*Anais do Congresso Brasileiro de Iniciação Científica*
(https://periodicos.unisanta.br/COB)

ISSN 2317-1316

# TRIAGEM EXPLORATÓRIA DE BESS PARA FV E VEÍCULOS ELÉTRICOS COM PERFIS SINTÉTICOS

# EXPLORATORY TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF BESS FOR PV AND ELECTRIC-VEHICLE INTEGRATION USING SYNTHETIC PROFILES

Gustavo Henrique dos Santos Silva, Sergio Schina de Andrade
Universidade Santa Cecília, Faculdade de Engenharia, Engenharia Elétrica
E-mail para contato: gs214491@alunos.unisanta.br

***RESUMO –*** *Este estudo apresenta uma triagem técnico-econômica, em cenário sintético agregado, de BESS, geração fotovoltaica (FV) e recarga de veículos elétricos (VE). Cinco estratégias foram comparadas em 96 intervalos de 15 min. Distribuir 1.933 kWh/dia de recarga uniformemente entre 17h e 7h resulta em 138,07 kW médios, mas não comprova atendimento individual dos veículos, pois seus horários de conexão não foram modelados. No perfil FV, 110,93 kWh/dia excedem o limite hipotético de exportação; após perdas, a energia potencialmente entregue é 94,29 kWh/dia. Em 250 dias/ano, seu valor bruto estimado (R$ 17,4 mil/ano) fica abaixo do O&M assumido (R$ 24 mil/ano). Os resultados não representam uma rede real e exigem validação por fluxo de potência.*

Palavras-chave: armazenamento de energia; geração fotovoltaica distribuída; veículos elétricos; alternativas não baseadas em obras; triagem técnico-econômica.

***ABSTRACT –*** *This study provides an exploratory techno-economic screening of battery energy storage (BESS), photovoltaics (PV), and electric-vehicle (EV) charging using aggregated synthetic profiles. Five strategies were compared over 96 15-minute intervals. Distributing 1,933 kWh/day of charging uniformly from 17:00 to 07:00 yields 138.07 kW average power, but does not prove individual vehicle feasibility because connection times were not modeled. In the PV profile, 110.93 kWh/day exceed the assumed export limit; after losses, potential battery output is 94.29 kWh/day. At 250 days/year, its estimated gross value (R$ 17.4 thousand/year) is below assumed O&M (R$ 24 thousand/year). Results are synthetic and require power-flow validation.*

Keywords: battery energy storage; distributed photovoltaics; electric vehicles; non-wires alternatives; techno-economic screening.

## 1 INTRODUÇÃO

A geração fotovoltaica e a mobilidade elétrica alteram os fluxos de potência: o excedente solar pode provocar fluxo reverso ou elevação de tensão, enquanto a recarga simultânea

ISSN 2317-1316

concentra demanda. A decisão de reforçar uma rede exige verificar tensão por fase, carregamento térmico de condutores e transformadores, fluxo reverso, proteção e qualidade da energia (harmônicas, desequilíbrio e sobretensões); potência agregada, isoladamente, não determina a necessidade de obra.

Filip et al. (2022), por simulação Monte Carlo em três perfis residenciais finlandeses, reportaram aumento médio de cerca de 12% na capacidade de hospedagem FV com recarga controlada, dependente da conexão durante as horas solares. Baroni (2026) simulou 11 alimentadores reais brasileiros e encontrou aumento da hospedagem FV ao incluir BESS. São resultados simulados de redes de origem, não ensaios em campo nem dados de Santos.

A literatura também trata o BESS como alternativa não baseada em obras (*non-wires alternatives*, NWA). Martínez Velázquez et al. (2024) estudaram uma rede espanhola de média tensão com 500 barras; Park e Joo (2025) mostraram que o ESS necessário variou de 190,6 a 90 MWh entre cenários. García-Santacruz et al. (2026) reportaram 5,35% da energia anual suficiente para eliminar as restrições identificadas no sistema CIGRE europeu de média tensão. No Brasil, Baroni (2026) analisou 11 alimentadores e indicou que BESS e reguladores podem ampliar a hospedagem FV. Okafor et al. (2025) estudaram uma rede de teste de 31 barras, mais próxima da combinação FV–BESS–VE. Esses valores pertencem às respectivas simulações, não ao cenário sintético deste estudo.

