



Empresa de Pesquisa Energética

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031

Transmissão de Energia

Maio de 2022

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



O objetivo deste caderno é apresentar, de forma visual e simplificada, as principais mensagens do PDE 2031 em relação ao segmento de transmissão de energia elétrica.

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

1

Atualização dos Documentos de Planejamento

2

Cenários Possíveis para a Expansão da Transmissão

3

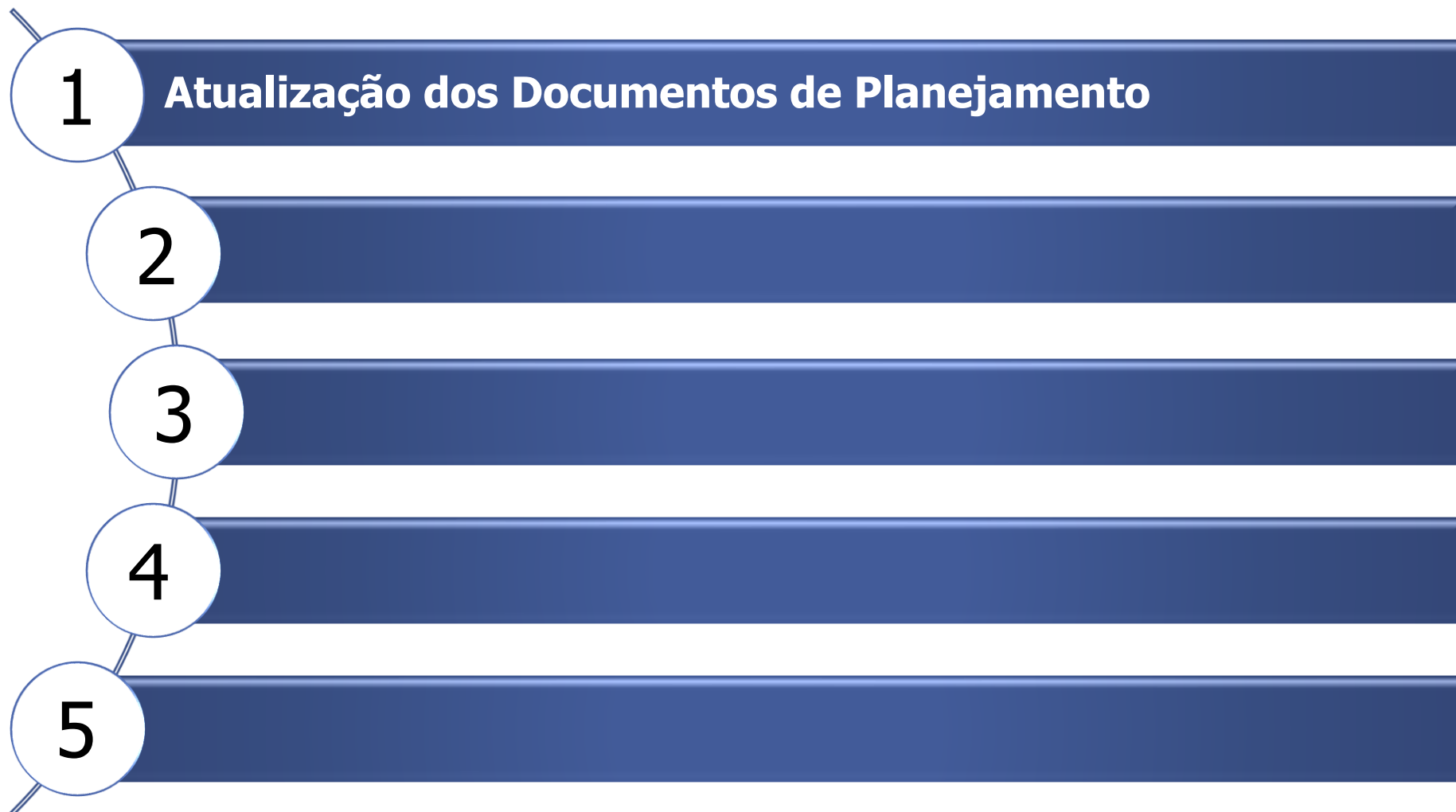
Expansão de Referência em Números

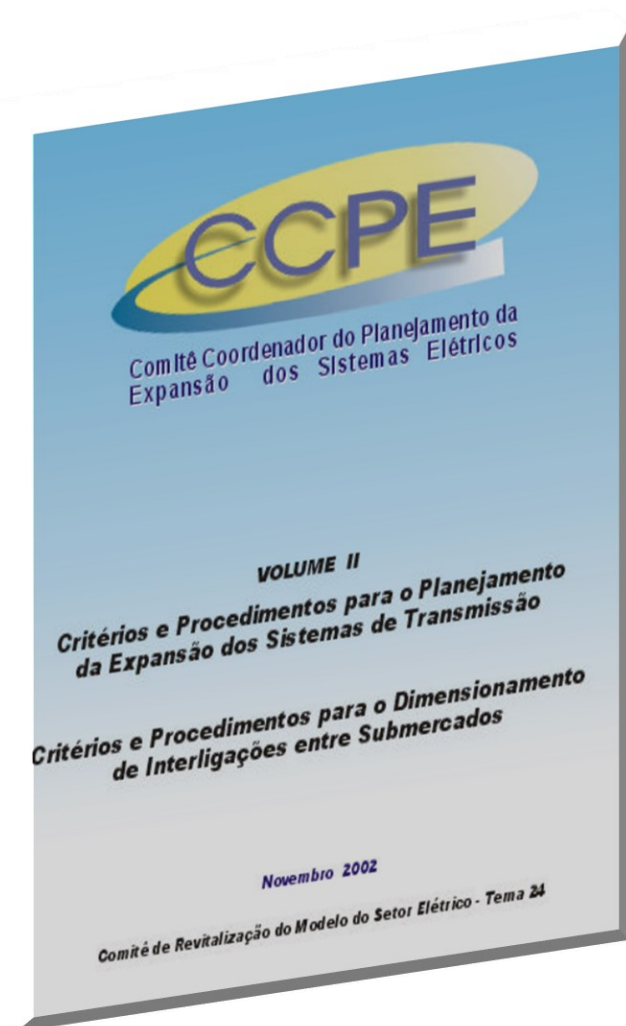
4

Evolução dos Limites das Interligações Regionais

5

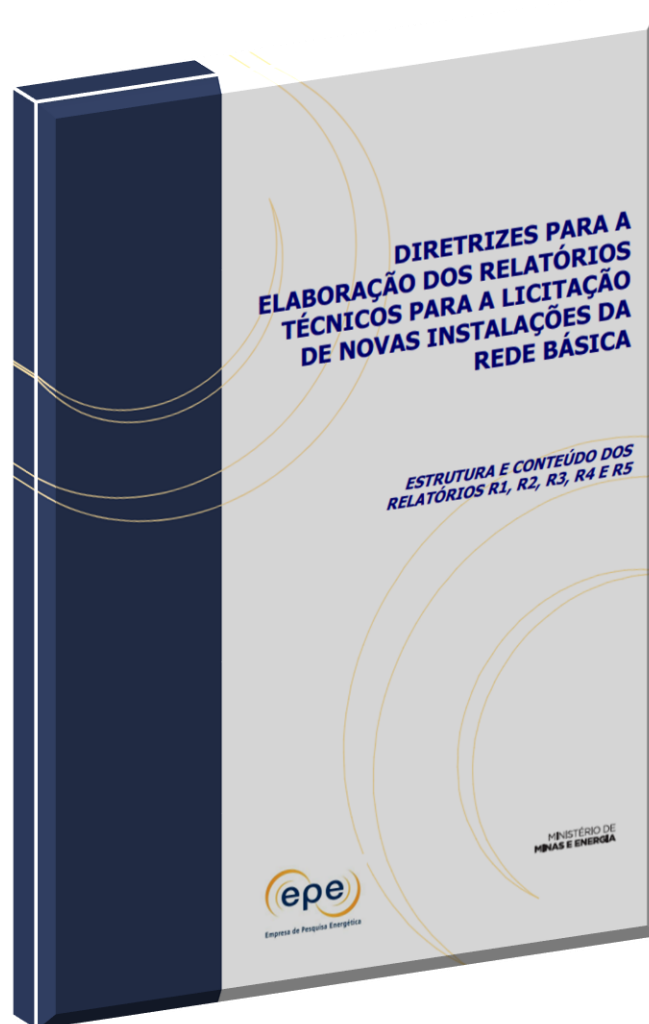
Temas Importantes em Discussão





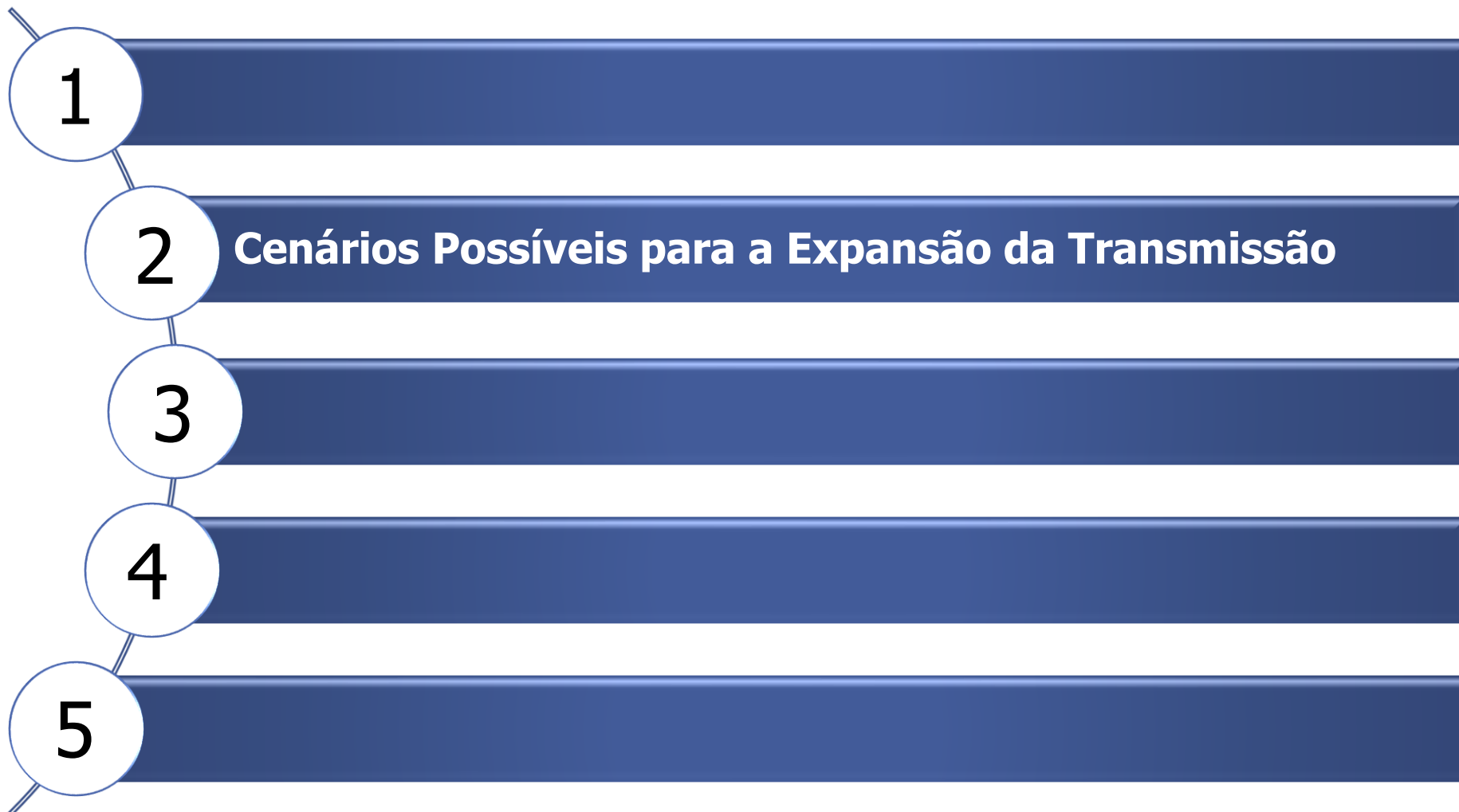
Histórico:

