

Análise Técnica e Econômica da Alocação Ótima de Baterias no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Norberto A. Martinez¹, Alejandra T. Pozos¹, John F. Franco^{1 2}

¹UNESP – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Câmpus de Ilha Solteira
Av. José Carlos Rossi, 1370, 15385-000, Ilha Solteira, São Paulo, Brasil

²UNESP – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Câmpus Experimental de Rosana
Av. dos Barrageiros, 1881, 19274-000, Rosana, São Paulo, Brasil

E-mails: abrantemartinez94@gmail.com, tabares1989@gmail.com, j.f.franco@ieee.org

Abstract: Battery systems can be used in the electric power distribution system to obtain technical and economic advantages, being able to store and discharge energy when it is economically or technically attractive or to store the surplus of renewable generation to be used at a more convenient time. Due to the high cost of battery systems, technical and economic studies are necessary to evaluate their proper allocation in the distribution system. Therefore, a mixed-integer conic programming model is proposed in this paper for the optimal allocation of batteries in the energy distribution system; economic indicators, such as the internal rate of return and the net present value, are used to carry out an economic analysis that considers the lifespan of equipment. The optimization problem was modeled using the mathematical language AMPL and solved using the commercial solver CPLEX. The results of case studies using 33 bus test system show the importance of economic and technical analysis of battery system allocation.

Resumo: Sistemas de baterias podem ser usados no sistema de distribuição de energia elétrica para obter vantagens técnicas e econômicas, podendo armazenar e descarregar energia quando for economicamente ou tecnicamente atrativo ou também armazenar o excedente de geração renovável para que essa energia seja usada em momento mais conveniente. Devido ao alto custo de sistemas de baterias, estudos técnicos e econômicos são necessários para avaliar sua adequada alocação no sistema de distribuição. Assim, neste trabalho é proposto um modelo matemático de programação cônica de segunda ordem inteira mista para a ótima alocação de baterias no sistema de distribuição de energia. Indicadores econômicos, como a taxa interna de retorno e valor presente líquido, são utilizados para uma análise econômica que considera a vida útil técnica dos equipamentos. Também é feita uma comparação da operação do sistema de distribuição com e sem a alocação de baterias em redes com presença de geração distribuída renovável. O problema de otimização foi modelado com a linguagem matemática AMPL e resolvido usando o *solver* comercial CPLEX. Os resultados de casos de estudo usando um sistema de 33 barras mostram a importância da análise econômica e técnica da alocação de sistemas de baterias.

Keywords: Economic and technical analysis; battery allocation; battery operation; optimization; distribution systems.

Palavras-chaves: Análise econômica e técnica; alocação de baterias; operação de baterias; otimização; sistemas de distribuição.

1. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição modernas caracterizam-se pela integração crescente de recursos de geração distribuída, especialmente de fontes renováveis. Junto a essa integração, os sistemas de baterias têm ganhado popularidade no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), dada sua capacidade de armazenar e descarregar energia em momentos oportunos para reduzir custos com a compra de energia (Hatzigargyriou et al., 2016). Além disso, as baterias permitem um maior aproveitamento da geração distribuída, dada sua capacidade de armazenar o excedente da geração, assim como permitem mitigar os riscos associados com a intermitência de algumas

fontes de geração como a solar e a eólica (Denholm and Hand, 2011; Wen et al., 2015; Zheng et al., 2014). Além da integração com fontes renováveis, os sistemas de baterias podem fornecer outros serviços à rede, como controle de tensão e o deslocamento de carga (Giannitrapani et al., 2017; Han et al., 2015).

Embora ofereçam vantagens à operação do SDEE, as baterias ainda são recursos com um alto custo de investimento e sua ampla alocação na rede de distribuição não é uma opção viável, especialmente para as redes de grande porte (Oudalov et al., 2007). Por tais motivos, alocar e dimensionar baterias é essencial para aproveitar seus benefícios técnicos de maneira econômica, sendo essa uma tarefa complexa devido à

existência de diferentes tecnologias e requisitos particulares das redes de distribuição, como condições de carga e presença de geração distribuída.

