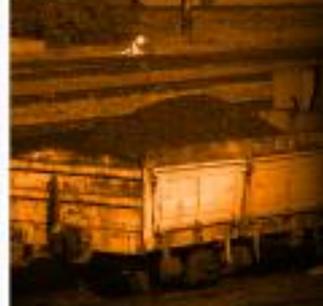


CADERNO DE PREÇOS DA GERAÇÃO

2021





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária Executiva
Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Planejamento e
Desenvolvimento Energético**
Paulo Cesar Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica
Christiano Vieira da Silva

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Combustíveis Renováveis**
José Mauro Ferreira Coelho

**Secretário de Geologia, Mineração e
Transformação Mineral**
Pedro Paulo Dias Mesquita



Empresa de Pesquisa Energética

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 Biocombustível
Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Angela Regina Livino de Carvalho

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744
70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central
Praça Pio X, n 54
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Caderno de Preços da Geração 2021

Coordenação Geral
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva
Bernardo Folly de Aguiar
Thiago Ivanoski Teixeira

Equipe Técnica
Bruno Maurício Rodrigues Crotman
Fernanda Fidelis Paschoalino
Jonathan Breia Martins
Mariana de Queiroz Andrade

Nº EPE-DEE-RE-089/2021-r0

Data: 18 de agosto de 2021

APRESENTAÇÃO

À luz das competências da EPE descritas no documento “O papel da EPE”¹ (2018) e em linha com as melhores práticas internacionais, a EPE realiza estudos e análises que norteiam as escolhas do Estado com vistas à promoção da prestação eficiente do serviço público e do desenvolvimento eficaz de todo o setor de energia, para melhor atender o bem-estar social, o interesse coletivo e o desenvolvimento sustentável.

Assim, a partir das definições das diretrizes de política energética, se desenvolvem os estudos e as pesquisas que irão efetivamente nortear o desenvolvimento do setor energético. Esse conjunto de estudos e pesquisas, quando sistematizados e continuados, constitui o ciclo de planejamento energético integrado e produz instrumentos importantes para ações e monitoramento, como os planos decenais, planos de longo prazo, boletins e resenhas periódicas, análises de conjuntura e estudos específicos.

Dentre as atividades realizadas a fim de fornecer os insumos para os estudos elaborados pela EPE está o cálculo das estimativas de valores (ou faixas de valores) para os custos relativos as fontes de geração de energia, como, por exemplo, os que compõem a cesta de oferta indicativa de energia para o Modelo de Decisão de Investimento (MDI), utilizado na elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), ou no cálculo do Custo Marginal de Referência (preços-teto) dos leilões de geração.

Nesse documento, será descrita metodologia e análises feitas para a estimativa dos valores, por tipo de fonte de geração, referentes aos Investimentos ou *Capital Expenditures*, denominado **CAPEX**, aos Custos de Operação e Manutenção, denominado **Custo de O&M**, e ao Custo Variável Unitário, denominado **CVU**, que são objetos de estudos na EPE, com exceção da fonte Hidroelétrica, visto que seus custos são analisados por aproveitamento, de acordo com metodologia específica. Cabe aqui destacar que estas estimativas se referem à Geração Centralizada de energia elétrica.

Adicionalmente, ressalta-se que este documento também tem como objetivo oferecer maior transparência quanto aos elementos considerados para a definição de todas as premissas desta natureza utilizadas nos estudos de planejamento da EPE.

Por fim, é imprescindível destacar que a estimativa desses valores é um processo em aprimoramento contínuo, buscando estar cada vez mais próximo a realidade do mercado, com base em informações robustas e mais atuais possíveis.

¹ Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-336/topico-437/S%C3%A9rie%20%20Papel%20da%20EPE%20-%20Vol%201.pdf>

SUMÁRIO

1. CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
2. DESCRIÇÃO DAS METODOLOGIAS – CAPEX e O&M	3
2.1. Eólica.....	3
2.1.1. Amostra doméstica	3
2.1.2. Vencedores nos leilões	8
2.1.3. Dados internacionais	9
2.2. Solar Fotovoltaica.....	11
2.2.1. Amostra doméstica	11
2.2.2. Vencedores em leilões.....	13
2.2.3. Dados internacionais	14
2.3. Comparativo EOL e UFV.....	16
2.4. PCH (e CGH)	19
2.4.1. Amostra doméstica	19
2.4.2. Vencedores em leilões.....	23
2.4.3. Dados internacionais	24
2.5. Termelétrica a Biomassa.....	25
2.5.1. Amostra doméstica	25
2.5.2. Dados internacionais	30
2.6. Termelétrica a Gás Natural	32
2.6.1. Amostra doméstica	32
2.6.2. Dados internacionais	35
2.7. Termelétrica a Carvão e Nuclear.....	36
2.8. Outras fontes	38
2.8.1. Usinas Reversíveis	38
2.8.2. Armazenamento químico	39
2.8.3. Eólica <i>Offshore</i>	43
2.8.4. Fotovoltaica Flutuante.....	44
2.8.5. Biogás.....	46
3. CUSTO NIVELADO DE ENERGIA (LCOE)	49
3.1. Análise doméstica	49
3.2. Valores internacionais	52
3.2.1. IEA.....	53
3.2.2. IRENA	54
3.2.3. Lazard.....	55
3.2.4. NREL.....	56
4. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	58
5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Evolução do número de projetos cadastrados por fonte	3
Figura 2: Tamanho médio, em MW (Pot. instalada), dos projetos cadastrados por fonte	4
Figura 3: Evolução dos valores de CAPEX da fonte eólica	5
Figura 4: Distribuição dos valores de CAPEX da fonte eólica, entre 2015 e 2017	5
Figura 5: Distribuição dos valores de CAPEX da fonte eólica, entre 2018 e 2020	6
Figura 6: Evolução dos valores de CAPEX da fonte eólica, em R\$/kWmed	6
Figura 7: Estratificação dos valores de CAPEX da fonte eólica.....	7
Figura 8: Evolução dos valores de O&M da fonte eólica	7
Figura 9: Distribuição dos valores de CAPEX dos projetos vencedores no ano de 2019..	8
Figura 10: Distribuição dos valores de CAPEX ajustados dos projetos vencedores no ano de 2019.....	8
Figura 11: Distribuição dos valores de O&M dos vencedores da fonte eólica nos últimos leilões	9
Figura 12: Evolução dos custos totais instalados e da média ponderada global de projetos eólicos <i>onshore</i> , de 1983 a 2019	9
Figura 13: Evolução dos valores de custos de O&M de projetos eólicos <i>onshore</i> por região, de 2008 a 2019.....	10
Figura 14: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos eólicos – conversão pela taxa de câmbio nominal	10
Figura 15: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos eólicos – conversão pela taxa de câmbio PPP	11
Figura 16: Evolução dos valores de CAPEX, em R\$/kW, da fonte solar fotovoltaica	11
Figura 17: Evolução dos valores de CAPEX, em R\$/kWmed, da fonte solar fotovoltaica	12
Figura 18: Estratificação dos valores de CAPEX da fonte solar fotovoltaica.....	12
Figura 19: Evolução dos valores de O&M da fonte solar fotovoltaica	13
Figura 20: Valores de CAPEX dos vencedores da fonte solar fotovoltaica nos leilões de 2019.....	13
Figura 21: Valores de O&M dos vencedores da fonte solar fotovoltaica nos leilões de 2019.....	14
Figura 22: Faixas de custos totais instalados e médias ponderadas globais de projetos solar fotovoltaicos, em 2010 e 2019.....	14
Figura 23: Faixas de custos totais instalados de projetos solar fotovoltaicos, em 2010 e 2020.....	15
Figura 24: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos fotovoltaicos – conversão pela taxa de câmbio nominal.....	15
Figura 25: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos fotovoltaicos – conversão pela taxa de câmbio PPP	16
Figura 26: Evolução dos valores P50 das referências nacionais de CAPEX, em R\$/kW, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos	16
Figura 27: Evolução dos valores P50 das referências nacionais de CAPEX, em R\$/kWmed, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos	17

Figura 28: Distribuição dos valores das referências nacionais de CAPEX, em R\$/kW, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos do ano de 2020	17
Figura 29: Distribuição dos valores das referências nacionais de CAPEX, em R\$/kWmed, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos do ano de 2020	18
Figura 30: Evolução dos valores P50 das referências nacionais de O&M, em R\$/kW.ano, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos	18
Figura 31: Distribuição dos valores das referências nacionais de O&M, em R\$/kW.ano, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos do ano de 2020	19
Figura 32: Evolução dos valores de CAPEX, em R\$/kW, de projetos de PCH e CGH	20
Figura 33: Distribuição geográfica dos valores de CAPEX, de 2017 a 2020, de projetos de PCH e CGH	20
Figura 34: Evolução dos valores de CAPEX, em R\$/kWmed, de projetos de PCH e CGH	21
Figura 35: Estratificação dos valores de CAPEX de projetos de PCH e CGH	21
Figura 36: Evolução dos valores de O&M fixo, em R\$/kW.ano, de projetos de PCH e CGH	22
Figura 37: Evolução dos valores de O&M variável, em R\$/MWh, de projetos de PCH e CGH	22
Figura 38: Distribuição acumulada dos valores de CAPEX de projetos vencedores de PCH e CGH nos leilões do ano de 2019	23
Figura 39: Distribuição acumulada dos valores de O&M de projetos vencedores de PCH e CGH nos leilões do ano de 2019	23
Figura 40: Distribuição dos custos totais instalados de pequenos e grandes projetos hidrelétricos, por capacidade, de 2010 a 2014 e de 2015 a 2019.....	24
Figura 41: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos PCH e CGH – conversão pela taxa de câmbio nominal	25
Figura 42: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos PCH e CGH – conversão pela taxa de câmbio PPP	25
Figura 43: Número de projetos termelétricos a Biomassa participantes em leilões de energia, nos últimos anos	26
Figura 44: Distribuição dos valores de CAPEX, em R\$/kW, da fonte termelétrica a Biomassa por tipo de combustível, entre os anos de 2010 e 2020.....	26
Figura 45: Distribuição dos valores de CAPEX, em R\$/kW, da fonte termelétrica a Biomassa por tipo de combustível, entre os anos de 2016 e 2020.....	27
Figura 46: Distribuição dos valores de CAPEX, em R\$/kWmed, da fonte termelétrica a Biomassa por tipo de combustível.....	27
Figura 47: Evolução da composição dos valores de CAPEX de projetos termelétricos a Biomassa a Bagaço de Cana – Período de 2010 a 2020.....	28
Figura 48: Evolução da composição dos valores de CAPEX dos projetos termelétricos a Cavaco de Madeira – Período de 2010 a 2020.....	28
Figura 49: Distribuição dos valores de O&M fixo, em R\$/kW.ano, da fonte termelétrica a Biomassa por tipo de combustível.....	29
Figura 50: Evolução dos valores de O&M variável, em R\$/MWh, da fonte térmica a Biomassa por tipo de combustível.....	29
Figura 51: Distribuição dos valores de CVU de usinas termelétricas a Biomassa – Cavaco de Madeira, de 2010 a 2020.....	30
Figura 52: CAPEX de projetos de geração a biomassa, por tecnologia e país/região	30

Figura 53: Distribuição dos CAPEX de projetos de geração a biomassa, por tecnologia, de 2000 a 2019	31
Figura 54: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a Biomassa – conversão pela taxa de câmbio nominal	31
Figura 55: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a Biomassa – conversão pela taxa de câmbio PPP	32
Figura 56: Distribuição dos valores de CAPEX, em R\$/kW, da fonte térmica a Gás Natural, de 2010 a 2020, por tipo de ciclo (Fonte: EPE)	32
Figura 57: Distribuição dos valores de CAPEX, em R\$/kW, da fonte térmica a Gás Natural, de 2016 a 2020	33
Figura 58: Estratificação dos valores de CAPEX de projetos termelétricos a Gás Natural, de 2016 a 2020	33
Figura 59: Distribuição dos valores de O&M fixo, em R\$/kW.ano, da fonte termelétrica a Gás Natural, de 2016 a 2020	34
Figura 60: Distribuição dos valores de CVU, em R\$/MWh, da fonte termelétrica a Gás Natural, de 2016 a 2020.....	34
Figura 61: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a gás natural – conversão pela taxa de câmbio nominal	35
Figura 62: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a gás natural – conversão pela taxa de câmbio PPP	36
Figura 63: Distribuição dos valores de CVU de usinas termelétricas a Carvão, de 2013 a 2020.....	37
Figura 64: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a Carvão	38
Figura 65: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a Urânio	38
Figura 66: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos hidrelétricos reversíveis	39
Figura 67: Comparação das faixas de custos de capital (CAPEX) de tipos de Bateria	40
Figura 68: Comparação das faixas de custos de capital (CAPEX) por configuração de armazenamento.....	40
Figura 69: Custo de sistema de armazenamento com bateria de íon-lítio (60MW)	41
Figura 70: Potenciais de redução do custo em sistemas de armazenamento com baterias, entre os anos de 2016 e 2030	42
Figura 71: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos com baterias.....	42
Figura 72: Valores de CAPEX de projetos eólicos offshore globais, pelo ano e capacidade	43
Figura 73: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos eólicos <i>offshore</i>	44
Figura 74: Comparação de custos de investimento entre solar flutuante e em solo	45
Figura 75: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos fotovoltaicos flutuantes	46
Figura 76: Faixas de custos totais médios ponderados instalados para fonte Renewable Municipal Waste	46
Figura 77: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos a Biogás e RSU	48
Figura 78: Faixas de valores de LCOE para fontes renováveis	51
Figura 79: Faixas das parcelas de LCOE para fontes Termelétricas – CAPEX + O&M fixo e CVU.....	51

Figura 80: Faixas de valores de LCOE total para fontes térmicas.....	52
Figura 81: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidas pela taxa de câmbio nominal, e referências internacionais, apresentadas pela IEA	53
Figura 82: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidas pela taxa de câmbio PPP, e referências internacionais, apresentadas pela IEA	54
Figura 83: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, , convertidos pela taxa de câmbio nominal, e referências internacionais, apresentadas pela IRENA	54
Figura 84: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, , convertidos pela taxa de câmbio PPP, e referências internacionais, apresentadas pela IRENA	55
Figura 85: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidos pela taxa de câmbio nominal, e referências internacionais, apresentadas pela Lazard	55
Figura 86: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidos pela taxa de câmbio PPP, e referências internacionais, apresentadas pela Lazard	56
Figura 87: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidas pela taxa de câmbio nominal. e referências internacionais, apresentadas pela NREL.....	57
Figura 88: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidas pela taxa de câmbio PPP. e referências internacionais, apresentadas pela NREL	57

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Divisão de custos totais instalados de projetos hidrelétricos localizados na China, Índia e Sri Lanka, de 2010 a 2016.....	24
Tabela 2: Tabela de premissas adotadas para usina a gás natural	35
Tabela 3: Estimativas atualizadas dos custos de capital (CAPEX) e operacionais de usinas a carvão e nucleares	36
Tabela 4: Tabela de premissas adotadas para usinas de geração a carvão e nuclear ...	37
Tabela 5: Intervalos de custos para fonte Usinas Reversíveis	39
Tabela 6: Faixas de custos de capital (CAPEX) e de O&M por configuração de armazenamento.....	41
Tabela 7: Estimativas atualizadas dos custos de capital (CAPEX) e operacionais de baterias.....	41
Tabela 8: Tabela de premissas adotadas para usinas Eólica Offshore	43
Tabela 9: Faixas de custos totais médios ponderados instalados para fonte Eólica Offshore.....	44
Tabela 10: Comparação dos custos de investimento entre projetos fotovoltaicos “em solo” e flutuante	45
Tabela 11: Custos de geração a Biogás por tipo de tecnologia e região	47
Tabela 12: Resumo de dados de usinas hipotéticas de incineração de RSU do estudo da ENGEBIO	47
Tabela 13: Valores de CAPEX, O&M, CVU, FC e vida útil para as diferentes tecnologias, considerados para o cálculo de LCOE	50
Tabela 14: Premissas para o cálculo da Taxa de Desconto	50

HISTÓRICO DE VERSÕES

<i>Rev.</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição</i>
<i>0</i>	<i>18/08/2021</i>	<i>Documento Original</i>

1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Para delimitar o escopo deste trabalho, o primeiro passo é listar os tipos de fontes de geração consideradas como candidatas para expansão na cesta de oferta de energia nos estudos. Com isso, serão apresentadas estimativas dos custos de fontes já existentes no SIN, assim como de fontes instaladas em outros países e com possibilidade de serem inseridas, em médio/longo prazo, na matriz elétrica brasileira.

Algumas fontes, como termelétricas a óleo Diesel e óleo combustível, apesar de existentes na matriz elétrica, não foram contempladas nesse estudo, dada a tendência, nacional e internacional, de transição energética para fontes renováveis e de produção mais limpa. Outrossim, nos últimos anos, tais tipos de fonte não comercializaram energia nos leilões de geração (exceto nos leilões realizados nos Sistemas Isolados, que possuem uma dinâmica particular).

No que se refere a modalidade de geração, o escopo deste trabalho se restringe à Geração Centralizada. Projetos de Geração Distribuída não estão representados neste estudo.

Adicionalmente, neste relatório, também não serão apresentados os valores referentes as usinas hidrelétricas, visto que, para os estudos da EPE, esses custos são elaborados individualizadamente, baseados nos estudos de inventário e viabilidade de cada usina, conforme metodologia vigente.

As descrições das metodologias utilizadas de CAPEX, custos de O&M, CVU e que serão apresentados neste documento encontram-se organizadas conforme descrito a seguir.

Para as fontes com grande volume de projetos participantes nos leilões de energia, como Eólica e Solar Fotovoltaica, foram adotados como referência mais relevante os valores constantes no banco de dados do sistema AEGE², constituído a partir das informações dos empreendedores participantes do processo de habilitação técnica dos leilões de geração de energia³.

Já para fontes com participação na matriz, com número menor de participantes nos leilões de energia - PCH (CGH), Biomassa, Gás Natural, Carvão e Nuclear – foram utilizados como referência os dados do sistema AEGE e publicações nacionais e internacionais.

E, por fim, para as fontes ainda não inseridas na matriz elétrica brasileira, como Eólica Offshore, Fotovoltaica Flutuante e outras, foram consultadas as referências internacionais disponíveis.

Além do Sistema AEGE e dos relatórios e publicações nacionais e internacionais, também foram levadas em consideração as informações prestadas por fabricantes e desenvolvedores de projetos contatados pela EPE, bem como as estimativas de valores a partir de informações oriundas do mercado, devidamente criticados e avaliados.

Os valores de **CAPEX** compreendem todos os desembolsos diretos (obras civis, equipamentos, conexão e meio ambiente) e indiretos do empreendimento, sem considerar juros durante a construção (JDC).

Já os valores de custos de **O&M** apresentados refletem valores fixos e variáveis relacionados a operação e manutenção das usinas, exceto para as fontes termelétricas despacháveis

² <https://www.epe.gov.br/pt/aceso-restrito/sistema-aege>

³ Cabe ressaltar que, por se tratar de informações pertencentes a terceiros, não é possível divulgar e/ou disponibilizar os dados individualizados dos projetos, a fim de não comprometer a competitividade de futuros leilões de energia. Por essa razão, esses dados são apresentados de forma consolidada no documento.

centralizadamente, nas quais a parte variável do custo de O&M, conforme metodologia vigente, está contemplada no Custo Variável Unitário - **CVU**.

Ressalta-se que todos os valores apresentados a seguir estão atualizados pelo IPCA acumulado no período⁴, tendo como data de referência o mês de **dezembro de 2020**.

⁴ Valores de IPCA conforme informados no site IpeaData: <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>

2. DESCRIÇÃO DAS METODOLOGIAS – CAPEX e O&M

2.1. Eólica

2.1.1. Amostra doméstica

Como pode ser observado, na Figura 1 é mostrada a evolução, de 2010 a 2020, do número de projetos cadastrados para participação nos leilões regulados de geração de energia elétrica, por tipo de fonte de energia (eólica; solar fotovoltaica; PCH/CGH e térmicas), donde conclui-se que base de dados de projetos da fonte **Eólica**, assim como da **Solar Fotovoltaica**, no sistema AEGE da EPE pode ser considerada uma amostra significativa de informações, visto que, desde o ano de 2010, tem-se verificado, anualmente, expressivo crescimento no número de projetos cadastrados para esses dois tipos de fonte, atingindo aproximadamente 2.000 em um mesmo ano, atribuindo à amostra significativa relevância.

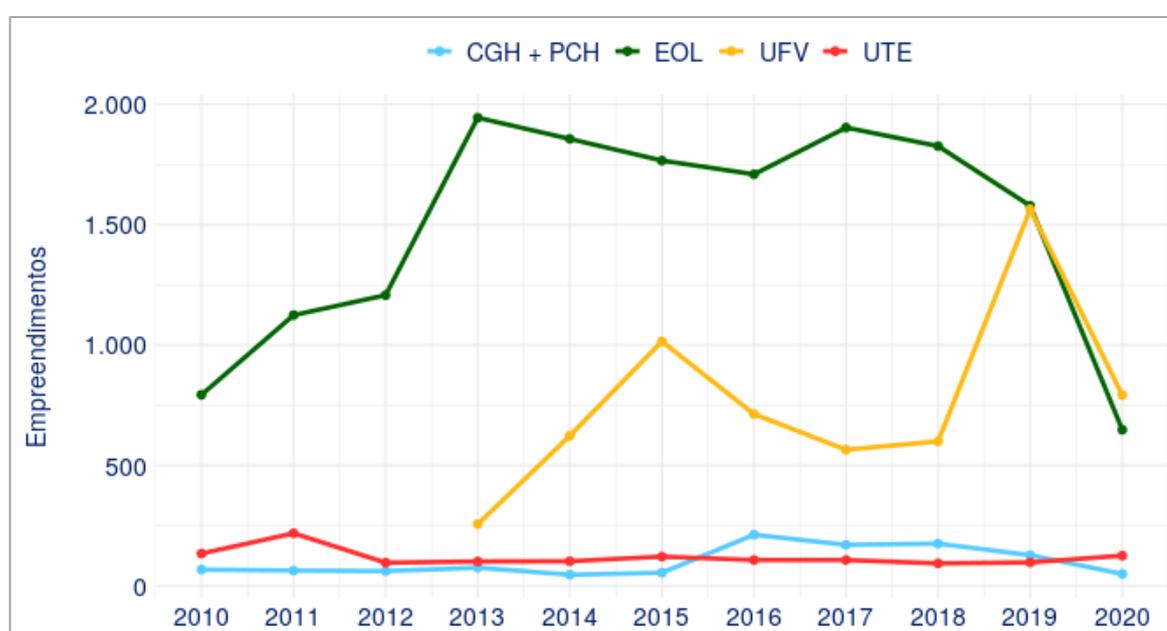


Figura 1: Evolução do número de projetos cadastrados por fonte⁵

(Fonte: EPE)

Complementando a avaliação dos projetos cadastrados, na Figura 2 é exibida a evolução do tamanho médio dos projetos eólicos e solar fotovoltaicos cadastrados nos leilões de energia. Nota-se uma tendência, especialmente nos últimos cinco anos, de aumento no tamanho médio dos projetos, quando o desconto na TUST/TUSD deixou de ser limitado a projetos com até 30MW de capacidade instalada. Entretanto, observa-se que grande parte desses projetos cadastrados constituem complexos de geração, formados pela somatória de projetos dimensionados para se beneficiarem de subsídios setoriais e/ou tributário. Essa combinação permite tanto auferir benefícios e subsídios, como ganhos de escala.

⁵ Ressalta-se que a fonte solar fotovoltaica passou a participar dos leilões A-6 a partir do ano de 2019, sendo assim, em anos anteriores, essa fonte somente participava de leilões com horizonte menor de entrega (A-3, A-4 e ER).

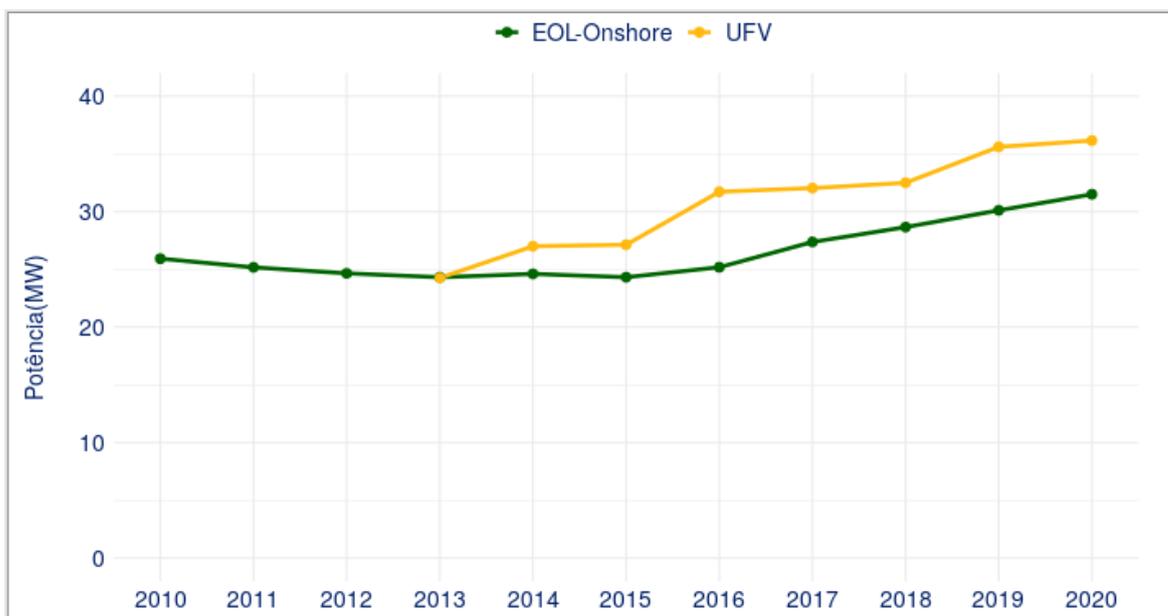


Figura 2: Tamanho médio, em MW (Pot. instalada), dos projetos cadastrados por fonte
(Fonte: EPE)

Ressalta-se ainda que, para a avaliação dos valores de CAPEX e O&M a seguir, são considerados os dados registrados apenas dos projetos habilitados, o que significa em torno de 60% a 80% da amostra de cadastrados, de forma a trazer mais confiabilidade aos dados. Ainda assim, após a seleção dos projetos habilitados, há exclusão dos *outliers* (dados que se diferenciam bastante do restante da amostra).

Para tal refinamento, os valores discrepantes (*outliers*) são identificados a partir do cálculo do desvio absoluto mediano (MAD)⁶. O cálculo do desvio absoluto mediano de uma amostra consiste na mediana das distâncias de cada ponto com relação à mediana da amostra e a metodologia de cálculo pode ser encontrada em Hoaglin et al (1983). Segundo Leys et al. (2013), essa medida de dispersão confere maior robustez diante da variabilidade dos dados, visto que: 1) pode ser aplicada a qualquer distribuição estatística e não necessariamente apenas à distribuição normal padrão; 2) a mediana não é impactada pela escolha dos outliers e, por fim, 3) permite a detecção de outliers em amostras estatisticamente pequenas.

Como ferramenta de análise gráfica, foi utilizado o gráfico de violino, também conhecido como histograma suavizado. De acordo com Hintze e Nelson (1998), o gráfico de violino é a mescla do gráfico de bloxplot com estimadores não-paramétricos de densidade. Nesse tipo de gráfico é possível observar a densidade de probabilidade dos pontos, apontando maior frequência em determinada faixa de valores.

Nesse contexto, na Figura 3 é mostrada a evolução e o percentil 50 (P50) dos valores de CAPEX, em R\$/kW, referentes a fonte eólica⁷. Cada ponto observado no gráfico refere-se ao registro do valor de CAPEX do empreendimento habilitado para participar no leilão do respectivo ano. Dessa forma, é possível observar queda nos valores médios de CAPEX ao longo do período de 2010 a 2020, assim como a redução das faixas da amostra, o que demonstra a maturidade adquirida pela fonte e os avanços tecnológicos obtidos, os quais favoreceram a redução de

⁶ Median absolute deviation.

⁷ Nessa avaliação, são desconsiderados os dados maiores que três desvios absolutos medianos (*outliers*).

custos no decorrer do tempo. É importante destacar que, conforme mencionado no item 1, todos os valores têm como referência o mês de dezembro/2020.

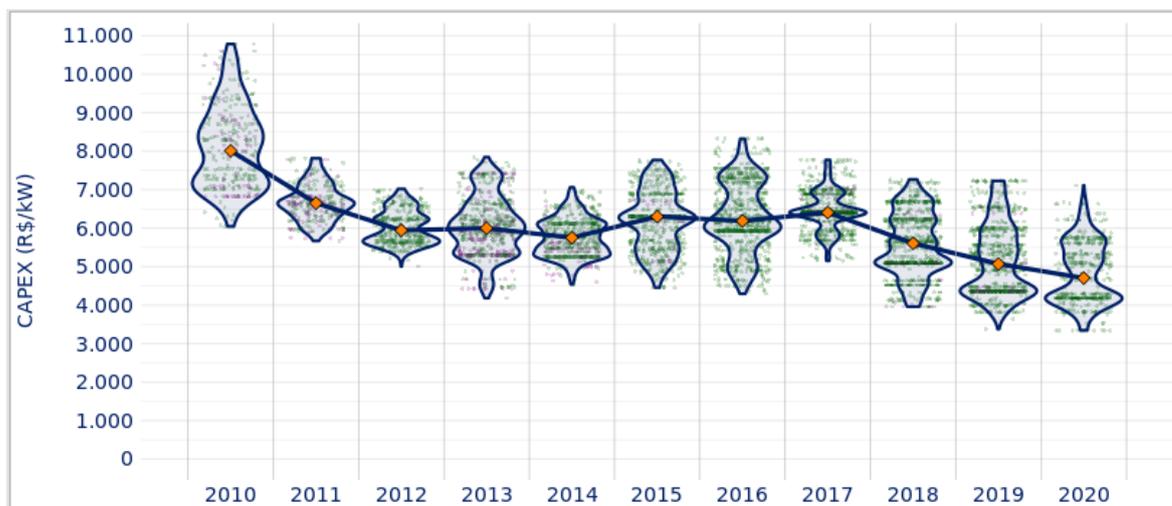


Figura 3: Evolução dos valores de CAPEX da fonte eólica⁸

(Fonte: EPE)

Para melhor avaliar a evolução dos valores de investimento da fonte eólica nos últimos anos, optou-se pela análise da distribuição dos valores de CAPEX dos projetos vencedores dos leilões do ACR em dois momentos: o primeiro compreende os anos de 2015 a 2017 e o segundo, o período de 2018 a 2020.

Na Figura 4, o valor mediano de CAPEX no primeiro período analisado encontra-se acima de R\$ 6.000/kW, ao passo que na Figura 5, que remete ao período mais recente, esse valor está entre R\$ 4.500/kW e R\$ 5.000/kW, com significativa parte da amostra concentrada entre R\$ 4.000/kW e R\$ 4.500/kW, o que reforça a tendência de redução do CAPEX para os projetos dessa fonte.