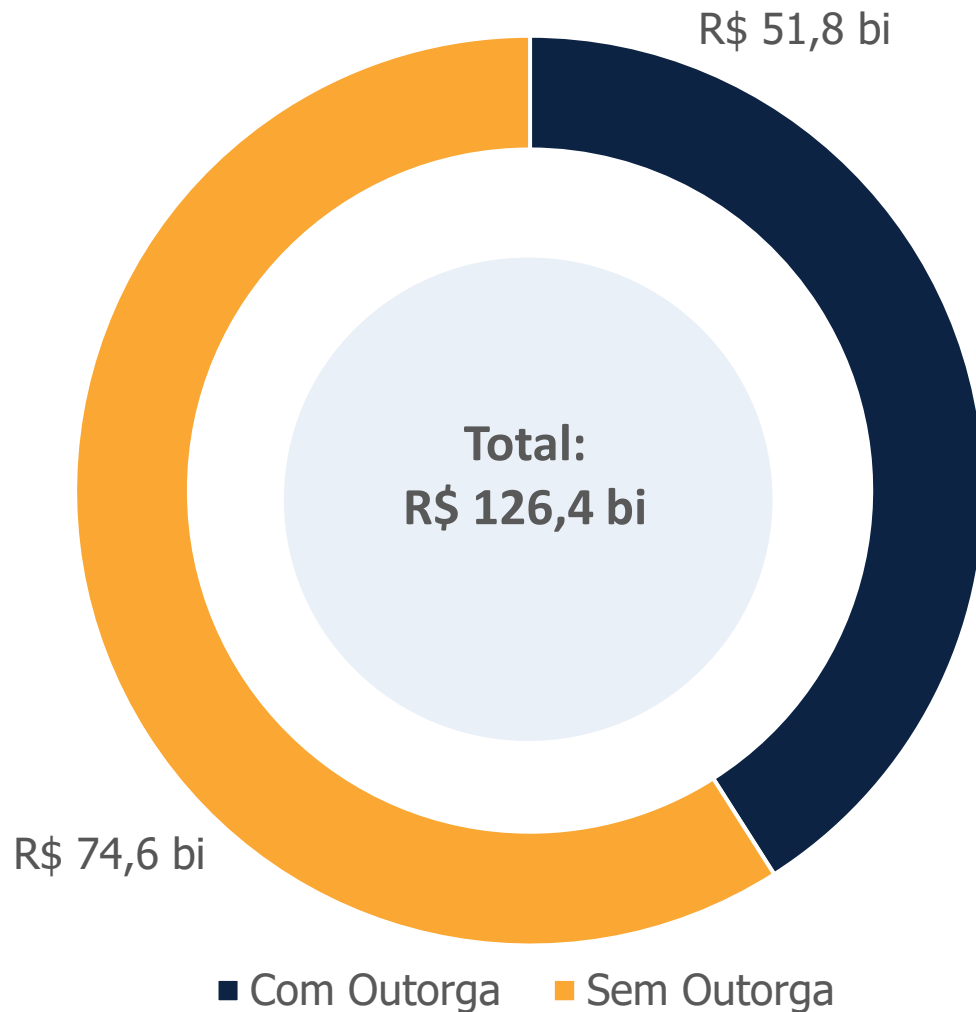
- A versão utilizada do documento data de 2002, ainda da época do CCPE.
- Em 2018, foi contratada uma consultoria para elaborar o documento próprio da EPE, a partir da avaliação de diversas referências nacionais e internacionais.
- Paralelamente, em 2020, o MME publicou a Portaria 215/2020, demandando a atualização dos critérios adotados nos estudos de planejamento. O normativo condicionou ainda a aprovação do novo documento à realização de uma Consulta Pública.
- A previsão é de que esse documento seja publicado no **primeiro semestre de 2023**.



Histórico:

- A primeira versão do documento foi publicada pela EPE em 2005.
- Em 2018, a EPE publicou uma atualização para o documento.
- Em 2020, a EPE preparou uma nova versão do documento, a qual foi submetida em Consulta Pública pelo MME em 2021. Desde então, as contribuições encaminhadas pelos agentes estão sendo avaliadas pela EPE.
- A previsão é de que a nova versão do documento seja publicada no **primeiro semestre de 2022**.





Ref.: BPR ANEEL, março de 2021

- Considerando as incertezas inerentes ao processo de planejamento, buscou-se, nesta edição do PDE, avaliar a dinâmica temporal de implantação das obras ainda sem outorga (R\$ 74,6 bilhões) em **três cenários**:
 - ✓ Cenário otimista: implantação de todas as obras sem outorga considerando a data de necessidade originalmente prevista nos estudos de planejamento e data de tendência estimada com base nos prazos médios do processo de outorga.
 - ✓ Cenário de referência: cenário base deste PDE; variação do cenário otimista, considerando uma reavaliação preliminar da data de necessidade das obras sem outorga dentro do horizonte de 2031 e atualização das suas respectivas datas de tendência.
 - ✓ Cenário pessimista: sem a implantação das obras sem outorga.

Estatísticas Gerais



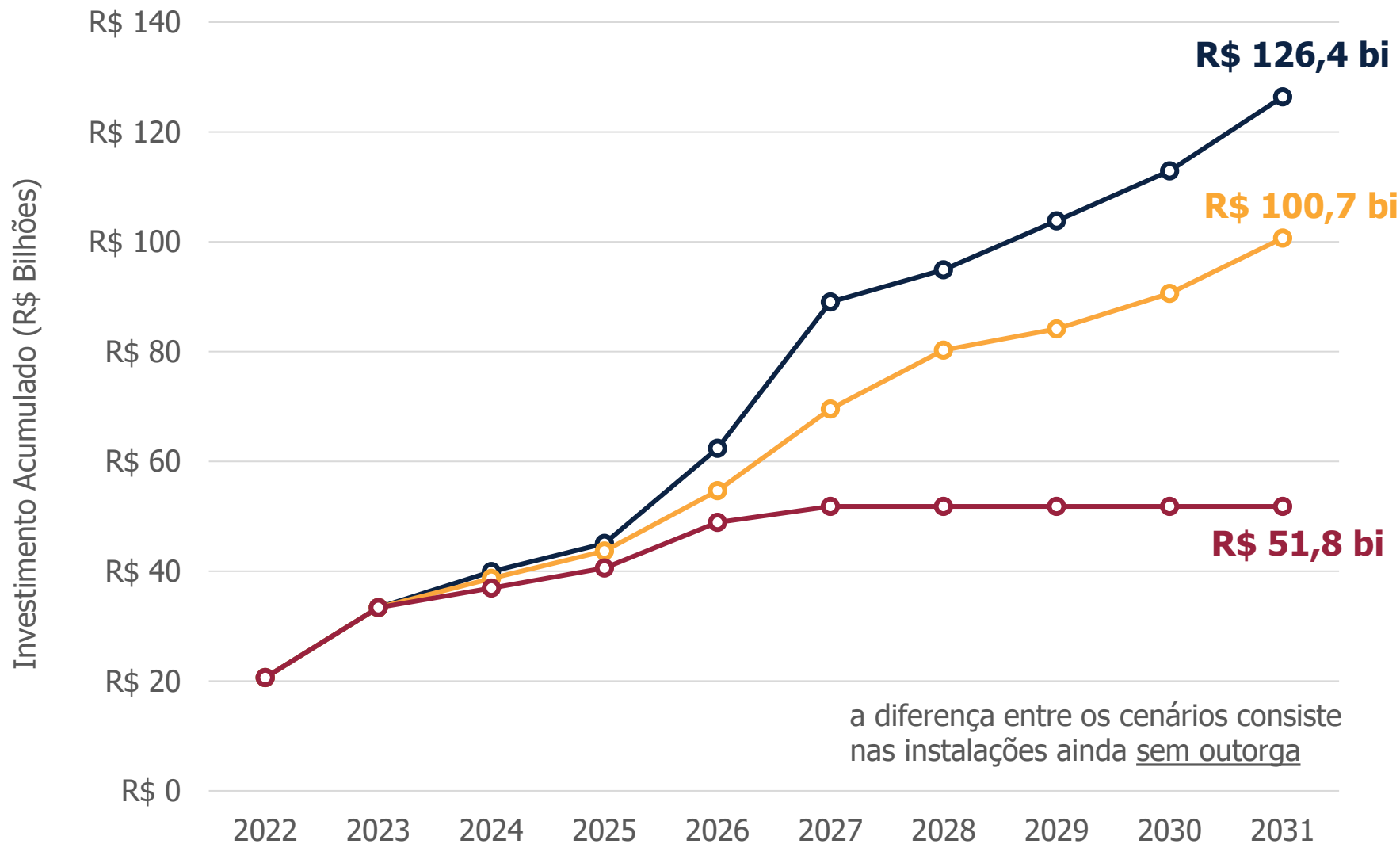
MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



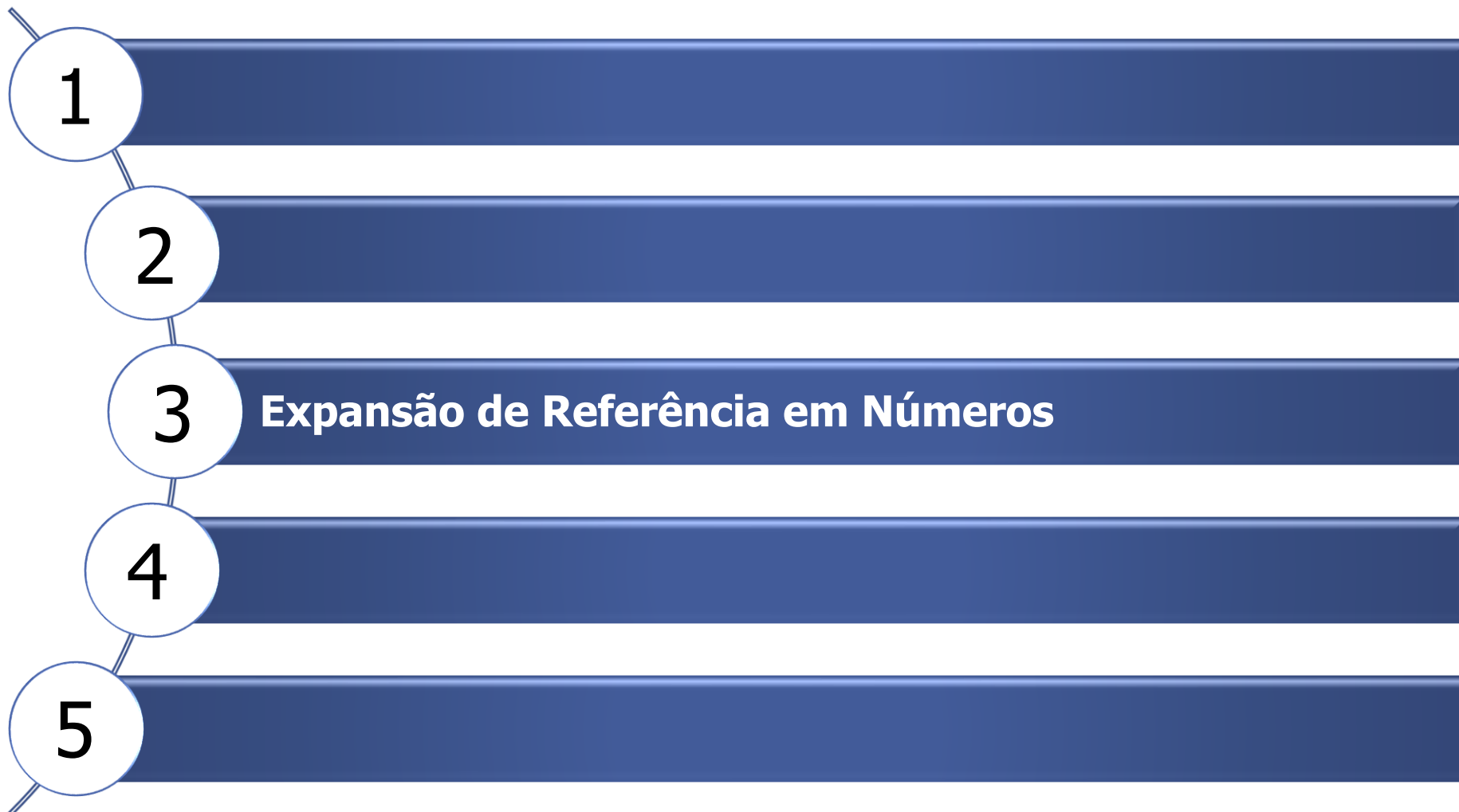
- Cenário otimista
- Cenário de referência
- Cenário pessimista



Ref.: BPR ANEEL, março de 2021



- Nos slides anteriores, foram apresentados cenários possíveis para a expansão do sistema de transmissão nos próximos anos, considerando as incertezas inerentes ao processo de planejamento.
- Os cenários contemplam 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**.
- De forma geral, o cenário de referência considera cerca de 66% das obras sem outorga representadas no cenário otimista. Cabe destacar que esse cenário foi estabelecido a partir de análises elétricas que poderão ser atualizadas durante o ano de 2022.
- As informações apresentadas nos slides subsequentes se baseiam no cenário de referência.