Diversos trabalhos apresentam métodos para analisar a viabilidade econômica da alocação de sistemas de baterias. Idlbi, et al. (2016) fazem uma análise técnica e econômica do uso de baterias em redes de média tensão para controle de tensão e adiantamento dos investimentos em reforços na rede, mas é constatado que nos preços atuais é inviável. Alocação, dimensionamento e operação usando um modelo matemático são tratados por Jannesar, et al. (2018) para a minimização de custos com a compra de energia, perdas e emissão de gases nocivos. Alguns trabalhos têm apresentado métodos para a avaliação do uso de baterias pelo consumidor final, onde a tarifa energética muda de acordo com o dia e o horário (Barcellona et al., 2018; Dufo-López and Bernal-Agustín, 2015). Outras propostas fazem avaliações econômicas através de programação linear, considerando dados reais para a geração fotovoltaica e cenários tarifários diferentes (Wu et al., 2016). Devido ao alto custo de sistemas de baterias, há estudos que fazem uma análise de viabilidade econômica das diferentes tecnologias disponíveis, outros avaliam tecnologias específicas e também há os que analisam qual tipo de aplicação é mais viável para se investir (Garimella and Nair, 2009; Kazempour and Moghaddam, 2009). Um método mais elaborado considerando fatores econômicos e reinvestimento é proposto em Chen et al. (2011) onde, através de um algoritmo genético, alocam-se otimamente baterias em redes com presença de geração distribuída procurando o máximo Valor Presente Líquido (VPL).

Na literatura especializada tem sido estudada a alocação, dimensionamento e operação de baterias considerando seus impactos, viabilidade e benefícios econômicos. Entretanto, técnicas de otimização eficientes, que possam garantir soluções factíveis e análises econômicas mais elaboradas ainda são necessárias para a solução do problema de alocação de baterias, de forma que forneçam ferramentas ao planejado. Assim, neste artigo é proposto um modelo de programação cônica de segunda ordem inteiro misto, promissor devido a sua convergência à solução ótima e baixo esforço computacional, quando comparado a modelos de Programação Não Linear (Franco et al., 2014). Neste contexto, o modelo proposto identifica a alocação e operação ótima das baterias, permitindo uma posterior avaliação técnica e econômica. Para a avaliação econômica serão utilizados os indicadores VPL e Taxa Interna de Retorno (TIR), que são indicadores econômicos de amplo uso para toma de decisões (Blank and Tarquin, 2011). O modelo matemático considera o custo de investimento nos equipamentos, operação do sistema e geradores de energia renovável conectados à rede. O modelo com essas considerações foi implementado na linguagem AMPL (Fourer et al., 2003) e resolvido com o *solver* comercial CPLEX (IBM, 2009).

O restante do trabalho é organizado da seguinte forma: na seção 2 é apresentado o modelo matemático; na seção 3 são apresentados os índices econômicos usados; na seção 4 são apresentados os casos de estudos e resultados. Por último, na seção 5 são apresentadas as conclusões do trabalho.

2. MODELO MATEMÁTICO

Nesta seção é apresentado o modelo matemático do problema de alocação e operação ótima de baterias. Neste modelo, a função objetivo minimiza o custo anual de operação da rede, o custo de manutenção do sistema de baterias, e o valor anualizado do investimento no sistema de baterias, enquanto o SDEE é representado por um modelo equivalente monofásico e as perdas de potência no ramo mn são concentradas na barra m . A variável de decisão representa em qual barra do sistema será feito o investimento em sistemas de bateria.

Para determinar a operação ótima das baterias e o custo da compra de energia de forma mais realista, o modelo é resolvido em períodos t de igual duração de um conjunto Ω_t que representa um dia de operação do sistema. Adicionalmente o preço da energia, a carga e a geração distribuída variam para cada t . Dado que a função objetivo representa custos anualizados, o resultado de operação de um dia típico é multiplicado pelo número de dias do ano.

Além de Ω_t , no modelo também estão presentes os seguintes conjuntos: Ω_n que é o conjunto de barras que têm índice m ; Ω_l que é o conjunto de ramos com índices km e mn que são índices do ramo anterior e o seguinte a barra m .

2.1 Função Objetivo

A função objetivo (1) minimiza o custo anual de operação do sistema de distribuição, a manutenção anual do sistema de baterias e o investimento anualizado no sistema de baterias, e está representado em dois termos: o primeiro representa os custos de operação e o segundo representa os custos relacionados ao sistema de baterias.

$$\min \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{m \in \Omega_n} (P_{mt}^{SE} c_t^{SE} + P_{mt}^{GD} c_t^{GD}) \Delta_t \alpha \quad (1)$$

$$+ (\varphi + \gamma) \sum_{m \in \Omega_n} \rho_m (\bar{E}^b \zeta + \bar{P}^{b+} \sigma)$$

Na expressão anterior, P_{mt}^{SE} e P_{mt}^{GD} representam a potência fornecida pela subestação e geração distribuída na barra m no período t , respectivamente. Adicionalmente, Δ_t , c_t^{SE} e c_t^{GD} correspondem à duração de cada período, o preço da energia comprada da subestação e da geração distribuída. O parâmetro α é usado para obter o valor anual de energia comprada, sendo igual a 365.

