



Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030

Transmissão de Energia

Superintendência de Transmissão de Energia

Superintendência de Meio Ambiente

Outubro de 2020

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



O objetivo deste caderno é apresentar, de forma visual e simplificada, as principais mensagens do PDE 2030 em relação ao segmento de transmissão de energia elétrica.

Os temas apresentados aqui serão detalhados no relatório do PDE, porém, não necessariamente considerando a mesma abordagem, em virtude do formato proposto para este caderno.

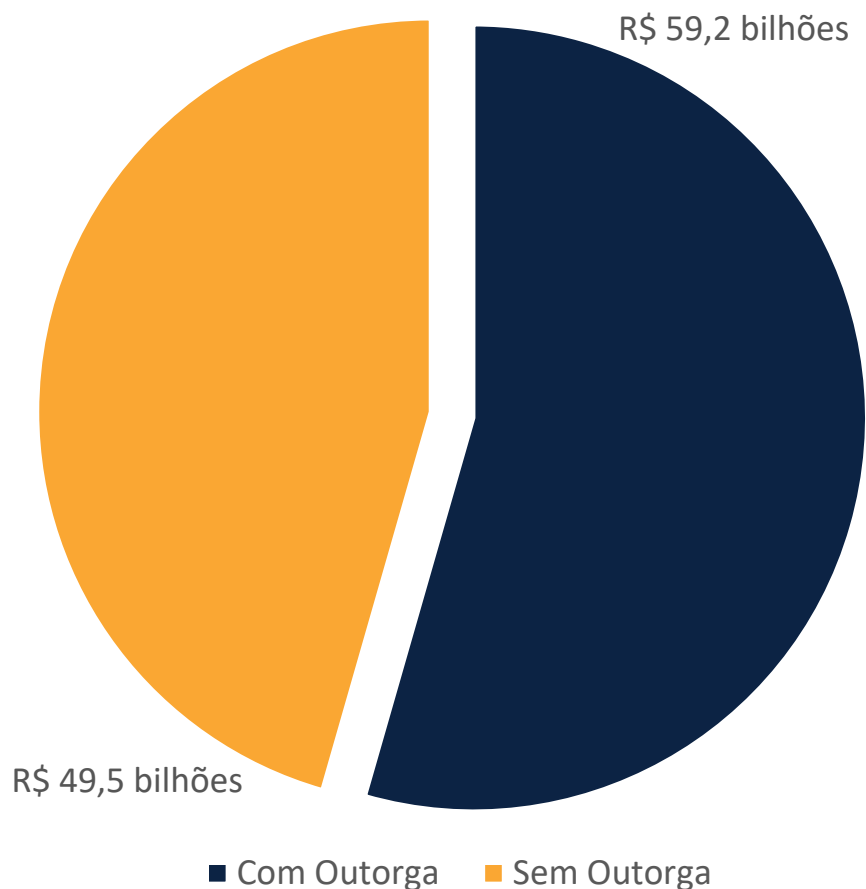
Expansão do Sistema

Cenários de expansão

Perspectivas para cada cenário

Exemplos de instalações postergadas

Ponderações sobre os resultados



Ref.: BPR ANEEL, junho de 2020

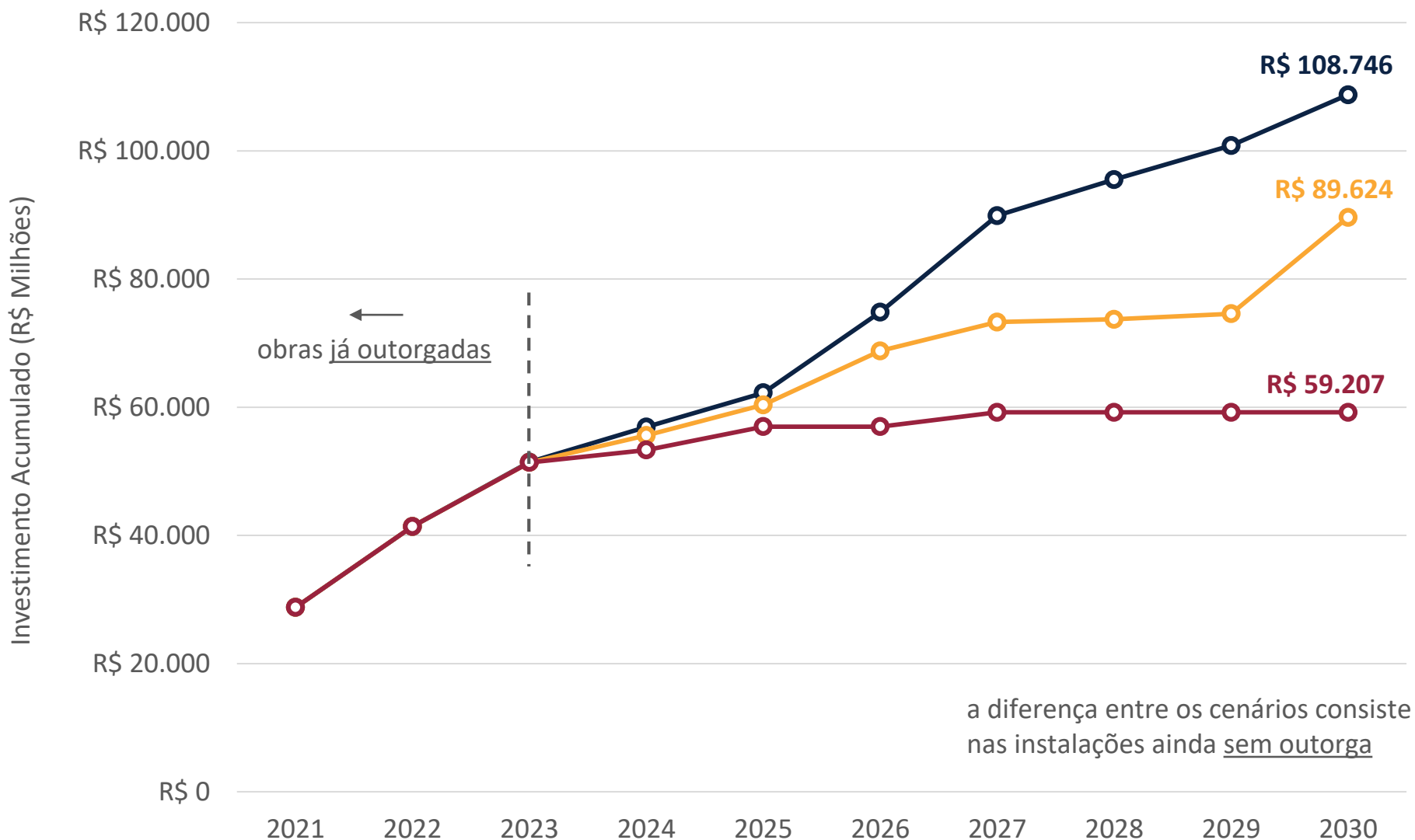
- Os estudos de planejamento concluídos até agosto de 2020 recomendaram, originalmente, um investimento total de R\$ 108,7 bilhões até o horizonte de 2030. Deste total, R\$ 49,5 bilhões são referentes a empreendimentos ainda sem outorga (SO).
- Nesta edição do PDE, considerando as **incertezas associadas ao contexto pós-covid-19**, foram avaliados **três cenários** para a implantação desses empreendimentos SO:
 - ✓ Cenário otimista: implantação de todos os empreendimentos SO considerando a data de necessidade original prevista nos estudos de planejamento e a data de tendência estimada com base nos prazos médios do processo de outorga.
 - ✓ Cenário de referência: variação do cenário otimista, considerando uma reavaliação preliminar da data de necessidade dos empreendimentos SO dentro do horizonte de 2030 e a atualização das suas datas de tendência.
 - ✓ Cenário pessimista: sem a implantação dos empreendimentos SO.

