

Planejamento de Geração Eólica em Sistemas de Distribuição com Representação de Regime de Ventos

Thaisy C. J. Maria, Leonardo W. Oliveira

Dept. Energia Elétrica

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, Brasil

thaisy.cristina@engenharia.ufjf.br, leonardo.willer@ufjf.edu.br

Resumo—Neste artigo apresenta-se uma metodologia para o planejamento de geração eólica em sistemas de distribuição de energia (SDE) que considera o comportamento dos ventos para a decisão sobre a alocação de fontes de geração distribuída (GD). A metodologia baseia-se na aplicação da técnica de otimização meta-heurística bioinspirada sistemas imunológicos artificiais (SIA) para tratar as variáveis discretas associadas às opções de alocação de GD eólica, bem como a natureza combinatória do problema. O comportamento dos ventos é representado através de fator de capacidade determinado a partir de séries históricas. O objetivo do problema é minimizar o custo total de investimento e operação durante um horizonte de planejamento. Dois estudos de casos são realizados para demonstrar a influência do fator de capacidade eólica.

Palavras-Chave—energia eólica, fator de capacidade, alocação, geração distribuída, sistemas imunológicos artificiais.

I. INTRODUÇÃO

Atualmente, questões ambientais como a necessidade de redução de emissões de gases poluentes têm despertado o interesse pela diversificação da matriz energética, através da inserção de fontes de geração renováveis em sistemas elétricos de potência [1]. Esta diversificação é fomentada pelo desenvolvimento de novas tecnologias de conversão e por fatores econômicos e técnicos. Em sistemas de distribuição de energia elétrica, a introdução de fontes de geração distribuída baseada em energia renovável altera os paradigmas de operação das redes tradicionais com geração centralizada [2].

O planejamento de GD em SDE envolve a determinação dos pontos da rede elétrica para a alocação de fontes com objetivos e restrições que são propícios para a investigação [3]-[4]. Questões técnicas, como a redução de perdas decorrentes do transporte de energia também apontam para a introdução de GD [5]-[6]. Uma localização estratégica de GD na rede elétrica é necessária para que seus benefícios técnicos sejam alcançados [3], [7]. No caso da geração eólica, a avaliação do comportamento dos ventos nas regiões que compreendem os pontos da rede candidatos à alocação é parte importante do planejamento. Esta avaliação permite caracterizar os regimes

predominantes de ventos, quantificar os recursos eólicos e identificar possíveis áreas de geração de energia [8]-[9]. Um estudo estatístico do regime de ventos de uma região auxilia na especificação do potencial eólico com maior precisão [10]-[11].

Pesquisas recentes mostram que o planejamento de usinas eólicas depende do fator de capacidade de geração [7], [12], que estabelece a relação entre a energia que pode ser efetivamente gerada durante um período e aquela determinada no mesmo período em função da potência total instalada. Dados atuais mostram uma variação do fator de capacidade para diferentes regiões do Brasil [13].

O planejamento de GD pode ser tratado como um problema de programação matemática não linear inteira mista com região de solução não convexa e múltiplos pontos ótimos locais [3], [7]. Técnicas de otimização meta-heurística têm sido propostas para este problema, como algoritmo genético [1], [7], métodos evolutivos [14], enxame de partículas [15] e sistema imunológico artificial [3].

Em [3] e [7], propõe-se a alocação de fontes renováveis de GD, incluindo a geração eólica, visando ao planejamento de SDE para um horizonte de longo prazo. No entanto, os fatores de capacidade eólica são pré-estabelecidos nestes trabalhos sem um estudo estatístico sobre regimes de ventos. O impacto da variação do fator de capacidade no planejamento é avaliado em [3] e [15]. Embora [15] indique um método para a determinação do fator de capacidade, detalhes sobre o cálculo deste fator e as séries históricas utilizadas não são fornecidas.

O presente artigo apresenta uma metodologia para o planejamento de fontes de GD a partir de energia eólica, que considera o comportamento estatístico dos ventos nas regiões de potencial alocação. O método para a obtenção do fator de capacidade é descrito com detalhes, bem como as informações sobre os dados históricos de ventos utilizados, referentes a algumas regiões do Brasil. O objetivo do problema de otimização é minimizar o custo total de investimento e operação, a perda de energia e a emissão de gases poluentes. Um algoritmo baseado em SIA é aplicado para determinar a localização ótima de aerogeradores. A principal contribuição é o tratamento de dados históricos de ventos para levar em consideração no planejamento o potencial eólico das regiões de interesse. Dois estudos de casos são apresentados para demonstrar o impacto deste potencial no problema.

