

PDE 2034

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034

Parâmetros de Custos Geração e Transmissão

Agosto de 2024



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ficha técnica

(composição dos cargos em 19 de julho de 2024)



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Junior

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vitor Eduardo de Almeida Saback

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Transição Energética e Planejamento

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

www.mme.gov.br



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

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa (Interino)

Thiago Guilherme Ferreira Prado

www.epe.gov.br

PDE 2034

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034

Parâmetros de Custos Geração e Transmissão

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Renato Haddad Simões Machado

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Marcos Vinicius G. da Silva Farinha

Coordenação Técnica

Mariana de Queiroz Andrade

Thaís Pacheco Teixeira

Equipe Técnica

Superintendência de Geração de Energia

Fernanda Fidelis Paschoalino

Jaine Venceslau Isensee

Nathália Tavares

Rafael Pereira Coelho

Superintendência de Transmissão de Energia

Tiago Campos Rizzotto

Rio de Janeiro, 2024

Foto da capa: canva.com

PDE 2034

Caderno de Parâmetros de Custos - Geração e Transmissão

Valor público

O Caderno de Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão apresenta detalhadamente as estimativas de custos das fontes de geração consideradas como oferta para a expansão de energia elétrica nos estudos do PDE, assim como os custos referenciais de expansão das interligações entre os subsistemas.

Esse documento tem como objetivo dar transparência e publicidade aos dados de entrada utilizados no Modelo de Decisão de Investimento (MDI), reduzindo a assimetria de informação entre os agentes.



Custo de Geração por tipo de fonte

PDE 2034 | Informações e premissas adotadas

Componentes dos custos considerados das fontes de geração	Investimentos (CAPEX)	Operação e Manutenção (O&M)	Custo Variável Unitário (CVU)
	<ul style="list-style-type: none"> Desembolsos, diretos e indiretos, relacionados a equipamentos, obras civis, conexão, meio-ambiente e outros. Valores não consideram juros durante a construção (JDC). 	<ul style="list-style-type: none"> Gastos fixos e variáveis ligados a operação e manutenção da usina. Exceto para custos de O&M variável de usinas termelétricas despacháveis centralizadamente. 	<ul style="list-style-type: none"> Custo do combustível (C_{comb}) + Custo de O&M variável ($C_{O&M}$)

- As estimativas de custos são baseadas em informações de amostras nacionais (como dados de empreendimentos participantes em leilões de geração de energia) e de referências internacionais. As referências adotadas estão descritas no [Caderno de Preços da Geração 2021](#).
- Os valores de **CAPEX** referentes às **usinas hidrelétricas** são definidos de forma individualizada por projeto.
- Os **Juros durante a construção (JDC)**, utilizados no MDI, são calculados considerando os cronogramas físico-financeiros de cada fonte.
- Dados de **vida útil econômica** são avaliados a partir da vida útil dos equipamentos e prazos contratuais estabelecidos para cada fonte nos leilões de energia.

Premissas utilizadas	Taxa de desconto	Taxas, Encargos e Impostos	
	<p>8% a.a. (em termos reais)</p> <p>Referência: Metodologia WACC (<i>Weighted Average Cost of Capital</i>)</p> <p>Premissas ¹: Estrutura de Capital: 40% capital próprio e 60% capital de terceiros; Custo de capital próprio: 12% a.a. e Custo de capital de Terceiros: 8% a.a. (IRPJ e CSSL: 34%).</p>	<p>PIS / COFINS: 3,65% / 9,25% ²</p> <p>IR: 25% / CSLL: 9,0%</p> <p>P&D: 1,0% / CFURH: 7,0% ³</p> <p>UBP: de 0,5% a 1,0% ³</p> <p>TFSEE e TUSD/TUST ⁴</p>	<ul style="list-style-type: none"> Data base: Dezembro de 2022 Taxa de câmbio: R\$ 5,22/US\$ <p>¹ Estimativas com base em informações do mercado.</p> <p>² De acordo com o regime adotado (cumulativo ou não cumulativo)</p> <p>³ Somente para empreendimentos hidrelétricos.</p> <p>⁴ Conforme legislação vigente.</p>

