



Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030

Parâmetros de Custos – Geração e Transmissão

Diretoria de Estudos de Energia Elétrica
Janeiro de 2021

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Custos de Geração por tipo de fonte

Premissas

Custos de Investimento e Operação

Custos Variáveis Unitários

- **CAPEX** : inclui todos os custos diretos (*obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente*) e indiretos do empreendimento, sem juros durante a construção – JDC, tendo como referência o mês de dezembro/2019. ⁽¹⁾
 - No caso das usinas hidrelétricas, os valores são apresentados de forma individualizada por projeto.
 - Os juros durante a construção (JDC), utilizados no *Modelo de Decisão de Investimento (MDI)*, são calculados considerando os cronogramas físico-financeiros de cada fonte.
- **O&M** : reflete a soma dos gastos (custos e despesas) fixos e variáveis, exceto para as fontes despacháveis centralizadamente. ⁽²⁾
- **Referências**: utilizados dados e informações, devidamente criticados e avaliados, declarados por empreendedores para participação em leilões de geração de energia, mencionados nos estudos de viabilidade e inventário de UHE, prestados por fabricantes e agentes de mercado contatados pela EPE, além de referências internacionais, como relatórios da IRENA ⁽³⁾, IEA ⁽⁴⁾, NREL ⁽⁵⁾, entre outras instituições reconhecidas mundialmente.
- A vida útil econômica considerada para cada fonte é atribuída levando em conta a vida útil dos equipamentos utilizados nas usinas e os prazos contratuais estabelecidos para cada uma das fontes nos leilões de energia.

(1) Alguns valores de CAPEX possuem vinculação ao dólar americano (taxa de câmbio utilizada: R\$ 4,90/US\$).

(2) Conforme metodologia vigente, O&M variável está contemplado no Custo Variável Unitário (CVU).

(3) International Renewable Energy Agency – <https://www.irena.org/>

(4) International Energy Agency – <https://www.iea.org/>

(5) National Renewable Energy Laboratory (USA) - <https://www.nrel.gov/>



Taxa de Desconto

Calculada em **8% a.a.**, termos reais, tendo como referência Metodologia do Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), adotando as seguintes premissas ⁽⁶⁾:

❑ Composição do Financiamento:

- ✓ 40% capital próprio
- ✓ 60% capital de terceiros
 - 45% tipo *BNDES*
 - 15% tipo *Mercado*

❑ Composição da Remuneração do Capital:

- ✓ Custo de Capital Próprio: 13% a.a.
- ✓ Custo de Capital de Terceiros: 7% a.a.

❑ Impostos (IRPJ e CSSL), lucro real: 34%



Encargos e Impostos

Com o objetivo de prover isonomia entre as fontes energéticas, despacháveis e não despacháveis (os valores de CVU foram definidos considerando impostos e encargos pertinentes), considerou-se os efeitos dos seguintes encargos e impostos, quando aplicáveis especificamente para cada fonte ⁽⁷⁾:

- ❑ PIS/COFINS: 9,25%
- ❑ CFURH: 7,0%
- ❑ IR: 25%
- ❑ UBP: de 0,5% a 1,0%
- ❑ CSLL: 9,0%
- ❑ TFSEE
- ❑ P&D: 1,0%
- ❑ TUST e TUSD

Além disso, foram considerados cronogramas de desembolso típicos por fonte/combustível ⁽⁸⁾.



(6) De acordo com as estimativas da EPE com base em informações do mercado.

(7) Conforme legislação vigente.

(8) Conforme estimativas da EPE.

