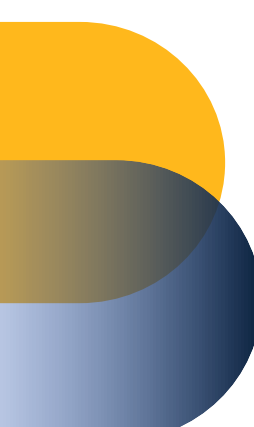




METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DAS PREMISSAS E DOS PARÂMETROS DO CUSTO MARGINAL DE REFERÊNCIA



LRCAP Armazenamento 2026

Outubro de 2026

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



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo
Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretária de Transição Energética e Planejamento
Mariana de Assis Espécie

Secretário de Energia Elétrica
João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Renato Cabral Dias Dutra

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral Substituto
Anderson Barreto Arruda

METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DAS PREMISSAS E DOS PARÂMETROS DO CUSTO MARGINAL DE REFERÊNCIA

**LRCAP ARMAZENAMENTO
2026**

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 Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível Substituto
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral

Coordenação Geral
Thiago Guilherme Ferreira Prado
Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva
Gustavo Pires da Ponte
Caio Monteiro Leocadio

Equipe Técnica
Mariana de Queiroz Andrade
Fernanda Fidelis Paschoalino
Nathália Tavares

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

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

Nº EPE-DEE-RE-081/2026
Data: 14 de outubro de 2026

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

		
<i>Área de Estudo</i> Estudos para Licitação da Expansão da Geração		
<i>Estudo</i> Metodologia para definição das premissas e dos parâmetros do Custo Marginal de Referência – LRCAP Armazenamento 2026		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	12/08/2026	Emissão original
r1	17/09/2026	Revisão geral
r2	14/10/2026	Revisão dos itens 3, 4, 4.3, 4.4, 4.5.1, 4.6.6, 4.7

APRESENTAÇÃO

O presente documento tem por objetivo dar transparência à arquitetura metodológica utilizada para definição das premissas e dos parâmetros que fundamentam o cálculo do Custo Marginal de Referência (CMR), ou preço-teto, a ser adotado no Leilão de Reserva de Capacidade – Armazenamento (LRCAP – Armazenamento). Os certames são destinados à contratação de sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAE) no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN).

No processo de estruturação do LRCAP Armazenamento 2026, a EPE atua em diferentes frentes técnicas, incluindo o cadastramento e a habilitação dos empreendimentos, os estudos relacionados às margens de escoamento e à bonificação locacional, a avaliação conjunta com o ONS dos requisitos de potência e o cálculo do Custo Marginal de Referência. Esses estudos e informações subsidiam o Ministério de Minas e Energia na definição das diretrizes e dos parâmetros do certame, cuja operacionalização é realizada no âmbito da ANEEL e da CCEE.

De posse desses elementos e das informações relativas à oferta e à demanda, o Poder Concedente define os parâmetros aplicáveis ao certame, que subsidiam sua operacionalização pela CCEE.

O certame foi instituído pela Portaria Normativa MME nº 136, de 1º de junho de 2026, que estabelece as diretrizes para a realização dos leilões LRCAP 2026 – Armazenamento Nacional e LRCAP 2026 – Armazenamento, no âmbito do processo de contratação de reserva de capacidade previsto na Lei nº 10.848/2004. Os dois certames estão previstos para ocorrerem em 2 e 4 de dezembro de 2026, sendo o primeiro destinado a sistemas de armazenamento que atendam a requisitos mínimos de nacionalização, e o segundo aberto a sistemas de armazenamento sem a exigência de nacionalização.

A EPE está envolvida em diversas atividades relacionadas a estes leilões, com destaque para o cadastramento e habilitação técnica dos projetos candidatos e elaboração da Nota Técnica com o valor do Custo Marginal de Referência (CMR), destinada a subsidiar o Ministério de Minas e Energia na definição do preço-teto dos certames. A primeira atividade já foi objeto de publicações específicas¹ e seguirá avançando até a realização dos leilões.

O ineditismo da contratação de capacidade via SAEs, somado à limitada disponibilidade de informações da tecnologia, reforça a importância de tornar transparente a lógica metodológica empregada pela EPE, favorecendo a compreensão das fontes de informação, dos critérios e dos procedimentos empregados.

¹ Documentos disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-reserva-de-capacidade-na-forma-de-potencia-armazenamento-2026>

Não integram o escopo deste documento, a publicidade dos valores numéricos finais dos parâmetros, ponderações internas, combinações de premissas, resultados de análises de sensibilidade e memórias de cálculo utilizadas para a definição do CMR. A divulgação prévia dessas informações poderia resultar na inferência do valor final do preço-teto e influenciar a formulação dos lances pelos empreendedores, com possível impacto sobre a competição nos certames.

O documento apresenta, contudo, a arquitetura geral do modelo econômico-financeiro, os componentes de custos e receitas considerados, os critérios de tratamento e validação das informações, as referências comparativas utilizadas e o tratamento metodológico das principais particularidades dos sistemas de armazenamento. Os requisitos técnicos, prazos e demais condições já estabelecidas em atos normativos ou documentos públicos do certame são reproduzidos sempre que necessários à compreensão da metodologia.

A abordagem apresentada nesta Nota Técnica foi desenvolvida para o LRCAP Armazenamento 2026 e considera as especificidades dos sistemas de armazenamento de energia em baterias eletroquímicas. Seus elementos conceituais poderão subsidiar aperfeiçoamentos futuros, sem pressupor aplicação automática a certames com objetos, tecnologias ou desenhos distintos.

Entende-se por premissas as escolhas metodológicas e conceituais que estruturam o modelo de cálculo, como o horizonte temporal, as características dos produtos e os critérios de dimensionamento e tratamento das informações utilizadas na modelagem, bem como os critérios utilizados para definição das estratégias de *augmentation*. Já os parâmetros correspondem às variáveis de entrada para o cálculo, como a taxa de desconto, o montante total de investimento, os custos de operação e manutenção, a vida útil, dentre outros.

A presente Nota Técnica busca apresentar os principais parâmetros a serem utilizados para a elaboração do cálculo do Custo Marginal de Referência (CMR) do LRCAP Armazenamento 2026, bem como as fontes de informação e os procedimentos utilizados para sua definição e validação.

Aliado ao ineditismo do certame, destaca-se a inovação trazida pela EPE ao tornar pública a presente metodologia. A divulgação desta metodologia amplia a transparência sobre os critérios e procedimentos empregados pela EPE, preservadas as informações cuja publicidade antecipada possa comprometer a competição nos certames.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	4
1. INTRODUÇÃO.....	7
2. CUSTO MARGINAL DE REFERÊNCIA (CMR)	8
2.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	8
2.2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE O TEMA	9
2.3. PROCEDIMENTO GERAL	12
2.4. ETAPAS PARA O CÁLCULO DE PREÇOS DE REFERÊNCIA PARA O CMR.....	14
3. CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS LEILÕES - LRCAP ARMAZENAMENTO 2026	17
4. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS PARA CÁLCULO DO CMR	19
4.1. CRITÉRIOS GERAIS DE COMPARAÇÃO E VALIDAÇÃO.....	21
4.2. PARÂMETROS TÉCNICO-OPERACIONAIS	21
4.3. PARÂMETROS DE INVESTIMENTOS E CUSTOS.....	22
4.3.1. INVESTIMENTOS (CAPEX)	23
4.3.2. DEGRADAÇÃO, REPOSIÇÃO E AUGMENTATION	25
4.3.3. CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M)	27
4.3.4. TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO OU DE DISTRIBUIÇÃO (TUST OU TUSD)	28
4.3.5. OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS	28
4.4. PARÂMETROS COMERCIAIS E FINANCEIROS	28
4.4.1. PRAZO CONTRATUAL	28
4.4.2. SEGURO OPERACIONAL	29
4.4.3. CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO	29
4.4.4. DEPRECIAÇÃO	30
4.5. PARÂMETROS DE FINANCIAMENTO	31
4.5.1. ESTRUTURA DE CAPITAL	31
4.5.2. TAXA DE JUROS E AMORTIZAÇÃO	32
4.5.3. OUTROS PARÂMETROS DE FINANCIAMENTO	34
4.6. TRIBUTOS, TAXAS E ENCARGOS	34
4.6.1. PROGRAMA DE INTEGRAÇÃO SOCIAL (PIS) E CONTRIBUIÇÃO PARA O FINANCIAMENTO DA SEGURIDADE SOCIAL (COFINS) 35	35
4.6.2. TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA (TFSEE)	35
4.6.3. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D)	35
4.6.4. IMPOSTO DE RENDA DA PESSOA JURÍDICA (IRPJ) E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO LÍQUIDO – CSLL	36
4.6.5. OUTROS TRIBUTOS, TAXAS OU ENCARGOS	37
4.6.6. BENEFÍCIOS FISCAIS OU TRIBUTÁRIOS	37
4.7. ANÁLISE E ATUALIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES.....	37
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	40
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	42

1. INTRODUÇÃO

Na última década, o setor elétrico brasileiro (SEB) incorporou, de forma crescente, diferentes tecnologias de geração de energia, com destaque para as fontes renováveis não despacháveis, como eólica e solar fotovoltaica. Esse movimento trouxe ganhos para a matriz elétrica brasileira, mas também exigiu o desenvolvimento de novas soluções para garantir capacidade, flexibilidade e segurança ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Dentre as soluções desenhadas, o armazenamento de energia em baterias passou a constituir uma alternativa adicional para atender a essa necessidade em larga escala. Nesse sentido, com a finalidade de contratar Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) para atendimento às necessidades de potência do SIN, foi estruturado o Leilão de Reserva de Capacidade – Armazenamento, primeiro certame do país para contratação exclusiva deste tipo de tecnologia.

O marco normativo mais recente que dá suporte à realização do LRCAP 2026 – Armazenamento é a Lei nº 15.269/2025, resultante da conversão da MP nº 1.304/2025, que reconhece formalmente o armazenamento de energia como atividade própria do setor elétrico, sujeita à regulação e fiscalização da ANEEL. Dado que o marco regulatório estabelece as diretrizes gerais, sua concretização depende de regulamentação e instrumentos infralegais. É nesse espaço de detalhamento técnico, mais especificamente no que se refere à metodologia de definição das premissas e parâmetros de cálculo do Custo Marginal de Referência (CMR) que se insere a presente Nota Técnica.

A Lei nº 10.848/2004, e suas alterações posteriores, institui a contratação de reserva de capacidade como instrumento destinado a assegurar o atendimento à necessidade de potência do SIN e a garantir o fornecimento de energia elétrica. A contratação de reserva de capacidade na forma de potência foi regulamentada pelo Decreto nº 10.707/2021, que estabelece sua realização por meio de leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), observadas as diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME). Os resultados desses leilões são formalizados em Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP), celebrados entre os agentes vendedores e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O Decreto também instituiu a Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP), destinada à gestão financeira dos recursos arrecadados dos consumidores e destinados ao pagamento dos agentes vendedores.

Já no plano infralegal, o processo de estruturação do LRCAP – Armazenamento é balizado pela Portaria MME nº 878/2025, que abriu a Consulta Pública nº 202/2025; pela já mencionada Portaria Normativa MME nº 136/2026; e demais documentos técnicos, disponíveis no site da EPE. Esse conjunto normativo delimita o universo dentro do qual o escopo deste documento é compreendido e aplicado.

Adicionalmente, os efeitos sistêmicos e econômicos da contratação justificam a adoção de um processo transparente e tecnicamente estruturado para a definição da metodologia do CMR, preservadas as informações comercialmente sensíveis necessárias à competitividade dos certames.

Em observância aos princípios de transparência, previsibilidade, auditabilidade e aprimoramento da decisão pública, a EPE apresenta a metodologia de definição dos parâmetros utilizados para o cálculo do CMR, explicitando suas fontes de dados, seus critérios técnicos e os procedimentos de análise das informações, preservando informações cuja divulgação possa comprometer a competição nos certames ou revelar dados comerciais individualizados.

