

OTIMIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM INJEÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

Abstract— The present work is dedicated to solving the problem of placing energy storage installations in electric power systems with high penetration of photovoltaic plants to improve the economic efficiency of their operation and maintenance with observing constraints on service quality. The initial problem is formulated and solved by calculating the optimal power flow on the basis of particles swarm optimization (PSO) for the installation of the storage in each of the buses of the system to evaluate the corresponding impacts. The obtained results are proceeded by an optimization algorithm based on the Bellman-Zadeh approach to decision making in a fuzzy environment which permits one to define the best bus for storage considering the cost, the losses, the electric voltage and the pick-shaving of the electrical system. The results of the paper are illustrated by the application of the algorithms in an modified IEEE 14 bus test system.

Keywords— Bellman-Zadeh Approach, Electrical Losses, Energy Storage, Operating Cost, Particle Swarm Optimization, Power Quality.

Resumo— O presente trabalho é dedicado a resolver o problema de alocação de instalações de armazenamento de energia em sistemas elétricos com injeção de potência de usinas fotovoltaicas, para melhorar a eficiência econômica de sua operação e manutenção, observando as restrições na qualidade do fornecimento. A solução do problema foi formulado e resolvido calculando-se o fluxo de potência ótimo baseado na otimização via enxame de partículas (PSO) para a instalação do armazenamento em cada um dos barramentos do sistema e o levantamento do impacto elétrico para cada um desses experimentos. Depois disso, esses dados alimentam um algoritmo de otimização baseado na abordagem de Bellman-Zadeh, que define o melhor barramento para armazenamento, considerando o custo, as perdas, a tensão elétrica e o *pick-shaving* do sistema elétrico. Os resultados do artigo foram ilustrados pela aplicação dos algoritmos em um sistema de testes IEEE de 14 barras.

Palavras-chave— Abordagem de Bellman-Zadeh, Perdas Elétricas, Armazenamento de Energia, Custo Operacional, Otimização de Enxames de Partículas, Qualidade de Energia.

1 Introdução

O armazenamento de energia elétrica (ESS – *Energy Storage Systems*) refere-se a um processo de conversão de energia para uma forma intermediária que possa ser devolvida para um sistema de potência quando necessário (McIarnon, 2009). Tal processo, de forma geral, permite que um sistema elétrico seja planejado e construído para a geração de energia em períodos de baixa demanda, baixo custo de geração ou através de fontes de energia intermitentes para ser usado em períodos de alta demanda ou altos custos de geração. A ESS tem numerosas aplicações, incluindo dispositivos portáteis, veículos de transporte e recursos energéticos estacionários (EPRI, 2010). No presente trabalho, a ESS é aplicada em sistemas de distribuição de energia elétrica.

O armazenamento de energia em sistemas de distribuição tem sido estudado exaustivamente por diversos autores, e vários enfoques foram dados para a resolução do problema (Mohammadi, 2017 e Li, 2013). A definição da barra a ser instalada é de fundamental importância para permitir a minimização das perdas de energia, melhoria nos perfis de tensão e carregamento, bem como para minimizar os custos de operação e manutenção do sistema (Baker, 2009).

A gestão adequada dos insumos energéticos disponíveis é claramente importante para a manutenção da sustentabilidade regulatória da concessionária de energia (Wade, 2010), principalmente após as últimas alterações estruturais no setor elétrico (ANEEL, 2014).

Considerando o exposto acima, o presente artigo está associado coma aplicação da abordagem de Bellman-Zadeh para a tomada de decisão em ambiente fuzzy para otimizar a instalação do armazenamento de energia no sistema elétrico. A abordagem de Bellman-Zadeh para a solução do presente problema justificou-se pela necessidade de se observar as incertezas das fontes renováveis e também se obter um grau máximo de implementação de todos os objetivos. Tal necessidade serve como um critério de otimalidade que concorda com o princípio da garantia do resultado e constitui uma linha construtiva na obtenção de soluções harmoniosas (Ekel, 2002).

No processo de otimização, também foi utilizado um algoritmo de Enxames de Partículas (*Particle Swarm Optimization- PSO*), (Ebehart, 1995; Machado-Coelho et al, 2017 e Rocha et al, 2018) para realizar o fluxo ótimo de todos os cenários analisados por meio da função de custo mínimo de energia fornecida aos consumidores. Esta função objetivo foi modelada baseada nos índices de operação e manutenção de todas as instalações envolvidas no estudo.

2 Fluxo de Potência Ótimo

O problema de fluxo de potência ótimo (FPO) tem sido discutido desde a sua introdução por Carpentier em 1962. Como o FPO é um problema de programação matemática não linear, ele pode-se tornar robusto e computacionalmente exaustivo, dependendo do número de gerações e barras do sistema. Dessa for-

ma, levaram-se décadas para se desenvolver um algoritmo eficiente para a sua solução (Momoh, 1993).

Diversas abordagens são descritas na literatura para a resolução do fluxo de potência ótimo (Momoh, 1993). Dentre as diversas variações para a solução do problema, observa-se uma vantagem de métodos recentemente estudados pela computação evolutiva devido principalmente a sua eficiência computacional (Mohammadi 2017).

