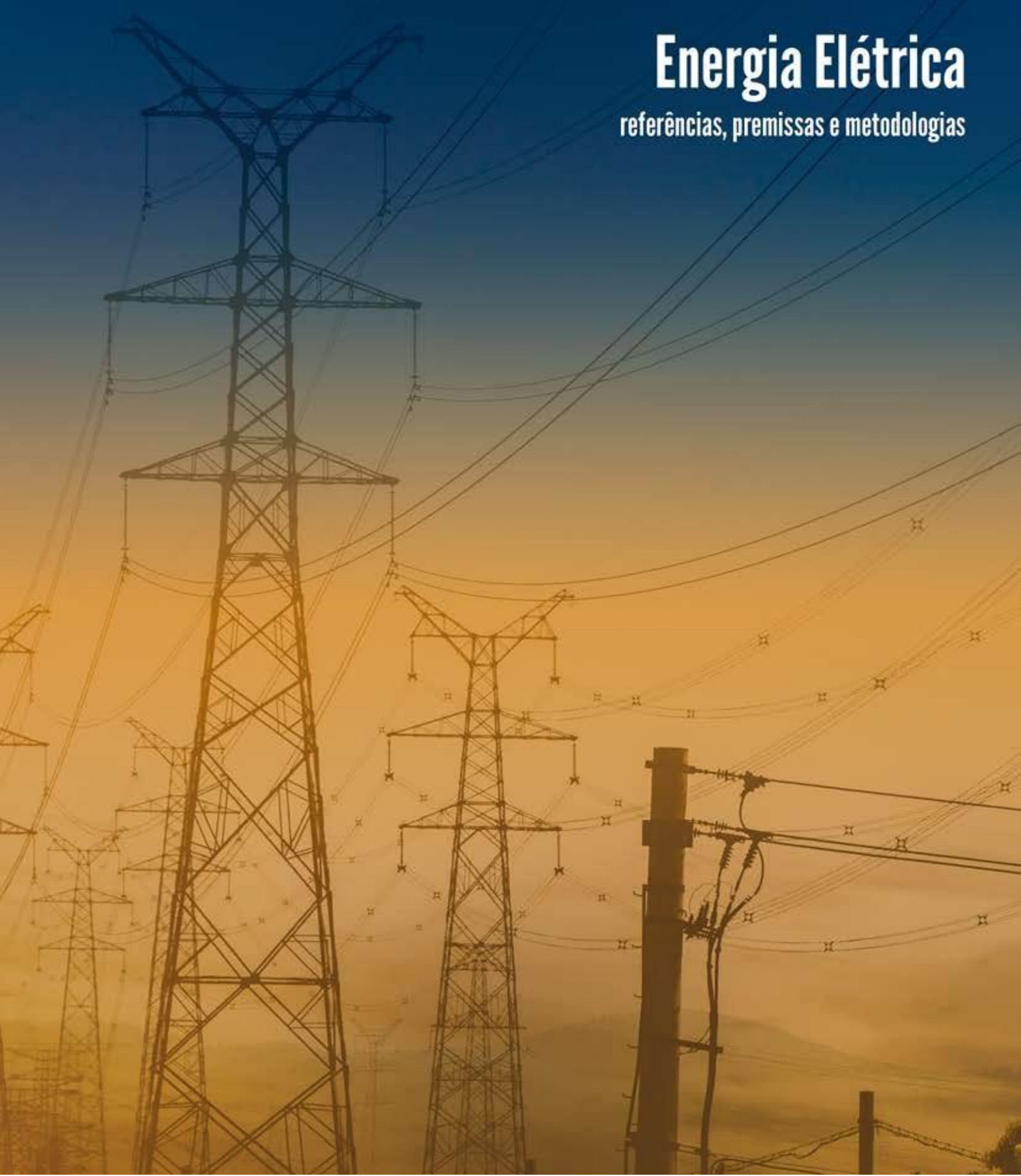


# Séries Históricas

# INVESTIMENTOS

## Energia Elétrica

referências, premissas e metodologias



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Adolfo Sachsida

**Secretário Executivo do MME**

Hailton Madureira de Almeida

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**

José Guilherme de Lara Resende

**Secretário de Energia Elétrica**

Ricardo Marques Alves Pereira

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis**

Rafael Bastos da Silva

**Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral**

Pedro Paulo Dias Mesquita



Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

**Presidente**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Erik Eduardo Rego

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

Ângela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744

**70065-900 – Brasília – DF**

**Escritório Central**

Praça Pio X, nº 54 – Centro  
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

# ESTUDOS DO PLANEJAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

## Séries Históricas de Investimento: Energia Elétrica

**Coordenação Geral**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira  
Erik Eduardo Rego  
Giovani Vitória Machado

**Coordenação Executiva**

Bernardo Folly de Aguiar  
Carla Achão  
Gustavo Naciff de Andrade  
Marcos Vinicius G. da Silva Farinha  
Patricia Costa Gonzalez de Nunes  
Thiago de Faria Rocha Dourado Martins  
Thiago Ivanoski Teixeira

**Equipe Técnica**

Daniel Silva Moro  
Gabriel Konzen  
Glauco Vinicius Ramalho Faria  
Lucas Simões de Oliveira  
Mariana de Queiroz Andrade