Por fim, à luz desse arcabouço legal, infralegal e institucional, os capítulos seguintes desta Nota Técnica desenvolvem a metodologia de definição dos parâmetros e das principais premissas de cálculo do Custo Marginal de Referência do LRCAP – Armazenamento, bem como as fontes de dados e os critérios de validação empregados, de modo a assegurar aderência e aprimorar o padrão de publicidade já consolidado nos certames anteriores do setor elétrico.

2. CUSTO MARGINAL DE REFERÊNCIA (CMR)

2.1. Contextualização

O Inciso X do Art. 20 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, estabelece que os editais dos leilões, a serem elaborados pela ANEEL, devem conter o valor do Custo Marginal de Referência (CMR), calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e aprovado pelo MME.

O CMR (preço-teto ou preço máximo) para os produtos a serem contratados (energia elétrica ou reserva de capacidade) é estabelecido pelo valor da maior estimativa de custo dos empreendimentos a serem licitados, considerados necessários e suficientes para a contratação da demanda de energia ou requisito de potência definido pelo MME no momento do leilão.

Para o LRCAP Armazenamento 2026, a aplicação desse conceito deve ser compreendida à luz do objeto específico da contratação de reserva de capacidade, dos requisitos dos produtos e das diretrizes estabelecidas pelo MME. A metodologia desta Nota Técnica busca, assim, representar referência econômica compatível com empreendimento de armazenamento apto ao cumprimento do desenho do produto realizado pelo MME, sem transpor automaticamente premissas próprias de leilões de energia ou de outras tecnologias.

A metodologia adotada pela EPE para o cálculo dos preços-teto (CMR) nos leilões do Sistema

Elétrico Brasileiro (SEB) vem sendo aplicada de forma consistente ao longo dos últimos anos e aprimorada continuamente, por meio de análises complementares e do refinamento das premissas adotadas.

2.2. Revisão bibliográfica sobre o tema

O preço de reserva indica o valor pelo qual alguém está disposto a comprar ou vender determinado produto ou serviço. Nos leilões descendentes, corresponde ao preço-teto; nos ascendentes, ao preço mínimo. A fixação do preço de reserva é uma tarefa complexa, dadas as incertezas envolvidas (LUIZ T. A. MAURER, 2011). No leilão descendente, se o preço-teto for muito baixo, nenhuma proposta será recebida. Por outro lado, um preço-teto muito elevado pode permitir que os jogadores capturem alguma valia extra, em detrimento do consumidor. A mesma preocupação é dividida por (GROBMAN & CAREY, 2001), os quais afirmam que, embora o preço-teto seja necessário para evitar preços ilimitados, é difícil determinar seu nível ideal.

A definição do preço de reserva ótimo ainda é um dos grandes desafios da teoria de leilões, sendo evidente a preocupação dos teóricos. (KLEMPERER, 2012) alerta que muitos dos fracassos em leilões foram devidos à incapacidade em se definir o preço de reserva adequado.

Um preço de reserva inadequado é muitas vezes contrário não só a grupos empresariais, mas também ao próprio governo, para quem seria muito embaraçoso quando o preço de reserva não é atingido, ou seja, o objeto não será vendido e o leilão será considerado um fracasso (KLEMPERER, 2012).

Além disso, a credibilidade de preços de reserva é de especial importância, ou seja, se o preço de reserva não for um verdadeiro compromisso de não vender o objeto caso o leilão não atinja esse valor, então não terá qualquer significado e os candidatos irão tratá-lo como tal (KLEMPERER, 2012).

Nos leilões ascendentes, (KLEMPERER, 2012) ainda afirma que, quanto mais baixo for o preço de reserva, mais atraente ele se tornará. Na mesma linha, porém citando leilões de preço descendente (CRAMTON & STOFT, 2007) defendem que é importante que o preço-teto seja fixado em nível suficientemente elevado para criar excesso significativo de oferta. Definir preço-teto demasiadamente elevado em leilão de preço descendente provoca pouco dano, uma vez que a concorrência entre os projetos irá determinar o preço de equilíbrio e, assim, ele será rapidamente derrubado. Por outro lado, a definição de preço-teto muito baixo destrói o leilão, pois ele terá início ou com oferta inadequada ou com concorrência insuficiente, pois não irá atrair empreendedores dispostos a participar do certame.

Corroborando tal afirmação, o trabalho desenvolvido por (GROBMAN & CAREY, 2001)

demonstra que a introdução de preço-teto em mercado de eletricidade reestruturado pode impactar significativamente nos investimentos de longo prazo e nos preços realizados no mercado de curto prazo. Em mercados competitivos, preços-tetos inadequados inibem novos investimentos e acabam por aumentar os preços médios ao consumidor, uma vez que centrais de geração com custo variável elevado serão despachadas com maior frequência, ou seja, o preço spot atinge o limite máximo uma percentagem maior de vezes, dada a não introdução de novas plantas de geração (efeito deteriorativo sobre o investimento, nas palavras dos autores).

Além desse efeito, quando o preço-teto está abaixo da média dos custos, nenhum investimento será feito, porque não é rentável investir em expansão da capacidade que nunca irá cobrir seus custos médios.

Assim, uma vez que a maximização do bem-estar social irá aproximar um resultado competitivo, os resultados da pesquisa de (GROBMAN & CAREY, 2001) sugerem que o preço-teto deverá ser evitado em mercados competitivos. Já no caso de gerador monopolista, os preços-tetos são necessários para limitar o poder de mercado, pois, em sua ausência, os monopolistas podem aumentar os preços sem limite, dado o pressuposto de que a demanda é inelástica. Mesmo assim, para mitigar essa potencial imperfeição do mercado, em leilões descendentes, um preço de reserva suficiente para atrair o interesse de muitos ofertantes deverá ser definido, e, ao mesmo tempo, deverá refletir os custos específicos para a usina que está sendo leiloada (LUIZ T. A. MAURER, 2011).

Vários são os casos de adoção de preços-tetos em mercados reestruturados, não só no Brasil, a fim de proteger os consumidores de alta dos preços que resultam da escassez de capacidade ou de comportamento estratégico/poder de mercado pelos agentes: Colômbia, Chile, Peru, Espanha, PJM – (Pennsylvania – New Jersey – Maryland, EUA), New England (EUA), Califórnia (EUA) e Panamá (LUIZ T. A. MAURER, 2011). A introdução de tais limites é ainda defendida por Graves et al. (1998) e Hirst et al. (1999), que alegam que o público deve ser protegido contra a alta dos preços.

As discussões apresentadas nos parágrafos anteriores demonstram a ampla preocupação e reconhecida dificuldade dos teóricos de leilões quanto à determinação de adequado preço de reserva, assim como os problemas quando da adoção de valor inadequado.

A literatura de desenho de leilões evidencia que a definição do preço de reserva envolve um equilíbrio entre atração de oferta, intensidade competitiva e proteção do comprador. Não existe regra universal para o nível ótimo do preço de reserva, cuja adequação depende do objeto contratado, da estrutura de mercado, da quantidade e diversidade dos participantes, da alocação de riscos e das características da sistemática. As referências apresentadas nesta

seção são utilizadas como suporte conceitual e não constituem regra direta de parametrização do CMR do LRCAP Armazenamento 2026, cuja definição observará a metodologia específica descrita nos capítulos seguintes.

(REGO, 2012) ainda discute que, embora os reguladores possam ficar desconfortáveis em iniciar leilão reverso, com preço muito maior do que o tradicional de equilíbrio, temendo que os participantes vendessem a energia a preço muito alto, o estabelecimento de preço-teto acima da média como ponto de partida para os leilões tem o efeito oposto, por atrair maior número de agentes que possam desencadear uma concorrência mais forte, e evitar conluio.

Embora existam vários métodos para determinar o preço inicial, tais como com base em fundamentos do mercado, custo de energia nova, índices de preços e experiência recente, entre os autores pesquisados, poucos ousaram recomendar a metodologia de determinação de preço-teto em leilões descendentes. (CRAMTON & STOFT, 2007) propuseram preço-teto de duas vezes o custo de um novo empreendimento, dado pelo preço médio do leilão anterior; assim como o fizera (LARSEN, 2004), ao fazerem sugestões sobre a metodologia que poderia ser aplicada em leilões de novos empreendimentos na Colômbia, país cuja matriz também é predominantemente hidráulica, ambos sob o argumento de estimular a participação de investidores, aumentar a concorrência e, assim, derrubar o preço.

Na opinião dos primeiros, com a adoção de preço-teto correspondente ao dobro do preço de equilíbrio do leilão anterior, envia-se ao mercado forte sinal de expansão e, se não forem oferecidos projetos suficientes a esse preço, então é provável que alguma outra coisa, que não o preço, esteja restringindo a oferta.

(KRISHNA, 2002) também procura dimensionar o preço de reserva ideal (r^*), em leilão ascendente de primeiro ou segundo preço, afirmando que r^* deva satisfazer a equação (1).

$$(r^* - x_0) \cdot \lambda(r^*) = 1, \text{ ou equivalente: } r^* - \frac{1}{\lambda(r^*)} = x_0 \quad (1)$$

A partir desta equação, em uma distribuição uniforme em $[0,1]$, (KRISHNA, 2002) mostra que o melhor preço de reserva é $r^* = 1/2$. Uma vez que a análise do autor se refere a leilão ascendente, invertendo-se a lógica para leilão descendente, chega-se em proposição similar a de (CRAMTON & STOFT, 2007) e (LARSEN, 2004).

Segundo Rego (2012), a modicidade tarifária não pode se sobrepor à segurança do suprimento, ou seja, a garantia de concorrência nos leilões não pode pôr em risco o próprio abastecimento confiável de energia elétrica, por isso (LARSEN, 2004) e (CRAMTON & STOFT, 2007) propõem a adoção de preço-teto elevado para os leilões, como forma de estimular a participação de investidores, aumentar a concorrência e, assim, derrubar o preço. (GROBMAN & CAREY, 2001) chegam a recomendar que preços-tetos devam ser evitados em mercados

competitivos.

Mais incisivo é o exemplo fornecido por (LLOYD, 2004) de leilão multirrodada pela internet, seguido de leilão anglo-holandês, no qual propõe como primeira etapa do leilão, uma oferta inicial pela internet, na qual todos os vendedores pré-qualificados são convidados a apresentar suas ofertas iniciais, de forma anônima ao leiloeiro. A oferta mais baixa, que é a que prevalecerá, será visível para todos os vendedores para ajudá-los em sua avaliação da extensão da concorrência de preços e inferência do valor do produto no mercado. Ou seja, ao invés do leilão ter um preço-teto, dada a dificuldade em se estabelecer seu valor ótimo, sua proposta é de deixar que o mercado o estabeleça em cada leilão

Não se pode negar, todavia, a legítima preocupação em se evitar a prática de poder de mercado em situações especiais. Em casos em que a oferta for insuficiente para garantir a competição adequada, o estabelecimento de reduzido preço-teto parece ser recomendável.

2.3. Procedimento Geral

Como referência conceitual, o procedimento geral para determinação do Custo Marginal de Referência (CMR) em leilões pode ser representado pelas seguintes etapas:

- a. Estimativa do montante de demanda previsto para contratação para o ano A, objeto do leilão em questão (D_{total});
- b. Estimativa do montante total de oferta passível de habilitação para participação no leilão/produto;
- c. Ordenamento dos projetos cadastrados, em cada produto, que estão em processo de habilitação técnica para participar do leilão, por ordem de mérito com base nas estimativas de preços de referência de venda; e
- d. Identificação, a partir do confronto entre a oferta acumulada e a D_{total} , da parcela marginal necessária ao atendimento do montante a contratar, cujo preço de referência serve de subsídio para a recomendação do valor do CMR.

O diagrama da Figura 1 apresenta, de forma ilustrativa, essa lógica conceitual de determinação do CMR.