PDE 2034 | Parâmetros Econômicos por tipo de oferta

Tipo de Oferta	Vida útil econômica (anos)	Faixas de CAPEX, mín e máx (R\$/kW)	CAPEX Referência, sem JDC (R\$/kW)	O&M (R\$/kW.ano)	Taxas, Encargos e Impostos (R\$/kW.ano)	Tempo médio de desembolso (meses)
Armazenamento - Baterias ⁵	20	5.000 a 9.500	6.000	100	270	12
			6.700	130	290	
Biomassa - Bagaço de Cana	20	2.000 a 6.500	3.500	100	140	24
			4.500	100	150	
			6.000	100	160	
Biomassa - Cavaco de Madeira	20	3.500 a 8.500	7.500	160	180	36
Biogás – Resíduo sucroenergético ⁶	20	3.000 a 12.000	10.000	600	230	24
RSU – Incineração ⁷	20	20.000 a 36.500	27.000	1.100	980	36
Carvão Nacional	25	8.000 a 16.000	13.000	260	790	48
Eólica Offshore	20	10.500 a 25.000	15.000	360	550	36
Eólica Onshore	20	4.000 a 7.500	4.300	110	150	24
			5.000	110	160	
			5.600	110	160	
			6.200	110	170	

⁵ Referência: Sistemas com baterias de íon lítio (BESS) para operação estimada de 3 horas.

⁶ Referência: Usinas com biodigestores de resíduos vegetais e motores de combustão interna.

⁷ Referência: Incineração de Resíduos Sólidos Urbanos.

PDE 2034 | Parâmetros Econômicos por tipo de oferta

Tipo de Oferta	Vida útil econômica (anos)	Faixas de CAPEX, mín e máx (R\$/kW)	CAPEX Referência, sem JDC (R\$/kW)	O&M (R\$/kW.ano)	Taxas, Encargos e Impostos (R\$/kW.ano)	Tempo médio de desembolso (meses)
Solar Fotovoltaica	25	3.000 a 6.000	3.300	60	130	12
			3.800	60	140	
			4.300	60	140	
			5.000	60	150	
Fotovoltaica Flutuante	25	4.000 a 8.500	6.000	80	160	12
Gás Natural – Ciclo Combinado	20	3.500 a 7.000	4.800	710 ⁸	330	36
			6.400 ⁹	200 ⁹	320	
GNL – Ciclo Combinado	20	3.500 a 6.000	5.100 ¹⁰	200 ¹⁰	280	36
GNL - Ciclo Simples	20	3.000 a 5.000	4.500	200	250	24
Nuclear	30	20.000 a 40.000	30.000	650	730	60
PCH	30	5.000 a 13.500	7.000	60	140	30
			9.000	60	160	
			12.000	60	180	
Reversíveis	30	6.000 a 15.000	7.800	80	380	36

⁸ Referência: Modelo de negócio considera, no custo de O&M, além da usina termelétrica, os custos de transporte do gás (gasoduto).

⁹ Referência: Modelo de negócio considera, além da usina termelétrica, a parcela do CAPEX e do O&M do gasoduto de escoamento.

¹⁰ Referência: Modelo de negócio considera, além da usina termelétrica, parcela do CAPEX e do O&M do Terminal de Regaseificação destinada à usina (terminal próprio).

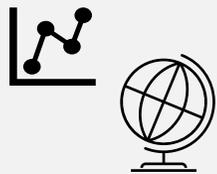
PDE 2034 | Parâmetros Econômicos por tipo de oferta

Parâmetros Econômicos individualizados das Usinas Hidrelétricas consideradas no estudo:

UHE	Potência (MW)	CAPEX Referência, sem JDC (R\$/kW)	O&M (R\$/kW.ano)	Taxas, Encargos e Impostos (R\$/kW.ano)
Apertados	139,0	12.683	50	650
Bem Querer	650,0	12.090	50	650
Couto Magalhães	150,0	8.621	30	550
Ercilândia	87,1	14.612	50	750
Formoso	342,0	15.226	50	750
Iraí	381,0	13.844	50	750
Itapiranga	724,6	12.054	50	650
Jatobá	1.650,0	11.943	50	650
Mirador	80,0	11.253	30	550
Santo Antônio	84,3	9.612	30	550
Tabajara	400,0	13.104	50	750
Telêmaco Borba	118,0	10.881	30	550
Urucupatá	291,5	12.403	50	650