O OPF através de PSO (Eberhart, 1995) tem se destacado entre as técnicas evolutivas, podendo ser aplicada para definir o despacho ótimo e seu respectivo custo, de todos os geradores do sistema, na presença do armazenamento de energia. O objetivo deste tipo de problema é minimizar o custo de operação e manutenção do sistema considerando as injeções de reativos máximas de cada uma das máquinas geradoras, o fluxo máximo nas linhas de transmissão e o controle das variações de tensão nas barras do sistema.

Para a resolução do fluxo de potência ótimo, o algoritmo baseia-se na busca pela solução ao longo do espaço delimitado pelas restrições do problema. O cálculo da velocidade e posição de uma partícula j na iteração i é regido pelo seguinte conjunto de tarefas:

$$h_i \leftarrow h_{\max} - i(h_{\max} - h_{\min}) / it_{\max} \quad (1)$$

$$v_i^j \leftarrow h_i [(v_{i-1}^j + c_1 \cdot (p_{\text{best}}^j - s_{i-1}^j) + c_2 \cdot (g_{\text{best}}^j - s_{i-1}^j))] \quad (2)$$

$$s_i^j \leftarrow s_{i-1}^j + v_i^j \quad (3)$$

Sendo que $h_{\min}$, $h_{\max}$, c_1 e c_2 são parâmetros definidos pelo usuário. Em particular, $h_{\min}$ e $h_{\max}$ são o mínimo e o máximo dos pesos possíveis para a equação, s_{ji} é a j -ésima partícula em um enxame de tamanho predeterminado, na iteração i . Os parâmetros c_1 e c_2 são constantes que fazem com que as partículas se movam preferencialmente na direção de G_{best} ou P_{best} . Mais informações sobre o PSO podem ser encontradas de forma detalhada no trabalho de Shi e Eberhart, 2001.

Para o fluxo de potência ótima, é necessário um mecanismo de cálculo das variáveis elétricas envolvidas e o método utilizado foi o de Newton-Raphson que fundamentalmente é um procedimento de aproximação sucessiva baseado em uma estimativa inicial desconhecida através da Regra de Cramer (Momoh, 1993), o processo iterativo considerando que cada barra do sistema pode ser Slack, PQ ou PV, conforme diagrama simplificado da Figura 1.

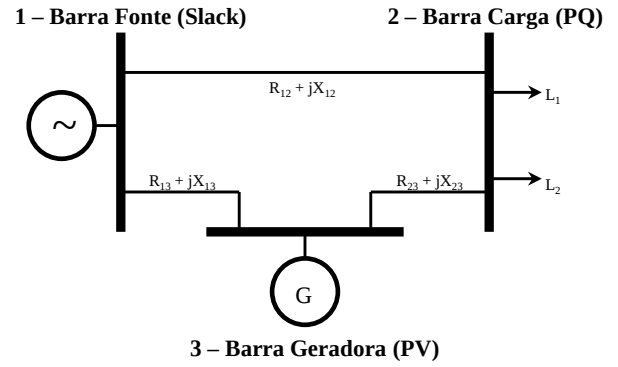


Figura. 1. Diagrama simplificado de Fluxo de Potência.

A classificação das barras é mostrada conforme Tabela 1:

Tabela 1. Relação de parâmetros para os tipos de barras.

Tipo de Barra	Parâmetros Conhecidos	Parâmetros Desconhecidos
Slack Bus	V, δ	P, Q
Gerações	$P, V $	Q, δ
Cargas	P, Q	V, δ

O fluxo de potência ótimo através do uso das rotinas do método de Newton Raphson e do PSO é representado através de uma função objetivo quadrática de segunda ordem. A definição geral do problema de otimização do fluxo de potência é dado por:

$$F = \sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i(P_{gi}) + c_i(P_{gi})^2 \quad (4)$$

Sendo:

P_{gi} é o montante de gerações em MW.

a_i, b_i, c_i são os coeficientes de custo.

N_g é o número de geradores incluindo o armazenamento e a barra slack.

3 Otimização Multiobjetivo pela Abordagem de Bellman-Zadeh

Ao aplicar a abordagem de Bellman-Zadeh (1970) para resolver problemas de otimização, cada função objetivo $F_p(x)$ deve ser substituída por uma função objetivo fuzzy ou um conjunto fuzzy A_p (Ekel, 2002). Uma solução fuzzy D com a relação de conjuntos fuzzy A_p é obtida como resultado da interseção $D = \bigcap_{p=1}^q A_p$, com uma função de pertinência:

$$D(X) = \bigwedge_{p=1}^q A_p(X) = \min A_p(x), x \in L \quad (5)$$

Seu uso nos permite obter uma solução fornecen-

do o grau máximo de pertencimento à solução fuzzy D :

$$\max D(X) = \max_{X \in L, \dots} \min_{p=1, \dots, q} A_p(X), \quad (6)$$

e reduz o problema para uma busca por:

$$X^0 = \arg \max_{X \in L, \dots} \min_{p=1, \dots, q} \mu_{A_p}(X) \quad (7)$$

Para a obtenção de (6) e (7), é necessário construir funções de pertinência que reflitam o grau de alcance do extremo próprio da função objetivo correspondente.

A obtenção de soluções harmoniosas está associada com a ideia de evitar soluções que possuem altos níveis de satisfação para alguns critérios, mas em contrapartida, possuem baixos níveis de satisfação para outros critérios (Ekel, 2002). De tal forma, a solução do problema (7) com base na abordagem de Bellman-Zadeh permite uma solução harmoniosa para o problema proposto.

4 Trabalhos Relacionados

Diferentes abordagens foram realizadas a respeito da alocação de armazenadores de energia com e sem a utilização de fluxo de potência ótimo. Na presente seção, explora-se o levantamento bibliográfico considerado relevante para correlacionar o presente estudo com o estado da arte.

No trabalho de Mohammadi et al (2017), foi introduzido um algoritmo evolucionário baseado no conceito de enxame de partículas para determinar a melhor localização para instalar o sistema de armazenamento e sua operação diária ótima. O trabalho determinou o quanto a aplicação da fonte de armazenamento (ESS, *energy storage system*) reduziu no custo diário de geração de energia. Para avaliar todos os parâmetros que afetam os resultados, foram estudados vários cenários.

No trabalho de Riffonneau (2011) foi apresentado um mecanismo de gerenciamento ótimo de energia para sistemas fotovoltaicos (PV) conectados em rede com armazenamento de energia. O estudo avaliou a injeção intensiva da produção de PV na rede, propondo um serviço de *pick-shaving* ao menor custo possível. A estrutura do sistema de supervisionamento de energia foi arquitetado em um algoritmo de programação dinâmica. A particularidade deste estudo se deteve principalmente na consideração da perda de vida útil das baterias no processo de otimização e também na abordagem "diária" do gerenciamento de energia.

Uma proposta de metodologia para alocação oti-

mizada de fontes de armazenamento em sistemas de distribuição com alta injeção de energia eólica foi realizada por Atwa (2010). A otimização do ESS minimizou o custo anual da energia para o consumidor final. Foi utilizado para simulação um sistema IEEE e os preços diários de eletricidade de compra e venda foram coletados de modo a reproduzir da forma mais fiel possível a realidade. Os dados foram incorporados em duas formulações de Fluxo de Potência Ótimo (OPF) separadas para determinar o custo anual da energia excedente gerada e a alocação ótima do ESS no sistema de distribuição.

Foi desenvolvido um novo método de alocação de energia por Li (2013) usando o software *Matlab/Simulink*, no qual foi atestada a eficácia do procedimento proposto. Os autores defenderam que o armazenamento de energia elétrica através de baterias (BESS, *battery energy storage system*) foi o meio mais eficiente para suavizar as flutuações da geração de energia solar nos sistemas elétricos de distribuição. A análise de simulação foi realizada em um sistema de energia híbrido eólico/fotovoltaico.

No trabalho de Chen (2011), foi apresentado um algoritmo genético de matriz codificada para a alocação ótima e análise econômica do sistema de armazenamento de energia em *microgrids* (MGs) com base no valor presente líquido (VPL). Para otimizar as estratégias de operação e as capacidades do ESS em MGs, foram discutidos os benefícios financeiros e modelos dinâmicos da ESS.

Em Rocha (2018), foi exposta uma metodologia integrada de otimização em dois estágios, unindo um fluxo de potência otimizado pelo PSO à tomada de decisão multicritério TOPSIS. O artigo ilustrou os resultados em um sistema de testes IEEE de 30 barras.

Após a análise dos trabalhos relacionados observa-se que os trabalhos de Mohammadi (2017), Atwa (2010) e Chen (2011) focaram em definir o ponto ótimo de armazenamento através, basicamente, do custo mínimo de operação. Ao contrário dessa abordagem, os artigos de Riffonneau (2011) e de Li (2013) optaram por inserir outros fatores técnicos como *pick-shaving*, e outros indicadores de qualidade para a escolha do melhor local. Diante disso, o presente trabalho visou estabelecer um elo entre as duas abordagens, a partir da construção de um diagnóstico integrado do ponto ótimo de armazenamento que leve em consideração tanto o menor custo possível de operação e manutenção quanto os aspectos elétricos e de qualidade de funcionamento de todos os componentes do sistema.

5 Descrição do Problema

Na solução proposta, o resultado final reflete um compromisso entre dois estágios de otimização. Na primeira etapa, um fluxo de potência ótimo através do PSO permite considerar o custo diário de operação e manutenção do sistema. No segundo estágio, a abordagem de Bellman-Zadeh para otimização multiobjetivo é direcionada para a observação da qualidade de energia do sistema elétrico, utilizando os resultados do fluxo de carga Newton-Raphson para definir a melhor localização para a instalação do ESS.

4.1 Primeira Etapa: Fluxo de Potência Ótimo

As variáveis de decisão vetorial $\vec{x}$ incluem todos os parâmetros elétricos de geração e carga provenientes do fluxo de potência, bem como os parâmetros de operação horária do sistema de armazenamento. A função principal do problema de otimização do fluxo de potência foi denotada como F , sendo expressa pela Equação (8).

$$\min F(\vec{x}) \quad \text{para } h(x)=0 \quad e \quad g(x) \leq 0 \quad (8)$$

Assume-se que as limitações de segurança de geração incluem restrições de igualdade representadas por $h(x)$ e restrições de desigualdade representadas por $g(x)$. Partindo-se desse pressuposto, o problema de otimização do fluxo de potência foi formulado conforme a Equação (9).

$$F(\vec{x}) = \sum_{h=1}^{24} fh \quad (9)$$

sendo fh o custo total da operação do sistema elétrico de distribuição durante a hora de operação h , podendo ser calculado como:

$$fh = CC_h + EC_h + \sum_{i=1}^{np} PC_{h,i} \quad (10)$$

Na Equação (10), CC_h representa o custo de fornecimento de energia elétrica pela concessionária através de sua subestação, sendo calculado através do produto entre a potência aparente total (kVA) na hora h fornecida pelo alimentador e o fator de energia ponderado (α) por kVA, conforme abaixo:

$$CC_h = \alpha \cdot St_h \quad (11)$$

Na Equação (10), EC_h representa o custo de operação do ESS durante a hora h e pode ser calculada através da Equação (12):

$$EC_h = \gamma \cdot PE_h, \quad \text{se } PE_h \geq 0 \quad (12)$$

$$EC_h = 0, \quad \text{se } PE_h < 0$$

Na Equação (12), γ é uma variável que representa um fator de investimento realizado na instalação do

ESS, PE_h é a potência de geração quando o valor é positivo ou consumo de energia quando for negativo.

Conforme Mohammadi (2017), Atwa (2010) e Chen (2011), através do desenvolvimento da Equação (10), é possível utilizar $PC_{h,i}$ para denotar o custo de operação da i -ésima usina fotovoltaica instalada no sistema durante a hora h usando a Equação (13). O número total de plantas geradoras é np .

$$PC_{h,i} = \beta \cdot [a_i \cdot P_{h,i}^2 + b_i \cdot P_{h,i} + c_i] \quad (13)$$

Os fatores de custo de operação e manutenção da equação (13) são descritos na Tabela 2:

Tabela 2. Fatores de custo de operação e manutenção.

Usina	Barra	a	b	c	$P_{\min}$	$P_{\max}$
1	1	0,0016	2,00	150	50	200
2	2	0,0100	2,50	25,0	20	80
3	3	0,0625	1,00	0	15	50
4	6	0,00834	3,25	0	10	35
5	8	0,025	3,00	0	10	30

Na equação (13), β é o coeficiente da função de custo da i -ésima planta de geração.

A relação entre a potência fornecida pela concessionária, a potência gerada pelas usinas distribuídas e a consumida no sistema em cada período de tempo é formulada como mostrado na Equação (14):

$$CE_h + \sum_{i=1}^{np} Pg_{h,i} = \sum_{j=1}^{np} Pl_{h,j} + \sum_{k=1}^{nl} Ploss_k + PE_h \quad (14)$$

Se o sistema de armazenamento estiver carregando, a Equação (14) pode ser reescrita como:

$$CE_h + \sum_{i=1}^{np} Pg_{h,i} = \sum_{j=1}^{np} Pl_{h,j} + \sum_{k=1}^{nl} Ploss_k + |PE_h| \quad (15)$$

Se o sistema de armazenamento estiver descarregando, a Equação (14) pode ser reescrita como:

$$CE_h + \sum_{i=1}^{np} Pg_{h,i} + |PE_h| = \sum_{j=1}^{np} Pl_{h,j} + \sum_{k=1}^{nl} Ploss_k \quad (16)$$

A potência reativa gerada e consumida no sistema devem ser iguais, assim sendo:

$$\sum_{i=1}^{np} Qg_{h,i} + \sum_{j=1}^{nb} q_j = \sum_{j=1}^{np} Ql_{h,j} + \sum_{k=1}^{nl} Qloss_k \quad (17)$$

Na Equação (17), $Qg_{h,i}$ denota a potência reativa gerada na i -ésima planta de geração, q_j denota a potência reativa injetada no j -ésimo barramento, $Ql_{h,j}$ representa a carga reativa no j -ésimo barramento e

$Q_{loss, k}$ denota a potência reativa do k-ésimo condutor do sistema. O número total de barramentos e condutores do sistema é n_b e n_l , respectivamente.

A equação da energia armazenada e regenerada pelo sistema de armazenamento durante o dia considera o efeito da eficiência do sistema de armazenamento como:

$$\sum_{h=1}^{24} PE_h, \text{ se } PE_h > 0 \text{ e } \sum_{h=1}^{24} |PE_h| \cdot \eta_{ess}, \text{ se } PE_h \leq 0 \quad (18)$$

Sendo que η_{ess} denota a eficiência energética do ESS.

As restrições sobre a energia gerada e consumida pelo sistema de armazenamento caem dentro da faixa permitida pela Equação (19):

$$PE_h^{\min} \leq PE_h \leq PE_h^{\max} \text{ para } h = 1, 2, \dots, 24 \quad (19)$$

Na Equação (19), $PE_{h\min}$ denota o consumo de energia máximo permitido quando ESS está quando carregando (valor negativo) e $PE_{h\max}$ representa a regeneração de potência máxima permitida por ESS (valor positivo).

4.2 Segunda Etapa: Abordagem de Bellman-Zadeh para Otimização Multiobjetivo

Após a obtenção dos valores de custo e variáveis elétricas através do fluxo de potência otimizado pelo PSO, os dados de todos os barramentos do sistema são transformadas em funções objetivo $F_p(X)$ que são enviadas para a fase de otimização multiobjetivo através da abordagem de Bellman-Zadeh, conforme mostrado pela Equação (20).

$$F_p(X) = \{F_1(X), F_2(X), F_3(X), F_4(X)\}, X \in L \quad (20)$$

As funções objetivo estabelecidas acima representam respectivamente o custo de operação, as perdas elétricas, o nível de tensão nas barras e o *pick-shaving* da curva de carga para a instalação do armazenamento de energia em cada uma das barras do sistema elétrico estudado.

Ao usarmos a abordagem de Bellman-Zadeh, cada função objetivo do problema $F_p(x)$ é substituída por uma função de pertinência fuzzy ou um conjunto fuzzy definido por:

$$A_p = \{X, \mu_{A_p}(X)\}, X \in L, p = 1, \dots, q \quad (21)$$

Sendo $\mu_{A_p}(X)$ é uma função de pertinência de A_p .

Uma solução fuzzy D com a definição do conjuntos fuzzy (22) é desencadeada como resultado da

interseção $D = \bigcap_{p=1}^q A_p$ com uma função de pertinência.

$$\mu_D(X) = \min_{p=1, \dots, q} \mu_{A_p}(X), X \in L \quad (22)$$

O seu uso permite obter a solução que comprovará o grau máximo:

$$\max \mu_D(X) = \max_{X \in L} \min_{p=1, \dots, q} \mu_{A_p}(X), \quad (23)$$

que pertence à solução fuzzy D e ao problema reduzido (24) para:

$$X^0 = \arg \max_{X \in L} \min_{p=1, \dots, q} \mu_{A_p}(X) \quad (24)$$

Para obter (23), é necessário criar funções de pertinência $\mu_{A_p}(X)$, $p = 1, \dots, q$, refletindo um grau de realização ótimo "próprio" por $F_p(X)$, $X \in L$, $p=1, \dots, q$. Esta condição é satisfeita pelo uso da função de pertinência

$$\mu_{A_p}(X) = \left[\frac{F_p(X) - \min_{x \in L} F_p(X)}{\max_{x \in L} F_p(X) - \min_{x \in L} F_p(X)} \right]^{\lambda_p} \quad (25)$$

para maximizar as funções objetivo ou pelo uso da função de pertinência

$$\mu_{A_p}(X) = \left[\frac{\max_{x \in L} F_p(X) - F_p(X)}{\max_{x \in L} F_p(X) - \min_{x \in L} F_p(X)} \right]^{\lambda_p} \quad (26)$$

para minimizar as funções objetivo.

Em (25) e (26), λ_p , $p=1, \dots, q$ são coeficientes de importância para as correspondentes funções objetivo, exigindo a resolução dos seguintes problemas:

$$F_D(X) \rightarrow \min, \quad X \in L, \quad (27)$$

$$F_D(X) \rightarrow \max, \quad X \in L, \quad (28)$$

Considerando que a solução X^0 pertence a $\Omega \subseteq L$, é necessário construir:

$$\bigwedge_{p=1}^q \mu_{A_p}(X) \wedge \mu_{\pi}(X) = \min \left\{ \min_{p=1, \dots, q} \mu_{A_p}(X), \mu_{\pi}(X) \right\} \quad (29)$$

Sendo $\mu_{\pi}(X)=1$ se $X \in \Omega$ e $\mu_{\pi}(X)=0$ se $X \notin \Omega$. Os procedimentos para resolver o problema (29), discutidos acima, possibilitam a obtenção da barra ótima para a alocação do armazenamento.

6 Metodologia de Cálculo

A otimização foi feita para cada uma das 24 horas. Para cada hora, dados da modelagem de carga foram carregados e os vetores iniciais de população e velocidade foram gerados aleatoriamente. O cálculo do custo mínimo foi realizado usando o algoritmo PSO como mostrado no fluxograma da Figura 2.

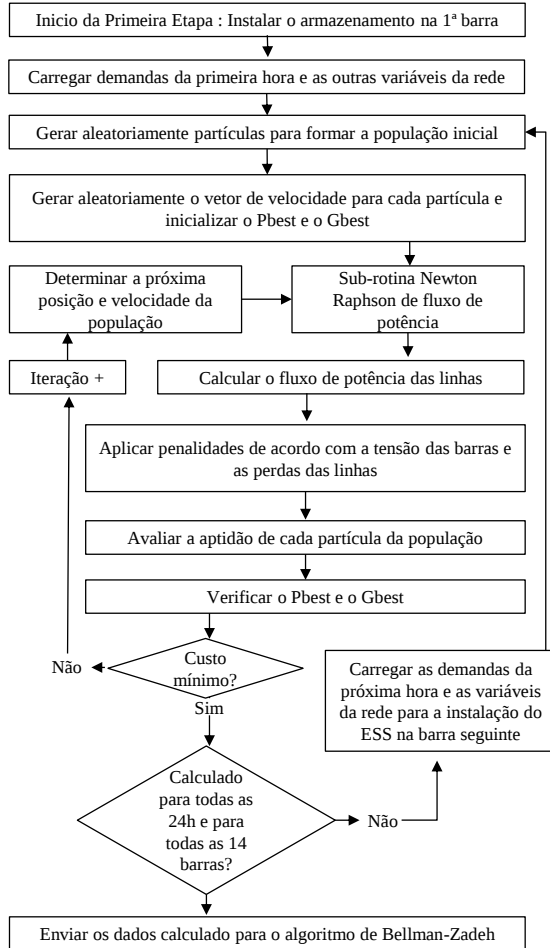


Figura 2. Fluxograma de cálculos para PSO-OPF.

A necessidade de se obter um grau máximo de implementação de todos os objetivos e a observação do princípio da garantia do resultado, além da obtenção de soluções harmoniosas (Ekel, 2002) foram pontos fundamentais para a escolha do método de Bellman-Zadeh para otimização multiobjetivo.

Os passos principais do algoritmo de segunda etapa são descritos no fluxograma da Figura 3.

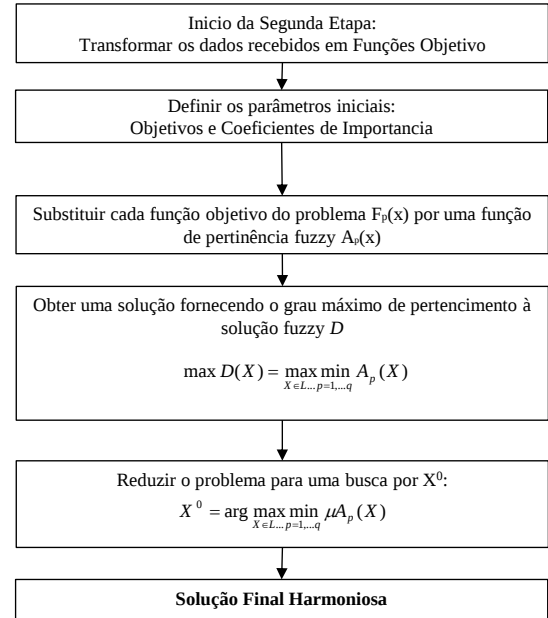


Figura 3. Fluxograma de cálculos para a otimização do Bellman-Zadeh

7 Experimentos e Resultados

A abordagem de Bellman-Zadeh e o algoritmo proposto foram validados através de testes, e o problema de otimização foi resolvido utilizando os coeficientes e valores dados no sistema IEEE modificado de 14 barras, como mostrado na Figura 4. O sistema em questão foi modificado adicionando-se a cada uma das gerações existentes uma característica de funcionamento que simulasse o comportamento de usinas fotovoltaicas. Para tal, foi modelada a curva de insolação que definiu as horas do dia em que as usinas poderiam obter o grau máximo de geração respeitando o fluxo de potência ótimo estabelecido pelo PSO. Foram utilizados 150 indivíduos para a população e 100 iterações para cada cenário.

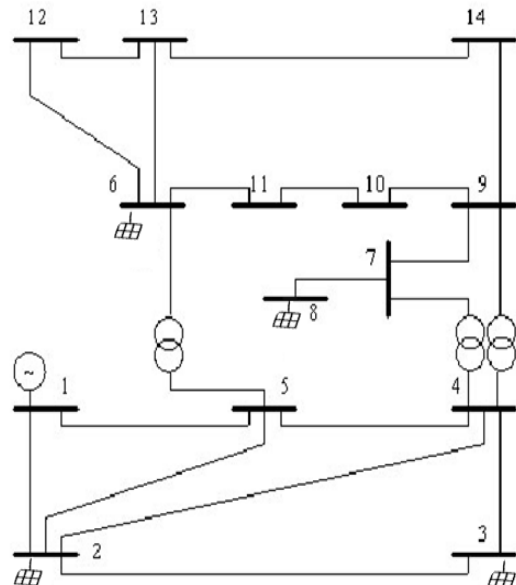


Figura 4. Sistema modificado de testes IEEE de 14 barras.

Para representar um sistema elétrico de potência, considerou-se que o barramento 1, de comportamento slack, representa a subestação da concessionária e os barramentos 2, 3, 6 e 8, de comportamento PV, representam as usinas fotovoltaicas instaladas ao longo do sistema. Um armazenamento de 200MWh/ 50 MW foi usado para as simulações pois devido as mais recentes pesquisas, este já é um valor comercial aplicável para sistemas deste porte (Baker, 2009).

Os valores iniciais para a resolução do problema foram definidos mediante uma prévia modelagem de carga com o intuito de simular o comportamento diário do sistema, no qual o armazenamento dessa energia é realizado, através da otimização, no período de menor custo possível. A carga horária considerada para o sistema foi de 100; 89; 86; 89; 86; 88; 87; 85; 89; 95; 110; 130; 139; 145; 160; 180; 240; 259; 230; 190; 180; 140; 120 e 110 MW, respectivamente, desde a primeira até última hora do dia. O custo de geração diária correspondeu à soma de todos os custos de geração horária. Essa modelagem foi utilizada para comparar os custos mais baixos possíveis para o fornecimento de energia com ou sem o auxílio do ESS.

A curva de carga considerada para o sistema sem o armazenamento é ilustrada pela Figura 5:

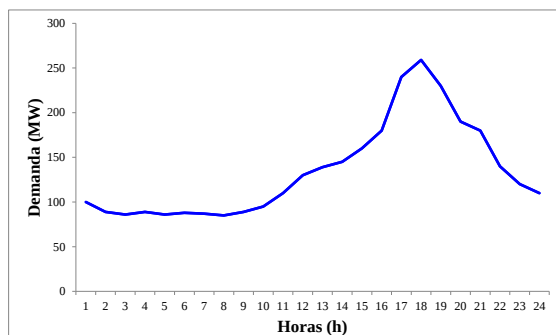


Figura 5. Curva de demanda do sistema sem armazenamento.

O fluxo de potência ótimo foi calculado para a instalação do armazenamento em cada uma das 14 barras e os resultados são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3. Resultados da primeira etapa: Fluxo de Potência Ótimo

Barra	Custos de Operação e Manutenção (\$)	Perdas Elétricas (MWh)	Tensão Mínima (pu)	Pick Shaving (MVA)
1	32002,7996	50,0098	0,97	16,6367
2	31669,2166	45,7626	0,96	16,3583
3	31089,7941	48,0532	0,98	16,8428
4	30737,0244	50,2237	0,98	15,6258
5	32049,2016	48,0667	0,97	13,7607
6	31584,1430	47,3152	0,97	13,7268
7	30781,1783	50,9270	0,96	13,4654
8	30119,6335	49,4586	0,98	12,4723
9	29915,6208	48,6530	0,97	14,6562
10	29651,4426	48,0427	0,98	15,5445
11	30653,6928	51,1489	0,98	15,9308
12	30423,1189	46,2467	0,98	11,7743
13	30975,2702	49,3496	0,96	11,4437
14	29591,8186	48,7384	0,99	14,4990

Os resultados apresentados na Tabela 3 indicam os cálculos de fluxo de potência ótimo da instalação do armazenamento em cada uma das 14 barras.

O primeiro passo do algoritmo descrito pela figura 3 foi transformar os dados da Tabela 3 em 4 funções objetivos, respectivamente representando a função objetivo de custos de operação e manutenção, perdas elétricas, tensão mínima de fornecimento e *pick shaving* no sistema elétrico.

Posteriormente são definidos os parâmetros iniciais do problema, sendo eles o objetivo e os coeficientes de preferência λ , sendo eles representados na Tabela 4:

Tabela 4. Objetivos e coeficientes de preferência para o problema.

Parâmetro	Objetivo	λ
Custo	Min	0,4
Perdas	Min	0,1
Tensão	Max	0,2
Pickshaving	Max	0,3

Após a definição desses parâmetros, foi feita a substituição de cada função objetivo do problema $F_p(x)$ por uma função de pertinência fuzzy $A_p(x)$. Após obtermos as funções de pertinência $A_p(X)$, calculamos uma solução fornecendo o grau máximo de pertencimento à solução fuzzy D , conforme mostrado na coluna $D_B(X)$ na Tabela 5:

Tabela 5. Funções de Pertinência Fuzzy $A_p(X)$

Barra	A_1	A_2	A_3	A_4	$D_B(X)$
1	0,073162	0,683552	0,995927	0,996313	0,073162
2	0,16966	0,798445	0,993865	0,991282	0,169660
3	0,245739	0,755426	0,997972	1	0,245739
4	0,278529	0,669479	0,997972	0,977751	0,278529
5	0	0,755095	0,995927	0,941170	0
6	0,18394	0,771751	0,995927	0,940473	0,183940
7	0,274741	0,580400	0,993865	0,935063	0,274741
8	0,32498	0,711071	0,997972	0,913816	0,32498
9	0,338311	0,739330	0,995927	0,959139	0,338311
10	0,354483	0,755682	0,997972	0,976221	0,354483
11	0,285474	0	0,997972	0,983438	0
12	0,303480	0,790961	0,997972	0,898165	0,30348
13	0,257077	0,715528	0,993865	0,890522	0,257077
14	0,357983	0,73676	1	0,956041	0,357983

Finalmente reduziu-se o problema para uma busca por X^0 através da maximização de $D_B(X)$, encontrando o valor 0.357983 referente a barra 14, logo essa é a barra mais indicada para a instalação do armazenamento, respeitando harmoniosamente a todos os critérios analisados no problema. Observa-se que esta barra está eletricamente distante das outras gerações, o que intuitivamente poderia sugerir a necessidade da implantação de uma fonte geradora neste local.

Um resultado relevante deste trabalho foi o *pick-shaving* calculado após a instalação do armazenamento na barra 14, como mostrado na Figura 6. A redução da demanda percebida pelo sistema nas horas de pico é extremamente importante para reduzir os investimentos para o reforço das instalações elétricas da empresa distribuidora de energia elétrica.

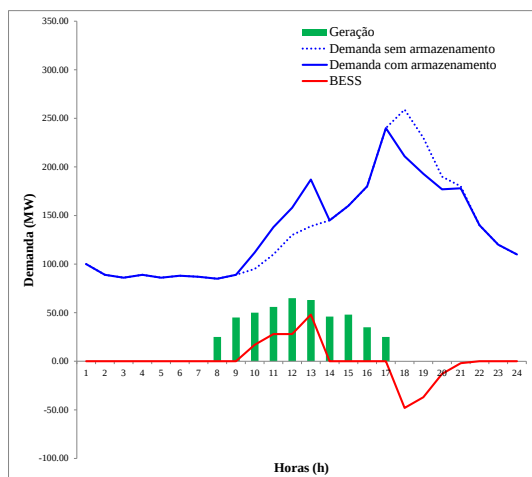


Figura 6. Curva de Demanda para a instalação na Barra 14

Através do gráfico observa-se que a melhor operação do ESS ocorre quando o sistema de armazenamento pode minimizar a diferença nas taxas de potência em diferentes horas do dia. Tal fato também é possível de ser validado através da análise realizada e a observação do custo diário de geração de energia no presente estudo.

7 Conclusão

Neste trabalho, foi aplicado o método de Bellman-Zadeh para determinar o melhor local para instalar o sistema de armazenamento de forma a obter o menor custo de operação possível do sistema IEEE de 14 barras modificado para simular uma forte injeção de usinas fotovoltaicas. Observou-se que através da instalação do ESS, foi possível reduzir o custo diário para o funcionamento do sistema de forma significativa se a análise for realizada a longo prazo.

A abordagem de Bellman-Zadeh para a solução do presente problema foi fundamental para se obter um grau máximo de implementação de todos os objetivos. Tal necessidade serviu como um critério de otimalidade que concordou com o princípio da garantia do resultado e constituiu uma linha efetiva na obtenção de uma solução harmoniosa.

Através dos diversos cenários estudados, verificou-se que em um sistema elétrico sem limitações de transmissão a capacidade do sistema de armazenamento para reduzir os custos de geração é altamente dependente das funções de custo de todas as gerações de energia elétrica envolvidas.

O fato mais relevante verificado foi, além da notável economia, a possibilidade de adiar intervenções estruturais no sistema devido ao melhor gerenciamento dos recursos disponíveis. Como trabalho futuro seria interessante o estudo da viabilidade econômica do investimento para quantificar a viabilidade do mesmo, tendo em vista que a ESS tornou a utilização da capacidade das linhas de transmissão mais uniforme ao longo do dia.

Referências Bibliográficas

- Baker JN, Collinson A. Electrical energy storage at the turn of the millennium. *Power Eng J* 2009;6:107–12.
- Bellman, R.E. and Zadeh, L.A. (1970) 'Decision-making in a fuzzy environment', *Management Science*, vol. 4, no. 17, pp. 141-164.
- C. Chen, S. Duan, T. Cai, B. Liu and G. Hu, "Optimal Allocation and Economic Analysis of Energy Storage System in Microgrids," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 10, pp. 2762-2773, Oct. 2011.
- Eberhart and Yuhui Shi, "Particle swarm optimization: developments, applications and resources," *Proceedings of the 2001 Congress on Evolutionary Computation (IEEE Cat. No.01TH8546)*, Seoul, 2001, pp. 81-86 vol. 1.
- Ekel, P.Y. (2002) 'Fuzzy Sets and Models of Decision Making', *Computers & Mathematics with Applications*, vol. 44, pp. 863-875.
- EPRI, *Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits*, Palo Alto, CA, USA, pp. 1–170, 2010
- F. Mohammadi, H. Gholami, G. B. Gharehpetian and S. H. Hosseini, "Allocation of Centralized Energy Storage System and Its Effect on Daily Grid Energy Generation Cost," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 2406-2416, May 2017.
- J. A. Momoh, M. E. El-Hawary and R. Adapa, "A review of selected optimal power flow literature to 1993. II. Newton, linear programming and interior point methods," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 1, pp. 105-111.
- J. Kennedy and R. C. Eberhart. Particle Swarm Optimization. In *Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks*, Perth, Australia, Vol. 4, pp. 1942-1948, 1995.
- Mclarnon FR, Cairns EJ. Energy storage. *Ann Rev Energy* 2009;14:241–71.
- N.S. Wade, P.C. Taylor, P.D. Lang, P.R. Jones, Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid, *Energy Policy*, Volume 38, Issue 11, 2010, Pages 7180-7188
- S. Rocha, P. Ekel, R. Bambirra and G. Soares, Two-stage optimization combining PSO and TOPSIS for allocation of energy storage in electric power systems, *IEEE WCCI 2018*, Rio de Janeiro.
- S. Wen, H. Lan, Q. Fu, D. C. Yu, and L. Zhang, "Economic allocation for energy storage system considering wind power distribution," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 644–652, Mar. 2015
- T.M. Machado-Coelho, A.M.C. Machado, L. Jaulin, P. Ekel, W. Pedrycz, G.L. Soares, An interval space reducing method for constrained problems with particle swarm optimization, *Applied Soft Computing*, Volume 59, 2017, Pages 405-417,
- X. Li, D. Hui and X. Lai, "Battery Energy Storage Station (BESS)-Based Smoothing Control of Photovoltaic (PV) and Wind Power Generation Fluctuations," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 464-473, April 2013.
- Y. M. Atwa and E. F. El-Saadany, "Optimal Allocation of ESS in Distribution Systems With a High Penetration of Wind Energy," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 4, pp. 1815-1822, Nov. 2010.
- Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel and S. Ploix, "Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 309-320, July 2011.