II. OBTENÇÃO DO FATOR DE CAPACIDADE EÓLICO

Conhecer o regime de ventos é fundamental para o planejamento de GD a partir de energia eólica em SDE. A determinação correta deste regime é necessária para estimar o potencial eólico de uma região com precisão. Para tanto, dados históricos devem ser utilizados para avaliar as variações sazonais. Como a disponibilidade de tais dados durante um longo período nem sempre é possível para uma dada região, um período mínimo de 1 ano pode ser utilizado, partindo-se do pressuposto de que o comportamento do vento na região varia pouco entre diferentes anos [8].

Atualmente, a coleta de dados de vento é feita a partir de anemômetros instalados em locais de estudo. As medidas de interesse são a velocidade média de vento e a acumulação do valor médio em intervalos de 10 minutos, coletados a 50 metros de altura do solo. Portanto, a altura típica de 50 m para os eixos dos geradores eólicos é considerada neste trabalho.

Como o vento tem comportamento estocástico, uma análise probabilística é necessária e a distribuição de Weibull tem sido muito utilizada para a representação adequada da distribuição de velocidades [16]. A função de distribuição de probabilidades de Weibull (f) é formulada como [15]:

$$f(v) = (k/C)(v/C)^{k-1} \exp\left[-(v/C)^k\right] \quad (1)$$

Em que v é velocidade (m/s) para a qual se deseja calcular a probabilidade de ocorrência, e C e k são os parâmetros de escala e de forma da distribuição, respectivamente. A Fig. 1 ilustra uma distribuição de Weibull.

Quanto maior o valor do parâmetro de forma k , mais estreita é a curva de distribuição de Weibull, significando uma menor variação de velocidade de vento em torno do valor médio. O fator de escala C é relacionado a este valor e é diretamente proporcional à velocidade média.

Alguns métodos podem ser usados para estimar os parâmetros de Weibull, C e k , dependendo dos dados de vento disponíveis e do rigor requerido na análise. O método utilizado no presente trabalho é baseado na velocidade média e no desvio padrão, e os parâmetros são calculados como [15]:

$$k = \left(\sigma / \bar{V}\right)^{-1,086} \quad (2)$$

$$C = \bar{V} \cdot \Gamma^{-1}\left(1 + (1/k)\right) \quad (3)$$

Em Eq. 2 e 3, σ representa o desvio padrão, $\bar{V}$ é a velocidade média e Γ é a função Gamma definida como:

$$\Gamma(a) = \int_0^\infty e^{-x} \cdot x^{a-1} dx \quad (4)$$

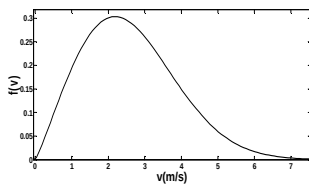


Fig. 1. Curva de distribuição de Weibull.

Destaca-se que os parâmetros k e C caracterizam a distribuição de probabilidades de ventos de uma região e que, portanto, a partir destes fatores é possível gerar séries sintéticas de velocidades para estudos em que um maior conjunto amostral seja necessário. No presente trabalho, apenas séries históricas foram utilizadas, que permitem obter dados horários durante um ano, desconsiderando-se as variações entre anos conforme descrito anteriormente [8].

Definir com precisão o regime de ventos em determinada região é essencial para a estimação do fator de capacidade, um parâmetro importante a ser considerado para o planejamento de GD eólica, cuja natureza é estatística, devido ao comportamento estocástico dos ventos. Para tanto, é necessário determinar a potência de saída de um aerogerador (P_{eo} , kW) em função da velocidade de vento v . Uma aproximação linear desta função, utilizada no presente trabalho, é feita na Eq. 5 e ilustrada na Fig. 2 [12].

$$P_{eo} = \begin{cases} 0 & ; (v < v_e) U(v > v_s) \\ \Pr \cdot \frac{v - v_e}{v_r - v_e} & ; v_e \leq v \leq v_r \\ \Pr & ; v_r \leq v \leq v_s \end{cases} \quad (5)$$