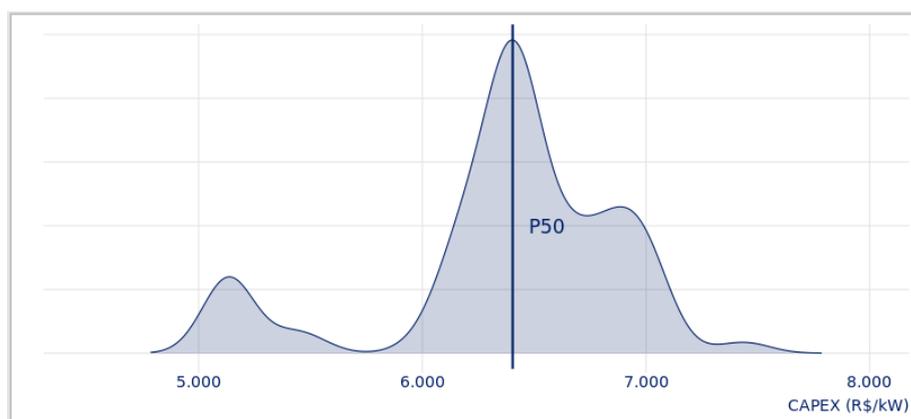


Figura 4: Distribuição dos valores de CAPEX da fonte eólica, entre 2015 e 2017

(Fonte: EPE)

⁸ Ressalta-se que os anos que constam nos gráficos são referentes ao cadastramento para os leilões de energia, sendo assim, apesar de não ter sido realizado nenhum certame no ano de 2020, houve o cadastramento de projetos.

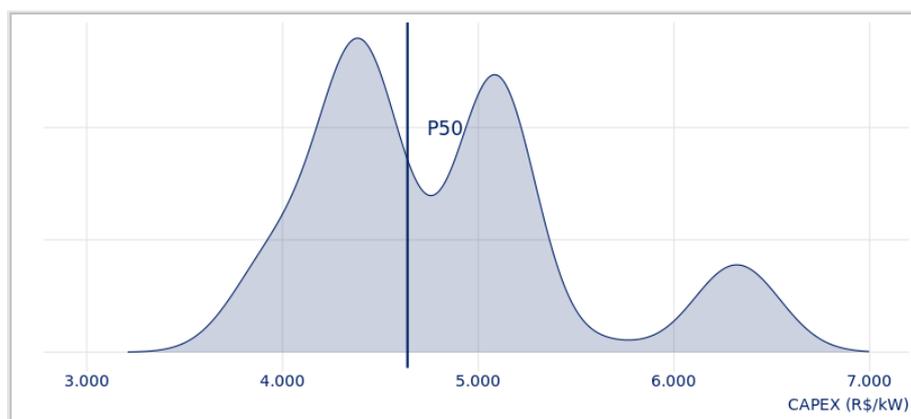


Figura 5: Distribuição dos valores de CAPEX da fonte eólica, entre 2018 e 2020

(Fonte: EPE)

Com o objetivo de analisar a evolução do custo de investimento levando em conta a expectativa de geração de energia⁹ dos projetos habilitados nos leilões, a Figura 6 mostra, em R\$/kWmed, a redução dos valores de CAPEX em relação o Fator de Capacidade médio de cada usina ao longo do período de 2010 a 2020.

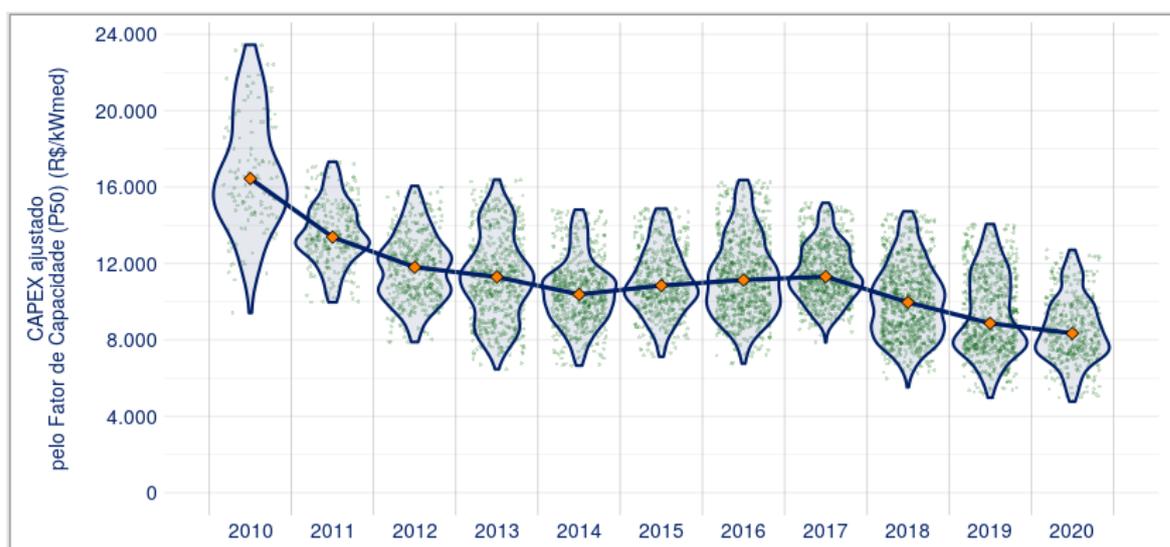


Figura 6: Evolução dos valores de CAPEX da fonte eólica, em R\$/kWmed ¹⁰

(Fonte: EPE)

Com o intuito de investigar a composição do CAPEX da fonte eólica, foi proposta a avaliação desse valor, estratificado em cinco parcelas: 1) Equipamentos e Sistemas Auxiliares; 2) Obras Civis; 3) Conexão e Transmissão de interesse restrito; 4) Terreno e Ações socioambientais; e 5) Outros itens, como mostrado na Figura 7. Observa-se que, a maior parcela é a referente aos equipamentos, representando aproximadamente 70% do investimento em todos os anos, enquanto os valores relativos a obras civis e à conexão tem percentuais médios em torno de 10%. Essa divisão possibilita identificar que a competitividade relativa está diretamente relacionada as condições negociadas com o fornecedor de aerogeradores.

⁹ Ressalta-se que os custos de investimento em R\$/kWmed são calculados com base em valores médios anuais de fator de capacidade, não levando em consideração a sazonalidade de geração da fonte eólica, o que pode alterar os valores durante os meses do ano.

¹⁰ Considerado o valor P50 da expectativa de geração para o cálculo do Fator de Capacidade.

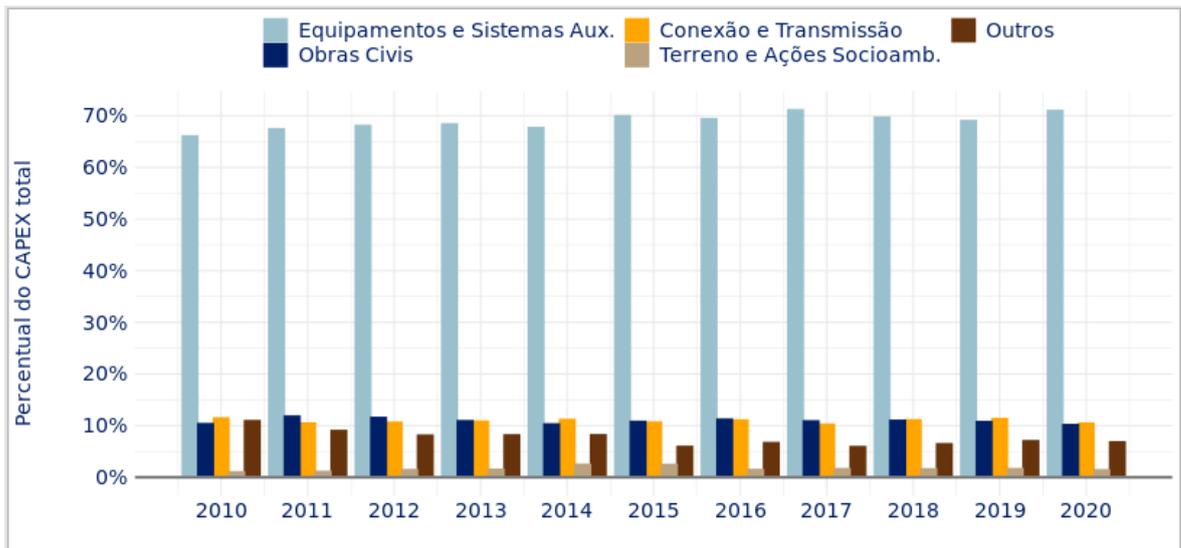


Figura 7: Estratificação dos valores de CAPEX da fonte eólica

(Fonte: EPE)

Durante o período operacional, o principal gasto gerenciável é o custo de Operação e Manutenção (O&M). A evolução dos valores e do percentil 50 das amostras de cada ano são apresentados na Figura 8. Além do valor médio, a figura ilustra o aprendizado e ganho de maturidade do setor na precificação desse custo, traduzidos pela redução da dispersão ao longo da década.

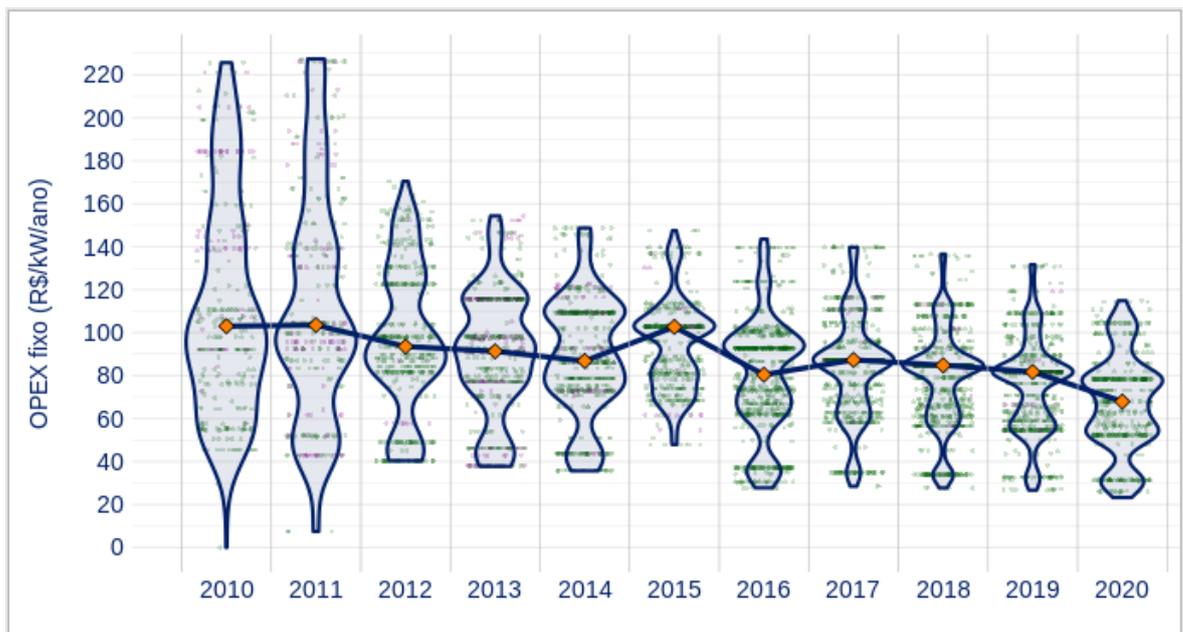


Figura 8: Evolução dos valores de O&M da fonte eólica¹¹

(Fonte: EPE)

Assim como observado com o CAPEX, os valores de custos de O&M também decresceram com o passar do tempo, atingindo valores em torno de R\$ 50/kW.ano a R\$ 80/kW.ano.

¹¹ Nessa avaliação, são desconsiderados os dados maiores que dois desvios absolutos medianos (*outliers*).

2.1.2. Vencedores nos leilões

Este tópico propõe a análise das faixas de valores de custos dos projetos que comercializaram energia eólica nos leilões A-4 e A-6 de 2019, por serem os resultados mais recentes em certames realizados no ACR, com base na função de distribuição acumulada. Dessa forma, será possível que o leitor compare os múltiplos de vencedores versus o universo de competição, observando as faixas de valores que apresentaram maior “sucesso” nos certames.

Na Figura 9, é possível observar que 75% dos valores de CAPEX dos projetos vencedores estão concentrados na faixa de valores entre aproximadamente R\$4.500/kW e R\$ 5.000/kW.

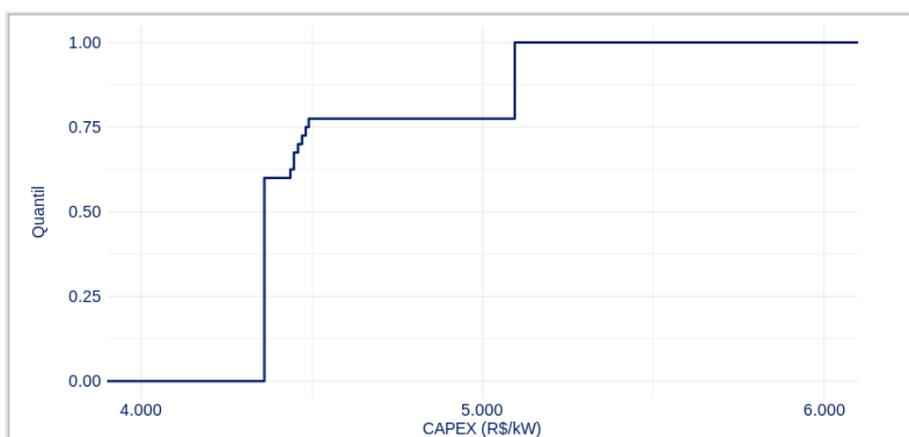


Figura 9: Distribuição dos valores de CAPEX dos projetos vencedores no ano de 2019

(Fonte: CCEE e EPE)

Já na Figura 10, referente ao CAPEX ajustado pelo Fator de Capacidade, 75% dos valores dos projetos vencedores ficaram concentrados na faixa de R\$8.000/kWmed a R\$ 10.000/kWmed.

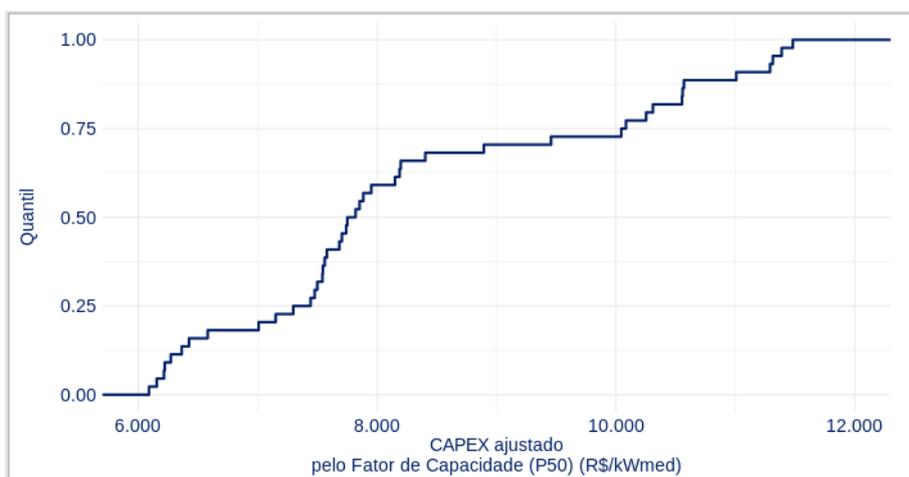


Figura 10: Distribuição dos valores de CAPEX ajustados dos projetos vencedores no ano de 2019

(Fonte: CCEE e EPE)

Os valores de O&M dos projetos vencedores mostraram maior concentração na faixa de 80 R\$/kW.ano, conforme pode ser observado na Figura 11.

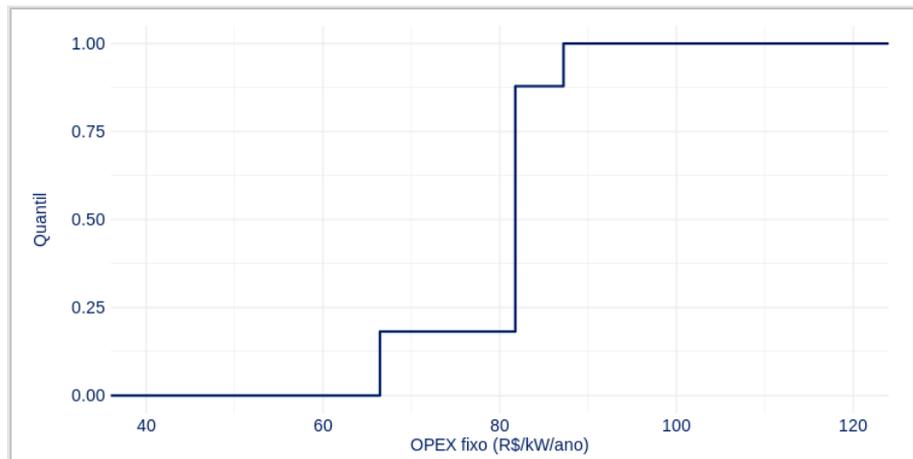


Figura 11: Distribuição dos valores de O&M dos vencedores da fonte eólica nos últimos leilões
(Fonte: CCEE e EPE)

2.1.3. Dados internacionais

A tendência de queda de CAPEX e OPEX de projetos eólicos no Brasil nos últimos anos segue comportamento semelhante ao verificado internacionalmente, a partir da leitura de relatórios de entidades internacionais. Um dos exemplos é o relatório “*Renewable Power Generation Costs in 2019*”, da *Internacional Renewable Energy Agency (IRENA)*, no qual são apresentados não somente os custos analisados de cada fonte como também tendências verificadas desses valores. As Figuras Figura 12 e Figura 13, que apresentam faixas de percentis e custos médios ponderados referentes a fonte eólica *onshore*, constam no documento e demonstram a evolução desses valores nos últimos anos ao redor do mundo.

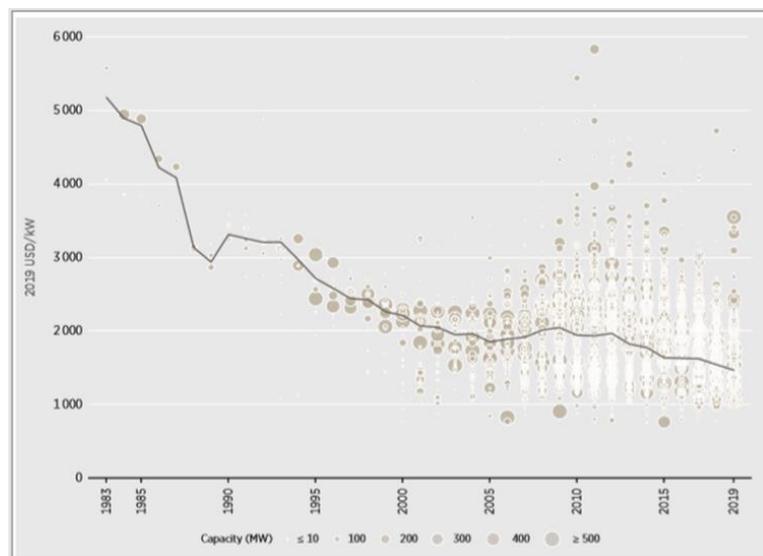


Figura 12: Evolução dos custos totais instalados e da média ponderada global de projetos eólicos *onshore*, de 1983 a 2019
(Fonte: IRENA, 2020)

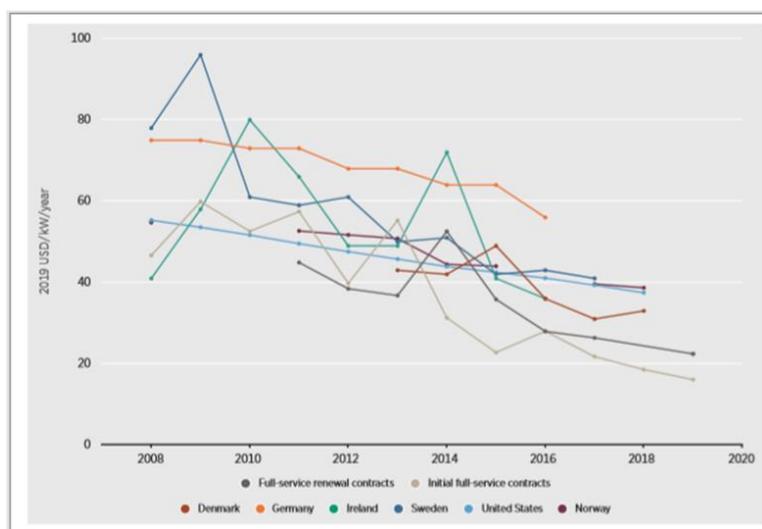


Figura 13: Evolução dos valores de custos de O&M de projetos eólicos *onshore* por região, de 2008 a 2019

(Fonte: IRENA, 2020)

Comparando as faixas de valores das referências internacionais com os dados nacionais mais recentes, conforme mostrado nos gráficos das Figuras Figura 14 e Figura 15, utilizando para a conversão a taxa de câmbio nominal¹² e taxa de câmbio *PPP*¹³, observa-se que, na primeira análise, os custos de investimento médios observados no Brasil são menores que os valores médios encontrados em outros países do mundo, conforme as publicações consultadas. No entanto, na segunda análise, quando avaliados sob a ótica de índice *PPP*¹⁴, eles se mostram dentro de faixas, e até superiores a alguns dados internacionais, pela mudança da taxa de câmbio utilizada na comparação.

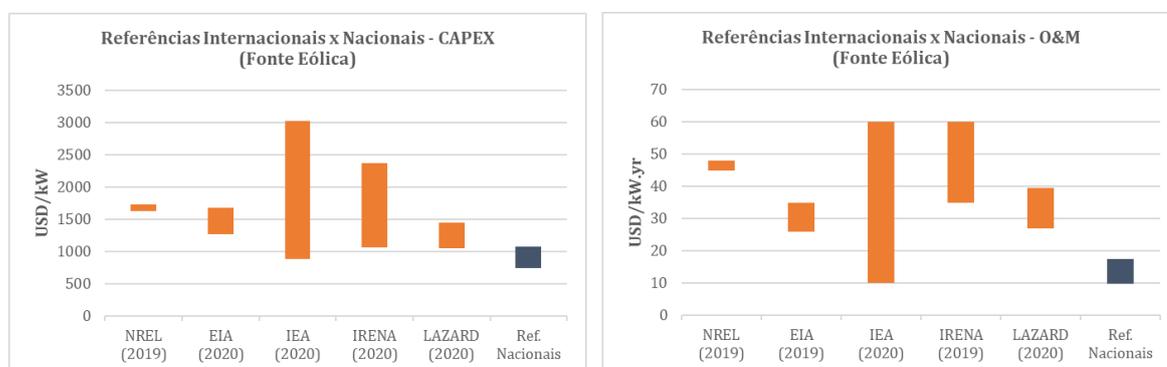


Figura 14: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos eólicos – conversão pela taxa de câmbio nominal

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020), IRENA (2020) e LAZARD (2020a))

¹² Taxa de câmbio nominal: R\$ 5,14/US\$ (Ref. Dez/2020). Fonte: <http://www.ipeadata.gov.br/>

¹³ Purchasing power parities: R\$ 2,31/US\$ (Ref: 2020). Fonte: <https://data.oecd.org/conversion/purchasing-power-parities-ppp.htm#indicator-chart>

¹⁴ O índice PPP é utilizado para a comparação entre valores de países com grande volatilidade cambial, como o Brasil, e outros países do mundo, que tenta equalizar o poder de compra das diferentes moedas, eliminando as diferenças de níveis de preços entre os países.

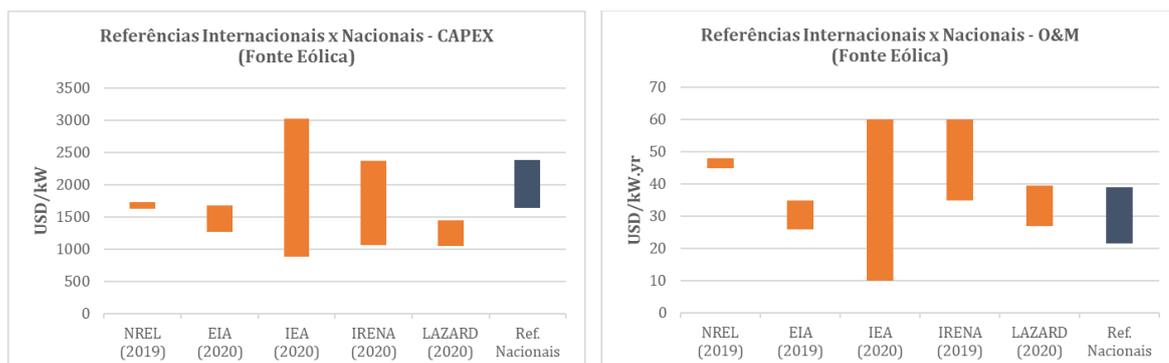


Figura 15: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos eólicos – conversão pela taxa de câmbio PPP

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020), IRENA (2020) e LAZARD (2020a))

2.2. Solar Fotovoltaica

2.2.1. Amostra doméstica

A metodologia descrita para a fonte eólica é análoga à empregada para a fonte solar fotovoltaica. Por este motivo, foram utilizados os dados cadastrados no sistema AEGE.

Neste sentido, as Figuras Figura 16 e Figura 17 mostram o comportamento dos valores de CAPEX, em R\$/kW e em R\$/kWmed respectivamente, baseado nos dados registrados desde o início da participação dessa fonte nos leilões de comercialização de energia do ambiente regulado. Cabe ressaltar que o tratamento dos dados seguiu metodologia semelhante à utilizada para a fonte eólica, descrita no tópico anterior. E, similar ao observado para a fonte eólica, também é possível notar tendência de queda dos valores de CAPEX nos últimos anos, assim como a redução de dispersão, reflexo do ganho de maturidade dessa fonte.

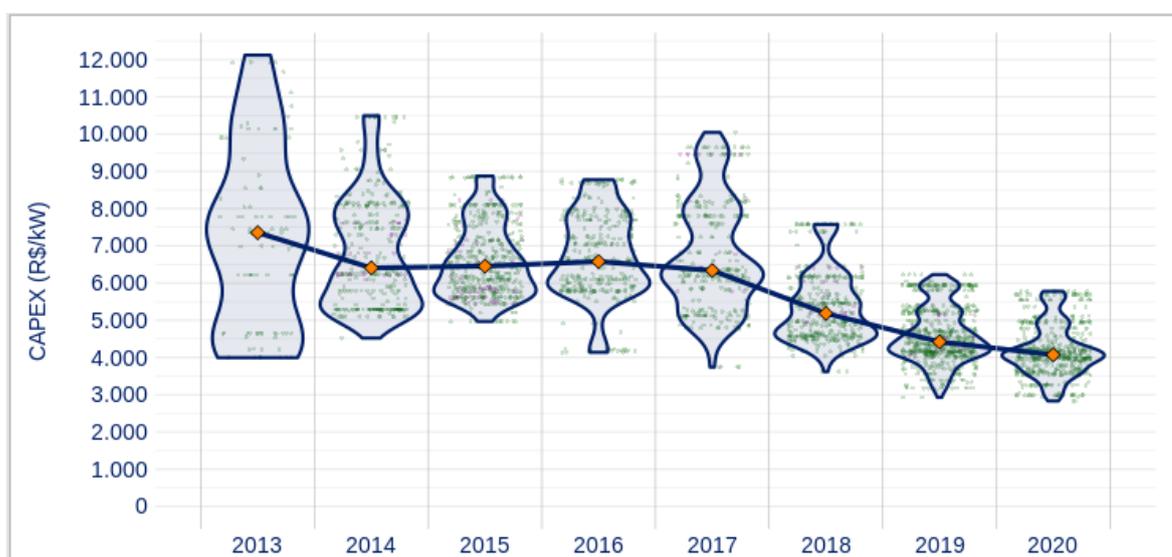


Figura 16: Evolução dos valores de CAPEX¹⁵, em R\$/kW, da fonte solar fotovoltaica¹⁶

(Fonte: EPE)

¹⁵ Os valores de CAPEX tem como unidade de referência R\$/kW, associada a potência total instalada CA (ref. Inversores) da planta, diferentemente de valores informados anteriormente em outros estudos que eram referenciados a potência total instalada CC (ref. Módulos), R\$/kWp.

¹⁶ Ressalta-se que os anos que constam nos gráficos são referentes ao cadastramento para os leilões de energia, sendo assim, apesar de não ter sido realizado nenhum certame no ano de 2020, houve o cadastramento de projetos.

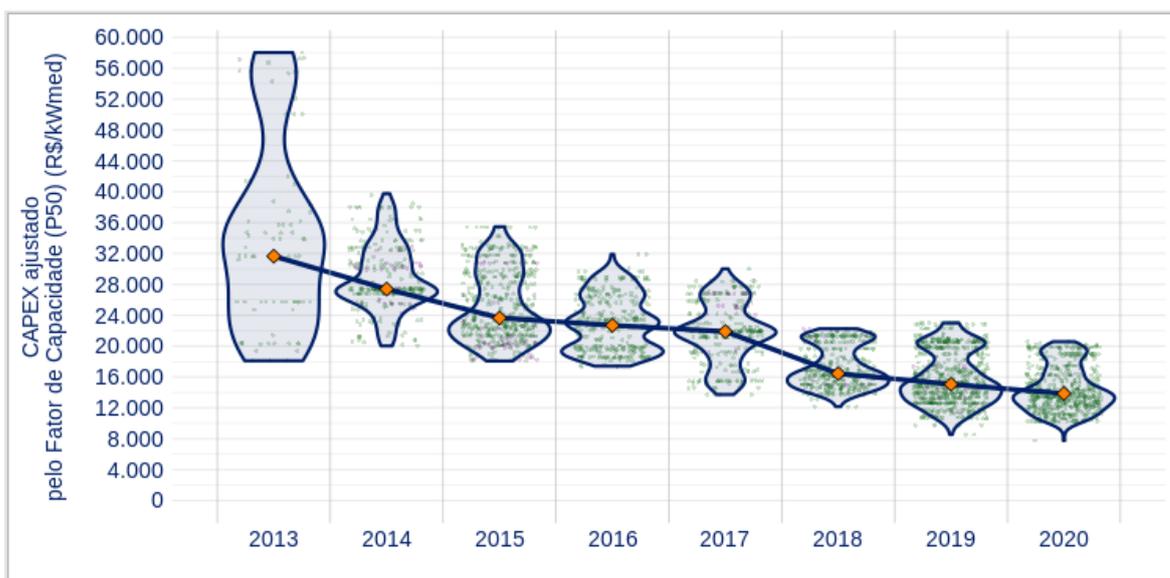


Figura 17: Evolução dos valores de CAPEX, em R\$/kWmed¹⁷, da fonte solar fotovoltaica
(Fonte: EPE)

Com o intuito de melhor entendimento da estrutura orçamentária de um projeto solar fotovoltaico, o CAPEX foi estratificado nas mesmas cinco parcelas de custos adotadas para a fonte eólica, conforme apresentado pela Figura 18. Verifica-se que, assim como na fonte eólica, os equipamentos e sistemas auxiliares representam a maior parcela do investimento, em torno de 70%, seguida pelos custos com conexão e transmissão, com aproximadamente 10% do CAPEX.

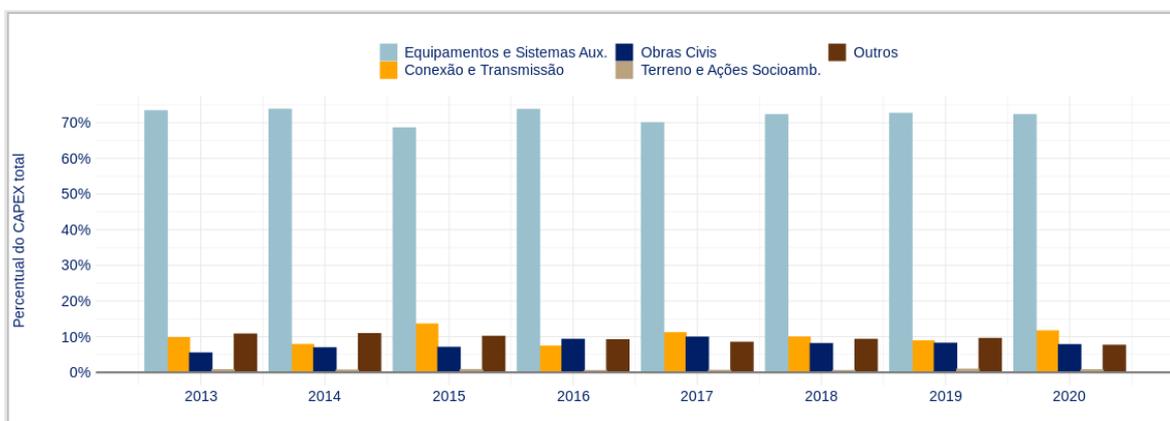


Figura 18: Estratificação dos valores de CAPEX da fonte solar fotovoltaica
(Fonte: EPE)

Já com relação ao período de operação dos empreendimentos, as referências nacionais dos custos de O&M podem ser observadas na Figura 19. Assim como valores de investimento, nos primeiros anos de participação dessa fonte nos leilões de energia, as faixas de valores se mostram maiores, visto o menor conhecimento a respeito desses custos naquele momento. Com o decorrer dos anos, a fonte solar fotovoltaica passou a ser mais difundida, as usinas começaram a ser operadas e manutenções foram feitas nos equipamentos utilizados. Assim, os custos se tornaram mais conhecidos, o que se reflete nas faixas mais estreitas dos anos mais recentes.