A pergunta de pesquisa deste estudo é: em um cenário sintético agregado, como controle de recarga, BESS local e reforço hipotético diferem no atendimento de limites agregados de potência e no custo ilustrativo? A hipótese de trabalho é que a recarga gerenciada reduz a ponta de importação, enquanto o BESS pode absorver excedentes FV e deslocar energia; isso não demonstra, por si só, conformidade de tensão ou viabilidade em rede real.

O objetivo foi construir uma triagem quantitativa reproduzível com perfis sintéticos, comparar cinco estratégias segundo regras operacionais declaradas, estimar o limiar econômico ilustrativo de adiamento e identificar os dados necessários a um estudo de planejamento. O cenário não usa topologia, cargas, ratings ou medições de Santos; por isso, a localização foi retirada do título e não se atribui à pesquisa um diagnóstico regional.

ISSN 2317-1316

## 2 MATERIAIS E MÉTODOS

A busca bibliográfica foi exploratória, não sistemática. A consulta inicial ocorreu em 17 de outubro de 2026 no Google Scholar, em páginas de editoras e em repositórios, com quatro expressões: (1) (“battery energy storage” OR BESS) AND (“distribution network reinforcement” OR “non-wires alternative”); (2) “photovoltaic hosting capacity” AND (“electric vehicle” OR EV) AND (BESS OR “battery storage”); (3) “armazenamento por baterias” AND “rede de distribuição” AND (fotovoltaica OR veículos elétricos); e (4) “non-wires alternatives” AND “energy storage” AND “distribution network”. Incluíram-se trabalhos de 2022–2026, em português ou inglês, com método e resultados aplicados a FV–VE–BESS, hospedagem FV ou adiamento de reforços. O recorte de 2022 privilegia evidência recente, sem invalidar estudos anteriores. Foram excluídas duplicatas, notícias/conteúdo promocional e estudos fora do escopo ou sem resultados aplicados verificáveis. A busca inicial não teve contagem bruta preservada. Para rastreabilidade, uma auditoria suplementar em 19 de outubro de 2026 retornou 40 ocorrências e 34 títulos únicos após remoção de seis duplicatas; esse total pertence à auditoria suplementar, não é a contagem original do Google Scholar. Seis estudos aplicados foram retidos após leitura integral (Tabela 1). NREL e EPE são fontes técnicas; Makhalfih et al. fornece o benchmark, não contado entre os seis estudos. A planilha de auditoria acompanha os arquivos de apoio.

O estudo usa 96 intervalos de 15 minutos e perfis sintéticos gerados para esta análise, não medições da distribuidora nem valores importados de estudo anterior. O teste de recarga parte de uma energia-alvo agregada de 1.933 kWh/dia. A curva não gerenciada concentra essa energia entre 17h e 23h, com pico de 492 kW. No cenário gerenciado, a mesma energia é distribuída uniformemente entre 17h e 7h, janela agregada assumida de 14 h, resultando em 138,07 kW médios e de pico (1.933/14). Essa regra é um controle agregado simples, não um algoritmo de otimização. Ela demonstra apenas a viabilidade aritmética da janela assumida; não se modelam horários individuais de chegada/saída, SOC de cada veículo, potência de cada carregador ou garantia de atendimento de cada veículo.

O teste fotovoltaico é separado do teste de recarga e não constitui um alimentador integrado. A potência FV em corrente alternada no ponto hipotético de conexão é representada por uma curva gaussiana sintética limitada ao intervalo 6h–18h; seu pico amostrado é 364,81

ISSN 2317-1316

kW e sua integral diária é 1.905,12 kWh. A energia diária deriva de 567 kWp × 4,2 h de sol pleno × fator de desempenho 0,80; os três parâmetros são hipóteses de cenário, não dados locais confirmados. O desvio-padrão da curva é ajustado numericamente ($\sigma$ = 2,0921 h) para reproduzir essa energia com passo de 15 min. Foi assumida carga local constante de 50 kW apenas para o teste de exportação.

