

# PDE 2035

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

## Parâmetros de Custos Geração e Transmissão

Novembro de 2025



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



# FICHA TÉCNICA

## PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Parâmetros de Custos da Geração e Transmissão



Ministro de Estado

**Alexandre Silveira de Oliveira**

Secretário Executivo

**Arthur Cerqueira Valerio**

Secretário Nacional de Energia Elétrica

**João Daniel de Andrade Cascalho**

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

**Ana Paula Lima Vieira Bittencourt**

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

**Renato Cabral Dias Dutra**

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

**Gustavo Cerqueira Ataíde**

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

*Composição dos cargos em 10 de novembro de 2025*

Rio de Janeiro, 2025

Imagem da capa: Canva.



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

**Carlos Eduardo Cabral Carvalho**

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





# FICHA TÉCNICA

## PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Parâmetros de Custos da Geração e Transmissão

### EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

#### Coordenação Executiva

Gustavo Pires da Ponte

Caio Monteiro Leocadio

Thiago de Faria R. Dourado Martins

Marcos Vinicius G. da Silva Farinha

#### Coordenação Técnica

Mariana de Queiroz Andrade

Thaís Pacheco Teixeira

#### Autores

##### Superintendência de Geração de Energia

Fernanda Fidelis Paschoalino

Jaine Venceslau Isensee

Nathália Tavares

Rafael Pereira Coelho

Renato Haddad Simões Machado

##### Superintendência de Transmissão de Energia

Tiago Campos Rizzotto



# PDE 2035

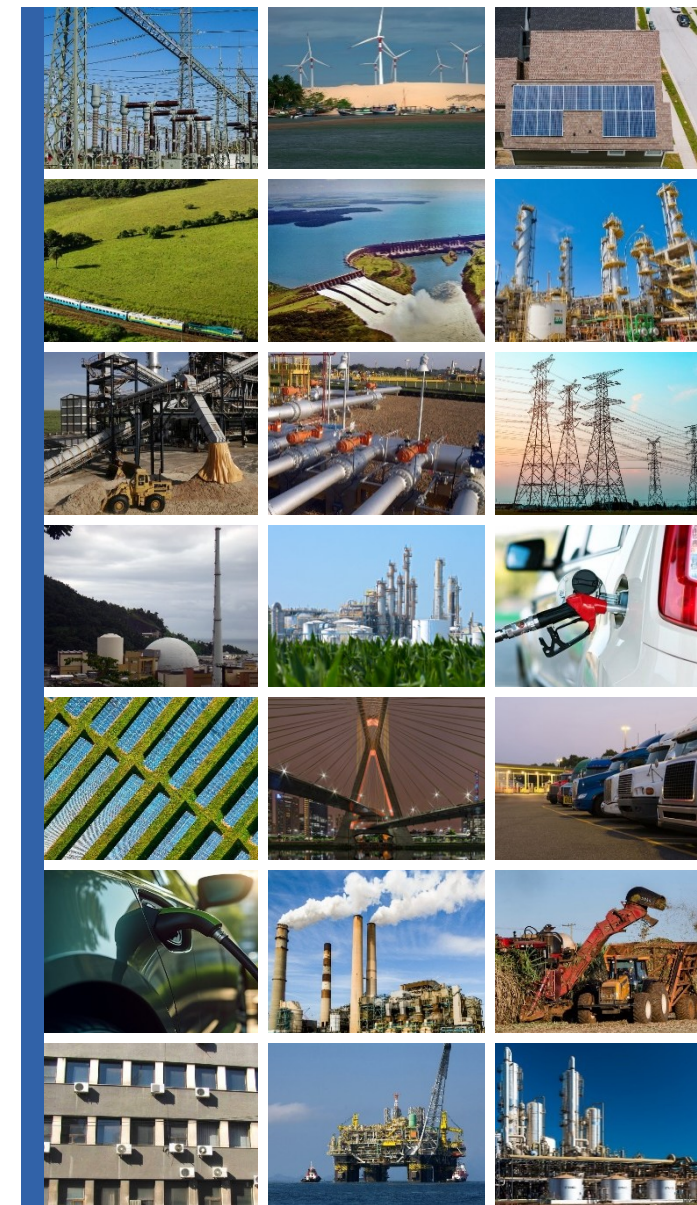
## Parâmetros de Custos da Geração e Transmissão

### 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.

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.