Em que v_e e v_s são as velocidades mínima e máxima de corte (m/s), respectivamente, e v_r é a velocidade em que a potência de saída alcança o respectivo valor nominal $\Pr$. Para cada valor da distribuição de velocidades obtida a partir da série histórica, obtém-se a potência de saída P_{eo} conforme Eq. 5. Ou seja, valores de P_{eo} são obtidos para cada hora de um dado ano a partir das velocidades horárias de vento, totalizando 8760 valores. Daí, a produção de energia anual (E_{eo} , kWh) pode ser calculada como:

$$E_{eo} = \sum_{i=1:n_i} P_{eo}(i) \cdot T(i) \quad (6)$$

Em que $P_{eo}(i)$ é a potência de saída no intervalo i (kW), $T(i)$ é a duração do intervalo i (horas) e n_i é o número de intervalos. Como os intervalos considerados no presente trabalho são de 1 hora, $T(i) = 1$ para todos os 8760 intervalos ($n_i = 8760$) de um período anual. A partir do cálculo de E_{eo} , determina-se o fator de capacidade eólico, que consiste na relação entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total de produção neste mesmo período. Este fator (f_c) é dado por:

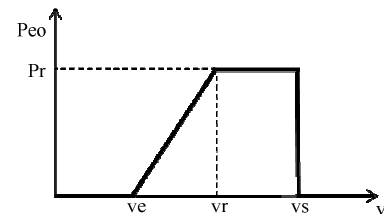


Fig. 2. Potência ativa de saída de um aerogerador por velocidade de vento.

A partir do cálculo de Eeo , determina-se o fator de capacidade eólico, que consiste na relação entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total de produção neste mesmo período. Este fator (fc) é dado por:

$$fc = Eeo / (Pn \cdot Tt) \quad (7)$$

Em que Pn é a potência nominal do aerogerador (kW) e Tt é o tempo total (horas) considerado no cálculo de Eeo . O mesmo raciocínio descrito para um aerogerador pode ser estendido para um parque eólico, em que Eeo passa a ser a energia gerada pelo conjunto de unidades eólicas do parque e $Peon$ o somatório das potências nominais de todas as unidades.

III. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE GD

O planejamento de GD eólica em SDE pode ser modelado como um problema de otimização cujo objetivo é a minimização do custo total de investimento e operação, perda técnica e emissão de gases poluentes [3], [7]. Portanto, a função objetivo deste problema é formulada como:

$$\text{Min} \left[\text{neo} \cdot (\text{cin} \cdot \text{Seo} + \text{cop}) + \text{cpe} \cdot \text{Tp} \cdot \text{Pe} \cdot \text{Pb} + \left[\text{c}_{se} \cdot \text{e}_{se} \cdot \text{Tp} \cdot \text{P}_{se} \cdot \text{Pb} \right] \right] \quad (8)$$

Em que:

- neo Números de geradores eólicos alocados;
- cin Fator de custo (\$/kVA) para investimento em geração eólica;
- Seo Capacidade instalada (kVA) de cada gerador eólico;
- cop Custo operacional (\$) de cada gerador eólico;
- cpe Custo (\$/kWh) associado à perda de potência ativa;
- TP Horizonte de planejamento (horas);
- Pe Perda técnica (pu-kW);
- c_{se} Fator de custo (\$/kWh) para a energia proveniente da rede de transmissão através da subestação;
- e_{se} Fator de emissão (kg/kWh) associado à energia da subestação;
- P_{se} Potência proveniente da subestação (pu-kW); e
- Pb Potência base (kVA).

O modelo anterior pode ser estendido para um parque eólico, em que a potência Seo passa a ser a total instalada no parque e ' neo ' passa a ser o número de parques.

O custo de operação e manutenção cop é dado por $cou \cdot TP \cdot Peo$, em que ' cou ' é o custo operacional unitário (\$/kWh). A perda técnica (Pe) é formulada como:

$$Pe = \sum_{t=1:nt} g_t \cdot \left[Vd_t^2 + Vp_t^2 - 2 \cdot Vd_t \cdot Vd_p \cdot \cos \theta_t \right] \quad (9)$$

Em que nt é o número de trechos de distribuição, g_t é a condutância do trecho t (pu-S), Vd_t e Vp_t são as tensões terminais do trecho (pu-V) e θ_t é a defasagem angular entre as barras terminais (rad). As restrições do problema de otimização são formuladas a seguir.