Os limites de 200 kW de importação e 250 kW de exportação são limites hipotéticos de operação no ponto de conexão utilizados como teste de controle, não ratings térmicos de cabos ou transformadores. A curva FV produz pico líquido de exportação de 314,81 kW; a potência instantânea acima do limite é 64,81 kW. A energia potencialmente cortada é calculada por integração discreta: $E_exc = \Sigma_i \max(P_FV,i - P_local,i - P_export,lim, 0) \times \Delta t$. Os resultados da curva de 96 pontos e as variáveis por intervalo encontram-se no arquivo suplementar "dados_sinteticos_96_intervalos.csv".

O BESS é uma hipótese de triagem, não um dimensionamento otimizado: 70 kW CA e 150 kWh. A potência excede o pico FV acima do limite (64,81 kW) por apenas 5,19 kW, sem margem para derating ou reserva operacional. A energia armazenada inicial/mínima é 15 kWh (10%) e a máxima, 142,5 kWh (95%), com faixa disponível de 127,5 kWh. Adota-se eficiência de ciclo completo de 85% (NREL ATB 2024) e divisão simétrica das perdas, $\eta_c = \eta_d = \sqrt{0,85} \approx 0,922$. A atualização é $E_{i+1} = E_i + \eta_c\, P_ch,_i\, \Delta t - P_dis,_i\, \Delta t/\eta_d$, com $15 \leq E_i \leq 142,5$ kWh e potências de carga/descarga limitadas a 70 kW; $SOC = E_i/150$ kWh.

As estratégias são: S1, VE não gerenciado com limitador FV; S2, recarga agregada gerenciada sem BESS; S3, BESS absorve excedente FV e não descarrega à noite; S4, BESS absorve excedente e apoia a recarga gerenciada; S5, limite de importação elevado hipoteticamente de 200 para 500 kW, mantendo o limite de exportação. Nos cenários sem BESS aplica-se o mesmo limitador FV. A potência acima do limite é tratada como corte necessário. Os cenários isolam serviços, não são uma otimização comum nem um ranking universal; S5 não inclui orçamento de obra.

A análise econômica é ilustrativa. Usa R$ 0,73969/kWh como proxy não verificada de valor da energia, não tarifa atual confirmada nem receita da distribuidora; 100, 200 e 250 dias/ano são sensibilidades, não previsão. O CAPEX central de R$ 4.000/kWh (R$ 600 mil para 150 kWh) e a faixa de R$ 3.000–6.000/kWh são hipóteses. A EPE (2025) reporta R$ 1.920/kWh

ISSN 2317-1316

instalado para BESS comercial/industrial de 3 MWh e 3 h, com equipamentos FOB (US$ 170/kWh), logística (5%), EPC+BOS (13%) e tributos (70,8%); para sistema residencial FV+bateria de 5 kWh, reporta cerca de R$ 3.500/kWh. A EPE ressalta variação por escala, configuração e tributos; esses valores servem como referências, não cotações para 150 kWh, e não confirmam o custo de EMS, proteção, climatização, obras e instalação deste caso. O O&M de 4%/ano é hipótese, testada em 2,5%, 4% e 6%. No ATB 2024, o NREL usa 2,5% como O&M fixo para seu modelo comercial, incluindo aumento de capacidade para compensar degradação em 15 anos. A escala desse modelo difere deste BESS, portanto a referência é comparativa. Horizonte de 15 anos e desconto real de 8% são premissas, não parâmetros observados de investidor.

