PDE 2036

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036

Transmissão de Energia Elétrica

Novembro 2026



epe 20+

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL

DO LADO DO POVO BRASILEIRO

FICHA TÉCNICA

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Transmissão de Energia Elétrica

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo
Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário Nacional de Energia Elétrica
João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral Substituto
Anderson Barreto Arruda

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Renato Cabral Dias Dutra

Secretária Nacional de Transição Energética e Planejamento
Mariana de Assis Espécie

www.mme.gov.br

epe 20+

Presidente
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis Interino
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

www.epe.gov.br

Composição dos cargos em 24 de novembro de 2026

Rio de Janeiro, 2026

Foto da capa: Saulo Cruz/MME.



FICHA TÉCNICA

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Transmissão de Energia Elétrica

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Coordenação Executiva
Reinaldo Garcia
Renata Carvalho

Coordenação Técnica
Thiago Dourado
Daniel Souza
Lucas Simões
Marcos Farinha
Thais Teixeira
Rafael Mello

Autores

Superintendência de Transmissão de Energia
Anderson Mattos
Armando Fernandes
Arthur Reis
Bruno Maçada
Bruno Scarpa
Clerio Arrais
Daniel Maia
Dourival Carvalho
Fabiano Schmidt
Fabio Rocha
Fatima Gama
Gustavo Leal
Igor Chaves
Jean Morassi
João Alves
Jonatas Freire
Jhonatan Costa
Jhonatas Lemos
Luiz Lorentz
Marcelo Pires
Marcelo Moreira
Marcelo Henriques
Marco Soveral
Matheus Nascimento
Matias Hubert
Miguel Ferraz
Paula Machado
Paulo Araujo
Pedro Miller
Priscilla Guarini
Rafael Caetano
Renan Santos
Rodrigo Gomes
Rodrigo Martins
Rodrigo Ferreira
Rodrigo Cabral
Thiago Mourão
Tiago Rizzotto
Tiago Madureira
Vanessa Stephan
Vinicius Martins
Wilson Sampaio
Yan Rangel
Yuri Rosenblum

Apoio Administrativo
Renata Rios



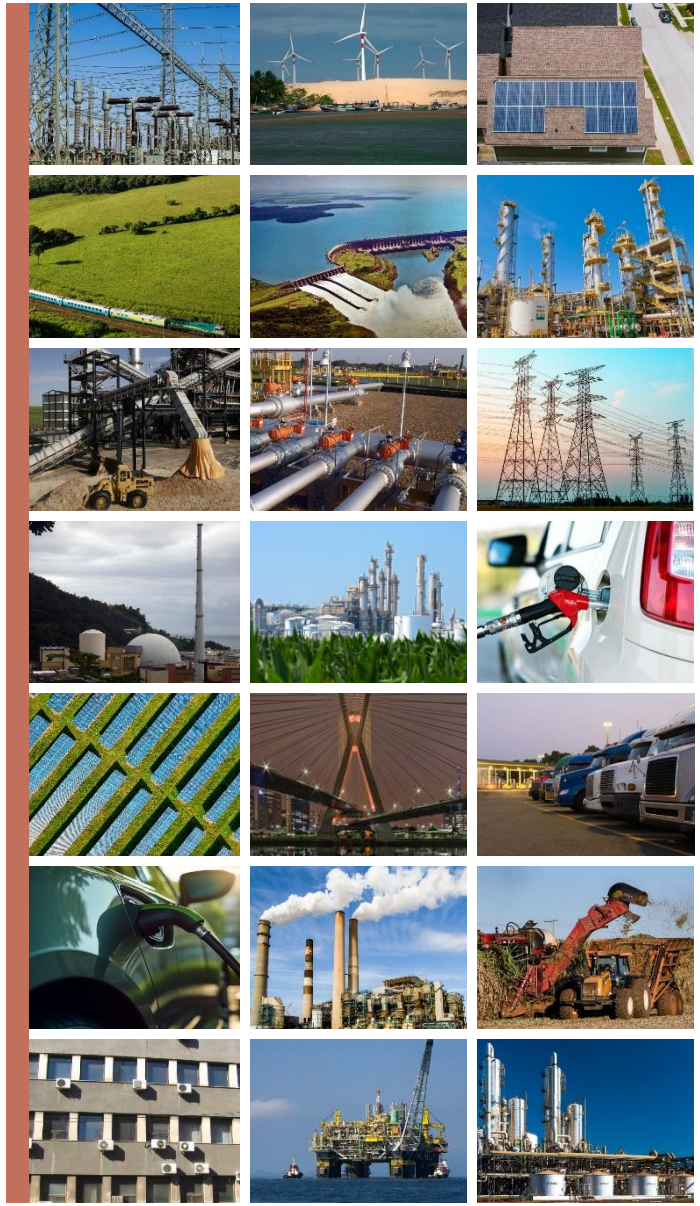
PDE 2036

Caderno de Transmissão de Energia Elétrica

Valor Público

Os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) orientam a formulação de políticas públicas, ajudam a guiar as decisões de diversas partes interessadas, como governos, empresas e a sociedade civil, e contribuem para a segurança energética do País.

Com esse trabalho, a EPE traz transparência ao processo de planejamento da expansão, diminuindo a assimetria de informações sobre a evolução da rede de transmissão e da matriz elétrica do Brasil.



AVISOS

Esta publicação contém projeções acerca de eventos futuros que refletem a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036 (PDE 2036). Tais projeções envolvem uma ampla gama de riscos e incertezas conhecidos e desconhecidos e, portanto, os dados, as análises e quaisquer informações contidas neste documento não são garantia de realizações e acontecimentos futuros.

Este documento possui caráter informativo, sendo destinado a subsidiar o planejamento do setor energético nacional.

A EPE se exime de responsabilidade por quaisquer ações e tomadas de decisão que possam ser realizadas por qualquer pessoa física ou jurídica com base nas informações contidas neste documento.

Controle de versões

Versão	Data	Descrição
v1	26/11/2026	Publicação inicial.

SUMÁRIO

- Desafios do planejamento da expansão da transmissão
- Planejamento com inovação
- Estudos em destaque
- Evolução dos limites das interligações regionais
- Sinalização econômica para o setor
- O que esperar nos próximos ciclos do PDE

PDE 2036

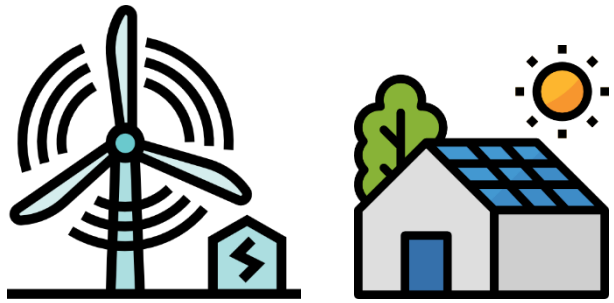
Desafios do planejamento da expansão da transmissão

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Integração de novos acessantes à Rede Básica

Paradigma atual:

Fontes renováveis

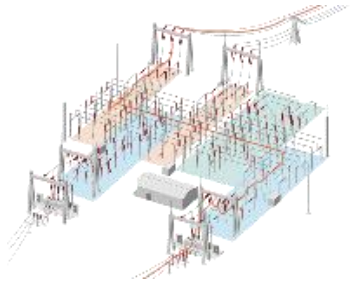


Data centers e outros



Sistema de transmissão





- Os geradores e as cargas tendem a apresentar elevados montantes de potência instalada, centenas de MW ou mesmo GW.
- Plantas levam **de 2 a 3 anos** para serem implantadas.

- A implantação de novas instalações de transmissão pode levar **até 7 anos**, contando a partir do início dos estudos de planejamento.

Integração de novos acessantes à Rede Básica

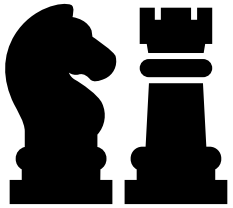
O que a EPE tem feito:



- A EPE tem realizado os estudos prospectivos de transmissão.



- O objetivo desses estudos é dotar o sistema de transmissão de margem adequada para a integração dos potenciais de geração ou de carga.

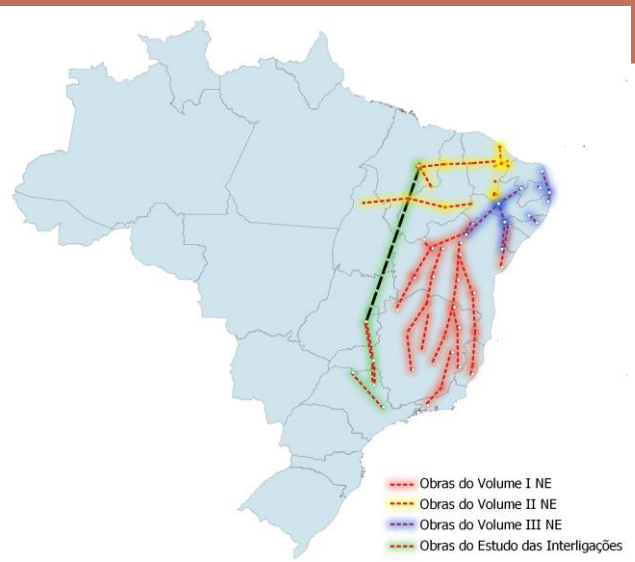


- O sistema é dimensionado com visão de longo prazo, a partir de potenciais previamente prospectados, e as obras estruturantes planejadas são consolidadas para a licitação a partir de análises de mínimo arrependimento.
- Nesses estudos, também são buscadas soluções de curto prazo que, quando possível, possam entrar em operação mais rapidamente, ampliando a margem disponível para o sistema.

Integração de novos acessantes à Rede Básica

Alguns exemplos de estudos de geração:

De dezembro de 2021 a março de 2022



- ✓ Estudos recomendaram ampliações de transmissão nas regiões Norte e Nordeste, e interligação NNE-SE, como o novo bipolo LCC 800 kV 5 GW Graça Aranha-Silvânia.
- ✓ Obras licitadas nos Leilões 01/2023, 02/2023 e 01/2024, entrarão em operação até 2030.
- ✓ Aprox. **R$ 56 bilhões** em investimentos.

Novembro 2025



- ✓ Estudo recomendou ampliação da interligação NE-SE, com o Bipolo Nordeste II VSC 600 kV 3 GW (solução referencial) e obras nas regiões N, NE, S e SE.
- ✓ Obras previstas para Leilão em 2027, devendo entrar em operação em 2033/2034.
- ✓ Aprox. **R$ 26 bilhões** em investimentos.

Esses estudos criarão condições de transmissão para uma potência instalada de fontes renováveis na Região Norte/Nordeste da ordem de **60 GW**, proporcionando aumento de 33% da capacidade instalada em operação atual

Integração de novos acessantes à Rede Básica

Alguns exemplos de estudos de carga:

- **Reforço do sistema da região central da cidade de São Paulo**
  - **Parte I**, concluída em fevereiro de 2024, recomendando expansões estruturais para viabilizar cerca de **500 MW** de novos projetos de *data centers*.
  - **Parte II**, concluída em dezembro de 2025, recomendando soluções para viabilizar uma capacidade adicional de conexão de carga de **5 GW**.
- **Atendimento à região de Campinas, Bom Jardim e Itatiba**
  - **Parte I,** concluída em dezembro de 2024, ampliando a capacidade das linhas de transmissão de 440 kV da ISA CTEEP e, consequentemente, criando capacidade adicional para conexão de cargas de **800 MW a 1,5 GW**.

Aprox. **R$ 7 bilhões** em investimentos já recomendados

- **Estudo Prospectivo para Inserção de Cargas Eletrointensivas na Região Nordeste**
  - Concluído em março de 2026, recomendando expansões estruturais para viabilizar cerca de **4 GW** de carga na Região Nordeste.

Aprox. **R$ 6 bilhões** em investimentos já recomendados

Integração de novos acessantes à Rede Básica



Nos estudos prospectivos, as obras são consolidadas para a licitação a partir de análises de mínimo arrependimento.

A Política Nacional de Acesso ao Sistema de Transmissão (PNAST) é uma ferramenta que vem para apoiar esse processo.

Integração de novos acessantes à Rede Básica

PNAST introduz nova lógica de alocação da capacidade de transmissão

Decreto nº 12.772/2025
Portaria Normativa MME nº 129/2026

- A PNAST, por meio das Temporadas de Acesso, substitui a lógica cronológica de acesso (*first come, first served*) por um processo coordenado de análise dos acessos, com alocação competitiva da capacidade quando houver concorrência por um mesmo ponto da rede.
- Válida para o segmento **consumo** e o segmento de **geração.**
- Envolvimento da EPE na definição do **atendimento ao critério de Mínimo Custo Global.**
- Necessidade de **aporte de garantias financeiras** para participação das temporadas de acesso, priorizando projetos com maior grau de maturidade.

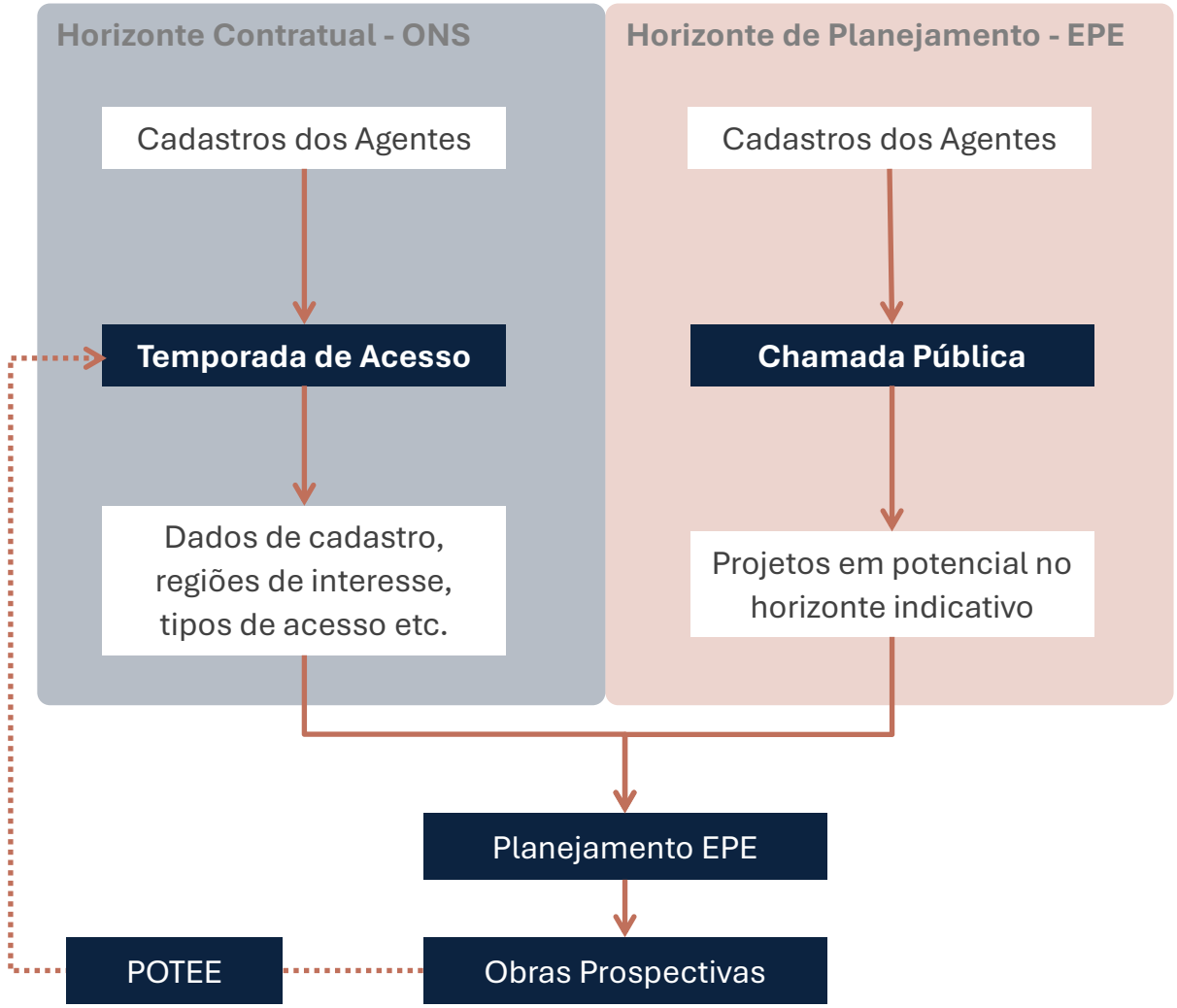
Aspecto	Modelo Anterior	PNAST
Lógica de acesso	Atendimento segundo a ordem cronológica das solicitações	Análise conjunta das demandas em **Temporadas de Acesso**
Periodicidade	Fluxo contínuo de solicitações	Temporadas periódicas; **mínimo de duas por ano** a partir de 2027
Momento da análise	Solicitações analisadas individualmente	Solicitações analisadas em conjunto, concentradas em **janelas periódicas**
Conflito por capacidade	Prevalência da ordem de chegada	**Processo competitivo com pagamento de prêmio (R$/kW)** quando a demanda supera a capacidade disponível
Margem considerada	Margem disponível calculada de forma individual no momento da solicitação	Capacidade Remanescente **calculada de forma coordenada** para os barramentos candidatos considerando todos os projetos cadastrados
Papel da EPE	Planejamento e estudos de expansão, com insumos das informações de acesso e Portarias MME	Participação na NT de metodologia para cálculo de margem, avaliação de atendimento ao critério de mínimo custo global, acesso aos dados e uso dos resultados no planejamento
Integração com expansão	Processo de acesso e planejamento com maior separação	Resultados e informações das temporadas podem subsidiar a identificação de necessidades de expansão

Integração de novos acessantes à Rede Básica

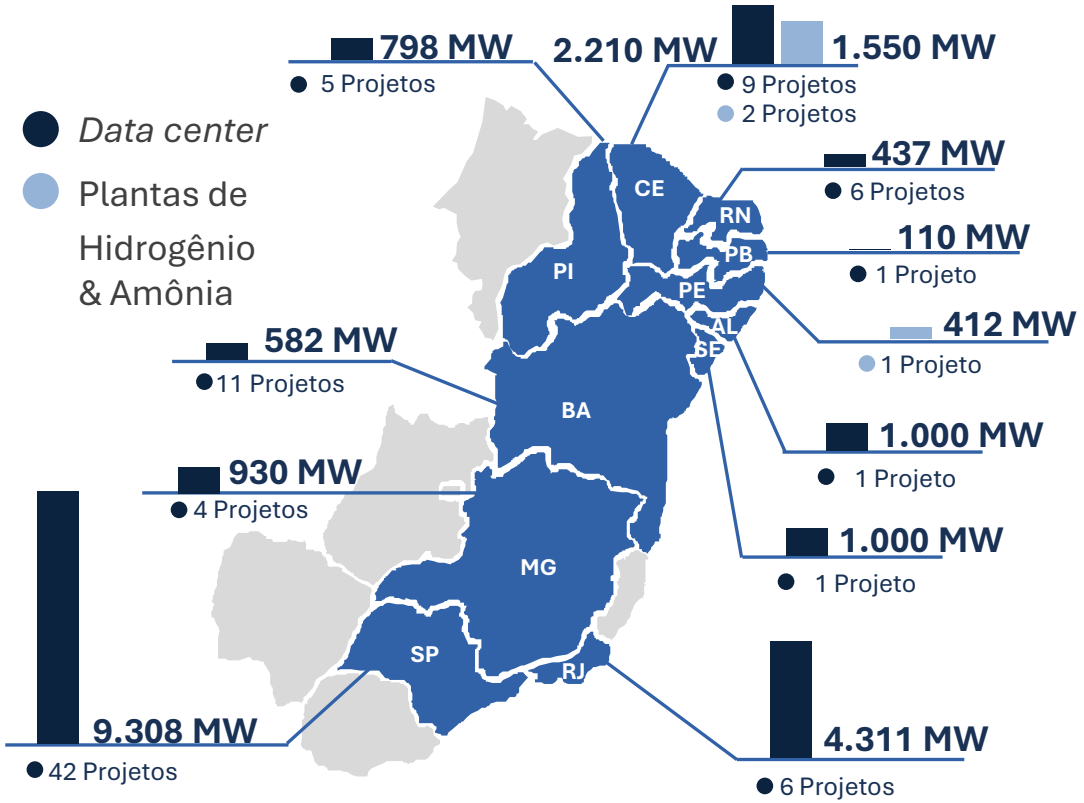
A PNAST e o papel da EPE: o que muda para o planejamento:

- As Temporadas de Acesso podem considerar obras prospectivas definidas pelo planejamento para abertura de margem, mas as obras só são efetivamente outorgadas mediante confirmação de assinatura de CUST pelos acessantes participantes da Temporada. Com isso, busca-se reduzir o risco de ociosidade das instalações de transmissão e de alocação ineficiente dos investimentos.
- A PNAST prevê realização de Chamada Pública pela EPE, com periodicidade anual, com o intuito de mapear potenciais acessos de carga e geração no horizonte de longo prazo.
- Maior visibilidade pelo planejamento das demandas de acesso, que passam a ocorrer em uma mesma janela temporal.
- Integração mais explícita entre acesso e expansão da transmissão, uma vez que os resultados das Temporadas podem subsidiar os estudos da EPE e a definição de necessidades de expansão.