¹⁷ Considerado o valor P50 da expectativa de geração para o cálculo do Fator de Capacidade.

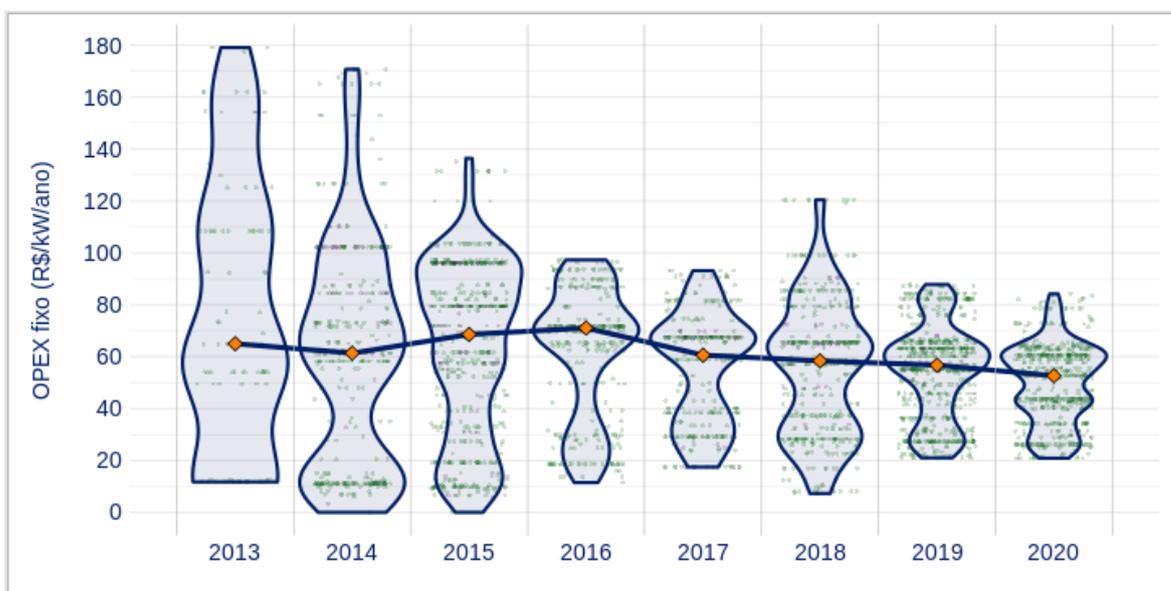


Figura 19: Evolução dos valores de O&M da fonte solar fotovoltaica
(Fonte: EPE)

2.2.2. Vencedores em leilões

Além da avaliação pela amostra cadastrada, cabe também levantamento dos valores de CAPEX e O&M de usinas vencedoras nos leilões de comercialização regulada de energia. As Figuras Figura 20 e Figura 21 mostram a distribuição de densidade dos valores de investimentos e custos de O&M dos empreendimentos vendedores nos leilões realizados em 2019 (A-4 e A-6).

Assim, pela avaliação dos dados nacionais disponíveis, os valores mais recentes indicam que o investimento médio para usinas solar fotovoltaicas gira em torno de R\$ 4.000/kW a R\$ 4.500/kW, enquanto os custos de O&M variam entre R\$ 40/kW.ano e R\$ 60/kW.ano.

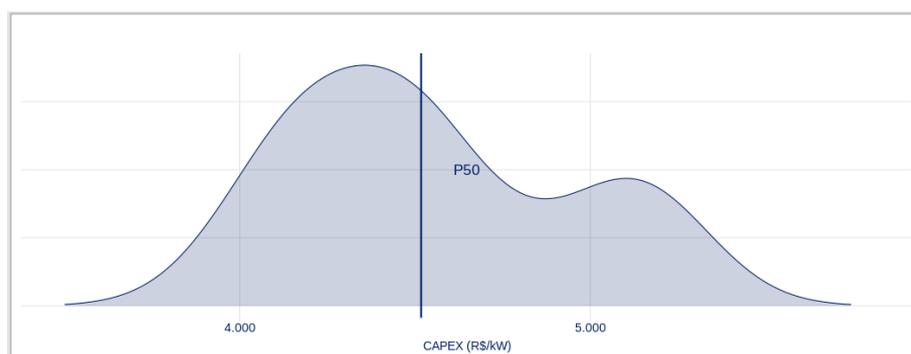


Figura 20: Valores de CAPEX dos vencedores da fonte solar fotovoltaica nos leilões de 2019
(Fonte: EPE)

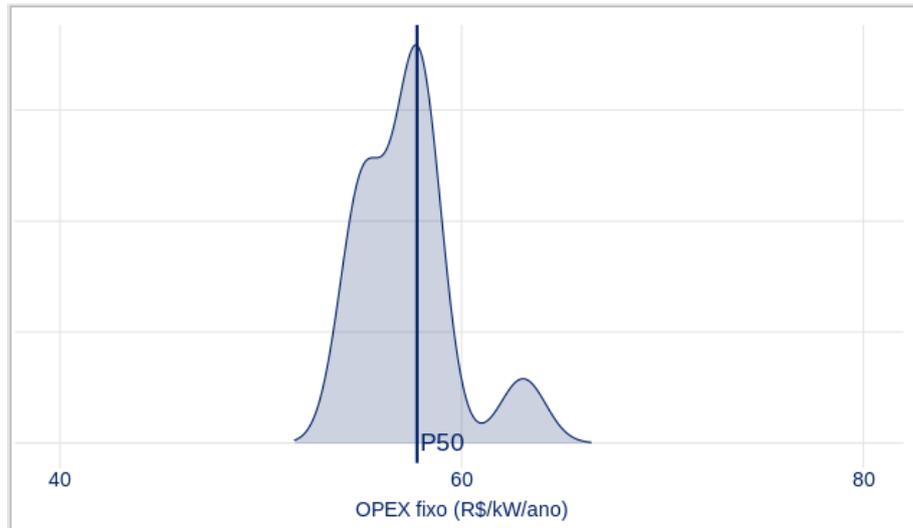


Figura 21: Valores de O&M dos vencedores da fonte solar fotovoltaica nos leilões de 2019
(Fonte: EPE)

2.2.3. Dados internacionais

Consultando dados internacionais, de acordo com o relatório da IRENA (2020), também é possível notar a queda nos custos observados ao redor do mundo em relação aos projetos fotovoltaicos. Na Figura 22 é apresentado gráfico com os valores médios de CAPEX, em USD/kW, de usinas fotovoltaicas.

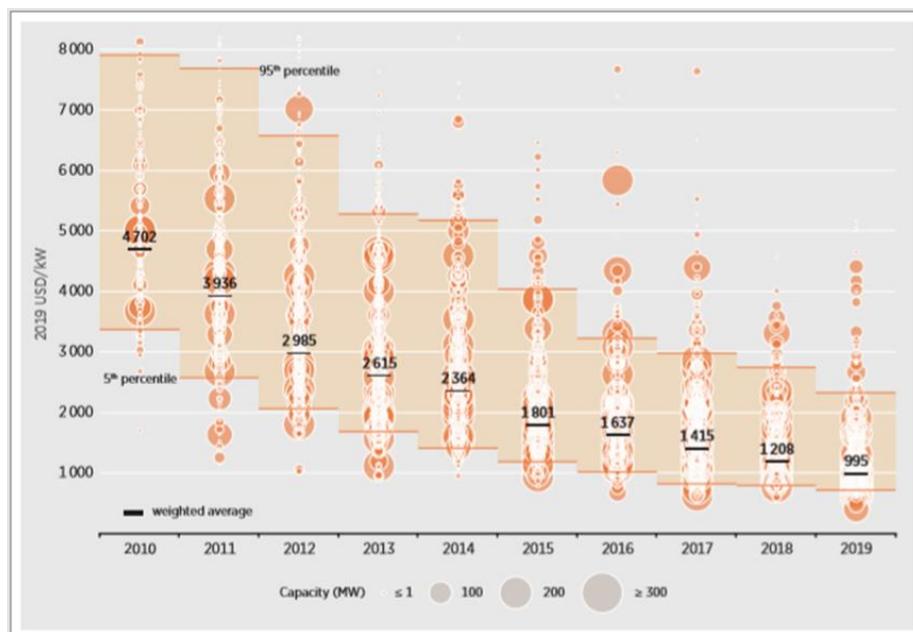


Figura 22: Faixas de custos totais instalados e médias ponderadas globais de projetos solar fotovoltaicos, em 2010 e 2019

(Fonte: IRENA, 2020)

Complementando, a análise apresentada Feldman et al (2021), exibida na Figura 23, mostra tendência similar aos valores apresentados pela IRENA (2020), e verificados no ambiente doméstico. Percebe-se também, pela análise comparativa entre as Figuras Figura 18 e Figura 23 e, que a composição orçamentária nacional segue o padrão internacional, com os módulos fotovoltaicos e os inversores sendo responsáveis pelas maiores parcelas do valor total.

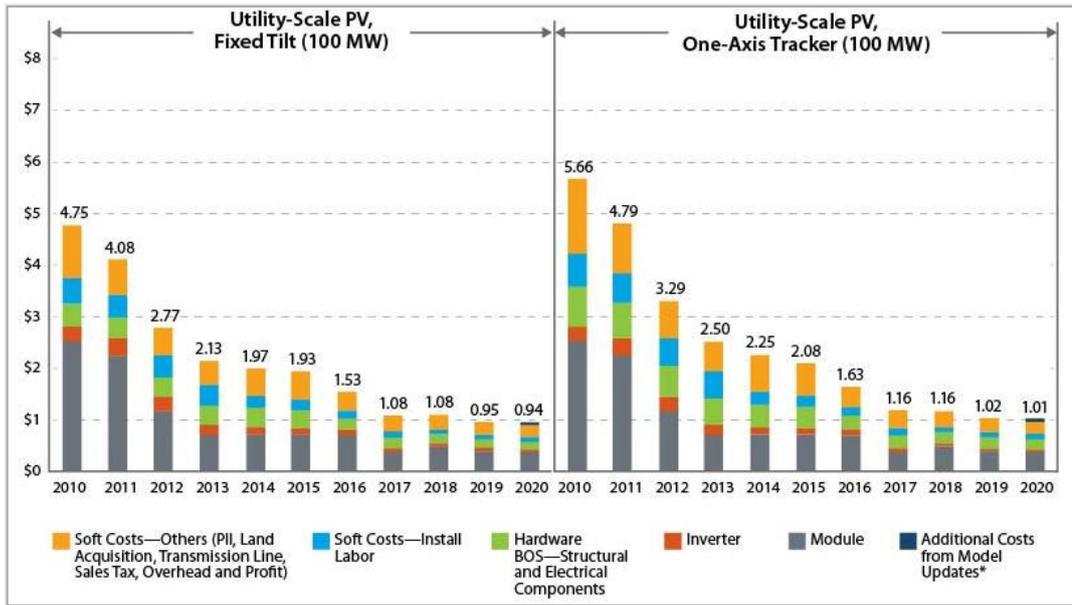


Figura 23: Faixas de custos totais instalados de projetos solar fotovoltaicos, em 2010 e 2020
(Fonte: Feldman et al, 2021)

Pela avaliação comparativa dos valores médios nacionais com os internacionais, percebe-se que tanto o CAPEX quanto custos de O&M observados no Brasil se mostram inferiores aos praticados internacionalmente, utilizando a taxa de câmbio nominal, como mostrado na Figura 24, e aparece dentro das faixas internacionais, caso utilizada a conversão pela taxa de câmbio PPP, como mostrado na Figura 25.

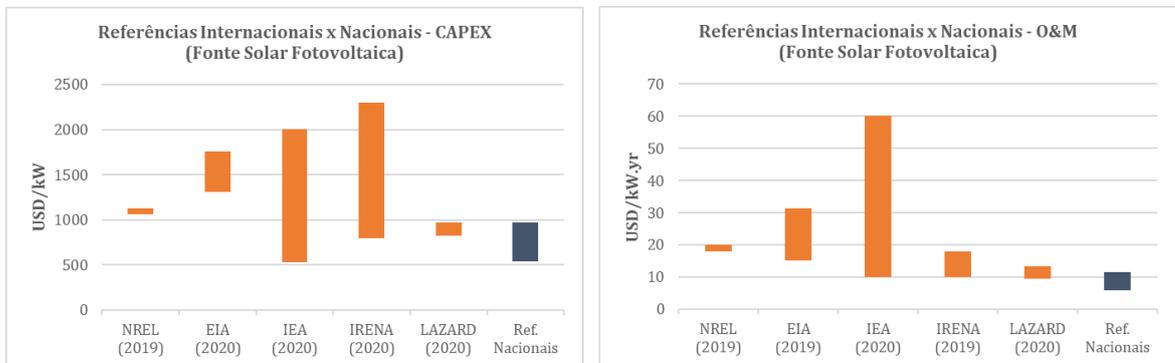


Figura 24: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos fotovoltaicos – conversão pela taxa de câmbio nominal
(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020), IRENA (2020) e LAZARD (2020a))

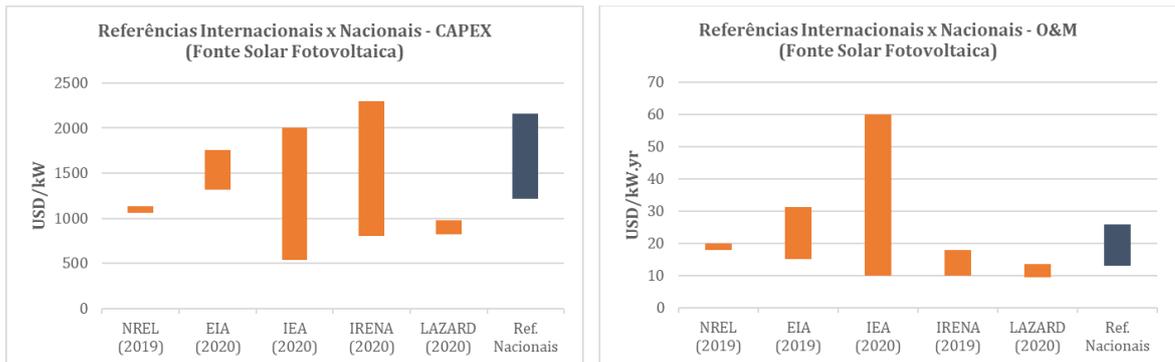


Figura 25: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos fotovoltaicos – conversão pela taxa de câmbio PPP

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020), IRENA (2020) e LAZARD (2020a))

2.3. Comparativo EOL e UFV

As fontes eólica e fotovoltaica competem livre e diretamente no mercado livre. Portanto, este item procura ilustrar alguns elementos desta competição. Observando os valores medianos (percentil 50) das amostras de CAPEX dessas fontes, nota-se que, em 2013, a fonte eólica era em torno de R\$1.000/kW mais barata, mas com o passar dos anos, em 2017, esses valores se tornaram similares e, nos últimos 3 anos, o investimento médio dos projetos solares passou por reduções mais significativas e, acabou ficando inferior ao de projetos eólicos, como mostra a Figura 26 .

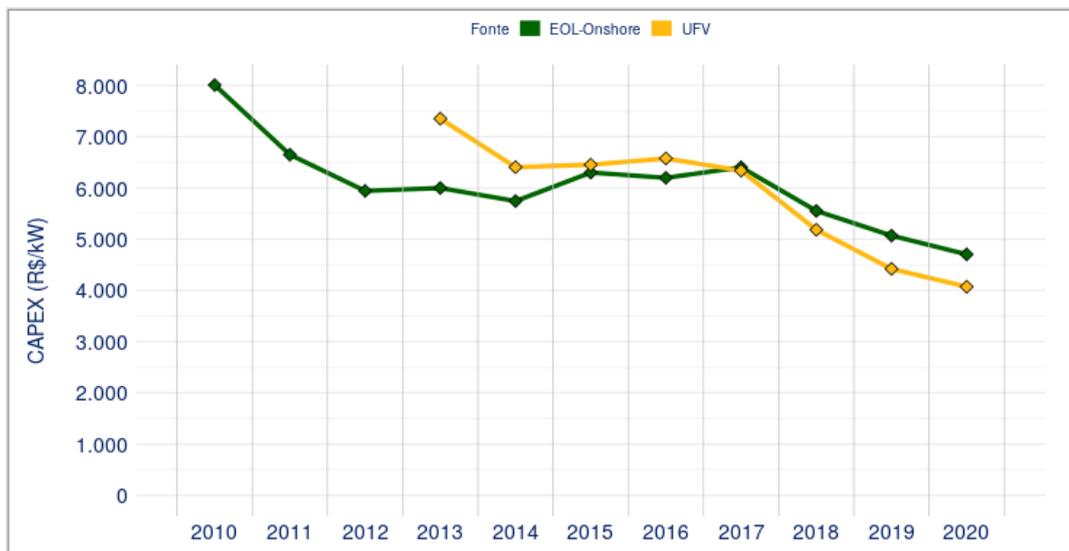


Figura 26: Evolução dos valores P50 das referências nacionais de CAPEX, em R\$/kW, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos

(Fonte: EPE)

Por outro lado, na avaliação do CAPEX em R\$/kWmed, que considera a expectativa de geração média dessas fontes, esse cenário se inverte, e os valores médios de investimento dos projetos eólicos são menores do que os dos projetos solares, conforme indica a Figura 27. Não se pode deixar de observar que esta diferença tem diminuído ao longo dos anos.

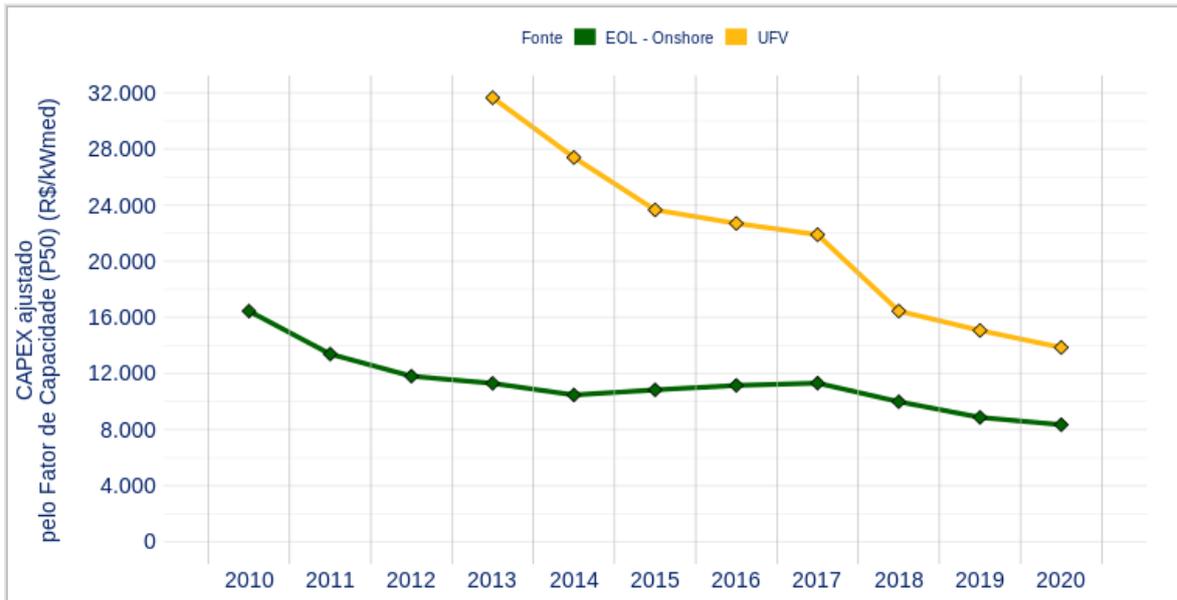


Figura 27: Evolução dos valores P50 das referências nacionais de CAPEX, em R\$/kWmed, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos

(Fonte: EPE)

Já a Figura 28 demonstra as distribuições das amostras mais recentes (referentes ao ano de 2020) de CAPEX das fontes eólica e solar fotovoltaica. Nela, observa-se que o valor mediano dos projetos fotovoltaicos é menor que o dos projetos eólicos, sendo que grande parte dos dois conjuntos de dados se encontra na mesma faixa de valor (em torno de R\$ 4.000/kW).

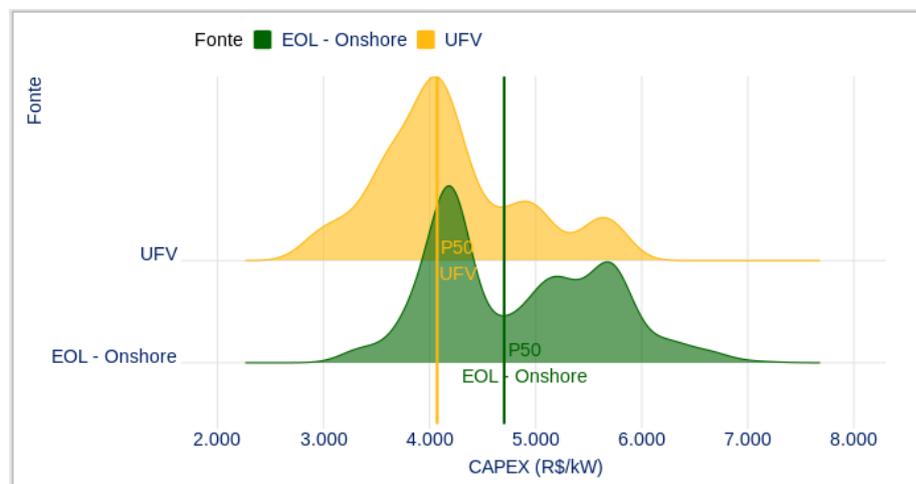


Figura 28: Distribuição dos valores das referências nacionais de CAPEX, em R\$/kW, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos do ano de 2020

(Fonte: EPE)

Considerando-se o múltiplo do CAPEX em R\$/kWmed, a fonte eólica mostra sua maior competitividade relativa, conforme indicado pela Figura 29.

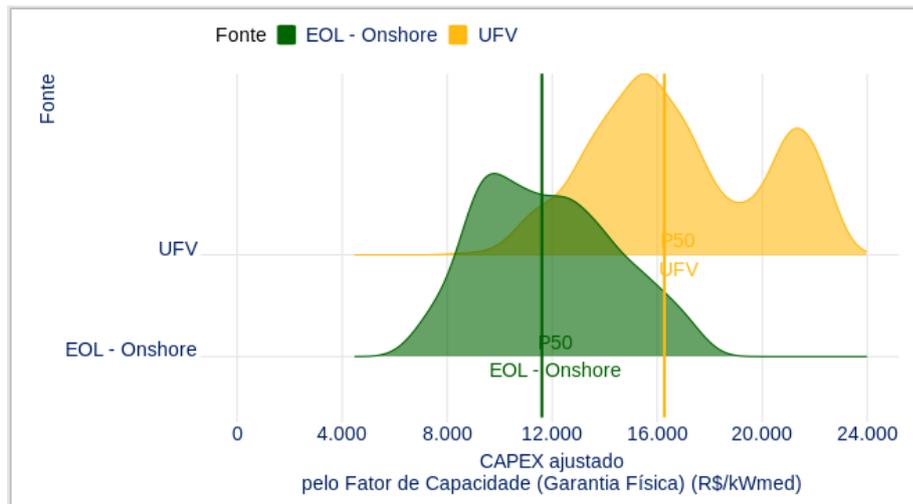


Figura 29: Distribuição dos valores das referências nacionais de CAPEX, em R\$/kWmed, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos do ano de 2020

(Fonte: EPE)

Com relação ao período operacional dos projetos, as Figuras 30 e 31 mostram a comparação da evolução entre os custos médios de O&M das fontes eólica e solar fotovoltaica ao longo dos anos, bem como as distribuições dos valores mais recentes observados para esses custos. Identifica-se, assim, que os custos médios de O&M das plantas fotovoltaicas são mais baixos quando comparados com as usinas eólicas.

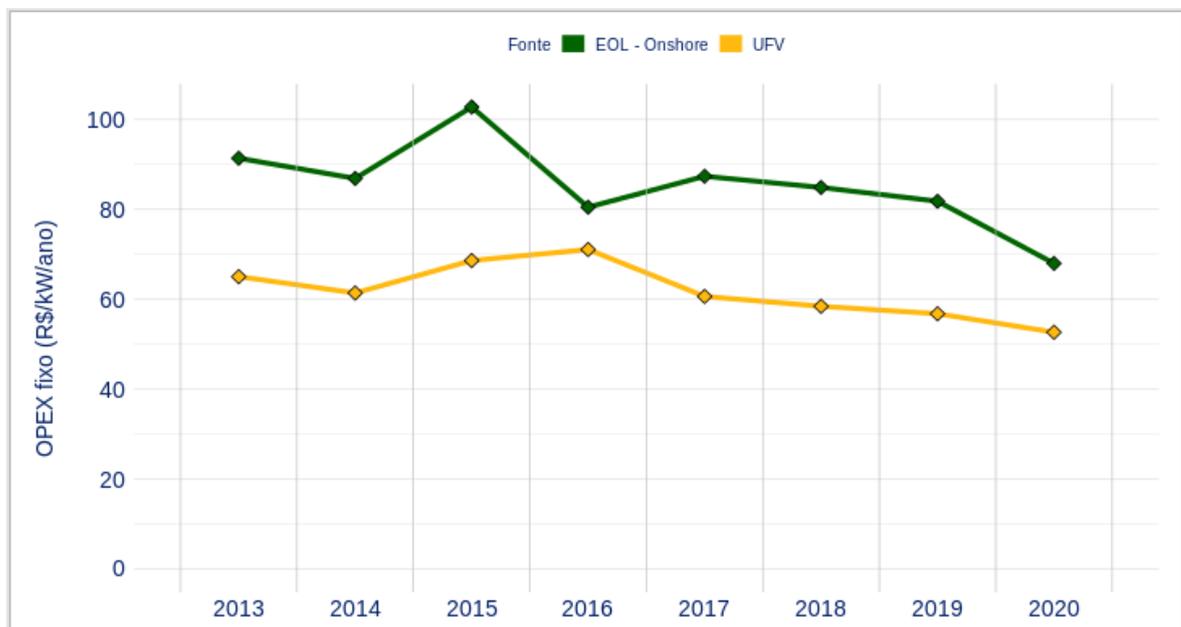


Figura 30: Evolução dos valores P50 das referências nacionais de O&M, em R\$/kW.ano, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos

(Fonte: EPE)

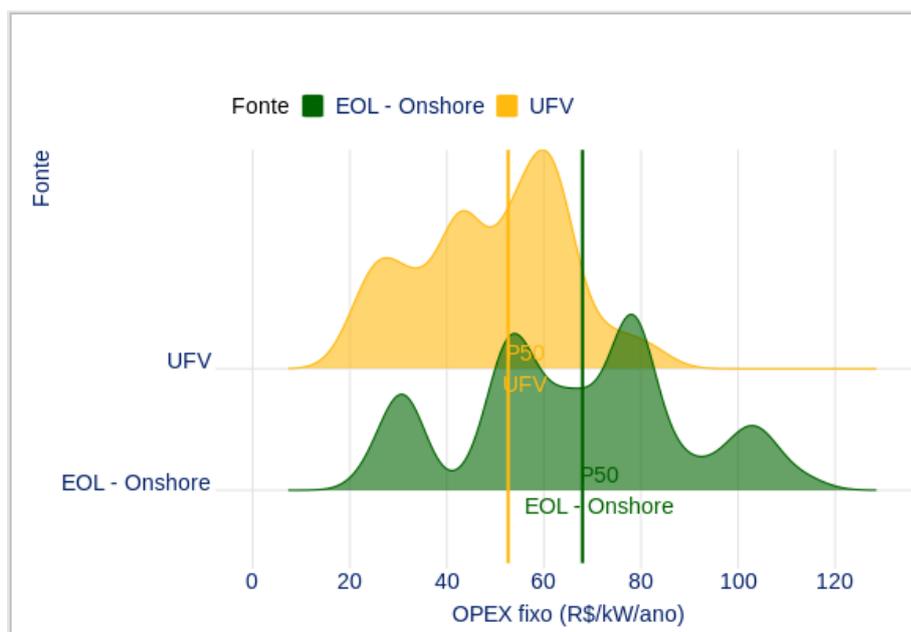


Figura 31: Distribuição dos valores das referências nacionais de O&M, em R\$/kW.ano, de projetos eólicos e solar fotovoltaicos do ano de 2020

(Fonte: EPE)

Esta análise comparativa mostra que, se por um lado os projetos eólicos apresentam valores de investimento, em R\$/kWmed, inferiores aos projetos fotovoltaicos, em contrapartida, os últimos apresentam menores custos de O&M. Assim, a competitividade entre as fontes dependerá de outros custos e despesas, estratégias de comercialização, assim como estrutura e custos de capital. É importante também destacar que a competitividade entre as fontes foi analisada com base nos valores referenciais declarados pelos agentes e que outros fatores, especialmente determinadas condições comerciais, podem interferir na efetiva competição entre os projetos.

2.4. PCH (e CGH)

2.4.1. Amostra doméstica

Em relação aos projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), os dados são avaliados conjuntamente com os das Centrais Geradoras de Hidrelétricas (CGH), pois as últimas possuem número reduzido de projetos cadastrados, e, levando em conta a experiência com os leilões de comercialização de energia, seus valores de referência são similares. Sendo assim, a Figura 32 mostra a evolução do CAPEX para o período de 2010 a 2020, sendo possível verificar que a faixa de valores é extensa na maioria dos anos, o que pode ser justificado pela variação de custos observada de acordo com o porte do projeto.

Analisando o percentil 50 das amostras, ainda na Figura 32, nota-se redução dos valores medianos até 2017, quando há estabilização. Em 2020, os custos médios foram em torno de R\$ 6.500/kW, sendo que a faixa apresenta valores de R\$ 3.000/kW a R\$ 10.000/kW.

