

Gerenciamento Ótimo de Energia Elétrica para Maximização de Lucro de uma Planta Fotovoltaica com Baterias

Liane M. Oliveira* Micael P. Lucena* Lucas Haas*
Sidneia L. Cavalcante* Camila S. Gehrke** Lucas V. Hartmann**
Flávio S. V. Gomes** Italo R. F. M. P. Silva**

* Programa de Pós-graduação em Energias Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, PB, (e-mail: liane.oliveira@cear.ufpb.br).

** Centro de Energias Alternativas e Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, PB, (e-mail: italo@cear.ufpb.br).

Abstract: According to the 2029 Ten Year Energy Expansion Plan, there are a trend in applying battery energy storage system (BESS) in photovoltaic (PV) plants. In this context, this work presents an elaboration of an optimal energy management system (EMS) for a joint operation of BESS in centralized PV plants (PV/BESS). This article aims to determine an objective function to optimize it, maximizing the profit concentration of a PV/BESS system applied to the simulated centralized PV plant of Coremas. For the system model the considered variables are, energy pricing model, batteries degradation and losses model and a penalty due to power limit violation. The operation optimization was achieved through the use of genetics algorithm. System simulations performed in MATLAB obtained positive results for the proposed EMS, obtaining an average profit gain of 2.11% for 2021.

Resumo: Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia de 2029 há uma tendência na aplicação de sistema de armazenamento de energia com baterias (*battery energy storage system* - BESS) em usinas fotovoltaicas (FV). Nesse contexto, este trabalho traz uma elaboração de um sistema de gerenciamento de energia (*energy management system* - EMS) ótimo para uma operação conjunta do BESS em plantas FVs centralizadas (FV/BESS). O objetivo deste artigo concentra-se em determinar uma função objetivo a fim de otimizá-la para maximização de lucros de um sistema FV/BESS, aplicada a uma simulação da usina FV centralizada de Coremas. Para modelagem do sistema, considerou-se como restrições: o sistema de precificação de energia, os custos associados à degradação e perda total das baterias e penalidade relativa à violação dos limites de potência gerada. A otimização da operação foi alcançada por meio do emprego do algoritmo genético. Simulações do sistema foram realizadas no MATLAB e foram obtidos resultados positivos para o EMS proposto, obtendo ganho de lucro médio em 2,11% para o ano de 2021.

Keywords: photovoltaic, storage, battery, energy, electrical, management, optimization.

Palavras-chaves: fotovoltaico, armazenamento, bateria, energia, elétrica, gerenciamento, otimização.

1. INTRODUÇÃO

O aumento da geração solar fotovoltaica, só em 2019, no Brasil, cresceu 3,45 GW segundo (ABSOLAR, 2020), sendo 26,2% dessa energia gerada de forma centralizada. No entanto, o submódulo 8.1 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) brasileiro impõe um limite de potência ativa a ser injetada na rede elétrica para operação de usinas fotovoltaicas (FV) de grande porte ou centralizadas com potência instalada superior a 5 MW. Assim sendo, essas plantas podem ficar limitadas à potência contratada, perdendo a geração de energia excedente e consequentemente diminuição de recursos financeiros, pois sua demanda de energia estabelecida em contrato é atrelada ao pico de geração da FV.

Nesse sentido, há uma tendência segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia de 2029 (PDE 2029) de utilização da usina FV associada a um sistema de armazenamento de energia com baterias (*battery energy storage system* - BESS). As baterias de fosfato de lítio ferro (LFP) destacam-se por apresentarem características atraentes como longa vida útil, elevada densidade de energia, segurança e disponibilidade substancial, além da sua queda recente de preço com o avanço das tecnologias associadas Brasil and Melo (2015). Portanto, o PDE 2029 mostra a necessidade de suprimento não só da energia mas também de potência, e acredita que sistemas de armazenamento de energia (*energy storage systems* - ESSs) sejam capazes de suprir essa demanda.

A partir disso, o emprego de baterias em plantas FV centralizadas (FV/BESS) podem agregar uma série de benefícios, tais como: possibilitar um sistema gerenciamento de energia (*energy management system* - EMS) ótimo da demanda contratada pela usina FV, isto é, nos momentos em que essa potência gerada é ultrapassada, ela não precisa ser desperdiçada pois o BESS poderia armazenar a energia excedente; auxiliar na minimização de custos também por meio da otimização do EMS na arbitragem da venda de energia, ou seja, armazenando energia quando o preço de venda da energia é baixo e descarregando quando o preço da tarifa de energia elétrica é alto; propiciar melhorias técnicas, financeiras e ambientais no sistema de transmissão de energia como regulação de frequência, corte de picos de demanda (*peak shaving*) e diminuição de gases de efeito estufa.

Para fins de otimização de lucro de um sistema FV/BESS, é necessário conhecer a tarifação do mercado de energia regional e contratuais em que o gerador FV centralizado opera. Para o sistema de precificação brasileiro de energia e para fins de análise econômica, considerou-se a forma de comercialização do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Neste ambiente, segundo o (CCEE, 2020) os contratos são celebrados através de leilões entre as distribuidoras de energia elétrica e as unidades geradoras, existindo duas alternativas: contrato por disponibilidade ou contrato por geração de energia. Neste último, as responsabilidades relativas a ultrapassagem entre a energia gerada no Mercado de Curto Prazo (MCP), seja pra mais ou para menos, e o valor determinado por contrato de venda recaem sobre o vendedor (geradora). Adicionalmente, os geradores FVs com potência de até 30 MW são definidos como fontes denominadas incentivada especial (i.e., geração proveniente de fontes renováveis), que podem vender energia para consumidores especiais (aqueles que adquirirem a energia incentivada) e, assim, terem o direito a redução de custos da tarifa de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST). Caso aconteça da usina exceder o seu limite de potência pelo menos quatro vezes durante o mês, há a perda do desconto da TUST, tornando-se uma fonte denominada convencional especial nesse mês (CCEE, 2022).