A PNAST cria um mecanismo estruturado para transformar demandas de acesso em informação para o planejamento da expansão.



Integração de novos acessantes à Rede Básica



Alguns números da PNAST para o segmento carga

Considerados todos os pedidos de acesso pós-publicação do Decreto nº 12.772/2025 (PNAST). Incluem:

- Solicitações Pré-Temporada de Acesso 2026
  - Artigos 10 e 12 do Decreto nº 12.772/2025
  - Regra de transição
  - Seguem a fila, porém com aporte de garantias
- Solicitações da 1ª Temporada de Acesso 2026
  - Apenas solicitações admitidas
  - Analisadas em conjunto, concentradas em janelas periódicas, e com aporte de garantias

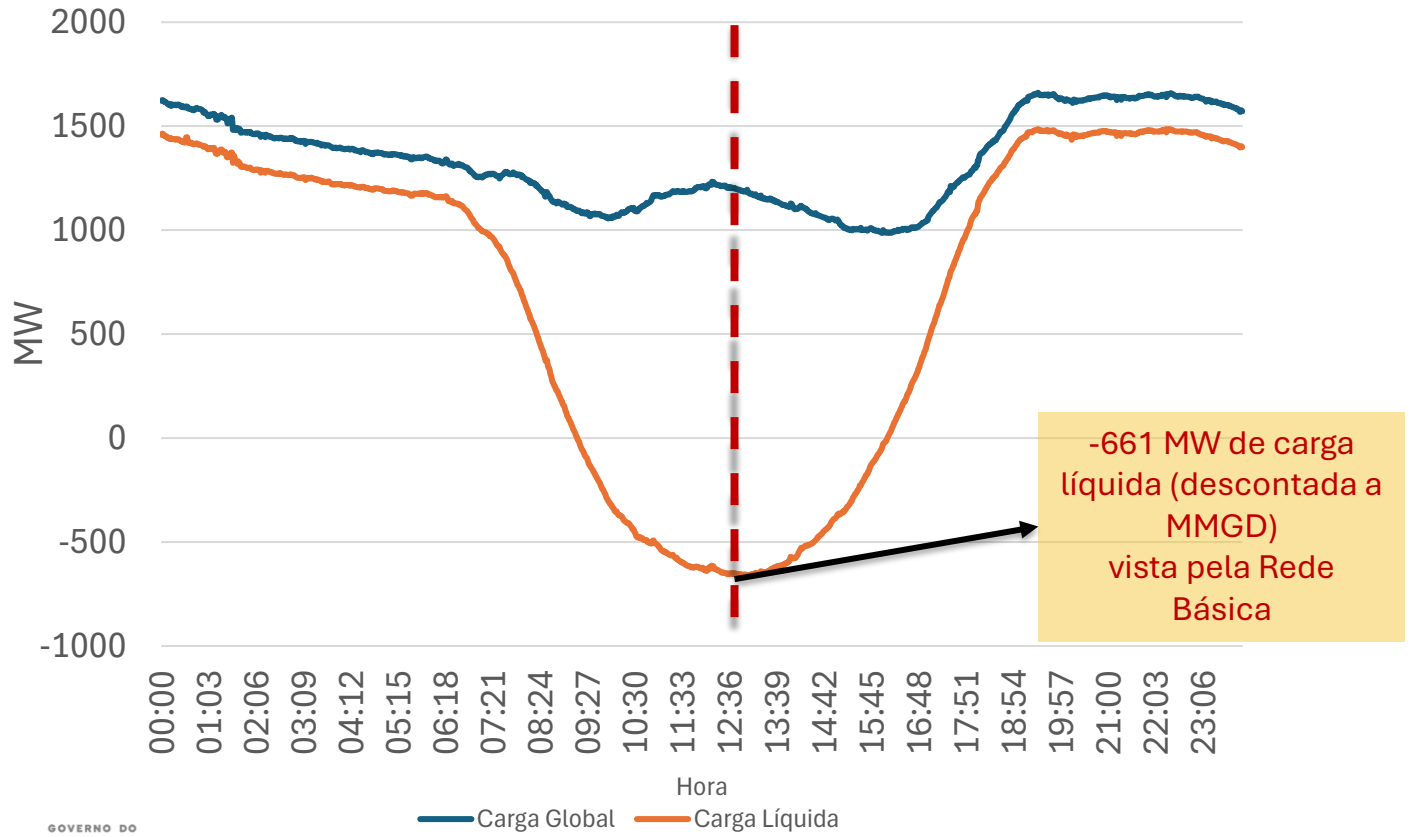
20,7 GW de *data centers*, sendo 45% do total em SP
2 GW de plantas de H_2, com concentração no CE

Os números da PNAST e a projeção de demanda considerada no planejamento

Os quase 23 GW de cargas eletrointensivas cadastrados na PNAST são encarados como um **conjunto de projetos em potencial** que o planejamento da transmissão utiliza para realizar **estudos prospectivos**. A expansão da transmissão é realizada à medida que os projetos de consumo vão se concretizando nas Temporadas de Acesso, em alinhamento com as **projeções de demanda do PDE 2036,** que consideram que apenas uma parcela desse montante será efetivamente implantada (demanda média de **3,4 GW** e **0,34 GW,** respectivamente, para *data centers* e plantas de hidrogênio eletrolítico).

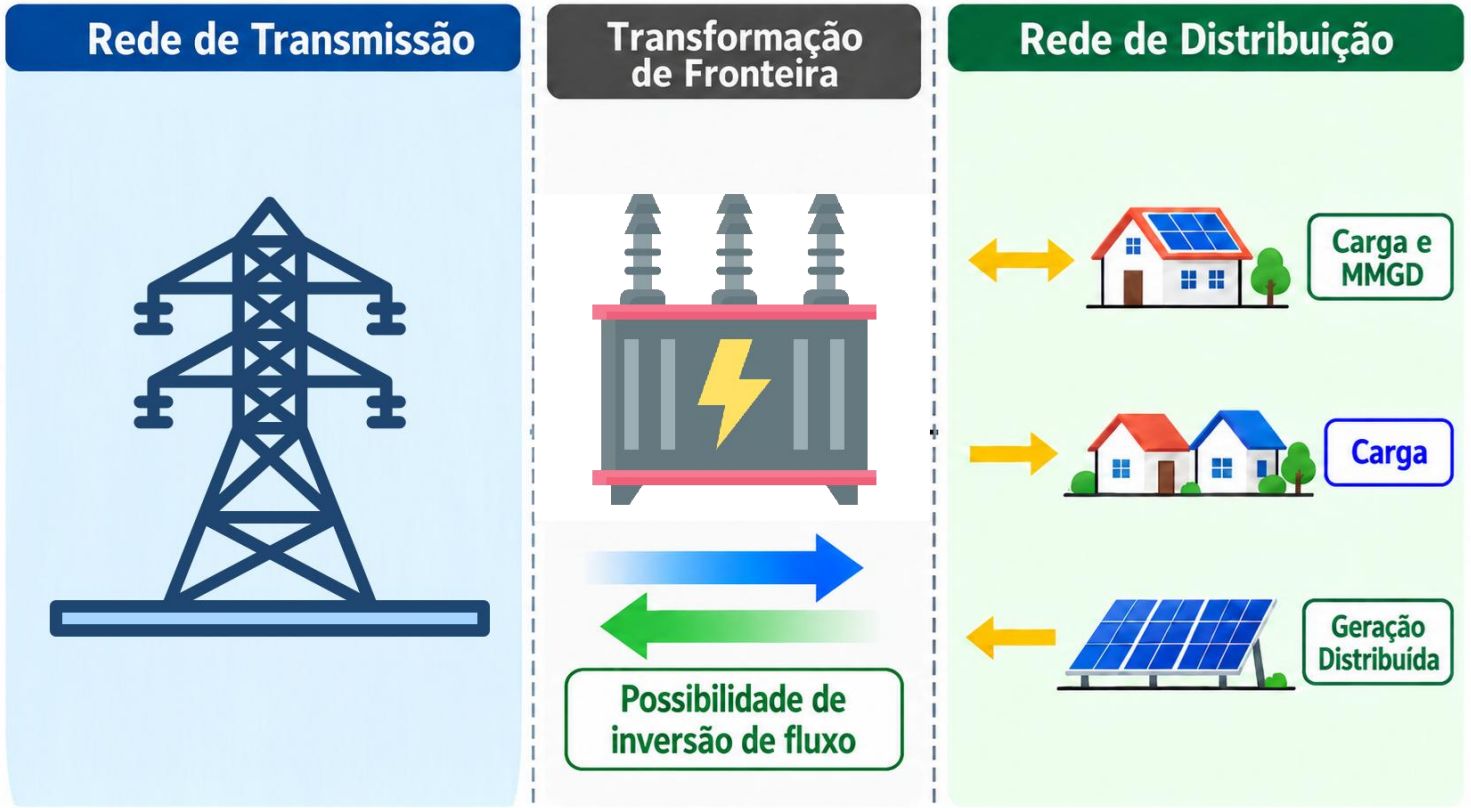
Desafios da expansão da MMGD

- Nos últimos anos, paralelamente ao movimento acelerado de expansão da oferta de geração centralizada, a geração distribuída ganhou maior relevância e passou a constituir outra variável de forte influência sobre o processo de planejamento da transmissão.
- Nesse sentido, cabe destacar o crescimento exponencial da potência instalada em MMGD, que passou de **aproximadamente 5 GW, em 2020**, para mais de **50 GW, em 2026**;
- A MMGD é interessante para o sistema, porém, a sua rápida expansão vem impondo novos desafios ao sistema.



No dia 10/08/25 (Domingo, Dia dos Pais) foi verificada carga mínima líquida negativa no estado de Mato Grosso, de -661 MW.

Desafios da expansão da MMGD



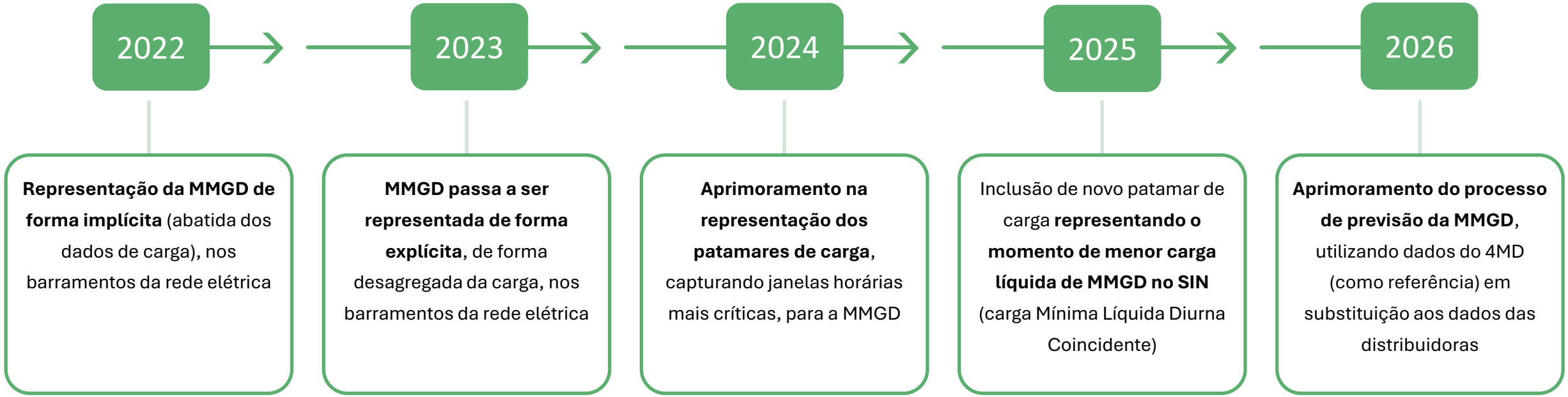
- Sob a ótica da transmissão, são previstas **inversões relevantes de fluxo de potência na fronteira entre as redes de distribuição e transmissão**, podendo motivar investimentos relevantes de reforços nessas transformações.

- Além disso, os desafios relacionados à expansão da MMGD também afetam **a definição das necessidades de recursos adicionais de suporte de potência reativa.**

Desafios da expansão da MMGD

O que a EPE tem feito:

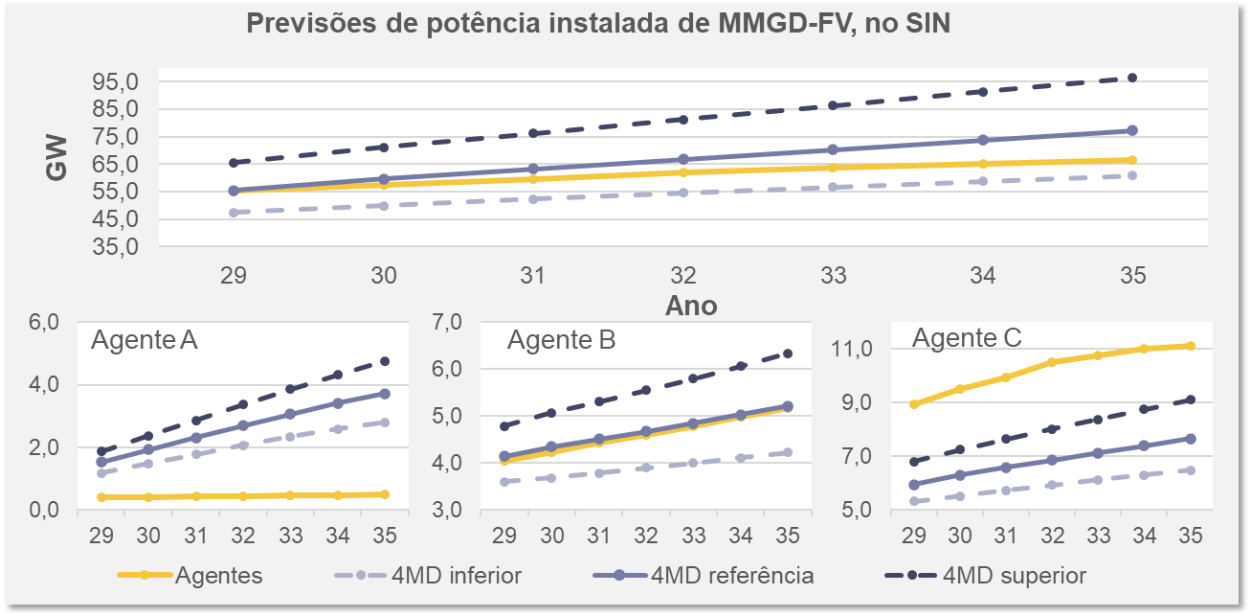
- A evolução da MMGD impôs a necessidade de considerar cada vez mais a MMGD nos estudos elétricos, sobretudo nos estudos prospectivos de transmissão.
- Para isso, houve a necessidade de se aprimorar a representação da MMGD nos estudos. A figura abaixo apresenta o histórico de avanços obtidos no processo de modelagem da MMGD, nos estudos elétricos.



Desafios da expansão da MMGD

Exemplo da aplicação do 4MD:

- Anteriormente, embora, em âmbito nacional, as projeções de MMGD fornecidas pelas distribuidoras apresentassem aderência às projeções do 4MD, eram observadas diferenças pontuais nas previsões de alguns agentes, em regiões específicas.
- Na figura ao lado, é apresentada uma comparação entre os dados recebidos das distribuidoras e as projeções do 4MD, tanto em nível Brasil (SIN) quanto em nível de distribuição, para três agentes identificados como A, B e C, para fins de preservação de sua identidade.
- O agente B apresentou previsão coerente com o 4MD, enquanto os agentes A e C apresentaram projeções significativamente distintas, situadas, respectivamente, abaixo e acima das envoltórias previstas pelo modelo.
- A utilização do modelo 4MD permitirá uniformizar a metodologia de previsão de MMGD entre as diferentes áreas de concessão, contribuindo para maior consistência e confiabilidade da base de dados e para a redução do risco de decisões de expansão da rede baseadas em projeções pouco representativas.
- Projeções específicas fornecidas pelas distribuidoras poderão ser consideradas, desde que devidamente justificadas.



Fonte: Nota Informativa - Base de Dados de Fluxo de Potência PDE 2035

As mudanças mais recentes na modelagem da MMGD visam o aprimoramento do processo de previsão, permitindo a adoção de uma metodologia padronizada para a definição das projeções de expansão

Eventos climáticos extremos e a rede de transmissão

Principais ameaças climáticas e possíveis impactos na transmissão

Ameaça	Possíveis impactos
Altas temperaturas e ondas de calor	Redução da eficiência de linhas e transformadores; aumento do consumo e sobrecarga da rede
Clima seco, calor e ventos	Maior probabilidade de queimadas; deposição de partículas nos isoladores, com risco de curto-circuito; baixa vazão de rios, sobrecarregando a rede para assegurar o atendimento em algumas regiões
Ventos fortes (rajadas)	Danos a estruturas e queda de torres de linhas de transmissão
Chuvas extremas e tempestades	Alagamento de subestações; deslizamentos e enxurradas; descargas atmosféricas
Aumento do nível dos oceanos	Danos e corrosão em estruturas próximas à costa

O que a EPE tem feito:

A resiliência climática passou a constituir um dos eixos centrais do planejamento da expansão da transmissão. Assim, os estudos da EPE passaram a incorporar, além dos aspectos elétricos, energéticos e econômicos tradicionalmente avaliados, análises relacionadas à vulnerabilidade climática, à exposição a riscos físicos e à capacidade de adaptação e recuperação da infraestrutura.

Entre as medidas consideradas destacam-se a revisão das distâncias de segurança em regiões sujeitas a eventos extremos, a definição de traçados e localizações mais resilientes para novas linhas de transmissão e subestações, o aperfeiçoamento dos critérios de projeto das estruturas e a incorporação das características climáticas locais no planejamento da expansão da infraestrutura elétrica.

Não sendo viável operar o sistema livre de riscos, o planejamento busca equilibrar robustez, custos e impactos socioambientais e fortalecer a capacidade de recuperação da rede.

Eventos climáticos extremos e a rede de transmissão

Exemplos de estudos:

EPE, 2020

Metodologia EPE/ONS para avaliação de circuitos simples e circuitos duplos

Critérios para ampliar a resiliência em regiões estratégicas com alta incidência de desligamentos por descargas atmosféricas e queimadas.

EPE, 2024

Reforços para resiliência no sistema de transmissão Acre e Rondônia

Recomendação de operação dos bipolos do Madeira em modo reverso; as obras propostas possibilitam aproximadamente dobrar a capacidade de importação e exportação do subsistema.