PDE 2034 | Mudanças e novidades em relação ao PDE 2031

Foram realizadas alterações nos parâmetros de custos das fontes de geração e armazenamento em relação ao último estudo publicado:



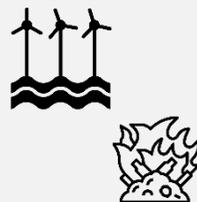
Os dados de CAPEX, de O&M e de combustíveis foram atualizados considerando os acontecimentos dos últimos anos que impactaram os valores médios praticados ao redor do mundo, como o aumento nos preços das *commodities* (utilizadas na fabricação de equipamentos), elevação em custos logísticos da cadeia de suprimento de algumas fontes, desafios relacionados à pandemia da COVID-19, guerra entre Ucrânia e Rússia, entre outros.



Os custos de investimento das fontes Eólica onshore, Solar fotovoltaica, PCH e Biomassa (Bagaço de Cana) continuam sendo representados em diferentes níveis (faixas de valores), para que represente melhor a realidade de mercado observada. Esse tipo de representação também foi replicada para os custos de Armazenamento químico (Baterias).



Foram estipulados novos tipos de modelos de negócio para a fonte termelétrica a gás natural, gerando diferentes níveis de CVU, sendo estabelecidos os seguintes níveis de inflexibilidade operativa: nula (100% flexível) e 50% (sazonal), para as usinas a Gás Natural Liquefeito (GNL); e 70% (sazonal) e 100% (flat), para as usinas conectadas a gasodutos. O modelo de GNL com inflexibilidade nula foi representado com os dois tipos de ciclo: combinado e simples (ou aberto).



As grandes variações percentuais nas referências de CAPEX consideradas para as fontes Eólica Offshore e Termelétrica a Carvão são justificadas pelos valores médios observados em publicações internacionais nos últimos anos, visto a ausência ou pouca disponibilidade de dados nacionais referentes a essas fontes de geração.



Para maiores informações ou consulta, acesse o [Caderno de Parâmetros de Custos do PDE 2031](#)