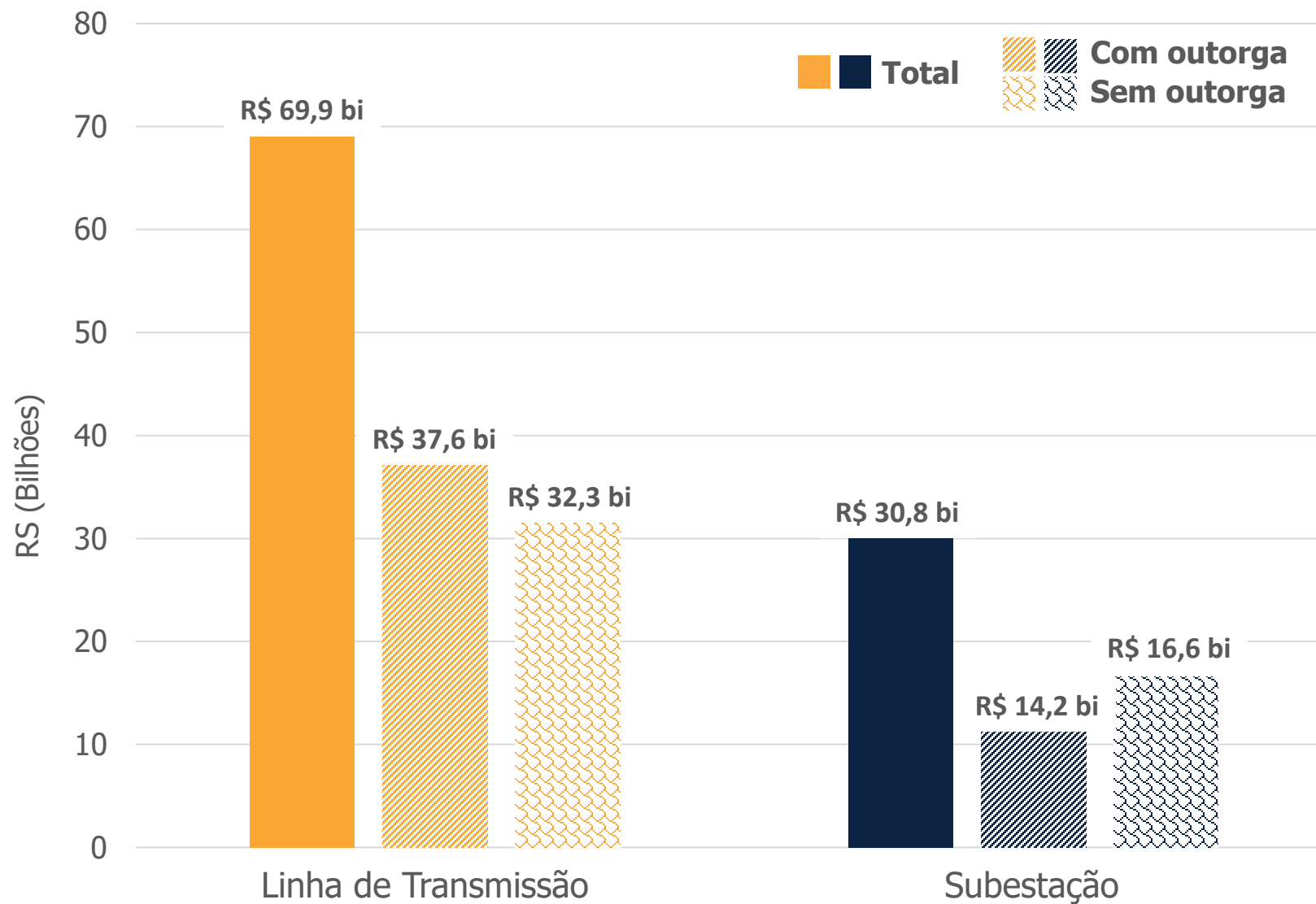


Investimentos e Evolução Física

Investimentos



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



R\$ 100,7 bi
total

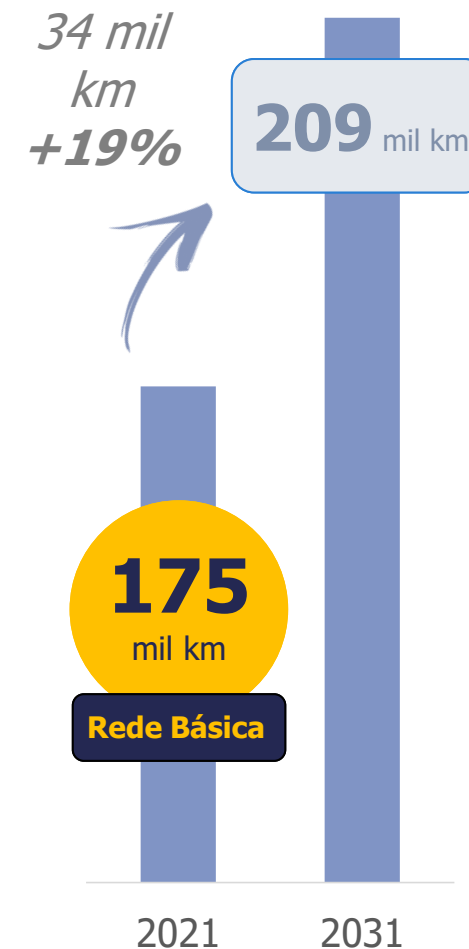
R\$ 51,8 bi
com outorga

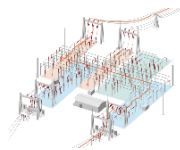
R\$ 48,9 bi
sem outorga
(equivale a **66%** das
obras sem outorga no
cenário otimista)



Linhas de Transmissão

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Estimativa dez/2021	9.204	2.683	12.816	68.583	6.869	10.397	64.721	175.273
Evolução 2022-2031	2.920	0	0	18.180	77	1.488	10.968	33.633
2022-2026	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>7.228</i>	<i>66</i>	<i>1.354</i>	<i>8.713</i>	<i>17.361</i>
2027-2031	<i>2.920</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>10.952</i>	<i>11</i>	<i>134</i>	<i>2.256</i>	<i>16.273</i>
Estimativa dez/2031	12.124	2.683	12.816	86.763	6.946	11.885	75.690	208.907

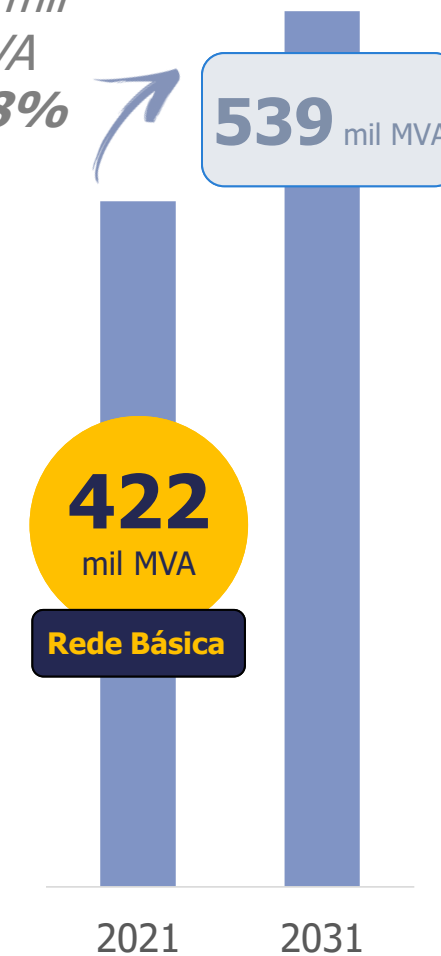




Subestações

Tensão	750 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	MVA					
Estimativa dez/2021	24.897	196.552	30.892	54.820	114.718	421.879
Evolução 2021-2031	0	67.280	1.098	17.979	30.769	117.125
2022-2026	<i>0</i>	<i>40.015</i>	<i>1.098</i>	<i>17.180</i>	<i>22.909</i>	<i>81.202</i>
2027-2031	<i>0</i>	<i>27.265</i>	<i>0</i>	<i>799</i>	<i>7.860</i>	<i>35.924</i>
Estimativa dez/2031	24.897	263.832	31.990	72.799	145.486	539.004

117 mil
MVA
+28%



Ativos em Final de Vida Útil

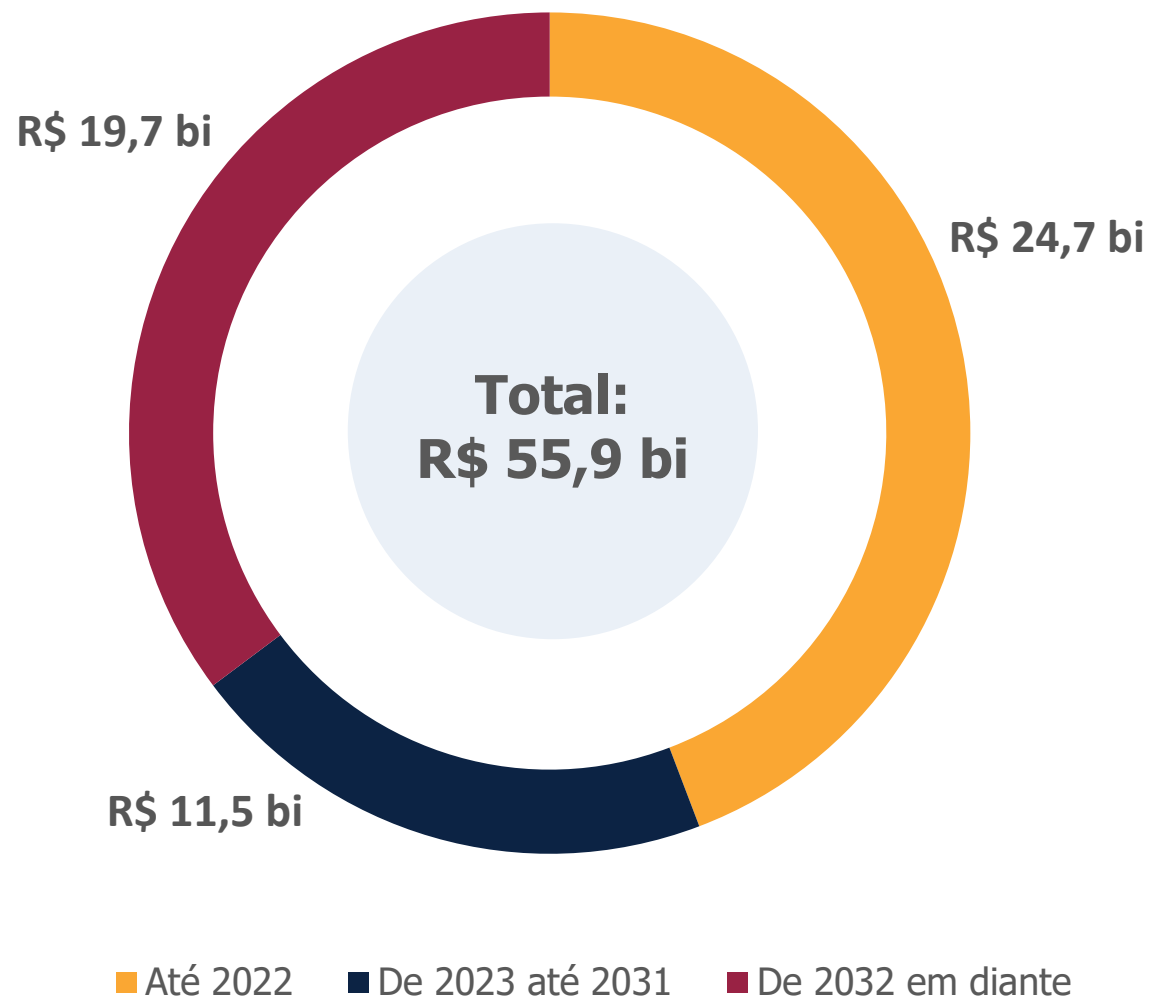
Um desafio a ser enfrentado pelo planejamento da transmissão consiste no envelhecimento do sistema de transmissão brasileiro, realidade que tende a se tornar mais crítica nos próximos anos. Há que assegurar a **substituição racional** da infraestrutura do sistema elétrico em fim de vida útil de modo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