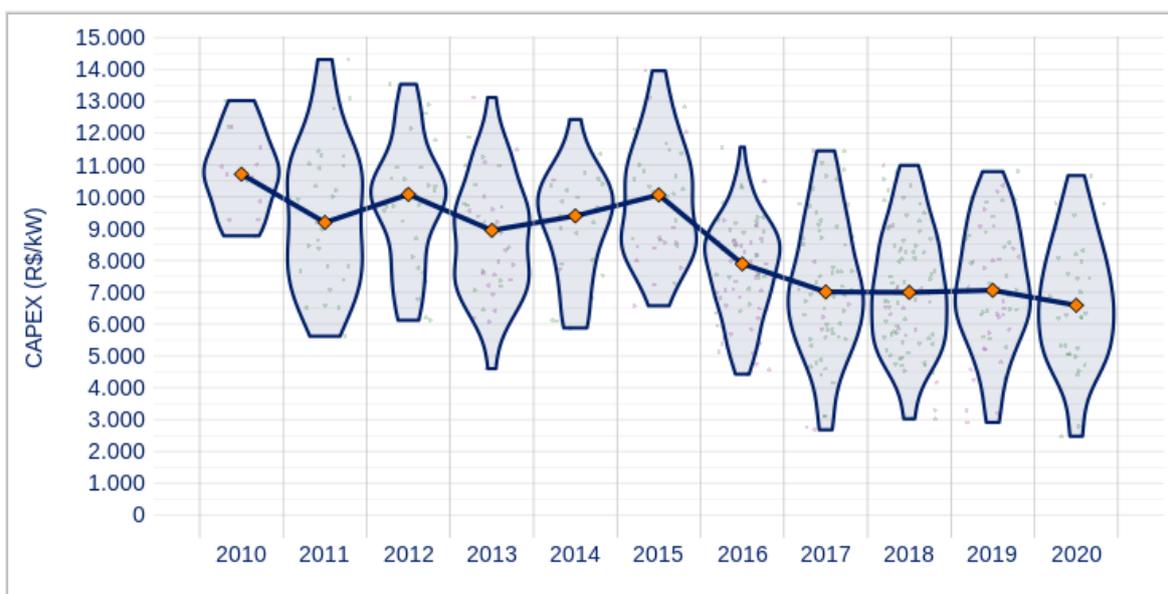


Figura 32: Evolução dos valores de CAPEX, em R\$/kW, de projetos de PCH e CGH 18
(Fonte: EPE)

Tomando-se o período de estabilidade apresentado pela Figura 32 (de 2017 a 2020), a Figura 33 exibe os valores distribuídos geograficamente. Os dados indicam que o CAPEX médio de PCHs e CGHs nas regiões Sul e Sudeste é menor que nas regiões Centro-Oeste e Nordeste.

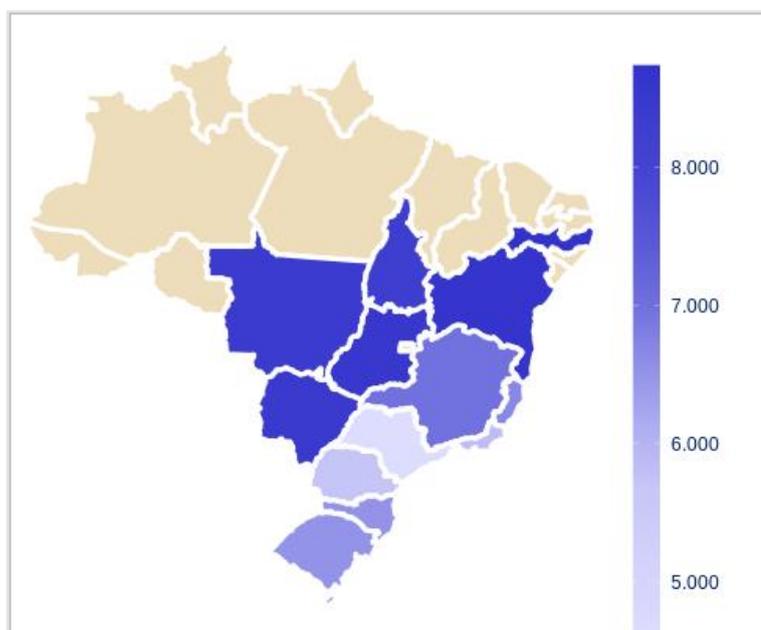


Figura 33: Distribuição geográfica dos valores de CAPEX, de 2017 a 2020, de projetos de PCH e CGH
(Fonte: EPE)

Aprofundando a análise, avaliando os valores de investimento pelo fator de capacidade dos projetos (R\$/kW_{med}), ou seja, considerando os dados disponíveis de Garantia Física calculada para os empreendimentos, verifica-se estabilidade na média do CAPEX desde 2016, como pode ser observado na Figura 34. A faixa de valores, por sua vez, apresenta uma amplitude maior se comparado com o gráfico da Figura 32.

¹⁸ Ressalta-se que os anos que constam nos gráficos são referentes ao cadastramento para os leilões de energia, sendo assim, apesar de não ter sido realizado nenhum certame no ano de 2020, houve o cadastramento de projetos.

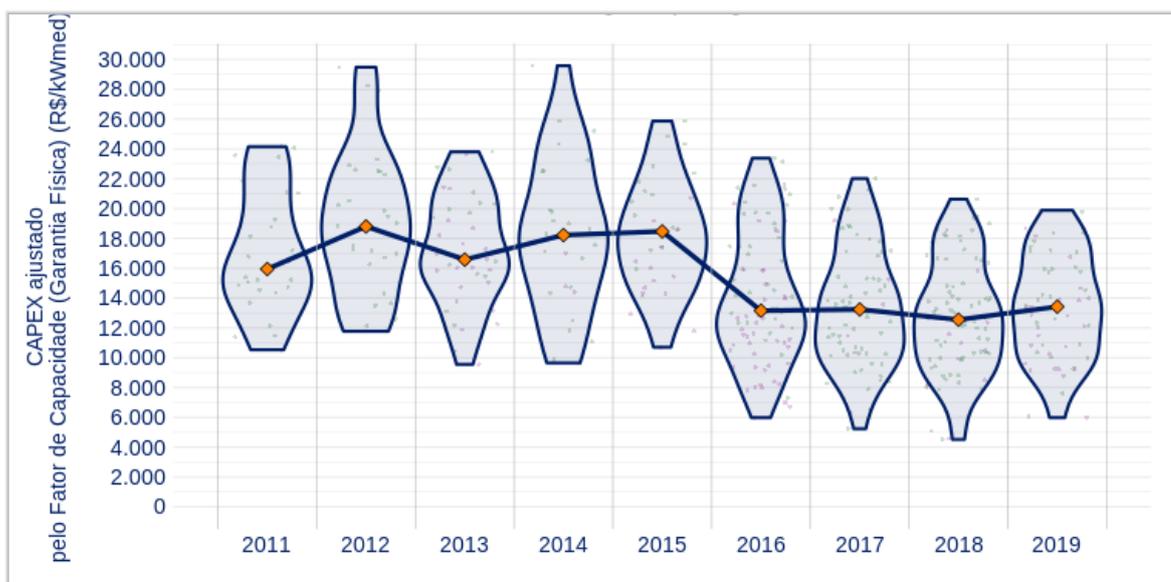


Figura 34: Evolução dos valores de CAPEX, em R\$/kWmed, de projetos de PCH e CGH¹⁹

(Fonte: EPE)

Para melhor entendimento do orçamento de projetos hidrelétricos de pequeno porte, os valores de investimento são apresentados na Figura 35 estratificados em cinco parcelas: obras civis, equipamentos e sistemas auxiliares, conexão e sistema de transmissão de interesse restrito, terrenos e ações socioambientais, e outros. Pode-se observar que, apesar de algumas oscilações no percentual médio durante os anos, as parcelas referentes a Obras Civis e Equipamentos são as com maior representatividade. Adicionalmente, cabe destacar que no caso dos empreendimentos de fonte hidrelétrica, há uma maior diversidade de estratificação de custos da amostra, que depende diretamente do aproveitamento hídrico (ex: altura de queda, tamanho da barragem, tipo de vertedouro, dentre outros).



Figura 35: Estratificação dos valores de CAPEX de projetos de PCH e CGH

(Fonte: EPE)

Já com relação aos custos operacionais, a evolução dos custos de O&M das PCHs e CGHs é apresentada tanto na Figura 36, com valores de O&M fixo, em R\$/kW.ano; como na Figura 37,

¹⁹ No gráfico não constam valores referentes ao ano de 2020, pois, apesar de terem sido cadastrados os projetos para participação nos leilões de energia, não houve cálculo de GF para esses tipos de projeto, visto que os certames foram cancelados.

com valores de O&M variável, em R\$/MWh. Dado que esses custos podem variar de acordo com o porte dos projetos, a faixa de valores de O&M fixo observada é mais ampla que a dos custos variáveis, incluindo valores nulos para os casos em que as estimativas foram feitas em base variável. No entanto, nos últimos anos, é possível observar uma certa estabilidade na mediana dos valores tanto de custos de O&M fixo quanto de custos de O&M variáveis.

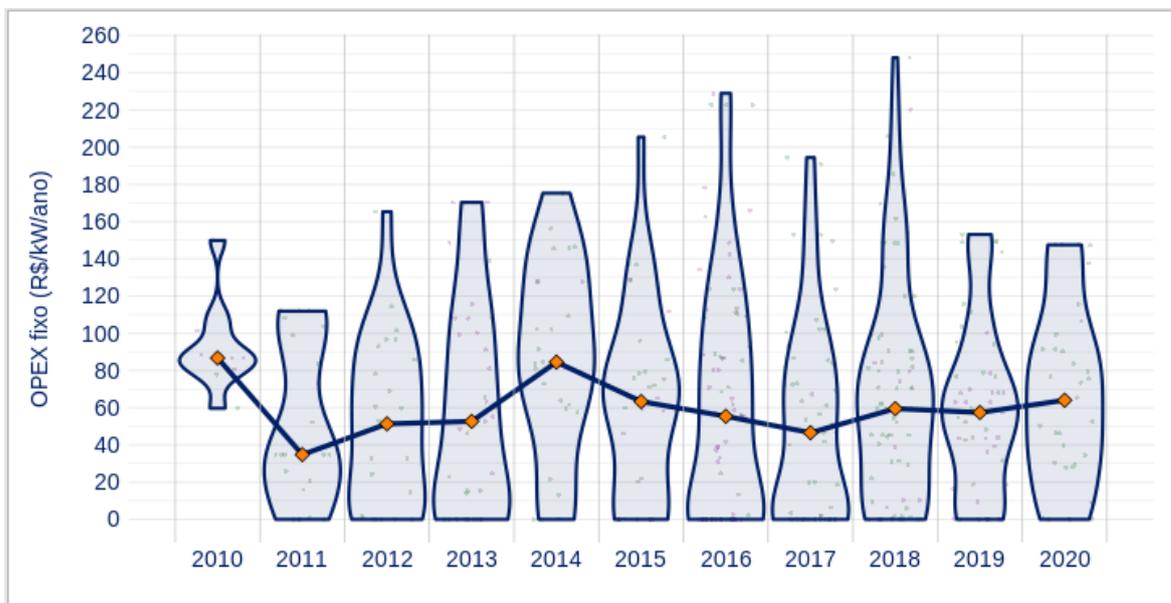


Figura 36: Evolução dos valores de O&M fixo, em R\$/kW.ano, de projetos de PCH e CGH
(Fonte: EPE)

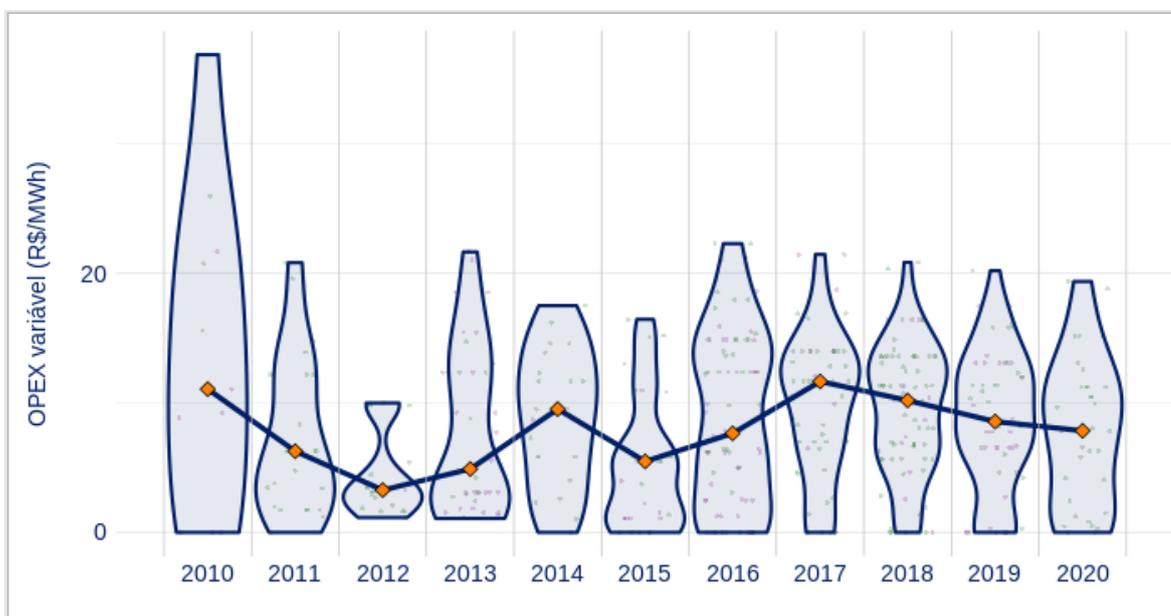


Figura 37: Evolução dos valores de O&M variável, em R\$/MWh, de projetos de PCH e CGH
(Fonte: EPE)

2.4.2. Vencedores em leilões

Pela análise dos projetos de PCH e CGH que venderam energia nos leilões do ano de 2019, observa-se que a amostra de CAPEX dos vencedores é similar a dos demais participantes dos certames, apresentando valores entre R\$ 3.000/kW e R\$ 10.000/kW. Na Figura 38 a distribuição cumulativa permite observar que a mediana do CAPEX ficou em torno de R\$ 7.000/kW. Os valores de O&M fixo dos projetos vencedores nesse ano podem ser observados na Figura 39 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, com variação de R\$ 40/kW/ano a R\$ 120/kW/ano, com mediana em torno de R\$ 65/kW/ano. A dispersão de valores, verificada em ambos os gráficos, evidencia a diferenciação nas características técnicas dos projetos, típico para a fonte.

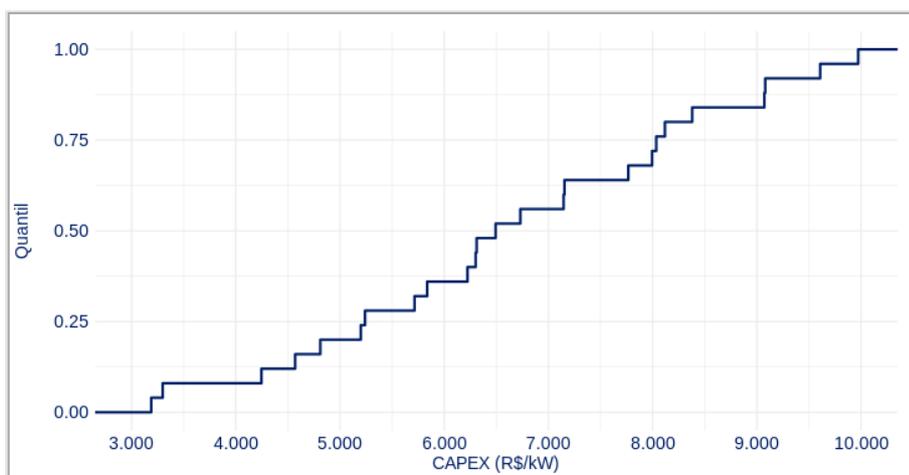


Figura 38: Distribuição acumulada dos valores de CAPEX de projetos vencedores de PCH e CGH nos leilões do ano de 2019

(Fonte: EPE)

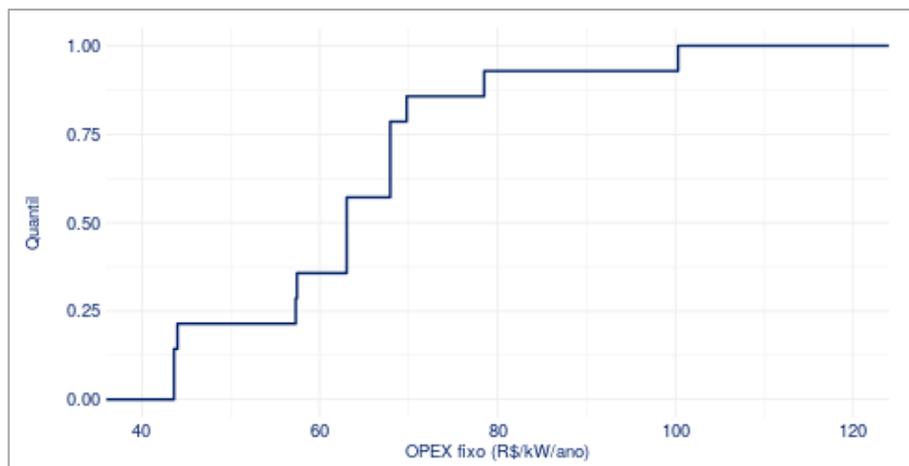


Figura 39: Distribuição acumulada dos valores de O&M de projetos vencedores de PCH e CGH nos leilões do ano de 2019

(Fonte: EPE)

2.4.3. Dados internacionais

A fim de comparar os valores de projetos nacionais com internacionais, recorreu-se a estudo da IRENA (2020), cujos resultados são apresentados nos seguintes gráficos da Figura 40, com a distribuição dos valores de implantação de projetos hidrelétricos de pequeno porte (menores que 10MW) e grande porte (maiores que 10MW).

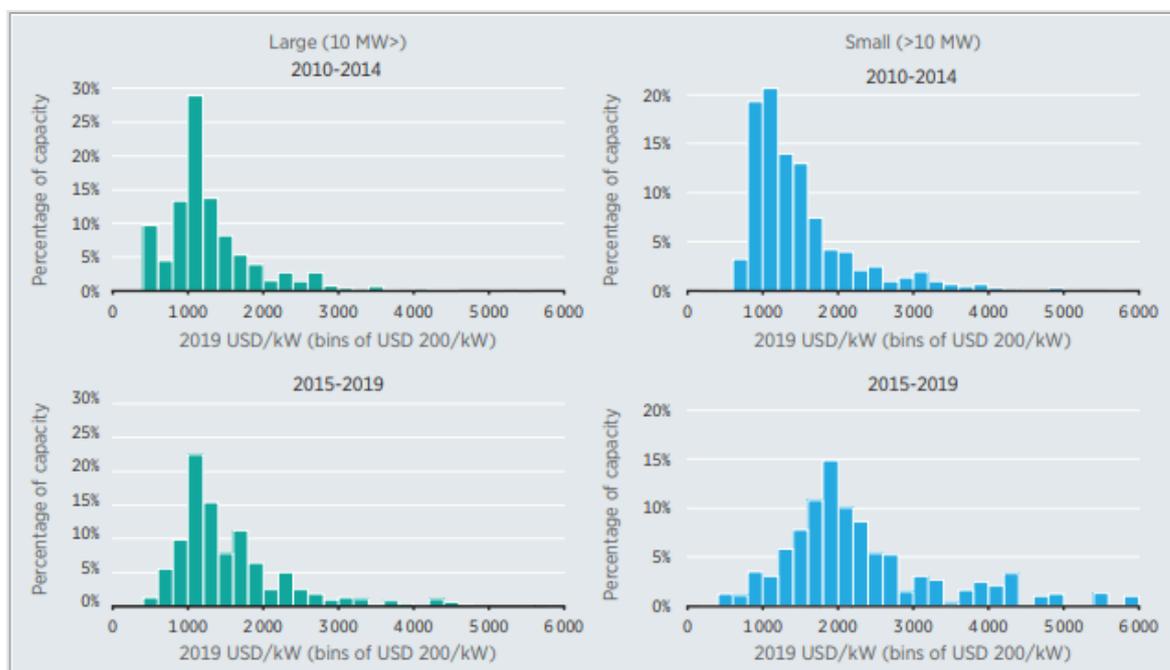


Figura 40: Distribuição dos custos totais instalados de pequenos e grandes projetos hidrelétricos, por capacidade, de 2010 a 2014 e de 2015 a 2019

(Fonte: IRENA, 2020)

Ainda segundo a IRENA (2020), a parcela de obras civis representa, em média 45% do CAPEX, enquanto os equipamentos e sistemas auxiliares aproximadamente 33% (vide Tabela 1), o que está em linha com os valores domésticos, de 40% e 30% respectivamente (vide Figura 35).

Componentes de custos do Projeto	Composição dos Custos Totais de Instalação (%)		
	Mínimo	Média ponderada	Máximo
Obras civis	17	45	65
Equipamentos mecânicos	18	33	66
Planejamento e outros	6	16	29
Conexão	1	6	17
Aquisição de terrenos	1	3	8

Tabela 1: Divisão de custos totais instalados de projetos hidrelétricos localizados na China, Índia e Sri Lanka, de 2010 a 2016

(Fonte: Adaptado de IRENA, 2020)

As Figuras Figura 41 e Figura 42 resumem o comparativo de dados domésticos e internacionais, pela taxa de câmbio nominal e pela taxa de câmbio PPP respectivamente, nas quais observa-se que os valores de CAPEX e de custos de O&M médios dos projetos PCH e CGH nacionais estão dentro das faixas apresentadas pelas instituições internacionais.

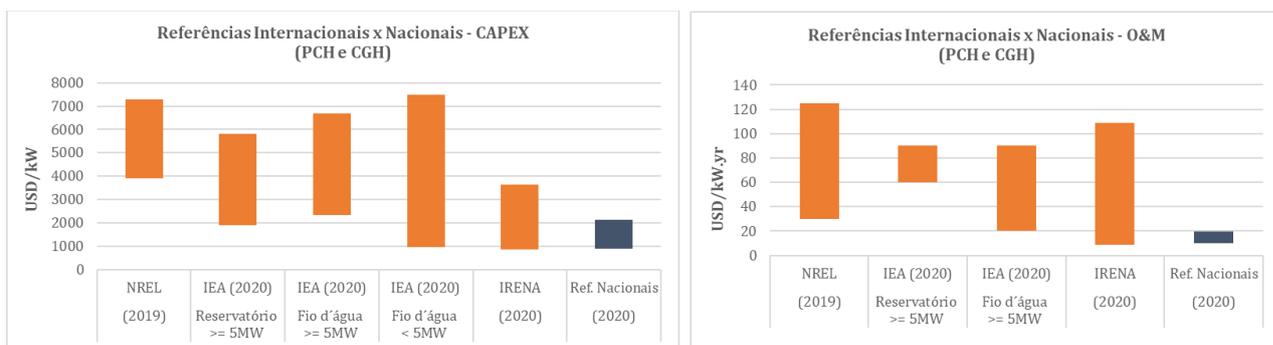


Figura 41: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos PCH e CGH – conversão pela taxa de câmbio nominal

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), IEA (2020) e IRENA (2020))

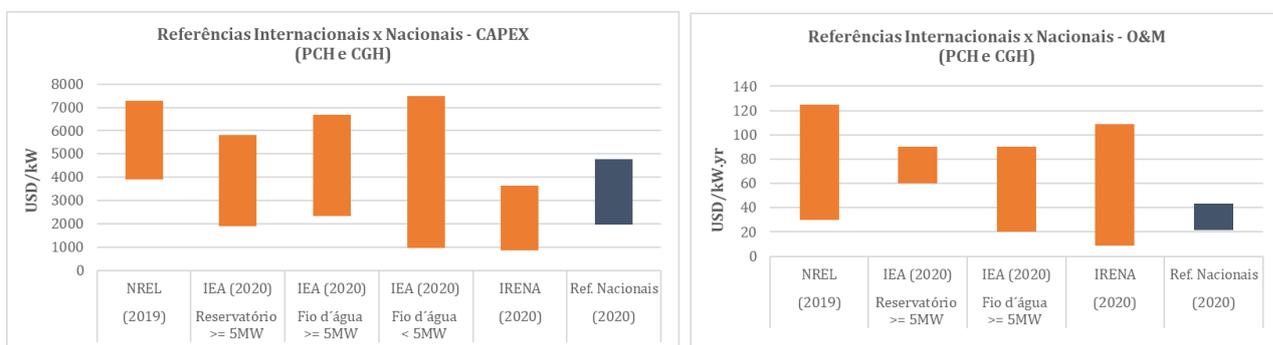


Figura 42: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos PCH e CGH – conversão pela taxa de câmbio PPP

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), IEA (2020) e IRENA (2020))

2.5. Térmelétrica a Biomassa

2.5.1. Amostra doméstica

Diferentemente das outras fontes tratadas nos itens anteriores, a amostra de projetos de usinas termelétricas a Biomassa no sistema AEGE da EPE não é grande, e ainda é verificado número decrescente de participantes dos leilões de comercialização de energia, como demonstrado na Figura 43, o que pode ser um limitador do estudo.

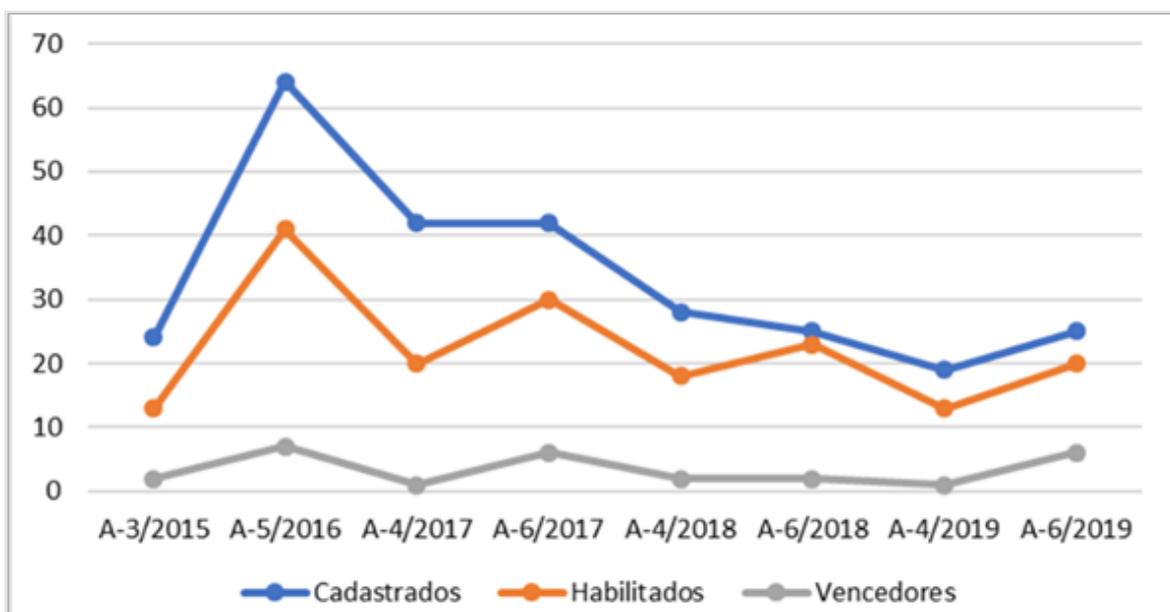


Figura 43: Número de projetos termelétricos a Biomassa participantes em leilões de energia, nos últimos anos
(Fonte: EPE)

Dentre os variados tipos de combustível para termelétricas a biomassa, serão descritos os dados referentes somente a projetos que tenham como principal combustível **bagaço de cana-de-açúcar** e **cavaco de madeira**, em função da limitação de dados no sistema AEGE.

A Figura 44 mostra a distribuição dos valores de CAPEX dos projetos termelétricos a Biomassa participantes dos leilões de energia, entre os anos de 2010 e 2020, agrupados por tipo de combustível.

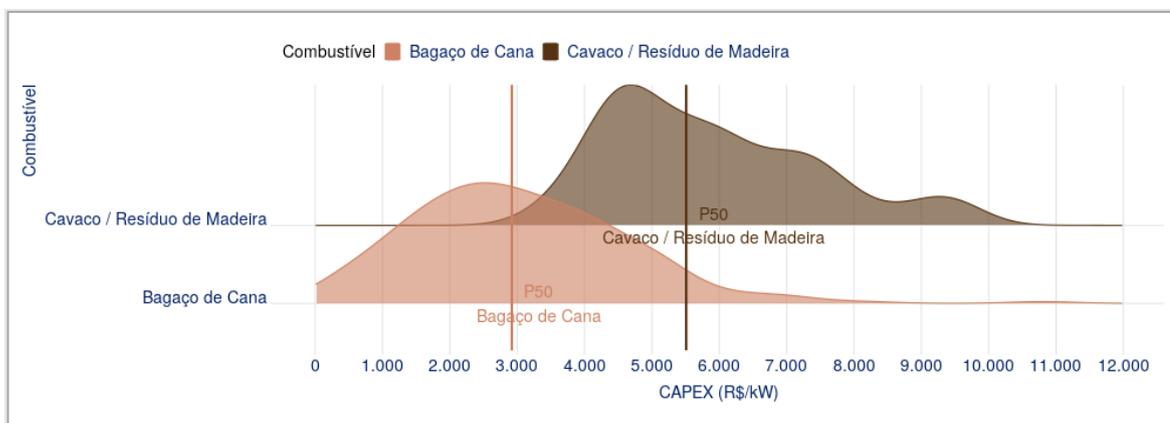


Figura 44: Distribuição dos valores de CAPEX, em R\$/kW, da fonte termelétrica a Biomassa por tipo de combustível, entre os anos de 2010 e 2020

(Fonte: EPE)

A fim de avaliar valores mais recentes para esse tipo de usina, na Figura 45 são exibidas as distribuições dos valores de CAPEX por tipo de combustível referentes aos últimos 5 anos, de 2016 a 2020, onde identifica-se que o valor mediano dos projetos a Cavaco de Madeira é superior ao de Bagaço de Cana.

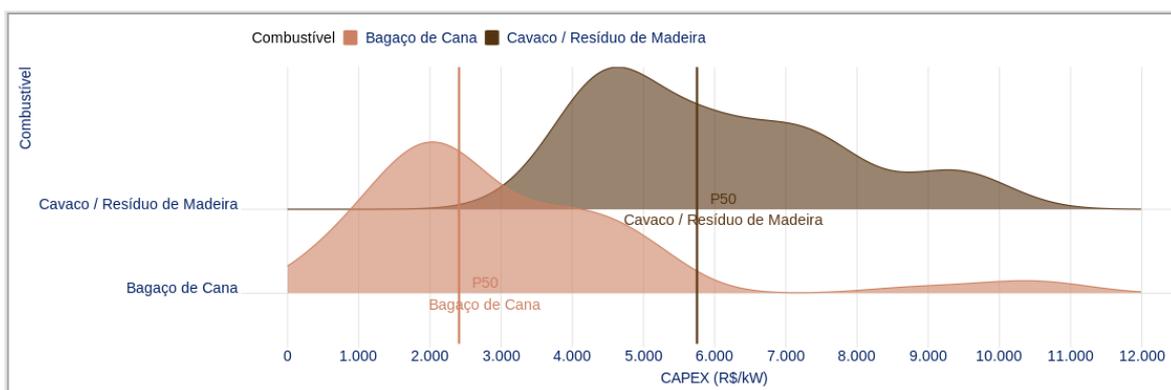


Figura 45: Distribuição dos valores de CAPEX, em R\$/kW, da fonte termelétrica a Biomassa por tipo de combustível, entre os anos de 2016 e 2020

(Fonte: EPE)

Complementando-se a análise, a Figura 46 apresenta os valores de investimentos de projetos a bagaço de cana e cavaco de madeira, entre os anos de 2016 e 2020, em R\$/kWmed, isto é, múltiplo de CAPEX pela Garantia Física²⁰ calculada para cada empreendimento da amostra, com base na expectativa de geração de energia de cada usina. Por essa análise, verifica-se que embora pelo CAPEX, em R\$/kW, os projetos de bagaço são mais baratos que os de cavaco, pelo CAPEX ajustado pelo fator de capacidade, em R\$/kWmed, não se pode afirmar qual biomassa é mais competitiva.