**Nº EPE-PR-NT-005/2022-rev0**

Data: novembro de 2022

## Histórico de Revisões

<b>Rev.</b>	<b>Data</b>	<b>Descrição</b>
0	04/11/2021	Publicação Original

## SUMÁRIO

<b>Apresentação</b>	<b>6</b>
<b>1 Distribuição</b>	<b>7</b>
1.1 Dados	7
1.2 Premissas e Metodologia	7
<b>2 Mini e Microgeração Distribuída</b>	<b>8</b>
2.1 Dados	8
2.2 Premissas e Metodologia	8
<b>3 Pesquisa, Desenvolvimento &amp; Inovação</b>	<b>11</b>
3.1 Dados	11
3.2 Premissas e Metodologia	12
<b>4 Eficiência Energética</b>	<b>13</b>
4.1 Dados	13
4.2 Premissas e Metodologia	14
<b>5 Transmissão</b>	<b>15</b>
5.1 Dados	15
5.2 Premissas e Metodologia	16
<b>6 Geração Centralizada</b>	<b>18</b>
6.1 Dados	18
6.2 Premissas e Metodologia	20
<b>7 Referências</b>	<b>22</b>
<b>Anexo I</b>	<b>23</b>
<b>Anexo II</b>	<b>24</b>

## APRESENTAÇÃO

No âmbito de sua competência legal, a EPE desenvolve estudos e estatísticas energéticas para subsidiar a formulação, implementação e avaliação da política energética nacional, incluindo o setor de energia elétrica. E mantém processos estratégicos de interesse público, contribuindo com a transparência e a redução de assimetrias de informação no mercado.

Nesse contexto, é relevante a frequente avaliação da necessidade de se avançar no mapeamento, estruturação e ampla divulgação de dados e informações do setor de energia elétrica, incluindo dados históricos.

Assim, diante da ausência de uma base pública que consolide o histórico de investimentos no setor de energia elétrica, foi elaborada publicação com o histórico de investimentos no setor de energia elétrica, considerando os segmentos de distribuição; mini e microgeração distribuída; pesquisa, desenvolvimento & inovação; eficiência energética; transmissão; e geração de energia centralizada.

O objetivo dessa Nota Técnica é, portanto, apresentar os dados tomados como referência, as premissas e as metodologias consideradas na elaboração das referidas séries históricas de investimento, por segmento.

## 1 Distribuição

### 1.1 Dados

A informações relativas aos investimentos nos sistemas de distribuição se baseiam nas informações obtidas junto à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

### 1.2 Premissas e Metodologia

Os referidos valores de investimento anual em Distribuição foram obtidos a partir dos dados das demonstrações financeiras que contém a demonstração do fluxo de caixa – DFC. A DFC apresenta o investimento com desembolso de caixa efetivo e testado por auditoria independente.

#### 1.2.1 Limitações da Metodologia

Os valores a partir da DFC só estavam disponíveis para o período compreendido entre os anos de 2011 e 2020. Para o ano de 2010, excepcionalmente, os dados foram estimados pela ANEEL a partir da variação do Ativo Imobilizado Total do Balancete Mensal Padronizado – BMP.

---

## 2 Mini e Microgeração Distribuída

### 2.1 Dados

Para a informação de projetos de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), foi utilizado cadastro atualizado diariamente e disponível no site da ANEEL ([http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp))<sup>4</sup>.

Em relação aos custos unitários de instalações, foram utilizadas as seguintes referências: Greener (2017), Greener (2020), IDEAL (2014), IDEAL (2015) e IDEAL (2016). São dados em nível nacional.

### 2.2 Premissas e Metodologia

A metodologia para avaliar o montante de investimentos em MMGD no Brasil consiste na multiplicação da capacidade instalada no ano pelo custo unitário de projetos desse tipo. Em função da menor escala dos projetos, não é considerado um cronograma de desembolso nos investimentos. Ou seja, 100% do investimento é atribuído ao ano em que o projeto entra em operação.

#### 2.2.1 Fotovoltaica

Partindo da base de projetos de MMGD, esses foram classificados em projetos em solo e projetos em telhado. Essa classificação é importante pois o custo unitário varia de acordo com a tipologia. Projetos cadastrados com modalidade "Autoconsumo Remoto" e "Geração compartilhada" dos subgrupos tarifários do Grupo A (A4, A3, etc.) foram considerados como projetos em solo. Os demais em telhados.

Em relação às bases de custo unitário, antes de 2017 não havia dados disponíveis para projetos em solo. Para preencher esses dados faltantes foi utilizada a seguinte abordagem:

- a) Calculado o fator "custo médio em solo/custo médio em telhados" de 2017 ao ano mais recente;
- b) Multiplicados os custos para projetos em telhados (projetos acima de 75 kW) de 2013 a 2016 por este fator.

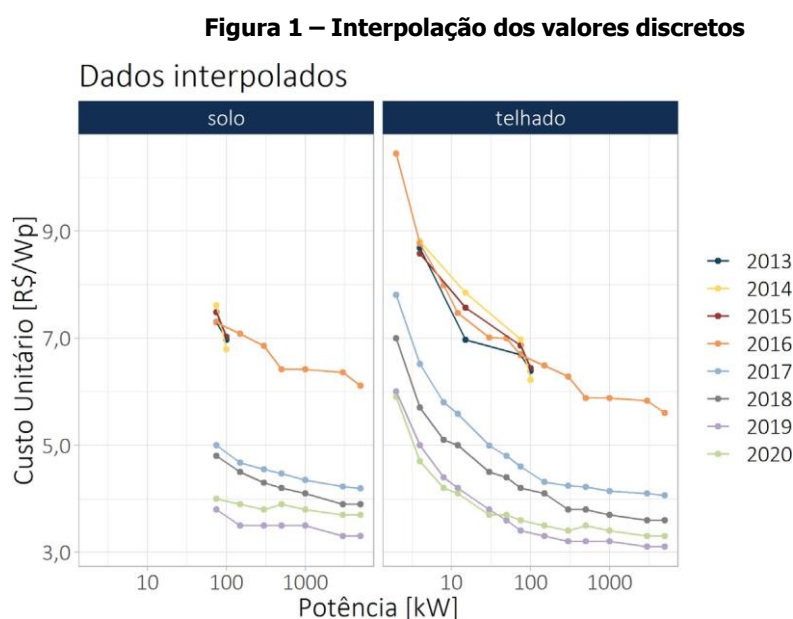
---

<sup>4</sup> Consulta realizada em 24/02/2021.



