

Alocação de Compensação Estática de Reativos em Sistemas de Distribuição com Geração Eólica

Paulo H. de Sousa, Leonardo W. de Oliveira, Edimar J. Oliveira, Ângelo R. de Oliveira

Dept. Energia Elétrica
Universidade Federal de Juiz de Fora-UFJF
Juiz de Fora, Brasil
paulo.sousa@engenharia.ufjf.br

Resumo—Este artigo apresenta uma metodologia para a alocação ótima de compensadores estáticos de reativos (CER) em sistemas de distribuição de energia (SDE) com geração eólica. A técnica meta-heurística denominada Sistemas Imunológicos Artificiais (SIA) é proposta para a localização ótima destes equipamentos na rede de distribuição e um modelo de fluxo de potência ótimo (FPO) não linear otimiza a operação do sistema para cada opção de localização candidata. O objetivo do problema é minimizar os custos operacionais e de investimento em compensação estática de reativos. Para determinar o ponto de operação para controle de tensão nodal, o modelo de susceptância variável é utilizado. O método proposto é testado em um sistema da literatura.

Palavras-Chave—Compensador estático de reativos, distribuição, energia eólica, sistema imune artificial, alocação.

I. INTRODUÇÃO

A inserção de geração distribuída através de fontes renováveis em redes modernas de distribuição tem aumentado devido a questões ambientais e de eficiência para o atendimento à demanda crescente de energia elétrica. A introdução de tais fontes, como a eólica, requer inúmeros estudos acerca de sua operação e impacto no planejamento da distribuição [1], [2].

A utilização de compensadores estáticos de reativos em SDE pode resultar em diversas melhorias, como aumento de confiabilidade, diminuição de custo operacional e melhoria de estabilidade. Estes equipamentos são utilizados para controle rápido do módulo de tensão e para suporte de potência reativa [3]. Também são investigados como suporte à operação de redes de distribuição com presença de geração eólica através de aerogeradores de indução [3].

Para que a compensação estática de reativos seja eficaz, a localização e o dimensionamento dos compensadores devem ser determinados de forma otimizada [3]. Em [4], a alocação ótima de CER em SDE é determinada utilizando como base a análise da matriz Jacobiana, próxima dos pontos críticos de operação. A proposta para alocação de CER em [5] é baseada

nos custos marginais obtidos a partir de um fluxo de potência ótimo com modelagem do equipamento.

A redução de perdas e a melhoria do perfil de tensão são alguns dos objetivos da alocação ótima de CER. Em [6], utiliza-se algoritmo genético na procura por locais ótimos de instalação de compensadores. Sistemas imunológicos artificiais são utilizados com o mesmo propósito em [7]. Um algoritmo de busca harmônica é utilizado em [8] para obter a localização ótima e o tamanho de CER.

Usinas eólicas que utilizam geradores convencionais (tipo rotor gaiola de esquilo) têm perfil de potência reativa indutivo para a rede elétrica. Portanto, a inserção dessas usinas em SDE requer a necessidade de um planejamento de suporte de reativos. Em [9], compensadores estáticos e transformadores de tap variável são utilizados para o controle dos níveis de tensão em rede de distribuição. Um algoritmo genético é proposto com o objetivo de minimizar perdas em sistemas com geração eólica.

A técnica meta-heurística por enxame de partículas é utilizada em [10] para a alocação ótima de geração distribuída (GD) visando à inserção de energia eólica com segurança no sistema. Para tanto, a alocação ótima de CER também é proposta, considerando-se o comportamento dos ventos.

Uma proposta de planejamento de potência reativa para sistemas de distribuição contendo GD baseada em usinas eólicas e termoeletricas é apresentada em [1]. Um algoritmo genético é utilizado para realizar a alocação ótima de CER. O modelo do CER é baseado em uma injeção fixa de potência reativa, que não permite acomodar a variação de tensão nodal na potência desenvolvida pelo equipamento para controle de tensão.