Nesse contexto, uma alternativa é a elaboração de uma solução ótima em termos financeiros e energéticos a partir de um sistema de gerenciamento de energia ótimo com a operação do BESS em plantas FVs centralizadas. Adicionalmente, inclui-se a programação de curto prazo que resulta na otimização em vinte quatro horas de dados com um intervalo de tempo de 1 hora de despacho de carga e descarga da FV/BESS. Com esse intuito, o EMS abrange um modelo de otimização com seus parâmetros e variáveis de entrada satisfazendo restrições relacionadas a: precificação da energia elétrica; precificação de energia contratada; custos referentes a degradação do sistema de baterias. Destaca-se que os custos referentes a degradação influenciam diretamente na vida útil das bateias uma vez que há um aumento significativo no custo do sistema por causa do envelhecimento das mesmas, sendo necessário para análise e modelagem dessa restrição na função objetivo para otimização do sistema.

No entanto, é visto em (Yao and Cai, 2021; Ando et al., 2021) que a modelagem da bateria é abordada de forma

simplificada, sem levar em consideração custos relacionados ao seu envelhecimento. As restrições nesses estudos foram dadas de forma isolada e apenas consideraram os limites de trabalho das baterias relacionados ao estado de carregamento (*state of charge* - SoC) e a limitação do inversor para potência de saída do BESS. Todavia, afirma-se em (Zia et al., 2019) que a operação de contínuo carregamento e descarregamento afeta o ciclo de vida de uma bateria e, para otimizar seu uso e minimizar seus custos relacionados, precisa-se trabalhar com impactos que afetam o desempenho da bateria na modelagem: custos pela profundidade de descarga (*depth of discharge* - DoD), custos atrelados ao *calendar aging* e o custo de queima da bateria.

Várias pesquisas recentes foram estudadas para operação de plantas FV associadas a BESS no contexto da geração distribuída. Em (Ando et al., 2021; Yao and Cai, 2021; Mohamed et al., 2021; Jeon et al., 2020), foi realizado a otimização de um sistema FV/BESS com intuito de diminuição de custos. Contudo, esses estudos não abordam um contexto de geração para sistemas de transmissão que é o que esse trabalho se concentra.

Quanto às soluções do problema de otimização, o método mais comum é o algoritmo genético (*genetic algorithm* - GA). Nesse algoritmo, define-se um número aleatório de população e, posteriormente, executa uma quantidade de iterações para otimizar a função objetivo. O GA foi utilizado em Kelly and Leahy (2020); Schneider et al. (2021); Yao and Cai (2021) para encontrar uma solução ótima para dimensionamento de capacidade de armazenamento de um sistema FV/BESS junto a restrições de precificação de eletricidade. O GA é usado principalmente para funções objetivos não lineares sendo o mais adequado para encontrar a solução ótima de problemas voltados para otimização FV/BESS por sua rapidez em alcançar um resultado satisfatório (Badawy and Sozer, 2017).

Com relação à tarifação, em Zhou et al. (2018); Saaravia-Guerrero and Espinosa-Juárez (2021); Tsai et al. (2020), os algoritmos de otimização baseiam-se apenas na tarifa local para a região de estudo. Assim, o estudo do MCP é essencial para saber as restrições de entrada do modelo de preço de energia para aplicar no algoritmo de otimização deste trabalho.

Portanto, este artigo concentra-se em determinar uma função objetivo para o gerenciamento ótimo da energia de um sistema FV/BESS para definir a potência de referência do BESS e o limite de potência fotovoltaica aplicada a uma simulação de uma usina PV de Coremas, localizada na Paraíba, com capacidade instalada de 31,2 MW para fins de maximização de lucros. Dessa forma, para modelagem e restrições do sistema usina FV/BESS considerou-se: A parcela referente ao lucro de geração baseando-se no estudo do ACR do mercado brasileiro de energia (CCEE, 2021); uma multa (penalidade) foi definida caso o sistema viole alguma das restrições contratuais estabelecidas para planta FV. Nesse cenário, as entradas consideradas para o EMS são: SoC; irradiância solar global horizontal; modelo de precificação de energia; capacidade de armazenamento das baterias; custo de aquisição inicial da bateria; dados de consumo interno; potência de pico de geração e potência limite a ser injetada na rede. Já as saídas são o custo total

do sistema, o SoC dado a cada hora, potência do sistema de baterias dada para cada hora.

Sendo assim, as principais contribuições deste artigo incluem: (1) a modelagem para os custos relacionados a degradação da bateria e custos para casos de queima total da bateria; (2) o gerenciamento ótimo de energia do sistema FV/BESS voltado para um sistema de geração centralizada; (3) o estudo de precificação do mercado para utilizar o algoritmo de otimização baseado em tarifas do sistema de transmissão de energia.

2. METODOLOGIA

O gerenciamento de energia é realizado por meio da maximização de uma função objetivo. Para o sistema de geração FV/BESS, a função de custo, dada em R\$ é expressa por:

$$Ct = V_{mcp} - C_{bd} - Penalidade \quad (1)$$

sendo V_{mcp} o valor arrecadado pelo gerador a cada hora, C_{bd} é o custo de degradação da bateria por unidade de energia e $Penalidade$ é a penalidade monetária a ser imposta caso exista violação dos limites do sistema.