# 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

## 3.1 Síntese da literatura e lacuna de pesquisa

Tabela 1: Síntese de estudos acadêmicos relacionados

| Estudo (ano) | Rede / método e validação | Resultado quantitativo / achado publicado | Uso e limitação para este estudo |
|---|---|---|---|
| Filip et al. (2022) | Monte Carlo em três perfis residenciais finlandeses de BT (rural, intermediário e urbano). | A recarga controlada elevou ~12% a hospedagem FV média; VE pouco ajudam se conectados fora do período solar. | A janela de conexão é chave; resultado finlandês não se transfere diretamente. |
| Martínez Velázquez et al. (2024) | Fluxo de potência e otimização em rede espanhola real de MT, 500 barras. | BESS dedicado só foi competitivo sob certas condições de crescimento; corte de pico necessário em poucos dias/ano. | Sustenta a comparação BESS–reforço; é simulação, não ensaio de campo. |
| Park e Joo (2025) | Análise técnico-econômica de NWA em três perfis e cenários de crescimento. | Caso 3: ESS caiu de 190,6 a 90 MWh; energia anual de carga caiu de 4.915 a 2.178 MWh ao integrar recursos distribuídos. | Dimensionamento varia pelo perfil; FV tem benefício limitado no pico noturno residencial. |
| García-Santacruz et al. (2026) | Planejamento em duas etapas no sistema CIGRE europeu de MT. | No caso estudado, 5,35% da energia anual bastou para resolver as restrições técnicas identificadas. | Resultado específico do caso; não valida a série sintética deste artigo. |
| Baroni (2026) | Monte Carlo em 11 alimentadores brasileiros simulados, com dados de topologia, carga e meteorologia. | Hospedagem FV: 80%→100% sem reguladores e 20%→80% com reguladores quando BESS foi incluído. | Evidência brasileira por simulação; este artigo não usa dados de Santos. |
| Okafor et al. (2025) | Simulação temporal em rede-teste de 31 barras com DIgSILENT PowerFactory. | Até 20,24 MW de DER na barra CPUT durante carga do BESS; na descarga, ~70% das barras ampliaram a capacidade para carga adicional. | Resultado depende da barra e do despacho; não é evidência de campo. |

A literatura selecionada indica resultados quantitativos relevantes, mas obtidos em redes e hipóteses diferentes. A Tabela 1 informa o método, o tipo de validação e o resultado publicado

ISSN 2317-1316

que sustenta o uso de cada fonte; valores de outros trabalhos não são transferidos diretamente para o cenário sintético deste artigo.

A Tabela 1 indica que a competitividade do BESS depende da restrição, do crescimento de carga, da localização e do despacho; os resultados publicados não demonstram substituição universal de obras. Valores de redes externas não são transferidos para o cenário sintético deste artigo.

A triagem agregada não comprova conformidade com o PRODIST. O planejamento real deve verificar tensão por fase, carregamento térmico, fluxo reverso, proteção, harmônicas, desequilíbrio, sobretensões e contingência N−1 quando aplicável.

A triagem separa importação dos VE e exportação FV. Entradas: energia, perfis, limites, parâmetros e eficiência do BESS; saídas: picos, energia acima dos limites, excedente FV, SOC por intervalo e sensibilidades econômicas. Não foram calculados capacidade de hospedagem, tensão, correntes ou perdas por fluxo de potência; os cenários não compartilham função objetivo.

### 3.2 Resultados técnicos da triagem

Tabela 2: Comparação técnica dos cinco cenários sintéticos

| Estratégia | Pico / importação VE | Exportação FV | Atendimento e interpretação |
|---|---|---|---|
| S1 — VE não gerenciado | 492,00 kW; 19/24 intervalos acima de 200 kW; 778,31 kWh/dia acima do teto | 110,93 kWh/dia potencialmente cortados com limitador local | 1.933 kWh/dia solicitados; com teto rígido e sem deslocamento, 1.154,69 kWh/dia seriam atendidos. |
| S2 — recarga gerenciada | 138,07 kW; sem excesso sobre 200 kW | 110,93 kWh/dia potencialmente cortados | 1.933 kWh/dia atendidos na hipótese agregada de janela 17h–7h; horários individuais não modelados. |
| S3 — BESS local, VE não gerenciado | 492,00 kW; 778,31 kWh/dia acima do teto de importação | 0 kWh/dia residual no perfil sintético com SOC e limite de carga calculados | BESS de 70 kW/150 kWh carrega do excedente FV e não descarrega à noite; SOC final 117,28 kWh (78,2%). |
| S4 — BESS + VE coordenados | 138,07 kW; sem excesso sobre 200 kW | 0 kWh/dia residual idealizado no perfil sintético | 1.933 kWh/dia entregues aos VE: 1.838,71 kWh da rede + 94,29 kWh do BESS; SOC final 15 kWh (10%, mínimo). |
| S5 — reforço hipotético | 492,00 kW; sem excesso se o limite subir a 500 kW | 110,93 kWh/dia potencialmente cortados | Atende 1.933 kWh/dia sob o limite ampliado; custo da obra não especificado, portanto é só referência técnica. |

A recarga não controlada soma 1.933 kWh entre 17h e 23h e atinge 492 kW; excede 200 kW em 19/24 intervalos, com 778,31 kWh/dia acima do teto. Sem deslocamento, seriam atendidos 1.154,69 kWh/dia. Distribuir a mesma energia uniformemente em 14 h (17h–7h)

ISSN 2317-1316

resulta em 138,07 kW, redução matemática de 71,94%, mas não garante atendimento individual dos VE.

