



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
INSTITUTO DE CIÊNCIAS EXATAS E APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**REDUÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA
RECONFIGURAÇÃO DA REDE CONSIDERANDO GERADORES DISTRIBUÍDOS**

SÍLVIO MENDES GODINHO CÉSAR

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
JOÃO MONLEVADE
2018**

Sílvio Mendes Godinho César

**REDUÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA
RECONFIGURAÇÃO DA REDE CONSIDERANDO GERADORES DISTRIBUÍDOS**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto, como requisito para graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof^o Dr. Wilington Guerra Zvietcovich

C958r César, Sílvio Mendes Godinho.
Redução de perdas técnicas em sistemas de distribuição via reconfiguração da rede considerando geradores distribuídos [manuscrito] / Sílvio Mendes Godinho César. - 2018.

vii, 75f.: il.: color; grafs; tabs.

Orientador: Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

2. Energia elétrica - distribuição. 3. Energia elétrica - controle de perdas. 4. Redes elétricas. I. Zvietcovich, Wilingthon Guerra. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.31



ATA DE DEFESA

Aos 22 dias do mês de Novembro de 2018, às 14 horas, no bloco E-303 deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo (a) formando (a) **SÍLVIO MENDES GODINHO CÉSAR**, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho, Thais de Fátima Araújo Silva e Wilington Guerra Zvietcovich. O (a) candidato (a) apresentou a monografia intitulada: **REDUÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA RECONFIGURAÇÃO DA REDE CONSIDERANDO GERADORES DISTRIBUÍDOS**. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO do (a) candidato(a), com a nota média 8,5, de acordo com a tabela 1 Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo (a) formando(a).

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

Banca Examinadora	Nota
Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho	9
Thais de Fátima Araújo Silva	8
Wilington Guerra Zvietcovich	8,5
Média	8,5

João Monlevade, 22 de Novembro de 2018

Wilington Guerra Zvietcovich
Professor(a) Orientador(a)

Professor(a) Coorientador(a)

SÍLVIO MENDES GODINHO CÉSAR
Aluno(a)

Francisco Ricardo Abrantes Couy
Baracho
Professor(a) Convidado(a)

Thais de Fátima Araújo Silva
Professor(a) Convidado(a)

RESUMO

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) calcula as perdas de todas as concessionárias utilizando suas próprias metodologias. Este valor é repassado as distribuidoras. Caso a perda real seja maior, as concessionárias precisam fazer investimentos para reduzir estas perdas elétricas, que podem ser comerciais e técnicas. Uma das atividades para reduzir esta última é através da reconfiguração das redes elétricas que é o foco deste trabalho. Para isso é utilizado a técnica chamada Otimização por Nuvens de Partículas para solucionar este problema. Foi considerado nas redes avaliadas Geradores Distribuídos. A metodologia foi testada em diferentes redes elétricas com/sem Geradores Distribuídos e comparada com resultados da literatura.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição, Enxame de Partículas, Otimização, Reconfiguração.

ABSTRACT

The National Electric Agency (ANEEL, in portuguese) calculates the losses of all utility companies using their own methodologies. This value is passed on to distributors. If the actual loss is greater, utilities need to make investments to reduce these electrical losses, which can be classified in commercial or technical losses. One way to reduce the technical losses is the reconfiguration of the electrical network which is the focus of this work. A technique called Particle Swarm Optimization is applied to solve this problem. Distributed Generators were considered in some of the evaluated networks. The methodology is tested in different electrical networks and then compared with the results in the literature.

Keywords: Distribution Systems, Particle Swarm, Optimization, Reconfiguration

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Investimento nos Sistemas de Potência	2
Figura 2: Percentual de Perdas das Concessionárias Distribuidoras de Energia Elétrica	3
Figura 3: Rede aérea de distribuição de energia elétrica.....	8
Figura 4: Sistema Elétrico de Potência.....	11
Figura 5: Segmento de uma linha de distribuição conectado entre duas barras.....	13
Figura 6: Modelo π de um linha	15
Figura 7: Modelo linha curta	16
Figura 8: Capacitor Shunt.....	17
Figura 9: Representação das barras k e m - Método de Varredura.....	19
Figura 10: Fluxograma método varredura	22
Figura 11: Representação das barras k e m – Método Soma de Potências Modificado	23
Figura 12: Indicação de erro do sinal de tensão	25
Figura 13: Fluxograma MSP modificado	27
Figura 14: Fluxograma do ONP contínuo	33
Figura 15: Representação de linhas, barras e malhas	35
Figura 16: Exemplo do método de Goswami-Basu.....	39
Figura 17: Malha formada para determinar PFO.....	40
Figura 18: Fluxograma PFO.....	41
Figura 19: Fluxograma reconfiguração e inserção de GDs	43
Figura 20: Sistema de 33 barras após a reconfiguração	45
Figura 21: Redução das perdas de potência ativa durante as iterações do ONP – Sistema de 33 barras	46
Figura 22: Perdas ativas para diferentes cenários – Sistema de 33 barras	47
Figura 23: Injeção de Potência Reativa das Unidades de GDs para o Sistema de 33 Barras	48
Figura 24: Perfil de tensão do sistema de 33 barras antes da reconfiguração sem GDs e depois da reconfiguração com 2 unidades de GDs PV.....	49
Figura 25: Redução das perdas de potência ativa durante as iterações do ONP - Sistema de 70 barras	50
Figura 26: Sistema de 70 barras após a reconfiguração	51