PDE 2030 | Parâmetros Econômicos por tipo de oferta (1)



Tipo de Oferta	Vida útil econômica [anos]	Faixas de CAPEX, mín e máx [R\$/kW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]	Fator de Capacidade médio ⁽⁹⁾	O&M [R\$/kW/ano]	Encargos/ Impostos [R\$/kW/ano]	Tempo médio de desembolso [meses]
Armazenamento – Baterias ⁽¹⁰⁾	20	6.000 a 9.800	7.350	-	70	310	12
Biomassa (Bagaço de Cana)	20	2.000 a 5.500	4.000	30%	90	190	24
Biomassa (Cavaco de Madeira)	20	4.000 a 8.000	6.000	30%	120	250	36
Biogás ⁽¹¹⁾	20	3.000 a 10.000	7.500	80%	500	300	24
Biogás (RSU) ⁽¹²⁾	20	14.500 a 27.000	19.600	70%	600	750	36
Carvão Nacional	25	8.000 a 13.500	9.800	-	160	620	48
Eólica Onshore	20	3.200 a 5.500	4.500	38% - 47%	90	180	24
Eólica Offshore	20	9.800 a 18.600	12.250	32% - 62%	490	450	36
Fotovoltaica	20	3.000 a 5.000	4.000	30%	50	150	12

(9) Média calculada a partir dos valores mensais sazonalizados de cada fonte, utilizados no MDI. A expectativa de geração para fontes despacháveis (UTES a Gás Natural, a Carvão, Hidrelétricas) é um resultado das simulações (não são premissas para o MDI).

(10) Referência: Sistemas com baterias íon lítion para operação de 3 horas.

(11) Referência: Usinas com biodigestores de resíduos vegetais (ex: indústria sucroalcooleira) e motores de combustão interna

(12) Resíduos Sólidos Urbanos

PDE 2030 | Parâmetros Econômicos por tipo de oferta (2)



Tipo de Oferta	Vida útil econômica [anos]	Faixas de CAPEX, mín e máx [R\$/kW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]	Fator de Capacidade médio ⁽⁹⁾	O&M [R\$/kW/ano]	Encargos/ Impostos [R\$/kW/ano]	Tempo médio de desembolso [meses]
Fotovoltaica Flutuante	20	3.800 a 6.500	5.000	24%	65	180	12
Gás Natural (Ciclo Combinado)	20	3.400 a 5.900 (apenas a UTE)	4.100 ⁽¹³⁾	-	80 (UTE) + 80 (Regas)	250	36
Gás Natural (Ciclo Aberto)	20	2.900 a 4.700	3.400	-	80 (UTE) + 160 (Regas Terceiros)	230	24
Gás Natural (C Combinado Pré-sal)	20	3.400 a 5.900 (apenas a UTE)	5.100 ⁽¹⁴⁾	-	150	280	36
Hidrelétricas	30	Variável ⁽¹⁵⁾	Variável ⁽¹⁵⁾	-	30 a 50	490 a 700	40 a 44
Nuclear	30	22.000 a 29.400	24.500	-	490	740	60
PCH (CAPEX Baixo)	30	3.500 a 6.500	5.000	46% - 50%	90	180	30
PCH (CAPEX Médio)	30	6.500 a 8.500	7.500	46% - 50%	90	230	30
PCH (CAPEX Alto)	30	8.500 a 11.500	10.000	46% - 50%	90	300	30
Reversíveis	30	2.400 a 12.000	6.500	-	70	300	36

(13) Considera, além da UTE, parcela do CAPEX do Terminal de Regaseificação destinada à usina (modelo de negócio de terminal próprio)

(14) Considera, além da UTE, a parcela do CAPEX do gasoduto de escoamento

(15) Vide tabela a seguir

Parâmetros Econômicos individualizados das Usinas Hidrelétricas consideradas

UHE	Potência [MW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]
Apertados	139,0	9.100
Bem Querer	650,0	9.000
Buriti Queimado	142,0	15.300
Castanheira	140,0	12.300
Comissário	140,0	10.800
Davinópolis	74,0	13.600
Ercilândia	87,1	10.500
Formoso	342,0	10.800
Foz do Piquiri	93,2	11.400
Foz do Xaxim	63,2	10.200
Itaguaçu	92,0	7.400

UHE	Potência [MW]	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]
Itapiranga	724,6	8.100
Jatobá (PA)	1.650,0	9.200
Maranhão	125,0	9.500
Mirador	80,0	10.200
Paraná	90,0	9.600
Porteiras	86,0	18.100
Porto Galeano	81,0	8.200
Santo Antônio	84,3	7.000
Saudade	61,4	9.500
Tabajara	400,0	9.700
Telêmaco Borba	118,0	7.900