EPE, 2025

Região Metropolitana de Porto Alegre: revisão de projetos após as enchentes no Rio Grande do Sul

Reavaliação de traçados e da localização de subestações em áreas sujeitas a inundações e deslizamentos.

EPE, 2025

Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III

Permitirá ampliar a capacidade de importação das regiões Sudeste e Sul, aumentando a resiliência aos eventos climáticos extremos que afetem, especialmente, a disponibilidade da geração hidrelétrica nessas regiões.

EPE, 2026

Atendimento à região sul do Rio Grande do Sul

Estudo com foco em resiliência, com verificação em campo dos locais previstos para as novas instalações.

Instrumentos de referência

Roadmap para o Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas (EPE, 2026)	Plano Clima Adaptação – Plano Setorial de Energia	Plano Nacional de Transição Energética (Plante)

Fonte: EPE (2026), Relatório Síntese do PDE 2036; EPE (2025), Fact Sheet Transmissão e Mudanças Climáticas.

A incorporação dos riscos climáticos aos estudos de expansão orienta traçados, localização de subestações e redundância da rede, sobretudo em sistemas radiais e em regiões mais expostas.

Concessões de transmissão em fim de vigência: rito e prazos do Decreto nº 11.314/2022

- O **Decreto nº 11.314/2022** regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão em fim de vigência;
- Como regra, as concessões em fim de vigência são licitadas; **a prorrogação é admitida quando a licitação se mostrar inviável ou prejudicial ao interesse público**;
- O MME, subsidiado pela EPE e pelo ONS, define melhorias, reforços e novas instalações relacionados à concessão e informa a ANEEL **com antecedência mínima de 36 meses do término contratual**;
- As análises de planejamento associadas a cada contrato precisam, portanto, estar concluídas ao menos três anos antes do término da concessão.

36 meses antes

MME, subsidiado por EPE e ONS, informa à ANEEL melhorias, reforços e novas instalações (art. 3º). Prazo mínimo para o pedido de prorrogação pela concessionária (art. 8º).



Término contratual

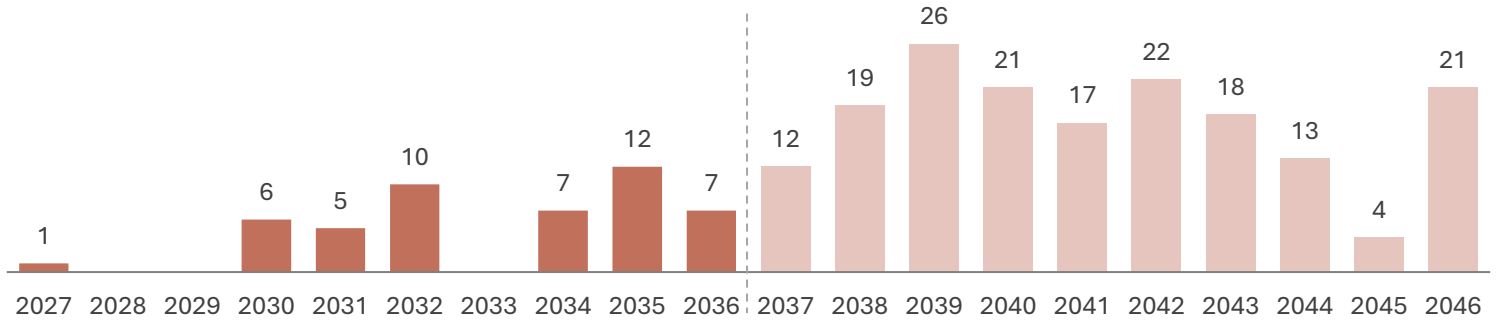
Fim da vigência da concessão.

Fonte: Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022.

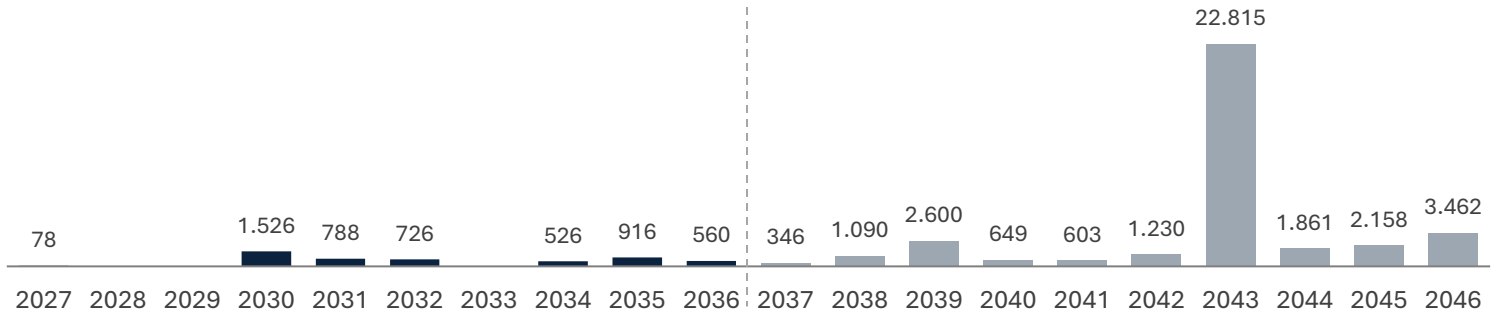
O término de contratos de concessão no horizonte decenal exige que as necessidades da rede associadas a cada concessão sejam avaliadas com antecedência mínima de 36 meses, de forma coordenada entre MME, EPE, ONS e ANEEL.

Contratos de transmissão com término no horizonte decenal

Número de contratos de concessão por ano de término



RAP dos contratos por ano de término (R$ milhões, ciclo 2026–2027)



Fonte: Elaboração EPE, com dados de ANEEL (Anexo I – RAP do ciclo 2026–2027 e relação de contratos de concessão de transmissão).
Nota: RAP homologada para o ciclo jul/2026 a jun/2027; contratos agrupados pelo ano da data de término da vigência.

R$ 54,83 bilhões

é a RAP total dos 356 contratos considerados no ciclo 2026–2027.

48 contratos

terminam entre 2027 e 2036, com RAP somada de R$ 5,12 bilhões.

18 contratos em 2043

Destes, 9 contratos estão associados às concessões prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 (conversão da MP 579/2012), e somam R$ 22,24 bilhões.

Entre 2027 e 2036, 48 contratos de concessão de transmissão chegarão ao término. Considerando a necessidade de manifestação do planejamento com 36 meses de antecedência, será necessário analisar, no horizonte deste ciclo, 105 contratos com término previsto até 2039.

Contratos de transmissão com término no horizonte decenal

O que a EPE tem feito:

- Para 2026, estão previstas análises relativas a 6 contratos vincendos em 2030 nas regiões Centro-Oeste (095, 096 e 097/2000), Sudeste (079/2000) e Sul – Santa Catarina (088/2000), além de Campinas, Bom Jardim e Itatiba (040/2000). Os estudos associados serão concluídos em 2027, portanto, com 36 meses de antecedência em relação ao fim da vigência desses contratos, conforme o Decreto nº 11.314/2022.

- Esses estudos são fundamentais para garantir que a transição entre contratos ocorra sem riscos de descontinuidade e que os reforços necessários sejam devidamente planejados e implementados.

- De forma geral, a abordagem envolve considerar a substituição de ativos em final de vida útil física, a modernização tecnológica e a incorporação de soluções inovadoras, como as GETs (Grid Enhancing Technologies), a exemplo dos dispositivos FACTS, sistemas DLR e condutores especiais, e outras soluções tecnológicas, incluindo sistemas de armazenamento por baterias. Essas tecnologias permitem aumentar a flexibilidade operacional, otimizar a capacidade das linhas e reduzir gargalos, tornando o sistema mais resiliente e eficiente.

PDE 2036

Planejamento com inovação

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA GOVERNO DO BRASIL DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Inovações no planejamento do SIN



O mundo está passando por um processo de transformação energética acelerada, com crescimento de fontes renováveis e cargas especiais, como *data centers*, o que exige que o sistema de transmissão seja planejado de forma cada vez mais sofisticada, combinando soluções convencionais com inovações tecnológicas.

Tecnologia VSC em Transmissão de Longa Distância e Back-to-Back

Transição das tecnologias tradicionais baseadas em tiristores (LCC - *Line Commutated Converter*) para conversores de fonte de tensão (VSC - *Voltage Source Converter*) de **alta flexibilidade** que permitem **controle bidirecional e independente de potência** (ativa e reativa), **operação em redes fracas** e ***black start*** (operação ilhada em situação de contingência ou recomposição do sistema).

- **Bipolo Nordeste II (Interligação Regional)**: Recomendação de um corredor estrutural em corrente contínua HVDC VSC, 3.000 MW e 2.500 km interligando o Nordeste ao Sudeste/Paraná.

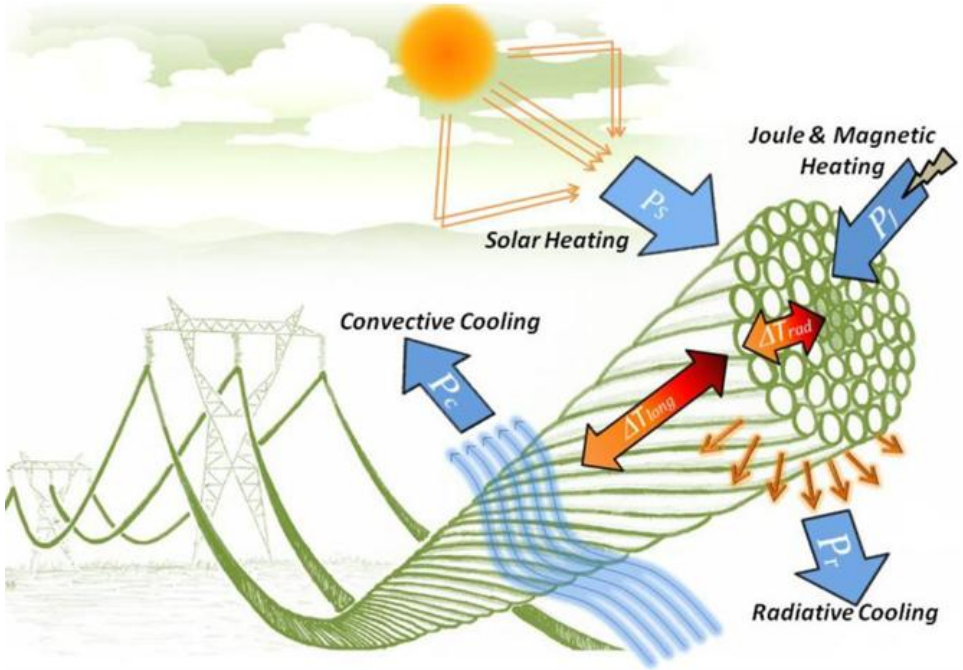
- **Interconexão Internacional Brasil-Bolívia** (Estação Conversora Corumbá 2): Solução em configuração Back-to-Back baseada em tecnologia VSC-MMC, 420 MW, para o acoplamento de sistemas assíncronos (60 Hz no Brasil e 50 Hz na Bolívia).

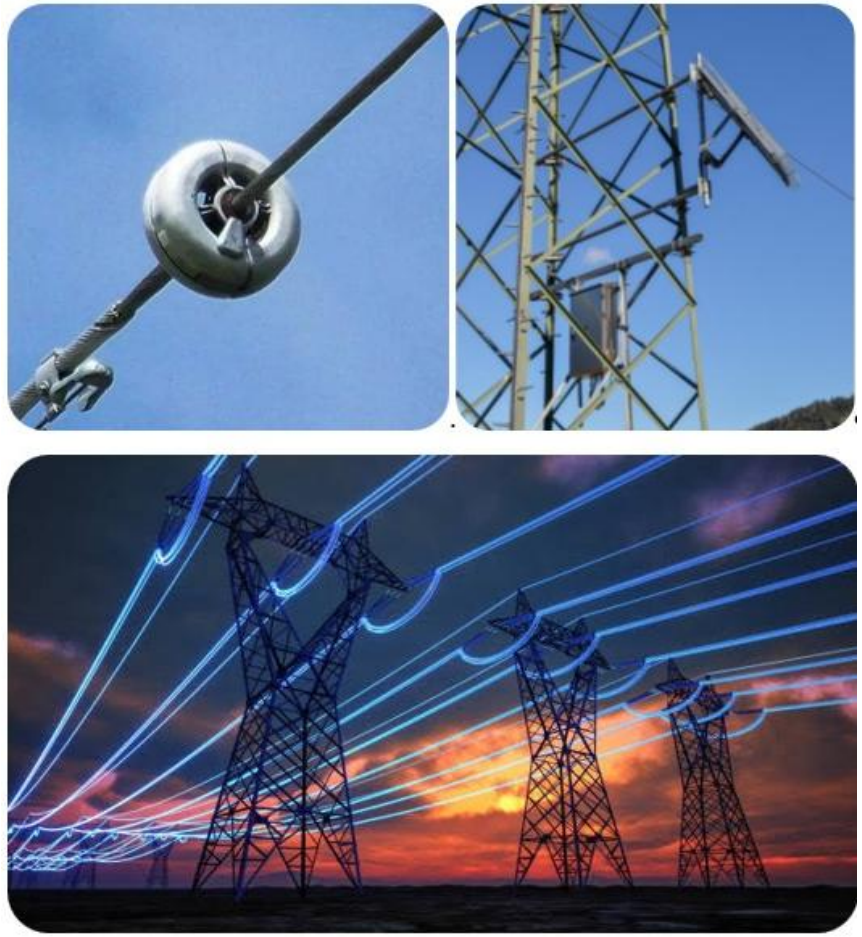


Tecnologias de Otimização da Rede Existente

GETs (Grid Enhancing Technologies)

- **Sistema DLR (*Dynamic Line Rating*)**: Implantação pioneira de sensores inteligentes na LT 138 kV Mogi Guaçu – São João da Boa Vista II. Substitui a modelagem estática sazonal pelo monitoramento em tempo real de variáveis climáticas (vento, temperatura e radiação).





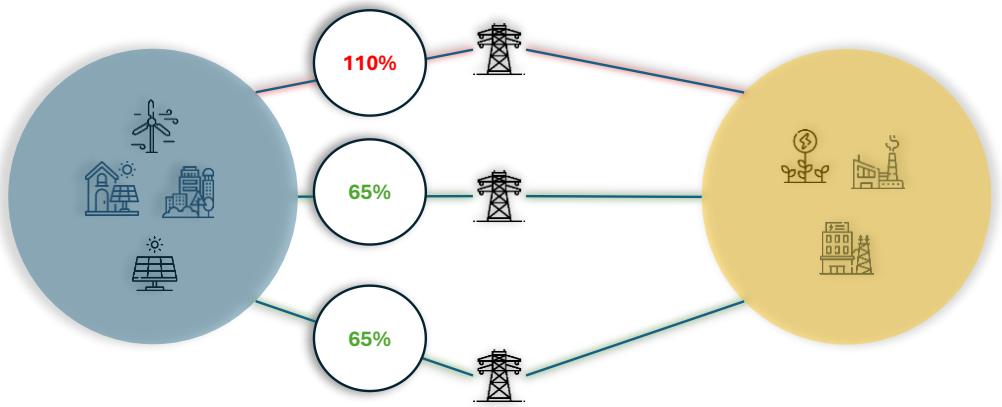
Inovações no planejamento do SIN

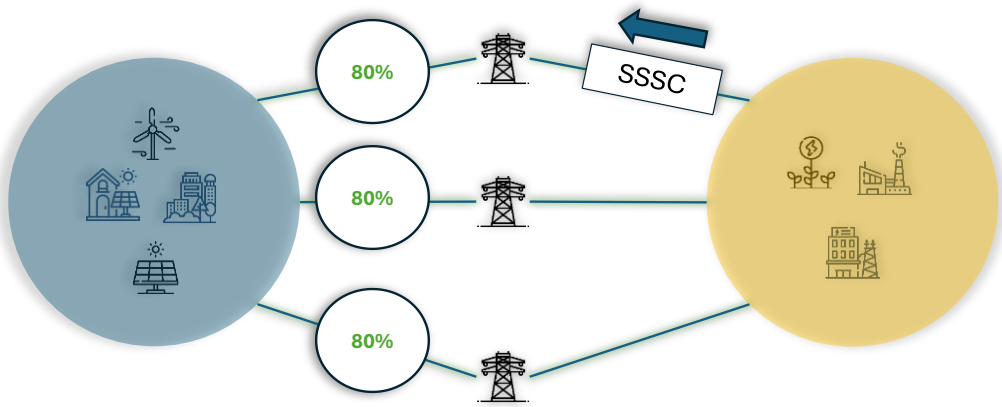
Tecnologias de Otimização da Rede Existente

GETs (Grid Enhancing Technologies)

- **Tecnologia FACTS – SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*):** Instalação de dispositivo de eletrônica de potência série para o controle dinâmico e direcionamento do fluxo de potência ativa nas linhas do sistema. Evita sobrecargas em circuitos específicos e otimiza a malha existente. Recomendações recentes para o sistema elétrico de São Paulo, envolvendo linhas de transmissão de 138 kV e 345 kV.







Nota: As figuras acima são meramente ilustrativas.

Tecnologias de Otimização da Rede Existente

GETs (Grid Enhancing Technologies)

• **Recapacitação com Condutores Especiais HTLS (*High Temperature Low Sag*):** O uso de condutores de alta capacidade térmica e baixas perdas pode atuar de forma sinérgica com o DLR e o SSSC, eliminando a necessidade de abertura de novas faixas de servidão.



Condutores “especiais” são aqueles que podem operar a maiores temperaturas e/ou menores flechas - se comparados aos “convencionais” (ACSR, AAAC, ACAR etc.) de mesmo diâmetro. Por vezes são chamados de cabos **HTLS** (*High Temperature Low Sag*).



Existem diversos tipos de cabos HTLS no mercado internacional. Alguns exemplos são: T-ACSR, ACSS, ACCR, ACCC, ACFR, AECC etc.

Nicho Principal

- ✓ Recapacitações
- ✓ Linhas com poucos cabos (1 - 2 se CS / 1 se CD)
- ✓ Linhas de menor tensão (≤ 345 kV)
- ✓ Linhas curtas
- ❖ Deve ser verificado caso a caso, pois há exceções
- ❖ Dificuldades socioambientais/fundiárias

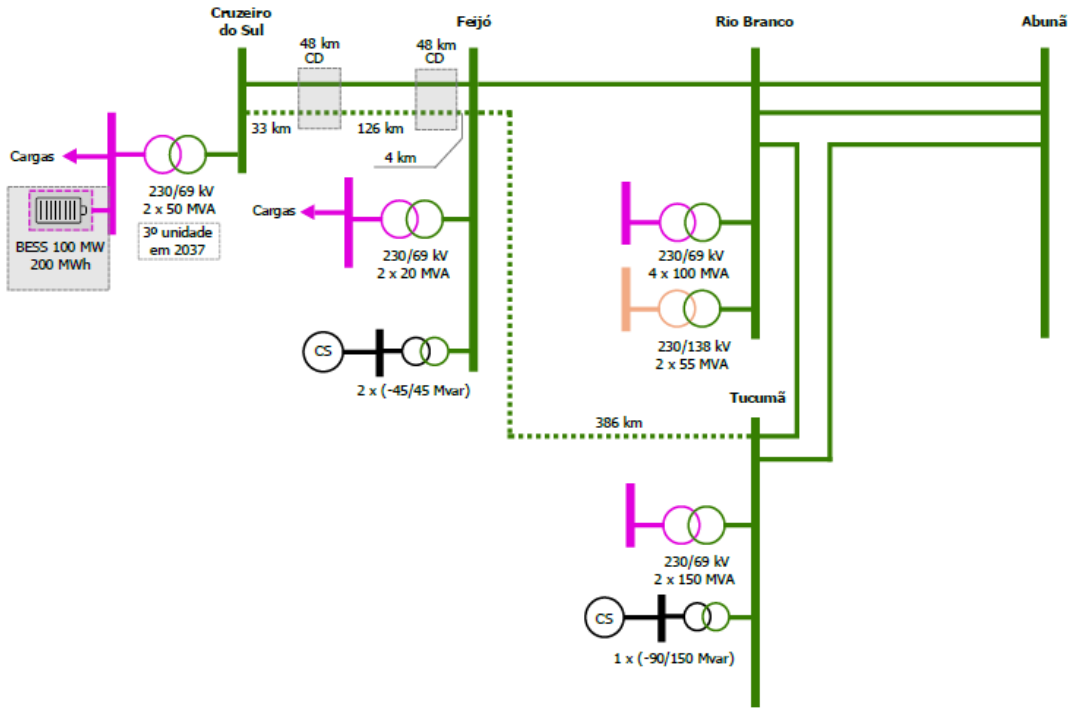
Inovações no planejamento do SIN

Armazenamento por Baterias (BESS) com Inversores *Grid-Forming*

Recomendação inédita de BESS na Rede Básica do SIN para mitigação de vulnerabilidades sistêmicas no corredor Tucumã–Feijó–Cruzeiro do Sul, localizado no estado do Acre.

