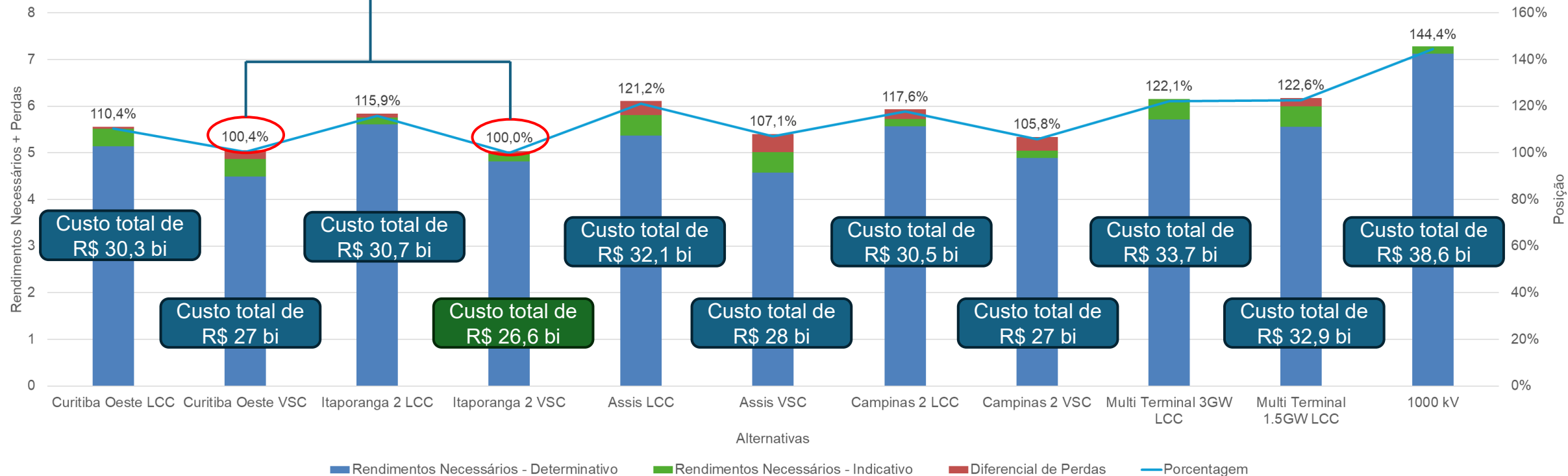
# Alternativas técnicas avaliadas

## Conexão Sul/Sudeste

**Desempate (solução de referência - Itaporanga 2):**

- Alternativa de mínimo custo global
- Posicionamento Estratégico
- Menor extensão de linha de transmissão CC

Alternativas Sul/Sudeste



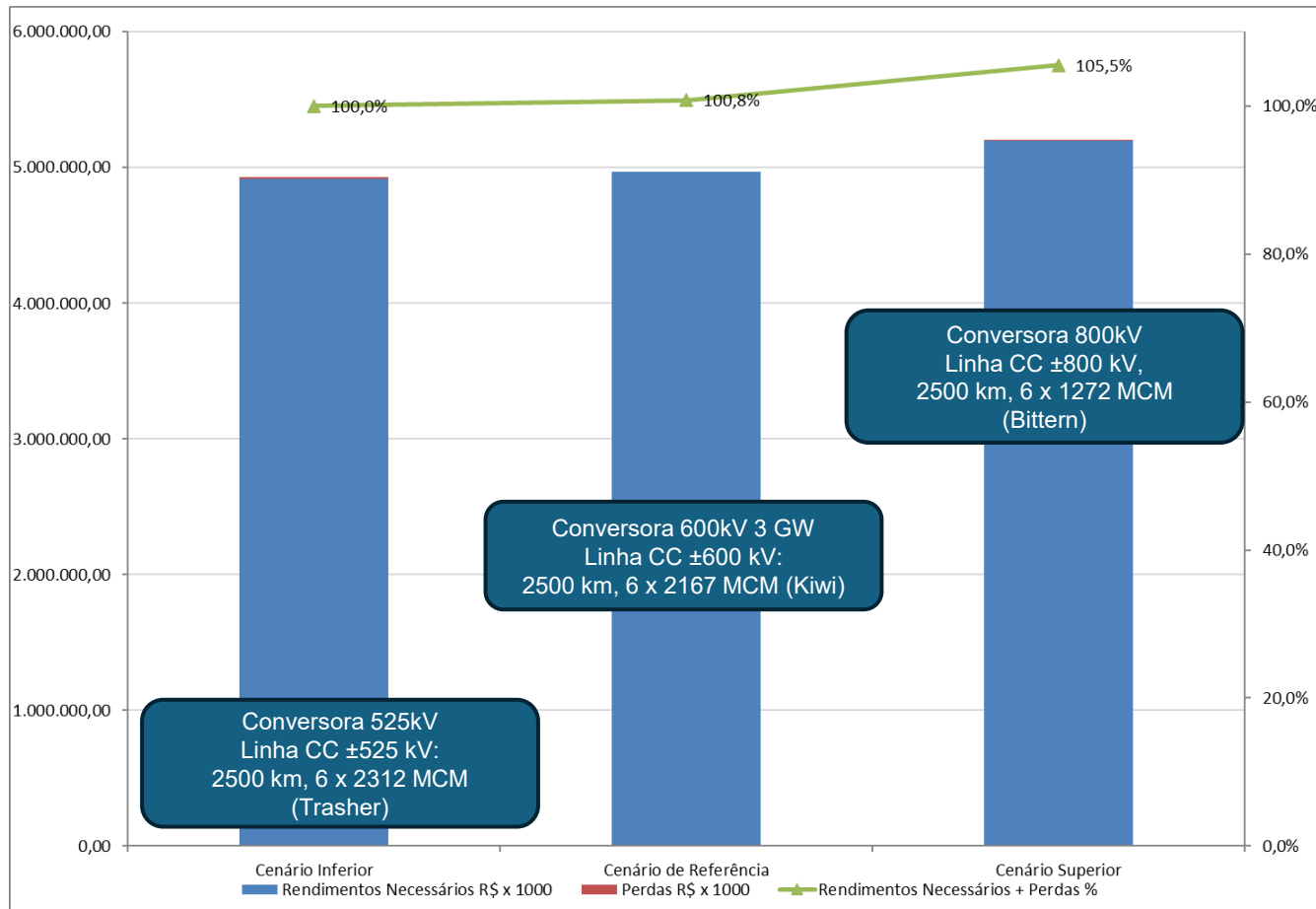
Valores em bilhões

A Alternativa VSC Itaporanga 2 apresentou o menor custo total (R\$ 26,6 bi), sendo selecionada como vencedora.

# Cenarização futura

# Alternativas técnicas avaliadas

## Sensibilidade HVDC – Cenarização futura



- Incertezas quanto a evolução do mercado HVDC-VSC nos próximos anos.

- Foram avaliados 3 cenários, com diferentes níveis de tensão, sendo mantida a potência de 3 GW com projetos específicos de linhas de transmissão CC para cada um deles:

- **Cenário inferior** – 525kV – Trasher;
- **Cenário de referência** – 600kV – Kiwi;
- **Cenário superior** – 800kV – Bittern

\* *LTcc dimensionada para atender aos requisitos de perdas máximas de 5% a 6%, em todos os cenários. Por isso, as perdas nas 3 configurações foram semelhantes (diferenças marginais).*

**Obs.1:** Foi considerada a média dos valores fornecidos por dois fabricantes, para cada nível de tensão (525 kV e 600 kV).

**Obs.2:** Não recebemos informações de custo para conversoras em 800kV, logo foram estimados por previsão linear, considerando os valores recebidos para conversoras de 600kV e 525kV **(incertezas no investimento que deve ser confirmado na etapa de licitação).**

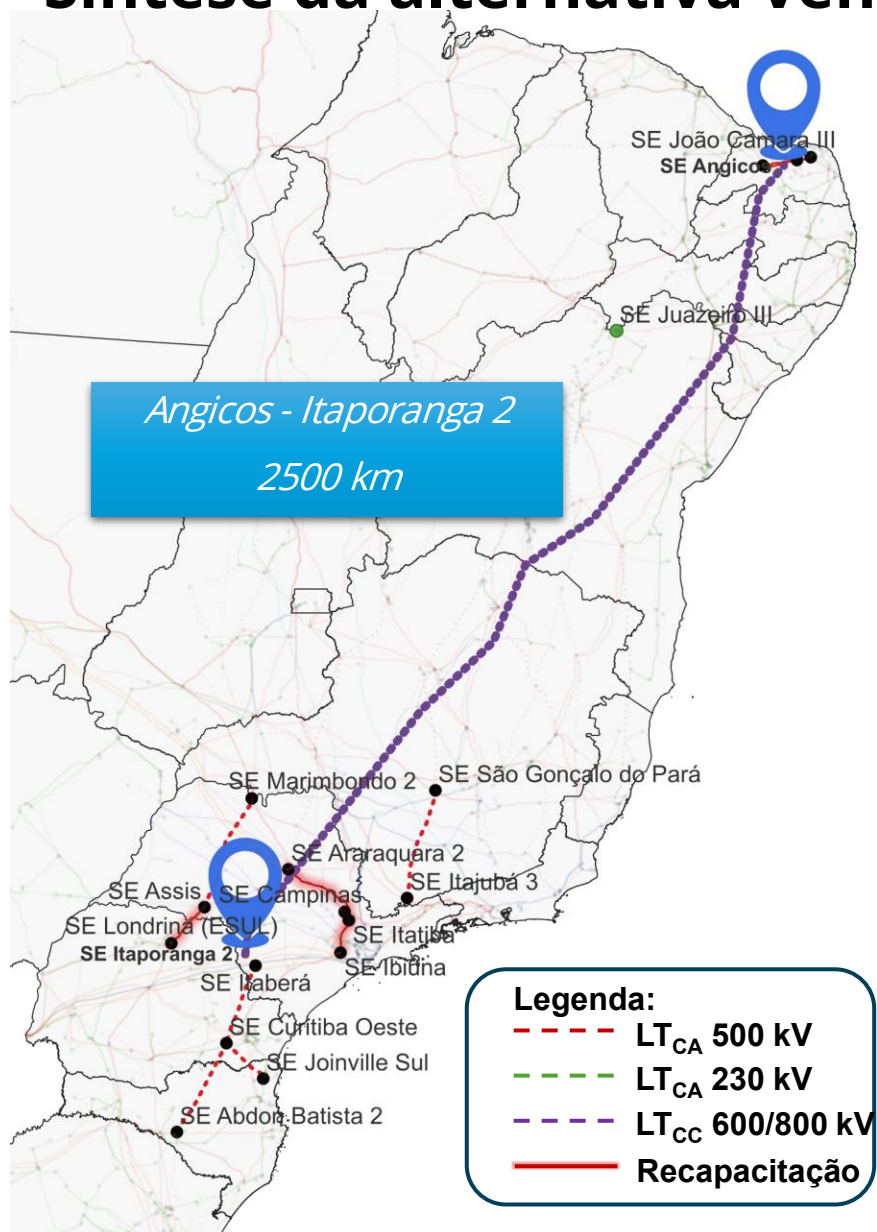
Empate econômico - fornecimento pode ser diferente da solução referencial de 600 kV (525 kV, 600 kV ou 800 kV).

Conclui-se, portanto, que do ponto de vista técnico-econômico, as três soluções são possíveis e tecnicamente equivalentes e poderão ser utilizadas na licitação

# Conclusão

# Conclusão

## Síntese da alternativa vencedora



### Eixo principal:

#### **Bipolo Nordeste II – HVDC VSC $\pm 600$ kV 3 GW**

- ✓ Extensão: 2.500 km (Angicos–Itaporanga 2);
- ✓ Posicionamento estratégico.
- ✓ Alternativa de mínimo custo global

### Obras adicionais:

- ✓ Reforços em CA nas regiões Sudeste e Sul para absorção de potência, mitigação de sobretensões e complemento no ganho de intercâmbio Sul/SE;
- ✓ Entrada em operação:
  - **2033 – obras determinativas** (R\$ 25,1 bi).
  - **2035 – obras indicativas** (R\$ 1,5 bi).

*A extensão da linha de transmissão aérea prevista representa um marco inédito nos continentes americano e europeu para projetos baseados nessa tecnologia até o momento, e posiciona o Brasil na fronteira tecnológica da transmissão em corrente contínua, com potencial para gerar aprendizados e referências relevantes para projetos futuros.*

### Cenarização futura:

Fornecimento pode ser diferente da solução referencial de 600kV (525kV ou 800kV).



# Obrigado(a)!


Escaneie, envie sua pergunta  
e participe do debate




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



Praça Pio X, 54. Centro – Rio de Janeiro, RJ



**Painel de  
Síntese da  
Solução**



**Visão geral das análises  
socioambientais**

# Análise Socioambiental no R1

## Objetivos

- Incorporar aspectos socioambientais e construtivos na fase de concepção da solução de expansão, contribuindo para a análise de alternativas
- Definir áreas referenciais de implantação das subestações e corredores para as linhas de transmissão, de forma a subsidiar o leilão dos empreendimentos
- Caracterizar as principais interferências e estabelecer recomendações para as próximas fases do planejamento

# Análise Socioambiental

## Principais fatores analisados



Centros de carga e pontos de escoamento



Vegetação nativa



Áreas urbanas



Unidades de conservação



Terras Indígenas e Quilombolas



Cavernas



Sítios arqueológicos



Acessos



Usinas de geração



Relevo



Massas d'água e corpos hídricos



Agricultura



Mineração



Aeródromos

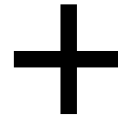
# Análise Socioambiental

Metodologia de definição dos corredores



## TRAÇADOS MANUAIS

Elaborados pela equipe técnica da EPE, consultando bases secundárias de temas socioambientais



## TRAÇADOS AUTOMATIZADOS

Modelagem Espacial Multicritério (MEM), conforme requisitos definidos pela equipe técnica da EPE

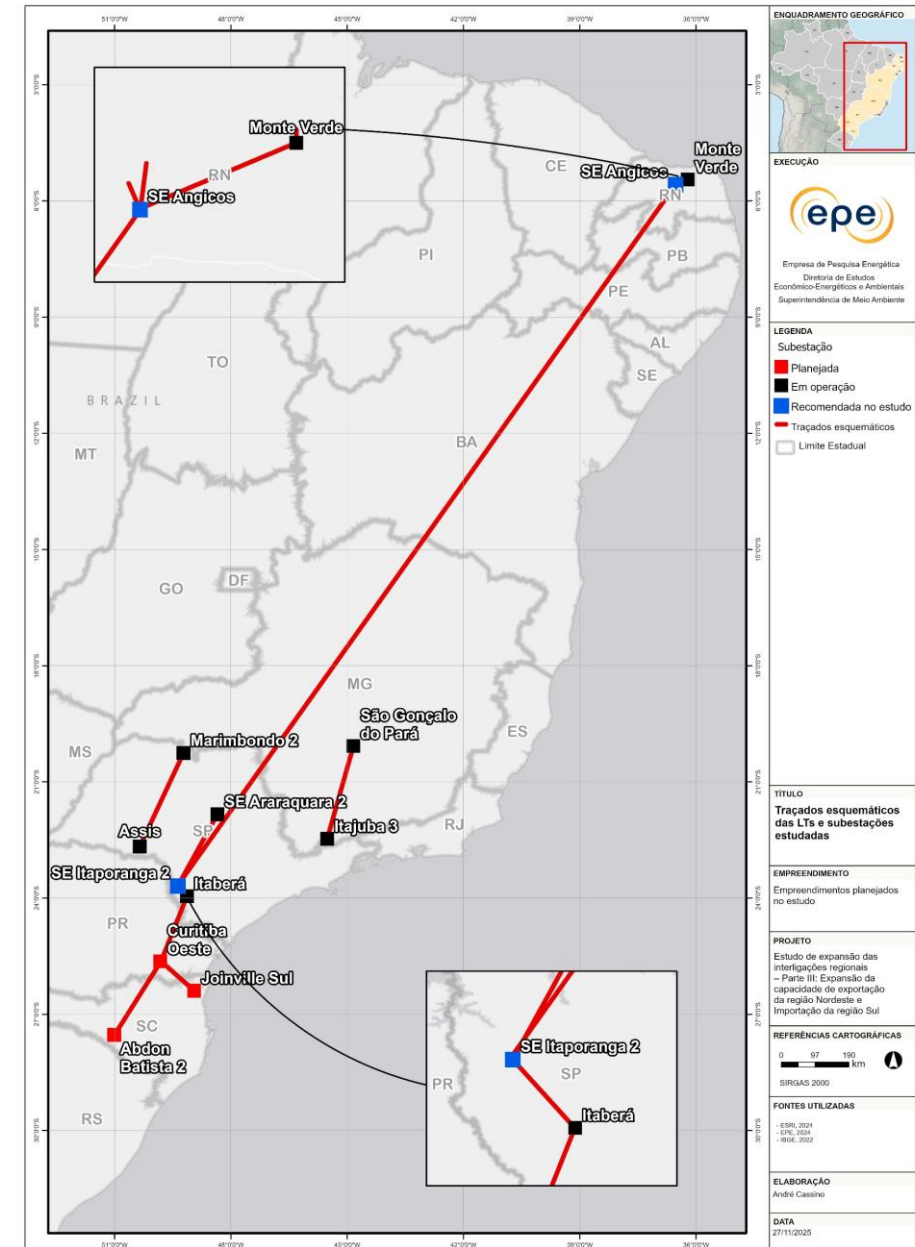
**ANÁLISE DE CONVERGÊNCIA**



**CORREDORES DE  
REFERÊNCIA**

# Números do estudo

- 10 estados: RN, PB, PE, AL, SE, BA, MG, SP, PR, SC
- 2 subestações
- 12 LTs e 3 seccionamentos
  - CC 600 kV (1)
  - CA 500 kV (12)
  - CA 525 kV (2)
- 4.270 km em novas linhas de transmissão



# LT CC 600 kV Angicos – Itaporanga 2

- Aproximadamente **2.500 km de extensão**
- Atravessa **três biomas:** Caatinga, Cerrado e Mata Atlântica
- Percorre **oito estados brasileiros:** RN, PB, PE, AL, SE, BA, MG, SP

A área de abrangência do empreendimento atravessa regiões heterogêneas, em especial quanto às características de vegetação, uso do solo e relevo, além de apresentar um elevado número de áreas protegidas

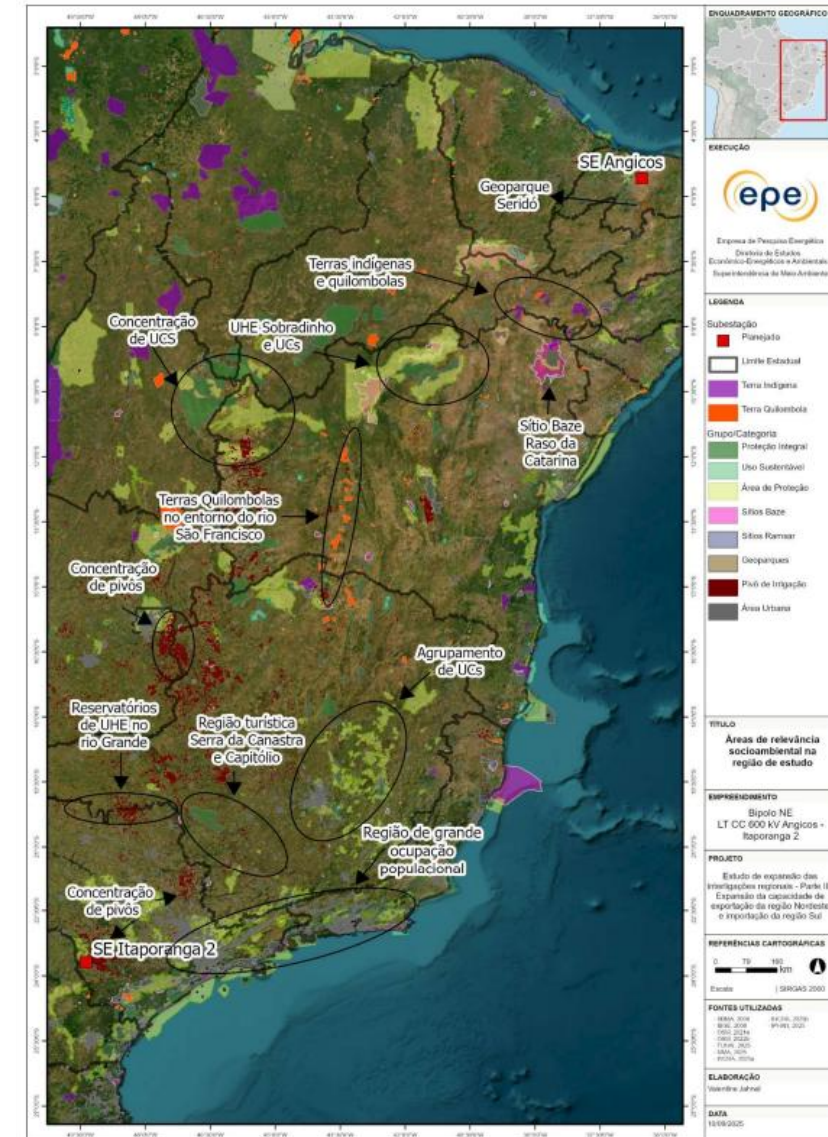


*Traçado esquemático da LT CC 600 kV Angicos – Itaporanga 2 (Bipolo SE/NE)*

# LT CC 600 kV Angicos – Itaporanga 2

## Mapa da área de estudo e principais restrições socioambientais

- **Terras indígenas e territórios quilombolas**, em especial em PE e BA;
- **Unidades de conservação** em toda a área de estudo, em especial nos estados de MG e SP. Destaca-se a o Parna Serra da Canastra e região turística de Capitólio;
- **Sítio Baze/Esec Raso da Catarina** (espécie ameaçada arara-azul-de-lear);
- Áreas com maior ocorrência de **remanescentes de vegetação nativa**, com destaque para a porção noroeste da BA e a leste de MG;
- **Geoparque Seridó**, no Rio Grande do Norte
- Grandes reservatórios de hidrelétricas;
- Grandes concentrações de **pivôs centrais de irrigação** (SP, MG e GO);
- Concentração de **parques eólicos** no RN, PB e BA e de usinas **fotovoltaicas** em MG;
- Áreas de maior **concentração populacional**, incluindo áreas urbanas e de expansão urbana, e núcleos populacionais rurais, mais frequentes nas áreas mais próximas ao litoral brasileiro.



# LT CC 600 kV Angicos – Itaporanga 2

Estudo de alternativas de corredor – traçados manuais

A **Análise de Convergência** foi realizada com a participação de três analistas que definiram e discutiram nove alternativas de traçados para a LT planejada



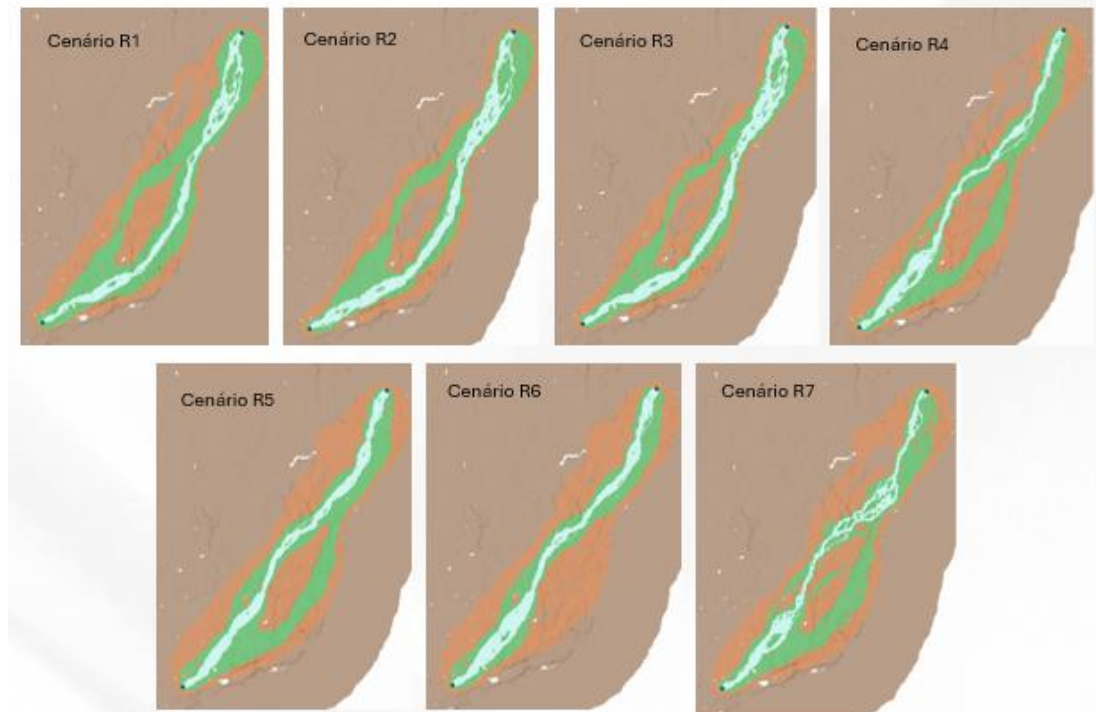
# LT CC 600 kV Angicos – Itaporanga 2

Estudo de alternativas de corredor – traçados automatizados

## Modelo Espacial Multicritério

Sete cenários priorizando os diferentes temas

Cenários	Socioambiental (%)	Uso do solo (%)	Econômico (%)	Meio Físico (%)	Acesso (%)
Cenário 1 - Socioambiental	50	25	10	10	5
Cenário 2 - Uso do solo	25	50	10	10	5
Cenário 3 - Socioambiental e Vegetação e Uso do Solo	35	35	15	10	5
Cenário 4 - Pesos Iguais	20	20	20	20	20
Cenário 5 - Econômico	20	15	50	10	5
Cenário 6 - Meio Físico	20	15	10	50	5
Cenário 7 - Acessos	20	15	10	10	45



Resultado do Modelo Espacial Multicritério

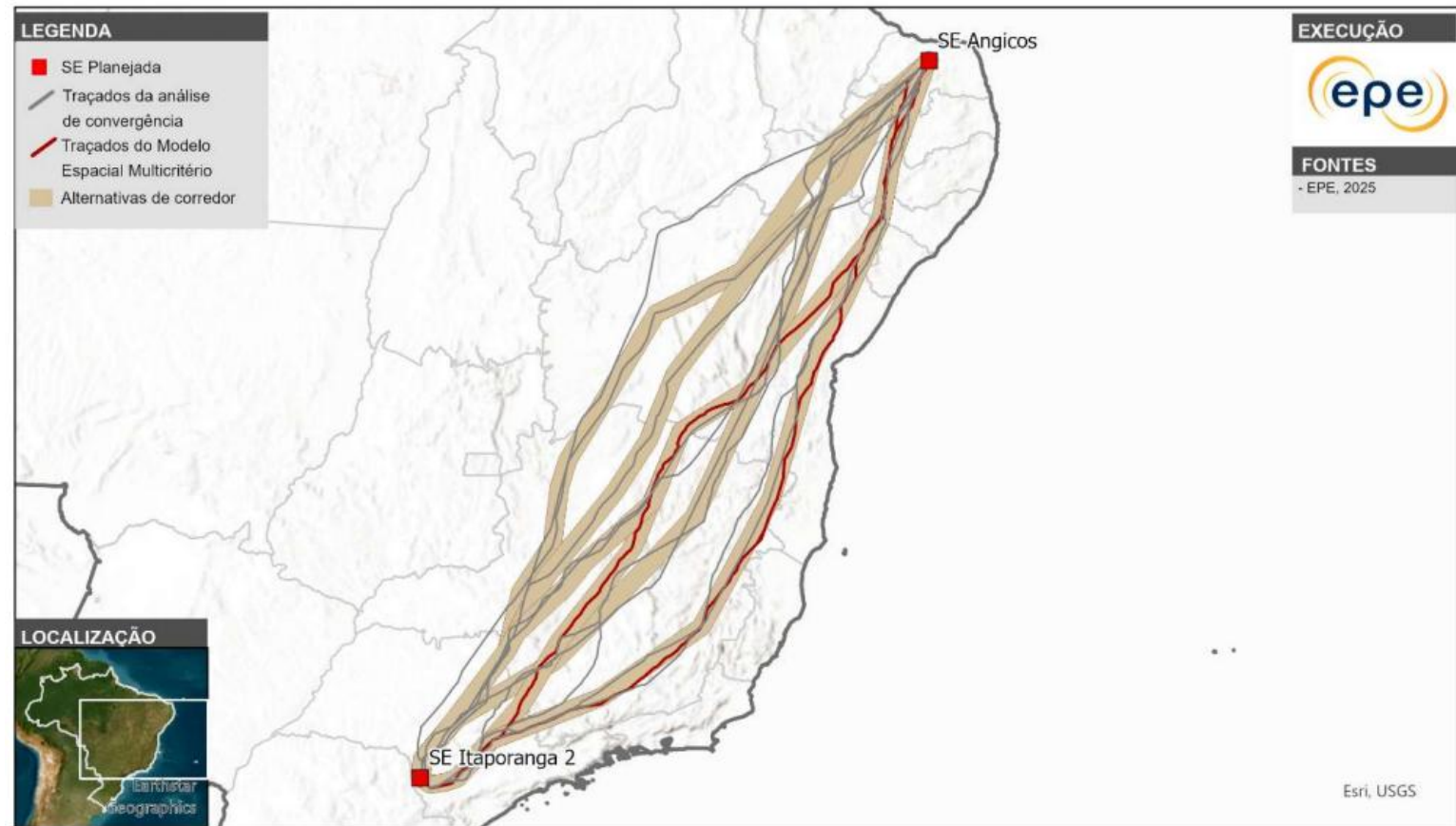
# LT CC 600 kV Angicos – Itaporanga 2

Estudo de alternativas de corredor – traçados automatizados

As análises resultaram em:

- 9 traçados da Análise de Convergência
- 2 traçados do Modelo Espacial Multicritério,

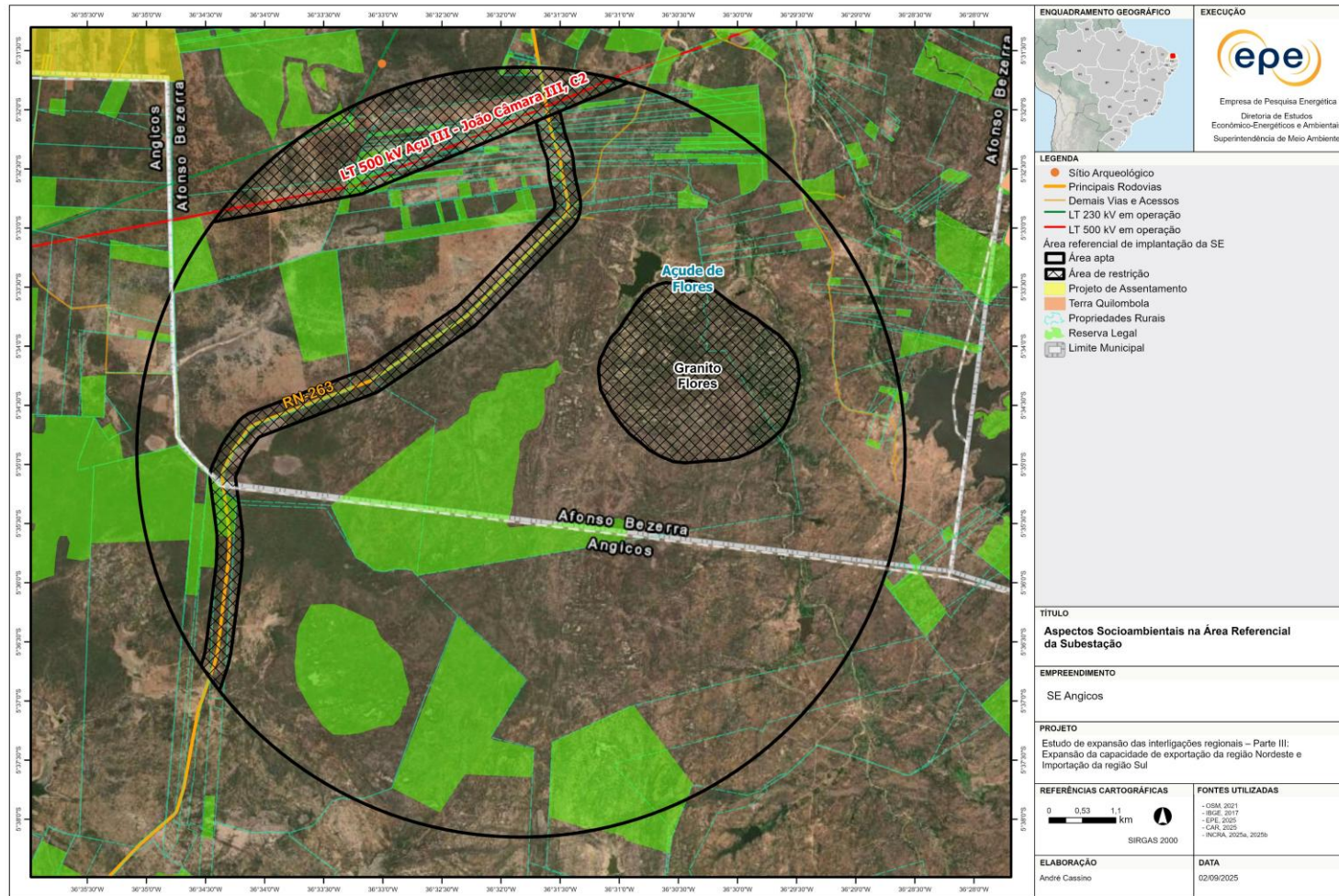
A partir desses traçados foram delineadas **6 alternativas de corredor com 50 km de largura** cada.







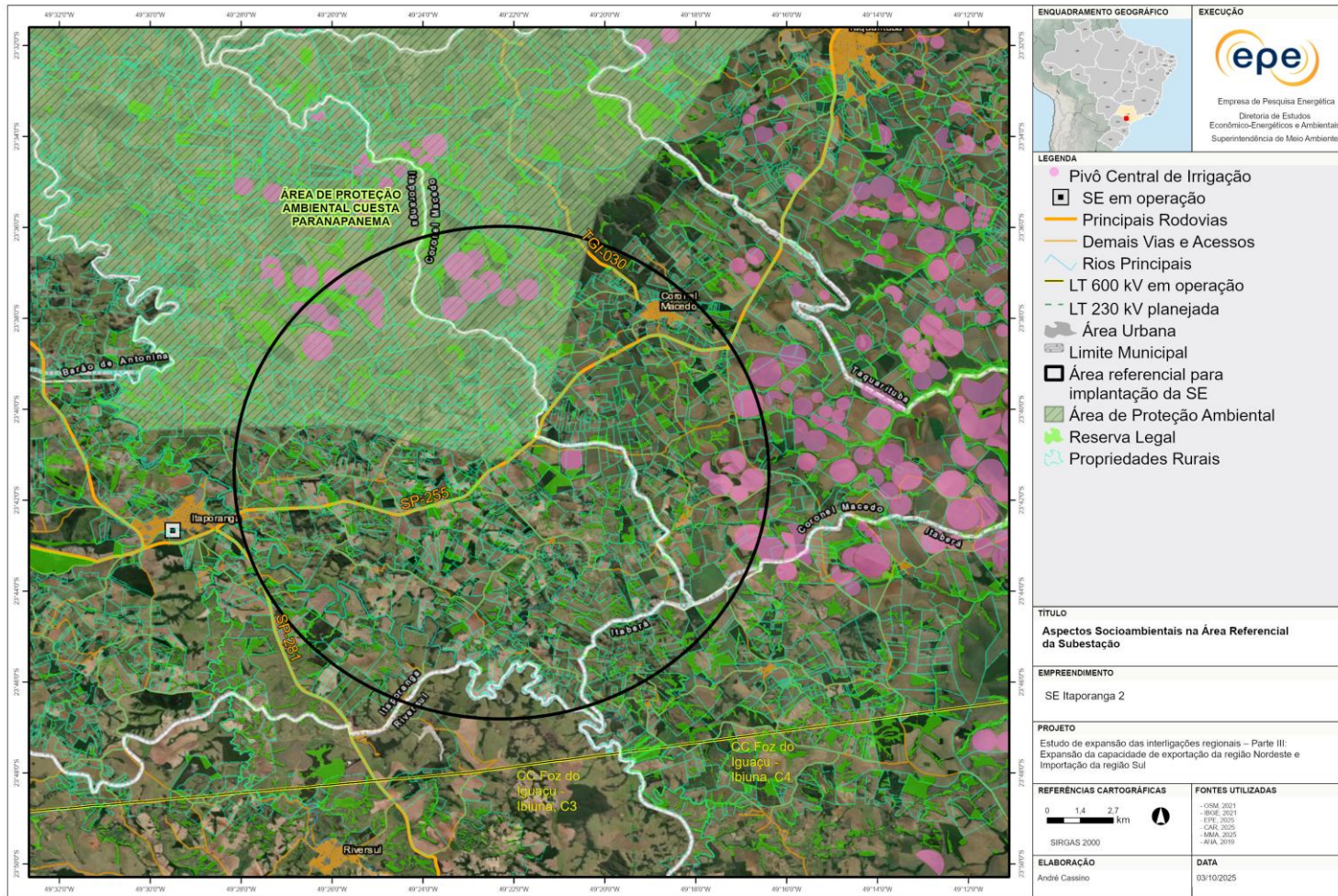
# SE 600/500 KV ANGICOS



Principais norteadores para a definição da região de implantação da SE:

- Ponto geoeletrico indicado pela equipe da STE/EPE
- Disponibilidade de terrenos para implantação da SE
- Ausência de unidades de conservação, terras indígenas ou quilombolas
- Proximidade com as LTs que serão seccionadas

# SE 765/600/500 KV ITAPORANGA 2



## Principais norteadores para a definição da região de implantação da SE:

- Ponto geotérmico indicado pela equipe da STE/EPE – proximidade da SE Itaberá
- Situar-se ao norte da LTs CC 600 kV Foz do Iguaçu – Ibiúna (C3 e C4)
- Disponibilidade de terrenos para implantação da SE
- Ausência de unidades de conservação de proteção integral, terras indígenas ou quilombolas
- Afastamento de área de concentração de pivôs centrais de irrigação

# LTS CA

## Principais motivadores da definição dos corredores

- Minimizar interferência em áreas de vegetação nativa
- Desviar de áreas urbanas e de concentração de benfeitorias rurais
- Evitar interferência em terras indígenas, quilombolas e unidades de conservação, especialmente as do grupo de proteção integral
- Evitar interferência em usinas eólicas e fotovoltaicas existentes e planejadas
- Desviar de represas
- Minimizar interferência em áreas de silvicultura



# CONSIDERAÇÕES FINAIS

- A consideração conjunta dos fatores técnicos, econômicos e socioambientais amplia a qualidade das decisões, garantindo que a configuração final do sistema atenda às necessidades de desempenho e custo, ao mesmo tempo em que minimiza impactos sobre comunidades e meio ambiente.
- O processo de avaliação promoveu um ambiente de intensa colaboração entre as equipes da Superintendência de Transmissão de Energia (STE) e da Superintendência de Meio Ambiente (SMA), fortalecendo a troca de conhecimentos e o aprendizado mútuo, essenciais para soluções mais robustas e alinhadas às melhores práticas.