PDE 2034 | Estratificação dos Taxas, Encargos e Impostos

Estratificação do valores de taxas, encargos e impostos

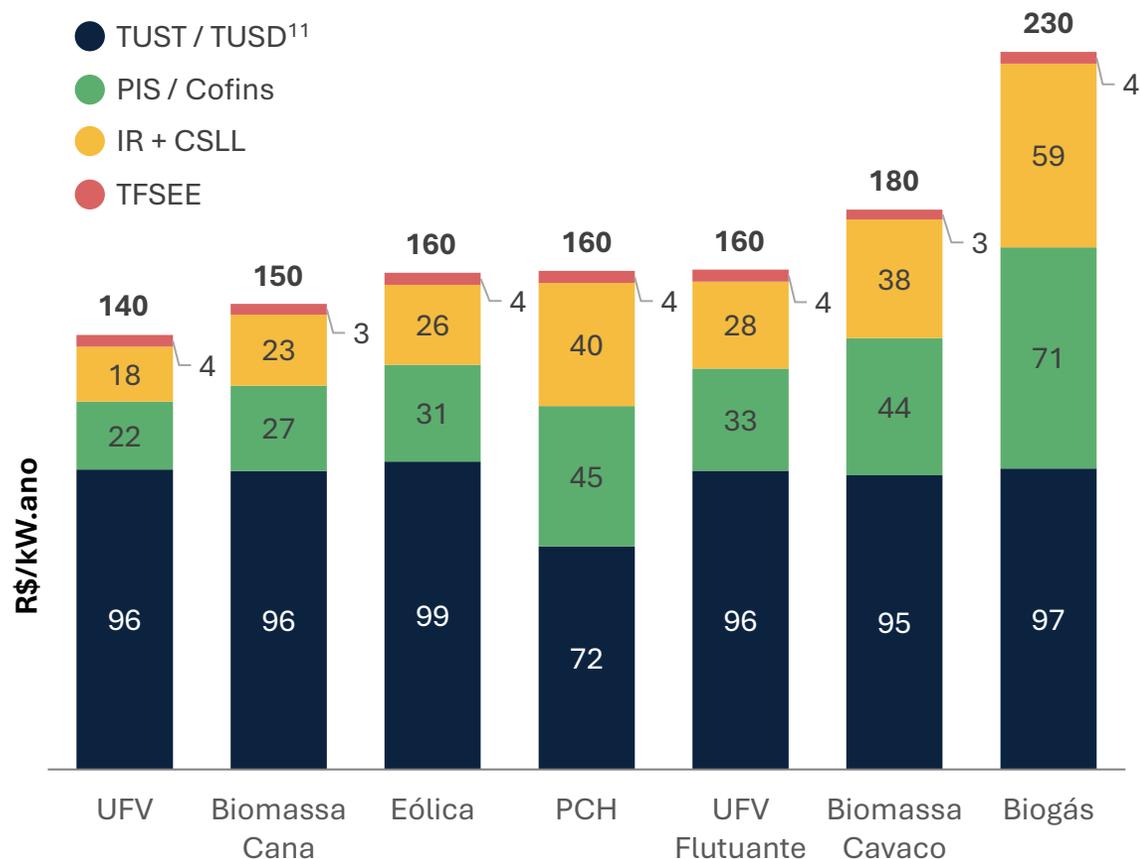
Regime tributário – Lucro presumido

● TUST / TUSD¹¹

● PIS / Cofins

● IR + CSLL

● TFSEE



A composição dos valores de taxas, encargos e impostos considerados como parâmetros para cada fonte energética estão estratificados nos gráficos e divididos por tipo de regime de tributação.

- Na maioria das fontes renováveis¹², o regime considerado é **lucro presumido**, no qual o cálculo dos impostos é baseado em uma presunção de lucro.
- Nessas fontes, observa-se que a parcela mais significativa é referente a Tarifa de uso do sistema de distribuição ou transmissão (TUSD ou TUST). Em média, essa parcela corresponde a **56% do valor total** de taxas, encargos e tributos.

Valores percentuais médios



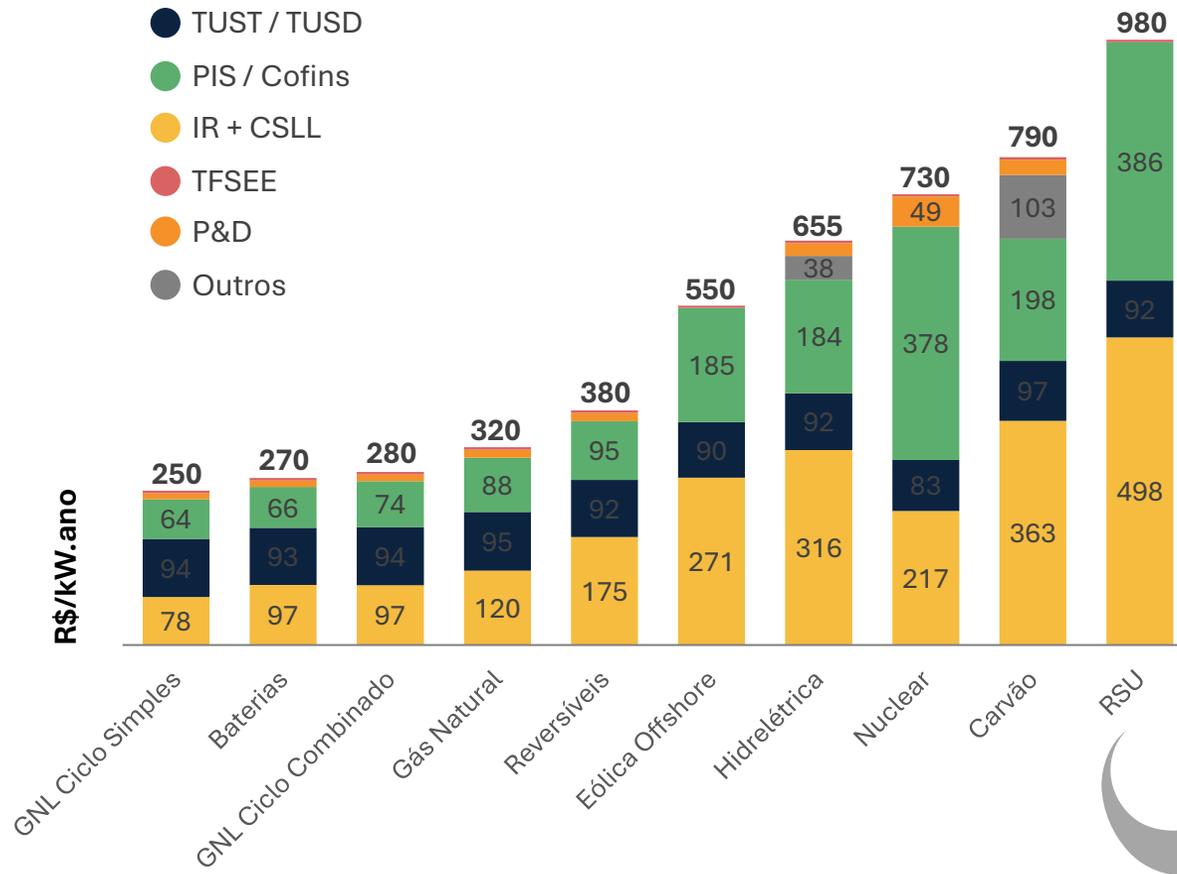
¹¹ Conforme legislação vigente, foi considerado desconto no valor da TUST/TUSD apenas para a fonte PCH.