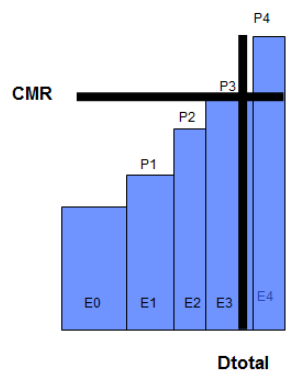


Figura 1 - Esquema ilustrativo do estabelecimento do CMR.

Na representação ilustrativa da Figura 1, considera-se um sistema existente no início do período, representado por E0, e um conjunto de blocos adicionais de oferta E1, E2, E3 e E4, associados, respectivamente, aos preços de referência P1, P2, P3 e P4 e ordenados por ordem crescente de mérito econômico. Cabe ressaltar que E0 corresponde à potência instalada do sistema no início do ano A. A Figura 1 possui caráter conceitual e busca apenas representar a relação entre oferta acumulada, preços de referência e o montante previsto para contratação.

Nesse exemplo, uma vez definida a Dtotal, a oferta necessária ao seu atendimento alcança o bloco associado ao preço P3. Assim, P3 representa, no exemplo conceitual, o preço de referência da parcela marginal necessária ao atendimento do montante previsto para contratação, servindo de referência para a determinação do CMR.

A representação anterior expressa uma lógica geral e conceitual. Na aplicação ao LRCAP Armazenamento 2026, as informações necessárias à construção das estimativas de preços de referência, à caracterização da oferta e à definição do requisito de contratação podem se encontrar em diferentes estágios de consolidação ao longo do processo. Por essa razão, o esquema da Figura 1 não deve ser interpretado como uma reprodução literal da sequência temporal adotada para o cálculo do CMR deste certame. A aplicação específica ao LRCAP Armazenamento 2026 observa as informações disponíveis e os critérios e procedimentos metodológicos descritos nesta Nota Técnica.

No LRCAP Armazenamento 2026, os dados dos projetos cadastrados constituem fonte relevante para construção e validação dos parâmetros, mas não determinam, isoladamente, o CMR. Por esse motivo, as informações declaradas pelos agentes são importantes para refletir as características e condições econômicas individuais dos projetos participantes e serão submetidas à análise de consistência, às diligências cabíveis e à comparação com referências técnicas, comerciais e econômicas independentes. Consideradas em conjunto com as demais fontes e premissas metodológicas, essas informações subsidiarão as estimativas de preços de referência e a construção da curva de preços a ser apresentada ao Poder Concedente. As etapas utilizadas para a construção dessas estimativas são detalhadas no item 2.4.

2.4. Etapas para o cálculo de preços de referência para o CMR

As principais etapas para a construção das estimativas de preços de referência que subsidiam a recomendação do Custo Marginal de Referência são descritas na Figura 2 e apresentadas com maior detalhamento a seguir.

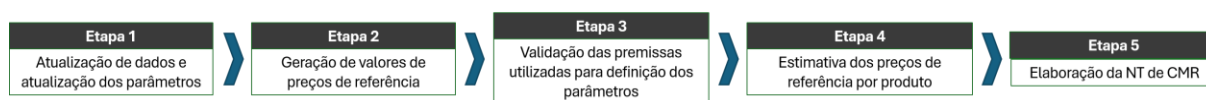


Figura 2 - Principais etapas para o cálculo do CMR.

Na 1ª etapa, são analisados os dados e as informações disponíveis, incluindo dados cadastrais, referências técnicas, comerciais e financeiras e demais fontes consideradas relevantes, que servirão de base para a atualização dos parâmetros utilizados no cálculo do CMR. **A definição dos parâmetros realizada nessa etapa, bem como a metodologia empregada para atualização de cada um deles, constitui o objeto de estudo do presente documento.**

Na etapa seguinte (Etapa 2), com base nos dados e informações atualizadas, são calculadas alternativas para estimativas do preço de referência de empreendimentos para cada produto do LRCAP Armazenamento 2026. O método utilizado para esse cálculo se baseia na avaliação de Fluxo de Caixa Descontado (*Discounted Cash Flow - DCF*) que estima o valor de um ativo descontando os fluxos de caixa esperados a uma taxa que reflita o grau de risco. Em outras palavras, é o valor presente dos fluxos de caixa esperados desse ativo, conforme apresentado em (Damodaran, 2001). A fórmula geral utilizada para a valoração de um ativo através desse método é:

$$Valor\ do\ ativo = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{E(Fluxo\ de\ Caixa_t)}{(1+r)^t}$$

onde é realizado o somatório dos valores esperados dos fluxos de caixa, considerando o horizonte de análise de N anos e r é a taxa de desconto compatível com o fluxo de caixa considerado e com os riscos representados na modelagem.

Com isso, é gerada uma Tarifa de Equilíbrio (TEQ), que corresponde ao valor que, ao compor a receita de venda ao longo do horizonte de análise, observados parâmetros e condicionantes, iguala o valor presente dos investimentos ao valor presente dos fluxos dos resultados anuais do empreendimento. Ou seja, a TEQ é o valor que iguala o valor presente líquido dos fluxos de caixa anuais a zero.

De acordo com (Hawawini G, 2002), o Valor Presente Líquido (VPL) pode ser utilizado como ferramenta para apoio na tomada de decisão em análises que tenham montantes financeiros distribuídos ao longo de vários períodos, visto que abrange o conceito do “valor do dinheiro

no tempo”, ou seja, considera que um valor estimado em um período futuro tem valor diferente no presente. (Shou, 2022) afirma que o método do VPL é amplamente utilizado para análise de projetos para que várias alternativas possam ser avaliadas e comparadas sob uma base comum do valor “de hoje”. De acordo com (Law, 2004), o VPL pode ser usado para muitos tipos de decisões, especialmente aquelas com fluxos de receitas e despesas ao longo de vários anos e, assim como em qualquer processo decisório, existem variáveis subjetivas que poderão afetar as escolhas a serem feitas.

Adaptando a fórmula para o cálculo dos preços de referência para o CMR a ser realizado, dado que o VPL de um projeto é a soma dos valores presentes dos fluxos de caixa esperados, tanto positivos quanto negativos, que ocorrem ao longo da vida de um projeto e que a TEQ tem como objetivo igualá-lo a zero, o equilíbrio é dado pela fórmula geral:

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{E(\text{Fluxo de Caixa}_t)}{(1+r)^t} - \text{Investimento Inicial} = 0$$



Figura 3 - Exemplo ilustrativo de modelo de Fluxo de Caixa Descontado (DCF).

Nota: a figura possui caráter ilustrativo e não representa cronograma, valores ou momentos específicos de *augmentation*, O&M, tributos ou financiamento a serem adotados no cálculo do CMR. A representação das condições e dos fluxos de financiamento observará coerência com a taxa de desconto adotada na modelagem.

A Figura 3 apresenta, de forma ilustrativa, a arquitetura geral do modelo econômico-financeiro utilizado para estimar o preço de referência dos SAEs. A modelagem utiliza os parâmetros resultantes da análise das informações cadastrais, das diligências realizadas pela EPE e das referências técnicas, comerciais e financeiras consideradas, observados os requisitos aplicáveis a cada produto do certame. O fluxo de caixa incorpora investimentos iniciais e intermediários, custos operacionais, tributos, encargos, condições de financiamento e demais componentes necessários ao atendimento das obrigações contratuais.

A partir dessas informações, é calculada a TEQ, correspondente ao valor da Receita Fixa que

torna nulo o VPL do fluxo de caixa na modelagem. Para esse cálculo, será utilizada taxa de desconto compatível com a estrutura financeira adotada, com os riscos representados e com o tratamento conferido aos fluxos de financiamento. As estimativas resultantes da modelagem subsidiam a construção dos preços de referência utilizados pela EPE na recomendação do Custo Marginal de Referência, observados os critérios e procedimentos metodológicos descritos nesta Nota Técnica.

Para fins ilustrativos, a construção da curva de preços de referência não pressupõe a adoção de um único empreendimento, porte ou configuração como representativo de todo o universo habilitável. Diferentes configurações compatíveis com os requisitos do produto, incluindo o menor porte de potência instalada admitido no certame, podem resultar em distintas estimativas de preços de referência em função de suas características técnicas, econômicas e financeiras. Essas estimativas são submetidas aos procedimentos de análise de consistência, comparabilidade, diligências, confronto com referências independentes e modelagem econômico-financeira, para posterior ordenamento na curva de preços de referência.

Representação conceitual da formação da curva de preços de referência

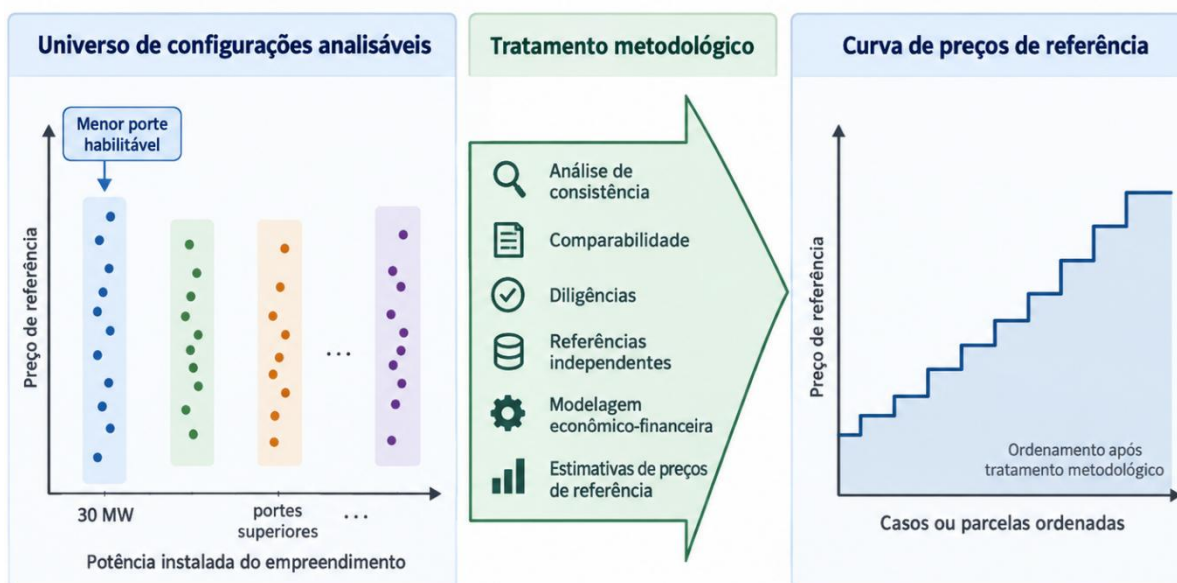


Figura 4 - Representação conceitual da formação da curva de preços de referência a partir de diferentes configurações habilitáveis

Nota: Figura meramente conceitual, sem escala quantitativa e sem correspondência direta com valores ou projetos específicos do LRCAP Armazenamento 2026. A representação não pressupõe relação monotônica entre porte e preço, não estabelece uma configuração de referência e não define, isoladamente, o valor do CMR.

A representação evidencia que o porte mínimo habilitável integra o universo considerado na construção das estimativas de preços de referência, sem constituir referência exclusiva para sua formação. Após os procedimentos de análise, comparabilidade e modelagem, as diferentes estimativas podem ser ordenadas de modo a representar, conceitualmente, a distribuição dos

preços de referência entre as configurações analisadas. Essa representação possui caráter auxiliar e não reproduz a lógica conceitual de determinação do CMR apresentada no item 2.3.

A arquitetura metodológica de definição das premissas e dos parâmetros descrita nesta etapa integra o escopo desta Nota Técnica, observados os limites de divulgação estabelecidos na Apresentação desta Nota.

Com base nas alternativas de preços de referência geradas na etapa anterior, na Etapa 3 são avaliadas tecnicamente as premissas aplicáveis a cada produto e realizados os alinhamentos institucionais necessários com o Ministério de Minas e Energia (MME). Após essa etapa, são consolidadas as premissas que subsidiarão a recomendação do CMR pela EPE.