A otimização da função em (1) é realizada pelo GA. Desse modo, este algoritmo recebe os dados de entrada e as restrições mencionadas na Seção 1, retornando valores ótimos e ideias para as saídas do EMS.

$$P_g = P_b + P_v - P_l \quad (2)$$

O cálculo da potência total que a planta FV injeta na rede (potência da rede, P_g) pode ser estabelecido pela função (2) e é considerado uma restrição para equação do balanço de potência e também para cálculo da energia medida da rede para posterior obtenção de V_{mcp} . Sendo P_v a potência do sistema fotovoltaico, P_l o consumo interno da planta FV e P_b é a potência do sistema de baterias. Vale ressaltar que para este artigo foi considerado a potência das baterias positiva enquanto ele está descarregando e negativa quando carrega.

As entradas para o sistema são potência de saída de geração FV, tarifação de energia horário do dia e energia medida da rede para cada hora.

2.1 Mercado Brasileiro de Energia

As regras relacionadas a precificação de energia são variáveis de entrada para a formulação da função objetivo, assim, na presente seção, é discutido sobre a precificação do mercado de energia brasileiro para uma perspectiva de mercado de ACR. Nesse sentido, a abordagem financeira é voltada ao MCP.

No Brasil, a geração de energia das usinas normalmente têm suas medições feitas a cada hora (horário). Com isso, por meio desses valores medidos de geração de energia realiza-se um cálculo de comparação direta entre o valor de energia gerado e o valor determinado no contrato de venda, essa comparação é definida como o balanço de energia dessa usina geradora FV (CCEE, 2020). Desse modo, se o valor da geração for inferior ao valor do contrato de venda, então o gerador terá uma exposição negativa ao MCP, de modo que terá que pagar pela quantidade de energia faltante com custo do Preço da Liquidação

das Diferenças (PLD). De forma contrária, caso aconteça exposição positiva, isto é, maior geração do que a prevista em contrato para aquele horário, o gerador venderá a energia ao custo do PLD (CCEE, 2021).

O PLD é um valor determinado diariamente para cada patamar de carga, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), que se obtém a partir de escolhas de operação do ONS, por meio de seus mecanismos de previsão de carga. Nesse contexto, o CMO é dado com base nas usinas que estão operando no momento, com seu custo baseado no maior valor de MWh consumido, o que normalmente, se refere a custos de energia elétrica produzida por usinas termoeletricas. Uma vez que há uma dependência das decisões e previsões concedidas pela própria ONS, então o custo do CMO é dado, geralmente, em um dia antes o que acarreta na validade de 24h durante o dia seguinte. Seus valores são disponibilizados abertamente ao público pela próprio sistema do ONS. Com isso, o PLD é obtido diretamente do portal da CCEE.

O gerador FV irá vender ou comprar energia do MCP para casos de exposições positivas ou negativas, respectivamente. Sendo o valor dessa energia dado conforme o PLD.

Portanto, considerando valor de contrato do MWh do gerador, o valor de energia a cada hora V_{mcp} , dado em R\$, é calculado da seguinte forma:

$$V_{mcp} = E_{cont} \cdot V_{cont} + (E_{med} - E_{cont}) \cdot V_{PLD} \quad (3)$$

sendo E_{cont} (em MWh) a quantidade de energia determinada em contrato a ser fornecida a cada hora, V_{cont} o custo do MWh definido em contrato (em R\$/MWh), E_{med} o valor da energia medida (em MWh) e prevista na hora em análise e V_{PLD} é o valor do PLD (em R\$/MWh) para hora em questão.

De acordo com (3), quando a geração for superior ao montante do contrato de venda, é verificado o valor do PLD para ser tomada a decisão de carregar ou descarregar a bateria visando sempre o lucro do sistema geral. Assim, tendo em vista a variação do PLD, outros horários do dia podem gerar um maior retorno financeiro para aquela energia vendida.

No ACR, o sistema de precificação é definido anualmente para que posteriormente seja feita sua divisão mensal e horária, dependendo do contrato de geração. Dependendo disso, determina-se a precificação por sazonalidade e modulação para tal contrato. A sazonalização definida padrão é a constante (*flat*) que é a distribuição da mesma quantidade de energia para todos os meses do ano. Depois de definida a sazonalização de energia, determina-se a divisão de energia mensal definida para cada horário do mês em questão. De mesmo modo que sazonalização, a modulação definida padrão é a modulação *flat*, no qual a energia é distribuída igualmente entre os meses.

Portanto, a definição do tipo de sazonalização e modulação interfere no balanço de energia de geração da usina FV. Consequentemente, isso interfere como a geração de energia é valorada ao PLD. Como o preço do PLD varia durante o dia, então, dependendo do horário que a energia seja gerada (em excesso ou em deficiência) em relação ao

contrato, a usina pode ter como resultado final um lucro maior, prejuízo ou nenhum lucro (CCEE, 2021).

É importante ressaltar que a parcela do valor a ser arrecadada via contrato é fixa e a parcela variante depende diretamente do valor do PLD naquela horário, e que também pode ocorrer prejuízos se existir uma geração baixa em períodos de elevado valor do PLD.

2.2 Custo de Degradação da Bateria

A redução da vida útil da bateria está diretamente vinculada ao seu uso. Dessa forma, é fundamental considerar um custo relativo à sua degradação. Essa contabilização é crucial, pois o custo do BESS tem impacto significativo sobre o custo total do sistema (Badawy and Sozer, 2017). Desse modo, a modelagem desse desgaste devido a seu uso se dá através de fatores que impactam a saúde e a vida útil da bateria, sendo eles: impactos referentes ao *calendar aging*, ao DoD e caso relativo à queima da bateria.