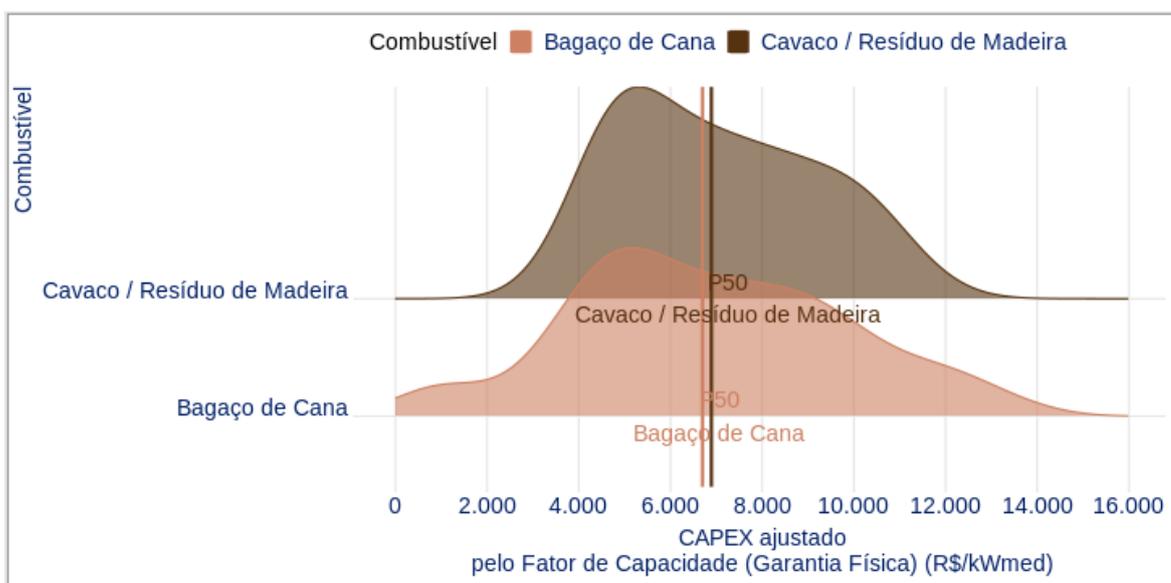


Figura 46: Distribuição dos valores de CAPEX, em R\$/kWmed, da fonte termelétrica a Biomassa por tipo de combustível

(Fonte: EPE)

Além do valor total de investimento, foram analisadas as principais parcelas que compõem os custos de CAPEX, ao longo da década: equipamentos e sistemas auxiliares, conexão e sistema de transmissão de interesse restrito, obras civis, terrenos e ações socioambientais, outros. Observa-se que, além da composição dos custos das usinas a Biomassa não ter se alterado significativamente entre os anos de 2010 a 2020, como é observado nas Figuras Figura 47 e Figura 48, os custos com equipamentos e sistemas auxiliares representam mais de 60% do

²⁰ <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>

CAPEX para ambas tecnologias, seguidos dos custos com Conexão e Transmissão, com 15% dos valores totais, no caso de projetos a bagaço de cana, e de outros custos (transporte, seguro, montagem, testes em geral), que somam 20% nos projetos a cavaco de madeira.

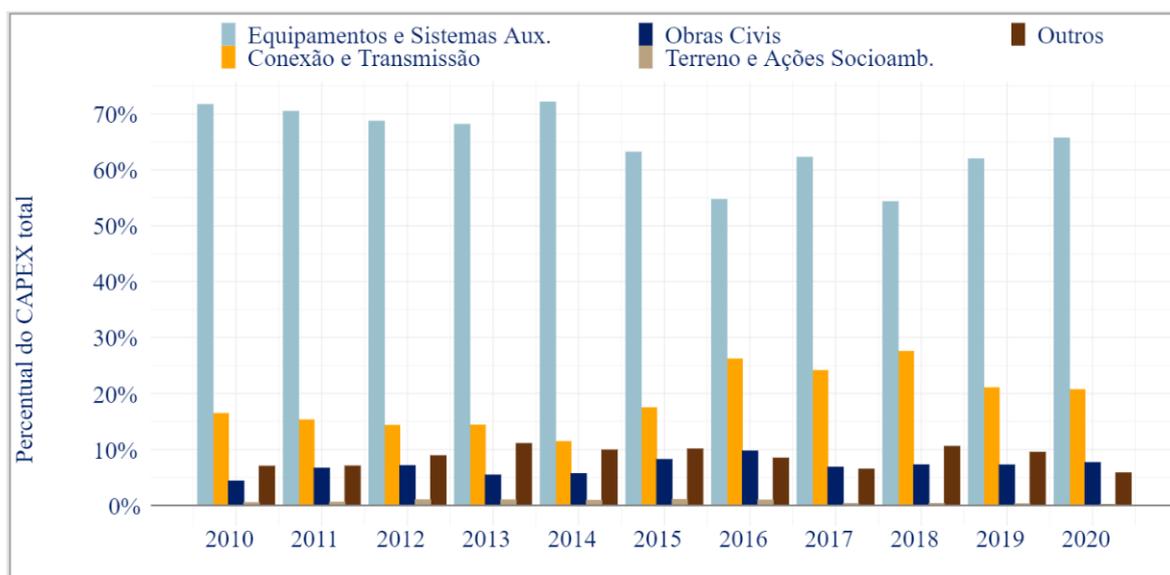


Figura 47: Evolução da composição dos valores de CAPEX de projetos termelétricos a Bagaço de Cana – Período de 2010 a 2020

(Fonte: EPE)

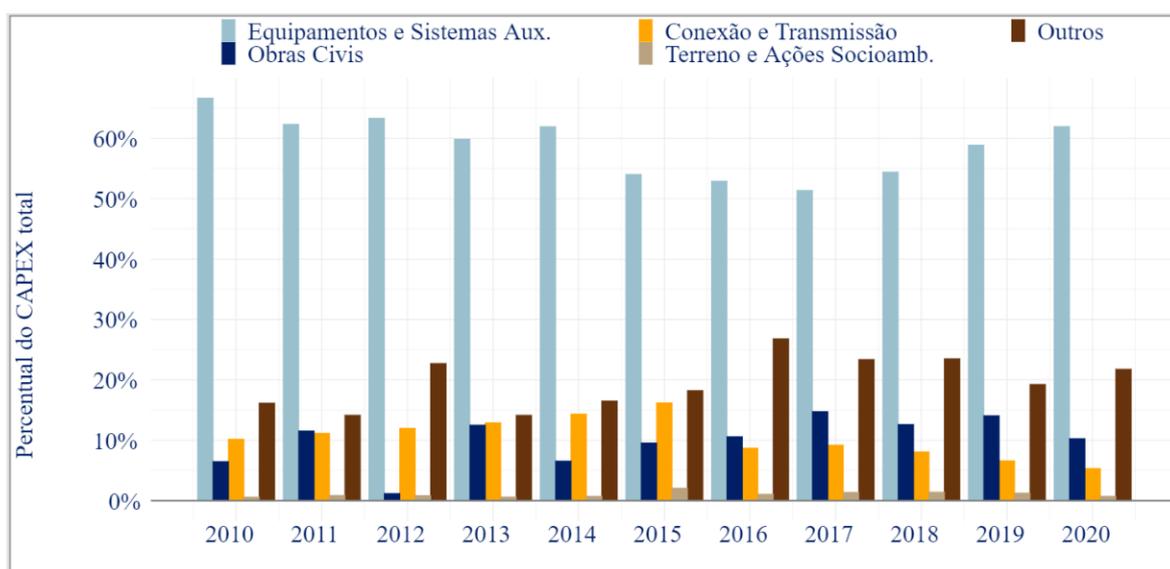


Figura 48: Evolução da composição dos valores de CAPEX dos projetos termelétricos a Cavaco de Madeira – Período de 2010 a 2020

(Fonte: EPE)

Os custos de O&M fixos e variáveis entre os anos de 2016 e 2020 são demonstrados nos gráficos de distribuição por densidade a seguir. Levando em conta a simetria da distribuição com relação ao P50, na Figura 49 é possível observar, para cavaco de madeira, uma curva com comportamento semelhante ao de uma distribuição normal padrão. Em contrapartida, para bagaço de cana, verifica-se maior dispersão entre os pontos. Já a Figura 50 apresenta os custos de O&M variáveis com grande dispersão entre os pontos para os dois tipos de combustíveis apresentados. Por fim, tanto para custos de O&M fixos quanto para custos variáveis, foram observados valores medianos menores para a fonte a bagaço de cana.

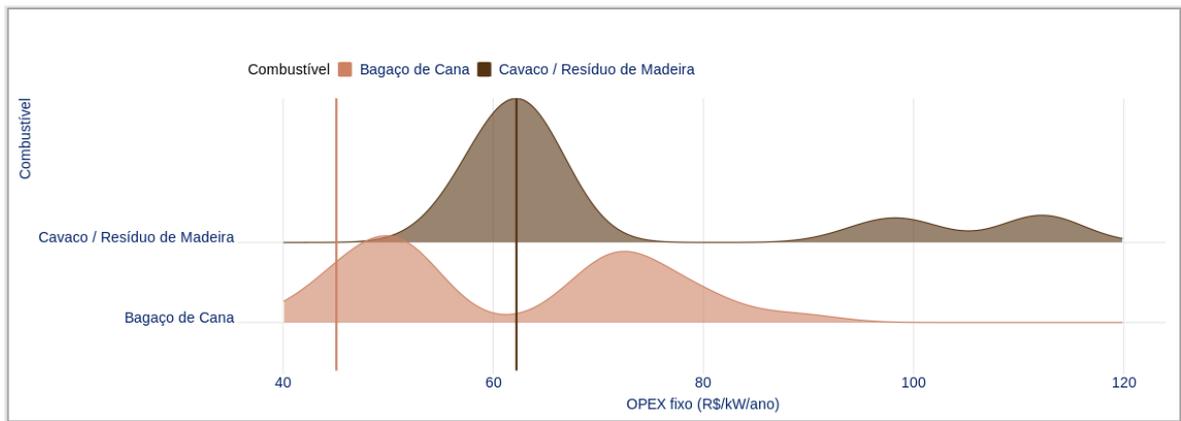


Figura 49: Distribuição dos valores de O&M fixo, em R\$/kW.ano, da fonte termelétrica a Biomassa por tipo de combustível
(Fonte: EPE)

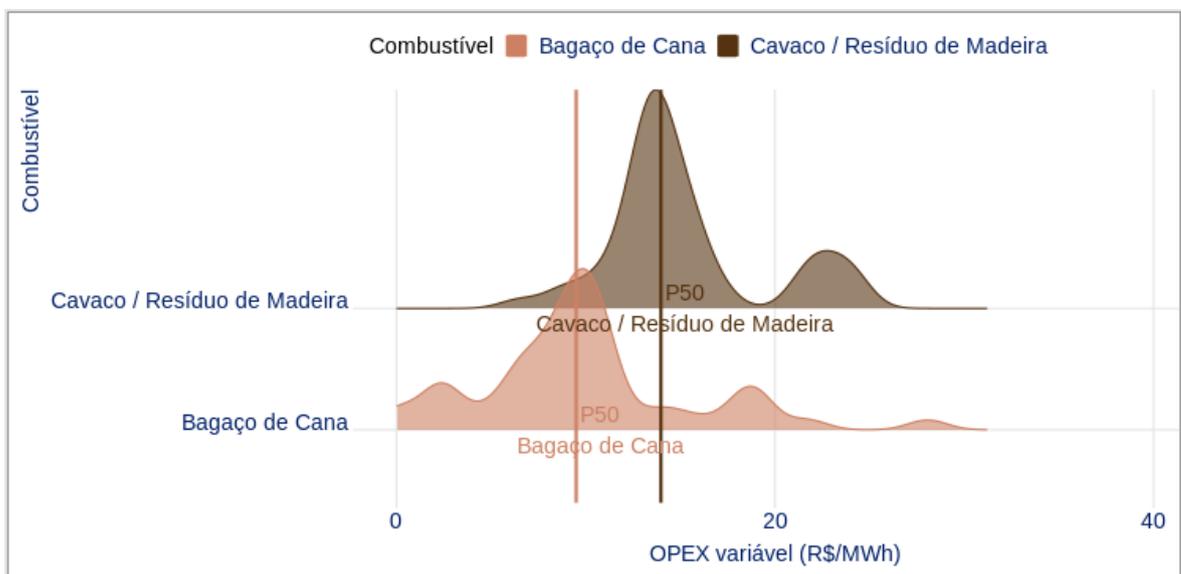


Figura 50: Evolução dos valores de O&M variável, em R\$/MWh, da fonte térmica a Biomassa por tipo de combustível
(Fonte: EPE)

A Figura 51 apresenta a distribuição da amostra de dados de custo unitário variável (CVU) para os projetos a cavaco de madeira, entre os anos de 2010 e 2020. Os valores mais frequentes nesse período variam entre R\$ 160/MWh e R\$ 180/MWh.

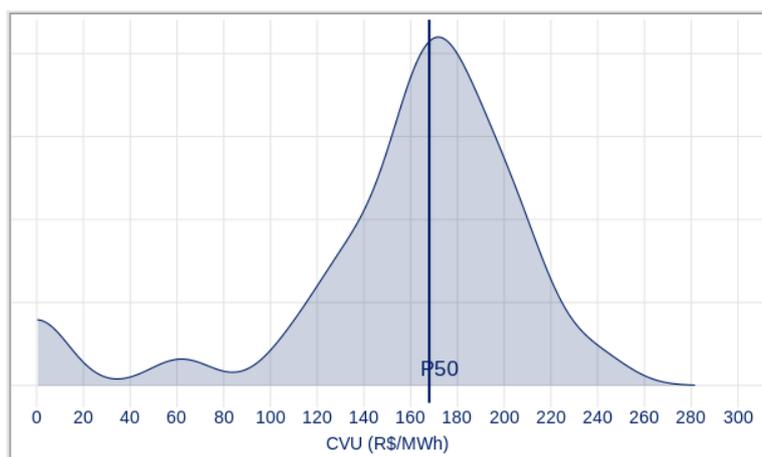


Figura 51: Distribuição dos valores de CVU de usinas termelétricas a Biomassa – Cavaco de Madeira, de 2010 a 2020

(Fonte: EPE)

2.5.2. Dados internacionais

Recorreu-se a IRENA (2020) para levantamento das estimativas de CAPEX das fontes termelétricas a biomassa, cujos resultados são apresentados na Figura 52.

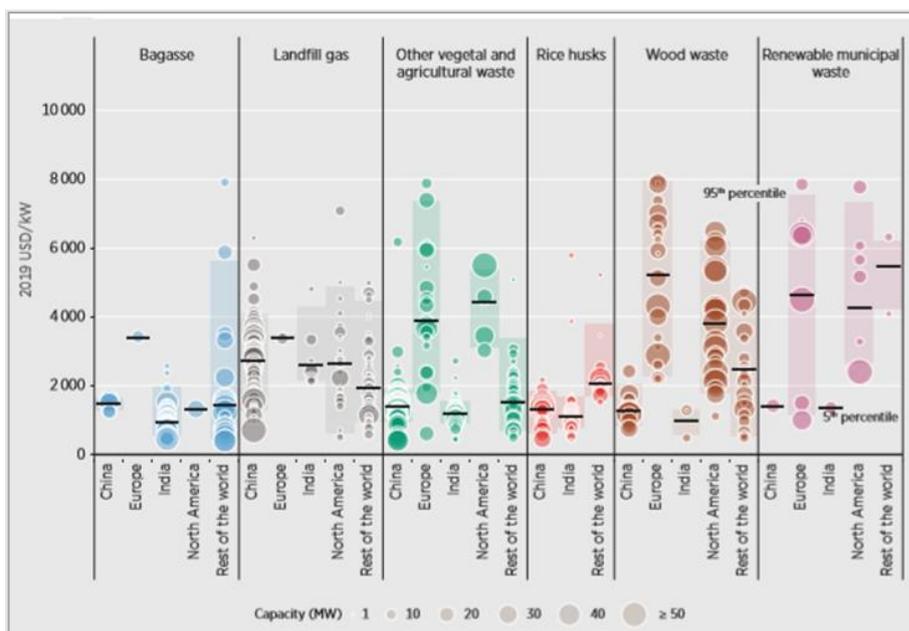


Figura 52: CAPEX de projetos de geração a biomassa, por tecnologia e país/região

(Fonte: IRENA,2020)

Assim como no Brasil, pode-se perceber grande dispersão de valores de CAPEX por tipo de tecnologia de geração de usina a biomassa, ilustrado pela Figura 53.



Figura 53: Distribuição dos CAPEX de projetos de geração a biomassa, por tecnologia, de 2000 a 2019
(Fonte: IRENA,2020)

IRENA (2020) também descreve as referências internacionais adotadas para os custos de O&M, sendo que, com relação ao custo fixo, este gira em torno de 2% a 6% do valor de CAPEX por ano.

Nas Figuras Figura 54 e Figura 55 são feitas comparações entre faixas de valores atribuídas a usinas térmicas a Biomassa encontradas nos principais relatórios internacionais utilizados como referência e as estimadas para projetos dessa fonte com base em referências do mercado brasileiro, convertidas por taxas de câmbio nominal e PPP, os quais se encontram em linha com os dados considerados mais competitivos em outros locais do mundo.

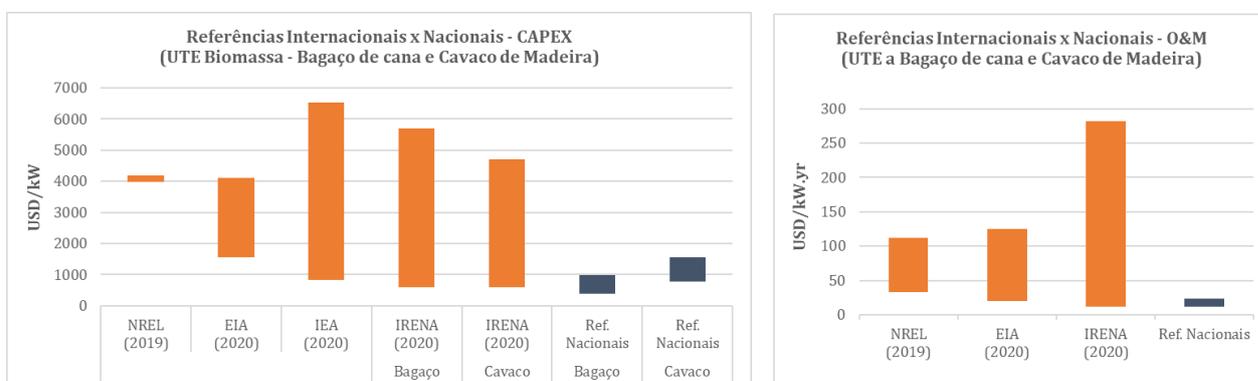


Figura 54: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a Biomassa – conversão pela taxa de câmbio nominal

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020) e IRENA (2020))

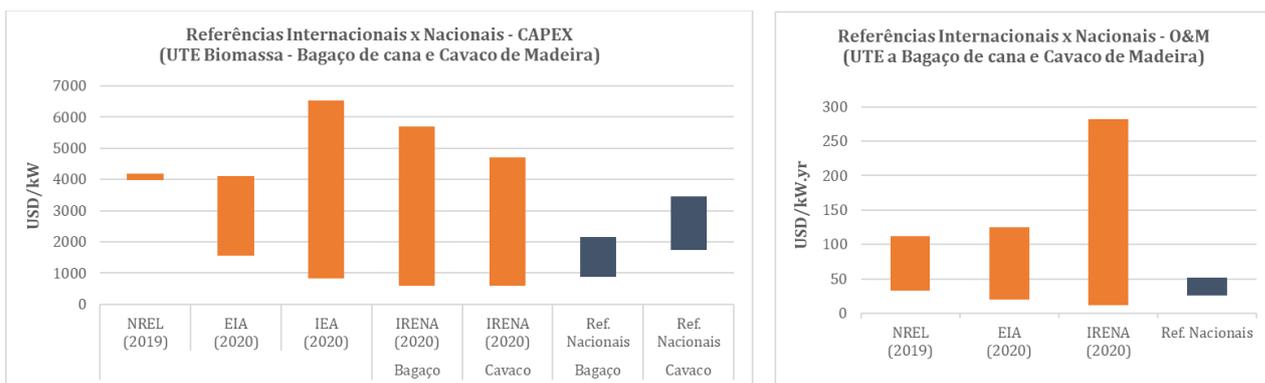


Figura 55: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a Biomassa – conversão pela taxa de câmbio PPP

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020) e IRENA (2020))

2.6. Termelétrica a Gás Natural

2.6.1. Amostra doméstica

A amostra de projetos de usinas termelétricas a **gás natural** encontrada no sistema AEGE da EPE, assim como a de projetos a Biomassa, é limitada, considerando o número de empreendimentos dessa fonte participantes nos leilões de energia nova. Além disso, é uma tecnologia que possui uma correlação de custos com moeda estrangeira elevado (o que traz elevada variabilidade ao longo do tempo), tanto do ponto de vista de CAPEX quanto OPEX e combustível. Sendo assim, os valores observados nesse conjunto de dados por vezes podem ser insuficientes para identificar custos médios com uma confiabilidade ideal, sendo necessário a complementação da análise com dados de mercado e referências internacionais.

Posto isso, a Figura 56 mostra a distribuição dos valores de investimentos desse tipo de empreendimento, desde 2010 até 2020, por tipo de operação da usina (ciclo combinado e ciclo aberto ou simples).

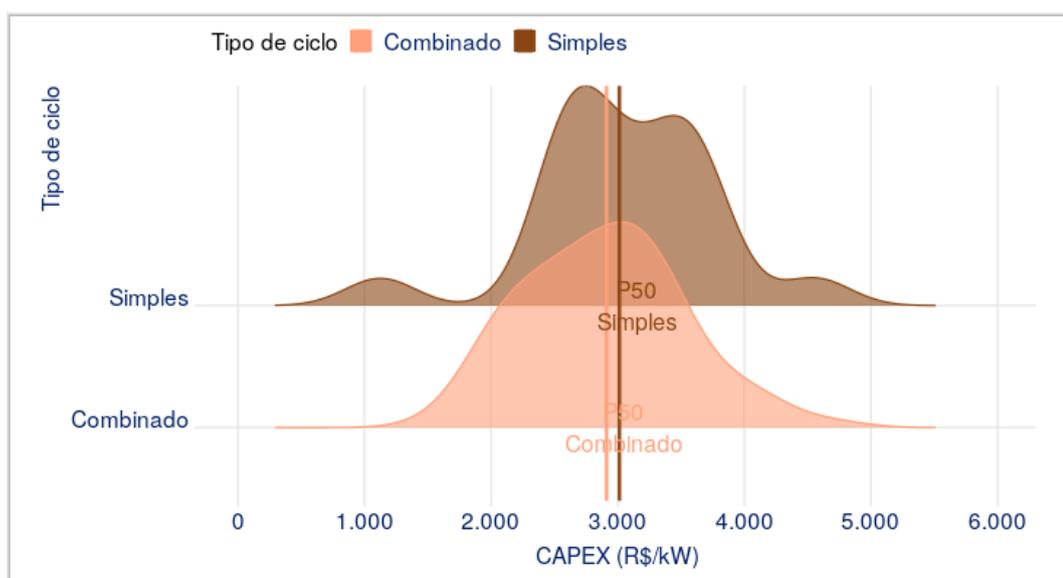


Figura 56: Distribuição dos valores de CAPEX, em R\$/kW, da fonte térmica a Gás Natural, de 2010 a 2020, por tipo de ciclo (Fonte: EPE)

Analisando os dados de CAPEX dos últimos 5 anos (entre 2016 e 2020), na Figura 57, é possível verificar que o valor mediano de investimento para ciclo combinado sofreu uma pequena

redução se comparado com o mesmo valor referente aos últimos 11 anos de participação nos leilões de energia, mostrado na Figura 56. Ao passo que para a UTE a gás com operação por ciclo simples manteve o P50 do CAPEX na mesma faixa de custo.

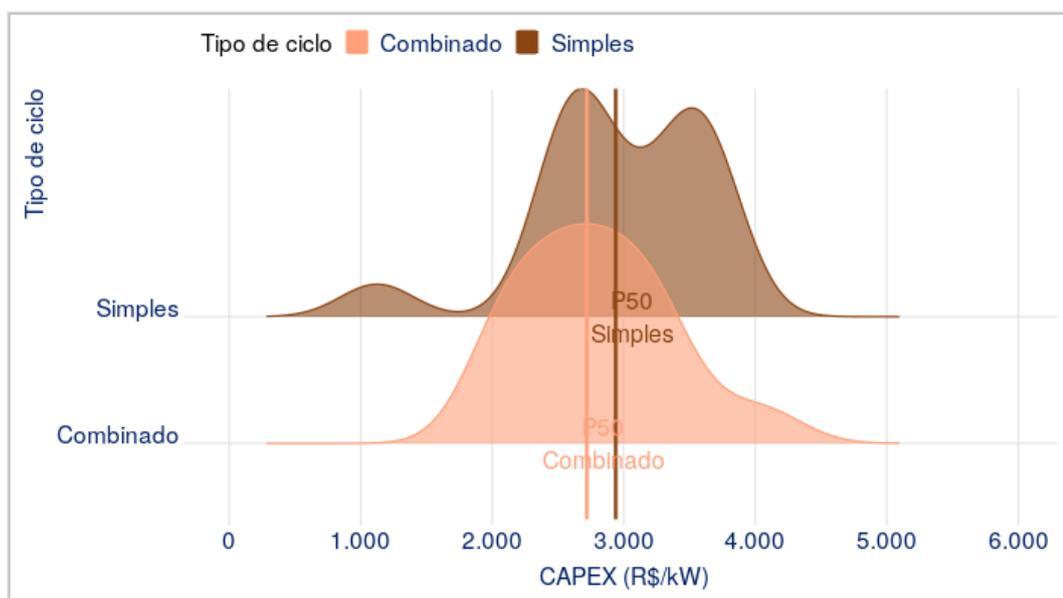


Figura 57: Distribuição dos valores de CAPEX, em R\$/kW, da fonte térmica a Gás Natural, de 2016 a 2020
(Fonte: EPE)

Além disso, na Figura 58, para o período de 2016 a 2020, a exemplo do que foi apresentado para outros tipos de fontes, os valores de custo de CAPEX de usinas típicas a gás natural foram estratificados em cinco parcelas. O componente de maior relevância é o referente aos equipamentos e sistemas auxiliares, representando aproximadamente 60% dos custos totais, seguido dos custos com transporte, seguro, montagem, testes, entre outros (agrupados em “Outros”), que totalizam 20%, para usinas a ciclo combinado e aproximadamente 15% para ciclo simples.

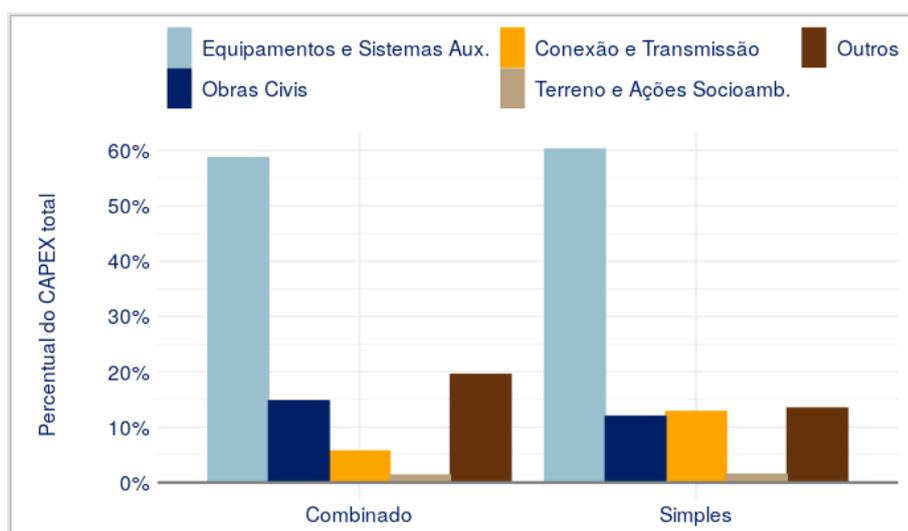


Figura 58: Estratificação dos valores de CAPEX de projetos termelétricos a Gás Natural, de 2016 a 2020
(Fonte: EPE)

A fim de analisar os dados dos projetos mais recentes, na Figura 59 é apresentada a distribuição dos custos de O&M fixo referente aos anos de 2016 a 2020, por tipo de ciclo. As faixas de valores observadas são amplas devido à extensão do período analisado (cinco anos) e também devido

à incerteza associada aos valores considerados para tipo de custo no momento do cadastramento para participação no leilão. Observa-se que a mediana dos valores de O&M para os projetos a ciclo combinado é três vezes menor que a mediana dos valores de O&M para projetos a ciclo simples.

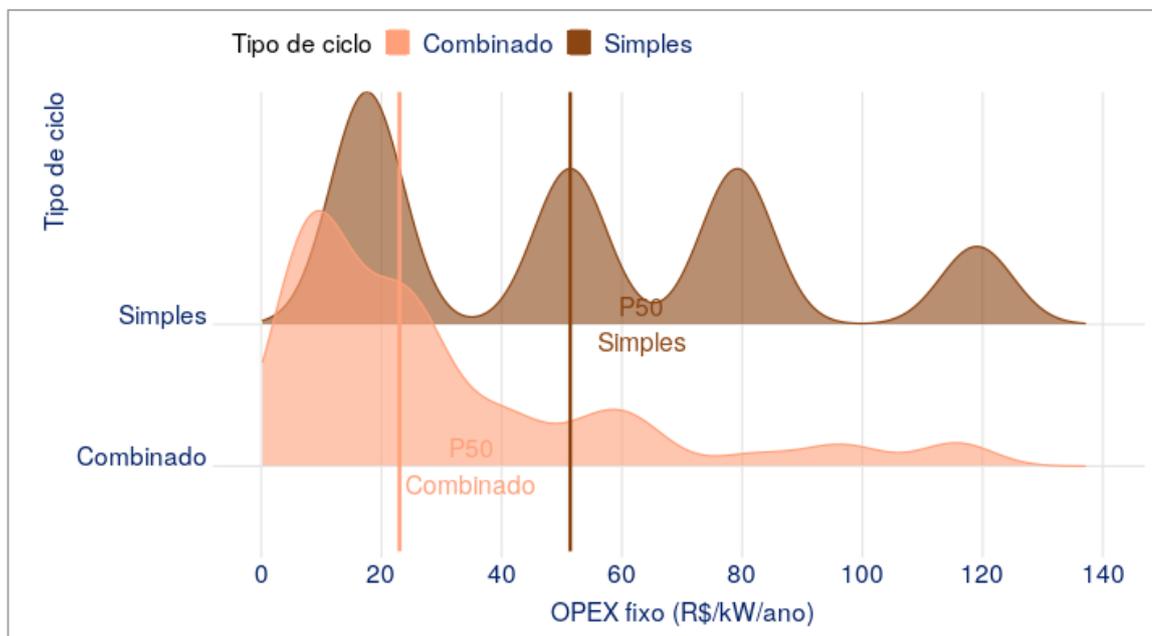


Figura 59: Distribuição dos valores de O&M fixo, em R\$/kW.ano, da fonte termelétrica a Gás Natural, de 2016 a 2020

(Fonte: EPE)

O Custo Variável Unitário (CVU) de uma usina termelétrica pode ser definido como o custo para cada MWh gerado, expresso em R\$/MWh, o qual é necessário para cobrir todos os custos de operação do empreendimento, exceto os já cobertos pela Receita Fixa. De maneira simples, o CVU engloba o Custo com Combustível – C_{comb} (maior parte do valor) e o custo de Operação e Manutenção variável – $C_{O\&M}$. Na Figura 60 é apresentada a distribuição dos valores de CVU declarados recentemente para projetos a gás natural entre os anos de 2016 e 2020, com a divisão entre ciclo simples e ciclo combinado.