Uma dificuldade adicional relacionada com a base de custo unitário é que os relatórios disponíveis apresentam custos para valores discretos de potência. No entanto, a base histórica possui uma característica contínua em relação à potência. Por exemplo, os custos unitários são apresentados para projetos de 4 ou 8 kWp. No entanto, a base de projetos possui diversos valores intermediários.

Para atribuir um custo unitário para cada valor intermediário, foi feita uma interpolação linear entre os valores discretos de custos existentes. Para potências fora dos limites disponíveis, é utilizado o valor mais próximo disponível (Ex: para potência de 1 kWp, é utilizado o valor de 2 kWp). A figura a seguir ilustra a interpolação realizada.



Cabe destacar que a base de projetos da ANEEL disponibiliza a capacidade instalada em kW (base corrente alternada - CA), enquanto as bases de custo unitário apresentam valores para potências em kWp (base corrente contínua - CC). A relação entre potência instalada do inversor (CA) e a potência de módulos fotovoltaicos (CC) é conhecida como Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). Portanto, para relacionar as duas bases de dados utilizados, foram assumidas as seguintes premissas:

- Sistemas telhados: FDI = 1;
- Sistemas em solo: FDI = 0,8.

Na sequência, a potência dos projetos existentes foi transformada em kWp dividindo a potência original em kW pelo FDI.

### 2.2.2 Demais fontes

O cálculo dos investimentos em outras fontes também partiu da base de projetos de MMGD da ANEEL. No entanto, em relação aos custos unitários, no caso de projetos de MMGD para as fontes eólica, termelétricas e centrais geradoras hidrelétricas (CGH) não se dispõe de dados detalhados por nível de potência e sua evolução no tempo. Nesse caso, foram adotados os seguintes custos unitários, baseados em consultas da EPE com agentes. Cabe ressaltar que essas fontes têm pouca contribuição no resultado final, uma vez que a participação em potência desses projetos é de cerca de 3% do total em 2020.

- Eólica: R\$ 6,88/kW;
- CGH: R\$ 7,50/kW;
- Termelétrica: R\$ 9,50/kW.

### 2.2.3 Limitações da Metodologia

Conforme o exposto anteriormente, destaca-se dois pontos de limitação:

- a) Cronograma de investimentos: atualmente, não é considerado um cronograma dos investimentos. Dessa forma, especialmente para projetos de minigeração, pode haver um descasamento entre o ano de entrada em operação do empreendimento do ano em que efetivamente foi feito o desembolso;
- b) Custos unitários de outras tecnologias: há poucas referências de custos para projetos de MMGD de tecnologias não fotovoltaica. Dessa forma, não foi possível fazer a abertura por faixa de potência e a evolução ao longo dos anos.

### 3 Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação

#### 3.1 Dados

No setor elétrico, a Lei nº 9.991/2000 foi um marco importante para a estruturação dos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (PEE), seguindo as diretrizes e regulação da ANEEL. Estes programas possuem características semelhantes e direcionam compulsoriamente um percentual da Receita Operacional Líquida (ROL) dos agentes do setor elétrico para investimentos em suas respectivas áreas<sup>5</sup>. Os percentuais da ROL estabelecidos para cada grupo de agentes e a distribuição dos recursos se modificaram ao longo do tempo e seus percentuais atualmente vigentes<sup>6</sup> são apresentados no Tabela a seguir.

**Tabela 1: Percentuais mínimos da ROL a investir (P&D) e a recolher (FNDCT, MME) pelas empresas de energia elétrica, por segmento (D, G e T)**

Segmento	P&D (% da ROL)					
	ANEEL		FNDCT		MME	
	Até o fim de 2022	A partir de 2023	Até o fim de 2022	A partir de 2023	Até o fim de 2022	A partir de 2023
Distribuição	0,2	0,3	0,2	0,3	0,1	0,15
Geração	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2
Transmissão	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2

Fonte - Resolução Normativa ANEEL Nº 926, de 16 de março de 2021

As diretrizes para o programa, elaboração, avaliação e prestação de contas dos projetos de P&D estão disponíveis nos Procedimentos do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (ProP&D) e podem ser acessados em: <https://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d>

<sup>5</sup>Vale destacar que os contratos de concessão firmados antes da publicação da Lei nº 9.991/2000 continham cláusulas específicas de obrigatoriedade de investimento de um percentual da receita anual em ações de combate ao desperdício de energia elétrica (distribuidoras) e pesquisa e desenvolvimento tecnológico (distribuidoras, geradoras e transmissoras).

<sup>6</sup>Vigência da Resolução Normativa ANEEL Nº 926, de 16 de março de 2021.