O custo de degradação da bateria, C_{bd} , de acordo com (Badawy and Sozer, 2017), é calculado por meio da soma dos valores entre os custos desses fatores de impacto, tal como segue na equação (4):

$$C_{bd} = C_{DoD} + C_{st} + C_{sc} \quad (4)$$

sendo C_{st} o custo relacionado ao impacto do *calendar aging* na bateria, C_{DoD} o custo relacionado ao impacto do DoD na bateria e C_{sc} o custo relacionado à queima da bateria.

Segundo (Swierczynski et al., 2015) o *calendar aging* é definido como uma perda irreversível de capacidade da bateria e capacidade de energia durante o armazenamento. Assim, a bateria não pode ser armazenada por longos períodos de tempo sem ser utilizada. Tal qual é visto em (Swierczynski et al., 2015), uma estimativa da vida útil da bateria pode ser obtida analisando o estado de carregamento (SoC, *state of charge*) e temperatura como mostrado na função (5)

$$Lft = \left(\frac{EOL}{(0,019C^{0,823} + 0,5195) \cdot (3,258 \cdot 10^{-9} \cdot T^{5,087} + 0,295)} \right)^{1,25} \quad (5)$$

O EOL é desvanecimento da capacidade da bateria no fim da vida útil, o T é a temperatura da bateria ($^{\circ}C$), Lft é a vida útil estimada em meses e o SoC indica a capacidade de energia percentual ainda disponível nas baterias.

Para obter um valor diário desse custo utiliza-se a equação (6).

$$C_{st} = \frac{C_{bat}}{Lft \cdot 30} \quad (6)$$

Em seguida, as restrições são impostas para diminuir o envelhecimento da bateria, evitar sua perda e trabalhar em uma operação saudável. Uma restrição adotada foi com base nos limites do SoC, de forma que seus limites, máximo e mínimo (SoC_{max} e SoC_{min} respectivamente), não sejam excedidos, conforme em (7), pois significaria a perda significativa de vida útil das baterias (Zhou et al., 2018). A outra restrição é relativa aos limites de potência instantânea das, no qual, seus limites, máximo e mínimo

($P_{b,max}$ e $P_{b,min}$ respectivamente), devem ser respeitados, de acordo com (8).

$$SoC_{min} \leq SoC \leq SoC_{max} \quad (7)$$

$$P_{b,min} \leq P_b \leq P_{b,max} \quad (8)$$

sendo P_b é a potência do sistema de bateria para cada intervalo de tempo. Considera-se P_b negativo, quando a bateria estiver carregando, e positivo quando a bateria estiver descarregando.

Os parâmetros $P_{b,max}$ e o $P_{b,min}$ são calculados de forma a definir essas duas potências segundo o estado atual de carregamento, respeitando os limites do SoC_{max} e SoC_{min} , tal como segue nas equações (9) e (10):

$$P_{b,max} = \max \left\{ 0, \frac{[SoC(t - \Delta t) - SoC_{min}] Q}{\Delta t} \right\} \quad (9)$$

$$P_{b,min} = \min \left\{ 0, \frac{[SoC(t - \Delta t) - SoC_{max}] Q \cdot \eta_{in}}{\Delta t} \right\} \quad (10)$$

sendo Q a capacidade total da bateria, Δt é o intervalo de tempo, e η_{in} é a eficiência total de entrada.

O cálculo do custo de degradação do DoD depende do efeito que este traz na vida útil da bateria em ciclos (é considerado um ciclo para o total descarregamento da bateria), isto é, a degradação da bateria por ciclos é frequentemente modelada tendo relação com o número de ciclos de carga e descarga, representada pela variável N (Schneider et al., 2021). Assim, o N é dado por (11). Além disso, o custo relacionado com a degradação do DoD horário, adaptado de (Hoke et al., 2011), é definido em (12).

$$N = \left(\frac{EOL}{0,00024 \cdot e^{0,02717 \cdot (273,15+T)} \cdot 0,02982 \cdot DoD^{0,4904}} \right)^2 \quad (11)$$

$$C_{DoD} = C_b \cdot \frac{E_{t0}}{E_t} \quad (12)$$

sendo E_t a energia total utilizável durante a vida útil da bateria, E_{t0} a energia usada durante o ciclo atual e C_b o custo inicial da bateria em reais. As funções de E_t e E_{t0} são dadas pelas equações adaptadas de (Hoke et al., 2011), sendo elas dadas pelas funções (13) e (14):

$$E_t = N \cdot \overline{DoD} \cdot Q \quad (13)$$

$$E_{t0} = [SoC(t) - SoC(t-1)] \cdot Q \quad (14)$$

sendo \overline{DoD} o valor médio de DoD calculado a partir da média diária do $DoD(t)$ e considerado para obter a previsão do número de ciclos que a bateria terá durante sua vida útil não apresentando grandes variações ao longo desse período.

Como relatado, caso aconteça a ultrapassagem da restrições dos limites das equações (7) e (8), ocorre a queima da bateria. Desse modo, é considerado um novo custo responsável por simular a perda total da bateria, ou seja, o valor de um novo BESS. Acontecendo essa violação, então, esse custo é dado pela equação (15):

$$C_{sc} = C_b \quad (15)$$

2.3 Penalidade

Em (CCEE, 2020), considera-se como fonte incentivada especial um gerador fotovoltaico com potência de até 30 MW o qual pode vender energia para consumidores especiais a TUST. Se a usina solar ultrapassar o limite de potência pelo menos quatro vezes durante o mês, acontece a perda da TUST, tornando-se uma fonte convencional especial nesse mês de ultrapassagem. Para casos de reincidência desse acontecimento dentro do prazo de doze meses, o gerador passa a ser classificado, nos próximos doze meses, como fonte convencional especial, isto é, sem direito a desconto na TUST.