PDE 2030 | Parâmetros Econômicos PDE 2030 *versus* PDE 2029



Tipo de Oferta	CAPEX Referência, sem JDC [R\$/kW]			O&M [R\$/kW/ano]		
	PDE 2029	PDE 2030	Variação [%]	PDE 2029	PDE 2030	Variação [%]
Armazenamento – Baterias	6.000	7.350	+ 22,5	60	70	+ 16,7
Carvão Nacional	8.000	9.800	+ 22,5	110	160	+ 45,5
Eólica <i>Onshore</i>	4.800	4.500	- 6,3	90	90	0
Eólica <i>Offshore</i>	10.000	12.250	+ 22,5	400	490	+ 22,5
Fotovoltaica	3.500	3.200 ⁽¹⁶⁾	- 8,6	50	50	0
Gás Natural (Ciclo Combinado)	3.800	4.100	+ 7,9	140	160	+ 14,3
Gás Natural (Ciclo Aberto)	2.700	3.400	+ 25,9	240	240	0
Gás Natural (C Combinado Pré-sal)	5.000	5.100	+ 2,0	160	150	- 6,3
Nuclear	19.000	24.500	+ 28,9	320	490	+ 53,1
Reversíveis	6.000	6.500	+ 8,3	60	70	+ 16,7

- Taxas de câmbio utilizadas: PDE 2029: R\$3,88/US\$ e PDE 2030: R\$ 4,90/US\$
- As outras fontes não apresentaram variação em relação aos valores do PDE 2029, ou foram inseridas como tipo de oferta somente no PDE 2030, não tendo base de comparação anterior.

(16) Referência em R\$/kWp, conforme considerado no PDE 2029.

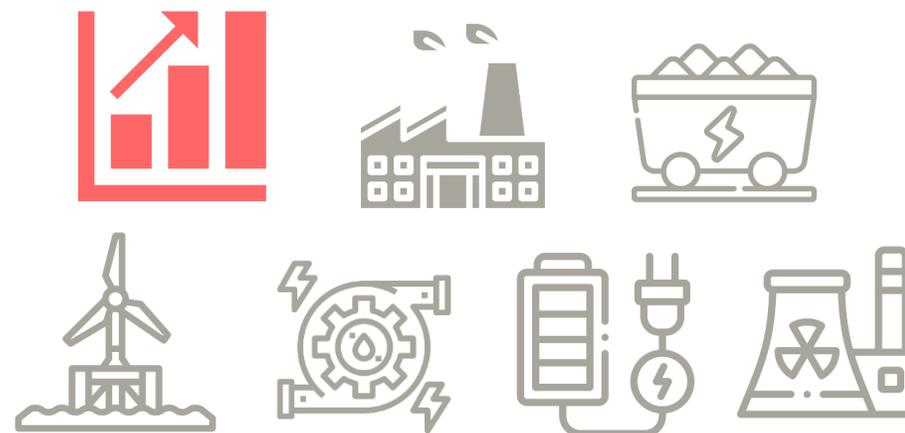
- Comparando os valores descritos nas tabelas apresentadas anteriormente com os custos considerados no PDE 2029, observa-se que:



- As fontes **eólica** e **fotovoltaica** tiveram seus custos de implantação e operação reduzidos, refletindo as tendências de mercado observadas.

- Já fontes como **PCH (e CGH)**, **Biomassa (Bagaço de Cana, Cavaco de Madeira)** e **Biogás**, mantiveram os níveis de custos equalizados com os utilizados para o PDE 2029.