Com a consolidação das premissas, a EPE elabora as estimativas de preços de referência e recomenda ao MME os valores de CMR aplicáveis a cada produto. A definição final do preço-teto compete ao Ministério de Minas e Energia, nos termos da regulamentação vigente (Etapa 4).

Dessa forma, a Nota Técnica de aplicação desta metodologia contém informações sujeitas a restrição de acesso, necessária à preservação da competição e à proteção de informações comerciais individualizadas.

Por fim, na 5ª etapa, é elaborada a Nota Técnica de Definição do Custo Marginal de Referência (CMR), na qual são apresentados os procedimentos de cálculo, as premissas finais, os parâmetros e os dados que geram a curva de preços que subsidiam o MME na definição do preço-teto para o referido certame.

3. CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS LEILÕES - LRCAP ARMAZENAMENTO 2026

Nos leilões previstos para 2026 serão contratados dois produtos: (1) Produto Potência Armazenamento 2028 A (Produto Nacional); e (2) Produto Potência Armazenamento 2028 B (Produto Geral). O primeiro produto prevê a participação de SAEs que atendam requisitos mínimos de nacionalização (conteúdo nacional) e poderão ter acesso a condições diferenciadas de financiamento, que devem ser refletidas adequadamente na estimativa do Custo Marginal de Referência (CMR).

A modelagem do Produto Potência Armazenamento 2028 A (Produto Nacional) considerará as condições econômicas, industriais e financeiras associadas ao atendimento dos requisitos de nacionalização estabelecidos para o certame, bem como as condições diferenciadas de financiamento potencialmente disponíveis por meio das linhas operadas pelo BNDES. A análise

não pressupõe previamente que a nacionalização resulte necessariamente em maior ou menor preço de referência. O efeito final decorrerá da avaliação conjunta dos custos, das condições de financiamento, dos prazos e dos riscos associados à cadeia de fornecimento.

Para os empreendimentos enquadrados no Produto Potência Armazenamento 2028 B (Produto Geral), serão consideradas condições de financiamento representativas e compatíveis com a composição dos investimentos, a elegibilidade dos componentes e as linhas efetivamente disponíveis no mercado, incluindo, entre outros, a participação relativa entre capital próprio e capital de terceiros, o custo da dívida, os prazos de carência e amortização, o cronograma de desembolsos e as demais condições financeiras observadas.

Na definição das premissas de cada produto, serão consideradas suas características específicas, incluindo, quando aplicável, os requisitos de conteúdo nacional e as condições de financiamento disponíveis. Os possíveis efeitos dessas características sobre os custos, os preços de referência e as condições de competição serão avaliados na aplicação da metodologia, com base nas informações disponíveis para cada produto, sem pressupor previamente maior ou menor preço. As premissas de financiamento poderão ser atualizadas até a data definida para o cálculo do CMR quando forem disponibilizadas informações novas, verificáveis e materialmente relevantes.

A Portaria Normativa MME nº 136/2026 estabelece dois mecanismos independentes de alocação de riscos operacionais associados ao desempenho do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE). O primeiro refere-se ao desempenho energético do sistema, aferido por meio da eficiência de ciclo completo (RTE), cujos desvios são tratados mediante liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo, conforme disposto nos §§ 6º a 8º do art. 9º. O segundo está associado ao atendimento dos despachos emitidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), cujas penalidades podem resultar em abatimentos sobre a Receita Fixa (RF) contratual e na aplicação de mecanismos adicionais de ressarcimento previstos no instrumento contratual.

Para fins do cálculo do Custo Marginal de Referência (CMR), entende-se que tais mecanismos já promovem a adequada alocação dos riscos operacionais ao empreendedor, estabelecendo as consequências econômicas decorrentes do eventual descumprimento dos requisitos de desempenho do empreendimento. Dessa forma, optou-se por não incorporar, na modelagem econômico-financeira utilizada para definição do preço-teto, premissas adicionais destinadas à precificação desses riscos, evitando sua dupla contabilização e preservando a aderência ao desenho contratual proposto para o certame.

A Portaria Normativa MME nº 136/2026 também estabelece, em seu art. 17, § 3º, mecanismo de bonificação locacional aplicável aos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs)

conectados a determinados barramentos (listados no Anexo II da Portaria supracitada). A definição desses barramentos teve como base a metodologia desenvolvida pela EPE e apresentada na Nota Técnica EPE-DEE-NT-086-2025-Rev0, que identifica os pontos elegíveis a partir de critérios técnicos associados às características e às necessidades do Sistema Interligado Nacional. Os projetos conectados a esses barramentos recebem uma constante de bonificação (β), aplicada exclusivamente para fins de classificação das propostas no certame.

Para os fins desta Nota Técnica, a bonificação locacional não integra a base de cálculo do preço-teto do certame. Seu efeito restringe-se à classificação das propostas, sem alterar o valor de referência utilizado para a definição do preço máximo admitido no leilão.

4. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS PARA CÁLCULO DO CMR

Nos subitens a seguir são apresentados os principais critérios e grupos de parâmetros utilizados na estimativa dos preços de referência que subsidiam o cálculo do Custo Marginal de Referência (CMR) de cada produto do LRCAP Armazenamento 2026, bem como as fontes de informação e os procedimentos empregados para sua definição, análise e validação.

A definição desses parâmetros considerará os requisitos técnicos e contratuais aplicáveis a cada produto, as informações declaradas pelos agentes no Sistema AEGE e obtidas nas diligências realizadas pela EPE, bem como referências técnicas, comerciais e financeiras complementares. Essas informações serão submetidas a procedimentos de análise, normalização e comparação, inclusive com referências comparativas independentes, quando aplicável. Para uma melhor organização, o capítulo apresenta inicialmente os critérios gerais de comparação e validação das informações e, em seguida, cinco grupos de parâmetros: técnico-operacionais; investimentos e custos; comerciais e financeiros; financiamento; e tributos, taxas e encargos.

A Figura 5 apresenta o fluxo processual de obtenção, análise e comparação das informações consideradas, bem como as etapas para o cálculo do CMR.

Visão simplificada da metodologia do CMR



Figura 5 – Representação simplificada do processo metodológico

Nota: representação simplificada do processo. Os critérios específicos de tratamento das informações e de definição dos parâmetros são apresentados nos itens subsequentes.

Os principais parâmetros adotados no cálculo de CMR são ilustrados no Quadro 1 e detalhados nos itens 4.2 a 4.6 adiante. Considerando as particularidades de cada produto do LRCAP Armazenamento 2026, foi feito levantamento prévio dos possíveis parâmetros que podem ter premissas diferentes entre os produtos a serem contratados.

 Técnico-Operacionais	Potência instalada; duração da operação; tempo de recarga; eficiência (RTE); perdas e disponibilidade.	Todos os parâmetros devem ser iguais para os dois produtos.
 Investimentos e Custos	CAPEX e cronograma de desembolsos; degradação, reposição e augmentation; O&M fixo; TUST/TUSD; e outras despesas.	Podem ser consideradas premissas distintas em alguns parâmetros, para cada produto.
 Comerciais e Financeiros	Prazo contratual; seguro operacional; custo de capital próprio e depreciação.	Todos os parâmetros devem ser iguais para os dois produtos.
 Financiamento	Estrutura de capital; taxa de juros; prazo e sistema de amortização; e outros parâmetros de financiamento.	Devem ser consideradas premissas distintas entre os produtos na maioria dos parâmetros.
 Tributos, taxas e encargos	Tributos e encargos setoriais aplicáveis; benefícios fiscais e tributários.	Todos os parâmetros devem ser iguais para os dois produtos.

Quadro 1 – Principais parâmetros e premissas por produto

4.1. Critérios gerais de comparação e validação

Para subsidiar a estimativa dos preços de referência, serão considerados os requisitos técnicos e contratuais aplicáveis a cada produto do certame que afetem direta ou indiretamente o dimensionamento e os custos dos Sistemas de Armazenamento de Energia. Entre esses elementos estão a potência contratada, a duração do fornecimento, o ponto de medição, a eficiência do ciclo completo, o consumo interno, as perdas elétricas, a disponibilidade, a degradação, o sobredimensionamento, estratégias de reposição ou *augmentation* e respectivas repercussões sobre investimentos e custos operacionais.

Esses requisitos serão utilizados como base comum para análise, normalização e comparação das informações declaradas pelos agentes e das demais referências técnicas, comerciais e financeiras consideradas pela EPE. Para apoiar essa avaliação, serão utilizadas referências comparativas independentes dos dados cadastrais (*benchmarks*), expressas em faixas quando aplicável.

Os benchmarks terão a função de avaliar a consistência, a razoabilidade e a representatividade das informações disponíveis e apoiar sua eventual calibração, não constituindo, isoladamente, parâmetro automático para a definição do CMR. O item 4.7 traz mais informações sobre as avaliações e comparações realizadas entre diferentes bases de dados.

A metodologia buscará preservar a neutralidade tecnológica, sem restringir previamente a configuração, a química ou a solução técnica passível de participação no certame, desde que atendidos os requisitos estabelecidos na Portaria de Diretrizes, no edital e no contrato.

A avaliação buscará também preservar a representatividade dos diferentes portes e configurações compatíveis com os requisitos do produto, sem adoção automática de uma única configuração como referência para o conjunto.

4.2. Parâmetros técnico-operacionais

Para os Sistemas de Armazenamento de Energia, os parâmetros técnico-operacionais serão definidos a partir dos requisitos estabelecidos para cada produto e dos critérios gerais descritos no item 4.1.

A Portaria Normativa MME nº 136/2026 já estabeleceu alguns parâmetros técnico-operacionais para os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs), como a potência instalada igual ou superior a 30 MW, com compromisso de entrega da disponibilidade de potência máxima por 4 horas em cada ciclo completo, admitindo-se até 2 ciclos completos diários, limitados a 366 ciclos completos anuais. A Portaria estabelece também um tempo máximo de recarga completa de 6 horas entre ciclos. Adicionalmente, a eficiência de ciclo completo (RTE) mínima de 85%

deverá ser mantida durante todo o período contratual. Esse conjunto de parâmetros será considerado no dimensionamento e na modelagem econômico-financeira dos SAEs.

Para fins da modelagem econômico-financeira, será estabelecida a relação entre a potência contratada no ponto de medição e a capacidade de armazenamento que deverão ser efetivamente instaladas para sustentar sua entrega durante o período definido para o produto. Essa relação considerará as perdas no sistema de interesse restrito do empreendimento, incluindo as perdas na rede coletora em média tensão, na transformação elevadora e na linha de conexão do projeto. Além disso, devem ser considerados o consumo dos sistemas auxiliares, a eficiência de carga e descarga, as margens operacionais e os demais fatores necessários para assegurar o atendimento do compromisso contratual.

A estimativa dos investimentos será realizada com base na capacidade efetivamente requerida para o atendimento do produto. A metodologia deverá evitar tanto a subestimação dos equipamentos necessários quanto a duplicidade entre os fatores de dimensionamento, degradação e indisponibilidade.

Os critérios específicos de dimensionamento e os valores numéricos utilizados serão definidos a partir das informações técnicas disponíveis, sem prejuízo da realização de análises de sensibilidade. Os fatores finais adotados não integram o escopo deste documento, por constituírem premissas reservadas do cálculo do CMR.

4.3. Parâmetros de investimentos e custos

Esses parâmetros têm como objetivo estimar o “custo total” do empreendimento, incluindo valores de investimentos (CAPEX), o respectivo cronograma de desembolsos, os custos fixos de Operação e Manutenção (O&M) e as Tarifas de uso do sistema de Transmissão ou Distribuição (TUST/TUSD).

Para fins da modelagem, a data-base financeira considerada tem como referência o mês anterior à publicação da Portaria Normativa MME nº 136, de 1º de junho de 2026.

Em consonância com as diretrizes metodológicas adotadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para definição da taxa de câmbio nos estudos de planejamento energético, conforme estabelecido na Portaria Normativa GM/MME nº 89, de 8 de novembro de 2024, é considerado critério semelhante para definição da taxa de câmbio de referência utilizada na modelagem econômico-financeira do LRCAP 2026 – Armazenamento. Dessa forma, as referências de custos, originalmente expressas em moeda estrangeira, deverão ser convertidas para moeda nacional utilizando a cotação média da taxa de câmbio referente ao mês da data-base financeira da modelagem, conferindo comparabilidade entre as diferentes fontes de informação e a consistência temporal das estimativas.