• **Configuração Técnica do BESS**: Implantação na SE Cruzeiro do Sul (69 kV) de um banco de baterias em larga escala de 100 MW / 200 MWh, capaz de suportar integralmente a demanda local por até duas horas em cenários de contingência radial.

• **Inovação de Controle (*Grid-Forming*)**: Diferentemente dos inversores convencionais (*Grid-Following*), os inversores instalados possuem a capacidade de estabelecer autonomamente a referência de tensão e frequência. Permite a operação "ilhada" e instantânea da rede local.



Além de fortalecer a resiliência do sistema elétrico, observadas as características e necessidades de cada região, os sistemas de armazenamento podem ampliar a flexibilidade operacional e facilitar a integração de fontes renováveis variáveis.

PDE 2036

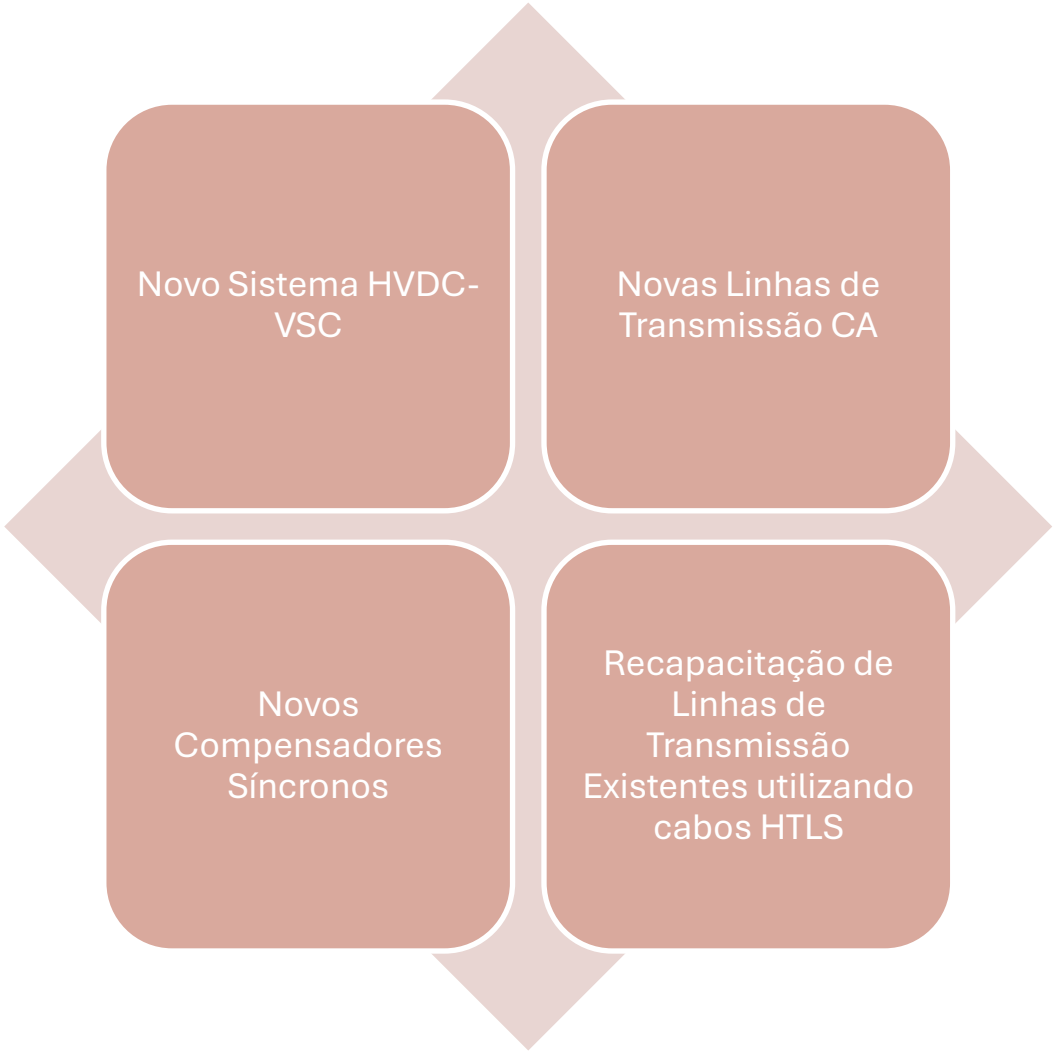
Estudos em destaque

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Estudo da expansão das interligações regionais

- O estudo constitui a conclusão de um conjunto de análises e recomendações, iniciadas em 2021 pela EPE, a partir de um amplo diagnóstico das interligações regionais;
- Os principais objetivos definidos para o estudo foram:
  - ✓ **Ampliar a capacidade de exportação da Região Nordeste para 24 GW**, criando condições de transmissão para o alcance de capacidade instalada em geração renovável de até 60 GW na região Norte/Nordeste até o ano 2033, proporcionando aumento de 33% da capacidade instalada em operação atual; e
  - ✓ **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.
- Os principais desafios do estudo consistiram na avaliação de diferentes cenários de carga e geração futuros, bem como na comparação de diferentes soluções tecnológicas aplicáveis às necessidades da rede;
- Foram estudadas, ao todo, 11 alternativas técnicas, incluindo soluções em corrente alternada (CA) até o nível de tensão de 1.000 kV e soluções em corrente contínua (CC) em configuração ponto a ponto e multiterminal utilizando as tecnologias LCC e VSC.

Após a análise dos diferentes cenários e alternativas de solução, foi recomendada a solução que melhor equilibra desempenho técnico, flexibilidade operativa, viabilidade de implantação e custos.



Fonte: EPE (2025), Relatório EPE-DEE-RE-071-2025.

Estudo da expansão das interligações regionais

- A solução recomendada contempla:
  - ✓ Um novo sistema HVDC-VSC 600 kV 3 GW, denominado Bipolo Nordeste II, com linha de transmissão aérea de ~2.500 km, interligando as subestações Angicos (RN) e Itaporanga 2 (SP/PR).
  - ✓ Ampliações em CA para escoamento de potência, incluindo novas linhas de transmissão, recapacitações e novas transformações;
  - ✓ Novos elementos de compensação síncrona variável nas regiões Nordeste e Sudeste (7 x -200/+300Mvar).



➢ **Investimentos previstos**

Até 2033: R$ 25 bilhões em obras determinativas

(dos quais, cerca de R$ 17,1 bilhões, estão diretamente associados ao sistema HVDC-VSC)

Até 2035: R$ 1,5 bilhão em obras indicativas

Fonte: EPE (2025), Relatório EPE-DEE-RE-071-2025.

Estudo da expansão das interligações regionais

A solução recomendada configura expansão estrutural de infraestrutura, cujos principais benefícios são:

PERMITIR INTEGRAÇÃO DE NOVOS PROJETOS NA REGIÃO NORDESTE

- As obras recomendadas reduzem restrições elétricas* atuais que limitam a operação e a conexão de novos projetos;
- Assim, amplia-se a margem para conexão de novos projetos de geração, carga e armazenamento de energia.

* Incluindo colapso de tensão no RN.

AUMENTAR A SEGURANÇA NO ATENDIMENTO À DEMANDA

- As obras ampliam a capacidade de importação das regiões Sudeste e Sul;
- Assim, contribuem para assegurar o atendimento ao crescimento orgânico da demanda das regiões, no período decenal.

FORNECER FLEXIBILIDADE PARA ACOMODAÇÃO DE DIFERENTES CENÁRIOS DE EXPANSÃO FUTUROS

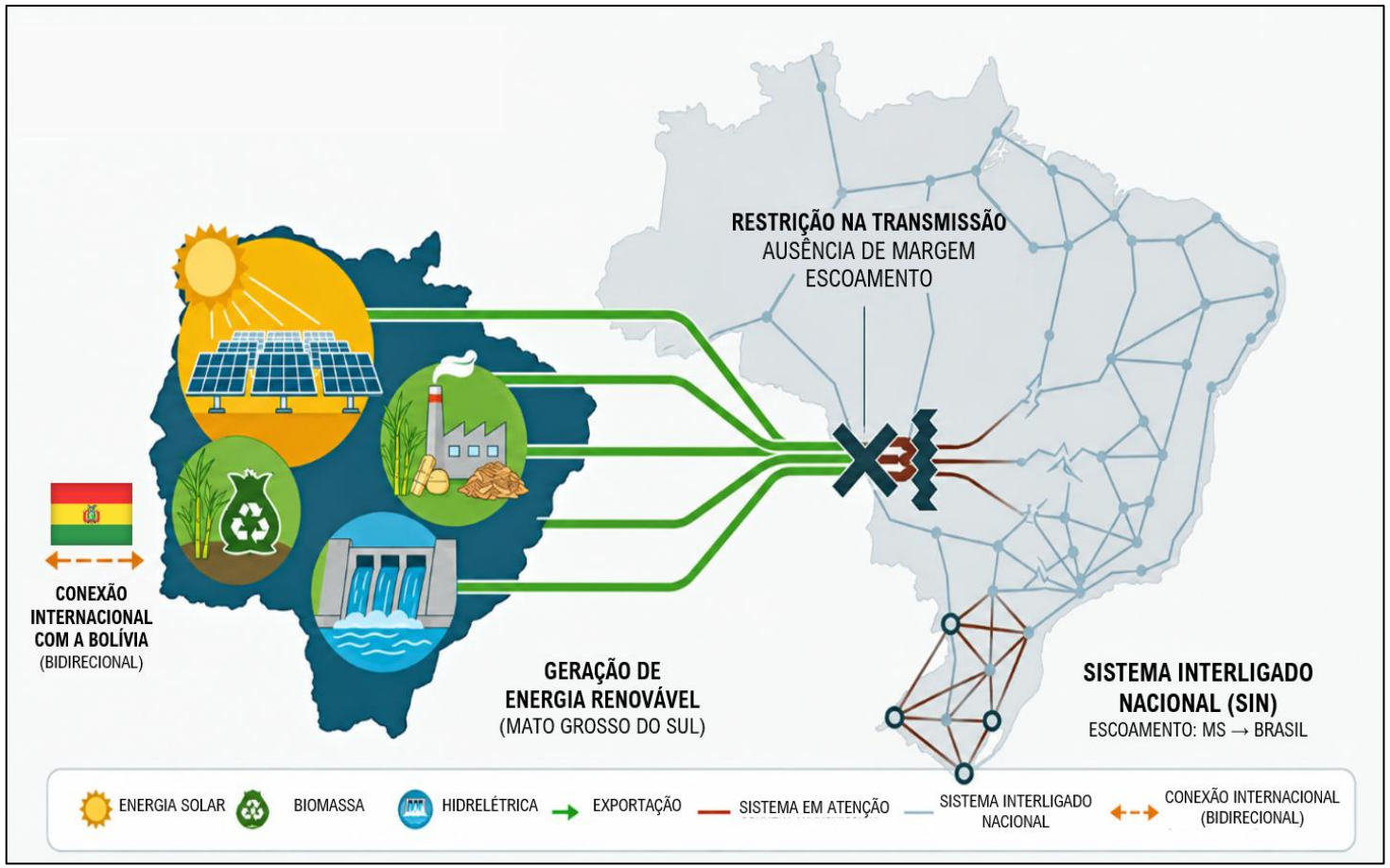
- As obras facilitam a gestão integrada dos recursos energéticos disponíveis no SIN, permitindo a conexão de novos projetos de carga eletrointensivos e de geração, nos diferentes sistemas regionais.

AUMENTAR A RESILIÊNCIA DO SIN

- As obras fortalecem a segurança do suprimento de energia em condições hidrológicas adversas, ao permitir maior exploração dos excedentes de geração renovável da região Nordeste;
- Assim, reduz-se, nessas condições, a dependência de flexibilizações de limites de intercâmbios.

Fonte: EPE (2025), Relatório EPE-DEE-RE-071-2025.

Estudo de conexão internacional Brasil-Bolívia



Fonte: EPE (2025), Relatório EPE-DEE-RE-052-2025.

Contexto

- Em 2024, os governos brasileiro e boliviano assinaram um **memorando de entendimento sobre cooperação internacional**. O documento previa, entre outros, a conexão dos sistemas de transmissão elétrica dos países.
- O estado do Mato Grosso do Sul possui grande potencial de geração solar, biomassa e hidrelétrica. O perfil do estado é majoritariamente **exportador.** O crescimento acelerado dessas fontes tem provocado alguns gargalos no sistema de transmissão do estado.
- Portanto, tornou-se necessário avaliar soluções integradas que possibilitem tanto a **conexão internacional** quanto a **exportação dos excedentes de energia do MS**.

Como a Bolívia opera em 50 Hz, foi necessária a instalação de uma conversora *Back-to-Back* para possibilitar o intercâmbio de energia entre os sistemas que operam em frequências distintas (60 Hz no Brasil).

Estudo de conexão internacional Brasil-Bolívia

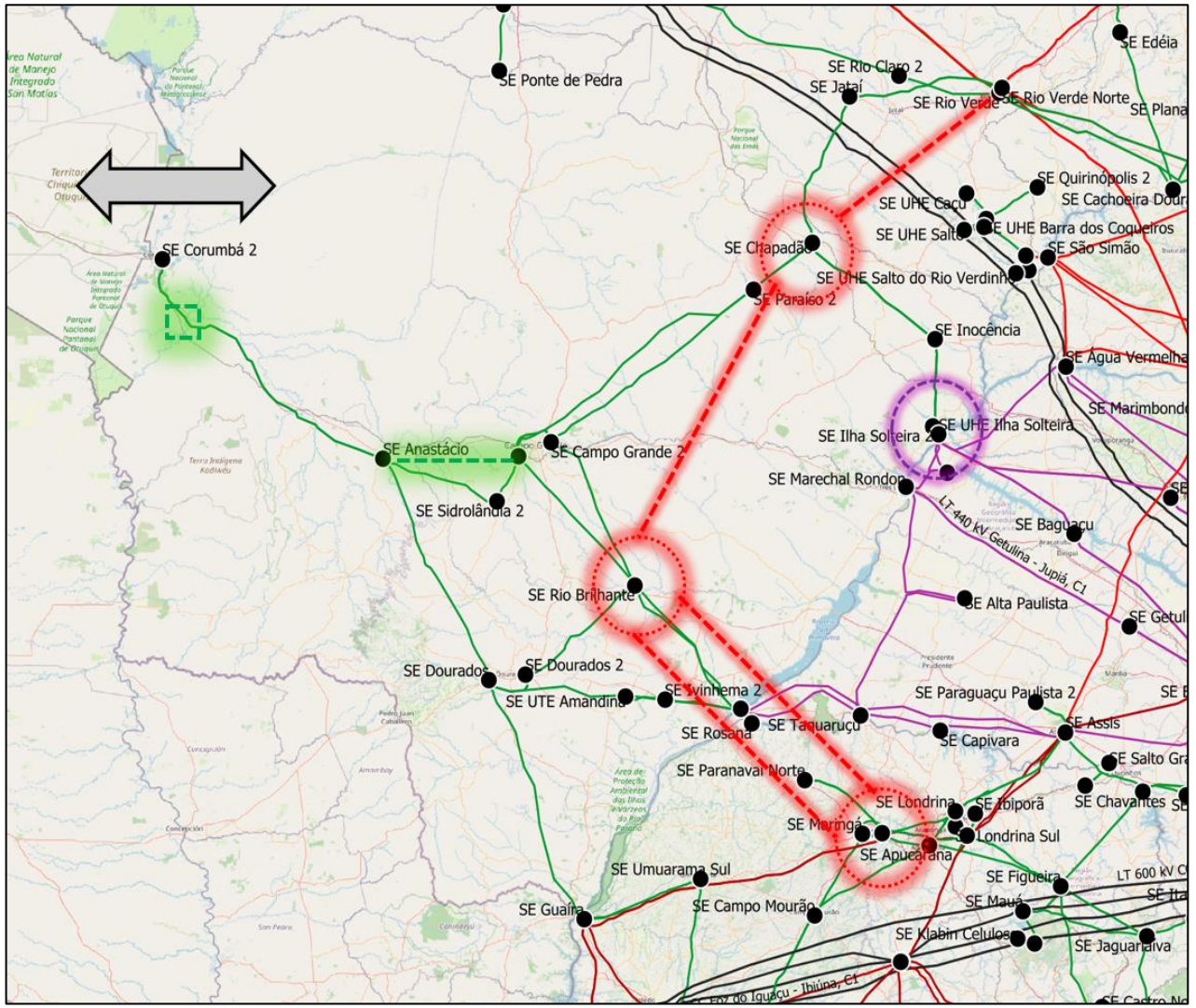
Resultados do Estudo – Solução Proposta

- Foram analisadas alternativas de expansão em diferentes níveis de tensão.
- A solução vencedora contempla um **eixo de 500 kV, inédito no MS, que parte de Rio Verde (GO) em direção a Sarandi (PR).**
- As obras associadas à conexão internacional incluem uma conversora *Back-to-Back* **de 420 MW**; compensações série e paralela; e nova LT 230 kV. O conjunto de obras possibilita o **intercâmbio bidirecional** entre os países.

R$ 7,06 bilhões
em investimentos

2032
Prazo para entrada em operação das obras

971 km
de novas linhas de transmissão



Nota: Estima-se que os investimentos associados apenas às instalações de interligação somem R$ 2,79 bilhões.

Fonte: EPE (2025), Relatório EPE-DEE-RE-052-2025.

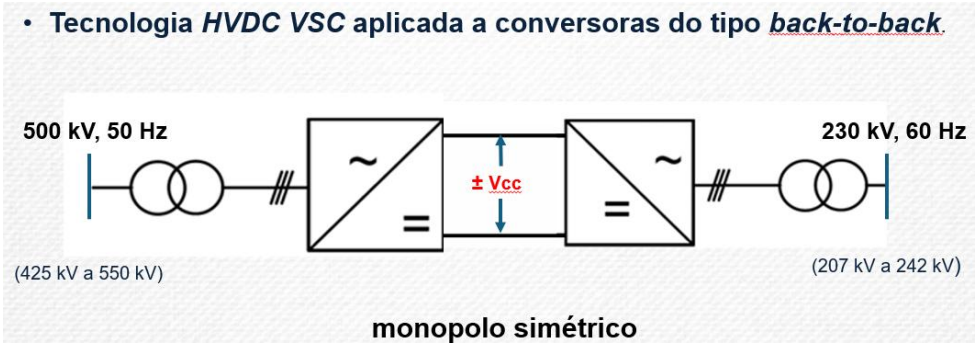
Estudo de conexão internacional Brasil-Bolívia

Resultados do Estudo – Detalhamento do BtB

- Robustez frente a distúrbios: ocorrência de faltas na rede do Brasil ou da Bolívia, quando interligadas através do **BtB**, não inviabilizam a operação.
- Estudos de EMT realizados pelo planejamento, com modelo de **BtB** VSC genérico desenvolvido em parceria com a COPPE/UFRJ.
- Controle independente de potência ativa e reativa, característica da tecnologia VSC.
- Flexibilidade operacional: **BtB** tem opção de operar sem interligação, no modo **STATCOM**, contribuindo para regular de forma independente a tensão nas redes do Brasil e da Bolívia.
- **BtB** tem possibilidade de execução de **Black Start**, contribuindo na recomposição da operação das redes vizinhas, do Brasil ou da Bolívia, na ocorrência de blackouts.