Ademais, ainda sobre a ultrapassagem da potência máxima de geração, outro possível impacto é a reclassificação da fonte convencional especial para convencional não especial, que por conseguinte leva o gerador a não atender mais os contratos de energia especial, caso existam. Em consequência disso, o gerador sofre punição por ultrapassagem da potência e assim deverá, a partir do mês seguinte dessa ocorrência, estabelecer contratos de compra de energia especial de outro gerador, o que acarreta em um custo a mais para a usina de energia. Além disso, novos contratos de venda deverão ser estabelecidos, porém como energia não especial para vender sua energia gerada. Logo, tais limitações são consideradas para o algoritmo de otimização e utilizada como penalidade na função em (1).

2.4 Algoritmo Genético

A técnica de otimização GA foi utilizada para alcançar uma programação ótima do EMS no sistema FV/BESS com base nos dados previsão. O algoritmo foi aplicado no problema de otimização para maximização de lucro, isto é, minimização dos custos visando encontrar valores ótimos da potência de carga e descarga do BESS ao longo do período de tempo avaliado. O período de tempo no algoritmo foi definido em 24h com intervalo de 1h. A implementação do GA foi feita no MATLAB com base nos parâmetros descritos na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros do GA.

Parâmetros	Valores
Número de itens na saída do GA	24
Tamanho da população	30000
Número máximo de gerações	10^3
Erro para critério de parada entre as gerações	10^{-9}
Tempo de parada caso não tenha alteração na melhor solução	30 s
Tempo máximo do GA	180 s
Taxa de sucesso de cruzamento	80%
Elites mantidas	80%
Restrições da população inicial	[-8,064, 8,064]

A função objetivo é dada em (1) e os limites do problema são dados de (7) a (10). Os parâmetros da bateria e degradação da mesma, a potência gerada prevista do FV, a demanda prevista de carga para a rede e o PLD horário são entradas para o GA. A partir delas, o GA resulta nos valores ideais de potência horária do BESS, o SoC a cada hora e o lucro total para as 24h seguintes.

O diagrama do GA é mostrado na figura 1, no qual o individuo é um vetor formado por 24 valores e o mesmo é otimizado para que se possa calcular e obter P_b ótimo.

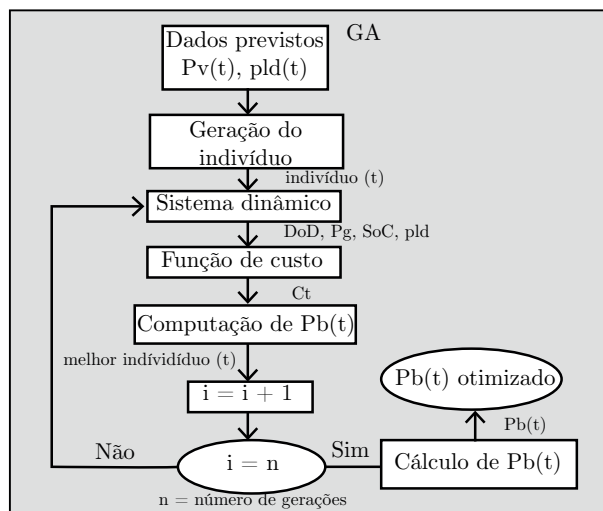


Figura 1. Diagrama do GA

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A arquitetura do sistema é configurada a partir de uma solução *Huawei* para usina PV de Coremas. As conexões entre os equipamentos podem ser vistos na figura 2.

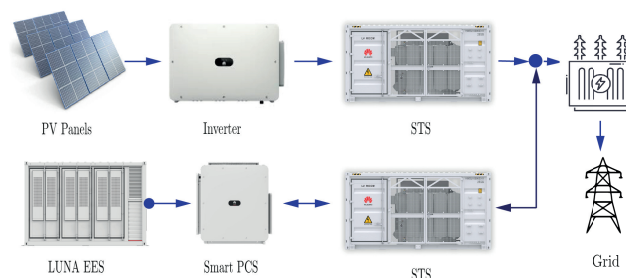


Figura 2. Arquitetura da usina de Coremas

A usina de Coremas foi simulada considerando 31,2MWp da planta real, com os seguintes equipamentos: inversores *Huawei* Sun2000-185kktl, sistema FV 31,2MWp, estação de transformação (sigla em inglês, STS) STS-3000k-H1, cabos CA com 185mm², conversor CC-CA (sigla em inglês, PCS) PCS LUNA2000-200KTL-H0, BESS LUNA2000-2.0MWH-2H1. Levando isso em consideração, os valores utilizados para as variáveis de entrada do sistema FV/BESS encontram-se na Tabela 2.

Tabela 2. Parâmetros do sistema.

Parâmetros	Valores
Q	8,064 MWh
SoC_{min}	20%
SoC_{max}	100%
$P_{b max}$	8,064 MW
$P_{b min}$	-8,064 MW
η_{pv}	96,31%
η_{in}	87,28%
η_{out}	96,98%
DoD_{max}	80%
Δt	1h
C_b	R\$ 6.386.688,00
Pico de geração da planta PV	31,2 kWp

Foram considerados para o sistema FV/BESS da arquitetura da figura 2, três tipos de eficiência. A primeira em relação as perdas do sistema FV (η_{pv}) que consistem: perdas no inversor, perdas de cabeamento e perdas do transformador, obtendo assim, respectivamente as seguintes eficiências: 98,00%, 99,37% e 98,30%. A partir disso, foi obtida η_{pv} que é a eficiência do sistema FV para o lado da Corrente Alternada (CA) de Média Tensão (MT) mostrada na Tabela 2.

A segunda eficiência (η_{in}) é da MT ao BESS e é composta por: perdas do transformador, perdas de cabeamento, perdas do PCS e eficiência da bateria, resultando, respectivamente, nas seguintes eficiências: 98,90%, 99,25%, 98,80%, 90,00%. A partir delas, é obtida a η_{in} mostrada na Tabela 2.