¹² Para o cálculo das fontes com diversos níveis de custos (faixas de valores), foi utilizado o nível considerado mais significativo para o recurso.

PDE 2034 | Estratificação dos Taxas, Encargos e Impostos

Estratificação do valores de taxas, encargos e impostos

Regime tributário – Lucro real



- Para fontes termelétricas despacháveis, tecnologias de armazenamento de energia e novas tecnologias, como Eólica Offshore e RSU, é adotado para cálculo o regime de **lucro real**, que é definido de acordo com o lucro contábil da empresa/projeto.
- Verifica-se que a maior parcela é referente ao Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IR + CSLL) que, em média, corresponde a **41% do valor total** de taxas, encargos e tributos.
- Foram adicionados no cálculo os valores de **P&D e Outros**, como CFURH e UBP, para as usinas hidrelétricas, e incremento no custo de capital de terceiros (diante de restrições de financiamento), para usinas termelétricas a carvão.

Valores percentuais médios



PDE 2034 | Custos Variáveis Unitários das Usinas Termelétricas

As metodologias de cálculo do CVU adotadas no estudo do PDE encontram-se detalhadas na Nota Técnica “Metodologia e Cálculo CME – 2019” (EPE-DEE-NT-057/2019-r0), de setembro de 2019, e na Portaria do MME nº 42, de março de 2007.

- Para o cálculo do CVU das usinas termelétricas a gás natural, foram analisados valores atualizados de índices de preços de gás no mercado internacional, como Brent e Henry Hub, e informações disponíveis em relatórios internacionais, além de contatos realizados com agentes do mercado, que resultaram nos dados da tabela abaixo.

Tipo de Oferta	Inflexibilidade Operativa	Preço do gás na UTE (US\$/MMBTU)	CVU (R\$/MWh)
GNL – Ciclo Combinado	0%	11,7	560
	50% (sazonal)	10,8	520
GNL - Ciclo Simples	0%	11,7	730
Gás Natural	70% (sazonal)	6,0	300
	100% (flat)	5,0	260

Premissas utilizadas:

- Custo de combustível: 82,50 US\$/barril (Preço do Brent, Ref.2023)
- Encargos e Impostos: PIS (1,65%); COFINS (7,6%); P&D (1,0%) e ICMS (12,0%)
- Custo de O&M variável: 7 US\$/MWh (O&M Variável)
- Perdas: 4,5% (Consumo Interno + perdas da Rede básica)

- Já as estimativas de CVU das outras usinas indicativas termelétricas despacháveis foram geradas pela avaliação de dados de projetos nacionais, assim como referências internacionais. Os valores resultantes são mostrados na tabela abaixo:

Tipo de Oferta	CVU (R\$/MWh)
Biomassa – Cavaco de Madeira	250
Carvão Nacional	180
Nuclear	50



Para mais detalhes sobre metodologia de cálculo do CVU, acesse o [Caderno de Parâmetros de Custos do PDE 2030](#)

PDE 2034 | Repotenciação de UHE, Retrofit de UTE e RD

Repotenciação e Modernização de usinas hidrelétricas:

- As estimativas de custo tiveram como base informações de instituições internacionais, dados públicos e de projetos de viabilidade de R&M.
- Foram adotados 3 patamares de custos para as usinas hidrelétricas relacionadas, ao invés de custos individualizados:

Faixa	CAPEX Referência (R\$/kW)	O&M (R\$/kW.ano)
1	1.000	30
2	1.700	30
3	2.300	30

Retrofit de usinas termelétricas:

- Utiliza-se como referência o valor de 40% do CAPEX de uma usina termelétrica nova para o custo relativo a possível realização de retrofit de usinas existentes em fim de contrato (comercialização de energia).
- Ainda é considerado o custo de O&M similar ao adotado para usinas termelétricas a GNL com operação totalmente flexível.