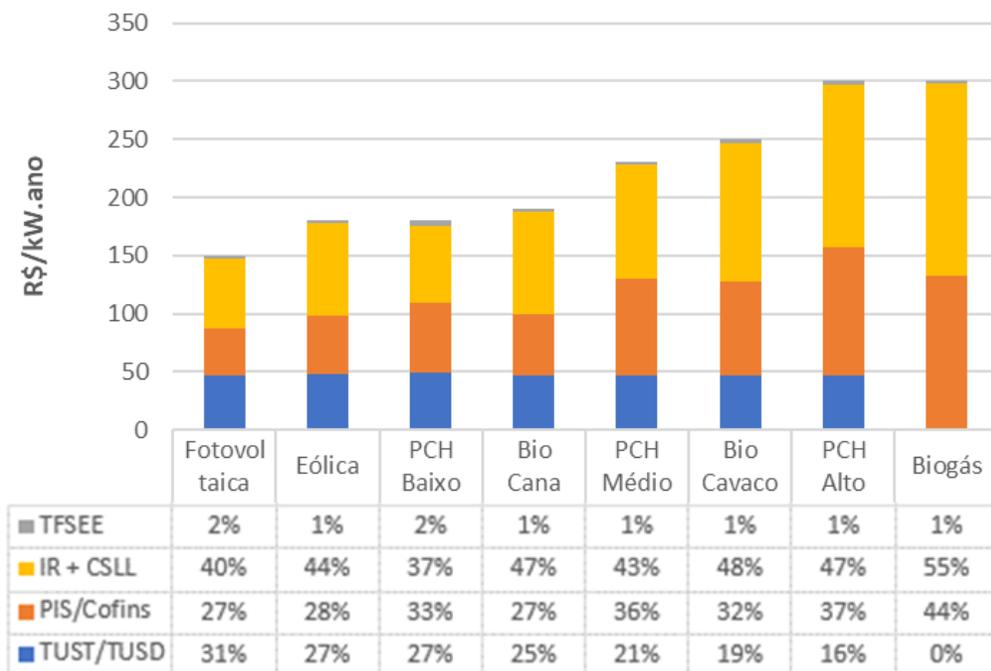
- Alguns custos de **Usinas Termelétricas a Gás Natural**, a **Carvão**, **Nuclear**, **Eólica Offshore** e de **tecnologias de armazenamento, como Usinas Reversíveis e Baterias**, tiveram aumento em relação ao estudo do ano passado, o que pode ser justificado, na maioria dos casos, devido ao maior valor adotado como referência de moeda estrangeira, se comparado com o considerado no PDE 2029, que tem grande impacto em parcelas desses valores.



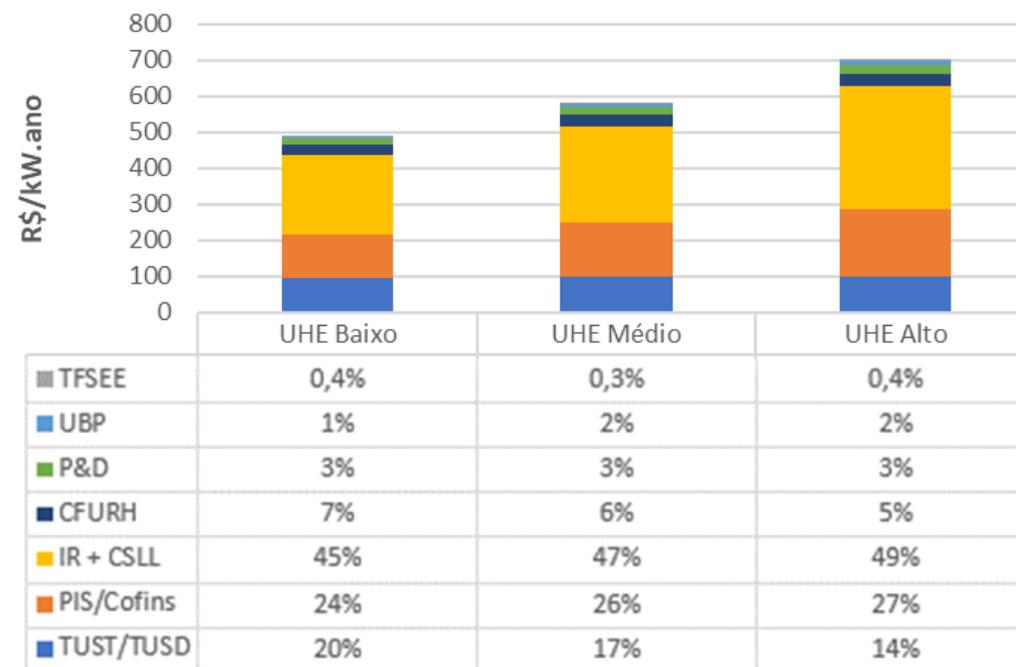
- Fontes como **Fotovoltaica Flutuante** e **Biogás – RSU** passaram a ser consideradas a partir do PDE 2030, não tendo assim base de comparação.