A terceira eficiência para ser considerada é a do BESS para MT da rede, sendo composta por: perdas do PCS, perdas de cabeamento e perdas do transformador. Resultando, respectivamente, nas eficiências: 98,20%, 99,25%, 98,90%. Assim, obtém-se η_{out} mostrada na Tabela 2.

Além disso, o custo inicial da bateria foi 132 dólares por kWh, assim, realizada a conversão para reais, com cotação do dólar de 5,06 reais, determinou-se custo da bateria C_b para 8,064 MWh.

O valor do pld é dado em R\$/MWh. O valor inicial de contrato é de 180 R\$/MWh com base em dados obtidos através do portal da CCEE. A energia contratada, ($E_{cont} = 7,2$ MWh), foi obtida através do portal da ANEEL, baseado nesse valor foi considerada sazonalidade e modulação *flat*.

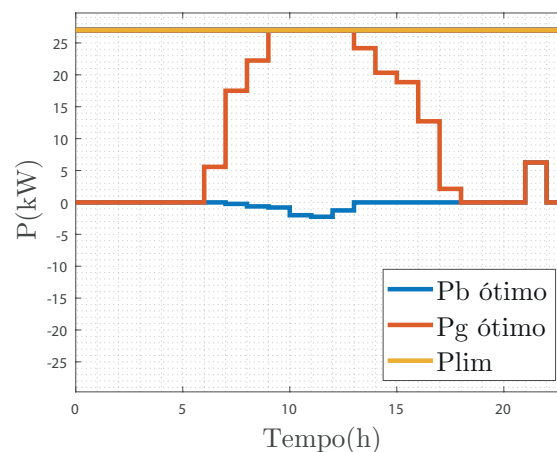
Para validação do sistema, foram utilizados arbitrariamente os dados de irradiação fotovoltaica da usina FV na primeira semana de 2021 com os sete dias sendo de sol pleno, junto a dados do PLD para conseguir os dados de saída para uma semana de operação do EMS. Posteriormente, foi feita a simulação para todo o ano de 2021, com esses mesmos dados para fins de conhecimento do ganho do sistema. Somado a isso, o consumo interno na simulação foi considerado nulo ao longo do dia, visto que para o sistema de geração de grande porte a energia usada é muito pequena comparada ao montante gerado.

Para o carregamento inicial da bateria, foi considerado 20% de SoC de modo a garantir que o sistema opere mesmo que a bateria não esteja previamente carregada e com disponibilidade de injeção de potência no início do dia. Além disso, a partir dos dados horários do CMO é calculado e obtido o PLD.

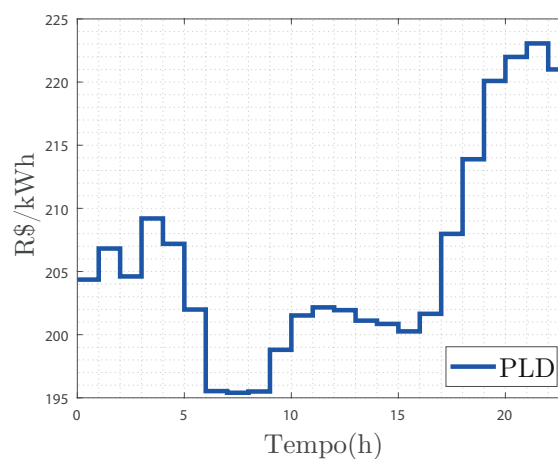
O tamanho das baterias foram escolhidos baseado em 1/3 da potência limite (P_{lim}) que pode ser injetada na rede, 27MW, resultando em 4 contêineres luna2000. Em vista dessas considerações, ilustra-se na Figura 3(a) o funcionamento do sistema para do dia 01/01/2021.

Observa-se que em torno do meio dia, o pico de geração, a energia excedente é armazenada na bateria para evitar que a potência limite seja ultrapassada. Posteriormente, essa energia é fornecida a rede elétrica no horário de maior valor horário de PLD conforme mostrado na Figura 3(b). Reforçando isso, verifica-se na Figura 3(c) que o SoC cresce durante esse mesmo período, tornando-se constante, até o

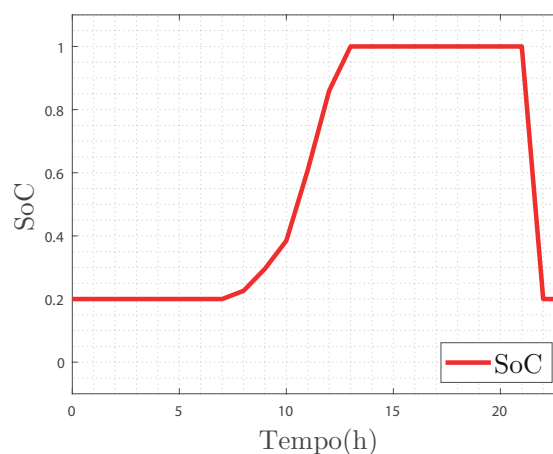
descarregamento dessa energia quando o PLD possui um valor alto para este dia.



(a)



(b)



(c)

Figura 3. (a) Operação do sistema FV/BESS no dia 01/01/2021. (b) Variação do PLD no dia 01/01/2021. (c) Estado de carregamento do BESS.

Comparando com um sistema FV original, isto é, sem BESS, nota-se na Figura 4(a), que durante o pico de

geração, a geração é forçadamente cortada, limitando a potência máxima de geração que é a potência limite da rede. Nessa condição, parte da energia gerada é perdida e não há um retorno monetário sobre essa energia excedente.