### 3.2 Premissas e Metodologia

Na subseção destinada à transparência, na seção do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, é possível acessar a base de dados com informações sobre os projetos e investimentos de P&D realizados nos últimos 10 anos<sup>7</sup>. Assim, é possível encontrar rapidamente as informações do Programa de P&D do Setor Elétrico. As informações podem ser apresentadas com gráficos, geoespacializado, por empresa, por categoria de custo, por executores e por tema de pesquisa.

Observa-se que, no âmbito do programa de P&D da ANEEL, valores realizados de alguns anos podem ser maiores que o investimento mínimo obrigatório. Estes anos correspondem, principalmente, ao início da execução dos projetos aprovados no âmbito das Chamadas de Projetos de P&D Estratégicos da ANEEL<sup>8</sup>.

As Chamadas de Projeto de P&D Estratégico foram instituídas a partir da REN nº316/2008, como instrumento de direcionamento de recursos para temas de relevância estratégica, que demandavam esforços coordenados e investimentos elevados, alinhados às políticas setoriais. Neste caso, a ANEEL publica as Chamadas sobre temas definidos, com adesão voluntária das empresas reguladas. O processo inclui avaliação da proposta, execução e resultados obtidos. O processo pode incluir entidades intervenientes a convite da ANEEL, como o MME, MCTI, MDIC/MEconomia, EPE, ONS, CCEE, BNDES, FINEP, ABDI. O total dos valores previstos e aprovados em chamadas de Projetos de P&D Estratégicos são apresentados na Tabela constante do Anexo II.

#### 3.2.1 Limitações da Metodologia

Nos relatórios de movimentação financeira do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento são apresentados os valores devidos e realizados de P&D e seu valores são passíveis de alterações após fiscalização da ANEEL. Destaca-se também que o programa é aprimorado, o que pode resultar em alterações nos montantes considerados.

---

<sup>7</sup> Para acessar: [https://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset\\_publisher/ahiml6B12kVf/content/transparencia-na-spe/656831?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fprograma-de-p-d%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_ahiml6B12kVf%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-2%26p\\_p\\_col\\_pos%3D1%26p\\_p\\_col\\_count%3D3](https://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d/-/asset_publisher/ahiml6B12kVf/content/transparencia-na-spe/656831?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fprograma-de-p-d%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_ahiml6B12kVf%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D3)

<sup>8</sup>Também ocorreram investimentos superiores do devido obrigatório para atendimento à regulação vigente (REN nº 754/2016-PROP&D) no tocante à regularização dos saldos acumulados.

## 4 Eficiência Energética

### 4.1 Dados

O Programa de Eficiência Energética regulado pela ANEEL (PEE) representa a maior fonte de recurso para eficiência energética no país. O principal objetivo é a promoção do uso eficiente e racional de energia elétrica através de ações de combate ao desperdício e de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia, em todos os setores da economia.

Com características similares ao P&D da ANEEL, o programa direciona um percentual da Receita Operacional Líquida (ROL) de regulados, mas nesse caso somente as distribuidoras participam do programa. Os percentuais mínimos da ROL a serem destinados estão apresentados na Tabela abaixo:

**Tabela 2: Percentuais mínimos da ROL a investir (PEE) e a recolher (PROCEL) pelas distribuidoras de energia elétrica**

Segmento	PEE (% da ROL)			
	ANEEL		PROCEL	
	Até o fim de 2022	A partir de 2023	Até o fim de 2022	A partir de 2023
Distribuição	0,4	0,2	0,1	0,05

Fonte - Nota Técnica nº 0496/2020 –SPE/SFF/ANEEL

As diretrizes para o programa, elaboração, avaliação e prestação de contas dos projetos de eficiência energética estão disponíveis nos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética (ProPEE), e podem ser acessados em: <https://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica>

## 4.2 Premissas e Metodologia

Na subseção destinada à gestão do programa é possível acessar a base de dados com informações sobre os projetos e investimentos de Eficiência Energética realizados nos últimos 10 anos<sup>9</sup>. As informações podem ser apresentadas com gráficos, geoespacializado, por empresa, por categoria de custo, por executores e por energia economizada.

### 4.2.1 Limitações da Metodologia

Nos relatórios de movimentação financeira do Programa de Eficiência Energética são apresentados os valores devidos e realizados do programa e seus valores são passíveis de alterações após fiscalização da ANEEL. Destaca-se também que o programa é aprimorado, o que pode resultar em alterações nos montantes considerados.

---

<sup>9</sup> Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica/-/asset\\_publisher/94kK2bHDLPmo/content/gestao-do-programa/656831?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fprograma-eficiencia-energetica%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_94kK2bHDLPmo%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-2%26p\\_p\\_col\\_pos%3D1%26p\\_p\\_col\\_count%3D2](https://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica/-/asset_publisher/94kK2bHDLPmo/content/gestao-do-programa/656831?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fprograma-eficiencia-energetica%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_94kK2bHDLPmo%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2)

## 5 Transmissão

### 5.1 Dados

Considerando a ausência de dados públicos para investimentos realizados no segmento de transmissão de energia elétrica brasileiro, inicialmente foram utilizados dados mantidos pela EPE de investimento relativos ao histórico de obras licitáveis, bem como obras finalizadas com base em dados do DMSE. Entretanto, como nem todas as informações estavam contidas na base de dados interna, especialmente os projetos mais antigos, que precedem a criação da EPE, foram tomados como referência dados obtidos em Resoluções Homologatórias da ANEEL, que contém dados relativos às instalações em operação comercial, licitadas e autorizadas que fazem ou farão jus ao recebimento de receitas.