- Os valores de encargos e tributos considerados como parâmetros para cada fonte energética são estratificados nos gráficos a seguir, dispostos por tipo de fonte:
 - Ressalta-se que para o cálculo optou-se pelo regime tributário de Lucro Real.

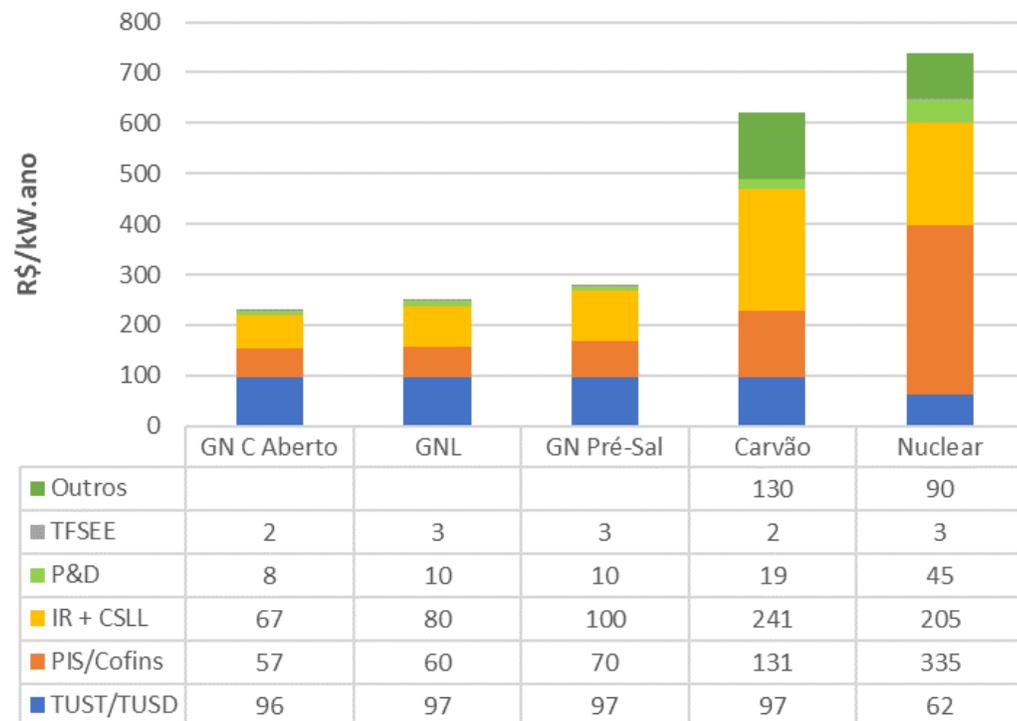
Renováveis



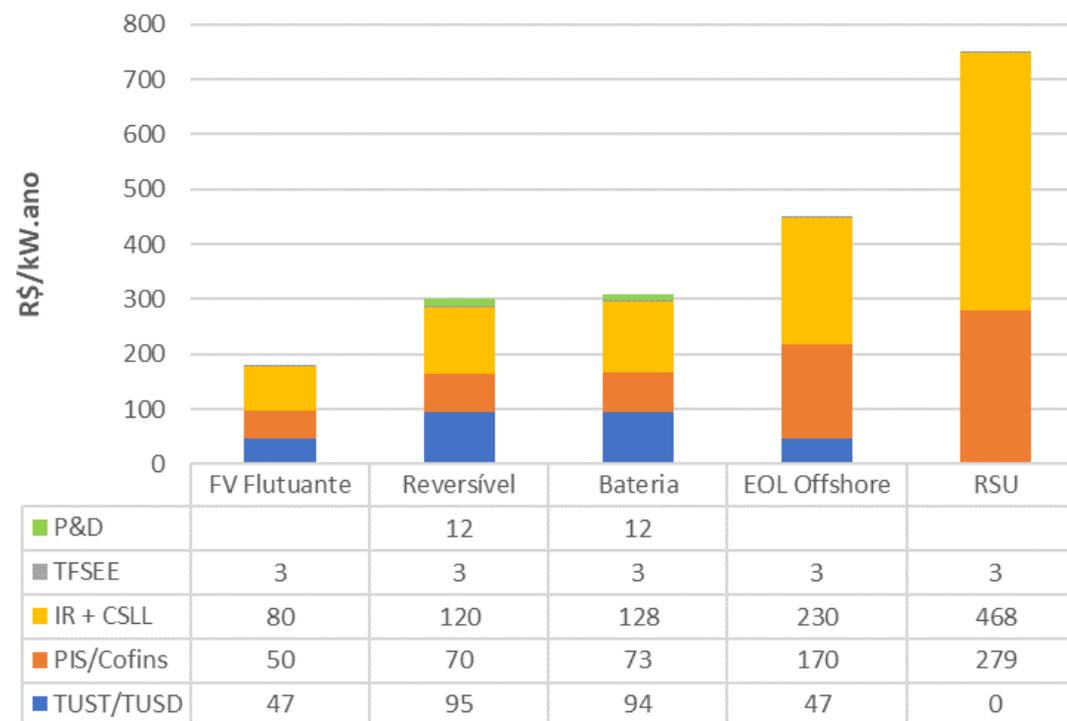
Hidrelétricas



Térmicas



Outras fontes



* Item "Outros": incremento no custo de capital de terceiros (diante de restrição de financiamento), para usinas a carvão, e estimativa para eventuais compensações socioambientais para nuclear.

- **Repotenciação e Modernização (R&M) de usinas hidrelétricas:** As estimativas de custo foram formuladas com base em dados produzidos sobre o tema por instituições setoriais de nível mundial, informações públicas e dados de projetos de viabilidade de R&M.
 - Dois patamares de custo foram adotados para o conjunto de usinas relacionadas: o primeiro com valores **até R\$ 1.000/kW** e um segundo com valores de **R\$ 1.000/kW a R\$ 2.000/kW**.
- Para o custo de investimento relativo a possível realização de **Retrofit** das usinas termelétricas a gás natural integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) e/ou com contratos no ambiente regulado (CCEAR), que se tornam candidatas à expansão após o fim do PPT ou término do seu respectivo contrato, é utilizado como referência o valor de 40% do CAPEX de uma UTE a Ciclo Combinado nova, resultando no valor de **R\$ 1.640/kW**.