# 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 2035 (PDE 2035). 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.

- **Custo de geração por tipo de fonte**
  - Informações e premissas adotadas
  - Mudanças e novidades em relação ao PDE 2034
  - Parâmetros econômicos por tipo de oferta
  - Estratificação das taxas, encargos e impostos
  - Custos Variáveis Unitários das usinas termelétricas (CVU)
  - Repotenciação de UHE, *retrofit* de UTE e RD
- **Custos de transmissão**
  - Premissas utilizadas – Custos da transmissão
  - Estimativas de custos de expansão da transmissão

## Custo de geração por tipo de fonte

# PDE 2035 | 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"><li>Desembolsos, diretos e indiretos, relacionados a equipamentos, obras civis, conexão, meio-ambiente e outros.</li><li>Valores não consideram juros durante a construção (JDC).</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Gastos fixos e variáveis ligados a operação e manutenção da usina.</li><li>Exceto para custos de O&amp;M variável de usinas termelétricas despacháveis centralizadamente.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Custo do combustível (<math>C_{comb}</math>)</li><li>+</li><li>Custo de O&amp;M variável (<math>C_{O\&amp;M}</math>)</li></ul>

- 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.
- 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, sendo uma referência para fins de planejamento. A durabilidade física e o desempenho efetivo dos ativos podem variar conforme o perfil de operação e condições de uso.
- Nas estimativas de taxas, encargos e impostos não foram incorporados efeitos da reforma tributária, dado que ainda há definições a serem feitas sobre o tema.

Premissas utilizadas	Taxa de desconto	Taxas, Encargos e Impostos	<ul style="list-style-type: none"><li>Data base: Dezembro de 2024</li><li>Taxa de câmbio: R\$ 6,10/USD</li></ul>
	<p>8% a.a. (em termos reais)</p> <p>Referência: Metodologia WACC (<i>Weighted Average Cost of Capital</i>)</p> <p>Premissas <sup>1</sup>: 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% <sup>2</sup></p> <p>IR: 25% / CSLL: 9,0%</p> <p>P&amp;D: 1,0% / CFURH: 7,0%</p> <p>UBP: de 0,5% a 1,0% <sup>3</sup></p> <p>TFSEE e TUSD/TUST <sup>4</sup></p>	

<sup>1</sup> Estimativas com base em informações do mercado.

<sup>2</sup> De acordo com o regime adotado (cumulativo ou não cumulativo)

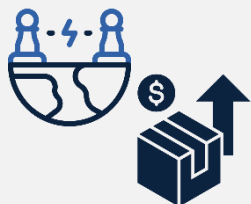
<sup>3</sup> Somente para empreendimentos hidrelétricos.

<sup>4</sup> Conforme legislação vigente.



# PDE 2035 | Mudanças e novidades em relação ao PDE 2034

O estudo deste ano teve as principais atualizações abaixo:



Os dados de **CAPEX, O&M e combustíveis das fontes de geração foram atualizados** considerando eventos recentes que impactaram os custos médios globais. Entre os principais fatores que influenciaram esses custos estão as variações cambiais da moeda nacional em relação às moedas estrangeiras, o aumento dos preços das commodities, o encarecimento logístico em determinadas cadeias de suprimento, questões geopolíticas, entre outros.



A tecnologia de armazenamento de energia em Baterias e as fontes de geração eólica, solar fotovoltaica, biomassa a bagaço de cana e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) foram **representadas em diferentes níveis de estimativa de custo de investimento**, trazendo uma análise mais robusta para possíveis cenários de expansão. Além disso, as estimativas de custos de repotenciação e modernização de UHE foram atualizados com base nos dados nacionais mais recentes.



Foram **inseridas novas tecnologias** na cesta de ofertas para expansão de energia, com destaque para as usinas termelétricas a biocombustíveis e tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS) associada a usinas termelétricas movidas a biomassa, carvão nacional e gás natural.



Os modelos de negócio aplicáveis à **fonte termelétrica a gás natural** foram estruturados considerando três diferentes configurações operacionais, gerando distintos níveis de CVU, sendo um deles com 100% flexível, outro com inflexibilidade de 70% (regime sazonal), e o último tendo uma inflexibilidade de 100%, operando em regime flat.



