



# GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

## **Avaliação econômico-financeira de sistemas de armazenagem por baterias: Metodologia de modelagem e aplicações em BESS fixos e móveis**

Nelson F Siffert  
Cesar Sobral  
Mauricio Moszkowicz  
João Vieira

# TDSE

## **Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 158**

Setembro de 2026  
Rio de Janeiro

# **TDSE nº 158**

## **Avaliação econômico-financeira de sistemas de armazenagem por baterias: Metodologia de modelagem e aplicações em BESS fixos e móveis<sup>1</sup>**

Nelson F Siffert FH<sup>2</sup>

Cesar Sobral<sup>3</sup>

Maurício Moszkowicz<sup>4</sup>

João Vieira<sup>5</sup>

ISBN: 978-85-7197-046-5

Rio de Janeiro

Setembro de 2026<sup>i</sup>

---

<sup>1</sup> Este TDSE é resultado direto de Projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) vinculado ao Programa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), executado em parceria pelo GESEL-UFRJ com financiamento da KARPOWERSHIP Brasil Energia (Projeto de PD&I nº 16277-2601/2026), acessível em [https://gesel.ie.ufrj.br/tipo\\_de\\_texto/textos-de-discussao-tdse/](https://gesel.ie.ufrj.br/tipo_de_texto/textos-de-discussao-tdse/). Por fim, destaca-se que as opiniões e análises desenvolvidas neste estudo são de exclusiva responsabilidade dos autores, não representando a posição das entidades e empresas citadas.

<sup>2</sup> Pesquisador Sênior do GESEL-UFRJ.

<sup>3</sup> Pesquisador Sênior do GESEL-UFRJ.

<sup>4</sup> Pesquisador Sênior do GESEL-UFRJ.

<sup>5</sup> Project Manager da KARPOWERSHIP Brasil Energia.

## Sumário

|                                                                                   |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. Introdução.....                                                                | 8  |
| 2. Fundamentos técnicos, econômicos e modelos de negócio.....                     | 11 |
| 2.1 Potência e energia: A dupla dimensão do BESS .....                            | 11 |
| 2.2 Eficiência, ciclos, degradação e reinvestimento ( <i>augmentation</i> ) ..... | 12 |
| 2.3 Três categorias de modelos de negócio .....                                   | 12 |
| 2.4 BESS como ativo de flexibilidade e empilhamento de receitas .....             | 13 |
| 2.5 LCOS: Utilidade e limites como indicador de competitividade.....              | 13 |
| 3. Metodologia de avaliação econômico-financeira .....                            | 15 |
| 3.1 Modelagem e fluxos de caixa .....                                             | 15 |
| 3.2 WACC, custo do <i>equity</i> e estrutura de capital.....                      | 16 |
| 3.3 ICSD e bancabilidade .....                                                    | 16 |
| 3.4 Determinação endógena da receita requerida.....                               | 17 |
| 3.5 Adaptação da metodologia aos diferentes modelos de negócio .....              | 18 |
| 3.6 Análise de sensibilidade e cenários .....                                     | 18 |
| 4. Estudo de caso: Aplicação da metodologia a um BESS de 30 MW/120 MWh .....      | 19 |
| 4.1 Hipóteses de contorno: LRCAP 2026 como referência .....                       | 19 |
| 4.2 Premissas técnico-operacionais .....                                          | 20 |
| 4.3 Premissas de investimento, OPEX e reinvestimento.....                         | 21 |
| 4.4 Estrutura de capital e tributação .....                                       | 22 |
| 5. Resultados e interpretação econômica .....                                     | 22 |
| 5.1 LCOS, retorno do projeto e receita de equilíbrio .....                        | 22 |
| 5.2 Retorno do acionista e restrições financeiras .....                           | 23 |
| 5.3 Simulações exploratórias de três Modelos de Negócio .....                     | 24 |
| 6. Variante de BESS móvel.....                                                    | 25 |
| 6.1 BESS móvel: Mobilidade como opção econômica .....                             | 25 |

|                                                                                |    |
|--------------------------------------------------------------------------------|----|
| 6.2 Parametrização econômica dos BESS móveis e embarcados.....                 | 26 |
| 6.3 Limitações regulatórias e aplicações fora de contratos de ponto fixo ..... | 29 |
| 7. Riscos, mitigadores e condições de bancabilidade.....                       | 30 |
| 7.1 Condições para redução sustentável da receita requerida .....              | 31 |
| 8. Considerações finais.....                                                   | 31 |
| Referências .....                                                              | 34 |
| ANEXO 1 – MODELAGEM ECONÔMICO-FINANCEIRA BESS 30 MW/120 MWH .....              | 37 |

## **Lista de Tabelas**

|                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1 - Premissas do Caso-base .....                                          | 20 |
| Tabela 2 - Resultados preliminares do Estudo de Caso. Valores arredondados.....  | 23 |
| Tabela 3 -BESS móveis (sem impostos): CAPEX e receita fixa anual.....            | 27 |
| Tabela 4 - BESS móveis (com impostos): Variação CAPEX e receita fixa anual. .... | 27 |
| Tabela 5 - BESS móveis (sem impostos): CAPEX e receita fixa anual.....           | 28 |

## **Lista de Figuras**

|                                                                                       |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 - Correlação CAPEX e receita fixa anual requerida (BESS 30MW / 120MWh). .... | 28 |
|---------------------------------------------------------------------------------------|----|

## Lista de Siglas e Abreviaturas

|                |                                                                                        |
|----------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>ANEEL</b>   | Agência Nacional de Energia Elétrica                                                   |
| <b>BESS</b>    | <i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias) |
| <b>BNDES</b>   | Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social                                   |
| <b>CAPEX</b>   | <i>Capital Expenditure</i> (despesas de capital / investimento)                        |
| <b>CRCAP</b>   | Contrato de Potência de Reserva de Capacidade                                          |
| <b>EPC</b>     | <i>Engineering, Procurement and Construction</i>                                       |
| <b>EPE</b>     | Empresa de Pesquisa Energética                                                         |
| <b>FCFE</b>    | <i>Free Cash Flow to Equity</i> (Fluxo de Caixa Livre do Acionista)                    |
| <b>FCFF</b>    | <i>Free Cash Flow to Firm</i> (Fluxo de Caixa Livre da Firma)                          |
| <b>GESEL</b>   | Grupo de Estudos do Setor Elétrico                                                     |
| <b>ICSD</b>    | Índice de Cobertura do Serviço da Dívida                                               |
| <b>II</b>      | Imposto de Importação                                                                  |
| <b>ICMS</b>    | Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços                                     |
| <b>IPCA</b>    | Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo                                          |
| <b>IPI</b>     | Imposto sobre Produtos Industrializados                                                |
| <b>IR/CSLL</b> | Imposto de Renda / Contribuição Social sobre o Lucro Líquido                           |
| <b>IRENA</b>   | <i>International Renewable Energy Agency</i>                                           |
| <b>Kd</b>      | Custo da dívida                                                                        |
| <b>Ke</b>      | Custo do capital próprio ( <i>equity</i> )                                             |
| <b>LCOS</b>    | <i>Levelized Cost of Storage</i> (Custo Nivelado da Energia Estocada)                  |
| <b>LRCAP</b>   | Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência                                   |
| <b>MME</b>     | Ministério de Minas e Energia                                                          |
| <b>NREL</b>    | National Renewable Energy Laboratory                                                   |

|                   |                                                                                        |
|-------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>NT</b>         | Nota Técnica                                                                           |
| <b>O&amp;M</b>    | Operação e Manutenção                                                                  |
| <b>ONS</b>        | Operador Nacional do Sistema Elétrico                                                  |
| <b>OPEX</b>       | <i>Operational Expenditure</i> (despesas operacionais)                                 |
| <b>PIS/COFINS</b> | Programa de Integração Social / Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social |
| <b>RF</b>         | Receita Fixa                                                                           |
| <b>RTE</b>        | <i>Round-Trip Efficiency</i> (eficiência de ciclo completo)                            |
| <b>SAC</b>        | Sistema de Amortização Constante                                                       |
| <b>SAE</b>        | Sistema de Armazenamento de Energia                                                    |
| <b>SIN</b>        | Sistema Interligado Nacional                                                           |
| <b>SPE</b>        | Sociedade de Propósito Específico                                                      |
| <b>TDSE</b>       | Texto de Discussão do Setor Elétrico                                                   |
| <b>TIR</b>        | Taxa Interna de Retorno                                                                |
| <b>TUST</b>       | Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão                                                |
| <b>VPL</b>        | Valor Presente Líquido                                                                 |
| <b>WACC</b>       | <i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Custo Médio Ponderado de Capital)             |

## 1. Introdução

A transformação da matriz elétrica brasileira vem ocorrendo em duas dimensões simultâneas: (i) expansão de fontes renováveis variáveis, sobretudo solar fotovoltaica e eólica, cuja produção é intermitente e não necessariamente coincide com a trajetória horária da carga; e (ii) mudança dos desafios diários da operação, com demanda por potência, capacidade de rampa e flexibilidade, em intervalos muito menores. Além disso, a resposta do sistema elétrico precisa ocorrer em horas, minutos e, em determinadas aplicações, segundos e a disponibilidade de energia para suprir a carga ao longo do ano não é mais suficiente para garantir a segurança de abastecimento.

Esse processo amplia o interesse por soluções de flexibilidade, entre as quais os sistemas de armazenamento de energia em baterias – usualmente designados pela sigla BESS – assumem um papel crescente, por reunirem capacidade de resposta rápida, modularidade e possibilidade de operar tanto do lado da geração (oferta) quanto da carga (demanda). Embora a maior parte das aplicações de BESS seja estacionária, também existem configurações transportáveis ou embarcadas, capazes de atender temporariamente demandas locais. A distinção entre ativo fixo e móvel acrescenta uma dimensão espacial à valoração do armazenamento. Assim, além de deslocar energia no tempo, o recurso móvel pode, em determinadas aplicações, deslocar capacidade entre pontos da rede.

Dentre as suas aplicações, os BESS podem (i) absorver energia em momentos de baixa necessidade sistêmica e injetá-la quando a potência é escassa; (ii) reduzir rampas de carga líquida; (iii) contribuir para o controle de frequência e tensão; (iv) mitigar restrições locais; (v) apoiar a restauração de redes; (vi) reduzir a energia não suprida; e (vii) ampliar a utilização de ativos de transmissão e distribuição. Seu valor econômico, portanto, não decorre de uma única funcionalidade, mas depende do serviço efetivamente prestado, da regra de despacho, do local de conexão, da intensidade de utilização, do perfil de preços e da possibilidade – ou não – de combinar diferentes fontes de receita.

Uma consequência dessa multifuncionalidade é que a análise econômico-financeira de BESS não pode ser reduzida a uma simples comparação entre preço de compra e preço de venda de energia. Em aplicações baseadas em energia, a variável crítica é o *spread* de arbitragem. Em

aplicações baseadas em potência, o valor da energia armazenada torna-se secundário e a remuneração está associada à disponibilidade de capacidade. Em aplicações mistas, o mesmo ativo combina arbitragem, serviços ancilares, capacidade, mitigação de congestionamento ou outros serviços, configurando o chamado empilhamento de receitas (*revenue stacking*). Cada arranjo, associado a um modelo de negócio, altera a unidade econômica relevante, o perfil de receitas, o risco e a forma adequada de calcular o retorno do investimento.

A análise econômico-financeira dos BESS móveis reforça essa necessidade de valoração específica. A mobilidade não deve ser tratada apenas como uma característica física ou logística, pois representa uma opção econômica. O ativo transportável tende a possuir CAPEX e OPEX superiores aos de uma instalação fixa, mas pode criar valor ao atender gargalos temporários, contingências, picos sazonais, eventos extremos ou restrições que mudam de localização ao longo do tempo. A comparação correta, portanto, não é simplesmente entre um BESS fixo de menor custo de implantação e operação e um BESS móvel com custos mais elevados; é entre os fluxos de caixa de duas alternativas que oferecem diferentes opções e serviços.