Figura 27: Perdas ativas para diferentes cenários 70 barras	52
Figura 28: Injeção de Potência Reativa das Unidades de GDs para o Sistema de 70 Barras	53
Figura 29: Perfil de tensão do sistema de 70 barras antes da reconfiguração sem GDs e depois da reconfiguração com 2 unidades de GDs PV	54
Figura 30: Redução das perdas de potência ativa durante as iterações do ONP - Sistema de 119 barras	55
Figura 31: Perdas ativas para diferentes cenários 119 barras	56
Figura 32: Injeção de Potência Reativa das Unidades de GDs para o Sistema de 119 Barras	57
Figura 33: Perfil de tensão do sistema de 119 barras antes da reconfiguração sem GDs e depois da reconfiguração com 2 unidades de GDs PV	58
Figura 34: Análise de malha e nodal para determinar o PFO	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Programas de (P&D) de algumas concessionárias distribuidoras de energia elétrica	6
Tabela 2: Tensões usuais em sistemas de potência	9
Tabela 3: Classificação de tensão nominal para valores entre 1 kV e 69 kV.....	11
Tabela 4: Características elétricas de ampacidade dos condutores CA e Cobre para redes aéreas	12
Tabela 5: Representação de uma partícula	36
Tabela 6: Representação de uma população de partículas	37
Tabela 7: Cálculo da distância ONP discreto	38
Tabela 8: Cálculo da nova posição de uma partícula	38
Tabela 9: Perdas ativas para o sistema de 33 barras sem GD – Carga Leve.....	44
Tabela 10: Dados das perdas ativas e da barra com menor tensão com a inserção de GDs.....	47
Tabela 11: Dados das tensões especificadas dos GDs para o sistema de 33 barras	48
Tabela 12: Perdas ativas para o sistema de 70 barras sem GD – Carga Leve.....	50
Tabela 13: Dados das perdas ativas e da barra com menor tensão com a inserção de GDs - Sistema de 70 barras	52
Tabela 14: Dados das tensões especificadas dos GDs para o sistema de 70 barras	53
Tabela 15: Perdas ativas para o sistema de 119 barras sem GD – Carga Leve.....	55
Tabela 16: Dados das perdas ativas e da barra com menor tensão com a inserção de GDs - Sistema de 119 barras	56
Tabela 17: Dados das tensões especificadas dos GDs para o sistema de 119 barras	57
Tabela 18: Dados do sistema de 33 barras	67
Tabela 19: Dados do Sistema de 70 Barras	69
Tabela 20: Dados do Sistema de 119 barras.....	72

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	ESTADO DA ARTE.....	4
3	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	8
4	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	10
5	FLUXO DE CARGA PARA SISTEMAS RADIAIS.....	15
5.1	MODELO DOS ELEMENTOS.....	15
5.1.1	MODELO DAS LINHAS	15
5.1.2	MODELO DAS CARGAS.....	16
5.1.3	MODELO DOS CAPACITORES SHUNT	17
5.1.4	GERADORES DISTRIBUÍDOS	17
5.2	MÉTODO DE VARREDURA	18
5.3	MÉTODO DE SOMA DE POTÊNCIAS CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	23
6	OTIMIZAÇÃO POR NUVENS DE PARTÍCULAS	28
6.1	INTRODUÇÃO.....	28
6.2	OTIMIZAÇÃO POR NUVENS DE PARTÍCULAS CONTÍNUO	28
6.2.1	FATOR DE PESO INÉRCIAL	30
6.2.2	COEFICIENTES DE ACELERAÇÃO.....	31
6.2.3	FUNÇÃO OBJETIVO.....	31
6.2.4	EXECUÇÃO	32
6.3	OTIMIZAÇÃO POR NUVENS DE PARTÍCULAS DISCRETO.....	34
6.4	A OTIMIZAÇÃO POR NUVENS DE PARTÍCULAS (ONP) DISCRETO APLICADO AO PROBLEMA DE RECONFIGURAÇÃO	35

