

Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Dissertação de Mestrado

Um Algoritmo de Enxame de Partículas Aplicado à
Geração Distribuída Fotovoltaica

Renata Guedes de Almeida Ribeiro

Campina Grande – Paraíba – Brasil

Fevereiro de 2017

Renata Guedes de Almeida Ribeiro

Um Algoritmo de Enxame de Partículas Aplicado à Geração
Distribuída Fotovoltaica

*Dissertação de Mestrado apresentada à
Coordenação do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina
Grande, em cumprimento às exigências
para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento da Energia

Núbia Silva Dantas Brito, D.Sc.

Orientadora

Benemar Alencar de Souza, D.Sc.

Orientador

Campina Grande – Paraíba – Brasil

Fevereiro de 2017

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

R484a Ribeiro, Renata Guedes de Almeida.
Um algoritmo de enxame de partículas aplicado á geração distribuída fotovoltaica / Renata Guedes de Almeida Ribeiro. – Campina Grande, 2017.
77 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2017.
"Orientação: prof. Dr. Benemar Alencar de Souza, Profa. Dra. Núbia Silva Dantas Brito".
Referências.

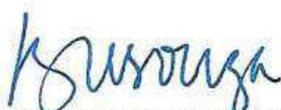
1. Geração Distribuída. 2. Energia Fotovoltaica. 3. Método por Exame de Partículas. I. Souza, Benemar Alencar de. II. Brito, Núbia Silva Dantas. III. Título.

CDU 621.311(043)

**"UM ALGORITMO DE ENXAME DE PARTÍCULAS APLICADO A GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA"**

RENATA GUEDES DE ALMEIDA RIBEIRO

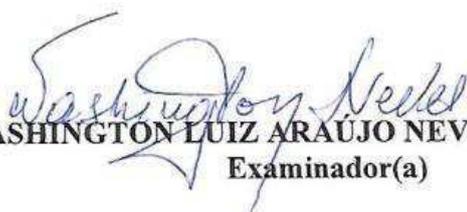
DISSERTAÇÃO APROVADA EM 20/03/2017



BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Ph.D., UFCG
Examinador(a)



VANESSA BATISTA SCHRAMM, Dr., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

“Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar. Mas o mar seria menor se lhe faltasse uma gota”.
(Madre Teresa de Calcutá)

Agradecimentos

Foi um grande desafio concluir esta dissertação de Mestrado. Agradeço primeiramente a Deus, minha principal fonte de coragem e persistência, por nunca ter me deixado desanimar com os obstáculos e por sempre guiar meus passos.

Ao professor Benemar pela oportunidade e confiança em mim depositada quando aceitou ser meu orientador. Por todo o ensinamento durante o Mestrado e pela disponibilidade em sempre ajudar e tirar as dúvidas. A professora Núbia por sempre estar presente, pela orientação até o último instante para conseguir atingir o objetivo da dissertação e por transmitir toda experiência acadêmica, além dos incentivos diários. Meus sinceros agradecimentos a vocês, meus orientadores, que contribuíram efetivamente para meu crescimento profissional.

À minha família, que nunca mediu esforços para que eu realizar meus sonhos, em especial, aos meus pais, por sempre priorizarem minha educação. À minha tia Coia e à minha irmã Marília, pelo apoio e amor incondicional em todos os momentos e por suportarem junto comigo a saudade da distância. Aos meus avós maternos e paternos, tias e primas, pelas palavras de incentivo e compreensão nos momentos que me ausentei.

Ao meu noivo Luan, que compartilhou esta etapa de vida comigo. Por sempre estar ao meu lado nos momentos mais difíceis, incentivando e acreditando em mim. Vivemos juntos todas as alegrias e angústias. Minha gratidão e admiração por ser tão especial para mim.

À minha amiga e companheira de pesquisa Jeane, um dos presentes que Deus me enviou durante o Mestrado. Agradeço pelo companheirismo de todas as horas, sem exceção, por ter sempre uma palavra de estímulo para prosseguirmos na pesquisa e pela disponibilidade em ajudar. À minha amiga Érica, que desde o início nunca hesitou em me ajudar, desde a seleção até a conclusão do mestrado.

Às minhas amigas fiéis do LARCA: Jamile, Daphne, Stefânea, Jeane, Erica, Cecilia, pelos conselhos, aprendizado, troca de experiência, amparo e pelos momentos do nosso café da tarde, que sempre alegravam meus dias, me sinto em casa com vocês. Aos meus amigos da UFCG: Renata, Melyna, Jordane, Priscila, Hotoniones, Huilmann, Caio, Marcus, Ramayana, Rivanildo, pela presteza em ajudar.

Aos professores da banca examinadora, professora Vanessa e professor Washington, pelas sugestões e contribuições científicas. Foram valiosas para a conclusão deste trabalho.

À Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (COPELE), pelo suporte técnico e aos funcionários, Pedro e Ângela, pela disponibilidade em atender com profissionalismo. Ao CNPq pelo apoio financeiro.

Agradeço a todos que contribuíram diretamente e indiretamente para realização desta conquista. Tenham certeza que a caminhada seria muito mais difícil sem vocês.

Resumo

Um algoritmo de enxame de partículas foi aplicado para determinar os locais ótimos de instalação de unidades geradoras fotovoltaicas, visando redução das perdas de potência no sistema de distribuição, as quais foram calculadas pelo método da soma das correntes. O estudo considerou o índice de radiação solar e a temperatura local, o que diferencia este trabalho de outros encontrados na literatura especializada no tema. O algoritmo foi validado tomando como referência a técnica de busca exaustiva e o seu desempenho avaliado em um sistema-teste de 36-barras, no qual três fontes fotovoltaicas foram inseridas. Análise minuciosa dos resultados mostrou que o algoritmo proposto conseguiu estimar os ótimos locais para instalação das fontes fotovoltaicas.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Energia Fotovoltaica, Método por Enxame de Partículas.

Abstract

A particle swarm algorithm (PSO) is used to determine the optimal placement for the installation of photovoltaic generators, aiming to reduce the power loss in distribution systems, which are calculated by the sum of currents method (MSI). The solar radiation index and the local temperature are considered, what distinguish this work from others found on specialized literature about the theme. The algorithm was validated using the exhaustive search technique as a reference and its performance was evaluated in a 36-bus test system, in which three photovoltaic sources were included. The rigorous analysis of the results showed that the proposed algorithm achieved its purpose to estimate de optimal placement for the installation of photovoltaic sources.

Keywords: Distributed Generation, Photovoltaic Energy, Particle Swarm Optimization.

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1:1: Matriz energética brasileira. | 16 |
| Figura 1:2: Capacidade mundial e adições anuais de energia solar do tipo fotovoltaica. | 16 |
| Figura 1:3: Evolução do mercado de sistema fotovoltaico no Brasil. | 17 |
| Figura 2:1: Diagrama esquemático do SEP. | 20 |
| Figura 2:2: Diagrama unifilar de um SDEE típico. | 21 |
| Figura 2:3: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica típica. | 25 |
| Figura 2:4: Esquema ilustrativo de um sistema solar fotovoltaico conectado ao SDEE. | 26 |
| Figura 2:5: Fluxograma do método MSI. | 29 |
| Figura 2:6: Fluxograma do método PSO original. | 32 |
| Figura 2:7: Espaço de busca do método PSO modificado. | 33 |
| Figura 4:1: Metodologia Proposta. | 41 |
| Figura 4:2: Sistema-Teste. | 42 |
| Figura 4:3: Curva de carga da subestação. | 43 |
| Figura 4:4: Valor médio de irradiação por barra. | 43 |
| Figura 4:5: Valor médio de temperatura por barra. | 44 |
| Figura 4:6: Perdas de potência do sistema. | 45 |
| Figura 5:1: Evolução da função objetivo pelo método da busca exaustiva. | 49 |
| Figura 5:2: Cenário 1 - Evolução da função objetivo. | 50 |
| Figura 5:3: Cenário 1 – Resultados das simulações. | 50 |
| Figura 5:4: Cenário 1 - Perdas no alimentador antes e após a instalação dos geradores. | 51 |
| Figura 5:5: Cenário 2 - Evolução da função objetivo. | 52 |
| Figura 5:6: Cenário 2 – Resultados das simulações. | 52 |
| Figura 5:7: Cenário 2 - Perdas no alimentador antes e após a instalação dos geradores. | 53 |
| Figura 5:8: Cenário 3 - Evolução da função objetivo. | 54 |
| Figura 5:9: Cenário 3 – Resultados das simulações. | 54 |
| Figura 5:10: Cenário 3 - Perdas do alimentador antes e após a instalação dos geradores. | 55 |
| Figura 5:11: Alocação das barras ótimas. | 56 |

Lista de Tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 3.1: Síntese Bibliográfica. _____ | 39 |
| Tabela 4.1: Método PSO aplicado ao problema. _____ | 47 |
| Tabela 5.1: Análise dos cenários. _____ | 55 |

Lista de Símbolos, Abreviaturas e Siglas

| | |
|------------|--|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| BPSO | <i>Binary Particle Swarm Optimization</i> |
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| C_{Cog} | Componente cognitivo |
| C_{Soc} | Componente social |
| ∇m | Conjunto de barras derivadas da barra m . |
| Fobj | Função Objetivo |
| Fbest | Variável que representa a melhor posição até o momento |
| AG | Algoritmo Genético |
| Gbest | Melhor solução da população |
| GD | Geração Distribuída |
| i | Índice de partícula |
| I_k | Corrente da carga da barra k |
| I_{km} | Corrente do ramo km . |
| I_m | Corrente da carga na barra m . |
| IEEE | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| k | Instante inicial |
| kp | Coefficiente de temperatura ($\%/^{\circ}\text{C}$) |
| kW | Quilowatts |
| LEIAM | Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Maquinas |
| MW | Megawatts |
| MVar | Mega volt-ampere reativo |
| MPSO | Otimização por Enxame de Partícula Modificado |
| MSI | Método da Soma de Corrente |
| nb | Número de barras |
| P | Potência gerada (W) |
| Pbest | Melhor solução da partícula |
| PC_k | Perdas ativa da barra k |

| | |
|-------------------|---|
| P_{nom} | Potência Nominal do painel já dimensionado (W) |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica |
| PSO | <i>Particle Swarm Optimization</i> |
| PVGIS | <i>Photovoltaic Geographical Information System</i> |
| rand | Números aleatórios no intervalo [0,1] |
| SDEE | Sistema de Distribuição de Energia Elétrica |
| SEP | Sistema Elétrico de Potência |
| S_k | Potência da carga na barra k |
| S_m | Irradiação no módulo PV (W/m ²) |
| S_{nom} | Irradiação nominal (W/m ²) |
| t | Índice de tempo discreto |
| T_{amb} | Temperatura ambiente (°C) |
| T_{pv} | Temperatura do PV (°C) |
| UFMG | Universidade Federal de Campina Grande |
| V_k | Módulo da tensão da barra k |
| V_m | Tensão na barra m |
| V_k | Tensão na barra k . |
| $V_i^{(k)}$ | Velocidade da partícula p na interação k |
| $V_i^{(k+1)}$ | Velocidade da partícula p na interação $k+1$ |
| Wh/m ² | Watt-hora por metro quadrado |
| w | peso inércia |
| $X_i^{(k)}$ | Posição da partícula p na interação k |
| $X_{iF}^{(k+x)}$ | Posição intermediária da partícula |
| $X_i^{(k+1)}$ | Posição da partícula p na interação $k+1$ |
| Z_{km} | Impedância do ramo km |
| Φ_1 | Parâmetro cognitivo 1 |
| Φ_2 | Parâmetro social 2 |
| ΔT | Diferença entre a temperatura do painel e a nominal |

Sumário

| | |
|--|----|
| Sumário | 14 |
| 1 Introdução | 15 |
| 1.1 Motivação..... | 17 |
| 1.2 Objetivos e Contribuição..... | 18 |
| 1.3 Organização da Dissertação | 19 |
| 2 Fundamentação Teórica | 20 |
| 2.1 O Sistema de Distribuição Elétrica | 20 |
| 2.2 Geração Distribuída..... | 22 |
| 2.3 Sistema Solar Fotovoltaico..... | 23 |
| 2.4 Fluxo de Carga | 26 |
| 2.5 Método PSO | 29 |
| 3 Revisão Bibliográfica..... | 35 |
| 3.1 Trabalhos Relevantes | 35 |
| 3.2 Síntese Bibliográfica | 38 |
| 4 Metodologia | 40 |
| 4.1 Sistema-Teste | 41 |
| 4.2 Geração da Base de Dados | 42 |
| 4.3 Cálculo da Potência dos Painéis Fotovoltaicos e das Perdas no Sistema..... | 44 |
| 4.4 A Função Objetivo e as Restrições..... | 46 |
| 4.5 Algoritmo do PSO..... | 46 |
| 5 Resultados e Análises..... | 48 |
| 5.1 Método da Busca Exaustiva | 48 |
| 5.2 Validação e Análise do Algoritmo Proposto..... | 49 |
| 6 Conclusões | 57 |
| Referências Bibliográficas | 58 |
| ANEXO..... | 62 |

1 Introdução

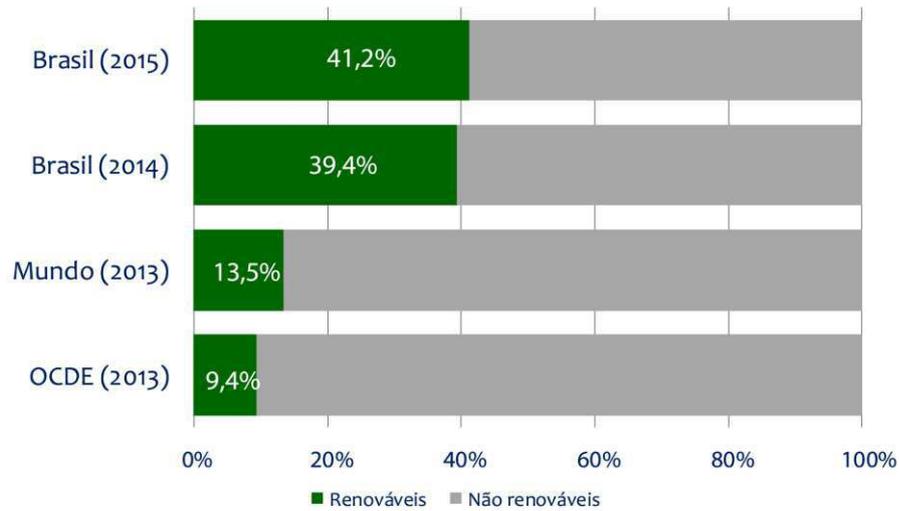
O consumo crescente da energia elétrica no mundo tem motivado o uso de novas fontes de energia, em especial as fontes de energias renováveis, visando diversificação da matriz energética. Nesse contexto, novos termos e conceitos vêm surgindo, dentre os quais um dos mais importantes é o termo geração distribuída, que segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), designa a geração de energia elétrica realizada junto ou próxima aos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia (INEE, 2016).

A GD vem sendo incentivada por várias razões, como por exemplo: postergar investimentos em infraestrutura, suprir o crescimento da carga, reduzir as perdas e melhorar o perfil de tensão do sistema. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética Brasileira (EPE), cerca de 5,7% da demanda do país será suprida por este tipo de geração até o ano de 2050, com tendência de crescimento contínuo (EPE, 2014).

O estímulo por fontes energéticas renováveis e os avanços tecnológicos têm contribuído para que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) priorize a implantação da geração distribuída no Brasil, cuja regulamentação é descrita no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST). Até 2015, a participação das energias renováveis na matriz energética brasileira foi conforme mostrada na Figura 1:1.