$$xeo_k \cdot Peo_k - P_k + \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} = 0 \quad (10)$$

$$xeo_k \cdot Qeo_k - Q_k + \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} = 0 \quad (11)$$

$$P_{se} - \sum_{m \in \Omega_{se}} P_{se,m} = 0 \quad (12)$$

$$Q_{se} - \sum_{m \in \Omega_{se}} Q_{se,m} = 0 \quad (13)$$

$$Peo_k = fc \cdot Pn \quad (14)$$

$$Qeo_k = \tan(\text{acos}(fp)) \cdot Peo_k \quad (15)$$

$$Vmin \leq Vd_t, Vp_t \leq Vmax \quad (16)$$

$$xeo_k = 0 \text{ ou } 1 \quad (17)$$

$$neo \leq Nmax \quad (18)$$

Em que:

- xeo_k Variável binária que representa a decisão por alocação de GD eólica na barra k (1: alocação; 0: caso contrário);
- Peo_k, Qeo_k Potências ativa (pu-kW) e reativa (pu-kvar), respectivamente, de GD eólica na barra k ;
- P_k, Q_k Demandas de carga ativa (pu-kW) e reativa (pu-kvar), respectivamente, na barra k ;
- P_{km}, Q_{km} Fluxos de potência ativa (pu-kW) e reativa (pu-kvar), respectivamente, no trecho km ;
- Ω_k, Ω_{se} Conjuntos de barras conectadas através de trechos de distribuição à barra k e à subestação, respectivamente;
- P_{se}, Q_{se} Potências ativa (pu-kW) e reativa (pu-kvar), respectivamente, provenientes da subestação;
- $P_{se,m}, Q_{se,m}$ Fluxos de potência ativa (pu-kW) e reativa (pu-kvar), respectivamente, entre a subestação e a barra m ;
- fp Fator de potência da geração eólica;
- $Vmin, Vmax$ Limites inferior e superior de tensão, respectivamente;
- $Nmax$ Número máximo de unidades de GD no sistema.

As restrições em Eq. 10 e 11 representam o balanço de potência ativa e reativa, respectivamente, em cada barra do sistema. Este balanço também é formulado para a subestação nas Eq. 12 e 13. De acordo com Eq. 14, a potência ativa de saída das unidades eólicas é dada pelo seu fator de capacidade fc e classe de potência Pn . O gerador de indução considerado para as unidades eólicas é do tipo duplamente alimentado, que permite o controle do fator de potência em um valor pré-especificado. Portanto, a potência reativa é calculada em Eq. 15 em função da potência ativa. As restrições de limite de tensão são formuladas em (16) e a natureza discreta das variáveis de alocação em Eq. 17. Por fim, a inserção de GD é limitada conforme (18) [15]. Destaca-se que o fator de capacidade descrito na seção anterior é utilizado no modelo para o cálculo da potência eólica em Eq. 14.

IV. ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO

O algoritmo de otimização para a resolução do problema de planejamento de GD eólica em SDE é baseado em sistemas imunológicos artificiais [17], técnica inspirada nos sistemas imunológicos adaptativos com potencial aplicação para problemas de otimização inteira mista. De acordo com o SIA, cada solução candidata a um problema de otimização é associada a um anticorpo do sistema imune, que deve buscar reconhecer um antígeno, ou seja, um agente invasor. Este antígeno pode ser associado ao ponto ótimo da função objetivo do problema e, portanto, as soluções candidatas visam encontrar este ponto. Logo, quanto mais próximo do ponto ótimo, maior é a afinidade do anticorpo. Neste trabalho, cada anticorpo representa uma solução referente à localização de GD, ou seja, armazena as decisões de alocação em cada barra, x_{eo_k} . Para exemplificar, o anticorpo da Fig. 3 representa uma alocação de GD eólica apenas na terceira barra candidata, em que NBC é o número de barras candidatas.

A Fig. 4 apresenta os passos do algoritmo de seleção clonal de [18], baseado nos fundamentos do SIA e utilizado no presente trabalho. O Passo (1) consiste na geração do repertório inicial de anticorpos ($P = P^*$), de forma pseudoaleatória, pois todos atendem às restrições em Eq. 17 e 18 para as variáveis x_{eo_k} do problema. No Passo (2), os indivíduos da população P são avaliados através do cálculo da função objetivo em Eq. 8 após a resolução de um fluxo de potência para cada solução candidata. O fluxo de potência é resolvido pelo método iterativo de cálculo numérico de Newton-Raphson [23]. O Passo (3) seleciona, com base na afinidade, os ‘nan’ melhores anticorpos para constituir a população P_s , cujos indivíduos são clonados no Passo (4). A afinidade é inversamente proporcional à função objetivo e o número de clones de cada indivíduo é diretamente proporcional à sua afinidade. A população de clones C é submetida ao processo de hipermutação somática no Passo (5), processo de mutação aplicado a cada indivíduo de forma inversamente proporcional à sua afinidade.