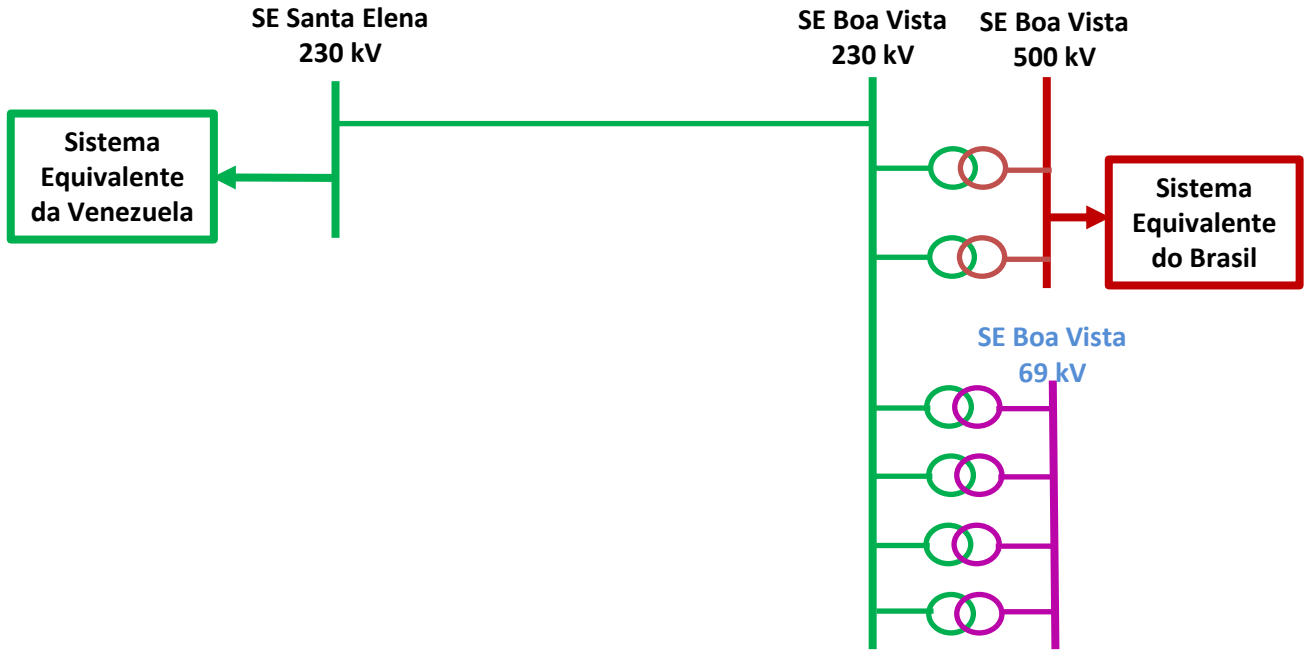
Tecnologia consolidada internacionalmente



Avaliação conceitual da integração elétrica Brasil-Venezuela após a interligação de Roraima ao SIN

Contexto

- A interligação Brasil–Venezuela, composta pela **LT 230 kV Boa Vista-Santa Elena**, foi concebida no passado para atender Roraima enquanto sistema isolado.
- Com a **conexão de Roraima ao SIN,** no final do ano de 2025, a eventual operação síncrona dos sistemas brasileiro e venezuelano teve de ser analisada à luz de importantes desafios para a segurança operativa.
- Os principais desafios identificados são:
  - Diferenças nos requisitos de regulação de frequência: banda morta de ±0,04 Hz no Brasil, frente a ±0,3 Hz na Venezuela.
  - Dificuldade de controle de fluxo na interligação: perturbações em um sistema provocam variações de fluxo e de geração no outro, com risco de desligamentos e corte de carga.
  - Oscilações de baixa frequência entre máquinas do Brasil e da Venezuela.

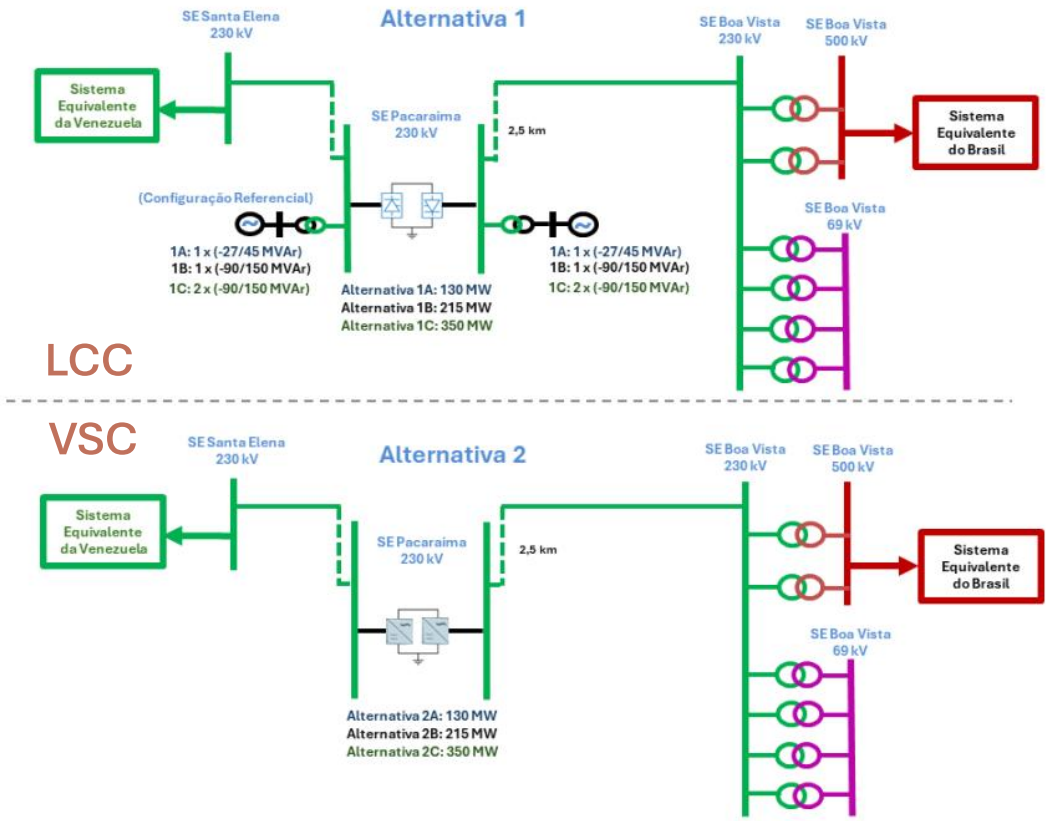


A operação síncrona Brasil - Venezuela após a integração de Roraima ao SIN apresenta desafios operativos relevantes, cuja mitigação dependeria de adequações nos sistemas e de coordenação com a Venezuela

Avaliação conceitual da integração elétrica Brasil-Venezuela após a interligação de Roraima ao SIN

Alternativas Analisadas

- De forma a permitir a manutenção da interligação entre Brasil e Venezuela nesse novo contexto, foram avaliadas **alternativas conceituais** que permitissem a operação segura da interligação por meio de uma ligação assíncrona, viabilizada por uma conversora *back-to-back,* que eliminaria ou mitigaria os desafios identificados.
- Foram avaliadas **3 possibilidades de potência para a conversora *back-to-back***: 130 MW, 215 MW e 350 MW, considerando duas tecnologias: LCC e VSC, totalizando **seis alternativas**.
- A implantação de uma conversora na nova SE Pacaraima com tecnologia VSC **foi a alternativa de melhor desempenho técnico-econômico** para todas as potências avaliadas. Apesar do custo mais elevado da conversora VSC, ela dispensa a implantação de compensação síncrona, essencial para a operação adequada da tecnologia LCC em redes fracas, como é o caso.



130 – 350 MW
Intervalo de potência da conversora analisados

R$ 1,97 – 2,21 Bilhões
em investimentos (a depender da potência)

O estudo conceitual aguarda a recepção de informações detalhadas do sistema venezuelano, sem os quais algumas simulações de desempenho não podem ser realizadas. Essas informações são imprescindíveis para atestar a viabilidade de cada uma das opções e para a definição da potência mais adequada da conversora.

Estudo prospectivo para inserção de cargas eletrointensivas na Região Nordeste

Contexto

- Por meio de ofício encaminhado à EPE no início de 2025, o Ministério de Minas e Energia – MME definiu as diretrizes para a realização de estudo de expansão da transmissão, com o objetivo de aumentar **em até 4 GW** a capacidade existente de conexão de carga na região Nordeste.
- Nesta região, as plantas relacionadas à **indústria do hidrogênio e de *data center*** têm se destacado.
- De acordo com os dados relativos aos processos de acesso junto ao MME, realizados até dezembro de 2025, os estados **do Ceará e Piauí** se destacavam como os de maior montante de demanda pretendida para cargas eletrointensivas.
- As indústrias de *data centers* e de hidrogênio têm se desenvolvido rapidamente, porém, **ainda há incertezas quanto ao seu ritmo de evolução**, com rebatimentos no processo de planejamento da transmissão.

Solicitação do MME realizada em contexto de política pública ampla, com participação de vários ministérios

Fonte: EPE (2026), Relatório EPE-DEE-RE-014-2026.

Premissas do estudo

Estudo Locacional

O estudo locacional indicou os pontos de **Pecém(CE) e Parnaíba(PI)** como os preferenciais para expansão, minimizando arrependimentos.

Aumento de Carga de 4 GW

Solução flexível que permita um total adicional de 4 GW de carga concentrada

Carga Inicial Considerada

588 MW de *data centers* com CUST assinado na região de Pecém
Data de Ref: mar/2026

Carga + Renováveis

Solução capaz de eliminar a restrição de fluxo RN → CE / PI, de forma a v**iabilizar a carga de forma concomitante** a elevados fatores de capacidade de **renováveis no RN, CE e PI**

Estudo prospectivo para inserção de cargas eletrointensivas na Região Nordeste

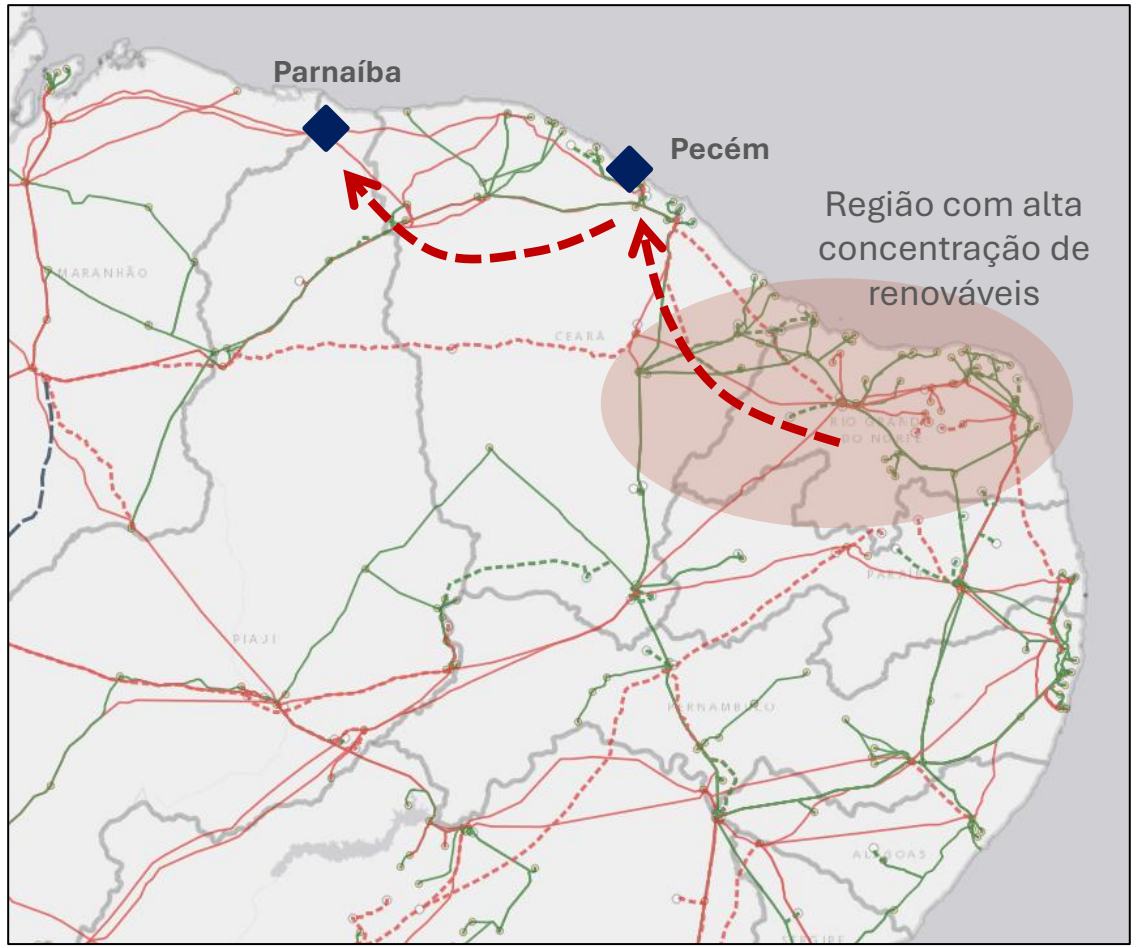
Resultados do Estudo – Solução Proposta

- Foram analisadas **12 alternativas** de expansão em 500 kV.
- Solução contempla nova SE 500 kV Pecém IV, dimensionada de forma adequada para funcionar como **hub de conexão** para novos projetos na região de Pecém.
- Solução permite adição total de 4 GW de carga em Pecém ou Parnaíba, **em qualquer combinação**.

R$ 5,7 bilhões
em investimentos

2032
Prazo para entrada em operação das obras

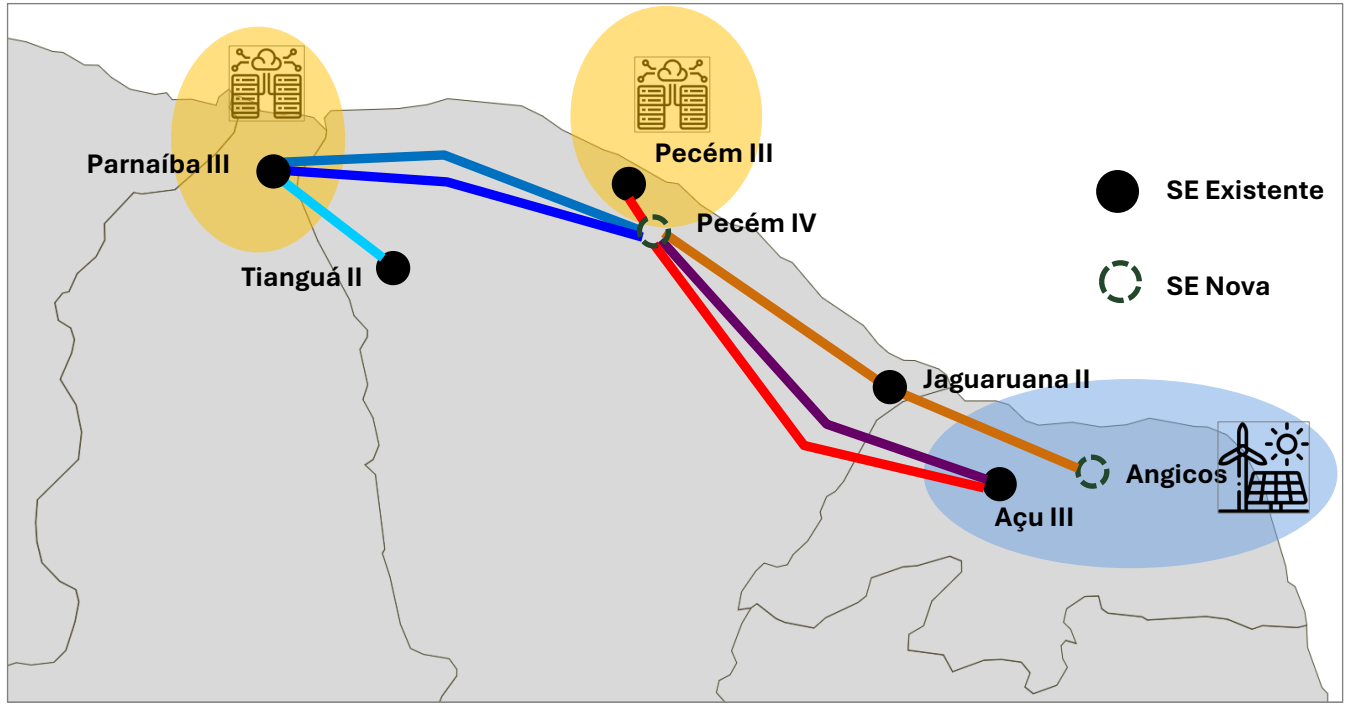
1.848 km
de novas linhas de transmissão



Fonte: EPE (2026), Relatório EPE-DEE-RE-014-2026.

Estudo prospectivo para inserção de cargas eletrointensivas na Região Nordeste

Obra	Condicionante para implantação
Conjunto 1	Carga (Pecém + Parnaíba) **até 1500 MW**
Conjunto 2	Carga (Pecém + Parnaíba) **≥ 1500 MW**
Conjunto 3	Carga (Pecém + Parnaíba) **≥ 2600 MW**
Conjunto 4	Carga Parnaíba **≥ 500 MW**
Conjunto 5	Carga Parnaíba **≥ 1500 MW**
Conjunto 6	Carga Parnaíba **≥ 2500 MW**



Fonte: EPE (2026), Relatório EPE-DEE-RE-014-2026.

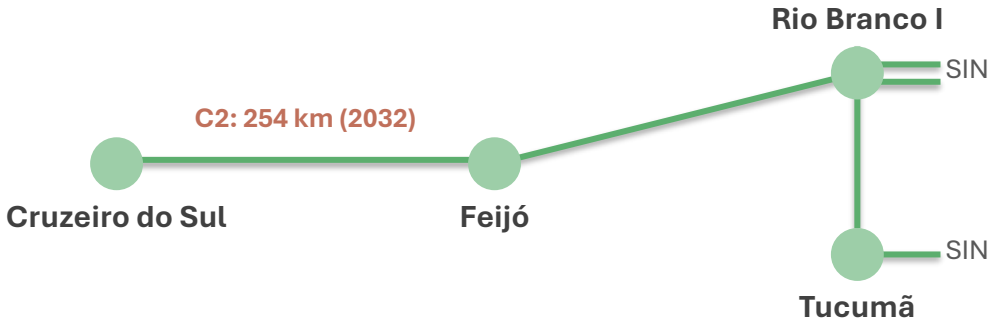
Novidade: solução flexível e escalonável

- O estudo prospectivo inova ao trazer um conjunto de obras amplo e com visão de longo prazo, que pode ser **implantado em etapas,** mediante condicionantes (gatilhos) relacionados aos montantes de carga, como indicado na figura.
- Isso permite que o ONS considere todo o conjunto de obras nas análises de acesso, **abrindo margem** para a conexão de plantas de consumo em potencial.
- A decisão de prosseguir com a outorga de cada conjunto de obras, porém, fica **condicionada à assinatura de Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST)** pelos agentes interessados.