No segundo termo de (1), ρ_m é a variável binária de decisão do investimento da bateria na barra m . Para o cálculo do investimento em baterias, \bar{E}^b representa a capacidade de energia da bateria, ζ é o custo do módulo em \$/kWh, \bar{P}^{b+} representa a potência que o inversor da bateria é capaz de fornecer e σ é seu custo em \$/kW. O termo φ em (1) representa a função $\lambda(1 + \lambda)^\tau / ((1 + \lambda)^\tau - 1)$, conhecida na área econômica como fator A/P, que calcula o valor equivalente uniforme anualizado através dos τ anos de vida útil do investimento feito no presente sob uma taxa de juros λ (Blank and Tarquin, 2011). Por último, o parâmetro γ representa o

fator de cálculo dos custos de manutenção do sistema de baterias.

2.2 Restrições de Operação da Rede

A representação da operação da rede baseia-se no modelo de *Branch Flow* proposto por Farivar and Low (2013), aqui definido nas equações (2)–(5). Na formulação, (2) e (3) são as restrições do balanço de potência ativa e reativa, sendo P_{mmt} , Q_{mnt} e I_{kmt}^{sqr} as variáveis que representam os fluxos de potências ativa e reativa e o quadrado da corrente no circuito mn . As variáveis P_{mt}^{b+} e P_{mt}^{b-} representam as potências injetada e absorvida na barra m pela bateria no período t ; P_{mt}^{SE} e Q_{mt}^{SE} representam as potências ativa e reativa fornecidas pela subestação na barra m . Por último, as variáveis P_{mt}^{gd} e Q_{mt}^{gd} representam as potências ativa e reativa fornecida pela unidade de geração distribuída na barra m . A resistência e reatância do circuito mn são representados pelos parâmetros R_{mn} e X_{mn} respectivamente; enquanto os parâmetros P_{mt}^d e Q_{mt}^d representam as potências ativa e reativa demandadas na barra m no período t .

$$\sum_{km \in \Omega_l} P_{kmt} - \sum_{mn \in \Omega_l} (P_{mnt} + R_{mn} I_{kmt}^{sqr}) + P_{mt}^{SE} + P_{mt}^{gd} + P_{mt}^{b+} - P_{mt}^{b-} = P_{mt}^d \quad \forall m \in \Omega_n, \forall t \in \Omega_t \quad (2)$$

$$\sum_{km \in \Omega_l} Q_{kmt} - \sum_{mn \in \Omega_l} (Q_{mnt} + X_{mn} I_{kmt}^{sqr}) + Q_{mt}^{gd} + Q_{mt}^{SE} = Q_{mt}^d \quad \forall m \in \Omega_n, \forall t \in \Omega_t \quad (3)$$

A equação (4) representa a queda de tensão, sendo que as variáveis V_{mt}^{sqr} e V_{nt}^{sqr} representam a tensão ao quadrado na barra m e n e o parâmetro Z_{mn} representa a impedância no circuito mn . Em (5), é calculada a magnitude de corrente no ramo mn .

$$V_{mt}^{sqr} - V_{nt}^{sqr} = 2(R_{mn} P_{mnt} + X_{mn} Q_{mnt}) + Z_{mn}^2 I_{mnt}^{sqr} \quad \forall mn \in \Omega_n, \forall t \in \Omega_t \quad (4)$$

$$V_{nt}^{sqr} I_{mnt}^{sqr} \geq P_{mnt}^2 + Q_{mnt}^2 \quad \forall mn \in \Omega_n, \forall t \in \Omega_t \quad (5)$$

2.3 Operação do Sistema de Baterias

A operação do sistema de baterias deve ocorrer de modo que se armazene energia fora dos horários de pico de consumo, onde a energia é barata e injetar a energia quando o preço é alto e/ou quando acontece o pico de demanda. Essa operação é representada em (6)–(9), está baseada na proposta de Macedo et al. (2015).

A restrição (6) limita a potência injetada e (7) limita a potência absorvida pela bateria da barra m . A restrição (8) determina o estado de carga da bateria no período t , que é a soma da energia do período anterior, subtraída a energia auto descarregada e a soma ou subtração da energia absorvida ou injetada na rede nesse período. Além disso, (9) limita a energia da bateria. A restrição (10) determina em qual barra m será feita a alocação

do sistema de baterias e em (11) é definida a característica binária de ρ_m .