Investimentos Potenciais

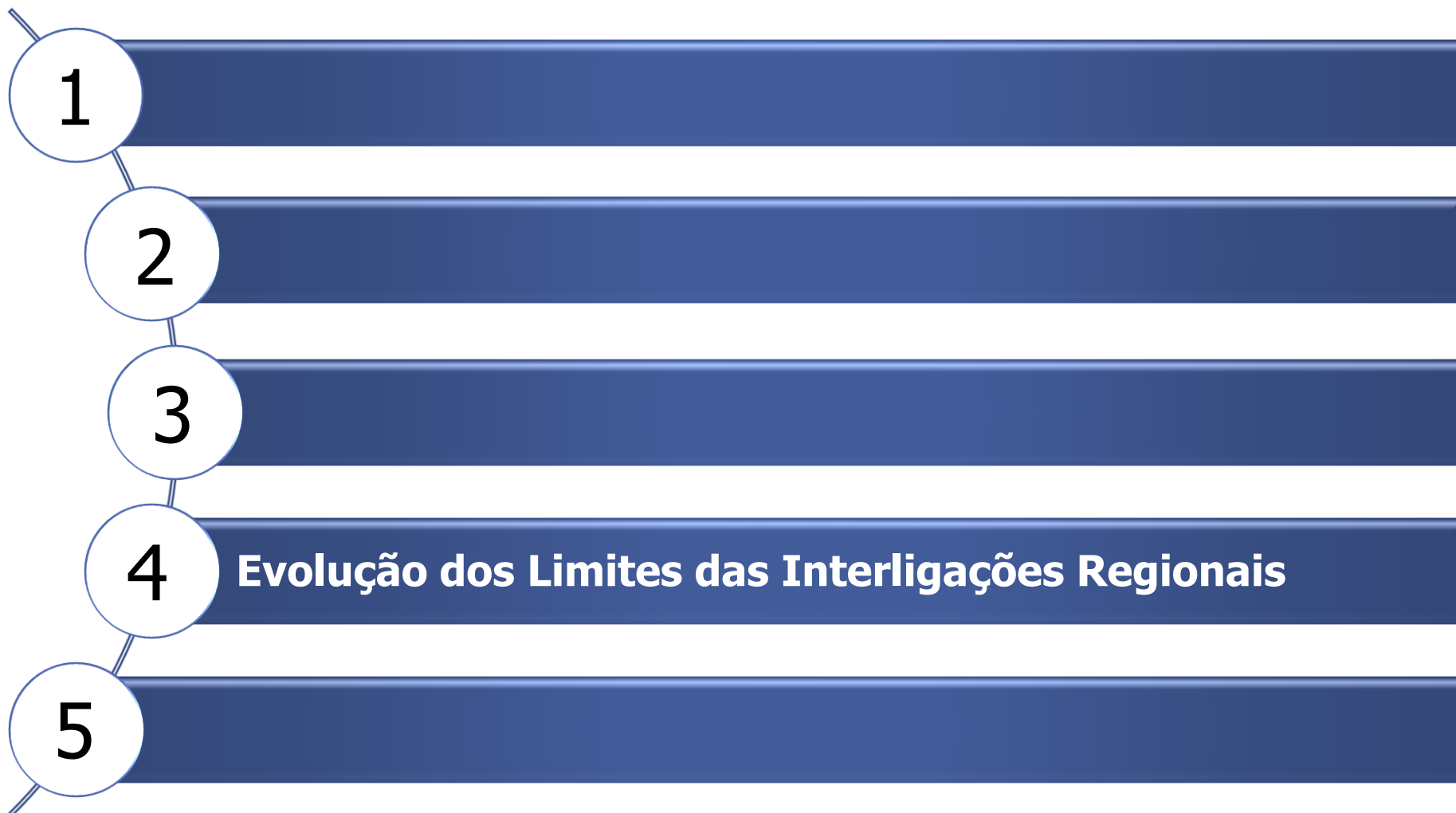


MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



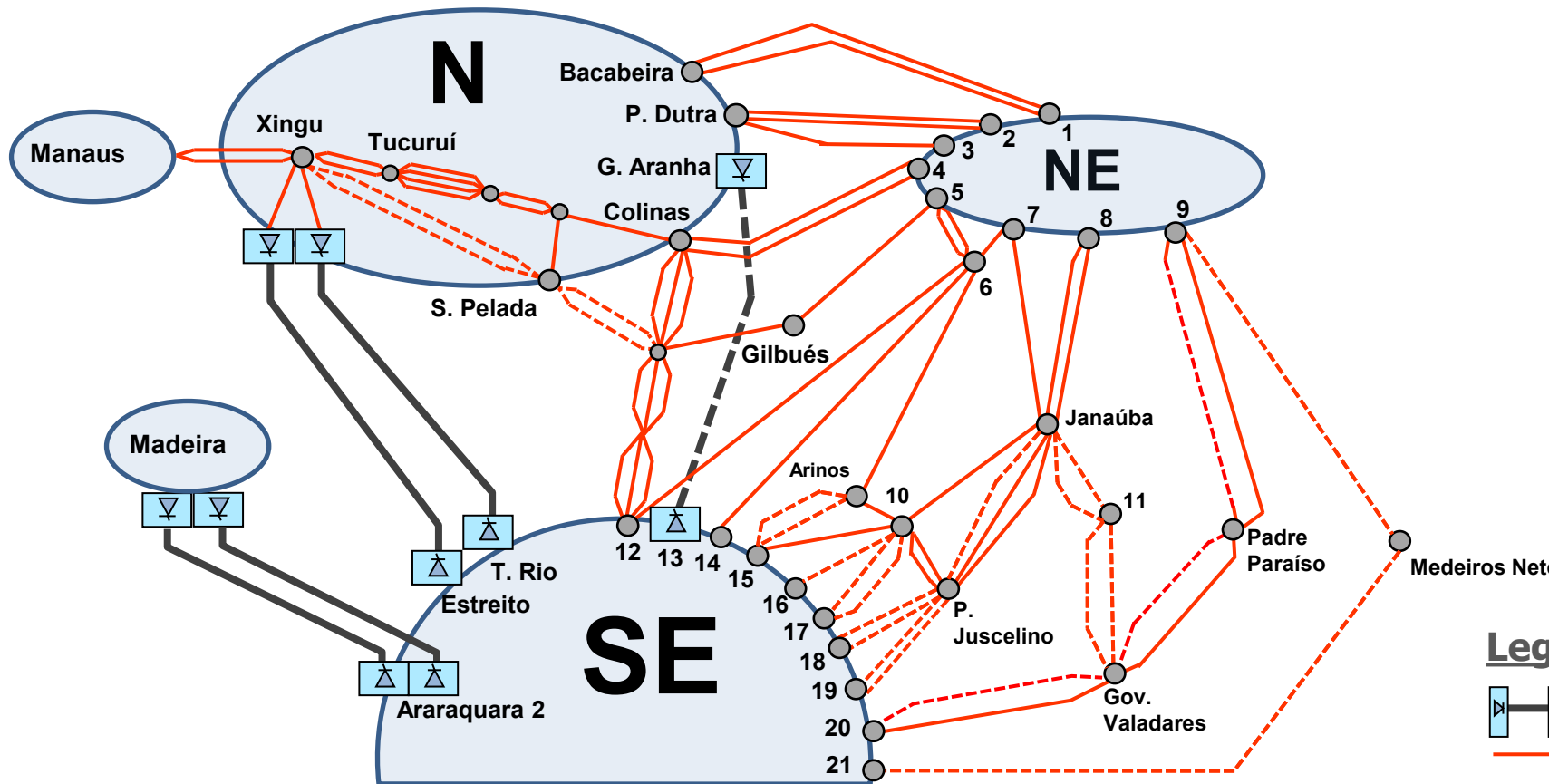
R\$ 36,2 bi de investimentos **potenciais** entre 2022 e 2031

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



Interligações Envolvendo os Sistemas Norte/Nordeste

Configurações Avaliadas



Subestações

- 1 - Bacabeira
- 2 - Teresina II
- 3 - Boa Esperança
- 4 - Ribeiro Gonçalves
- 5 - Barreiras
- 6 - Rio das Éguas
- 7 - Bom Jesus da Lapa
- 8 - Igaporã
- 9 - Poções
- 10 - Pirapora / Buritizeiro
- 11 - Capelinha
- 12 - Serra da Mesa
- 13 - Silvânia
- 14 - Luziânia
- 15 - Paracatu
- 16 - São Gotardo
- 17 - São Gonçalo do Pará
- 18 - Vespasiano 2
- 19 - Itabira 5
- 20 - Mutum
- 21 - João Neiva

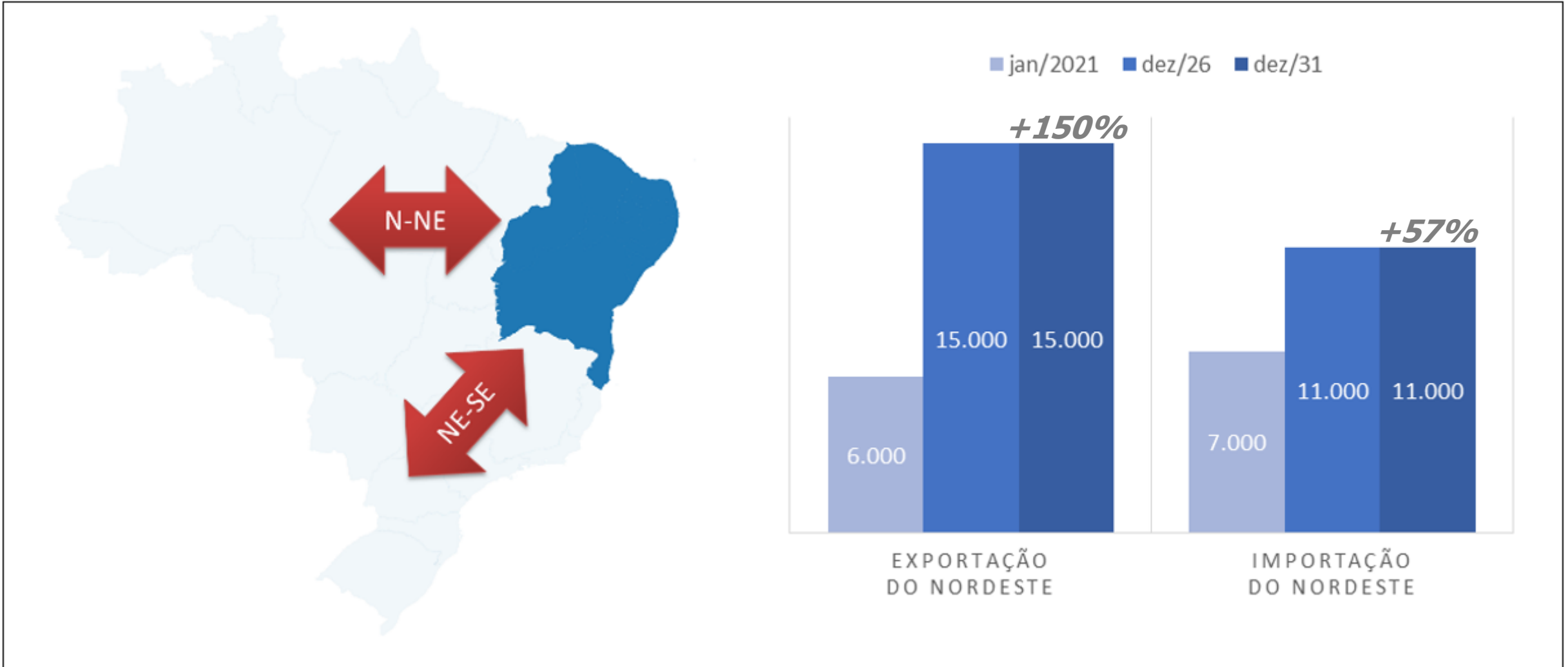
Legenda

- LT CC em operação
- LT 500kV em operação
- LT 500kV com entrada em operação **até 2025**
- LT 500kV com entrada em operação **até 2027**
- LT 500kV com entrada em operação **até 2031**
- LT CC com entrada em operação **até 2031**

Exportação/Importação Total da Região Nordeste



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

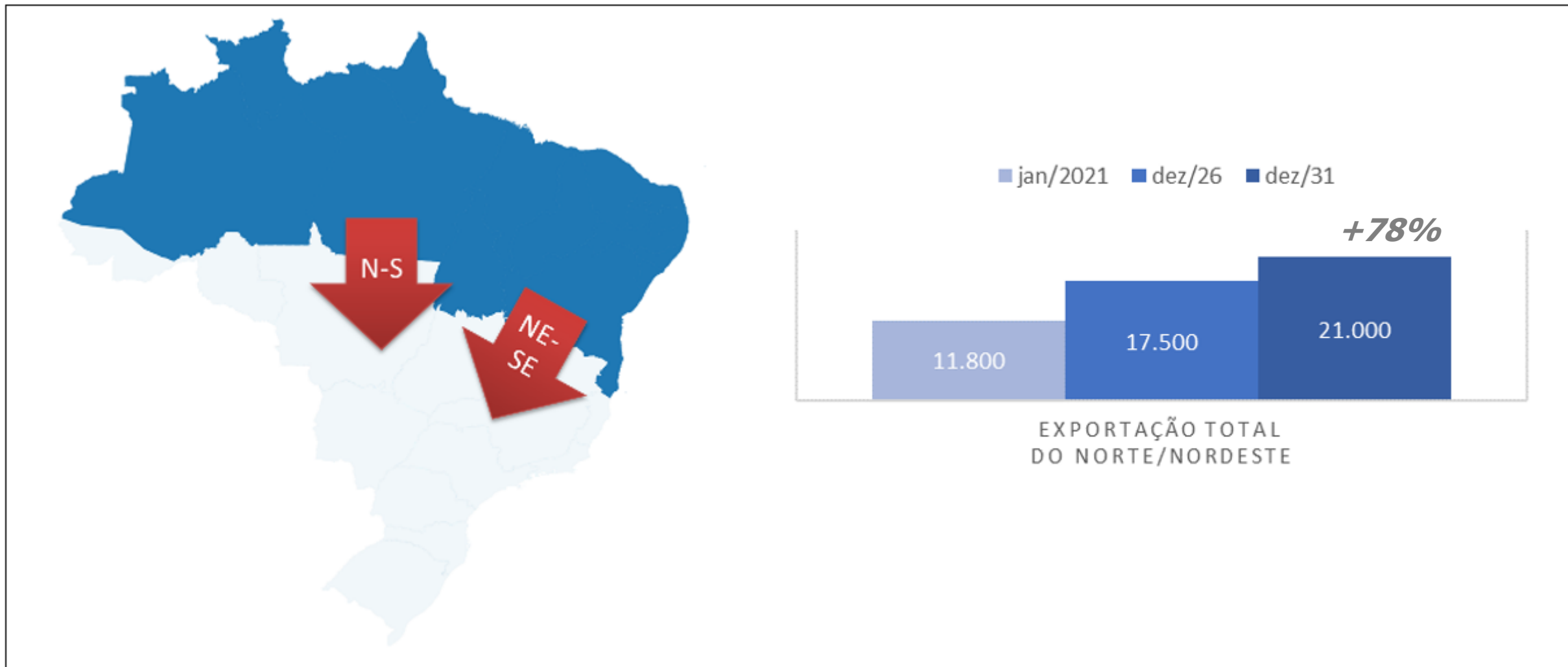


Obs.: A evolução dos limites de transmissão acima apresentada reflete apenas os ganhos esperados com as expansões já planejadas no SIN, não refletindo ainda os ganhos a serem obtidos com as expansões em análise nos estudos descritos nos slides 36 a 44, visto que os referidos estudos ainda estão em andamento.