4.3.1. Investimentos (CAPEX)

Os valores de investimentos (ou Capital Expenditure – CAPEX) compreendem todos os desembolsos diretos e indiretos do empreendimento (obras civis, equipamentos, conexão, meio ambiente, entre outros), sem considerar juros durante a construção (JDC). Cabe ressaltar que, dentre esses desembolsos, devem estar previstos os custos referentes a garantia de participação e de fiel cumprimento referentes ao leilão.

Além do montante a ser desembolsado, será definido um cronograma de desembolso compatível com as condições de implantação consideradas na modelagem.

As estimativas de CAPEX serão definidas a partir da análise conjunta dos dados declarados no Sistema AEGE, das diligências realizadas durante a habilitação técnica, das bases internas da EPE, de referências nacionais e internacionais e de informações agregadas obtidas em interações técnicas com agentes relacionados à cadeia de armazenamento. Os dados cadastrais constituirão fonte relevante, mas não exclusiva, e serão submetidos à crítica, à normalização e à comparação com referências independentes, conforme os procedimentos descritos no item 4.7.

Importante ressaltar que essas informações são avaliadas e criticadas durante o período de habilitação técnica, executado pela EPE, no qual são solicitados esclarecimentos aos agentes, sendo oportunizada a revisão dos valores durante o período de análise da habilitação técnica. Eventuais alterações ou complementações relevantes serão avaliadas quanto à respectiva fundamentação técnica e documental e não implicarão adoção automática dos novos valores na construção das referências utilizadas para o CMR.

Neste contexto, entende-se que os valores de orçamento informados pelos empreendedores no Sistema AEGE deverão refletir, com base nas melhores informações disponíveis, os investimentos estimados para o empreendimento, tendo como referência a data-base estipulada na Portaria de Diretrizes do leilão.

Como forma de complementar as análises e obter maior fundamentação das estimativas para valores de CAPEX também são consultadas informações da base de dados da EPE e de referências nacionais e internacionais, integrando dados provenientes da literatura científica, relatórios técnicos e informações de mercado.

Para o LRCAP Armazenamento 2026, serão analisados os dados declarados pelos agentes após o fim do cadastramento para o certame, que tendem a refletir as condições comerciais vigentes no período, e deverão considerar na sua composição os custos de nacionalização previstos na modelagem, incluindo a incidência do Imposto de Importação (II), estimada com base na classificação fiscal, Nomenclatura Comum do Mercosul (NCM), dos principais componentes e

nas alíquotas vigentes à época da elaboração das estimativas.

Na comparação das referências de investimento, serão consideradas as diferenças de porte, capacidade de armazenamento e escopo dos projetos, de modo a evitar que efeitos de escala sejam confundidos com diferenças de configuração ou abrangência dos custos.

Já foram realizadas consultas a referências internacionais como International Energy Agency (IEA) (2024), International Renewable Energy Agency (IRENA, 2026), National Laboratory of the Rockies (NREL, 2025), o World Bank Group (2020). Essas referências servem para estimativas de faixas de CAPEX para sistemas de armazenamento em estudos de planejamento da EPE, como no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2035) onde foi feita a comparação das estimativas de CAPEX adotadas para o plano com as projeções publicadas pelo NREL em (Cole, 2025), conforme pode ser observado na Figura 5.

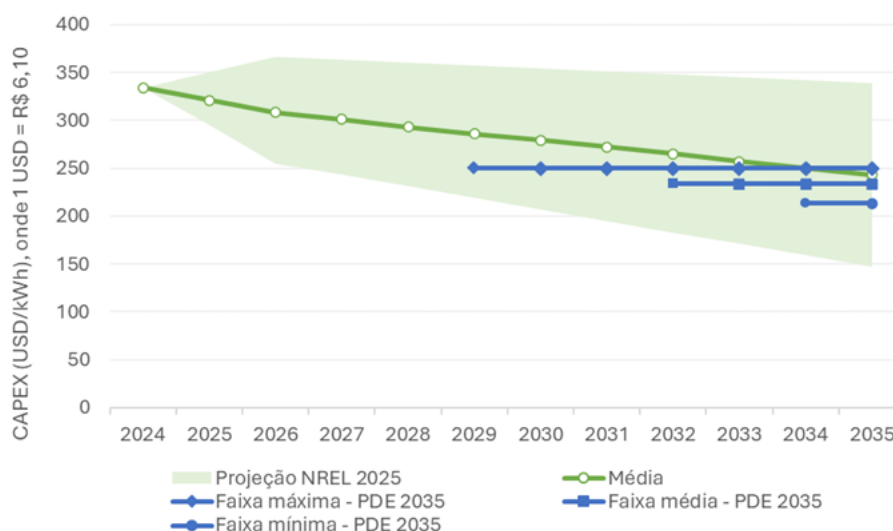


Figura 5 - Faixas de valores de CAPEX para armazenamento em baterias (projeções feitas pelo NREL e estimativas para o PDE 2035)

As faixas apresentadas na Figura 5 possuem finalidade exclusivamente ilustrativa e correspondem a referências públicas utilizadas em estudos de planejamento. Não representam os valores, intervalos ou critérios estatísticos que serão adotados pela EPE para o cálculo do CMR do LRCAP Armazenamento 2026.

Com o objetivo de complementar as informações cadastrais e as referências públicas, a EPE vem realizando reuniões e consultas técnicas com associações, fabricantes, desenvolvedores e prestadores de serviços relacionados à cadeia de armazenamento. Nessas interações, são obtidas informações sobre composição e fatores de formação dos custos, especificações técnicas, condições e prazos de fornecimento, garantias, operação e manutenção, evolução do mercado e estratégias de degradação, reposição e *augmentation*.

As informações recebidas serão avaliadas quanto à consistência, à comparabilidade e à representatividade e poderão ser utilizadas, de forma agregada, como referências complementares na crítica e calibração das informações cadastrais. Os dados individuais de natureza comercial serão tratados de forma confidencial e utilizados de maneira agregada na crítica das informações cadastrais e na construção das referências comparativas adotadas pela EPE.

Os investimentos iniciais compreenderão o eventual sobredimensionamento necessário ao atendimento dos requisitos técnicos e contratuais do produto. Os investimentos intermediários decorrentes de substituições, reposições ou estratégias de *augmentation* serão incorporados ao fluxo de caixa conforme a metodologia apresentada no item 4.3.2.

Eventuais diferenças de investimento associadas ao atendimento dos requisitos de nacionalização serão avaliadas conforme a abordagem apresentada no item 4.7. O CAPEX deverá contemplar, quando aplicável, os sistemas de prevenção, detecção, contenção e combate a incêndio, sistemas de gerenciamento térmico, proteção elétrica, controle, supervisão, telecomunicações, licenciamento, certificações, comissionamento e demais requisitos necessários à implantação e à operação segura do empreendimento.

4.3.2. Degradação, reposição e *augmentation*

A disponibilidade de potência, a capacidade de armazenamento e o desempenho dos sistemas de armazenamento podem se reduzir ao longo do tempo em função da degradação por tempo de operação, do regime de ciclagem, da profundidade de descarga, das condições térmicas, das características dos equipamentos e de outros fatores operacionais. Com isso, é necessário considerar, além do CAPEX inicial, os investimentos adicionais ao longo do contrato necessários para preservar a capacidade de atendimento às obrigações contratuais.

A metodologia considerará os efeitos da degradação sobre a capacidade de armazenamento, a potência disponível e a eficiência do sistema durante todo o prazo contratual. Para assegurar a manutenção dos requisitos do produto, poderão ser representadas estratégias de sobredimensionamento inicial, substituição de componentes, reposição de módulos ou *augmentation* programado.

Para fins da modelagem econômico-financeira, os desembolsos associados à substituição de componentes, às reposições e às estratégias de *augmentation* serão incorporados ao fluxo de caixa no momento estimado de sua realização, observados os preços esperados dos equipamentos, os custos de implantação, a vida útil dos componentes adicionados e as garantias de desempenho aplicáveis. O respectivo tratamento contábil e tributário observará a natureza de cada gasto e a legislação vigente.

As estratégias declaradas pelos empreendedores no Sistema AEGE serão avaliadas quanto à consistência entre a configuração inicial, o perfil de degradação, o regime de utilização, as reposições previstas e o atendimento dos requisitos contratuais. A EPE poderá utilizar referências técnicas e comerciais adicionais para validar ou complementar essas informações.

A definição das premissas de referência não ficará vinculada à estratégia específica de um único empreendimento, fabricante ou fornecedor. Poderão ser consideradas diferentes combinações tecnicamente equivalentes entre sobredimensionamento inicial, reposição de componentes e *augmentation*, desde que compatíveis com o atendimento das obrigações contratuais e representativas das condições observadas no mercado.

Considerando a diversidade de estratégias declaradas pelos empreendedores e das informações obtidas junto aos fabricantes, os custos Figura 6 associados ao *augmentation* poderão ocorrer em diferentes momentos e montantes ao longo do período contratual. Para permitir sua representação em uma mesma base temporal, esses desembolsos poderão ser expressos a valor presente, conforme ilustrado na Figura 6. Os valores assim obtidos são considerados na modelagem econômico-financeira do CMR.

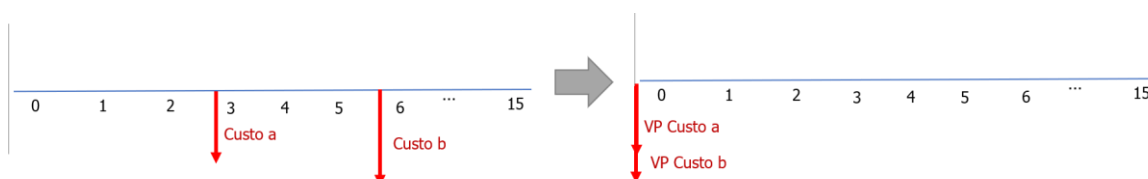


Figura 6 – Representação simplificada do Valor Presente dos desembolsos associados as estratégias de augmentation

$$\text{Custo total associado ao augmentation} = \frac{\text{Custo a}}{(1+i)^3} + \frac{\text{Custo b}}{(1+i)^6}$$

Essa forma de incorporação permite considerar tanto projetos que adotam maior sobredimensionamento inicial (logo, maior CAPEX inicial) e menor número de reposições (*augmentations*), quanto projetos com menor investimento inicial e mais incrementos de capacidade ao longo do contrato.

A figura ilustra uma possível forma de representar os custos para manutenção do desempenho do sistema ao longo do período contratual. A degradação corresponde à redução gradual da capacidade ou do desempenho dos equipamentos. Seus efeitos podem ser compensados por capacidade adicional instalada inicialmente, pela reposição ou substituição de componentes, por estratégias de *augmentation* ao longo do contrato ou pela combinação dessas alternativas.

Na modelagem econômico-financeira, cada alternativa será representada de acordo com o momento em que o investimento ocorre. A capacidade adicional instalada na implantação integra o investimento inicial, enquanto as reposições e o *augmentation* realizados posteriormente são tratados como investimentos ao longo do período contratual. Essa

representação deverá manter coerência entre a degradação considerada, a estratégia adotada e o atendimento dos requisitos do produto, evitando que um mesmo custo seja contabilizado em mais de um componente.

O prazo contratual utilizado na modelagem não se confunde necessariamente com a vida útil técnica dos diferentes componentes do sistema. Os efeitos da depreciação serão tratados conforme o item 4.4.4.

Para evitar a divulgação de elementos que permitam reconstruir o cálculo do CMR, não serão publicadas neste documento as curvas de degradação, os percentuais de sobredimensionamento, os momentos de *augmentation* nem os valores unitários de reposição adotados.