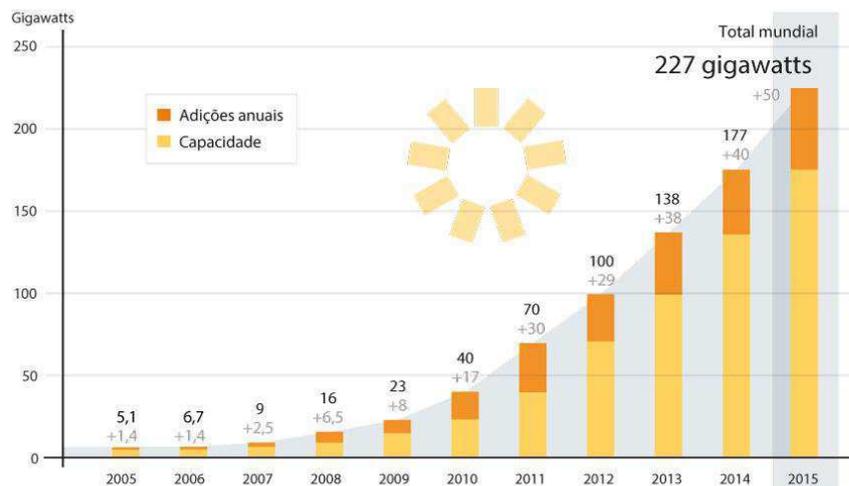
Dentre as energias renováveis, a energia solar do tipo fotovoltaica (ou seja, a energia obtida por meio da conversão direta da luz em eletricidade) foi sem dúvida, a que mais cresceu. Conforme REN21 (2015), os sistemas fotovoltaicos existentes no mundo, somavam uma potência instalada de cerca de 100 GW no ano de 2012. No ano seguinte, esse número passou a ser de 139 GW, sendo 12,9 GW apenas na China, um dos maiores produtores desse tipo de energia, juntamente com Alemanha, Itália, Estados Unidos e Japão. Em 2014, a potência instalada de energia fotovoltaica foi de cerca de 177 GW e em 2015, 227 GW (Figura 1.2).

Figura 1:1: Matriz energética brasileira.



Fonte: EPE (2016).

Figura 1:2: Capacidade mundial e adições anuais de energia solar do tipo fotovoltaica.

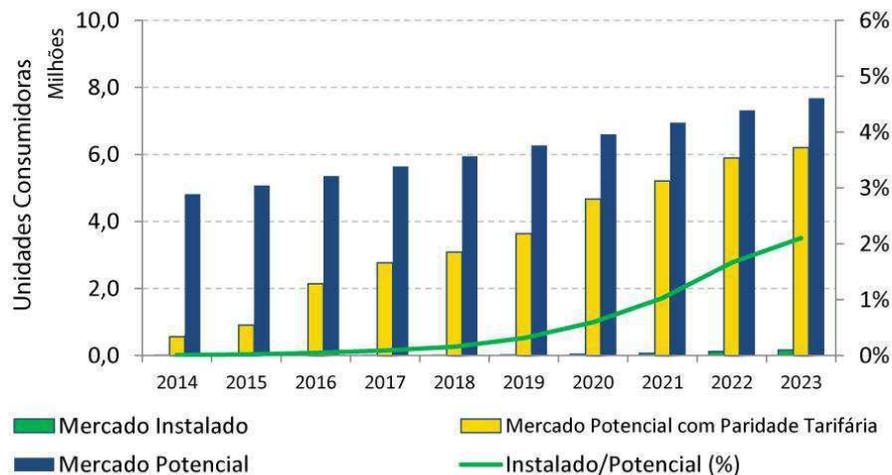


Fonte: REN (2016).

O Brasil vem seguindo essa tendência mundial e segundo a EPE (2014), estima-se que até 2023, o mercado de sistemas fotovoltaicos para consumidores residenciais com consumo superior a 400 kWh/mês e comerciais (sem restrição à nível de consumo) aumente em cerca de 80%. Esse é um mercado promissor, pois além do país possuir, por conta da sua localização geográfica, uma fonte inesgotável do principal insumo (alto índice de incidência solar), também dispõe da matéria prima essencial para a produção do silício utilizado na fabricação das células fotovoltaicas. A evolução do mercado de sistema fotovoltaico no Brasil é apresentada na Figura 1.3.

Em termos históricos, um fato de destaque se deu em outubro de 2014, quando um leilão incluiu a energia fotovoltaica na matriz energética brasileira. Esse fato, aliado à redução dos impostos para produção das placas fotovoltaicas em solo brasileiro e do custo de instalação do sistema pelo consumidor em geral, permitiu que mais consumidores pudessem se tornar microgeradores de sua própria energia (QUANTUM, 2016).

Figura 1:3: Evolução do mercado de sistema fotovoltaico no Brasil.



Fonte: REN (2016).

1.1 Motivação

Segundo FANG-ZONG *et al.* (2011), a conexão de geradores no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) provoca vários impactos no sistema, dentre os quais destacam-se as variações no perfil de tensão, no fluxo de carga e nas perdas elétricas. Tais impactos estão intimamente relacionados com a localização e a capacidade da geração distribuída. Segundo SEDIGHIZADEH & REZAZADEH (2008), o posicionamento dos geradores constitui um ponto crucial, visto que a instalação dos geradores em locais e com capacidade inadequados, pode provocar aumento das perdas de energia e conseqüentemente, nos custos das concessionárias.

Análise do estado da arte mostrou que esse é um tema importante e atualíssimo e que vem sendo tratado como um problema de otimização. Nesse contexto, vários métodos vêm sendo propostos para solucionar esse tipo de problema, inclusive quando se considera a geração distribuída do tipo fotovoltaica. Um fato importante observado foi que, até o momento, não se encontrou na literatura especializada trabalhos considerando o insumo (irradiação) e a temperatura local com valores distintos para cada barra. Esta constituiu então, a motivação principal da pesquisa desenvolvida nesta dissertação, isto é: desenvolver um algoritmo que aloque fontes fotovoltaicas em locais ótimos em um SDEE, considerando valores de irradiação e de temperatura distintos em cada barra do sistema. Para resolver o problema, selecionou-se o método de otimização heurística *Particle Swarm Optimization* (PSO).

1.2 Objetivos e Contribuição

Esta dissertação de mestrado teve como:

- Objetivo geral: propor um algoritmo de enxame de partículas para determinar os locais ótimos de instalação de geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição.
- Objetivos específicos:
 - Realizar estudo referente aos métodos de otimização para alocação ótima de geradores fotovoltaicos;
 - Estudar o problema de alocação das fontes fotovoltaicas, levando em consideração o mapa de irradiação e a temperatura local;
 - Gerar valores de irradiação e de temperatura para cada barra do sistema-teste;
 - Estudar e adaptar o método PSO ao problema.

Como contribuição principal da pesquisa realizada pressupõe-se que se desenvolveu um algoritmo capaz de realizar a instalação ótima de fontes fotovoltaicas em SDEE, considerando valores de irradiação e de temperatura distintos em cada barra do sistema.

1.3 Organização da Dissertação

A dissertação foi organizada em 06 (seis) capítulos, incluindo este capítulo introdutório, conforme a seguir.

- Capítulo 2: apresentação da fundamentação teórica referente aos assuntos principais requeridos para o desenvolvimento da pesquisa, que foram: geração distribuída, fontes fotovoltaicas, fluxo de carga e o método de otimização.
- Capítulo 3: apresentação da revisão bibliográfica sobre o assunto, destacando os trabalhos mais relevantes para o desenvolvimento da pesquisa.
- Capítulo 4: apresentação da metodologia utilizada na pesquisa e do algoritmo proposto.
- Capítulo 5: apresentação e discussão dos resultados obtidos.
- Capítulo 6: apresentação das conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

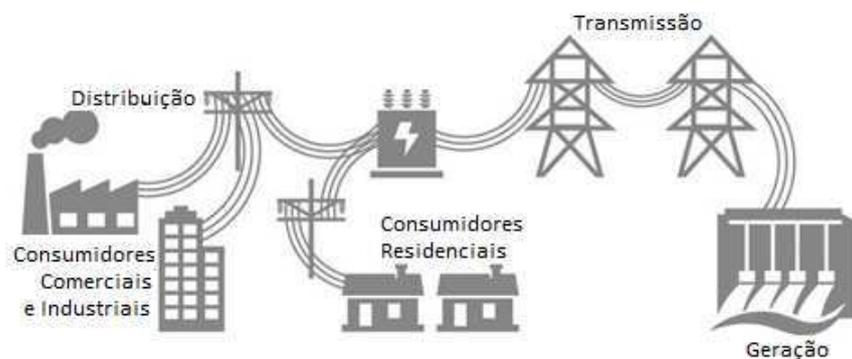
2 Fundamentação Teórica

Este capítulo apresenta uma síntese dos temas mais importantes para a elaboração desta dissertação. Inicialmente, apresenta-se um breve resumo sobre os temas: sistemas de distribuição de energia elétrica, geração distribuída e sistema fotovoltaico, seguido dos fundamentos matemáticos dos métodos de fluxo de carga e de otimização selecionados.

2.1 O Sistema de Distribuição Elétrica

O sistema elétrico de potência (SEP) é constituído por quatro grandes áreas: geração, transmissão, distribuição e utilização (Figura 2:1), as quais são divididas de acordo com seu nível de tensão, potência e comprimento das linhas. O SEP tem como objetivo fornecer energia elétrica com qualidade, segurança e confiabilidade para o consumidor final.

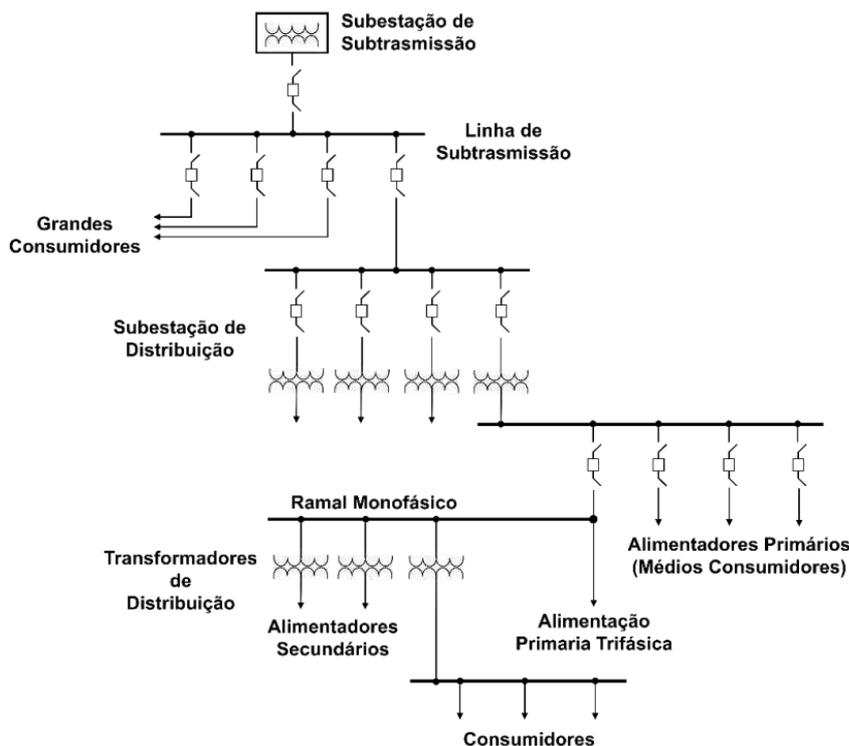
Figura 2:1: Diagrama esquemático do SEP.



Fonte: ENERGYPRO (2016).

A área denominada “distribuição” refere-se ao sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) propriamente dito, o qual é composto pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e igual ou inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV) (ANEEL, 2016). O SDEE é dividido em subgrupos, conforme a seguir (Figura 2:2) (SOUZA, 1997; ABRADDEE, 2016):

Figura 2:2: Diagrama unifilar de um SDEE típico.



Fonte: OLIVEIRA (2016).

- **Subtransmissão:** constituído pelas linhas que operam com tensão entre 69 kV e 138 kV, conectando as subestações de transmissão às subestações do SDEE. São linhas trifásicas a três condutores.
- **Distribuição primária:** conecta as subestações do SDEE aos equipamentos dos consumidores finais. São linhas de média tensão entre 2,3 kV e 44 kV, compostas por três fios condutores aéreos instalados em postes de concreto, facilmente visualizadas em ruas e avenidas das cidades. Usualmente, as linhas desse subsistema são denominadas de alimentadores primários. Os consumidores industriais e comerciais são normalmente supridos por esse subsistema.
- **Distribuição secundária:** são as conhecidas “redes de baixa tensão”, cujos níveis de tensão podem variar entre 110 e 440 V. É responsável por conduzir a energia elétrica até as residências ou estabelecimentos de pequeno porte por meio dos ramais de ligação.

2.2 Geração Distribuída

A análise da bibliografia especializada mostrou que existem várias definições para o termo geração distribuída (GD). Resumidamente, GD pode ser definida como sendo a geração de energia de pequena escala, micro ou minigeração, composta por várias fontes renováveis (energia hidráulica, eólica, biomassa e solar), podendo ser instalada por um consumidor de forma isolada, utilizando bancos de baterias, ou conectada ao SDEE. Conforme a Resolução Normativa ANEEL N° 482/2012, o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica e fornecer o excedente para o SDEE de sua localidade. Na prática, a meta é que a GD alie economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade.

No contexto da GD, a capacidade de geração é um item importante, que segundo a ANEEL (2016) é classificada conforme a seguir:

- Micro Geração: até 75 kW (consumidores residenciais e industriais);
- Mini Geração: acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para fontes hídricas);
- Usina: acima de 5 MW.

Dentre os muitos benefícios que a GD pode trazer ao sistema, destacam-se (MATOS *et al.*, 2013; GUEDES, 2013):

- Redução das perdas ativas e reativas nas linhas de transmissão e de distribuição, o que proporciona maior estabilidade ao sistema;
- Melhoria no perfil de tensão do sistema;
- Melhoria na qualidade da energia;
- Redução de investimentos em infraestrutura;
- Maior modularidade e tempo de implantação reduzido;
- Redução do carregamento do sistema;
- Baixo impacto ambiental.

Apesar das diversas vantagens, a presença de geradores distribuídos em um SDEE pode provocar alguns problemas, como por exemplo (PAIVA, 2006; RODRIGUES, 2006):

- Alteração da configuração original do sistema (perda de radialidade);
- Fluxo bidirecional nas linhas;
- Impactos no sistema de proteção;
- Maior complexidade no planejamento e na operação do sistema;
- Impactos na operação e controle do SDEE.

2.3 Sistema Solar Fotovoltaico

Dentre os vários tipos de fontes renováveis, o emprego da energia solar é sem dúvida, uma das mais importantes. O termo energia solar é um termo genérico que se refere à energia proveniente da luz e do calor do sol. Essa energia pode ser usada através de diversas tecnologias, como por exemplo: energia solar fotovoltaica, energia heliotérmica, aquecimento solar, etc. No contexto mundial, a energia solar do tipo fotovoltaica tem ocupado papel de destaque (CARVALHO, 2012).

A grande disponibilidade de recurso energético solar e a posição geográfica favorável do Brasil tem favorecido a exploração da energia solar fotovoltaica, visando sobretudo redução dos impactos ambientais, além de representar uma alternativa importante para a micro e minigeração distribuída conectada ao SDEE (SOUSA *et al*, 2012), apresentar baixo impacto ambiental e produzir energia por meio de uma fonte renovável e silenciosa.

Os geradores fotovoltaicos são geradores de potência ativa que, quando instalados, podem reduzir as perdas de potência do sistema. A contribuição efetiva de cada unidade geradora para redução das perdas depende da sua capacidade e também da incidência de energia solar no local de instalação. Nos estudos relacionados com energia solar, os parâmetros abaixo são considerados uns dos mais importantes (SCHOFFEL, 2017):

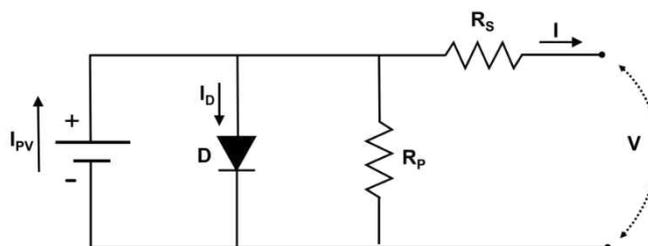
- Radiação: processo de transferência de energia entre dois corpos (propaga raios solares).
- Densidade de fluxo de radiação: quantidade de energia radiante que passa através de um certo plano na unidade de tempo e de área, compreendendo as radiações vindas de todas as direções.
- Irradiância: densidade de fluxo de radiação solar, ou seja, quantidade de energia radiante por unidade de área.
- Irradiação: irradiância integrada em um intervalo de tempo (hora ou dia), e sua unidade é dada em *watt* hora por metro quadrado (Wh/m^2), podendo variar conforme o ângulo de incidência dos raios solares (SENTELHAS e ANGELOCCI, 2016).