6.4.1	REPRESENTAÇÃO DE UM SISTEMA ELÉTRICO NO ONP DISCRETO	35
6.4.2	REPRESENTAÇÃO DOS INDIVÍDUOS	36
6.4.3	POPULAÇÃO INICIAL	36
6.4.4	CÁLCULO DA VELOCIDADE.....	37
6.4.5	CÁLCULO DA NOVA POSIÇÃO	38
6.5	HEURÍSTICA DE GOSWAMI-BASU	39
6.5.1	INTRODUÇÃO.....	39
6.5.2	O PADRÃO DE FLUXO ÓTIMO	40
7	PASSOS DE EXECUÇÃO PARA RECONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS E INSERÇÃO DE GDs	42
8	RESULTADOS.....	44
8.1	INTRODUÇÃO	44
8.2	SISTEMA DE 33 BARRAS	44
8.3	SISTEMA DE 70 BARRAS	49
8.4	SISTEMA DE 119 BARRAS	54
9	CONCLUSÃO	59
10	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
	APÊNDICE A - EQUACIONAMENTO DO PADRÃO DE FLUXO ÓTIMO	65
	ANEXO A - SISTEMA DE 33 BARRAS E 37 LINHAS	67
	ANEXO B - SISTEMA DE 70 BARRAS E 75 LINHAS.....	69
	ANEXO C - SISTEMA DE 119 BARRAS E 133 LINHAS.....	72

1 INTRODUÇÃO

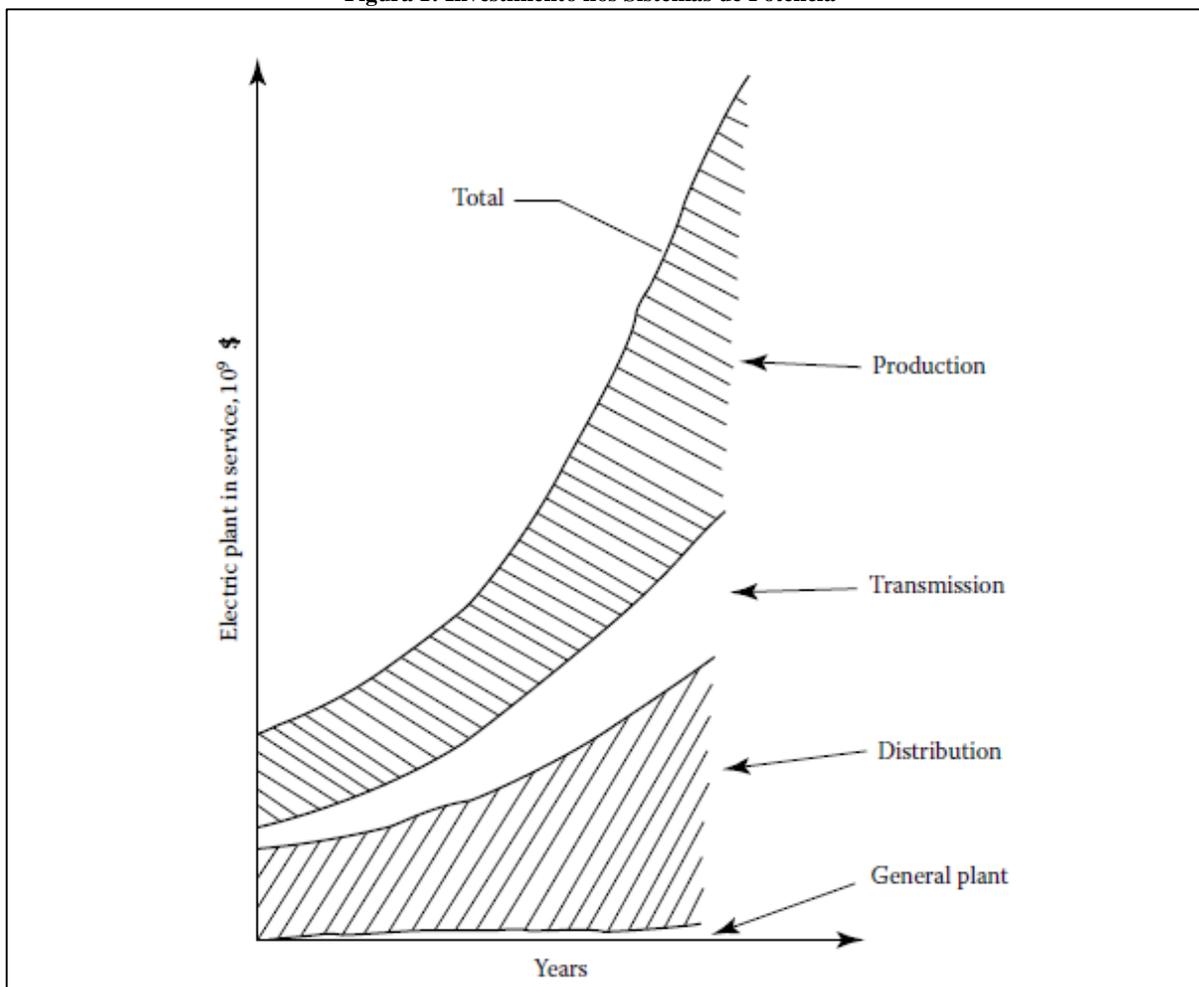
O primeiro sistema de distribuição de energia elétrica surgiu em 1882 quando a primeira estação de suprimento foi inaugurada em Nova York (GONEN, 2014). A partir desta foram construídas centrais elétricas para fornecer energia local em corrente contínua, uma vez que a transmissão a distâncias maiores requeriam condutores de seção elevada, tornando inviável a transmissão de energia elétrica. Em 1888, Nicola Tesla apresentou um trabalho sobre motores polifásicos e em 1893, em Chicago, apresentou um sistema de distribuição bifásico substituindo a corrente contínua pela corrente alternada (STEVENSON, 1978). Desta forma as centrais geradoras poderiam estar longe dos centros de consumo e através de linhas em corrente alternada se transmitia a energia elétrica.