Nas restrições (6)–(11), P_{mt}^{b+} e P_{mt}^{b-} são variáveis que representam as potências injetada e absorvida pela bateria e E_{mt}^b representa energia armazenada na bateria na barra m no período t . Os parâmetros técnicos da bateria são representados por \underline{P}^{b+} e \overline{P}^{b+} , os quais definem a mínima e máxima potência de injeção no sistema respectivamente. Similarmente \underline{P}^{b-} e \overline{P}^{b-} representam as potências de absorção. As variáveis \underline{E}^b e \overline{E}^b representam os parâmetros de mínima e máxima energia que pode ser armazenada na bateria, η^{b-} e η^{b+} representam as eficiências de injeção e absorção de potência e β^b é a taxa de auto descarregamento da bateria. Finalmente, b_m é um parâmetro binário que determina em qual barra m do sistema pode ser alocado um sistema de baterias.

$$\underline{P}^{b+} \rho_m \leq P_{mt}^{b+} \leq \overline{P}^{b+} \rho_m \quad \forall m \in \Omega_n, \forall t \in \Omega_t \quad (6)$$

$$\underline{P}^{b-} \rho_m \leq P_{omt}^{b-} \leq \overline{P}^{b-} \rho_m \quad \forall m \in \Omega_n, \forall t \in \Omega_t \quad (7)$$

$$E_{mt}^b = E_{m(t-1)}^b + \eta^{b-} \Delta t P_{mt}^{b-} - (\eta^{b+})^{-1} \Delta t P_{mt}^{b+} - \beta^b \Delta t E_{mt}^b \quad \forall m \in \Omega_n, \forall t \in \Omega_t \quad (8)$$

$$\underline{E}^b \leq E_t^b \leq \overline{E}^b \quad \forall t \in \Omega_t \quad (9)$$

$$\rho_m \leq b_m \quad \forall m \in \Omega_n \quad (10)$$

$$\rho_m \in \{0,1\} \quad \forall m \in \Omega_n \quad (11)$$

2.4 Operação da Geração Distribuída Renovável

O conjunto de restrições (12)–(14) representa a operação da geração renovável dentro do SDEE e está baseado no trabalho de Macedo et al. (2015). Na restrição (12), as potências ativa e reativa, representadas pelas variáveis P_{mt}^{gd} e Q_{mt}^{gd} , são limitadas pelo valor máximo de potência aparente que a unidade pode injetar na barra m , representado por S_m^{gd} . Além disso, (13) garante a não negatividade da potência ativa. Finalmente, (14) limita a potência reativa pelo parâmetro θ_m^{gd} , que representa o fator de potência do gerador.

$$(P_{mt}^{gd})^2 + (Q_{mt}^{gd})^2 \leq (S_m^{gd})^2 \quad \forall m \in N, \forall t \in \Omega_t \quad (12)$$

$$0 \leq P_{mt}^{gd} \quad \forall m \in N, \forall t \in \Omega_t \quad (13)$$

$$|Q_{mt}^{gd}| \leq P_{mt}^{gd} \operatorname{tg}(\cos^{-1} \theta_m^{gd}) \quad \forall m \in N, \forall t \in \Omega_t \quad (14)$$

O modelo apresentado em (1)–(14) constitui um problema de programação cônico de segunda ordem inteiro misto. Tal problema pode ser solucionado com otimização clássica com auxílio de *softwares* comerciais, os quais garantem a obtenção da solução ótima e fornecem informação do processo de solução.

3. ÍNDICES ECONÔMICOS

Para auxiliar a tomada de decisão de alocação e operação dos sistemas de baterias, serão utilizados indicadores para fazer uma análise econômica. A primeira análise econômica utiliza o VPL, que atualiza para a data presente a soma dos fluxos de caixa de um projeto de investimento, junto ao valor inicial do investimento. A equação (15) calcula o VPL, onde τ representa a vida útil do investimento, λ a taxa de juros, e FC_i os fluxos de caixa, sendo $i = 0$ o período onde se realiza o investimento inicial no projeto; para $i > 0$ são obtidos fluxos de caixa produzidos pelo investimento que, para os casos de estudo, correspondem à redução no custo de operação subtraindo os custos de manutenção dos equipamentos (Blank and Tarquin, 2011).

$$VPL = \sum_{i=0}^{\tau} FC_i / (1 + \lambda)^i \quad (15)$$

A análise do resultado é direta: caso o VPL for maior que zero, o investimento trará lucro; caso seja menor que zero, o investimento trará prejuízo; quando for igual a zero o investimento apenas se paga.

Uma análise econômica complementar pode ser realizada fazendo o uso de outro indicador: a TIR, que calcula a taxa de juros em que o VPL é igual a zero, ou seja, quando o investimento apenas se paga. Sua forma de calcular está representada em (16) e seus parâmetros são similares aos apresentados em (15), com a diferença de que o valor a ser calculado é a taxa de juros λ_{TIR} (Blank and Tarquin, 2011).

$$\sum_{i=0}^{\tau} FC_i / (1 + \lambda_{TIR})^i = 0 \quad (16)$$

A análise do resultado calculado em (16) é similar à do VPL, sendo o parâmetro de referência a taxa de juros λ inicialmente usada. Consequentemente, para uma TIR maior que a taxa de juros o projeto é viável, enquanto para um valor menor o projeto é inviável.