Essa estratégia fornece segurança alocativa dos investimentos, tanto para o Poder Concedente quanto para os empreendedores de cargas eletrointensivas, com uso racional da nova infraestrutura de transmissão.

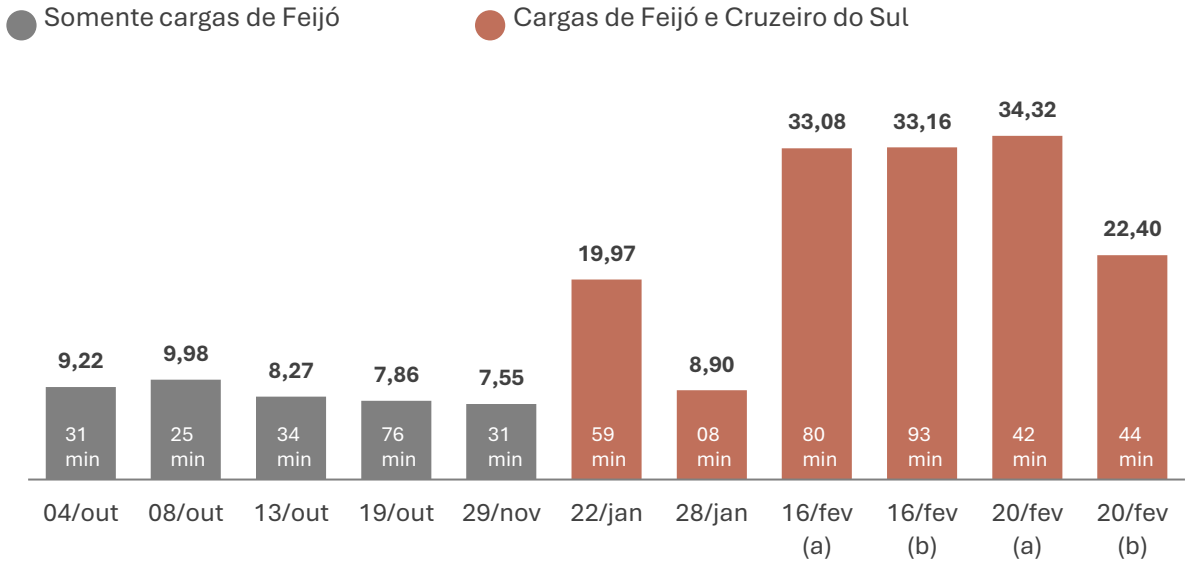
Feijó e Cruzeiro do Sul: atendimento radial e histórico de interrupções

Situação atual do atendimento às cargas do estado do Acre (LTs 230 kV)



- Feijó foi integrada ao SIN em jun/2023 e Cruzeiro do Sul em dez/2024, por linhas de 230 kV em circuito simples;
- O atendimento em critério N faz com que contingências no eixo Rio Branco – Feijó – Cruzeiro do Sul resultem em corte de carga;
- O contrato das termelétricas locais se encerrou em set/2025.

Corte de carga por interrupção, out/2024 a fev/2025 (MW)



Energia não suprida nas 11 ocorrências valorada em **R$ 1.462.557,30**, ao custo do déficit de R$ 8.327,76/MWh, referente ao ano de 2025 (CCEE, 2025).

A integração recente ao SIN por eixo radial, atendido em critério N, e o encerramento do contrato das termelétricas locais expuseram as cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul a interrupções recorrentes e motivaram estudo específico para aumento da confiabilidade.

Fontes: EPE (2025), Relatório EPE-DEE-RE-021-2025 e Nota Técnica EPE-DEA-SMA-004/2025.

Feijó e Cruzeiro do Sul: armazenamento conjuntural e reforço estrutural em 230 kV

Alternativa recomendada para o atendimento ao estado do Acre (Alternativa 4)



100 MW / 200 MWh
SAEB formador de rede (2028)

640 km
novas LTs em 230 kV (2032)

R$ 925,22
milhões de investimento total

Plano de obras da alternativa recomendada

Etapa	Obra	Ano
Conjuntural	SAEB 100 MW / 200 MWh, formador de rede (grid-forming), na SE Cruzeiro do Sul 69 kV	2028
Estrutural	LT 230 kV Tucumã – Feijó C1, circuito simples, 386 km	2032
Estrutural	LT 230 kV Feijó – Cruzeiro do Sul C2: 158 km em circuito simples e 96 km em estruturas de circuito duplo existentes	2032
Estrutural	Adequação do arranjo da SE Rio Branco I (vãos de 230 kV de BPT para BD4)	2027 e 2032
Estrutural	3º ATF 230/69 kV, 50 MVA, na SE Cruzeiro do Sul	2037

Investimento total de **R$ 925,22 milhões**: R$ 230,48 milhões no SAEB (conjuntural) e R$ 694,74 milhões nas obras de rede (estrutural).

A Alternativa 4 apresentou o mínimo custo global; as demais alternativas tiveram custo relativo entre 102,2% e 111,3%.

A alternativa recomendada aproveita os trechos com estruturas de circuito duplo já existentes, evitando novas torres na Terra Indígena Campinas/Katukina, e o SAEB assegura o atendimento às cargas até a entrada da solução estrutural.

Fontes: EPE (2025), Relatório EPE-DEE-RE-021-2025 e Nota Técnica EPE-DEA-SMA-004/2025.

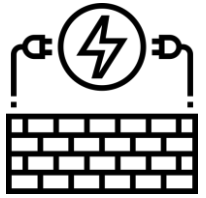
Reforço do Sistema da Região Central da Cidade de São Paulo – Parte II

Motivação e Contexto



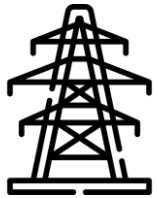
Crescente demanda por eletricidade na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP)

A RMSP concentra um elevado consumo de eletricidade pela indústria, de serviços e de centros de dados, o que aumenta a criticidade dos corredores de transmissão.



Crescimento da Demanda e Novas Cargas Especiais

Os *data centers* exigem grandes blocos de potência, o que aumenta o fator de carga e demanda alta confiabilidade e qualidade de energia



Restrições do Sistema de Transmissão

Margens operacionais reduzidas no corredor de transmissão aumentam o risco de violações térmicas e interrupções sob condições de contingência.



Carga + Energia Limpa

Solução capaz de eliminar a restrição de fluxo no corredor de 345 kV MG → SP, de forma a viabilizar o atendimento de cargas de *data centers* na Região Metropolitana de São Paulo através do excedente de renováveis de MG

Fonte: EPE (2025), Relatório EPE-DEE-RE-038-2025.

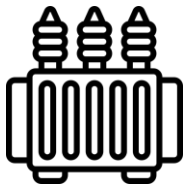
Reforço do Sistema da Região Central da Cidade de São Paulo – Parte II

Resultado do Estudo – Solução Proposta

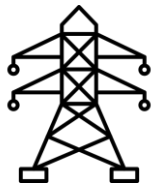
- A solução proposta contempla a implantação da **SE 500/345 kV Santana**, licitada em outubro de 2026, ampliando a capacidade de atendimento da RMSP e viabilizando a conexão de novos ***data centers***.
- **Recondutoramento** utilizando condutores **especiais n**a LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas e LT 345 kV Poços de Caldas – Guarulhos, ampliando a capacidade de transmissão em corredores localizados em áreas de elevada **sensibilidade socioambienta**l e reduzindo a necessidade de novas faixas de servidão.
- Recomendação inovadora em Rede Básica, com a instalação de dispositivos **SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*)** na SE Guarulhos para controle de fluxo em circuitos de 345 kV.



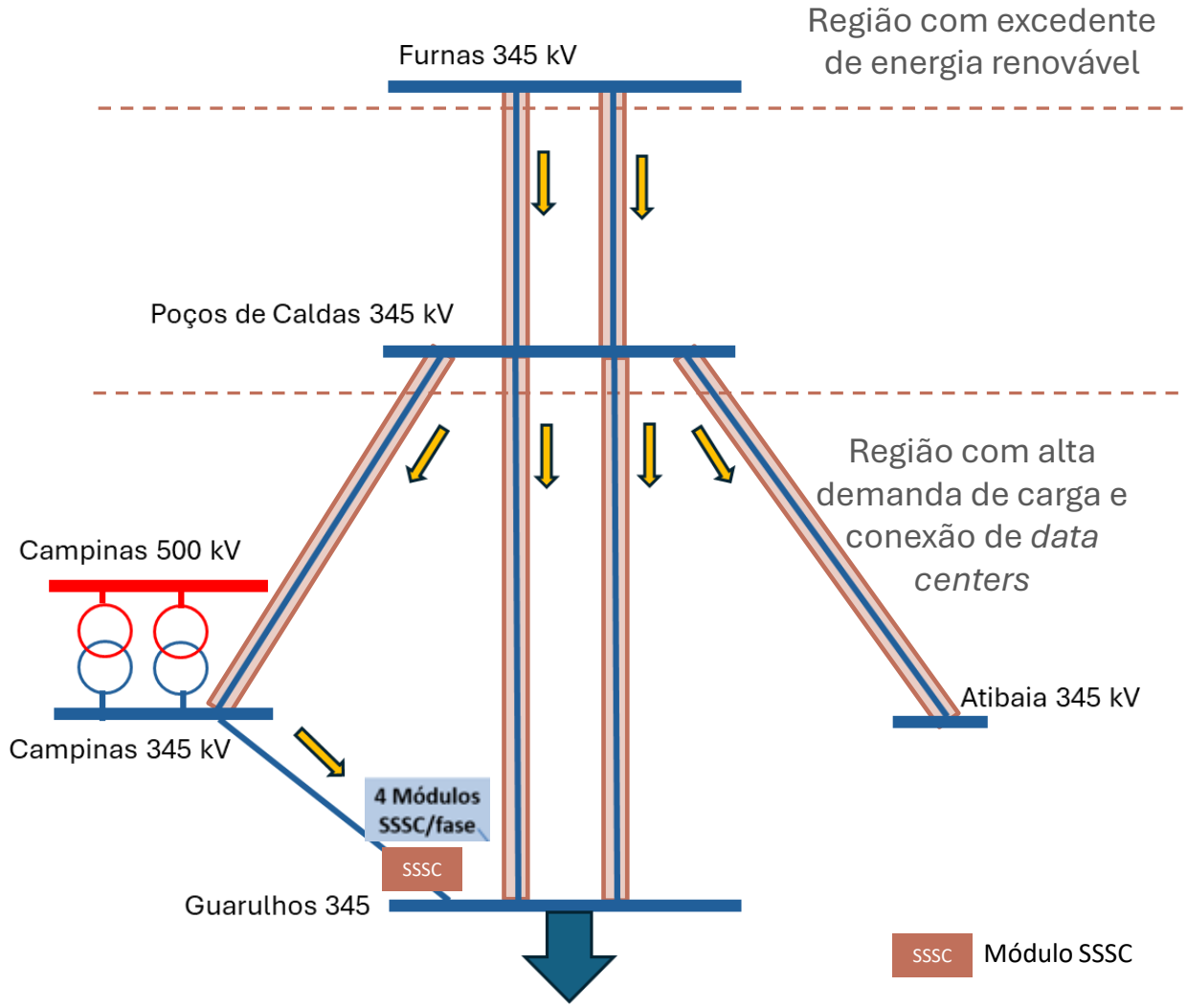
R$ 2 bilhões
em investimentos



4.200 MVA
em capacidade de transformação agregada à rede básica



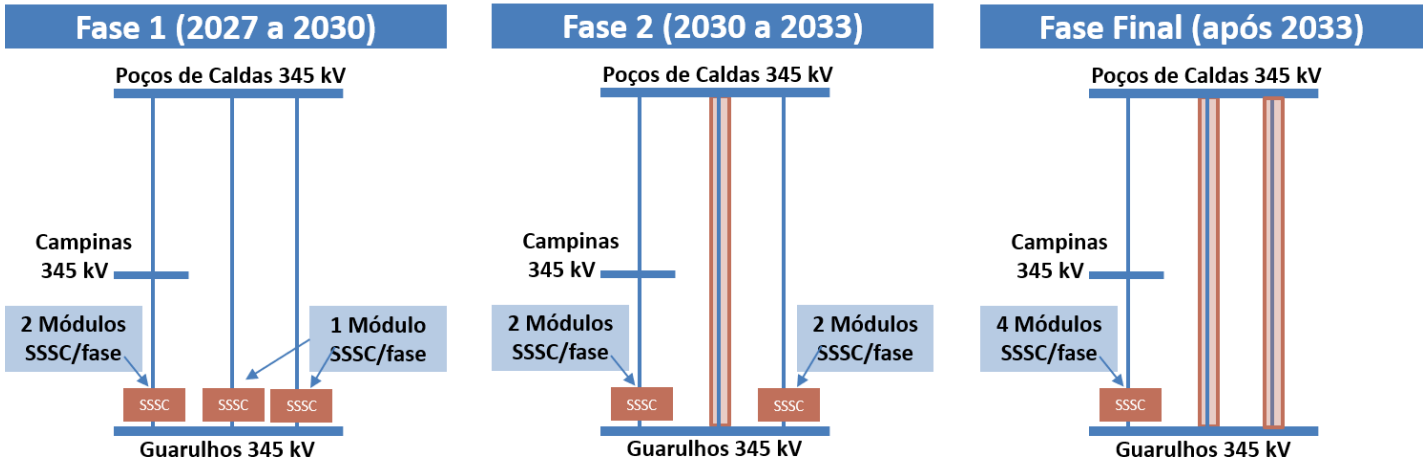
341 km
de linhas de transmissão recapacitadas com condutores termo resistentes (ACCC)



Fonte: EPE (2025), Relatório EPE-DEE-RE-038-2025.

Reforço do Sistema da Região Central da Cidade de São Paulo – Parte II

Destaque inovador e Conclusão



Embora a infraestrutura de transmissão seja **robusta**, ela não foi projetada para acomodar grandes acréscimos de carga em um curto período (em alguns casos, o equivalente a antecipar em 10 anos o crescimento do mercado de uma distribuidora).

Identificar e aproveitar soluções tecnológicas **inovadoras** — como sistemas de transmissão CA flexíveis (FACTS) para controle de fluxo de potência (incluindo o compensador série síncrono estático), a substituição de condutores ou o aumento da capacidade de linhas de transmissão existentes com condutores especiais de alta temperatura e baixa flecha (HTLS), a classificação dinâmica de linhas (DLR) e sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) — representa um conjunto de soluções potenciais para atender às **necessidades de curto a médio prazo.**

Novidade: solução flexível e escalonável

- O estudo inova ao instalar de forma modular os dispositivos SSSC nos terminais das linhas de transmissão de 345 kV dentro da SE Guarulhos para controlar e otimizar os fluxos nestes circuitos. Uma solução planejada para ser **implantada em etapas** conforme a execução do recondutoramento (solução estrutural).
- Essa estratégia **amplia a margem disponível** para conexão de novas cargas no curto prazo, além de aumentar a flexibilidade para execução das obras estruturais, diminuindo o prazo para entrada em operação das soluções de longo prazo

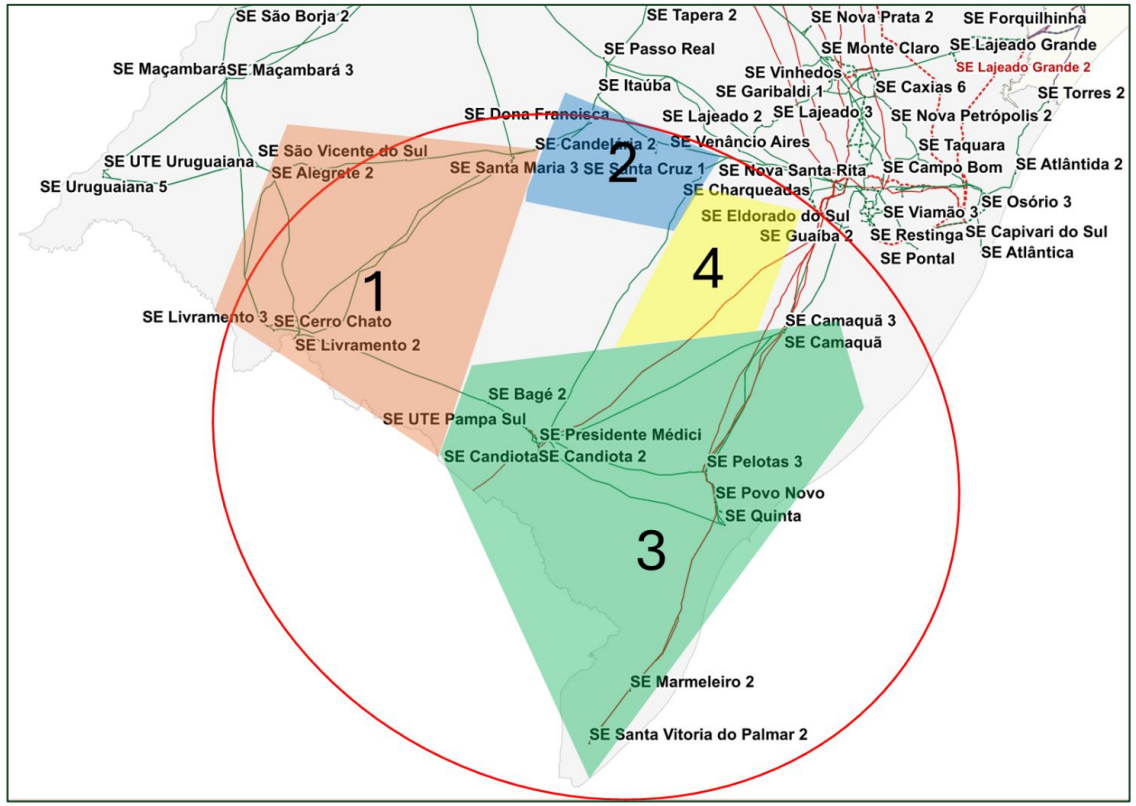
Além do aumento imediato de margem para conexão de novas cargas, essa estratégia proporciona ganhos econômicos relevantes pela melhor distribuição temporal dos investimentos.

Fonte: EPE (2025), Relatório EPE-DEE-RE-038-2025.