Os clones mutantes são avaliados no Passo (6), e os ‘nan’ melhores são selecionados no Passo (7) para substituir igual número dos piores indivíduos de P no Passo (8). O Passo (9) consiste na edição de receptores, processo de geração pseudoaleatória de ‘ned’ indivíduos para compor o conjunto D e substituir igual número dos piores de P no Passo (10). Após este passo, o critério de convergência, dado pelo número máximo de gerações (g_{max}) ou número de gerações sem melhoria da melhor solução candidata (g_{est}) é verificado. Se atendido, o algoritmo é finalizado, caso contrário retorna ao Passo 2. Maiores detalhes sobre este algoritmo podem ser encontrados em [3] e [18]. O algoritmo proposto da Fig. 4 foi implementado em ambiente de programação MATLAB® versão 7.9.0.529 (R2009b). Os testes foram realizados em processador Intel Corei5–4200 3.20GHz 6GHz RAM.

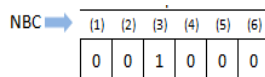


Fig. 3. Codificação do anticorpo no SIA.

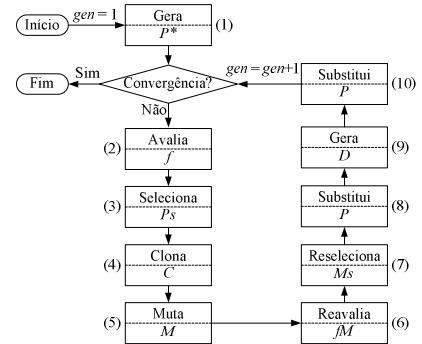


Fig. 4. Algoritmo de seleção clonal [3].

V. RESULTADOS

Nesta seção apresenta-se os resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta de planejamento de GD eólica a dois sistemas da literatura. Um sistema tem 33 barras [19], tensão de 12,66 kV, carga de 3715 kW, e topologia ilustrada na Fig. 5. O outro tem 69 barras [21], tensão de 12,66 kV, carga de 3802 kW e a topologia da Fig. 6. Em ambos, o horizonte de planejamento é de 30 anos conforme [3], [7] e [15], os fatores de custo e de emissão são obtidos de [15] e os dados nominais das unidades eólicas são baseados em [20]: potência nominal de 700 kW e fator de potência 0,875. Os limites de tensão são 0,9 pu e 1,1 pu e no máximo duas barras podem ser selecionadas para a alocação de GD ($N_{max}=2$) [3]. Os parâmetros do SIA foram especificados como: (i) tamanho da população 50; (ii) $nan=50$; (iii) $ned=3$; (vi) $g_{max}=100$; (vi) $g_{est}=20$. Os demais parâmetros são os mesmos de [3]. As séries históricas de ventos utilizadas no presente trabalho foram obtidas de três estações meteorológicas localizadas em diferentes regiões do Brasil, nas cidades de São Martinho da Serra (RS), Petrolina (PE) e São João do Cariri (PB) [22].

A partir dos dados históricos, discretizados de 10 em 10 minutos, foram determinadas as velocidades médias horárias para o período de um ano, totalizando 8760 horas, em cada uma das três regiões analisadas. A Fig. 7 mostra as distribuições de probabilidades de Weibull para estas regiões. A Tabela I apresenta os parâmetros de forma - k e de escala - C para as distribuições da Fig. 7, juntamente com os respectivos fatores de capacidade calculados conforme Eq. 7.

Observa-se na Fig. 7 que a região de São Martinho da Serra apresenta a menor média de velocidade, conforme comprovado pela relação entre os fatores de escala da Tabela I. Entre as localidades com médias próximas entre si, São João e Petrolina, São João apresenta uma variação maior na faixa de velocidades conforme Fig. 7, de acordo com seu fator de forma, que é menor em comparação com Petrolina. Portanto, São João do Cariri tem o maior fator de capacidade, pois:

- FC é diretamente proporcional ao fator de escala e, portanto, à velocidade média, uma vez que a conversão de energia eólica em elétrica é proporcional à velocidade;
- FC é inversamente proporcional ao fator de forma, ou seja, diretamente proporcional à faixa de velocidades compreendida pela distribuição, pois quanto maior a faixa, maior o número de velocidades acima da média com probabilidades mais elevadas de ocorrência.

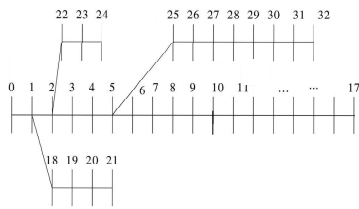


Fig. 5. Sistema de 33 barras [20].

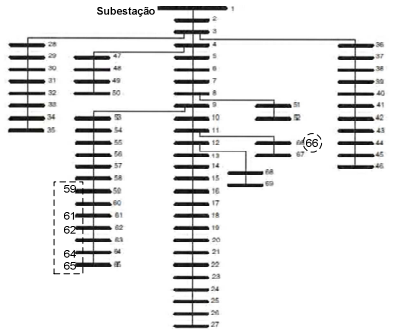


Fig. 6. Sistema de 69 barras [3].

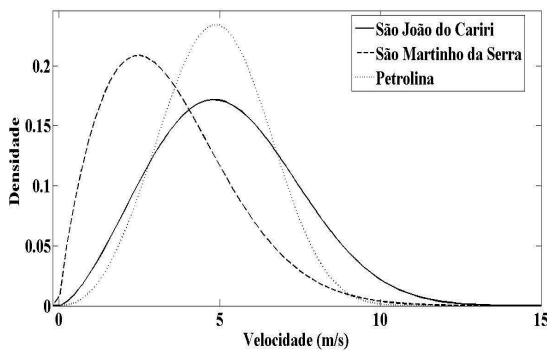


Fig. 7. Distribuição de probabilidades de Weibull.

As análises anteriores sobre a variação de um parâmetro são válidas quando duas localidades têm o outro próximo entre si. Destaca-se que nos últimos anos, os fatores de capacidade médios dos parques eólicos brasileiros em operação atingiram valores superiores aos países com parques eólicos mais consolidados, como Alemanha Estados Unidos e Espanha [24].

A. Sistema de 33 Barras

A Tabela II apresenta os dados deste sistema para o caso base, em que não há alocação de GD, incluindo os custos envolvidos e o valor mínimo de tensão na rede. A Tabela III apresenta os resultados obtidos pela metodologia proposta para cada região considerada, ou seja, para cada fator de capacidade, juntamente com a solução de [3], que considera um fator pré-especificado em 18,8%. Para FC_1 , por exemplo, as alocações ocorrem nas barras 17 e 31. Observa-se da Tabela III que a variação de FC impacta na solução do problema de planejamento.

Para o maior fator, FC_3 , obtém-se o menor custo total, pois um maior montante de GD eólica contribui para a redução do custo de perda técnica e de emissão relativa à energia proveniente da subestação de forma centralizada. Por outro

lado, como a produção da unidade eólica é maior para o fator mais elevado, o custo de operação desta unidade aumenta para este fator. A Fig. 8 apresenta os custos totais de planejamento em função dos fatores de capacidade da Tabela I e do fator 18,8% considerado em [3].

A. Sistema de 69 Barras

As Tabelas IV e V apresentam os dados do caso base para este sistema e os resultados obtidos pela metodologia proposta para as diferentes regiões consideradas, respectivamente. A Tabela V também apresenta o resultado da literatura [3] para este sistema. Assim como no caso anterior, verifica-se que o fator de capacidade impacta no planejamento de GD eólica, e que o maior FC está associado ao menor custo total, conforme Fig. 9, e ao maior custo de operação dos aerogeradores.

TABELA I. PARÂMETROS DA DISTRIBUIÇÃO E FATORES DE CAPACIDADE

Localidade	k	C	FC
São Martinho da Serra	1,8021	3,8585	$FC_1 = 9,50$
Petrolina	3,2876	5,4734	$FC_2 = 23,90$
São João do Cariri	2,5130	5,8995	$FC_3 = 30,15$

TABELA II. DADOS DO SISTEMA DE 33 BARRAS - CASO BASE

Energia da rede (\$)	Perdas (\$)	Emissões da rede (\$)	Custo total (\$)	Tensão mínima (pu)
6,07e07	3,14e06	1,85e07	8,24e07	0,913

TABELA III. RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 33 BARRAS

Solução	Proposta FC_1	Proposta FC_2	Proposta FC_3	[3]
Alocação	17, 31	16, 31	16, 32	17, 32
Invest. eólicas (\$)	3,01e06	3,01e06	3,01e06	3,01e06
Operação eólicas (\$)	3,5e05	8,57e05	1,11e06	6,92e05
Energia da rede (\$)	5,83e07	5,49e07	5,32e07	5,60e07
Perdas (\$)	2,77e06	2,30e06	2,10e06	2,45e06
Emissões da rede (\$)	1,78e07	1,67e07	1,62e07	1,71e07
Custo total (\$)	8,22e07	7,78e07	7,56e07	7,92e07
Tensão mínima (pu)	0,922	0,931	0,935	0,928

TABELA IV. DADOS DO SISTEMA DE 69 BARRAS - CASO BASE

Energia da rede (\$)	Perdas (\$)	Emissões da rede (\$)	Custo total (\$)	Tensão mínima (pu)
6,0744e07	3,49e06	1,91e07	8,50e07	0,909

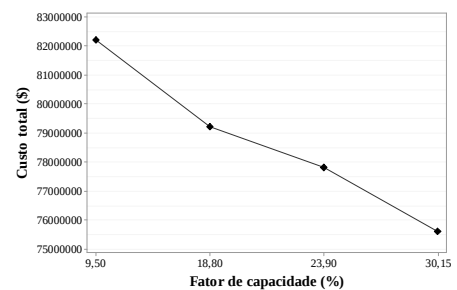


Fig. 8. Custo total por fator de capacidade, sistema 33 barras.

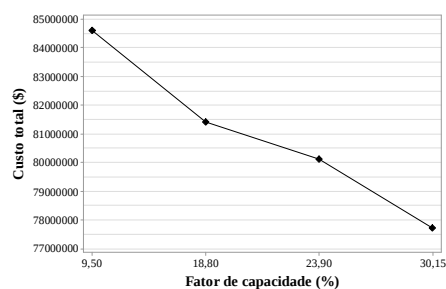


Fig. 9. Custo total por fator de capacidade, sistema 69 barras.

TABELA V. RESULTADOS PARA O SISTEMA DE 69 BARRAS

Solução	FC1	FC2	FC3	[3]
Alocação	64, 66	59, 62	61, 64	64, 65
Investimento eólicas (\$)	3,01e06	3,01e06	3,01e06	3,01e06
Operação eólicas (\$)	3,50e05	8,57e05	1,11e06	6,92e05
Energia da rede (\$)	5,99e07	5,65e07	5,47e07	5,75e07
Perdas (\$)	3,03e06	2,56e06	2,26e06	2,63e06
Emissões da rede (\$)	1,83e07	1,72e07	1,67e07	1,75e07
Custo total (\$)	8,46e07	8,01e07	7,77e07	8,14e07
Tensão mínima (pu)	0,917	0,923	0,929	0,924

I. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma metodologia de planejamento de GD eólica em sistemas de distribuição de energia com a modelagem do comportamento dos ventos. Este comportamento é representado através do fator de capacidade eólico, que consiste na relação entre a energia que pode potencialmente ser fornecida e a energia relativa à capacidade instalada. O algoritmo de otimização utilizado é baseado na técnica meta-heurística bioinspirada SIA e o objetivo é a minimização do custo total de investimento e operação e da emissão de gases poluentes para a atmosfera. Os estudos de casos apresentados demonstraram que o fator de capacidade impacta no planejamento de GD eólica e que, portanto, um modelo mais realista baseado em séries históricas, conforme proposto, deve ser utilizado.

AGRADECIMENTOS

Os autores deste artigo agradecem o apoio da FAPEMIG, CNPq, CAPES, INERGE e do grupo de pesquisa “Otimização Heurística e Bio-inspirada” da UFJF.

REFERÊNCIAS

- [1] V. A. Evangelopoulos and P. S. Georgilakis, “Optimal distributed generation placement under uncertainties based on point estimate method embedded genetic algorithm,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 3, pp. 389-400, 2014.
- [2] N. Jain, S. N. Singh, and S. C. Srivastava, “A generalized approach for DG planning and viability analysis under market scenario,” *IEEE Trans. Indust. Electronics*, vol. 60, no.11, pp. 5075-5085, 2013.
- [3] L. W. Oliveira, F. V. Gomes, A. R. Oliveira, B. H. Dias, and I. C. Silva Jr., “Planejamento de geração distribuída através de sistemas imunológicos artificiais,” in *Proc. 2015 XI Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE)*, pp. 1-7, 2015.
- [4] P. Kayal and C.K. Chanda, “Placement of wind and solar based DGs in distribution system for power loss minimization and voltage stability

- improvement,” *Int. J. Electr. Power Energy Systems*, vol.53, pp. 795-809, Dec. 2013.
- [5] B. H. Dias, L. W. Oliveira, F. V. Gomes, I. C. Silva Jr., and E. J. Oliveira, “Hybrid heuristic optimization approach for optimal distributed generation placement and sizing,” in *Proc. 2012 IEEE/PES General Meeting*, pp. 1-6, 2012.
- [6] T. Ackerman, G. Anderson, and L. Soder, “Distributed generation: a definition,” *Electr. Power Systems Res.*, vol. 57, no.3, pp.195-204, 2001.
- [7] L. W. Oliveira, F. V. Gomes, E. J. Oliveira, A. R. Oliveira, A. M. Variz, and H. A. Silva, “Power distribution systems planning with distributed thermal and wind generation,” in *Proc. 2015 IEEE Powertech*, pp.1-6, 2015.
- [8] R. S. Custódio, *Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro, BR: Eletrobrás, 1rd ed., 2009.
- [9] A. P. Leite, *Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudos de Confiabilidade*. Rio de Janeiro, BR: Dissertação de M.Sc., UFRJ, 2005.
- [10] P. C. Silva, V. G. Guedes, and M. P. R. Araujo, “Otimização dos parâmetros de distribuição de Weibull,” in *Proc. 1999 XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica (COBEM)*, pp. 1-10, 1999.
- [11] C. S. Malta, *Estudo de Séries Temporais de Vento Utilizando Análise Estatística e Agrupamento de Dados*. Rio de Janeiro, BR: UFRJ, 2009.
- [12] E. J. de Oliveira, S. M. Mayrink, M. L. Rodrigues, L. W. Oliveira, B. H. Dias, and I. C. Silva Jr., “Security constraints for wind power operation,” in *Proc. 2015 Powertech*, pp. 1-6, 2015.
- [13] O. A. C. Amarante, M. Brower, J. Zack, and A. L. Sá, *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Rio de Janeiro, BR: Eletrobrás, 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso: 26 de novembro de 2015.
- [14] D. K. Khatod, V. Pant, and J. Sharma, “Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 683-695, 2013.
- [15] K. Zou, A. P. Agalgaonkar, K. M. Muttaqi, and S. Perera, “Distribution system planning with incorporating DG reactive capability and system uncertainties,” *IEEE Trans. Sust. Energy*, vol.3, no. 1, pp.112-123, 2012.
- [16] M. Abramowitz and I. A. Stegun, *Handbook of Mathematical Functions, with Formulas, Graphs and Mathematical Tables*. Washington, US: Dover Publications Incorporated, 1972.
- [17] L. N. Castro and F. J. V. Zuben, “Learning and optimization using the clonal selection principle,” *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 6, no. 3, pp. 239-51, 2002.
- [18] L. W. Oliveira, E. J. Oliveira, F. V. Gomes, I. C. Silva Jr., A. L. M. Marcato, and P. V. C. Resende, “Artificial immune systems applied to the reconfiguration of electrical power distribution networks for energy loss minimization,” *Int. J. Electr. Power Energy Systems*, vol. 56, pp. 64-74, Mar. 2014.
- [19] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, Apr. 1989.
- [20] L. Chen, J. Zhong, and D. Gan, “Reactive power planning and its cost allocation for distribution systems with distributed generation,” in *Proc. 2006 IEEE/PES General Meeting*, pp. 1-6, 2006.
- [21] M. E. Baran and F. F. Wu, “Optimal capacitor placement on radial distribution systems,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 725-734, 1989.
- [22] *Sistema de Organização de Dados Ambientais*. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/>. Acesso: 23 de novembro de 2015.
- [23] A. J. Monticelli “fluxo de carga em redes de energia elétrica” São Paulo, BR: Edgard Blucher, 1rd ed., 1983.
- [24] *Boletim das Usinas Eólicas*. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/>. Acesso: 23 nov. 2015.