A viabilidade econômica de um investimento pode ser verificada usando apenas o VPL, mas o auxílio da TIR pode mostrar o quão perto o caso analisado está de se tornar inviável, pois quanto maior a diferença entre o TIR e taxa de juros menor é o risco de se tornar inviável com gastos não esperados ou outros fatores econômicos.

4. TESTES E RESULTADOS

O modelo proposto foi testado em um sistema de distribuição de 33 barras com tensão nominal de 12,66 kV, onde a barra 0 representa a subestação e as 32 barras restantes representam as barras de carga; sua topologia é apresentada na Fig. 1 (Baran and Wu, 1989). Na Fig. 2 se apresentam os custos da energia proveniente da subestação e da geração distribuída (Macedo et al. 2015).

O sistema teste possui três unidades de geração distribuída renovável, com capacidade de geração de 300 kVA cada uma, operando com um limite de fator de potência de 0,95. Essas

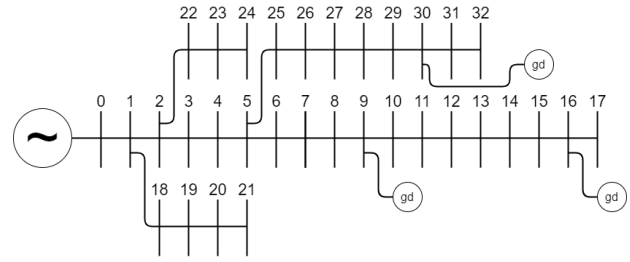


Fig. 1 Sistema de 33 barras

Tabela 1 - Dados dos casos de estudo

Caso	Custo das baterias (\$/kWh)	Juros (% a.a.)
I	200	6
II	190	6
III	180	6
IV	200	8
V	190	8
VI	180	8

unidades estão alocadas nas barras 9, 16 e 30. Além disso, o fator de variação de geração pode ser verificado na Fig. 3.

O sistema de baterias considerado no modelo é uma bateria de óxido de lítio níquel cobalto alumínio (Li-io NCA), com taxa de auto descarregamento de $\beta_o^b = 0,2\%$ por dia sendo capaz de descarregar 90% de sua energia armazenada; a bateria tem eficiências de injeção e absorção (η_o^{b+} e η_o^{b-}) iguais a 0,95. Além disso, cada módulo tem uma capacidade de 1 MWh, acompanhado de um inversor com potência de 100 kW. A vida útil para todo o sistema de baterias é assumida como sendo igual a 10 anos (Ralon et al. 2017).

Os custos dos inversores usados no sistema de baterias têm um custo de 105 \$/kW e os custos dos módulos de bateria tem um valor de 200 \$/kWh. Considera-se que os custos de manutenção anuais do sistema de baterias são iguais a 1,5% dos valores investidos nos módulos e inversores, como apresentado em Ralon et al. (2017).

Os parâmetros anteriores correspondem ao Caso I, e a partir desse, são criados outros casos de estudo como descrito na Tabela 1. Além disso, para fins de comparação será considerado resolver o problema de operação do sistema de distribuição sem opções de investimento em baterias; esse caso é identificado como o Caso Base.

O modelo matemático foi implementado na linguagem matemática AMPL e para resolver os diferentes casos de estudo foi utilizado o *solver* CPLEX em um computador com processador AMD Ryzen 5 3500U. Dados complementares podem ser encontrados no repositório *online* (Martinez, Tabares, and Franco 2020).

4.1 Análise Econômica

Para realizar a análise econômica, o Caso Base é utilizado para compará-lo com os Casos I–VI de modo a analisar os impactos econômicos da alocação de baterias sob diferentes condições de preços e juros.

Tabela 2 - Comparação de custos dos Casos I–VI com o Caso Base

Caso	Baterias alocadas	F.O. (\$)	Comparação da F.O. com Base (%)	Redução do custo de operação (%)
Base		3.853.087		
I	4	3.848.826	-0,11	3,41
II	9	3.839.283	-0,36	7,42
III	16	3.819.068	-0,88	12,82
IV	0	3.853.087	0	0
V	2	3.851.986	-0,03	1,74
VI	5	3.846.466	-0,17	4,23

Tabela 3 - VPL e TIR dos casos de estudo

Caso	VPL (\$)	TIR (%)	$\lambda_{TIR} - \lambda$ (%)
I	29.587	6,77	0,77
II	95.849	7,17	1,17
III	236.220	7,70	1,70
IV	0	0	0
V	6.842	8,40	0,4
VI	41.138	9,02	1,02

No Caso Base, o valor da função objetivo é de \$ 3.853.087 que corresponde à compra de energia fornecida pela subestação e os geradores distribuídos. Este resultado é comparado com o valor da função objetivo dos Casos I–VI, os quais consideram a alocação de sistemas de baterias. A Tabela 2 resume os resultados obtidos, assim como as diferenças de cada um dos casos com relação ao Caso Base.