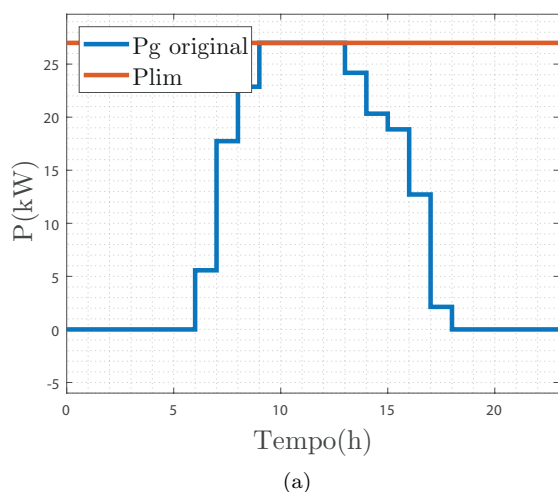


Figura 4. Operação do sistema PV (apenas) no dia 01/01/2021.

Para os outros seis dias, o comportamento do sistema funciona de maneira semelhante, acontecendo apenas alterações no horário de descarga da bateria devido a variação do valor do PLD máximo para cada dia. Na Tabela 3, resumam-se esses resultados para os sete dias com a operação do sistema de geração FV (original) apenas e do sistema de geração FV/BESS após a otimização.

Tabela 3. Ganho financeiro estimado do sistema de geração FV sem e com BESS para uma semana de operação.

Data	Sistema PV (R\$)	Sistema PV/BESS (R\$)	Ganho (%)
01/01/2021	41897,00	43119,00	2,92
02/01/2021	53826,00	55699,00	3,48
03/01/2021	43702,00	45564,00	4,26
04/01/2021	44776,00	44816,00	0,09
05/01/2021	52135,00	53135,00	3,74
06/01/2021	46243,00	47991,00	3,78
07/01/2021	50935,00	52295,00	2,67
Média	47644,85	48945,57	2,99

Na Tabela 3, nota-se que o ganho médio estimado para a semana foi de 2,99% com dias de maior e menor retorno a depender do valor do PLD. Para o pior dos casos para a semana, o ganho foi de 0.09%, pois a energia gerada para esse dia foi menor comparada aos outros dias, e assim, o otimizador considera a utilização mínima do BESS, para obter um maior lucro para este dia.

Para uma melhor percepção da dependência direta do ganho em relação a variação e ao valor máximo do PLD, o sistema foi testado para o dia 12/09/2021 em que a variação dos valores do PLD horário para este dia são mostrados na Figura 5(a). É visto que há uma alta variação entre o valor máximo e mínimo do PLD, o que acarreta em uma operação de carregamento do BESS em horários de energia mais baratos e de descarregamento quando a

energia estiver com valor mais elevado. Assim, o sistema foi simulado para a situação com restrição na limitação da potência de 27 MW, cf. Figura 5(b).

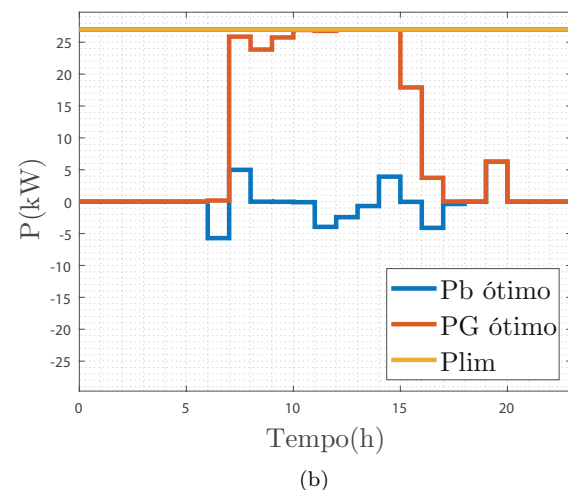
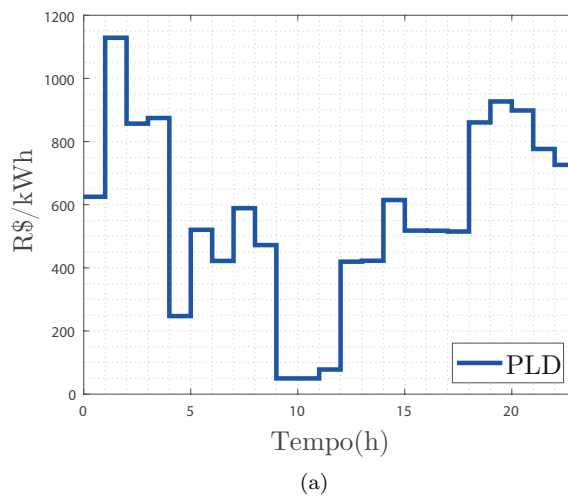


Figura 5. (a) Variação do PLD no dia 12/09/2021. (b) operação do sistema FV/BESS com potência limitada em 27 MW no dia 12/09/2021.

Os resultados obtidos para este cenários foram: para o sistema limitado a 27 MW, o lucro do dia considerando apenas a geração FV é R\$12655,00, já com o BESS é R\$19068,00 resultando em um ganho de 50,68%.

É importante destacar que o valor do sistema operando apenas com geração FV foi inferior aos valores da primeira semana de 2021 devido ao alto valor do PLD no momento em que não foi gerada energia. Para o horário da manhã, o custo da energia por meio do PLD foi cerca de seis vezes maior que o valor do contrato. Por não haver geração antes das sete da manhã, para atender o contrato, o gerador compra a energia ao sêxtuplo do valor do que seria pelo contrato.

Também foi calculado o retorno de investimento (sigla em inglês, ROI) sendo estimado com base na simulação da planta e operação em um ano com dados de PLD e irradiação de 2021 (estação climática solarimétrica de Corema). Os resultados e variáveis consideradas estão na

Tabela 4 para o sistema sem armazenamento de energia e o sistema com a operação ótima.