Exportação Total do Norte/Nordeste



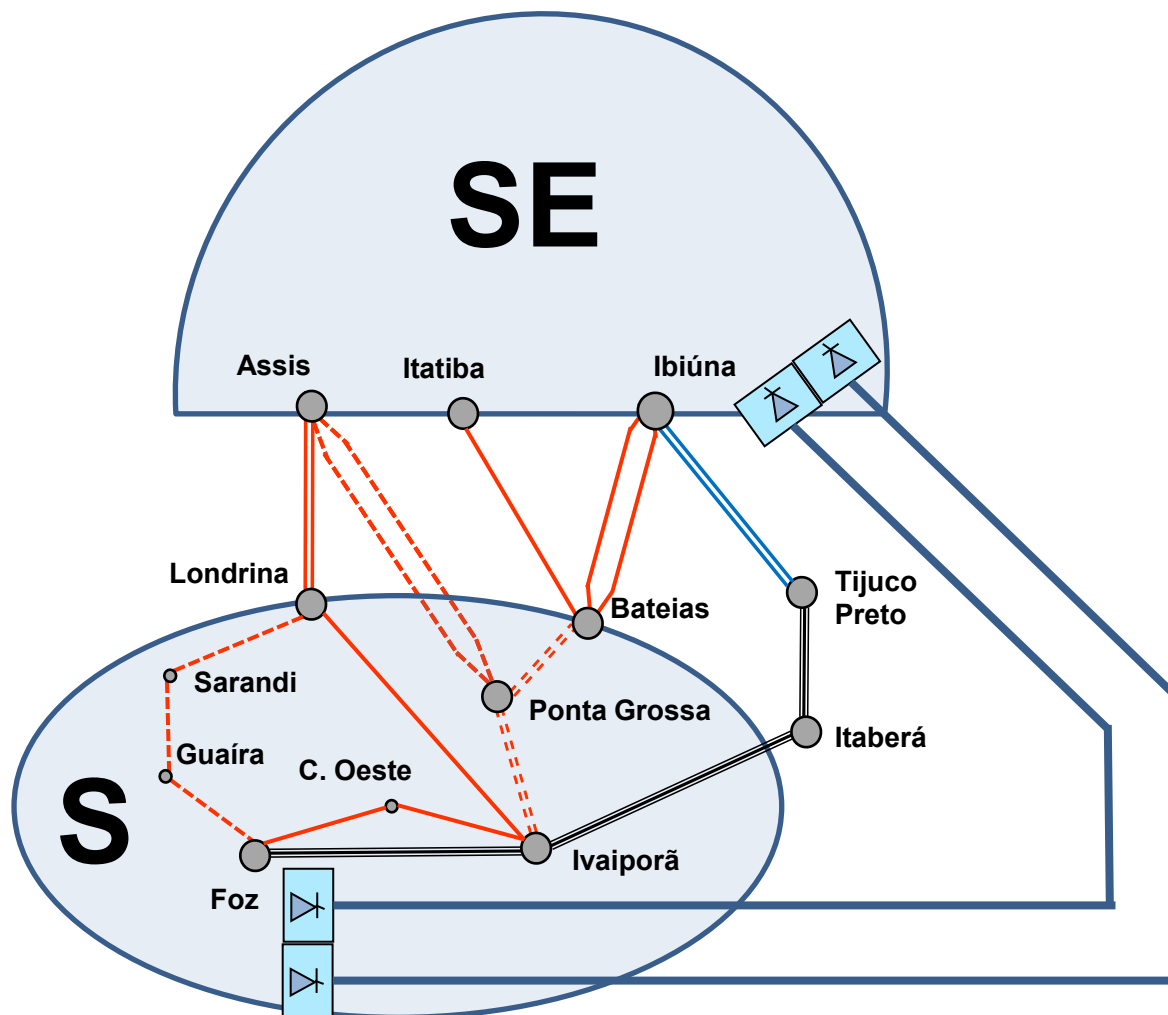
MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



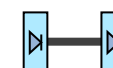
Obs.: A evolução dos limites de transmissão acima apresentada reflete apenas os ganhos esperados com as expansões já planejadas no SIN, não refletindo ainda os ganhos a serem obtidos com as expansões em análise nos estudos descritos nos slides 36 a 44, visto que os referidos estudos ainda estão em andamento.

Interligações Envolvendo o Sistema Sul

Configurações Avaliadas



Legenda



LT CC em operação



LT 500kV em operação



LT 345kV em operação



LT 765kV em operação (circuito triplo)



LT 500kV com entrada em operação **até 2025**

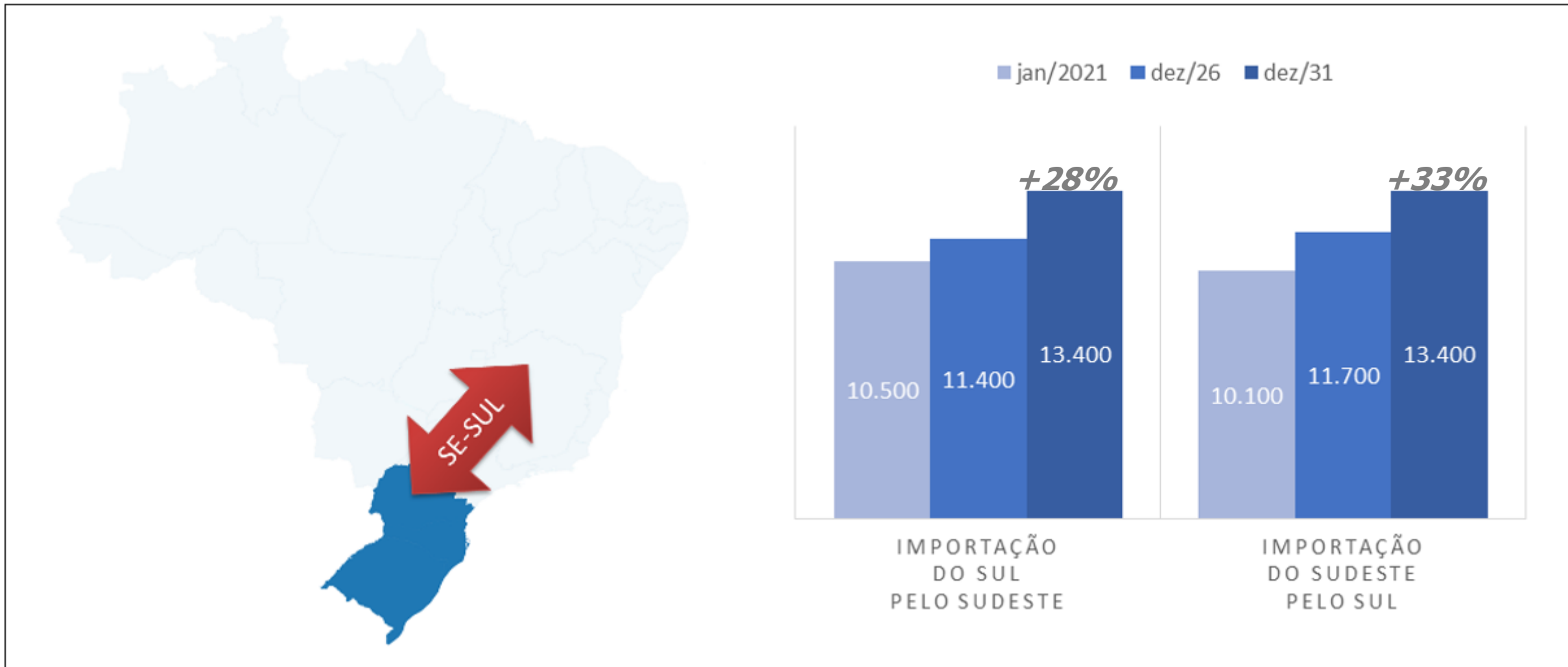


LT 500kV com entrada em operação **até 2027**

Importação Total entre o Sul e o Sudeste



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Obs.: A evolução dos limites de transmissão acima apresentada reflete apenas os ganhos esperados com as expansões já planejadas no SIN.

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5 **Temas Importantes em Discussão**

Sinal Locacional da TUST

Importância da TUST para o Planejamento



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



A TUST pode representar de 10 a 20% do custo mensal estimado para as fontes de geração, tomando por base os parâmetros de custos adotados no PDE 2031. Assim, ela fornece um sinal importante para as decisões de expansão da geração, como por exemplo a região e as fontes, impactando sobremaneira o planejamento do setor elétrico.



A Lei nº 10.848/2004 (Lei nº 9.427/1996) estabelece que:

"art. 3º... compete à ANEEL:

XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:

a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão;

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão."

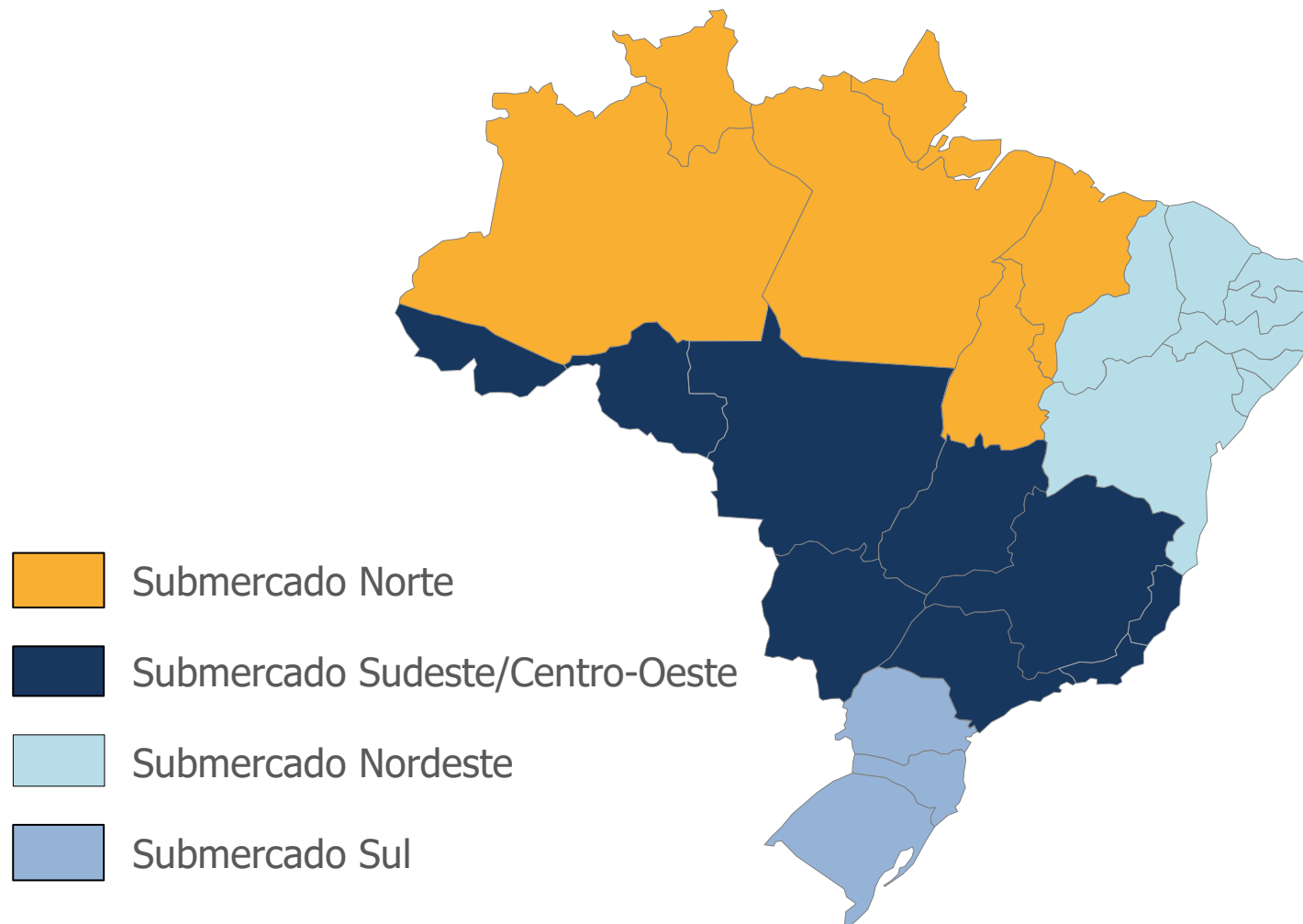
$$\text{TUST}^i = \underbrace{\left(\sum \beta_{ij} * C_{ij} * fp_{ij} \right)}_{\text{parcela locacional}} + \underbrace{k}_{\text{parcela selo}}$$

Parcela Selo

- **Valor comum a todas a barras do sistema**, necessária para recuperar a RAP.
- $k = \Delta\text{RAP}/\text{kW}$.