Nesse contexto, torna-se particularmente relevante a construção de modelos de viabilidade econômico-financeira específicos para sistemas baterias estacionárias. Baterias possuem duas dimensões de capacidade – potência, medida em MW, e energia, medida em MWh – e seu desempenho econômico é afetado pela duração de carga e descarga, eficiência de ciclo, estado de carga, profundidade de descarga, degradação, número de ciclos, necessidade de adicionar novos módulos para compensar a degradação (*augmentation*), disponibilidade dos inversores e modelo de operação. Além disso, o mesmo ativo pode ser avaliado por custo unitário de energia descarregada, mediante o custo nivelado da energia estocada (LCOS), por receita requerida de capacidade ou por combinação de receitas.

O objetivo deste TDSE é, portanto, apresentar uma metodologia de modelagem econômico-financeira que conecte características técnico-operacionais dos BESS à análise de indicadores sobre a atratividade da decisão de investimento e financiamento. Para tal, é necessário conjugar quatro dimensões: (i) estruturar a projeção do fluxo de caixa de um projeto de implantação (*greenfield*), com determinada capacidade, considerando o seu ciclo de vida; (ii) definir indicadores que, uma vez tratados de forma conjunta, permitam aferir a viabilidade do investimento e sua bancabilidade; (iii) determinar a receita mínima requerida pelo projeto em diferentes modelos de

negócios; e (iv) identificar as variáveis tecnológicas, financeiras, tributárias, operacionais e locacionais que mais influenciam a competitividade dos BESS.

Na modelagem, são utilizados diferentes indicadores. O LCOS é um indicador útil para comparar custos por MWh armazenado e descarregado, mas não captura isoladamente a estrutura de financiamento, a incidência tributária, as restrições de cobertura da dívida, a forma contratual de remuneração e o risco de indisponibilidade. Por isso, o indicador é utilizado em conjunto com o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) do projeto, a TIR do acionista, o custo ponderado de capital (WACC), a alavancagem financeira e o índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD). A receita requerida para manter o projeto atrativo para investidores é tratada como variável endógena à modelagem, de modo que a remuneração é ajustada até que as condições mínimas de retorno e bancabilidade sejam atendidas.

Para exercitar a metodologia, foi construído um Caso-base, hipotético, de um BESS de 30 MW/120 MWh. São utilizadas informações públicas para alimentar os *inputs* da modelagem<sup>6</sup>. Além disso, algumas condições técnico-operacionais e contratuais do LRCAP de 2026<sup>7</sup> foram adotadas como parâmetros de contorno, como, por exemplo, os requisitos de potência, duração de carga e descarga, eficiência mínima, ciclos por ano e horizonte contratual. O leilão, contudo, não constitui o objeto central deste texto, mas funciona como aplicação empírica para testar a capacidade do modelo de converter premissas técnicas e financeiras em uma receita anual mínima e, posteriormente, em um preço por unidade de potência (R\$/MW). Busca-se, assim, a realização de projeções sobre indicadores que dialogam com as condições previstas para o certame a ser realizado em dezembro de 2026.

Este TDSE está dividido em oito seções, sendo a primeira esta introdução. Na Seção 2, são apresentados os parâmetros técnicos e os principais modelos de negócio para BESS. A Seção 3 desenvolve a metodologia econômico-financeira, sendo estimada a receita mínima requerida para manter atrativo o investimento. A Seção 4 apresenta o estudo de caso e explicita as hipóteses utilizadas para parametrizá-lo, considerando as condições do LRCAP de 2026. A Seção 5 discute os resultados, enquanto a Seção 6 apresenta as sensibilidades e a variante de BESS móvel. A Seção

---

<sup>6</sup> Vide, por exemplo, IRENA (2020, 2024) e EPE (2026).

<sup>7</sup> Utilizou-se como referência a Portaria Normativa MME nº 136/2026, que estabelece as diretrizes para a realização dos Leilões de Contratação de Potência Elétrica, por meio de novos sistemas de armazenamento de energia em baterias (LRCAP de 2026).

7 trata dos riscos e condições de bancabilidade e, por fim, a Seção 8 reúne as conclusões e a agenda de aperfeiçoamento regulatórios que impactam a modelagem apresentada.

## **2. Fundamentos técnicos, econômicos e modelos de negócio**

### **2.1 Potência e energia: A dupla dimensão do BESS**

Um sistema de armazenamento não deve ser caracterizado apenas pela potência nominal. A potência, em MW, mede a capacidade instantânea de carregar ou descarregar energia, enquanto a capacidade energética, em MWh, mede o estoque utilizável. A razão energia/potência define a duração de descarga nominal do ativo, operando a plena carga. Um sistema de 30 MW/120 MWh possui duração de quatro horas, uma vez que, a princípio, pode sustentar descarga de 30 MW durante quatro horas. Essa relação é central para a economia de um projeto, considerando que os componentes associados à energia, como módulos de bateria, escalam principalmente com MWh, enquanto inversores, transformadores, subestações e parte dos equipamentos auxiliares (*balance of system*) escalam com MW.

A distinção entre energia e potência tem consequência direta sobre o CAPEX. O National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2024) ressalta que o custo dos sistemas de armazenamento deve ser decomposto entre parcela de energia, em US\$/kWh, e parcela de potência, em US\$/kW. Aumentar a duração eleva o investimento total por unidade de potência, mas pode reduzir o custo por unidade de energia instalada, porque determinados componentes são compartilhados. Assim, comparar projetos apenas por US\$/kWh pode ser inadequado quando as durações diferem. De modo equivalente, comparar apenas por US\$/kW pode ocultar a quantidade de energia que efetivamente sustenta a potência contratada.

A duração nominal, entretanto, não deve ser confundida com a energia efetivamente disponível durante toda a vida do ativo. Em baterias, as reservas operativas, a profundidade de descarga e a degradação reduzem a energia utilizável. Por isso, o modelo financeiro deve representar a capacidade nominal instalada, a capacidade contratada e a capacidade útil ao longo do tempo como grandezas distintas.

## 2.2 Eficiência, ciclos, degradação e reinvestimento (*augmentation*)

A eficiência *round-trip* (RTE) mede a razão entre a energia útil devolvida pelo sistema e a energia absorvida durante o carregamento, considerando que perdas ocorrem nos módulos, conversores, transformadores e equipamentos auxiliares. Uma RTE de 85% significa que, para entregar 1 MWh ao ponto de medição, o sistema precisa receber aproximadamente 1,176 MWh, desconsideradas outras perdas externas. Esse parâmetro afeta o custo energético do carregamento e, em modelos de arbitragem, o *spread* mínimo necessário entre compra e venda.

Outro elemento decisivo é a degradação. A capacidade útil de baterias de íons de lítio tende a se reduzir em função do tempo e da frequência dos ciclos de carga e descarga. Temperatura, profundidade de descarga, potência, estado médio de carga e estratégia de carregamento influenciam a velocidade dessa perda. Para um contrato de 15 anos, a simples instalação da capacidade inicial pode ser insuficiente para manter 30 MW/120 MWh de disponibilidade até o final. Deste modo, há três respostas usuais: (i) instalar sobredimensionamento inicial; (ii) operar com maior reserva de capacidade ao longo dos primeiros anos; e (iii) realizar a substituição parcial de módulos no decorrer do contrato (*augmentation*).

O custo de *augmentation* deve ser tratado como parte do custo de ciclo de vida. O NREL (2024), por exemplo, inclui em custos fixos de O&M uma provisão para compensar a degradação e permitir que a bateria opere na capacidade nominal durante 15 anos. A modelagem analisada neste estudo segue uma solução diferente, uma vez que adota um sobrecapacidade inicial de 10% e um reinvestimento posterior. Ambas as abordagens são conceitualmente válidas, desde que não haja dupla contagem e que o perfil de degradação esteja consistente com a garantia de disponibilidade contratada.

## 2.3 Três categorias de modelos de negócio

Para fins de modelagem, é útil organizar as aplicações de BESS em três categorias. A primeira reúne os **modelos baseados em energia**, nos quais a eletricidade é tratada como mercadoria e o armazenamento agrega valor ao carregar quando o preço ou o valor sistêmico é baixo e descarregar quando é elevado. Trata-se da lógica de arbitragem temporal, na qual eficiência, número de ciclos, custo de carregamento e *spread* de preços são determinantes.

A segunda categoria reúne as **aplicações baseadas em potência ou disponibilidade**. Nelas, o valor da energia armazenada é secundário em relação à capacidade de compensar déficits

temporários de potência, responder a rampas, manter reserva ou sustentar a rede durante intervalos definidos. A remuneração tende a assumir a forma de receita fixa, pagamento por MW disponível ou contratação de serviço. O determinante econômico passa a ser a receita anual necessária para remunerar capital, custos fixos e obrigações de performance.

A terceira categoria corresponde às **aplicações mistas, ou empilhamento de receitas**. O mesmo ativo combina **receitas de energia e potência** com serviços ancilares, controle de frequência, alívio de congestionamento, suporte de tensão, resiliência ou outros serviços. O empilhamento (*revenue stacking*) tende a elevar a utilização econômica do capital, mas depende de regulação do setor elétrico, que permita a prestação simultânea ou sequencial de serviços e defina a prioridade de despacho em momentos eventuais de conflitos entre obrigações.

## **2.4 BESS como ativo de flexibilidade e empilhamento de receitas**

Em mercados de energia maduros, baterias podem combinar receitas de capacidade, arbitragem, frequência, reserva, controle de tensão, congestionamento e serviços de rede<sup>8</sup>, constituindo o empilhamento de receitas. A lógica econômica é simples: o ativo possui alto custo fixo, baixa utilização física relativa e resposta rápida. Portanto, permitir que a mesma infraestrutura preste diferentes serviços em períodos não conflitantes tende a elevar a produtividade do capital.

A lógica econômica é particularmente importante para os BESS, pois o ativo apresenta um custo fixo elevado e um custo marginal físico relativamente baixo, embora a utilização adicional possa acelerar degradação. Assim, permitir que a mesma infraestrutura preste serviços não conflitantes aumenta a produtividade do capital. Em contrapartida, contratos de disponibilidade podem reservar uma parcela ou a totalidade da flexibilidade ao contratante, reduzindo a possibilidade de receitas adicionais. O modelo deve, portanto, explicitar quais receitas são permitidas e quais usos estão implicitamente remunerados pela receita principal.

## **2.5 LCOS: Utilidade e limites como indicador de competitividade**

O custo nivelado da energia estocada (*Levelized Cost of Storage* – LCOS) busca expressar o custo presente de armazenar e devolver energia ao longo da vida econômica do ativo. Em sua forma mais geral, o numerador inclui CAPEX, OPEX, reposições, custos de carregamento, tributos

---

<sup>8</sup> Vide experiências do Reino Unido e Califórnia em Pires da Ponte *et al.* (2025), Academia Green Energy.

e demais dispêndios, descontados a uma taxa coerente com o risco<sup>9</sup>. O denominador contém a energia útil descarregada, também descontada. Para aqueles que se sentem desconfortáveis em descontar uma quantidade e não um valor, uma metodologia alternativa é considerar o preço de equilíbrio em uma projeção de fluxo de caixa quando se tem a igualdade entre o custo de capital e a taxa interna de retorno ( $WACC=TIR$ )<sup>10</sup>.

O LCOS é normalmente expresso em R\$/MWh ou US\$/MWh, representando o custo unitário da energia descarregada ao longo da vida útil do ativo, necessário para recuperar todos os custos considerados. A grande vantagem do LCOS é permitir a comparação entre hipóteses de CAPEX, eficiência, número de ciclos e custo de energia. Quanto maior a utilização anual, mais MWh são produzidos pelo mesmo ativo e menor tende a ser a parcela fixa de custo por MWh. A relação, entretanto, não é linear, tendo em vista que uma maior ciclagem pode acelerar a degradação e antecipar a reposição de ativos (*augmentation*). A comparação de LCOS entre estudos requer atenção aos valores que são atribuídos quando se estima o CAPEX e OPEX para o sistema de baterias. Assim, incluir ou excluir o custo de carregamento, a conexão, os tributos e as reposições altera substancialmente o resultado.