4.3.3. Custos de Operação e Manutenção (O&M)

Para os Sistemas de Armazenamento de Energia, serão considerados exclusivamente os custos fixos de operação e manutenção, correspondentes às despesas recorrentes necessárias para manter o empreendimento disponível, seguro e apto ao atendimento das obrigações contratuais durante todo o período de suprimento, independentemente do número efetivo de ciclos realizados.

Esses custos poderão compreender, entre outros, despesas com monitoramento remoto do sistema, manutenção preventiva e corretiva, gestão dos sistemas de gerenciamento de baterias (BMS) e de energia (EMS), a climatização, as inspeções e os testes periódicos, a manutenção dos sistemas de proteção, detecção e combate a incêndio, gestão de peças sobressalentes, além de mão de obra especializada alocada de forma permanente ou sob demanda ao empreendimento.

Como mencionado, os investimentos associados à substituição de baterias, à reposição de equipamentos e às estratégias de *augmentation* serão representados como investimentos intermediários no fluxo de caixa, não integrando o O&M fixo.

A estimativa do O&M fixo será baseada nos dados declarados pelos agentes no Sistema AEGE, submetidos à análise de consistência pela EPE e confrontados com publicações técnicas nacionais e internacionais, informações de fabricantes, desenvolvedores e prestadores de serviços, bem como com dados agregados obtidos em reuniões técnicas com agentes de mercado. Essas referências serão utilizadas para avaliar a plausibilidade e a representatividade dos valores declarados e, quando necessário, apoiar sua complementação.

4.3.4. Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão ou de Distribuição (TUST ou TUSD)

Para a estimativa desse parâmetro, são avaliados valores médios típicos dessas tarifas para projetos de geração, a partir das publicações destas tarifas no site da ANEEL, resoluções homologatórias sobre este tema publicadas nos anexos dos editais dos leilões, bem como estimativas destas tarifas elaboradas no Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE.

Para o caso do LRCAP Armazenamento 2026, deverá ser considerada apenas a parcela referente à geração (MUSTg), uma vez que, nos termos do art. 149-A da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, incluído pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.162, de 2 de junho de 2026, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) submetidos integralmente aos despachos do ONS possuem demanda contratada de consumo igual a zero. Dessa forma, para esses empreendimentos, as tarifas de uso da rede incidem apenas sobre a parcela de geração.

4.3.5. Outras despesas operacionais

Poderão ser consideradas outras despesas necessárias ao cumprimento das obrigações técnicas, ambientais, regulatórias e contratuais, desde que não estejam incluídas em outros componentes, como CAPEX ou O&M fixo. Entre elas poderão estar custos de licenciamento, auditorias, certificações periódicas, gestão de resíduos, reciclagem, logística reversa e descomissionamento.

A inclusão desses custos dependerá da existência de obrigação aplicável, de sua materialidade econômica e da disponibilidade de informações tecnicamente verificáveis.

Cabe observar que, nos termos do art. 9º, § 4º, inciso II, alínea "c", da Portaria Normativa MME nº 136/2026, o cálculo da Receita Fixa, de exclusiva responsabilidade do vendedor, deverá abranger os custos de descomissionamento, obrigações socioambientais e descarte ambiental. Cabe, portanto, ao empreendedor refletir esses custos nas informações declaradas para o projeto.

4.4. Parâmetros comerciais e financeiros

Os parâmetros comerciais e financeiros representam condições que afetam a formação do fluxo de caixa e a avaliação econômico-financeira do empreendimento, incluindo o prazo contratual, os seguros, o custo do capital próprio e a depreciação.

4.4.1. Prazo contratual

Conforme descrito nos incisos I e II do § 2º do art. 9º da Portaria Normativa MME nº 136/2026,

o prazo contratual dos Produtos Potência Armazenamento 2028 A e B é de 15 anos, com início de suprimento previsto para 1º de agosto de 2028. Para fins da modelagem econômico-financeira, será adotado horizonte de análise equivalente ao prazo contratual de 15 anos, estabelecido pela Portaria Normativa MME nº 136/2026, tendo em vista que a remuneração via Receita Fixa está garantida apenas durante o período de suprimento contratual, o que confere maior conservadorismo à análise de viabilidade econômico-financeira do empreendimento.

Para fins da modelagem econômico-financeira, não serão consideradas receitas posteriores ao encerramento do contrato nem valor residual ao final do horizonte de análise. Essa premissa decorre da ausência de receita contratual garantida após o período de suprimento e da incerteza quanto ao valor econômico efetivamente realizável dos ativos ao término do contrato. A não consideração de valor residual não implica afirmar que todos os componentes do empreendimento estarão integralmente esgotados ou sem vida útil técnica remanescente.

4.4.2. Seguro operacional

A modelagem considerará os custos dos seguros necessários à operação do empreendimento, observadas as características específicas dos sistemas de armazenamento em baterias e os riscos cobertos pelas apólices representativas desse tipo de ativo. O custo será estimado com base em informações de seguradoras, instituições financeiras, agentes de mercado e referências técnicas disponíveis, podendo ser expresso como percentual do investimento segurável.

4.4.3. Custo de capital próprio

Entre os parâmetros considerados na avaliação econômico-financeira está o custo de capital próprio (K_e), que representa a remuneração requerida pelos investidores para a aplicação de recursos próprios no empreendimento. A definição desse parâmetro deve refletir adequadamente os riscos sistemáticos do investimento, de modo a assegurar a atratividade do capital sem produzir remuneração excessiva com impacto sobre o consumidor final de energia elétrica.

A consideração desse parâmetro na modelagem observará a estrutura de capital, as condições de financiamento e a forma de representação dos fluxos financeiros, de modo a assegurar coerência entre os fluxos de caixa projetados e a taxa de desconto adotada.

A aplicação da metodologia explicitará a natureza do fluxo de caixa utilizado e sua correspondência com a taxa de desconto adotada, bem como o tratamento conferido aos fluxos de financiamento. Essa definição deverá assegurar consistência entre custo de capital próprio, custo da dívida, estrutura de capital e fluxos de caixa, impedindo a dupla

contabilização dos efeitos do financiamento.

A estimativa de valor para esse parâmetro é feita com base em análises internas periódicas da EPE, fundamentadas no modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model). Essa abordagem considera que os projetos do setor elétrico competem com outras alternativas de investimento pelos recursos disponíveis e que a remuneração requerida pelos investidores deve refletir o risco sistemático do investimento, tomando como referência o retorno de um ativo livre de risco e os prêmios de risco observados no mercado.

O CAPM estima a remuneração requerida pelo investidor para a aplicação de capital próprio, considerando componentes que refletem o valor do dinheiro no tempo e o risco sistemático do investimento.

A adoção dessa abordagem permite representar no custo de capital próprio os riscos sistemáticos não diversificáveis. Os custos e os efeitos específicos do empreendimento serão tratados, quando aplicável, nos respectivos componentes do fluxo de caixa ou conforme a alocação prevista no desenho contratual, evitando-se sua dupla contabilização. De forma geral, o K_e pode ser representado por:

$$K_e = r_f + \beta(r_m - r_f) + r_B + r_R,$$

em que r_f representa a taxa livre de risco; β , o risco sistemático do setor, ajustado à estrutura de capital considerada; $r_m - r_f$, o prêmio de risco de mercado; r_B , os prêmios adicionais associados aos riscos não diversificáveis do investimento no Brasil; e r_R , quando aplicável, o prêmio de risco regulatório.

A determinação dos componentes considerará referências de mercado compatíveis com investimentos de longo prazo, incluindo títulos soberanos, empresas comparáveis do setor elétrico e índices amplos do mercado acionário. Para o beta, serão consideradas referências de empresas comparáveis, com tratamento de desalavancagem e posterior realavancagem de acordo com a estrutura de capital e a tributação consideradas na modelagem. As janelas temporais utilizadas observarão critérios de representatividade, estabilidade e coerência entre os diferentes componentes.

4.4.4. Depreciação

Também é importante considerar os valores anuais de depreciação para fins da modelagem econômico-financeira. Segundo o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), da ANEEL, depreciação é a alocação sistemática do valor depreciável de um ativo ao longo de sua vida útil.

Para esse parâmetro, primeiramente deve-se estimar a parcela do investimento total que está sujeita à depreciação (visto que existem itens que não são depreciables no montante investido) e, sobre essa parcela são consideradas taxas anuais de depreciação. A premissa adotada com maior frequência é a depreciação linear correspondente a taxa média equivalente a vida útil dos ativos.

Para fins da modelagem econômico-financeira para o LRCAP Armazenamento, será adotada, como premissa metodológica, a depreciação linear da parcela do CAPEX correspondente aos ativos depreciables ao longo do horizonte de análise de 15 anos, período coincidente com o prazo contratual estabelecido pela Portaria Normativa MME nº 136/2026.

Essa premissa busca uniformizar a representação dos efeitos da depreciação no fluxo de caixa e não implica afirmar que todos os componentes do empreendimento possuam, necessariamente, vida útil técnica individual de 15 anos.

Para a apuração dos efeitos tributários, serão observadas as regras previstas na legislação vigente aplicável ao regime de tributação adotado na modelagem.

Para fins do cálculo do CMR, não será considerado valor residual ao final do horizonte contratual, conforme estabelecido no item 4.4.1, sem que isso implique afirmar que todos os componentes estarão tecnicamente esgotados ao término do contrato.

4.5. Parâmetros de financiamento

Os parâmetros de financiamento têm por objetivo representar a participação do capital de terceiros e as condições financeiras consideradas na modelagem, incluindo a proporção financiável do investimento, o custo da dívida, os prazos de carência e amortização, as garantias e os demais custos associados.

O tratamento desses parâmetros será definido de forma coerente com o fluxo de caixa e com a taxa de desconto adotados, evitando-se a dupla contabilização dos efeitos do financiamento.

4.5.1. Estrutura de capital

Inicialmente é fundamental estimar a proporção de capital próprio (*equity*) e de capital de terceiros (*debt*) que será utilizado para viabilizar os investimentos necessários aos projetos. Essa proporção pode variar entre empreendimentos de diferentes fontes de geração e armazenamento de energia e entre projetos da mesma fonte, dependendo da capacidade do empreendimento de honrar com suas obrigações financeiras (avaliada por indicadores como o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD), que determina o nível de alavancagem do projeto.

Para isso, são feitas interações com agentes de mercado e instituições financeiras para o levantamento de dados referentes a alavancagem financeira em projetos típicos da fonte a ser pesquisada. Além disso, são realizadas pesquisas em documentos específicos sobre esse assunto, para melhor fundamentação da premissa.

Também são avaliados os componentes do investimento elegíveis às linhas de financiamento consideradas, o que pode delimitar a parcela do CAPEX passível de financiamento.

4.5.2. Taxa de Juros e Amortização

Os principais parâmetros de financiamento a serem considerados para o cálculo do preço-teto são a taxa de juros que irá incidir sobre o montante financiado, o prazo para amortização e o sistema de amortização. Existem algumas formas de estipular as premissas a serem adotadas, sendo uma delas o acesso às informações disponibilizadas pelas instituições financeiras responsáveis pelo financiamento.

Importante ressaltar que na modelagem para o cálculo de CMR do LRCAP Armazenamento é possível considerar mais de um tipo de financiamento, ou seja, considerando condições de financiamento distintas para parcelas do montante a ser financiado.

Um dos agentes financiadores do setor elétrico é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que disponibiliza em seu website informações sobre as linhas de financiamento como a BNDES Finem - Geração de energia², utilizada para expansão e modernização da infraestrutura de geração de energia a partir de fontes renováveis e termelétricas a gás natural no País, e Fundo Clima – Transição Energética³, de apoio à adoção de fontes de energia limpa. Nessas referências são apresentadas, dentre outras informações, as taxas de juros (apoio direto e indireto), valor mínimo de financiamento e prazo de amortização.