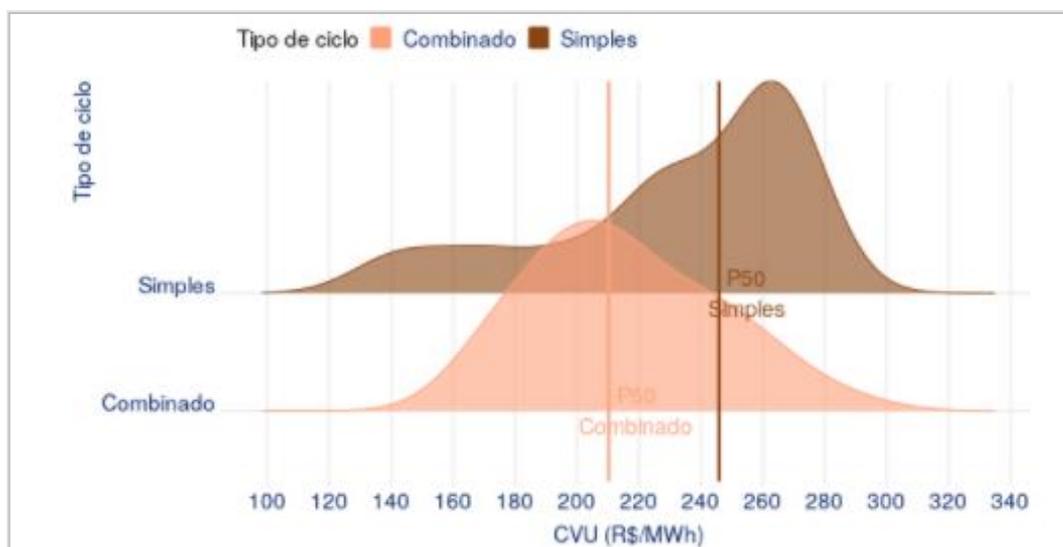


Figura 60: Distribuição dos valores de CVU, em R\$/MWh, da fonte termelétrica a Gás Natural, de 2016 a 2020

(Fonte: EPE)

Pela análise da Figura 60 observa-se que os valores de CVU de projetos a gás natural ciclo simples são maiores que os de ciclo combinado.

2.6.2. Dados internacionais

Dentre os relatórios internacionais consultados está o documento “*Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis – version 14.0*”, publicado em outubro de 2020, que apresenta análise comparativa entre várias tecnologias de geração, incluindo sensibilidades para subsídios fiscais federais dos EUA, preços de combustíveis e custos, como CAPEX e O&M. Os dados constantes da Tabela 2 foram obtidos do referido documento, na seção de principais premissas adotadas para o estudo.

	Unidade	Ciclo Aberto		Ciclo Combinado (Novo Projeto)	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Capacidade Instalada	MW	50	240	550	550
Custo EPC – CAPEX	\$/kW	675	875	650	1.150
Juros durante a Construção	\$/kW	25	50	50	100
CAPEX Total	\$/kW	700	925	700	1.250
O&M Fixo	\$/kW-ano	7,25	22,75	14,5	18,5
O&M Variável	\$/MWh	4,25	5,75	2,75	5,00

Tabela 2: Tabela de premissas adotadas para usina a gás natural

(Fonte: adaptado de Lazard, 2020a)

Comparando os dados nacionais, convertidos pela taxa de câmbio nominal, com os internacionais pelos gráficos da Figura 61, identifica-se que as referências de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a Gás Natural no Brasil estão dentro da faixa dos valores observados em projetos desse tipo de fonte em outros países. Fazendo a mesma avaliação, porém considerando o índice PPP para a conversão dos valores, verifica-se que a faixa dos dados domésticos fica acima dos dados internacionais, como mostra a Figura 62.

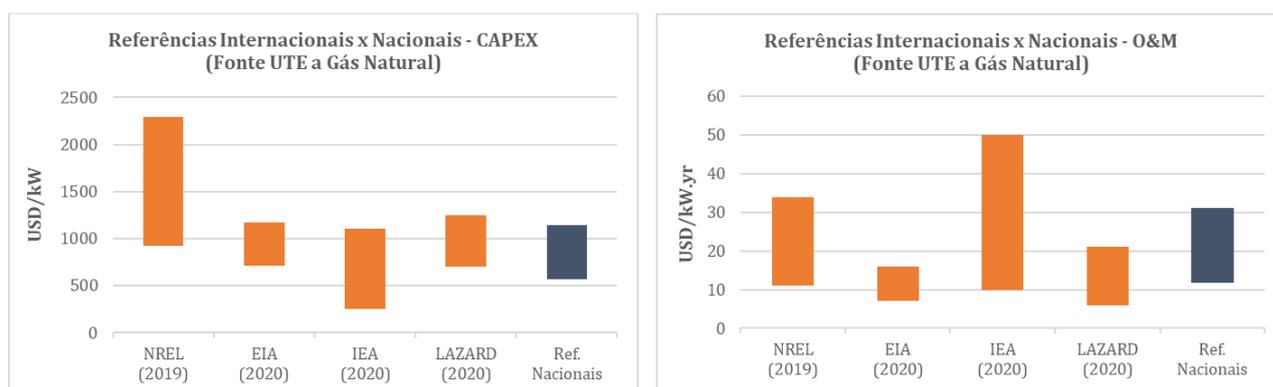


Figura 61: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a gás natural – conversão pela taxa de câmbio nominal

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020) e LAZARD (2020a))

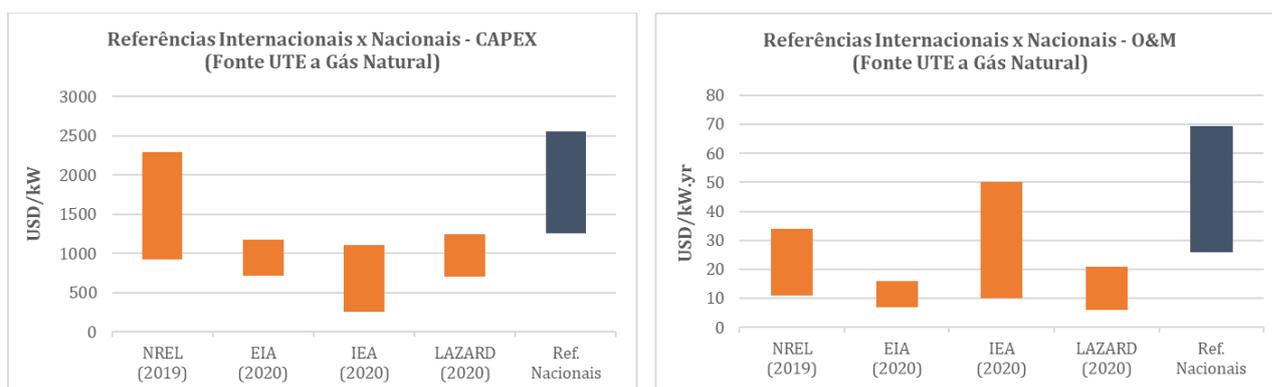


Figura 62: Comparação entre os valores internacionais e nacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a gás natural – conversão pela taxa de câmbio PPP

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020) e LAZARD (2020a))

2.7. Termelétrica a Carvão e Nuclear

Existem fontes de geração tecnologicamente disponíveis no Brasil, mas que, por diversos motivos têm participado com número bastante reduzido de projetos dos leilões de geração de energia, como é o caso do Carvão Mineral (seja ele nacional ou importado). Já a tecnologia de geração nuclear não é permitida a participar dos leilões, por questões específicas à fonte. Por esse motivo, o sistema AEGE não possui dados em quantidade suficiente para que sejam feitas análises estatísticas robustas para gerar estimativas dos custos desses projetos.

Sendo assim, para a estimativa dos custos de projetos de geração a carvão e nuclear, são consultados como referência, dentre outras publicações, os relatórios e documentos divulgados pelas instituições internacionais, dentre eles, o relatório “*Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies*”, publicado em fevereiro de 2020 pela U.S. Energy Information Administration (EIA), onde são apresentadas avaliações de CAPEX (*overnight capital cost*) e características de desempenho de tipos de geradores elétricos, dentre eles, três a carvão e dois nucleares, como mostrado na Tabela 3.

Tipo de Combustível e Tecnologia	Características da Planta		CAPEX (Custos de Construção) [\$/kW]	O&M Fixo [\$/kW-ano]	O&M Variável [\$/MWh]
	Capacidade Instalada Nominal [MW]	Taxa de Calor (Heat Rate) [Btu/kWh]			
Carvão					
Carvão ultra-supercrítico (USC)	650	8.638	3.676	40,58	4,50
Captura e Estocagem de Carvão (CCS)	650	9.751	4.558	54,3	7,08
Carvão ultra-supercrítico (USC) com 90% cimento supersulfatado (CSS)	650	12.507	5.876	59,54	10,98
Urânio					
Tecnologia Nuclear Avançada (ANT)	2.156	10.608	6.041	121,64	2,37
Reator modular de pequeno porte	600	10.046	6.191	95,00	3,00

Tabela 3: Estimativas atualizadas dos custos de capital (CAPEX) e operacionais de usinas a carvão e nucleares

(Fonte: EIA, 2020)

Lazard (2020a) também descreve dados de investimento e O&M de projetos nucleares e a carvão, cujos resultados são apresentados pela Tabela 4.

	Unidade	Nuclear (Novo Projeto)		Carvão (Novo Projeto)	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Capacidade Instalada	MW	2.200	2.200	600	600
Custo EPC - CAPEX	\$/kW	6.025	9.800	2.350	4.925
Juros durante a Construção	\$/kW	1.650	2.700	550	1.300
CAPEX Total	\$/kW	7.675	12.500	2.900	6.225
O&M Fixo	\$/kW-yr	119,00	133,25	39,75	83,00
O&M Variável	\$/MWh	3,75	4,25	2,75	5,00

Tabela 4: Tabela de premissas adotadas para usinas de geração a carvão e nuclear

(Fonte: Adaptado de Lazard, 2020a)

Para os custos unitários variáveis (CVU) referentes a usinas a carvão, temos informações dos projetos cadastrados para participação em leilões de energia entre os anos de 2013 e 2020, cuja distribuição é mostrada na Figura 63. Nesta figura cabe destacar que estão elencados os valores de CVU de projetos a Carvão Mineral Nacional e a Carvão Mineral Importado.

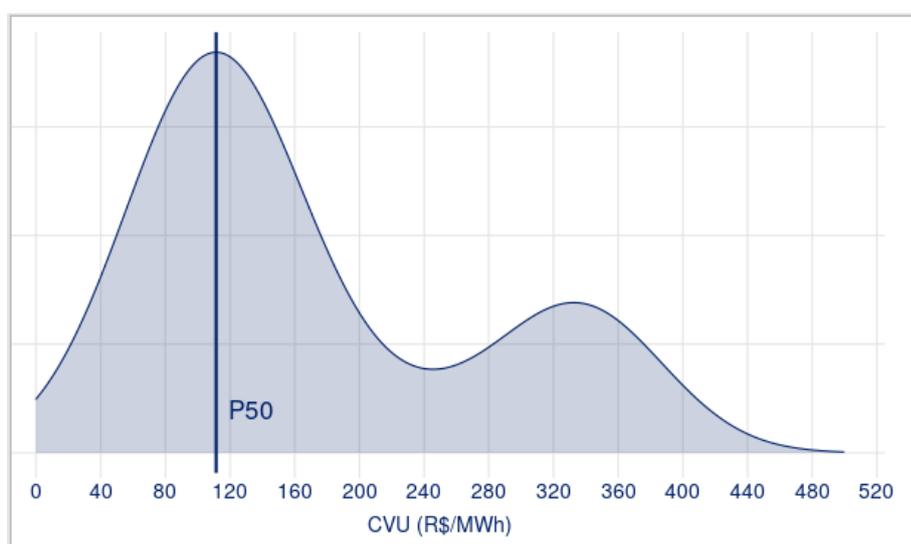


Figura 63: Distribuição dos valores de CVU de usinas termelétricas a Carvão, de 2013 a 2020

(Fonte: EPE)

Com base nas referências internacionais mais recentes utilizadas, as Figuras Figura 64 e Figura 65 apresentam faixas de valores de investimento e custo de O&M referentes a projetos termelétricos a carvão e nuclear.

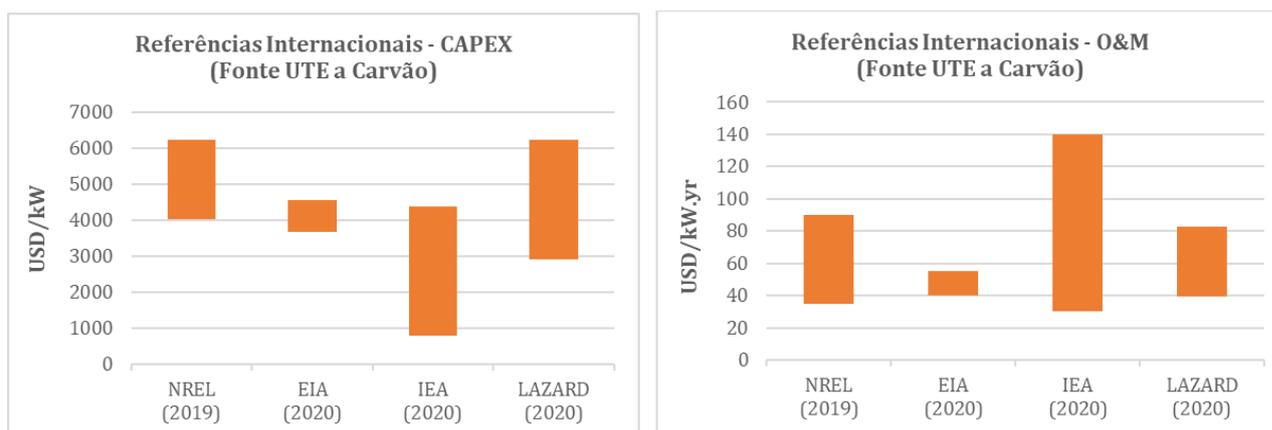


Figura 64: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a Carvão
(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados da NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020) e LAZARD (2020a))

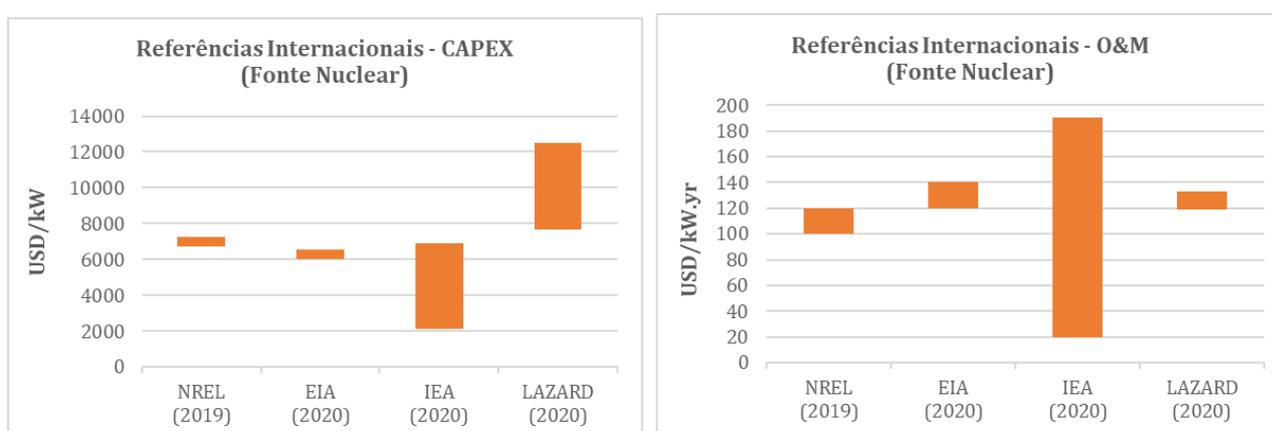


Figura 65: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos termelétricos a Urânio
(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados da NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020) e LAZARD (2020a))

2.8. Outras fontes

Para fontes energéticas que ainda não possuem projetos em larga escala implantados no Brasil, são utilizadas como principais referências os valores descritos em relatórios e artigos internacionais, além de publicações feitas por agentes nacionais, com base nas experiências de outros países.

Cabe ressaltar que na avaliação das faixas de valores para essas fontes também devem ser consideradas incertezas quanto a internalização desses custos.

2.8.1. Usinas Reversíveis

A pesquisa sobre custos de Usinas Reversíveis teve como resultado grande volume de referências e, com base nesses documentos, é possível afirmar que seus custos variam consideravelmente de acordo com as tecnologias empregadas e horas de armazenamento, por isso, essa tecnologia possui faixas de valores de referências de investimento e custos bem amplas.

O relatório publicado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (U.S. Department of Energy), “*Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*”, em julho de 2019,

mostra faixa de valores para o CAPEX de um projeto de usina hidrelétrica reversível, assim como valor médio de referência de CAPEX e OPEX, como demonstrados na Tabela 5.

Parâmetros	Usinas Hidrelétricas Reversíveis
Custo de Capital – Capacidade de Armazenamento [\$/kW]	1.700 - 3.200
	2.638
Sistemas de Conversão de Energia (PCS) [\$/kW]	Incluso no Custo de Capital
Balanco de Planta (BOP elétrico) [\$/kW]	-
Construção e Comissionamento [\$/kW]	-
Custo Total do Projeto [\$/kW]	1.700 - 3.200
	2.638
Custo Total do Projeto [\$/kWh]	106- 200
	165
O&M Fixo [\$/kW-year]	15,9

Tabela 5: Intervalos de custos para fonte Usinas Reversíveis

(Fonte: Adaptado de U.S. Department of Energy, 2019)

Valores de investimentos e de O&M de usinas hidrelétricas reversíveis citados em relatórios internacionais são apresentados na Figura 66, e por sua análise, verifica-se uma faixa ampla de dados que pode ser considerada como referência para essa fonte.

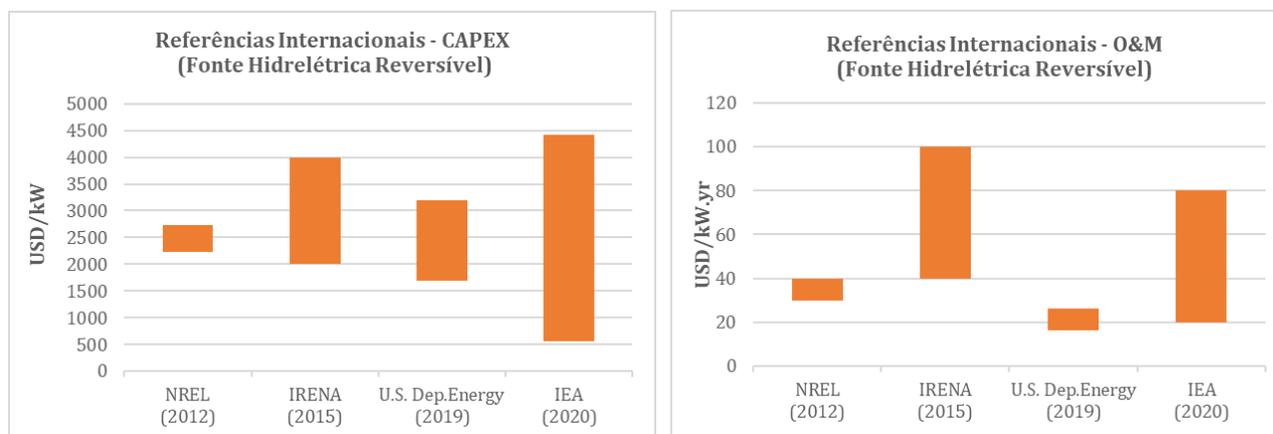


Figura 66: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos hidrelétricos reversíveis

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados da NREL (2019), IRENA (2015), USDOE (2019) e IEA (2020))

2.8.2. Armazenamento químico

Os custos relativos a Baterias estão fortemente relacionados com o tipo de operação e de aplicação dos projetos que empregam esse tipo de tecnologia. Um dos parâmetros que apresentam forte influência nos custos é a quantidade de horas de armazenamento prevista para o conjunto de baterias a ser implantado.

A influência de fatores do projeto sobre os custos pode ser observada nas diferentes formas de publicação e análises feitas no decorrer dos anos, como, por exemplo, as feitas pela Lazard nos últimos anos. Um dos documentos consultados foi o “*Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis – version 4.0*”, publicado em novembro de 2018, onde são apresentadas faixas de CAPEX para as diferentes tecnologias de armazenamento, exibidas na Figura 67.

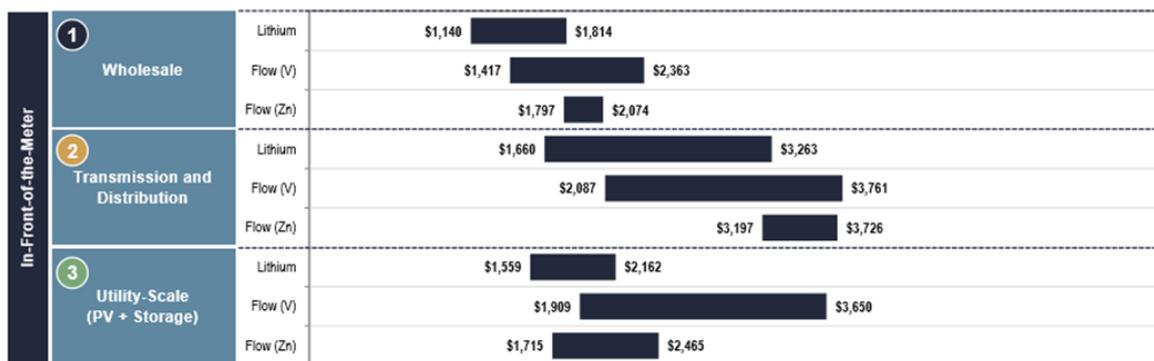


Figura 67: Comparação das faixas de custos de capital (CAPEX) de tipos de Bateria
(Fonte: Lazard, 2018)

Na versão da Lazard (2019b), foram atualizados os custos de armazenamento, porém a forma de exibição dos dados foi alterada, sendo agora dispostos por configuração das aplicações para armazenamento de energia, como mostra a Figura 68, podendo nelas ser utilizadas as tecnologias mostradas na versão anterior (*Lithium-Ion, Flow Battery-Vanadium, Flow Battery-Zinc Bromide*).

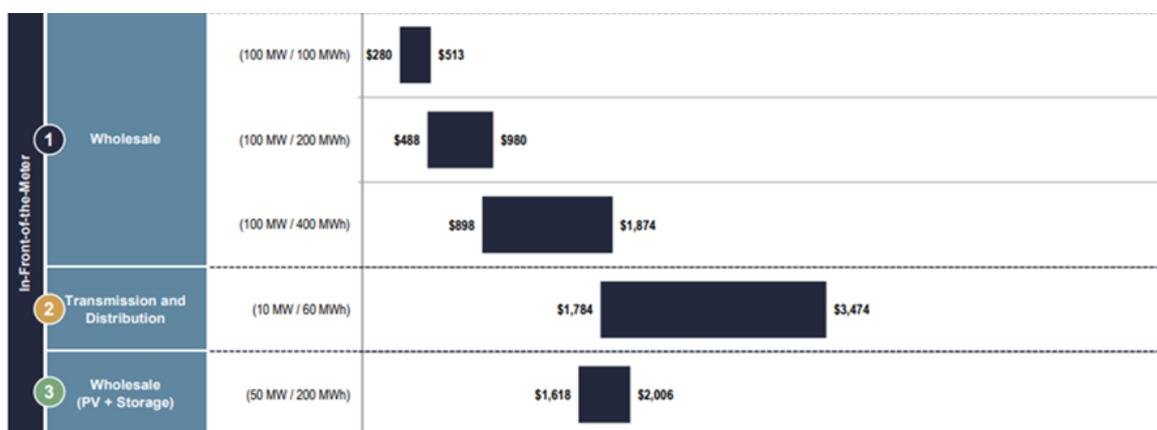


Figura 68: Comparação das faixas de custos de capital (CAPEX) por configuração de armazenamento
(Fonte: Lazard, 2019b)

Além de estudos de casos a respeito de projetos com tecnologias de armazenamento em variados locais no mundo, como Estados Unidos, Canadá, Alemanha e Austrália, a Lazard (2020b) apresenta formato diferente para apresentação do CAPEX e custos de O&M para esse tipo de tecnologia. E na Tabela 6 é possível observar um ganho de escala para o CAPEX além do decaimento dos custos de O&M à medida que a duração do armazenamento de energia aumenta.

	Unidade	Custos no Atacado (por capacidade da bateria)		
		(100MW/100MWh)	(100MW/200MWh)	(100MW/400MWh)
Capacidade Instalada	MW	100	100	100
Duração	Hours	1.0	2.0	4.0
CAPEX inicial-corrente contínua	\$/kWh	176 - 271	164 - 295	164 - 309
CAPEX inicial-corrente alternada	\$/kW	50 - 65	51 - 71	51- 80
O&M	\$/kWh	2,00 - 4,00	1,90 - 2,40	1,80 - 2,20

Tabela 6: Faixas de custos de capital (CAPEX) e de O&M por configuração de armazenamento
(Fonte: adaptado de Lazard, 2020b)

Também foram analisadas as referências descritas no relatório publicado pela EIA (2020), onde são apresentados valores de investimento e custos, assim como características de desempenho, como mostra a Tabela 7.

	Características da Planta		CAPEX (Custos de Construção) [\$/kW]	O&M Fixo [\$/kW-ano]	O&M Variável [\$/MWh]
	Capacidade Instalada Nominal [MW]	Taxa de Calor (Heat Rate) [Btu/kWh]			
Capacidade de armazenamento da Bateria					
50 MW/100 MWh	50	N/A	845	12,90	0
50 MW/200 MWh	50	N/A	1.389	24,80	0

Tabela 7: Estimativas atualizadas dos custos de capital (CAPEX) e operacionais de baterias
(Fonte: Adaptado de EIA, 2020)

Além das referências supracitadas, também cabe salientar que em novembro de 2019, a EPE publicou a Nota Técnica EPE-DEE-NT-098/2019-r0 sobre “Sistemas de Armazenamento em Baterias”, a qual visa levantar reflexões a respeito da inserção desses sistemas no setor elétrico brasileiro e apresenta, dentre outros fatores, o custo (e algumas projeções) de tipos específicos de baterias, com base em dados internacionais tais como o NREL, onde Fu et al (2018) apresentaram os valores da Figura 69.

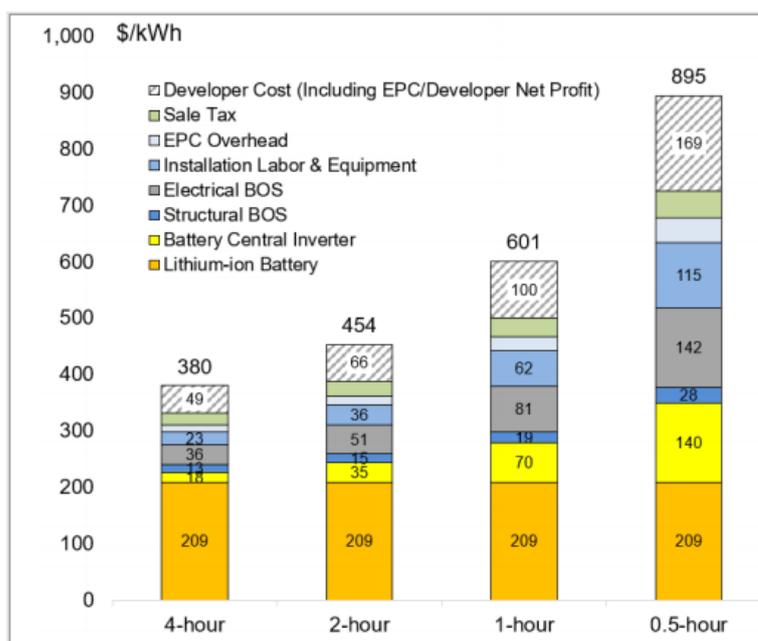


Figura 69: Custo de sistema de armazenamento com bateria de íon-lítio (60MW)
(Fonte: Fu et al, 2018)

Em 2017, a IRENA publicou o documento “*Electricity Storage and Renewables: costs and markets to 2030*”, no qual apresenta tendências e projeções do mercado de armazenamento até o ano de 2030, entre as quais o potencial de redução de custos para diferentes tipos de sistemas de baterias, que é apresentado na Figura 70. Como descrito nesse documento, tem se observado redução nos custos das baterias nos últimos anos, no entanto há incertezas se essa queda nos valores pode ser refletida em projetos brasileiros, devido a carga tributária sobre componentes importados, que representa grande parte dos custos totais, e visto que ainda não se tem uma quantidade expressiva de projetos implementada no país para termos uma base robusta de consulta para esses valores.

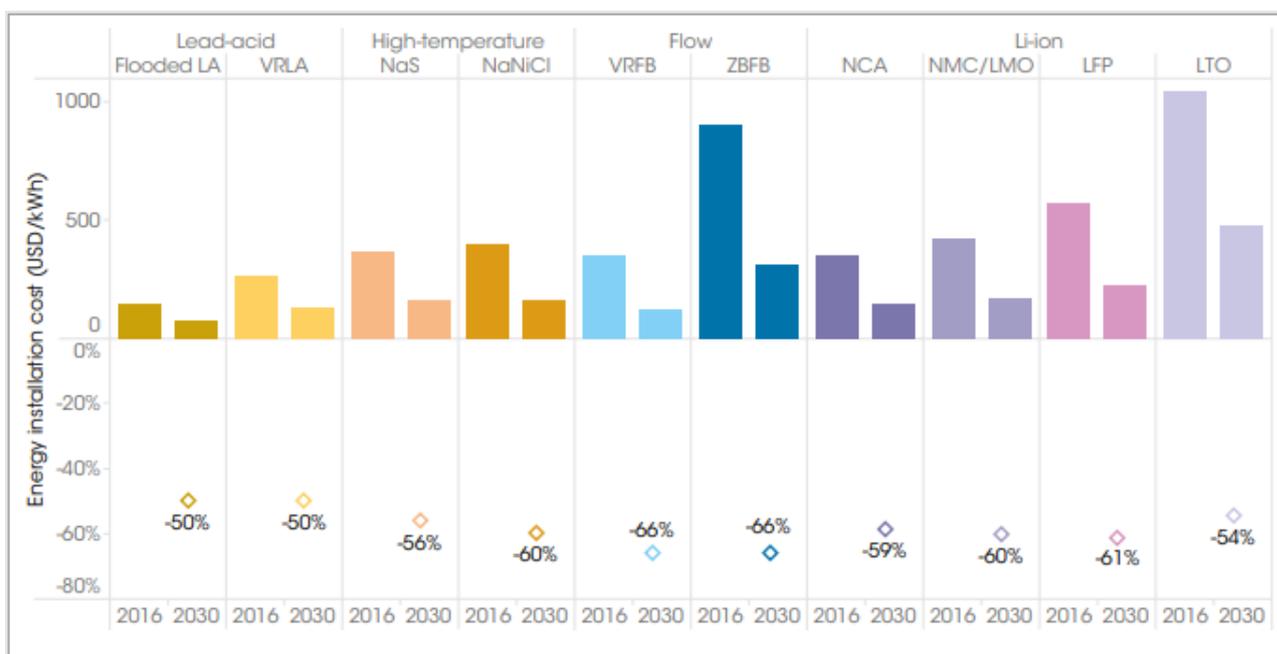


Figura 70: Potenciais de redução do custo em sistemas de armazenamento com baterias, entre os anos de 2016 e 2030

(Fonte: IRENA, 2017)

Com isso, na Figura 71 estão faixas de CAPEX e O&M apresentados em vários documentos publicados para esse tipo de armazenamento de energia.