Observa-se que o LCOS deve ser interpretado como uma métrica de custo econômico-operacional, e não como um preço universal de venda. Em aplicações de potência, dois BESS com a mesma capacidade contratada e a mesma receita anual podem apresentar LCOS diferentes se forem despachados com frequências distintas.

A queda dos custos das baterias fortalece a competitividade do armazenamento. A IRENA (2025) reporta uma redução de 93% no custo instalado de BESS de grande escala entre 2010 e 2024, alcançando uma média global de, aproximadamente, US\$ 192/kWh, em 2024. Ao mesmo tempo, o NREL utiliza 85% como eficiência *round-trip* representativa e cerca de um ciclo diário como referência para sistemas de quatro horas. Esses parâmetros internacionais são úteis como *benchmark*, mas a decisão de investimento no Brasil depende de custos locais de importação ou nacionalização, conexão, uso da rede, financiamento, tributação, requisitos de *grid-forming* e risco regulatório.

---

<sup>9</sup>  $LCOS = [\sum_t (CAPEX_t + OPEX_t + Reinvest_t + Cargat + Tributost)/(1+WACC)^t] / [\sum_t Edesc,t/(1+WACC)^t]$ .

<sup>10</sup> A consultoria inglesa Lazard é especializada, entre outros atributos, em divulgar periodicamente o custo nivelado de diversas fontes de energia, fazendo uso de modelagens com base metodológica em projeção de fluxo de caixa, onde a  $TIR=WAAC$ . Vide: <https://www.lazard.com/news-announcements/lazard-releases-2026-levelized-cost-of-energy-plus-report-pr/>.

### 3. Metodologia de avaliação econômico-financeira

#### 3.1 Modelagem e fluxos de caixa

A metodologia tem por base o fluxo de caixa descontado do projeto, organizada nos seguintes módulos: (i) premissas técnico-operacionais; (ii) investimento e reposições; (iii) custos operacionais; (iv) receitas; (v) financiamento; (vi) tributação; (vii) indicadores de retorno; (viii) bancabilidade; e (ix) sensibilidades. Essa arquitetura permite alterar o modelo de negócio sem reconstruir integralmente os pressupostos. Os aspectos técnico-operacionais definem o que o ativo pode entregar como potência e energia, em MW e MWh, a dimensão econômica transforma desempenho em custos, seja de CAPEX ou de OPEX, e define as condições contratuais das receitas, ao passo que a dimensão financeira distribui os fluxos entre financiadores e acionistas. Essas variáveis operam tendo como pano de fundo o marco regulatório.

O princípio é que o valor do projeto decorre dos fluxos futuros de caixa e do WACC dos recursos necessários para financiá-lo. Dois fluxos devem ser construídos: o Fluxo de Caixa Livre da Firma, antes do serviço da dívida, e Fluxo de Caixa Livre do Acionista, após juros e amortizações.

O FCFF é utilizado para calcular o valor presente líquido e a taxa interna de retorno<sup>11</sup> do projeto. A taxa de desconto adequada é o WACC, que combina custo de capital próprio e custo da dívida. O FCFE, por sua vez, representa o caixa residual do acionista e deve ser confrontado com o custo do *equity*. Essa distinção ocorre em projetos alavancados. Um empreendimento pode ter TIR do projeto ligeiramente superior ao WACC e, ainda assim, não remunerar o acionista no nível requerido, especialmente se o custo e o perfil de amortização da dívida comprimirem o fluxo de caixa nos primeiros anos.

Para a decisão de investimento, a condição mínima de viabilidade econômica é o VPL do projeto maior ou igual a zero, ou, de forma equivalente em um fluxo convencional, a TIR do projeto maior ou igual ao WACC. A condição financeira do acionista requer TIR do *equity* maior ou igual ao  $K_e$ . Em *project finance*, adiciona-se ainda a restrição do índice de cobertura do serviço da dívida. Assim, o *bid* mínimo não deve ser determinado por um único indicador.

---

<sup>11</sup>  $WACC = K_e \times E/(D+E) + K_d \times (1-T) \times D/(D+E)$

$VPL = \sum_t FCFF_t / (1+WACC)^t$

### 3.2 WACC, custo do *equity* e estrutura de capital

O custo do *equity* deve refletir o retorno requerido pelo acionista para o risco residual do empreendimento, enquanto o custo da dívida incorpora taxa, prazo, garantias e benefício tributário quando aplicável. A alavancagem não é apenas uma decisão de *funding*, ela altera a distribuição de risco e pode aumentar ou reduzir a TIR do acionista dependendo da diferença entre o retorno do projeto e o custo efetivo da dívida. O WACC sintetiza o custo médio ponderado das fontes de capital, sendo a taxa de desconto utilizada no FCFF.

Destaca-se que a alavancagem produz dois efeitos opostos: (i) reduz o capital próprio necessário; e (ii) pode elevar a TIR do acionista, quando o retorno do projeto é suficientemente superior ao custo da dívida. Porém, a alavancagem aumenta as obrigações fixas e pode elevar o risco de liquidez. Em um BESS remunerado por receita fixa de longo prazo, a previsibilidade contratual tende a favorecer o *project finance*. Por outro lado, incertezas regulatórias, o risco de performance e a degradação podem levar financiadores a exigir *covenants*<sup>12</sup> mais conservadores (ICSD>1,30), como será visto a seguir, reservas para reposição de ativos (*augmentation*) e testes de disponibilidade.

O risco percebido pelos credores pode ser mitigado com a constituição de conta-reserva do serviço da dívida, garantias de performance do fornecedor e contratos de O&M de longo prazo. Portanto, a estrutura de financiamento não deve ser tratada apenas como uma consequência da viabilidade, sendo uma variável que altera o *bid*. Um projeto com dívida com custo financeiro mais baixo e prazo mais longo pode aceitar uma receita fixa menor, enquanto um projeto financiado predominantemente por *equity* exige uma maior remuneração anual.

### 3.3 ICSD e bancabilidade

O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida mede a relação entre o caixa disponível para o pagamento da dívida e o serviço de juros e principal. Em termos simplificados, um ICSD igual a 1,30 significa que, no período considerado, o projeto gera caixa equivalente a 130% da obrigação financeira. Bancos normalmente exigem uma margem acima de 1,3 para absorver variações de

---

<sup>12</sup> *Covenants* são obrigações estabelecidas pelos credores nos contratos de financiamento, fazendo uso, na maioria dos casos, de indicadores econômico-financeiros, como o índice de capitalização (PL/AT) ou o índice de cobertura do serviço da dívida (Ebtida/serviço da dívida), entre outros. Esse mecanismo visa monitorar o risco associado à operação de financiamento e o seu descumprimento caracteriza um inadimplemento contratual, que deve ser sanado ou ensejará o vencimento antecipado da dívida, com a possibilidade de execução das garantias.

desempenho e receita, porém o valor mínimo contratualmente exigido depende da tecnologia, do risco do contrato, do prazo e da estrutura de garantias.

O ICSD deve ser avaliado ao longo de toda a vida da dívida, com base no fluxo de caixa anual, não de forma acumulada ano a ano. Um projeto pode apresentar um VPL positivo e ainda assim ser incapaz de suportar o serviço da dívida em determinados anos, especialmente quando há reinvestimentos importantes, degradação acelerada ou períodos de carência curtos. Por isso, a modelagem deve identificar o ICSD mínimo e, quando aplicável, indicadores de cobertura da dívida, reservas e *covenants*.

Dada a receita projetada, usualmente é o ICSD que define a alavancagem do projeto, ou seja, a relação entre recursos próprios e de terceiros. A alavancagem, por sua vez, é um dos fatores a determinar o WACC. Há, portanto, uma interação entre os indicadores que, na modelagem desenvolvida, por aproximações sucessivas, convergem para as condições mínimas de equilíbrio, definindo obrigações (*covenants*) contratuais.

### 3.4 Determinação endógena da receita requerida

A **variável endógena** central da metodologia é a **receita fixa requerida** pelo projeto. Em vez de assumir exogenamente um preço de venda e apenas calcular a TIR resultante, o modelo resolve o problema inverso: qual receita anual, tarifa, *spread* de compra e venda de energia ou combinação de receitas torna o projeto economicamente e financeiramente aceitável? O procedimento pode ser implementado por busca interativa, usando mecanismo de alcançar meta (*goal seek*) ou otimização.<sup>13</sup>

É útil distinguir três conceitos. A **receita de equilíbrio econômico** é aquela que produz um VPL do projeto igual a zero na taxa WACC. A **receita financeira** mínima é a menor que, além do equilíbrio do projeto, assegura retorno do acionista e cobertura da dívida. A **receita competitiva** é

---

<sup>13</sup> Os passos metodológicos são: (i) construir o cronograma de CAPEX, incluindo equipamentos, EPC, conexão, contingências, impostos, sobredimensionamento, reinvestimento e demais custos de implantação; (ii) projetar OPEX, seguros, uso da rede, gestão, energia de carregamento, quando aplicável, descomissionamento e reinvestimentos necessários para manter a capacidade e a eficiência; (iii) definir estrutura de capital, cronograma de desembolso, carência, amortização, juros, reservas, garantias e parâmetros tributários; (iv) projetar receitas conforme o modelo de negócio arbitragem, receita fixa de capacidade, serviços ou combinações permitidas; e (v) resolver a receita mínima que leva o VPL do projeto a zero à taxa WACC e verificar simultaneamente TIR do acionista  $\geq K_e$  e ICSD mínimo compatível com o *covenants* contratuais.

aquela efetivamente ofertada ou negociada no mercado. Destaca-se que, quando as restrições produzem pisos diferentes, a decisão de investimento deve **respeitar a maior delas**.

### 3.5 Adaptação da metodologia aos diferentes modelos de negócio

No **modelo de arbitragem**, a variável a ser obtida (*output*) é o **spread mínimo** entre preço de compra e preço de venda de energia, ou o preço médio mínimo de descarga para determinada trajetória de preços de carregamento. No **modelo de potência**, a variável é a **receita fixa anual** ou o preço por MW de disponibilidade. Em **modelos mistos**, a metodologia calcula quanto **uma fonte de receita pode reduzir a remuneração requerida da outra**, preservando o retorno-alvo. Essa estrutura torna o modelo útil para comparar alternativas contratuais sem confundir unidades econômicas diferentes.

A mesma lógica se aplica à mobilidade. O **BESS móvel** deve ser modelado como um caso próprio, com CAPEX, OPEX e cronograma logístico específicos. O benefício da mobilidade pode entrar como receita incremental, custo evitado, prêmio locacional ou **valor de opção associado à realocação**. O objetivo é estimar quanto valor adicional a mobilidade precisa gerar para compensar seu custo incremental em relação ao BESS fixo.

### 3.6 Análise de sensibilidade e cenários

A incerteza de projetos de BESS recomenda abandonar a ideia de um único resultado determinístico. A análise deve produzir ao **menos três cenários – conservador, base e favorável** – e sensibilidades individuais. As variáveis mais relevantes são CAPEX total, custo de reposição, eficiência, ciclos, degradação, custo do capital, alavancagem, prazo da dívida, encargos de uso da rede e custo de conexão. Para o LRCAP, devem ser acrescentadas hipóteses de penalidade por indisponibilidade e disponibilidade técnica efetiva.