Resposta da Demanda:

- Para esse tipo de recurso, foram estipulados dois tipos de setores industriais, com e sem geração própria.

Setor	Custo fixo (R\$/kW.ano)	Custo variável (R\$/MWh)
Sem Geração Própria	204,82	716,80
Com Geração Própria	177,15	716,80

PDE 2034

Custos de Transmissão



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

PDE 2034 | Premissas utilizadas – Custos da Transmissão

Taxa de Desconto

Foi estabelecida **8% a.a.**, em termos reais, tendo como referência Metodologia do Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), adotando as seguintes premissas:

- Composição do Financiamento:
 - 70% capital próprio;
 - 30% capital de terceiros.
- Impostos (IRP e CSSL), lucro real: 34%.

Taxas e Encargos

Considerou-se os efeitos dos seguintes encargos aplicáveis aos empreendimentos de transmissão:

- TFSEE: 0,4%
- P&D ANEEL: 1,0%

Juros Durante a Construção

Considerando:

- **Desembolsos iguais** durante a construção (1/5); e
- Prazo de **60 meses** para a construção.

Vida Útil Econômica

Considerando:

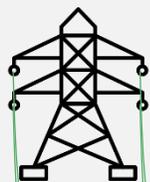
- Prazo contratual de **30 anos** a partir da assinatura do contrato de concessão, considerando recebimento de receita partir do ano de entrada em operação.



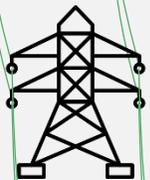
As Premissas utilizadas estão aderentes com o método de cálculo da RAP_{Teto} realizado pela ANEEL para os leilões de transmissão.

PDE 2034 | Estimativas de Custos de Expansão da Transmissão

Para os intercâmbios representados no Modelo de Decisão de Investimento (MDI), as expansões das capacidades de transmissão de energia entre regiões estão baseadas nos valores unitários, em R\$/kW, calculados com base nos investimentos associados aos empreendimentos de transmissão comumente adotados para os grandes troncos de interligação, variando o tipo de solução (CA ou CC) conforme as distâncias médias entre cada subsistema:



As interligações **N-SE**, **NE-SE**, **NE-S** pressupõem longas linhas de transmissão em **corrente contínua** (1.500 a 3.000 km), para expansões de grandes blocos (**entre 3.000 e 5.000 MW**);



Os elos **N-NE**, **AC/RO-SE** e **Man-N** referem-se a expansões em **corrente alternada**, da ordem de 1.000 a 1.300 km, que agregam capacidade aproximada de **1.000 MW**;



O elo **S-SE** considera expansão em **corrente alternada**, com extensão da ordem de 1.000 km, que agrega capacidade aproximada de **1.000 MW**.

PDE 2034 | Estimativas de Custos de Expansão da Transmissão

Com base nas premissas utilizadas para os cálculos do Custo Anual da transmissão, harmonizadas com a metodologia de cálculo da RAP-Teto dos leilões de transmissão, obtém-se uma relação entre o Custo Anual e o Investimento correspondente a 13%. Esse fator é aplicado ao investimento, em R\$/kW, associado a cada tronco de interligação.

Interligação	Vida útil econômica (anos)	Investimento (R\$/kW)	Custo anual/ Investimento	Custo (R\$/kW.mês)
Nordeste-Sul, Manaus-N	25	3.300	13%	35,75
Norte-Sudeste	25	3.060	13%	33,15
Nordeste-Sudeste	25	3.040	13%	32,93
Norte-Nordeste	25	2.950	13%	31,96
Sul-Sudeste	25	2.900	13%	31,42
Acre/Rondônia-Centro Oeste	25	2.850	13%	30,88

PDE 2034

Clique [aqui](#) e acesse todos os estudos do PDE 2034



Siga a EPE nas redes sociais e mídias digitais:



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