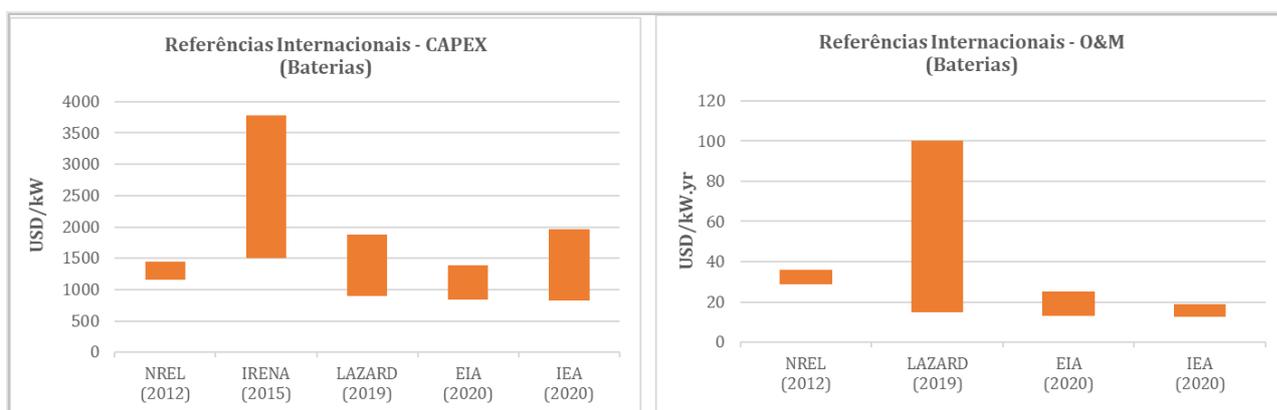


Figura 71: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos com baterias

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2012), IRENA (2015), LAZARD (2019b), EIA (2020) e IEA (2020))

2.8.3. Eólica Offshore

Outra publicação da EPE que contém referências de custos sobre uma fonte energética ainda não implementada no Brasil é a Nota Técnica NT-EPE-PR-001/2020-r2 que consiste no “Roadmap de Eólica Offshore – Brasil”, estudo que teve como um dos objetivos a melhor compreensão dos aspectos relativos à fonte eólica offshore. Um dos gráficos apresentados no documento é exibido na Figura 72. Elaborado por Musial et al (2016), a figura apresenta a evolução do CAPEX dos projetos em operação e planejados ao longo dos anos.

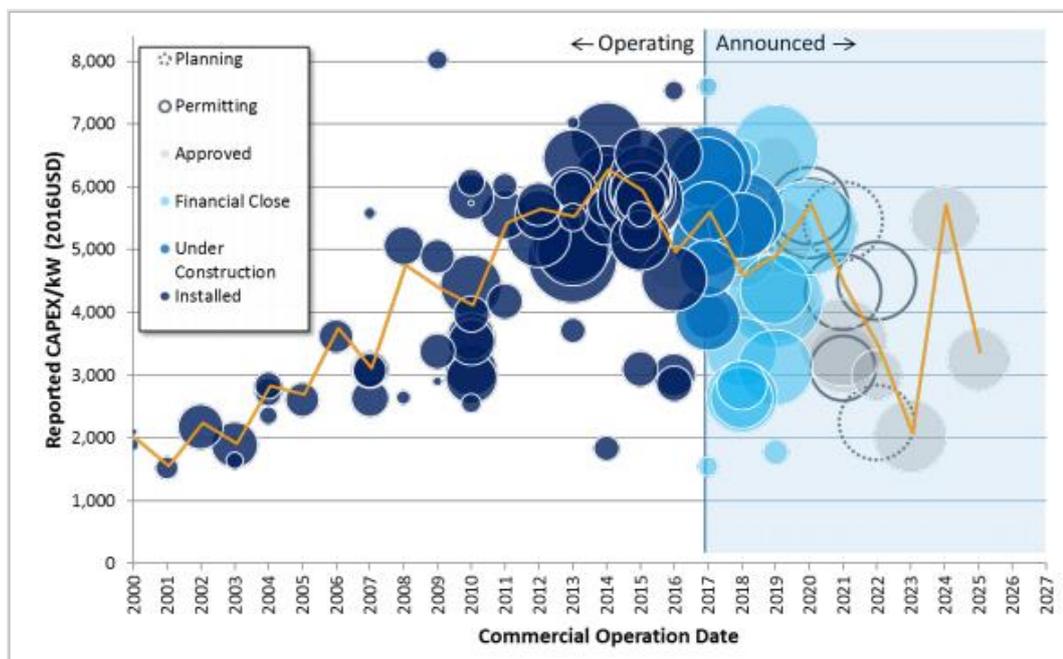


Figura 72: Valores de CAPEX de projetos eólicos offshore globais, pelo ano e capacidade
(Fonte: Musial et al, 2016)

Outros valores que podem ser avaliados para a fonte eólica offshore são descritos em algumas referências internacionais, como os relatórios já mencionados da Lazard (2020a), e da IRENA (2020), cujos resultados são exibidos nas Tabelas Tabela 8 e Tabela 9.

	Unidade	Eólica-Offshore	
		Mínimo	Máximo
Capacidade Instalada	MW	210	385
Custo do EPC	\$/kW	2.600	3.675
CAPEX durante a Construção	\$/kW	-	-
CAPEX Total	\$/kW	2.600	3.675
O&M Fixo	\$/kW-ano	67,25	81,75
O&M Variável	\$/MWh	-	-

Tabela 8: Tabela de premissas adotadas para usinas Eólica Offshore
(Fonte: Adaptado de Lazard, 2020a)

Região	2010 *			2019 *		
	Percentil 5	Média Ponderada	Percentil 95	Percentil 5	Média Ponderada	Percentil 95
Ásia	2.646	4.464	4.801	2.842	3.014	3.704
China	2.646	4.424	4.782	2.842	3.012	3.059
Japão	4.877	4.877	4.877	4.900	4.900	4.900
Europa	3.265	4.658	6.179	2.928	4.094	5.992
Bélgica	6.041	6.041	6.041	3.907	3.907	3.907
Dinamarca	3.265	3.265	3.265	2.928	2.928	2.928
Alemanha	6.428	6.428	6.428	3.352	4.077	5.958
Reino Unido	3.975	4.534	4.782	3.583	4.580	5.677

*2019 USD/kW

Tabela 9: Faixas de custos totais médios ponderados instalados para fonte Eólica Offshore

(Fonte: Adaptado de IRENA,2020)

Publicações recentes sobre a fonte eólica *offshore* mostram expectativa de redução dos custos dessa fonte nos próximos anos, seguindo a tendência de seu desenvolvimento em mercados internacionais nos últimos anos, como por exemplo no Reino Unido. Uma dessas publicações é o relatório “*Global Offshore Wind Report 2020*”, publicado pela *Global Wind Energy Council (GWEC)* em agosto de 2020, onde podem ser observadas projeções sobre essa fonte energética, além de análises sobre os potenciais mercados.

A Figura 73 consolida algumas referências internacionais de investimento e custos de O&M para a fonte eólica *offshore*.

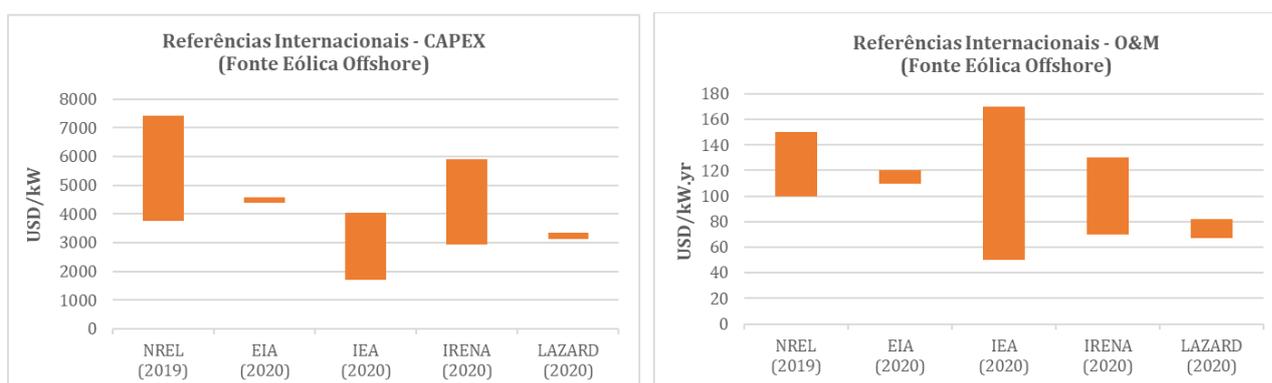


Figura 73: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos eólicos *offshore*

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020), IRENA (2020) e LAZARD (2020a))

2.8.4. Fotovoltaica Flutuante

Em fevereiro de 2020, a EPE publicou a Nota Técnica EPE-DEE-NT-016/2020-r0 intitulada “Solar Fotovoltaica Flutuante - Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento” que trata da fonte solar Fotovoltaica Flutuante (FVF). Tal documento inicia a discussão sobre as potenciais vantagens e desafios dessa fonte, considerando as particularidades do Brasil, e aborda aspectos socioambientais, jurídicos e de competitividade, como CAPEX. No item específico sobre “Custos de Investimentos e de Operação” da nota, são descritas diferentes referências e algumas delas são citadas na Tabela 10 e na Figura 74.

Componente	FVF 50 MWp [\$/Wp]	FV em solo 50 MWp [\$/Wp]
Módulos	0,25	0,25
Inversores	0,06	0,06
Sistema de montagem*	0,15	0,1
Balanço do sistema**	0,13	0,08
Projeto, construção, teste e comissionamento	0,14	0,13
Total CAPEX	0,73	0,62

* Para FVF, o sistema de montagem inclui a estrutura de flutuação, ancoragem e amarração
**Inclui monitoramento de sistema

Tabela 10: Comparação dos custos de investimento entre projetos fotovoltaicos “em solo” e flutuante
(Fonte: adaptado World Bank Group; Seris; Esmap, 2019)

Em alguns documentos, os valores de CAPEX da fonte fotovoltaica flutuante são descritos tomando como base os valores da fonte solar fotovoltaica convencional (“em solo”), como a descrita na Tabela 10, em que os valores da primeira são aproximadamente 18% maiores que da convencional. Esse mesmo estudo ainda aponta que o CAPEX da fonte fotovoltaica flutuante pode variar, dentre as instalações em países distintos, entre 0,8 e 3,12 USD/Wp, sendo 1,2 USD/Wp o valor médio.

Estudo da consultoria Bridge to India (2018) indica que o CAPEX é entre 20% e 25% superiores aos de uma usina fotovoltaica convencional, principalmente devido ao custo dos flutuadores.

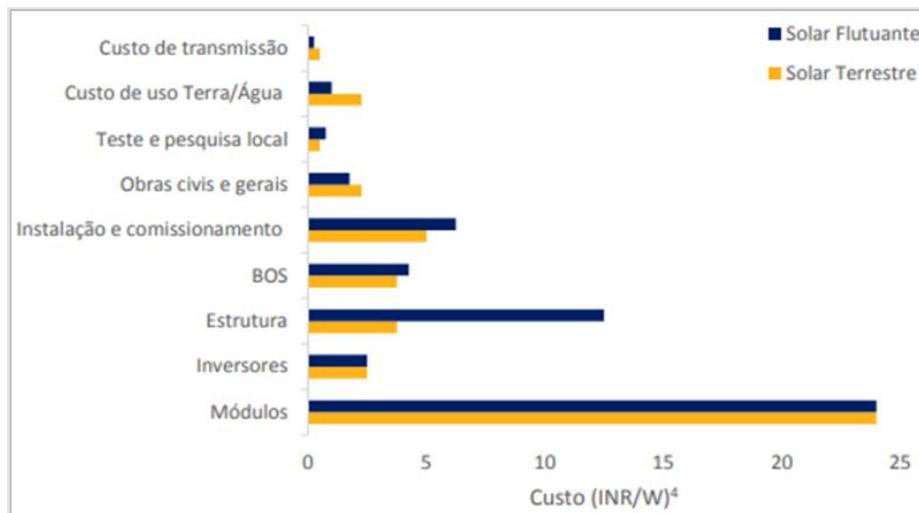


Figura 74: Comparação de custos de investimento entre solar flutuante e em solo
(Fonte: adaptado de Bridge to India,2018 apud EPE, 2020b)

A Figura 75 mostra faixas de valores de investimento e de custo de O&M para a fonte fotovoltaica flutuante, elaboradas a partir da adaptação de valores atribuídos para a fonte fotovoltaica convencional nos relatórios internacionais, com o acréscimo de percentual de 25%, adotando as premissas encontradas em referências consultadas.

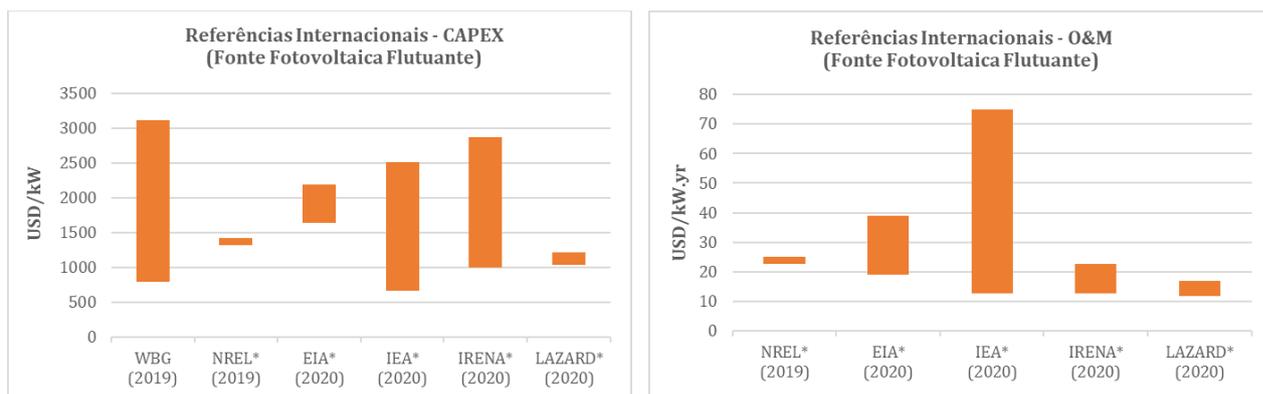


Figura 75: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos fotovoltaicos flutuantes

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de WBG (2019), NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020), IRENA (2020) e LAZARD (2020a)) *Valores adaptados: premissa adotada adicional de 25% nos custos de projetos FV convencional

2.8.5. Biogás

Dentre os projetos participantes em leilões de comercialização de energia, os referentes a **biogás** são os que apresentam menor quantidade de projetos cadastrados no decorrer dos anos. Existem variadas possibilidades tecnológicas e de tipos de combustível para obtenção de biogás (aproveitamento de gases de aterros sanitários, biodigestores de origem animal ou vegetal, estações de tratamento de esgoto, dentre outros).

IRENA (2020) apresenta as distribuições dos custos totais médios de projetos internacionais a biogás e resíduos sólidos urbanos (*Renewable municipal waste*), no qual consta o gráfico da Figura 76.

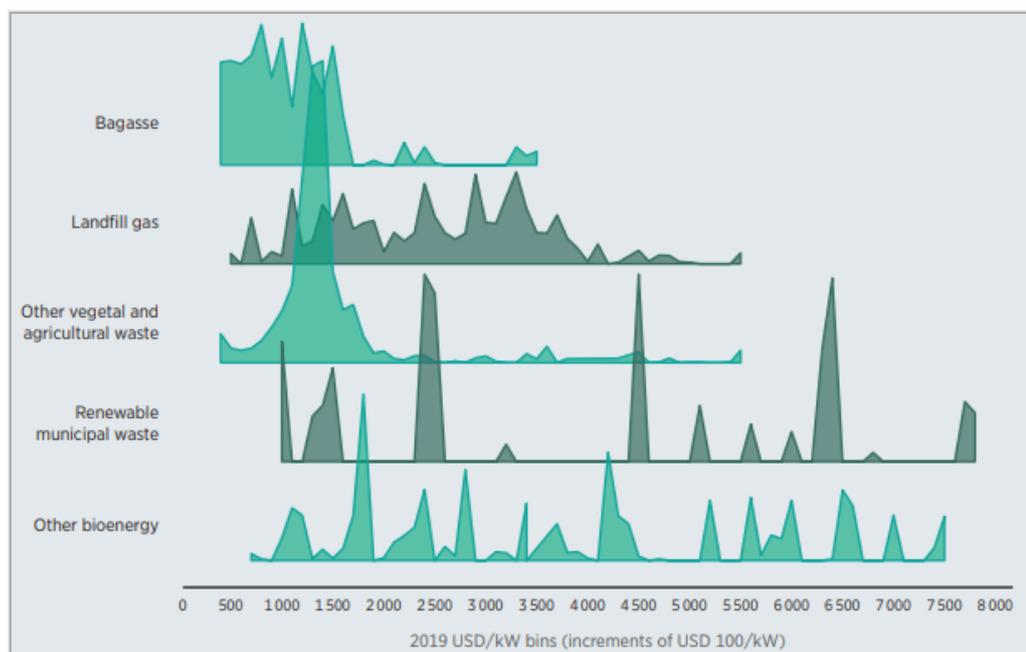


Figura 76: Faixas de custos totais médios ponderados instalados para fonte Renewable Municipal Waste

(Fonte: IRENA,2020)

No caso das estimativas de custos das usinas que geram energia elétrica a partir da de resíduos sólidos urbanos (RSU), conhecidas também como *Waste-to-Energy (WtE)*, foram consultadas publicações internacionais, como o estudo “*World Energy Perspective - Cost of Energy Technologies*”, publicado em 2013 pela World Energy Council (WEC), em parceria com

Bloomberg New Energy Finance, que apresenta custos para produção de eletricidade a partir de fontes convencionais e não convencionais, como a geração por incineração de resíduos sólidos urbanos (Municipal Solid Waste - MSW), em diferentes regiões do mundo, conforme pode ser observado na Tabela 11.

Região	Tecnologia	CAPEX [USDm/MW]	OPEX [USD/MW/ano]	Fator de Capacidade [%]	LCOE [USD/MWh]
Estados Unidos	Incineração	2.00-5.40	90,000-200,000	~85	50-200
	Gás de aterro	1.54-2.47	90,000-200,000	60-90	45-95
	RSU	2.90-7.70	90,000-200,000	80	80-210
	Gasificação	3.60-6.40	90,000-200,000	80	50-140
Europa Ocidental	Incineração	2.00-5.40	90,000-200,000	~85	50-200
	Gás de aterro	1.54-2.47	90,000-200,000	60-90	45-95
	RSU	2.90-7.70	90,000-200,000	80	80-210
	Gasificação	3.60-6.40	90,000-200,000	80	50-140
China	Gás de aterro	1.43-2.22	115,000-266,667	70-90	34-83
Índia	Incineração	0.83-1.20	27,657-89,885	50-85	65-86

Tabela 11: Custos de geração a Biogás por tipo de tecnologia e região
(Fonte: Adaptado de WEC,2013)

Além dos estudos internacionais, também foram consultadas publicações de instituições brasileiras, tais como a Fundação de Apoio ao Desenvolvimento da Universidade Federal de Pernambuco, que em FADE-UFPE (2012) aborda a análise das diversas tecnologias de tratamento e disposição final de resíduos sólidos no Brasil e outras regiões do mundo, além do guia orientativo sobre o aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos (RSU) publicado pela Fundação Estadual do Meio Ambiente, cujos dados de usinas hipotéticas podem ser observados na Tabela 12.

Item	CNIM	Cenario UAER	Area Koblitz	Unidade
Investimento total	332.000.000	232.400.000	192.991.080	R\$
Capacidade mínima	300	350	350	t/d
Capacidade máxima	600	640	640	t/d
Eficiência líquida da Planta Térmica	25	26	22/24	%
Investimento Específico	33.200	17.877	12.866	R\$/kWe
Poder Calorífico do RSU	6155 (1.233)	6900 (1.651)	7745 (1.853)	kJ/kg (kcal/kg)
Potência instalada (Módulo I)	5	6,5	8	MWe
Potência instalada (Módulo II)	5	6,5	7	MWe
Potência instalada total	10	13	15	MWe
Disponibilidade da planta	8000	8000	7800/8200	horas/ano

Tabela 12: Resumo de dados de usinas hipotéticas de incineração de RSU do estudo da ENGEBIO
(Fonte: Adaptado de FEAM, 2012)

Após consulta a diversas fontes, foram elaborados os gráficos da Figura 77 com a consolidação das referências de CAPEX e O&M para usinas termelétricas a Biogás, incluindo biodigestores de resíduos vegetais e equipadas com motores de combustão interna, incineração de resíduos

sólidos urbanos, captação de gases de aterro e outros. Sobre os custos de O&M, observa-se que eles também podem variar de acordo com os tipos de tecnologias empregadas nas usinas.

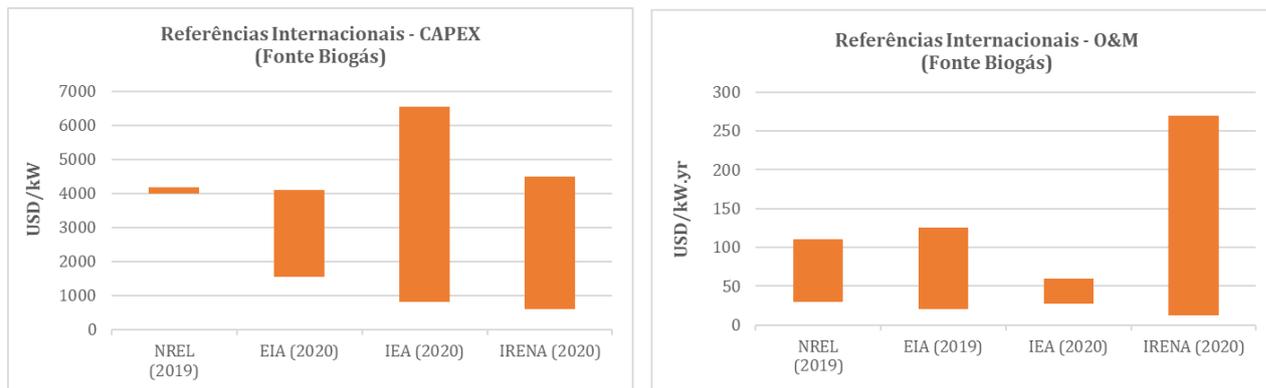


Figura 77: Valores internacionais de CAPEX e O&M de projetos a Biogás e RSU
(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019), EIA (2020), IEA (2020) e IRENA (2020))

3. CUSTO NIVELADO DE ENERGIA (LCOE)

3.1. Análise doméstica

A título de comparação entre os custos relativos da energia produzida por fontes de geração distintas, foi feito o exercício de cálculo do custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy* - LCOE) de cada fonte de geração que compõe este relatório, utilizando as faixas de CAPEX apresentadas anteriormente, assim como valores de referência para os custos de O&M e, para fontes específicas, de combustíveis (CVU²¹).

Cabe lembrar que o LCOE é uma métrica amplamente utilizada que permite a comparação das tecnologias de geração de energia a partir da combinação de CAPEX, custos de O&M e de combustível e desempenho, e que não contempla em sua formulação componentes que representam encargos, degradação, entre outros, que devem ser levados em consideração para análise mais detalhada a respeito dessas fontes de geração²². Ressalta-se também que foram desconsiderados os custos referentes a emissão de carbono e ao descomissionamento das plantas.

É importante ressaltar que a análise comparativa foi feita para fins de ilustração, pois sabe-se que, para análise de viabilidade dessas fontes no Brasil, devem ser realizados estudos mais detalhados considerando fatores multidisciplinares adicionais que traduzam cenários mais aderentes à realidade do mercado de cada fonte e tecnologia analisada.

Com base na metodologia de cálculo do LCOE feita pelo NREL (1995), que considera premissas financeiras, de custos e de desempenho, foram adotadas as seguintes premissas para o presente estudo:

- **Investimento (CAPEX), custos de operação e manutenção (O&M) e custos variáveis unitários (CVU):** conforme os dados apresentados entre os itens 2.1 a 2.8, foram estipuladas faixas de CAPEX e, quando cabível, de CVU para cada fonte energética, assim como valores médios para os custos de O&M (fixo)²³. Além disso, foram atribuídos valores de referência para fator de capacidade²⁴ e vida útil de cada fonte. Os dados considerados para os cálculos de LCOE são apresentados na Tabela 13:

²¹ Custo Variável Unitário (CVU): Soma resultante do Custo de Combustível e do Custo de O&M variável das plantas termelétricas despacháveis.

²² Em relatórios internacionais são encontradas outras métricas que podem ser utilizadas para avaliação de fontes energéticas como, por exemplo, o *Value-adjusted levelised cost of electricity* - VALCOE (IEA,2018), que leva em consideração o valor de outros serviços (flexibilidade e capacidade) fornecidos ao sistema pelas tecnologias de geração; o *Levelised avoided cost of electricity* - LACE (EIA,2020), que reflete a receita média esperada da usina, analisando a demanda de eletricidade na região onde o empreendimento será implementado, assim como as características do parque existente; ou ainda o *Levelized cost of storage* - LCOS (Lazard, 2018), que apresenta custos relativos a tecnologias de armazenamento de energia.

²³ Os dados referentes a CAPEX, O&M e CVU apresentados foram estimados somente com a finalidade do cálculo do LCOE, com base nas informações descritas nos itens anteriores do documento, bem como informações obtidas diretamente com o mercado.

²⁴ Os fatores de capacidade mostrados na tabela são valores de referência adotados apenas para o cálculo do LCOE de cada fonte. Estes valores guardam relação com as estimativas de geração de energia esperada para empreendimentos de cada tipo de fonte, mas não devem ser utilizados como base para outros fins, como, por exemplo, para cálculo de Garantia Física.

Fontes	CAPEX (R\$/kW)		O&M (R\$/kW.ano)	CVU (R\$/MWh)		Fator de Capacidade	Vida Útil
	Mín	Máx		Mín	Máx		
Biogás:	7.500	23.000	500	-	-	80%	20
Biomassa:	3.000	8.000	90	-	-	30%	20
Carvão:	8.000	13.500	160	120	300	80%	25
Eólica (onshore):	3.800	5.500	90	-	-	50%	20
Eólica Offshore:	9.800	18.600	490	-	-	60%	20
Fotovoltaica:	2.800	4.500	50	-	-	30%	25
Fotovoltaica Flutuante:	3.500	5.625	65	-	-	25%	25
Gás Natural (Ciclo Simples):	2.900	4.700	80	250	500	30%	25
Gás Natural (Ciclo Combinado):	3.600	6.100	80	120	300	70%	25
Nuclear:	22.000	29.400	490	30	50	80%	30
PCH:	6.000	11.000	90	-	-	50%	30

Tabela 13: Valores de CAPEX, O&M, CVU, FC e vida útil para as diferentes tecnologias, considerados para o cálculo de LCOE

(Fonte: Elaboração EPE)

- **Taxa de desconto:** calculada em termos reais, tendo como referência a metodologia do Custo Médio Ponderado do Capital (WACC)²⁵, adotando as premissas constantes da Tabela 14 :

Composição do Financiamento			
% Capital Próprio:	40%	40%	60%
% Capital de Terceiros:	60%	60%	40%
Composição da Remuneração do Capital			
Custo de Capital Próprio:	9%	13%	13%
Custo de Capital de Terceiros:	6%	7%	8%
Impostos			
IRPJ e CSSL (lucro real):	34%	34%	34%
Taxa de desconto (% a.a.) =	6%	8%	10%

Tabela 14: Premissas para o cálculo da Taxa de Desconto

(Fonte: Elaboração EPE)

Assim, foram utilizadas as faixas de custos, considerando os três cenários de taxa de desconto, para a identificação de valores mínimo e máximo para o LCOE de cada fonte, como pode ser observado nas Figuras Figura 78, Figura 79 e Figura 80. Nesse contexto, para melhor visualização e análise, os gráficos com as faixas de LCOE foram organizados em dois grupos:

- fontes Renováveis: Eólica, Solar Fotovoltaica, PCH, Biomassa, Biogás, Fotovoltaica Flutuante, Eólica Offshore; e
- fontes Térmelétricas despacháveis (com CVU não nulo): Gás Natural (Ciclo Simples e Combinado), Carvão e Nuclear.

Para as fontes térmelétricas são apresentados dois gráficos distintos: na Figura 79 são observadas as parcelas que compõem os valores de LCOE dessas fontes, onde uma parcela considera no cálculo o CAPEX e O&M fixo (diante das três taxas de desconto consideradas), e a outra parcela, os custos com combustíveis e O&M variável (que formam o CVU). Já na Figura 80 são apresentadas faixas de LCOE “total”, ou seja, a soma da parcela do LCOE e do CVU das usinas. Isso foi motivado pelo fato de que as usinas termelétricas podem ter um valor baixo para CAPEX+O&M fixo e alto para CVU, ou o cenário inverso, sendo um alto CAPEX+O&M fixo e baixo

²⁵ WACC = [% Capital Próprio* Custo Capital Próprio] + [% Capital de Terceiros* Custo Capital de Terceiros (Juros Financiamento)* (1-impuestos)]

CVU (o que fica explícito no gráfico da Figura 80), além de apresentarem variações dentro de uma mesma tecnologia de geração a depender do modelo de negócio ou das condições comerciais de cada empreendimento.