A conversão da irradiação solar em energia elétrica por meio dos módulos fotovoltaicos constitui atualmente, uma das mais promissoras técnicas de geração de energia elétrica, devido às seguintes características:

- Baixo impacto ambiental;
- Alta confiabilidade;
- Energia silenciosa;
- Baixo índice de manutenção;
- Pode ser instalada junto ao ponto de consumo;
- Sistema em módulos (facilita ampliação e redução da quantidade de módulo).

O sistema fotovoltaico é composto por um conjunto de painéis fotovoltaicos, sendo cada painel constituído de uma associação em série e/ou paralelo de células fotovoltaicas. O circuito equivalente típico de uma célula fotovoltaica é constituído por: i) fonte de corrente representando o efeito fotovoltaico; ii) resistência que representa as perdas; iii) resistência interna do material que representa a corrente de fuga devido às perdas; iv) diodo; v) corrente e tensão de saída da célula fotovoltaica (Figura 2:3).

Figura 2:3: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica típica.



Fonte: OLIVEIRA (2016).

Sendo:

I = corrente;

I_{PV} = fonte de corrente fotogerada;

I_D = corrente drenada pelo diodo;

R_P = resistência em paralelo com o diodo;

R_S = resistência em série;

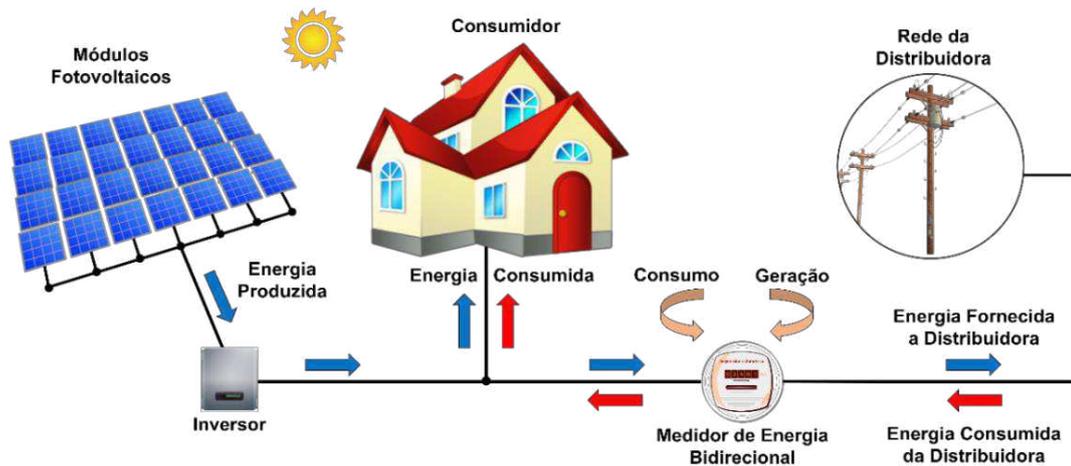
V = tensão de saída.

Os sistemas fotovoltaicos conectados ao SDEE devem estar aptos a gerar energia elétrica sempre que irradiância solar incidindo sobre um arranjo fotovoltaico vir a ocorrer. Tais sistemas constituem a geração distribuída do tipo fotovoltaica, cujos componentes principais são as células ou módulos fotovoltaicos e os inversores de corrente. Nesse sistema, após a geração, a energia que não for consumida passa pelo medidor de energia bidirecional, a qual é injetada no SDEE logo em seguida (Figura 2:4).

A Resolução Normativa Nº 482/2012 da ANEEL e os módulos do PRODIST estabelecem os procedimentos de instalação das unidades geradoras fotovoltaicas e o modo como a compensação de energia é realizada ao consumidor (Resolução Normativa 414/2010). Segundo a Norma NBR 10899:

- O módulo fotovoltaico é a unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica.
- O regulador realiza o controle do fluxo de energia entre o gerador e a carga e o inversor, sendo responsável pelo sincronismo da corrente contínua (CC) gerada pelo módulo fotovoltaico e a corrente alternada (CA).

Figura 2:4:Esquema ilustrativo de um sistema solar fotovoltaico conectado ao SDEE.



Fonte: OLIVEIRA (2016).

2.4 Fluxo de Carga

O cálculo de fluxo de carga de um SDEE constitui uma etapa básica de qualquer estudo da área de SEP. A literatura especializada apresenta vários métodos para cálculo de fluxo de carga, sendo os mais difundidos os métodos aplicados aos sistemas de transmissão de energia elétrica, que são os métodos de Newton Raphson (NR) e Gauss-Seidel (GS). Devido às características próprias inerentes ao SDEE (topologia tipicamente radial e razão R/X alta), esses métodos apresentam em muitos casos, problemas de convergência. Desta forma, métodos considerando as características específicas dos SDEE têm sido propostos, dentre os quais se destacam: o método da soma de potência (BROADWATER, 1988), o método da escada (MACEDO, 1994) e o método da soma de correntes (SHIRMOHAMMADI, 1988), este último selecionado para pesquisa.

O método da soma de correntes (MSI) é um método de fluxo de carga do tipo varredura aplicado a SDEE com configuração radial, que dispensa a representação matricial do sistema. Esse método foi desenvolvido por SHIRMOHAMMADI *et al.* (1988) e aprimorado por CHENG & SHIRMOHAMMADI (1995) & KERSTING (2002). Resumidamente, as etapas do processo de varredura são conforme o algoritmo apresentado a seguir.

Algoritmo - MSI

1. Leitura dos dados (demandas e parâmetros das linhas);
2. Inicialização do contador de iterações;
3. Escolha do valor das tensões nas barras (V_m). Geralmente, assumem-se valores iguais ao valor da tensão da subestação;
4. Cálculo das correntes das cargas: Equação (2.1);
5. Execução do processo *Backward Sweep*: Equação (2.2);
6. Execução do processo *Forward Sweep*: Equação (2.3);
7. Encerramento do processo através da análise dos critérios de parada.

Inicialmente se supõe que as tensões de todas as barras sejam iguais à tensão da barra da subestação. A seguir, com os valores das correntes dos ramos calculados na etapa 4, os valores das tensões nodais são atualizados a partir da subestação. O procedimento é repetido até ser atingida a convergência (SHIMOHAMMADI *et al.*, 1988). As etapas 4, 5, 6 são descritas detalhadamente em seguida.

Equação (2.1): cálculo das correntes das cargas:

$$I_k = \frac{S_k}{V_k}. \quad (2.1)$$

Sendo as três variáveis referentes à mesma barra k :

- I_k : corrente da carga;
- S_k : potência da carga;
- V_k : módulo da tensão.

Equação (2.2): cálculo das correntes dos trechos, partindo das barras terminais até a subestação:

$$I_{km} = I_m + \sum_{j \in \nabla_m} I_{mj}. \quad (2.2)$$

Sendo:

- I_{km} : corrente do trecho km .
- I_m : corrente da carga na barra m .
- ∇_m : conjunto de barras derivadas na barra m .

Ao término desta etapa, as correntes de todos os trechos do sistema estão determinadas. Esta etapa é denominada de *Backward Sweep*.

Equação 2.3: cálculo da tensão das barras (ou atualização das tensões), iniciando da subestação até as barras terminais:

$$V_m = V_k + Z_{km}I_{km} \quad (2.3)$$

Sendo:

V_m : tensão na barra m .

V_k : tensão na barra k .

Z_{km} : impedância do trecho km .

Esta etapa é denominada de *Forward Sweep*.

Após execução do processo de varredura do sistema, recalculam-se as novas correntes solicitadas pelas cargas das respectivas barras, utilizando-se as novas tensões das barras e assim, sucessivamente. Esse processo se repete até que algum critério de parada seja satisfeito, como por exemplo, um determinado número de iterações consecutivas seja menor que uma tolerância pré-determinada.

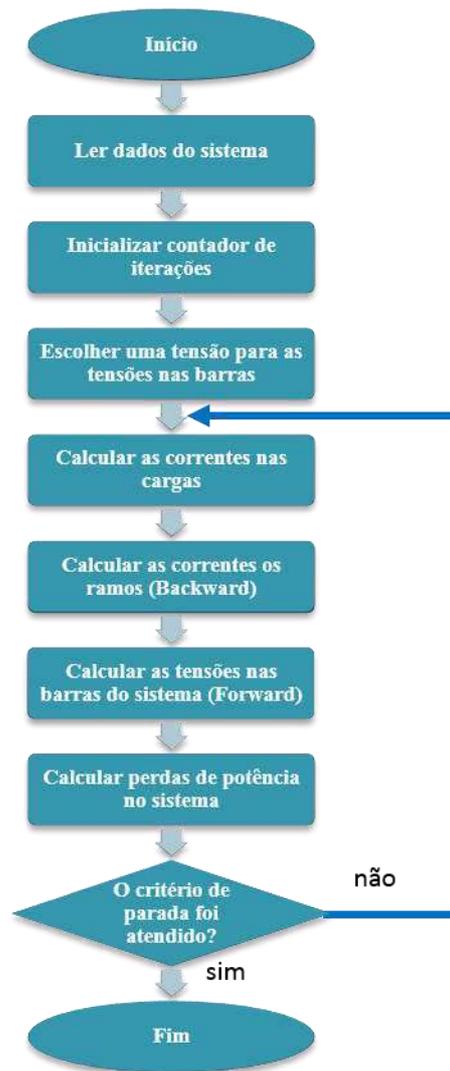
Resumidamente, o MSI é computado conforme o fluxograma apresentado na Figura 2.5 e como se vê, o MSI computa ainda as perdas nas linhas. Conforme SOUZA (1997), as perdas nos SEP correspondem ao total das perdas nos seus vários componentes: transformadores de força, linhas de transmissão e subtransmissão, alimentadores primários, transformadores de distribuição, sistema secundário, medidores e equipamentos auxiliares. As perdas nos SDEE são classificadas em:

- Perdas técnicas: correspondem à demanda ou energia perdida por efeitos inerentes ao processo de transporte e de transformação da energia elétrica (efeito Joule), e portanto, não entregue ao consumo. São perdas que não podem ser eliminadas do sistema, mas algumas ações podem reduzir essas perdas.
- Perdas não técnicas: correspondem à diferença entre as perdas técnicas e as perdas totais. Esse tipo de perda relaciona-se à gestão comercial da distribuidora (ANEEL, 2016).

As perdas nos SDEE de média tensão e baixa tensão, nos quais estão inclusos os ramais de ligação, são calculadas via método de fluxo de carga. Na prática, o cálculo das perdas técnicas correlaciona-se com o sistema de medição, que no Brasil é realizada por medidores

eletrônicos que fazem a coleta a cada 15 minutos. Conforme a literatura especializada, a localização ótima da GD tem contribuição efetiva no processo de redução das perdas no SDEE e para isso, métodos de otimização são requeridos, dentre os quais, selecionou-se nesta pesquisa, o método de otimização por enxame de partículas.

Figura 2:5: Fluxograma do método MSI.



Fonte: Autoria Própria.

2.5 Método PSO

O método de otimização por enxame de partículas também denominado método PSO (*Particle Swarm Optimization*), foi proposto por James Kennedy e Russel Eberhart em 1995, que se inspiraram no comportamento social dos animais como, as aves, insetos e peixes

(KENNEDY & EBERHART, 1995), sendo, portanto, uma técnica metaheurística inspirada na natureza. Alguns autores consideram o método PSO como uma técnica de computação evolutiva, ou seja: inicia-se com uma população de soluções aleatórias, que vão evoluindo a cada expedição na expectativa de se alcançar uma boa aproximação da solução ótima global ao final do processo. As técnicas de computação evolutiva são baseadas em mecanismos biológicos, que visam solucionar problemas de otimização combinatória (CARACIOLO, 2008).

No método PSO, as soluções são chamadas de partículas, as quais se deslocam por meio do espaço de busca do problema fazendo uso de duas informações, em forma vetorial: a localização encontrada pelo próprio indivíduo P_{best} e a localização dos vizinhos do enxame G_{best} (vetor utilizado para atualizar a posição do ajuste de seu deslocamento). A posição e a velocidade de cada partícula são atualizadas a cada iteração, sendo que as partículas com a melhor posição (soluções que correspondem a melhores valores da função objetivo) continuam na próxima iteração até o enxame convergir por completo (MEDEIROS *et al.*, 2012; NASCIMENTO *et al.*, 2012).

Inicialmente, os pássaros se locomovem com um passo pequeno. Esse passo pode ser modificado por meio dos parâmetros cognitivo (Φ_1) e social (Φ_2), que dependem da aplicação. Esses parâmetros, também chamados na literatura de “parâmetros de confiança”, indicam a importância do caráter social ou cognitivo do enxame. Altos valores atribuídos a Φ_1 indicam que o algoritmo dará mais importância ao conhecimento individual da partícula (P_{best}). Por outro lado, altos valores atribuídos a Φ_2 indicam que o conhecimento global (G_{best}) do enxame tem maior importância no algoritmo. Na literatura, tem se adotado para a resolução de grande parte dos problemas, valores semelhantes para Φ_1 e Φ_2 , com isso, a atualização da velocidade sofrerá influência de forma equivalente, tanto do conhecimento individual da partícula quanto do conhecimento do enxame, porém o ideal é que a soma das duas taxas sejam ≤ 4 (RUSS *et al.*, 2000).

O fator *rand* é um componente aleatório no intervalo (0,1) aplicado a n -ésima partícula, sendo responsável por uma busca natural, durante o processo de otimização. Os indivíduos possuem experiências próprias e como vivem em ambiente social, conseguem absorver o comportamento de cada vizinho. Durante o processo, as informações sobre os melhores lugares visitados são guardadas em memória, para serem usadas nas iterações posteriores.

Como resultado, a solução ótima depende das decisões tomadas em função do passado do indivíduo e do desempenho dos seus vizinhos.

Matematicamente, o cálculo da velocidade e da posição das partículas é descrito conforme a seguir:

$$V_i^{(k+1)} = \underbrace{wV_i^{(k)}}_{\text{Velocidade}} + \underbrace{\Phi_1 \text{rand}() (Pbest_i^{(k)} - X_i^{(k)})}_{C_{Cog}} + \underbrace{\Phi_2 \text{rand}() (Gbest_i^{(k)} - X_i^{(k)})}_{C_{Soc}}. \quad (2.4)$$

Após o cálculo da velocidade, sua posição atual é atualizada conforme Equação (2.5):

$$X_i^{(k+1)} = X_i^k + V_i^{(k+1)}. \quad (2.5)$$

Sendo:

V_i^k : velocidade da partícula na iteração k ;

V_i^{k+1} : velocidade da partícula na iteração $k+1$.

X_i^k : posição da partícula na iteração k ;

X_i^{k+1} : posição da partícula na iteração $k+1$;

ω : peso (parâmetro da inércia);

Φ_1 : parâmetro cognitivo (experiência própria);

Φ_2 : parâmetro social (experiência do enxame);

rand: números aleatórios no intervalo $[0,1]$.

Pbest: melhor posição encontrada para a n -ésima partícula i ;

Gbest: melhor posição encontrada para o grupo até o momento;

C_{Cog} : componente cognitivo;

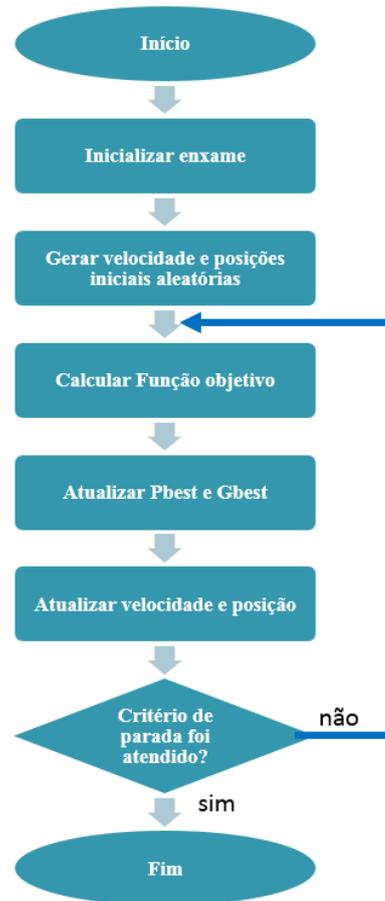
C_{Soc} : componente social;

i : índice de partícula;

k : instante atual.

Resumidamente, as etapas do método PSO são descritas no fluxograma da Figura 2.6.