A **sensibilidade do CAPEX** é particularmente importante, porque a tecnologia apresenta uma curva de aprendizado rápida, como observado por IRENA (2025), que identifica uma queda expressiva dos custos instalados na última década. Entretanto, as referências de preços internacionais apresentados pela literatura a respeito de BESS muito provavelmente não são equivalentes ao que se observa no mercado brasileiro quando se estima o CAPEX, devido a aspectos específicos do mercado e da infraestrutura onde se situa o projeto. Assim, logística, câmbio, tributos, conteúdo nacional, EPC e equipamentos exigidos para conexão com a rede podem

produzir diferenças relevantes. Por isso, o **modelo deve buscar capturar os custos e condições financeiras locais**.

O WACC também merece um tratamento que considere diferentes cenários e taxa livre de risco, prêmio de risco Brasil, beta setorial, custo da dívida e estrutura de capital são variáveis. A taxa de desconto é uma das premissas mais sensíveis em projetos de infraestrutura. Para armazenamento, estando a tecnologia ainda em fase de consolidação regulatória, o prêmio de risco pode ser reduzido com a realização dos primeiros certames e a formação de um histórico de performance, mas também pode aumentar em cenários de juros reais elevados ou incerteza cambial.

Além de sensibilidades univariadas, recomenda-se **construir cenários** – conservador, base e favorável – **combinando hipóteses** de CAPEX, WACC, câmbio, degradação, custo de reposição, tributação e utilização. Em versão mais avançada, essas incertezas podem ser tratadas probabilisticamente pelo método Monte Carlo.

#### **4. Estudo de caso: Aplicação da metodologia a um BESS de 30 MW/120 MWh**

##### **4.1 Hipóteses de contorno: LRCAP 2026 como referência**

O estudo de caso foi construído para testar a metodologia em uma configuração mais aderente às condições do mercado nacional. Para tornar o exercício comparável a uma aplicação real de receita fixa no Brasil, algumas **diretrizes do LRCAP de 2026** são utilizadas como hipóteses de contorno. Elas definem **escala, duração, eficiência, ciclagem, horizonte contratual e forma de remuneração**. Desse modo, essas diretrizes permitem avaliar a consistência da modelagem e estimar a receita requerida mínima para manter atrativo o investimento, uma vez que venha se sagrar, hipoteticamente, vencedor no leilão, estabelecendo um contrato de prestação de serviços de capacidade, com receita fixa com 15 anos de duração.

Buscando o alinhamento às condições do LRCAP, adotou-se como capacidade do BESS 30 MW/120 MWh, com quatro horas de duração. Outras condições aderentes ao LRCAP 2026 foram utilizadas, como eficiência total mínima de 85%, recarga completa em até seis horas, limite de até 366 ciclos completos anuais e horizonte contratual de 15 anos. Os parâmetros apresentados no Tabela 1 foram incorporados ao Caso-base.

**Tabela 1 - Premissas do Caso-base.**

| Parâmetros de referência       | Hipótese do caso         | Implicação para a modelagem                            |
|--------------------------------|--------------------------|--------------------------------------------------------|
| Potência / Energia             | 30 MW/120 MWh            | Escala (capacidade) do Caso-base                       |
| Duração de descarga            | 4 h                      | 120 MWh para 30 MW                                     |
| Eficiência (RTE)               | 85%                      | Perdas, carregamento e margem técnica                  |
| Recarga                        | ≤ 6 h                    | Dimensionamento de potência de carga                   |
| Ciclos/ano                     | 347 ciclos/ano           | 1 ciclo completo/dia e 12 dias/ano manutenção (95% FC) |
| Horizonte                      | 15 anos                  | Fluxo de caixa e reinvestimento                        |
| Remuneração                    | Receita fixa anual       | Variável endógena na modelagem                         |
| Potência Nominal / Energia     | 33 MW/132 MWh            | Não reduz a 0% a carga                                 |
| Sobrecapacidade programada     | 10%                      | CAPEX calculado sobre 120 MWh                          |
| Indicador CAPEX (sem impostos) | 250                      | US\$/kWh                                               |
| CAPEX Total                    | R\$ 166,65 milhões       | US\$ 250/kWh; R\$ 5,05/US\$                            |
| Reinvestimento                 | R\$ 49,995 milhões       | 30% do CAPEX                                           |
| Alavancagem Dívida / Equity    | 50% / 50%                | R\$ 83,325 milhões cada                                |
| Kd / Ke / WACC / TIR           | 10,50% / 13,19% / 11,85% | Premissas da modelagem                                 |
| Prazo da projeção              | 15 anos                  | Vida econômica do estudo de caso                       |

Fonte: Elaboração própria, com uso da Plataforma H2GLab / GESEL.

## 4.2 Premissas técnico-operacionais

No Caso-base, são previstos 10% de sobrecapacidade, elevando a capacidade nominal instalada considerada no investimento para 33 MW/132 MWh, enquanto a profundidade de descarga implícita é de, aproximadamente, 90,9%. Tecnicamente, não é desejável que a carga da bateria seja zerada e, como o compromisso contratual é ofertar 100% da capacidade associada à capacidade de 30 MW/120MWh, optou-se na modelagem em considerar um percentual de sobrecapacidade.

A eficiência (RTE) é de 85%, compatível com o requisito mínimo do LRCAP e com o valor representativo adotado pelo NREL para sistemas de quatro horas. Já a hipótese operacional é de ciclos em 95% dos dias, o que equivale a 346 ciclos completos por ano. A descarga de 4 horas por dia proporciona uma injeção total de energia na rede no primeiro ano de 41.610 MWh. A energia necessária para carregamento, a 85% de eficiência, é aproximadamente 48.953 MWh.

O número de ciclos é compatível com o limite anual de 366 ciclos completos previsto na Portaria MME nº 136/2026. A hipótese não explora a possibilidade de dois ciclos no mesmo dia, mas se aproxima de um ciclo diário na maior parte do ano. Isso torna o Caso-base relativamente intenso em ciclagem e reforça a necessidade de provisionar reposições. A vida útil indicada com 4.000 ciclos é cerca de 11,5 anos, inferior ao contrato de 15 anos, o que explica a presença de reinvestimento ao longo do horizonte.

#### 4.3 Premissas de investimento, OPEX e reinvestimento

O CAPEX total do Caso-base, incluindo não apenas os módulos das baterias, mas toda a infraestrutura requerida para sua operação, como conexão à rede, pavimentação, entre outros, é estimado em R\$ 166,65 milhões (preços de maio de 2026). Neste caso, não está considerada a incidência de impostos diretos. O pressuposto utilizado é de US\$ 250/kWh<sup>14</sup>. Quando ao CAPEX do BESS é acrescentada a grade de impostos<sup>15</sup>, o indicador eleva-se 72%, atingindo R\$ 60,88 milhões ou US\$ 432/kWh. A taxa de câmbio utilizada foi de R\$ 5,05/US\$ e a capacidade, considerando a sobrecarga, atinge 132 MWh, o que impacta o investimento total<sup>16</sup>. Essa consistência é relevante, porque mostra que o sobredimensionamento de 10% está incorporado ao CAPEX, e não apenas à operação.

O OPEX considerado é relativamente enxuto: O&M fixo de 0,2% do CAPEX, despesas administrativas de 0,1% e seguro de 0,5%, totalizando 0,8% do CAPEX ao ano antes de encargos e uso de rede. A modelagem também considera um encargo setorial de R\$ 90/MWh sobre a energia consumida e uma TUST de carregamento de R\$ 3,38/kW/mês. Como *benchmark*, o NREL (2024) utiliza um custo fixo de O&M equivalente a 2,5% do CAPEX em US\$/kW, incluindo *augmentation* para manutenção da capacidade ao longo de 15 anos. A diferença de escopo mostra que a comparação de percentuais isolados pode ser enganosa e, no modelo proposto neste artigo, parte do custo de reposição aparece separadamente como reinvestimento.

O reinvestimento previsto é de R\$ 49,995 milhões (sem impostos) e R\$ 86,7 milhões (com impostos), equivalente a 30% do CAPEX inicial, previsto para ocorrer no décimo primeiro ano de

---

<sup>14</sup> Vide EPE (2025), Academia Green Energy (2025) e Lazard (2026).

<sup>15</sup> Os impostos diretos que incidentes sobre o BESS são 20% de ICMS, 11,25% de IPI, 11,75% de PIS/CONFINS e 18% de II. No caso de equipamentos montados no Brasil, não há incidência direta do II. Vide EPE (2025).

<sup>16</sup>  $132.000 \text{ kWh} \times \text{US\$ } 250/\text{kWh} \times \text{R\$ } 5,05/\text{US\$} = \text{R\$ } 166,65 \text{ milhões}$ .

operação. A premissa é coerente com a constatação de que 4.000 ciclos de vida útil não cobrem 15 anos a 346 ciclos anuais.

#### 4.4 Estrutura de capital e tributação

A estrutura de capital representado no Quadro de Usos e Fontes do projeto é de 50% *equity* e 50% dívida, com R\$ 83,325 milhões de cada fonte. A dívida<sup>17</sup> principal possui um custo anual real de 10,5%, três anos de carência e amortização em 12 anos pelo sistema SAC. Além disso, o custo do *equity* ( $K_e$ ) utilizado é 13,19%, considerando uma taxa livre de risco de 8% e um prêmio de risco de 5,19%. O WACC, por sua vez, é 11,85%.

A modelagem adota uma tributação simplificada em relação à operação do BESS, com PIS/COFINS de 3% e IR/CSLL de 15% sobre a base de lucro bruto considerada. Esses parâmetros têm a natureza de estudo de caso e não substituem um levantamento específico do custo de capital de determinado investidor e uma análise tributária da SPE do projeto.

### 5. Resultados e interpretação econômica

#### 5.1 LCOS, retorno do projeto e receita de equilíbrio

As projeções realizadas apontam para o Caso-base, em um cenário em que não se considera os impostos diretos sobre o BESS, a estimativa do LCOS de R\$ 796/MWh sob a condição declarada de que a TIR do projeto se iguale ao WACC. A TIR do projeto calculada é 11,862%, praticamente igual ao WACC de 11,846%. Isso caracteriza uma situação de equilíbrio econômico, já que o valor presente do projeto é próximo de zero na taxa de desconto adotada e a receita foi calibrada para remunerar o capital sem excedente econômico significativo. Destaca-se que não foi considerado o custo com energia no carregamento e a receita por ocasião da injeção na rede, condição aderente ao LRCAP.

A receita bruta fixa anual associada ao primeiro ano de operação é R\$ 33,12 milhões. Para um projeto de 30 MW/120 MWh, esse valor corresponde a, aproximadamente, R\$ 1,104 milhão/MW/ano. Em unidade mensal equivalente, são cerca de R\$ 92,0/kW/mês. Como o LRCAP utiliza R\$/MW/ano para comparação, o primeiro indicador é a referência mais diretamente associado às condições do leilão. Caso se considere o CAPEX do BESS de US\$ 430/kW, ou seja,

---

<sup>17</sup> Para efeitos da estimativa do custo financeiro das dívidas de longo prazo, foram consideradas as condições praticadas no primeiro trimestre de 2026 pelo BNDES e pelas emissões de debêntures incentivadas de infraestrutura no segmento de energia elétrica. Vide <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/guia-do-financiamento>.

com um aumento de 72% com a incidência de impostos, a receita fixa anual eleva-se para R\$ 60,88 milhões.

O resultado deve ser interpretado como uma aplicação da metodologia, e não como uma previsão de lance (*bid*) no leilão. A receita anual é aquela que emerge das premissas do Caso-base e do critério de equilíbrio econômico adotado. Alterações em CAPEX, câmbio, financiamento, depreciação, tributação, disponibilidade ou custos de conexão modificam diretamente esse valor. A Tabela 2 apresenta esses resultados preliminares.

**Tabela 2 - Resultados preliminares do Estudo de Caso. Valores arredondados.**

| Resultado preliminar                  | Valor                   |
|---------------------------------------|-------------------------|
| LCOS                                  | R\$ 796/MWh             |
| Receita anual de equilíbrio econômico | R\$ 33,12 milhões/ano   |
| Receita equivalente por potência      | R\$ 1,104 milhão/MW/ano |
| TIR do projeto                        | 11,86%                  |
| TIR do acionista                      | 11,40%                  |
| WACC                                  | 11,85%                  |
| Ke                                    | 13,19%                  |

Fonte: Elaboração própria, com uso da Plataforma H2GLab / GESEL.

## 5.2 Retorno do acionista e restrições financeiras

Há, contudo, duas ressalvas a serem destacadas. A primeira diz respeito à depreciação do ativo. A receita fixa do Contrato de Potência de Reserva de Capacidade, segundo a Portaria MME nº 136/2026, não deve diminuir automaticamente com a depreciação do equipamento, tendo em vista que ela remunera a disponibilidade de potência, sujeita a abatimentos por desempenho. O LCOS é apropriado a uma modelagem de arbitragem ou de preço por MWh, mas não representa integralmente o contrato de capacidade, cuja receita não depende da quantidade de MWh injetados. O modelo separa os dois módulos: (i) módulo LCOS, que mede o custo por MWh; e (ii) módulo LRCAP, em que RF é uma variável contratual independente do volume anual de energia, desde que a disponibilidade seja mantida. Entretanto, em condições econômicas e operacionais semelhantes, é de se esperar que a receita anual projetada seja muito próxima em ambos os módulos, dado que o custo de capital é o mesmo.

Outra ressalva emerge da **TIR do acionista**. O modelo calcula 11,40%, inferior ao  $K_e$  de 13,19%. Logo, embora a TIR do projeto esteja praticamente igual ao WACC, o acionista não atinge sua taxa requerida, o que indica que R\$ 1,104 milhão/MW/ano pode ser considerado um *bid* econômico de equilíbrio, mas não necessariamente um *bid* financeiro mínimo. Para um investidor que exija  $K_e$  de 13,19%, a RF deveria ser elevada ou a estrutura de financiamento aprimorada.

Esse resultado evidencia a **diferença entre viabilidade econômica e viabilidade financeira para o investidor**. Igualar a TIR do projeto e o WACC é uma condição de equilíbrio do ativo, mas não assegura, por si só, que a estrutura de dívida e o fluxo residual ofereçam ao acionista o retorno requerido. A metodologia deve, portanto, resolver também a receita associada à condição TIR do *equity* =  $K_e$  e confrontá-la com o piso imposto pelo ICSD.

### 5.3 Simulações exploratórias de três Modelos de Negócio

As simulações realizadas comparam **três modelos de negócio — arbitragem, receita fixa e empilhamento de receitas**.

Na configuração baseada exclusivamente em **arbitragem**, a simulação indica que a necessidade de recuperar o investimento apenas pelo *spread* de energia produz preços mínimos de descarga muito elevados. Sem a incidência dos impostos considerados naquela rodada, o preço de venda requerido alcança aproximadamente R\$ 984/MWh, correspondente ao *spread* de 1.561% em relação a uma compra a R\$ 59/MWh. Com a carga tributária então utilizada, o preço mínimo sobe para aproximadamente R\$ 1.538/MWh e o *spread* para 2.496%. O resultado reforça que, sob a utilização próxima de 347 ciclos anuais, a **arbitragem é insuficiente** para sustentar o investimento para os níveis de CAPEX considerados e as condições apresentadas no mercado de energia no Brasil, onde não se verificam *spreads* intradiários tão significativos.

No **modelo de receita fixa**, a mesma rodada produziu receitas anuais de equilíbrio de aproximadamente R\$ 37,9 milhões para o BESS sem impostos e R\$ 60,8 milhões para o caso com impostos. Já no modelo de empilhamento, admitindo compra e venda de energia entre R\$ 59/MWh e R\$ 288/MWh, a receita variável anual estimada com **arbitragem foi de cerca de R\$ 12,0 milhões. Em termos econômicos, essa receita adicional permitia reduzir em magnitude semelhante a receita fixa requerida**. Portanto, o exercício ilustra um resultado metodológico geral: sempre que receitas adicionais forem contratualmente permitidas e não conflitarem com a obrigação principal de disponibilidade, elas podem reduzir a remuneração fixa necessária para

atingir o retorno-alvo. Em um ambiente competitivo é de se esperar que esse processo venha ocorrer.

Destaca-se que os resultados obtidos devem ser lidos como projeções exploratórias, e não como preços de referência do mercado ou do LRCAP. A comparação entre as projeções evidencia justamente a sensibilidade do *bid* às hipóteses de CAPEX, impostos, custo de capital e direitos sobre a energia utilizada no carregamento e descarregamento.

## 6. Variante de BESS móvel

### 6.1 BESS móvel: Mobilidade como opção econômica

Sistemas móveis de armazenamento em baterias combinam baterias com plataformas transportáveis, normalmente caminhões ou carretas, com módulos relocáveis. É possível também considerar **soluções embarcadas**, proporcionando a conexão em subestações próximas aos portos.

A literatura identifica duas fontes principais de valor. A primeira é a **resiliência**, tendo em vista que o ativo pode ser repositado ou deslocado para áreas afetadas por eventos extremos e alimentar cargas críticas. A segunda é a **flexibilidade espacial**, uma vez que o mesmo capital pode atender diferentes restrições de rede ao longo do tempo, reduzindo a ociosidade de um recurso fixo quando o gargalo migra de localização.

Os benefícios do BESS móvel podem ser agrupados em quatro aplicações práticas: (i) atendimento de demanda sazonal em regiões com gargalos temporários de transmissão; (ii) uso transitório até a entrada em operação de reforços de rede; (iii) mitigação de cortes (*curtailments*) de geração renovável variável em áreas nas quais seja possível conectar e deslocar o ativo; e (iv) atuação como reserva (*back-up*) em eventos ou contingências que exijam um nível de segurança superior ao padrão. Essas aplicações não têm o mesmo valor econômico e devem ser modeladas em estudos posteriores de forma separada, já que algumas geram receita, outras evitam custos e outras produzem valor de resiliência.

Do ponto de vista econômico, tanto o **BESS móvel quanto o embarcado tendem a apresentar um CAPEX superior ao fixo**, porque requer uma estrutura mecânica (carretas ou embarcações), conectores, sistemas adicionais de proteção, padronização de interfaces e logística de transporte. O OPEX também aumenta com movimentação, autorizações portuárias e navais, inspeção, seguro e equipe. A contrapartida, contudo, é uma **opção real de relocação** e, em

ambientes em que o valor locacional varia no tempo, essa opção pode elevar a receita ou evitar investimentos permanentes em infraestrutura.

A experiência de estudos de BESS móveis e embarcados sugere que a mobilidade precisa ser valorada explicitamente, pois soluções concebidas como móveis podem, na prática, permanecer longos períodos em um mesmo local se não houver remuneração ou economia associada ao deslocamento. Nesse caso, o empreendedor suporta o custo adicional da transportabilidade sem capturar o benefício econômico correspondente. A metodologia deve, portanto, transformar a mobilidade em variável mensurável do fluxo de caixa.

Entre os benefícios potenciais estão o atendimento a picos sazonais de carga, o alívio temporário de gargalos até a entrada em operação de reforços de transmissão ou distribuição, a redução de energia não suprida em contingências, o apoio a eventos que exigem segurança adicional, o aproveitamento de geração renovável sujeita a restrições e a prestação de serviços em diferentes pontos ao longo da vida do ativo. A materialização desses benefícios, porém, depende de regras de acesso, logística, padronização de conexão e remuneração compatíveis.

## 6.2 Parametrização econômica dos BESS móveis e embarcados

Como exercício de sensibilidade, a estimativa de valoração dos **BESS móveis e embarcados considerou um prêmio** (adicional de custo) de CAPEX do sistema móvel em relação ao fixo e um **OPEX maior**, associado a deslocamentos periódicos. Esses valores devem ser entendidos como faixas exploratórias, não como parâmetros determinísticos das condições do mercado nacional. O ponto metodológico relevante é criar uma curva de indiferença. Assim, para cada acréscimo de CAPEX e OPEX, calcula-se qual receita incremental, custo evitado ou benefício locacional é necessário para manter os indicadores de retorno do caso fixo.

A partir da receita requerida do BESS fixo definida para o Caso-base, acrescentam-se os custos específicos da mobilidade – estrutura mecânica (carreta ou embarcação), transporte, conexões, inspeções, seguro e eventuais períodos de indisponibilidade. A seguir, busca-se identificar a receita adicional que iguala o VPL, a TIR do acionista e a cobertura na configuração do BESS móvel. O resultado representa o valor mínimo anual que a mobilidade deve gerar para ser economicamente justificável.

A apresentação do BESS móvel, considerando tanto aplicações terrestres quanto embarcadas, permite quantificar essa curva de indiferença em uma faixa exploratória. Para o

sistema de 30 MW/120 MWh, foi considerado um custo excedente de CAPEX móvel entre 5% e 25% em relação ao BESS fixo, além de uma hipótese logística de um deslocamento a cada três anos, com custo adicional de OPEX de US\$ 2 milhões por movimentação. Sem impostos, o CAPEX unitário móvel varia de, aproximadamente, US\$ 262/kWh a US\$ 312/kWh e, na simulação com os impostos inclusos, de US\$ 451/kWh a US\$ 537/kWh. A Tabela 3 apresenta o CAPEX e as receitas fixa anuais para os BESS móveis sem impostos.

**Tabela 3 - BESS móveis (sem impostos): CAPEX e receita fixa anual.**

| Configuração             | CAPEX unitário | CAPEX total     | Receita fixa anual |
|--------------------------|----------------|-----------------|--------------------|
| <b>BESS fixo (+0%)</b>   | US\$ 250/kWh   | R\$ 168.300.000 | R\$ 37.906.710     |
| <b>BESS móvel (+5%)</b>  | US\$ 262/kWh   | R\$ 176.378.400 | R\$ 42.608.640     |
| <b>BESS móvel (+10%)</b> | US\$ 275/kWh   | R\$ 185.130.000 | R\$ 44.273.040     |
| <b>BESS móvel (+15%)</b> | US\$ 287/kWh   | R\$ 193.208.400 | R\$ 45.812.610     |
| <b>BESS móvel (+20%)</b> | US\$ 300/kWh   | R\$ 201.960.000 | R\$ 47.477.010     |
| <b>BESS móvel (+25%)</b> | US\$ 312/kWh   | R\$ 210.038.400 | R\$ 49.016.580     |

Fonte: Elaboração própria, com uso da Plataforma H2GLab / GESEL.

Na simulação com a carga tributária, o CAPEX de referência do BESS fixo sobe para US\$ 430/kWh. Mantidos WACC/TIR de 11,85%, alavancagem 50/50 e ICSD superior a 1,30, o prêmio de mobilidade desloca a receita anual requerida conforme apresentado na Tabela 4, a seguir, enquanto na Figura 1 consta a correlação do CAPEX com a receita fixa.

**Tabela 4 - BESS móveis (com impostos): Variação CAPEX e receita fixa anual.**

| Configuração             | CAPEX unitário | CAPEX total     | Receita fixa anual |
|--------------------------|----------------|-----------------|--------------------|
| <b>BESS fixo (+0%)</b>   | US\$ 430/kWh   | R\$ 289.476.000 | R\$ 60.875.430     |
| <b>BESS móvel (+5%)</b>  | US\$ 451/kWh   | R\$ 303.949.800 | R\$ 66.742.440     |
| <b>BESS móvel (+10%)</b> | US\$ 473/kWh   | R\$ 318.423.600 | R\$ 69.571.920     |
| <b>BESS móvel (+15%)</b> | US\$ 494/kWh   | R\$ 332.560.800 | R\$ 72.234.960     |
| <b>BESS móvel (+20%)</b> | US\$ 516/kWh   | R\$ 347.371.200 | R\$ 75.064.440     |
| <b>BESS móvel (+25%)</b> | US\$ 537/kWh   | R\$ 361.508.400 | R\$ 77.810.700     |

Fonte: Elaboração própria, com uso da Plataforma H2GLab / GESEL.

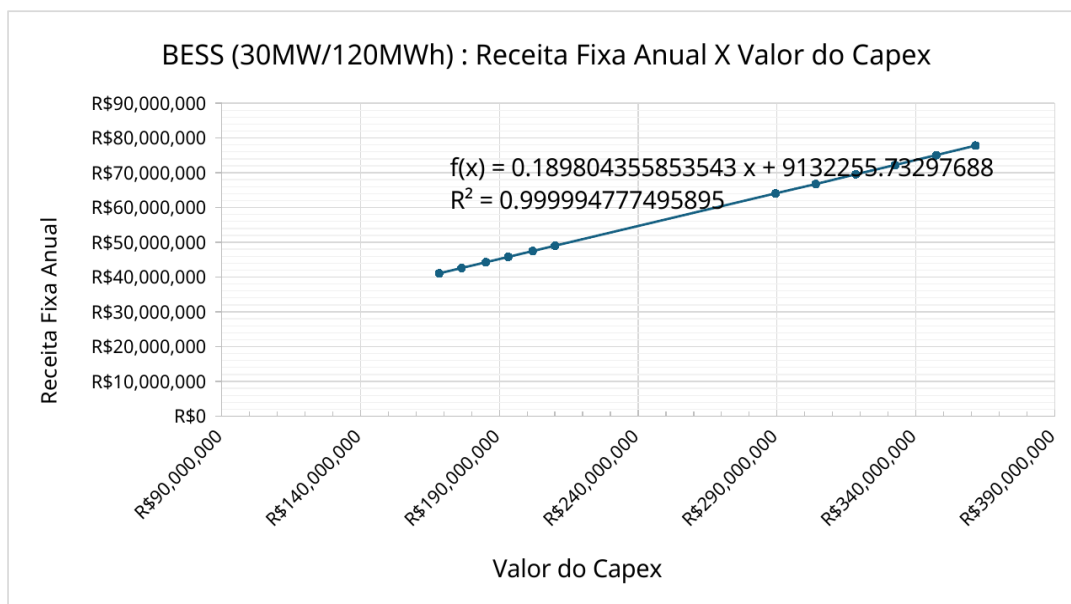


**Figura 1 - Correlação CAPEX e receita fixa anual requerida (BESS 30MW/120MWh).**

Fonte: Elaboração própria, com uso da Plataforma H2GLab / GESEL.

A regressão apresentada no exercício é praticamente linear ( $R^2 \approx 0,99999$ ): Receita Fixa Anual =  $0,18980 \times \text{CAPEX} + \text{R\$ } 9,132 \text{ milhões}$ . Assim, cada R\$ 100 milhões adicionais de investimento requerem aproximadamente R\$ 18,98 milhões/ano de receita fixa adicional, nas premissas dessa rodada de simulação. Para um CAPEX de R\$ 300 milhões, a equação resulta em uma receita fixa anual de cerca de R\$ 66,07 milhões.

**Tabela 5 - BESS móveis (sem impostos): CAPEX e receita fixa anual.**

| Configuração            | CAPEX total (R\$ milhões) | Receita fixa anual requerida (R\$ milhões) | Acréscimo de receita vs. Fixo |
|-------------------------|---------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------|
| <b>BESS fixo</b>        | 289,48                    | 60,88                                      | —                             |
| <b>Móvel +5% CAPEX</b>  | 303,95                    | 66,74                                      | 9,6%                          |
| <b>Móvel +10% CAPEX</b> | 318,42                    | 69,57                                      | 14,3%                         |
| <b>Móvel +15% CAPEX</b> | 332,56                    | 72,23                                      | 18,7%                         |
| <b>Móvel +20% CAPEX</b> | 347,37                    | 75,06                                      | 23,3%                         |
| <b>Móvel +25% CAPEX</b> | 361,51                    | 77,81                                      | 27,8%                         |

Fonte: Elaboração própria, com uso da Plataforma H2GLab / GESEL.

A leitura da Tabela 5 mostra que o prêmio de receita necessário cresce mais do que proporcionalmente nos primeiros degraus de aumento, uma vez que a mobilidade acrescenta não apenas investimento, mas também custos logísticos e exigências de retorno e cobertura da dívida. No extremo superior testado, um CAPEX 25% maior exige uma receita fixa anual de, aproximadamente, R\$ 77,8 milhões, logo R\$ 16,9 milhões acima do BESS fixo.

Foi também realizada a análise de sensibilidade ao considerar a antecipação da entrada em operação do BESS em seis meses. Nesse cenário, foi reduzida a receita requerida para cerca de R\$ 75,6 milhões, representando uma queda de 2,8%. O resultado ilustra o valor financeiro do início antecipado da geração de caixa.

Metodologicamente, os resultados apresentados devem ser interpretados como pisos para a valoração da mobilidade. Assim, para que o BESS móvel seja indiferente ao fixo, o benefício econômico anual esperado da realocação deve compensar, em valor presente, o CAPEX incremental, o OPEX de movimentação, uma eventual indisponibilidade durante transporte e conexão e qualquer custo adicional de seguro ou manutenção. Se o benefício locacional esperado for inferior a esse diferencial, a opção de mobilidade destrói valor e, se for superior, pode justificar o investimento adicional.

### **6.3 Limitações regulatórias e aplicações fora de contratos de ponto fixo**

A aplicação do conceito de mobilidade ao LRCAP de 2026 enfrenta uma restrição decisiva. A habilitação no Leilão LRCAP 2026 é vinculada ao ponto de conexão cadastrado e a Portaria MME nº 136/2026 não permite a alteração desse ponto para fins de habilitação técnica. Além disso, a capacidade remanescente de escoamento e a bonificação locacional são avaliadas para barramentos específicos. Um ativo que se desloque periodicamente entre diferentes pontos do SIN deixaria de corresponder ao empreendimento avaliado no leilão.

Assim, a análise dos BESS móveis e embarcados deve ser separada em dois níveis. No primeiro, regulatório, conclui-se que uma mobilidade plena entre diferentes pontos de conexão não é compatível, sem alteração normativa ou contratual, com a lógica atual do LRCAP. No segundo, econômico, a tecnologia continua relevante para aplicações fora do LRCAP, como redes de distribuição, contingências, manutenção de transmissão, eventos extremos, atendimento temporário de carga e mercados futuros de flexibilidade locacional.

Este estudo, portanto, explorou **três alternativas de desenho regulatório** para reduzir essa incompatibilidade. A **primeira seria reconhecer explicitamente o valor locacional** por meio de **bônus associado** a pontos de conexão previamente elegíveis - no exercício, testou-se bônus de até 27,8%, equivalente ao prêmio máximo de receita requerido pelo cenário móvel de maior CAPEX. A **segunda seria atribuir ao empreendedor a responsabilidade econômica pelo suprimento e pela comercialização** da energia de carga e descarga, permitindo capturar arbitragem e, assim, reduzir a receita fixa requerida. A **terceira seria criar um produto específico** para BESS móvel ou embarcado, com regras próprias de habilitação, conexão e remuneração. Essas alternativas são propostas exploratórias do estudo e não regras vigentes, considerando que a sua adoção exigiria uma avaliação regulatória, operacional e concorrencial própria.

## 7. Riscos, mitigadores e condições de bancabilidade

Risco, para fins de modelagem, é qualquer evento capaz de alterar o fluxo de caixa esperado. Em BESS contratados por 15 anos, os riscos mais relevantes podem ser organizados em seis grupos: tecnológico, regulatório, construção e conexão, operacional, financeiro e contratual. A vantagem dessa taxonomia é permitir vincular cada risco a uma variável do modelo e a um mitigador concreto.

O risco tecnológico inclui a degradação acima do previsto, falhas de módulos, inversores e sistemas de controle, perda de eficiência e incompatibilidade com requisitos de rede. Os mitigadores são as garantias de capacidade e performance, os fornecedores bancáveis, os contratos de longo prazo, os testes de aceitação, o monitoramento de desempenho e a reserva financeira para *augmentation*. Para o LRCAP, a funcionalidade *grid-forming*<sup>18</sup> adiciona uma camada tecnológica que precisa ser validada no ponto de conexão.

O risco de construção e conexão é especialmente importante em projetos com prazo relativamente curto até 2028. Atrasos em importação, licenciamento, subestação, acesso e integração podem impedir o início do suprimento. Contratos EPC com marcos, penalidades e performance *bonds* ajudam a transferir parte do risco, mas não eliminam a exposição da SPE. O modelo deve refletir uma contingência de CAPEX e, idealmente, uma análise de atraso de seis e 12 meses.

---

<sup>18</sup> *Grid-forming* é uma funcionalidade que permite uma resposta muito rápida a desvios de frequência, suporte à tensão, fornecimento de potência ativa e reativa, entre outros, ajudando a estabilizar a rede de transmissão e promovendo um efeito semelhante a uma fonte de tensão.

O risco regulatório envolve mudanças em tarifas de uso, encargos, critérios de contabilização, requisitos técnicos e penalidades. A vantagem do CRCAP é oferecer receita de longo prazo corrigida pelo IPCA. A desvantagem é que a disponibilidade é uma obrigação rígida e abatimentos por performance podem reduzir a receita. Novas modelagens devem incluir a variável de indisponibilidade forçada e traduzir o regime de penalidades do edital.

O risco financeiro decorre de juros, inflação, câmbio e refinanciamento. Embora a receita seja indexada ao IPCA, parte relevante do CAPEX pode estar associada ao Dólar. A exposição cambial é maior na fase de implantação e pode ser reduzida por *hedge*, contratação em Real ou aquisição de equipamentos em moeda local que sejam credenciados no BNDES, atingindo metas de conteúdo nacional. O custo da dívida em moeda nacional evita o descasamento de moedas durante a operação, mas pode elevar a taxa nominal. A escolha ótima depende do equilíbrio entre custo e risco.

### **7.1 Condições para redução sustentável da receita requerida**

A competitividade do BESS dependerá da combinação entre escala de mercado, redução de custos de equipamentos e EPC, previsibilidade regulatória, acesso a financiamento de longo prazo, desenvolvimento da cadeia de suprimentos e aprendizado operacional. Nenhum desses fatores atua isoladamente. Além disso, a redução de preço das células pode ser anulada por aumento de juros, câmbio, custos de conexão ou exigências adicionais de performance.

Do ponto de vista da modelagem, o objetivo é traduzir cada risco em uma variável observável e cada mitigador em um efeito econômico mensurável. Garantia de performance pode reduzir a provisão de reposição; financiamento mais longo pode reduzir a receita anual requerida; contrato de O&M pode reduzir a volatilidade de custos; maior previsibilidade de despacho pode estreitar a distribuição de degradação esperada. Essa abordagem é preferível a simplesmente adicionar um prêmio genérico de risco à taxa de desconto.

## **8. Considerações finais**

A avaliação econômico-financeira de sistemas de armazenamento exige integrar engenharia, operação, modelos de negócio, regulação e finanças. O principal resultado deste trabalho é metodológico: um BESS não deve ser avaliado apenas como equipamento que compra energia barata e vende energia cara, nem apenas como um ativo de potência. Sua valoração depende do serviço prestado e do arranjo de receitas, enquanto sua atratividade para investidores depende

do equilíbrio e mitigação de riscos quanto a desempenho técnico, ciclo de vida, custos, financiamento e retorno requerido.

A metodologia proposta organiza essa análise em módulos e utiliza o fluxo de caixa como núcleo decisório. O LCOS é preservado como indicador de custo por MWh. O VPL e a TIR do projeto avaliam a criação de valor do ativo, a TIR do acionista avalia a remuneração do equity, enquanto WACC e  $K_e$  representam custos de oportunidade distintos e o ICSD introduz a restrição de bancabilidade. A receita mínima deve ser encontrada endogenamente e satisfazer simultaneamente todos os indicadores apontados, com base em determinados pressupostos.

O estudo de caso do BESS com 30 MW/120 MWh de capacidade demonstra a aplicação prática da metodologia apresentada. As condições do LRCAP de 2026 foram utilizadas para construir os balizadores técnico-operacionais e contratuais para construção do exercício, tornando-o mais aderente às condições reais. A estimativa da receita fixa é o resultado (*output*) que se buscou nas projeções realizadas. Os resultados preliminares –receita anual de equilíbrio econômico de aproximadamente R\$ 33,12 milhões/ano (sem impostos) e R\$ 60,88 milhões/ano (com impostos) e a TIR do projeto próxima ao WACC – não devem ser interpretados como previsão de preço do leilão, mas como consequência das premissas do modelo.

A diferença entre a TIR do projeto e a TIR do acionista é um ponto a se destacar. Embora o projeto esteja próximo do equilíbrio econômico, o retorno do *equity* permanece abaixo do  $K_e$  nas premissas adotadas. Isso confirma a necessidade de distinguir receita de equilíbrio econômico de receita financeira mínima.

A análise do BESS móvel amplia o alcance da metodologia. A mobilidade pode criar valor por flexibilidade espacial, resiliência e atendimento temporário a gargalos, mas sua avaliação exige reconhecer o custo incremental de CAPEX, OPEX e logística. O critério adotado foi calcular quanto a opção de realocação precisa gerar para compensar o diferencial de custo. Assim, a comparação entre BESS fixo e móvel torna-se um problema de fluxos de caixa e opções econômicas, e não apenas de custo de equipamento.

A agenda de aperfeiçoamento da modelagem inclui testar diferentes estruturas de dívida e construir cenários ou simulações probabilísticas para LCOS, CAPEX, WACC, câmbio, degradação e reposição. Com esses avanços, o modelo pode se tornar uma ferramenta geral de apoio à decisão

de investimento e financiamento em BESS, aplicável a diferentes escalas, modelos de negócio e ambientes contratuais.

A incorporação das simulações do BESS móvel reforça ainda que a flexibilidade espacial deve ser avaliada como uma opção real e não apenas como um sobrecusto tecnológico. O diferencial de receita requerido entre as configurações fixa e móvel fornece uma métrica operacional para testar se os benefícios locacionais, as receitas adicionais, os custos evitados ou os ganhos de resiliência são suficientes para justificar a transportabilidade do ativo.

No plano regulatório, as simulações do BESS móvel também permitem formular três alternativas, a serem avaliadas para monetizar a flexibilidade espacial sem descaracterizar a disciplina econômico-financeira da contratação por meio de leilões. A primeira é reconhecer o valor locacional por meio de um bônus incidente sobre o *bid* de ativos móveis conectados em pontos previamente definidos, hipótese que, no exercício, alcança até 27,8%. A segunda é permitir que a compra da energia de carregamento e a comercialização da energia descarregada permaneçam sob responsabilidade do empreendedor, possibilitando capturar receitas de arbitragem e reduzir a parcela fixa requerida. A terceira é estruturar um produto específico no leilão para BESS móvel e embarcado, com rodada competitiva própria, bem como requisitos de conexão, disponibilidade e remuneração. Essas alternativas devem ser entendidas como opções de desenho regulatório para investigação futura, sujeitas a testes de segurança operativa, acesso à rede e alocação de riscos.

Em síntese, a competitividade do armazenamento será determinada pela interação entre a queda do valor do CAPEX, o custo de capital, o desempenho técnico, a intensidade de uso, as regras da regulação e de mercado, as condições de conexão à rede de transmissão e a possibilidade de monetizar flexibilidade. A modelagem apresentada permite identificar quais dessas condições precisam ser atendidas para que o BESS seja economicamente viável, financeiramente bancável e escalável como uma infraestrutura de flexibilidade no Setor Elétrico Brasileiro.

## Referências

ALONSO, R. F.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C. Resilience of active networks with optimal mobile energy storage systems management. *Electric Power Systems Research*, v. 217, 2023, art. 109152. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S037877962300041X>

ACADEMIA GREEN ENERGY, Regulatory barriers to Battery storage integration in Brazil: Moving beyond curtailment challenges, Gustavo Pires da Ponte, Erik Eduardo Rego, Fernando Amaral de Almeida Júnior, 2025. <https://www.academia.edu/2998-3665/2/4/10.20935/AcadEnergy8003>

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 1.161, de 02 de 06 de 2026. Regulamenta serviços e procedimentos associados a Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica autônomos. Brasília, 2026. <https://leis.org/aneel/lei/resolucao-normativa/2026/1161/resolucao-normativa-n-1161-2026-estabelece-os-requisitos-e-procedimentos-necessarios-a-obtencao-de-outorga-de-autorizacao-de-sistemas-de-armazenamento-de/>

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 1.162, de 02 de 06 de 2026. Dispõe sobre inclusão de sistemas de armazenamento colocalizados a centrais geradoras. Brasília, 2026. <https://leis.org/aneel/lei/resolucao-normativa/2026/1162/resolucao-normativa-n-1162-2026-estabelecer-tratamento-regulatorio-para-a-implantacao-de-armazenamento-de-energia-eletrica-bem-como-alterar-as-resolucoes-normativas-n-846-de-11-de-junho-de-2019-n-875-de-10-de-marco-de-2020-n-905-de-8-de-dezembro-de-2020-n-921-de-23-de-fevereiro-de-2021-n-1000-de-7-de-dezembro-de-2021-n-1009-de-22-de-marco-de-2022-n-1029-de-25-de-julho-de-2022-n-1030-de-25-de-julho-de-2022-n-1031-de-26-de-julho-de-2022-e-n-1071-de-29-de-agosto-de/>

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Primeiros leilões de armazenamento de energia do Brasil entram em consulta pública. Brasília, 28 jul. 2026. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2026-defeso-eleitoral/primeiros-leiloes-de-armazenamento-de-energia-do-brasil-entram-em-consulta-publica>

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão de Sistemas de Armazenamento de Energia via Baterias. NT-ONS DPL 0111/2025 / EPE-DEE-NT-095/2025. Rio de Janeiro, 2026a. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-976/EPE-DEE-NT-095-2025%20-%20Requisitos%20Conex%C3%A3o%20SAE\\_Rev4.pdf#search=NT%20095%2F2025](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-976/EPE-DEE-NT-095-2025%20-%20Requisitos%20Conex%C3%A3o%20SAE_Rev4.pdf#search=NT%20095%2F2025)

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Metodologia, premissas e critérios para os Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 2026 – Armazenamento Nacional e Armazenamento. NT-ONS DPL 0057/2026 / EPE-DEE-RE-067/2026-r0. Rio de Janeiro, 2026b. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-976/NT->

[ONS%20DPL%2000572026%20%20EPE-DEE-RE-067-2026-R0%20%E2%80%93%20LRCAP%20Armazenamento%202026.pdf#search=DPL%200057%2F2026](#)

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Estudos para Expansão da Transmissão Relatório R1 Soluções para aumento da confiabilidade no atendimento às cargas de Feijó e Cruzeiro de Sul, dezembro de 2025.

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Estudos para Expansão da Transmissão Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1 Estudo Prospectivo para Inserção de Cargas Eletrointensivas na região Nordeste, março de 2026.

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Metodologia locacional aplicada ao LRCAP Armazenamento 2026 e memória de cálculo. Rio de Janeiro, 2026.

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>

HE, Y.; RUAN, G.; ZHONG, H. Resilient distribution network with degradation-aware mobile energy storage systems. *Electric Power Systems Research*, v. 230, 2024, art. 110225. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779624001135>

IRENA, INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability, Abu Dhabi, 2020. <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Electricity-Storage-Valuation-Framework-2020>

IRENA, INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Renewable Power Generation Costs in 2024. Abu Dhabi, 2025. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA\\_TEC\\_RPGC\\_in\\_2024\\_2025.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf)

LAZARD, Levelized Cost of Energy, 19 TH Edition, 2026 <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus-lcoeplus/>

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria Normativa MME nº 136, de 1º de junho de 2026. Estabelece as diretrizes e a sistemática para os Leilões de Reserva de Capacidade por meio de sistemas de armazenamento de energia em baterias. Brasília, 2026. [https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2026/portaria-normativa-mme-n-136-2026.pdf/view?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2026/portaria-normativa-mme-n-136-2026.pdf/view?utm_source=chatgpt.com)

NREL, NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Annual Technology Baseline 2025: Utility-Scale Battery Storage. Golden, CO, 2025.. <https://atb.nrel.gov/electricity/2025/index>

MODELO ECONÔMICO-FINANCEIRO. Modelagem\_BESS(1).xls. Planilha de trabalho Plataforma GLab, 2026.

## ANEXO 1 – MODELAGEM ECONÔMICO-FINANCEIRA BESS 30 MW/120 MWH

| Modelo de Negócios                                                      |                              |                        |
|-------------------------------------------------------------------------|------------------------------|------------------------|
| 1 Indicadores Técnicos-Operacionais                                     |                              |                        |
| Capacidade BESS - Potência (kW) e Energia (kWh)                         |                              |                        |
| Capacidade Nominal das Baterias (Potência):                             | 30.000                       | kW                     |
| Capacidade das Baterias (Energia):                                      | 120.000                      | kWh                    |
| Sobrecapacidade programada:                                             | 10,00%                       | %                      |
| Capacidade Nominal da Baterias com sobrecapacidade (P):                 | 33.000                       | kW                     |
| Profundidade de Descarga (DoU)                                          | 90,91%                       |                        |
| C Rate (P/E) - (quanto menor indicador, maior desempenho):              | 0,25                         |                        |
| Fator de Capacidade                                                     |                              |                        |
| % de dias com Ciclos de Energia:                                        | 95%                          |                        |
| % de horas em operação no modo carga ou descarga (Fator de Capacidade): | 34%                          |                        |
| Ciclos de Carregamento e Descarga                                       |                              |                        |
| Duração da descarga total (full cycle):                                 | 4,00                         | h                      |
| Duração do carregamento full cycle (input):                             | 4,71                         | h                      |
| Numero de ciclos de Energia por ano:                                    | 347                          | dias                   |
| Eficiência Energética por ciclo:                                        | 85%                          |                        |
| Número de horas de despacho por ano:                                    | 1.387                        | h                      |
| Número médio de horas de despacho/dia:                                  | 3,80                         | h/dia                  |
| Energia total descarregada por ciclo:                                   | 120.000                      | kWh                    |
| Energia total carregada por ciclo:                                      | 141.176                      | kWh                    |
| Energia total descarregada por ano:                                     | 41.610.000                   | kWh                    |
| Energia total carregada por ano:                                        | 48.952.941                   | kWh                    |
| Vida útil BESS - projeto base (4000 ciclos):                            | 11,54                        | anos                   |
| Taxa Anual de Degradação (1º ano):                                      | 2,00%                        | a.a.                   |
| Taxa Anual de Degradação (demais anos):                                 | 0,50%                        | a.a.                   |
| 2. Indicadores Econômico-Financeiros                                    |                              |                        |
| Custo Médio de Carregamento:                                            | 0,00                         | R\$/MWh                |
| Preço da Energia Despachada (LCOS), se TIR=WACC                         | 796,00                       | R\$/MWh                |
| Spread Valor MWh Carregamento e Descarregamento:                        | #DIV/0!                      |                        |
| 2. Indicadores Econômico-Financeiros                                    |                              |                        |
| Capex                                                                   |                              |                        |
| Valor do Capex BESS (US\$/kWp - incluindo montagem, frete):             | 250                          | US\$/kWh               |
| Valor total do Capex projeto com BESS:                                  | 166.650.000                  | R\$                    |
| Prazo de Implantação                                                    | 12                           | meses                  |
| Capex realizado no primeiro ano implantação                             | 100%                         |                        |
| Capex realizado no segundo ano implantação                              | 0%                           |                        |
| Forma de aporte do equity e desembolso do financiamento                 | pari passu                   |                        |
| Ano Final da Projeção                                                   | 2037                         |                        |
| Prazo de Projeção                                                       | 15                           | anos                   |
| Opex BESS                                                               |                              |                        |
| O&M fixo (0,2% do Capex)                                                | 333.300,00                   | R\$/ano                |
| Administrativos (0,1% Capex)                                            | 166.650,00                   | R\$/ano                |
| O&M variável (compra energia)                                           | 0,00                         | R\$/ano                |
| Seguros (0,5% do Capex)                                                 | 833.250                      | R\$/ano                |
| Encargo Setorial Energia Consumida                                      | 90                           | R\$/MWh                |
| TUSTc                                                                   | 3,38                         | R\$/kW/mês             |
| Taxas de Cambio                                                         |                              |                        |
| R\$/US\$                                                                | 5,05                         | Cotação Bacen 01/06/23 |
| Condições do Financiamento                                              |                              |                        |
| Valor do Financiamento - Tranche A                                      | 83.325.000                   | R\$                    |
| Taxa de Juros Anual - Tranche A                                         | 10,50%                       | ao mês                 |
| Prazo de Carência - Tranche A                                           | 3                            | anos                   |
| Prazo de Amortização - Tranche A                                        | 12                           | anos                   |
| Prazo Total - Tranche A                                                 | 15                           | anos                   |
| Sistema de Amortização Constante (SAC)                                  |                              |                        |
| Juros Capitalizados na Carência                                         |                              |                        |
| Conta-reserva constituída no período de carência                        | 6 meses do serviço da dívida |                        |
| Amortização Mensal                                                      |                              |                        |
| 4. Indicadores Financeiros                                              |                              |                        |
| Custo da Dívida Anual - kd                                              | 10,50%                       |                        |
| Prêmio de Risco                                                         | 5,19%                        |                        |
| Taxa Livre de Risco                                                     | 8,00%                        |                        |
| Custo do Equity Anual - Ke                                              | 13,19%                       |                        |
| Custo de Capital (WAAC)                                                 | 11,85%                       |                        |
| TIR do Projeto                                                          | 11,86%                       |                        |
| 5. Impostos                                                             |                              |                        |
| PIS Confins                                                             | 3,00%                        |                        |
| IR e CSLL                                                               | 15,00%                       |                        |