Parcela Locacional

- **Valor individual por barra.**
- Corresponde ao custo de injetar 1 MW adicional em uma determinada barra do sistema.
- A parcela locacional não é suficiente para arrecadar a RAP do sistema.



Conceito:

Balanco carga/geração é feito por submercado

Fluxo *flat* nos sistemas regionais, e quase nulo nas interligações entre sistemas

As instalações acabam sendo custeadas em maior intensidade pela **parcela selo da TUST**

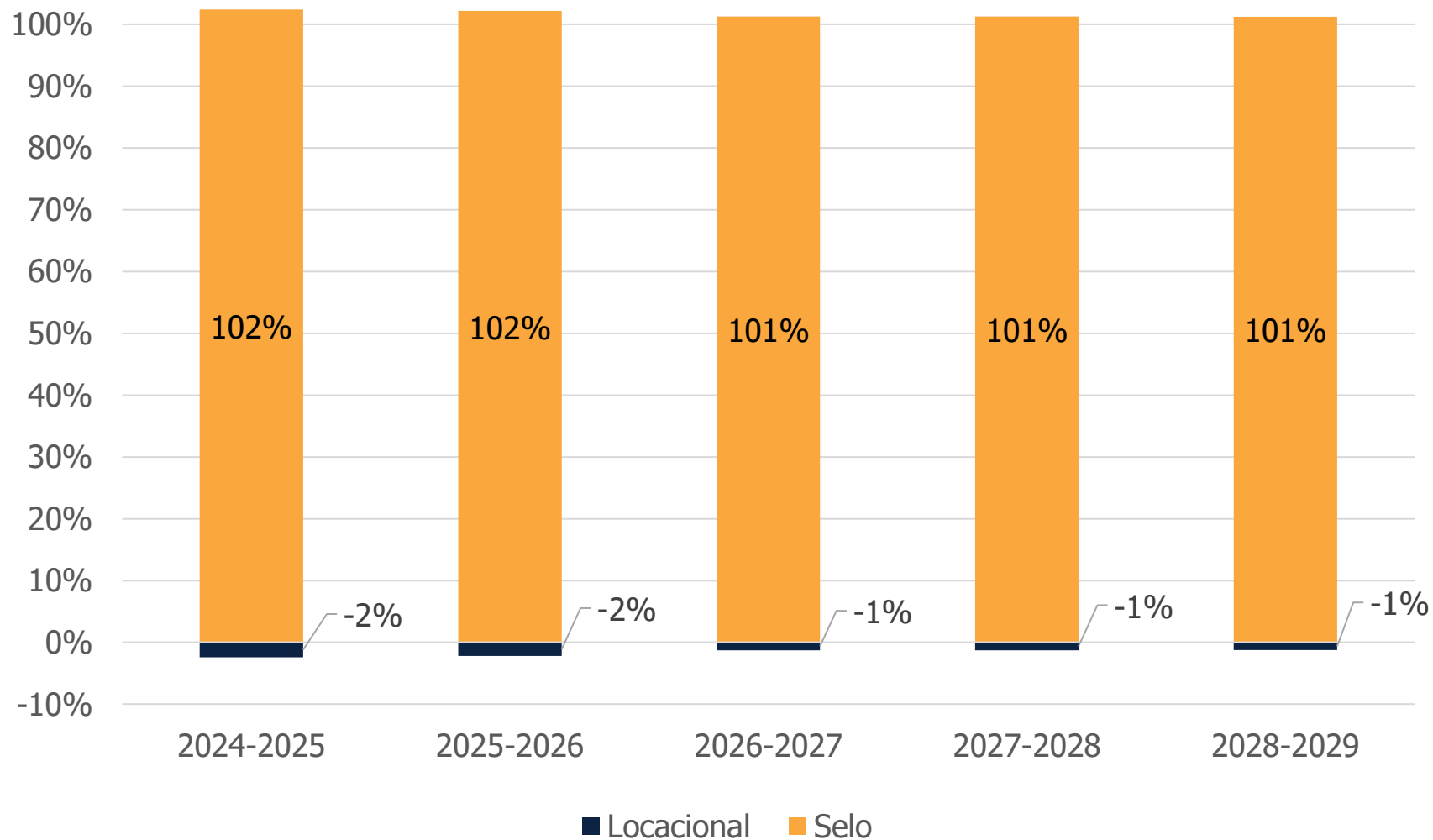
Efeitos do Despacho Proporcional



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Foco nos Geradores



TUST
predominantemente
constituída pela
parcela selo

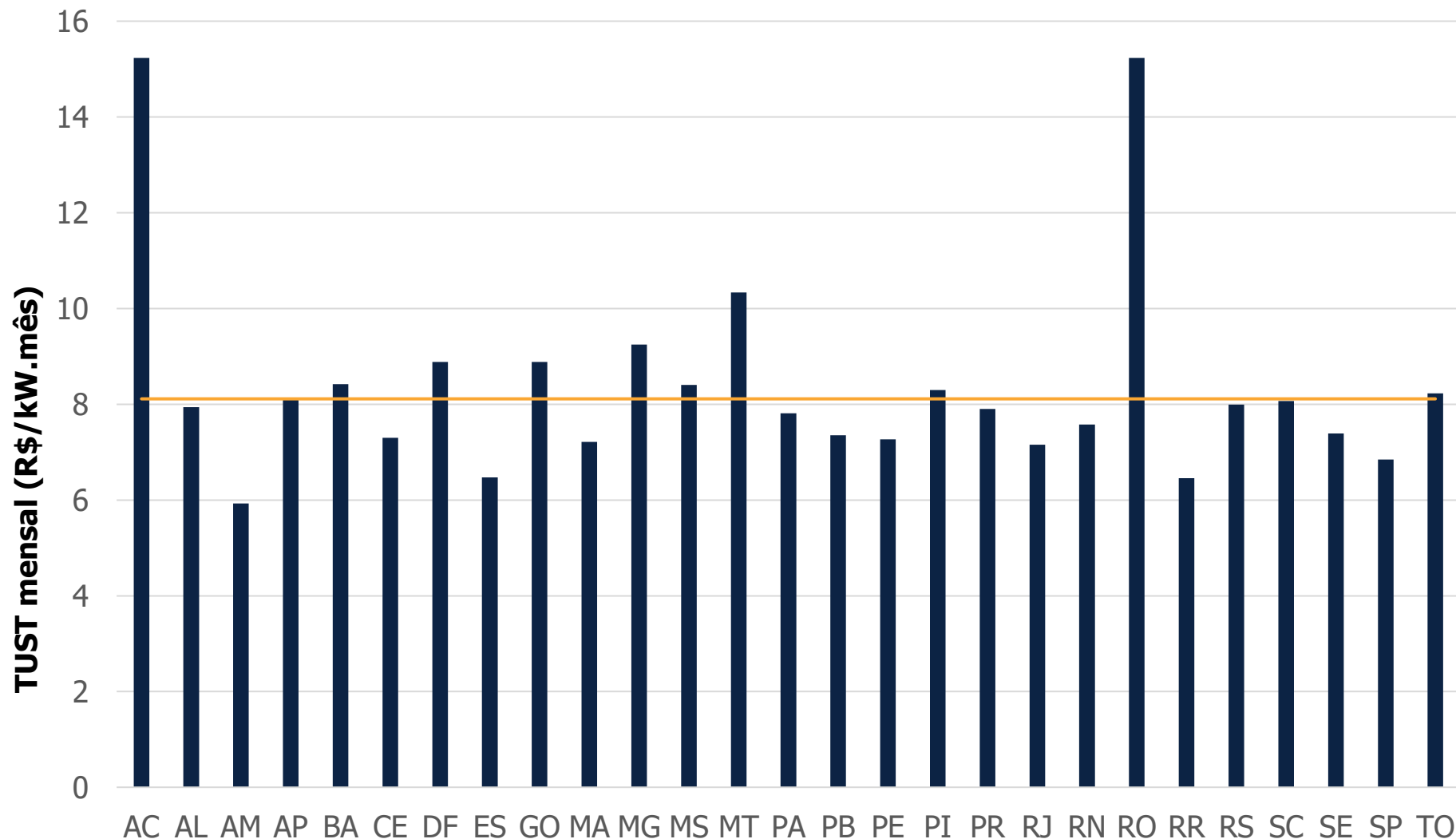
Efeitos do Despacho Proporcional



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Foco nos Geradores



“Socialização”
da TUST

Sinal locacional
fraco

Entendemos que a TUST deve ser calculada com base não apenas em um único cenário de despacho de geração (despacho proporcional), mas em **cenários mais prováveis** associados/ponderados com suas probabilidades de ocorrência derivadas dos estudos energéticos. Além disso, o cálculo deve respeitar os **limites das interligações regionais.**



Estudos Proativos de Transmissão em Andamento

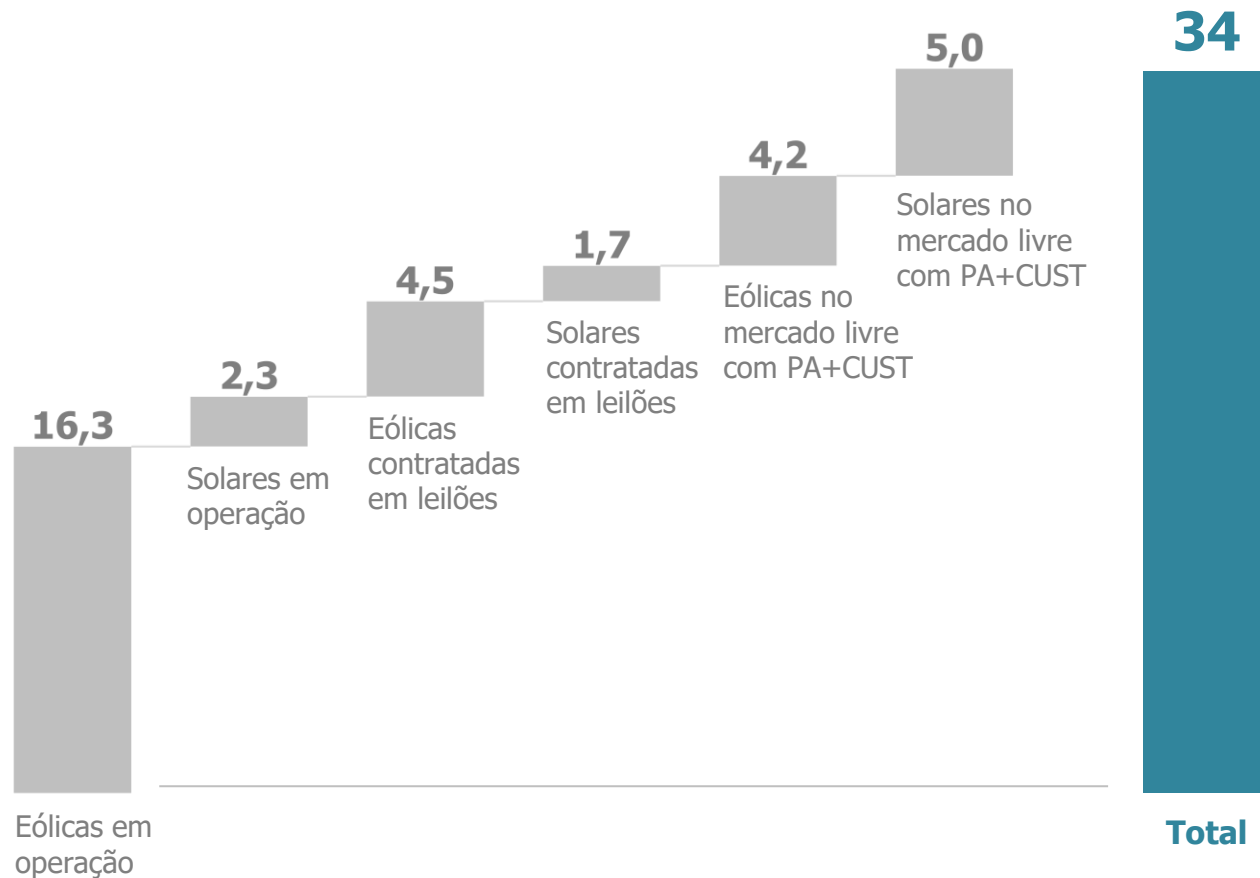
- ▶ Expressiva **expansão de geração renovável** prevista para se concretizar nas regiões Norte e Nordeste nos próximos anos.
- ▶ Para que esses projetos possam contribuir para a segurança energética e para o aumento da competição na oferta de geração de energia, **é primordial preparar o sistema de transmissão.**

Essa expansão da rede de transmissão deve ser capaz de:

- Prover a integração segura da geração prospectiva projetada.
- Proporcionar o atendimento seguro da demanda do SIN em múltiplos cenários operativos futuros.

Montantes Considerados (Até 2025)

Região Norte/Nordeste: geração eólica e solar confirmada até 2025

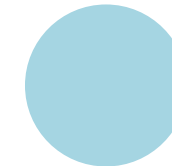


Foram contabilizados no estudo de diagnóstico

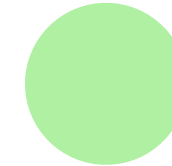
34 GW de geração

eólica e solar já contratada ou confirmada até 2025, na região Norte/Nordeste

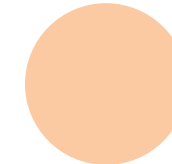
Data de referência: 19/04/2021



19 GW em operação



6 GW contratados em leilões



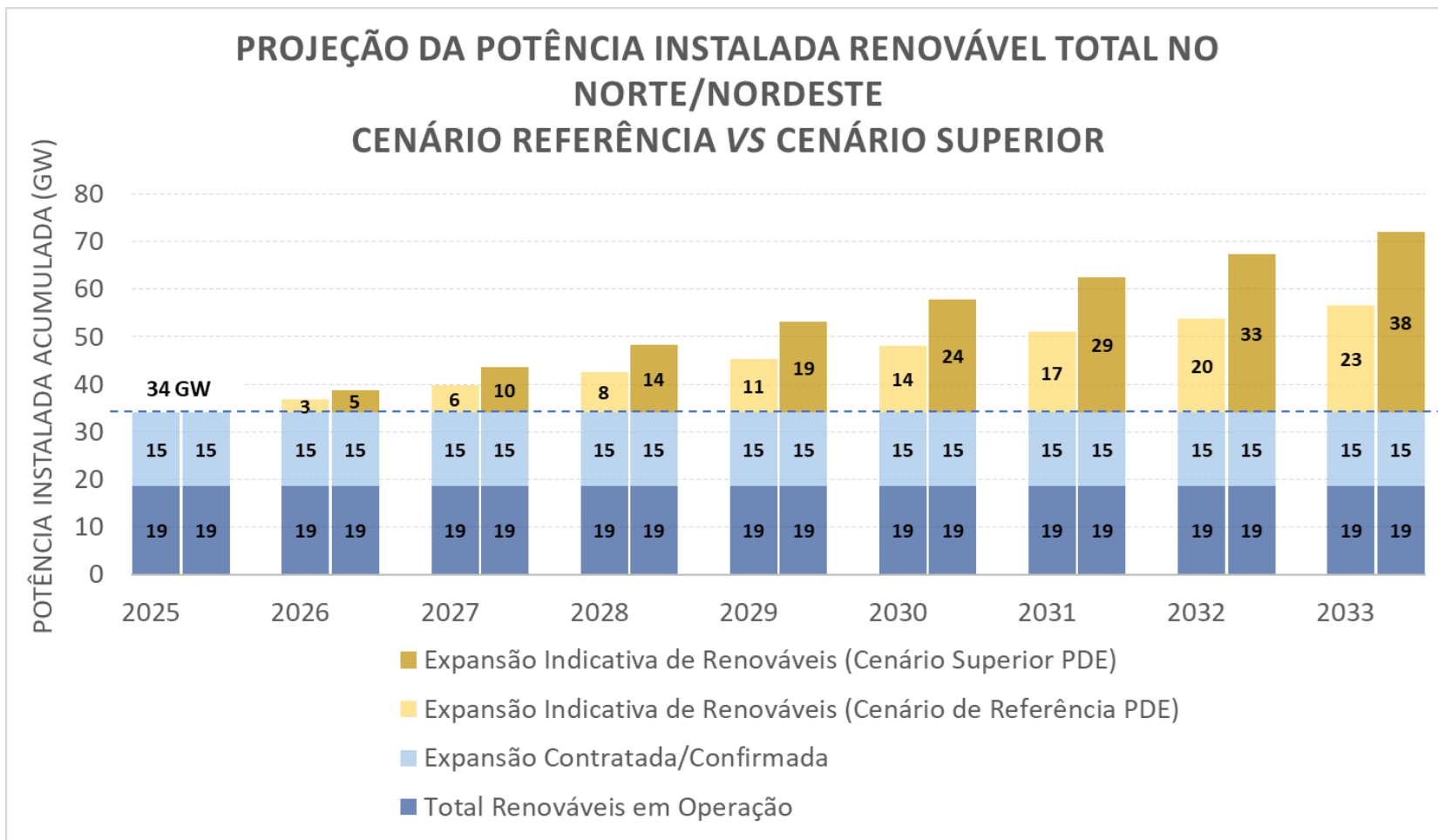
9 GW com parecer de acesso e CUST assinado no mercado livre

* PA: Parecer de acesso

Montantes Considerados (Pós-2025)



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Expansão Indicativa PDE 2030

Cenário de Referência (2033)

+23 GW

Geração Indicativa

57 GW

Capacidade Instalada

Cenário Superior (2033)

+38 GW

Geração Indicativa

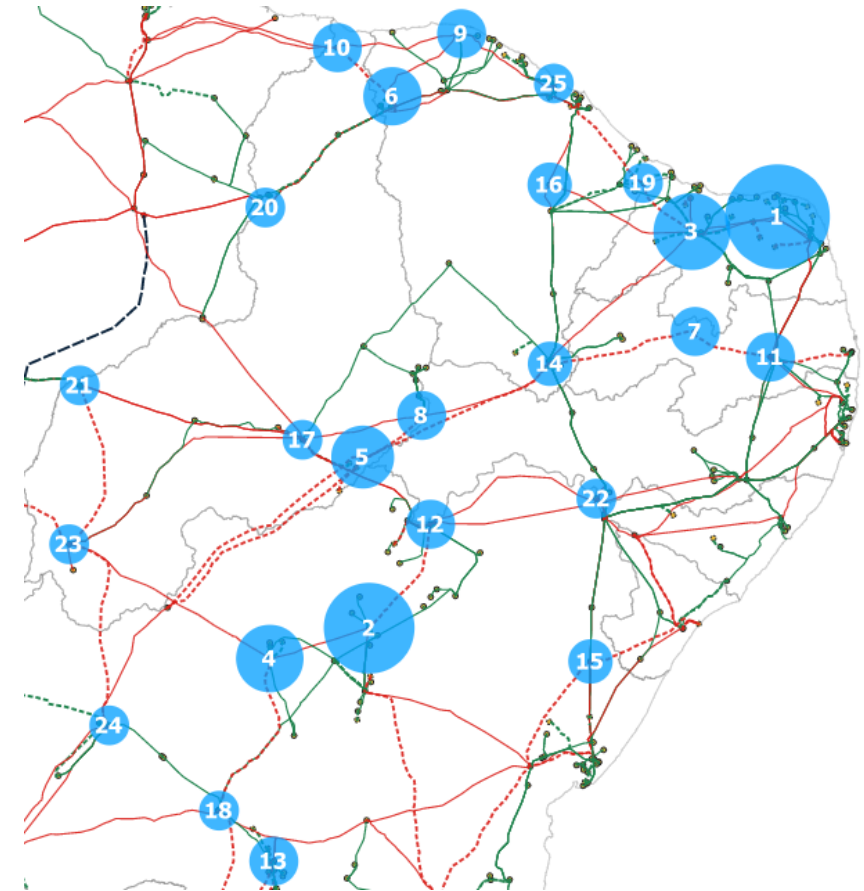
72 GW

Capacidade Instalada

Montantes Considerados

Em função da dificuldade de previsão da localização da geração indicativa renovável na rede de transmissão, foi adotada uma estratégia de agregação do potencial prospectivo em **clusters** na Região Nordeste.

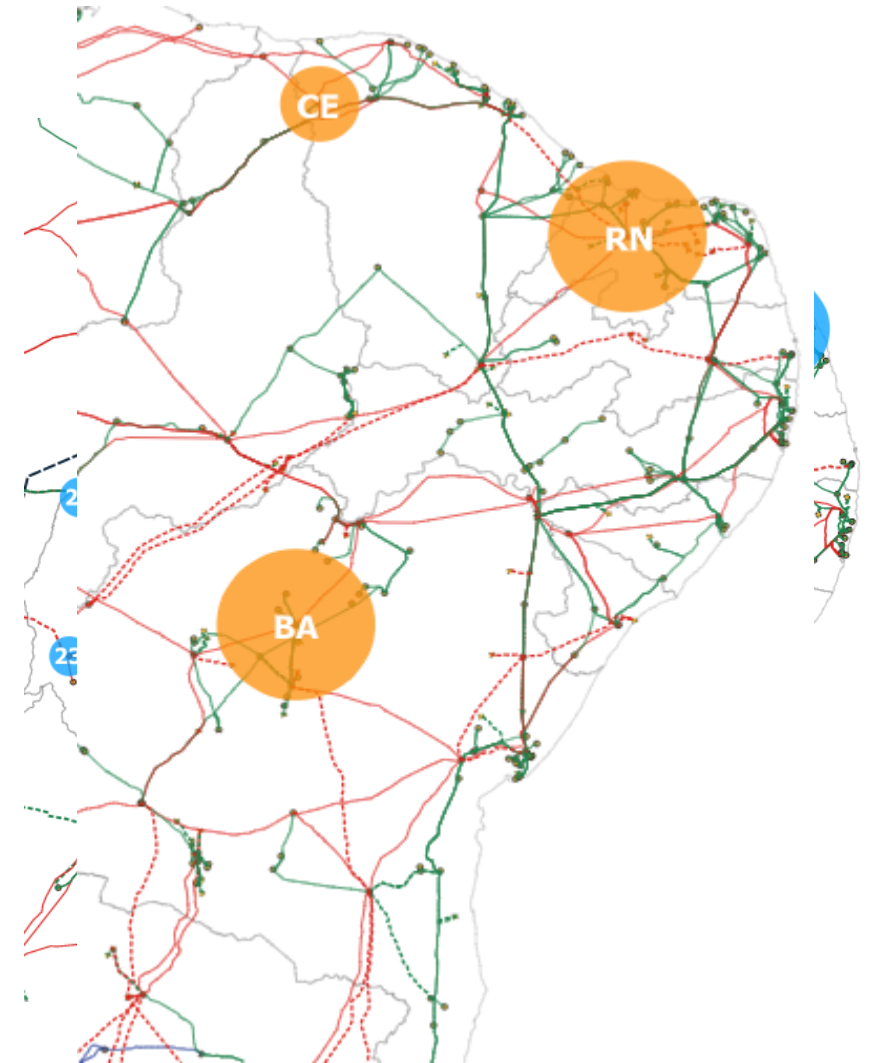
- Metodologia de clusterização desenvolvida pela EPE baseada no método *k-means*.
- Análises de dados dos sistemas AEGE (EPE) e SIGEL (ANEEL).
- Contempla projetos desde a fase de DRO, o que permitiu a avaliação de uma ampla amostra de empreendimentos de geração, indicando os pontos da rede de maior interesse do mercado.



Montantes Considerados

Em função da dificuldade de previsão da localização da geração indicativa renovável na rede de transmissão, foi adotada uma estratégia de agregação do potencial prospectivo em **clusters** na Região Nordeste.

- Metodologia de clusterização desenvolvida pela EPE baseada no método *k-means*.
- Análises de dados dos sistemas AEGE (EPE) e SIGEL (ANEEL).
- Contempla projetos desde a fase de DRO, o que permitiu a avaliação de uma ampla amostra de empreendimentos de geração, indicando os pontos da rede de maior interesse do mercado.



- ▶ A estratégia de desenvolvimento dos estudos visa à harmonização das soluções propostas para a expansão dos **sistemas regionais** com as soluções de **expansão da interligação** a serem concebidas.

Estudos na Região Nordeste

1º conjunto de reforços (R1 – Mar 2022):

- Reforços regionais em corrente alternada, visando abertura de margens, atendimento ao mercado e solução de restrições de escoamento.
- Complementação aos reforços recentes na região Norte de MG, até a região da Bahia, compondo primeiros reforços de interligação.

Estudo de Expansão das Interligações

2º conjunto de reforços (R1 – Mar 2022 – Jul 2022):

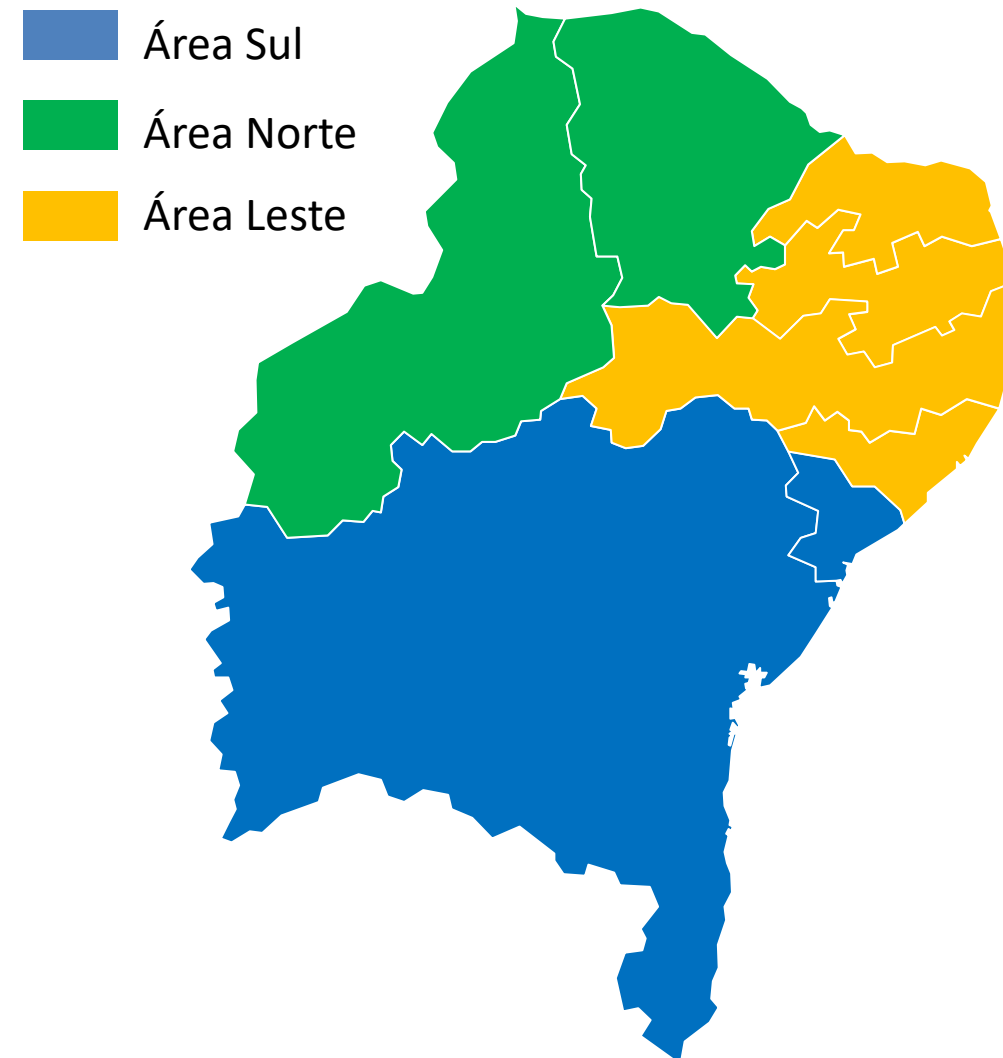
- Reavaliação de bipolo CC anteriormente estudado pela EPE.
- Novos corredores expressos (CCAT / UAT CA) para reforço das interligações regionais.

- Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste - Volume I - Área Sul
- Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste - Volume II - Área Norte
- Estudo de Escoamento de Geração da Região Nordeste - Volume III - Área Leste

Estudos visando viabilizar o escoamento da geração renovável das diversas áreas da região Nordeste em sintonia com as expansões das interligações Norte, Nordeste e Sudeste.

Previsão de emissão: Março/22

Volume I antecipado para Dez/21





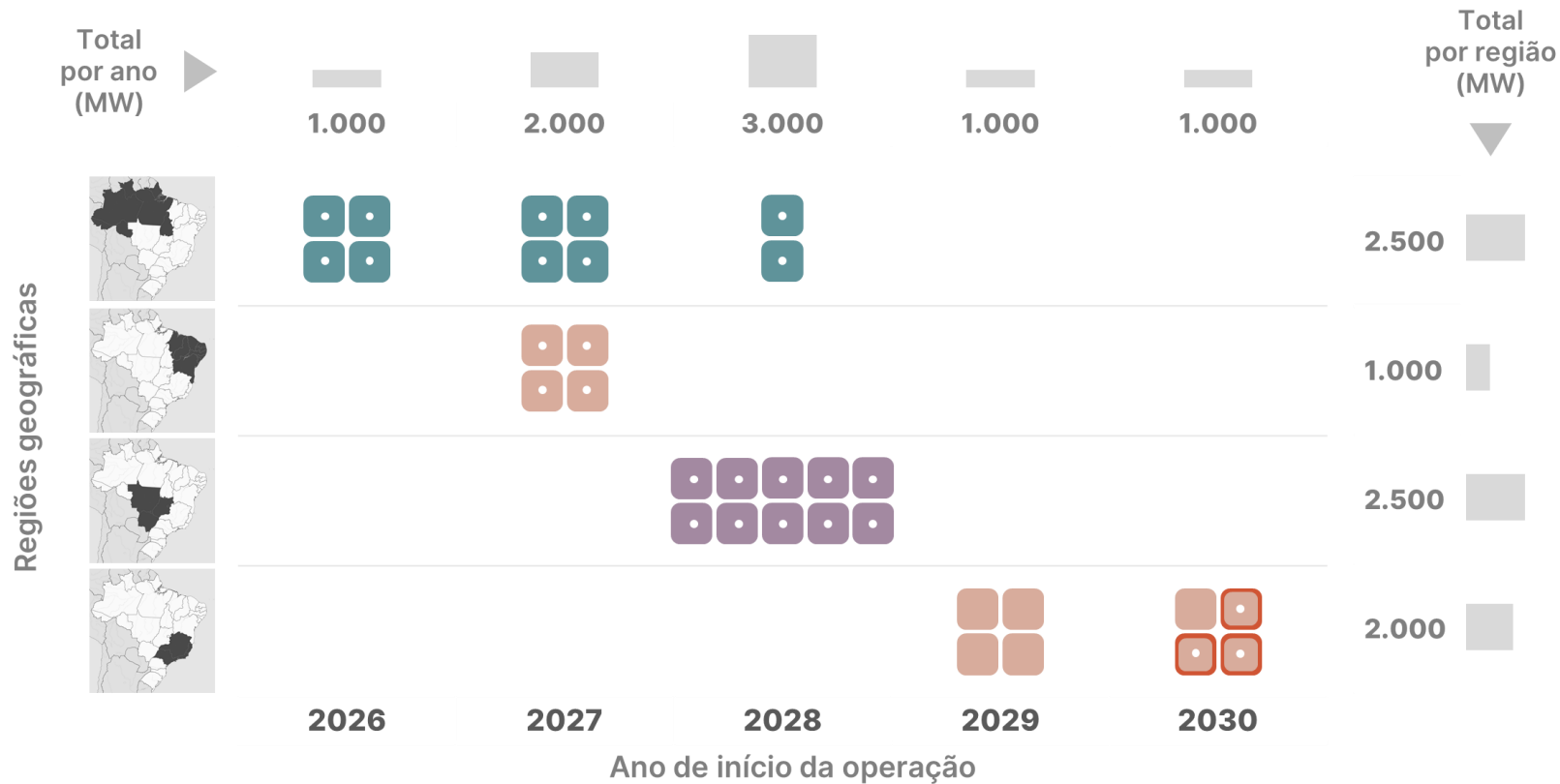
- Em função dos elevados montantes demandados para expansão da interligação, verifica-se a necessidade de um segundo corredor expresso, eventualmente em CC.
- Estão em avaliação algumas possibilidades de conexão para esse novo corredor, observando diversos fatores tais como:
 - ✓ Otimização energética.
 - ✓ Minimização de perdas elétricas.
 - ✓ Redução de interações *multi-infeed*, em caso de novo bipolo.

1- Previsão de emissão: Março/22

2- Previsão de emissão: Julho/22

Integração das Usinas Térmicas da Lei 14.182/2021

Integração das UTEs



Legenda:

- Gás amazônico (onde for viável)
- Gás nacional
- Gás sem especificação de origem
- Em local sem ponto de suprimento
- Área Sudene
- Cada unidade = 250 MW

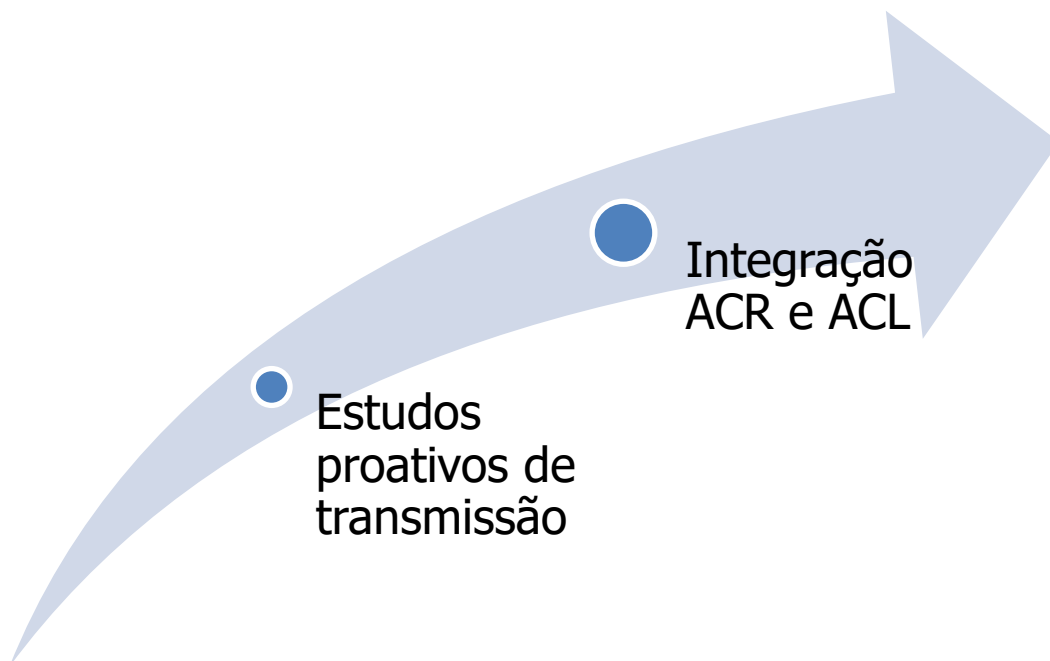
Notas:

Nota 1: Na região Norte, devem ser contempladas ao menos duas capitais que não possuam ponto de suprimento de gás natural.

Nota 2: Na região Centro-Oeste, montante dividido igualmente nas capitais dos Estados ou regiões metropolitanas que ainda não possuam suprimento de gás.

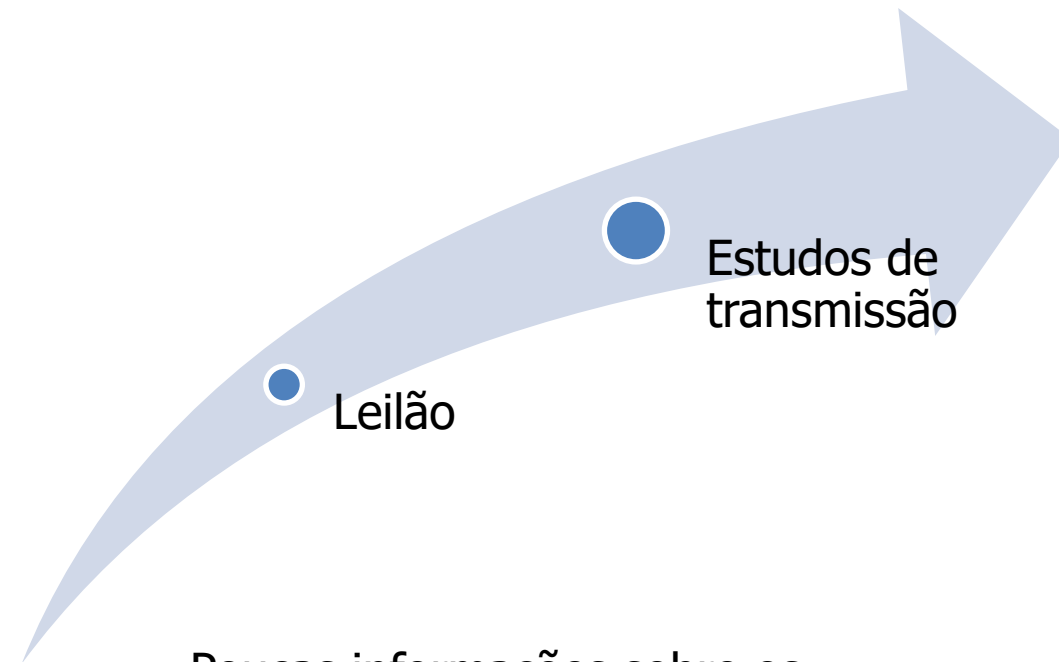
- ▶ A contratação das UTEs da Lei 14.182/2021 deve priorizar a utilização das **margens de transmissão** disponíveis no sistema em cada ano da contratação, a fim de evitar a integração de projetos em regiões que necessitam de expansão da transmissão.
- ▶ Por outro lado, cumpre notar que as margens de transmissão do SIN vêm sendo **rapidamente consumidas** por empreendimentos do ACL, o que pode resultar em demandas por novas expansões de transmissão a fim de acomodar as referidas usinas.
- ▶ Caso isso venha a ocorrer, estudos de transmissão específicos poderão ser necessários.

Renováveis (EOL e UFV)



- Base de dados sobre candidatos de G bastante robusta.
- Baixo arrependimento para estudos antecipativos de T.

UTES da Lei 14.182/2021



- Poucas informações sobre os candidatos de G; forte incerteza espacial quanto aos montantes.
- Alto arrependimento para estudos antecipativos de T.

Planejar a expansão da transmissão somente após a realização dos leilões para a contratação das UTEs da Lei 14.182/2021 é a **estratégia de menor arrependimento**.

Por outro lado, o **desafio para a coordenação da expansão dos ativos de geração e transmissão torna-se ainda maior**, sobretudo considerando as contratações envolvendo integração nos anos de 2026 e 2027, que eventualmente podem demandar expansão da rede elétrica.



Obrigado



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