Estudo de atendimento à Região Sul do Rio Grande do Sul

Contexto

- **Diagnóstico Técnico**: Identificadas condições severas de sobrecarregamento de equipamentos e subtensões na Rede Básica e redes de distribuição (RGE e CEEE-Equatorial).
- **Impacto das Enchentes de 2024**: Eventos climáticos extremos causaram danos severos, incluindo a queda de torres de 230 kV na região, resultando em interrupções.
- **Novo Contexto de Planejamento**: Incorporação da resiliência climática nos critérios de expansão da EPE, utilizando dados de inundação e avaliações de campo.
- **Abordagem Metodológica**: Variáveis climáticas passam a influenciar "como" e "onde" as soluções devem ser implantadas, reduzindo a exposição física a riscos severos de desligamentos.
- **Dividido em 4 sub-regiões**:
  - São Gabriel (RGE), Santa Maria (RGE) e Dom Pedrito (CEEE-Equatorial);
  - Candelária, Cachoeira do Sul e Rio Pardo – RGE
  - Canguçu e São Lourenço – CEEE - Equatorial
  - Capivarita e Pântano Grande – CEEE - Equatorial

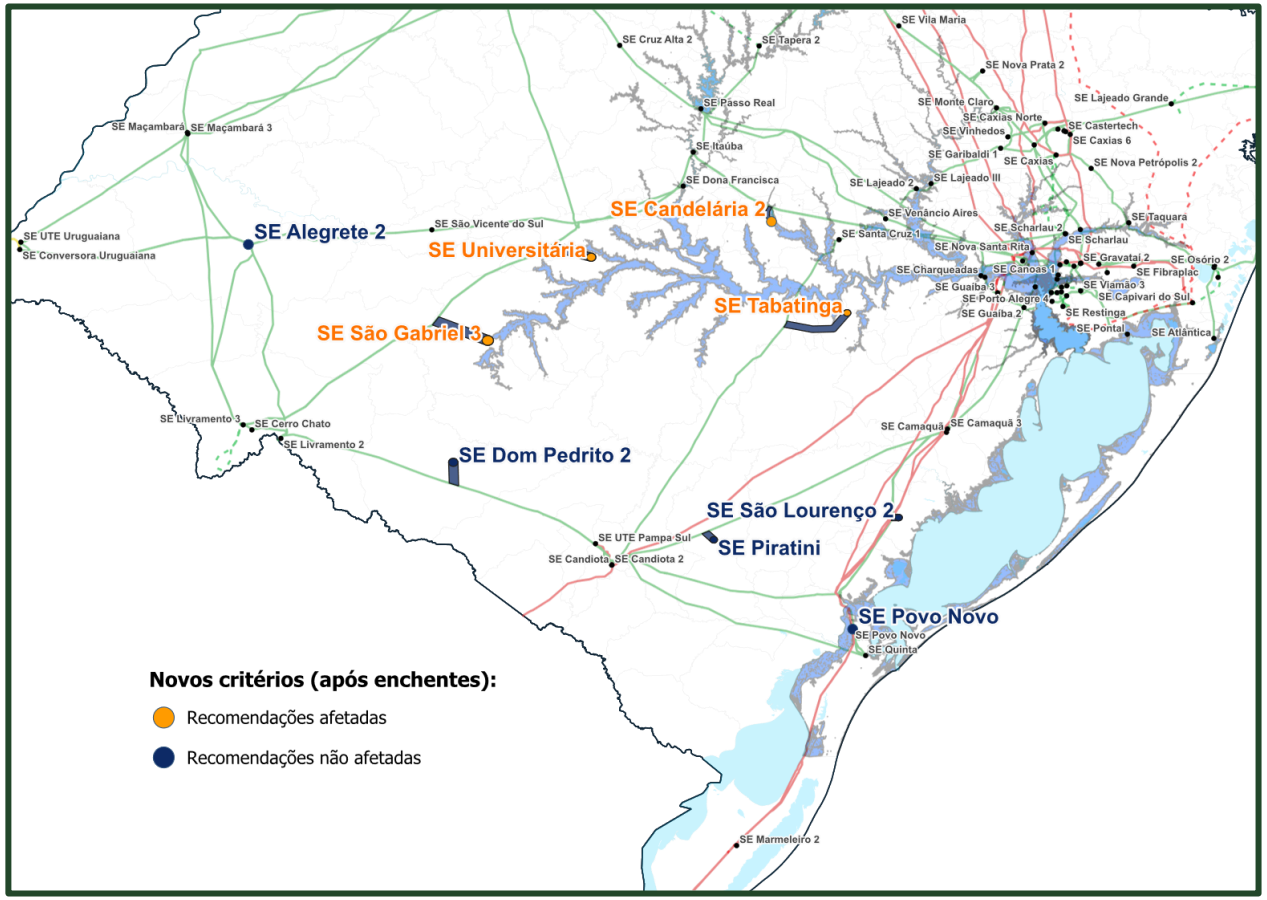


Fonte: EPE (2026), Relatório EPE-DEE-RE-015-2026.

Estudo de atendimento à Região Sul do Rio Grande do Sul

Novos Pontos de Suprimento (Rede Básica de Fronteira)

- SE 230/138 kV São Gabriel 3 (2x100/120 MVA) - 2031
- SE 230/69 kV Universitária (2x83/100 MVA) - 2031
- SE 230/69 kV Dom Pedrito 2 (2x83/100 MVA) - 2033
- SE 230/69 kV São Lourenço 2 (2x83/100 MVA) - 2033
- SE 230/69 kV Piratini e SE Tabatinga (2x83/100 MVA cada) - 2036
- SE 230/138 kV Alegrete 2 (Novo pátio 138 kV) - 2036



Na prática, essas novas conexões aproximam a Rede Básica dos centros de consumo e oferecem às distribuidoras mais opções para alimentar suas redes. Isso aumenta a flexibilidade operacional e facilita o remanejamento de cargas quando alguma parte do sistema estiver indisponível, principalmente em situações de eventos climáticos extremos.

Fonte: EPE (2026), Relatório EPE-DEE-RE-015-2026.

Estudo de atendimento à Região Sul do Rio Grande do Sul

Investimentos Associados



- **Volume total estimado**: R$ 3,09 bilhões investidos de forma integrada na infraestrutura elétrica da região.
- **Distribuição por categoria:**
  - Rede Básica (RB): R$ 1,43 bilhão (obras estruturais)
  - Distribuição (RGE e CEEE-Equatorial): R$ 1,50 bilhão focado em robustez local
  - Demais instalações de transmissão (DIT): R$ 0,16 bilhão
- **Cronograma de execução:**
  - Horizonte determinativo (até 2031): R$ 2,22 bilhões focados em soluções imediatas e de médio prazo.
  - Horizonte indicativo (a partir de 2032): R$ 871,9 milhões destinados a expansões futuras de longo prazo.

Benefícios e Resultados Esperados



- **Garantia de suprimento**: Adequação plena da capacidade de transformação para suportar o crescimento robusto da demanda agropecuária e industrial.
- **Flexibilidade operacional**: Multiplicidade de rotas de alimentação elétrica, viabilizando o remanejamento rápido de blocos de carga durante contingências.
- **Mitigação de riscos climáticos**: Redução drástica da vulnerabilidade sistêmica frente a eventos extremos semelhantes aos históricos de 2024.
- **Segurança elétrica**: Integração otimizada da rede de transmissão regional ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Fonte: EPE (2026), Relatório EPE-DEE-RE-015-2026.

PDE 2036

Evolução dos limites das interligações regionais

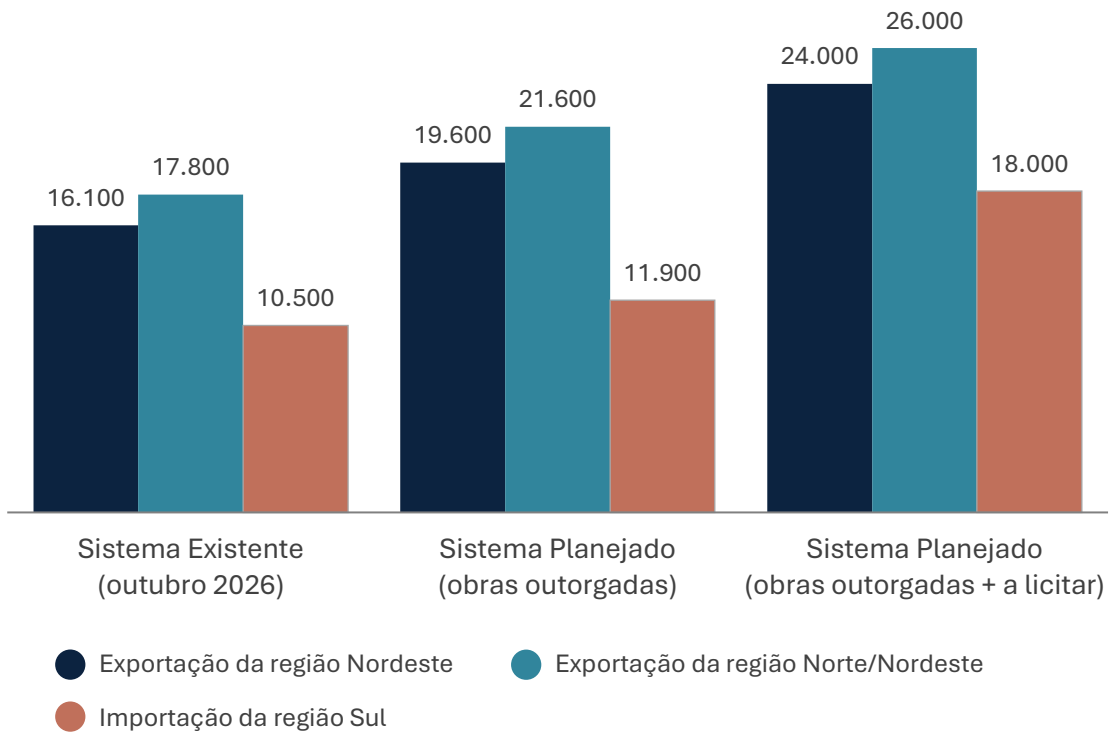
epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Aumento da capacidade das interligações regionais

- Ao longo do horizonte decenal são esperados aumentos expressivos da capacidade de intercâmbio entre os sistemas regionais;
- Os valores apresentados no gráfico ao lado correspondem à média de limites de intercâmbio, que podem variar em função dos valores de carga (ao longo do dia) e de despacho de geração do SIN (considerando os atributos específicos de cada fonte de geração de energia);
- São exibidos os limites de intercâmbios esperados para três configurações distintas do SIN:
  - ✓ Sistema com a infraestrutura de rede **existente** (na data de referência de outubro de 2026);
  - ✓ Sistema **planejado para o ano 2030**, considerando a entrada em operação de obras já outorgadas e em fase de implantação;
  - ✓ Sistema **planejado até o ano 2036**, considerando a entrada em operação de obras planejadas, ainda não licitadas.

Outro ponto de destaque deste ciclo é o aumento esperado da capacidade de interligação do sistema AC/RO com o SE/CO, que passa dos atuais 450 MW para 950 MW, a partir do ano 2031.

Ganhos de capacidade médios das interligações do SIN (MW)



Nota: Valores médios calculados considerando o mês de dezembro como referência.

PDE 2036

Sinalização econômica para o setor

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Cenários de expansão e investimentos totais na transmissão

Cenários avaliados

Referência

Cenário base do PDE 2036: obras sem outorga com data de tendência segundo os prazos médios do processo de outorga (licitação ou autorização, conforme o caso).

Otimista

Antecipação das obras sem outorga em relação à data de tendência do cenário de referência.

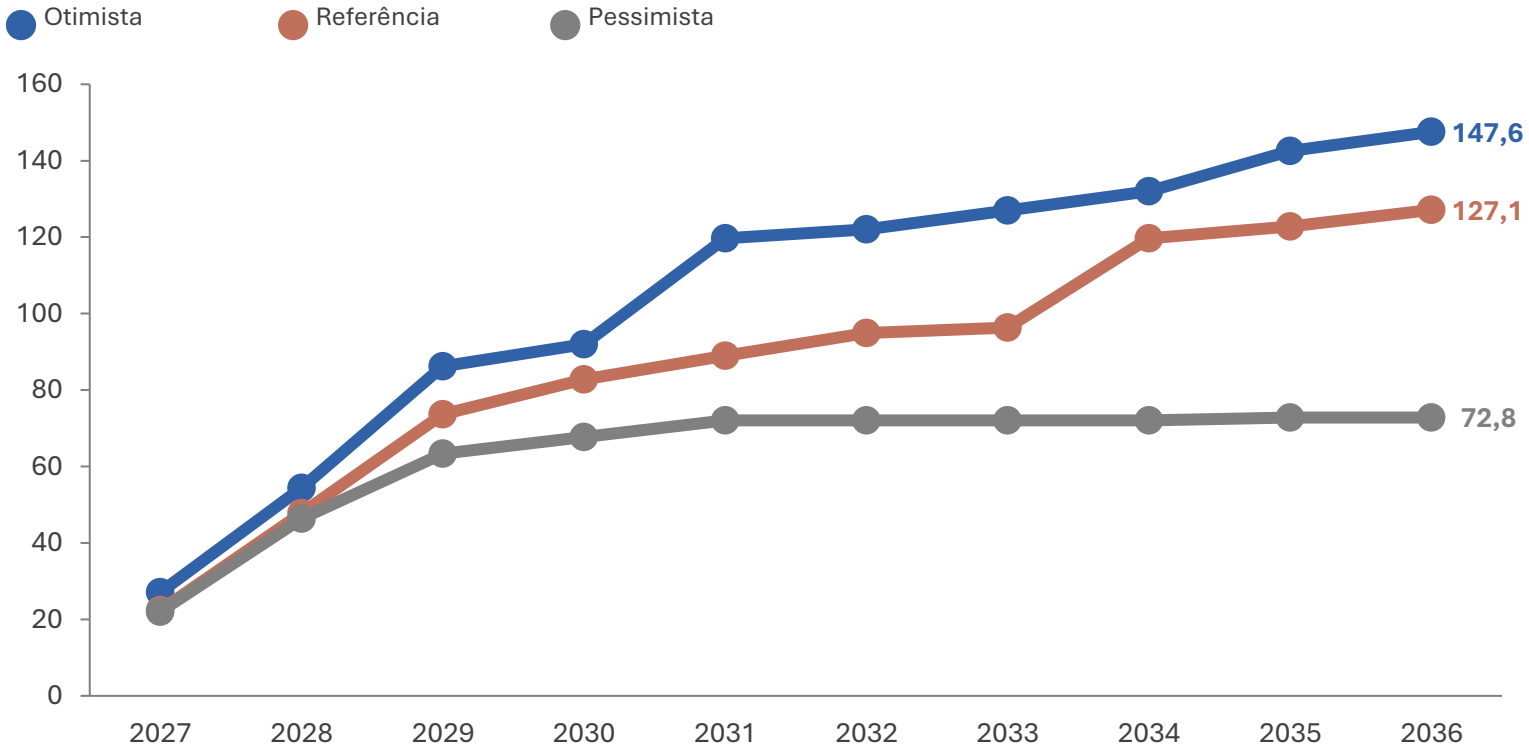
Pessimista

Não considera a implantação das obras sem outorga; inclui apenas os empreendimentos já outorgados.

Em todos os cenários, as obras com outorga mantêm a programação de execução já contratada.

A planilha complementar referente à transmissão, anexa a esse caderno, apresenta todas as obras e datas consideradas para a elaboração dos cenários indicados.

Investimentos acumulados em transmissão por cenário, 2027–2036 (R$ bilhões)



Nota: valores em R$ bilhões, data-base jan/2026, com indicadores referentes a dez/2025.

No período 2027–2036, os investimentos em transmissão somam R$ 127,1 bilhões no cenário de referência e variam entre R$ 72,8 bilhões e R$ 147,6 bilhões conforme o ritmo de outorga das obras.

Detalhamento do Cenário de Referência

R$ 127,1 bilhões
em investimentos em transmissão no cenário de referência, entre 2027 e 2036.

3,8%
dos R$ 3.308 bilhões em investimentos estimados para o setor de energia entre 2027 e 2036.

31,9 mil km
de novas linhas de transmissão: 20,7 mil km entre 2027 e 2031 e 11,3 mil km entre 2032 e 2036.

230,6 mil km
de extensão da rede de transmissão ao final de 2036, acréscimo de 16% no decênio.

99,6 mil MVA
de capacidade de transformação: 76,5 mil MVA entre 2027 e 2031 e 23,1 mil MVA entre 2032 e 2036.

647,8 mil MVA
de capacidade de transformação ao final de 2036, acréscimo de 18% no decênio.

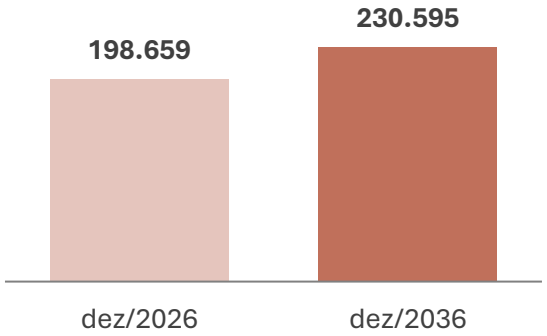
Fonte: EPE (2026), Relatório Síntese do PDE 2036
Nota: valores em R$ bilhões, data-base jan/2026, com indicadores referentes a dez/2025.

No cenário de referência, a expansão da transmissão no decênio 2027–2036 soma R$ 127,1 bilhões em investimentos, 31,9 mil km de novas linhas e 99,6 mil MVA de capacidade de transformação.

Cenário de Referência: evolução das linhas de transmissão

Extensão (km)	±800 kV	765 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
Estimativa dez/2026	**9.204**	**2.706**	**12.768**	**83.429**	**7.136**	**11.377**	**72.038**	**198.659**
Evolução 2027–2036	2.935	0	5.000	16.552	8	256	7.186	31.936
2027–2031	2.935	0	0	12.458	8	152	5.109	20.663
2032–2036	0	0	5.000	4.093	0	104	2.076	11.273
Estimativa dez/2036	**12.139**	**2.706**	**17.768**	**99.981**	**7.144**	**11.633**	**79.224**	**230.595**

Extensão total das linhas de transmissão (km)



+31.936 km (+16%)

- A rede de 500 kV recebe o maior acréscimo no decênio: 16.552 km;
- A rede de 230 kV recebe 7.186 km adicionais;
- O quinquênio 2027–2031 concentra 20.663 km dos 31.936 km previstos;
- Destacam-se 2.935 km em ±800 kV entre 2027 e 2031 e 5.000 km em ±600 kV entre 2032 e 2036.

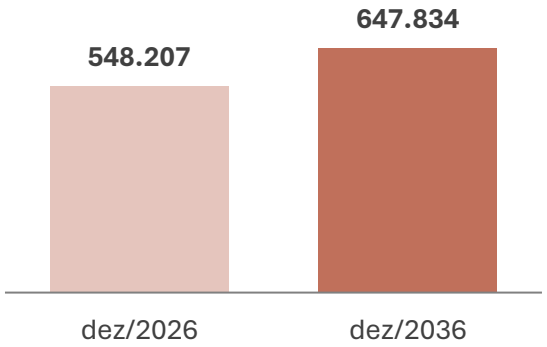
Nota: nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.

A extensão da rede de transmissão deverá alcançar 230.595 km em dez/2036, acréscimo de 31.936 km (+16%), com destaque para as redes de 500 kV e 230 kV.

Cenário de Referência: evolução da capacidade de transformação

Transformação (MVA)	800 kV	765 kV	600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
Estimativa dez/2026	**15.700**	**24.897**	**24.800**	**244.990**	**32.542**	**67.405**	**137.872**	**548.207**
Evolução 2027–2036	10.000	0	6.000	49.436	5.930	6.140	22.121	99.628
2027–2031	10.000[(a)]	0	0	37.032	5.930	5.390	18.128	76.480
2032–2036	0	0	6.000[(b)]	12.404	0	750	3.994	23.148
Estimativa dez/2036	**25.700**	**24.897**	**30.800**	**294.426**	**38.472**	**73.545**	**159.994**	**647.834**

Capacidade total de transformação (MVA)



+99.628 MVA (+18%)

- A transformação em 500 kV recebe o maior acréscimo no decênio: 49.436 MVA;
- O quinquênio 2027–2031 concentra 76.480 MVA dos 99.628 MVA previstos;
- Acréscimos em corrente contínua: (a) 10.000 MVA em ±800 kV, Bipolo Graça Aranha (MA)–Silvânia (GO), já contratado; (b) 6.000 MVA em ±600 kV, Bipolo Nordeste II, Angicos (RN)–Itaporanga 2 (SP), recomendado.

Nota: Inclui transformadores de fronteira e estações conversoras dos bipolos de corrente contínua (retificadora e inversora).

A capacidade de transformação deverá atingir 647.834 MVA em dez/2036, acréscimo de 99.628 MVA (+18%), dos quais 76.480 MVA no quinquênio 2027–2031.

Evolução da TUST: premissas da simulação

A estimativa da TUST no horizonte do PDE caracteriza o efeito dos investimentos do cenário de referência sobre os encargos de uso do sistema de transmissão.

1 Rede e mercado

Base de dados da EPE para o cálculo da TUST, com a rede, a carga e a geração de cada ciclo tarifário, até o horizonte do ciclo 2035-2036.