*O corte FV residual de 0 kWh/dia em S3/S4 é resultado idealizado da série sintética sob os limites de potência e SOC calculados; não inclui indisponibilidade, redução de potência nominal, degradação nem incerteza de previsão. A energia AC acima do limite de exportação é 110,93 kWh/dia; com eficiência de ciclo completo de 85%, a energia útil máxima estimada é 110,93 × 0,85 = 94,29 kWh/dia. O valor deriva da curva sintética, não de dados de um alimentador real.

A série suplementar contém os 96 intervalos. Para carga local de 0, 25, 50, 75, 100 e 150 kW, o excedente FV é, respectivamente, 268,05; 183,24; 110,93; 52,10; 12,08 e 0 kWh/dia. No caso-base, o BESS absorve 110,93 kWh/dia CA, armazena cerca de 102,28 kWh após perdas de carga e poderia entregar até 94,29 kWh após perdas de ciclo. S3 não descarrega à noite; S4 atribui essa energia ao perfil gerenciado dos VE e calcula 1.838,71 kWh/dia de importação. Como os perfis FV e VE foram construídos separadamente, S4 não representa um alimentador integrado nem valida fluxo de potência; seu pico permanece em 138,07 kW.

**3.3 Triagem econômica do adiamento**

Com carga local de 50 kW, 110,93 kWh/dia de excedente FV correspondem a até 94,29 kWh/dia úteis após eficiência de 85%. Para 100, 200 e 250 dias/ano, o valor bruto pelo proxy adotado é R$ 6,975 mil, R$ 13,949 mil e R$ 17,436 mil. No caso de 250 dias, o valor bruto fica abaixo do O&M assumido de R$ 24 mil/ano, produzindo fluxo anual de −R$ 6,564 mil antes do CAPEX. Com CAPEX de R$ 600 mil, 15 anos, desconto real de 8% e residual zero, o VPL sem reposição separada é −R$ 579 mil, −R$ 656 mil e −R$ 759 mil para O&M de 2,5%, 4% e 6%, respectivamente, mantendo a energia anual constante. O cenário de O&M de 2,5% é referência comparativa do NREL, cujo modelo de 15 anos contempla aumento de capacidade por degradação; não é calibração deste projeto. Como estresse de reposição, assumiu-se gasto no ano 10 igual a 50% ou 100% do CAPEX inicial (hipótese do autor, não cotação). Com O&M de 4% e residual zero, os VPLs caem para −R$ 795 mil e −R$ 934 mil. Com reposição de 50% e residual de 10% do CAPEX inicial no ano 15, o VPL é −R$ 776 mil. Os percentuais de reposição/residual são sensibilidades, não estimativas de fornecedor. Nada disso representa receita automática da distribuidora nem viabilidade bancável.

ISSN 2317-1316

Na perspectiva da distribuidora, adota-se B_op = 0 por não haver remuneração comprovada. O BESS é temporário por d anos e retirado/realocado ao final; no caso-base, custo de retirada e valor residual são zero. Supõe-se o mesmo custo real de obra hoje ou após d anos e O&M apenas durante o adiamento. Para mostrar a sensibilidade ao crescimento, aplicaram-se taxas hipotéticas de 1%, 3% e 5%/ano apenas ao pico gerenciado dos VE (138,07 kW), sem carga de base: no ano 5, os picos seriam 145,11, 160,06 e 176,22 kW; o limite hipotético de 200 kW seria atingido em cerca de 38, 13 e 8 anos, respectivamente. Isso não é previsão de alimentador nem prova de adiamento real, pois faltam curva da carga de base, topologia e margens térmicas/tensão. Assim, d = 1, 3 e 5 anos permanece sensibilidade econômica, não data confirmada de obra; se a restrição retornar antes, o adiamento será menor. Um benefício operacional adicional reduziria o limiar, mas não foi monetizado. A condição de equilíbrio é dada pela Equação (1).