Figura 2:6: Fluxograma do método PSO original.



Fonte: Autoria Própria.

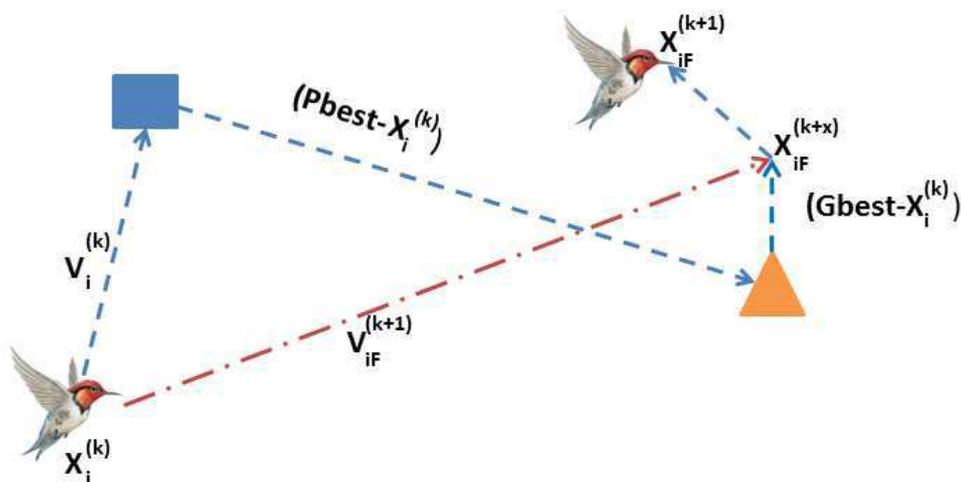
A versão do método PSO utilizada nesta dissertação, baseou-se no movimento coletivo dos pássaros em busca de comida, cujos movimentos dependem de variáveis preestabelecidas no espaço de busca. Cada pássaro tem um vetor velocidade (V) que atualiza o vetor posição (X), em comunicação uns com os outros, por meio de um processo chamado de topologia global. Nessa topologia, o enxame está organizado em formato de estrela e todas as partículas estão conectadas entre si. Esta topologia utiliza o mecanismo de vizinhança global, também denominado de *Gbest* para a troca de informação.

O método PSO tem posições de movimentação referentes às variáveis preestabelecidas, ou seja, nesse espaço de busca existem pontos predefinidos, em que os pássaros podem estar localizados ou para os quais podem se deslocar. O processo é o mesmo para indivíduos diferentes: pássaros, abelhas, gafanhotos, insetos voadores e outros. Por isso, é usual o termo “partícula” em substituição a qualquer tipo de indivíduo em particular. Com isso, a cada iteração as partículas têm seus parâmetros atualizados, indicando uma possível solução para o problema de otimização. A velocidade é o parâmetro responsável em fazer com que a partícula se desloque para uma região mais promissora, pois o vetor está sempre em busca de uma melhor solução.

Nesta dissertação:

- Desconsiderou-se o fator inércia (w), considerada uma das primeiras modificações realizadas no algoritmo do método original, visando aumento da velocidade de convergência, ou seja, aumento da rapidez com que as partículas encontram a solução ótima.
- Implementou-se uma modificação no método em relação à posição da partícula, conforme a seguir. Logo após o cálculo da velocidade, o método atualiza a posição atual da partícula $X_i^{(k)}$ para um ponto fixo $X_{iF}^{(k+x)}$, que será realocada para o ponto fixo mais próximo $X_{iF}^{(k+1)}$, o qual relaciona-se com os valores dos pontos do espaço de busca pré-estabelecido (Figura 2.7).

Figura 2.7: Espaço de busca do método PSO modificado.



Fonte: Autoria Própria.

O vetor velocidade passa então, a ser computado conforme Equação (2.6):

$$\begin{aligned}
 V_i^{(k+1)} = & \underbrace{V_i^{(k)}}_{\text{Velocidade}} + \underbrace{\Phi_1 \text{rand}() (Pbest_i^{(k)} - X_i^{(k)})}_{C_{Cog}} \\
 & + \underbrace{\Phi_2 \text{rand}() (Gbest_i^{(k)} - X_i^{(k)})}_{C_{Soc}}.
 \end{aligned} \tag{2.6}$$

Após a atualização da velocidade da partícula, sua posição atual é atualizada conforme Equação (2.7):

$$X_{iF}^{(k+x)} = X_i^{(k)} + V_i^{(k+1)} \tag{2.7}$$

$$X_{iF}^{(k+x)} \rightarrow X_{iF}^{(k+1)}. \tag{2.8}$$

Para finalizar, corrobora-se a fala de KENNEDY & EBERHART (1995): o método PSO compreende um conceito que requer apenas operadores matemáticos primitivos.

3 Revisão Bibliográfica

Os métodos de otimização heurísticos foram desenvolvidos na década de 50 e visam simular os fenômenos biológicos através do uso de algoritmos exploratórios. Dadas às suas características aleatórias, eles vêm sendo largamente utilizados na simulação de muitos processos, da evolução das espécies até o comportamento social dos animais. Na prática, a solução ótima de um problema nem sempre é o alvo dos métodos heurísticos, mas as melhores soluções possíveis.

Ao longo dos anos, vários métodos heurísticos vêm sendo desenvolvidos, dentre os quais destacam-se: Algoritmo Genético (AG), Ecolocalização de Morcegos (BE), *Particle Swarm Optimization* (PSO) e *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO). Para o desenvolvimento dessa pesquisa, um estudo concernente ao tema foi realizado, cujo resumo crítico dos trabalhos mais relevantes para o desenvolvimento desta pesquisa é apresentado a seguir.

3.1 Trabalhos Relevantes

GÓMEZ *et al.* (2010) propuseram o uso do método BPSO para encontrar a melhor localização e dimensionamento mais adequado de um gerador fotovoltaico. Na forma padrão, a localização das partículas e suas velocidades são estabelecidas com N comprimentos dos vetores binários. Segundo os autores, a inclusão de um fator de peso de inércia gerou uma versão aprimorada do método, o que foi feito usando um operador XOR para determinar o vetor posição a cada atualização da iteração, sendo essa probabilidade denominada “inercial”.

Como função *fitness* (ou função objetivo), os autores usaram o índice de rentabilidade, visto que a análise foi feita do ponto de vista do investidor. O estudo foi realizado na província de Jaén na Espanha e o mapa de localização foi dividido em parcelas iguais. Os autores utilizaram informações de irradiação solar de uma base de dados do *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS), que se limitou a área de pesquisa. O estudo levou em consideração a minimização dos impactos ambientais causados pela presença da fonte fotovoltaica.

Segundo os autores, o método proposto apresentou bom desempenho, esforço computacional baixo e convergiu em poucas iterações. O trabalho é interessante visto que aplicou um método estocástico a um sistema de características estocásticas (a radiação solar incidente na superfície terrestre tem natureza estocástica).

SOOKANANTA *et al.* (2010) propuseram o uso do método PSO para solucionar o problema de alocação ótima de geradores distribuídos em SDEE radiais. O trabalho teve como objetivo principal a redução das perdas totais. O método baseia-se na introdução de uma população, onde a cada interação, a posição e a velocidade das partículas são registradas e comparadas até encontrar a melhor solução local. Para realizar o estudo, os autores: i) selecionaram dois sistemas-testes: um SDEE radial de 10 barras e um SDEE radial com ramos laterais de 34 barras; ii) utilizaram para computar a função objetivo, um método de fluxo de carga e as perdas. Ao final, os autores concluíram que, apesar da simplicidade, o método é eficaz e conseguiu o seu intuito, ou seja, a minimização das perdas do sistema. O método convergiu em poucas iterações.

MOHAMMADI & NASAB (2011) propuseram o uso do método PSO para alocação de geradores distribuídos em SDEE radiais visando redução das perdas de energia e melhoria da confiabilidade do sistema. A localização ótima da GD constituiu a função objetivo. O trabalho foi dividido em duas partes: na primeira parte o propósito foi as perdas de energia e a segunda parte, o efeito da GD em relação à melhoria da confiabilidade. O método proposto foi simulado no sistema-teste IEEE 12-barras e os resultados são apresentados e comparados com diferentes abordagens disponíveis na literatura. Ao final, os autores concluíram que o método proposto obteve eficácia na solução e eficiência computacional.

ALVES *et al.* (2012) propuseram o uso do método AG para resolver o problema da quantidade e capacidade de alocação ótima de geradores distribuídos em SDEE. O trabalho teve como objetivo a redução das perdas de potência e de energia e a melhoria do perfil de tensão. Para realizar o estudo, os autores utilizaram um alimentador de 69 barras e modelaram um método de fluxo de carga para calcular as perdas de potência e de energia com a presença da GD. Para o cálculo das perdas de energia, todos os níveis de cargas foram analisados, enquanto que para o cálculo das perdas de potência, apenas durante o pico de demanda. O método avaliou a possibilidade de alocação da GD em todas as barras e considerou todos os níveis de carga, inclusive o crescimento da demanda.

ALI AREF (2012) apresentou uma formulação multiobjetivo via método PSO para alocação e dimensionamento dos recursos da GD nos SDEE, visando minimização dos custos das perdas de energia e melhoria do perfil de tensão. O método considerou as opções da instalação da GD e considerou um número maior de parâmetros significativos, como: redução das perdas, melhoria do perfil de tensão, os efeitos ambientais, o preço do combustível, a(s) instalação/exploração/despesas de manutenção e os custos de previsão de carga de cada barra. O método foi aplicado e simulado no sistema-teste IEEE 13-barras. Devido ao uso de muitos parâmetros, o método exigiu esforço computacional elevado. Os autores compararam o desempenho do método proposto com um método baseado em busca tabu e segundo eles, o método proposto apresentou desempenho superior, além de se adequar bem a alimentadores de grande porte. Ao final, a meta foi alcançada, ou seja: redução das perdas de energia e de potência e conseqüentemente, o aumento do lucro.

COELHO *et al.* (2013) propuseram o uso do método BE para solucionar o problema de alocação ótima de geradores distribuídos em SDEE. O trabalho teve como objetivos a redução das perdas ativas. Para realizar o estudo, os autores: i) utilizaram dois SDEE: um de 33 barras e outro de 69 barras; ii) implementaram um fluxo de carga ótimo. Segundo os autores, o método proposto é competitivo em relação aos métodos já propostos na literatura, convergindo mais rápido e obtendo maior redução de perdas. Apesar de ser um método proposto recentemente, apresentou bons resultados e tem característica para resolução de problemas complexos. Seu esforço computacional elevado é uma desvantagem.

BHUMKITTIPICH & PHUANGPORNPIKAK (2013) propuseram o uso do método PSO para alocação da GD em SDEE radiais para redução da perda de energia. O método proposto foi testado no sistema-teste IEEE 26-barras e conseguiu o seu intuito, ou seja, reduções da perda máxima de potência.

KAVITHA *et al.* (2014) propuseram o uso combinado dos métodos AG e PSO para resolver o problema de dimensionamento e alocação ótima de geradores distribuídos em SDEE. O trabalho teve como objetivos redução da perda de potência e da distorção harmônica total da tensão média do sistema de distribuição. Para realizar o estudo, os autores consideraram como função objetivo a minimização das perdas e das distorções harmônicas e utilizaram o sistema-teste IEEE 18-barras. O método foi dividido em duas etapas: a primeira aplicou o método AG para encontrar a localização ótima da GD e a segunda etapa, aplicou o método PSO para realizar o dimensionamento ótimo das unidades. Segundo os autores, o método proposto é

mais eficiente que o método baseado apenas no método AG, haja vista a redução significativa das perdas, além da melhoria dos níveis de tensão com a inserção da GD. Ao final, os autores observaram que a localização e o dimensionamento ótimos dos geradores distribuídos resultaram na redução da perda total e na distorção harmônica média do sistema de distribuição.

GHATAK & ACHARJEE (2016) propuseram um método de otimização de enxames de partículas exponenciais (EPSO) para otimizar o posicionamento e dimensionamento da GD, visando melhoria do perfil de tensão, custo da energia e redução das perdas, considerando o espaço de busca completo e reduzido. O método foi comparado com outras variantes do método PSO, como: otimização de enxames de partículas simples (SPSO) e otimização adaptativa de enxames de partículas (APSO). O melhor desempenho em termos de eficiência computacional e eficácia da solução foi obtido pelo método proposto. É importante destacar que os autores realizaram uma análise de desempenho somente nos locais de barramento fracos do sistema, o que restringiu o espaço de busca.

SOUZA (2016) apresentou um método de dimensionamento de painéis fotovoltaicos usando o uma versão modificada do método PSO, visando redução das perdas de energia e melhoria do perfil de tensão. A implementação foi feita no *software* PowerFactory[®] na linguagem de programação DIGSILENT. O método proposto foi validado no sistema-teste IEEE 13-barras e seu desempenho avaliado em sistema real. Os resultados mostraram que o método proposto fornece as dimensões dos módulos fotovoltaicos, melhorando o perfil de tensão e reduzindo as perdas de energia. No entanto, no trabalho não se considerou o insumo do local.

3.2 Síntese Bibliográfica

Uma síntese dos trabalhos analisados nesta seção são apresentados na Tabela 3.1, na qual destacaram os seguintes pontos: método de otimização, função objetivo e as principais características.

Os trabalhos avaliados tratam da inserção e localização da GD em SDEE, diferenciando o tipo da GD, a função *fitness* e o método de otimização utilizado. Como se pode constatar, a maioria dos trabalhos visa encontrar a barra ótima para alocação de GD, entretanto, nenhum

deles considerou o insumo e a temperatura com finalidade de redução das perdas. Esse, portanto, constitui, o diferencial deste trabalho.

Tabela 3.1: Síntese Bibliográfica.

| Referência | Método | Função Fitness | Características |
|---|--------|---|---|
| GÓMEZ <i>et al.</i> (2010) | BPSO | Índice de rentabilidade | <ul style="list-style-type: none"> • Esforço computacional baixo • Convergência rápida • Gerador distribuído fotovoltaico |
| SOOKANANTA <i>et al.</i> (2010) | PSO | Perdas | <ul style="list-style-type: none"> • Modelagem simples • Requer poucos parâmetros • Convergência rápida • Gerador distribuído convencional |
| MOHAMMADI & NASAB (2011) | PSO | Perdas de energia e confiabilidade do sistema | <ul style="list-style-type: none"> • Esforço computacional baixo • Convergência rápida • Gerador distribuído convencional |
| ALVES <i>et al.</i> (2012) | AG | Perdas e perfil de tensão | <ul style="list-style-type: none"> • Modelagem simples • Eficiência computacional • Gerador distribuído convencional |
| ALI AREF (2012) | PSO | Custos de perdas de energia perfil de tensão | <ul style="list-style-type: none"> • Requer muitos parâmetros • Esforço computacional elevado • Gerador distribuído convencional |
| COELHO <i>et al.</i> (2013) | BE | Perdas | <ul style="list-style-type: none"> • Esforço computacional elevado • Convergência rápida • Gerador distribuído convencional |
| BHUMKITTIPICH & PHUANGPORNPIKAK (2013) | PSO | Perdas de energia | <ul style="list-style-type: none"> • Convergência rápida • Esforço computacional elevado • Gerador distribuído convencional |
| KAVITHA <i>et al.</i> (2014) | AG+PSO | Perdas e estabilidade de tensão | <ul style="list-style-type: none"> • Convergência rápida • Precisão boa • Gerador distribuído convencional |
| GHATAK & ACHARJEE (2016) | EPSO | Perdas, perfil de tensão, custo de energia | <ul style="list-style-type: none"> • Esforço computacional baixo • Eficácia na solução • Gerador distribuído convencional |
| SOUZA <i>et al.</i> (2016) | PSO | Perdas, perfil de tensão e limite de potência | <ul style="list-style-type: none"> • Convergência rápida • Espaço de busca preestabelecido • Gerador distribuído convencional |
| ALGORITMO PROPOSTO | PSO | Perdas | <ul style="list-style-type: none"> • Convergência rápida • Espaço de busca preestabelecido • Gerador distribuído fotovoltaico. • Considera irradiação e temperatura local |

4 Metodologia

O problema analisado nesta dissertação configura-se como um problema de otimização combinatória, que conforme análise do estado da arte, pode ser resolvido via métodos heurísticos, os quais usualmente, fornecem soluções aproximadas da solução ótima. Resumidamente, o problema pode ser enunciado do seguinte modo:

Deseja-se estimar a localização ótima de três geradores fotovoltaicos em um SDEE, considerando potências distintas para os geradores e valores de irradiação e de temperatura distintos em cada barra do sistema, de modo que as perdas de potência totais no alimentador sejam mínimas.

Para resolver o problema, selecionou-se o método de otimização PSO e o método de fluxo de carga MSI. Para avaliar o algoritmo desenvolvido, selecionou-se como sistema-teste, um alimentador radial de 36 barras.

A modelagem computacional foi realizada nos *softwares*:

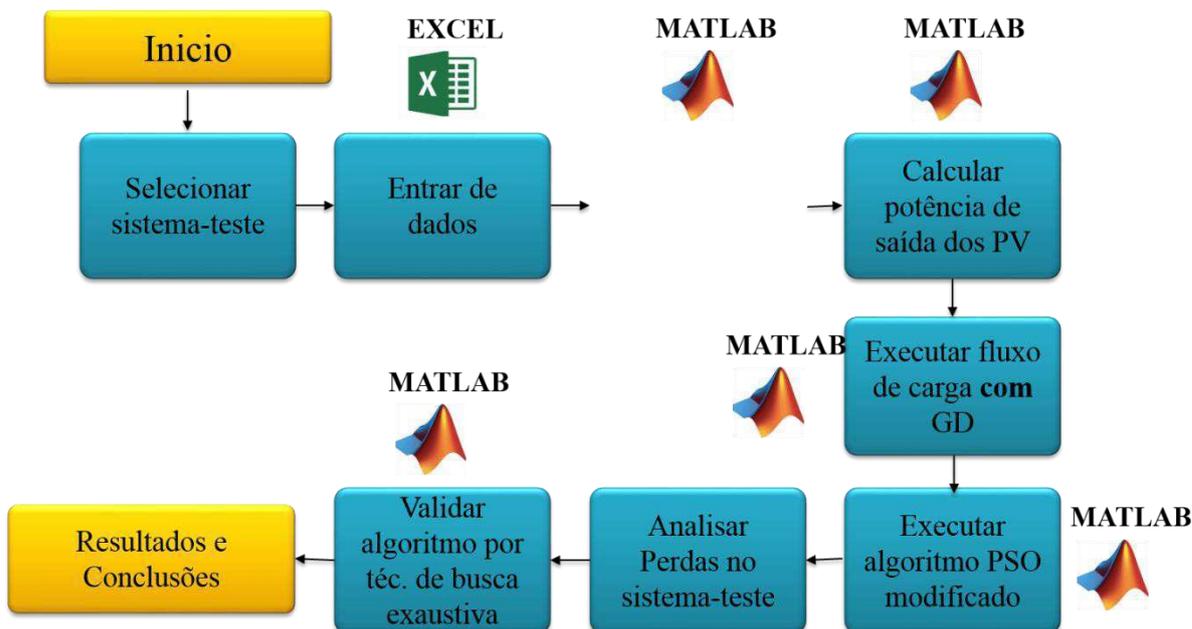
- Excel[®]: para criação da base de dados de carga, de irradiação e de temperatura, como também, na etapa de entrada de dados da rotina de otimização;
- Matlab[®]: para programação computacional dos métodos MSI e PSO.

O estudo realizado incluiu análises: i) das perdas ativas no sistema-teste, com e sem a presença dos geradores fotovoltaicos; ii) das três barras ótimas para alocação em cada cenário simulado.

Para cada iteração do algoritmo, a combinação dos geradores fotovoltaicos foi avaliada de modo a minimizar as perdas totais do alimentador. As barras cuja geração produziram a menor perda total, foram consideradas como barras ótimas. Ao final, os resultados foram apresentados na forma de gráficos e tabelas.

A metodologia desenvolvida para resolver o problema é apresentada no fluxograma da Figura 4:1 e detalhada a seguir.

Figura 4.1: Metodologia Proposta.



Fonte: Autoria Própria.

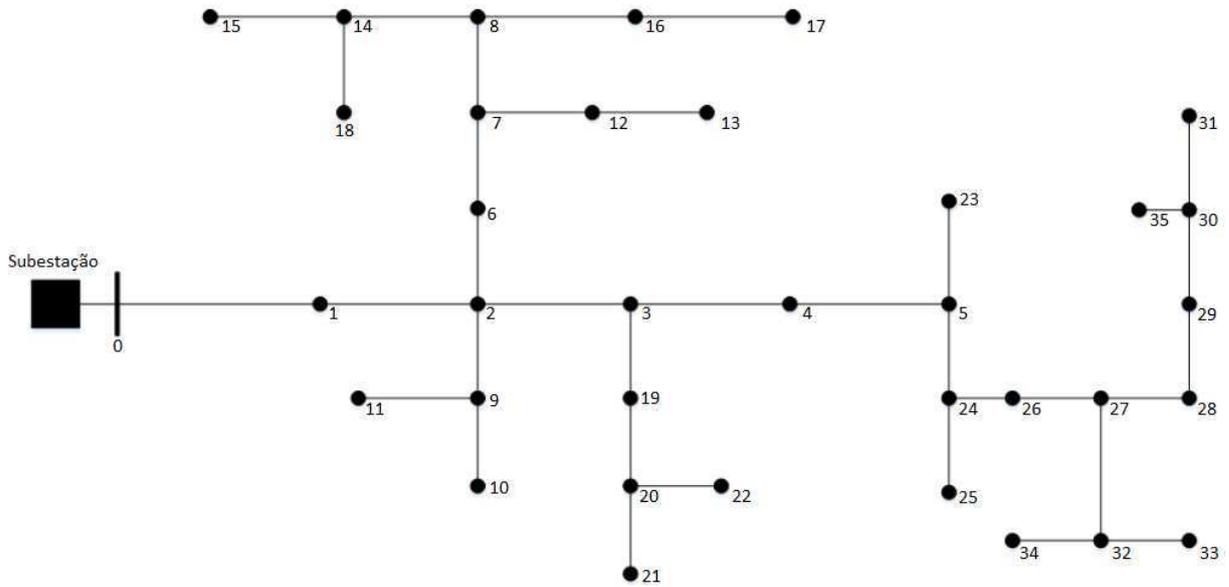
4.1 Sistema-Teste

O sistema-teste baseou-se no sistema proposto por SOUZA *et al.* (2006), que consiste em um alimentador de distribuição radial composto por 36-barras, com tensão nominal de 4,8 kV, potência ativa total de 3,55 MW e reativa de 1,21 MVar (Figura 4.2). As seguintes informações adicionais sobre o sistema-teste estão disponíveis no Anexo I desta dissertação:

- Dados das barras (tensão nominal);
- Dados das linhas (resistência, reatância);
- Dados das cargas (potências ativas e reativas);
- Dados dos painéis fotovoltaicos (irradiação, temperatura ambiente e temperatura do painel).

No sistema-teste, a subestação (ou barra infinita) está conectada à barra denominada de barra 0 (zero), *slack* ou de referência.

Figura 4:2: Sistema-Teste.



Fonte: Autoria Própria.

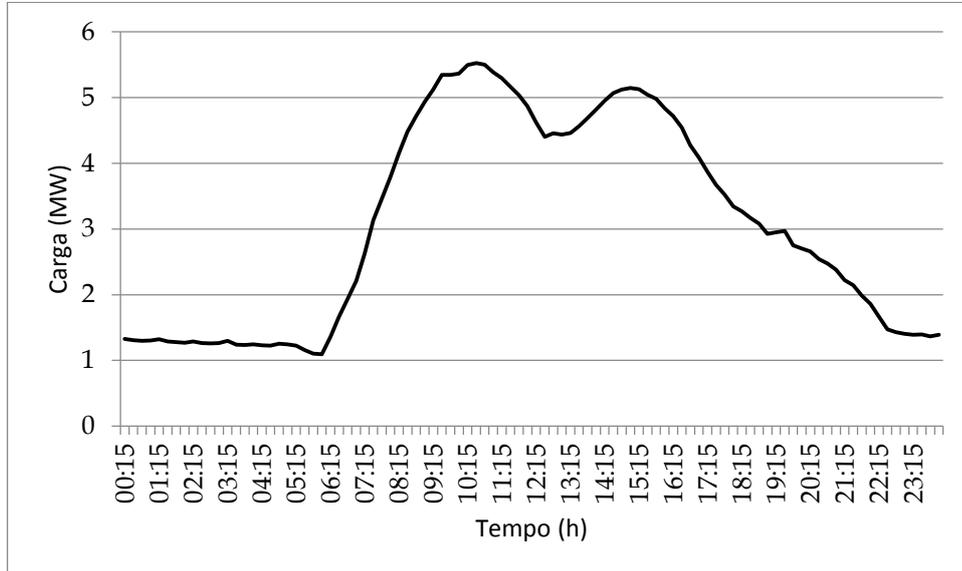
4.2 Geração da Base de Dados

O processo de geração da Base de Dados foi executado em duas etapas:

1. Geração dos valores de carga para cada barra do alimentador. Para isso, foram utilizados dados de cargas comerciais coletados a cada 15 minutos por medidores eletrônicos de um alimentador radial do estado da Paraíba, o que resultou em relatórios de curva de carga diários, mensais ou anuais, dependendo do intervalo de tempo considerado. Para análise dos dados, as barras de carga do alimentador foram modeladas considerando somente o valor da carga média. Visto que a curva de carga diária não é a mesma para todos os dias da semana, o procedimento adotado consistiu em selecionar um dia que representasse um dia útil típico e calcular a média do valor de carga por barramento. A curva de carga característica da subestação é apresentada na Figura 4:2.
2. Extração dos dados de irradiação e temperatura ambiente do painel fotovoltaico. As medições foram realizadas em um sistema fotovoltaico instalado no Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Maquinas (LEIAM) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Os dados gerados foram referentes ao período de outubro de 2015 a outubro de 2016. Ao final, a medição gera um relatório que intercala um

intervalo de 5 minutos ente os dados, porém para a pesquisa foram extraídos os valores a cada 15 minutos.

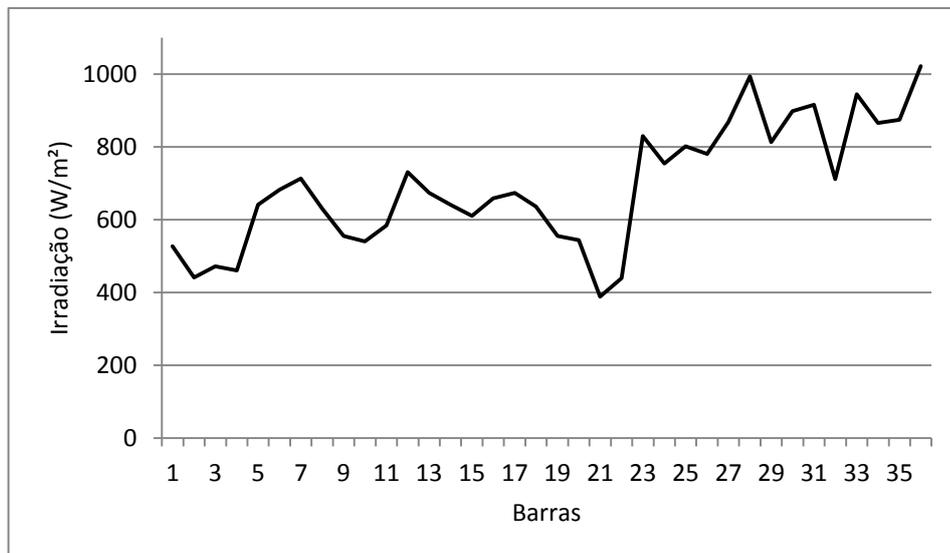
Figura 4:2: Curva de carga da subestação.



Fonte: Autoria Própria.

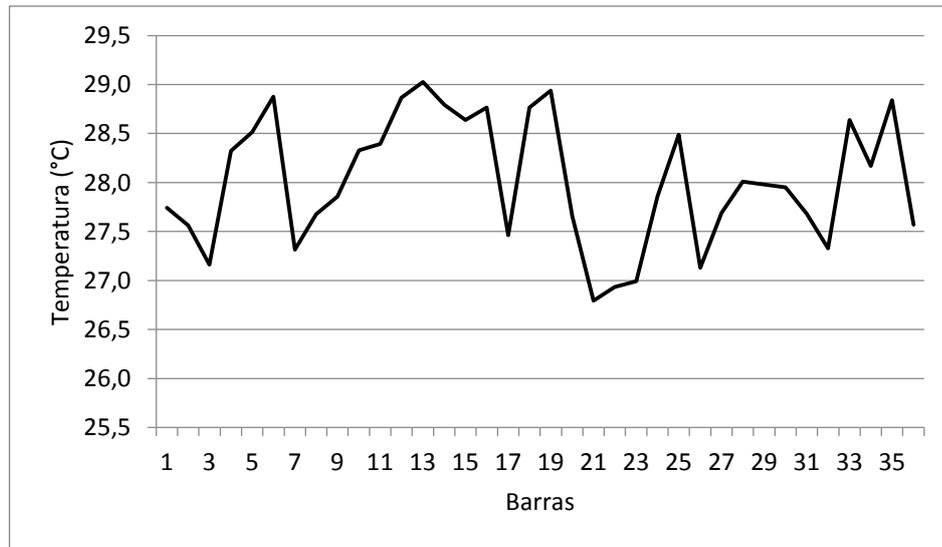
A partir de uma rotina no *software* Excel®, os dados foram tratados visando modelagem do valor médio de irradiação e de temperatura local por dia, em cada barramento. Esta etapa foi considerada muito importante, visto que o problema consistiu em alocar os geradores fotovoltaicos considerando a diferença do insumo e temperatura local. Os valores médios de irradiação por barra do alimentador são apresentados na Figura 4:3.

Figura 4:3: Valor médio de irradiação por barra.



Fonte: Autoria Própria

Figura 4:4: Valor médio de temperatura por barra.



Fonte: Autoria Própria.

Em seguida: i) os dados foram inseridos em uma planilha, que constituiu a entrada dos dados do algoritmo (disponível no Anexo I); ii) a construção da base de dados foi finalizada.

4.3 Cálculo da Potência dos Painéis Fotovoltaicos e das Perdas no Sistema

Nesta dissertação, a potência de saída do painel fotovoltaico foi computada através da fórmula proposta por Tang *et al.* (2014) para o modelo simplificado de um gerador fotovoltaico, conforme Equação (4.1):

$$P = P_{nom} \left(1 + k_p \Delta T \right) \frac{S_m}{S_{nom}}, \quad (4.1)$$

sendo:

P : potência gerada (W);

P_{nom} : potência nominal do painel já dimensionada (W);

k_p : 0,004 (coeficiente de temperatura, dado em %/°C);

ΔT : diferença entre a temperatura do painel e a nominal;

S_m : irradiação medida no módulo PV (W/m²);

S_{nom} : irradiação nominal (W/m²).

Para calcular a potência P , adotou-se:

- Potência nominal de cada gerador os seguintes valores: 80 kW, 100 kW e 120 kW.
- Irradiação nominal de 1000 W/m² (TANG *et al.*, 2014).

O cálculo da diferença da temperatura ambiente e temperatura do painel fotovoltaico foi calculado por:

$$\Delta T = T_{pv} - T_{amb}. \quad (4.2)$$

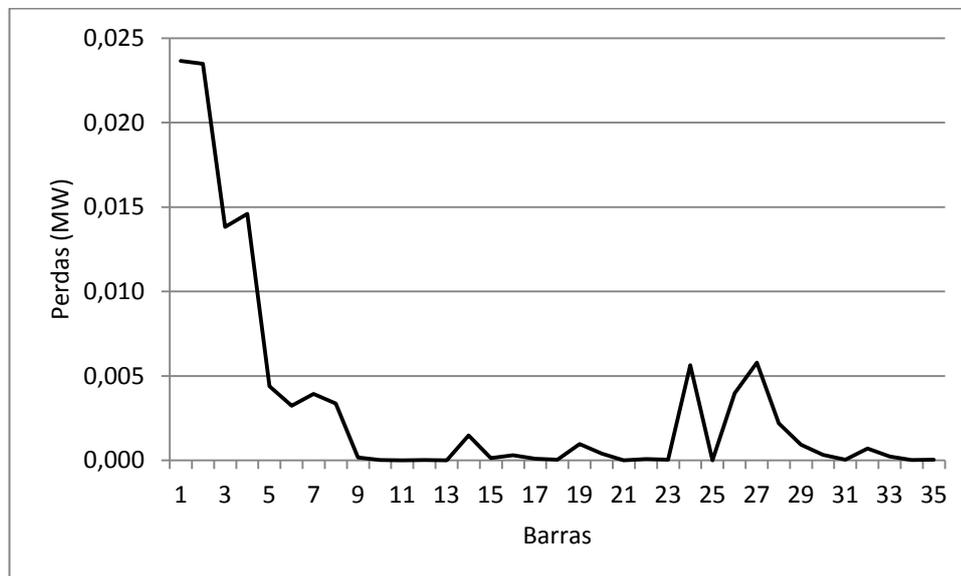
Sendo:

T_{pv} : Temperatura medida do PV (°C);

T_{amb} : Temperatura ambiente medida no local (°C).

O método escolhido para cálculo das perdas no sistema foi o método MSI, por apresentar boa convergência e robustez. A rotina computacional utilizada do método MSI é de autoria própria, cujo algoritmo foi implementado no *software* Matlab®, conforme fluxograma apresentado na Figura 2:5 e considerando o equivalente monofásico do sistema-teste. Na Figura 4:5 apresenta-se o gráfico das perdas estimadas.

Figura 4:5: Perdas de potência do sistema.



Fonte: Autoria Própria.

4.4 A Função Objetivo e as Restrições

A complexidade do problema tratado nesta dissertação exigiu a introdução das restrições enumeradas abaixo, as quais basearam-se nos trabalhos de GUERRICHE & BOUKTIR (2015) e NARA *et al.* (2001):

- Valores inteiros pré-estabelecidos de capacidade dos geradores fotovoltaicos para o sistema-teste de 36 barras (80 kW, 100 kW, 120 kW);
- Irradiação e temperatura distintas para cada barra do sistema;
- Um gerador fotovoltaico pode ser alocado em qualquer posição do sistema, exceto na subestação;
- O número máximo de geradores fotovoltaicos que podem ser instalados é fornecido;
- A capacidade total da instalação dos geradores fotovoltaicos é fornecida.

A função objetivo, F_{obj} , foi elaborada visando minimização das perdas de potência total no alimentador, o que requer o cálculo do fluxo de carga (MSI) antecipadamente, conforme Equação (4.3):

$$\text{Minimizar } \sum_{k=1}^{nb} PC_k, \quad (4.3)$$

sendo:

nb : número de barras;

PC_k : perdas ativas da barra k .

4.5 Algoritmo do PSO

A rotina do algoritmo do método PSO também é de autoria própria e foi implementada no *software* Matlab®, conforme fluxograma apresentado no Capítulo 2. Para elaboração dessa rotina foram preestabelecidos parâmetros iniciais do método PSO:

- Inicialmente, foram geradas 35 partículas para a população inicial, o que corresponde ao número de barras do sistema nas quais os painéis fotovoltaicos podem ser instalados, com posições e velocidades aleatórias.

- O espaço de busca foi dimensionado a partir da análise combinatória (arranjo) de três geradores fotovoltaicos de potências distintas a serem instalados em 35 barras possíveis do sistema, resultando em 39.270 pontos de soluções.
- Em seguida foram configurados valores iguais a 0,0005 para os parâmetros cognitivo (Φ_1) e social (Φ_2). Esse valor pequeno foi devido ao fato dos valores entre as cargas do sistema serem aproximados. Com isso, minimizou-se a perda de informação entre as partículas.
- O valor do erro foi de 0,000005.
- Como critério de parada adotou-se o número de iterações.

Apresenta-se na Tabela 4.1, uma analogia do método PSO com o problema tratado nesta dissertação.

Tabela 4.1: Método PSO aplicado ao problema.

| Termo | Significado |
|------------------------|--|
| Partículas | Barras do SDEE |
| Enxame | Conjunto de partículas |
| Espaço de Busca | Espaço m -dimensional discreto de n pontos em cada dimensão, sendo n o número de gerador fotovoltaico que se cogita instalar e m é o número de barras do SDEE. |
| Posição | Localização de cada gerador fotovoltaico durante o processo de busca |
| Solução Ótima | Melhor localização dos geradores fotovoltaicos |
| Função Objetivo | Redução de perdas |
| <i>Pbest</i> | Melhor localização conhecida pela partícula até o momento |
| <i>Gbest</i> | Melhor localização conhecida pelo conjunto de partículas (experiência coletiva) |

O algoritmo do método foi desenvolvido conforme a seguir.

Algoritmo – Método PSO Modificado

1. Obter dos Parâmetros do Sistema.
2. Atualizar das Potências dos Painéis.
3. Calcular do Fluxo de Carga do Sistema.
4. Calcular da Função Objetivo.
5. Gerar da População Inicial.
6. Avaliar da Função objetivo.
7. Estabelecer critério de parada.

Todas as implementações computacionais foram realizadas em um computador com a seguinte configuração: processador Intel (R), Core (TM) i3-2350, 64 bits, frequência de 2.30 GHz, memória RAM de 4GB e sistema operacional Windows 7.

5 Resultados e Análises

Este capítulo apresenta um resumo dos resultados obtidos e das análises realizadas. O estudo consistiu na realização de simulações em três cenários diferentes. Considerou-se:

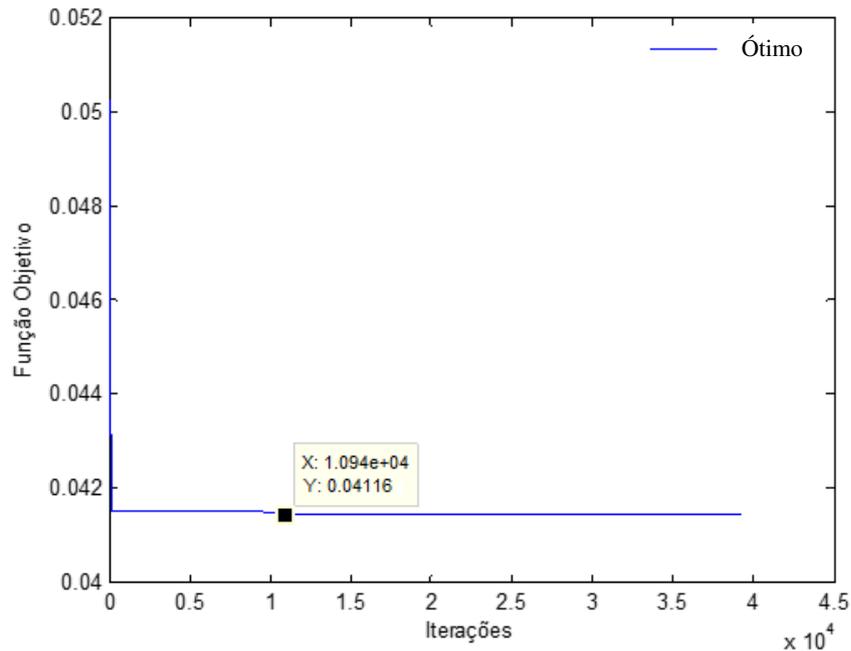
- Potências nominais dos três painéis fotovoltaicos: 80 kW, 100 kW e 120 kW;
- Irradiação e as temperaturas locais (ambiente e painel) são distintas. Ou seja, os valores são próprios de cada barra do alimentador;
- Execução da rotina do método PSO em três cenários: 200, 1000 e 5000 iterações do sistema;
- Análise das perdas de potência com e sem a presença da geração distribuição fotovoltaica.

5.1 Método da Busca Exaustiva

A validação do algoritmo proposto foi feita considerando como referência, o método da busca exaustiva (ou enumeração completa) que fornece todas as combinações possíveis para alocação dos três geradores fotovoltaicos no sistema-teste, de modo que a solução encontrada corresponde exatamente ao valor ótimo. Este método de enumeração completa só é exequível para sistemas muito pequenos, como o sistema-teste de 36 barras que foi utilizado. A escolha desse método se deve ao fato de não se ter encontrado no estado da arte, nenhum trabalho tratando do problema de alocação ótima de geradores fotovoltaicos, considerando irradiação e temperatura distintas em cada barra. O método da busca exaustiva forneceu o seguinte:

- Número de soluções avaliadas: **39.270**. Isso mostra a complexidade de problemas dessa natureza. Na prática, portanto, o uso do método da busca exaustiva só é aplicável à sistemas de pequeno porte.
- Valor da função objetivo para a solução ótima: **0,04116 MW** (Figura 5.1);
- Os geradores fotovoltaicos de potências 80 kW, 100 kW e 120 kW devem ser instalados nas barras de números **30, 15, 27**, respectivamente (Figura 5.2);
- Redução das perdas de potência do sistema: **≈ 64%**.

Figura 5:1: Evolução da função objetivo pelo método da busca exaustiva.



Fonte: Autoria Própria.

5.2 Validação e Análise do Algoritmo Proposto

Essa etapa iniciou com a execução do método MSI sem a inserção das fontes fotovoltaicas no sistema-teste, o qual foi denominado de “caso-base”. Ao final, o estudo de fluxo de carga forneceu os seguintes valores: potência ativa igual a 3,55 MW; potência reativa igual a 1,21 Mvar; perdas totais: **0,1142 MW**. Esse valor de perdas foi considerado como referência para o cálculo da redução das perdas, que será relacionado com as perdas totais em relação às perdas após a inserção da geração distribuída fotovoltaica, dado em porcentagem (%). Como critério de parada do algoritmo estabeleceu o número de iterações.

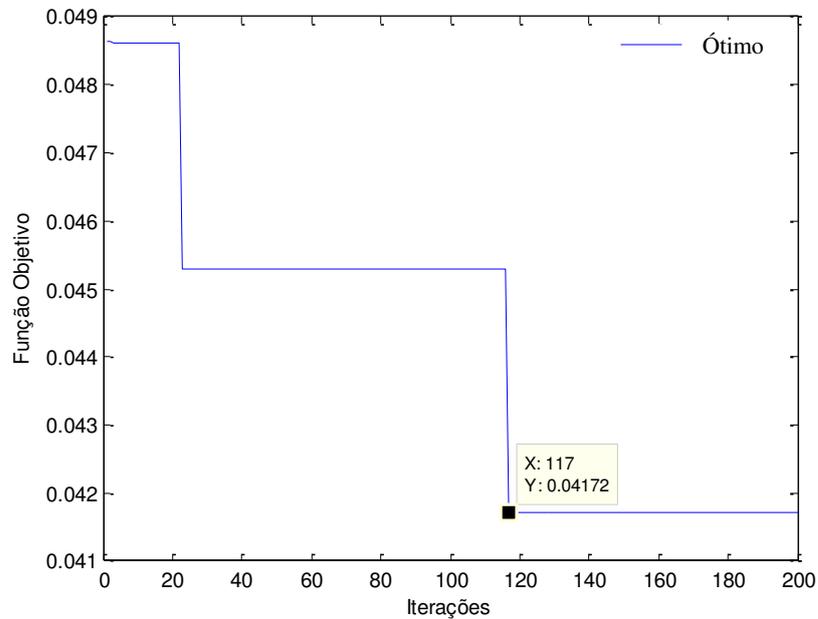
Em seguida, foram avaliados três cenários considerando a presença dos três geradores fotovoltaicos. Cada cenário foi simulado 10 vezes e ao final, selecionou-se aleatoriamente, 1 (uma) simulação para cada um.

- **Cenário 1: 200 iterações**

Neste caso, o algoritmo convergiu na iteração de número 117, alcançando um ótimo local (Figura 5:2). O percentual de redução das perdas de potências foi de 63,47% em relação às perdas totais. As barras cuja inserção dos três geradores fotovoltaicos

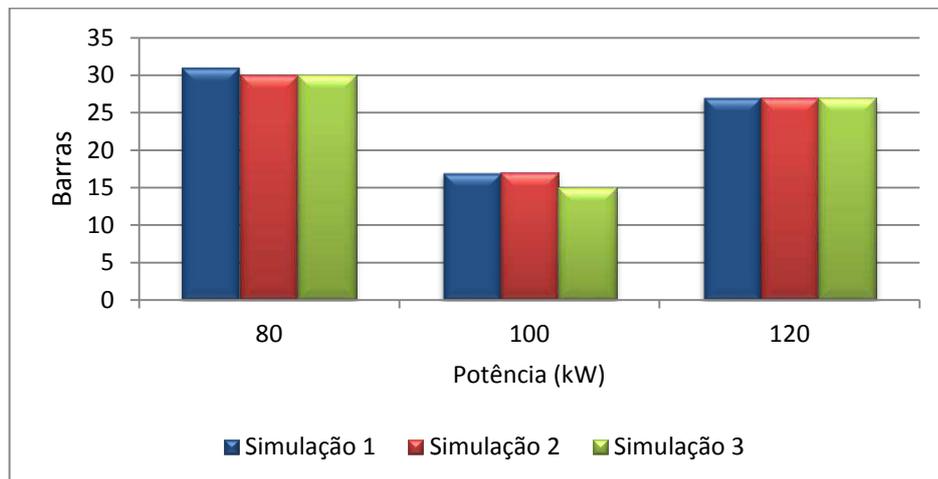
resultaram no valor mínimo das perdas foram: i) barra 17 para o gerador de 100 kW; ii) barra 27 para o gerador de 120 kW; iii) barra 30 para o gerador de 80 kW (Figura 5:3).

Figura 5:2: Cenário 1 - Evolução da função objetivo.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 5:3: Cenário 1 – Resultados das simulações.



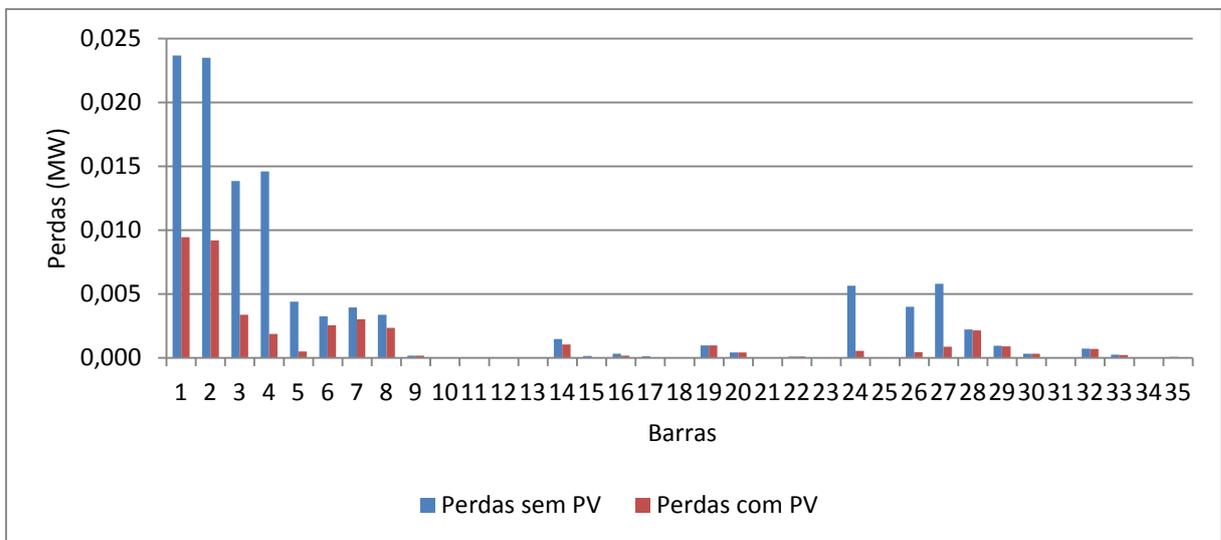
Fonte: Autoria Própria.

Análise detalhada mostrou que os resultados das simulações apresentaram valores diferentes dos ótimos locais: i) para o gerador de 80 kW, as barras foram 30 e 31; ii) para o gerador de 100 kW, as barras foram 15 e 16; iii) para o gerador de 120 kW, a barra foi a 27.

Apesar dos resultados serem distintos, concluiu-se que essas barras têm características semelhantes e localizam-se nas extremidades do alimentador, o que justifica uma das naturezas dos métodos heurísticos, em que não existe uma solução ótima global, e sim, soluções ótimas locais.

A redução das perdas obtida com a presença dos geradores fotovoltaicos é apresentada na Figura 5:4.

Figura 5:4: Cenário 1 - Perdas no alimentador antes e após a instalação dos geradores.

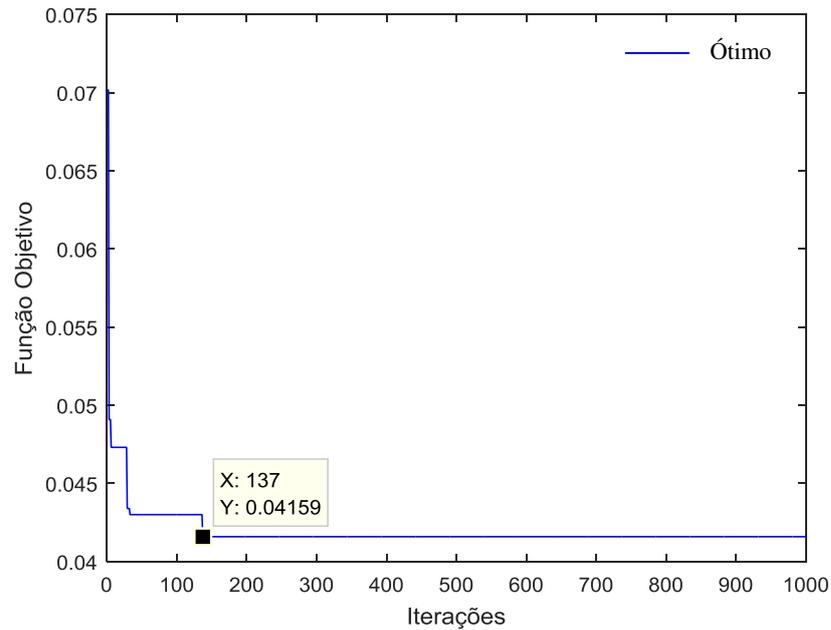


Fonte: Autoria Própria.

- **Cenário 2: 1000 iterações**

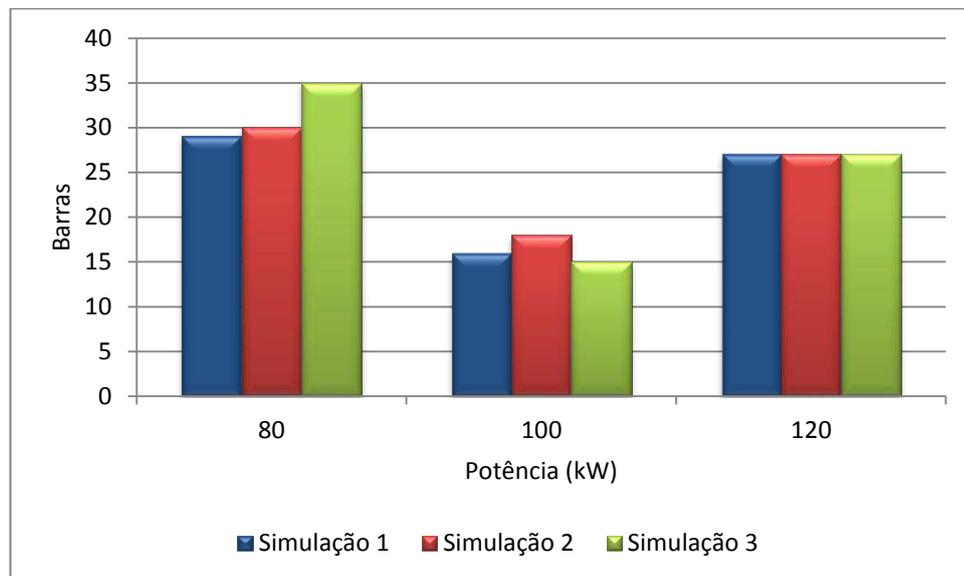
Neste caso, o algoritmo convergiu na iteração de número 137, alcançando um ótimo local. As perdas totais foram de 0,04159 MW, o que representa 63,58% de redução das perdas de potência. As barras cuja inserção dos três geradores fotovoltaicos resultaram no valor mínimo das perdas foram: i) barra 16 para o gerador de 100 kW; ii) barra 27 para o gerador de 120 kW; iii) barra 30 para o gerador de 80 kW (Figura 5:5 e Figura 5:6).

Figura 5:5: Cenário 2 - Evolução da função objetivo.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 5:6: Cenário 2 – Resultados das simulações.

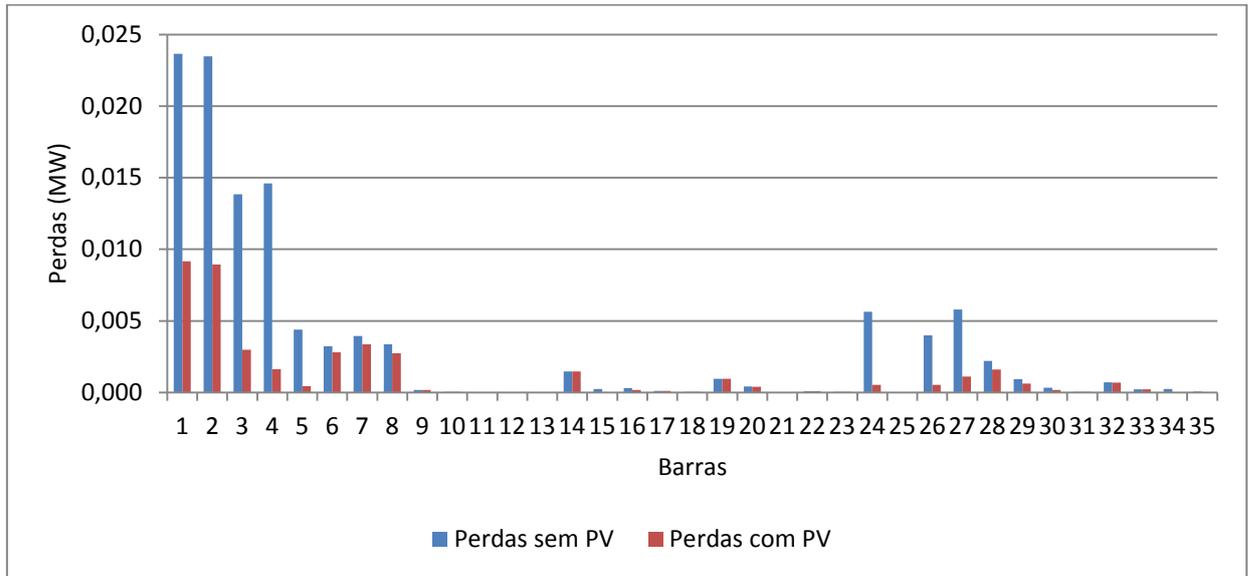


Fonte: Autoria Própria.

Também neste caso, os resultados das simulações apresentaram valores diferentes dos valores ótimos: i) para o gerador de 80 kW, as barras foram 29 e 35; ii) para o gerador de 100 kW, as barras foram 15, 16 e 18; iii) para o gerador de 120 kW, a barra foi a 27.

A redução das perdas obtida com a presença dos geradores fotovoltaicos é destacada na Figura 5:7.

Figura 5:7: Cenário 2 - Perdas no alimentador antes e após a instalação dos geradores.



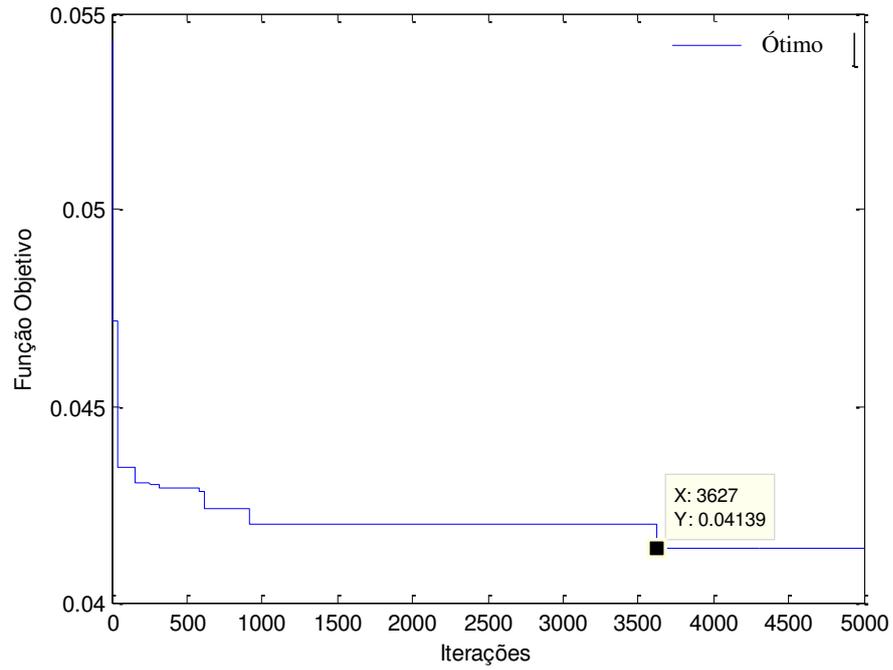
Fonte: Autoria Própria.

- **Cenário 3: 5000 iterações**

Neste caso, o algoritmo convergiu na iteração de número 3627, alcançando um ótimo local. As perdas totais foram de 0,04139 MW, o que representa 63,75% de redução das perdas de potência. As barras cuja inserção dos três geradores fotovoltaicos resultaram no valor mínimo das perdas foram: i) barra 15 para o gerador de 100 kW; ii) barra 27 para o gerador de 120 kW; iii) barra 31 para o gerador de 80 kW (Figura 5:8, Figura 5:9 e Figura 5:10).

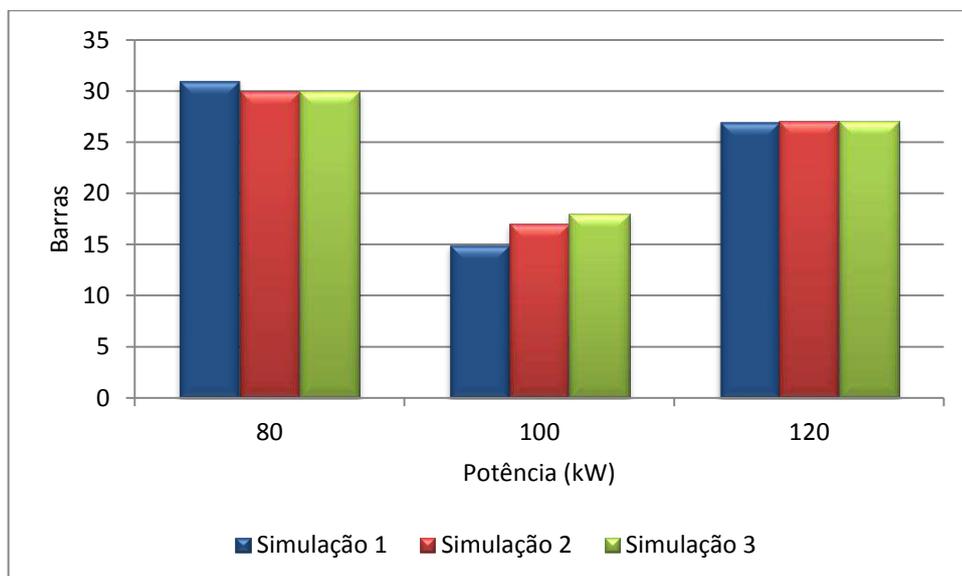
Os resultados das outras simulações foram nas barras 29 e 30 para alocar o gerador fotovoltaico de potência 80 kW, 17 e 18 para alocar o gerador fotovoltaico de potência 100 kW. Confirmando as simulações dos cenários anteriores, o gerador fotovoltaico de potência 120 kW alocou na barra de número 27.

Figura 5:8: Cenário 3 - Evolução da função objetivo.



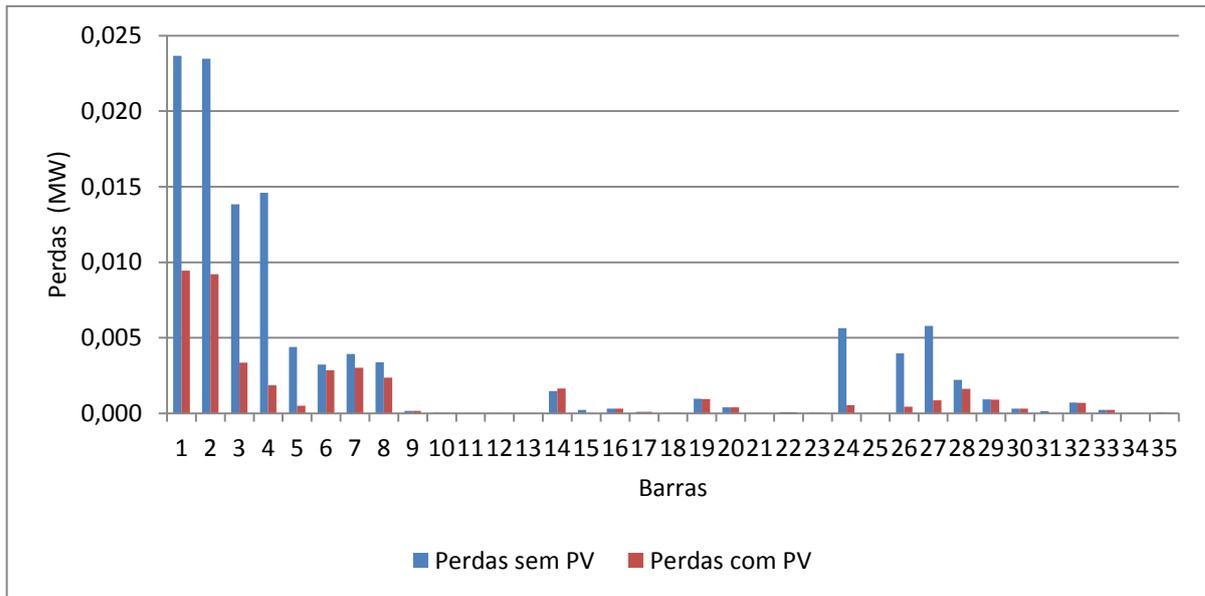
Fonte: Autoria Própria.

Figura 5:9: Cenário 3 – Resultados das simulações.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 5:10: Cenário 3 - Perdas do alimentador antes e após a instalação dos geradores.



Fonte: Autoria Própria.

Diante dos três cenários confirma-se que as simulações resultaram em valores ótimos locais para a instalação dos três geradores fotovoltaicos. A redução dos valores das perdas de potência do alimentador se deve à seleção adequada dos locais de instalação dos geradores fotovoltaicos. Inserção do gerador fotovoltaico em uma barra inadequada ou com pequena sensibilidade, a redução das perdas foi desconsiderada.

Portanto, considerando as simulações, as quantidades de iterações utilizadas em todos os cenários comprovam que as soluções encontradas nas populações iniciais já resultam em valores de ótimos locais para o sistema. Um quadro comparativo apresenta resumidamente a análise de todos os cenários.

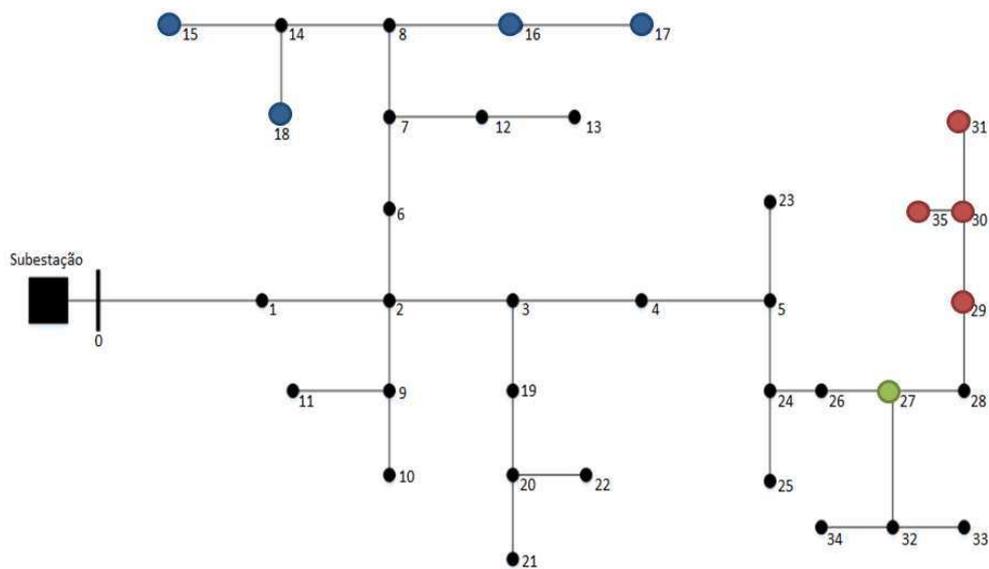
Tabela 5.1: Análise dos cenários.

| Cenários | Barras em que se instalam os Geradores Fotovoltaicos | | | Redução das perdas (%) | Última iteração da função objetiva |
|------------------------|--|--------|--------|------------------------|------------------------------------|
| | 80 kW | 100 kW | 120 kW | | |
| PSO com 200 iterações | 30 | 17 | 27 | 63,47% | 117 |
| PSO com 1000 iterações | 30 | 16 | 27 | 63,68% | 137 |
| PSO com 5000 iterações | 31 | 15 | 27 | 63,75% | 3627 |
| Enumeração completa | 30 | 15 | 27 | ≈ 64%. | - |

Os ótimos locais para instalação das três unidades geradoras fotovoltaicas são apresentados na Figura 5:11 e são identificados do seguinte modo: o gerador de potência 80 kW por “círculos vermelhos”, o gerador de potência 100 kW por “círculos azuis”, e o gerador de potência de 120 kW pelo “círculo verde”.

Observa-se que os pontos alocados estão nas extremidades do alimentador, justificando o fato que as perdas de potências em um sistema de distribuição radial serem maiores nos finais dos trechos.

Figura 5:11: Alocação das barras ótimas.



Fonte: Autoria Própria.

Uma análise do esforço computacional do algoritmo foi realizada e a média de tempo necessária para simular uma interação completa foi de 0,58 s.

Da análise dos resultados pode-se afirmar que:

- As simulações realizadas forneceram soluções ótimas locais para o problema.
- A redução significativa dos valores das perdas de potência do alimentador obtida é função da instalação dos geradores fotovoltaicos em locais adequados.
- O algoritmo proposto neste trabalho atuou satisfatoriamente em todos os cenários, mostrando-se eficaz na localização das barras ótimas.
- Ao final, o algoritmo optou por alocar os geradores fotovoltaicos nas barras finais dos trechos (Figura 5:11).

6 Conclusões

Um algoritmo para estimar os locais ótimos de instalação de fontes fotovoltaicas em um sistema de distribuição de energia elétrica foi proposto. O algoritmo considerou a influência do insumo (irradiação) e a temperatura ambiente em cada barra do alimentador radial. Fez-se uso do método de otimização de enxame de partículas e do método da soma de correntes para resolver o problema. A função objetivo foi formulada visando minimização das perdas de potência no sistema, considerando o modelo de carga média.

A validação do algoritmo foi feita tomando-se como referência o método de busca exaustiva. Com a instalação dos geradores fotovoltaicos, obteve-se redução das perdas em relação às perdas sem a instalação dos geradores da ordem de 64%. Além disso, observou-se que o algoritmo resultou em baixo esforço computacional.

Ao final, constatou-se que os objetivos específicos do trabalho foram alcançados e a formulação da função objetivo contemplou todas as restrições pré-estabelecidas.

Nessa linha de pesquisa há muito ainda o que se fazer e em relação a este trabalho, vários desdobramentos, dentre os quais:

- Análise do algoritmo para sistemas de distribuição com maior número de barras;
- Consideração da variável tempo para o insumo e a temperatura;
- Consideração da variação sazonal da temperatura e da irradiação, além da avaliação dos seus efeitos nos resultados do método proposto;
- Avaliação de configurações e carregamentos diferentes, considerando outras curvas de carga com diferentes perfis de consumo;
- Comparação dos resultados obtidos neste estudo com outros métodos de otimização;
- Avaliação da influência do número de fontes fotovoltaicas.

Referências Bibliográficas

- ABRADEE. **A Distribuição de Energia**. Disponível em: <www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>. Acesso em: 11/11/2016.
- ALVES, H.N. & BRANCO, C.A.S.C. **Um algoritmo genético para a alocação ótima de unidades de geração distribuída em redes de distribuição**. Congresso Brasileiro de Automação, 2012.
- ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <www.aneel.gov.br> Acesso em: 18/12/2016.
- AREF A. **PSO based multi objective approach for optimal sizing and placement of distributed generation**, Research Journal of Applied Sciences Engineering and Technology, vol. 4, p. 4617- 4624, 2012.
- BHUMKITTIPICH, K.N. & PHUANGPORNPIKAK, W. **Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Reduction Using Particle Swarm Optimization**. Energy Procedia, 2013.
- BROADWATER, R.P. Power flow analysis of unbalanced multiphase radial distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 14, n. 1, p. 23-33, 1988.
- CARACIOLO, M.P. **Multi-Ring: Uma nova topologia para otimização por enxame de partículas (PSO)**. Universidade de Pernambuco, 2008.
- CARVALHO, K.J.S. **Sistema fotovoltaico distribuído integrado à rede elétrica: condições de operação e seus impactos**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
- ENERGYPRO. **Geração Distribuída**. Disponível em: <www.energypro-site.com/geracao-distribuida>. Acesso em: 01/01/2017.
- CHENG, C.S. & SHIRMOHAMMADI, D. **A three phase power flow method for real time distribution system analysis**. IEEE Trans. on Power Systems, v. 10, n. 2, p. 671-679, 1995.
- COELHO, F.C.R. **Alocação de geração distribuída em sistemas de Distribuição de energia elétrica via otimização bioinspirada na ecolocalização de morcegos**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2013.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética**. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 04/09/2016.

INEE. **Fórum Geração Distribuída**. Disponível em: <www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 12/12/2016

FANG-ZONG, W. & JINGFAST, Y. **Solution algorithm for optimal placement of distributed generations**. IEEE, 2011.

GHATAK, S. R. & ACHARJEE, P. **Optimal Allocation of DG Using Exponential PSO With Reduced Search Space**. Second International Conference on Computational Intelligence & Communication Technology, p 489-494, 2016.

GUEDES, L.M. **Alocação de unidades de geração distribuída considerando perdas e aspectos econômicos**. Tese de Doutorado, Universidade de Brasília, 2013.

GUERRICHE, G. & BOUKTIR, T. **Optimal allocation and sizing of distributed generation with particle swarm optimization algorithm for loss reduction**. Revue des Sciences et de la Technologie - RST, v. 6, p. 59-69, 2015.

GÓMEZ, M.; LÓPEZ A. & JURADO, F. **Optimal placement and sizing from standpoint of the investor of photovoltaics grid-connected systems using binary particle swarm optimization**. Journal Applied Energy, p. 87, 2010.

KAVITHA, D; RENUGA, P. & PRIYA, M.S. **Optimal placement and location of distributed generators in distorted distribution system**. International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies, 2014.

KENNEDY, J. & EBERHART, R.C. **Particle swarm optimization**. IEEE - International Conference on Neural Networks, 1995.

KERSTING, W.H. **Distribution system modeling and analysis**. 1st.ed. New York: CRC, 2002.

MACEDO, W.E. **Fluxo de potência em sistemas de distribuição: utilização nos sistemas primários e secundários**. Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, 1994.

MOHAMMADI, M. & NASAB, A. **PSO Based Multiobjective Approach for Optimal Sizing and Placement of Distributed Generation**. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, p. 832-837, 2011.

MATOS, D.M. & CATALÃO, J.P.S. **Geração distribuída e os seus impactes no funcionamento da rede elétrica**. Internacional Conference on Engineering University of Beira Interior, 2013.

MEDEIROS, G.F. & KRIPKA, M. **Algumas aplicações de métodos heurísticos na otimização de estruturas**. Revista CIATEC- UFP, v. 4, p. 19-32, 2012.

NARA, K.; HAYASHI, Y; IKEDA, K. & ASHIZAWA, T. **Application of tabu search to optimal placement of distributed generators**. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001, p. 918-923.

NASCIMENTO, F.A.; DIAS, A.N.; FIGUEIREDO, A.; ARCE, J.E. & MIRANDA, G.M. **Use of metaheuristics particle swarm optimization in forest planning**. v. 40, n. 96, p. 557-565, 2012.

OLIVEIRA, L.M. **Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica para minimização de perdas ativas totais via otimização por enxame de partículas (PSO)**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade de São Carlos, 2012.

OLIVEIRA, S.A. **Geração distribuída fotovoltaica: avaliação dos impactos técnicos e um breve estudo de viabilidade econômica**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, 2016.

PAIVA, R.R.C. **Fluxo de potência ótimo em redes de distribuição de energia com a presença de geração distribuída: um novo algoritmo para auxiliar a análise do perfil de tensão**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.

QUANTUM. **Quantum força e tecnologia**. Disponível em <www.quantumengenharia.net.br>. Acesso em: 16/08/2016.

REN. **Global status report**. Disponível em: <www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report>. Acesso em: 12/12/2016.

REN. **Nota técnica. Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. 2014.

RODRIGUES, F.F.C. **Programação da contratação de energia considerando geração distribuída no novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

RUSS, C.; EBERHART & SHI Y. **Comparing inertia Weights and Constriction Factors in Particle Swarm Optimization**. Proceedings of the Congress on Evolutionary Computing, San Diego, USA, p. 84-89, 2000.

SCHOFFEL, E.R. **Agrometeorologia**. Apostila, UFPEL, 2017.

SEDIGHIZADEH, M. & REZAZADEH, A. **Using genetic algorithm for distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile**. World academy of Science, Engineering and Technology. n. 37, 2008.

SENTELHAS, A.L.R. **Introdução à Meteorologia Agrícola**. Universidade de São Paulo, 2016.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG H.W. & SEMLYEN A. **A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.

SOOKANANTA B.; KUANPRAB, W. & HANAK, S. **Determination of the optimal location and sizing of distributed generation using particle swarm optimization**. Conference International Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and information Technology, 2010.

SOUSA, B.X. & NERYS, J.W. **Estudo de caso de geração distribuída fotovoltaica de pequeno porte conectada à rede de distribuição**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2012.

SOUZA, B.A; BRAZ, H.D.M.; ALBUQUERQUE, J.M.C.A. & GUTTERRES, J.G.G. **Fluxo de Carga em Sistemas de Distribuição Radiais com Geração Distribuída: Método da Soma de Potência Modificado**. Revista IEEE América Latina, v. 4, p. 48-56, 2006.

SOUSA, B.A. **Distribuição de Energia Elétrica**. Apostila, Universidade Federal da Paraíba, 1997.

SOUZA, J.S. **Dimensionamento ótimo de painéis fotovoltaicos usando enxame de partículas modificado para reduzir as perdas de energia e melhorar o perfil de tensão**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Paraíba, 2016.

YAO, T.; TANG, Y. & AYYANAR, R. **High resolution output power estimation of large-scale distributed PV systems**. Energy Conversion Congress and Exposition, 2014.

ANEXO

Este anexo é composto pelos dados de entrada para o sistema-teste de 36 barras extraído de SOUZA *et al.* (2006).

Tabela A1. Dados de entrada do sistema-teste 36 barras.

| Trecho | R (Ω) | X (Ω) | P (kW) | Q (kvar) |
|--------|----------------|----------------|--------|----------|
| 1 | 0,0368 | 0,1404 | 0,0423 | 0,0308 |
| 2 | 0,0375 | 0,0805 | 0,0137 | 0,0218 |
| 3 | 0,0515 | 0,1107 | 0,0978 | 0,0368 |
| 4 | 0,1017 | 0,0728 | 0,0829 | 0,032 |
| 5 | 0,0339 | 0,0243 | 0,0788 | 0,0308 |
| 6 | 0,061 | 0,0437 | 0,0853 | 0,0281 |
| 7 | 0,0881 | 0,0631 | 0,0846 | 0,0278 |
| 8 | 0,1356 | 0,0971 | 0,1273 | 0,0411 |
| 9 | 0,1167 | 0,0435 | 0,0637 | 0,0209 |
| 10 | 0,0933 | 0,0348 | 0,0821 | 0,027 |
| 11 | 0,07 | 0,0261 | 0,0274 | 0,009 |
| 12 | 0,0233 | 0,0087 | 0,1279 | 0,042 |
| 13 | 0,1517 | 0,0565 | 0,0273 | 0,009 |
| 14 | 0,2683 | 0,1 | 0,0546 | 0,0179 |
| 15 | 0,2217 | 0,0826 | 0,1092 | 0,0358 |
| 16 | 0,1017 | 0,0728 | 0,0819 | 0,0269 |
| 17 | 0,0817 | 0,0304 | 0,1638 | 0,0538 |
| 18 | 0,035 | 0,013 | 0,1658 | 0,0544 |
| 19 | 0,07 | 0,0261 | 0,1094 | 0,0359 |
| 20 | 0,0475 | 0,034 | 0,1955 | 0,0642 |
| 21 | 0,0817 | 0,0304 | 0,0547 | 0,0179 |
| 22 | 0,0583 | 0,0217 | 0,1642 | 0,0539 |
| 23 | 0,1017 | 0,0728 | 0,0853 | 0,028 |
| 24 | 0,0542 | 0,0388 | 0,1758 | 0,0577 |
| 25 | 0,0933 | 0,0348 | 0,0528 | 0,0173 |
| 26 | 0,0542 | 0,0388 | 0,1056 | 0,0347 |
| 27 | 0,0949 | 0,068 | 0,1576 | 0,0517 |
| 28 | 0,1085 | 0,0777 | 0,1109 | 0,0364 |
| 29 | 0,0678 | 0,0486 | 0,2113 | 0,0693 |
| 30 | 0,0678 | 0,0486 | 0,0574 | 0,0188 |
| 31 | 0,0678 | 0,0486 | 0,1149 | 0,0377 |
| 32 | 0,1517 | 0,0565 | 0,1051 | 0,0345 |
| 33 | 0,3733 | 0,1391 | 0,1095 | 0,0345 |
| 34 | 0,0583 | 0,0217 | 0,0876 | 0,0287 |
| 35 | 0,0583 | 0,0217 | 0,1313 | 0,0431 |

Tabela A2. Dados gerados de irradiação e temperaturas (ambiente e painel fotovoltaico).

| Trecho | Irradiação (W/m ²) | Temperatura ambiente (°C) | Temperatura PV (°C) |
|--------|--------------------------------|---------------------------|---------------------|
| 1 | 440,51 | 27,56 | 41,88 |
| 2 | 471,39 | 27,16 | 42,48 |
| 3 | 460,41 | 28,32 | 43,29 |
| 4 | 640,54 | 28,51 | 49,33 |
| 5 | 682,32 | 28,88 | 51,05 |
| 6 | 712,98 | 27,32 | 50,49 |
| 7 | 629,05 | 27,68 | 48,12 |
| 8 | 555,32 | 27,86 | 45,90 |
| 9 | 540,00 | 28,33 | 45,88 |
| 10 | 584,10 | 28,40 | 47,38 |
| 11 | 730,44 | 28,87 | 52,61 |
| 12 | 673,05 | 29,03 | 50,90 |
| 13 | 640,73 | 28,80 | 49,62 |
| 14 | 610,15 | 28,64 | 48,47 |
| 15 | 658,51 | 28,77 | 50,17 |
| 16 | 673,68 | 27,46 | 49,36 |
| 17 | 635,44 | 28,76 | 49,42 |
| 18 | 555,29 | 28,94 | 46,98 |
| 19 | 543,46 | 27,66 | 45,32 |
| 20 | 388,59 | 26,79 | 39,42 |
| 21 | 439,27 | 26,94 | 41,21 |
| 22 | 829,32 | 26,99 | 53,95 |
| 23 | 754,20 | 27,86 | 52,37 |
| 24 | 801,46 | 28,49 | 54,54 |
| 25 | 779,95 | 27,13 | 52,48 |
| 26 | 868,15 | 27,69 | 55,90 |
| 27 | 993,44 | 28,01 | 60,30 |
| 28 | 812,73 | 27,98 | 54,39 |
| 29 | 897,56 | 27,95 | 57,12 |
| 30 | 915,39 | 27,68 | 57,43 |
| 31 | 710,83 | 27,33 | 50,43 |
| 32 | 944,24 | 28,64 | 59,33 |
| 33 | 865,73 | 28,17 | 56,31 |
| 34 | 874,05 | 28,84 | 57,25 |
| 35 | 1021,24 | 27,57 | 60,76 |