Com os dados apresentados na Tabela 2 é possível analisar a viabilidade econômica para cada caso utilizando os indicadores econômicos apresentados na seção 3. Portanto, na Tabela 3 são apresentados os valores dos indicadores e a diferença entre a TIR e a taxa de juros.

A partir dos dados apresentados na Tabela 3 é possível concluir que todos os projetos são viáveis, mas o Caso IV não houve alocação de baterias. Além do mais, a análise dos resultados da TIR permite determinar que o Caso V, mesmo sendo economicamente viável, é o de maior risco, sendo sua TIR apenas 0,4% maior que a taxa de juros. Os outros casos apresentam uma diferença pequena entre o TIR e a taxa de juros, indicando que se encontram próximos de se tornar inviáveis.

4.2 Análise Técnica

Os resultados mostram que a variação do preço da energia, mostrado na Fig. 2, ao longo do dia determina a operação das baterias. Assim a bateria armazena energia nos períodos em que o custo de energia é baixo e injeta energia na rede quando o custo é alto, e esta operação é mostrada na Fig. 4 para a bateria alocada na barra 32 do Caso I. Este tipo de operação resulta em benefícios financeiros ao operador do SDEE diminuindo o custo total com a compra de energia.

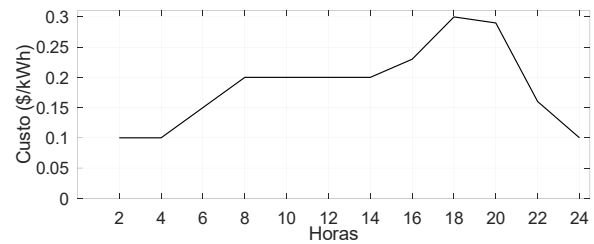


Fig. 2 Custo da energia

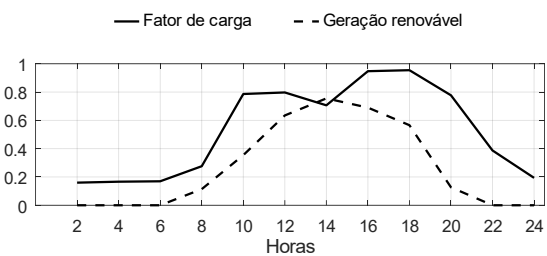


Fig. 3 Fator de geração distribuída e demanda de energia

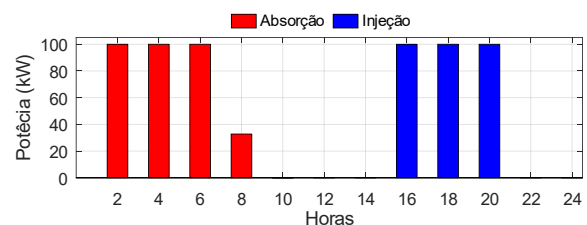


Fig. 4 Operação da bateria na barra 32

Além disso, analisando os resultados mostrados na Fig. 4, se espera uma alteração no perfil do fornecimento de potência da subestação, que para alguns dos casos de estudo pode ser verificado na Fig. 5. Essa característica promove um auxílio ao SDEE nos horários de pico de consumo, já que ele é parecido com o perfil do custo da energia. De forma conjunta à diminuição do fornecimento de energia pela subestação, nesses horários diminui-se o fluxo de potência nos alimentadores do sistema.

Cabe destacar que a alocação das baterias auxilia ao SDEE reduzindo as perdas técnicas do sistema, que para o Caso Base somam 444.322 kW ao ano e pode ser verificado a redução das perdas nos demais casos na Tabela 4. Entretanto, o aumento do número de baterias alocadas não implica uma redução proporcional das perdas técnicas do sistema, como pode ser observado na Tabela 4. Observa-se que, mesmo sendo o Caso III o de maior alocação de baterias, não corresponde ao caso com maior redução de perdas. Os resultados mostram que o Caso II, com 7 baterias alocadas a menos que o Caso III, é a solução de menor valor de perdas técnicas.

Outro efeito do uso de sistemas de baterias no SDEE pode ser observado na Fig. 6, que mostra a comparação do perfil de tensão na barra 32 para o Caso Base e o Caso I. Observa-se que, como resultado da alocação de baterias, obtém-se uma melhora de 1% no período mais crítico.

Com testes desconsiderando a geração distribuída renovável no Caso I para verificar sua influência na operação das baterias, mas foi observado que não exerce influência na

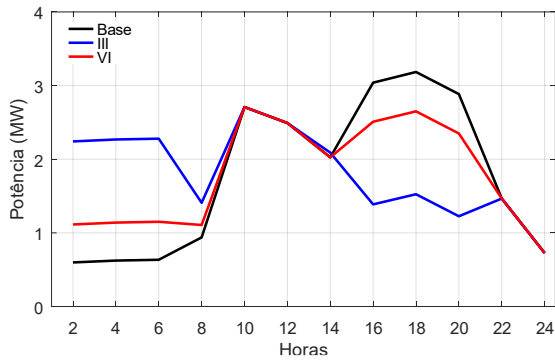


Fig. 5 Potência fornecida pela subestação nos Casos Base, III e VI

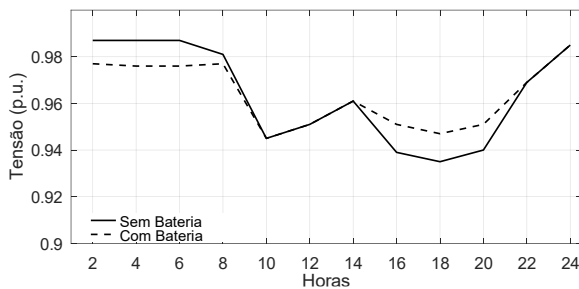


Fig. 6 Perfil de tensão sem e com bateria na barra 32 do Caso I

operação das baterias já que o custo da energia dessa geração é igual à proveniente da subestação, mas é possível verificar que sem a geração ocorre mais perdas no sistema e há um detrimento no perfil de tensão, que no momento mais crítico da barra 32, é 1% menor. Ademais, o modelo aloca duas baterias a mais.

O problema foi solucionado com baixo esforço computacional, sendo que todos os tempos de solução ficaram abaixo de um minuto, como pode ser verificado na Tabela 5.

5. CONCLUSÕES

O uso de sistemas de baterias em redes de distribuição pode trazer benefícios ao operador, mas a decisão de alocação e operação é por muitas vezes difícil devido ao valor de equipamentos, variações do preço de energia e fatores econômicos. Portanto o presente trabalho apresentou um modelo matemático cônico de segunda ordem inteiro misto para o problema da alocação e operação de baterias sendo que a decisão de alocação considera os custos de manutenção anual e investimento anualizado do sistema de baterias, ao tempo que a operação das baterias busca minimizar a compra de energia. Este modelo foi implementado na linguagem AMPL, e para simulações foi utilizado um sistema de distribuição de 33 barras.

A análise econômica proposta faz uso de dois conhecidos indicadores econômicos: VPL e TIR, os quais permitem observar a sensibilidade da solução a diferentes preços de equipamentos e fatores econômicos. Observou-se que dois projetos mesmo sendo factíveis possuem riscos diferentes no seu investimento, e essa informação pode ser importante para a tomada de decisão.

Tabela 4 - Alocação das baterias e redução de perdas comparadas ao Caso Base

Caso	Barras com baterias	Redução das perdas (% a.a.)
I	13, 15, 30, e 32	12,6
II	5, 7, 13, 15, 24, 26, 28, 30, e 32	19,3
III	1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 19, 21, 22, 24, 26, 28, 30, e 32	20,5
IV	–	0
V	13, e 32	7,4
VI	11, 15, 28, 30, e 32	14,5

Tabela 5 - Tempo de solução dos casos de estudo

Casos	Base	I	II	III	IV	V	VI
Tempo (s)	0,19	14,4	9,67	10	7,5	10,8	8,8

Os resultados mostram o auxílio técnico dos sistemas de baterias na operação do sistema de distribuição elétrica, melhorando o perfil de tensão, fazendo o deslocamento de carga e minimizando as perdas no sistema. Para este modelo os resultados também mostram que a geração distribuída renovável tem pouca influência na operação dos sistemas de baterias, mas sua ausência provoca alterações na decisão de investimento.

Os resultados obtidos indicam que o modelo é capaz de entregar soluções economicamente viáveis em tempos computacionais razoáveis. Todos os casos avaliados demoraram menos de um minuto para convergir à solução ótima. Com tudo, trabalhos futuros deverão incluir os indicadores econômicos no modelo matemático, assim como as características estocásticas da geração renovável, preços de energia e a demanda.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de financiamento 001 e Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de S. Paulo (FAPESP) - Processo: 2018/20990-9.

REFERÊNCIAS

- Baran, M.E., Wu, F.F., 1989. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. IEEE Trans. Power Deliv. 4, 1401–1407.
- Barcellona, S., Piegari, L., Musolino, V., Ballif, C., 2018. Economic viability for residential battery storage systems in grid-connected PV plants, in: IET Renewable Power Generation.
- Blank, L., Tarquin, A., 2011. Engineering Economy, 7th ed. McGraw-Hill Education.
- Chen, C., Duan, S., Cai, T., Liu, B., Hu, G., 2011. Optimal allocation and economic analysis of energy storage

- system in microgrids. *IEEE Trans. Power Electron.* <https://doi.org/10.1109/TPEL.2011.2116808>
- Denholm, P., Hand, M., 2011. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy*.
- Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J.L., 2015. Techno-economic analysis of grid-connected battery storage. *Energy Convers. Manag.*
- Farivar, M., Low, S.H., 2013. Branch flow model: Relaxations and convexification-part II. *IEEE Trans. Power Syst.*
- Fourer, R., Gay, D.M., Kernighan, B.W., 2003. *AMPL: A Modeling Language for MATHematical Programming*, 2nd ed. ed. Pacific Grove, CA, USA.
- Franco, J.F., Rider, M.J., Romero, R., 2014. A mixed-integer quadratically-constrained programming model for the distribution system expansion planning. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*
- Garimella, N., Nair, N.K.C., 2009. Assessment of battery energy storage systems for small-scale renewable energy integration, in: *IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON*.
- Giannitrapani, A., Paoletti, S., Vicino, A., Zarrilli, D., 2017. Optimal Allocation of Energy Storage Systems for Voltage Control in LV Distribution Networks. *IEEE Trans. Smart Grid*.
- Han, X., Ji, T., Zhao, Z., Zhang, H., 2015. Economic evaluation of batteries planning in energy storage power stations for load shifting. *Renew. Energy*.
- Hatziaergyriou, N.D., Škrlec, D., Capuder, T., Georgilakis, P.S., Zidar, M., 2016. Review of energy storage allocation in power distribution networks: applications, methods and future research. *IET Gener. Transm. Distrib.* 10, 645–652.
- IBM, 2009. *IBM ILOG CPLEX Users' Manual for CPLEX* [WWW Document]. [online]. URL <https://www.ibm.com/br-pt/products/ilog-cplex-optimization-studio>
- Idlbi, B., Von Appen, J., Kneiske, T., Braun, M., 2016. Cost-Benefit Analysis of Battery Storage System for Voltage Compliance in Distribution Grids with High Distributed Generation. *Energy Procedia* 99, 215–228.
- Jannesar, M.R., Sedighi, A., Savaghebi, M., Guerrero, J.M., 2018. Optimal placement, sizing, and daily charge/discharge of battery energy storage in low voltage distribution network with high photovoltaic penetration. *Appl. Energy* 226, 957–966.
- Kazempour, S.J., Moghaddam, M.P., 2009. Economic viability of nas battery plant in a competitive electricity market, in: *2009 International Conference on Clean Electrical Power, ICCEP 2009*.
- Macedo, L.H., Franco, J.F., Rider, M.J., Romero, R., 2015. Considering Energy Storage Devices. *IEEE Trans. Smart Grid* 1–12.
- Martinez, N.A., Tabares, A.P., Franco, J.F., 2020. *Análise Técnica e Econômica da Alocação Ótima de Baterias no Sistema de Distribuição Elétrica* [WWW Document]. GitHub. URL <https://github.com/Norberto-A-Martinez/analise-tecnica-e-economica-da-alocacao-otima-de-baterias-no-sistema-de-distribuicao-eletrica> (accessed 6.6.20).
- Oudalov, A., Chartouni, D., Ohler, C., 2007. Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control. *IEEE Trans. Power Syst.*
- Ralon, P., Taylor, M., Ilaas, A., Diaz-Bone, H., Kairies, K.-P., 2017. IRENA (2017), *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. Int. Renew. Energy Agency, Abu Dhabi.
- Wen, S., Lan, H., Fu, Q., Yu, D.C., Zhang, L., 2015. Economic allocation for energy storage system considering wind power distribution. *IEEE Trans. Power Syst.*
- Wu, D., Kintner-Meyer, M., Yang, T., Balducci, P., 2016. Economic analysis and optimal sizing for behind-the-meter battery storage, in: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*.
- Zheng, Y., Dong, Z.Y., Luo, F.J., Meng, K., Qiu, J., Wong, K.P., 2014. Optimal allocation of energy storage system for risk mitigation of discos with high renewable penetrations. *IEEE Trans. Power Syst.*