PDE 2030 | Perspectivas para cada cenário

- Cenário otimista
- Cenário de referência
- Cenário pessimista



Ref.: BPR ANEEL, junho de 2020



PDE 2030 | Exemplos de instalações postergadas



Cenário otimista



Cenário de referência

Na região Sul, postergação de cerca de R\$ 3 bilhões de investimentos para além do horizonte de 2030.

- O objetivo da avaliação anterior foi apresentar cenários possíveis para a expansão do sistema de transmissão nos próximos anos, considerando as **incertezas associadas ao contexto pós-covid-19**.
- Nesse sentido, buscou-se avaliar **duas hipóteses mais extremas de expansão**, sendo uma otimista e outra pessimista, ambas com menor probabilidade de ocorrência, e **uma hipótese mais ponderada**, adotada como referência.
- Cabe destacar que o **cenário de referência** foi estabelecido a partir de análises elétricas preliminares, as quais ainda precisarão ser aprofundadas durante o ano de 2021. Assim, esse cenário **não representa uma expansão determinativa** do sistema de transmissão.

Valor da Transmissão

Mensagens principais

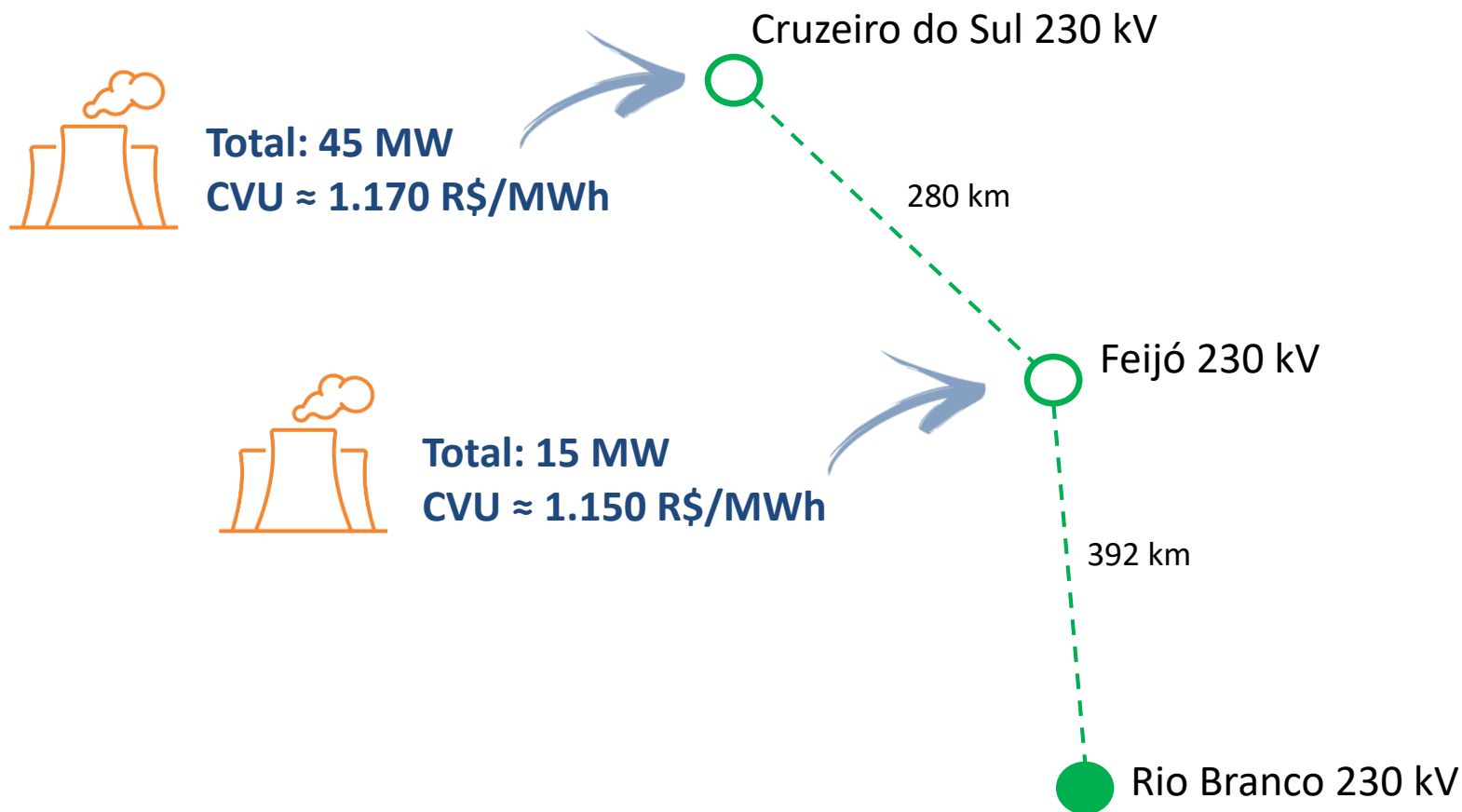
Impacto das restrições elétricas

O custo para o atendimento de cada MWh no sistema elétrico deve ser visto em função do total G + T (geração + transmissão), vez que **as obras de T viabilizam** a integração de fontes mais competitivas no sistema, reduzindo os custos de operação.

Já a falta de transmissão **pode impactar negativamente** a tarifa final dos consumidores, vez que eventuais restrições elétricas no sistema podem gerar encargos setoriais por conta de despacho de geração fora da ordem de mérito.



Integração de Cruzeiro do Sul e Feijó ao SIN



As LTs para Cruzeiro do Sul e Feijó (AC) deveriam ter entrado em operação em **janeiro/2017**, envolvendo investimentos da ordem de **R\$ 720 milhões**.

O gasto anual com geração termelétrica para o atendimento dessas localidades é de aproximadamente **R\$ 350 milhões**.

Portanto, o investimento total associado às LTs para Cruzeiro do Sul e Feijó justifica-se considerando os custos evitados em aproximadamente **2 anos** de operação do sistema.