Tabela 4. Análise do ROI para o sistema FV/BESS LUNA 2000.

Variáveis	Planta sem BESS	Operação Ótima (R\$)
Lucro em 2021 (R\$ e06)	15,1370	15,4500
N	N/A	175
Ganho	N/A	2,11%
ROI	N/A	17 anos e 7 meses

A otimização obteve um ganho significativo de 2,11% para o ano completo de 2021, tendo utilizado 175 ciclos no ano, o que é considerável, já que isto representa um lucro que o sistema FV/BESS pode alcançar. Nota-se também que durante 90 dias (25% do ano) houve operação mínima do BESS pois nesse período a usina não atingiu o P_{lim} . Com 80% do DoD, são esperados mais de 6000 ciclos para a célula. Portanto, considerando apenas o número de ciclos total das baterias, o sistema levará 30 anos para atingir o seu ponto de fim de vida e como é observado na tabela 4, o ROI foi de 17 anos e 11 meses. Ademais, se o sistema FV atingir sua potência máxima durante todo o ano, um melhor ROI é esperado, aumentando o número de ciclos da bateria por ano. Logo, é observado que a otimização do sistema FV/BESS traz um ganho significativo durante seu tempo de uso, além do ROI ser obtido no decorrer de um período menor que este.

4. CONCLUSÃO

Neste trabalho, é proposta uma solução ótima para um EMS, por meio de aspectos financeiros e energéticos, com a operação conjunta do BESS em plantas FVs centralizadas. O objetivo desta proposta é determinar uma função objetivo para o EMS aplicado a um sistema de usina PV centralizada junto ao BESS, a fim de obter uma maximização de lucros. Assim, simulações foram implementadas com base na usina de Coremas da Paraíba, tendo resultados positivos para o EMS, em operações para dias comuns com ganho médio de 2,99% da semana analisada neste trabalho. O ganho máximo nessa semana foi de 4,26% e o ganho mínimo foi de 0,09%. No entanto, para dias ótimos, como no dia 12/09/2021, o sistema apresentou um ganho de 50,68%, demonstrando a possibilidade de um aceitável retorno financeiro do que é investido para o sistema de baterias, sendo o ROI obtido de 17 anos e 11 meses. Além disso, o sistema também foi simulado para ano de 2021, tendo um ganho significativo de 2,11% representando um lucro do sistema ótimo FV/BESS.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à PPGER/CEAR/UFPB, a unidade EMBRAPPII/CEAR/UFPB e a HUAWAI por meio do projeto 1504.11.1021, pelo amparo e financiamento desta publicação.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR (2020). *Grandes e Pequenas Usinas Solares no Brasil Geram Mais de 3,4 Gigawatts*.

- Ando, R., Ishii, H., Hayashi, Y., and Zhu, G. (2021). A planned power generation for batter-assisted photovoltaic system using short-term forecast. *IEEE Access*, 9, 125238–125246.
- Badawy, M.O. and Sozer, Y. (2017). Practical power management of pv/ess integrated system. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53, 1347–1357.
- Brasil, C.F. and Melo, C.L.S. (2015). A comparative study of lead-acid batteries and lithium iron phosphate batteries used in microgrid. *2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, 1–7.
- CCEE (2020). *Balanço Energético*.
- CCEE (2021). *Preço da Líquida das Diferenças-PLD*.
- CCEE (2022). *Contratos*.
- Hoke, A., Brissette, A., Maksimovic, D., Pratt, A., and Smith, K. (2011). Electric vehicle charge optimization including effects of lithium-ion battery degradation. In *2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 1–8.
- Jeon, S.U., Noh, J., Kang, S., and Park, J.W. (2020). Practical power management of pv/ess integrated system. *IEEE Access*, 8, 189775–189785.
- Kelly, J.J. and Leahy, P.G. (2020). Sizing battery energy storage systems: Using multi-objective optimization to overcome the investment scale problem of annual worth. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(4), 2305–2314.
- Mohamed, A.A.R., Best, R.J., Liu, X., and Morrow, D.J. (2021). Domestic battery power management strategies to maximize the profitability and support the network. In *2021 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1–5.
- Saaravia-Guerrero, J. and Espinosa-Juárez, E. (2021). Optimal sizing of bess for industrial peak shaving applications considering different electricity billing rates. In *2021 Fourth International Conference on Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT)*, 1–6.
- Schneider, S.F., Novák, P., and Kober, T. (2021). Rechargeable batteries for simultaneous demand peak shaving and price arbitrage business. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(1), 148–157.
- Swierczynski, M., Stroe, D.I., Stan, A.I., and andS. K. Kær, R.T. (2015). Lifetime estimation of the nanophosphate lifepo4/c battery chemistry used in fully electric vehicles. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 51(4), 3453–3461.
- Tsai, C.T., Ocampo, E.M., Beza, T.M., and Kuo, C.C. (2020). Techno-economic and sizing analysis of battery energy storage system for behind-the-meter application. *IEEE Access*, 8, 203734–203746.
- Yao, M. and Cai, X. (2021). Energy storage sizing optimization for large-scale pv power plant. *IEEE Access*, 9, 75599–75607.
- Zhou, L., Zhang, Y., Lin, X., li, C., Cai, Z., and Yang, P. (2018). Optimal sizing of pv and bess for a smart household considering different price mechanisms. *IEEE Access*, 6(4), 41050–41059.
- Zia, M., Elbouchikhi, E., and Benbouzid, M. (2019). Optimal operational planning of scalable dc microgrid with demand response, islanding, and battery degradation cost considerations. *Applied Energy*, 237, 697–707.