- **Resposta da Demanda:** Abaixo seguem os valores e as premissas utilizadas no cálculo dos custos variável e fixo a serem considerados⁽¹⁷⁾:
 - **Custo variável = R\$ 349/MWh.** Valor resultante da soma da Margem de energia (relação de EBITDA, em US\$/ton, e a intensidade energética média para produção, em MWh/ton) com o Custo de energia do processo de planta industrial de alumínio⁽¹⁸⁾.
 - **Custo fixo = R\$ 72/kW.ano.** Estimativa feita de acordo com o custo de produção do setor relacionado com sua intensidade energética.

(17) Metodologia aplicada com adaptações para os cálculos dos custos: Referência: SOARES, Fillipe Henrique Neves, “Resposta da demanda industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta”, São Paulo. 2017.

(18) Setor com maior potencial de participação em programas de RD.

Custo Variável Unitário (CVU) : deve cobrir os custos de operação do empreendimento para cada MWh gerado pela UTE, com exceção dos já remunerados pela Receita Fixa. As metodologias de cálculo do CVU partem da soma das parcelas de Custo Ccomb e CO&M e encontram-se detalhadas na Nota Técnica EPE-DEE-NT-057/2019-r0 ⁽¹⁹⁾, de setembro de 2019, e nas Portarias do MME nº 42 e nº 46, de março de 2007.