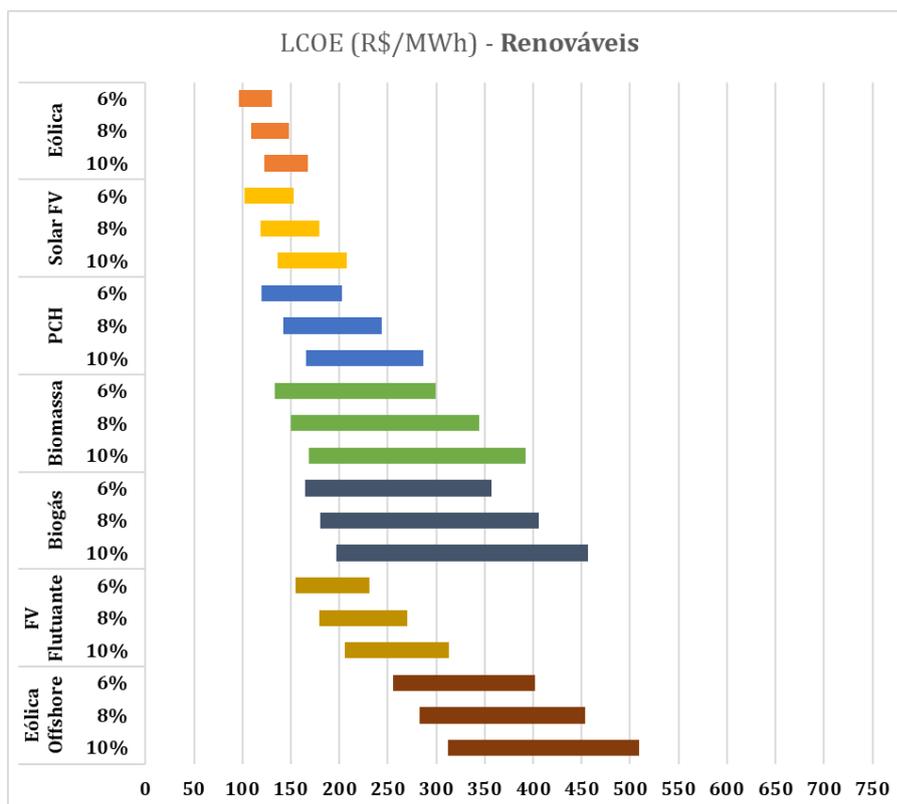


Figura 78: Faixas de valores de LCOE para fontes renováveis

(Fonte: Elaboração EPE)

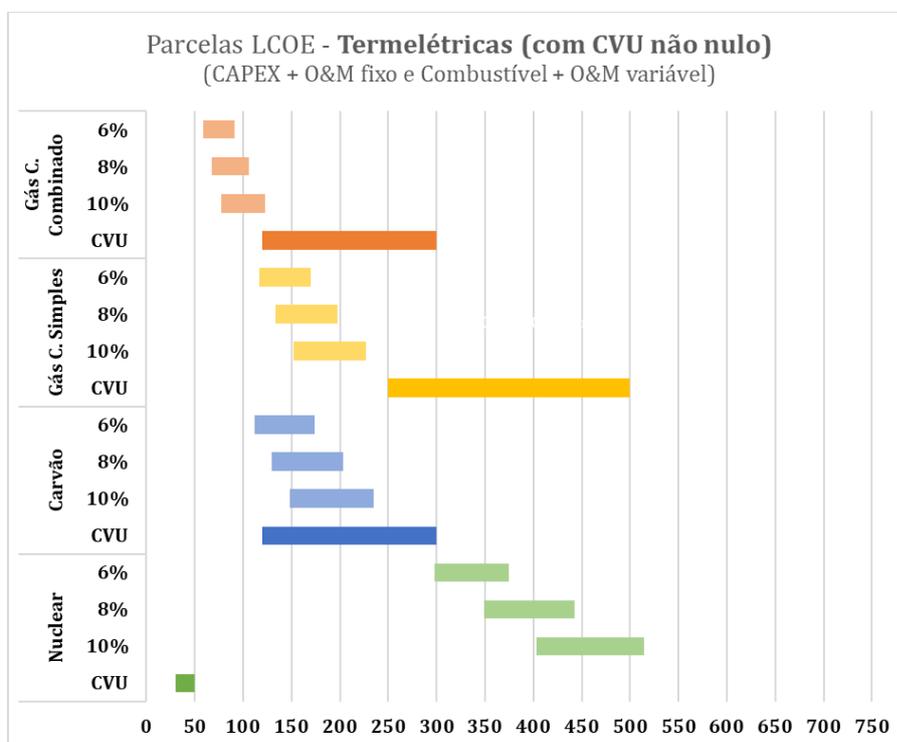


Figura 79: Faixas das parcelas de LCOE para fontes Térmicas – CAPEX + O&M fixo e CVU

(Fonte: Elaboração EPE)

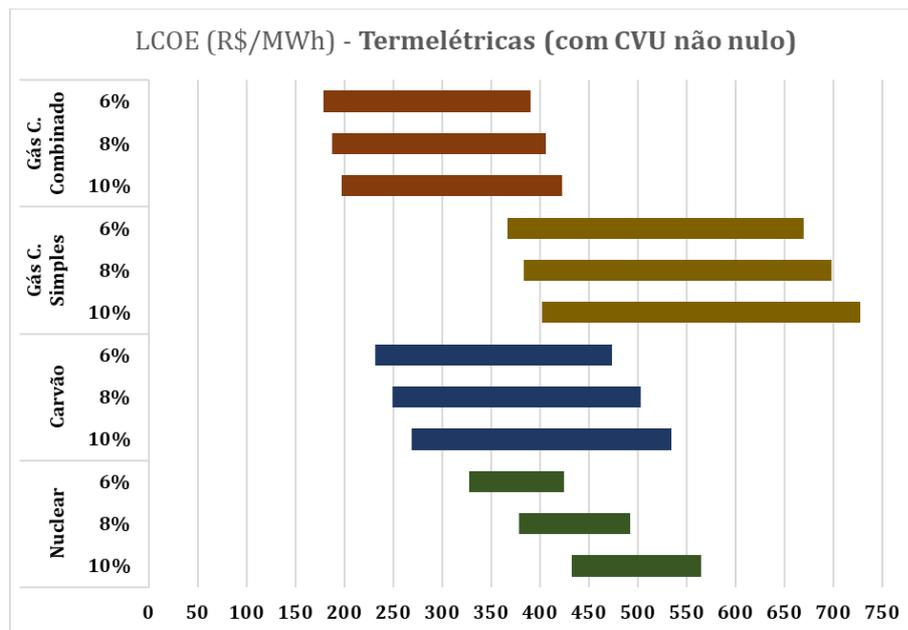


Figura 80: Faixas de valores de LCOE total para fontes térmicas

(Fonte: Elaboração EPE)

Pela análise dos custos nivelados de energia das fontes apresentadas, considerando somente a métrica de LCOE descrita acima, pode-se verificar que:

- as fontes eólica e solar fotovoltaica são as mais competitivas²⁶;
- as fontes que apresentam maiores faixas de LCOE são as térmicas a Biomassa, a Biogás e Eólica Offshore, além das fontes termelétricas a gás natural e carvão, devido a parcela de combustível e/ou a variabilidade dos CAPEX;
- quando comparadas com as fontes renováveis, exclusivamente pela métrica de LCOE, as usinas termelétricas com CVU não nulo podem ser menos competitivas, mas sabe-se que essa métrica não leva em consideração em seus cálculos outros benefícios que as usinas termelétricas agregam ao sistema elétrico como, por exemplo, em a segurança energética²⁷;
- os custos com combustíveis são fundamentais para a competitividade das usinas termelétricas.

3.2. Valores internacionais

As publicações internacionais consultadas apresentam, em sua maioria, valores de LCOE calculados a partir de faixas de custos e outros parâmetros estipulados. A seguir serão apresentadas comparações entre os valores que constam em alguns dos relatórios citados e os calculados como referência para projetos nacionais, descritos no item 3.1.

²⁶ Este fato pode ser corroborado pela predominância da expansão dessas fontes no Ambiente de Contratação Livre – ACL, conforme relatório recente da ABRACEEL (“Estudo de Expansão da Oferta para o Mercado Livre / Fevereiro - 2021”).

²⁷ Pela análise dos gráficos apresentados, é possível verificar que, para fins de segurança energética e considerando a atual composição da matriz elétrica brasileira (bastante dependente de condições climáticas e de recursos naturais como água, vento e sol), a contratação de empreendimentos com receita fixa menor pode representar um menor “custo de arrependimento” para o sistema (levando em conta as diferentes probabilidades de despacho de usinas termelétricas ao longo dos anos), se assemelhando a compra de um “seguro” para a operação desse sistema.

Cabe ressaltar que não são comparados os valores de LCOE calculados para todas as fontes que constam no item 3.1, visto que alguns deles, como as fontes eólica *offshore*, térmicas a carvão e nuclear, são baseados em custos informados em referências internacionais, ou seja, em dados secundários. Sendo assim, somente serão comparados nos itens a seguir valores de LCOE calculados a partir de dados primários, ou seja, de informações baseadas em projetos implementados no Brasil.

3.2.1. IEA

Em IEA (2020) os custos nivelados de energia (LCOE) referentes a cada fonte energética (renovável e a combustíveis fósseis) são calculados com base em parâmetros informados por diversos países. A avaliação comparativa entre os dados apresentados nesse relatório com as referências nacionais é mostrada na Figura 81. Cabe ressaltar que os valores mínimo e máximo das faixas, publicados pela IEA, representam os limites do 2º e 3º quartil das amostras analisadas no estudo, ou seja, excluem os 25% menores e maiores valores do conjunto de dados; e a taxa de desconto utilizada para o cálculo foi de 7%²⁸.

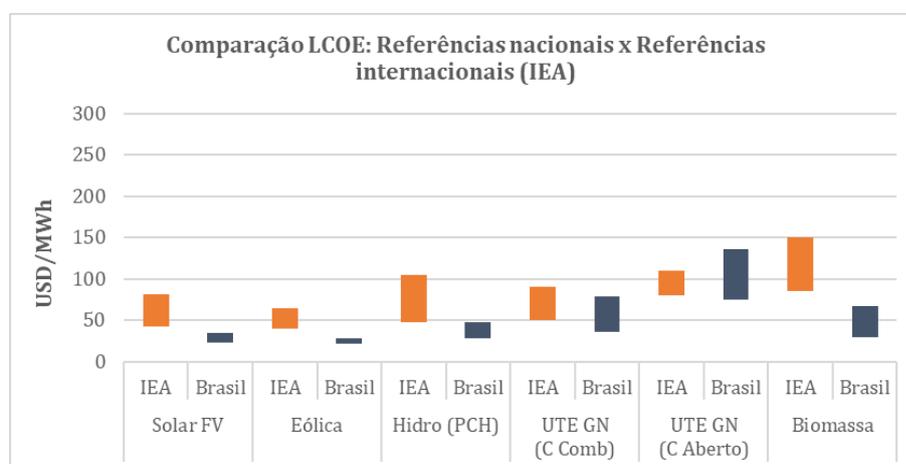


Figura 81: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidas pela taxa de câmbio nominal, e referências internacionais, apresentadas pela IEA

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de IEA (2020))

Nessa comparação, todos os valores de LCOE relativos a projetos brasileiros²⁹ estão abaixo das faixas da respectiva fonte mostrada no estudo da IEA, com exceção da fonte termelétrica a gás natural a Ciclo Combinado e a Ciclo Aberto, cujos valores ficam alinhados com os da amostra analisada pela IEA.

No caso de considerarmos a taxa de câmbio PPP para essa avaliação, a maioria das fontes se encontra dentro das faixas médias internacionais de LCOE, com exceção da faixa da fonte termelétrica a gás natural (Ciclo Combinado e Ciclo Aberto) que se mostra acima dos valores encontrados em outros países, como apresenta a Figura 82. Uma das razões para essa discrepância é o custo do combustível da amostra brasileira que, por essa conversão, fica muito acima dos valores observados na amostra internacional no estudo.

²⁸ No estudo também são apresentados valores de LCOE calculados com taxas de desconto de 3% e 10%.

²⁹ Calculados com a taxa de desconto de 8%

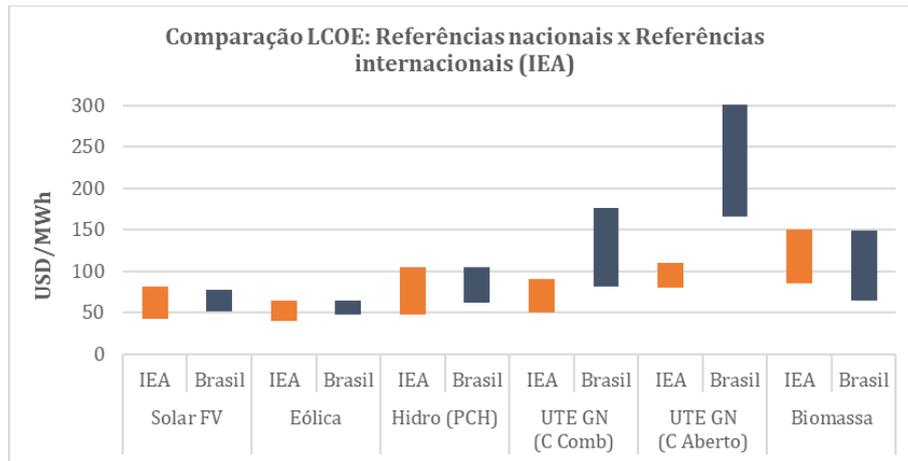


Figura 82: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidas pela taxa de câmbio PPP, e referências internacionais, apresentadas pela IEA

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de IEA (2020))

3.2.2. IRENA

Já na análise feita em relação as faixas de LCOE encontradas no relatório “*Renewable Power Generation costs in 2019*” da IRENA, exibida na Figura 83, os custos nivelados de energia com base em referências nacionais se mostram bastante competitivos, se convertidos pela taxa de câmbio nominal, estando a maioria dos valores abaixo dos valores mínimos indicados em cada faixa.

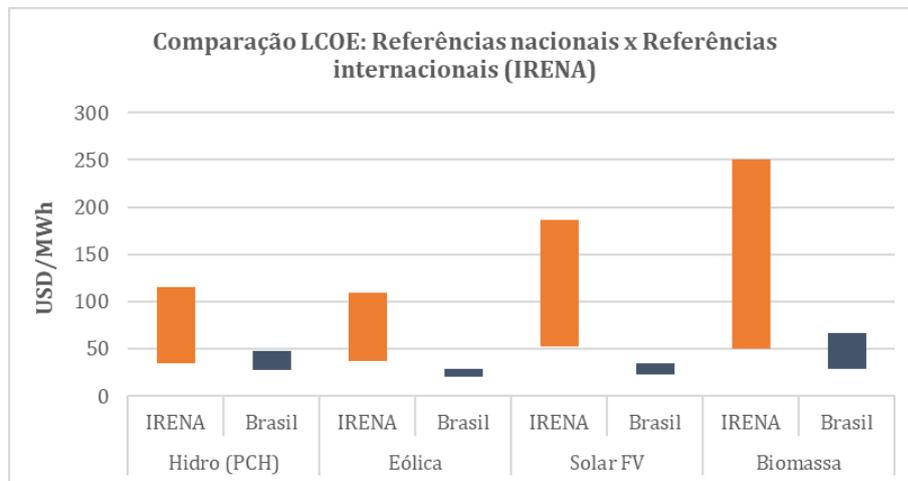


Figura 83: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidos pela taxa de câmbio nominal, e referências internacionais, apresentadas pela IRENA³⁰

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de IRENA (2020))

Se utilizarmos a taxa de câmbio *PPP* para conversão dos valores brasileiros, os valores de LCOE nacionais se posicionam dentro das faixas de LCOE calculadas no relatório da IRENA, como mostra na Figura 84.

³⁰ Faixas de LCOE calculados com taxa de retorno de 7,5% (IRENA).

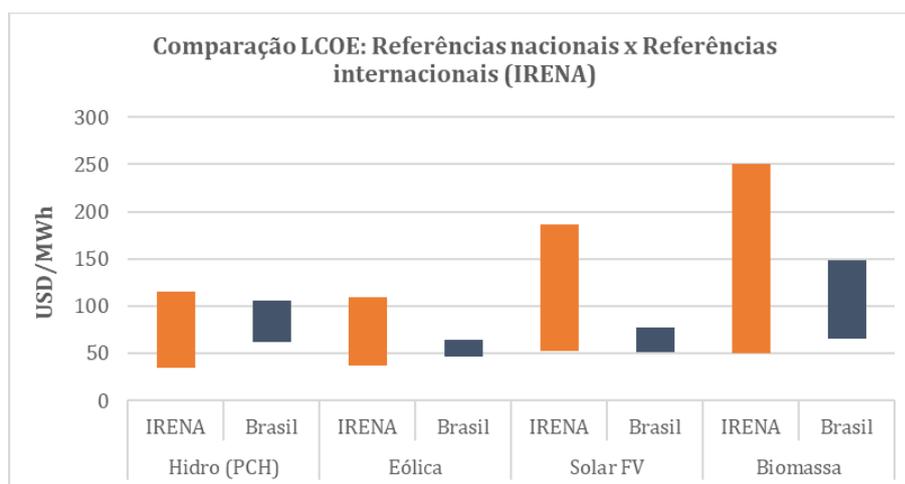


Figura 84: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidos pela taxa de câmbio PPP, e referências internacionais, apresentadas pela IRENA³¹

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de IRENA (2020))

3.2.3. Lazard

O relatório “Lazard’s Levelized cost of energy analysis” mais recente (versão 14.0) traz custos estimados de energia nivelados para várias fontes, dentre elas solar fotovoltaica (tanto para residencial como comercial, assim como com diferentes tecnologias para painéis fotovoltaicos), eólica (*onshore* e *offshore*), termelétricas a Gás Natural (a ciclo combinado e para atendimento de ponta), além de termelétricas a carvão e nuclear. A comparação entre os valores desse relatório com os calculados a partir de referências nacionais é mostrada na Figura 85. Para isso, foram consideradas as faixas calculadas para a taxa de desconto de 8%, em linha com os parâmetros apresentados no documento da Lazard (2020a).

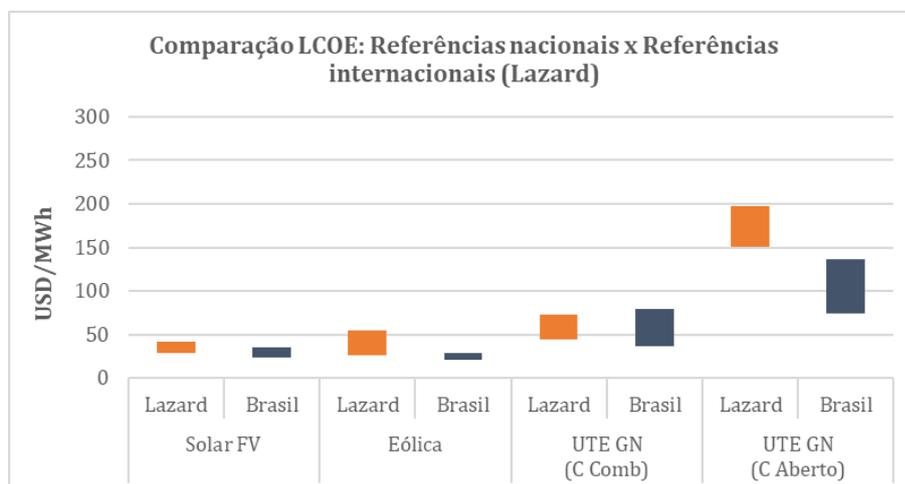


Figura 85: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidos pela taxa de câmbio nominal, e referências internacionais, apresentadas pela Lazard

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de LAZARD (2020))

Pode-se verificar que, por essa análise, os valores adotados como referência para o Brasil para as fontes eólica e termelétrica a gás natural (ciclo aberto) estão abaixo das faixas de projetos

³¹ Faixas de LCOE calculados com taxa de retorno de 7,5% (IRENA).

internacionais, estando os valores de LCOE para as fontes solar fotovoltaica e termelétrica a gás natural (ciclo combinado) em linha dentro das faixas apresentadas pela Lazard.

Também foi utilizada a taxa de câmbio PPP para a conversão dos valores, e os resultados dessa comparação entre as faixas de LCOE referentes aos projetos nacionais e internacionais é apresentada na Figura 86.

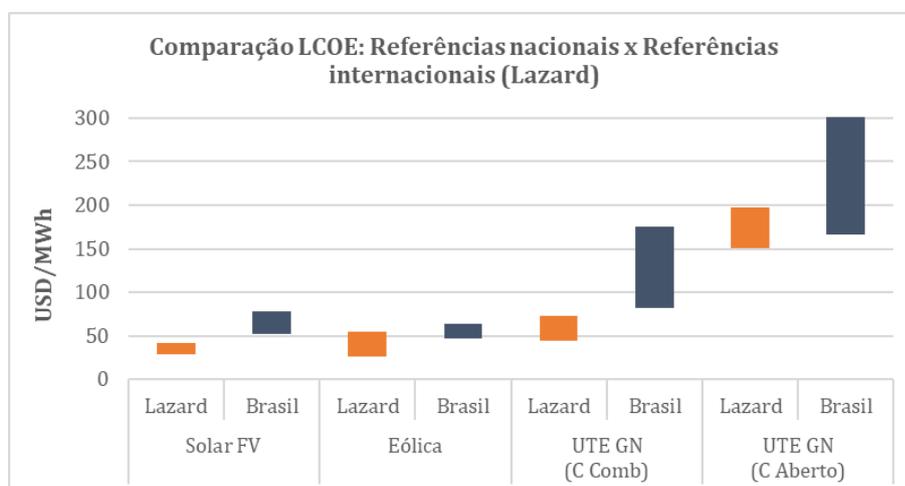


Figura 86: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidos pela taxa de câmbio PPP, e referências internacionais, apresentadas pela Lazard

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de LAZARD (2020))

Nessa segunda análise, as faixas de LCOE dos projetos brasileiros se mostram acima das de projetos internacionais. Para a fontes solar fotovoltaica e eólicas, parâmetros, como CAPEX e vida útil, utilizados no estudo da Lazard se mostram menores, pela conversão pelo índice PPP, diferindo assim dos considerados na amostra brasileira, enquanto para os projetos térmicos a gás natural, além dos motivos anteriores, o custo do combustível se mostra menor na análise feita com projetos internacionais, o que influencia o valor do LCOE calculado.

3.2.4. NREL

Na base de dados do “*Electricity Annual Technology Baseline (ATB)*”³² constam não somente os LCOEs de cada fonte energética, com diversas classes de custos, como também todos os parâmetros utilizados para o cálculo desses valores. A avaliação comparativa desses valores com os referentes aos projetos brasileiros está desmonstrada na Figura 87. Para essa análise, foram utilizados os valores de referências nacionais calculados com a taxa de desconto de 6%, a fim de estarem alinhados a taxa utilizada nos cálculos do NREL.

³² Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/data.php>

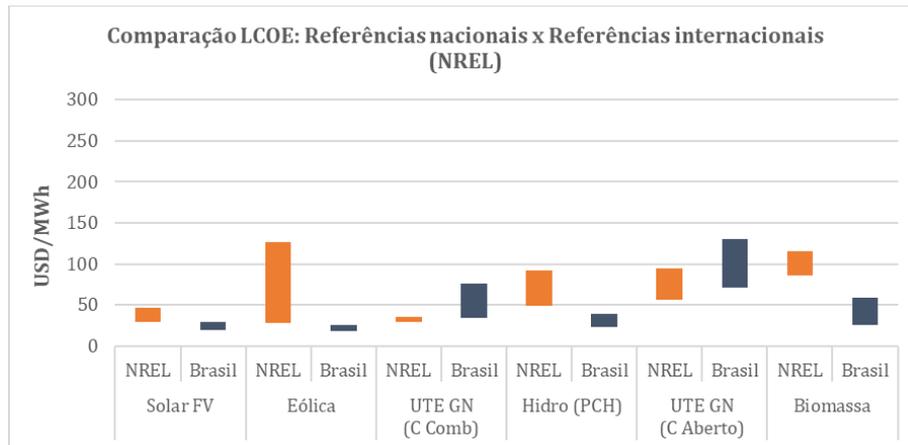


Figura 87: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidas pela taxa de câmbio nominal, e referências internacionais, apresentadas pela NREL

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019))

Verifica-se que grande parte dos valores de LCOE das referências nacionais são menores que as dos projetos americanos da base de dados do NREL, com exceção dos custos nivelados de energia das usinas termelétricas a gás natural. Assim como nas comparações com outros estudos, esse fato se justifica pelos custos de combustíveis adotados, visto que os valores de CVU considerados nos cálculos para as usinas brasileiras são aproximadamente o dobro dos custos observados nos projetos a gás natural analisados pelo NREL.

Com a conversão de valores feita a partir da taxa de câmbio PPP, as faixas nacionais de LCOE das fontes solar fotovoltaica e térmica a gás natural ficam acima das faixas dos projetos americanos calculados pelo NREL, como apresentado na Figura 88. Já os valores da fonte eólica se encontram na parte inferior da faixa dos projetos americanos, da fonte hidrelétrica, dentro da faixa (valores semelhantes) e da fonte térmica a biomassa, por ser mais ampla, engloba a faixa de valores dos projetos americanos observados.

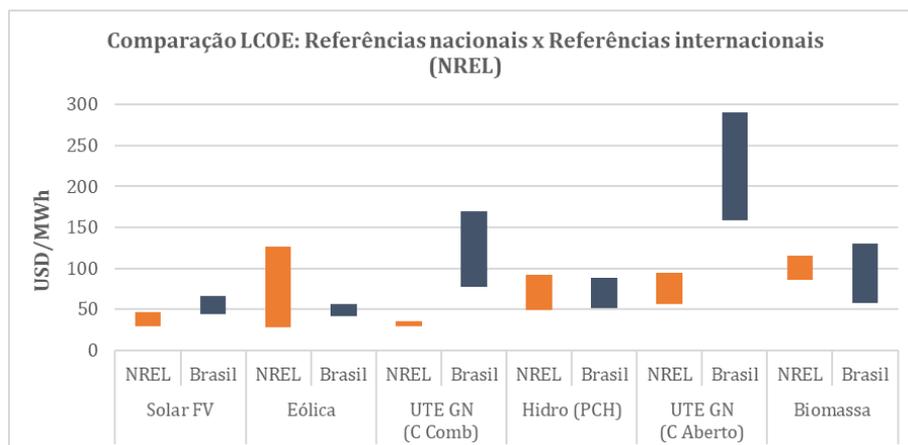


Figura 88: Comparação entre valores de LCOE de referências nacionais, convertidas pela taxa de câmbio PPP, e referências internacionais, apresentadas pela NREL

(Fonte: Elaboração EPE a partir de dados de NREL (2019))

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No setor elétrico, as incertezas em torno das projeções para os próximos anos, não só em relação à demanda de energia como também aos montantes de investimentos e custos envolvidos com a operação e manutenção das usinas e evoluções tecnológicas e de condições comerciais, trazem uma maior complexidade para os estudos de planejamento a serem feitos.

O presente documento teve como objetivo consolidar valores de investimentos (CAPEX), custos de operação e manutenção (O&M) e custos variáveis unitários (CVU), tanto de amostras domésticas (projetos brasileiros) quanto de referências internacionais (dados de publicações internacionais), de diversas fontes energéticas, a fim de apresentar faixas médias a serem consideradas para cada um dos tipos de fontes, assim como comparar dados nacionais com outros observados internacionalmente.

Além disso, foram calculados valores dos custos nivelados de energia (LCOE) com o intuito de avaliar a competitividade entre as fontes, ainda que essa métrica apresente algumas limitações (citadas no item 3.1) e não valere certos benefícios que os empreendimentos possam trazer para o sistema além da geração de energia, e também observar como esses valores calculados estão se comparados com valores de LCOE apresentados em publicações internacionais.

Por conseguinte, o acompanhamento da evolução desses dados é fundamental para os estudos de planejamento, visto que, com a modernização e avanços tecnológicos, há uma tendência constante de alteração nessas informações, o que pode impactar a competitividade das fontes e a tomada de decisão dos agentes de mercado.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bridge to India. **Floating solar. Opportunities and way ahead.** 2018. Disponível em: <<https://bridgetoindia.com/report/floating-solar-opportunities-and-way-ahead/>>

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Sistemas de Armazenamento em Baterias Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento.** 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf>

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Roadmap Eólica Offshore Brasil.** Nota Técnica nº NT-EPE-PR-001/2020-r2, 2020a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf>

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Solar Fotovoltaica Flutuante Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento.** 2020b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-466/NT%20Solar%20Fotovoltaica%20Flutuante.pdf>>

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Garantia Física.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>> Acesso em 14/06/2021

Fu, R., Remo, T., Margolis, R. **2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics Plus-Energy Storage System Costs Benchmark.** National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf>>

Fundação de Apoio ao Desenvolvimento da Universidade Federal de Pernambuco (FADE). **“PRODUTO 4: relatório final do perfil institucional, quadro legal e políticas públicas relacionados a resíduos sólidos urbanos no Brasil e no Exterior.”** Recife, Universidade Federal de Pernambuco, 2012. 1 v. em 6 pt. (várias paginações) Disponível em: <<http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/13076>>

Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM). **Aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos: guia de orientação para governos municipais de Minas Gerais.** Belo Horizonte, FEAM, 2012. 163 p. ; il. Disponível em: <www.feam.br/component/content/article/995>

Feldman, D., Ramasamy, V., Fu, R., Ramdas, A., Desai, J. and Margolis, R.. **U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2020.** Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A20-77324, 2021. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77324.pdf>>

Global Wind Energy Council (GWEC). **Global Offshore Wind Report 2020.** Brussels, Belgium, 2020. Disponível em: <<https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/12/GWEC-Global-Offshore-Wind-Report-2020.pdf>>

Hoaglin et al (1983). Hoaglin, D.C., Mosteller, F. and Tukey, J.W. **Understanding Robust and Exploratory Data Analysis**. Wiley, Hoboken. 1983.

International Energy Agency (IEA). **World Energy Outlook 2018**. 2018. Disponível em: < <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018> >

International Energy Agency (IEA). **Projected Costs of Generating Electricity 2020**. 2020. Disponível em: < <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> >

International Renewable Energy Agency (IRENA). **Hydropower – Technology Brief**. 2015. Disponível em: < <https://www.irena.org/publications/2015/Feb/Hydropower> >

International Renewable Energy Agency (IRENA). **Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030**. Abu Dhabi, 2017. Disponível em: < [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA Electricity Storage Costs 2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf) >

International Renewable Energy Agency (IRENA). **Renewable Power Generation Costs in 2019**. Abu Dhabi, 2020. Disponível em: < <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019> >

Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)**. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/>> Acesso em: 14/06/2021

Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). **Taxa de câmbio nominal**. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/>> Acesso em: 14/06/2021

Jerry L. Hintze & Ray D. Nelson. **Violin Plots: A Box Plot-Density Trace Synergism**, The American Statistician, 52:2, 181-184, 1998. Disponível em: <DOI: 10.1080/00031305.1998.10480559>

Lazard Ltd. **Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis – version 4.0** – 2018. Disponível em: <<https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf>>

Lazard Ltd. **Lazard Ltd. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 13.0**. 2019a. Disponível em: <<https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>>

Lazard Ltd. **Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis – version 5.0** – 2019b. Disponível em: <<https://www.lazard.com/media/451087/lazards-levelized-cost-of-storage-version-50-vf.pdf>>

Lazard Ltd. **Lazard Ltd. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 14.0**. 2020a. Disponível em: <<https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>>

Lazard Ltd. **Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - version 6.0** - 2020b. Disponível em: <<https://www.lazard.com/media/451566/lazards-levelized-cost-of-storage-version-60-vf2.pdf>>

Leys, C., et al., **Detecting outliers: Do not use standard deviation around the mean, use absolute deviation around the median.** Journal of Experimental Social Psychology 49(4):764-766, DOI:10.1016/j.jesp.2013.03.013. 2013. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/256752600_Detecting_outliers_Do_not_use_standard_deviation_around_the_mean_use_absolute_deviation_around_the_median>

Mongird, K., Fotedar, V., Viswanathan, V., Koritarov, V., Balducci, P., Hadjerioua, B. and Alam, J. **Energy Storage Technology and Cost Characterization Report.** . U.S. Department of Energy (DOE). 2019. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/07/f65/Storage%20Cost%20and%20Performance%20Characterization%20Report_Final.pdf>

Musial, W.; Beiter, P.; Schwabe, P.; Tian, T.; Stehly, T.; Spitsen, Paul, R.; Amy, and Gevorgian, V. **2016 Offshore Wind Technologies Market Report.** United States: N. p., Web. doi:10.2172/1375395. 2017. Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/default/files/2017/08/f35/2016%20Offshore%20Wind%20Technologies%20Market%20Report.pdf>>

National Renewable Energy Laboratory (NREL) **Cost and Performance Data for Power Generation Technologies.** 2012. Disponível em: <<https://www.yumpu.com/en/document/read/7198486/nrel-cost-report-black-veatch>>

National Renewable Energy Laboratory (NREL). **Simple Levelized Cost of Energy (LCOE).** Disponível em: <<https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>> Acesso em: 14/06/2021

National Renewable Energy Laboratory (NREL). **Annual Technology Baseline: Electricity.** Disponível em < <https://atb.nrel.gov/electricity/2019/>> Acesso em 14/06/2021

National Renewable Energy Laboratory (NREL). **Electricity Annual Technology Baseline (ATB).** Disponível em:<<https://atb.nrel.gov/electricity/2020/data.php>> Acesso em 14/06/2021

National Renewable Energy Laboratory (NREL). **Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation.** Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/default/files/2017/08/f35/2016%20Offshore%20Wind%20Technologies%20Market%20Report.pdf>> Acesso em: 14/06/2021

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD). **Purchasing power parities (PPP).** Disponível em: <<https://data.oecd.org/conversion/purchasing-power-parities-ppp.htm#indicator-chart>> Acesso em: 14/06/2021

Short, W., Packey, D., Thomas Holt, T. **A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies.** National Renewable Energy Laboratory (NREL). 1995. Disponível em: <A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies (nrel.gov)>

Stehly, T., and Beiter, P. **2018 Cost of Wind Energy Review**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-74598. 2019. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/74598.pdf>>

Stehly, T., Beiter, P., and Duffy, P. **2019 Cost of Wind Energy Review**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-78471. 2020. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78471.pdf>>

US Energy Information Administration (EIA). **Annual Energy Outlook 2020 - Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies**. Fevereiro de 2020. Disponível em: <<https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/>>

World Bank Group, ESMAP and SERIS. **Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report**. 2019. Disponível em: <<https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/579941540407455831/floating-solar-market-report-executive-summary>>

World Energy Council (WEC). **World Energy Perspective Cost of Energy Technologies**. World Energy Council, London. 2013. Disponível em: <https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf>