

ESTIMAÇÃO DE ONDE INSTALAR PAINÉIS FOTOVOLTAICOS PARA AUMENTAR A EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DE REDES ELÉTRICAS

MARIANA R. B. ALENCAR, JEANE S. SOUZA, BENEMAR A. SOUZA, WASHINGTON L. A. NEVES

*Laboratório de Sistemas Elétricos, Departamento de Engenharia Elétrica,
Universidade Federal de Campina Grande,
Rua Aprígio Veloso, 882, Bodocongó. 58429-900. Campina Grande, Paraíba, Brasil.*

E-mails: mariana.alencar@ee.ufcg.edu.br, jeane.souza@ee.ufcg.edu.br
benemar@dee.ufcg.edu.br, waneves@dee.ufcg.edu.br

Abstract—A simple but appropriate method of estimating the suitable location of photovoltaic generators in electricity distribution networks is proposed. It is expected that the method will be applicable to large networks with scarce data. A genetic algorithm is employed to find the optimum locations of photovoltaic (PV) generator installation so that the energy losses of a distribution system are minimal. Three load levels are set by the segmentation of the annual load duration curve of the complete feeder (picked up at the substation output). The load curves on all buses are considered identical to those of the feeder. Another simplifying assumption is that the irradiation and the ambient temperature are invariant with respect to the mean for each load level. The annual energy losses, calculated as the sum of the power losses versus the respective duration of each level, are taken as an objective function to be minimized by using a genetic algorithm. The control variables are the buses on which the PV generators should be installed. The problem and how the genetic algorithm solves it are shown in an application that consists in determining the optimal points of installation of photovoltaic units in a 36-bus system.

Keywords—Genetic Algorithm, photovoltaic generators, energy loss minimization.

Resumo—Um método simples, porém apropriado, de estimar a localização adequada de geradores fotovoltaicos em redes de distribuição de energia elétrica é proposto. A expectativa é que seja aplicável a redes extensas e com dados escassos. Um algoritmo genético é empregado para encontrar as localizações ótimas de instalação de geradores fotovoltaicos para que as perdas de energia de um sistema de distribuição de energia elétrica sejam mínimas. Três níveis de carga são estabelecidos mediante a segmentação da curva de duração de carga anual do alimentador completo (levantada na saída da subestação). As curvas de carga em todas as barras são consideradas idênticas às do alimentador. Outra hipótese simplificativa é a de que a irradiação e a temperatura ambiente são invariantes em relação à média para cada nível de carga. As perdas de energia anuais, calculadas como a soma das perdas de potência versus a respectiva duração de cada nível, são tomadas como função objetivo a ser minimizada empregando-se um algoritmo genético. As variáveis de controle são as barras em que os geradores fotovoltaicos devem se instalar. O problema e como o algoritmo genético o resolve são mostrados numa aplicação que consiste em determinar os pontos ótimos de instalação de unidades fotovoltaicas em um sistema teste de 36 barras.

Palavras-chave—Algoritmo Genético, geradores fotovoltaicos, minimização de perdas de energia.

1 Introdução

A precária situação dos reservatórios brasileiros, aliada a uma demanda cada vez maior por energia elétrica, acrescida de pressão internacional por redução na emissão de gases de efeito estufa, dentre outros fatores, ocasionam uma iminente necessidade de maior investimento em pesquisas envolvendo fontes de energia renováveis.

O Brasil possui uma capacidade instalada de energia solar fotovoltaica de 0,82% da capacidade total (ANEEL, 2018). A baixa utilização da energia solar no Brasil chama mais atenção quando se verifica que o país possui altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares, produtos de alto valor agregado (Nascimento, 2017).

Uma relação entre a demanda e a produção de energia elétrica por meio de fontes renováveis no Nordeste do Brasil foi estabelecida em De Jong *et al* (2013). Os autores mostraram que nos últimos meses

do ano, a demanda energética atinge seu máximo e ao mesmo tempo os reservatórios hidrelétricos alcançam seus níveis mais baixos. Porém, nesses meses críticos os recursos renováveis são elevados se comparados ao máximo anual.

As principais vantagens associadas à utilização de geração distribuída (GD) renováveis são: perdas técnicas reduzidas, perfil de tensão melhorado, redução da emissão de poluentes, maior eficiência energética, confiabilidade e segurança do sistema aprimorados, melhoria na qualidade da energia elétrica dentre outras (Kazemi, 2009). Porém, de acordo com Hernandez *et al* (2007) a instalação de unidades fotovoltaicas em locais inadequados pode criar deterioração de parâmetros técnicos do alimentador assim como aumento do custo, tendo um efeito contrário ao desejado.

Sendo assim, se faz necessário o uso de técnicas de otimização para determinar os locais mais apropriados de instalação de fontes de energia renováveis. Diversos pesquisadores já o fizeram, porém considera-se que o tema não esteja esgotado e por permanecer atual e ser de interesse crescente continua a merecer atenção.

Em Abdelaziz *et al* (2015) um novo algoritmo é apresentado para minimização de perdas de energia em sistema de distribuição baseado nos métodos diagonal de cópula e Monte Carlo, e como método de otimização um algoritmo Big Bang-Big Crunch modificado. Atwa *et al* (2010) apresentam uma técnica de planejamento baseado em probabilidade para determinar a combinação ótima de diferentes tipos de GD renováveis para que a perda anual de energia no sistema de distribuição seja mínima. O problema é formulado como programação não-linear mista. Khatod *et al* (2013) utilizam técnica baseada em programação evolucionária para encontrar os locais ótimos de instalação de unidades de GD dos tipos solar e eólica em um sistema de distribuição radial com o objetivo de minimizar as perdas de energia. Para lidar com as incertezas associadas com as cargas e as fontes renováveis, técnicas probabilísticas foram usadas. Uma técnica de análise de sensibilidade é aplicada a fim de diminuir o espaço de busca e consequentemente o tempo de processamento.

Este artigo se diferencia de outros encontrados na literatura ao propor um método simples e apropriado de estimar a localização ótima de geradores fotovoltaicos em redes de distribuição de energia elétrica, na expectativa de ser aplicável a redes extensas e com dados escassos.

O trabalho está organizado assim: na seção 2 o problema é enunciado; na seção 3 as hipóteses simplificativas são postas e os modelos de geração e carga são apresentados; na seção 4 a função objetivo do problema é apresentada; a seção 5 é reservada a uma breve introdução sobre os algoritmos genéticos; na seção 6 um estudo de caso é apresentado no qual se faz análise do desempenho do método proposto; a seção 7 é a de conclusão.

2 Enunciado do Problema

O retorno do investimento na instalação dos painéis fotovoltaicos no sistema de distribuição advém fundamentalmente da redução das perdas de energia. O problema tratado aqui pode ser enunciado do seguinte modo: determinar a localização ótima de geradores fotovoltaicos de potências nominais distintas em rede de distribuição de energia elétrica considerando a temperatura e a irradiação solar próprias de cada nível de carga: leve, média e pesada, de modo que as perdas de energia no alimentador sejam mínimas.

Como os pontos de instalação possíveis dos geradores fotovoltaicos são as barras do alimentador, o problema é de otimização combinatória. Do modo como foi enunciado, a função objetivo a ser minimizada são as perdas anuais de energia no sistema. Ou seja, o problema de otimização consiste em:

$$\text{Minimizar } \Delta E = \sum_{j=1}^m T_j \sum_{k=1}^n \Delta P_{jk}, \quad (1)$$

sendo:

n : número de trechos do alimentador;

ΔP_{jk} : perdas ativas no trecho k , que termina na barra k ao nível de carga j ;

m : número de níveis em que a curva de duração de carga é segmentada;

T_j : duração do nível de curva j .

As perdas de potência ativa totais $\Delta P_j = \sum_{k=1}^n \Delta P_{jk}$ são resultantes do cálculo do fluxo de carga, para o qual se emprega o *método da soma de potências rápido* – MSPR repetidamente para os m níveis de carga.

O *método da soma de potência* – MSP é um método de varredura de eficiência comprovada para cálculo de fluxo de carga em redes radiais de distribuição. O MSPR é uma variante do MSP em que os cálculos são aproximados, pois se faz apenas a primeira iteração do método original. O emprego do MSPR se justifica pelo ganho de velocidade de processamento sem maior comprometimento do objetivo, que é estimar os pontos ótimos de instalação dos painéis fotovoltaicos.

As seguintes premissas foram estabelecidas com base em Nara (2001) e Yao (2014):

- As fontes fotovoltaicas são em número e potências nominais preestabelecidas;
- A irradiação e a temperatura são próprias de cada nível de carga e não variam de um ponto para outro no raio de ação do alimentador;
- Uma e somente uma fonte fotovoltaica pode ser instalada em qualquer barra do alimentador que não seja a de saída da subestação.

3 Modelos de Carga e Geração

O modelo de carga e de geração são determinados do modo que se descreve nesta seção em um estágio preliminar da solução do problema.

3.1 Modelo de carga

A informação disponível nas barras do alimentador normalmente são as cargas instaladas, \bar{P}_k . A demanda média \bar{P}_k na barra k ($k = 1, 2, \dots, n$) é estimada a partir da carga instalada, *fator de demanda* F_D e *fator de carga* F_C do alimentador completo cujas expressões são:

$$F_D = \frac{\hat{P}}{\sum_{k=1}^n \bar{P}_k} \quad (2)$$

e

$$F_C = \frac{\hat{P}}{\bar{P}} \quad (3)$$

\bar{P} e \hat{P} são os valores médios e de pico de potência no alimentador retirados da curva de carga levantada na saída da subestação.

Supondo que as curvas de carga em todas as barras acompanham a curva de carga do alimentador, determinam-se as potências de carga média:

$$\bar{P}_k = F_C F_D \hat{P}_k. \quad (4)$$

Para melhor representação da variação da carga com o tempo, segmenta-se a curva de duração de carga anual do alimentador em m intervalos, de modo a se ter um valor médio da potência na barra k ($k = 1, 2, \dots, n$) para cada nível de carga j ($j = 1, 2, \dots, m$):

$$\bar{P}_{jk} = F_{Cj} F_{Dj} \hat{P}_k, \quad (5)$$

sendo:

$$F_{Dj} = \frac{\hat{P}_j}{\sum_{k=1}^n \hat{P}_k}, \quad (6)$$

$$F_{Cj} = \frac{\hat{P}_j}{\bar{P}_j}, \quad (7)$$

\hat{P}_j o valor máximo e \bar{P}_j o valor médio no tempo de carga de nível j ($j = 1, 2, \dots, m$).

3.2 Identificação dos níveis de carga

A duração de carga é o tempo em que a carga se mantém igual ou maior que determinado valor. Portanto, a curva de duração de carga é constituída dos mesmos pontos que a curva de carga, só que em ordem decrescente. As curvas de duração de carga original e segmentada correspondente a determinada curva de carga diária são mostradas na figura 1.

Para caracterizar as cargas em cada barra se segmenta a curva de duração de carga anual do alimentador em determinado número de níveis previamente escolhido. A segmentação da curva de duração de carga pode ser formulada como um problema de otimização combinatória e ser resolvido mediante um AG conforme propõe Souza *et al* (2002). Como indicado na figura 1, os níveis de carga ficam bem identificados pela duração T_j e \bar{P}_j , $j = 1, 2, \dots, m$.

3.3 Modelos de irradiação e temperatura

A irradiação solar é um processo temporal não-determinístico e, em algumas aplicações, é modelado por uma função distribuição de probabilidade.

Para os propósitos deste trabalho se consideram os mesmos valores de irradiação e temperatura ambiente em todos os locais da área de influência da rede de distribuição. Considera-se ainda que os valores de irradiação e de temperatura ambiente não se afastam muito dos respectivos valores médios relativos aos instantes em que a carga é de determinado nível.

Efetivamente, a irradiação solar no Brasil ocorre do amanhecer ao anoitecer, ou seja, de 10 a 12 horas das 24 horas do dia. Portanto, os painéis só produzem energia elétrica uma fração α ($0,4 \leq \alpha \leq 0,5$) da duração de carga, qualquer que seja o nível.

3.4 Potência do painel fotovoltaico

Para o modelo simplificado de painel fotovoltaico proposto por Yao *et al* (2014) a expressão da potência de saída é a seguinte:

$$P_G = \bar{P} (1 + k_p \Delta t) \frac{\zeta_M}{\zeta}, \quad (8)$$

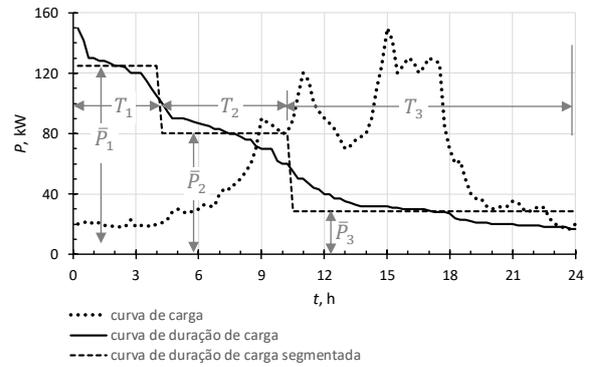


Figura 1. Uma curva de carga diária e as curvas de duração de carga e duração de carga segmentada correspondentes.

sendo:

P_G : potência gerada (W);

\bar{P} potência nominal do painel já dimensionado (W);

k_p : coeficiente de temperatura (%/°C);

Δt : diferença entre as temperaturas do painel e do ambiente (°C);

ζ_M : irradiação no módulo PV (W/m²);

ζ : irradiação nominal, de 1000 W/m².

A potência gerada, conforme (8) é função das variáveis estatísticas ζ_M e ΔT , para as quais se tomam valores únicos correspondentes às médias dos valores relativos ao nível de carga considerado.

4 As Perdas de Energia e a Função Objetivo

As perdas de energia na rede de distribuição, por ser uma função dos locais de instalação dos geradores fotovoltaicos, foi inicialmente cogitada como a seguinte função objetivo:

$$\Delta E(h_1, \dots, h_g) = \sum_{j=1}^m T_j \sum_{k=1}^n \Delta P_{jk}, \quad (9)$$

sendo g o número de geradores fotovoltaicos e h_i ($i = 1, 2, \dots, g$) a barra em que o i -ésimo deles se instala.

Entretanto, os geradores só funcionam uma fração da duração de carga em qualquer dos níveis, de modo que a expressão (9) das perdas anuais de energia se escreve melhor assim:

$$\Delta E(h_1, \dots, h_g) = \alpha \sum_{j=1}^m T_j \sum_{k=1}^n \Delta \hat{P}_{jk} + (1 - \alpha) \sum_{j=1}^m T_j \sum_{k=1}^n \Delta \check{P}_{jk}, \quad (10)$$

sendo $\Delta \hat{P}_{jk}$ e $\Delta \check{P}_{jk}$, as perdas ativas no trecho k ao nível de carga j com e sem geração distribuída respectivamente. Como a segunda parcela das perdas de energia não é função das variáveis de controle (h_1, \dots, h_g) pode ser desconsiderada para efeito da otimização. Portanto a função objetivo é efetivamente a seguinte:

$$\xi(h_1, \dots, h_g) = \sum_{j=1}^m T_j \underbrace{\sum_{k=1}^n \Delta \hat{P}_{jk}}_{\Delta \hat{P}_j} \quad (11)$$

O cálculo das perdas de energia na rede de distribuição requer a execução da rotina computacional das perdas de potência um número de vezes igual ao de níveis de carga estabelecidos. Estes cálculos precisam ser refeitos sempre que mudarem as barras em que os geradores fotovoltaicos se instalam (ou se cogitam instalar). O algoritmo completo é o seguinte:

- 1) Ler os dados da rede: tensão nominal, curva de carga, vetor de configuração, impedância dos trechos e cargas instaladas;
- 2) Ler o número m de segmentos da curva de duração de carga;
- 3) Desenhar a curva de duração de carga e segmentá-la, ou seja, para $j = 1, 2, \dots, m$:
 - i. determinar: $T_j, \hat{P}_j, \bar{P}_j, F_{D_j}, F_{C_j}, \bar{\xi}_{m_j}$ e $\Delta \bar{E}_j$;
 - ii. para $k = 1, 2, \dots, n$: determinar a demanda média em cada barra, $\bar{P}_{jk} = F_{C_j} F_{D_j} \hat{P}_k$
 - iii. para $i = 1, 2, \dots, g$: determinar a potência de cada gerador fotovoltaico $P_{G_i}(\bar{\xi}_{m_j}, \Delta \bar{E}_j)$;
- 4) Ler as localizações dos geradores (h_1, h_2, \dots, h_g)
- 5) Executar a rotina MSPR e determinar $\Delta \hat{P}_j$;
- 6) Calcular o valor da função objetivo ξ , empregando a equação (11).

Os passos de 1 a 3 do algoritmo se constituem um estágio preliminar que é requerido apenas a primeira vez que se for calcular a função objetivo. Os passos de 4 a 6 são executados nas demais vezes.

O cálculo das perdas totais de potência sem geração fotovoltaica $\Delta \hat{P}_j = \sum_{k=1}^n \Delta \hat{P}_{jk}, j = 1, \dots, m$, pode ser incluído no estágio preliminar do algoritmo para quando se quiser o valor das perdas anuais de energia a partir do valor da função objetivo:

$$\Delta E(h_1, \dots, h_g) = \alpha \xi(h_1, \dots, h_g) + (1 - \alpha) \sum_{j=1}^m T_j \Delta \hat{P}_j \quad (12)$$

5 Algoritmos Genéticos

Os algoritmos genéticos, ou simplesmente AG, se baseiam na teoria da Seleção Natural de Charles Darwin que afirma que os indivíduos mais aptos em uma população estão mais propensos a sobreviver e produzir descendentes.

Introduzido por John Holland em meados de 1970, sua história começou muito antes nos anos 1940 quando cientistas se inspiraram na natureza para criar o ramo da inteligência artificial.

Em seu livro “*Adaptation in Natural and Artificial Systems*”, publicado em 1975, Holland apresentou os

algoritmos genéticos como uma metáfora para processos evolutivos simulando-os em computador. Neste trabalho cromossomos binários foram usados, apesar de que posteriormente notou-se que outras representações poderiam ser mais viáveis.

A utilização de AG como método de otimização aplicado à sistemas elétricos é largamente difundido. Momoh et al. (2004) usam um algoritmo genético para otimizar a geração de energia de um sistema fotovoltaico. Souza (2009) propõe um AG para alocação ótima de geração distribuída e a metodologia é aplicada a um sistema de 70 barras. Liu et al. (2015) propõem uma otimização multi-objetivo aplicando INSGA-II (uma variação de AG) para a localização e dimensionamento de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição.

A representação decimal dos cromossomos foi escolhida aqui. Sendo assim, uma possível solução para o problema de instalação de três geradores de potência nominal distintas, G_1, G_2 e G_3 , em um sistema de distribuição é representado na figura 2.

Basicamente, o AG pode ser resumido nas seguintes etapas:

1. Criação de uma população inicial de forma aleatória, sendo cada um dos cromossomos da população uma possível solução para o problema;
2. Avaliação de cada cromossomo da população a partir do cálculo da função objetivo;
3. Seleção dos indivíduos para geração de novos cromossomos;
4. Cruzamento dos indivíduos selecionados e mutação, esta última operação sendo responsável por evitar que o algoritmo fique preso em um mínimo local;
5. Seleção dos indivíduos mais aptos para continuar na população e eliminação dos menos aptos;
6. Conclusão do processo, caso contrário, retornar à etapa 3.

Algumas escolhas afetam intensamente o desempenho do algoritmo, como o tamanho da população, as taxas de cruzamento e de mutação, os tipos de cruzamento e de mutação. Uma estratégia bastante empregada em AG para acelerar a convergência é o elitismo, que transfere o melhor cromossomo de uma geração para outra sem alteração.

6 Aplicação do Método Proposto

O problema da localização ótima de três geradores fotovoltaicos em um alimentador de 36 barras e tensão nominal de 4,88 kV é resolvido a propósito de mostrar como o método proposto funciona.

G_1	G_2	G_3
6	9	13

Figura 2. Representação do cromossomo decimal referente a instalação de geradores no sistema de distribuição.

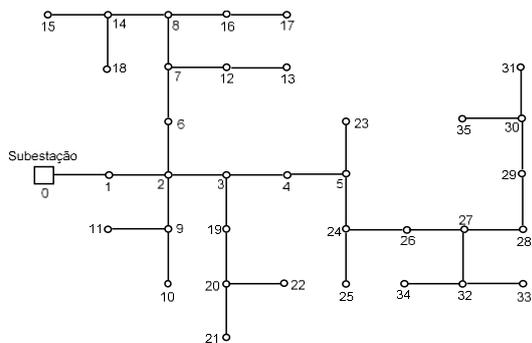


Figura 3. Alimentador de 36 barras em que se pretende instalar três geradores fotovoltaicos.

6.1 Dados e hipóteses

A instalação de três geradores fotovoltaicos de potências nominais iguais a 80 kWp, 100 kWp e 120 kWp pode ocorrer em quaisquer das barras do alimentador (Souza et al, 2006) cuja configuração é mostrada na figura 3 e os dados na tabela 1. A restrição de espaço físico para a instalação dos painéis fotovoltaicos

Tabela 1. Dados do alimentador da figura 3

Trecho	R, Ω	X, Ω	P_L, kW	Q_L, kvar	$\zeta, \text{W/m}^2$
0 – 1	0,0368	0,140	42,3	30,8	421,94
1 – 2	0,0375	0,081	13,7	21,8	370,51
2 – 3	0,0515	0,111	97,8	36,8	637,34
3 – 4	0,1017	0,073	82,9	32,0	364,73
4 – 5	0,0339	0,024	78,8	30,8	487,17
2 – 6	0,061	0,044	85,3	28,1	651,18
6 – 7	0,0881	0,063	84,6	27,8	585,10
7 – 8	0,1356	0,097	127,3	41,1	511,71
2 – 9	0,1167	0,044	63,7	20,9	319,83
9 – 10	0,0933	0,035	82,1	27,0	308,91
9 – 11	0,07	0,026	27,4	9,0	624,88
7 – 12	0,0233	0,009	127,9	42,0	299,12
12 – 13	0,1517	0,057	27,3	9,0	320,3
8 – 14	0,2683	0,100	54,6	17,9	528,46
14 – 15	0,2217	0,083	109,2	35,8	428,29
8 – 16	0,1017	0,073	81,9	26,9	631,09
16 – 17	0,0817	0,030	163,8	53,8	545,49
14 – 18	0,035	0,013	165,8	54,4	362,85
3 – 19	0,07	0,026	109,4	35,9	431,71
19 – 20	0,0475	0,034	195,5	64,2	317,05
20 – 21	0,0817	0,030	54,7	17,9	480,04
20 – 22	0,0583	0,022	164,2	53,9	694,28
5 – 23	0,1017	0,073	85,3	28,0	405,29
5 – 24	0,0542	0,039	175,8	57,7	346,76
24 – 25	0,0933	0,035	52,8	17,3	472,79
24 – 26	0,0542	0,039	105,6	34,7	445,40
26 – 27	0,0949	0,068	157,6	51,7	450,82
27 – 28	0,1085	0,078	110,9	36,4	553,42
28 – 29	0,0678	0,049	211,3	69,3	480,12
29 – 30	0,0678	0,049	57,4	18,8	619,80
30 – 31	0,0678	0,049	114,9	37,7	463,81
27 – 32	0,1517	0,057	105,1	34,5	698,5
32 – 33	0,3733	0,139	109,5	34,5	585,57
32 – 34	0,0583	0,022	87,6	28,7	684,41
30 – 35	0,0583	0,022	131,3	43,1	651,39

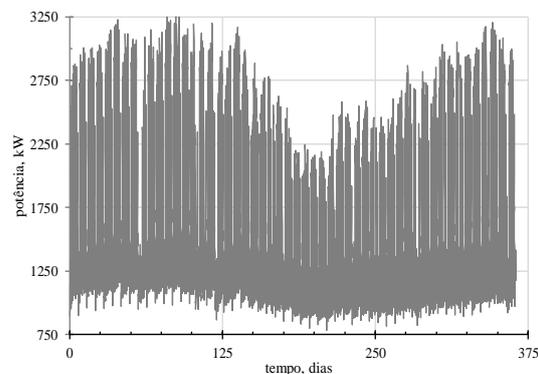


Figura 4. Curva de carga anual do alimentador.

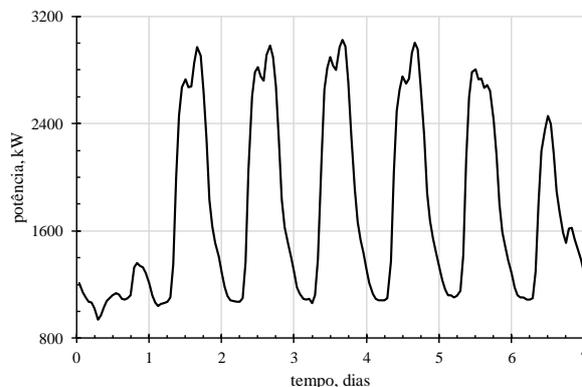


Figura 5. Padrão de curva de carga semanal do alimentador.

(para cada kWp instalado são necessários 7 m²) não é considerada neste caso. A restrição de que um único gerador seja instalado por barra é levada a efeito mediante uma função de penalidade.

A figura 4 é da curva de carga anual do alimentador. Esta curva é uma sequência de padrões como o da figura 5, em que é nítida a diferença de demanda aos fins de semana, sobretudo aos domingos.

Da segmentação ótima da curva de duração de carga anual (figura 6) são estabelecidos três níveis de carga identificados na tabela 2.

Quanto à irradiação e à temperatura ambiente, as hipóteses são que sejam as mesmas em todas as barras do alimentador e não se alterem enquanto a carga se mantiver em determinado nível.

Dados de irradiação e temperatura ambiente coletados a cada minuto entre janeiro de 2016 e janeiro de 2017 são empregados neste trabalho mediante seus valores médios (tabela 3) relativos a cada nível de carga.

A irradiação média relativa a cada nível de carga é a efetiva. Ou seja, no intervalo do dia em que há irradiação e, conseqüente, geração fotovoltaica. Portanto, no cálculo das médias desconsideram-se valores nulos, residuais ou não medidos. Neste caso se constatou que a geração fotovoltaica se dá para cada nível de carga em 12/24 de sua duração ($\alpha = 50\%$).

Os parâmetros do algoritmo genético foram ajustados assim:

- tamanho da população e número de gerações igual a 100;
- taxa de cruzamento de 20%;
- taxa de mutação de 2%;
- seleção por torneio.

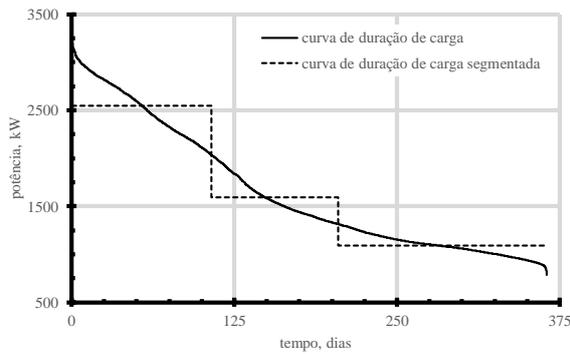


Figura 6. Curvas de duração de carga anual.

Tabela 2. Níveis de carga do alimentador

carga	duração, dias	demanda, kW		fator de	
		média	máxima	demanda	carga
de pico	107,2	2550	3294	0,929	0,774
média	97,7	1595	2035	0,574	0,784
leve	160,1	1089	1315	0,371	0,828

Tabela 3. Irradiações e temperaturas médias

carga	$\bar{\zeta}$, W/m ²	\bar{t} , °C
de pico	538,7	28,1
média	495,9	26,0
leve	308,0	23,8

6.2 Resultados

As perdas de energia sem geração fotovoltaica são de 316,5 MWh/ano. A solução ótima encontrada foi instalar os geradores de 80, 100 e 120 kWp nas barras 33, 31 e 35 respectivamente. Deste modo se consegue redução de 28,7% nas perdas de energia, uma vez que elas passam a ser 225,57 MWh/ano.

O valor das perdas de energia calculados pelo MSPR é bem maior que o que é calculado pelo MSP como se vê na tabela 4. Entretanto, a pouca precisão do MSPR não confundiu o método de otimização, pois empregando um outro método se chegou à mesma solução. Por outro lado, o tempo economizado com o MSPR é muito significativo. Neste caso, a redução no tempo de processamento foi de 29,2%.

Tabela 4. Resultados provenientes do AG

Cálculo das perdas de potência	Barras de instalação dos geradores	Perdas de energia (MWh/ano)	Tempo de processamento (s)
MSPR	33 – 31 – 35	287,23	51
MSP	33 – 31 – 35	225,57	72

À medida que a rede for mais extensa e os geradores forem em maior número a redução no tempo de processamento será ainda mais expressiva.

7 Conclusão

Um método de estimação dos locais de instalação de painéis fotovoltaicos para que as perdas anuais de energia em rede de energia elétrica sejam mínimas foi proposto.

O método se destaca por ser simples, porém apropriado para resolver o problema da localização ótima de geradores fotovoltaicos em redes de distribuição de energia elétrica diversas. As hipóteses simplificadoras estabelecidas com o propósito de torná-lo aplicável a redes extensas e com dados escassos podem ser dispensadas quando a rede for de menor porte e bem monitorada.

A relação de compromisso entre o tempo de processamento e a exatidão dos resultados depende das seguintes escolhas: i) o número de segmentos da curva de duração de carga, ii) método de cálculo das perdas de potência (MSP ou MSPR). O método proposto também é adaptativo quanto às curvas de carga. Curvas de cargas eventualmente levantadas noutras barras além da barra de saída da subestação podem ser incorporadas ao modelo, reduzindo os efeitos de se desconsiderar a diversidade das cargas sobre o resultado.

Agradecimentos

Os autores agradecem à CAPES, ao CNPq e à Coordenadoria do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pelo apoio recebido para a realização deste trabalho.

Referências Bibliográficas

- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica (2018). Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 25 jun. 2018.
- Abdelaziz, A. Y.; Hegazy, Y. G.; El-Khattam, W.; Othman, M. M (2015). Optimal Allocation of Stochastically Dependent Renewable Energy Based Distributed Generators in Unbalanced Distribution Networks. *Electric Power Systems Research* 119, 34-44.
- Atwa, Y. M.; El-Saadany, E.F; Salama, M. M. A. and Seethapathy, R (2010). Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, No. 1, pp. 360-370.
- De Jong, P.; Sánchez, A. S.; Esquerre, K.; Kalid, R. A. and Torres, E. A (2013). Solar and Wind Energy Production in Relation to the Electricity Load Curve and Hydroelectricity in the Northeast Region of Brazil. *Renew Sustain Energy Rev* 2013; 23:526-35.
- Hernandez, J.C.; Medina, A. and Jurado F (2007). Optimal Allocation and Sizing for Profitability and Voltage Enhancement of PV Systems on Feeders. *Renewable Energy* 2007; 32: 1768-89.
- Khatod, D. K.; Pant, V. and Sharma, J (2013). Evolutionary Programming Based Optimal Placement of Renewable Distributed Generators. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 28, No. 2, 683-695.

- Kazemi, A. and Sadeghi, M (2009). Siting and Sizing of Distributed Generation for Loss Reduction, Power and Energy Conference, APPEEC, pp.1-4, Asia-Pacific, Wuhan.
- Liu, K.; Sheng, W.; Liu, Y.; Meng, X.; Liu, Y. Optimal siting and sizing of DGs in distribution system considering time sequence characteristics of loads and DGs. In: *Electrical Power and Energy Systems* 69 (2015) 430-440.
- Momoh, J. A.; Wang, Y.; Eddy-Posey, F. "Optimal power dispatch of photovoltaic system with random load," *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*, Denver, CO, 2004, pp. 1939-1945 Vol.2.
- Nara, K.; Hayashi, Y.; Ikeda, K. and Ashizawa, T (2001). Application of Tabu Search to Optimal Placement of Distributed Generators. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. Vol. 2, pp. 918-923.
- Nascimento, R.P (2017). *Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas*. C.d. Deputados (Ed.) Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa, Brasília, Brazil.
- Souza, B. A.; Ferreira, H. A.; Loureiro, R. J. A.; Cavalcanti, L. F. and Lima, S. (2002). Segmentação Ótima da Curva de Duração de Carga Anual. Congresso Internacional de Distribuição Elétrica (CIRED).
- Souza, B. A.; Braz, H. D. M.; Albuquerque, J. M. C. A. and Gutterres, J. G. G. (2006). Fluxo de carga em sistemas de distribuição radiais com geração distribuída: método da soma de potência modificado, *Revista IEEE Latin América*, v. 4, p. 48-56.
- Souza, A. R. R. Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.
- Yao, T.; Tang, Y. and Aynar, R (2014) High Resolution Output Power Estimation of Large-scale Distributed PV Systems. *Energy Conversion Congress and Exposition*.