Tendo em vista que os dados são públicos, ligados a um processo com periodicidade bem definida, e representam todos os ativos que fazem jus à remuneração da RAP, independentemente de terem sido licitados ou autorizados, entende como uma relevante fonte de dados para a análise de investimentos no segmento de transmissão. As últimas resoluções homologatórias publicadas estão elencadas na Tabela 3.

**Tabela 3: Resoluções Homologatórias para as RAPs do sistema de transmissão**

Nº Resolução/Ano	Endereço
1171/2011	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/119655">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/119655</a>
1313/2012	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/128943">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/128943</a>
1559/2013	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/148197">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/148197</a>
1756/2014	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/156090">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/156090</a>
1918/2015	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/164594">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/164594</a>
2098/2016	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/173794">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/173794</a>
2258/2017	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/180329">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/180329</a>
2408/2018	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/186904">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/186904</a>
2565/2019	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/195385">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/195385</a>
2725/2020	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/206804">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/206804</a>
2895/2021	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/216661">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/216661</a>
3067/2022	<a href="https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/225003">https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/225003</a>

Dentre os anexos das resoluções homologatórias encontram-se dados relativos aos módulos que serão remunerados no ciclo tarifário, sendo uma síntese das principais informações disponíveis apresentada na Tabela do Anexo I. Dentre esses dados, destacam-se:

- **RAP no Ato Legal:** Valor nominal da RAP no momento da outorga;
- **RAP do Ciclo:** Valor real da RAP, reajustado pelos índices inflacionários, e perfis de receita, no atual ciclo tarifário;
- **Data Referência da RAP:** Data base da RAP estabelecida para a outorga.

## 5.2 Premissas e Metodologia

Com as informações das resoluções homologatórias, e mediante o uso das premissas indicadas a seguir torna-se possível estimar os investimentos em transmissão por ano.

- Foram considerados os módulos e informações contidas no Anexo X do Ciclo 2020-2021;
- Para obras autorizadas foram considerados prazos de implantação de três anos, com desembolsos repartidos igualmente entre os mesmo;
- Para obras licitadas foram considerados prazos de implantação de cinco anos, com desembolsos repartidos igualmente no período;
- Na decomposição do investimento estimado considerou-se o desembolso inicial realizado no ano corrente da Data de Referência da RAP;
- Para a decomposição dos investimentos entre Linhas de Transmissão e Subestações, foram consideradas as informações de cada um dos módulos, computando módulos de Linhas de Transmissão (LT), Entrada de Linha (EL), Reator de Linha (RTL) e Capacitor Série (CS) para o grupo Linha de Transmissão, e os demais módulos para o grupo Subestação;
- Considerou-se a relação RAP/CAPEX disponível em [1] para os maiores contratos de concessão vigentes, notadamente CC 007/2015, CC 014/2014, CC 005/2016, CC 009/2016, CC 010/2016, CC 003/2018;
- Para os demais investimentos associados a processos não licitatórios considerou-se a relação RAP/CAPEX de 16%.

### 5.2.1 Limitações da Metodologia

#### 5.2.1.1 Contratos com redução de RAP

Contratos mais antigos de transmissão possuem cláusula que prevê a redução de 50% na RAP após o 15º ano de operação do empreendimento.

A metodologia, na sua forma atual, se baseia apenas no valor da RAP do ciclo vigente, e não captura as particularidades de cada contrato. Desse modo, para essas instalações surgem duas possibilidades:

- Majoração no valor do investimento, para instalações com esse tipo de contrato que ainda não atingiram o 15º ano de operação, pois o valor presente dos pagamentos considerara apenas o valor integral das parcelas;
- Minoração no valor do investimento, para empreendimentos que já se encontram com mais de 15 anos de operação no ciclo tarifário atual, pois esses investimentos já sofreram a redução de 50% no pagamento, e a metodologia faz o valor presente das parcelas com desconto

Entretanto, considerando que contratos com a referida cláusula podem ser considerados como exceções, o impacto no total de investimentos não tende a ser relevante. De toda forma, é possível extrair os detalhes de cada contrato para determinar se o empreendimento encontra-se em momento anterior ou posterior ao 15º ano de operação, fazendo o devido ajuste em suas parcelas de RAP.

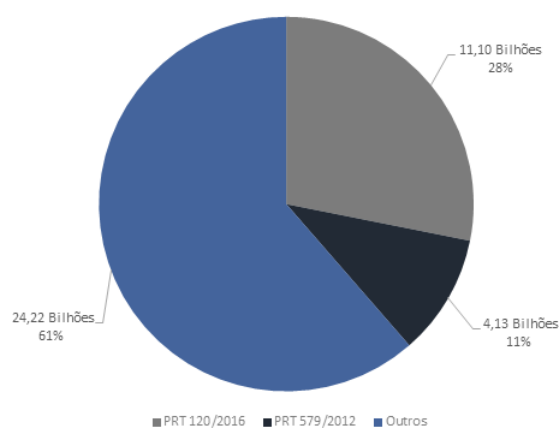


### 5.2.1.2 Influência da MP 579/2012 e PRT 120/2016

Diversas RAPs têm como ato autorizativo a Medida Provisória 579/2012 e PRT 120/2016 que, grosso modo, refinanciaram parte das instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional.

Como poder ser observado na Figura 3, tais atos representam cerca de 39% de toda as RAPs pagas no ciclo tarifário, e distorcem as análises de investimentos anuais na transmissão, ao concentrar todos os valores em dois anos da análise. Além disso, cabe destacar que os ativos diretamente afetados por estes atos já se encontram em operação há bastante tempo, de tal forma que os dados financeiros não refletem, necessariamente, novos desembolsos para ativos adicionais. Dado o exposto, na apresentação dos resultados, optou-se por desconsiderar os efeitos destes atos para os anos de 2012 e 2016.