$$C_{R,min}(d) = [C_{BESS} + VP(O\&M_d)] / [1 - (1 + r)^{(-d)}] \quad (1)$$

C_BESS = R$ 600.000, O&M anual = R$ 24.000 e r = 8%. O limiar é cerca de R$ 8,40 milhões para 1 ano, R$ 3,21 milhões para 3 anos e R$ 2,18 milhões para 5 anos (Tabela 3). Para d = 5 anos, variar a taxa real de 6%, 8% e 10% resulta em cerca de R$ 2,77 milhões, R$ 2,18 milhões e R$ 1,82 milhão, respectivamente. São limiares condicionais, não orçamentos nem previsões de obra. O prazo d deve derivar de projeção de carga, margem térmica e tensão; se a violação voltar antes, a postergação não se materializa. O limiar elevado mostra que o BESS deste cenário não se justifica apenas pela energia recuperada.

Tabela 3: Limiar ilustrativo do custo de reforço para equilíbrio, nas premissas adotadas

| **Prazo de adiamento (d)** | **Custo mínimo do reforço** | **Premissas / interpretação** |
|---|---|---|
| 1 ano | R$ 8,40 milhões | O&M por 1 ano; retirada/realocação do BESS ao fim do adiamento, sem valor residual ou custo considerado. |
| 3 anos | R$ 3,21 milhões | O&M por 3 anos; limiar do modelo, não orçamento real nem data prevista de reforço. |
| 5 anos | R$ 2,18 milhões | O&M por 5 anos; sem receita de serviço de rede, custo de retirada ou valor residual. |

O limiar depende de CAPEX, O&M e prazo, não é recomendação de investimento. Não há cotação discriminada para 70 kW/150 kWh. O orçamento real deve separar bateria, conversor bidirecional, EMS, proteção, climatização, obra civil, instalação, engenharia,

ISSN 2317-1316

retirada/realocação e prazo. Reposição e residual são sensibilidades, não previsão de vida útil. Serviços auxiliares, tributos e remuneração contratual não foram monetizados.

Tabela 4: Sensibilidade do limiar de equilíbrio para adiamento de cinco anos

| CAPEX assumido (R$/kWh) | O&M anual (% do CAPEX) | CAPEX BESS | Limiar do reforço para adiamento de 5 anos |
|---|---|---|---|
| R$ 3.000 | 2,5% | R$ 450.000 | R$ 1,55 milhões |
| R$ 3.000 | 4,0% | R$ 450.000 | R$ 1,63 milhões |
| R$ 3.000 | 6,0% | R$ 450.000 | R$ 1,75 milhões |
| R$ 4.000 | 2,5% | R$ 600.000 | R$ 2,07 milhões |
| R$ 4.000 | 4,0% | R$ 600.000 | R$ 2,18 milhões |
| R$ 4.000 | 6,0% | R$ 600.000 | R$ 2,33 milhões |
| R$ 6.000 | 2,5% | R$ 900.000 | R$ 3,10 milhões |
| R$ 6.000 | 4,0% | R$ 900.000 | R$ 3,27 milhões |
| R$ 6.000 | 6,0% | R$ 900.000 | R$ 3,49 milhões |

A série CSV reproduz os balanços, não o planejamento de rede. A próxima etapa usará o benchmark aberto de Makhalfih et al. (2025), baseado no IEEE European Low Voltage Test Feeder, incluindo data/network-model/model.dss e label_bus_dict.csv. O fluxo trifásico-temporal monitorará tensão por barra/fase, correntes, limites térmicos, fluxo reverso, perdas, SOC, corte FV e energia VE não atendida, além de regulação, proteção e N−1 quando aplicável. O reforço físico será comparado sob serviço e limites equivalentes; aplicação a Santos exige topologia, curvas, ratings e custos reais.

### 3.4 Limitações e dados mínimos para aplicação à rede

Tabela 5: Dados necessários para transformar a triagem em estudo de planejamento

| Tema | Dados mínimos / verificação necessária |
|---|---|
| Rede e equipamentos | Topologia por fase, impedâncias, bitolas e limites térmicos de condutores, potência e impedância de transformadores, taps/reguladores e configuração do ponto de conexão. |
| Carga, FV e VE | Curvas medidas de carga na subestação/alimentador; perfil sazonal de FV e potência CA; quantidade de VE, potência de carregadores, hora de chegada/saída, energia requerida e restrições de cada veículo. |
| Proteção e qualidade | Ajustes e seletividade de proteção, fluxo reverso, tensão por fase, desequilíbrio, harmônicas, flutuação e sobretensão; contingência N−1 quando aplicável. |
| Planejamento e custos | Previsão de crescimento, margem dos equipamentos e data provável da violação; custo discriminado de obra civil, cabos, transformador, proteção, telecomando, engenharia e prazo. |
| BESS e operação | CAPEX instalado discriminado, potência e energia úteis, limites de SOC, eficiência, degradação, reposição, disponibilidade, comunicação/EMS e regras de remuneração aplicáveis. |