O banco também disponibiliza informações sobre a composição da taxa de juros⁴ (que varia de acordo com a forma de apoio), onde:

- Para operações diretas, a taxa de juros final será composta pelo Custo Financeiro e pela Taxa do BNDES (inclui a remuneração do BNDES e a taxa de risco de crédito); e
- Para operações indiretas, a taxa de juros final será composta pelo Custo Financeiro, pela Taxa do BNDES (inclui a remuneração do BNDES e a taxa de intermediação

² Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>

³ Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima/fundo-clima-transicao-energetica>

⁴ Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/taxa-de-juros>

financeira) e pela Taxa do Agente Financeiro.

Outro agente financiador do setor é o Banco do Nordeste que, assim como o BNDES, também disponibiliza em seu website informações sobre as linhas de financiamento como o programa FNE Verde⁵ que financia, dentre outros tipos de projetos, empreendimentos de energias renováveis e sistemas de armazenamento de energia.

Também são feitos contatos e reuniões com outros agentes financiadores (bancos privados) com objetivo de obter dados sobre linhas de créditos e condições de financiamentos de acordo com as práticas observadas no mercado.

Nas análises da EPE sobre o valor de custo de capital próprio (mencionado no item 4.4.3), também é avaliada a estimativa de custo de capital de terceiros, calculada a partir de:

- “Benchmarking” financeiro: o custo do financiamento de uma empresa pode ser estimado através dos preços correntes dos títulos de dívida privada do setor, comercializados nos mercados de financiamentos junto aos bancos nacionais, externos ou ainda através dados do mercado de debêntures; e
- CAPM da dívida: é um método de uso generalizado, tanto em práticas regulatórias como em finanças, que resulta consistente com o modelo geral do CAPM utilizado para o cálculo do custo do capital próprio.

Em relação ao sistema de amortização, para o cálculo de preço-teto de projetos de geração e armazenamento de energia é usualmente adotado o Sistema SAC (Sistema de Amortização Constante), no qual a amortização do principal permanece constante e as prestações reduzem ao longo do tempo. Outra opção de sistema que pode ser adotado é o PRICE (ou Sistema Francês), em que as parcelas são fixas do início ao fim do prazo de amortização.

A respeito da amortização, também é importante o tempo de carência para início da amortização e para os juros, ambos contados a partir do início da operação comercial do empreendimento, conforme definido no produto comercializado.

Para o LRCAP Armazenamento 2026, já foram iniciadas interlocuções técnicas com o BNDES, para obtenção de informações que permitam calibrar as premissas de financiamento na modelagem para o Produto 2028 A (Nacional) de acordo com as condições de financiamento aplicáveis ao certame.

Cabe ressaltar que os parâmetros de financiamento para os dois produtos a serem contratados no LRCAP Armazenamento 2026 (Produto Nacional e Produto Geral) serão definidos com base

⁵ Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/fne-verde>

em referências de mercado (instituições financeiras), compatíveis com empreendimentos de infraestrutura de características semelhantes aos sistemas de armazenamento de energia.

As taxas, sistema e prazos de amortização e a carência serão considerados de acordo com a estrutura financeira adotada na modelagem. Sua representação observará coerência com o fluxo de caixa e com a taxa de desconto, de forma a evitar que os efeitos do capital de terceiros sejam contabilizados mais de uma vez.

4.5.3. Outros parâmetros de financiamento

Outros parâmetros ligados ao financiamento também são considerados no cálculo do CMR, que são: as Garantias e Juros Durante a Construção.

As instituições financeiras exigem garantias para a realização de operações de financiamento. Nas informações da linha de financiamento BNDES Finem - Geração de energia, é descrito que, para apoio direto do banco, podem ser consideradas garantias reais (tais como hipoteca, penhor, propriedade fiduciária, recebíveis etc.) e/ou pessoais (tais como fiança ou aval), definidas na análise da operação. Já para apoio indireto, as garantias devem ser negociadas entre a instituição financeira credenciada e o cliente. Já no programa FNE Verde, do Banco do Nordeste, são consideradas como garantias: alienação fiduciária, aval, fiança, hipoteca e penhor.

Na modelagem financeira para cálculo de preço-teto, é considerada uma fiança bancária (ou seguro garantia) com um valor percentual do saldo devedor, estimado com base em informações do mercado, durante um determinado período antes e depois da entrada em operação comercial do empreendimento.

Em projetos de geração de energia, os juros durante a construção (JDC) correspondem a taxas que incidem sobre os recursos financiados durante o período em que a usina está sendo construída, ou seja, ainda não entrou em operação comercial e por isso ainda não há receita operacional. Para estimativa desse valor, de modo a refletir condições de mercado, é considerada no modelo a aquisição de empréstimos ponte, o período de construção do empreendimento, a uma taxa típica de mercado.

4.6. Tributos, taxas e encargos

Os tributos, as taxas e os encargos serão considerados na modelagem de acordo com a legislação e a regulamentação vigentes na data-base do estudo, observadas as particularidades aplicáveis aos Sistemas de Armazenamento de Energia e ao regime tributário adotado.

4.6.1. Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)

Anteriormente eram consideradas as alíquotas vigentes do Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) que são tributos federais incidentes sobre a receita bruta dos projetos, sendo possível adoção do regime de tributação cumulativo ou não cumulativo, a depender do total estimado de receita anual operacional do projeto.

A Reforma Tributária do Consumo, atualmente em processo de implementação no Brasil, traz mudanças em relação a esses tributos, sendo PIS e COFINS substituídos nos próximos anos pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS). Conforme descrito nas minutas dos Editais dos Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Potência, de 2026, disponibilizados para Consulta Pública pela ANEEL⁶:

*"A Receita Fixa deve incluir todos os custos necessários para a prestação do serviço e implantação do SAE, incluindo os tributários, **excetuado a Contribuição Social sobre Bens e Serviços (CBS) e o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS)** que, nos termos da reforma tributária, não integram os preços de venda do serviço."*

4.6.2. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

A Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) é um tributo instituído pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentado pelo Decreto nº 2.410/1997 que tem como finalidade custear as atividades de regulação e fiscalização desempenhadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)⁷. A TFSEE corresponde a 0,4% do benefício econômico anual auferido por concessionários, permissionários e autorizados do setor elétrico, conforme metodologia detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET.

Para fins de cálculo de CMR, adota-se como premissa o valor mais recente do Benefício Econômico Típico Unitário Anual (BETU), fixado anualmente pela ANEEL.

4.6.3. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Segundo o Art. 2º da Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, as concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida (ROL) em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, excluindo-se, por isenção⁸, as empresas que

⁶ Consultas Públicas nº 22/2026 (Leilão nº 05/2026-ANEEL) e nº 23/2026 (Leilão nº 06/2026-ANEEL)

⁷ Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/tfsee>

⁸ Conforme alteração feita pela Lei nº 15.269, de 2025, a isenção não se aplica aos empreendimentos de geração de energia elétrica a partir das fontes eólica e solar fotovoltaica que solicitarem outorga a partir de 1º de janeiro de 2026.

gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada.

Será avaliado, junto a ANEEL, se devem ser considerados dispêndios com P&D na modelagem econômico-financeira para o caso dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) contratados no âmbito do LRCAP Armazenamento 2026, podendo essa premissa ser revista caso ocorram alterações normativas antes da realização do certame.

Desta forma, para fins da modelagem do LRCAP Armazenamento 2026, a incidência de obrigações de Pesquisa e Desenvolvimento observará o enquadramento legal e regulatório aplicável aos Sistemas de Armazenamento de Energia na data de corte definida para o estudo. Eventual esclarecimento regulatório da autoridade competente ou alteração normativa superveniente materialmente relevante será incorporado e documentado na Nota Técnica de aplicação.

4.6.4. Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL

O Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) são tributos federais incidentes sobre o resultado dos projetos, calculados com base no lucro da pessoa jurídica. A pessoa jurídica que atenda aos requisitos legais para opção pelo regime do Lucro Presumido poderá optar pelo regime do Lucro Presumido, desde que não esteja sujeita a hipótese legal de obrigatoriedade de apuração pelo Lucro Real.

Conforme previsto no art. 13 da Lei nº 9.718/1998 (alteração feita pela Lei nº 12.814/2013), a pessoa jurídica cuja receita bruta total anual for igual ou inferior a R\$ 78 milhões pode optar pelo regime de tributação com base no Lucro Presumido. Nesse regime, serão considerados os percentuais de presunção e as alíquotas aplicáveis ao IRPJ e à CSLL de acordo com a natureza da atividade e com a legislação tributária vigente na data-base da modelagem.

No regime do Lucro Real, o IRPJ é calculado à alíquota de 15% sobre o lucro tributável, acrescida de adicional de 10% sobre a parcela que exceder o limite legal aplicável ao período de apuração; a CSLL observará a alíquota e a base de cálculo previstas na legislação vigente. A modelagem deverá reproduzir essas regras de forma compatível com o regime tributário adotado.

Para os sistemas de armazenamento de energia, serão avaliados os critérios para a consideração do IRPJ e da CSLL na modelagem econômico-financeira em conformidade com a legislação tributária federal vigente, observando-se as regras aplicáveis ao regime de tributação compatível com as receitas brutas anuais estimadas, com a finalidade de assegurar adequado tratamento tributário na avaliação econômico-financeira do projeto.

As premissas adotadas refletem o arcabouço tributário vigente e poderão ser revistas caso ocorram alterações legislativas ou regulamentares antes da realização do certame.

4.6.5. Outros tributos, taxas ou encargos

Outros tributos, taxas ou encargos poderão ser considerados quando houver previsão legal ou regulamentar aplicável aos Sistemas de Armazenamento de Energia e materialidade econômica para a modelagem do CMR.

4.6.6. Benefícios fiscais ou tributários

Cabe mencionar sobre a possibilidade de enquadramento dos sistemas de armazenamento de energia no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), conforme previsto na Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007 (alterações introduzidas pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025) e, pelo Art. 106 da Lei Complementar nº 214, de 16 de janeiro de 2025, que regulamenta a Reforma tributária, fica estabelecida suspensão do pagamento da Contribuição Social sobre Bens e Serviços (CBS) e do Imposto sobre Bens e Serviços (IBS) pelos beneficiários do REIDI.

Considerando que a implementação da Reforma Tributária se encontra em curso, para o cálculo do CMR do LRCAP Armazenamento 2026 será avaliada a adoção da premissa quanto à aplicação do benefício tributário aos custos considerados na modelagem, observadas as condições legais e regulamentares vigentes na data-base do estudo.

Para a definição dessa premissa, serão consideradas as informações declaradas pelos empreendedores no Sistema AEGE, em conjunto com a legislação vigente e demais referências tecnicamente pertinentes.

Eventual alteração legislativa ou regulamentar superveniente materialmente relevante será incorporada e registrada na Nota Técnica de aplicação da metodologia.

4.7. Análise e atualização das informações

As premissas e os parâmetros serão definidos com base em múltiplas fontes de informação, incluindo dados declarados no Sistema AEGE, diligências realizadas durante o processo de habilitação técnica conduzido pela EPE, publicações técnicas, estudos nacionais e internacionais, informações de fabricantes, desenvolvedores, associações, instituições financeiras, seguradoras e demais agentes relacionados à cadeia de armazenamento.

Os dados declarados no Sistema AEGE serão submetidos a avaliações, comparação entre fontes e análise de representatividade. Poderão ser desconsideradas informações incompletas,

inconsistentes, duplicadas, não verificáveis ou incompatíveis com os requisitos aplicáveis ao produto ou com as bases de comparação adotadas.

A comparação dos dados observará, entre outros aspectos, a data-base, a moeda, o câmbio, a inflação, a potência instalada e a capacidade de armazenamento, os efeitos de escala, quando materialmente relevantes, a fronteira AC ou DC, o ponto de conexão e as características do sistema de interesse restrito, a abrangência do EPC, a inclusão ou não de impostos, os custos de nacionalização e a existência de sobredimensionamento ou *augmentation*.

Além da análise dos dados declarados no Sistema AEGE, a EPE utilizará referências comparativas independentes dos dados cadastrais (*benchmarks*), expressas em faixas quando aplicável, para os principais componentes técnicos e econômicos dos sistemas de armazenamento. Essas referências serão utilizadas para avaliar a consistência, a razoabilidade e a representatividade das informações cadastrais, bem como para apoiar sua normalização e eventual calibração, não constituindo, isoladamente, parâmetro automático para a definição do CMR.