**Figura 3 –Representatividade da PRT 579/2012 e PRT 120/2016 frente aos montantes de RAP do ciclo 2020**

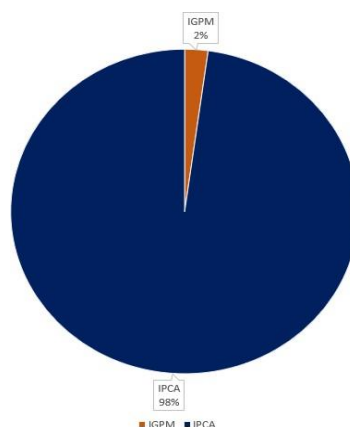


### 5.2.1.3 Diferenças entre índices de reajustes

Os contratos de transmissão podem ser reajustados por dois índices distintos, o IPCA ou o IGP-M, o que dificulta a adoção de uma base única de termos reais.

Tendo em vista que aproximadamente 98% da RAP do ciclo tarifário 2020-2021 é reajustada pelo IPCA, como ilustrado na Figura 2, sugere-se usar esse índice como base de referência.

**Figura 2 –Representatividade dos índices de reajuste na totalidade das RAPs do ciclo 2020-2021**



## 6 Geração Centralizada

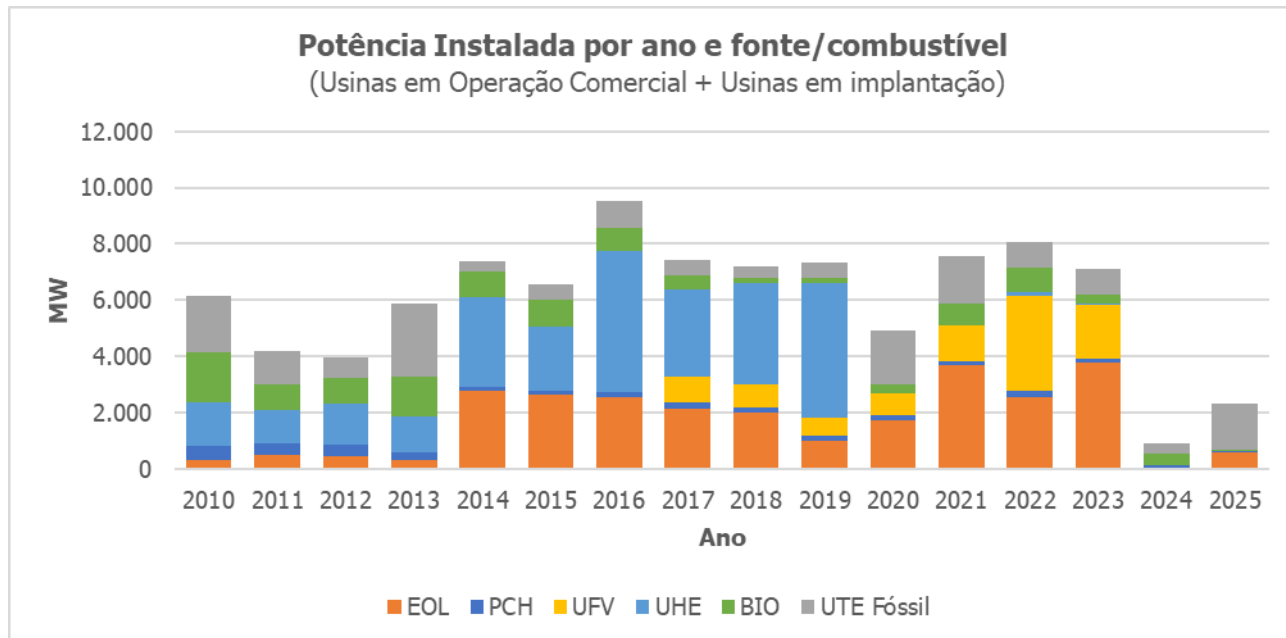
### 6.1 Dados

Considerando a ausência de dados públicos de investimentos efetivamente realizados no segmento de geração centralizada de energia elétrica brasileiro, a estimativa de montantes anuais foi estabelecida a partir das seguintes informações disponíveis, por fonte energética (ou origem do combustível):

1. Potência instalada dos projetos em operação comercial; e
2. Valor estimado de investimento (Capital Expenditures - CAPEX) típico.

Para o primeiro item, foram utilizadas como referência as informações consolidadas dos projetos que entraram em operação comercial em cada ano, por fonte energética ou origem de combustível, disponibilizados no "Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica - RALIE" [2], no site da ANEEL. Também foram consideradas as usinas em implantação com expectativa de entrada comercial até o ano de 2025<sup>10</sup>. Os valores consolidados por ano são mostrados na Figura 4.

**Figura 4 – Potência instalada dos projetos em operação comercial e em instação, por ano e por combustível, de 2010 a 2025 (Fonte: Elaboração própria com base em [2])**



<sup>10</sup> Consideradas as usinas em implantação sinalizadas com viabilidade considerada alta, com base nas informações da ANEEL.