ISSN 2317-1316

## 4 CONCLUSÃO

Nos perfis sintéticos, distribuir 1.933 kWh/dia de recarga por 14 h reduz matematicamente o pico de 492 para 138,07 kW, sem comprovar o atendimento individual dos VE. No teste FV, analisado separadamente, o excedente acima do limite é de 110,93 kWh/dia; o BESS de 70 kW/150 kWh poderia entregar até 94,29 kWh/dia após perdas. Em 250 dias/ano, o valor bruto (R$ 17,436 mil) fica abaixo do O&M assumido (R$ 24 mil). Logo, os resultados são condicionais; sem dados reais e fluxo de potência, não demonstram capacidade de hospedagem nem substituição de reforço.

## 5 DECLARAÇÃO DE USO DE IA

Utilizei o ChatGPT (OpenAI, GPT-6) para organizar a literatura, revisar a redação, conferir equações e construir/revisar perfis sintéticos. Não executei fluxo de potência real nem usei medições da distribuidora. Perfis, limites e custos são hipóteses. Assumo responsabilidade pelo conteúdo submetido.

## 6 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): módulos e regras vigentes. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist. Acesso em: 17 out. 2026.

BARONI, B. R. Assessment of Photovoltaic Hosting Capacity in Distribution Systems Considering Battery Energy Storage Systems and Voltage Regulators. Journal of Control, Automation and Electrical Systems, publicação on-line em 2 jun. 2026. DOI: 10.1007/s40313-026-01296-4.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor. Rio de Janeiro: EPE, 2025. (PDE 2035). Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-894/Caderno_MMGD_Baterias_2035_v2025.07.31.pdf. Acesso em: 19 out. 2026.

FILIP, R. et al. Analyzing the Impact of EV and BESS Deployment on PV Hosting Capacity of Distribution Networks. Energies, v. 15, n. 21, art. 7921, 2022. DOI: 10.3390/en15217921.

GARCÍA-SANTACRUZ, C. et al. Two-stage techno-economic planning of distributed energy resources as non-wire alternatives in distribution networks. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 180, art. 112055, 2026. DOI: 10.1016/j.ijepes.2026.112055.

**ISSN 2317-1316**

MAKHALFIH, A. et al. A Comprehensive Benchmark Model for Low-Voltage Distribution Networks With High CER Penetration Under Diverse Operating Scenarios. IEEE Access, v. 13, p. 211845–211882, 2025. DOI: 10.1109/ACCESS.2025.3644142. Modelo OpenDSS: github.com/AsaadMakhalfih/benchmark-cer-opendss-model.

MARTÍNEZ VELÁZQUEZ, M. et al. Distributed battery energy storage systems for deferring distribution network reinforcements under sustained load growth scenarios. Journal of Energy Storage, v. 100, parte A, art. 113404, 2024. DOI: 10.1016/j.est.2024.113404.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). Commercial Battery Storage. 2024 Annual Technology Baseline. Disponível em: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/commercial_battery_storage. Acesso em: 17 out. 2026.

OKAFOR, C. E. et al. Analysis of the Hosting Capacity of a Distribution Network Integrated with Solar Photovoltaics Plants, Battery Energy Storage Systems, and Electric Vehicles. In: IEEE PES/IAS PowerAfrica, 2025. Anais de congresso. DOI: 10.1109/PowerAfrica65840.2025.11289167.

PARK, J.; JOO, S.-K. Techno-Economic Analysis of Non-Wire Alternative (NWA) Portfolios Integrating Energy Storage Systems (ESS) with Photovoltaics (PV) or Demand Response (DR) Resources Across Various Load Profiles. Energies, v. 18, n. 13, art. 3568, 2025. DOI: 10.3390/en18133568.