2 Receitas

RAP Rede Básica prospectiva da ANEEL (NT nº 103/2026-STR), a preços de junho de 2026: de R$ 46,2 bilhões em 2026-2027 a R$ 55,3 bilhões em 2035-2036.

3 Cenários de despacho

Despacho Proporcional Regional (DPR) e Nacional (DPN), com participação de 50% cada, como vale a partir do ciclo 2027-2028.

4 Metodologia

Metodologia Nodal (REN nº 1.041/2022) do Submódulo 9.4 do PRORET, versão 1.3, no Programa Nodal v6.4 da ANEEL. Tarifa calculada na barra, sem estabilização nem envoltória da geração.

Como ler os resultados

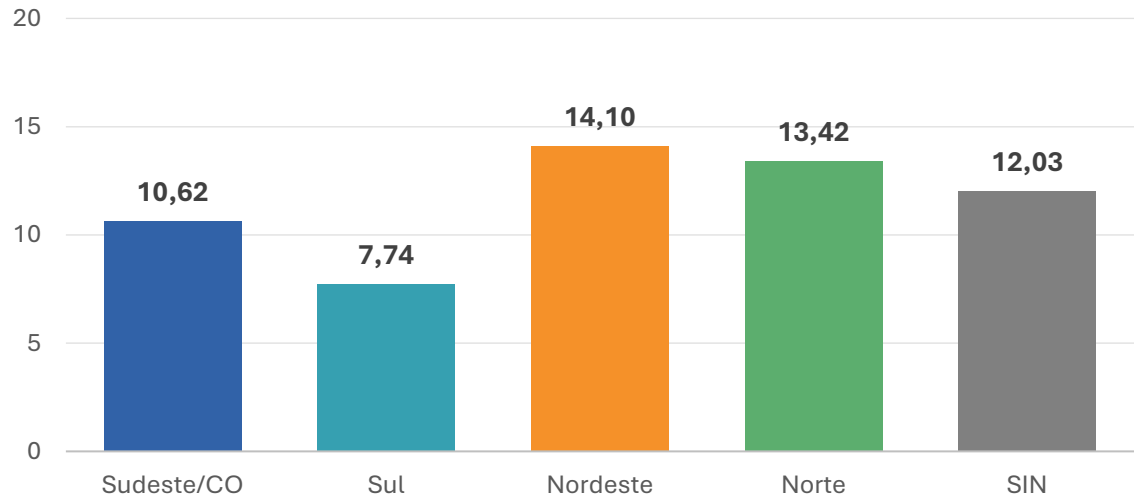
- Tarifas médias por submercado, ponderadas pelo montante de uso, em R$/kW.mês, a preços de junho de 2026;
- Estimativa do nível médio e do sinal locacional, e não projeção da tarifa de cada agente, tendo em vista a ausência de envoltória da geração.

Fonte: EPE, com a base de dados da EPE para o cálculo da TUST, o Programa Nodal v6.4 e a RAP prospectiva da Nota Técnica nº 103/2026-STR/ANEEL.

Regras vigentes da Metodologia Nodal, receita prospectiva da ANEEL e rede planejada: a simulação indica para onde vão o nível médio e o sinal locacional da TUST até 2036.

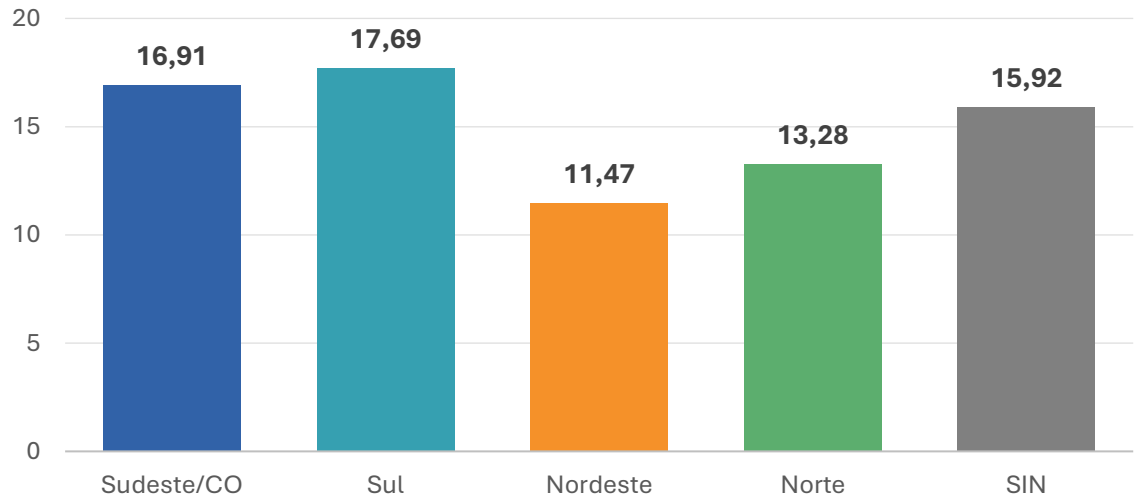
Evolução da TUST: resultados no ano horizonte

TUST-Geração média por submercado em 2036 (R$/kW.mês)



- A geração paga mais onde está longe da carga: Nordeste (14,10) e Norte (13,42) superam a média do SIN (12,03); o Sul fica 36% abaixo dela.

TUST-Carga média por submercado em 2036 (R$/kW.mês)



- Na carga o sinal se inverte: Sul (17,69) e Sudeste/Centro-Oeste (16,91) pagam mais; o Nordeste (11,47) fica 28% abaixo da média do SIN (15,92).

Fonte: EPE, simulação no Programa Nodal v6.4 (ANEEL). Ano 2036: ciclo tarifário 2035-2036, obtido por extensão da base de 2034-2035. Preços de junho de 2026.

O sinal locacional se mantém em 2036: a geração paga mais no Norte e no Nordeste, e a carga, no Sul e no Sudeste/Centro-Oeste, onde cada uma usa mais a rede.

PDE 2036

O que esperar nas próximas edições do PDE

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Estudos por região: Norte, Nordeste e Centro-Oeste

Norte 9 estudos

- Controle de tensão na região Norte com equipamentos em fim de vida útil – Parte I
- Cargas do Sul Maranhense, Campos Lindos e Alto Parnaíba (MA-TO-PI)
- Resiliência do atendimento à região Norte – Parte II: Roraima
- Atendimento à Ilha de Marajó
- Redução dos níveis de curto-circuito na SE Xingu
- Controle de tensão na região Norte com equipamentos em fim de vida útil – Parte II
- Atendimento a Iranduba e Manacapuru (AM)
- Atendimento ao Baixo Itapecuru e ao Baixo Munim (MA)
- Concessões em fim de vigência – contratos da Região Norte

Nordeste 3 estudos

- Atendimento à Região Oeste da Bahia
- Atendimento ao Sertão do São Francisco (PE e BA)
- Concessões em fim de vigência – contratos da Região Nordeste

Interligações 1 estudo

- Compensação dinâmica de reativos no SIN: diagnóstico e soluções estruturantes

Centro-Oeste 4 estudos

- Cargas da região central do Mato Grosso – Parte II
- Expansão da rede 230 kV – Eixo Cuiabá–Itumbiara (MT/GO/MG)
- Ampliação da capacidade de transmissão do subsistema AC-RO-MT com o SIN
- Concessões em fim de vigência – contratos da Região Centro-Oeste

Os estudos em andamento ou futuros não estão contemplados no PDE 2036 e serão refletidos nas próximas edições do Plano, assim como os estudos finalizados após a data de corte para a publicação.

Estudos por região: Sudeste, São Paulo e Sul

Sudeste 6 estudos

- Atendimento à Grande Vitória – malha 345 kV e sistema 138 kV
- Malha 345 kV da RM de Belo Horizonte e Zona da Mata – Parte II
- Atendimento à região leste de Minas Gerais – Parte I
- Atendimento à Região Noroeste de Minas Gerais
- Cargas eletrointensivas na área Rio de Janeiro (estudo prospectivo)
- Concessões em fim de vigência – contratos da Região Sudeste

São Paulo 8 estudos

- Atendimento à região de Sorocaba e Indaiatuba – Parte II
- Reforços no sistema DIT de São Paulo – Parte II (revisão 1)
- Reforço da região central da cidade de São Paulo – Parte II (revisão 1)
- Reforços no sistema DIT de São Paulo – Parte III
- Atendimento a Campinas, Bom Jardim e Itatiba – Parte II
- Reforço da região central da cidade de São Paulo – Parte III
- Atendimento à Região Centro-Leste de São Paulo
- Reforços no sistema 230 kV: Botucatu, Chavantes e Salto Grande

Sul 7 estudos

- Atendimento às Regiões Norte e Oeste do Paraná
- Atendimento a Missões, Santo Ângelo e Santa Rosa (RS)
- Cargas de *data centers* no Rio Grande do Sul (estudo prospectivo)
- Atendimento à Região Centro-Sul do Paraná
- Reforços na RM de Curitiba e Litoral (revisão 1)
- Atendimento ao sistema Centro-Leste do Mato Grosso do Sul
- Concessões em fim de vigência – contrato da Região Sul (SC)

Ao todo, 38 estudos deverão subsidiar as próximas edições do PDE; o andamento pode ser acompanhado no Informe Trimestral da Programação de Estudos, no site da EPE.

Detalhe sobre estudos em andamento para grandes cargas e *data centers*

São Paulo

Atendimento à região de Campinas, Bom Jardim e Itatiba (Parte II)

3,0 GW
adicionais de capacidade para conexão de carga

Rio de Janeiro

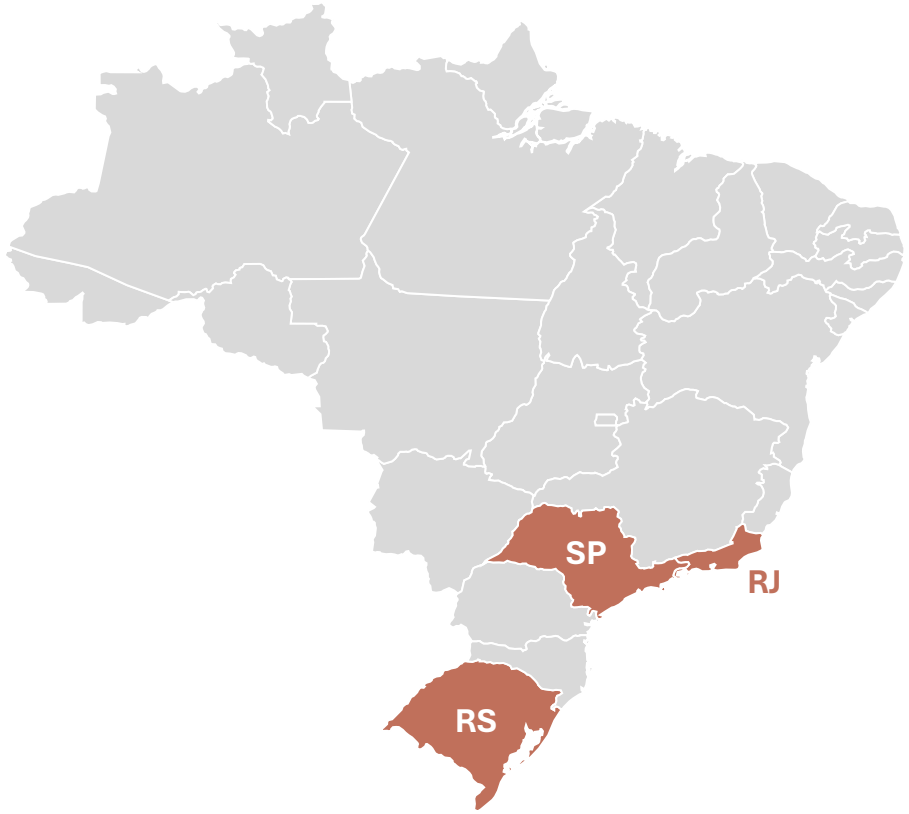
Estudo prospectivo para inserção de cargas eletrointensivas na área Rio de Janeiro

6,5 GW
de carga total em análise

Rio Grande do Sul

Estudo Prospectivo para Inserção de Cargas de *Data Centers* no Estado do RS

5,0 GW
de demanda potencial



A EPE conduz estudos prospectivos para antecipar a definição das soluções de expansão da rede necessárias para conexão de grandes cargas, como *data centers*, no Rio Grande do Sul, em São Paulo e no Rio de Janeiro.

REFERÊNCIAS

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo de Interligação Internacional Brasil-Bolívia – Etapa 1. Rio de Janeiro: EPE, 2025a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/estudo-da-epe-propoe-conversora-vsc-para-a-interligacao-energetica-brasil-bolivia.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Avaliação Conceitual da Integração Elétrica Brasil-Venezuela após a Interligação de Roraima ao SIN. Rio de Janeiro: EPE, 2025b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Nordeste e Importação da Região Sul. Rio de Janeiro: EPE, 2025c. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-inova-ao-publicar-estudo-de-expansao-da-capacidade-das-interligacoes-regionais-recomendando-a-aplicacao-da-tecnologia-hvdc-vsc-de-forma-inedita-no-sin-com-flexibilidade-tecnologica-para-os-leiloes-de-transmissao.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Avaliação dos benefícios sistêmicos da implantação de compensadores síncronos na área Minas Gerais. Rio de Janeiro: EPE, 2024a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-estudo-com-avaliacao-dos-beneficios-sistemicos-da-implantacao-dos-compensadores-sincronos-na-area-minas-gerais.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Metodologia para diagnóstico e alocação de soluções de compensação reativa dinâmica no SIN. Rio de Janeiro: EPE, 2025d. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-estudo-sobre-metodologia-para-diagnostico-e-alocacao-de-solucoes-de-compensacao-reativa-dinamica-no-sin.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Reforço do Sistema da Região Central da Cidade de São Paulo – Parte 1. Rio de Janeiro: EPE, 2024b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-estudo-para-reforco-do-sistema-da-regiao-central-da-cidade-de-sao-paulo.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Reforços no Sistema DIT do Estado de São Paulo - Parte 1. Rio de Janeiro: EPE, 2024c. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Reforços no Sistema DIT do Estado de São Paulo - Parte 2. Rio de Janeiro: EPE, 2025e. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-seis-estudos-de-expansao-da-transmissao-para-diversas-regioes-do-pais.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Reforço do Sistema da Região Central da Cidade de São Paulo – Parte II. Rio de Janeiro: EPE, 2025f. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo prospectivo para inserção de cargas eletrointensivas na Região Nordeste. Rio de Janeiro: EPE, 2026a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-propoe-solucao-de-transmissao-flexivel-e-escalonavel-para-atendimento-a-ate-4gw-de-cargas-eletrointensivas-no-ceara-e-piaui.

REFERÊNCIAS

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo de Atendimento às Regiões de Itapaci, Firminópolis e Matrinchã. Rio de Janeiro: EPE, 2024d. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-estudo-de-atendimento-as-regioes-de-itapaci-firminopolis-e-matrincha.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo de atendimento às cargas da região central do Mato Grosso – Parte I. Rio de Janeiro: EPE, 2025g. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-estudo-de-atendimento-as-cargas-da-regiao-central-do-mato-grosso-parte-i.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo de Atendimento à Região Noroeste de Goiás. Rio de Janeiro: EPE, 2026b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-conclui-estudo-para-expansao-do-atendimento-eletrico-no-noroeste-de-goias.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo de Atendimento à Região Sudeste do Pará. Rio de Janeiro: EPE, 2026c. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-propoe-solucao-estrutural-de-transmissao-para-atendimento-a-regiao-sudeste-do-para.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Soluções para Aumento da Confiabilidade no Atendimento às Cargas de Feijó e Cruzeiro do Sul. Rio de Janeiro: EPE, 2025h. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-recomenda-solucao-inedita-com-baterias-grid-forming-para-aumentar-a-confiabilidade-do-suprimento-no-acre.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação de Sistemas Isolados Propostos pela Amazonas Energia. Rio de Janeiro: EPE, 2023a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-para-com-a-avaliacao-dos-beneficios-de-interligacao-de-sistemas-isolados-do-amazonas.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Identificação das Localidades Isoladas do Acre que podem Apresentar Benefícios Econômicos com a Interligação ao SIN. Rio de Janeiro: EPE, 2023b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-com-identificacao-das-localidades-isoladas-do-acre-que-podem-apresentar-beneficios-economicos-com-a-interligacao-ao-sin.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação Conjunta dos Sistemas Isolados de Nhamundá-AM, Faro-PA e Terra Santa-PA. Rio de Janeiro: EPE, 2024e. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação dos Sistemas Isolados de Água Branca-PA e Creporizão-PA. Rio de Janeiro: EPE, 2025i. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-com-a-avaliacao-dos-beneficios-de-interligacao-dos-sistemas-isolados-de-agua-branca-pa-e-creporizao-pa.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Metodologia EPE/ONS para avaliação de circuitos simples e circuitos duplos. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1.

REFERÊNCIAS

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Porto Alegre - Revisão de Projetos de Transmissão após as Enchentes no Rio Grande do Sul. Rio de Janeiro: EPE, 2025j. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudo de Reforços para Resiliência no Sistema de Transmissão Acre e Rondônia em resposta às mudanças climáticas. Rio de Janeiro: EPE, 2024f. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-estudo-de-reforcos-para-resiliencia-no-sistema-de-transmissao-do-acre-e-rondonia.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Atendimento à Região Sul do Rio Grande do Sul. Rio de Janeiro: EPE, 2026d. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Nota Informativa – Base de Dados de Fluxo de Potência – PDE 2035. Rio de Janeiro: EPE, 2025k. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes-de-transmissao/bases-de-dados.

BRASIL. Decreto nº 12.772, de 5 de dezembro de 2025. Institui a Política Nacional de Acesso ao Sistema de Transmissão. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, p. 16, 8 dez. 2025. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/decretos/2025/decreto-n-12-772-2025.pdf.

BRASIL. Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022. Regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica [...]. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 29 dez. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/decreto/d11314.htm.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Atendimento à Região de Campinas, Bom Jardim e Itatiba – Parte I. Nota Técnica EPE-DEE-NT-038/2024-rev0. Rio de Janeiro: EPE, 2024g. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-708/EPE-DEE-NT-038-2024-rev0%20-%20Campinas,%20Bom%20Jardim%20e%20Itatiba%20-%20P1.pdf.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica nº 103/2026-STR/ANEEL. https://leis.org/aneel/lei/despacho/2026/2269/despacho-n-2269-2026-decide-art-1-estabelecer-o-valor-das-tarifas-de-uso-do-sistema-de-transmissao-tust-a-serem-aplicadas-aos-usuarios/

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Transmissão de Energia Elétrica

epe MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA GOVERNO DO BRASIL DO LADO DO POVO BRASILEIRO

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à equipe do Departamento de Planejamento e Outorgas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica e Interligações Internacionais (DPOTI/SNTEP), do Ministério de Minas e Energia (MME), pela interlocução técnica e pelas valiosas contribuições que subsidiaram a elaboração deste documento. Agradecemos, também, às diversas equipes das Secretarias do MME pela revisão do documento e pelas contribuições apresentadas, que proporcionaram seu aperfeiçoamento: Departamento de Eletromobilidade (DEMOB/SNTEP); Departamento de Transição Energética (DTE/SNTEP); Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica (DPOG/SNTEP); Departamento de Políticas para o Mercado (DPME/SNEE); Secretaria Executiva (SE); Departamento de Informações, Estudos e Eficiência Energética (DIEE/SNTEP).

As imagens utilizadas neste caderno foram obtidas nas plataformas Canva e Freepik. Os ícones foram obtidos em Flaticon.



PDE 2036

Acompanhe a EPE no WhatsApp

Receba em primeira mão os lançamentos de estudos e eventos da EPE, direto no seu celular.

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO



PDE 2036

Clique aqui e acesse todos os estudos do PDE 2036

Siga a EPE nas redes sociais e mídias digitais:

epe

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO