A New Model for Optimization of Hybrid Microgrids Using an Evolutive Approach

C. Marcelino, M. Baumann, P. Almeida, E. Wanner e M. Weil

Abstract — Electrical power is an important factor to any community, commercial center or industry. Currently, new forms of electricity generation are being proposed and implemented. Among them, hybrid microgrid systems (HGMS) have been playing a significant role. Such systems are gaining increasing attention in the energy transition moment that the entire World is facing nowadays. The balance of load and electricity generation from renewable energy sources is a major challenge in the operation and planning of HGMS projects. This work presents a new modeling for a microgrid system and its optimization using the Canonical Differential Evolutionary Particle Swarm Optimization to demonstrate the economic viability of the electric energy supply. The proposed approach made it possible to optimize the operation of HGMS and provide decision aid for choosing between two different battery storage systems.

Keywords — Microgids, Renewable Energy, Optimization.

I. INTRODUÇÃO

M ICROGRIDS compreendem sistemas de distribuição de baixa tensão com recursos de geração de energia distribuídos (microturbinas, geradores a combustível, painéis fotovoltaicos, entre outros) juntamente com dispositivos de armazenamento (capacitores e baterias) e cargas flexíveis. Estes sistemas podem ser operados de forma não autônoma, interligados à rede elétrica convencional, ou de forma autônoma, se estiverem desconectados da rede principal. A operação de microgrids na rede pode proporcionar benefícios distintos para o desempenho do sistema global, se gerenciado e coordenado de forma efficiente [1].

Este trabalho pretende otimizar a distribuição de equipamentos em um microgrid com o intuito de minimizar o custo real da energia produzida e a probabilidade de perdas de potência no suprimento de energia. Isto remete ao planejamento por meio da otimização de uma rede ideal que determina a quantidade de geradores, casas que possuem painéis fotovoltaicos instalados e a autonomia da bateria no sistema ao longo do horizonte de planejamento do projeto.

A. Estado da Arte

Um sistema híbrido para geração de energia por meio das fontes eólica, fotovoltaica, gerador a diesel e sistemas de armazenamento de energia de bateria (BESS) foi projetado por [2] para suprir demanda de energia. O foco foi a minimização do custo anual para um sistema híbrido ao longo de 24 anos de operação. O problema de otimização está sujeito à oferta confiável da demanda. O algoritmo Particle Swarm optimization (PSO) é usado para resolver o problema de otimização. Os resultados revelam o impacto das falhas de componentes na confiabilidade e no custo do sistema. Foi proposto por [3] o algoritmo Adaptive Modified Particle Swarm Optimization (AMPSO) para a operação ideal de microgrid (fonte de energia híbrida micro-turbina, gerador a combustível, baterias e consumidores). O problema foi formulado como um problema de otimização multi-objetivo com restrições não-lineares para minimizar o custo operacional e emissão de poluentes simultaneamente. Para melhorar o processo de otimização, um algoritmo baseado no mecanismo de busca local caótico foi usado no interior de AMPSO. O algoritmo proposto foi testado em um microgrid típico e seu desempenho se mostrou superior quando comparado outros com algoritmos evolutivos como os algoritmos genéticos (AG) e PSO.

Um modelo para minimização de custos de um sistema microgrid com uso do algoritmo PSO foi proposto em [4]. Uma configuração otima para o dimensionamento do microgrid híbrido foi apresentada como resultado, na qual o número de banco de baterias diminui a medida em que se é necessário utilizar energia da rede pública para manter o sistema.

Borhanazad et al. [5] propõe em seu trabalho um modelo matemático afim de minimizar o custo total e as perdas de carga em um modelo microgrid híbrido (geradores eólicos, painéis fotovoltaicos, bateria e gerador a diesel). O modelo conta com a escalarização das funções objetivos e é solucionado com o algoritmo PSO. O modelo é testado com dados de vento de três localidades no Iran. Os resultados apresentados mostram que o modelo pode ser aplicado, com o intuito de melhorar o acesso a energia nas zonas remotas iranianas ou em outros países em desenvolvimento que possuam as mesmas condições climáticas.

Segundo [6], o armazenamento de energia pode melhorar o desempenho de sistemas microgrids que incluem fontes de energia renováveis. Dispositivos de armazenamento combinam a geração elétrica com o consumo, proporcionando um equilíbrio suave e robusto de energia dentro do sistema. O controle ótimo dos dispositivos de armazenamento na rede foi abordado naquele trabalho. A energia armazenada foi controlada para equilibrar a potência com intuito de otimizar o consumo geral da energia. Foi proposto um modelo de fluxo

C. Marcelino and P. Almeida, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG), Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

E-mail: carolimarc@gmail.com; pema@cefetmg.br

E. F. Wanner, Aston University, School of Engineering and Applied Sciences, Birmingham, UK and CEFET-MG. Email: e.wanner@aston.ac.uk

M. Baumann and M. Weil, Institute for Technology Assessment and Systems Analysis (ITAS), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Karlsruhe, and Helmholtz-Institute for Electrochemical Energy Storage (HIU), Ulm, Germany.

Email: manuel.baumann@kit.edu; marcel.weil@kit.edu

de potência ótimo que considera todo o sistema: os limites operativos do dispositivo de armazenamento, de tensão, corrente e potência. Para solução do problema, o método de Newton foi utilizado. Os resultados indicam que o objetivo de equilibrar a potência das cargas presentes nas fontes renováveis e nos dispositivos de armazenamento, minimizando o custo total da energia, foi alcançado.

A utilização em larga escala das energias renováveis é fortemente retardada pela sua intermitência característica e pela inadequação das redes de eletricidade convencionais instaladas. Estas questões podem ser discutidas no contexto do desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento com maior desempenho, disponibilidade, durabilidade, segurança e custos mais baixos. Em [7], microgrids são caracterizados pela presença de diferentes tecnologias, incluindo unidades de geração de energia renováveis juntamente com soluções de armazenamento de energia, são discutidas. O foco em avaliar duas baterias distintas, uma baseada em lítio e outra em chumbo, mostrou a qualidade superior da de lítio nos cenários testados.

Para tanto é proposto o uso de um algoritmo evolutivo denominado C-DEEPSO, que será descrito em detalhes na Seção II. Na Seção III serão abordados os conceitos relacionados a sistemas microgrid híbridos. A Seção IV apresenta os experimentos realizados e os resultados obtidos. Por último, as conclusões extraídas dos resultados obtidos serão expostas na Seção V.

II. OTIMIZAÇÃO EVOLUTIVA USANDO C-DEEPSO

O algoritmo de otimização Evolucionário Diferencial por Enxame de Partículas Canônico, (do termo em inglês *Canonical Differential Evolutionary Particle Swarm Optimization* (C-DEEPSO)) [8] é uma methaeurística que incorpora características distintas de Computação Evolutiva (EC), Otimização por Enxame de Partículas (PSO) e Evolução Diferencial (DE). Este algoritmo, que é uma melhoria em relação ao EPSO [9] e DEEPSO [10], pode ser visto como um algoritmo evolutivo com as regras de recombinação emprestadas do PSO, ou um método de otimização de enxame com a seleção e auto-adaptabilidade propriedades adaptadas do DE [11].

Como grande parte das metaheurísticas, C-DEEPSO emprega o uso dos operadores de mutação, recombinação e seleção para criar novas soluções (ou partículas). Isto é feito de modo que a população é melhorada gradualmente, por meio da aptidão das melhores partículas em cada geração, até que um determinado critério de parada seja atingido. A geração de novas soluções no C-DEEPSO é baseada em operações de recombinação sucessivas aplicadas nas soluções atuais e do passado. Cada solução X_{t-1} obedece uma regra de movimento que depende da velocidade. Por sua vez, a velocidade é dependente de três fatores conhecidos como: inércia, memória (mutação) e comunicação (cruzamento uniforme). Assim, em DEEPSO, a recombinação de soluções é obtida por meio da regra de movimento apresentada na Eq. (1):

$$X_{t} = X_{t-1} + w_{I}^{*}V_{t-1} + w_{A}^{*}(X_{st} + F(X_{r} - X_{t-1})) + w_{C}^{*}C(X_{gb}^{*} - X_{t-1}), \qquad (1)$$

na qual t é a geração corrente, X é a solução corrente, X_{gb} é a melhor solução na geração anterior , V_t é a velocidade da solução (partícula), C representa uma matriz diagonal a n x n de variáveis aleatórias que são amostradas a cada iteração (com probabilidade P de comunicação), w_I , w_A e w_C são os pesos relacionados a inércia, assimilação e comunicação, respectivamente. O subscrito * indica que o parâmetro em questão sofre mutação e finalmente, st é a estratégia DE/best/1/bin do algoritmo DE e no qual F é a taxa de perturbação no intervalo [0,2] [8,11].

Para gerar X_r um arquivo de memória é criado em tempo de execução. Parte das melhores soluções da geração anterior são salvas e X_r , é calculado pela soma vetorial de uma solução salva em memória (resgatada aleatoriamente) e uma solução extraída aleatoriamente da população corrente (veja [8]). Em C-DEEPSO a mutação para cada peso w é dada pela Eq. (2),

$$w^* = w + \tau \times N(0,1) , \qquad (2)$$

na qual τ é a taxa de mutação informada pelo usuário. Especialmente, X_{gb} , é também mutado usando a Eq. (3),

$$X_{qb}^* = X_{qb} \left[1 + \tau \times N(0, 1) \right].$$
(3)

O Algoritmo 1 apresenta o procedimento de execução que implementa o C-DEEPSO, em que *MaxIT* é o número máximo de iterações, *NP* é o tamanho da população, *MB* é o tamanho do arquivo em memória, *P* é a taxa de comunicação e τ é a taxa de mutação.

Algoritimo 1: C-DEEPSO pseudocódigo. Extraído de [12]
Início
INICIALIZE MaxIT, NP, MB, P and τ ;
AVALIE NP;
ATUALIZE X_{ab} e MB;
enquanto critério de parada não for satisfeito faça
para todas as soluções da população faça
CALCULAR X_r ;
COPIAR X_t ;
MUTAR pesos Eq. (7);
MOVER X_t e sua cópia usando Eq. (6);
AVALIAR X_t e sua cópia;
SELECIONAR X _{best} para a próxima geração NP
(usando torneio estocástico);
fim
fim
fim

III. SISTEMA MICROGRID HÍBRIDO

O crescente mercado de flutuação dos recursos energéticos descentralizados como a energia fotovoltaica (PV) ou as pequenas turbinas eólicas representa um desafio para a estabilidade da rede elétrica. Os sistemas microgrid híbridos (HMGS) são vistos como uma possibilidade de integrar tais fontes de eletricidade distribuídas na rede eléctrica ou de permitir sistemas de energia autônomos e seguros. Os HMGS podem ser descritos como aglomerados de pequenos geradores, cargas e sistemas de armazenamento de energia de bateria conectados por meio de uma rede elétrica local, que é controlada por um sistema de gerenciamento de energia para otimizar o fluxo de energia.

Uma grande questão nestes sistemas é garantir a cada momento um equilíbrio entre geração e carga para manter a frequência e os níveis de tensão dentro de parâmetros de qualidade desejados. Os sistemas BESS representam assim um fator importante para HMGS, pelo fato de tais sistemas serem capazes de responder dentro de segundos as demandas de carga e descarga de energia e também efetuar mudanças na geração. Contudo, existem várias tecnologias BESS disponíveis, cada uma com diferentes vantagens e desvantagens para este fim. Um esquema simplifcado de um HMGS é apresentado na Figura 1. Questões típicas sobre HMGS são: 1) Como minimizar o custo de eletricidade (COE) por unidade de eletricidade gerada; 2) Como minimizar a probabilidade de perdas de energia (LPSP) ou avarias; 3) É possível maximizar a quota de energia gerada por fontes de energia renováveis [5-13].



Figura 1. Exemplo de diposição de um sistema microgrid híbrido autônomo.

Estas questões estão ligadas à escolha ótima do conjunto de componentes do Sistema de Energia Renovável (RES) e das tecnologias de armazenamento. Várias tentativas tem sido feitas para projetar e operar tais pequenos sistemas elétricos de uma forma eficiente e sustentável.

Nesta abordagem, o trabalho de [5] é usado como um ponto de partida para a modelagem de HMGS. O modelo de referência foi aplicado para 3 diferentes cenários HMGS no Irã com o objetivo de otimizar COE e LPSP. Ele é baseado em um algoritmo PSO em combinação com uma técnica de escalarização linear para o tratamento do problema bi-objetivo em que as funções objetivas foram combinadas em uma única função.

Os resultados deste trabalho indicam que o método aplicado é adequado para encontrar a melhor configuração do sistema para cada cenário ao longo de um ano, de acordo com os dados de entrada disponíveis e com as premissas técnicoeconômicas. No novo modelo, foram introduzidos novos limites e cálculos técnico-econômicos para melhorar o desempenho. Neste trabalho, duas tecnologias específicas são consideradas na análise. As tecnologias BESS consideradas são: uma bateria de ácido de chumbo regulada de válvula (VRLA) e uma bateria Li-ion, Fosfato de ferro de lítio (LFP).

B. Principais premissas para HMGS e modelagem BESS

Uma região localizada no centro de um país em desenvolvimento na América Latina foi escolhida como um estudo de caso hipotético. A série de dados anual para um típico perfil de carga padrão foi gerada com base no consumo médio das famílias da região. Os dados de irradiação solar foram obtidos em [14]. A velocidade do vento por hora e temperatura ambiente em [15]. Um cenário de teste com um número máximo de 20 residências foi usado na simulação. O modelo HMGS inclui os seguintes parâmetros econômicos e características gerais dos componentes:

- Gerador a diesel: tempo de vida = 24.000 horas, custo inicial = 1000 \$/kW e potência = 4 kW;
- Inversor: eficiência = 92%, tempo de vida = 24 anos e custo inicial = \$643\$kW;
- PV: eficiência = 95%; tempo de vida = 24 anos; custo inicial = 1670 \$/kW, potência = 7.3 kW e custo do regulador PV = \$1500;
- Turbina de vento: velocidade de vento = 9.5 m/s, potencia = 5kW, preço = 3491 \$/kW, tempo de vida = 24 anos, área de alcance = 128.6 m, custo do regulador = \$1000, diâmetro das pás = 6.4 m, efciência = 95%;
- Parâmetros econômicos: taxa de desconto = 8%, interesse real = 13%, taxa de inflação do combustível = 5%, custo de operação e manutenção = 20% e tempo de vida do projeto = 24 anos.

A Tabela I provê uma visão geral das principais características tecno-econômicas do BESS, a partir de uma base de dados de baterias (BAT-DB) com mais de 5.000 pontos de dados para 14 tecnologias BESS diferentes [16-17].

TABELA I. DADOS DE ENTRADA TECNO-ECONÔMICOS PARA BESS CONSIDERADO COM BASE EM VALORES MÉDIOS.

FATOR	VRLA	LFP
Custo (\$/kWh)	276.43	370.64
Ciclos (-)	1400	5000
Eficiência (%)	77	92
Tempo de vida (years)	18	10
BoP (\$/kWh)	374	374
Outros (\$/kWh)	328	328

Os custos de investimento do BESS incluem as células em \$/kWh e o equilíbrio da planta (BoP) \$/kW (inclui dispositivos auxiliares, comunicações, equipamentos de controle). Outros custos estão relacionados com a instalação, permissão e comissionamento do BESS [16-17]. Mais informações sobre sistemas BESS podem ser encontradas em [18]. A capacidade de armazenamento para BESS adotada é de 20kWh.

C. Modelo matemático de um microgrid híbrido autônomo

Diversos modelos que incluem a produção de electricidade para fontes de HMGS estão disponíveis na literatura [2-7]. Em seguida, será apresentado um modelo simplista que descreve a produção de energia em um HMGS autônomo. O intuito do modelo proposto é minimizar o custo total da produção de electricidade (COE) e a probabilidade de perdas de energia (LPSP). Segundo [19], COE pode ser obtido em termos de \$/kWh, pela Eq. (4),

$$COE\left(\frac{\$}{kWh}\right) = \frac{TOTAL_{Costs}\left(\$\right)}{\sum_{h=1}^{h=8640} P_{load}\left(h\right)(kWh)} \times CRF,\tag{4}$$

na qual TOTAL_{Costs} são os custos totais de instalação, manutenção, operação e substituição de componentes em HMGS. A geração de energia elétrica (carga) ao longo do tempo (8640 horas = 1 ano) é obtida por P_{load} e CFR representa o valor presente de todos os componentes igualmente distribuídos sobre o tempo de vida do projeto (também chamado método de anuidade) [5,19].

TOTAL_{Costs} é composto por um somatório: do custo inicial do sistema IC (obras civis, instalação e conexões), de custos PW_p , que é caracterizado como um custo periódico (manutenção dos painéis PV, manutenção do gerador eólico, outros) e PW_{np} caracterizado como um custo não periódico (custo de substituição de bateria, outros) [veja 18].

Um novo fator, C_d , de custo de degradação [20] é introduzido no cálculo somatório de $TOTAL_{costs}$. Este, considera a degradação da bateria em termos de ciclo de vida L_c a uma certa profundidade de descarga (DoD) relativa ao custo total da célula de bateria C_{bat} , bem como a capacidade de armazenamento do BESS (E_s), como indicado na Eq. (5),

$$C_d = \frac{C_{bat}}{L_c E_s \, DoD} \,. \tag{5}$$

É importante mencionar que isso representa uma forte simplificação do custo da bateria. Logo neste modelo, TOTAL_{Costs} é obtido pela Eq. (6).

$$TOTAL_{costs} = IC + PW_p + PW_{np} + \sum_{h=1}^{h=8640} C_d.$$
 (6)

As técnicas estatísticas (ST) e Abordagem de Simulação Cronológica (CSA) podem ser usadas para calcular a probabilidade de perdas de potência no suprimento (LPSP). Dados de séries temporais em um dado período são usados em ST, e a CSA é baseada no efeito acumulativo de energia do BESS como expresso pela Eq. (7),

$$LPSP(\%) = \frac{\sum P_{load} - P_{pv} - P_{wind} + P_{soc} + P_{diesel}}{\sum P_{load}},$$
(7)

em que P_{load} é o consumo de energia horária, P_{pv} e P_{wind} são a energia gerada pelo PV e pelo gerador eólico, P_{soc} é o estado mínimo de carga (SoC) da bateria e P_{diesel} é a energia gerada pelo gerador a diesel caso as fontes renováveis não atendam a demanda. Este fato caracteriza este modelo HMGS como autônomo. A quantidade de energia renovável gerada é calculada pela Eq. (8),

$$RS(\%) = 1 - \left(\frac{\sum P_{diesel}}{\sum P_{pv} + P_{wind}} \times 100\right).$$
(8)

D. Modelo de otimização

Uma maneira de resolver o problema em questão é a escalarização linear dos objetivos. Entre os vários métodos de escalarização está o uso de pesos, que são associados à

importância de cada objetivo em questão [21]. Neste método, um problema multiobjetivo pode ser transformado em um problema mono-objetivo equivalente. Portanto, neste trabalho, isto é feito para a minimização de COE e LPSP com a derivação de uma função objetivo única. A função de avaliação (*F*1) necessária para obtenção de um único ponto na Fronteira de Pareto [22] é dada pela Eq. (9):

$$F1 = \min \begin{cases} \sum_{i}^{k} w_{i} \frac{f^{i}(x)}{f_{i}^{max}} \\ w_{i} \geq 0 \ e \ \sum_{i=1}^{k} w_{i} = 1 \\ \text{s.a. min } g_{i}(x) \geq 0 \text{ para todo } i \in \{1, \dots, m\}, \end{cases}$$
(9)

em que k é o número de objetivos, w_i são os pesos para cada objetivo, f é a função objetivo, x é o vetor de variáveis de decisão e f_i^{max} é o limite superior para cada *i*-ésima função objetivo. As funções $g_i(x)$ são restrições de desigualdade. O peso adotado para cada objetivo é igual a 0.5.

E. Modelo de Simulação-HMGS

Uma visão simplificada da metodologia descrita com todas as entradas e componentes caracteriza o modelo de simulação presente na Figura 2.



Figura 2. Visão geral do modelo de simulação simplificado.

Α população inicial em C-DEEPSO é gerada aleatoriamente. Cada vetor solução possui 4 dimensões com limites inferior e superior de potência nominal do PV [0,45](kW); Autonomia [1,3](h), número de turbinas eólicas [1,10], número de Casas [1,22]. Cada solução passa pelo ciclo evolutivo de C-DEEPSO apresentado pelo Algoritmo 1, no qual cada solução é avaliada usando a Eq. 9 (aptidão - fitness), que neste trabalho é a escalarização dos objetivos COE e LPSP. Visando evitar soluções inviáveis uma penalidade é adicionada a função de aptidão. C-DEEPSO se baseia na equação de movimento, como visto na Seção II. O algoritmo faz uso do arredondamento do valor obtido para o valor discreto no caso do número de turbinas e casas.

IV. EXPERIMENTOS E RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO HMGS AUTÔNOMO

F. C-DEEPSO vs. PSO - Uma análise comparativa

O objetivo da otimização nos HMGS é reduzir COE e LPSP, ajustando a produção de energia da rede pública e BESS em uma base horária em termos de carga, PV e geração de energia eólica. Além disso, busca encontrar a composição ótima em termos de capacidade instalada de componentes no HMGS. Um experimento foi realizado com o uso de uma bateria genérica (eficiência = 85 %, tempo de vida = 12 anos, custo inicial da célula = 280 \$/kWh, potência nominal = 200 kWh) para verificar o desempenho dos algoritmos C-DEEPSO e PSO. Os parâmetros empíricos de inicialização de cada algoritmo são dados na Tabela II. Outros parâmetros importantes são: número populacional (NP = 50), gerações (t = 30) e dimensões (D = 4) e são utilizados os mesmos em ambos os algoritmos.

TABELA II.	PARÂMETROS DE	INICIALIZAÇÃO	DE C-DEEPSO.
------------	---------------	---------------	--------------

FATOR	VALOR
Número máximo de iterações (MaxIt)	10
Tamanho da população (NP)	100
Tamanho do arquivo de memória (MB)	10
Dimensão do problema (D)	4
Taxa de mutação ($ au$)	0.5
Taxa de comunicação (P)	0.8
Fator de Perturbação (F)	[0,2]

Os algoritmos PSO e C-DEEPSO foram executados por 30 vezes. Este número baseia-se no interesse prático, uma vez que a aproximação normal será satisfatória independentemente da forma da população se $n \ge 30$. O teorema do limite central funciona se a distribuição populacional não for muito diferente da normal se n < 30 [23]. O COE médio e seus desvios obtidos pelos algoritmos C-DEEPSO e PSO é igual a (0.3303, 0.0053) \$/kWh e (0.3572, 0.0741) \$/kWh, respectivamente. Foi realizado um T-teste [veja 23, 24] para avaliar se havia diferenças estatísticas entre o algoritmo PSO e C-DEEPSO para verificar a hipótese nula de igualdade dos resultados médios em cada algoritmo. Esse teste pode ser utilizado quando se deseja comparar os resultados de duas amostras populacionas de forma pareada -"dois a dois". A hipótese nula adotada neste trabalho é a igualdade das médias, portanto o experimento é projetado para detectar se esta hipótese é rejeitada ou não, usando um alfa = 5% de significância. O Pvalor resultante do teste foi 0.039, uma vez que este valor é menor que o nível de significância fixado, a hipótese nula é rejeitada.

F. Uma análise de solução obtida via C-DEEPSO

Um experimento usando o algoritmo C-DEEPSO com a tecnologia BESS – VRLA foi realizado para verificar o comportamento do modelo matemático do microgrid proposto.

Os parâmetros de inicialização de C-DEEPSO são mostrados na Tabela II. Como primeira análise, é proposta a verificação da energia PV gerada no sistema microgrid. A Figura 3 apresenta a irradiação solar durante o período de um ano na região estudada.



Figura 3. Irradiação solar na região estudada no período de um ano.

Após a otimização realizada, é possível notar ao visualizar a Figura 4 que os PV instalados nas 20 casas produziram energia elétrica no período conforme os limites operativos apresentados de [0,45] kW. É possível notar que a energia gerada seguiu o comportamento esperado dada a irradiação presente na região, ao realizar a comparação dos gráficos apresentados nas figuras 2 e 3.



Figura 4. Produção de energia fotovoltaica no período de um ano.

O mesmo comportamento é visto com uso da tecnologia BESS – LFP. Em relação à carga e descarga dos BESS estudados, a Figura 5 apresenta o comportamento temporal do sistema.



Figura 5. Exemplificação da carga e descarga de um sistema BESS

É possível notar que a carga máxima verificada no sistema BESS foi de 50 kW (em relação a PV), enquanto a descarga ficou em torno de 10 kW (em relação à carga). A Figura 5 fornece uma visão exemplar da operação do HGMS como resultado de C-DEEPSO. É possível observar como o BESS é carregado pelo menos uma vez por dia durante o período de sete dias.

A Figura 6 apresenta os resultados de geração no período de uma semana, durante o verão. É possível notar que as fontes renováveis atuaram de maneira eficaz na geração de energia. O gerador a diesel atua somente quando não há energia suficiente a partir das fontes PV e Wind e quando BESS está disponível para descarga na rede. O microgrid atende a demanda de energia para 20 casas. Esta análise possibilita então certificar que o modelo proposto representa a realidade de geração de energia elétrica em sistemas microgrids autônomos. O algoritmo C-DEEPSO foi capaz de otimizar adequadamente os recursos disponíveis neste modelo de HMGS proposto.

A Tabela III apresenta os valores totais relacionados a geração de energia elétrica por fonte para o período de um ano. É possível notar que PV gerou 41% da energia durante o período, enquanto o gerador a diesel gerou apenas 3%. O gerador eólico produziu 14% do total da energia e o sistema BESS foi capaz de suprir a rede em 7%.



Figura 6. Exemplo para operação de HGMS durante uma semana no verão usando C-DEEPSO.

FATOR	kWh	%
PV (kW)	86562,61	41
Gerador Diesel (kW)	7573,44	3
Gerador Eólico (kW)	29879,75	14
Excedente (kW)	74251,74	35
BESS (kW)	14292,32	7

TABELA III. RESULTADOS DE GERAÇÃO ANUAL.

Em média, BESS realizou 1.95 ciclos diários. O excedente de energia gerado pelas fontes foi de 35%. Isso mostra que o microgrid, além de cumprir a demanda de energia, poderia suprir um numero maior de casas que porventura venham se integrar à rede. Uma possibilidade futura é incorporar ao modelo regras compensatórias de energia entre o microgrid e a rede pública, para que não haja desperdício de energia gerada.

G. Comparativo de tecnologias BESS: VRLA vs. LFP

O algoritmo C-DEEPSO foi executado 30 vezes para cada sistema BESS estudado (VRLA e LFP), gerando assim duas amostras independentes. Os parâmetros de inicialização utilizados foram os mesmos apresentados na Tabela II. Os valores de resposta em relação à LPSP são idênticos, sendo observado 0.17% de perda ao usar cada um dos sistemas BESS. Ao verificar RF, é possível observar que o microgrid atua em 87% com uso de fontes renováveis quando é usado LFP e 86% quando é usado VRLA. A diferença mínima existente entre os resultados de ambos BESS é de 1%.

É percebida uma diferença entre os valores de custo, COE, obtidos na otimização. Tais resultados foram submetidos a um teste estatístico conhecido como T-test [23]. Se a hipótese nula é rejeitada, uma comparação posterior pode ser feita para determinar qual é o sistema BESS mais indicado para compor o sistema microgrid. A resposta do teste, 19.685, indica que o a hipótese nula é rejeitada a um nível de 5% de significância, uma vez que a resposta é superior ao valor tabelado de 2.000 [23]. Para uma maior validação, o P-valor resultante do teste foi 0 (zero), valor este inferior à 0.05 corroborando assim, para refutar a hipótese nula.

FATOR	VRLA	LFP
	(média/desvio)	(média/desvio)
COE (\$/kWh)	0.38	0.33
	0.01	0.01
LPSP (%)	0.17	0.17
	0.05	0.05
RF (%)	0.86	0.87
	0.06	0.06

O resultado de T-test indica com 95% de confiança que as médias apresentadas por VRLA e LFP referentes ao COE rejeitam a hipótese de igualdade estabelecida no teste. Neste caso, é possível afirmar que o sistema BESS de LFP é mais apropriado para instalação no microgrid. Os resultados mostram que ambos BESS possuem características similares em relação a LPSP e RF, porém LFP possui baixo custo de geração (\$/kWh), quando comparado a VRLA.

V. CONCLUSÃO

O modelo inicial de HGMS, que serviu de ponto de partida, foi melhorado em vários aspectos. Novos dados técnicoeconômicos de entrada, dois tipos de bateria (VRLA e LFP), novas condições e cálculos laterais, bem como novos dados de séries temporais foram introduzidos. Os resultados técnicos de geração de energia utilizando o algoritmo C-DEEPSO foram apresentados, validando o novo modelo HMGS proposto. Após isto, cada BESS foi testado por meio de C-DEEPSO, avaliando seu impacto nos três diferentes critérios de desempenho estabelecidos: custos, perdas e índice de fontes renováveis. Os resultados de otimização para cada tipo de bateria foram realizados procurando fornecer uma primeira comparação para auxílio a uma decisão exploratória para a escolha adequada do BESS para a integração do HGMS. Uma comparação entre os sistemas BESS de VRLA e LFP foi feita a partir de 30 execuções de C-DEEPSO. Posteriormente, foi realizado T-test para verificar a existência de diferenças estatísticas entre as médias observadas. A resposta do teste

mostrou que a hipótese nula foi rejeitada, com um nível de significância de 95%. LFP foi então considerada como a melhor abordagem para implantação no HGMS proposto. Finalmente, em uma perspectiva de sustentabilidade e de economia de energia, é importante ressaltar que os resultados apresentados aqui ganham relevância a cada dia, representando vantagens palpáveis para os consumidores e para o meio-ambiente em um futuro no qual este tipo de sistema esteja disponível para uma boa parcela da população.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o apoio financeiro das agências de fomento à pesquisa, FAPEMIG, CAPES e CNPq. Ao ITAS da *Karlsruher Institut für Technologie* (KIT), Alemanha, e ao CEFET-MG, Brasil, pela infraestrutura utilizada. Esta pesquisa é financiada pelo BE MUNDUS Project e pelo Helmholtz-Project Energy System 2050.

REFERÊNCIAS

- R. A. Lula e N., Hatziargyriou, "Microgrids: architectures and control". Wiley, IEEE Press, 2014.
- [2] A. Kaviani, G. Riahy e SH. Kouhsari, "Optimal design of a reliable hydrogen based stand-alone wind/pv generating system, considering component outages." *Renewable Energy*, 34, 2380-2390, 2009.
- [3] A. Moghaddam, A. Seifi, T. Kiknam e P. Mohammad, "Multiobjective operation management of a renewable mg (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel ceel/battery hybrid power source", *Energy*, vol. 36, pp: 6490-6507, 2011.
- [4] M. Mohammadi, S. Hosseinian e G. Gharepetian, "Optimization of hybrid solar energy sources/wind turbine systems integrated to utility grids as microgrid (mg) under poll/bilateral/hybrid electricity market using PSO", *Solar Energy*, vol. 86, p.p. 112-125, 2012.
- [5] H. Borhanazad, S. Mekhilef, V. Ganapathy, M. Modiri-Delshad e A. Mirtaheri, "Optimization of micro-grid system using MOPSO", *Renewable Energy*, vol. 71, p.p. 295-206, 2014.
- [6] Y. Levron, J. Guerrero e Y. Beck "Optimal Powe Flow in microgrids with energy storages", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 3, pp. 3226-3234, 2013.
- [7] L. Barelli, G. Bigini e F. Bonucci "A micro-grid operation analysis for cost-effective battery energy storage and RES plant integration", *Energy*, Vol. 113, p.p. 831-844, 2016.
- [8] C. Marcelino, P. Almeida, E. Wanner, L. Carvalho e V. Miranda, "Fundamentals of the C-DEEPSO algorithm and its application to the Reactive Power Optimization of Wind farms", *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, Vol 1, pp:1547-1554, 2016.
- [9] V. Miranda e N. Fonseca, "EPSO best-of-two-worlds methaeuristics applied to power system problems". *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, Vol 1, pp: 1-7, 2002.
- [10] L. Carvalho, F. Loureiro, J. Sumali, H. Keko, V. Miranda, E. Wanner e C. Marcelino, "Statistical tuning of DEEPSO soft consraints in the Security Cronstrained Optimal Power Flow problem", *Proc: in Conf. on Intelligent System Application to Power Systems*. pp:1-7.
- [11] K. Price e R. Storn, "Differential Evolution A Pratical Approach to Global optimization", *Springer*, 2005.
- [12] C. Marcelino, P. Almeida, E. Wanner, M. Baumann, M. Weil, L. Carvalho e V. Miranda "Solving security constrained optimal power flow problems: a hybrid evolutionary approach." *Applied Intelligence. Springer.* 2018 (accepted).
- [13] M. Baumann, P. Jeans, M. Weil, C. Marcelino, P. Almeida e E. Wanner, "Environmental impacts of different battery technologies in renewable hybrid micro-grids." *IEEE ISGT Europe* 2017: 1-6
- [14] SoDa. Time series of solar radiation data for free, 2016. Technical report, Available: http://www.soda-is.com. [Accessed: 08-May-2016].
- [15] CEMIG. "Atlas eólico de Minas Gerais". 2010.

- [16] M. Baumann, J. Peters, M. Weil e A. Grunwald, "CO2 footprint and life cycle costs of electrochemical energy storage for stationary grid applications", *Energy Technology*, Submitted 2016.
- [17] P. Stenzel, M. Baumann e J. Fleer, "Database development and evaluation for techno-economic assessments of electrochemical energy storage systems", Proc: in Energycon, pp: 1334-1342, 2014.
- [18] H. Chen, T.N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li e Y. Ding. "Progress in electrical energy storage system: a critical review" *Prog. Nat. Sci.* Vol. 19, pp: 231-312, 2009.
- [19] A. Kaabeche, M. Belhamel, Ibtiouen, R. Techno-economic valuation and optimization of integrated photovoltaic/Wind energy conversion system. Solar Energy, 85(10):2407-2420, 2011.
- [20] W. Kemptin e J. Tomic, "Vehicle-to-grid power fundamentals: calculating capacity and net revenue", *Journal of Power Sources*, v. 144, pp: 268-279, 2005.
- [21] G. Eichefelder. "Adaptative Scalarization Methods in a Multiobjective Optimization", *Springer, 1th Editon,* 2008.
- [22] C. Coello et al. Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective problems. 2th Edition, 2007.
- [23] D. Montgomery e G. Runger, "Applied statistics and probability for engineers" Wiley, 6th Editon, 2013.
- [24] C. Marcelino, C. Pedreira, P. Almeida, L. Carvalho e E. Wanner "Applying C-DEEPSO to solve Large Scale Global Optimization Problems". *IEEE CEC 2018* (accepted).



Carolina Gil Marcelino é doutora em Modelagem Matemática e Computacional pelo Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG), Brasil. Esteve em mobilidade no *Karlsruher Institut für Technologie* (KIT), Germany com bolsa financiada pelo ERASMUS - BE Mundus Project, 2016. Atualmente é Postdoc no PESC da COPPE/UFRJ-Brasil atuando sob os temas de Otimização e Aprendizado de Máquinas.



Manuel Baumann é doutor em Avaliação de Tecnologias pela Universidade Nova de Lisboa (UNL), Portugal. Atualmente é pesquisador no ITAS SysTEEM da KIT, Germany desde 2012. Tem trabalhado no campo da Análise e avaliação tecnológica de sistemas com forte foco em abordagens baseadas no ciclo de vida de produto. A base principal são sistemas de armazenagem eletroquímicos para armazenamento de energia.



Paulo Eduardo Maciel de Almeida é doutor em Engenharia Mecatrônica pela Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, Brasil - 2002. Atualmente é professor associado no CEFET-MG, Brasil. Dr. Almeida já recebeu três prêmios da IEEE e dois prêmios da fundação CAPES. Seus atuais interesses de pesquisa são: inteligência computacional aplicada, sistemas ciber-físicos e energia sustentável.



Elizabeth Fialho Wanner é doutora em Engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Minas Gerais, Brasil - 2006. Atualmente é professora associada na Aston University, UK. Seus interesses de investigação atuais incluem otimização multiobjetivo baseada em populações e metaheurísticas, análise de decisão multicritério e aspectos matemáticos/estatísticos da teoria da otimização.



Marcel Weil é doutor em Engenharia pela *Technical* University of Darmstadt, Germany - 2004. Atualmente é lider e pesquisador sênior no ITAS SysTEEM da KIT e no HIU, Germany desde 2007. Dr. Weil é o principal investigador no Novo programa "Tecnologia, Inovação e Sociedade" da Sociedade Helmholtz. Seus interesses são voltados para tecnologias emergentes e orientadas para o ciclo de vida dos sistemas de armazenamento de energia.