**Obrigado(a)!**


**Escaneie, envie sua pergunta  
e participe do debate**




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



Praça Pio X, 54. Centro – Rio de Janeiro, RJ



**Painel de  
Síntese da  
Solução**



**Visão sobre próximos  
passos e Leilões**



# Mesa Redonda com Painelistas



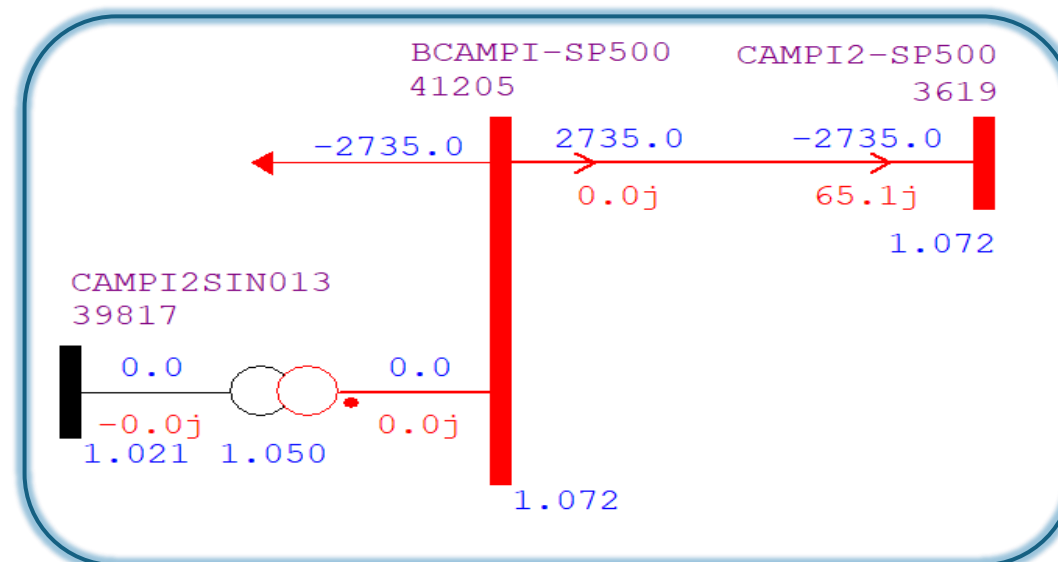
**Painel de  
Estudos de  
Dinâmica**



**Modelagem  
VSC**

# Modelo – HVDC - VSC

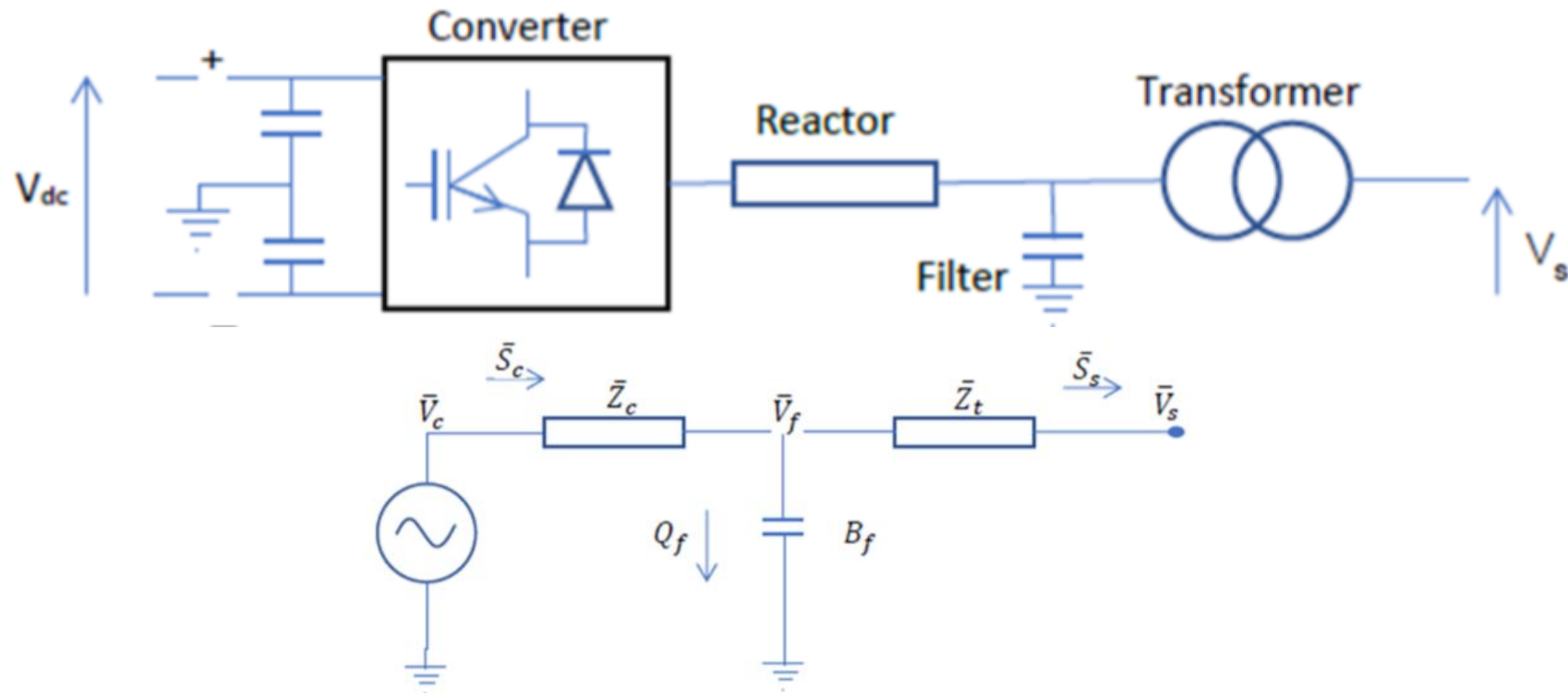
- **Contexto:** No início do estudo, ainda não havia modelos de equipamentos HVDC-VSC disponíveis para uso nas bases oficiais. Para viabilizar as análises, foi necessário recorrer a alternativas provisórias.
- **Etapa 1:** adotou-se uma abordagem simplificada, representando o VSC como uma carga/geração de potência ativa constante associada a um controlador de tensão.



Modelagem simplificada adotada no ANAREDE/ANATEM

# Modelo – HVDC – VSC - Organon

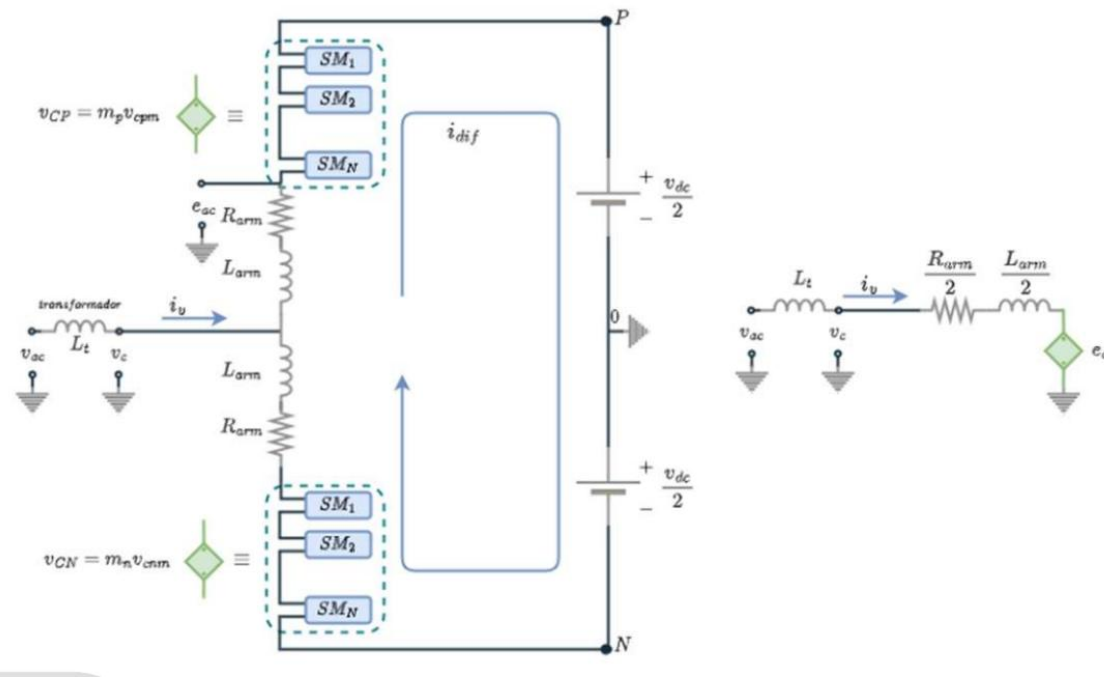
- **Etapa 2:** Uso do modelo VSC da tecnologia MMC já disponível no Organon, com suporte da HPPA.



Esse modelo incorpora múltiplas malhas de controle e reproduz, com boa fidelidade, as dinâmicas sistêmicas observadas nos modelos públicos disponíveis no PSCAD.

# Modelo – HVDC – VSC - CEPEL

- **Etapa 3:** Contratação do CEPEL para desenvolvimento de um modelo público do elo HVDC-VSC baseado em MMC, no programa ANATEM. O modelo em construção utiliza fasores dinâmicos no equacionamento apresentado no item “1”.

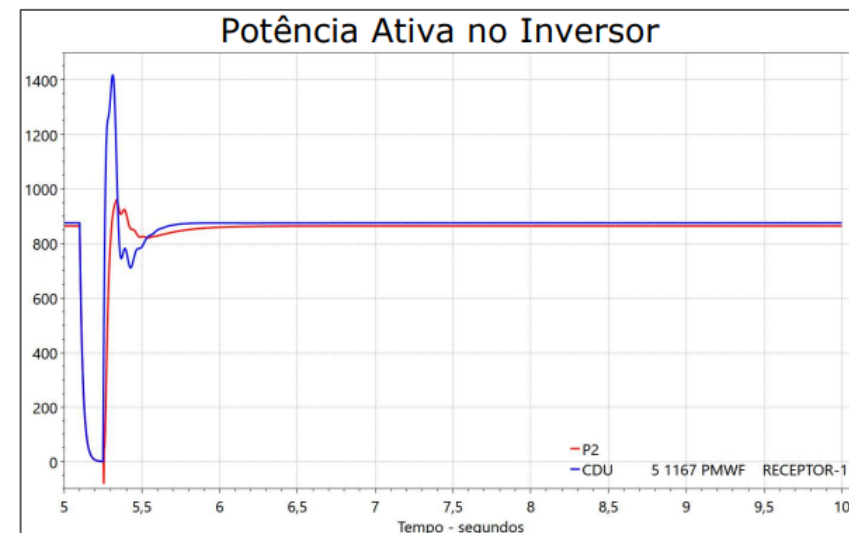
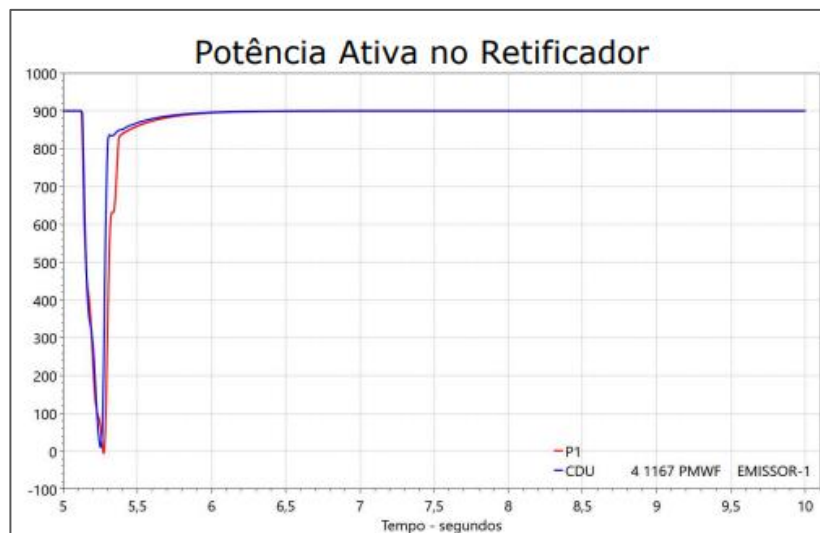


# Modelo – HVDC – VSC – CEPEL

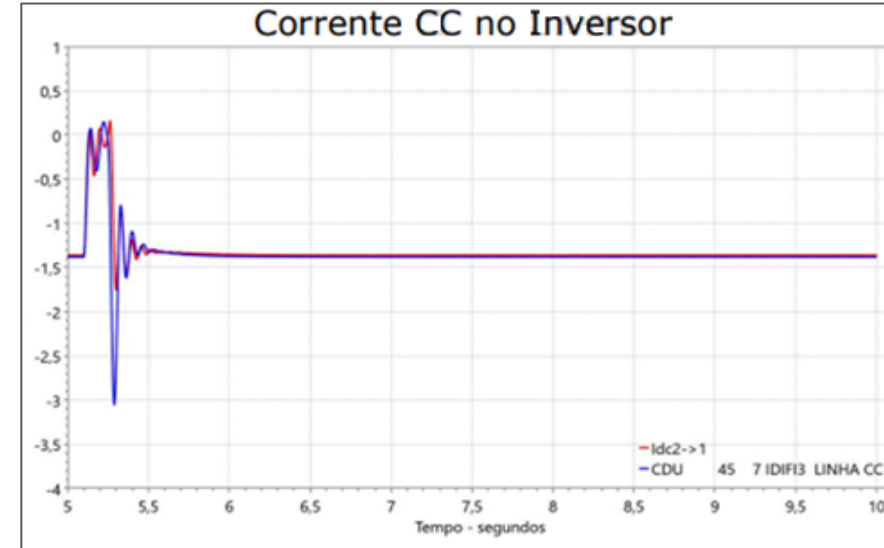
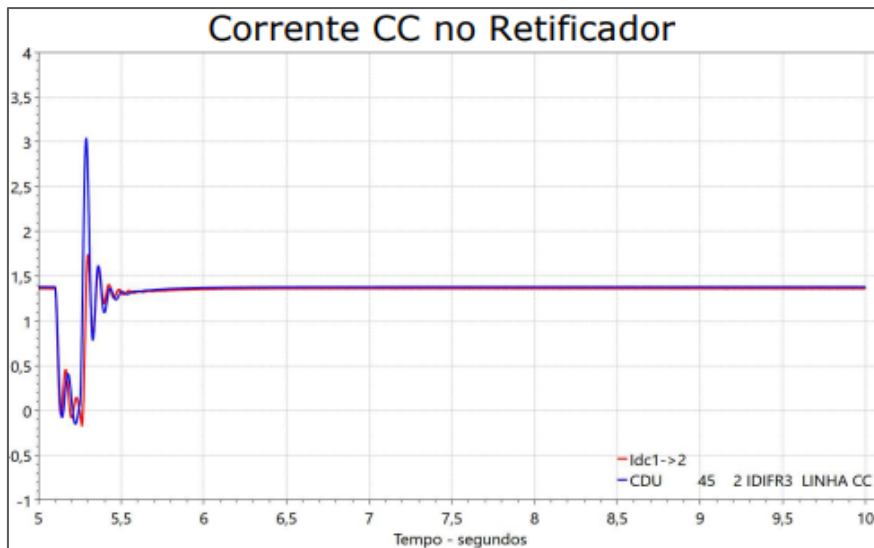
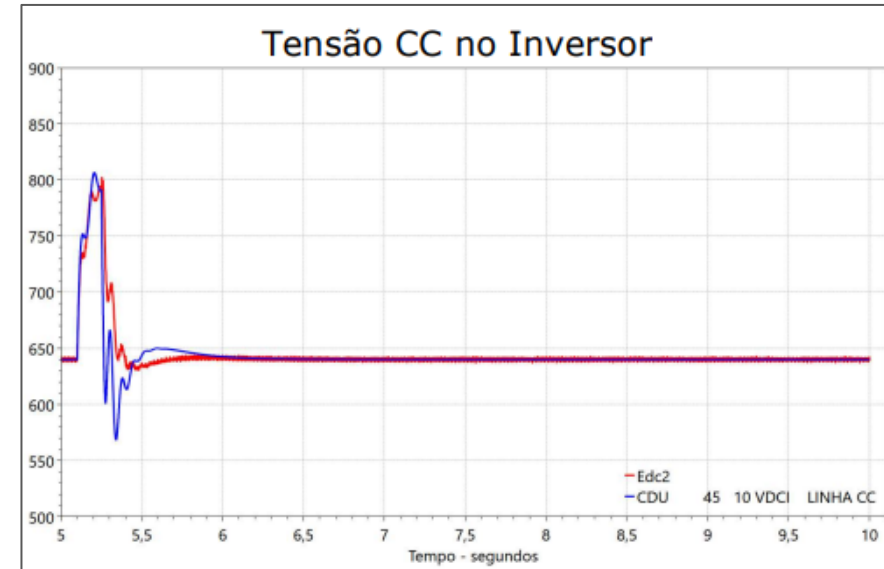
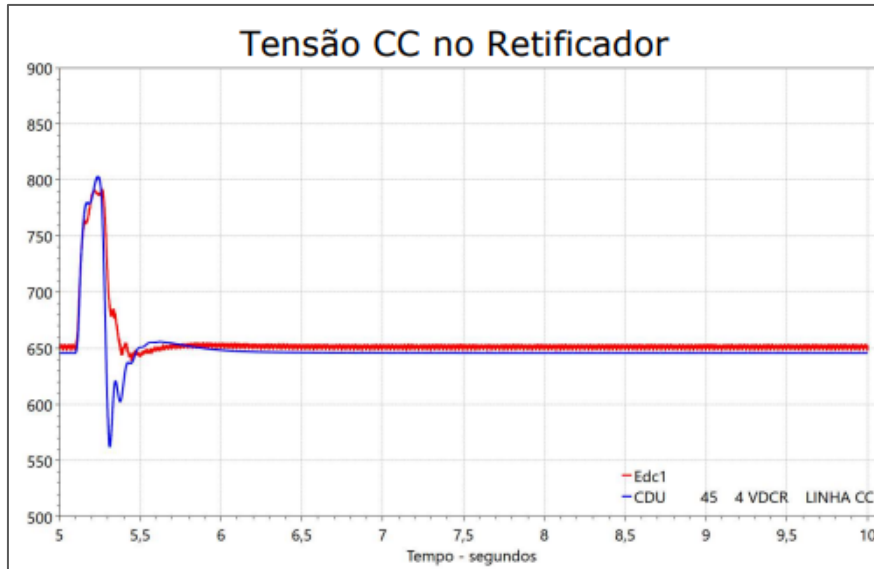
## ➤ Desenvolvimentos Atuais:

- Compatibilização do modelo ANATEM com o benchmark da *knowledge Base* do PSCAD.
- Ajustes dos parâmetros dos equipamentos;
- Transcrição dos controles PSCAD → CDU;
- Comparação das respostas a curtos-circuitos mono e trifásicos nos dois programas.

## ➤ Exemplo: **Curto-circuito trifásico no terminal Inversor.**



# Modelo - HVDC - VSC - CEPEL - Lado CC



# Conclusão – Estudo e Futuro

# Conclusão

## ➤ Estudo Atual

- Durante o projeto, foram realizadas consultas aos fabricantes sobre a tecnologia VSC.
- Um dos pedidos de apoio envolveu ajustar o modelo benchmark genérico em PSCAD, de modo a torná-lo operacional com a parametrização de um bipolo  $\pm 600$  kV e 3 GW.
- O modelo atualmente desenvolvido pelo CEPEL está validado para eventos no lado CA, mas ainda requer avanços na modelagem e no desempenho do lado CC.

- ## ➤ Desafios Futuros:
- validação do modelo para faltas no lado CC, utilizando como referência os insumos obtidos nas análises EMT.



**Painel de  
Estudos de  
Dinâmica**

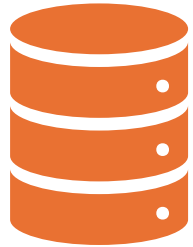


**Base de Dados de  
Planejamento**

# Base de Dados de Renováveis - Contextualização



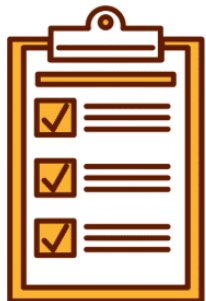
Estudos de transmissão são complexos e podem levar anos para serem concluídos.



Bases de dados de fluxo de potência e de transitórios eletromecânicos passam por múltiplas revisões.



Um evento disruptivo em agosto de 2023 colocou em xeque a adequação dos modelos utilizados para as fontes renováveis.



**Resultado:** Início da validação dos modelos pelos agentes e realização de ajustes temporários nos modelos de renováveis, especialmente no que diz respeito à contribuição de corrente durante faltas.

# Base de Dados de Renováveis

## Impacto da atualização da Base pós ajustes de agosto/23

- Agravamento de problemas numéricos e de inicialização;
- Ocorrência de problemas de convergência;
- Redução dos limites de intercâmbio entre regiões;
- Não atendimento aos requisitos de desempenho previstos nos procedimentos de rede.

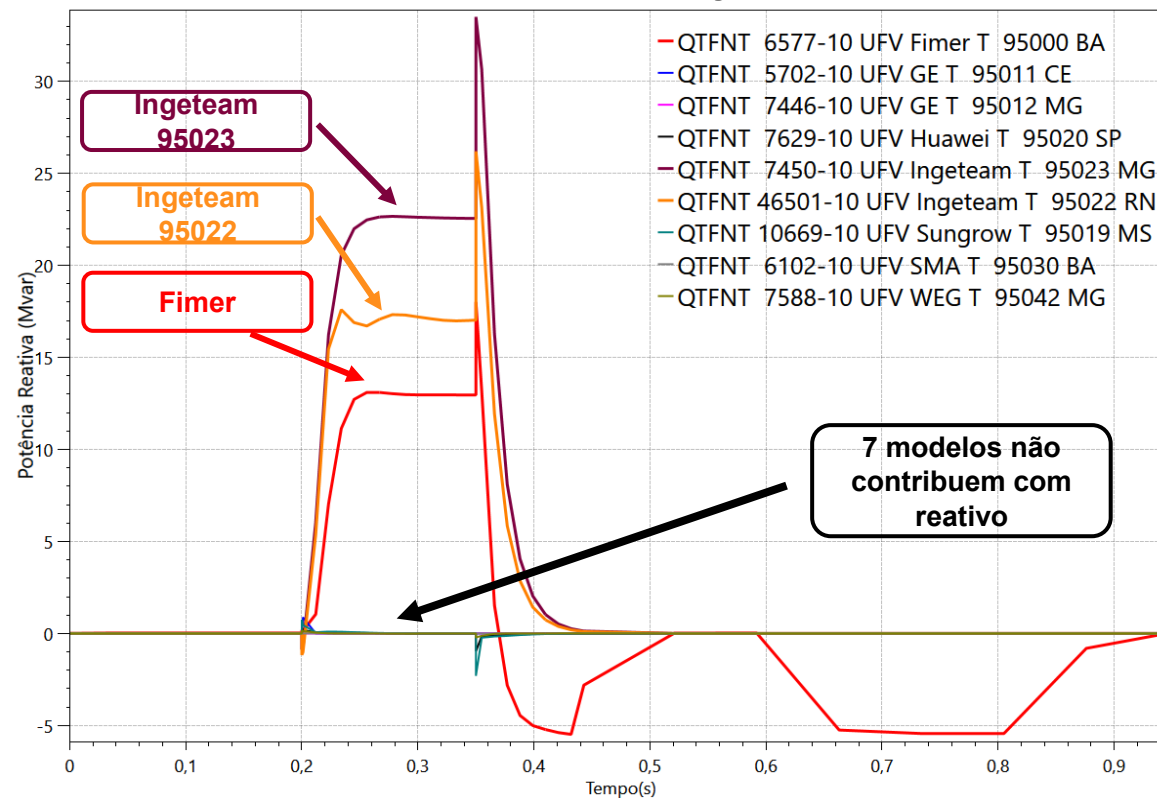
## Solução

- Ausência de modelagem de usinas renováveis nas fases iniciais do estudo.
- Após a emissão da base BD 2411R1, já contendo os primeiros modelos eólicos (Vestas – 25%) e solares (Ingeteam – 12%), avaliar alternativas de base mais alinhadas aos procedimentos de rede.
- Necessidade de definição ou adoção de um modelo de referência.

# Análise dos Modelos Oficiais de Solares BD2411R1

## Comparação do Desempenho de diversos modelos

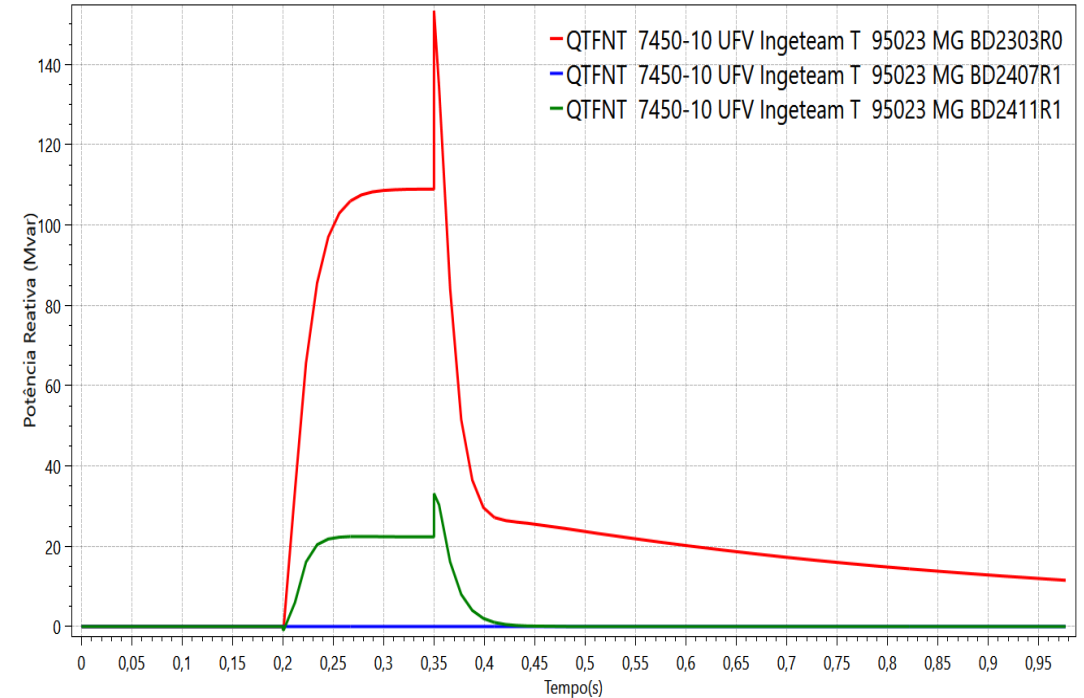
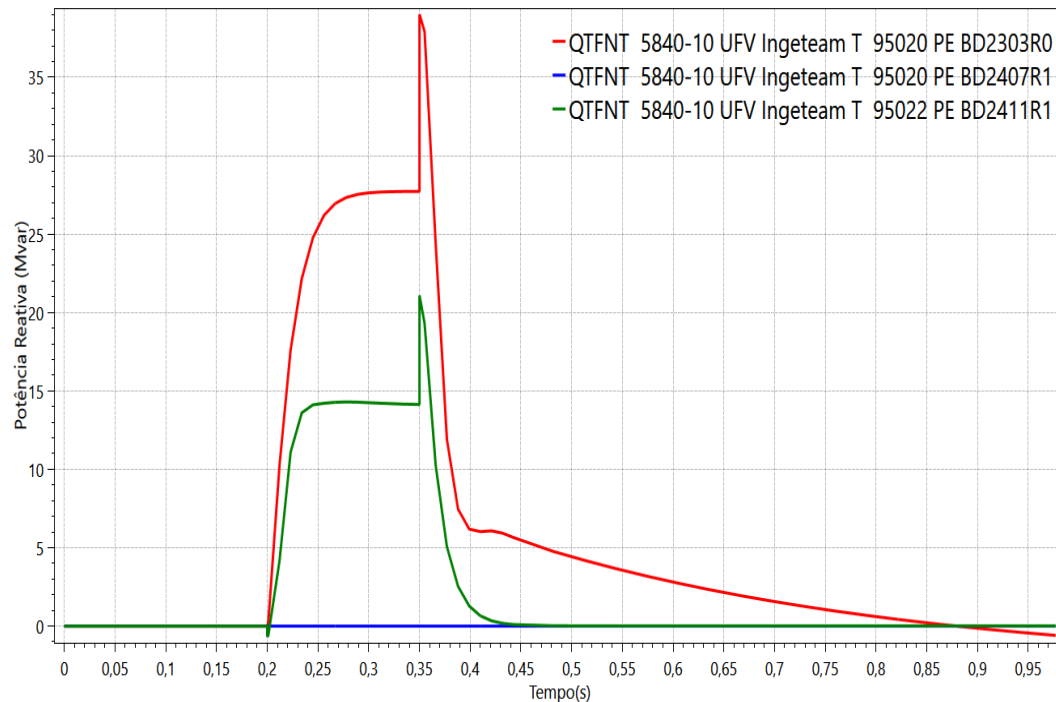
- Foram selecionadas usinas com diferentes modelos solares, às quais foram aplicados curtos-circuitos a uma barra de distância para avaliar o desempenho dinâmico em condição de falta.
- Com exceção do modelo **Firmer**, apenas o modelo validado da **Ingeteam** apresentou contribuição efetiva de potência reativa durante faltas.
- Os demais sete modelos não injetaram potência reativa ao longo do evento.



# Análise dos Modelos Oficiais de Solares BD2411R1

## Modelo Ingeteam

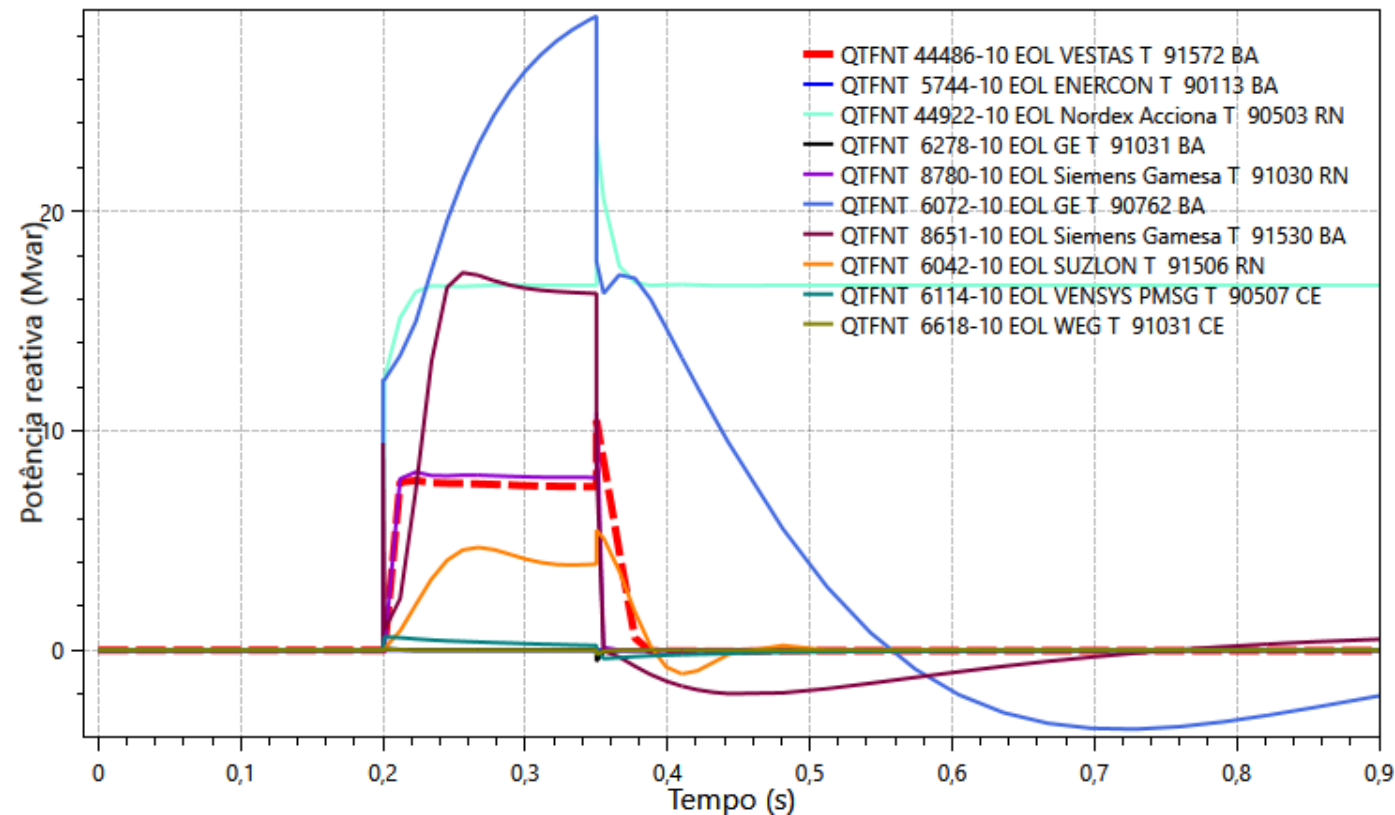
- Comparação do desempenho do modelo validado em três janelas temporais: pré-evento, pós-ajuste e pós-validação.
- Em comparação com o modelo pré evento, o novo modelo apresenta contribuição menor, **porém não nula**.



**Base pré 15/AGO/23**   **Base ajustada após 15/AGO/23**   **Base c/ modelo validado FEV/25**

# Análise dos Modelos Oficiais de Eólicas BD2411R1

- Foram selecionadas 10 usinas eólicas com diferentes modelos de aerogeradores, nas quais foram simulados curtos-circuitos a uma barra de distância para avaliar o desempenho dinâmico em condições de falta.
- O modelo Vestas (**vermelho**) apresentou contribuição de potência reativa superior à de 5 modelos e inferior a 4.
- Apenas 3 modelos da análise não forneceram qualquer contribuição de potência reativa.



# Base de Dados de Referência

## Resultados das Avaliações

- As bases de dados, incluindo a 2411R1 e as demais relacionadas, incorporaram diversas melhorias que sanaram os problemas e inconsistências identificados inicialmente.
- Foi determinado que os modelos validados demonstram um desempenho dinâmico (modo falta) que é realista e está em conformidade com os requisitos estabelecidos nos procedimentos de rede.

## Encaminhamentos

- Força tarefa em conjunto com o ONS foi estabelecida com o objetivo de criar uma base de dados alternativa designada como "Base de Planejamento".
  - Maior aderência entre as simulações e o comportamento real do sistema;
  - Conformidade dos modelos com os requisitos mínimos definidos para as usinas eólicas e solares nos Procedimentos de Rede.

# Base de Dados de Referência

## Destaque da Base

- Cada usina está submetida a diferentes requisitos de procedimentos de rede a depender do pedido de parecer de acesso.

### **Assim, foram propostos modelos genéricos em 3 grupos:**

- Grupo A – Pareceres até 2017: sem inércia sintética, injeção de corrente reativa sob defeito ou controle de tensão;
- Grupo B – Pareceres entre 2017 e 2023: com inércia sintética (para eólicas) e injeção de corrente reativa sob defeito, controle de tensão desabilitado;
- Grupo C – Pareceres a partir de novembro de 2023: com inércia sintética habilitada (eólicas), injeção de corrente reativa sob defeito e controle de tensão ativados;

# Conclusão


# Conclusão

## ➤ Base de dados Utilizada:

- Utilizou-se a Base de Dados de Planejamento para representar as usinas que ainda não tiveram seus modelos validados.
  - As usinas já com modelos validados mantiveram a sua representação original;
  - Geração Prospectiva: A geração prospectiva foi modelada utilizando o modelo **grupo C**.
- Além da alteração na base de dados, foi realizada a compatibilização da representação em fluxo de potência das redes internas das usinas até o Ponto de Acesso (PAC).