USINAS INDICATIVAS

Gás Natural (diferentes tecnologias e/ou modelos de negócio)

USINAS DO ACR (*)

- Biomassa, Carvão Nacional, Gás Processo
- Gás Natural (a partir de 2007), Óleos Combustível e Diesel, Carvão Importado
- Gás Natural (PPT)

DEMAIS USINAS

- Usinas do ACL
- Retrofit das UTE existentes

$$CVU = Ccomb + CO\&M$$

Onde:

Ccomb = Custo do Combustível [R\$/MWh]

CO&M = demais custos variáveis incorridos na geração flexível [R\$/MWh]

(*) No caso das usinas do ACR, também é levado em conta o status de operação comercial da usina para estimativa de cálculo do custo de combustível.

(19) Nota Técnica “Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo – 2019”.

Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>



USINAS INDICATIVAS

Para esse cálculo utiliza-se a taxa de crescimento estimada pelo AEO/EIA 2020, aplicada apenas à parcela referente à commodity (Henry Hub), somada aos custos fixos de O&M.

Tecnologia	Inflexibilidade	US\$/MMBTU	CVU (R\$/MWh)
		Preço do gás na UTE	
Ciclo Combinado	0%	7,48	347
	50%	6,63	312
	80%	5,93	283
	100%	5,58	268
Ciclo Aberto	0%	7,48 – 9,54	451 - 560
Gás Nacional	0%	4,00	202

Premissas:

- Custo de Combustível e taxa de câmbio: 2,24 US\$/MMBTU (Preço do Henry Hub, Ref.2019) e 4,90 R\$/US\$ (Câmbio de Referência)
- Encargos e Impostos: PIS (1,65%); COFINS (7,6%); P&D (1,0%); ICMS (12,0%)
- Custo de O&M variável e Perdas: 7 US\$/MWh (O&M Variável) e 4,5% (Perdas da RB + Consumo Interno)



USINAS DO ACR

A metodologia de cálculo varia por tipo de combustível e por status de operação comercial da UTE.

Para as usinas em operação, vencedoras de leilão, é considerado o CVU conjuntural do PMO. Aplicada a variação esperada dos preços na parcela Ccomb⁽²⁰⁾.

Para usinas que não entraram em operação comercial, o Ccomb é calculado de forma semelhante ao descrito na PRT MME 42/2007, e na Pcomb adota-se a expectativa de preço futuro para cada ano. Os Custos de O&M são reajustados até o mês de referência de atualização.

Para as usinas PPT, foram mantidos constantes os valores indexados ao PPI norte-americano e as parcelas vinculadas ao reajuste pelo IPCA ou IGP-M.



DEMAIS USINAS

Usinas do ACL: CVU é reajustado com base na variação percentual média, para o mesmo tipo de combustível, dos CVU das usinas do ACR.

Retrofit GN: CVU é recalculado com base na metodologia e no preço de referência do GNL das UTE indicativas totalmente flexíveis. O consumo específico de cada usina foi obtido do *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do MME* (jan/2020).

Retrofit Carvão Nacional: CVU é calculado a partir do CVU original acrescido do custo do reembolso pago pela CDE aos respectivos empreendedores, considerando o ano de 2019 como referência.

(20) Com base na metodologia explicitada na Nº EPE-DEE-NT-057/2019-r0.

Custos de Transmissão

Estimativas de Custos de Expansão de Transmissão entre subsistemas para utilização no Modelo de Decisão de Investimento (MDI)



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%



Encargos

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

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



Juros Durante a Construção

Considerando:

- desembolsos iguais durante a construção (1/5);
- 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.

- 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, sendo todas as LTs consideradas como aéreas por conta de seus traçados, tipicamente, não atravessarem regiões metropolitanas:



As interligações **N-SE** e **N-S** pressupõem linhas aéreas longas em **corrente contínua 800 kV (1.500 a 2.500 km)**, para expansões de grandes blocos (cerca de **4.000 MW**);



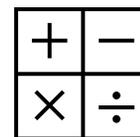
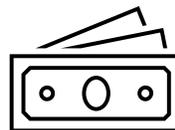
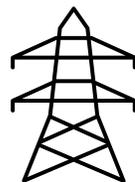
Os elos **NE-SE** e **N-NE** referem-se a expansões aéreas em **corrente alternada (500 kV)**, da ordem de **800 a 1.000 km**, em blocos de **1.000 a 1.200 MW**;



O elo **SE-S** considera expansões aéreas em **corrente alternada (500 kV)**, com extensões **inferiores a 800 km**, em blocos de **1.000 a 1.200 MW**.