|                                          | 1            | 2          | 3          | 4          | 5           | 6           | 7           | 8           | 9           | 10          | 11          | 12          | 13          | 14          | 15          |
|------------------------------------------|--------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                                          | Ano 2023     | Ano 2024   | Ano 2025   | Ano 2026   | Ano 2027    | Ano 2028    | Ano 2029    | Ano 2030    | Ano 2031    | Ano 2032    | Ano 2033    | Ano 2034    | Ano 2035    | Ano 2036    | Ano 2037    |
| Taxa de Degradação:                      | 2,00%        | 0,50%      | 0,50%      | 0,50%      | 0,50%       | 0,50%       | 0,50%       | 0,50%       | 0,50%       | 0,50%       | 0,50%       | 0,50%       | 0,50%       | 0,50%       | 0,50%       |
| Número Total de ciclos energéticos       | 347          | 347        | 347        | 347        | 347         | 347         | 347         | 347         | 347         | 347         | 347         | 347         | 347         | 347         | 347         |
| Número de Horas descarregado/ ano        | 1.387,00     | 1.387,00   | 1.387,00   | 1.387,00   | 1.387,00    | 1.387,00    | 1.387,00    | 1.387,00    | 1.387,00    | 1.387,00    | 1.387,00    | 1.387,00    | 1.387,00    | 1.387,00    | 1.387,00    |
| Energia Descarregado/ano (MWh)           | 41.610,000   | 41.401,950 | 41.194,940 | 40.988,966 | 40.784,021  | 40.580,101  | 40.377,200  | 40.175,314  | 39.974,438  | 39.774,565  | 39.575,693  | 39.377,814  | 39.180,925  | 38.985,020  | 38.790,095  |
| Total da Energia Descarregado/ano (MWh): | 48.952,941   | 48.952,941 | 48.952,941 | 48.952,941 | 48.952,941  | 48.952,941  | 48.952,941  | 48.952,941  | 48.952,941  | 48.952,941  | 48.952,941  | 48.952,941  | 48.952,941  | 48.952,941  | 48.952,941  |
| Quantidade de kWh Injetados na Rede/ano  | 41.610,000   | 41.401,950 | 41.194,940 | 40.988,966 | 40.784,021  | 40.580,101  | 40.377,200  | 40.175,314  | 39.974,438  | 39.774,565  | 39.575,693  | 39.377,814  | 39.180,925  | 38.985,020  | 38.790,095  |
| Recalcula Fica Serviços Ancorados        | 0,00         | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |
| 0,00%                                    |              |            |            |            |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |
| Receita Bruta Fica Anual (R\$)           | 33.121.560   | 32.955.952 | 32.791.172 | 32.627.217 | 32.464.080  | 32.301.760  | 32.140.251  | 31.979.350  | 31.819.652  | 31.660.554  | 31.502.251  | 31.344.740  | 31.188.016  | 31.032.076  | 30.876.216  |
| Impostos PIS COFINS (3%)                 | 993.647      | 988.679    | 983.735    | 978.816    | 973.922     | 969.053     | 964.208     | 959.387     | 954.590     | 949.817     | 945.068     | 940.342     | 935.640     | 930.962     | 926.307     |
| Receita Líquida (R\$)                    | 32.127.913   | 31.967.274 | 31.807.437 | 31.648.400 | 31.490.158  | 31.332.707  | 31.176.044  | 31.020.164  | 30.865.063  | 30.710.737  | 30.557.184  | 30.404.398  | 30.252.376  | 30.101.114  | 29.950.608  |
| Total dos Custos BESS (R\$)              | 23.620.765   | 17.998.200 | 17.998.200 | 17.998.200 | 17.998.200  | 17.998.200  | 17.998.200  | 17.998.200  | 17.998.200  | 17.998.200  | 17.998.200  | 17.998.200  | 17.998.200  | 17.998.200  | 17.998.200  |
| O&M Fixo                                 | 333.300      | 333.300    | 333.300    | 333.300    | 333.300     | 333.300     | 333.300     | 333.300     | 333.300     | 333.300     | 333.300     | 333.300     | 333.300     | 333.300     | 333.300     |
| O&M Variável (compra de energia)         | 0            | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |
| Administrativos                          | 166.650      | 166.650    | 166.650    | 166.650    | 166.650     | 166.650     | 166.650     | 166.650     | 166.650     | 166.650     | 166.650     | 166.650     | 166.650     | 166.650     | 166.650     |
| Seguros                                  | 833.250      | 833.250    | 833.250    | 833.250    | 833.250     | 833.250     | 833.250     | 833.250     | 833.250     | 833.250     | 833.250     | 833.250     | 833.250     | 833.250     | 833.250     |
| Encargo Setorial Energia Carregada       | 4.405.765    | 4.405.765  | 4.405.765  | 4.405.765  | 4.405.765   | 4.405.765   | 4.405.765   | 4.405.765   | 4.405.765   | 4.405.765   | 4.405.765   | 4.405.765   | 4.405.765   | 4.405.765   | 4.405.765   |
| TUStc                                    | 1.216.800    | 1.216.800  | 1.216.800  | 1.216.800  | 1.216.800   | 1.216.800   | 1.216.800   | 1.216.800   | 1.216.800   | 1.216.800   | 1.216.800   | 1.216.800   | 1.216.800   | 1.216.800   | 1.216.800   |
| Depreciação                              | 16.665.000   | 16.665.000 | 16.665.000 | 16.665.000 | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  |
| Lucro Bruto R\$                          | 8.507.148    | 8.507.148  | 13.809.237 | 13.650.200 | 13.491.958  | 13.334.507  | 13.177.844  | 13.021.964  | 12.866.863  | 12.712.537  | 12.557.984  | 12.404.198  | 12.250.272  | 12.096.306  | 11.942.290  |
| Imposto de Renda e CSLL - 15%            | 1.276.072    | 1.276.072  | 2.071.386  | 2.047.530  | 2.023.794   | 2.000.176   | 1.976.677   | 1.953.295   | 1.930.029   | 1.906.881   | 1.883.598   | 1.860.360   | 1.837.166   | 1.814.018   | 1.790.869   |
| Lucro Líquido R\$                        | 7.231.076    | 7.231.076  | 11.737.852 | 11.602.670 | 11.468.164  | 11.334.331  | 11.201.167  | 11.068.669  | 10.936.833  | 10.805.657  | 10.674.386  | 10.543.838  | 10.413.906  | 10.284.588  | 10.155.421  |
| (+) depreciação                          | 16.665.000   | 16.665.000 | 16.665.000 | 16.665.000 | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  | 16.665.000  |
| Ebitda R\$                               | 23.896.076   | 23.896.076 | 28.402.852 | 28.267.670 | 28.133.164  | 27.999.331  | 27.866.167  | 27.733.669  | 27.601.833  | 27.470.657  | 27.340.386  | 27.210.518  | 27.081.259  | 26.952.500  | 26.823.241  |
| Serviço das Dívidas (juros e principal)  | 0            | 0          | 21.173.339 | 20.189.622 | 19.205.905  | 18.222.188  | 17.238.471  | 16.254.754  | 15.271.036  | 14.287.319  | 13.303.602  | 12.319.885  | 11.336.168  | 10.352.451  | 0           |
| Investimentos R\$                        | 166.650.000  | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |
| Reinvestimento R\$                       | 0            | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |
| Valor Residual R\$                       | 0            | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |
| ICSD                                     | 0            | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |
| Fluxo de Caixa para TIR Projeto - (R\$)  | -166.650.000 | 23.896.076 | 28.402.852 | 28.267.670 | 28.133.164  | 27.999.331  | 27.866.167  | 27.733.669  | 27.601.833  | 27.470.657  | 27.340.386  | 27.210.518  | 27.081.259  | 26.952.500  | 26.823.241  |
| Recursos Próprios (US\$)                 | 83.325.000   | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |
| Recursos Financiamentos (US\$)           | 83.325.000   | 0          | 0          | 0          | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           | 0           |
| Fluxo de Caixa                           | 0            | 23.896.076 | 28.402.852 | 28.267.670 | 28.133.164  | 27.999.331  | 27.866.167  | 27.733.669  | 27.601.833  | 27.470.657  | 27.340.386  | 27.210.518  | 27.081.259  | 26.952.500  | 26.823.241  |
| Fluxo de Caixa Acumulado                 | 0            | 23.896.076 | 47.792.152 | 76.059.004 | 104.462.674 | 132.995.839 | 160.995.170 | 188.461.337 | 216.058.006 | 243.796.839 | 271.267.496 | 298.518.014 | 325.499.273 | 352.031.773 | 378.164.514 |
| TIR do Projeto                           | 11.85%       |            |            |            |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |
| Fluxo de Caixa para TIR Atonista         | -83.325.000  | 23.896.076 | 7.229.513  | 8.078.048  | 8.927.260   | 9.777.143   | 10.627.697  | 11.478.915  | 12.330.797  | 13.183.337  | -38.458.216 | 12.390.633  | 13.245.131  | 14.100.276  | 24.324.797  |
| TIR Atonista                             | 11.40%       |            |            |            |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |
| WPL Projeto                              |              |            |            |            |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |
| WACC                                     | 11.8%        |            |            |            |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |             |

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado desde 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-85-7197-046-5

SITE: [gesel.ie.ufrj.br](http://gesel.ie.ufrj.br)

LINKEDIN: [linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-eletrico-ufrj](https://www.linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-eletrico-ufrj)

INSTAGRAM: [instagram.com/geselufrj](https://www.instagram.com/geselufrj)

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: [twitter.com/geselufrj](https://twitter.com/geselufrj)



ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia,  
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.  
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.  
CEP: 22290-240