Desde então, para suprir a demanda de energia elétrica devido ao aumento do número de consumidores, mais redes de energia foram construídas, e devido a complexidade na operação desses sistemas, maiores investimentos foram feitos pelas concessionárias como ilustrado na *Figura 1*. Ao mesmo tempo, a busca pela redução de gastos por parte das concessionárias torna-se um fator relevante. Um dos fatores que contribuem significativamente para o aumento de gastos das empresas distribuidoras é a perda de energia elétrica, sendo devido ao efeito joule, em que uma parcela da energia elétrica é convertida em energia térmica nos condutores. Para reduzir estas perdas, as concessionárias reconfiguram suas redes por meio da abertura e/ou fechamento de chaves (NETO, 2014), visando encontrar uma topologia que gera a menor perda. Isto é possível por que as redes são construídas de forma malhada e operadas de forma radial.

As perdas elétricas de cada concessionária de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) são determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), mais especificamente pelo PRODIST (Módulo 7) e pagas pelo consumidor. Caso a empresa concessionária tenha perdas maiores as indicadas pela ANEEL, esta deverá pagar como parte do gasto. A Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) disponibiliza em seu site, que a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) para o ano de 2017 apresentou perdas globais (perdas técnica e não técnicas) da ordem de 12,2%, onde as perdas não técnicas representam

principalmente furto de energia. A *Figura 2* ilustra as perdas nas diferentes concessionárias de energia elétrica no Brasil.

