

UM MODELO BINÍVEL PARA OS PREÇOS DE CONTRATO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

BENVINDO RODRIGUES PEREIRA JUNIOR, GERALDO ROBERTO MARTINS DA COSTA*, JAVIER CONTRERAS†, JOSÉ ROBERTO SANCHES MANTOVANI‡

**Escola de Engenharia de São Carlos - USP*
São Carlos, São Paulo, Brasil

†*E.T.S Ingenieros Industriales*
Ciudad Real, Ciudad Real, Espanha

‡*Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP*
Ilha Solteira, São Paulo, Brasil

Emails: brpjuniorgmail.com, geraldo@sc.usp.br, Javier. Contreras@uclm.es, mant@dee.feis.unesp.br

Abstract— Traditionally, the optimization problems of electrical distribution system (EDS) with distributed generators (DG) are treated assuming the distribution company (DISCO) viewpoint, minimizing or even discarding the participation of independent producers in the decision-making of this kind of problems. This paper proposes the capacitor banks allocation and lines reconducting of EDS considering both point of view: DISCOs and DG owners. We propose a bilevel problem, where DG owners seeks maximize the profits choosing the best value of contract price to sell your power production, while DISCOs considering these values of contract price seeks minimize your operational and investment (in capacitor banks and reconducting) costs. A hybrid metaheuristic (Tabu Search and Genetic Algorithm) is proposed to solve the presented problem. The uncertainties of load, wind speed, and solar irradiation are considered in the solution approach. Numerical results on a 136-bus system show the effectiveness of the proposed approach.

Keywords— Bilevel Optimization, Distributed Generators, Electrical Distribution Systems.

Resumo— Tradicionalmente os modelos de otimização do sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) com geradores distribuídos (GDs) são tratados assumindo o ponto de vista das empresas de distribuição (DISCO), minimizando ou até mesmo descartando a participação dos produtores independentes na tomada de decisão neste tipo de problemas. Este artigo propõe a alocação de bancos de capacitores e recondutoramento de linhas do SDEE considerando ambos pontos de vista: da DISCO e dos Proprietários dos GDs. Para tal é proposto um problema binível, onde os proprietários buscam maximizar seus benefícios escolhendo o melhor preço de contrato para vender sua produção, enquanto a DISCO considerando estes preços de contrato busca minimizar seus custos de investimento (bancos de capacitores e recondutoramento) e operação. Um algoritmo híbrido (Busca Tabu e Algoritmo Genético) é proposto para resolver o presente problema. As incertezas da demanda, velocidade do vento e irradiação solar são consideradas na proposta de solução. Resultados numéricos são apresentados para um sistema de 136 barras validando a eficiência da metodologia proposta.

Palavras-chave— Otimização Binível, Geradores Distribuídos, Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

Declaração das Variáveis		CRc^k	Custo para reconduzir uma linha existente com cabo do tipo k para cabo do tipo c , em \$/km;
Conjuntos			
Ω_{nb}, Ω_{nl}	Conjunto de barras e linhas do sistema;	Ksl	Preço de compra de potência da subestação no bloco de tempo l , em \$/MWh;
Ω_{lo}, Ω_{wl}	Conjunto de blocos de tempo e cenários de um bloco de tempo l ;	C_i	Custo de operação do gerador instalado na barra i em \$/MVAh;
Ω_{fc}, Ω_{sc}	Conjunto de BCs fixos e automáticos disponíveis para serem instalados no sistema;	$CP_{i,l}$	Preço de contrato do gerador instalado na barra i para o bloco de tempo l , em \$/MVAh.
Ω_{ca}	Conjunto de cabos disponíveis para o recondutoramento das linhas;	Variáveis inteiras e binárias	
Ω_{gb}	Conjuntos de barras com GD instalados.		
Custos		$x_{fc}^{c,i}, x_{sc}^{c,i}$	Variável inteira que representa o número de BCs fixo/automático do tipo c instalado na barra i ;
CB_{fc}^c, CB_{sc}^c	Custo para instalar um BCs fixo/automático do tipo c em \$;	$x_{fc}^{c,i}, x_{sc}^{c,i}$	Variável inteira que representa o número de BCs fixo/automático do tipo c a ser instalado na barra i ;
RC_{fc}, RC_{sc}	Custo para desinstalar um BCs fixo/automático do tipo c em \$;		

$x_{rfc}^{c,i}, x_{rsc}^{c,i}$	Variável inteira que representa o número BCs fixo/automático do tipo c a ser desinstalado da barra i ;	QC_{max}	Máxima injeção de potência reativa permitida por BCs instalados em uma barra específica, em kVAr;
$x_{lr}^{c,k,ij}$	Variável binária para reconduzir o cabo da linha ij do tipo k para o tipo c ;	$S_{DG\ i}^{max}$	Máxima potência aparente do gerador instalado na barra i , em MVA;
$x_{osc}^{c,i,l}$	Variável inteira que representa o número de BCs automáticos do tipo c que estão em operação na barra i , no bloco de tempo l ;	T_l	Duração do bloco de tempo l , em horas;
		$V_{i,l,w}$	Tensão na barra i no cenário w do bloco de tempo l , em V;
		V_{max}, V_{min}	Nível mínimo e máximo da tensão do sistema, em V;