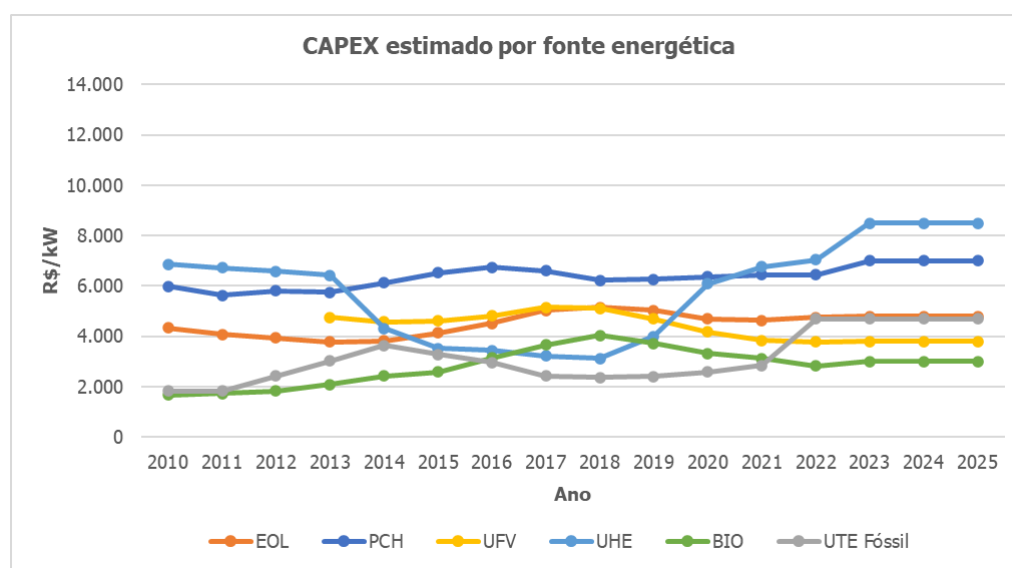
Os valores de CAPEX compreendem todos os desembolsos diretos (obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente) e indiretos do empreendimento<sup>11</sup> e para as estimativas desses valores médios das fontes energéticas foram feitas análises dos dados dos projetos cadastrados para participação nos leilões de energia durante esses anos (disponíveis no sistema AEGE<sup>12</sup>), de informações de estudos da EPE como o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e Plano Nacional de Energia (PNE), assim como o relatório “Caderno de Preços da Geração” [3], publicado pela EPE em agosto de 2021, levantamentos e estudos feitos por agentes do mercado.

No que se refere aos valores de CAPEX utilizados, foram adotadas as seguintes premissas para a elaboração das estimativas:

- Entre os anos de 2010 a 2022: médias móveis do percentil 50 (P50) dos valores de CAPEX da amostra de projetos habilitados<sup>13</sup> para participação nos leilões de energia<sup>14</sup>; e
- A partir do ano de 2023: valores de CAPEX adotados como referência para as fontes energéticas em estudos realizados pela EPE, em linha com as referências supracitadas.

Os valores médios de CAPEX resultantes de cada fonte energética por ano são apresentados na Figura 5. Ressalta-se que os valores são nominais, ou seja, não foi feita nenhuma correção monetária.

**Figura 5 – Valores médios de CAPEX por fonte/combustível, por ano (Fonte: Elaboração EPE)**



<sup>11</sup> Desconsiderando juros durante a construção (JDC).

<sup>12</sup> <https://www.epe.gov.br/pt/aceso-restrito/sistema-aege>

<sup>13</sup> No processo de habilitação técnica realizado pela EPE, os dados registrados no sistema AEGE, inclusive referentes ao orçamento dos projetos, são devidamente analisados e criticados.

<sup>14</sup> Excepcionalmente para as usinas hidrelétricas, entre os anos de 2014 e 2019, foram utilizados como referências os valores investimentos declarados por cada empreendimento vendedor nos leilões de energia.

Para estabelecer os montantes de investimento dos projetos que são realizados durante os anos, foram estipulados cronogramas de desembolsos típicos por fonte/combustível, indicando o tempo médio de construção de um projeto típico e o percentual de investimento que é desembolsado em cada ano, conforme mostrado na Tabela 4.

**Tabela 4 - Cronogramas de desembolsos utilizados para cada fonte (Fonte: Elaboração EPE)**

Fontes	Tempo de construção	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
<b>EOL</b>	2 anos	30%	70%	-	-
<b>PCH</b>	3 anos	20%	50%	30%	-
<b>UFV</b>	1 ano	100%	-	-	-
<b>UHE</b>	4 anos	20%	35%	35%	10%
<b>BIO</b>	2 anos	30%	70%	-	-
<b>UTE Fóssil</b>	3 anos	30%	30%	40%	-

## 6.2 Premissas e Metodologia

As premissas adotadas para o cálculo dos investimentos totais em geração centralizada são indicadas a seguir:

- Foram considerados dados de potência instalada e valores estimados de CAPEX referentes aos anos de 2010 a 2025, visto que os projetos a serem implementados até o ano final desse período podem ter desembolsos realizados até o ano de 2021.
- Os dados referentes a fonte PCH (potência instalada e CAPEX médio) também contemplam os valores relativos à fonte CGH.
- Os valores de CAPEX foram estipulados por fonte e por ano, não sendo, portanto, considerados valores individualizados referentes a cada um dos projetos instalados (exceto para as usinas hidrelétricas vencedoras em leilões de energia ocorridos entre os anos de 2014 e 2019, afim de refinar melhor os valores dessa fonte para os anos em que haviam dados disponíveis).
- Em relação aos valores de investimento, foi considerado como último ano de desembolso o ano anterior a entrada em operação dos projetos. Por exemplo, um empreendimento que entrou em operação comercial em 2020, terá seu último desembolso realizado no ano de 2019.
- Os dados de CAPEX médio das fontes térmicas a combustíveis fósseis, do ano de 2023 a 2025, tiveram como referência projetos a Gás Natural.
- Os dados de CAPEX médio das fontes térmicas movidas a biomassa, do ano de 2023 a 2025, tiveram como referência projetos a Bagaço de cana.
- Não foram considerados para essas estimativas, dados e valores referentes aos projetos dos Sistemas Isolados.

### 6.2.1 Limitações da Metodologia

Sobre as limitações da metodologia adotada para a estimativa de investimentos em geração centralizada, destacam-se:

- Diante da indisponibilidade de informações discretizados na base de dados da ANEEL no que se refere aos projetos em operação comercial, os custos referentes a fontes térmelétricas a Carvão, Gás Natural, Óleo Combustível e Óleo Diesel estão agrupados como fonte térmelétrica a combustíveis fósseis.
- Pelo mesmo motivo exposto acima, os custos referentes a fontes térmelétricas a bagaço de cana, cavaco de madeira, resíduos agroindustriais e outros biocombustíveis, estão agrupados como fonte térmelétrica a biomassa.
- Após consolidação dos valores médios de CAPEX, a partir dos dados registrados no sistema AEGE (EPE), verificou-se a falta ou insuficiência de informações em alguns anos para certas fontes. Por isso, foram feitos ajustes a fim de refinar ou complementar a série de dados a ser utilizada.

## 7 Referências

[1]	ANEEL, "Resultado dos Leilões de Transmissão", [Online]. Disponível em: <a href="https://www.aneel.gov.br/aneel/portal/ver-noticia/5MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9">eyJrIjoiZjJiZjBiOTgtYzcxOS00NzZjLWE4NDItODg4NzkyYTdkNjgyIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9</a> . [Acesso em 01 08 2022].
[2]	ANEEL, "Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica," [Online]. Available: <a href="https://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica">https://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica</a> . [Acesso em 16 07 2021].
[3]	EPE, "Caderno de Preços de Geração," 2021.

## ANEXO I

**Tabela 5: Informações disponíveis na lista de módulos de um ciclo tarifário**

<b>Informação</b>	<b>Descrição e Valores</b>
Edificação	Nome da subestação ou linha de transmissão
Módulo	Descrição do módulo de equipamentos elétricos da RAP
UF	Unidade da Federação
Classificação	Demais Instalações de Transmissão (DIT), Instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração (ICG), Instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão individual (IEG), Interligação Internacional (II), Rede Básica (RB) e Rede Básica de Fronteira (RBF)
Concessionária do Módulo	Nome da concessionária detentora do ativo
Contrato do Módulo	Número do contrato de concessão
Situação do Módulo	Reforço em execução, Em Operação, Planejado, Reforço planejado, Disponível ao SIN
Concessionária da Receita	Nome da concessionária a receber a receita do ativo
Contrato da Receita	Contrato vinculado à RAP
Índice	Índice de reajuste das receitas (IPCA ou IGPM)
Ato da RAP	Ato legal responsável pela autorização da RAP
Data Referência da RAP	Data da assinatura do contrato de concessão
Início de Vigência	Data de início de recebimento da RAP
Fim de Vigência	Data de término do recebimento da RAP
Data de Previsão	Data de previsão para início de vigência de empreendimentos que encontram-se em construção
Operação Comercial	Data de entrada em operação comercial do módulo
RAP no Ato Legal	Valor nominal da RAP no momento da assinatura do contrato de concessão
RAP do Ciclo	Valor da RAP no atual ciclo tarifário, reajustado pelos índices do contrato (IPCA ou IGPM)
Situação da Receita no Início do Ciclo	Status da receita dos módulos no ciclo atual, podendo ser "Ativa" ou "Prevista"

## ANEXO II

**Tabela 6: Chamadas de projetos de P&D estratégico**

Número	Tema/ Título	Investimento (milhões R\$)	Número de Projetos
001/2008	Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico	23,8	5
002/2008	Metodologia de Elaboração da Função de Custo do Déficit	5,9	1
003/2008	Metodologia para Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão	1	1
004/2008	Ensaio de Transmissão de Energia em Linha de Pouco Mais de Meio Comprimento de Onda	2,2	1
005/2008	Alternativas Não-Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica em Longas Distâncias	2,9	1
006/2008	Aplicações de Novas Tecnologias em Sistemas de Transmissão	11,7	1
008/2008	Metodologia para Estabelecimento de Estrutura Tarifária	6,5	1
009/2008	Monitoramento das Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Usinas Hidrelétricas	12,5	2
010/2008	Efeitos de Mudanças Climáticas no Regime Hidrológico de Bacias Hidrográficas e na Energia Assegurada de Aproveitamentos Hidrelétricos	13,7	1
011/2010	Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente (Smart Grid)	8,7	1
013/2011	Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira	260	18
014/2012	Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração de Energia Elétrica a partir do Biogás oriundo de Resíduos e Efluentes Líquidos na Matriz Energética Brasileira	292	24
017/2013	Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Eólica	245	5
018/2013	SIASE -Sist. de Inteligência Analítica do Setor Elétrico	2	1
019/2015	Desenvolvimento de Tecnologia Nacional de Geração Heliotérmica de Energia Elétrica	206	5
021/2016	Arranjos Técnicos e Comerciais Para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro	406	29
022/2018	Desenvolvimento de Soluções em Mobilidade Elétrica Eficiente	468	23
<b>Total</b>		<b>1.968</b>	<b>120</b>