PDE 2030 | Estimativas de Custos de Expansão da Transmissão para MDI

- 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 (anos)	Investimento (R\$/kW)	Custo Anual/Investimento	Custo (R\$/kW/Mês)
N-SE, N-S	25	1.800	13%	19,50
NE-SE, N-NE	25	1.400	13%	15,17
SE-S	25	800	13%	8,67

- Cabe ressaltar que a diferença de custos entre as interligações mostradas na tabela acima deve-se às distâncias características entre cada subsistema, sendo utilizado como referência a solução de **linha de transmissão aérea em corrente contínua (800 kV)** para distâncias **superiores a 1.500 km** e a solução de **linha de transmissão aérea em corrente alternada (500 kV)** para distâncias de **até 1.500 km**, considerando o custo adicional de uma **subestação intermediária a cada 400 km**.

Outros Custos

Custos de Déficit de Energia

Penalidade de não atendimento à
Capacidade

- A ocorrência de déficits de energia acima dos limites indicados nos critérios de suprimento é indesejável. Dessa forma, os modelos matemáticos de decisão de investimento e despacho hidrotérmico incorporam uma penalização na função objetivo do problema sempre que há a ocorrência de déficit.
- O objetivo é sinalizar que a ocorrência de déficits “custa caro” e com isso guiar os modelo a utilizarem recurso termelétrico ou expandir a oferta de geração para equilibrar o custo presente e o risco futuro.
- É recomendada a adoção nos estudos do setor elétrico, a partir de 2017, de uma função de custo de déficit representada em um único patamar.
- O custo vigente para utilização nos estudos de planejamento, operação e formação de preços para o ano de 2020 é de **R\$ 5.249,34/MWh**, conforme atualização anual feita pela CCEE, realizada com base na Resolução Normativa ANEEL nº 795/17, que considera a variação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) para o período de doze meses.
- No Plano Decenal de Expansão, este valor é utilizado nas simulações do MDI e NEWAVE.

- Se por um lado o custo de déficit de energia está associado a cortes de carga de longa duração, como o de um racionamento energético, existe também a possibilidade de ocorrência de cortes de curta duração, relacionados à interrupções momentâneas do fornecimento.
- Para também representar essa possibilidade nos modelos matemáticos é utilizada uma penalidade específica associada às restrições de atendimento à capacidade de potência. Essa restrição se refere ao atendimento nas condições críticas do sistema e possui curta duração.
- Apesar do tempo de interrupção ser curto a sua ocorrência é imprevista, fazendo com que, em termos de custo unitário, o valor dessa penalidade seja mais elevado que o custo de déficit de energia. Ela deve ser capaz de induzir a expansão para suprimentos de curta duração ou alterar a estratégia operativa de geração e consumo visando garantir disponibilidade para momentos específicos (ou seja, aumentar a capacidade de potência do sistema).
- Como ainda não existe uma metodologia de cálculo oficial para a definição desta penalidade, o Plano Decenal de Expansão utiliza um cálculo implícito para a penalidade de não atendimento à capacidade. O objetivo desse cálculo é aproximar as condições de atendimento de potência dos limites estabelecidos nos critérios de suprimento, induzindo a expansão necessária para esse fim.
- No PDE 2030, o valor obtido foi de **R\$ 2.722.500/MW**.



www.epe.gov.br

Diretor

Erik Eduardo Rego

Coordenação Técnica

Bernardo Folly de Aguiar
Thiago Ivanoski Teixeira
Marcos Bressane

Equipe Técnica

Daniel José Tavares de Souza
Diego Pinheiro de Almeida
Fernanda Fidelis Paschoalino
Glaysson de Mello Muller
Mariana de Queiroz Andrade
Renato Haddad Simões Machado



EPE - Empresa de Pesquisa Energética

Praça Pio X, nº 54
20091-040

Centro - Rio de Janeiro