Nesta linha de pesquisa, o presente trabalho propõe uma metodologia para a alocação ótima de CER em SDE baseada na aplicação de sistemas imunológicos artificiais. Esta técnica é aplicada para determinar a localização ótima dos compensadores na rede de distribuição com presença de geração eólica. Para cada opção candidata de localização, o ponto ótimo de operação é determinado por um problema de FPO não linear. A função objetivo consiste na minimização dos custos operacionais, associados a perdas técnicas e custos relativos à potência reativa proveniente de geradores

termoelétricos distribuídos, e custos de investimento em compensação estática de reativos. Após a alocação, a determinação da faixa operativa dos compensadores também considera a variação de tensão nodal para o controle, através do modelo de susceptância variável, que permite uma representação mais realista dos equipamentos. Um estudo de caso é apresentado para avaliar a metodologia proposta.

II. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O modelo de otimização para a alocação ótima de CER é baseado em [1], cuja função objetivo envolve basicamente três parcelas, sendo duas associadas a custos de operação e outra referente a custo de investimento. Esta função (f) é dada por:

$$f = \min(C_a + C_b + C_c), \quad (1)$$

$$C_a = k \cdot \sum_{u=1}^{NC} T_u \cdot P_u, \quad (2)$$

$$C_b = \sum_{i=1}^{NB} e_i \cdot (r \cdot Q_{C_i} + cf), \quad (3)$$

$$C_c = \sum_{u=1}^{NC} \sum_{i=1}^{NB} (a_i + b_i \cdot Q_{t_{i,u}} + c_i \cdot Q_{t_{i,u}}^2). \quad (4)$$

Em que:

C_a	parcela referente ao custo operacional associado às perdas técnicas (\$);
C_b	parcela referente aos custos fixos e variáveis de investimento em CER (\$);
C_c	parcela referente ao custo operacional associado aos geradores distribuídos (\$);
k	custo unitário associado à perda de energia (\$/kWh);
NC	número de cenários de vento considerados para a geração eólica;
T_u	tempo de operação do sistema no cenário u (h);
P_u	perda técnica do sistema no cenário u (kW);
NB	número de barras da rede de distribuição;
e_i	variável de decisão sobre a alocação de CER na barra i (1: alocação; 0: sem alocação);
r	custo marginal do CER (\$/kvar);
Q_{C_i}	tamanho da faixa operativa do CER na barra i (kvar);
cf	custo fixo de instalação do CER (\$);
a_i , b_{i,c_i}	coeficientes da função custo de produção das unidades distribuídas termoelétricas; e
$Q_{t_{i,u}}$	potência reativa de saída do gerador distribuído termoelétrico na barra i e cenário u (kvar).

Diferentes cenários de ventos são considerados no modelo de otimização, Eq. 1-4 e a parcela de custo referente às perdas de energia (C_a) é dada pela soma dos custos de todos os cenários, conforme Eq. 2. O custo C_b inclui uma parcela fixa associada ao investimento em CER e uma parcela variável em função da faixa de potência reativa do equipamento. Já a parcela C_c representa os custos inerentes à GD termoelétrica presente no sistema.

O problema de otimização é sujeito às seguintes restrições:

$$P_{t_{i,u}} + P_{e_{i,u}} + P_{L_i} - \sum_{j \in \Omega_i} (P_{ij,u}) = 0, \quad (5)$$

$$Q_{t_{i,u}} + Q_{e_{i,u}} + e_i \cdot Q_{C_{i,u}} - Q_{L_i} - \sum_{j \in \Omega_i} (q_{ij,u}) = 0, \quad (6)$$

$$V^{\min} \leq V_{i,u} \leq V^{\max}, \quad (7)$$

$$0 \leq P_{t_{i,u}} \leq P_{t_i}^{\max}, \quad (8)$$

$$0 \leq Q_{t_{i,u}} \leq Q_{t_i}^{\max}, \quad (9)$$

$$e_i = 0 \text{ ou } 1. \quad (10)$$

Em que:

$P_{t_{i,u}}$	potência ativa de saída do gerador distribuído termoelétrico na barra i , se existente, no cenário u (kW);
$P_{e_{i,u}}$	potência ativa de saída do gerador distribuído eólico na barra i , se existente, no cenário u (kW);
P_{L_i}	demanda de potência ativa na barra i (kW);
Ω_i	número de barras conectadas através de trechos de distribuição à barra i ;
$P_{ij,u}$	fluxo de potência ativa no trecho ij (kW);
$Q_{e_{i,u}}$	potência reativa de saída do gerador distribuído eólico na barra i , se existente, no cenário u (kvar);
$Q_{C_{i,u}}$	potência reativa desenvolvida pelo CER na barra i , no cenário u (kvar);
Q_{L_i}	demanda de potência reativa na barra i (kvar);
$q_{ij,u}$	fluxo de potência reativa no trecho ij (kvar);
$V_{i,u}$	módulo de tensão nodal na barra i , no cenário u (pu-V);
$V^{\min}, V^{\max}$	limites de tensão nodal do sistema (pu-V);
$P_{t_i}^{\max}$	limite de potência ativa da GD termoelétrica na barra i (kW); e
$Q_{t_i}^{\max}$	limite de potência reativa da GD termoelétrica na barra i (kvar).

As Eq. 5 e 6 são restrições que representam o balanço de potência ativa e reativa, respectivamente, em cada barra do sistema. De acordo com o modelo, a potência reativa desenvolvida pelo CER ($Q_{C_{i,u}}$) tem valor positivo na faixa capacitiva e negativo na faixa indutiva do equipamento.

Em Eq. 7, são impostos os limites inferiores e superiores de tensão para todas as barras do sistema. Estes limites são de suma importância para a regulação de tensão e para a qualidade de energia. Os limites de produção de GD termoelétrica são representados em Eq. 8 e 9. Por fim, a restrição em Eq. 10 estabelece a natureza discreta das opções de alocação de CER para cada barra, que são tratadas através da técnica meta-heurística SIA proposta.

O problema de alocação considera previamente o modelo de CER como injeção fixa de potência reativa ($Q_{C_{i,u}}$), com o propósito de se determinar os pontos mais atrativos para suporte de potência reativa considerando-se a presença de

aerogeradores. Daí, a faixa de compensação na barra i é previamente determinada como:

$$Q_{c_i}^* = \begin{cases} 0 \text{ a } \max(Q_{c_{i,u}}) & , \text{ se } \min(Q_{c_{i,u}}) \geq 0 \\ \min(Q_{c_{i,u}}) \text{ a } \max(Q_{c_{i,u}}) & , \text{ se } \min(Q_{c_{i,u}}) < 0 \end{cases}$$

Em que $\min(Q_{c_{i,u}})$ e $\max(Q_{c_{i,u}})$ são os valores mínimo e máximo de $Q_{c_{i,u}}$ obtidos entre todos os cenários u , respectivamente. Logo, se algum cenário requerer compensação indutiva ($\min(Q_{c_{i,u}}) < 0$), esta faixa é incluída, caso contrário, apenas a faixa capacitiva. Destaca-se que sob o ponto de vista de suporte de potência reativa, a presença de aerogeradores de indução requer compensação capacitiva, ou seja, a tendência é que $\min(Q_{c_{i,u}})$ seja positivo.

Após a determinação dos pontos de alocação, a faixa $Q_{c_i}^*$ é ajustada otimizando-se o controle da tensão nodal pelos compensadores alocados. Para tanto, considera-se o modelo de susceptância variável do CER [11], que permite acomodar as variações de tensão terminal nas potências desenvolvidas pelo equipamento, bem como formular sua curva característica:

$$-V_{i,u} + V_{i0} + r_{ce} \cdot bc_{i,u} \cdot V_{i,u}^2 = 0, \quad (11)$$

$$Q_{c_{i,u}} = bc_{i,u} \cdot V_{i,u}. \quad (12)$$

Em que:

- $V_{i,u}$ tensão da barra terminal ou controlada pelo CER, barra i , no cenário u (pu-V);
- V_{i0} tensão de referência do CER da barra i (pu-V);
- $bc_{i,u}$ susceptância variável do CER (pu-S); e
- $bc^{\min}, bc^{\max}$ limites da susceptância variável do CER, associados aos limites de compensação indutiva e capacitiva, respectivamente (pu-S).

As Eq. 11 e 12 consideram que a barra controlada corresponde à barra terminal do CER, premissa que é admitida no presente trabalho. A curva característica associada à Eq. 11 é mostrada na Fig. 1 [11]. A região de controle do equipamento corresponde à faixa linear entre os limites $bc^{\min}$ e $bc^{\max}$.

Os valores de $Q_{c_{i,u}}$ calculados na Eq. 12, considerando-se o controle de tensão pela curva característica da Fig. 1, são comparados com a faixa $Q_{c_i}^*$ previamente determinada. Se $Q_{c_i}^*$ inclui $Q_{c_{i,u}}$ da Eq. 12, a faixa é inalterada e o valor final $Q_{c_i} = Q_{c_i}^*$. Caso contrário, a faixa é estendida para abranger $Q_{c_{i,u}}$ e o valor de Q_{c_i} é atualizado. Portanto, a estratégia proposta para a alocação de CER é resumida nas etapas:

Etapa 1: alocação dos compensadores estáticos de reativos através da técnica SIA e do modelo de FPO formulado nas Eq. 1 a 10, considerando-se o modelo do CER como injeção fixa de potência reativa $Q_{c_{i,u}}$. As barras terminais (controladas) são determinadas pelo SIA e os valores mínimo e máximo de $Q_{c_{i,u}}$ obtidos do FPO, entre todos os cenários u , definem a faixa de compensação nesta etapa ($Q_{c_i}^*$). Esta etapa visa determinar a faixa de compensação sob o ponto de vista do suporte de potência reativa requerido pela rede, inclusive pelos aerogeradores de indução nela presentes.

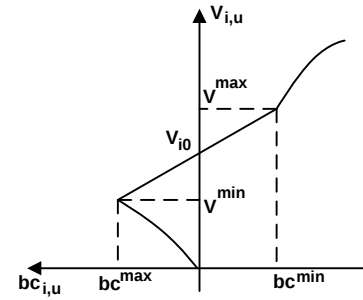


Fig. 1. Curva característica do CER [7].

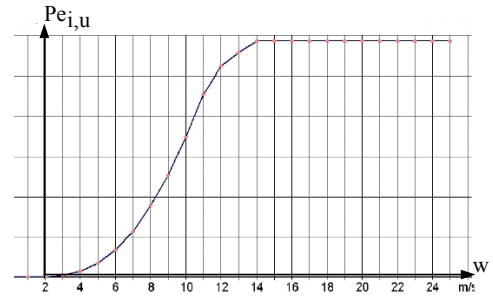


Fig. 2. Potência ativa de saída de um aerogerador por velocidade de vento [12].

Etapa 2: ajuste da faixa de compensação, considerando-se as barras terminais (controladas) do CER previamente determinadas na Etapa 1. Para tanto, na Etapa 2, executa-se o modelo de otimização formulado em Eq. 1 a 10, fixando-se as variáveis e_i de acordo com as decisões da Etapa 1 e incluindo-se as Eq. 11 e 12 associadas com a curva característica dos compensadores. As tensões de referência V_{i0} são determinadas segundo estratégias operativas, conforme abordado na seção de estudo de caso.

Os cenários u são caracterizados pelo regime de ventos, ou seja, cada cenário é associado a um valor de velocidade de vento e , consequentemente, a uma potência ativa e reativa proveniente das usinas eólicas. A Fig. 2 apresenta uma curva típica de potência ativa de saída de um aerogerador em função da velocidade dos ventos (w).

III. METODOLOGIA PROPOSTA

A. Algoritmo Proposto

A metodologia proposta para a resolução do problema de otimização não linear inteira mista formulado em Eq. 1 a 10 (Etapa 1) baseia-se na aplicação da técnica meta-heurística bioinspirada em sistemas imunológicos artificiais [13] combinada com fluxo de potência ótimo. O SIA identifica as localizações dos compensadores estáticos de reativos, ou seja, as barras terminais ou controladas pelos equipamentos, enquanto que o fluxo de potência ótimo calcula suas potências em cada cenário de geração eólica, com o propósito de se determinar suas faixas operativas. A Fig. 3 apresenta o fluxograma da metodologia proposta.

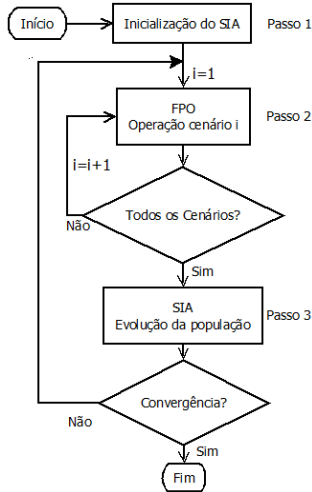


Fig. 3. Metodologia proposta.

Os passos do algoritmo da Fig. 3 são descritos a seguir.

1) *Passo 1*: Consiste na inicialização da população inicial do SIA (P). Cada indivíduo desta população corresponde a uma solução para o problema de alocação do CER no que se refere à definição das barras terminais ou controladas.

2) *Passo 2*: Neste passo, o fluxo de potência ótimo não linear formulado em Eq. 1 a 10 é solucionado para cada indivíduo da população P e para cada cenário de geração eólica, considerando-se as variáveis discretas e_i fixadas conforme determinado na solução correspondente ao indivíduo.

3) *Passo 3*: Este passo envolve a aplicação dos mecanismos de evolução do SIA à população de soluções candidatas corrente, a fim de se efetuar um processo de busca por soluções de melhor qualidade para o problema de otimização. A convergência é dada pelo número máximo de iterações, ou gerações do SIA ($g_{\max}$), ou pelo número de gerações consecutivas sem melhoria da melhor solução encontrada (g_{est}). Quando uma destas condições é alcançada, o algoritmo converge, caso contrário, retorna ao Passo 2 para a otimização dos compensadores localizados de acordo com a população atualizada do SIA.

B. Aplicação do SIA

Uma solução candidata ou indivíduo do SIA é denominado anticorpo e codifica a localização dos compensadores estáticos de reativos. A Fig. 4 apresenta a estrutura de um anticorpo, cuja codificação adotada no presente trabalho é binária. Neste código, cada posição ou atributo pode receber o valor “1” ou “0”, para indicar alocação ou não de CER, respectivamente, na barra associada à posição. Portanto, o número de atributos dos indivíduos é igual ao número de barras candidatas à alocação de CER. O anticorpo da Fig. 4, por exemplo, indica apenas uma alocação na barra 3. A Fig. 5 apresenta os passos do SIA na forma de um fluxograma com base em [14].

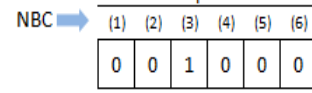


Fig. 4. Estrutura do anticorpo.

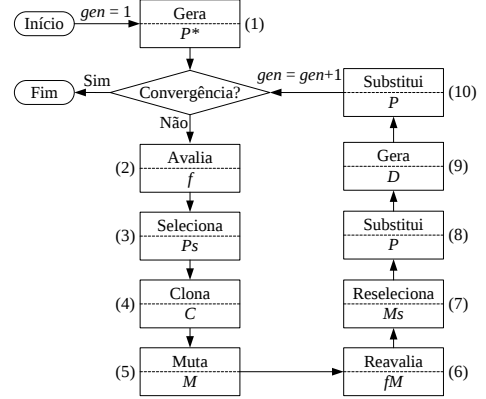


Fig. 5. Algoritmo do SIA [14].

Na Fig. 5, o passo 1 consiste na geração aleatória de anticorpos para a população inicial do SIA ($P = P^*$). No passo 2, efetua-se a avaliação dos indivíduos de P , através do modelo de FPO para a otimização da compensação estática de reativos nas barras terminais indicadas por cada anticorpo e o armazenamento das aptidões em f . O passo 3 seleciona os “n” melhores indivíduos para clonagem no passo 4, formando a população C . O passo 5 aplica o mecanismo de hipermutação somática, ou seja, pequenas alterações em alguns indivíduos da população C para compor a população M , cuja aptidão (fM) é determinada no passo 6. O passo 7 seleciona os “n” melhores anticorpos de M para M_s , para substituir os “n” piores de P no passo 8. Por fim, o passo 9 gera aleatoriamente “d” novos anticorpos pelo processo de edição de receptores para compor o conjunto D e substituir os “d” piores de P no passo 10, a fim de introduzir diversidade no repertório. Após o Passo 10, o critério de convergência do SIA descrito anteriormente ($g_{\max}$ ou g_{est}) é verificado. Caso a convergência não seja alcançada, o algoritmo retorna para o Passo 2.

IV. ESTUDOS DE CASOS

Esta seção apresenta o estudo de caso realizado em um sistema de 33 barras da literatura [15], de 12,66 kV e carga total de 3715 kW. O modelo computacional de FPO não linear para a otimização da compensação estática de reativos para cada configuração de localização candidata e cenário de vento ou geração eólica foi resolvido utilizando-se o solver LINGO, desenvolvido pela Lindo Systems Inc.

Neste estudo, o sistema original de [15], cuja topologia é mostrada na Fig. 6, é modificado pela introdução de 2 geradores distribuídos a diesel e 3 aerogeradores conforme em [1]. Os geradores a diesel são introduzidos nas barras 10 e 29, com capacidades de 250 kW e 50 kW, respectivamente. Os coeficientes a_i , b_i e c_i , associados ao custo da potência reativa destas unidades, são de \$0,02, 0,02 \$/kvar e 0,01 \$/kvar². O custo unitário associado às perdas é de 0,05 \$/kWh. Os limites de tensão nodal para este caso são 0,9 pu e 1,1 pu [1].

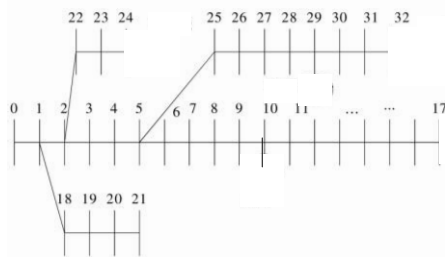


Fig. 6. Topologia do sistema de 33 barras.

Os aerogeradores são inseridos nas barras 17, 24 e 32 e sua potência nominal é de 700 kW. A potência de saída destas unidades pode variar em função da velocidade dos ventos. Em [1], são apresentados cenários de vento e potência, que também são utilizados no presente trabalho, conforme Tabela I. O custo fixo de investimento em compensação estática de reativos é de \$1000 por equipamento e o custo variável é dado pelo valor unitário de 3 \$/kvar [1].

A Tabela II apresenta os resultados obtidos na Etapa 1 da metodologia proposta, que considera o modelo do CER como uma injeção fixa de potência reativa, para cada cenário da Tabela I. O propósito é determinar a compensação que atenda à necessidade de suporte de potência reativa aderente à variação operativa dos aerogeradores, que têm perfil indutivo para a rede elétrica. Estes resultados são comparados com as compensações obtidas considerando-se as alocações determinadas em [1].

Na Etapa 2, o propósito é otimizar o controle da tensão de referência dos CERs alocados na Etapa 1, considerando-se um modelo mais realista, que representa a compensação variável com a tensão terminal. Para tanto, a Tabela III apresenta as tensões de referência para os equipamentos alocados de acordo com a Etapa 1 da metodologia proposta e de acordo com [1], para fins de comparação dos resultados. Estes valores foram definidos como aqueles obtidos na ausência dos aerogeradores no sistema. Ou seja, considera-se como premissa operativa que as variações nos níveis de geração eólica não devam alterar os perfis de tensão do sistema.

A Tabela IV apresenta os resultados obtidos para as compensações estáticas de reativos na Etapa 2, tanto para as alocações via metodologia proposta como para [1]. Os custos operacionais em ambas as soluções são apresentados na Tabela V. Por fim, a Tabela VI apresenta um resumo do problema de alocação de CER, tanto para a metodologia de duas etapas proposta, como para [1], envolvendo faixa operativa e custos fixos e variáveis dos compensadores estáticos, custos operacionais associados às perdas técnicas e à operação das unidades termoeletricas a diesel, além dos custos totais.

TABLE I. CENÁRIOS DE VENTOS E POTÊNCIAS DAS EÓLICAS

Cenário	1	2	3	4	5	6
w (m/s)	5,83	8,12	8,85	9,73	11,14	11,69
Potência Ativa (kW)	100	300	400	500	600	700
Potência Reativa (kvar)	-30	-60	-92	-125	-145	-200

TABLE II. RESULTADOS DE ALOCAÇÃO

Cenário (C)	Alocação – Barra (Q_{CER} kvar)	
	Proposta	[1]
1	14 (212,99); 22 (592,29) 26 (451,40); 30 (678,59)	9 (245,48); 13 (129,42) 16 (102,56); 30(864,25)
2	14 (242,87); 22 (611,78) 26 (437,72); 30 (707,42)	9 (410,88); 13 (196,85) 16 (99,92); 30(897,55)
3	14 (276,51); 22 (640,02) 26 (432,62); 30 (739,77)	9 (241,97); 13 (128,04) 16 (166,47); 30(925,49)
4	14 (369,65); 22 (0,00) 26 (601,81); 30 (771,95)	9 (0,00); 13 (149,53) 16 (201,16); 30(968,70)
5	14 (335,58); 22 (687,82) 26 (425,58); 30 (795,08)	9 (154,30); 13 (126,14) 16 (225,41); 30(983,50)
6	14 (395,41); 22 (741,78) 26 (423,47); 30 (852,17)	9 (0,00); 13 (157,13) 16 (280,93); 30(1053,33)

TABLE III. TENSÕES DE REFERÊNCIA DOS COMPENSADORES

Barra	9	13	14	16	22	26	30
V_{kd}	0,947	0,937	0,936	0,932	0,981	0,954	0,928

TABLE IV. OPERAÇÃO CONSIDERANDO-SE O CONTROLE DE TENSÃO

Cenário (C)	Alocação – Barra (Q_{CER} kvar)	
	Proposta	[1]
1	14 (-6,50); 22 (-1,28) 26 (-3,23); 30 (-5,35)	9 (-4,39); 13 (-5,85) 16 (-7,15); 30(-5,28)
2	14 (-20,21); 22 (-3,99) 26 (-10,06); 30 (-16,76)	9 (-13,69); 13 (-18,19) 16 (-22,38); 30(-16,55)
3	14 (-25,64); 22 (-5,16) 26 (-12,89); 30 (-21,36)	9 (-17,44); 13 (-23,10) 16 (-28,30); 30(-21,10)
4	14 (-30,76); 22 (-6,29) 26 (-15,60); 30 (-25,73)	9 (-21,00); 13 (-27,75) 16 (-33,87); 30(-25,42)
5	14 (-36,31); 22 (-7,50) 26 (-18,51); 30 (-30,50)	9 (-24,86); 13 (-32,79) 16 (-39,99); 30(-30,14)
6	14 (-39,82); 22 (-8,40) 26 (-20,51); 30 (-33,60)	9 (-27,36); 13 (-35,99) 16 (-43,68); 30 (-33,19)

TABLE V. CUSTOS OPERACIONAIS

C	Custo Perda (10^3 \$)	Custo Ger. Térmica (\$)	Custo Perda (10^3 \$)	Custo Ger. Térmica (\$)
1	1,77	377,72	1,86	124,05
2	1,01	363,17	1,11	146,17
3	0,77	359,80	0,86	124,85
4	0,67	118,01	0,70	932,04
5	0,51	359,82	0,61	387,14
6	0,52	362,77	0,62	932,04

TABLE VI. RESUMO DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO

Solução	Proposta	[1]
Faixa (kvar)	14(-39,82 a +395,41) 22(-8,40 a +741,78) 2(-20,51 a +601,81) 30(-33,60 a +852,17)	9(-27,36 a +410,88) 13(-35,99 a +196,85) 16(-43,68 a +280,93) 30(-33,19 a +1053,33)
Custo Var. CER (10^4 \$)	14 (1,31); 22 (2,25) 26 (1,87); 30 (2,66)	9 (1,31); 13 (0,70) 16 (0,97); 30 (3,26)
Custo Fixo CER (10^3 \$)	4	4
Custo Perda Total (10^3 \$)	5,25	5,76
Custo Ger. Ter. Total (10^3 \$)	1,94	2,65
Custo Total (\$)	611.840,00	645.050,00

V. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma proposta para a alocação ótima de compensadores estáticos de reativos em sistemas de distribuição de energia elétrica com inserção de geração distribuída eólica. O método de alocação é baseado na combinação da meta-heurística sistema imunológico artificial com um modelo de fluxo de potência ótimo não linear. A metodologia de alocação foi dividida em duas etapas, sendo que a primeira visa determinar a compensação necessária para suporte de potência reativa às unidades eólicas durante um horizonte de planejamento, enquanto que a segunda etapa determina o montante necessário para o controle de tensão terminal. No estudo de caso realizado, a primeira etapa permitiu determinar a faixa capacitiva dos compensadores, pois o perfil da geração eólica é indutivo. Na segunda etapa, a faixa indutiva pôde ser determinada, pois a presença dos aerogeradores modifica o perfil de tensão da rede e, portanto, neste caso, os compensadores devem operar indutivamente para um controle de tensão independente do montante de geração eólica. Como o compensador opera em uma faixa, pode atender a ambos os requisitos conforme premissa operativa: otimização da operação (etapa 1) ou controle independente de tensão (etapa 2). A partir dos resultados obtidos, que foram comparados com outros da literatura, conclui-se que a metodologia proposta mostrou-se eficaz para uma alocação eficiente dos compensadores estáticos.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi parcialmente financiado pela FAPEMIG, através do Projeto No. APQ-00834-13 e pelo Programa PROBIC da UFJF/FAPEMIG. Os autores deste artigo agradecem ao apoio da FAPEMIG, UFJF, CNPq, CAPES, INERGE e do grupo de pesquisa “Otimização Heurística e Bio-inspirada” da UFJF.

REFERÊNCIAS

- [1] L. Chen, J. Zhong, D. Gan, “Reactive power planning and its cost allocation for distribution systems with distributed generation,” in Proc. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 1–6.
- [2] L. W. Oliveira, F. V. Gomes, A. R. Oliveira, Bruno H. Dias, 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, pp. 1-7.
- [3] L. W. Oliveira, E. J. Oliveira, J. L. R. Perereira, A. R. Oliveira, J. A. P. Filho and L. A. Cordeiro, “Proposta de ajuste da tensão de referência do compensador estático de reativos,” in Proc. 2005 VI Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, pp. 1-7.
- [4] A. Berizzi, A. Silvestri, E. Tironi, D. Zaninelli and P. Marannino, “Power flow and voltage control in electric system by traditional and innovative devices,” in Proc. 1996 Electrotechnical Conference, pp. 1620-1626.
- [5] R. Palma-Behnke, L. S. Vargas, J. R. Perez, J. D. Nunez and R. A. Torres, “OPF with SVC and UPFC modeling for longitudinal systems,” IEEE Trans. Power Systems, vol. 19, no. 4, pp.1742 -1753, Nov. 2004.
- [6] S. Dixit, L. Srivastava and G. Agnihotri, “Optimal placement of SVC for minimizing power loss and improving voltage profile using GA,” in Proc. 2014 International Conference on Issues and Challenges in Intelligent Computing Techniques (ICICT), pp. 123-129.
- [7] S. Ishak, A. F. Abidin and T. K. A. Rahinan, “Static var compensator planning using artificial immune system for loss minimization and voltage improvement,” in Proc. 2004 National Power & Energy Conference (PECon), Kuala Lumpur, Malaysia, pp.41-46.
- [8] R. Sirjani and A. Mohamed, “Improved harmony search algorithm for optimal placement and sizing of static var compensators in power systems,” in Proc. 2011 First International Conference on Informatics and Computational Intelligence (ICI), pp. 295-300.
- [9] Y. Y. Hong and Y. F. Luo, “Reactive power control in distribution system using genetic algorithms,” in Proc. 2007 ISAP International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, pp. 1-6.
- [10] S. Sreedharan, W. Ongsakul, J.G. Singh, K. Buayai and I. M. Wartana, “Pso based tuning of facts controllers for maximizing the wind energy penetration in power systems,” in Proc. 2011 IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies-India (ISGT India), pp.287-293.
- [11] E. J. Oliveira, L. W. Oliveira, J. R. O. Soto, J. L. R. Pereira, F. R. M. Alves and J. A. P. Filho, “Modelagem do compensador estático de reativos na região não linear de operação,” in Proc. 2014 XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, pp. 1-10.
- [12] F. Christ and C. Abeykoon, “Modeling of a wind power turbine,” in Proc. 2015 Internet Technologies and Applications (ITA), pp. 107-112.
- [13] L. N. Castro and F. J. V. Zuben, “Learning and optimization using the clonal selection principle,” IEEE Trans. Evolutionary Computation, vol. 6, no. 3, pp. 239-51, Jun. 2002.
- [14] L. W. Oliveira, E. J. Oliveira, F. V. Gomes, Silva Jr. I. C., 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.
- [15] 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.