Coordenação da Expansão entre G e T

Principais mensagens

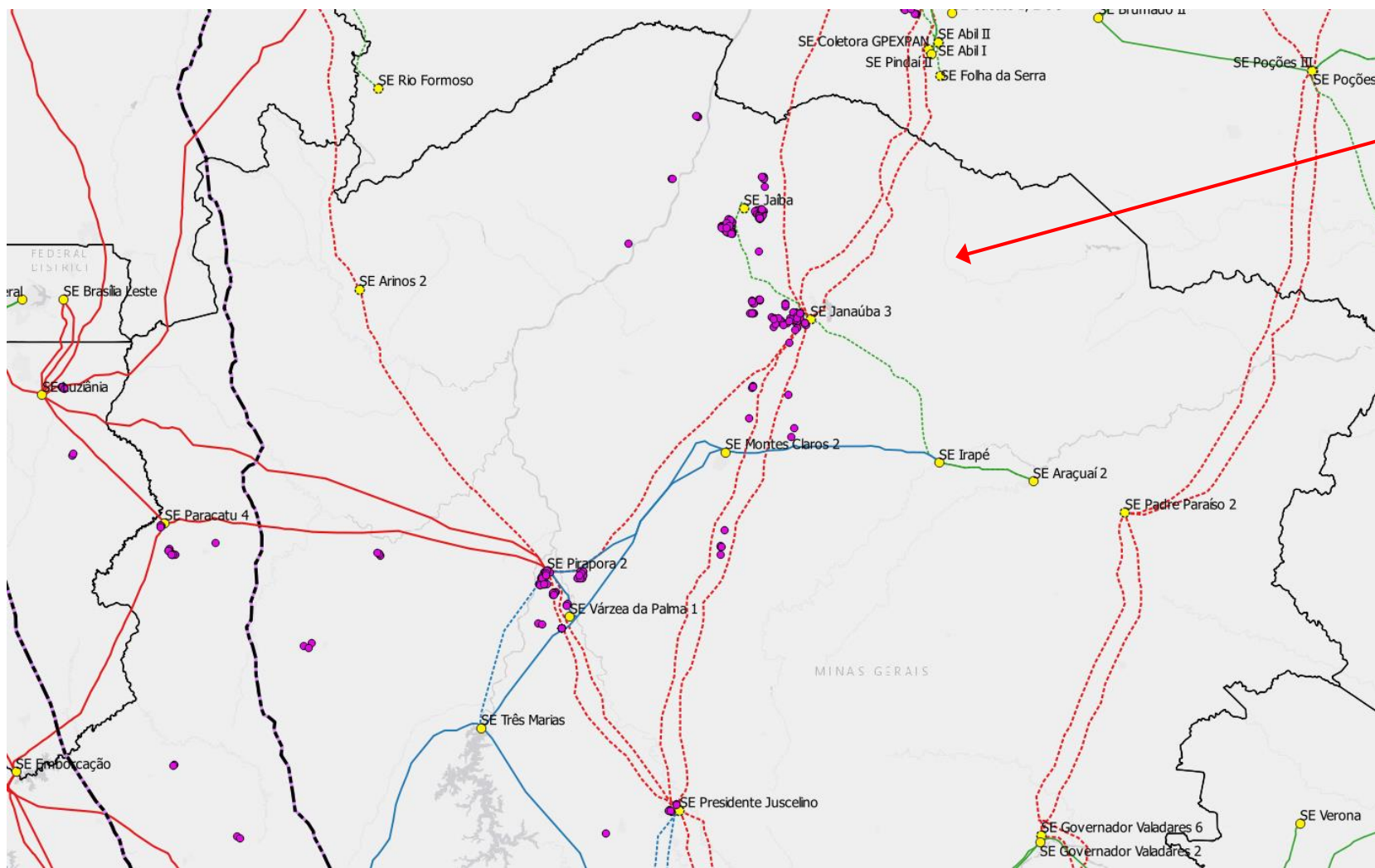
Estudos de caráter prospectivo

Planejamento sob incertezas

Devido ao caráter indicativo da expansão da geração e os atuais prazos contratuais de implantação das instalações de transmissão, os **estudos de caráter prospectivo** continuarão sendo realizados com o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis.

Deve-se buscar ainda o aprimoramento metodológico e do ferramental utilizado no planejamento integrado da expansão da geração e transmissão a fim de acompanhar as mudanças que estão ocorrendo na matriz eletroenergética, considerando as **variáveis de incerteza** associadas aos crescentes montantes de geração renovável de alta variabilidade.





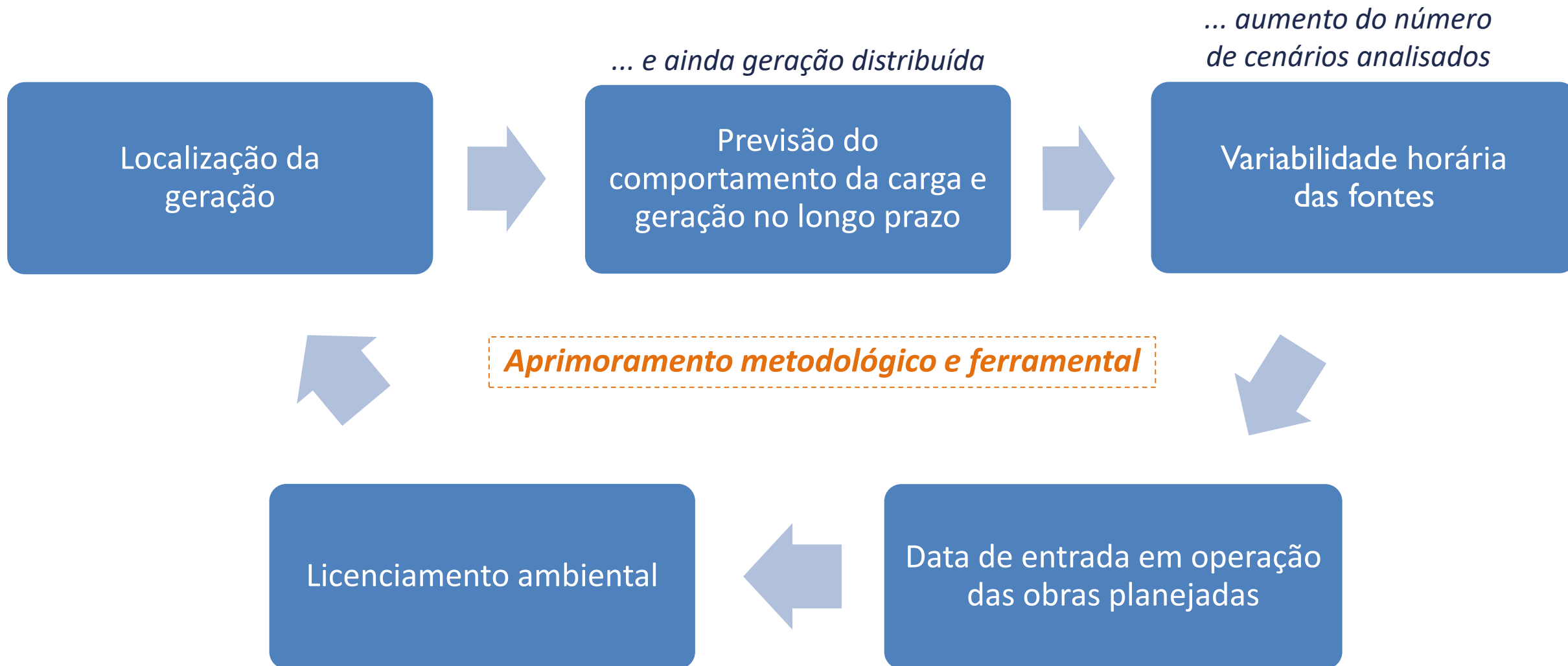
Escoamento do potencial fotovoltaico do norte de Minas Gerais



Até 9000 MW de capacidade adicional de escoamento.

(+ 6000 MW em um primeiro momento)

Relatório R1 em análise pelo MME



Flexibilidade e Controlabilidade do Sistema

Principais mensagens

Expansão das interligações

Aproveitamento otimizado de recursos

Segurança elétrica

Espera-se contínua **expansão do sistema de transmissão** para prover a rede de **flexibilidade, controlabilidade e resiliência** face às variações na geração e à perda de grandes blocos de transmissão.

Cada vez mais será possível aproveitar, **de forma otimizada e global**, os diferentes recursos disponíveis no sistema interligado, dentre elas a reserva operativa e a inércia associada às máquinas sincronizadas.

Serão minimizadas as restrições operativas conjuntamente enfrentadas (multi-infeed) por conta dos atrasos na implantação de algumas obras importantes, aumentando sobremaneira a **segurança elétrica da rede**.



PDE 2030 | Expansão das interligações

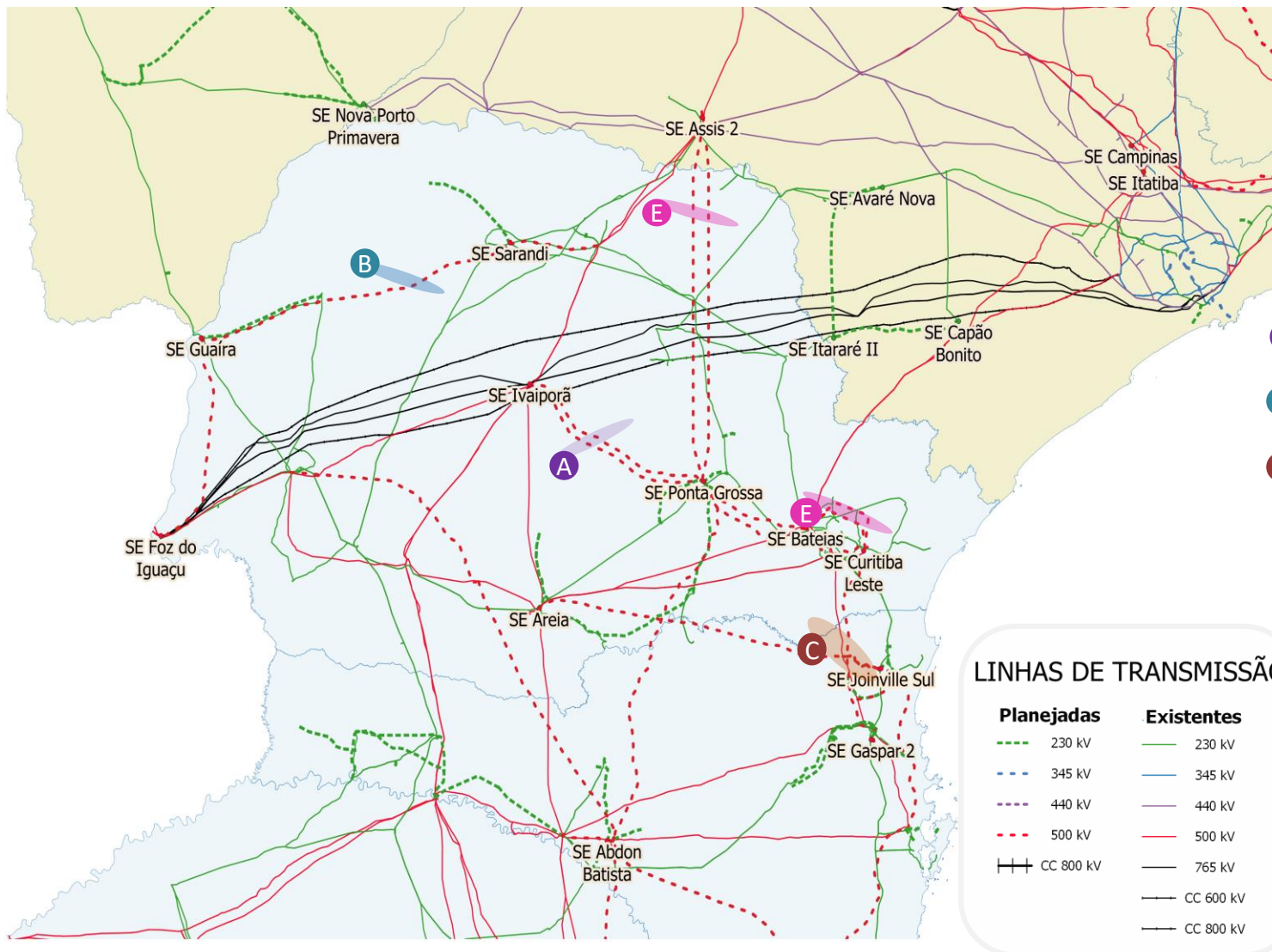


- A
- B
- C
- D

Valores Médios de Capacidade das Interligações (MW)			
Ano	Importação total do Nordeste (MW)	Exportação total do Nordeste (MW)	Exportação total do Norte-Nordeste (MW)
2020	6.800	6.000	11.800
2021	8.700	7.700	13.000
2022	8.700	12.300	15.000
2023	9.600	14.500	15.000
2025/2026	11.000	15.200	16.500

Nota: Os valores informados na tabela são apenas uma referência, uma vez que o máximo intercâmbio praticado pode variar em função da configuração de despacho e da carga do sistema.

E Horizonte indicativo do PDE
 Estudo de expansão da interligação Nordeste-Sudeste
 (Programação de estudos 2021 - EPE)



Valores Médios de Capacidade das Interligações (MW)		
Ano	Importação total do Sul (MW)	Importação do Sudeste pelo Sul (MW)
2020	10.500	10.100
2021	10.800	10.100
2022	10.800	11.700
2023	11.400	11.700

Nota: Os valores informados na tabela são apenas uma referência, uma vez que o máximo intercâmbio praticado pode variar em função da configuração de despacho e da carga do sistema.