A Figura 7 ilustra valores de referência (*benchmark*) de CAPEX de sistemas de armazenamento, comparando a amostra de dados declarados no Sistema AEGE (curva de distribuição em verde), com a faixa de valores obtidos de referências nacionais e internacionais (área em cinza) e valores obtidos de agentes de mercado (fabricantes e desenvolvedores) (área em laranja). Essa análise permite identificar os percentis mais representativos da distribuição. Análises semelhantes serão feitas para os custos fixos de O&M.

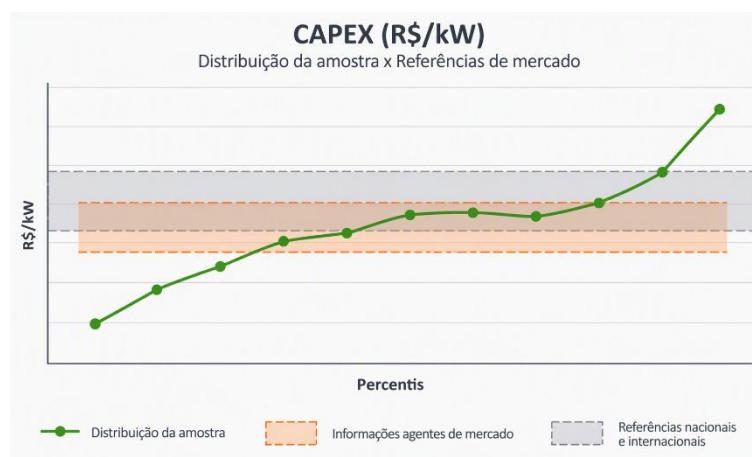


Figura 7 – Exemplo de comparação de diferentes bases de dados de CAPEX

Considerando conjuntamente as informações cadastrais submetidas à crítica e as referências comparativas construídas, a EPE poderá aplicar critérios estatísticos e técnicos para representar a dispersão das informações e reduzir o risco de subestimação ou superestimação

dos custos. A escolha dos critérios buscará preservar a representatividade das condições de mercado e reduzir a influência de observações atípicas, informações não comparáveis ou valores cuja fundamentação não seja suficientemente robusta.

Além da dispersão observada nas bases de dados, serão avaliadas as principais fontes de incertezas que possam afetar os custos, as condições de implantação dos sistemas de armazenamento compatíveis com os requisitos do certame, taxas cambiais e inflacionárias, taxas de juros, preços de equipamentos e insumos, custos logísticos, condições da cadeia de fornecimento, evolução tecnológica, condições de financiamento e alterações regulatórias e tributárias.

Essas incertezas serão tratadas por meio da construção de referências comparativas, da realização de análises de sensibilidade e da atualização das premissas até a data da elaboração do estudo para subsidiar o preço-teto do certame. Não serão incorporados prêmios genéricos ou contingências sem fundamentação técnica e vínculo verificável com os custos do empreendimento.

Serão realizadas análises de sensibilidade para avaliar o impacto das principais incertezas sobre os preços de referência. As premissas poderão ser atualizadas até a data estabelecida para o cálculo do CMR, caso surjam informações novas, verificáveis e materialmente relevantes.

Os dados individuais de natureza comercial serão tratados de forma confidencial, sendo divulgadas apenas informações agregadas ou referências públicas que não permitam identificar os respectivos fornecedores.

Em suma, os dados declarados no Sistema AEGE serão submetidos a critérios de admissibilidade, consistência, normalização, comparabilidade e representatividade. Informações incompletas, inconsistentes, duplicadas, não verificáveis ou incompatíveis com os requisitos do produto ou com as bases de comparação adotadas poderão ser desconsideradas mediante critérios objetivos e registro da respectiva justificativa técnica. Além das informações cadastrais, a EPE utilizará referências comparativas independentes para os principais componentes técnicos e econômicos dos sistemas de armazenamento, observando critérios técnicos e estatísticos compatíveis com a natureza, a dimensão e a heterogeneidade das informações disponíveis para o tratamento de valores discrepantes, a utilização dos benchmarks e o tratamento de amostras insuficientes ou excessivamente heterogêneas. A definição dos procedimentos técnicos e estatísticos aplicáveis ao tratamento das informações será fundamentada nas características e na representatividade dos dados disponíveis e registrada na documentação de aplicação da metodologia.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta Nota Técnica apresenta a arquitetura metodológica para a definição dos parâmetros e premissas utilizados na estimativa dos preços de referência e no cálculo do Custo Marginal de Referência (CMR) a ser realizado para os Leilões de Reserva de Capacidade – Armazenamento 2026.

A metodologia combina as informações dos projetos cadastrados, submetidas à análise crítica e às diligências realizadas pela EPE, com referências técnicas, comerciais e financeiras complementares e referências comparativas independentes dos dados cadastrais, observados os requisitos aplicáveis a cada produto do certame.

Esse conjunto de informações subsidia a definição e a calibração dos parâmetros utilizados na modelagem econômico-financeira por fluxo de caixa descontado. O cálculo considera, entre outros elementos, os investimentos iniciais e intermediários, os custos de operação e manutenção, as tarifas de uso da rede, os seguros, os tributos, os encargos e as condições de financiamento aplicáveis.

As estimativas resultantes da modelagem subsidiam a construção dos preços de referência utilizados pela EPE na recomendação do CMR ao MME.

A representação técnico-econômica dos sistemas de armazenamento considera a potência contratada, a capacidade de armazenamento que deverá ser efetivamente instalada, bem como os efeitos das perdas, da eficiência, do consumo interno, da degradação, do sobredimensionamento, das reposições e das estratégias de *augmentation* ao longo do período contratual.

Para os Produtos Potência Armazenamento 2028 A e B, serão consideradas as respectivas condições de financiamento, observados os requisitos de nacionalização, a elegibilidade dos componentes às linhas de crédito disponíveis e as demais características aplicáveis a cada produto. A avaliação será conduzida de forma neutra, sem pressupor previamente que determinada configuração resulte necessariamente em maior ou menor preço de referência.

As premissas e os parâmetros serão definidos com base em múltiplas fontes de informação. Os parâmetros de custos declarados pelos agentes no Sistema AEGE serão submetidos a procedimentos de crítica, normalização e comparação com referências técnicas e econômicas independentes, não constituindo, isoladamente, a base para o cálculo do CMR. Serão consideradas, quando aplicáveis, bases internas da EPE, publicações técnicas, estudos nacionais e internacionais e informações agregadas obtidas junto a fabricantes, desenvolvedores, instituições financeiras e demais agentes relacionados à cadeia de suprimento dos sistemas de armazenamento.

As premissas poderão ser atualizadas até a data estabelecida para o cálculo do CMR quando surgirem informações novas, verificáveis e materialmente relevantes ou alterações supervenientes de natureza normativa, econômica, financeira, tecnológica ou tributária. Eventuais alterações metodológicas materialmente relevantes serão expressamente registradas e tecnicamente fundamentadas.

A divulgação da arquitetura metodológica busca ampliar a transparência e a previsibilidade do processo, reduzir assimetrias de informação e permitir o aperfeiçoamento técnico da metodologia. Não integram o escopo desta Nota Técnica os valores numéricos finais dos parâmetros, os resultados das análises de sensibilidade e as memórias de cálculo cuja divulgação possa permitir a inferência do preço-teto ou revelar informações comerciais individualizadas. O documento apresenta, contudo, os procedimentos gerais utilizados para seleção, tratamento, normalização, validação e atualização das informações empregadas na modelagem.

Os dados individuais de natureza comercial serão preservados, sendo utilizadas apenas informações agregadas ou referências públicas que não permitam a identificação de fornecedores ou empreendimentos, recebendo o tratamento compatível com sua natureza e com a legislação aplicável. Serão divulgadas apenas informações em nível que não permita a identificação direta ou indireta dos respectivos agentes, empreendimentos ou fornecedores ou que não esteja sujeito a acordo de confidencialidade e sigilo celebrado pela EPE.

Eventuais aperfeiçoamentos identificados na aplicação da metodologia serão avaliados pela EPE quanto à consistência técnica, à aderência às diretrizes dos certames e aos seus efeitos sobre a representatividade e a neutralidade da metodologia.

Com base na metodologia consolidada, a EPE definirá as premissas e os parâmetros aplicáveis e realizará as estimativas dos preços de referência. Com base nesses resultados, a EPE recomendará ao Ministério de Minas e Energia os valores do Custo Marginal de Referência, cabendo ao MME sua aprovação e definição final, nos termos da regulamentação vigente.

A aplicação da metodologia consolidada será documentada em Nota Técnica específica, preservando a rastreabilidade entre a metodologia consolidada, as justificativas de eventuais aperfeiçoamentos, as premissas e os parâmetros adotados, as fontes utilizadas e os resultados a serem encaminhados ao MME.

Por se tratar da primeira contratação de reserva de capacidade por sistemas de armazenamento de energia em baterias em larga escala e de um mercado ainda em desenvolvimento no País, a experiência obtida neste processo poderá subsidiar aperfeiçoamentos metodológicos em certames futuros, considerando a evolução tecnológica,

a ampliação das bases de informação, os resultados observados e as alterações regulatórias aplicáveis.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BNDES (2025). Regulamento para Credenciamento de Baterias e Células a Combustível e Atribuição Seletiva de Conteúdo Local (ASCL) no Credenciamento FINAME - CFI do Sistema BNDES. Rio de Janeiro, RJ. Fonte: <https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/37d68816-2ed4-42a8-8ff4-e0f9fd7e58f7/Baterias+e+C%C3%A9lulas+a+Combust%C3%ADvel+e+Atribui%C3%A7%C3%A3o+Seletiva+de+Conte%C3%BAdo+Local+%28ASCL%29.pdf?MOD=AJPERES&CVID=pJqVYVC>

COLE, Wesley; RAMASAMY, Vignesh; TURAN, Merve. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2025. NREL/TP-6A40-93281

CRAMTON, P., & STOFT, S. (2007). Why We Need to Stick with Uniform-Price Auctions in Electricity Markets. Papers of Peter Cramton 07cpm.

FUGUITT, Diana; WILCOX, Shanton J. Cost-Benefit Analysis for Public Sector Decision Makers. Westport, CT: Quorum Books, 1999.

Damodaran, A. (2001). The Time Value of Money, Corporate Finance: Theory and Practice. Wiley.

GROBMAN, J. H., & CAREY, J. M. (2001). Price caps and investment: long-run effects in the electric generation industry. Energy Policy, 29.

Hawawini G, V. C. (2002). Finance for Executives, managing for value creation. Cincinnati: South-Western.

International Energy Agency (IEA). (2024). : Batteries and Secure Energy Transitions. World Energy Outlook Special Report.

IRENA, I. R. (2026). Renewable power generation costs in 2025. Abu Dhabi. Fonte: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2025_2026.pdf

KLEMPERER, Paul. What Really Matters in Auction Design. Journal of Economic Perspectives,

v. 16, n. 1, p. 169–189, 2002. DOI: 10.1257/0895330027166.

KRISHNA, V. (2002). Auction Theory. Elsevier.

LARSEN, E. R. (2004). Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy Policy*, 32.

Law, M. A. (2004). Using net present value as a decision-making tool. *Air Medical Journal*, 10.

LLOYD, D. e. (2004). Competitive Procurement and Internet-Based Auction: Electricity Capacity Option. *The Electricity Journal*, 17.

LUIZ T. A. MAURER, L. A. (2011). Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. The International Bank for Reconstruction and Development.

REGO, E. E. (2012). Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações. Tese (Doutorado em Energia) - Energia. São Paulo: Universidade de São Paulo. doi:10.11606/T.86.2012.tde-28112012-093549

Shou, T. (2022). A Literature Review on the Net Present Value (NPV) Valuation Method (Vol. 219). *Advances in Economics, Business and Management Research*.

World Bank Group. (2020). Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems. . Washington, DC.