Para maiores informações ou consulta, acesse o [Caderno de Preços da Geração 2021](#)

# PDE 2035 | 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 <sup>5</sup>	20	5.000 a 9.000	5.000	130	240	12
			5.500	140	250	
			6.000	160	260	
Armazenamento – Usinas Reversíveis <sup>6</sup>	30	6.000 a 15.000	9.100	90	410	36
Biocombustível	20	3.000 a 5.000	3.500	150	200	36
Biogás - Resíduos Agroindustriais <sup>7</sup>	20	8.000 a 16.000	14.000	600	250	24
Biomassa - Bagaço de Cana	20	3.000 a 7.000	3.500	100	130	24
			4.500	100	140	
			6.000	100	150	
Biomassa - Cavaco de Madeira	20	5.500 a 8.500	7.500	160	170	36
Biomassa + CCS (BECCS)	20	25.000 a 30.000	27.800	980	1000	36

<sup>5</sup> Referência: Sistemas com baterias de íon lítio (BESS) para operação estimada de 4 horas.

<sup>6</sup> Referência: Planta com capacidade instalada média de 1000 MW e duração de 10h.

<sup>7</sup> Referência: Usinas com biodigestores de resíduos vegetais e motores de combustão interna.

# PDE 2035 | 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)
Carvão Nacional	25	9.000 a 17.000	15.000	300	900	48
Carvão Nacional + CCS	25	28.000 a 35.000	32.000	800	1.700	48
Eólica Onshore	20	4.500 a 8.000	5.000	110	150	24
			5.500	110	150	
			6.200	110	160	
			7.000	110	160	
Eólica Offshore	20	10.500 a 25.000	18.000	400	630	36
Solar Fotovoltaica	25	3.000 a 6.000	3.000	60	120	12
			3.500	60	130	
			4.500	60	130	
			5.500	60	140	
Fotovoltaica Flutuante	25	4.000 a 8.500	6.800	80	150	12

# PDE 2035 | 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)
<b>Gás Natural - 100% Flexível</b>	20	3.000 a 5.000	4.500	190	240	24
<b>Gás Natural - 70% Inflexível (sazonal)</b>	20	3.500 a 7.000	5.500	850	350	36
<b>Gás Natural - 100% Inflexível (flat)</b>	20	3.500 a 9.000	7.600	180	340	36
<b>Gás Natural + CCS</b>	20	17.000 a 20.000	18.500	400	690	36
<b>Nuclear</b>	30	30.000 a 50.000	35.000	760	820	60
<b>PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas</b>	30	6.000 a 14.000	7.000	60	130	30
			9.000	60	150	
			12.000	60	170	
<b>RSU – Incineração<sup>8</sup></b>	20	20.000 a 36.000	30.000	1.400	1.080	36

<sup>8</sup> Referência: Incineração de Resíduos Sólidos Urbanos.



# PDE 2035 | Parâmetros econômicos por tipo de oferta

Na tabela abaixo são apresentados os parâmetros de custos, descritos nas tabelas anteriores, **convertidos para dólar**:

Tipo de Oferta	CAPEX Referência (US\$/kW)	O&M (US\$/kW-yr)
Armazenamento - Baterias	820 a 980	20 a 30
Armazenamento - Reversível	1.500	15
Biocombustível	570	25
Biogás - Resíduos Agroindustriais	2.300	100
Biomassa - Bagaço de Cana	570 a 980	15
Biomassa - Cavaco de Madeira	1.200	25
Biomassa + CCS (BECCS)	4.600	160
Carvão Nacional	2.500	50
Carvão Nacional + CCS	5.200	130
Eólica Onshore	820 a 1.200	20
Eólica Offshore	3.000	65
Solar Fotovoltaica	490 a 900	10
Fotovoltaica Flutuante	1.100	15
Gás Natural	750 a 1.200	30 a 140
Gás Natural + CCS	3.000	70
Nuclear	5.700	125
PCH	1.100 a 2.000	10
RSU - Incineração	5.000	230

# PDE 2035 | Parâmetros econômicos por tipo de oferta

Parâmetros Econômicos individualizados das **Usinas Hidrelétricas** consideradas no estudo:

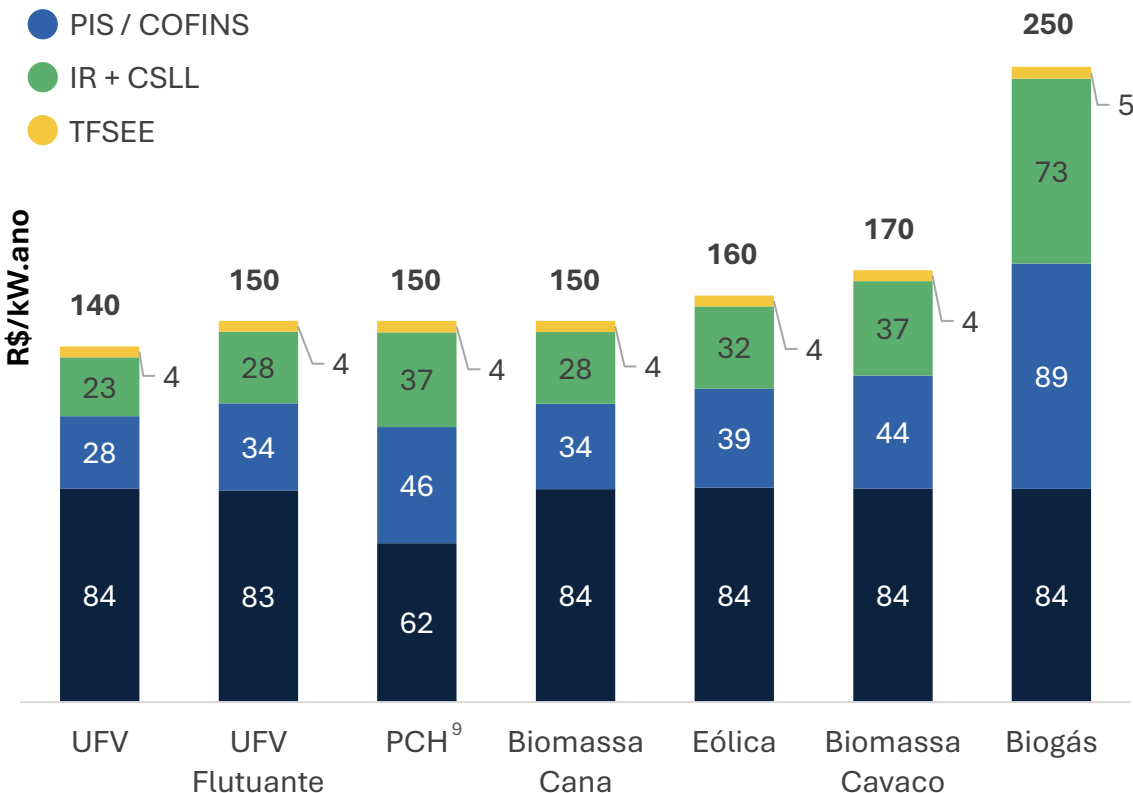
UHE	Potência (MW)	CAPEX Referência, sem JDC (R\$/kW)	O&M (R\$/kW.ano)	Taxas, Encargos e Impostos (R\$/kW.ano)
Apertados	139,0	13.438	50	650
Bem Querer	650,0	12.919	50	650
Ercilândia	87,1	16.901	50	750
Formoso	342,0	16.139	50	750
Iraí	381,0	14.648	50	750
Itapiranga	724,6	12.677	50	650
Jatobá	1.650,0	12.686	50	650
Mirador	80,0	12.086	30	550
Tabajara	400,0	14.016	50	750
Telêmaco Borba	118,0	11.700	30	550
Urucupatá	291,5	12.403	50	650

# PDE 2035 | Estratificação das taxas, encargos e impostos

## Estratificação do valores de taxas, encargos e impostos

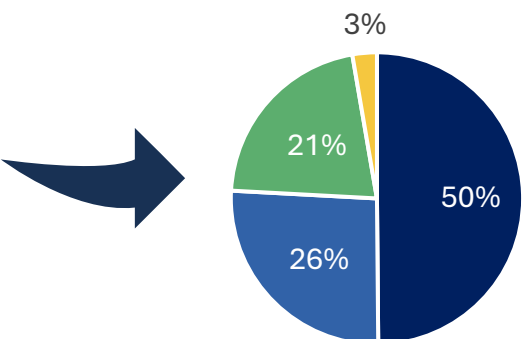
Regime tributário – Lucro Presumido

- TUST / TUSD
- 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 renováveis<sup>10</sup>, 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 **50% do valor total** de taxas, encargos e tributos.



**Valores percentuais médios**  
Regime tributário – Lucro Presumido

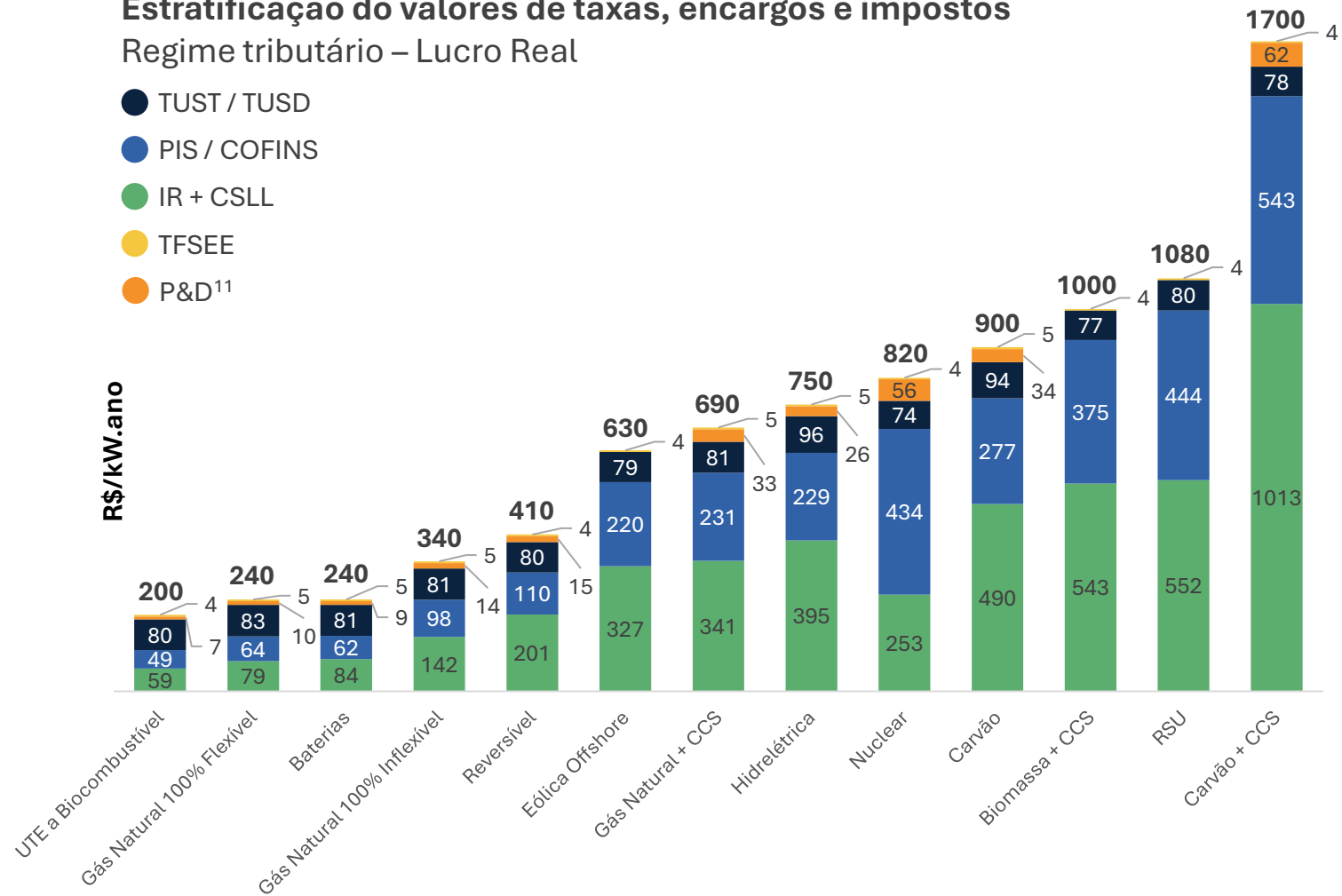
<sup>9</sup> Conforme legislação vigente, foi considerado desconto no valor da TUST/TUSD apenas para a fonte PCH.  
<sup>10</sup> Para o cálculo das fontes com diversos níveis de custos (faixas de valores), foi utilizado o nível considerado mais significativo para o recurso.

# PDE 2035 | Estratificação das taxas, encargos e impostos

## Estratificação do valores de taxas, encargos e impostos

Regime tributário – Lucro Real

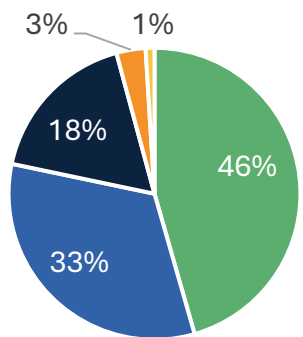
- TUST / TUSD
- PIS / COFINS
- IR + CSLL
- TFSEE
- P&D<sup>11</sup>



- Para fontes termelétricas despacháveis (inclusive as com CCS) e tecnologias de armazenamento de energia é adotado para cálculo o regime de **lucro real**, que é definido de acordo com o lucro anual 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 **46% do valor total** de taxas, encargos e tributos.

## Valores percentuais médios

Regime tributário – Lucro Real



<sup>11</sup> P&D não aplicável para fontes exclusivamente renováveis (eólica, solar, biomassa, PCH e cogeração qualificada).



# PDE 2035 | Custos Variáveis Unitários das usinas termelétricas (CVU)

As metodologias de cálculo do CVU adotadas no estudo do PDE encontram-se detalhadas na [Nota Técnica Metodologia e Cálculo CME, 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	Preço do gás na UTE (US\$/MMBtu)	CVU (R\$/MWh)
Gás Natural – 100% Flexível	13,0	1.000
Gás Natural – 70% Inflexível	8,0	490
Gás Natural – 100% Inflexível	7,0	430
Gás Natural com CCS	7,0	430

**Premissas utilizadas:**

- Custo de combustível: 12 US\$/MMBtu (Preço JKM, Ref.2024)
- Encargos e Impostos: PIS (1,65%); COFINS (7,6%); P&D (1,0%) e ICMS (17,0%)
- Custo de O&M variável: 7 US\$/MWh (O&M Variável)
- Perdas: 4,5% (Consumo Interno + perdas da rede básica)

- As estimativas de CVU das demais usinas termelétricas indicativas e despacháveis foram obtidas a partir da análise de dados de projetos nacionais, complementada por referências internacionais. Os valores estão apresentados na tabela a seguir:

Tipo de Oferta	CVU (R\$/MWh)
Biocombustível	2.050
Biomassa – Cavaco de Madeira	250
Carvão Nacional	180
Carvão Nacional com CCS	180
Nuclear	60



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

## Repotenciação e Modernização de usinas hidrelétricas:

- As **estimativas de custo foram atualizadas com base nos dados nacionais mais recentes**, além de informações de instituições internacionais, dados públicos e projetos de viabilidade de R&M.
- Foram mantidos os **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	2.000	30
2	3.500	30
3	5.000	30

## Retrofit de usinas termelétricas:

- O valor de **40% do CAPEX** de uma usina termelétrica nova é utilizado como referência para o custo relativo a possível realização de *retrofit* de usinas existentes em fim de contrato (comercialização de energia).
- Também é considerado o custo de O&M similar ao adotado para os projetos da oferta indicativa das fontes termelétrica a gás natural e carvão.

## Resposta da Demanda:

- Foram mantidas as estimativas de custos dos dois tipos de setores industriais, com e sem geração própria.

Setor	Custo fixo (R\$/kW.ano)	Custo variável (R\$/MWh)
Sem Geração Própria	209,82	716,80
Com Geração Própria	182,15	716,80

# Custo de transmissão

# PDE 2035 | Premissas utilizadas – Custos da transmissão

## Taxa de Desconto

Foi mantida a taxa de **8% a.a.** (0,643 % a.m.) 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 de 20% por ano durante a construção; 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.



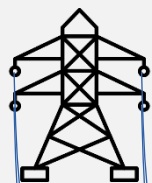
As Premissas utilizadas estão aderentes com o método de cálculo da RAP<sub>Teto</sub> realizado pela ANEEL para os leilões de transmissão.



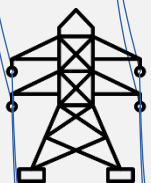
# PDE 2035 | Estimativas de custos de expansão da transmissão

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.

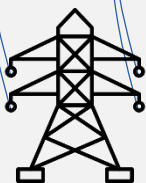
As referências utilizadas para cálculo dos valores unitários de cada expansão são listados abaixo:



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 2035 | 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)
Manaus – Norte	25	3.550	13,0%	38,46
Norte – Sudeste	25	5.500	13,0%	59,58
Norte – Nordeste	25	3.700	13,0%	40,08
Nordeste – Sudeste	25	5.433	13,0%	58,86
Nordeste – Sul	25	6.600	13,0%	71,50
Sul – Sudeste	25	3.130	13,0%	33,91
Acre/Rondônia – Centro-Oeste	25	2.750	13,0%	29,79

## PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

### Parâmetros de Custos da Geração e Transmissão



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



## AGRADECIMENTOS

*As imagens utilizadas na capa deste caderno foram obtidas da ferramenta Canva.*

*Os ícones utilizados neste caderno foram obtidos em [www.flaticon.com](http://www.flaticon.com). Agradecimentos especificamente aos autores [Flat Icons](#), [Freepik](#), [dwicon](#), [Parzival' 1997](#), [mnauliady](#), [Ehtisham Abid](#), [Iconixar](#), [wanicon](#), [itim2101](#) e [Animal Welfare](#).*



# CONHEÇA OS CADERNOS DE ESTUDOS DO PDE 2035



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO  
**BRASIL**  
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

## Premissas Demográficas e Econômicas



## Demanda de Energia e Eficiência Energética



## Demanda Energética do Setor de Transportes



## Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural



## Preços Internacionais do Petróleo e seus Derivados



## Gás Natural



## Abastecimento de Derivados de Petróleo



## Oferta de Biocombustíveis



[Clique aqui](#) e acesse a página  
do PDE 2035 no site da EPE



# CONHEÇA OS CADERNOS DE ESTUDOS DO PDE 2035



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



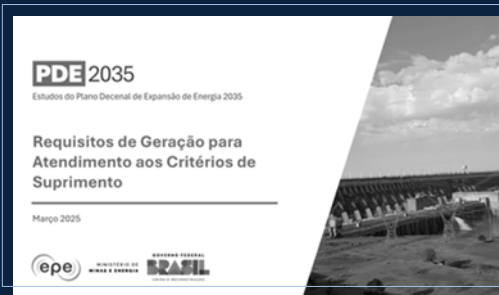
## Demanda de Eletricidade



## Eletromobilidade: Transporte Rodoviário



## Requisitos de Geração para Atendimentos aos Critérios de Suprimento



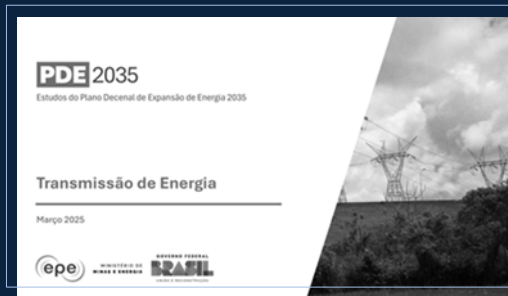
## Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor



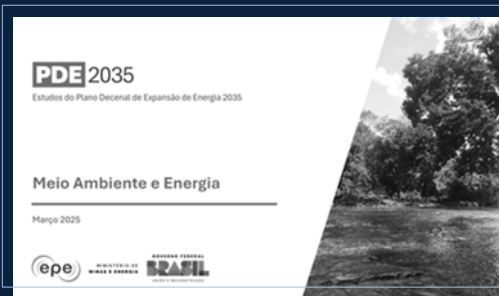
## Parâmetros de Custos da Geração e Transmissão



## Transmissão de Energia



## Meio Ambiente e Energia



## Consolidação de Resultados



[Clique aqui](#) e acesse a página do PDE 2035 no site da EPE

# PDE 2035

Clique [aqui](#) e acesse todos os estudos do PDE 2035



Siga a EPE nas redes sociais e mídias digitais:



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA