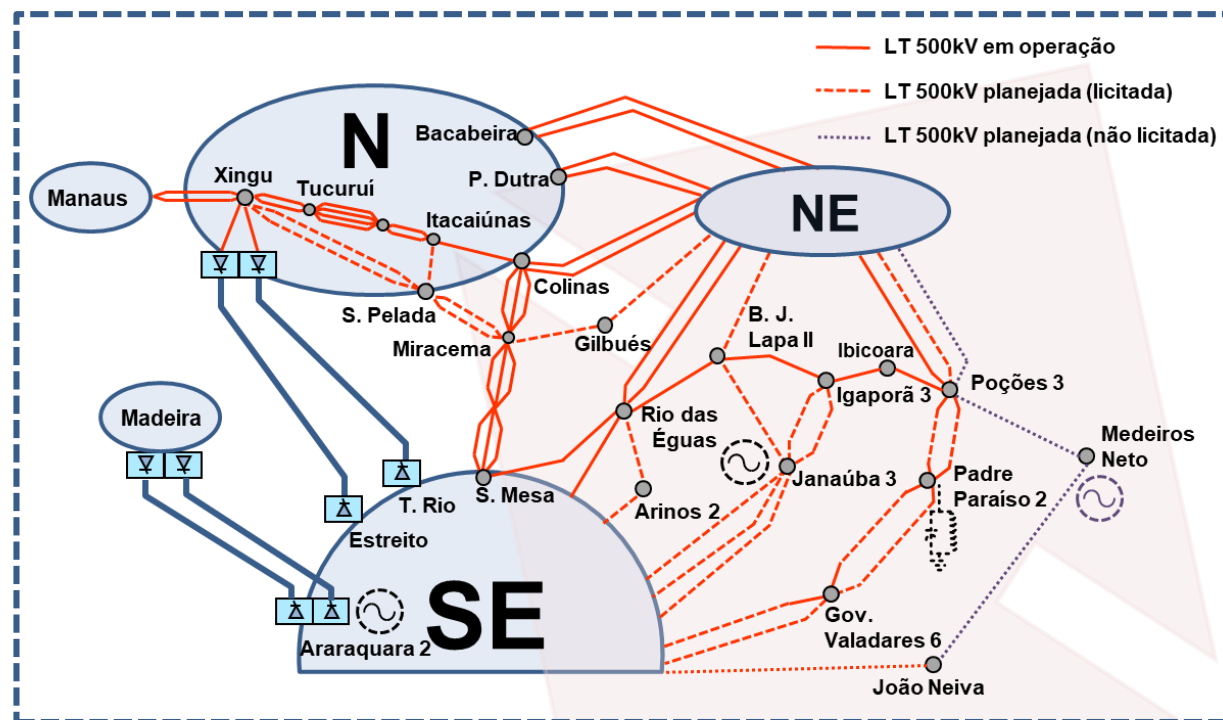
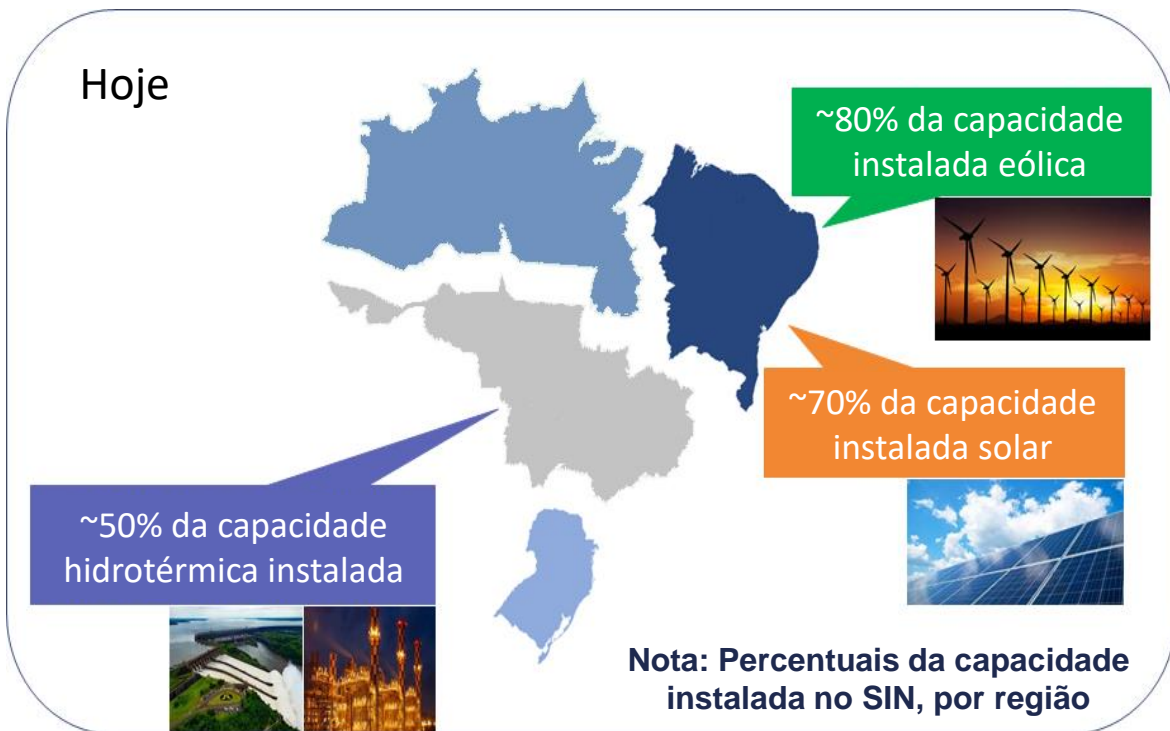
Instalações consolidadas no último POTEE

- LT 525kV Bateias – Curitiba Leste C1 e C2
- LT 500kV Assis – Ponta Grossa C1 e C2

- Previsão de Licitação em dez/2021
- Operação prevista para 2026/2027

✓ Ganhos de até 2GW na capacidade de importação da região Sul.

Exemplo da região Nordeste

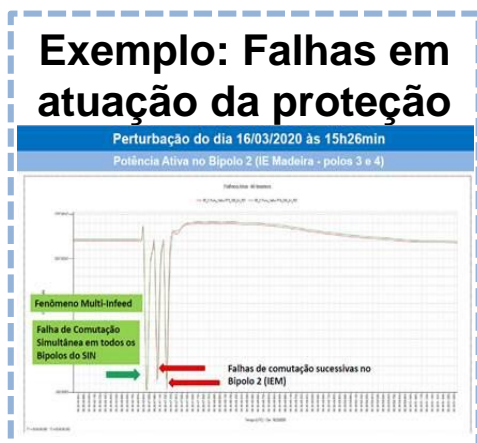


+ 5GW na capacidade de importação do NE (11GW até 2025)
+ 9GW na capacidade de exportação do NE (15GW até 2025)

A expansão planejada para a interligação Norte-Nordeste-Sudeste possibilitará a ampla utilização dos recursos energéticos distribuídos no SIN, para a operação desses subsistemas.

Ref.: [Artigo da EPE publicado no XXV SNTPEE](#)

Conjuntura atual



Maior vulnerabilidade do sistema frente à ocorrência de incertezas da operação

Atrasos na entrada em operação dos reforços CA, na Região Norte (2016 → 2023)

POLÍTICA EXECUTIVO - 20 de setembro de 2017
MME declara caducidade de linhas de transmissão da Abengoa
Empresa espanhola entrou em colapso em 2015 e paralisou canteiros. Transmissora ainda poderá sofrer sanções e penalidades

Atrasos na entrada em operação dos reforços CA na Região Sudeste (2017 → 2020)

EXPANSÃO PLANEJAMENTO - 29 de dezembro de 2016
Atraso em LTs impedirá uso máximo das usinas do rio Madeira em 2017
Motorização em Jirau está concluída, enquanto Santo Antônio aguarda liberação de licenças para completar a operação comercial de suas turbinas

OPERAÇÃO REFORÇOS GTD - 3 de abril de 2020
LTs da Mata de Santa Genebra entram em operação comercial
Linhas Araraquara 2 - Itatiba e Itatiba - Batelas somam mais de 600 quilômetros de extensão

PEDRO AURÉLIO TEIXEIRA, DA AGENCIA CANALENERGIA COMPARTILHAR

Restrições elétricas para garantia de segurança

Riscos associados ao multi-Infed até a entrada em operação da rede completa

Entrada em operação dos bipolos CC antes dos devidos reforços planejados na rede CA

Rede degradada
→ Menos Flexível
→ Menos Resiliente

Perspectiva futura: horizontes de médio/longo prazo

**Entrada em
operação do
sistema planejado**

- Robustez da rede CA agrega resiliência ao SIN (diante de eventos de natureza diversa).
- Suprimento das condições necessárias para o desempenho adequado dos elos CC.

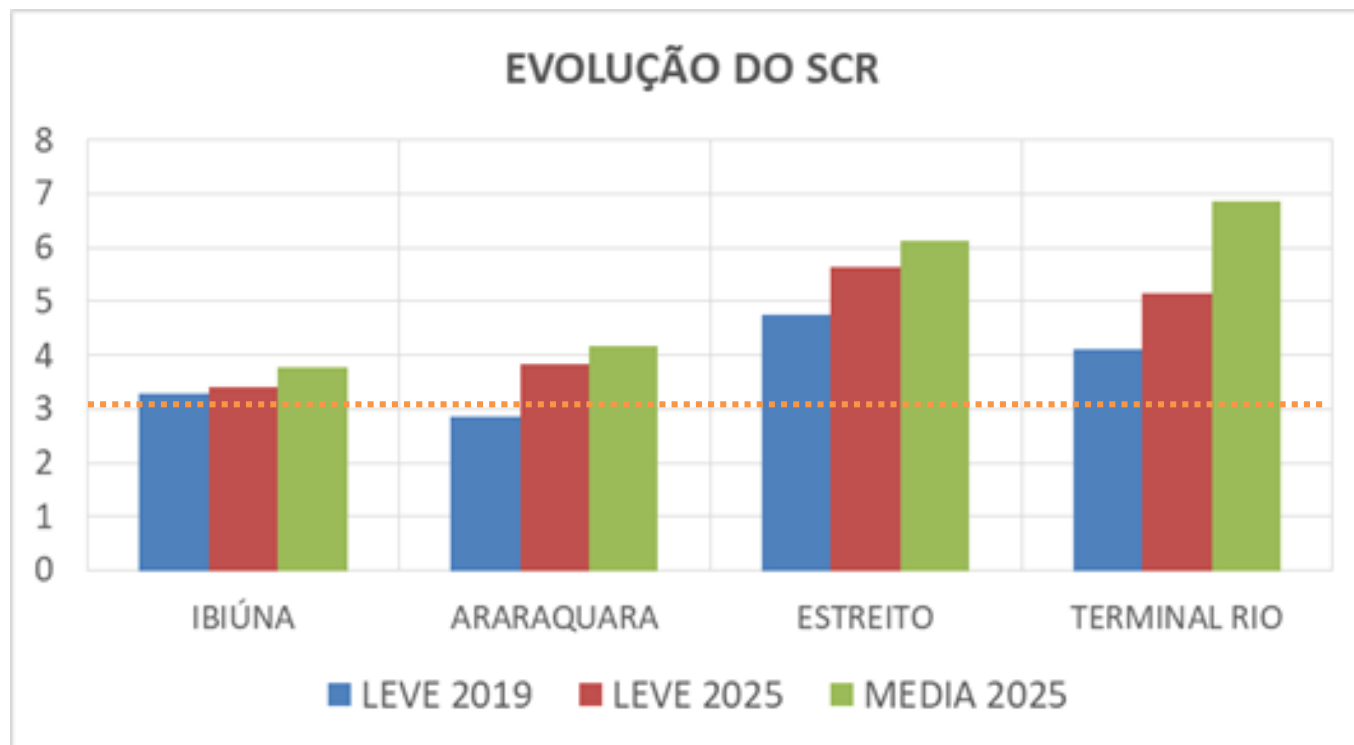
**Aumento da
flexibilidade
operativa**

- Recomendação de compensadores síncronos quando a relação de curto-circuito (SCR) for baixa e/ou houver necessidade de inércia.
- Expansão em corrente contínua:
 - ✓ Controlabilidade.
 - ✓ Aproveitamento ótimo do recurso fundiário.
 - ✓ Avanço tecnológico reduz potencialmente os riscos operativos.

**Aumento da
robustez do
sistema**

- Análises de sensibilidade para consideração de incertezas:
 - ✓ Atrasos de cronograma de obras.
 - ✓ Avaliação multi-cenário.
 - ✓ Avaliação de impacto dos reforços adicionais sobre os custos de solução.

Alguns resultados para ilustrar...



Com a entrada dos empreendimentos de transmissão planejados, o sistema ficará mais robusto.

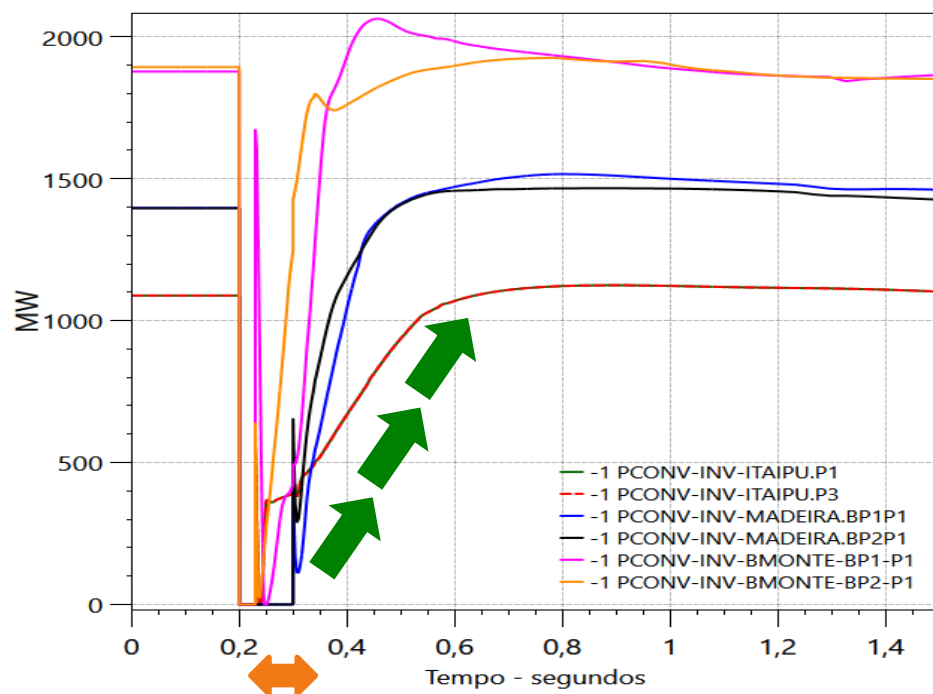
Em todos os pontos de conexão de bipolos na região Sudeste, a relação SCR se tornará superior a 3 (referência), até mesmo em cenários com número reduzido de máquinas sincronizadas (carga leve).

Obs: NT em elaboração

Alguns resultados para ilustrar...

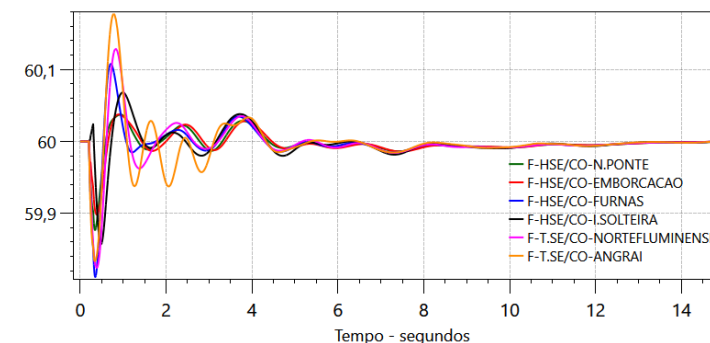


Evento: Aplicação de curto circuito monofásico na SE Araraquara 2, seguido de abertura dupla da LT 500kV Araraquara –Araraquara 2, na carga média de 2026

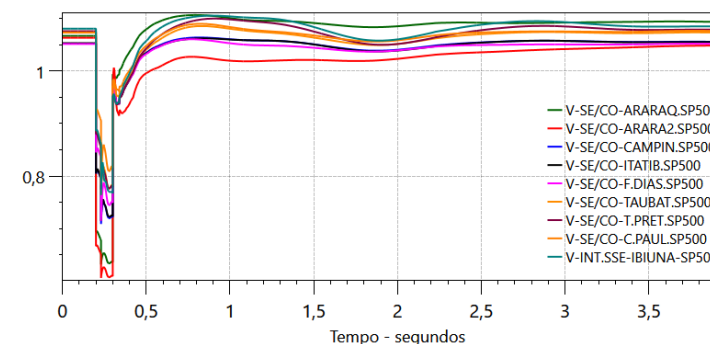


Desempenho elétrico adequado do sistema

Frequência (Hz)

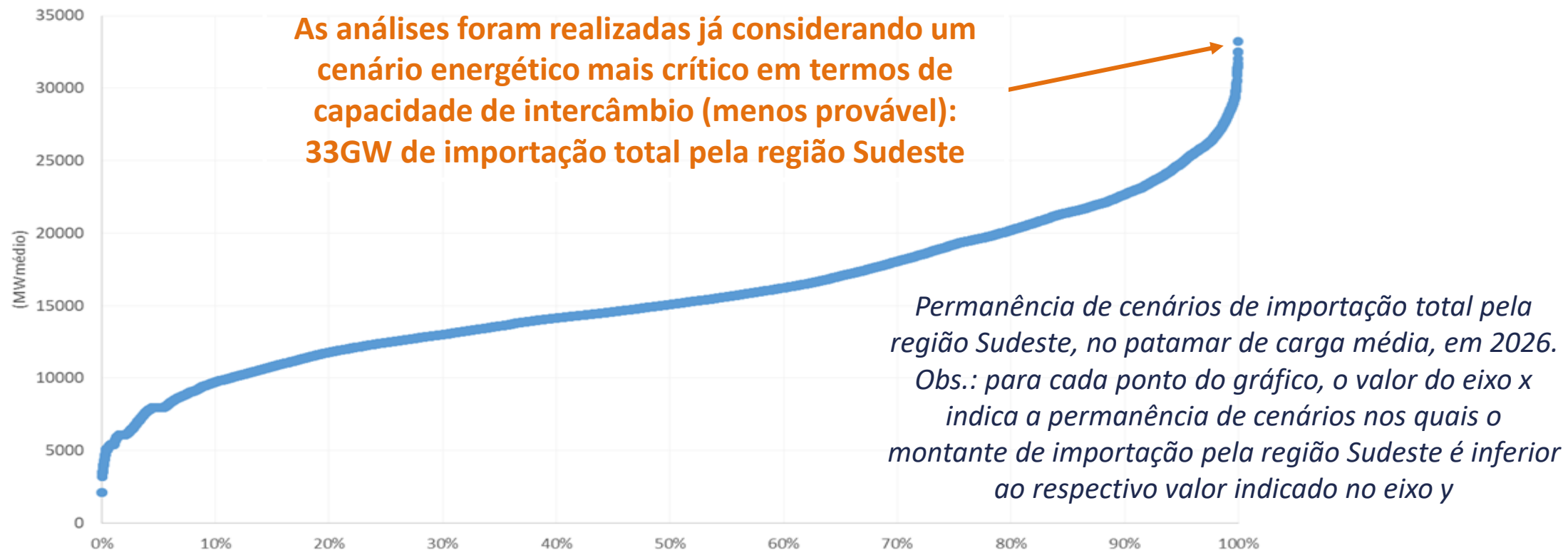


Tensão (p.u.)



Obs: NT em elaboração

Alguns resultados para ilustrar...



Obs: NT em elaboração

Ativos de Transmissão em Final de Vida Útil

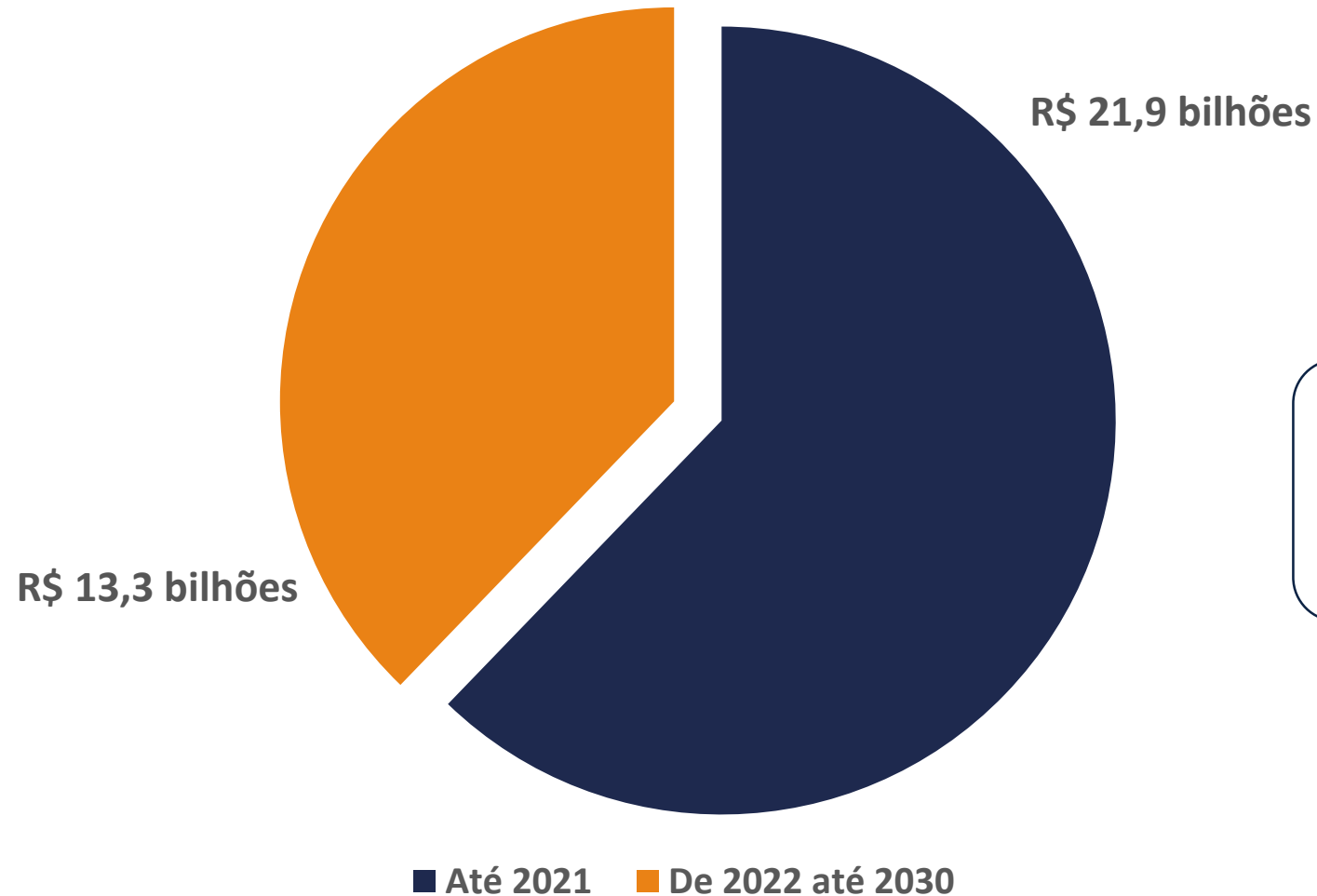
Principais mensagens

Investimentos potenciais

Ponderações importantes

Um desafio a ser enfrentado pelo planejamento da transmissão consiste no envelhecimento do sistema de transmissão brasileiro, realidade que tende a se tornar mais crítica nos próximos anos. Há que assegurar a **substituição racional** da infraestrutura do sistema elétrico em fim de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.





Este gráfico contempla apenas a substituição de equipamentos em subestações; os investimentos estão pulverizados em todo o sistema

Fonte: Relatório de Controle Patrimonial, Transmissoras Selecionadas, ANEEL, 2018

- O investimentos referentes à substituição de ativos em final de vida útil regulatória **são apenas potenciais**, pois não estão associados à superação técnica das instalações (vida útil física). Por esse motivo, eles não estão contemplados nos slides 3 e 4.
- O final da vida útil física de um ativo só pode ser determinado pelo seu proprietário. A depender da gestão feita sobre o ativo ao longo da sua operação, a sua vida útil física **pode ser muito superior** à vida útil regulatória.
- A substituição antecipada de ativos em final de vida útil regulatória depende necessariamente **da gestão de ativos da concessionária e da sua da capacidade de investimento**.

Complexibilidade Socioambiental e Fundiária

Principais mensagens

Observações importantes

Um dos principais desafios a serem enfrentados pelo planejamento da transmissão nos próximos anos diz respeito à **crescente complexidade socioambiental e fundiária** para a implantação de novos projetos de transmissão, sobretudo em regiões metropolitanas e cidades de porte médio.



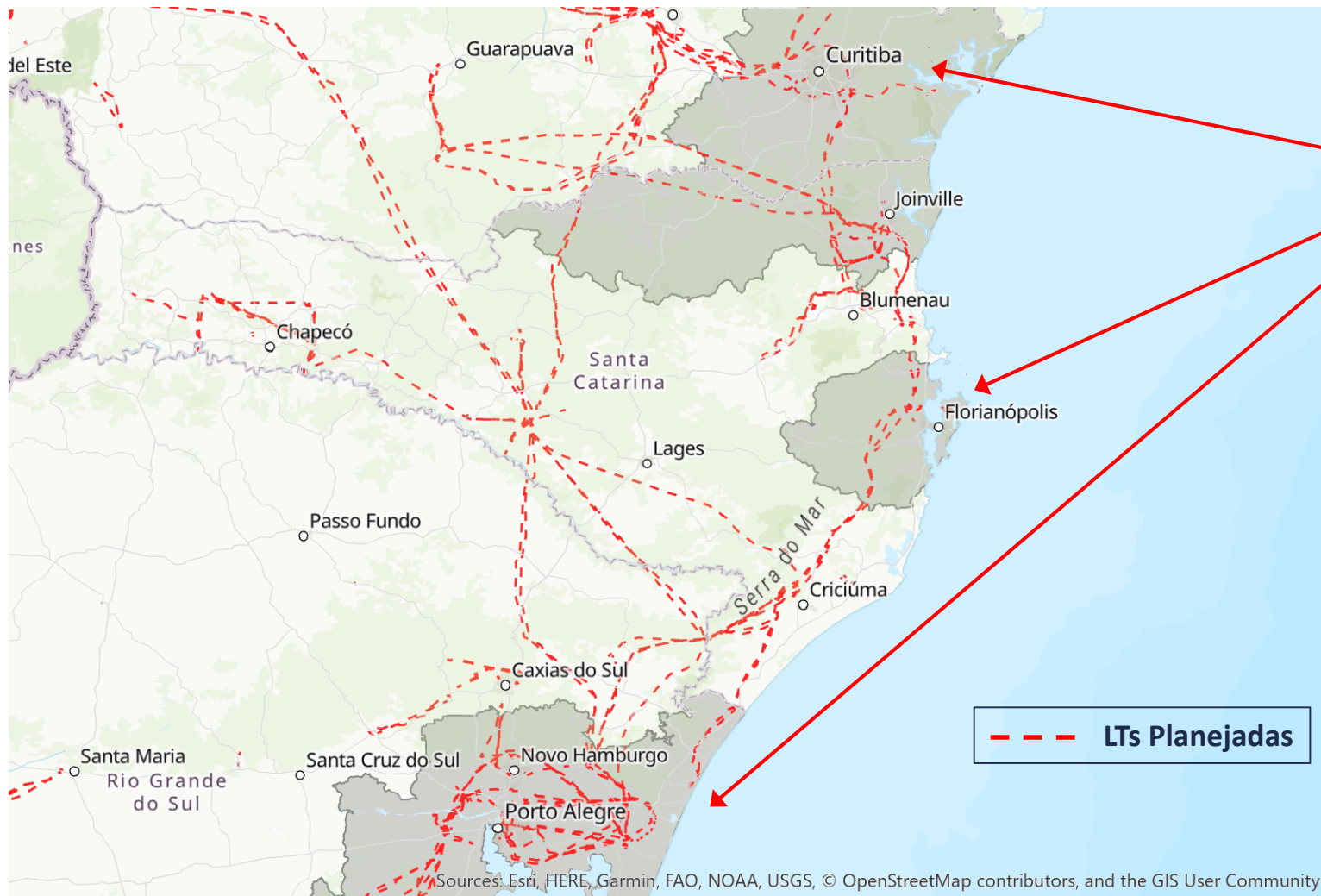
PDE 2030 | Observações importantes

- Em áreas urbanas e periurbanas, a disponibilidade de espaço para inserção de novos empreendimentos é, muitas vezes, **limitada e de alto custo fundiário**, tornando a expansão do sistema desafiadora.
 - ✓ Nessas regiões, há uma tendência de que a expansão dos sistemas de transmissão seja efetuada a partir da utilização de **sistemas de cabos subterrâneos**.

O custo de uma linha de transmissão subterrânea é cerca de 10 a 15 vezes o custo de uma linha de transmissão aérea convencional.



PDE 2030 | Observações importantes – exemplo



Expansão de LTs em regiões metropolitanas e de médio porte no Sul do Brasil

LTs subterrâneas planejadas em Florianópolis e em Porto Alegre

PDE 2030 | Observações importantes

- Na região nordeste, a **deficiência de dados georreferenciados** em relação à localização de comunidades quilombolas dificulta a análise aprofundada do tema na fase de planejamento.
- Em regiões isoladas ou de difícil acesso, a implantação de novos empreendimentos deve buscar **a conciliação com a conservação da biodiversidade**.
 - ✓ O planejamento tem buscado recomendar, com a devida estimativa de custos, estratégias específicas para essas situações, como por exemplo, o alteamento de torres.
- Na região norte, a implantação de **LTs próximas à terras indígenas** exige esforços adicionais de gestão.



www.epe.gov.br

Diretor

Erik Eduardo Rego

Coordenação Técnica

Marcos Bressane
Thiago Dourado Martins

Equipe Técnica

Marcos Vinicius G. da Silva Farinha
Daniel José Tavares de Souza
Maxwell Cury Junior
Thaís Pacheco Teixeira
André Viola Barreto
Alfredo Lima Silva



EPE - Empresa de Pesquisa Energética
Avenida Rio Branco, 1 - 11º andar
20090-003
Centro - Rio de Janeiro