Variáveis contínuas e parâmetros

α^{ope}	Fator de atualização de custos;
$\pi_{l,w}$	Probabilidade de ocorrer o cenário w do bloco de tempo l ;
$\varphi_{i,l}$	Ângulo do fator de potência do gerador instalado na barra i do bloco de tempo l ;
$\Pi_{i,l,w}$	Valores da variável estocástica (velocidade do vento ou irradiação solar) no cenário w do bloco de tempo l ;
$I_{ij,l,w}$	Corrente através da linha ij no cenário w do bloco de tempo l , em A;
I_{ij}^{max}	Corrente máxima permitida na linha ij , em A;
L_{ij}	Distância da linha ij , em km;
$P_{i,l,w}^{DG}, Q_{i,l,w}^{DG}$	Potência ativa e reativa gerada pelo gerador instalado na barra i no cenário w do bloco de tempo l , em MW e MVAr;
$P_{l,w}^{SS}, Q_{l,w}^{SS}$	Potência ativa e reativa injetada no sistema através da subestação no cenário w do bloco de tempo l , em MW e MVAr;
$P_i^{l,w}(V, \theta), Q_i^{l,w}(V, \theta)$	Potência ativa e reativa injetada na barra i no cenário w do bloco de tempo l , em MW e MVAr;
$Q_{DG\ i}^{min}, Q_{DG\ i}^{max}$	Limite mínimo e máximo da potência reativa do gerador instalado na barra i no cenário w do bloco de tempo l , em MVAr;
$PL_i^{l,w}, QL_i^{l,w}$	Demanda de potência ativa e reativa na barra i , no cenário w do bloco de tempo l , em MW e MVAr;
$P_{DG\ i}^{min}, P_{DG\ i}^{max}$	Limite mínimo e máximo da potência ativa do gerador instalado na barra i , em MW;
$MRI_{i,l}$	Taxa de máxima injeção para o gerador estocástico instalado na barra i no bloco de tempo l ;
$S_{i,l,w}^{DG}(\Pi_{i,l,w})$	Produção de potência do gerador estocástico instalado na barra i no cenário w do bloco de tempo l , em MVA. Esta é uma função das variáveis estocásticas relacionadas com a velocidade do vento e a irradiação solar;
QC_{fc}^c, QC_{sc}^c	Potência reativa do BCs fixo/automático do tipo c , em kVAr;

1 Introdução

Nos últimos anos, fatores como questões ambientais, desregulamentação dos mercados de eletricidade, avanço de novas tecnologias, novas políticas energéticas, contribuíram para a expansão da instalação de pequenos geradores nos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) (Rider et al., 2013). O crescimento da penetração dessas pequenas fontes de energia, conhecidas como geradores distribuídos (GDs), levou à uma reformulação dos tradicionais problemas relacionados aos SDEE para considerar este novo conceito de geração. Pesquisas recentes onde são apresentados modelos matemáticos e técnicas de solução considerando os GDs podem ser encontradas para o problema de operação (de Quevedo et al., 2015), de planejamento de longo prazo (Muñoz-Delgado et al., 2016), de planejamento de curto prazo (Moradi et al., 2014; Resener et al., 2016; Dorostkar-Ghamsari et al., 2016). No entanto, em quase todos eles, os DGs são considerados do ponto de vista da empresa de distribuição (DISCO). Neste artigo, propõe-se uma metodologia para a alocação de banco de capacitores (BCs) e reconduzimento de linhas em SDEE, ações de planejamento amplamente utilizadas por seus custos relativamente baixos e rápida recuperação de capital, levando em consideração a presença de GDs. Todavia assim como em (López-Lezama et al., 2011; Rider et al., 2013; Hejazi et al., 2013) não é considerado apenas o ponto de vista do DISCO, mas também o ponto de vista dos proprietários dos GDs.

A adequada localização e dimensionamento dos BCs, o reconduzimento de linhas específicas do SDEE, bem como o correto despacho de potência dos GDs proporcionam um melhor perfil de tensão e redução de perdas de energia no sistema, minimizando assim os custos operacionais. As ações mencionadas acima têm grande influência umas sobre as outras e, embora a DISCO tenha controle sobre todas elas, o despacho de potência dos GDs está sujeito à uma variável externa, o preço do contrato, o qual é imposto pelos proprietários dos GDs. Sobre o ponto de vista dos proprietários dos GDs, o preço do contrato deve ser aquele que maximize os seus benefícios, o que vai

na direção oposta ao ponto de vista da DISCO. Maiores valores para os preços do contrato resultam em maiores benefícios para os proprietários dos GDs, mas em altos custos para a DISCO. Os elevados preços de contrato levam à uma redução na compra de energia dos GDs, levando a DISCO à implementar outras ações de planejamento para manter a qualidade do fornecimento de energia. Em contrapartida, baixos valores para os preços de contrato minimizam os custos da DISCO, entretanto não são atraente para os proprietários dos GDs.

Assim, encontrar o preço do contrato para atender os objetivos da DISCO e dos proprietários dos GDs simultaneamente não é uma tarefa simples e a complexidade do problema aumenta com a inclusão das incertezas das cargas e da produção dos GDs que utilizam fontes renováveis como fontes primárias de energia. Para resolver o problema da alocação de BCs e recondutoramento de linhas em SDEE com GDs considerando os objetivos da DISCO e dos proprietários dos GDs, neste trabalho propõe-se um modelo de programação binível (MPB). Neste modelo, os proprietários dos GDs estão no nível de otimização superior, selecionando os preços do contrato para maximizar seus lucros obtidos com a venda de energia a DISCO. A DISCO está no nível de otimização inferior, determinado a localização, tipo e operação dos BCs, as linhas que devem ser reconduzidas e os novos tipos de cabos e a energia comprada dos GDs para minimizar seus custos de investimento e operação. A relação entre os níveis superior e inferior é o preço do contrato (CP) e o despacho de potência dos GDs.

Para resolver o problema binível apresentado neste artigo, propõe-se uma metaheurística híbrida composta por *Tabu Search* (TS) (Glover, 1995) e Algoritmo Genético (GA) (Chu and Beasley, 1997), duas poderosas metaheurísticas amplamente aplicadas em problemas de otimização. As incertezas (demanda, velocidade do vento e irradiação solar) são consideradas no modelo através do *point estimated method* $2m + 1$ (PEM $2m + 1$) (Morales and Pérez-Ruiz, 2007). As principais contribuições deste trabalhos são:

- Considerar os pontos de vista da DISCO e dos proprietários dos GDs através de um modelo binível no problema de alocação de BCs e recondutoramento de linhas em SDEE com GDs;
- Considerar GDs renováveis e suas incertezas no modelo;
- Proposta de uma técnica de solução robusta e eficiente para a solução do modelo binível proposto.

Além desta breve introdução o presente artigo é organizado da seguinte maneira: na seção

2 é descrito o modelo matemático do problema apresentado neste trabalho; na seção 3 apresenta-se a técnica proposta para a solução do problema; na seção 4 são apresentados os resultados obtidos para um sistema de 136 barras; e por fim na seção 5 são apresentadas as conclusões e observações finais.

2 Modelo matemático

O modelo matemático apresentado neste artigo para a simultânea definição de preços de contrato dos GDs, alocação ótima de BCs, e recondutoramento de linhas foi desenvolvido considerando as seguintes hipóteses:

- o sistema de distribuição já está em operação com os GDs, assim como alguns BCs, entretanto a realização de ações de curto prazo são necessárias para manter a qualidade do fornecimento de energia;
- os GDs despacháveis são representados por geradores síncronos (GS), as turbinas eólicas por geradores de indução de duplo campo (DFIGs), e os painéis fotovoltaicos são representados por cargas negativas (PQ) com fator de potência unitário (Pereira et al., 2016);
- as variáveis de controle dos BCs automáticos e dos GDs despacháveis são estabelecidas para cada bloco de tempo, assim $P_{g,l,w}^{DG}$ e $Q_{g,l,w}^{DG}$ dos GDs despacháveis são iguais para todos os cenários de um bloco de tempo específico. Os limites de produção de potência reativa dos geradores são considerados da mesma maneira que em (Pereira et al., 2016).

Assim o problema da simultânea definição de preços de contrato dos GDs, alocação ótima de BCs, e recondutoramento de linhas é formulado como um modelo binível:

$$\max_{CP} \sum_{i \in \Omega_{gb}} \sum_{l \in \Omega_{lo}} \sum_{w \in \Omega_{wt}} (CP_{i,l} - C_i) \cdot T_l \cdot \pi_{l,w} \cdot \sqrt{P_{i,l,w}^{DG^2} + Q_{i,l,w}^{DG^2}} \cdot \alpha^{ope} \quad (1)$$

sujeito a:

$$\begin{aligned}
& \min_{\substack{x_{fc}, x_{rfc} \\ x_{sc}, x_{rsc}, x_{lr} \\ P^{SS}, P^{DG}, Q^{DG}}} \sum_{i \in \Omega_{nb}} \left[\sum_{c \in \Omega_{fc}} \left(CB_{fc}^c \cdot x_{fc}^{c,i} + RC_{fc} \cdot x_{rfc}^{c,i} \right) \right. \\
& \quad \left. + \sum_{c \in \Omega_{sc}} \left(CB_{sc}^c \cdot x_{sc}^{c,i} + RC_{sc} \cdot x_{rsc}^{c,i} \right) \right] \\
& \quad + \sum_{ij \in \Omega_{nl}} \sum_{k \in \Omega_{ca}} \sum_{c \in \Omega_{ca}} CRE_c^k \cdot L_{ij} \cdot x_{lr}^{c,k,ij} \\
& \quad + \sum_{l \in \Omega_{lo}} \sum_{w \in \Omega_{wl}} \pi_{l,w} \cdot T_l \cdot \left(P_{l,w}^{SS} \cdot K_{sl} \right. \\
& \quad \left. + \sum_{i \in \Omega_{gb}} \sqrt{P_{g,l,w}^{DG}{}^2 + Q_{g,l,w}^{DG}{}^2} \cdot T_l \cdot CP_{i,l} \right) \cdot \alpha^{ope} \tag{2}
\end{aligned}$$

sujeito a:

- Equações de fluxo de potência (Leis de Kirchhoff):

$$\begin{aligned}
P_{i,l,w}^{DG} - PL_i^{l,w} - P_i^{l,w}(\theta, V) &= 0 \\
\forall : i \in \Omega_{nb}, l \in \Omega_{lo}, w \in \Omega_{wl} \tag{3}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Q_{i,l,w}^{DG} + \sum_{c \in \Omega_{fc}} Q_{fc}^c \cdot x_{0fc}^{c,i} - \sum_{c \in \Omega_{rfc}} Q_{rfc}^c \cdot x_{rfc}^{c,i} \\
+ \sum_{c \in \Omega_{fc}} Q_{fc}^c \cdot x_{fc}^{c,i} + \sum_{c \in \Omega_{sc}} QC_{sc}^c \cdot x_{osc}^{c,i,l} \\
- QL_i^{l,w} - Q_i^{l,w}(\theta, V) &= 0 \\
\forall : i \in \Omega_{nb}, l \in \Omega_{lo}, w \in \Omega_{wl} \tag{4}
\end{aligned}$$

- Relações entre as variáveis de decisão dos BCs:

$$x_{rfc}^{c,i} \leq x_{0fc}^{c,i} \quad \forall : c \in \Omega_{fc}, i \in \Omega_{nb} \tag{5}$$

$$x_{rsc}^{c,i} \leq x_{0sc}^{c,i} \quad \forall : c \in \Omega_{sc}, i \in \Omega_{nb} \tag{6}$$

$$\begin{aligned}
x_{osc}^{c,i,l} \leq x_{sc}^{c,i} + x_{0sc}^{c,i} - x_{rsc}^{c,i} \\
\forall : c \in \Omega_{sc}, i \in \Omega_{nb}, l \in \Omega_{lo} \tag{7}
\end{aligned}$$

- Injeção máxima de potência reativa por BCs em uma barra específica:

$$\begin{aligned}
\sum_{c \in \Omega_{fc}} Q_{fc}^c \cdot x_{0fc}^{c,i} - \sum_{c \in \Omega_{rfc}} Q_{rfc}^c \cdot x_{rfc}^{c,i} + \\
\sum_{c \in \Omega_{fc}} Q_{fc}^c \cdot x_{fc}^{c,i} + \sum_{c \in \Omega_{sc}} QC_{sc}^c \cdot x_{osc}^{c,i,l} \leq QC^{max} \\
\forall : i \in \Omega_{nb}, l \in \Omega_{lo} \tag{8}
\end{aligned}$$

- Limites de tensão e corrente:

$$\begin{aligned}
V_{min} \leq V_{i,l,w} \leq V_{max} \\
\forall : i \in \Omega_{nb}, l \in \Omega_{lo}, w \in \Omega_{wl} \tag{9}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
I_{ij,l,w} \leq I_{ij}^{max} \\
\forall : ij \in \Omega_{nl}, l \in \Omega_{lo}, w \in \Omega_{wl} \tag{10}
\end{aligned}$$

O valor de I_{ij}^{max} é definido através da variável $x_{lr}^{c,k,i}$.

- Fluxo reverso na subestação:

$$P_{l,w}^{SS}, Q_{l,w}^{SS} \geq 0 \quad \forall : l \in \Omega_{lo}, w \in \Omega_{wl} \tag{11}$$

- Operação dos GDs:

As restrições (12)-(19) devem ser cumpridas para $\forall : i \in \Omega_{gb}, l \in \Omega_{lo}, w \in \Omega_{wl}$.

- GDs despacháveis:

$$P_{DG\ i}^{min} \leq P_{i,l,w}^{DG} \leq P_{DG\ i}^{max} \tag{12}$$

$$Q_{i,l,w}^{DG} = P_{i,l,w}^{DG} \cdot \tan \varphi_{i,l} \tag{13}$$

$$Q_{DG\ i}^{min}(P_{i,l,w}^{DG}) \leq Q_{i,l,w}^{DG} \leq Q_{DG\ i}^{max}(P_{i,l,w}^{DG}) \tag{14}$$

$$\sqrt{P_{i,l,w}^{DG}{}^2 + Q_{i,l,w}^{DG}{}^2} \leq S_{DG\ i}^{max} \tag{15}$$

- GDs eólicos e fotovoltaicos:

$$P_{i,l,w}^{DG} = S_{i,l,w}^{DG}(\Pi_{i,l,w}) \cdot \cos \varphi_{i,l} \tag{16}$$

$$Q_{i,l,w}^{DG} = P_{i,l,w}^{DG} \cdot \tan \varphi_{i,l} \tag{17}$$

$$Q_{DG\ i}^{min}(P_{i,l,w}^{DG}) \leq Q_{i,l,w}^{DG} \leq Q_{DG\ i}^{max}(P_{i,l,w}^{DG}) \tag{18}$$

$$\sqrt{P_{i,l,w}^{DG}{}^2 + Q_{i,l,w}^{DG}{}^2} \leq S_{i,l,w}^{DG}(\Pi_{i,l,w}) \tag{19}$$

$$S_{i,l,w}^{DG}(\Pi_{i,l,w}) = \begin{cases} S_{i,l,w}^{DG}(\Pi_{i,l,w}) & \text{if } A \\ S_{DG\ i}^{max} \cdot MRI_{i,l} & \text{if } B \end{cases}$$

$$A : S_{i,l,w}^{DG}(\Pi_{i,l,w}) \leq S_{DG\ i}^{max} \cdot MRI_{i,l}$$

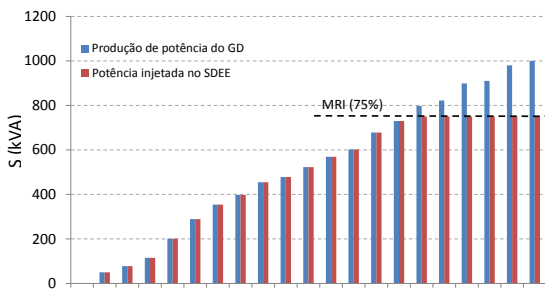
$$B : S_{i,l,w}^{DG}(\Pi_{i,l,w}) > S_{DG\ i}^{max} \cdot MRI_{i,l} \tag{20}$$

No modelo a variável MRI é utilizada para limitar a máxima injeção de potência dos GDs estocásticos. Devido às incertezas associadas a este tipo de gerador não é possível assegurar um despacho de potência específico, mas através desta variável, a DISCO pode limitar a potência máxima que estes geradores podem injetar na rede, considerando todos os cenários de um bloco de tempo específico.

Tabela 1: Dados dos GDs instalados no sistema

Barra	Gerador Tipo	Min. FP Ind.	Min. FP Cap.	S_min (kVA)	S_max (kVA)	P_{DG}^{max} (kW)	C_i (\$/MVA)
18	1 E44	0,90	0,97	0,00	1000,00	910,00	4
45	2000 KD300-80	1,00	1,00	0,00	650,00	650,00	3
72	1750 KD300-80	1,00	1,00	0,00	568,75	568,75	3
84	1 E44	0,90	0,97	0,00	1000,00	910,00	4
201	1 E44	0,90	0,97	0,00	1000,00	910,00	4
221	despachável	0,85	0,95	0,00	1400,00	1400,00	18

Na figura 1, ajustada em 75%, está ilustrada a operação da variável MRI , para um gerador operando em diversos cenários, onde a geração máxima chega à 1 MVA.

Figura 1: Modo de operação da variável MRI .

3 Técnica de Solução

Para resolver o modelo de dois níveis apresentado na seção 2, aplica-se um algoritmo híbrido, composto por um algoritmo busca tabu (BT) (Glover, 1995) e um algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) (Chu and Beasley, 1997). O nível de otimização superior é resolvido pela BT responsável por encontrar os valores ótimos do conjunto de variáveis Ψ e o nível de otimização inferior é resolvido pelo AGCB para encontrar os valores ótimos do conjunto de variáveis Γ . Estes conjuntos são definidos da seguinte maneira:

$$\Psi = \{CP_{i,l}\} \quad \forall i \in \Omega_{gb}, l \in \Omega_{lo} \quad (21)$$

$$\Gamma = \left\{ \begin{array}{l} x_{fc}^{c,i}, \quad x_{sc}^{c,i}, \quad x_{rfc}^{c,i}, \\ \forall i \in \Omega_{nb}; c \in \Omega_{fc} \quad \forall i \in \Omega_{nb}; c \in \Omega_{sc} \quad \forall i \in \Omega_{nb}; c \in \Omega_{fc} \\ x_{rsc}^{c,i}, \quad x_{lr}^{c,k,ij}, \\ \forall i \in \Omega_{nb}; c \in \Omega_{sc} \quad \forall ij \in \Omega_{nl}; c, k \in \Omega_{ca} \\ P_{g,l,w}^{DG}/MRI_{g,l}, \quad Q_{g,l,w}^{DG}/MRI_{g,l} \\ \forall i \in \Omega_{gb}; l \in \Omega_{lo}; w \in \Omega_{wl} \quad \forall i \in \Omega_{gb}; l \in \Omega_{lo}; w \in \Omega_{wl} \end{array} \right\} \quad (22)$$

Na BT, para cada vizinho, isto é, para um dado conjunto de valores para Ψ (preços de con-

trato), um AGCB resolve o problema de otimização do nível inferior para encontrar os valores do conjunto Γ . O conjunto Ψ tem influência sobre as variáveis de decisão da empresa de distribuição, onde algumas delas ($P_{g,l,w}^{DG}$, $Q_{g,l,w}^{DG}$), por sua vez, influenciam a função objetivo do nível superior. Os valores $P_{g,l,w}^{DG}$ e $Q_{g,l,w}^{DG}$ dos GDs despacháveis são diretamente encontrados pelo AGCB, entretanto, para os GDs estocásticos, estes valores são determinados pela variável $MRI_{g,l}$ e pelos valores das variáveis aleatórias (velocidade do vento e irradiação solar).

Os cenários das variáveis aleatórias (demanda, velocidade do vento e irradiação solar) e suas probabilidades de ocorrência para cada bloco de tempo são encontradas através do PEM_{2m+1} (Morales and Pérez-Ruiz, 2007), assim como em (Pereira et al., 2016). As variáveis de estado de cada indivíduo do AGCB são encontradas a partir da solução de um fluxo de potência *backwar/forward sweep* (Shirmohammadi et al., 1988). A solução do fluxo de potência garante o cumprimento das restrições de igualdade (3) e (4) e também permite que as restrições de desigualdade sejam avaliadas através de técnicas de penalidade.

4 Resultados

A metodologia proposta é aplicada a um sistema de 136 barras, adaptado de (Mantovani et al., 2000), figura 2. O sistema de 136 barras modificado opera com tensão de 13,8 kV e é composto por 2 subestações, 135 pontos de carga, 6 GDs, 2 BCs fixos de 300 kVAr instalados nas barras 44 e 155 respectivamente, e um BCs automático de 300 kVAr instalado na barra 155. Os GDs eólicos (barras 18, 84, 201) estão baseados no modelo Enercon E-44 (ENERCON, 2016) e os GDs fotovoltaicos (barras 45, 72) no modelo de painel solar KD300-80 da Kyocera (KYOCERA, 2016), e as características (tipo, potência máxima e mínima, limites de reativo e custos de operação) dos GDs instalados estão descritas na tabela 1. Os dados detalhados (dados de linhas, barras, irradiação solar, velocidade do vento, probabilidades)

do sistema utilizado podem ser encontrados em (*Dados Sistema 136*, 2018). O horizonte de planejamento considerado é de dois anos com taxa de juros de 10% ao ano. São considerados três blocos de tempo: pico - 1000 horas/ano, nominal - 5760 horas/ano, e leve - 2000 horas/ano. Os valores de compra de energia na subestação são: 57,7, 45,6 e 31,2 \$/MWh para os blocos de tempo pico, nominal e leve, respectivamente.

A tabela 2 mostra os tipos de BCs disponíveis para serem instalados no sistema e na tabela 3 são apresentados os custos de recondução das linhas. Considera-se que as barras 17, 35, 44, 56, 67, 86, 128, 142, 155, 156, 160, 202, 206, 220 são candidatas à alocação de BCs.

Tipo	Potência (kVAr)	BC Fixo Custo (\$)	BC Automático Custo (\$)
1	300	2750,0	4950,0
2	600	4150,0	6650,0
3	900	5550,0	8550,0
4	1200	6800,0	9150,0
5	1500	7975,0	9950,0

Tabela 3: Custos para o recondução de linhas (\$10³/km)

k	c				
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅
C ₁	-	9,140	16,870	24,140	31,140
C ₂	-	-	10,652	18,861	25,241
C ₃	-	-	-	10,214	15,000
C ₄	-	-	-	-	9,344

A solução encontrada pela metodologia proposta tem um valor de \$1.618,48x10³ para a função objetivo dos proprietários dos GDs e \$11.361,92x10³ para a função objetivo da DISCO. Os valores dos preços de contrato para cada bloco de tempo estão apresentados na tabela 4. A proposta de solução não propõe o recondução de linhas, mas instala 5 novos BCs: 1 BCs automático de 600 kVAr na barra 44, operando juntamente com o BCs já instalado nesta barra; e BCs fixos de 300 kVAr nas barras 17, 35, 86, 202. Os BCs (fixo e automático) instalados na barra 155 permanecem instalados. O esquema de operação dos BCs automáticos é apresentado na tabela 5.

Neste caso de estudo, nenhum dos GDs estocásticos está limitado pelas suas respectivas variáveis *MRI*, injetando toda suas produções no sistema (em todos os cenários estudados) com fator de potência unitário. O gerador despachável

Tabela 4: Preço de contrato dos GDs (\$/MVAh)

Barra	Pico	Nominal	Leve
18	59,2	46,6	30,7
45	58,2	45,1	30,2
72	58,7	45,6	31,2
84	58,7	46,1	30,7
201	58,2	45,6	30,2
221	61,7	45,6	30,7

Tabela 5: Potência injetada pelos BCs automáticos (kVAr)

Barra	Leve	Nominal	Pico
44	0,0+j0,0	0,0+j0,0	0,0+j600,0
155	0,0+j0,0	0,0+j300,0	0,0+j300,0

instalado na barra 221 injeta 1400 kW em todos os blocos de tempo, também com fator de potência unitário. Desta maneira, todo o suporte de reativo do sistema é realizado pelos BCs, já que os preços de contrato não são atrativos para a empresa de distribuição comprar potência reativa dos GDs. A redução ou aumento das perdas na região onde estão instalados os GDs, devido suas injeções de potência, leva a um aumento ou diminuição nos preços de contrato. Por exemplo, no caso do gerador instalado na barra 18, a diminuição no custo das perdas de potência devido a injeção de potência deste gerador, considerando os cenários das variáveis aleatórias (velocidade do vento e variação de demanda) proporciona melhores preços quando comparados ao gerador da barra 201. Por outro lado, o gerador fotovoltaico da barra 45 além das variáveis aleatórias, também tem seu preço de contrato influenciado pelo gerador despachável instalado na barra 221, assim o gerador instalado na barra 45 apresenta o menor preço de contrato em todos os blocos de tempo. O gerador da barra 221 apresenta o preço de contrato mais alto, principalmente no bloco de tempo pico, uma vez que este gerador não tem sua produção dependente das variáveis aleatórias e sua injeção de potência evita investimentos em recondução de linhas e em instalação de mais BCs nas barras 44 ou 220.

Para efeitos de comparação, considerando o mesmo preço de contrato para todos os GDs, e este igual ao preço de compra de energia na subestação, as funções objetivo são: \$11.351,47x10³ para a empresa de distribuição e \$1.562,83x10³ para os proprietários dos GDs. São encontrados os mesmos resultados para a alocação de BCs e recondução de linhas. Porém, a injeção de potência dos GDs, neste caso, está limitada pela variável *MRI*, no bloco de tempo leve para os geradores das barras 18 (820.0 kW), 45 (292.5 kW),

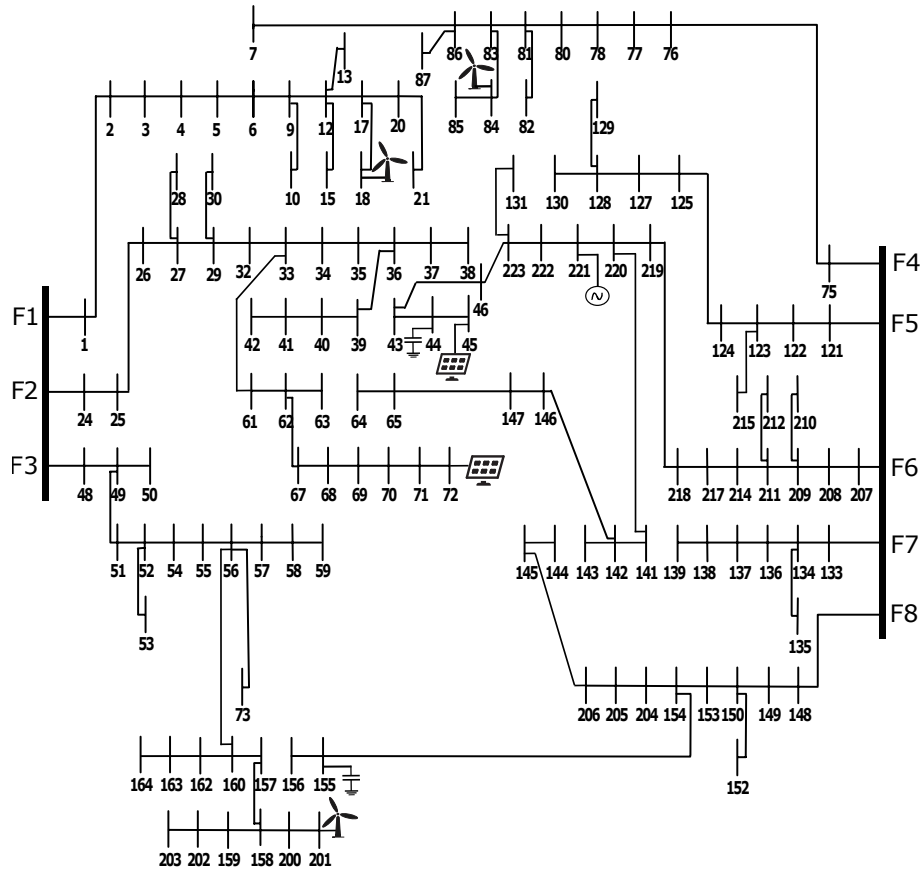


Figura 2: Sistema de 136 barras.

84 (620.0 kW), 201 (450.0 kW) e, no nominal para o gerador da barra 45 (442.0 kW). O gerador despachável da barra 221 injeta 1400, 1400 e 1162 kW nos blocos de tempo pico, nominal e leve, respectivamente. Além das reduções na compra de energia, os valores mais baixos dos preços de contrato de alguns GDs em alguns blocos de tempo resultam em lucros menores para os proprietários dos GDs. Neste caso, a solução é melhor desde o ponto de vista da empresa de distribuição.

5 Conclusões e Observações Finais

Neste trabalho foi apresentado um enfoque binível para alocação de BCs e recondução de linhas em sistemas de distribuição com GDs, onde são considerados a maximização dos lucros/benefícios dos proprietários dos GDs e a minimização dos custos de investimento e operação da DISCO. O modelo de dois níveis apresentado foi resolvido por uma metaheurística híbrida que se mostrou eficiente para encontrar a solução do complexo modelo apresentado. A solução oferece benefícios para os dois tomadores de decisão do problema (DISCO e proprietários dos GDs) como observado nos resultados. Os preços de contrato são influenciados pela posição e pelo tipo do gerador, comportamento da carga e pelas incertezas inerentes ao problema. Desta maneira o mo-

delo é capaz de explorar os preços de contrato que estão acima dos valores do mercado majoritário, nos quais os benefícios da DISCO (minimização de investimento no sistema, redução de perdas, correção do perfil de tensão) são recompensados de uma maneira mais correta para os proprietários dos GDs.

Agradecimentos

Os autores agradecem à FAPESP pelo apoio financeiro. Projeto FAPESP 2013/23124-7.

Referências

- Chu, P. C. and Beasley, J. E. (1997). A genetic algorithm for the generalised assignment problem, *Computers and Operations Research* 24(1): 17–23.
- Dados Sistema 136* (2018). https://www.dropbox.com/sh/zn47g7rlngwt2b/AABtEAWE_L10NHyHglA00KGta?dl=0.
- de Quevedo, P. M., Contreras, J., Rider, M. J. and Allahdadian, J. (2015). Contingency assessment and network reconfiguration in distribution grids including wind power and energy

- storage, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **6**(4): 1524–1533.
- Dorostkar-Ghamsari, M. R., Fotuhi-Firuzabad, M., Lehtonen, M. and Safdarian, A. (2016). Value of distribution network reconfiguration in presence of renewable energy resources, *IEEE Transactions on Power Systems* **31**(3): 1879–1888.
- ENERCON (2016). http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_Produkt_en_06_2015.pdf. accessed in July 2016.
- Glover, F. (1995). *Tabu search fundamentals and uses*, Citeseer.
- Hejazi, H., Araghi, A. R., Vahidi, B., Hosseinian, S., Abedi, M. and Mohsenian-Rad, H. (2013). Independent distributed generation planning to profit both utility and dg investors, *IEEE Transactions on Power Systems* **28**(2): 1170–1178.
- KYOCERA (2016). <http://www.kyocerasolar.com/commercial-solutions/solar-panels/current-products.htm>. accessed in July 2016.
- López-Lezama, J. M., Padilha-Feltrin, A., Contreras, J. and Muñoz, J. I. (2011). Optimal contract pricing of distributed generation in distribution networks, *IEEE Transactions on Power Systems* **26**(1): 128–136.
- Mantovani, J. R., Casari, F. and Romero, R. A. (2000). Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão, *Controle and Automação* pp. 150–159.
- Moradi, M. H., Zeinalzadeh, A., Mohammadi, Y. and Abedini, M. (2014). An efficient hybrid method for solving the optimal siting and sizing problem of dg and shunt capacitor banks simultaneously based on imperialist competitive algorithm and genetic algorithm, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* **54**: 101–111.
- Morales, J. M. and Pérez-Ruiz, J. (2007). Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow, *IEEE Transactions on Power Systems* **22**(4): 1594–1601.
- Muñoz-Delgado, G., Contreras, J. and Arroyo, J. M. (2016). Multistage generation and network expansion planning in distribution systems considering uncertainty and reliability, *IEEE Transactions on Power Systems* **31**(5): 3715–3728.
- Pereira, B. R., da Costa, G. R. M., Contreras, J. and Mantovani, J. R. S. (2016). Optimal distributed generation and reactive power allocation in electrical distribution systems, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **7**(3): 975–984.
- Resener, M., Haffner, S., Pereira, L. A. and Pardalos, P. M. (2016). Mixed-integer lp model for volt/var control and energy losses minimization in distribution systems, *Electric Power Systems Research* .
- Rider, M. J., López-Lezama, J. M., Contreras, J. and Padilha-Feltrin, A. (2013). Bilevel approach for optimal location and contract pricing of distributed generation in radial distribution systems using mixed-integer linear programming, *IET Generation, Transmission & Distribution* **7**(7): 724–734.
- Shirmohammadi, D., Hong, H., Semlyen, A. and Luo, G. (1988). A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks, *IEEE Transactions on Power Systems* **3**(2): 753–762.