**Painel de  
Estudos de  
Dinâmica**

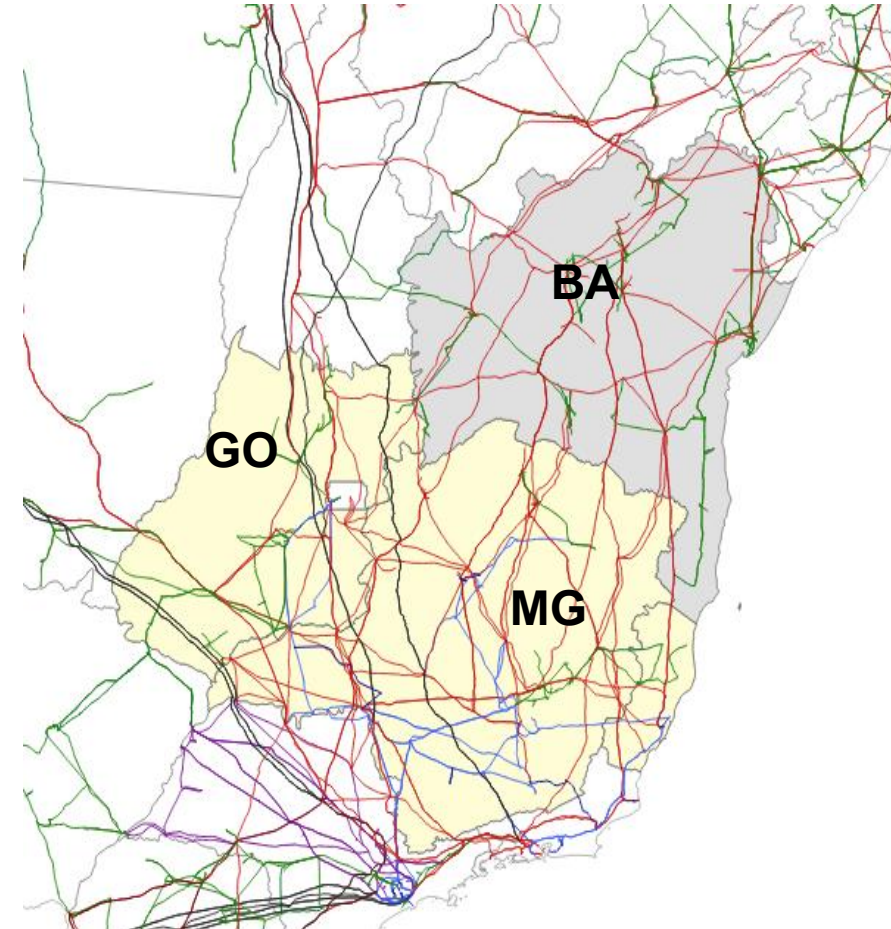


**Novo ponto de  
medição de  
Intercâmbio**

# Medição de Intercâmbio Nordeste – Sudeste

## Contextualização

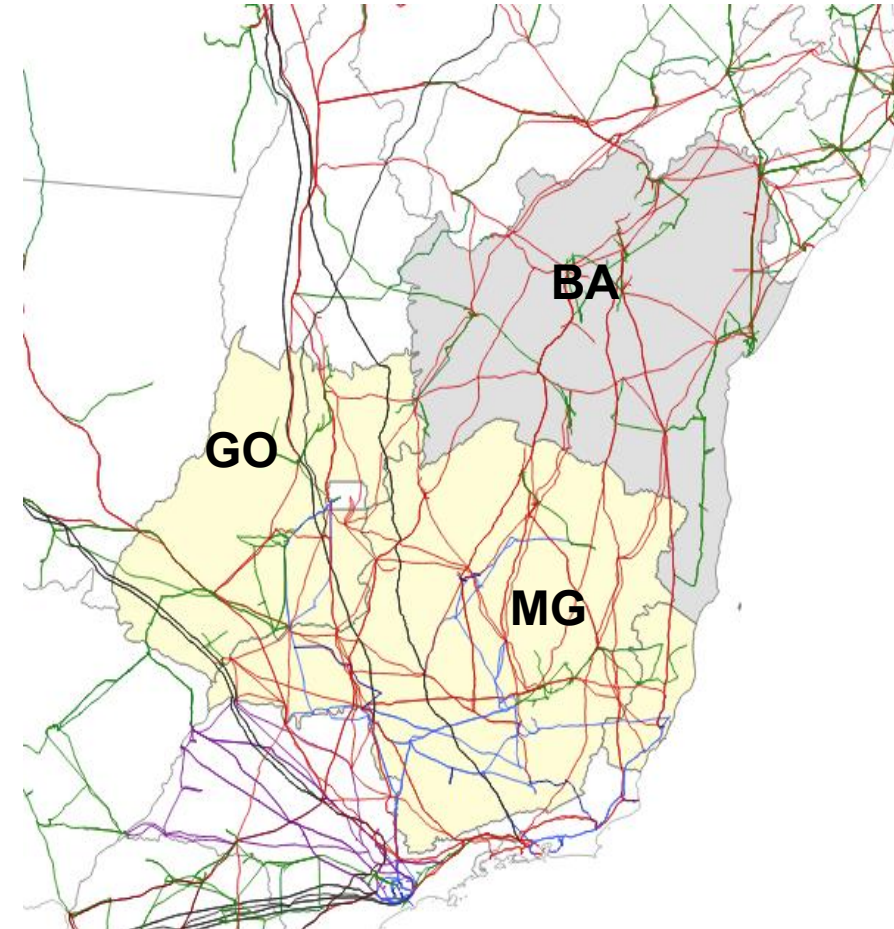
- O sistema de medição atual, referenciado como “SENE”, encontra-se amplamente consolidado e bem definido”;
- A medição é realizada na divisa entre os estados da Bahia, Goiás e Minas Gerais, um ponto de interligação crucial;
- Os dados coletados servem como insumo fundamental para a elaboração de estudos regionais e para o planejamento da operação.



# Medição de Intercâmbio Nordeste – Sudeste

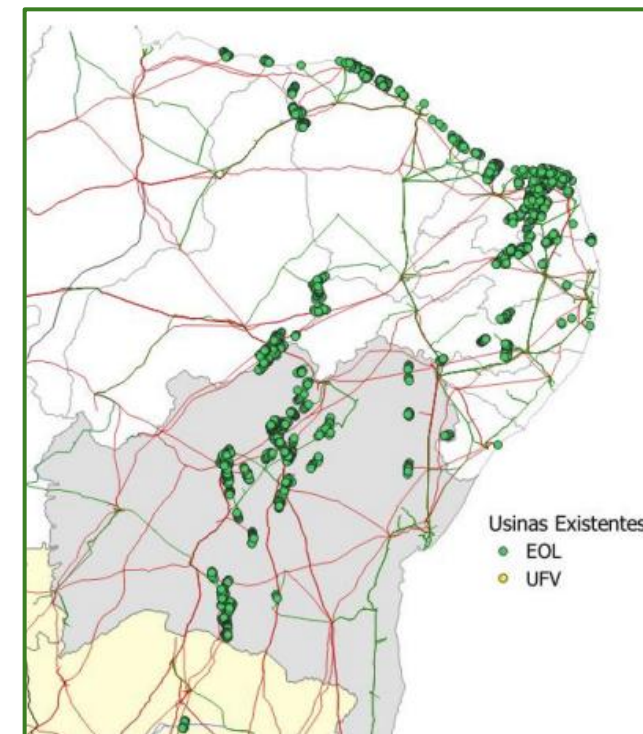
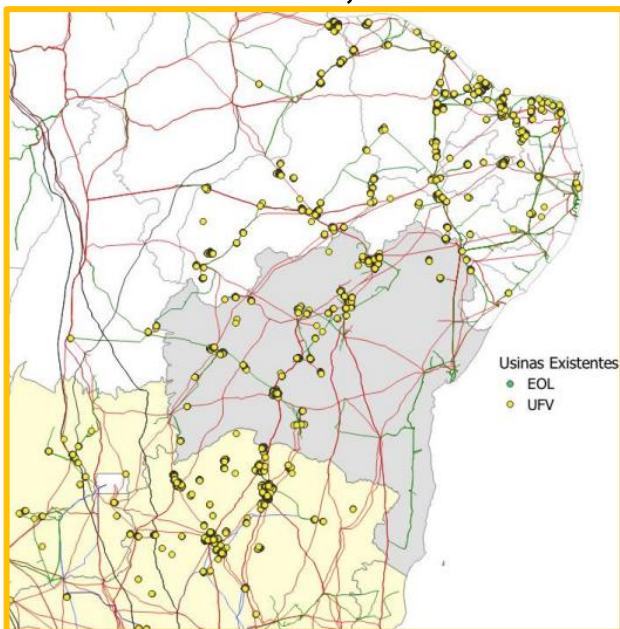
## Problemas

- Limites variam em virtude de:
  - alterações no patamar de carga,
  - variabilidade no despacho das fontes renováveis;
  - versões das bases de dados de dinâmica.
- O resultado desses fatores é a redução da previsibilidade operacional.
- É necessário avaliar a possível existência de um ponto de medição que seja mais estável e mais representativo da capacidade real de exportação.



# Medição de Intercâmbio Nordeste – Sudeste - Geração Renovável

- **Usinas eólicas** : Concentradas principalmente no Nordeste, com impacto limitado nos pontos de medição;
- **Usinas solares** : Distribuição mais dispersa, com forte concentração de capacidade instalada no Norte do estado de Minas Gerais;

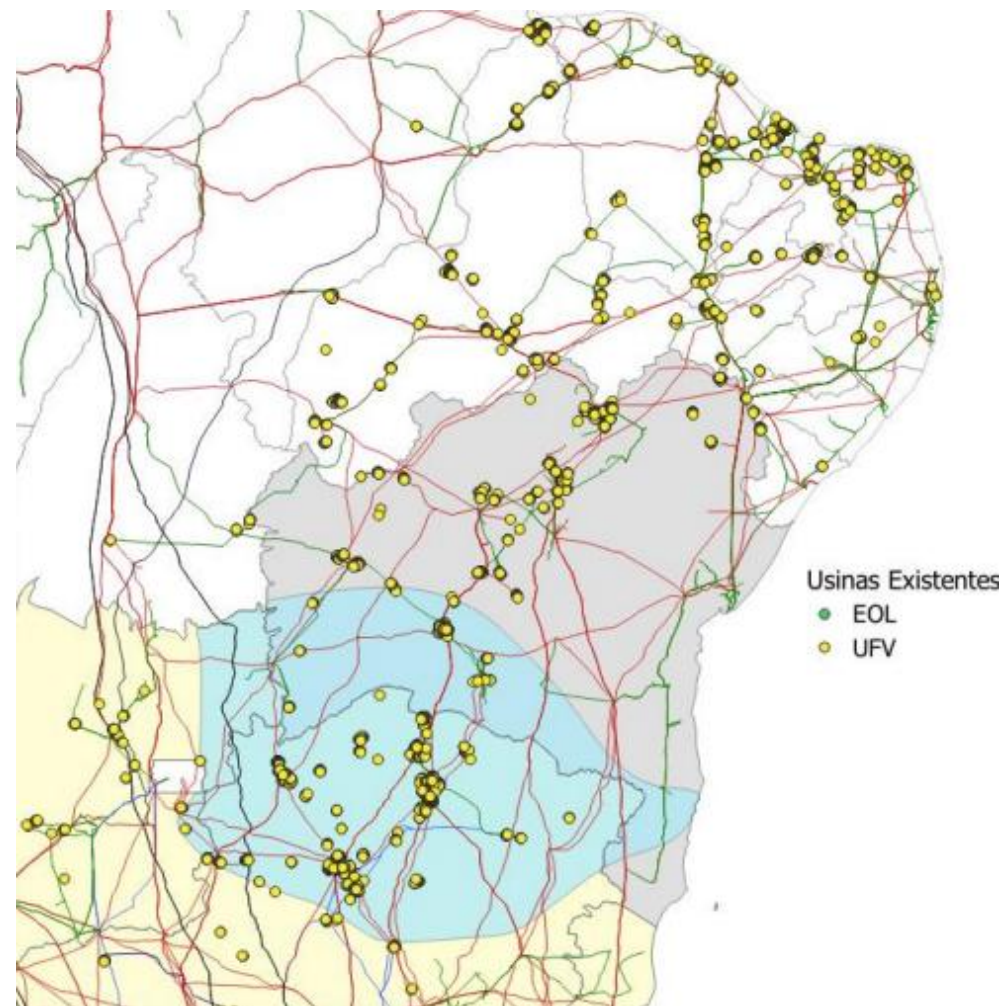


**Consequência** : O despacho das usinas solares localizadas abaixo dos pontos de medição afeta diretamente os valores de intercâmbio de potência da região.

# Medição de Intercâmbio Nordeste – Sudeste

## Proposição de novo ponto

- **Objetivo:** Mitigar a influência da variabilidade do despacho da geração solar e das flutuações de carga na determinação dos limites operacionais de intercâmbio entre as regiões.
- **Metodologia:** Selecionar linhas estratégicas da Rede Básica de forma que uma parcela relevante da geração solar permaneça acima do ponto de medição.



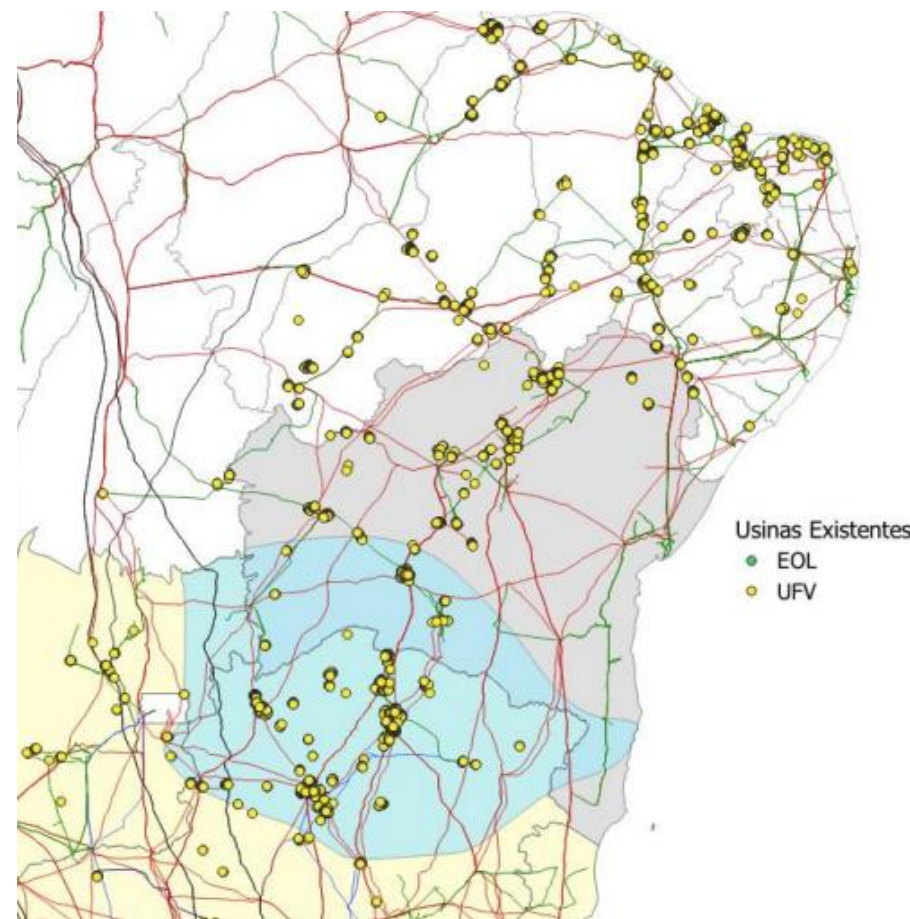
# Medição de Intercâmbio Nordeste – Sudeste

## Conclusões

- Foram escolhidas **22 linhas de transmissão** no estado de Minas Gerais
- Comparação dos Resultados: Intercâmbio (MW) entre o ponto de medição Atual e o Novo.

Cenário	Período	Exportação Nordeste		Exportação Norte/Nordeste	
		Medição Atual	Nova Medição	Medição Atual	Nova Medição
1	Diurno	24	<b>30</b>	19	<b>24</b>
4	Diurno	23	<b>29</b>	23	<b>29</b>
2	Diurno	17	<b>24</b>	24	<b>31</b>
3	Noturno	19	19	<b>31</b>	<b>30</b>

- A Exportação de potência (NE/NNE) é significativamente acrescida no **período Diurno** devido ao despacho solar (~6 GW), mantendo-se inalterada no **período Noturno**.



# Conclusão

# Conclusão

- Foi realizada uma avaliação dos benefícios associados à adoção de um novo ponto de medição entre os sistemas Nordeste e Sudeste.
- Esse novo ponto de medição passa a incorporar uma parcela significativa do parque gerador solar ao conjunto de geradores do sistema Nordeste.
- Em comparação ao ponto atualmente utilizado, o novo ponto resulta em um aumento do intercâmbio nos períodos diurnos — quando há geração solar — sem alterar os valores medidos nos períodos noturnos.



**Obrigado(a)!**

**Escaneie, envie sua pergunta  
e participe do debate**




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



Praça Pio X, 54. Centro – Rio de Janeiro, RJ

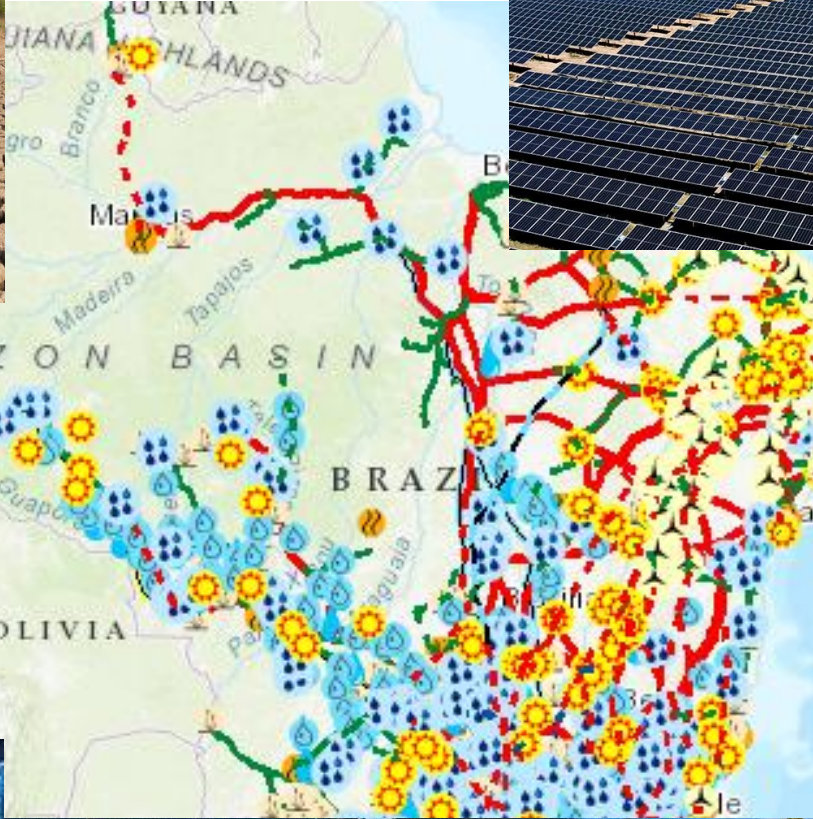


**Painel de  
Estudos de  
Dinâmica**

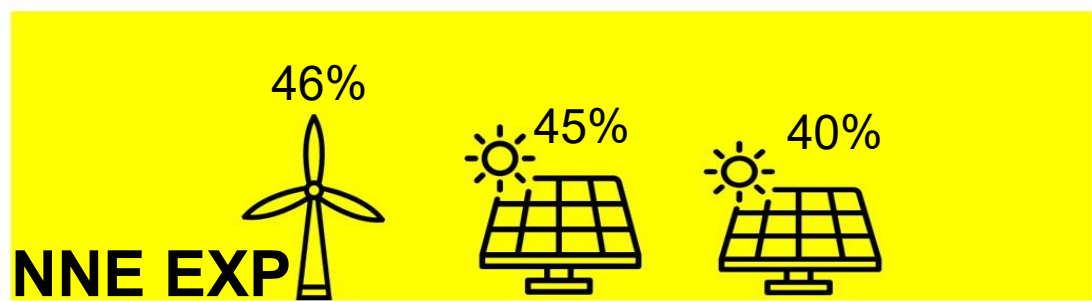
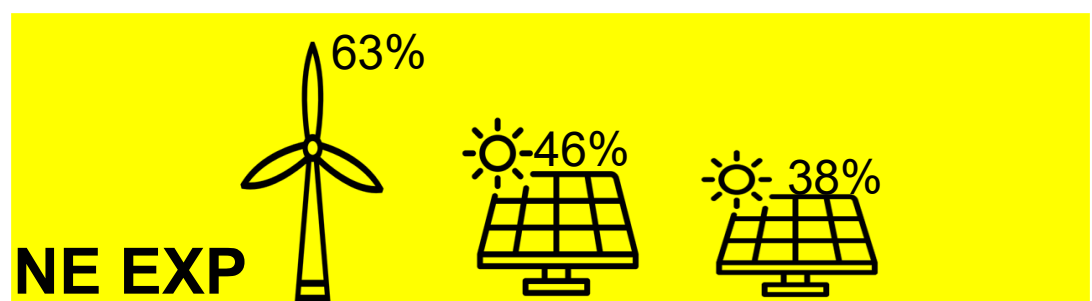


**Cenários do  
estudo**

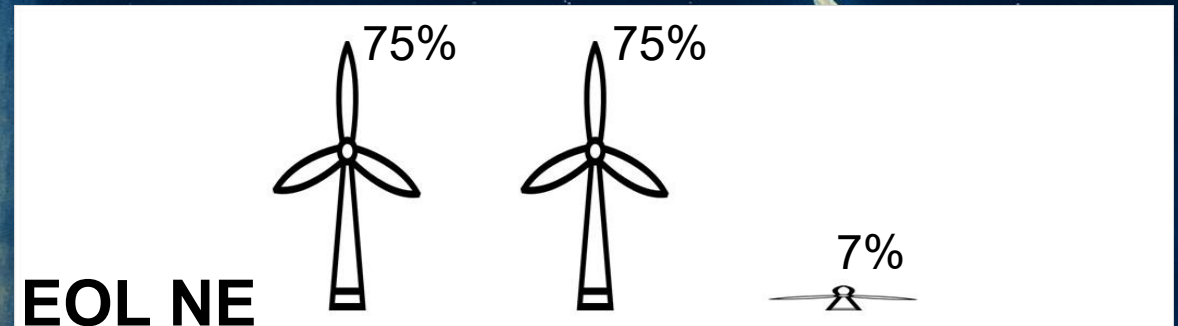
# O Desafio



# Fatores de Capacidade EOL e UFV



EOL NE UFV NE UFV SE

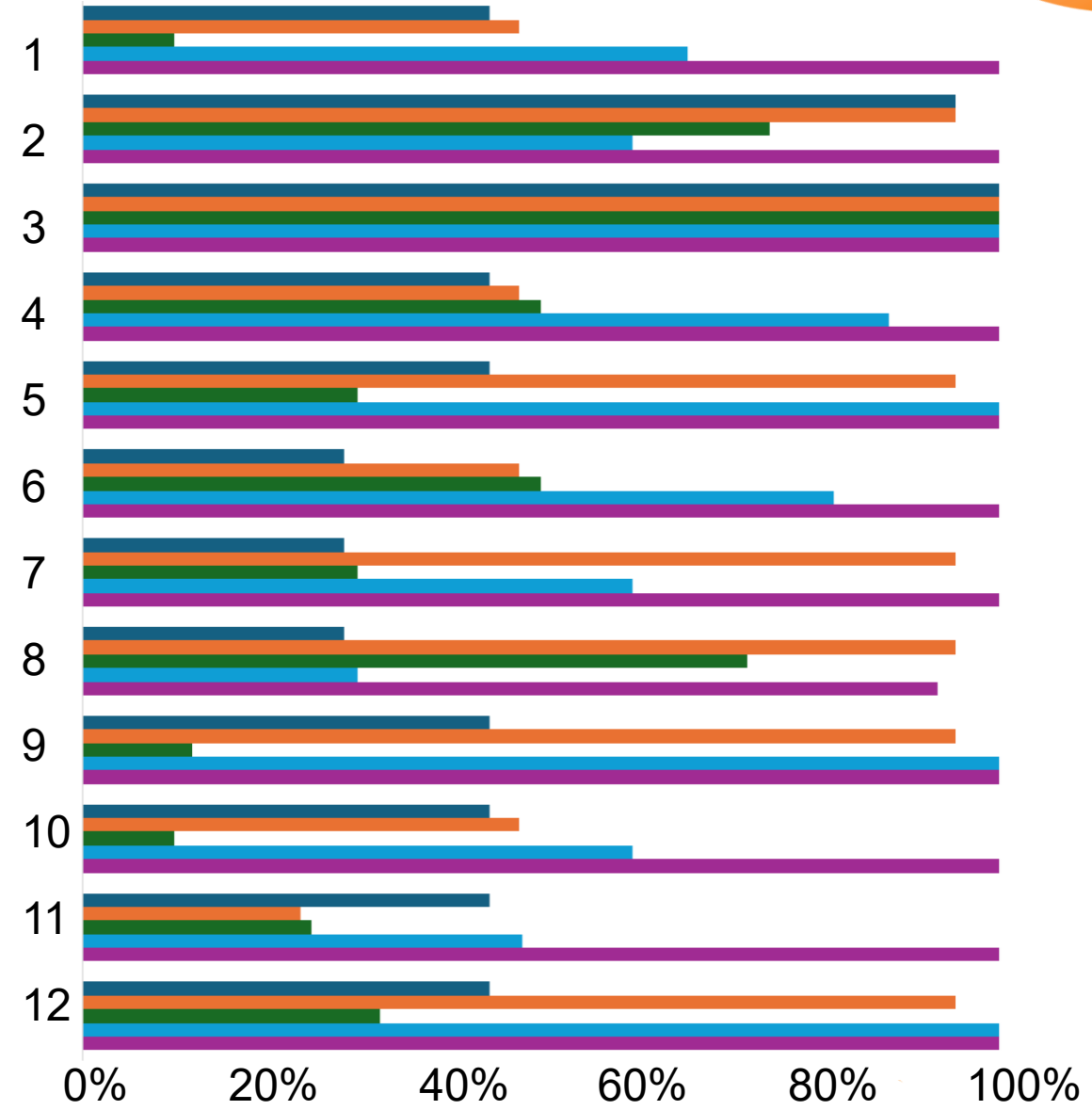


NE EXP NNE EXP NE IMP

Previsto estudo específico para explorar outros cenários com geração renovável em diferentes condições de despacho, permitindo a maximização do uso da rede de transmissão já planejada, focando em novos equipamentos para aumentar a estabilidade de tensão.

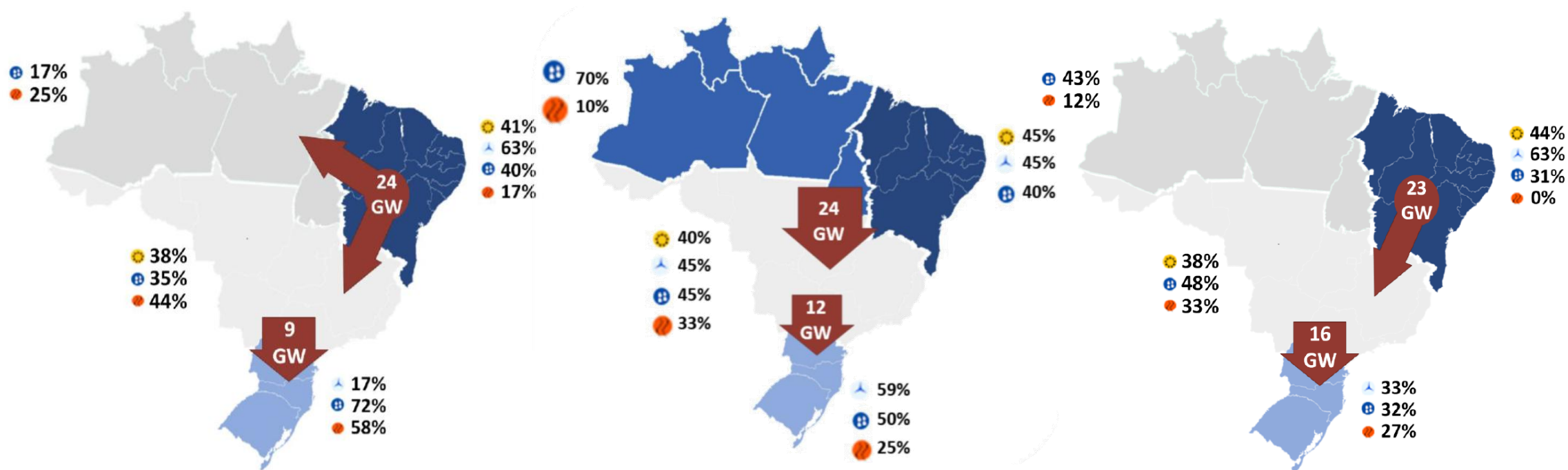
# Despacho dos Bipolos (GW)

■ It ■ Mad ■ BM ■ GA ■ NE2



# Ano 2033

## Cenários de Carga Máxima Diurna: 1, 2 e 4

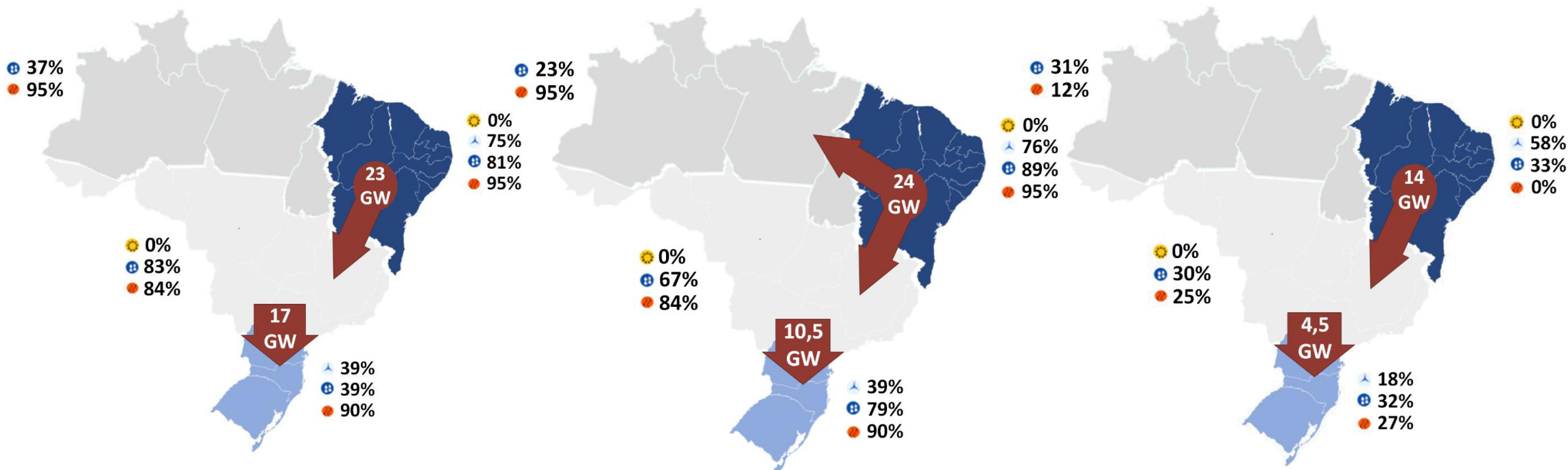


Cenário 1 - NE Exportador	Cenário 2 - NNE Exportador	Cenário 4 - Sul Importador e NE Exportador
Período Seco NNE	Um dos Principais Cenários para análise de Falha de Comutação	Seco → Úmido NNE
Baixa Inércia do Sudeste	Baixa Inércia Sistêmica	Inércia Moderada no Sudeste

# Ano 2033

## Cenários de Carga Máxima Noturna: 5 e 9

## Cenário de Carga Mínima Noturna: 11



**Cenário 5 - Sul Importador e NE Exportador**

**Cenário 9 - NE Exportador**

**Cenário 11 - NE Exportador**

Seco → Úmido NNE

Período Seco Norte

Período Seco NNE

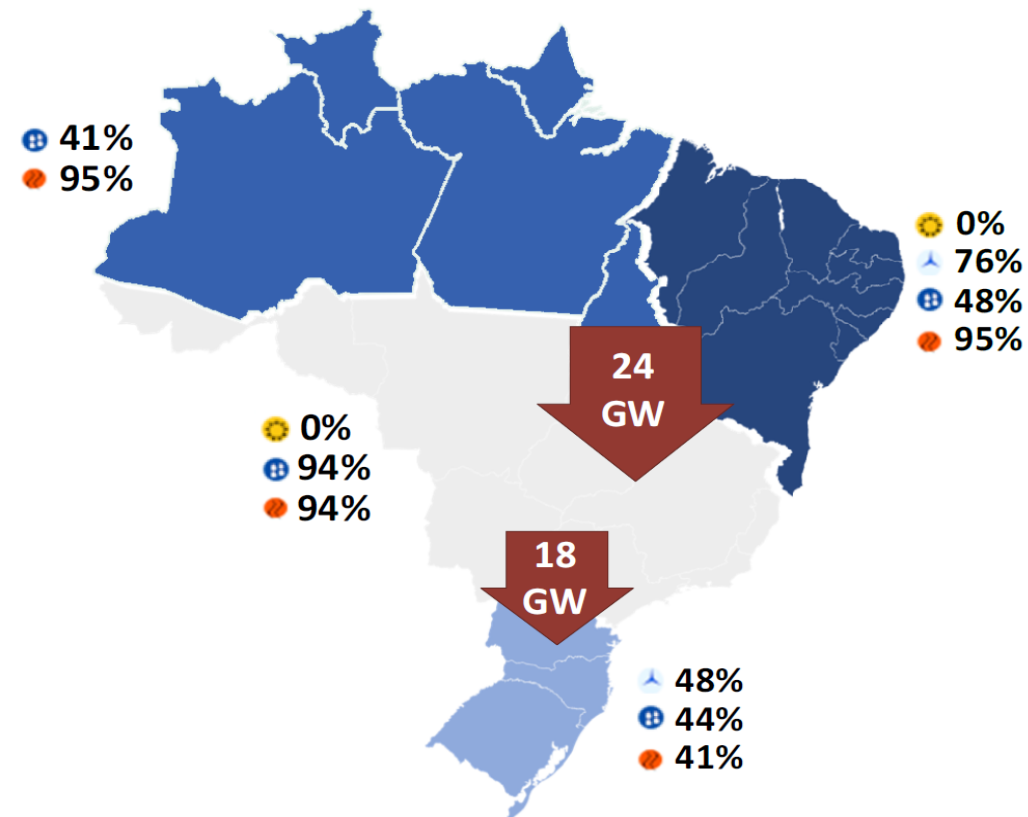
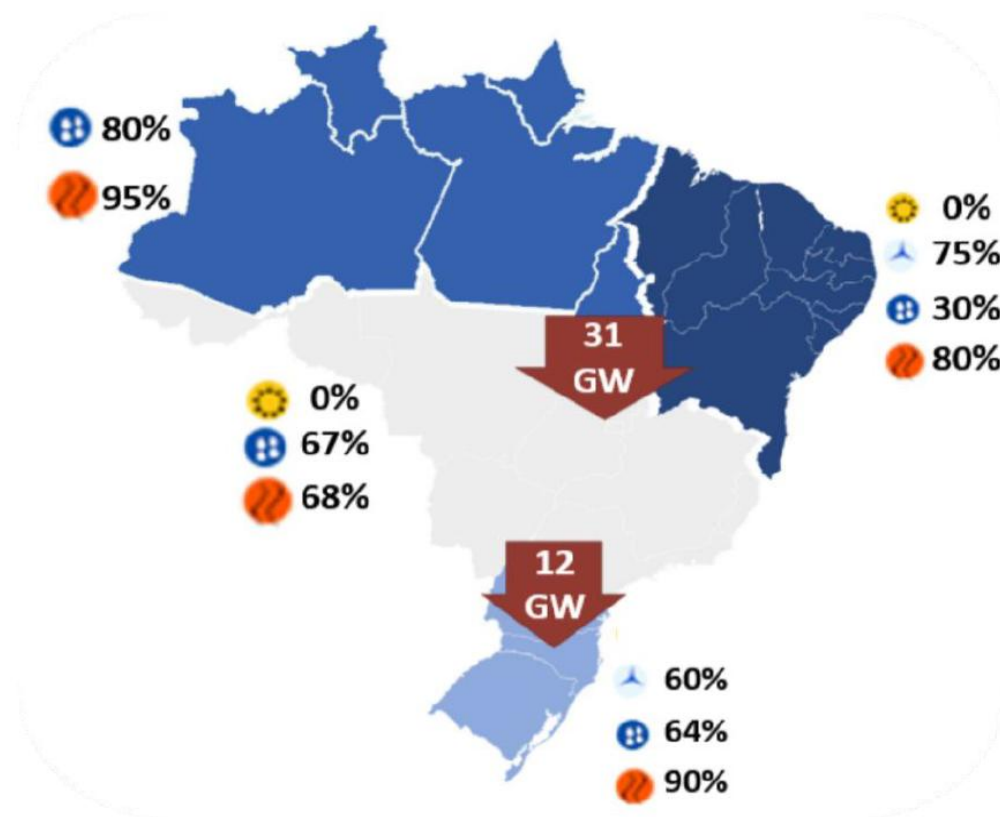
Inércia Alta no Sudeste

Inércia Média/Alta no Sudeste

Baixa Inércia no Sudeste/Sul

# Ano 2035

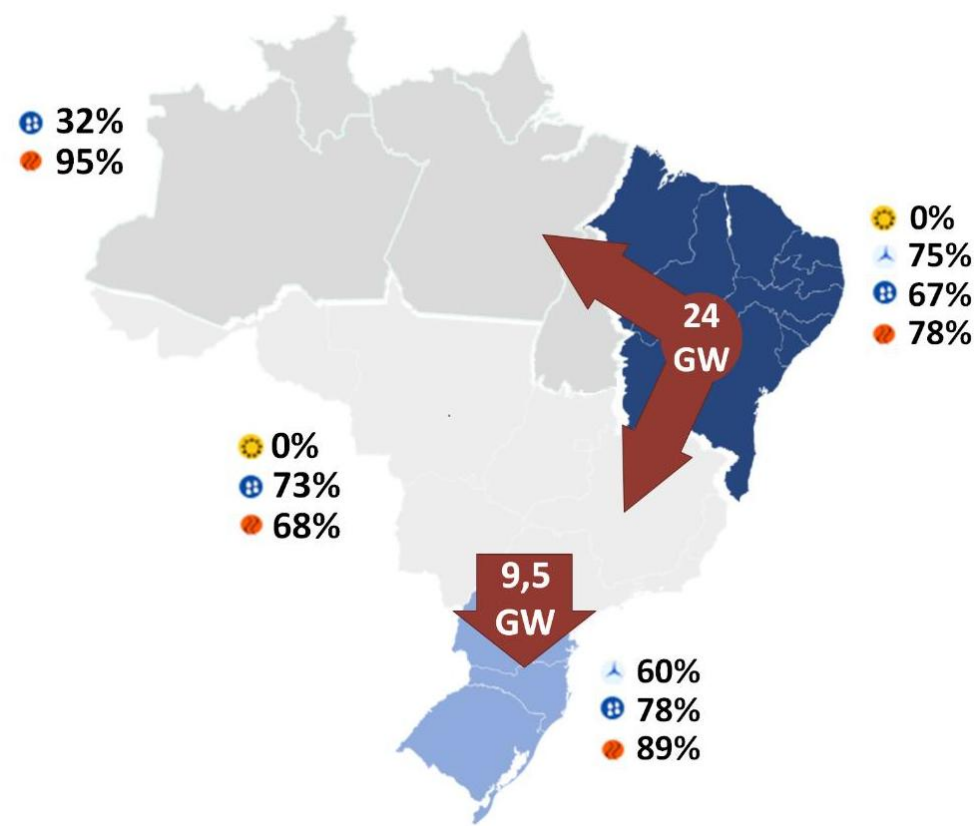
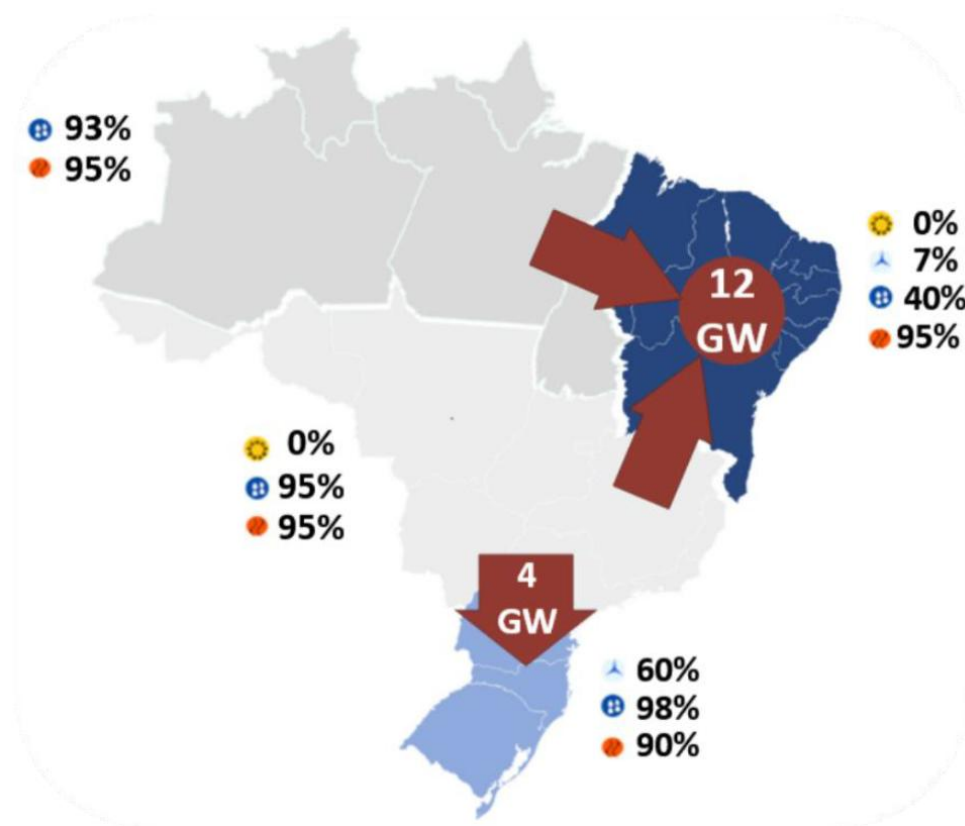
Cenários de Carga Máxima Noturna: 3 e 7



Cenário 3 - NNE Exportador	Cenário 7 - Sul Importador e NNE Exportador
Período Norte Úmido	Seco → Úmido NNE
Inércia Moderada no Sudeste	Inércia Alta no Sudeste

# Ano 2035

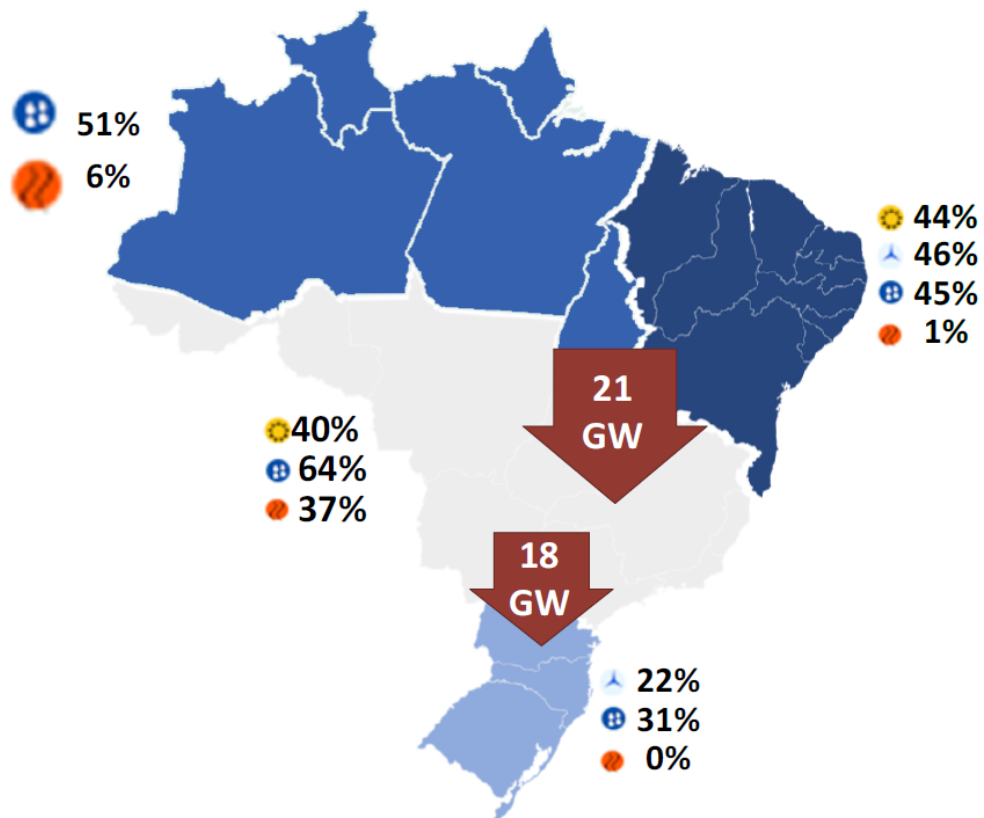
Cenários de Carga Máxima Noturna: 8 e 12



Cenário 8 - NE Importador	Cenário 12 (a partir do 9) - NE Exportador
Cargas H <sub>2</sub> no nordeste	Período Seco Norte
Bipolo II em potência reversa	Inércia Média/Alta no Sudeste

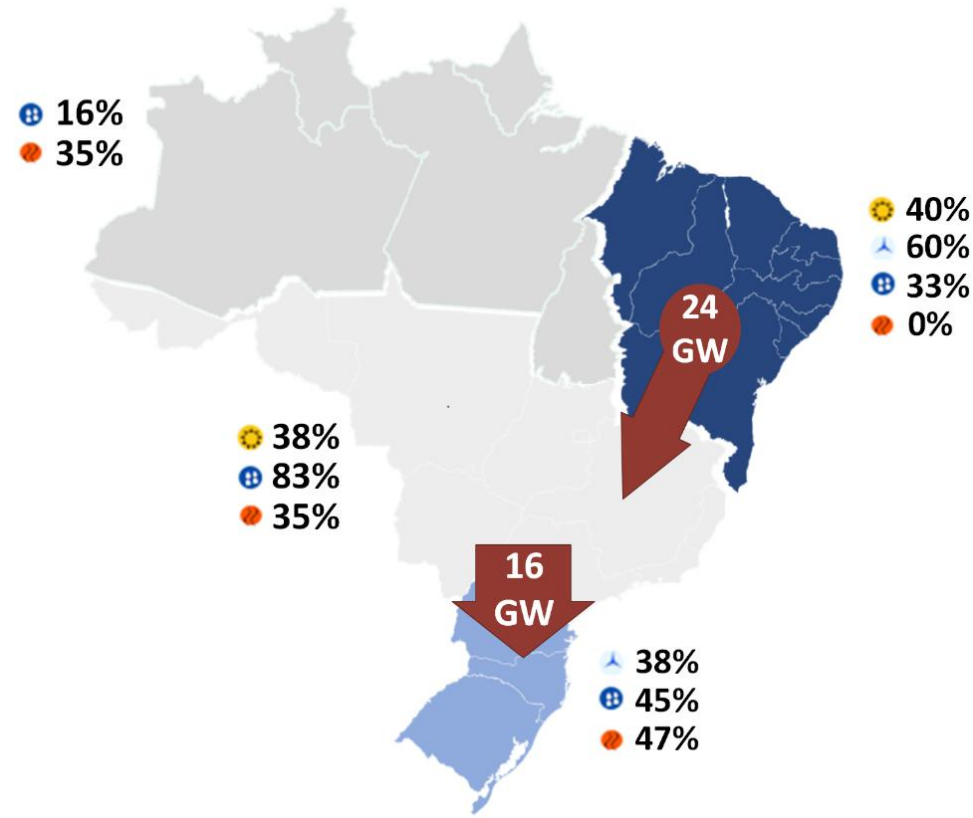
# Ano 2035

Cenários de Carga Máxima Diurna: 6



# Ano 2037

Cenário de Carga Máxima Diurna: 10 (a partir de Cen. 1)



Cenário 6 - Sul Importador e NNE Exportador

Seco → Úmido NNE

Inércia Moderada no Sudeste

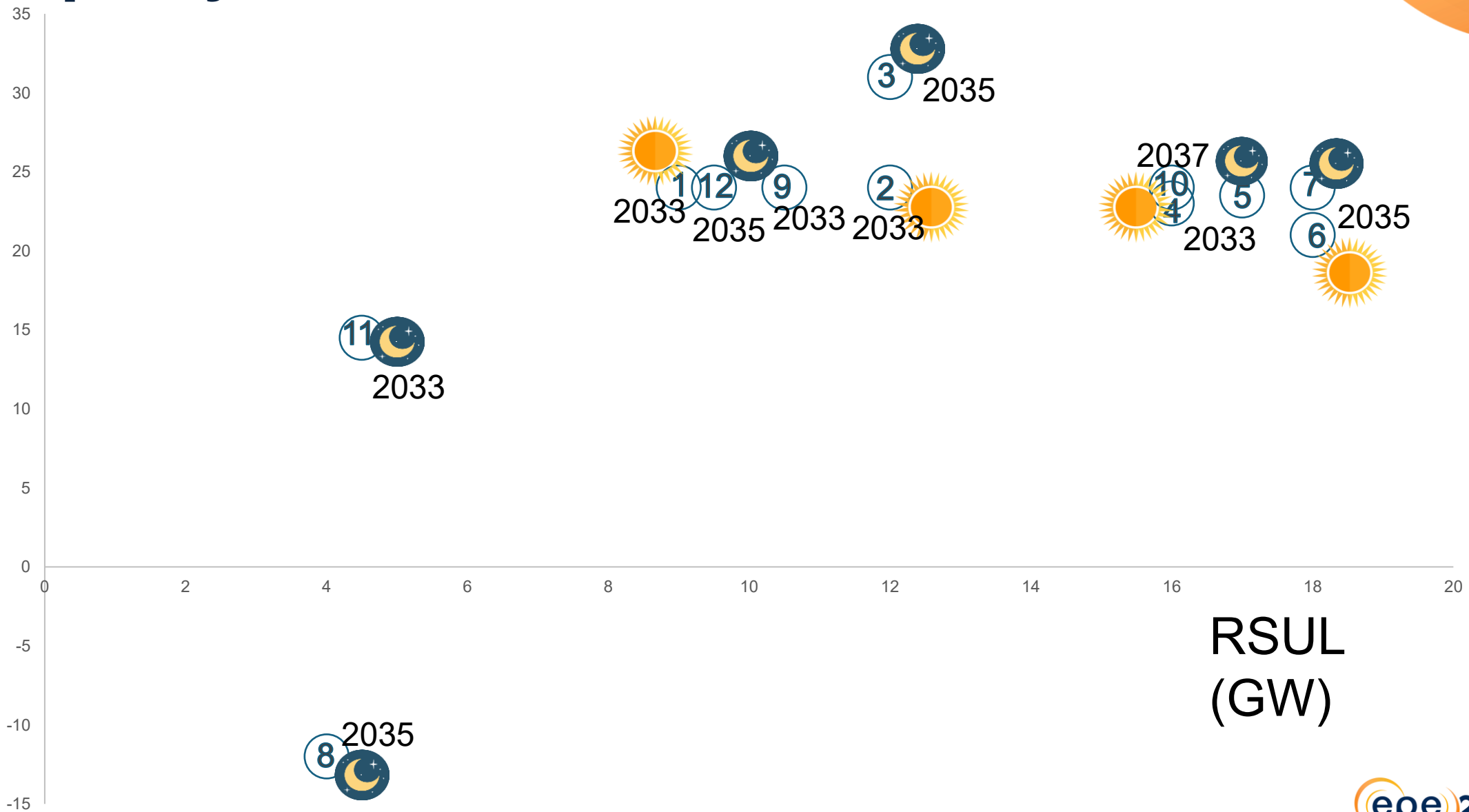
Cenário 10 - NE Exportador (Sensibilidade com cargas eletrointensivas)

Cargas de H<sub>2</sub> e Data Centers (4GW-NE , 5GW-RS e 6,3GW-SP)

Inércia Alta no Sudeste

# Composição do Cenário

NEXP ou NNEXP (GW)



RSUL  
(GW)

# Conclusões

- Intermitência de fontes e incerteza de grandes cargas traz à tona necessidade de cenários adicionais;
- Representação de diversas situações sistêmicas;
- Explorou-se diversos despachos dos bipolos HVDC;
- Análise *a posteriori* de outros cenários está prevista;
- Em todos os cenários avaliados o sistema se comportou de forma satisfatória.



# Obrigado(a)!

Escaneie, envie sua pergunta  
e participe do debate




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



Praça Pio X, 54. Centro – Rio de Janeiro, RJ



**Painel de  
Estudos de  
Dinâmica**



**Destques dos  
resultados das  
análises**

# Sumário

- Potência nominal do bipolo NE II
- Sistema Especial de Proteção
- Sobrecarga do bipolo NE II
- Compensação reativa variável
- Transmissão CA

# Por que um bipolo de 3 GW?

## 1. Necessidade de expansão

A **necessidade de expansão** da capacidade de exportação da região Nordeste é de 3 GW.

## 2. Competitividade no fornecimento

**Limite de soluções comerciais competitivas** da tecnologia VSC é de 3 GW

## 3. Desempenho elétrico

Bipolos com potência acima de 3 GW exigiriam:

- investimentos significativos em suporte de P. reativa;
- SEP mais complexos com maiores riscos associados à estabilidade do SIN;

As avaliações de desempenho elétrico mostraram que um bipolo de 3 GW tem uma boa relação de equilíbrio entre investimentos, incluindo rede CA, e segurança operativa.

# Sistema Especial de Proteção



**Alternativas de SEP** eficazes com atuação em 250 ms após bloqueio do bipolo

- ✓ **Corte de usinas eólicas ou solares fotovoltaicas** na região Nordeste;
- ✓ **Corte de máquinas nas UHE:** Xingó, P. Afonso, Sobradinho, Luiz Gonzaga, etc.
- ✓ Sobrecarga nos bipolos de Xingu no período seco
- ✓ Sobrecarga no bipolo de Graça Aranha no período úmido

Obs.: foi considerado a inibição da inércia sintéticas das usinas eólicas neste estudo

# Sobrecarga do bipolo

## Cenário inferior

- Potência 3 GW
- Tensão  $\pm 525$  kV
- Corrente:  $\sim 2,85$  kA

## Possibilidades

- $\pm 600$  kV (solução recomendada)
- $\pm 640$  kV
- $\pm 800$  kV

## Exemplo

- Tensão acima de  $\pm 525$  kV possibilita capacidade inerente de sobrecarga
- Bipolo  $\pm 600$  kV  $\times$   $2,85$  kA = 3.400 MW

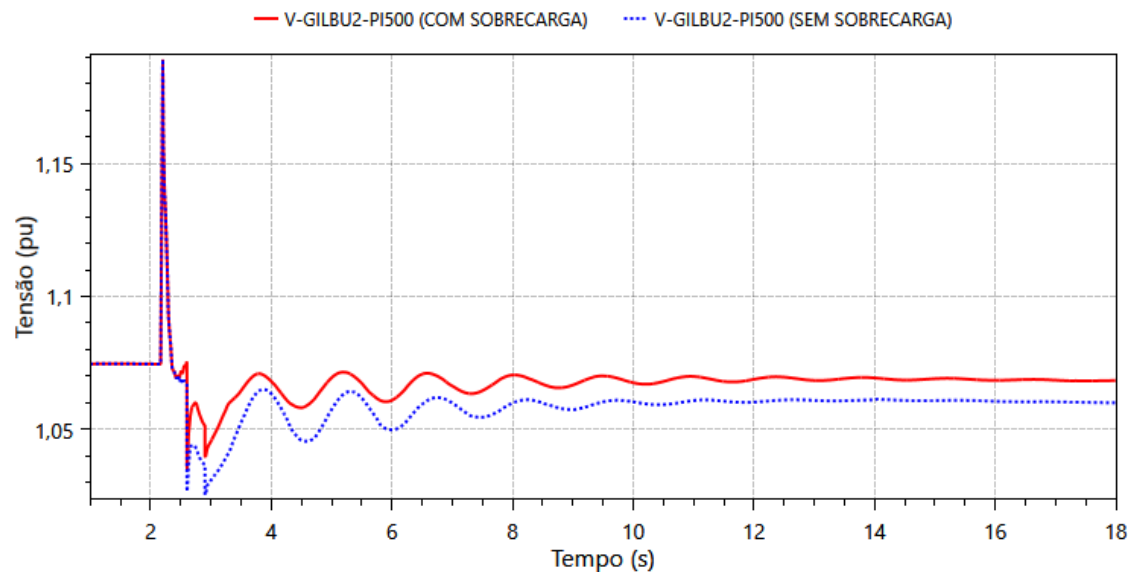
A exploração da capacidade de sobrecarga do bipolo Nordeste II não apresenta efeitos expressivos no desempenho do SIN, mas essa **estratégia pode ser relevante em cenários críticos ou configurações de rede degradadas ou futuras.**

# Sobrecarga do bipolo Nordeste II

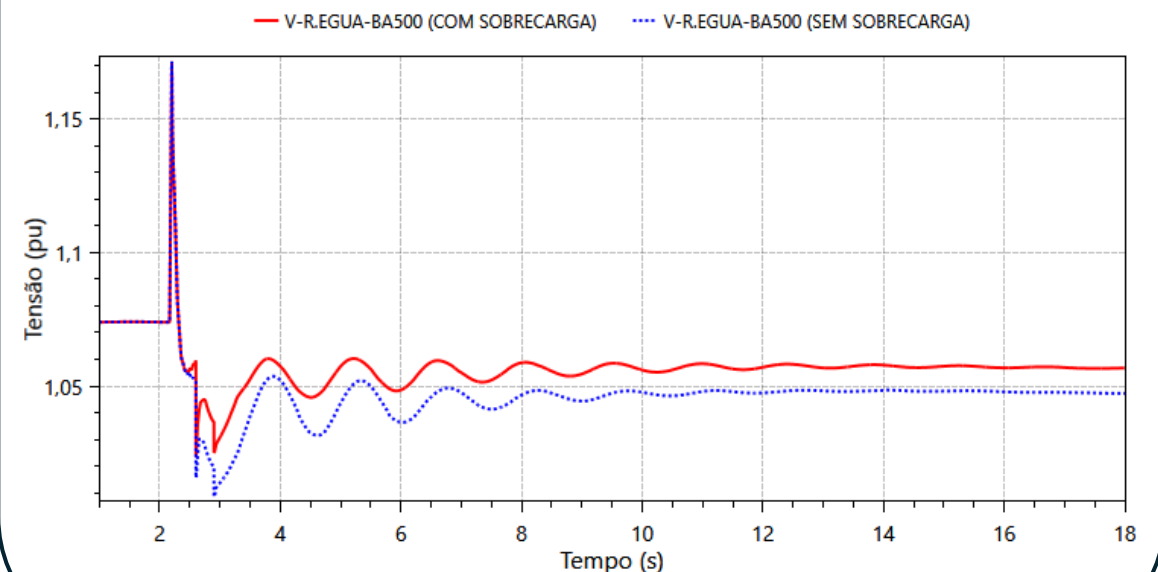
*Bloqueio do bipolo de Graça Aranha*

Sobrecarga de 400 MW no bipolo NE II

## Interligação N-NE



## Interligação NE-SE

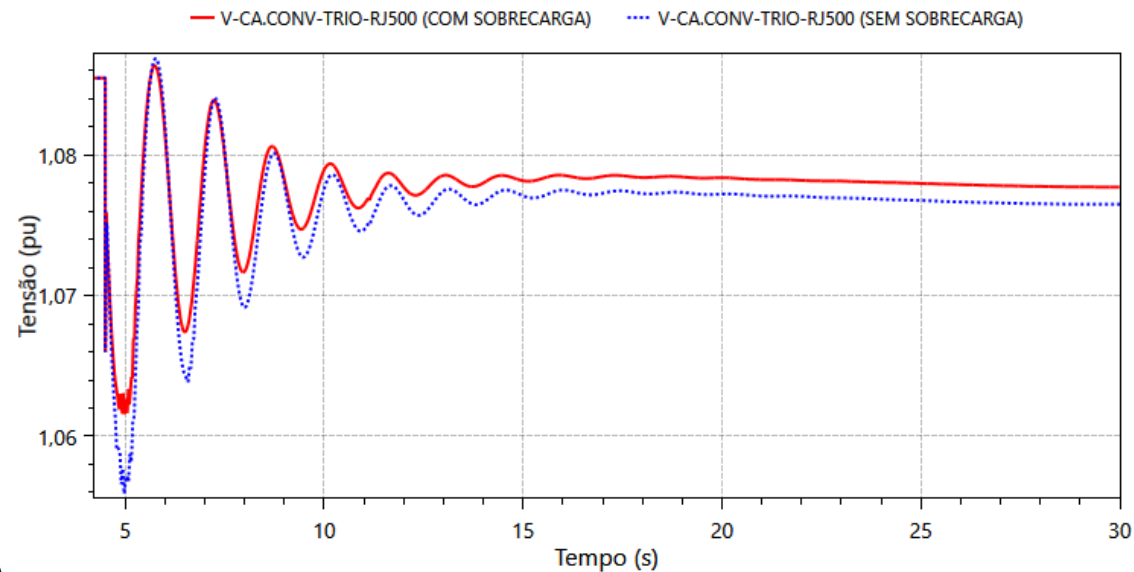


# Sobrecarga do bipolo Nordeste II

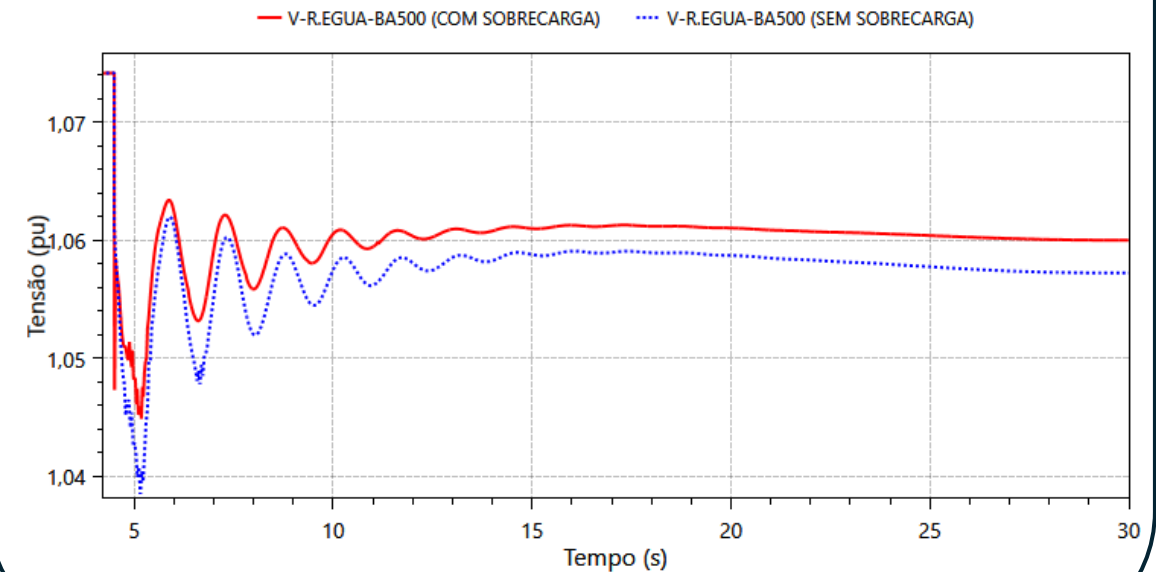
*Bloqueio de um polo do bipolo NE II*

Sobrecarga de 200 MW no polo remanescente

## SE 500 kV Terminal Rio



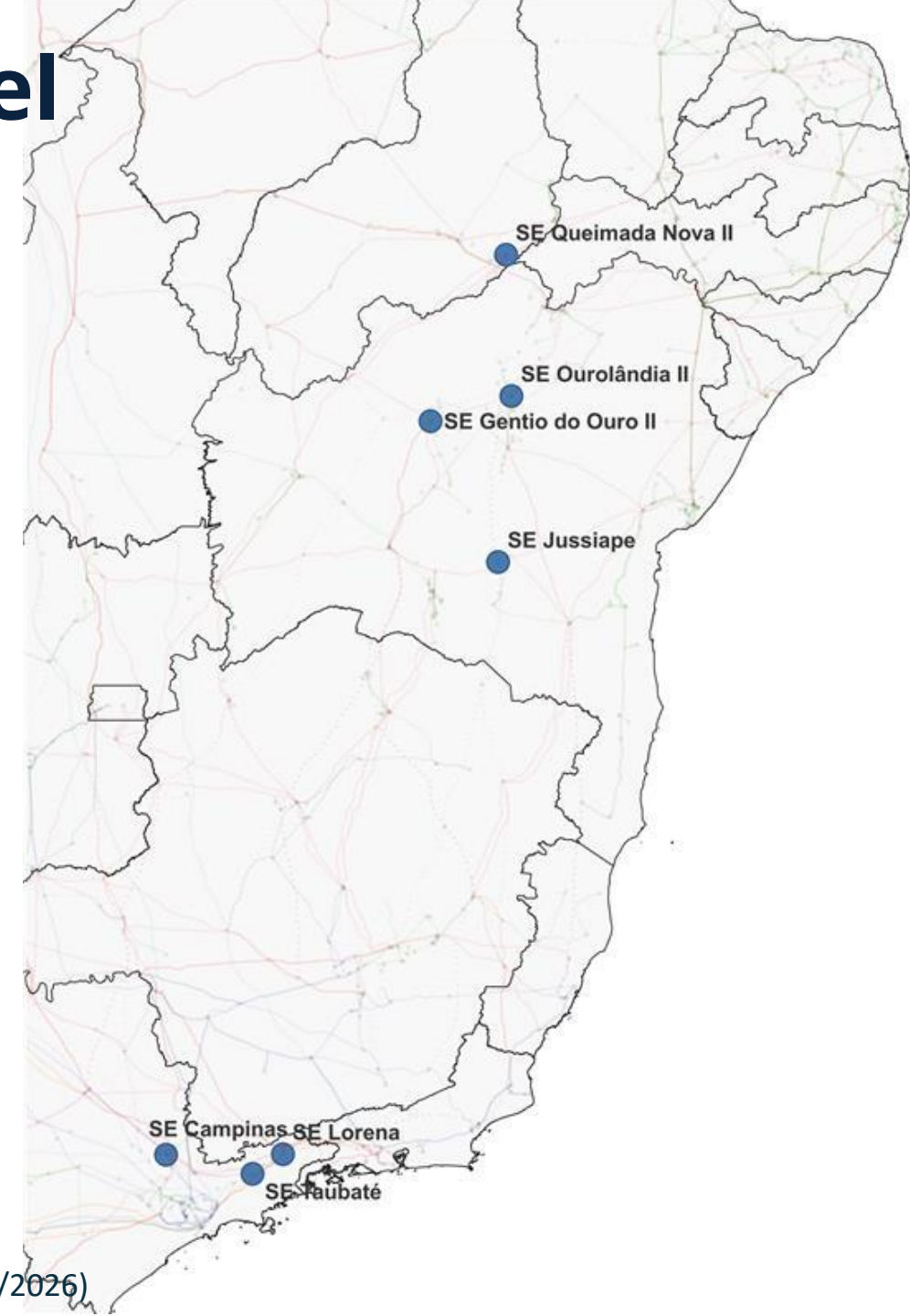
## Interligação NE-SE



# Compensação reativa variável

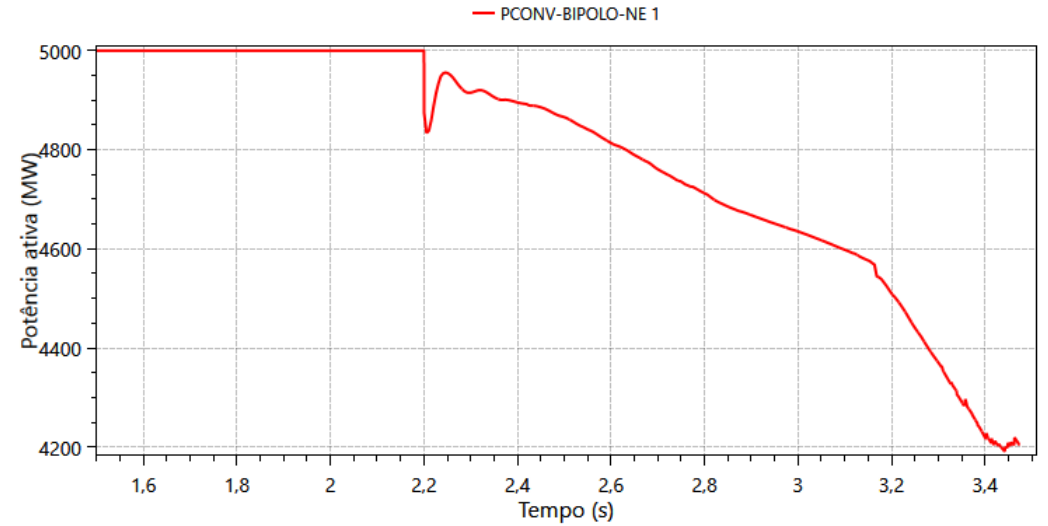
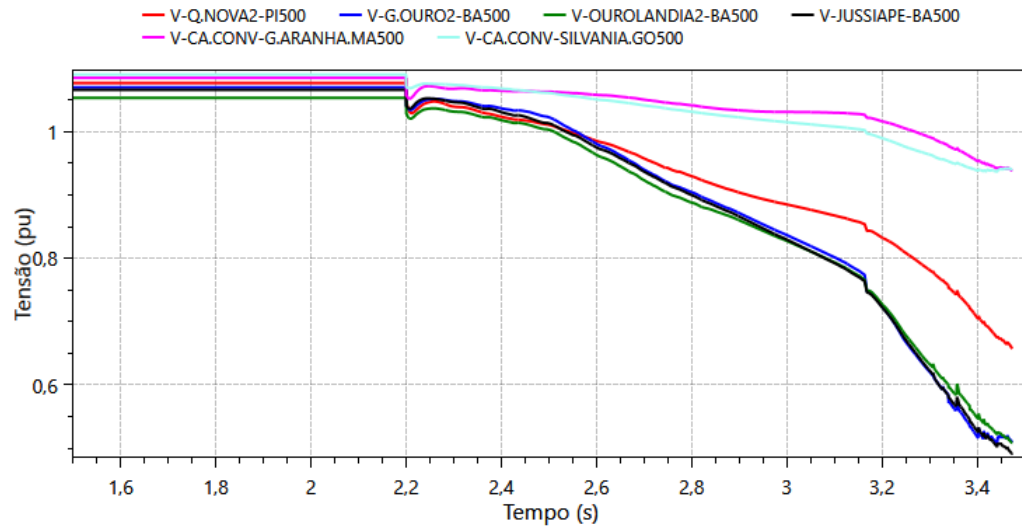
Para **aumentar a robustez** do SIN em cenários de elevada participação de IBRs, adotou-se a tecnologia de **compensadores síncronos** com potência de  $-200/+300$  Mvar:

- ✓ suporte dinâmico de potência reativa
- ✓ **potência de curto-circuito**
- ✓ **inércia do sistema**

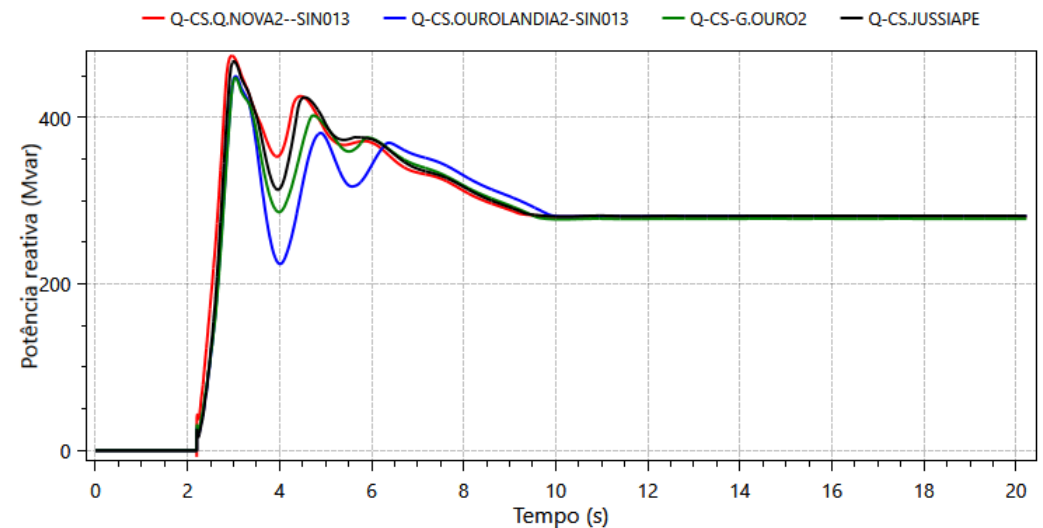
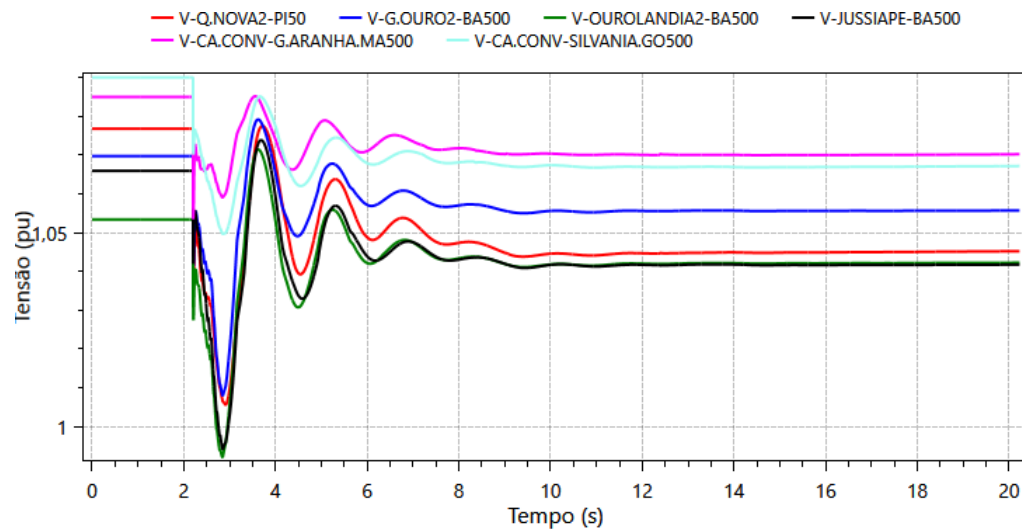


# Compensação reativa variável

## Bloqueio do bipolo de NE II – sem CS do Nordeste



## Bloqueio do bipolo de NE II – com CS do Nordeste

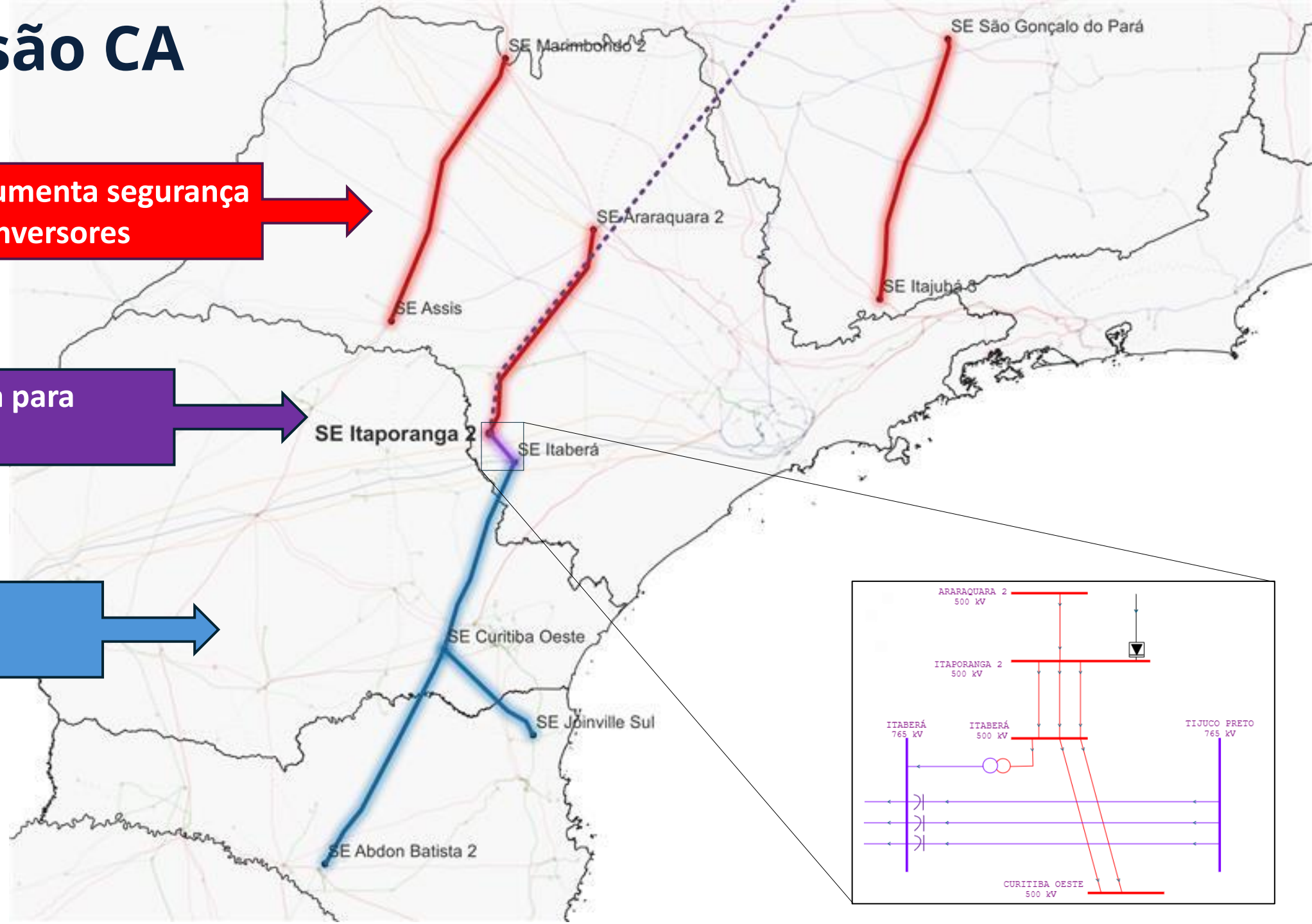


# Transmissão CA

Reforça rede e aumenta segurança operativa dos conversores

Distribui potência para Sudeste e Sul

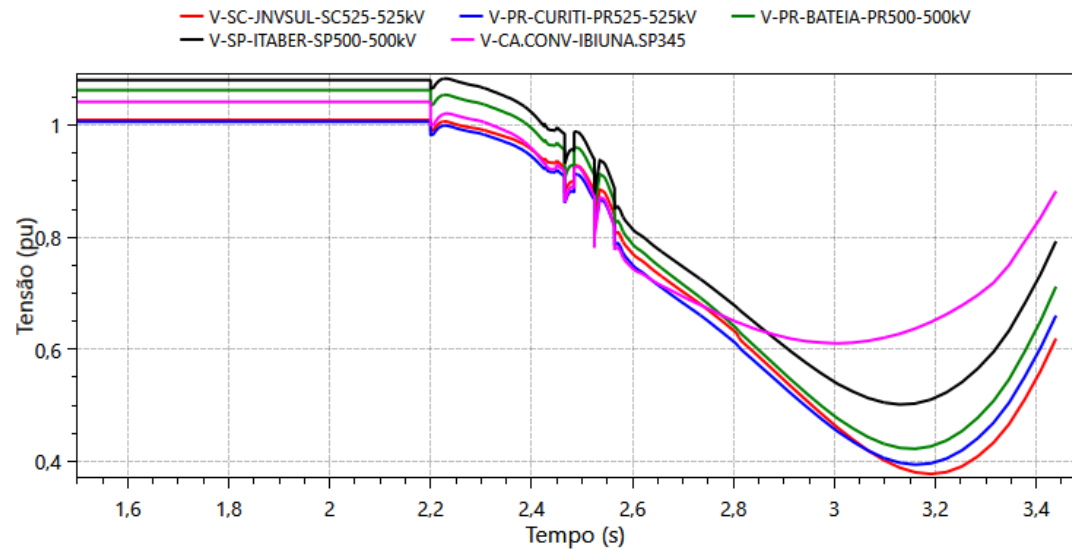
Interligação S-SE



# Linhas de transmissão CA do Sudeste

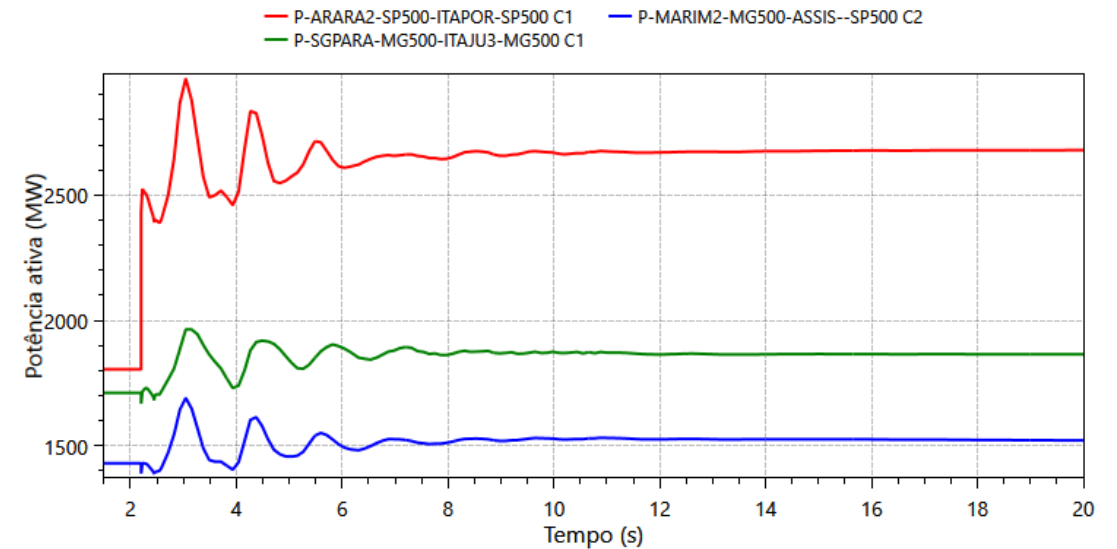
## Bloqueio do bipolo Nordeste II

### Sem LT 500 kV Araraquara2 - Itaporanga 2



Mesmo comportamento observado na ausência da LT 500 kV São Gonçalo do Pará - Itajubá 3, ou LT 500 kV Marimbondo 2 - Assis

### Carregamento das LT 500 kV região Sudeste

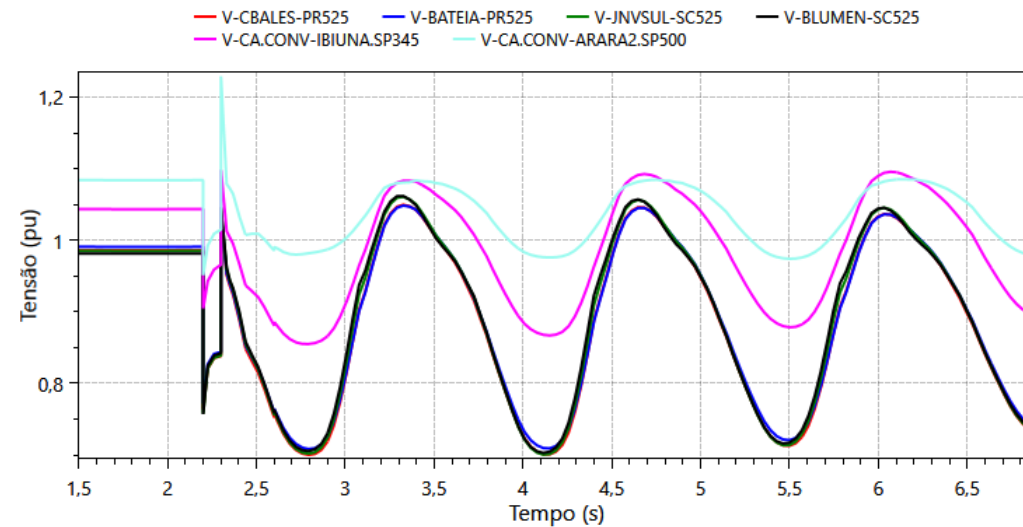
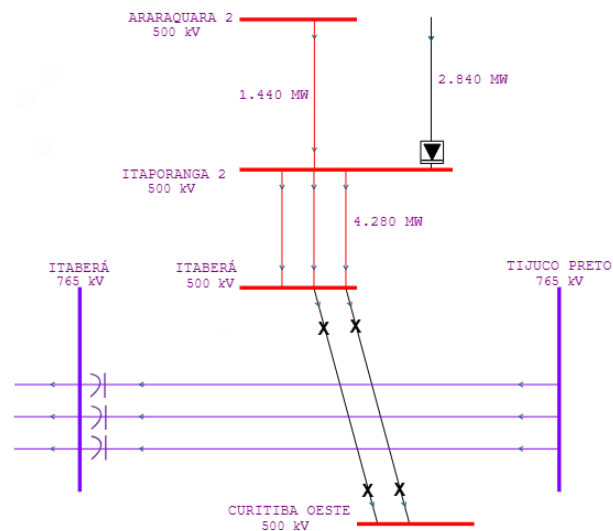


Carregamento da LT 500 kV Araraq2-Itaporanga2:

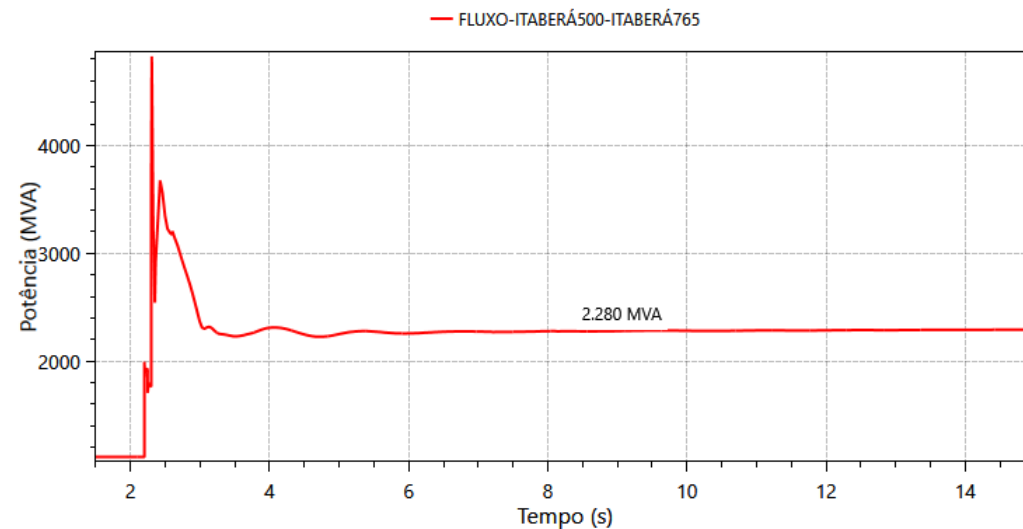
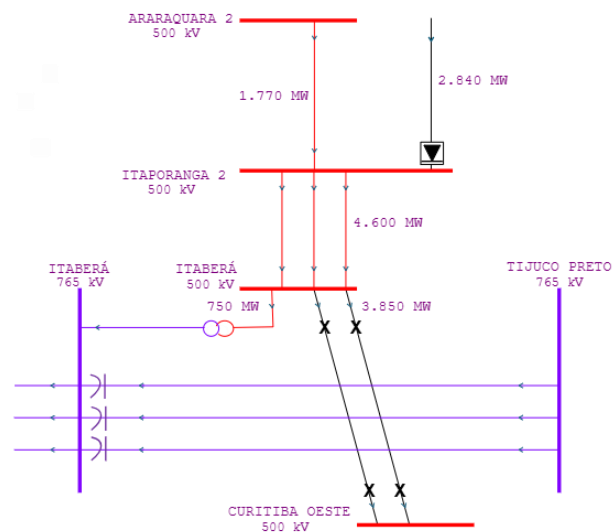
- 1.800 MW em regime normal de operação
- 2.700 MW durante o bloqueio do bipolo

# SE 765/500 kV Itaberá

## Perda dupla LT 500 kV Itaberá – C.Oeste seguido de SEP – sem ATF 765/500 Itaberá



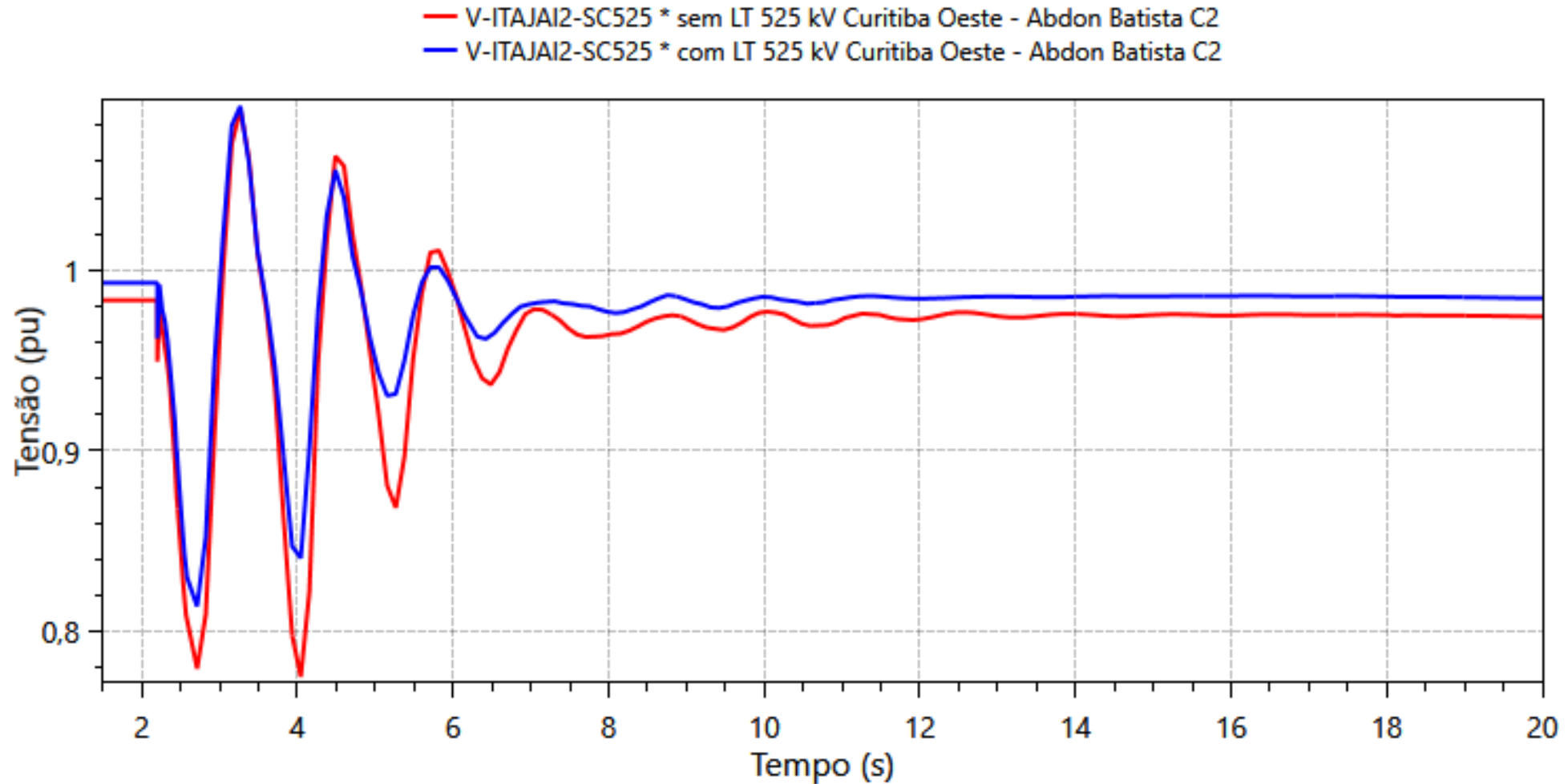
## Perda dupla LT 500 kV Itaberá – C.Oeste seguido de SEP – com ATF 765/500 Itaberá



# Linhas de transmissão CA do Sul

*Bloqueio do bipolo NE II*

LT 525 Curitiba Oeste-Abdon Batista 2, C2



# Resumo Geral

- ✓ Além da necessidade de expansão das interligações da região Nordeste e limite de fornecimento competitivo da tecnologia VSC serem de 3 GW, **as avaliações de desempenho elétrico também indicaram que um bipolo de 3 GW tem uma boa relação de equilíbrio entre investimentos, incluindo rede CA, e segurança operativa.**
- ✓ **Em alguns cenários de elevado fluxo** nas interligações regionais, **será necessária a atuação de um SEP** após o bloqueio do bipolo Nordeste II ou após a perda dupla da LT 500 KV Itaberá-Curitiba Oeste.
- ✓ **A capacidade de sobrecarga do bipolo Nordeste II** não é necessária para a estabilidade do SIN, mas **pode ser relevante em cenários críticos ou configurações de rede degradadas ou futuras.**
- ✓ **Os 7 compensadores síncronos são essenciais para a manutenção da estabilidade de tensão** durante a ocorrência de perturbações severas.
- ✓ **A transmissão CA** (LT e transformador), juntamente com o bipolo Nordeste II, compõe a solução de expansão das interligações regionais e **tem função relevante na estabilidade do SIN.**



# Obrigado(a)!

Escaneie, envie sua pergunta  
e participe do debate




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



Praça Pio X, 54. Centro – Rio de Janeiro, RJ



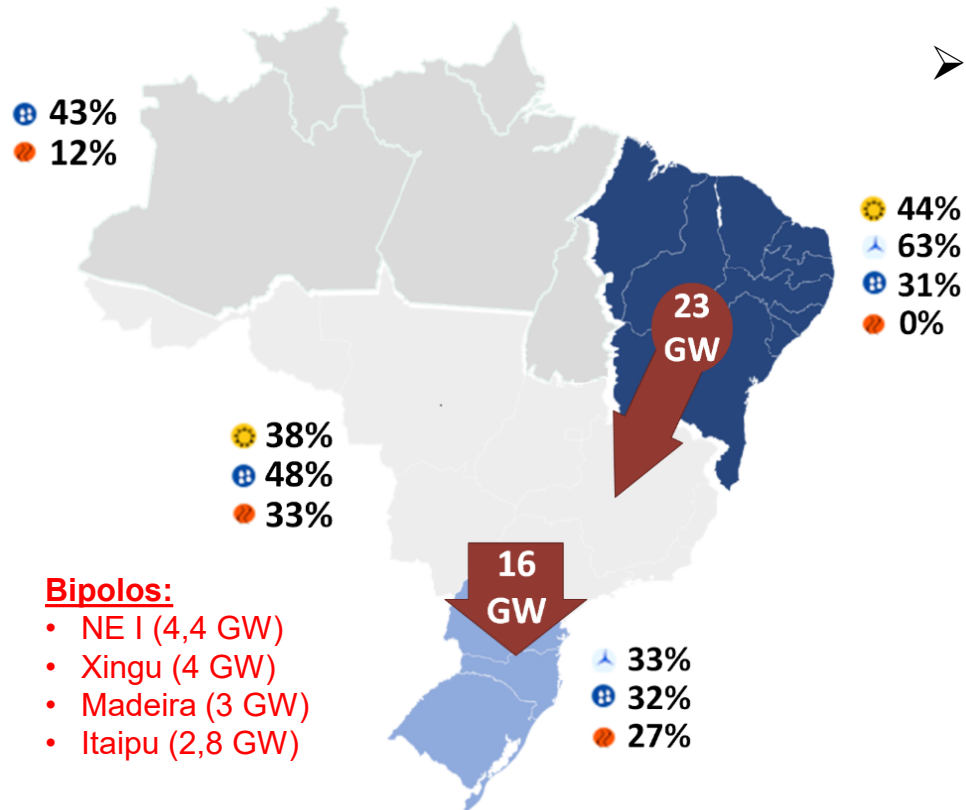
**Painel de  
Estudos de  
Dinâmica**



**Síntese do  
desempenho no  
cenário crítico**

# Descrição do cenário crítico (Cenário 4)

*Sul importador e NE exportador no patamar de carga máxima diurna e ano de 2033*



## ➤ Principais características:

- Importação máxima de **16 GW** pela região Sul
- Exportação de **23 GW** pela região Nordeste
- Transição entre períodos seco e úmido, caracterizada por:
  - Despacho elevado de usinas eólicas
  - **Inércia moderada** no Sudeste
- **Fator limitante:** Afundamento de tensão no PI e BA e baixa capacidade de amortecimento de oscilações em SP e PR durante bloqueio do bipolo NE II (plena carga)

A criticidade justificada pelos **elevados fluxos simultâneos** nas interligações, além do **número reduzido de máquinas sincronizadas** no sudeste (menor inércia e capacidade de controle de tensão)

# Análise de desempenho dinâmico

*Síntese das principais perturbações simuladas*

## Bloqueios de polo/bipolo

- Bloqueio do bipolo Nordeste II
- Bloqueio de polo do bipolo Nordeste II

## Curto-circuitos monofásicos

- Curto-circuito próximo à SE Angicos
- Curto-circuito próximo à SE Itaporanga 2

## Perdas duplas

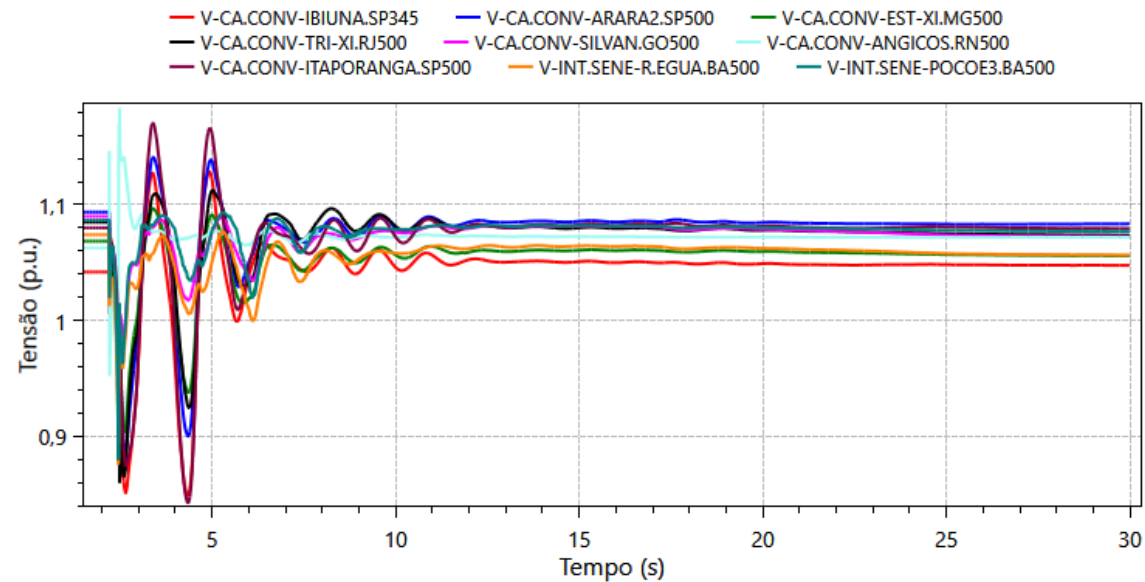
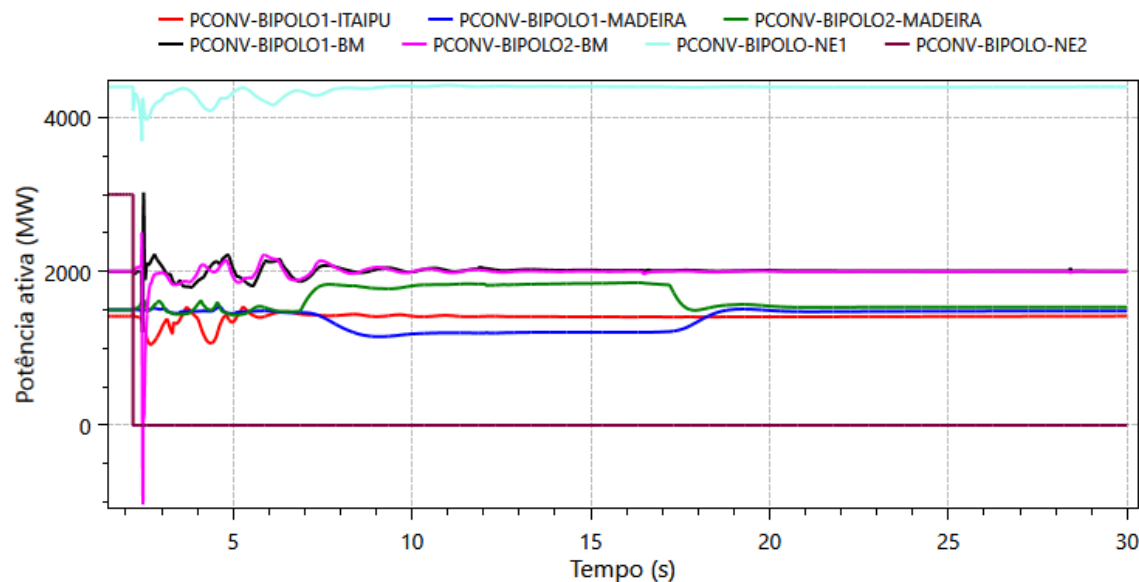
- Perda dupla na região Nordeste
- Perda dupla na região Sudeste

# Análise de desempenho dinâmico

## Bloqueio do bipolo Nordeste II

### Resultados obtidos

- Implementado SEP para **corte de 2 GW de geração** no Nordeste (perda de sincronismo com SEPs maiores)
- Frequência **acima de 59 Hz** durante todo o intervalo analisado



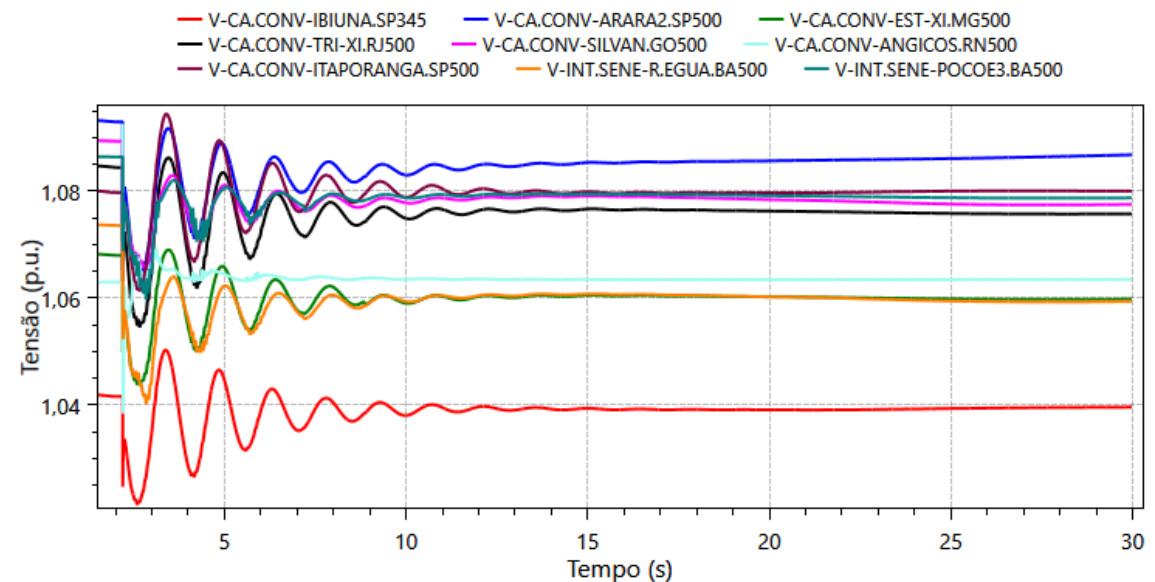
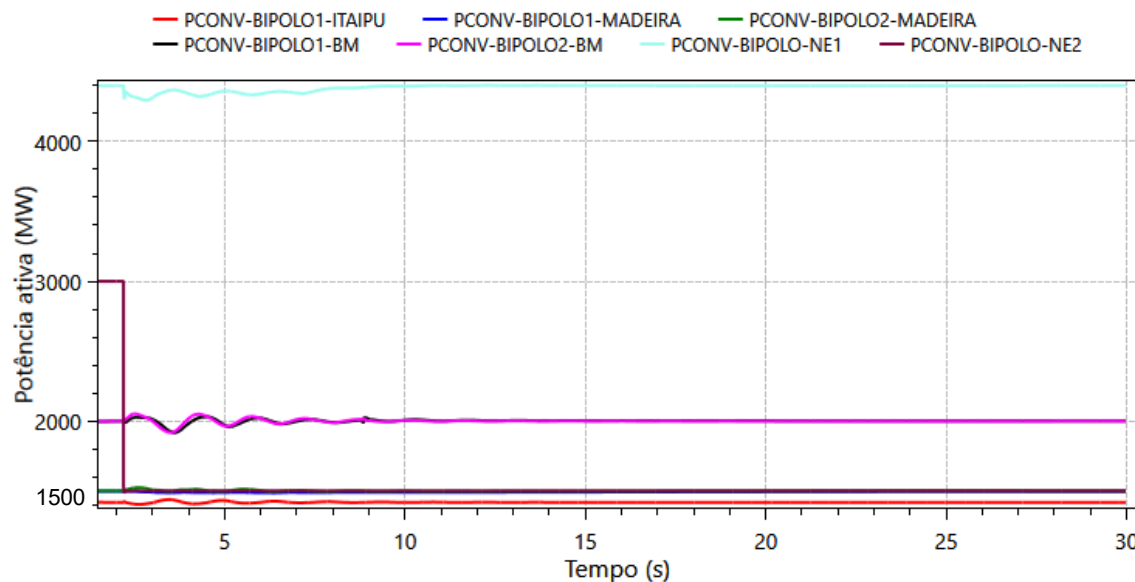
- Tensões estabilizadas em **faixa apropriada (1~1,1 p.u.)**, com **primeira oscilação adequada (>0,8 p.u.)**, conforme diretrizes e critérios adotados para o planejamento

# Análise de desempenho dinâmico

## Bloqueio de polo do bipolo Nordeste II

### Resultados obtidos

- Não foi necessário SEP para corte de geração após o evento
- Não foi observada interrupção na transferência de potência dos conversores HVDC



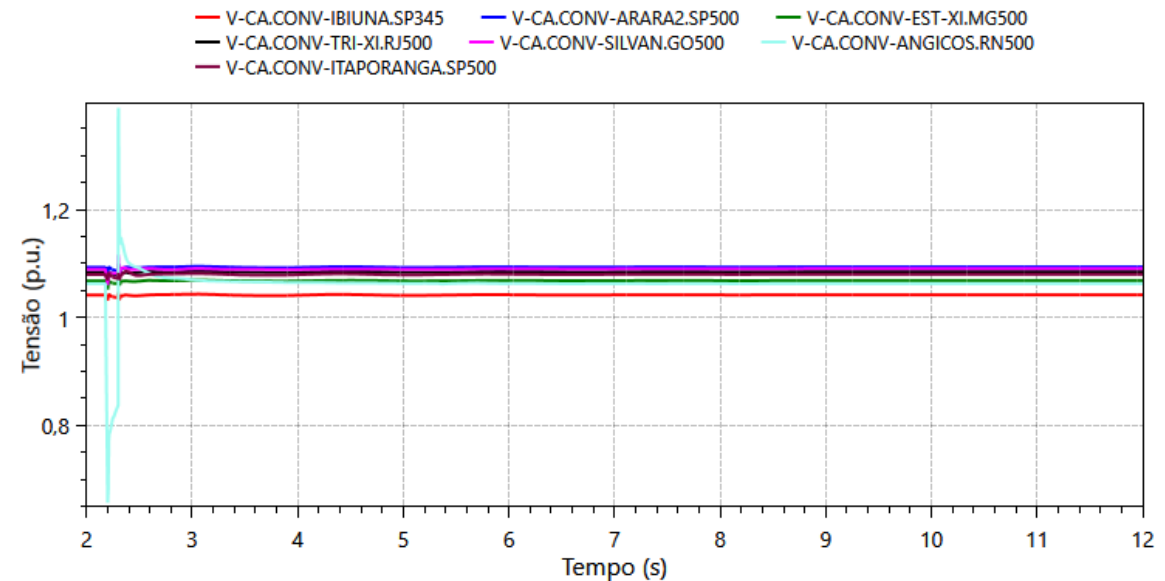
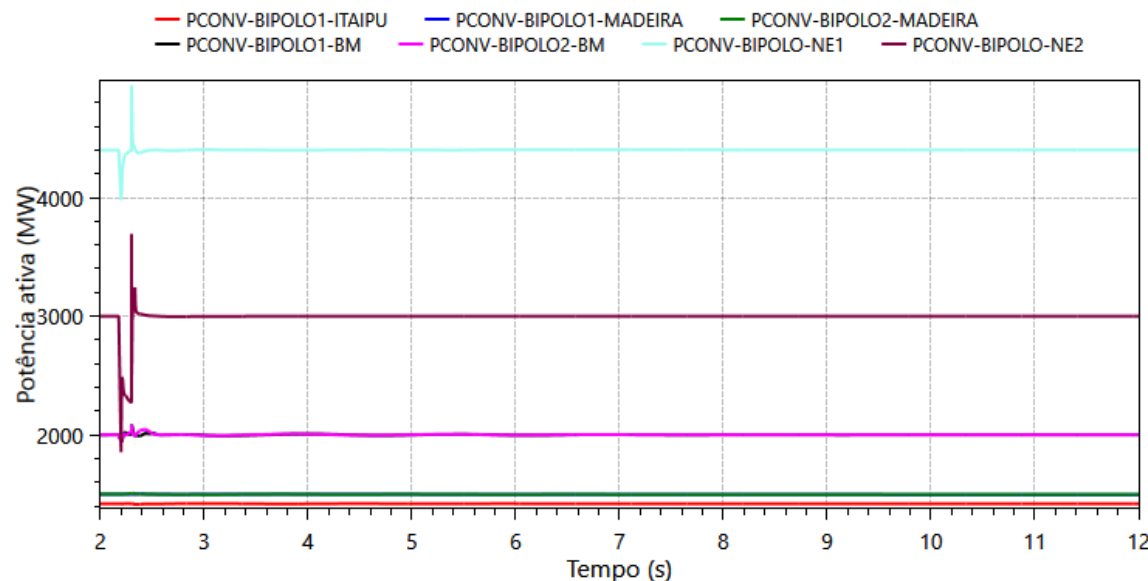
- Níveis de tensão mantêm-se dentro de **faixa adequada para operação segura (1~1,1 p.u.)**

# Análise de desempenho dinâmico

*Curto-circuito monofásico próximo à SE Angicos*

## Resultados obtidos

- Curto-circuito próximo à **SE Angicos**, seguido da abertura de uma das **LTs 500 kV Angicos – Monte Verde**
- Não foi observada interrupção na transferência de potência dos conversores HVDC



- **Rápida recuperação** do bipolo Nordeste II após eliminação da falta, com retomada para o patamar de 3 GW
- Sobretensão transitória na SE Angicos foi **prontamente atenuada**, retornando aos níveis anteriores à perturbação

# Análise de desempenho dinâmico

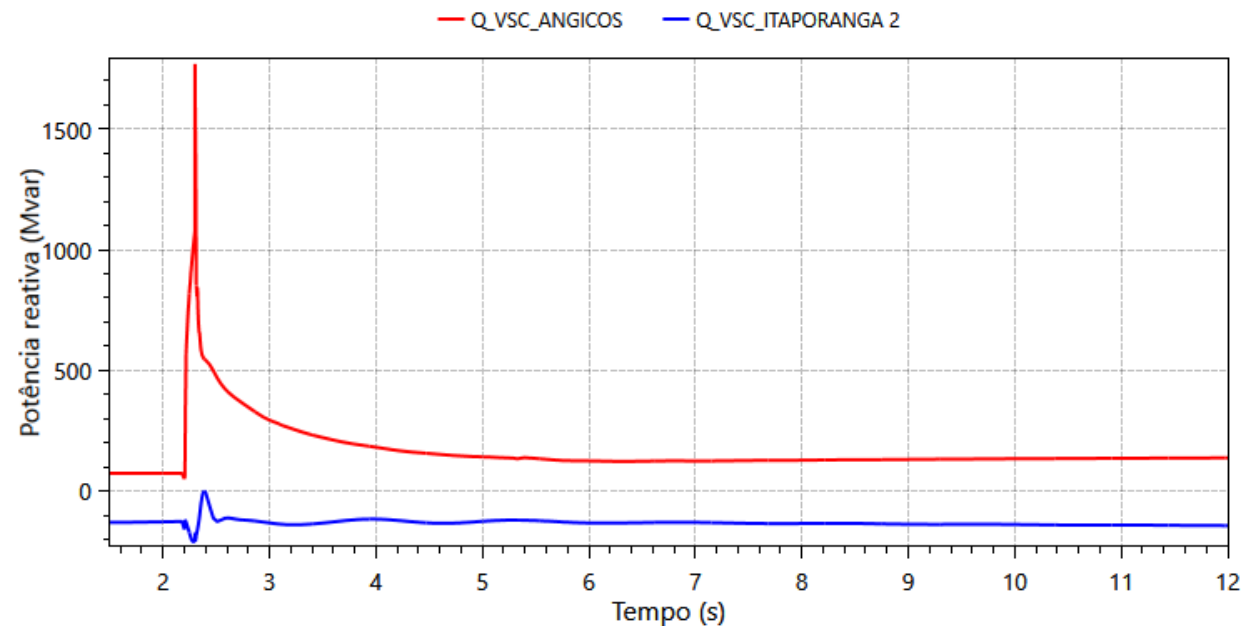
*Curto-circuito monofásico próximo à SE Angicos*

## Resultados obtidos

- Contribuição do VSC no **controle de tensão** (suporte de potência reativa)

Conversora **Angicos** eleva sua injeção de potência reativa durante o curto até **1100 Mvar**

Após a abertura da linha, a conversora atinge novo pico e estabiliza fornecendo **137 Mvar**

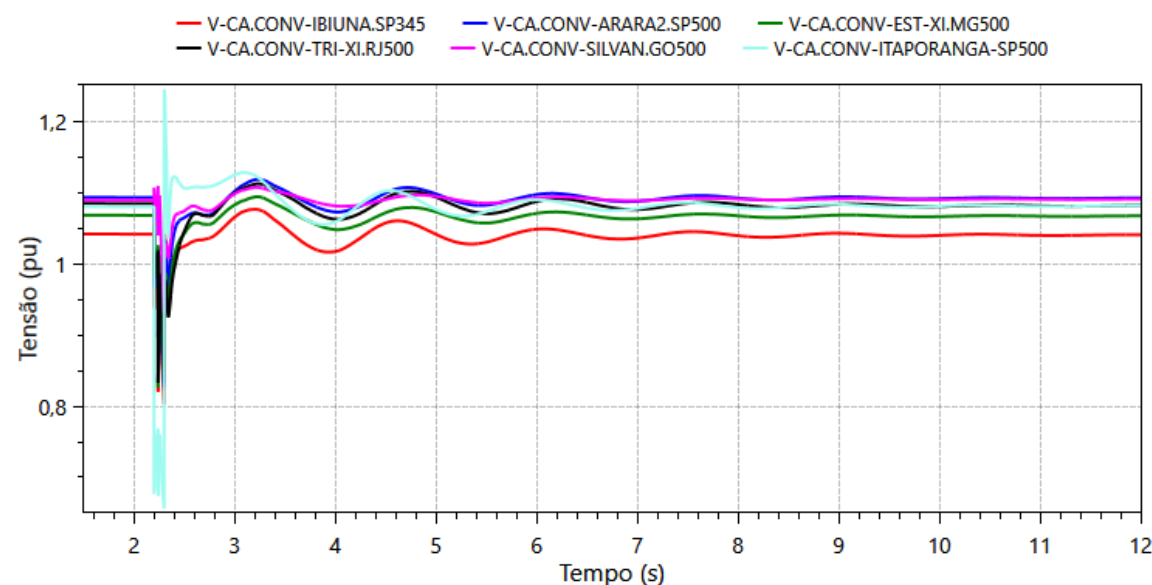
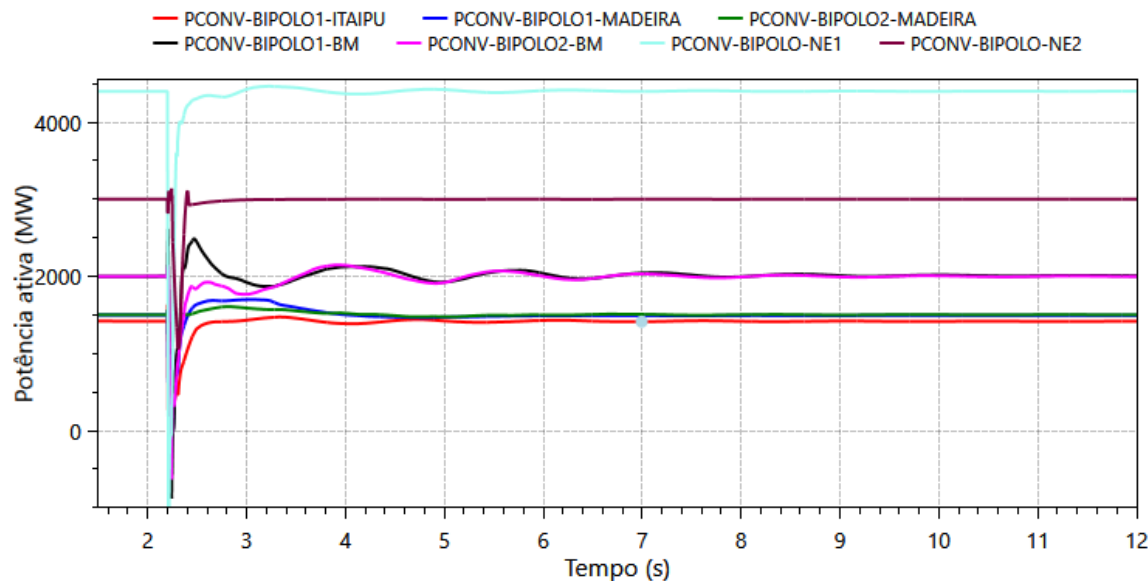


# Análise de desempenho dinâmico

*Curto-circuito monofásico próximo à SE Itaporanga 2*

## Resultados obtidos

- Curto-circuito próximo à **SE Itaporanga 2**, seguido da abertura da **LT 500 kV Araraquara 2 – Itaporanga 2, C1**
- Interrupção momentânea da transferência de potência de todos bipolos<sup>1</sup>, **exceto o NE II** (redução para 1 GW)



- Sobretensão transitória na SE Itaporanga 2 **prontamente amortecida** após a eliminação da falta, reestabelecendo os níveis de tensão dentro dos **limites operacionais aceitáveis (1~1,1 p.u.)**

<sup>1</sup>Tempos de recuperação menores que 250 ms (até a conversora atingir 90% da potência pré-falta)

# Análise de desempenho dinâmico

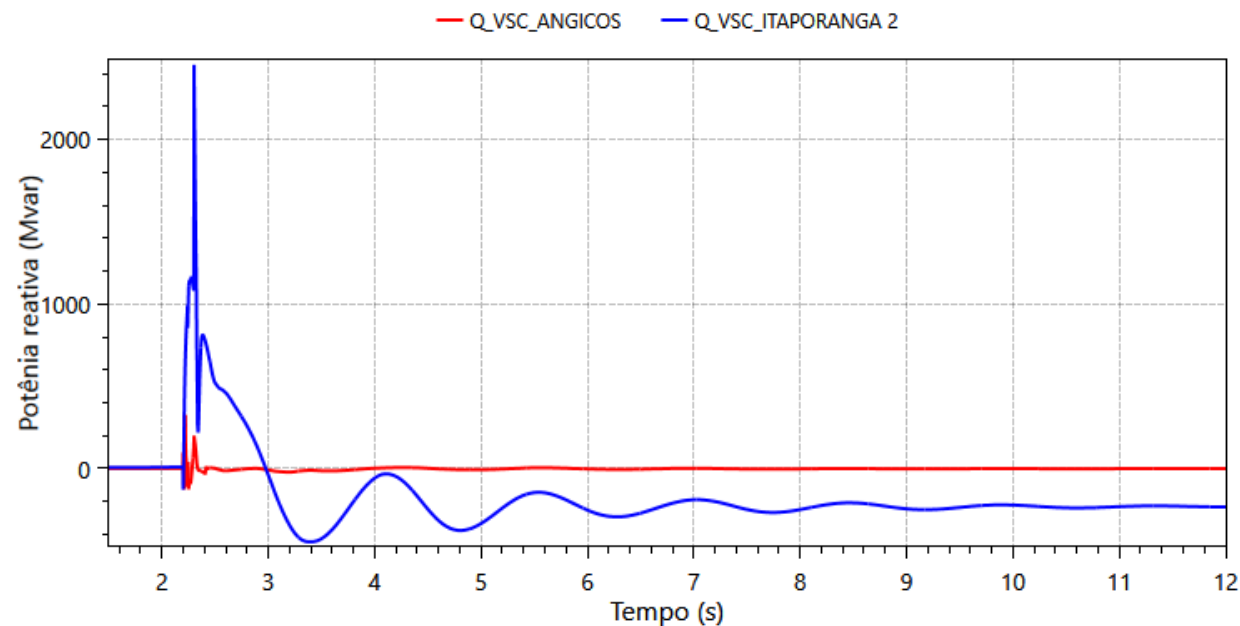
*Curto-circuito monofásico próximo à SE Itaporanga 2*

## Resultados obtidos

- Contribuição do VSC no **controle de tensão** (suporte de potência reativa)

Conversora **Itaporanga 2** eleva sua injeção de potência reativa durante o curto até **1100 Mvar**

Após a abertura da linha, a conversora atinge novo pico e estabiliza absorvendo **228 Mvar**



# Análise de desempenho dinâmico

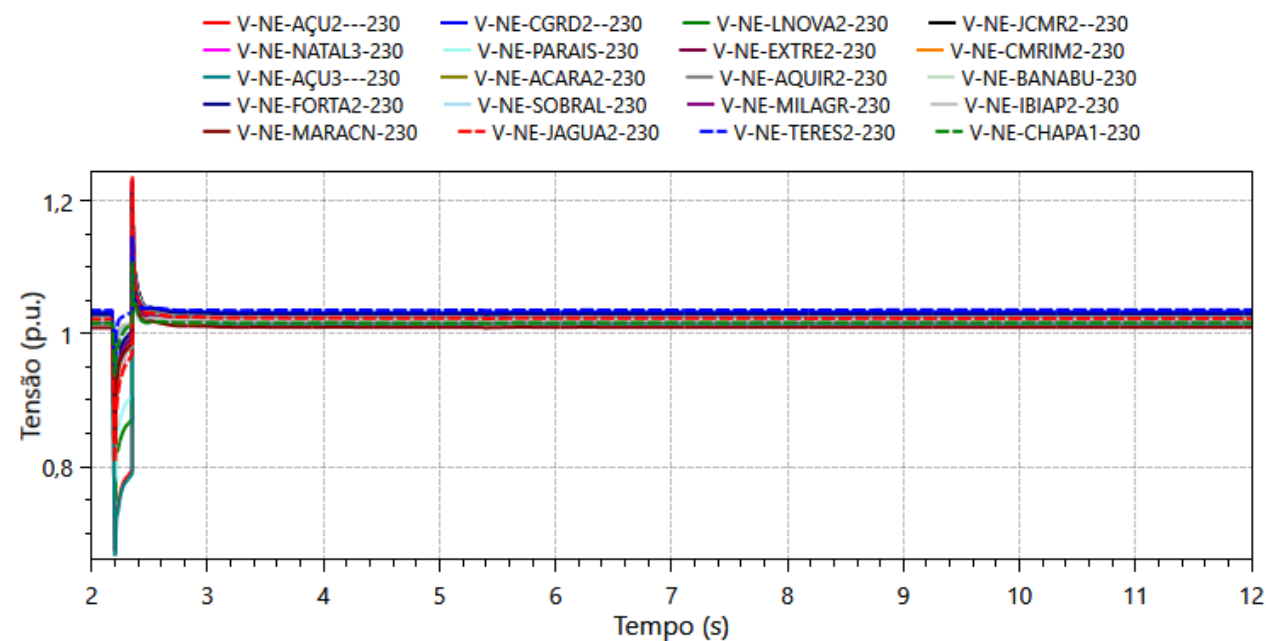
*Perda dupla na região Nordeste*

## Resultados obtidos

- Curto-circuito próximo à **SE Açú II<sup>2</sup>, seguido da abertura das **LTs 230 kV Açú II – Açú III e Açú III – Mossoró II****

Contingência com potencial para desencadear fenômenos de **colapso de tensão**

**Rápida recuperação** dos níveis de tensão nas barras de 230 kV da região



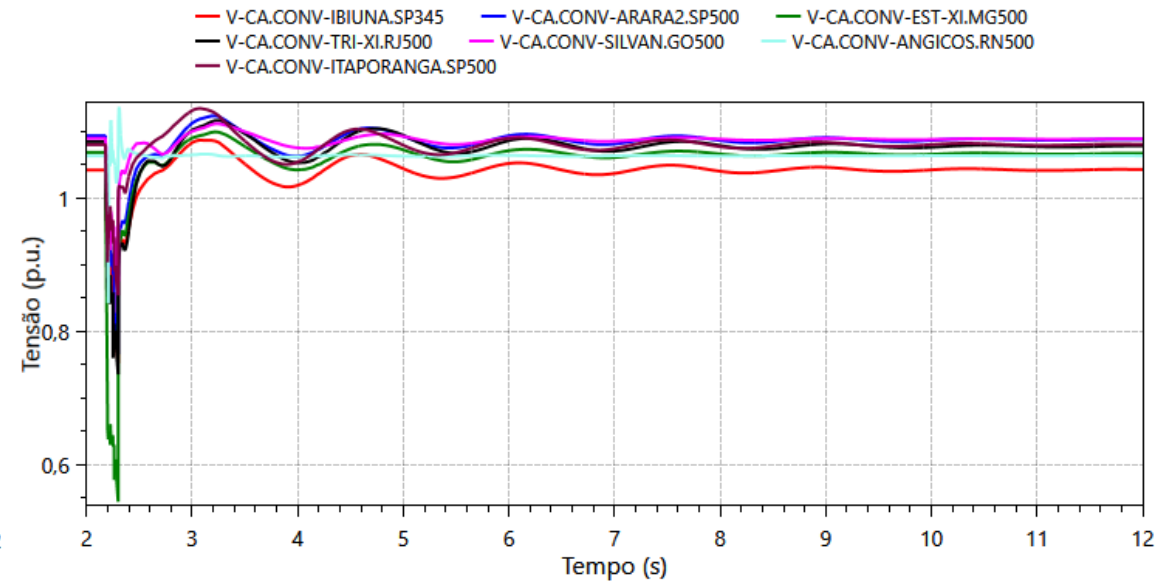
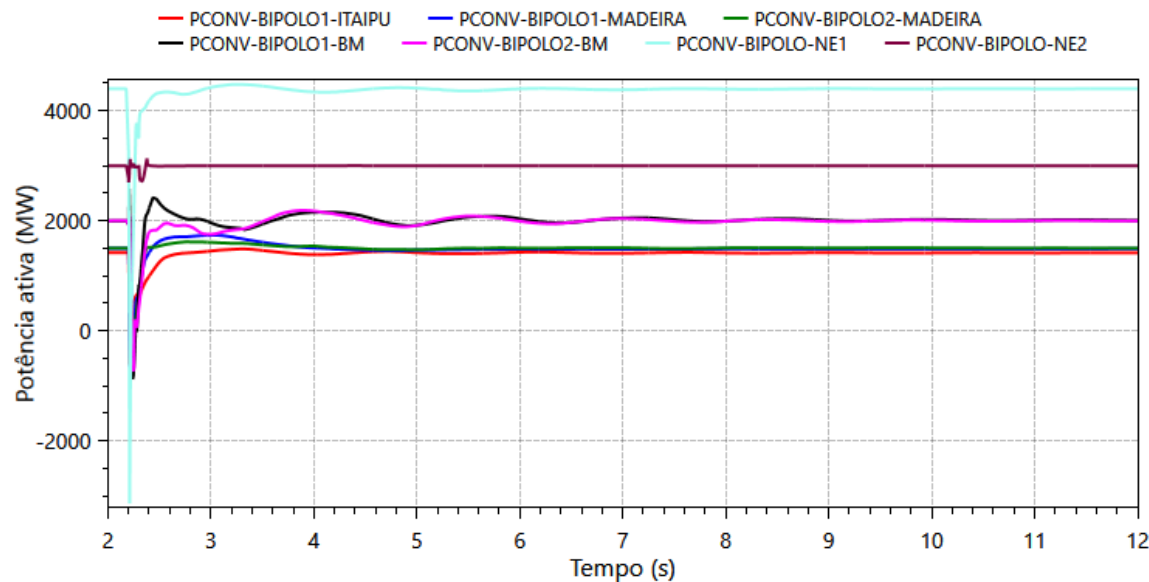
<sup>2</sup>SE 230 kV Açú II localizada na primeira vizinhança da SE Angicos

# Análise de desempenho dinâmico

*Perda dupla na região Sudeste*

## Resultados obtidos

- Curto-circuito próximo à **SE Estreito**, seguido da abertura das **LTs 500 kV Estreito – Fernão Dias, C1 e C2**
- Interrupção momentânea da transferência de potência de todos bipolos, **exceto o NE II**



- Não foram observadas oscilações significativas de tensão nas conversoras da região Sudeste, com **estabilização dentro de valores adequados (1~1,1 p.u.)**

# Análise de desempenho dinâmico

*Perda dupla na região Sudeste*

## Resultados obtidos

- **Tempos de recuperação** dos bipolos após eliminação da falta

**Falha de comutação** em todos os bipolos do SIN,  
exceto o bipolo Nordeste II

Tempos permaneceram dentro dos **limites de referência estabelecidos** (menores que 250 ms)

Bipolo	Tempos de recuperação (ms)
Itaipu	215
Madeira 1	77
Madeira 2	51
Belo Monte - Bipolo 1	50
Belo Monte - Bipolo 2	110
Graça Aranha - Silvânia	12
Nordeste II	-

# Conclusões

- A criticidade do cenário decorre da **simultaneidade entre RSUL elevado e exportação máxima do Nordeste**, agravada pela **inércia reduzida no Sudeste**
- **Desempenho dinâmico da tensão e frequência adequado** frente as principais perturbações (obras previstas e compensações reativas atendem aos cenários)
- Apesar das falhas de comutação simultâneas nos HVDCs LCC, os **tempos de recuperação mantêm-se dentro do limite ( $< 250 \text{ ms}^*$ )** em eventos severos no Sudeste
- O HVDC-VSC promove benefício sistêmico ao prover **suporte de tensão e mitigar instabilidades dinâmicas** em configurações *multi-infeed*.



**Obrigado(a)!**

**Escaneie, envie sua pergunta  
e participe do debate**



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



Praça Pio X, 54. Centro – Rio de Janeiro, RJ



**Painel de  
Estudos EMT**



**Modelagem  
EMT**

# Contextualização e Objetivos

## ➤ Contextualização

- Modelos genéricos disponíveis não refletem de forma adequada o comportamento em faltas no lado CC;
- Estratégias adotadas em modelos genéricos para eliminação de faltas CC não condiziam com as indicadas por fabricantes;

## ➤ Objetivos da modelagem EMT

- Verificar desempenho da solução de referência HVDC-VSC-OHL durante transitórios causados por faltas no lado CC;
- Observar os tempos de reenergização e recuperação após falta, permitindo estabelecer requisitos para o projeto;
- Estabelecer uma referência para a modelagem e análises a serem desenvolvidas na etapa de detalhamento do empreendimento.

# Modelo PSCAD/EMT

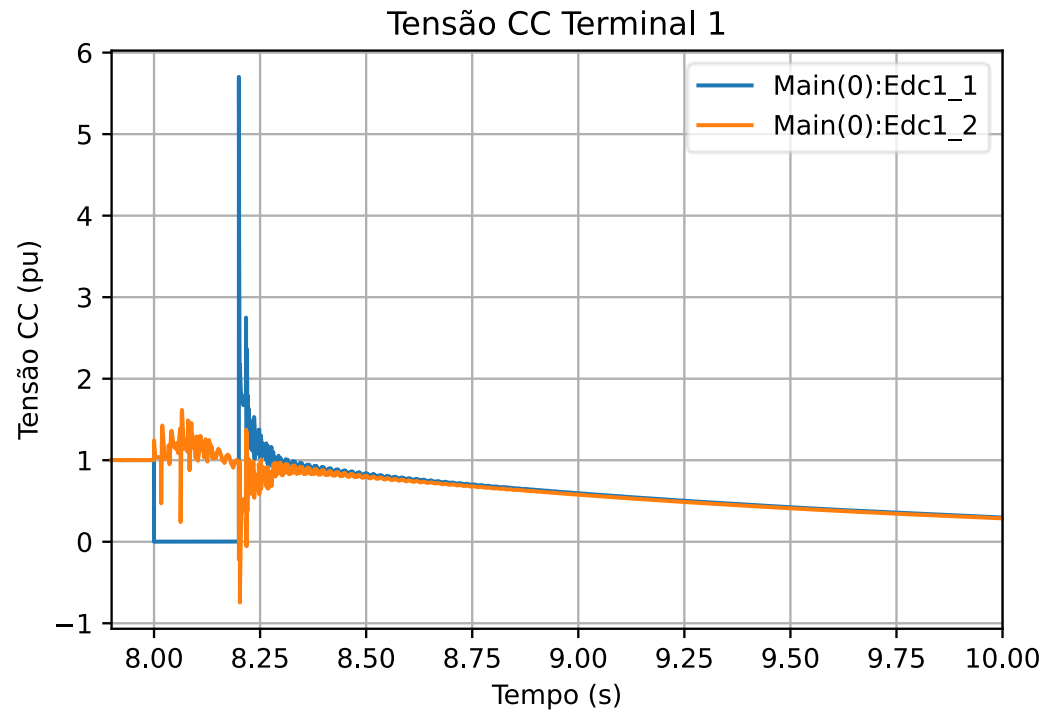
## ➤ Modelo inicial

- O benchmark disponível na *Knowledge Base* do PSCAD foi utilizado como base e consiste em um modelo genérico de um VSC-HVDC de 320 kV e 1200 MW;
- A primeira modificação foi a adição do modelo da linha de transmissão CC da solução de referência;
- O modelo foi então enviado aos fabricantes para contribuições.

## ➤ Interações com os fabricantes para adequação do modelo HVDC-VSC

- As primeiras interações visaram adequar os níveis de tensão e potência do modelo à solução de referência (3 GW em 600 kV);
- Diversos ajustes foram realizados, como parâmetros nominais de equipamentos, número de submódulos do MMC, a capacitância dos submódulos e os reatores de braço do MMC e de alisamento;
- Adicionados dispositivos de proteção (*Damping Resistors*, *DC Chopper*).

# Resultados Iniciais do Modelo EMT



- Pico de tensão superior a 5 p.u. no polo em falta, considerado irrealista;
- Comportamento incompatível com o demonstrado na literatura e com a experiência relatada por todos os fabricantes consultados;
- Baseado nestes resultados, o modelo inicial foi considerado inadequado para representar eventos no lado CC.

# Resultados Iniciais do Modelo EMT

## Conclusões iniciais

- ✓ Energização suave em rampa até regime permanente;
- ✓ Desempenho adequado durante faltas CA tanto no retificador quanto no inversor;
- ✓ Valores aceitáveis de corrente no conversor durante faltas CC;
- X Desempenho inadequado para respostas durante faltas CC, apresentando sobretensões irrealistas.

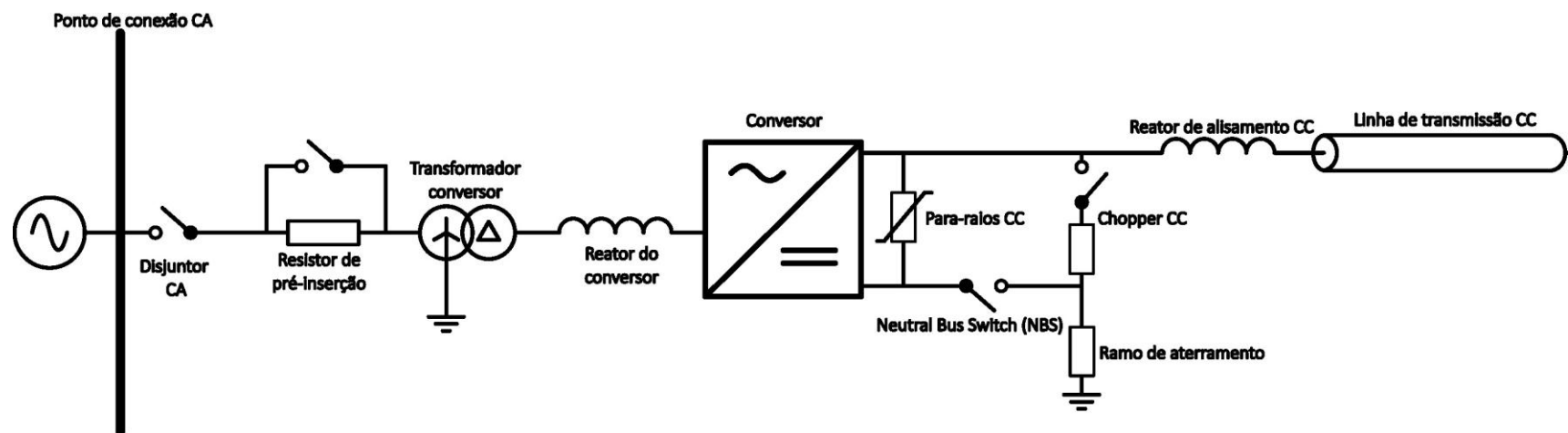
## Passos Seguintes

- Novas interações com os fabricantes para adequação do desempenho do modelo;
- Adição de novos equipamentos de proteção e lógica de proteção e religamento para faltas CC.

# Dispositivos adicionados ao modelo

A partir das contribuições dos fabricantes, foram adicionados ao modelo:

- Reator do conversor
- Para-raios CC
- NBS
- Reator de alisamento CC

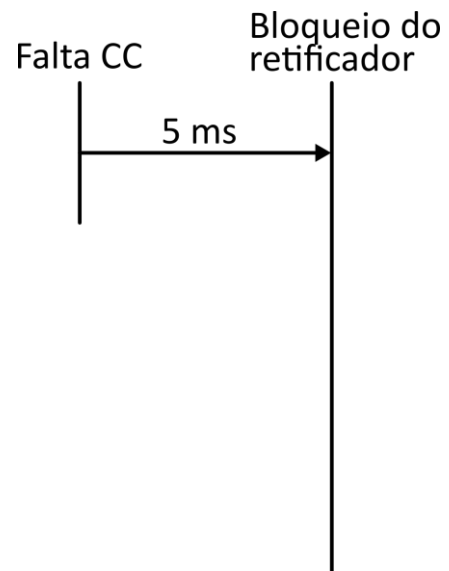


Os equipamentos apresentados constituem apenas um caso exemplo, estando os fabricantes livres para apresentar soluções que incluam estes ou outros equipamentos.

Os filtros não foram representados pois são em geral bem menores que os utilizados em soluções LCC, podendo ser instalados ou não com base em estudos realizados durante a fase de projeto básico.

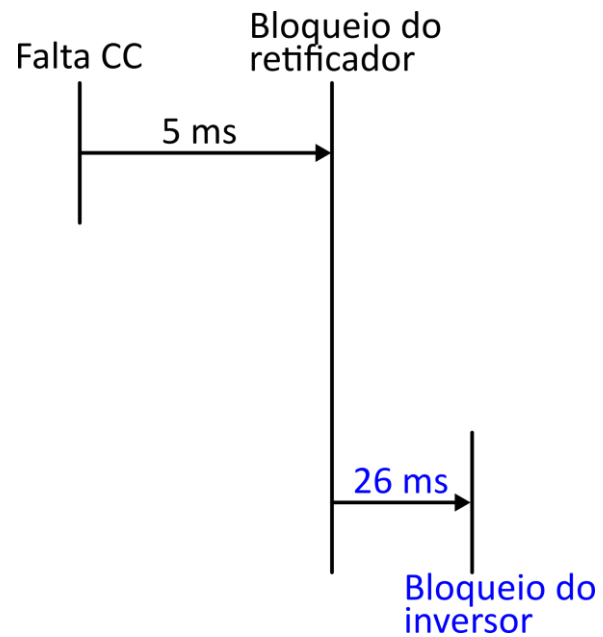
# Esquema de proteção para faltas CC

Resultados obtidos com o novo esquema e sequenciamento de proteção do elo:



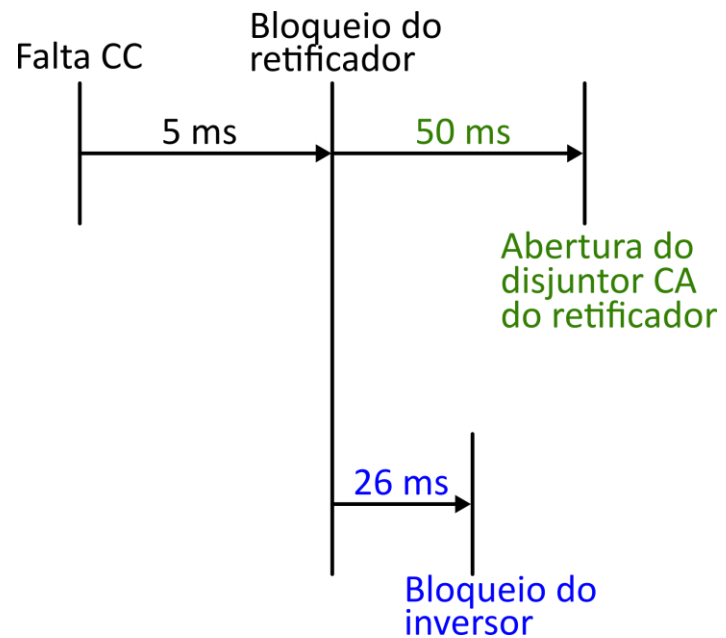
# Esquema de proteção para faltas CC

Resultados obtidos com o novo esquema e sequenciamento de proteção do elo:



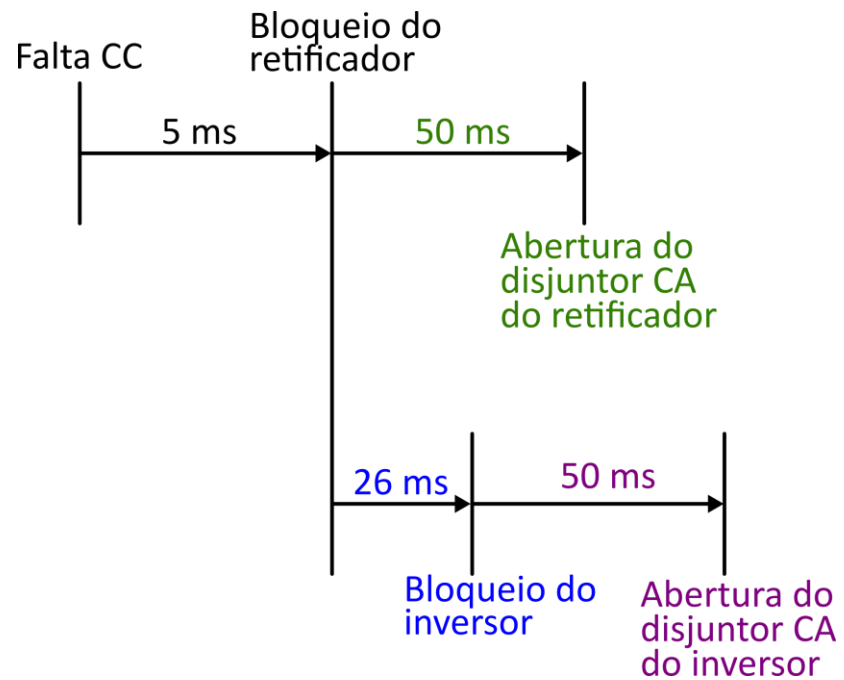
# Esquema de proteção para faltas CC

Resultados obtidos com o novo esquema e sequenciamento de proteção do elo:



# Esquema de proteção para faltas CC

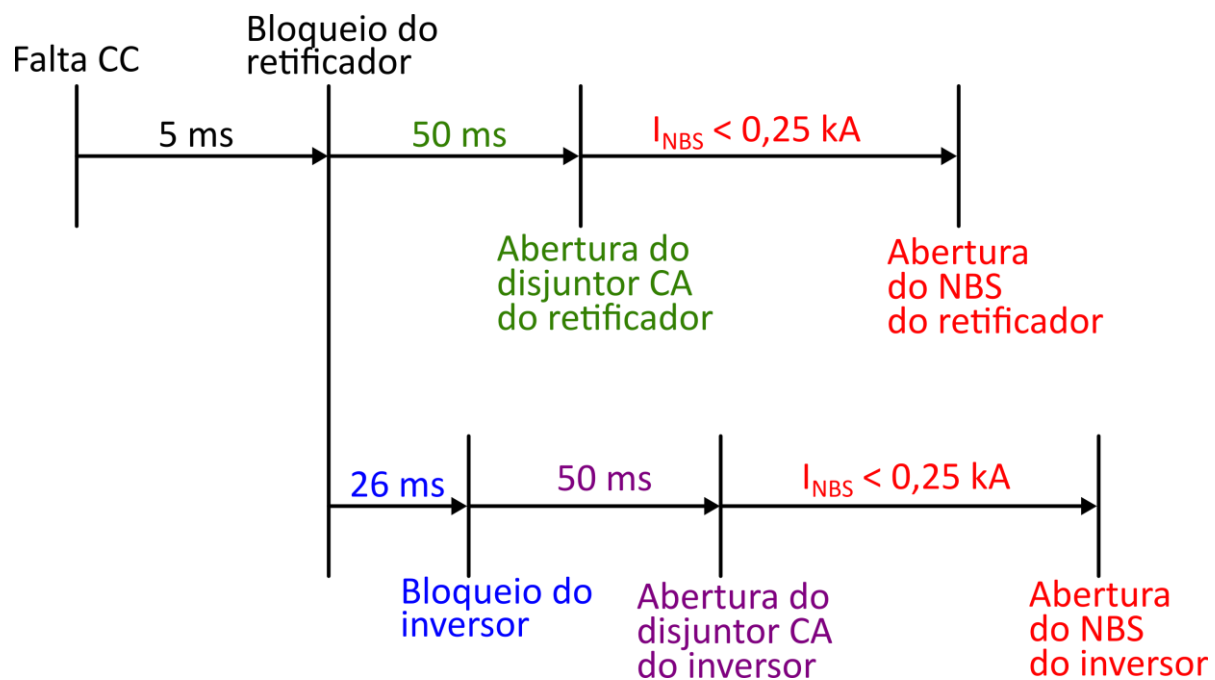
Resultados obtidos com o novo esquema e sequenciamento de proteção do elo:



# Esquema de proteção para faltas CC

## Resultados obtidos com o novo esquema e sequenciamento de proteção do elo:

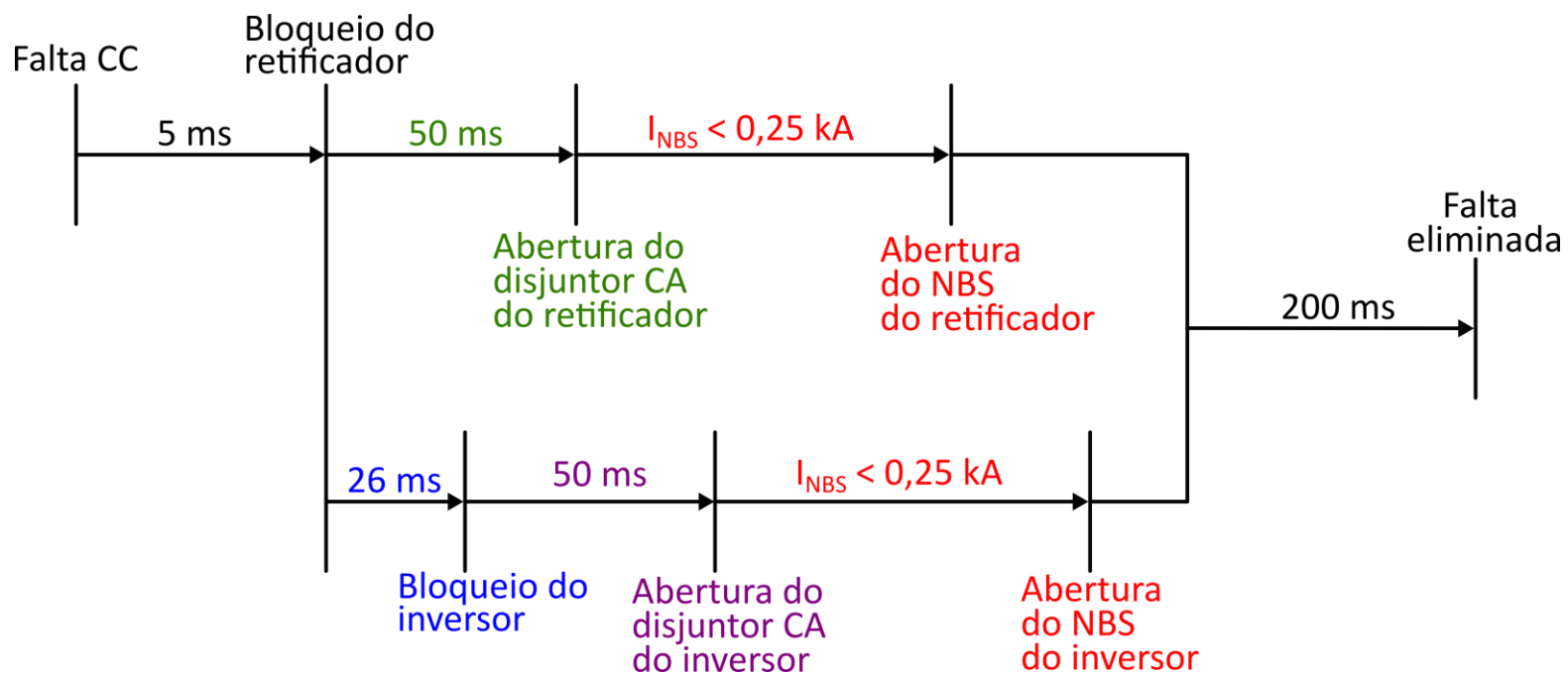
- Tempo para  $I_{NBS} < 0,25 \text{ kA}$ : 58 ms no retificador, 952 ms no inversor;



# Esquema de proteção para faltas CC

## Resultados obtidos com o novo esquema e sequenciamento de proteção do elo:

- Tempo para  $I_{NBS} < 0,25 \text{ kA}$ : 58 ms no retificador, 952 ms no inversor;
- Tempo total entre o instante da falta e sua eliminação de 1,24 segundos;



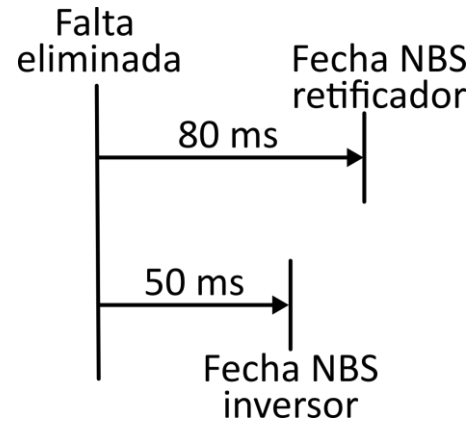
# Esquema de proteção para faltas CC

Resultados obtidos com o sequenciamento para reenergização do elo:



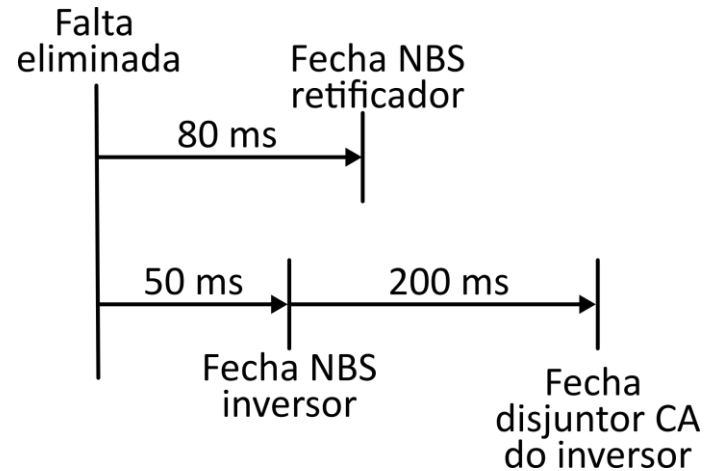
# Esquema de proteção para faltas CC

Resultados obtidos com o sequenciamento para reenergização do elo:



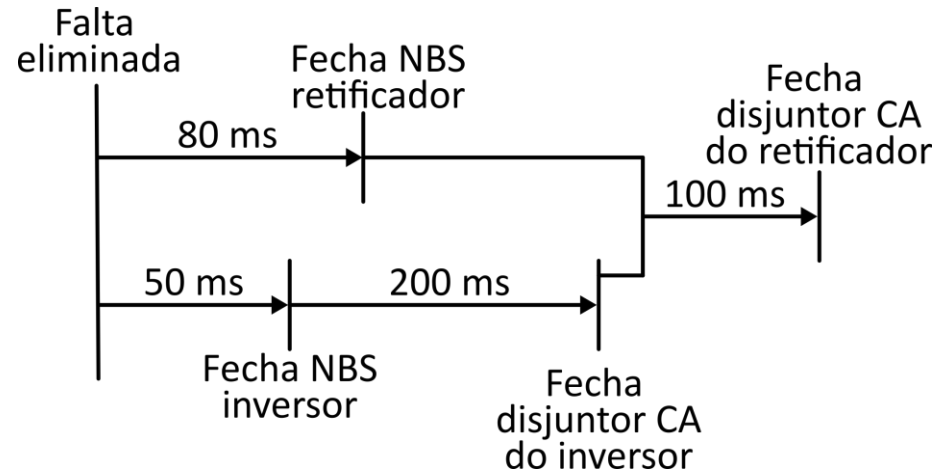
# Esquema de proteção para faltas CC

Resultados obtidos com o sequenciamento para reenergização do elo:



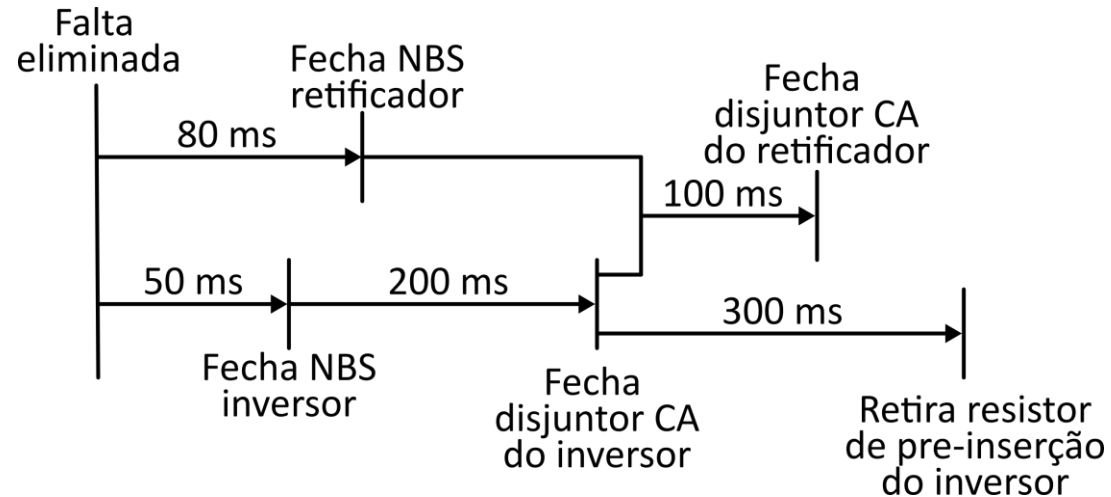
# Esquema de proteção para faltas CC

Resultados obtidos com o sequenciamento para reenergização do elo:



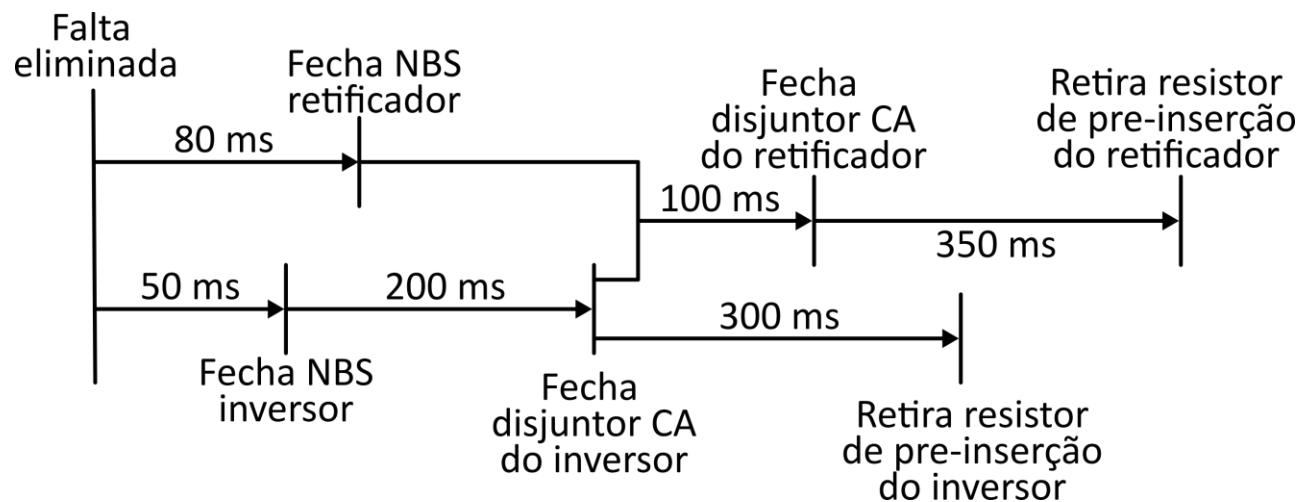
# Esquema de proteção para faltas CC

Resultados obtidos com o sequenciamento para reenergização do elo:



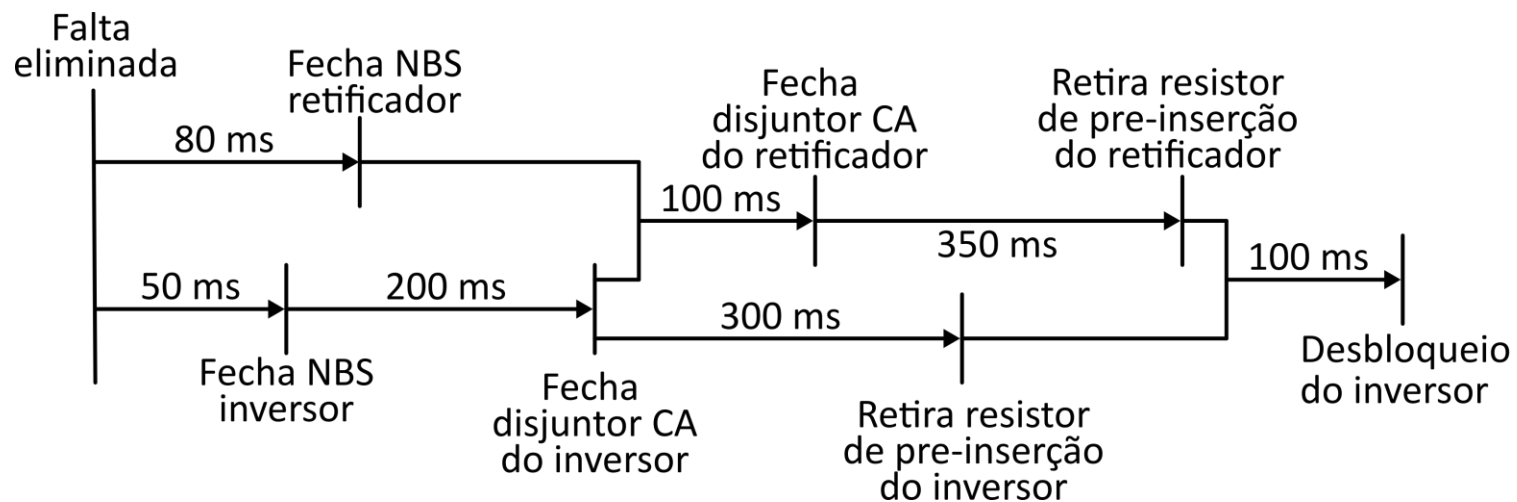
# Esquema de proteção para faltas CC

Resultados obtidos com o sequenciamento para reenergização do elo:



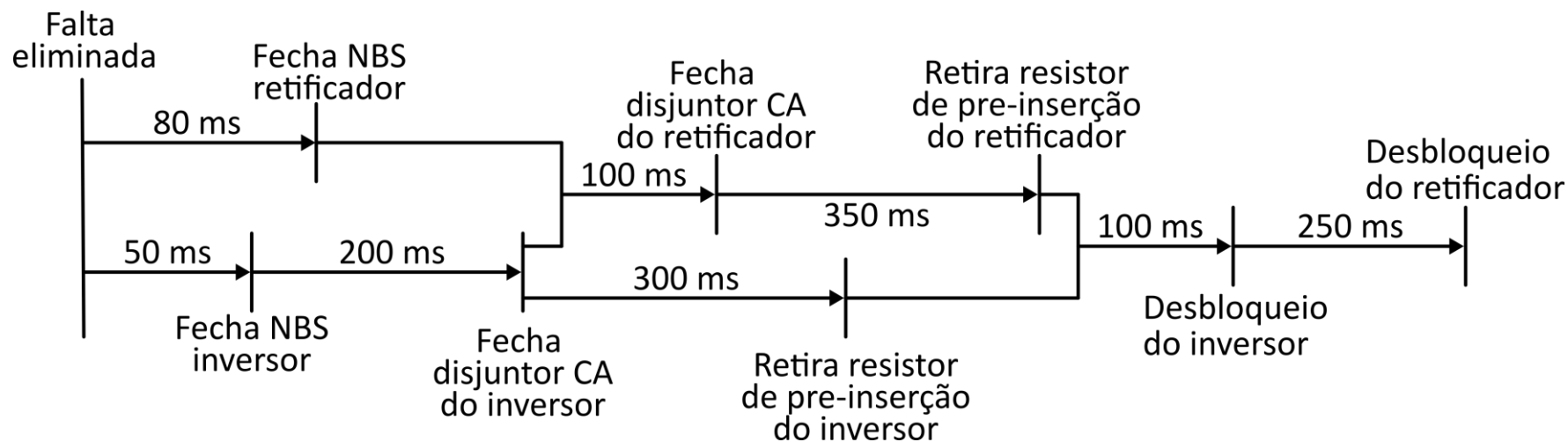
# Esquema de proteção para faltas CC

Resultados obtidos com o sequenciamento para reenergização do elo:



# Esquema de proteção para faltas CC

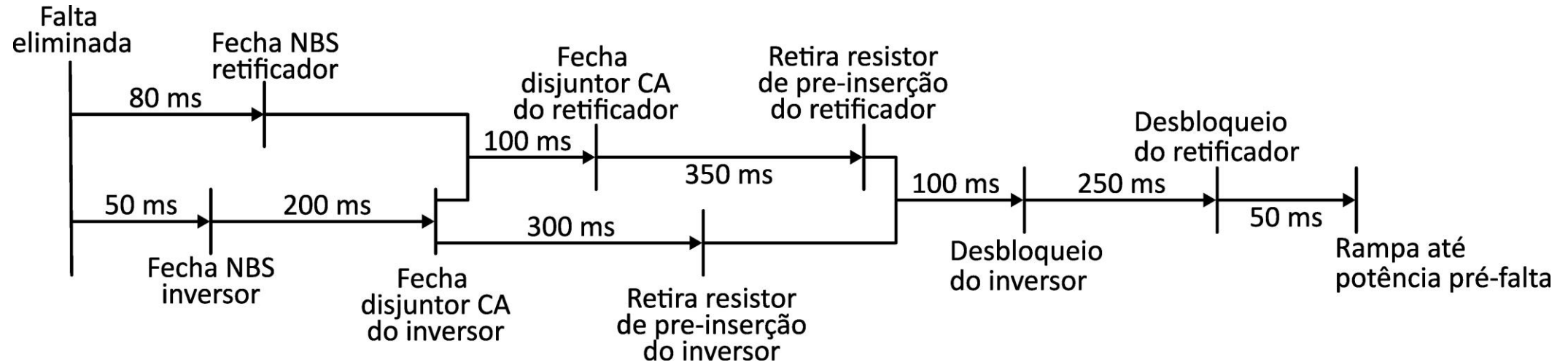
Resultados obtidos com o sequenciamento para reenergização do elo:



# Esquema de proteção para faltas CC

## Resultados obtidos com o sequenciamento para reenergização do elo:

- Tempo de reenergização do polo de pouco mais de 2 segundos;
- Tempo para recuperação da potência pré-falta perto de 4 segundos;

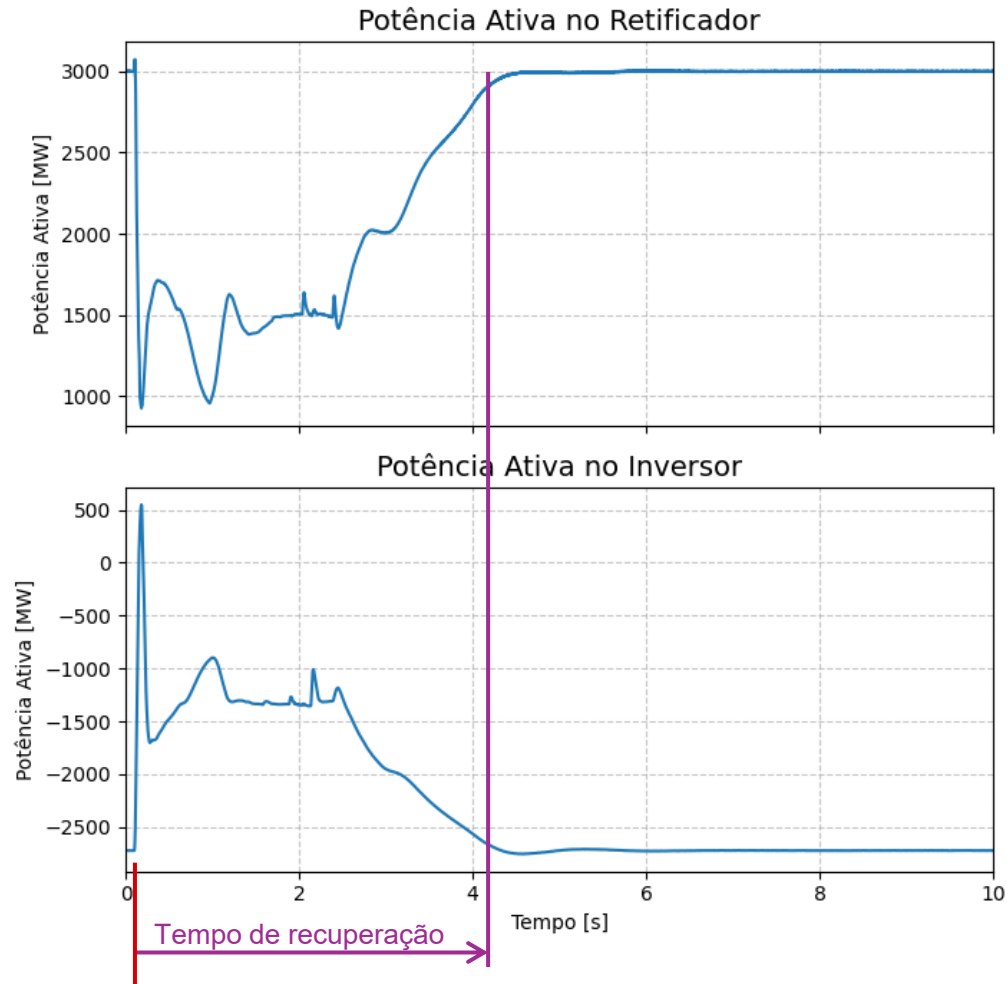


# Simulação com o modelo aprimorado

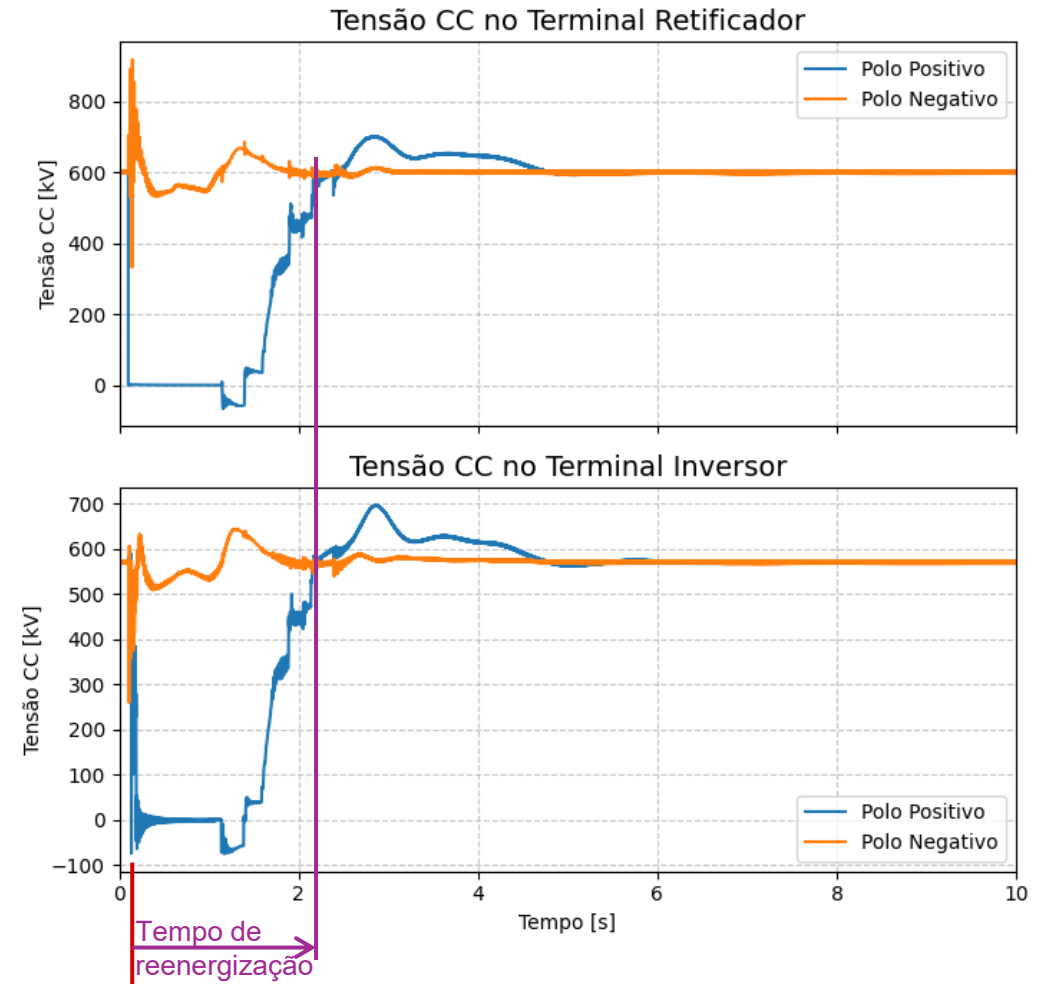
- Para prospecção inicial, foi realizado um evento de falta CC no terminal retificador, identificada como a falta mais severa para o modelo inicial;
- Para esta simulação inicial, foi conectando o bipolo à um equivalente de Thevenin ( $SCR=2,5$ ), para verificar o desempenho do modelo frente a faltas CC;
- É importante que, em estudos futuros, sejam realizadas faltas na estação inversora, bem como ao longo da linha CC;
- Além disso, futuramente o modelo EMT será conectado à uma rede equivalente representativa das vizinhanças em que o bipolo será conectado, já em desenvolvimento, para avaliação de seu desempenho.

# Resultados do modelo EMT

## Falta CC no Retificador



- Tempo de recuperação de cerca de 4 s;
- Oscilações de potência não violam limites dos equipamentos.

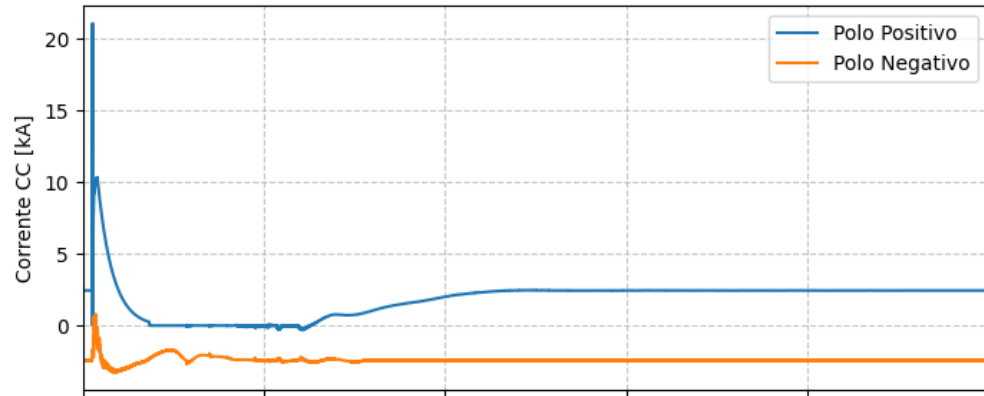


- Tempo de reenergização de cerca de 2 s;
- Sobre-tensões inferiores à 1,5 p.u..

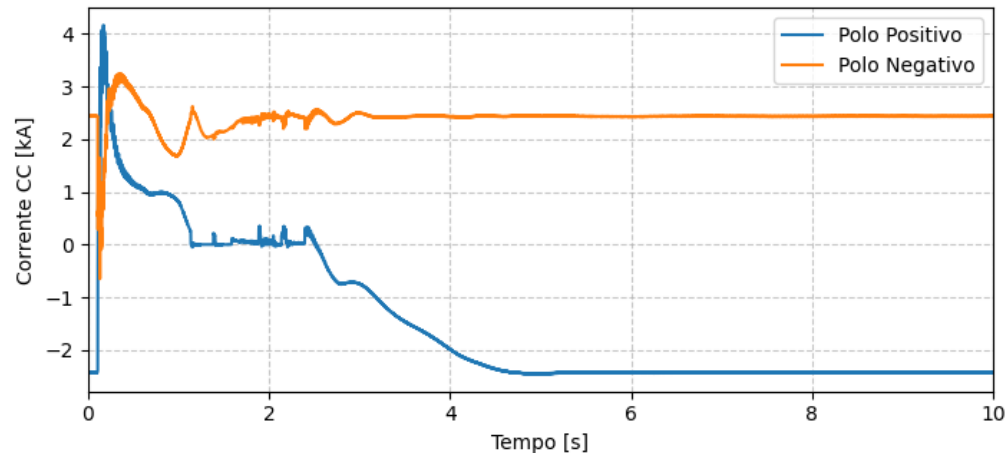
# Resultados do modelo EMT

## Falta CC no Retificador

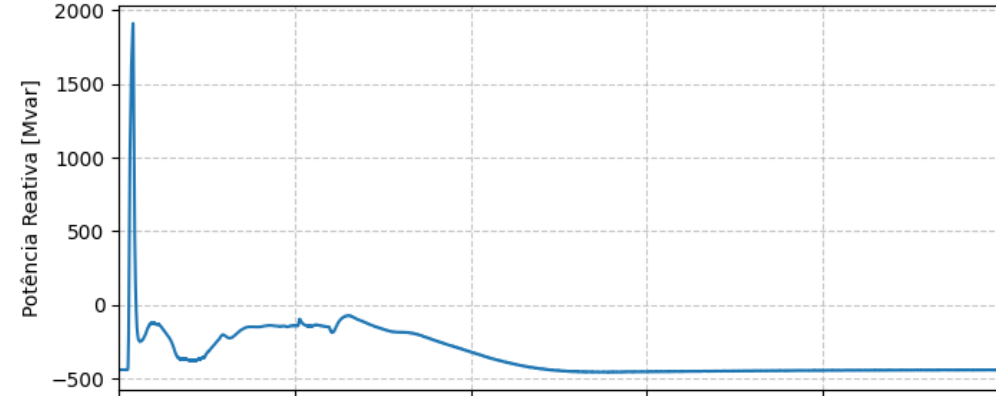
Corrente CC no Terminal Retificador



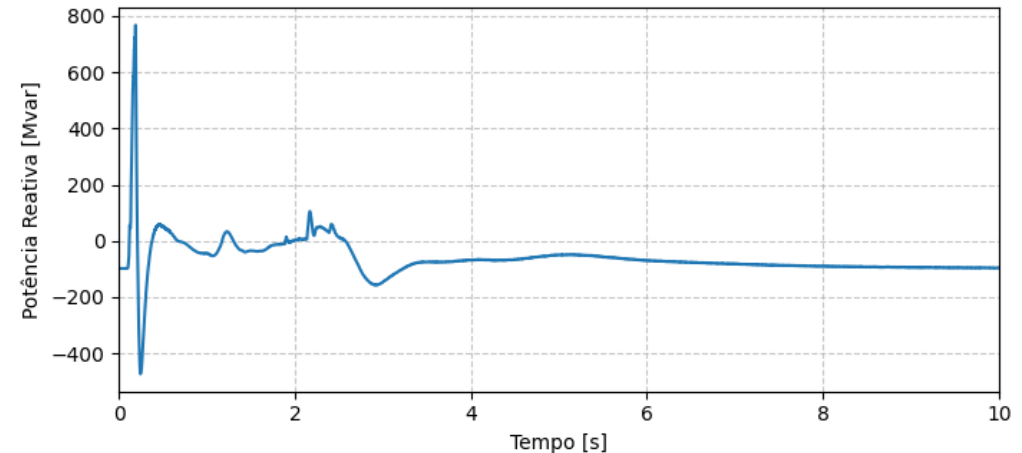
Corrente CC no Terminal Inversor



Potência Reativa no Retificador



Potência Reativa no Inversor



- A corrente de pico observada, de pouco mais de 8 p.u., é conduzida através dos diodos do conversor.

- Conversores operam em modo de controle de tensão CA;
- Limites de potência dos conversores são respeitados, mesmo durante a falta.

# Conclusões

- Com as adições, o modelo EMT demonstrou comportamento adequado frente a eventos no lado CC e CA;
- Não foram observadas sobretensões ou sobrecorrentes que comprometam a vida útil do equipamento durante a falta CC, conforme informado pelos fabricantes;
- Foi possível estabelecer com maior confiança o tempo para recuperação, de 5 segundos;
- O tempo de recuperação pós-falta pode ser otimizado a partir de modificações no circuito, de ajustes em parâmetros de controle e da inclinação da rampa de potência ativa utilizada na sequência de recuperação, sendo limitado pela força da rede CA conectada;
- Ajustes realizados no modelo EMT serão utilizados como subsídio para o aprimoramento do modelo em desenvolvimento no ANATEM.



# Obrigado(a)!

Escaneie, envie sua pergunta  
e participe do debate



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

 Praça Pio X, 54. Centro – Rio de Janeiro, RJ



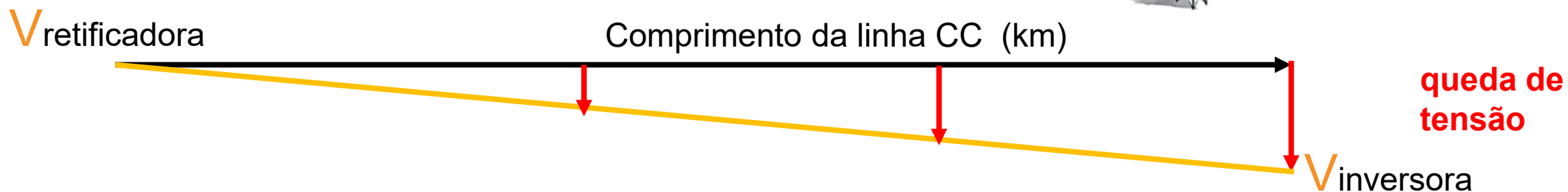
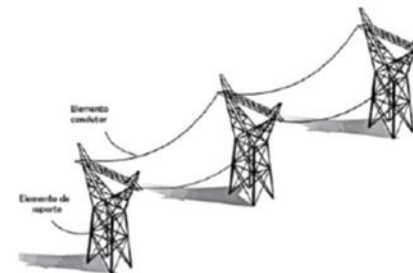
**Painel de  
Linhas de  
Transmissão**



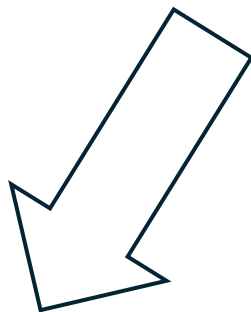
**Concepção  
básica de LT CC**

# Linhas longas: condicionantes iniciais

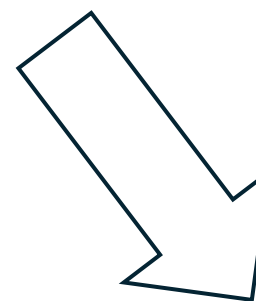
## Queda máxima de tensão e perdas



Valor da queda de tensão (%) ~ valor das perdas de potência (%)



equipamentos da inversora



economia do projeto

# Linhas longas: condicionantes iniciais

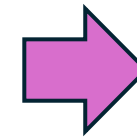
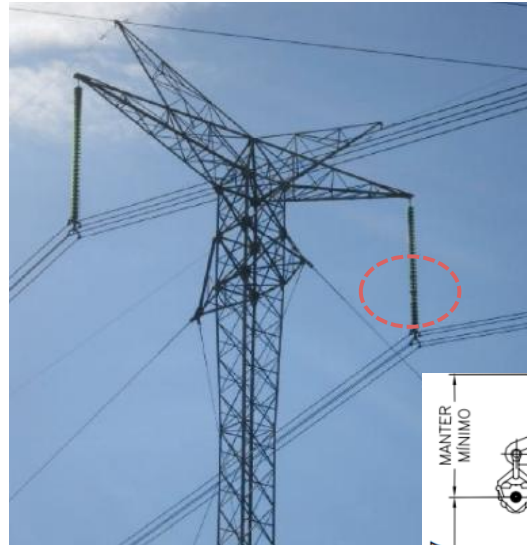
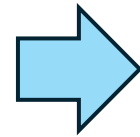
## Queda máxima de tensão e perdas

### Considerando:

- ✓  $P_n$  : 3.000 MW
- ✓  $V_{ncc}$ :  $\pm 600$  kV
- ✓ LT (km): 2.500
- ✓ Queda máxima:  $\sim 5\%$  a  $6\%$

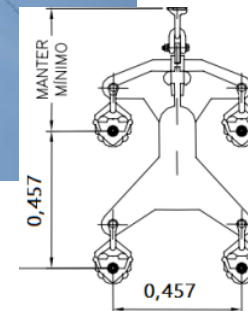
Solução de referência

### Linhas 600 kV implantadas no SIN



Não atendem

(4 por polo)



# Linhas longas: condicionantes iniciais

## Queda máxima de tensão e perdas

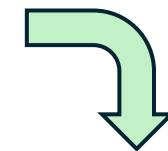
(~5 % a 6 ) %

E com **seis** subcondutores por polo ?

Estimativa preliminar

Tensão Nominal (kV)	Condutor			Queda máxima tensão (%) por extensão de LTcc			
	Nome	Bitola (MCM)	Formação	2000km	2250km	2500km	3000km
600	Nuthatch	1510	45/ 7	5,87	6,60	7,33	8,80
	Lapwing	1590	45/ 7	5,54	6,23	6,93	8,31
	Chukar	1781	84/ 19	4,87	5,48	6,08	7,30
	Bluebird	2156	84/ 19	3,98	4,48	4,98	5,98
	Kiwi	2167	72/ 7	3,97	4,46	4,96	5,95
	Thrasher	2312	76/ 19	3,72	4,18	4,65	5,58
	Joree	2515	76/ 19	3,39	3,82	4,24	5,09

Viável



Ajustar  
solução

# LT em $\pm 600$ kV, 6 subcondutores

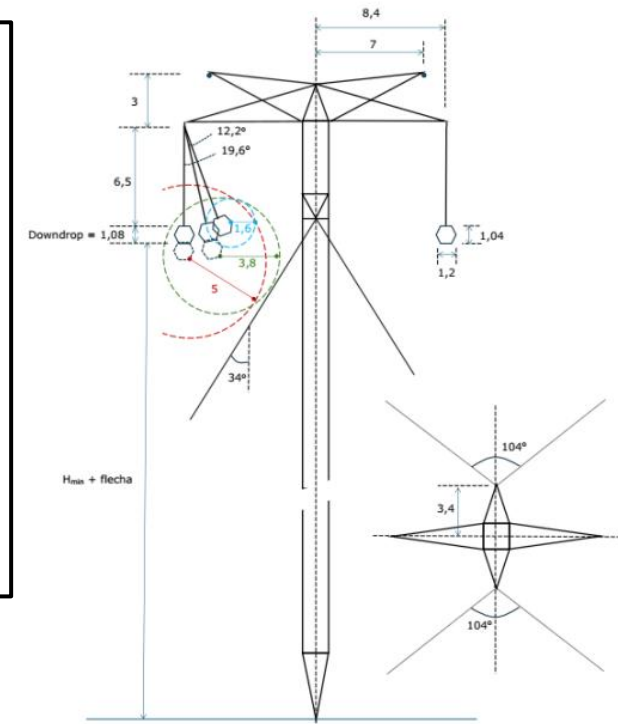
## Nova concepção, inédita no país

Base na experiência de Itaipu (4), Madeira (4) e Belo Monte (6)

Análise (\*) definiu silhueta básica das estruturas, revendo:

- Distâncias de isolamento, entre polos e polos e partes aterradas
  - ✓ Para solicitações à tensão operativa
  - ✓ Para solicitações devido a faltas ao longo da linha
  - ✓ Para manutenção em linha viva
- Posicionamento dos cabos para-raios

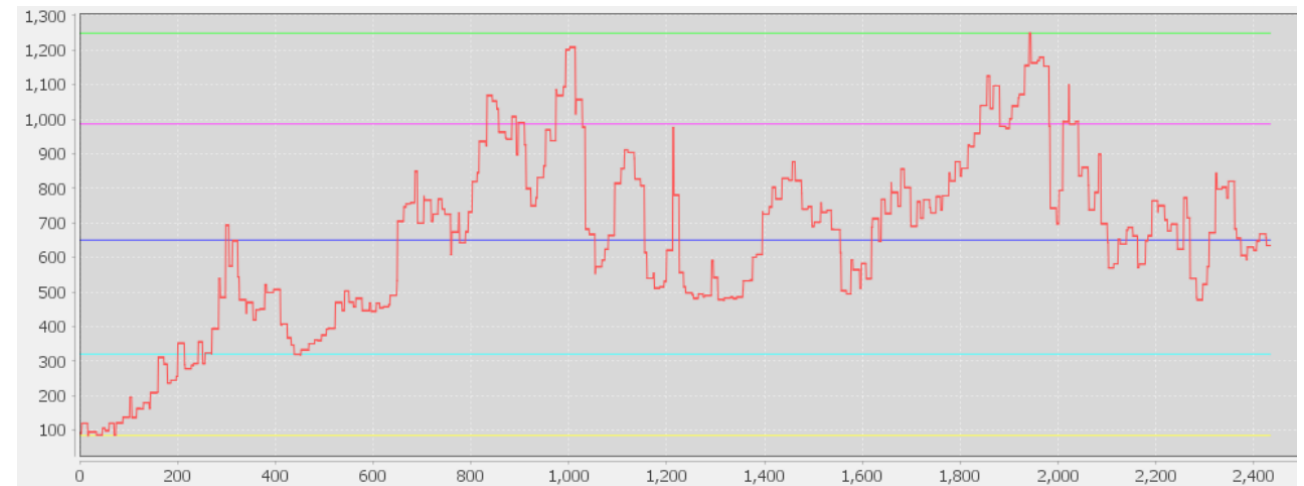
(\*) Contrato EPE/CEPEL



# LT em $\pm 600$ kV, 6 subcondutores

## Critérios de cálculo

- **Técnicos** : Para cada condutor testado, configuração estudada considerada tecnicamente viável se atendeu aos critérios adotados e valores limites de campo elétrico, campo magnético, corrente iônica, dentre outros.
- **Ambientais**: Parâmetros ambientais representando valores característicos da rota (**3 trechos**), tais como, velocidade do vento, temperatura, densidade do ar.
- **Econômicos**: Vida econômica do empreendimento de 30 anos e uma taxa de juros para capitalização das perdas de energia.



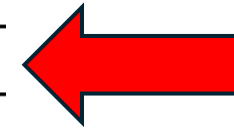
(\* ) Otimização através do programa ELEKTRA (CEPEL)

# LT em $\pm 600$ kV, 6 subcondutores



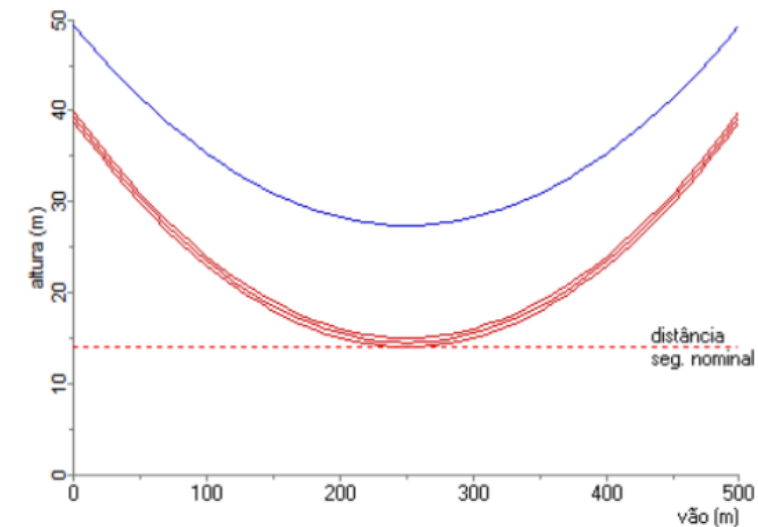
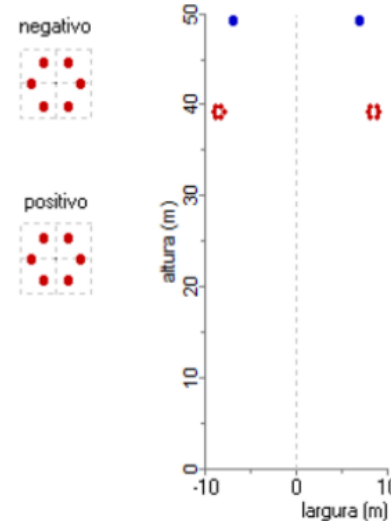
## Solução indicada

Condutor			Custo (kR\$/km)			
Nome Código	Bitola (MCM)	Formação Al/Aço	Instalação	Perdas	Total	% (*)
Bluebird	2156	84/19	4.169,55	759,84	4.929,35	106,36
<b>Kiwi</b>	<b>2167</b>	<b>45/7</b>	<b>3.877,76</b>	<b>755,84</b>	<b>4.633,6</b>	<b>100,00</b>
Thrasher	2312	76/19	4.182,58	713,38	4.895,96	105,66
Joree	2515	76/19	4.476,92	652,27	5.129,19	110,70



(\*) Percentual com relação ao de menor custo total

Espaçamento entre polos : 17 m  
Altura mínima condutor – solo: 14 m  
Faixa de passagem: 55 m



# Variações em premissas

# LT em $\pm 600$ kV, 6 subcondutores

## Variações em premissas

- **Aumento no comprimento da linha (2.500 km), durante implantação:**
  - (4%) Queda de tensão CC na linha varia de 4,96% para 5,16 %
  - (8%) Queda de tensão CC na linha varia de 4,96% para 5,36 %
- **Aumento da potência nominal de 3000 MW para 3400 MW**

Condutor mais econômico se mantém
- **Aumento da tensão nominal CC para  $\pm 640$  kV**

**Solução em  $\pm 525$  kV**

# LT em $\pm 525$ kV

## Estimativa preliminar



Tensão Nominal (kV)	Condutor			Queda máxima tensão (%) por extensão de LTcc			
	Nome	Bitola (MCM)	Formação	2000km	2250km	2500km	3000km
525	Kiwi	2167	72/ 7	5,18	5.83	6.48	7,77
	Thrasher	2312	76/ 19	4,85	5.46	6.07	7,28
	Joree	2515	76/ 19	4,43	4.98	5.54	6,65

Viável



Ajustar solução

# LT em $\pm 525$ kV

## Revista solução de $\pm 600$ kV para $\pm 525$ kV

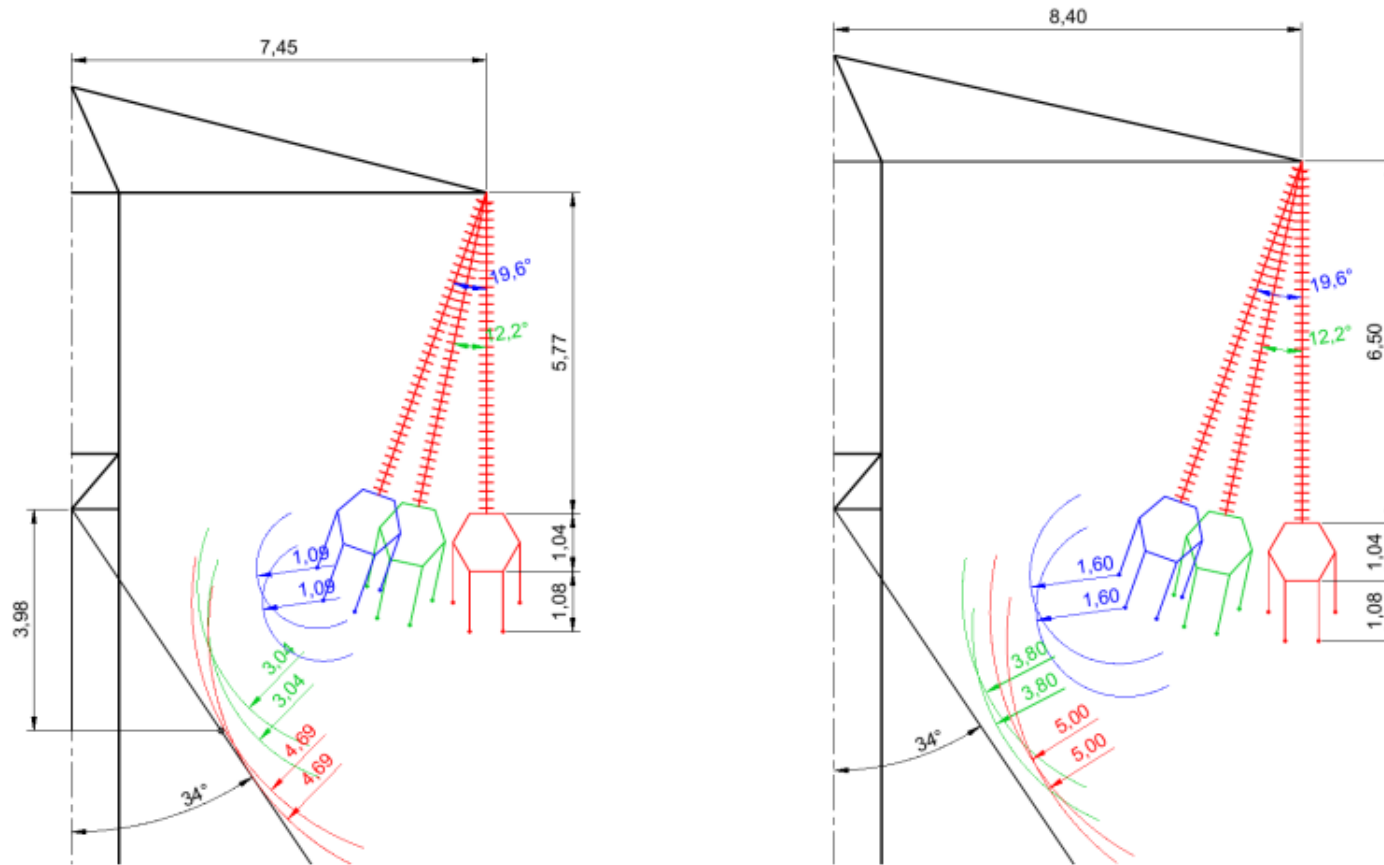


Figura 11 – Comparação entre as geometrias da cabeça da torre, (esq.) 525 kV, (dir.) 600 kV.

**Solução 6 x Thasher atende aos critérios econômicos e queda de tensão para  $\pm 525$  kV 3,0 GW e 3,4 GW**

**Solução em  $\pm 800$  kV**

# LT em $\pm 800$ kV



Solução utilizada em Belo Monte e Nordeste I :



# LT em $\pm 800$ kV

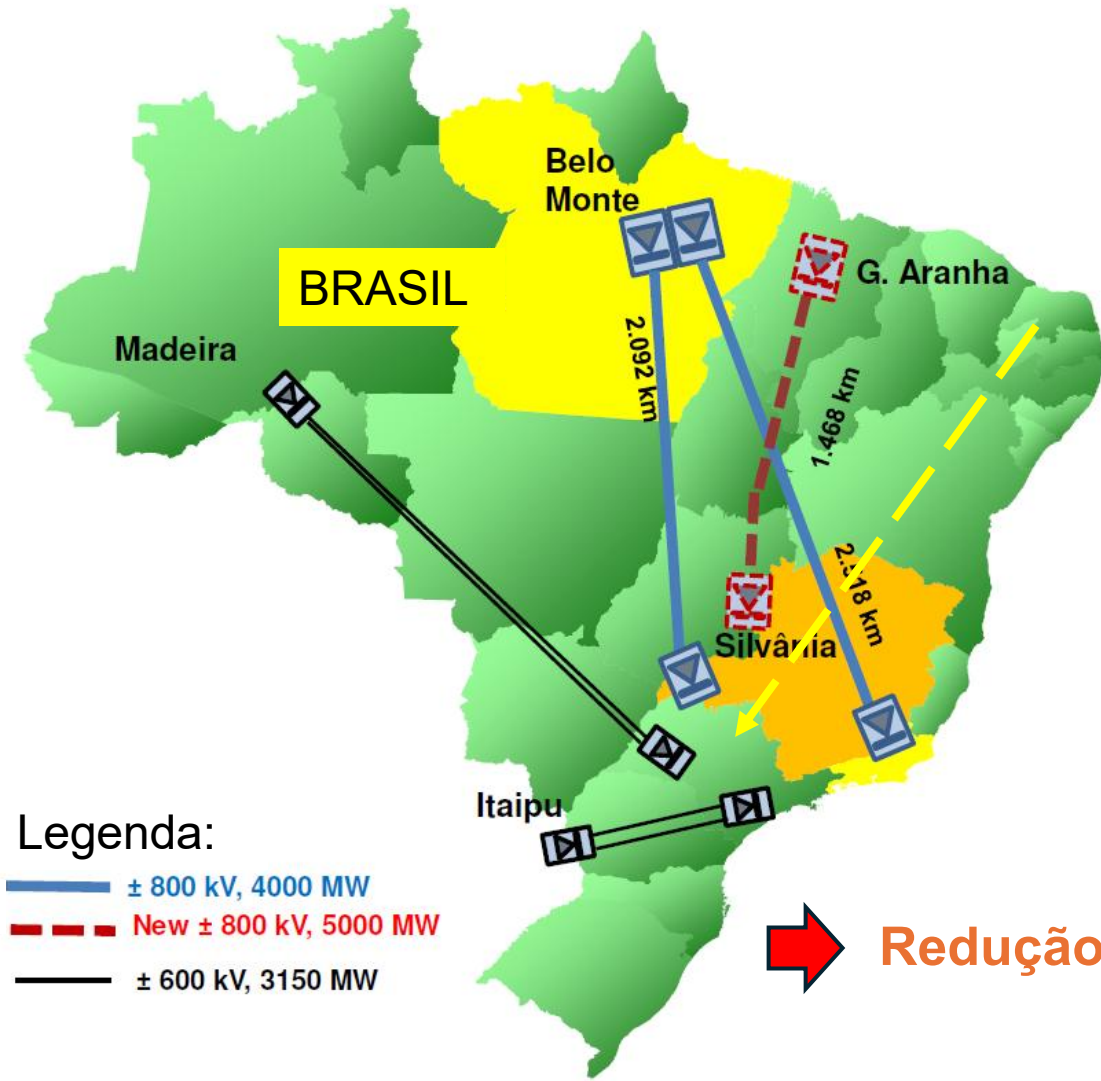
## Avaliação preliminar

Tensão Nominal (kV)	Condutor			Queda máxima tensão (%) por extensão de LTcc			
	Nome	Bitola (MCM)	Formação	2000km	2250km	2500km	3000km
800	Bittern	1272	45/ 7	3,92	4,41	4,90	5,88
	Dipper	1351,5	45/ 7	3,68	4,14	4,61	5,53
	Bobolink	1431	45/ 7	3,47	3,91	4,34	5,21
	Nuthatch	1510,5	45/ 7	3,30	3,71	4,13	4,95
	Lapwing	1590	45/ 7	3,12	3,51	3,90	4,68
	Chukar	1780	84/ 19	2,74	3,08	3,42	4,11

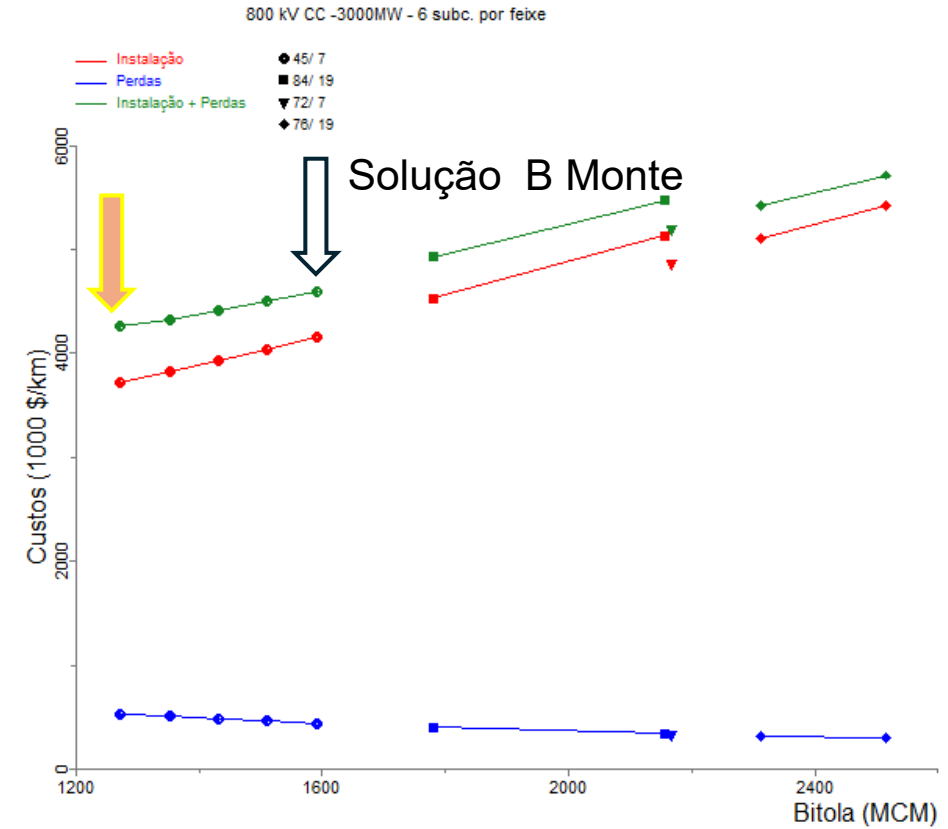
Folga, otimizar

Solução Belo Monte

# LT em $\pm 800$ kV 3.000 MW



## Análise de Otimização



 **Redução na bitola do condutor e custos totais (8%)**

# Conclusões

# Concepções de linhas de transmissão CC

## Resumo de Conclusões

- Para cada uma das alternativas previstas no estudo de planejamento do Bipolo Nordeste II, e suas variações, soluções de linhas de transmissão CC foram recomendadas, algumas com aspectos inéditos no SIN;
- As três soluções de linha recomendadas atendem a todos os critérios considerados;
- Os custos totais (instalação + perdas) das soluções de linha (525 kV e 800 kV), distintas da solução de referência (600 kV), variam entre +6,3 % e - 8,2 % com relação ao custo total da solução de referência;
- Entretanto, como já apresentado, quando se compara as alternativas completas (linha+ conversoras+ reforços) os custos se equiparam.



**Obrigado(a)!**

**Escaneie, envie sua pergunta  
e participe do debate**



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



Praça Pio X, 54. Centro – Rio de Janeiro, RJ



**Painel de  
Linhas de  
Transmissão**

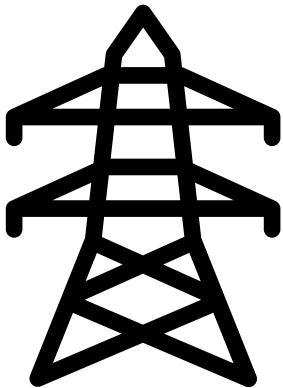


**Concepção  
básica de LT CA**

# Novas Linhas de Transmissão CA

Foram recomendados 11 novos circuitos simples em 500/525 kV:

- ✓ Extensão total de 1754 km
- ✓ Soluções com SIL (*Surge Impedance Loading*) de 1000, 1200 e 1680 MW
- ✓ Requisitos de afastamento mínimo para alguns circuitos sistemicamente estratégicos
- ✓ Trecho com 1º circuito em torres de Circuito Duplo (CD) na LT 525 kV Curitiba Oeste – Joinville Sul
- ✓ Três seccionamentos em 500 kV, adicionando cerca de 31 km em circuitos trifásicos

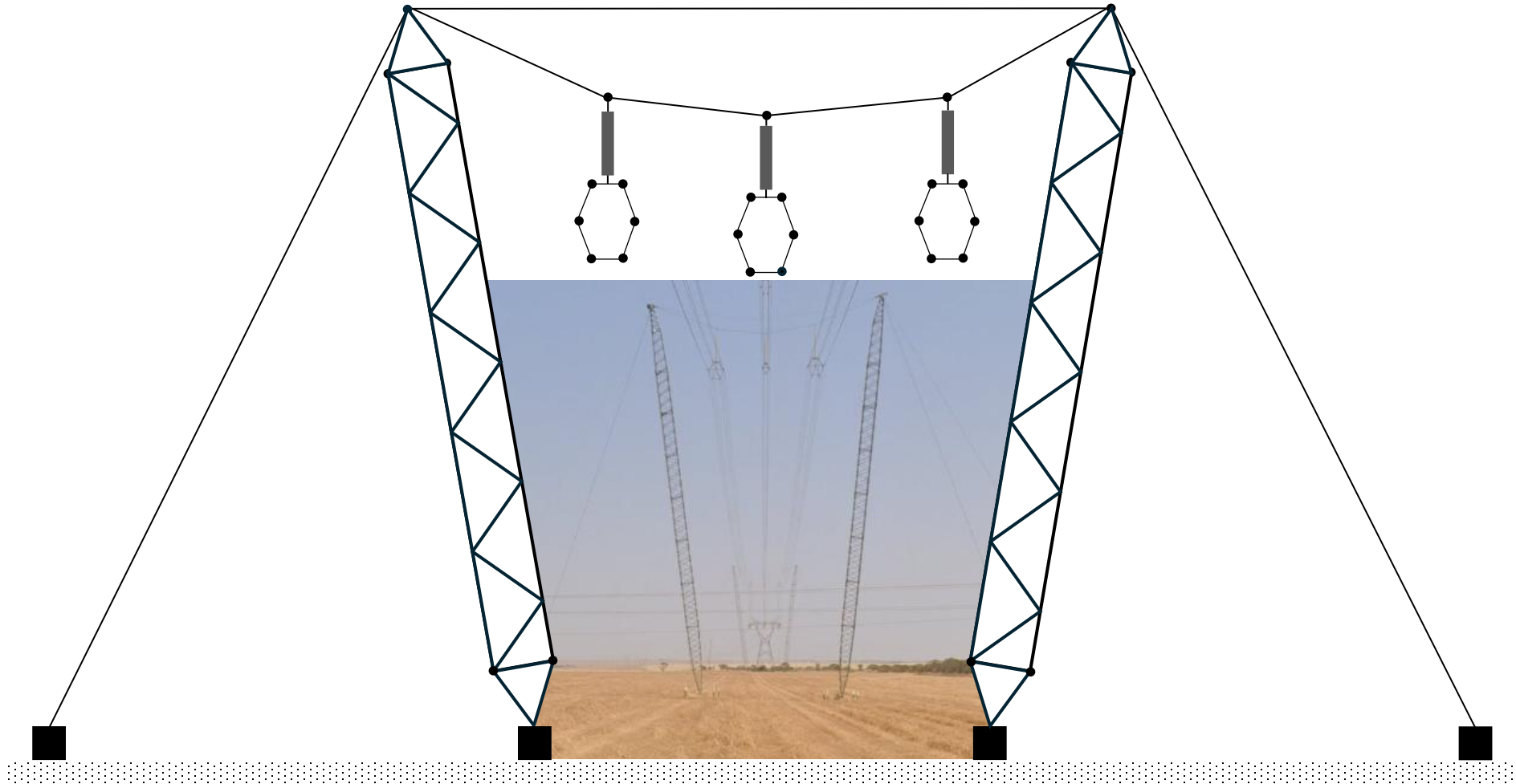


SIL* [MW]	Circuitos	Extensões [km]	Condutor
~ 1000	4	255	4 x 900 MCM
~ 1200	1	42	4 x 900 MCM
	1	295	4 x 954 MCM
~ 1680	1	240	6 x 795 MCM
	4	922	6 x 900 MCM

\*calculado na base de 500 kV

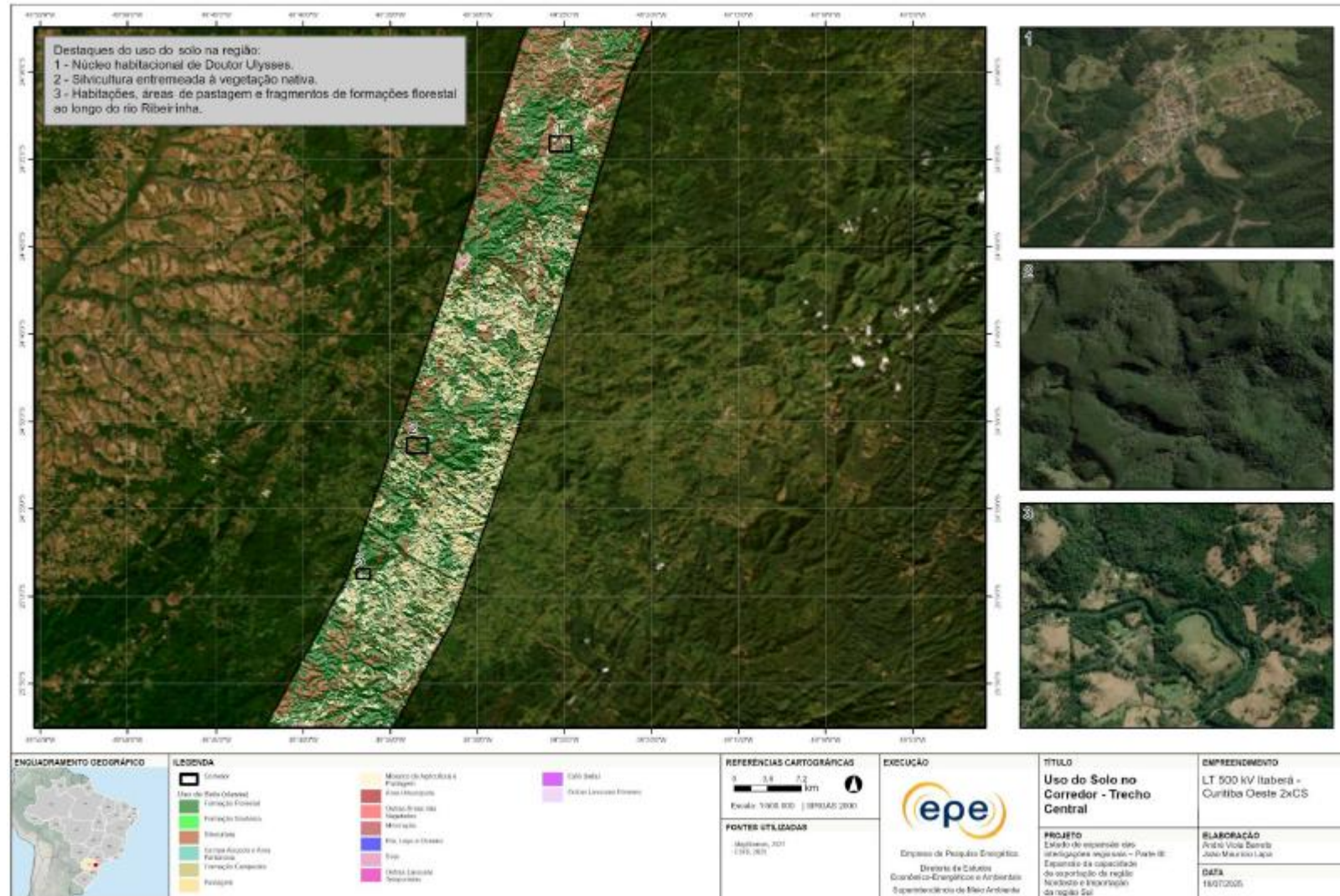
# Novas Linhas de Transmissão CA

LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2: flexibilização do SIL



# Novas Linhas de Transmissão CA

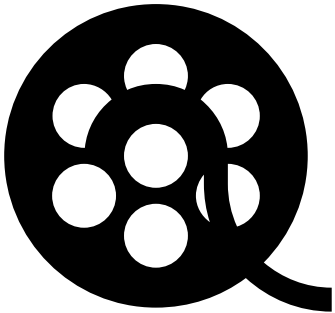
LT 500 kV Itaberá – Curitiba Oeste, C1 e C2: flexibilização do SIL



# Recapacitações de Linhas CA

Foi recomendada a recapacitação de 3 circuitos existentes em 500 kV:

- ✓ Extensão total de aproximadamente 235 km
- ✓ Soluções definidas em conjunto com as Transmissoras, usando condutores convencionais e avançados
- ✓ **Aplicação inédita** de condutores avançados em linhas de 500 kV no SIN



Linha de Transmissão 500 kV	Extensão [km]	Novo Conductor
Assis - Londrina, C1	121	4 x 838 MCM (AAAC 1120)
Campinas - Itatiba, C1	27	3 x Campinas 1045 MCM (ACCC)
Itatiba - Ibiúna, C1	87	3 x Campinas 1045 MCM (ACCC)

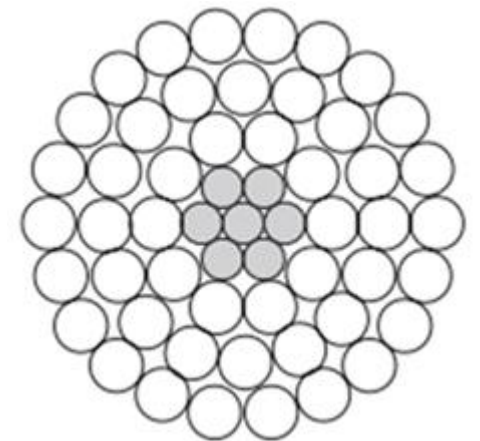
# Recapacitações de Linhas CA

## Condutores Convencionais

Condutores convencionais possuem uma limitação térmica de cerca de 90 °C. A partir dessa região de temperatura o alumínio inicia um processo de recozimento, com perda de resistência mecânica. Isso é inaceitável nesses cabos pois o alumínio também tem função mecânica.

### Exemplos:

- AAC (*All Aluminum Conductor*)
- ACSR (*Aluminum Conductor Steel Reinforced*)
- AAAC (*All Aluminum Alloy Conductor*)
- ACAR (*Aluminum Conductor Aluminum Alloy Reinforced*)



# Recapacitações de Linhas CA

## Condutores Avançados

Condutores HTLS (*High Temperature Low Sag*) operam a maiores temperaturas (dependendo cabo, de 180 a 250 °C) e/ou menores flechas se comparados aos convencionais. Há diferentes cabos HTLS, dentre eles os chamados condutores avançados, que usam núcleo de material compósito.

### Exemplos:

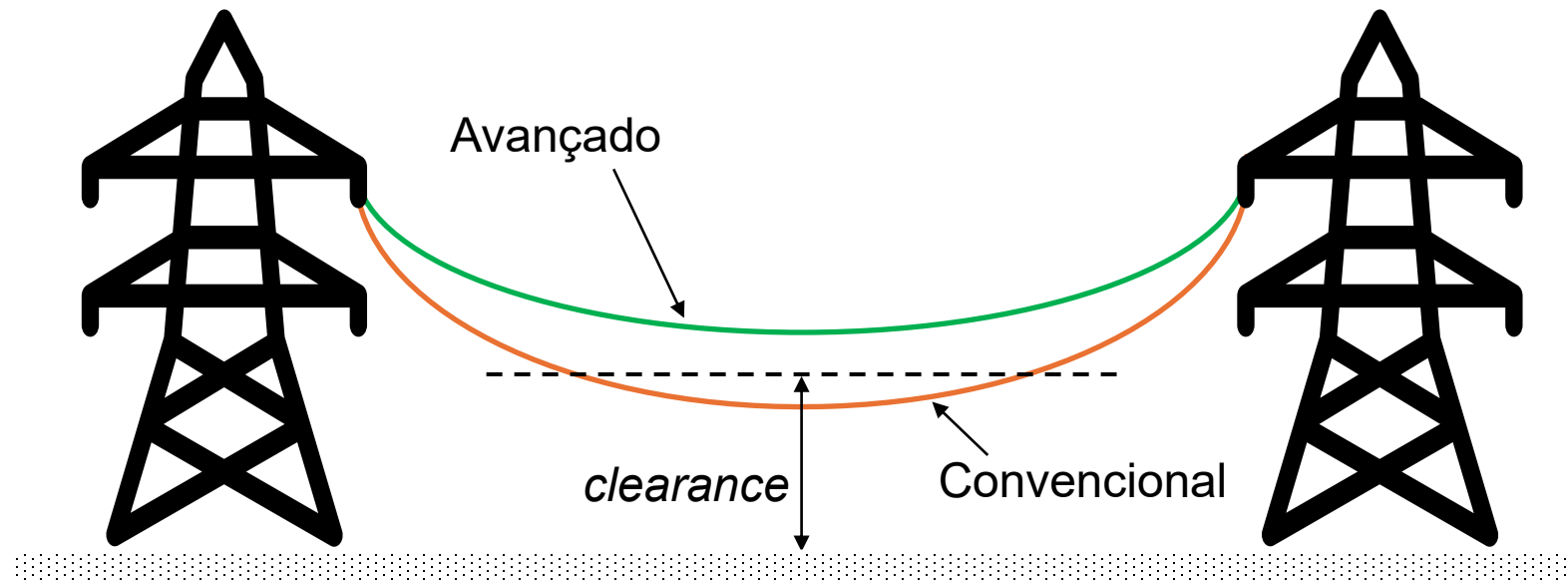
- ACCR (*Aluminum Conductor Composite Reinforced*)
- ACCC (*Aluminum Conductor Composite Core*)
- ACFR (*Aluminum Conductor Fiber Reinforced*)
- AECC (*Aluminum Encapsulated Carbon Core*)



# Recapacitações de Linhas CA

## Condutores Avançados

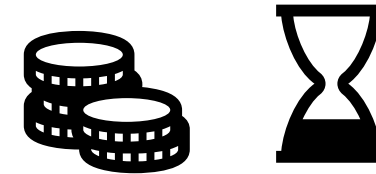
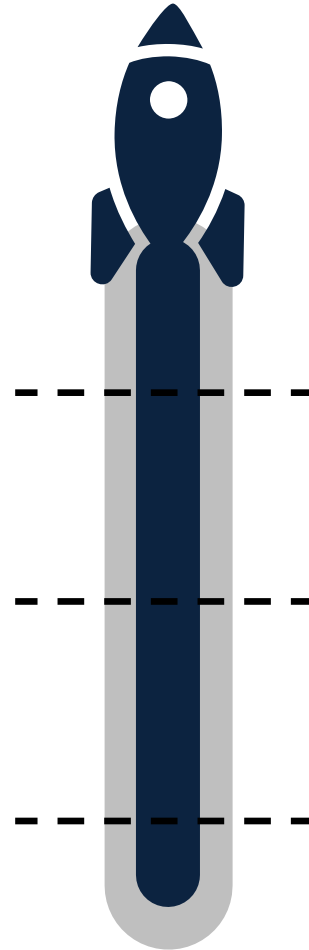
Núcleos de fibra de carbono apresentam baixo coeficiente de dilatação, reduzido peso linear e alta carga de ruptura. Esses aspectos permitem que esses cabos operem a temperaturas elevadas com flechas bastante reduzidas – e incrementos mínimos a partir do *knee point*.



# Recapacitações de Linhas CA



Devido aos limites superiores de temperatura atingem valores elevados de ampacidade



Com isso é possível a recapacitação sem reforço/troca/adição de estruturas



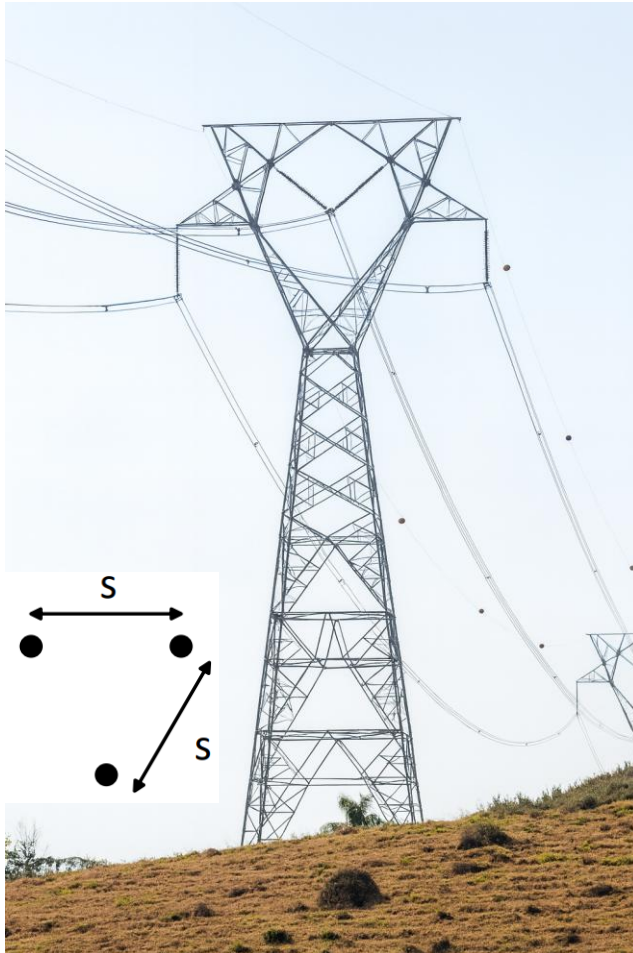
Cabos avançados operam com flechas reduzidas e esforços compatíveis aos existentes

# Recapacitações de Linhas CA

Linha de Transmissão	Custos LT nova [1000 x R\$]			Custos recond. [1000 x R\$]		Relação total recond./nova
	LT	SE	Perdas	LT	SE	
LT 500 kV Assis - Londrina, C1	316.696,2	73.684,9	-35.021,7	233.561,1		65,7 %
LT 500 kV Campinas - Itatiba, C1	72.132,7	76.320,36	-7.227,8	77.717,3	14.056,1	65,0 %
LT 500 kV Itatiba - Ibiúna, C1	236.268,7	73.045,82	-61.663,6	254.644,6	14.056,1	108,5 %

- ✓ Para a LT Assis – Londrina, o custo estimado do recondutoramento (convencional) é cerca de 1,9 mi R\$/km
- ✓ Para as demais, esse valor foi de 2,9 mi R\$/km, ~ 50 % superior devido ao condutor avançado
- ✓ Mesmo assim, para a Campinas – Itatiba (27 km) ele se mostrou viável economicamente se considerados os custos fixos com equipamentos, no caso de novo circuito
- ✓ Já para a Itatiba – Ibiúna (87 km) o custo total da recapacitação seria 8,5 % superior ao de um novo circuito. Nota-se que os custos fundiários do Banco de Preços podem estar subestimados. Além disso, as dificuldades socioambientais da região justificam a escolha pelo recondutoramento

# Recapacitações de Linhas CA



- ✓ Em feixes de 3 subcondutores de 500 kV busca-se elevar o diâmetro dos condutores para reduzir o CE superficial, mitigando o efeito Corona
- ✓ Por outro lado, elevar o diâmetro resulta em maiores esforços transversais (vento) e verticais (peso) nas estruturas
- ✓ Escolha cuidadosa do condutor, para assegurar o desempenho elétrico e mecânico equivalente às condições existentes da linha em operação

*fios redondos*  
vs  
*fios trapezoidais*



# Resumo Geral

- ✓ 1785 km de novos circuitos e trechos de seccionamento em 500/525 kV CA
- ✓ Requisitos específicos de afastamento entre circuitos
- ✓ Flexibilização diferenciada do SIL equivalente para linhas de SIL muito elevado
- ✓ 235 km de recondutoramento de linhas de 500 kV CA
- ✓ Primeira aplicação de condutores avançados (fibra de carbono) em linhas de 500 kV no SIN



**Obrigado(a)!**

**Escaneie, envie sua pergunta  
e participe do debate**



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

 Praça Pio X, 54. Centro – Rio de Janeiro, RJ