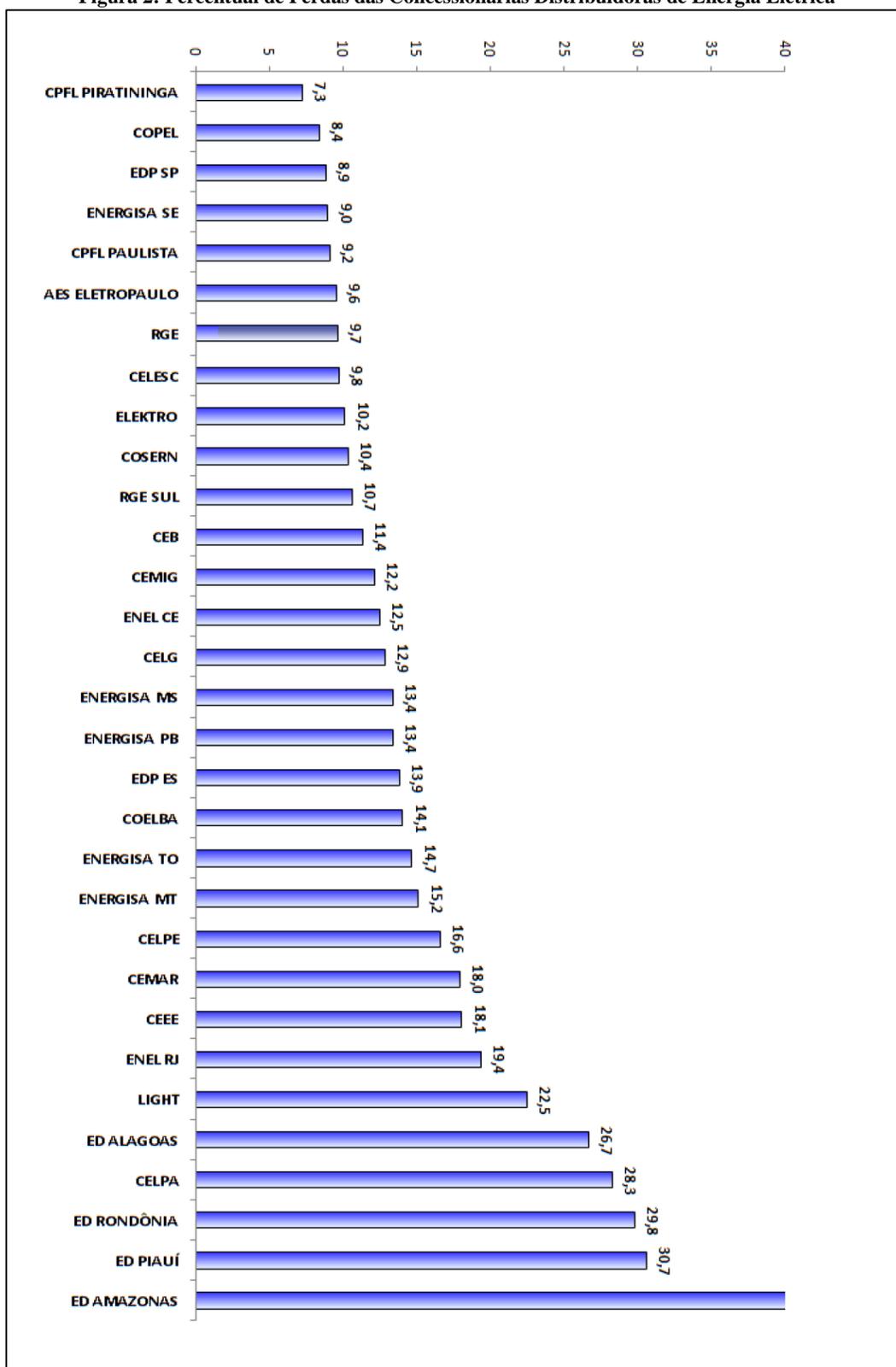
Figura 1: Investimento nos Sistemas de Potência



Fonte: (GONEN, 2014)

Por outro lado, na literatura pesquisada têm-se diversos trabalhos, sejam TCCs, artigos, dissertações e teses que tratam o problema de reconfiguração de redes elétricas, foco deste trabalho. De acordo com (COSTA, 2008), encontrar a configuração de mínima perda resistiva é um problema de natureza combinatória, onde técnicas heurísticas são utilizadas para solucionar o problema de reconfiguração, produzindo estratégias rápidas, com redução do esforço computacional, no entanto os resultados produzidos por esses algoritmos não tem a garantia de serem sempre ótimos globais. Em contrapartida, as metaheurísticas, de acordo com (TÁVORA, 2011), podem ser utilizadas a fim de evitar a estagnação em ótimos locais existentes nas heurísticas.

Figura 2: Percentual de Perdas das Concessionárias Distribuidoras de Energia Elétrica



Fonte: Adaptado de (ABRADEE, 2017)

2 ESTADO DA ARTE

Na literatura, o problema de reconfiguração, que consiste em obter a melhor topologia radial de um sistema de distribuição é modelado como um problema de programação não linear inteira mista (TAHBOUB, 2015), e amplamente estudado. Na continuação detalha trabalhos publicados nos últimos anos.

Guimarães e Castro (2005) propuseram o Algoritmo Busca Tabu Reativa para reconfiguração dos sistemas elétricos visando minimização de perdas. O algoritmo foi testado em um sistema real de 135 barras e outro de 202 barras. Os autores indicam que essa técnica é eficiente comparada com outros métodos da literatura. Conseguindo uma redução de 12,49% e 6,80% de perdas para os sistemas de 135 e 202 barras respectivamente.

Queiroz e Lyra (2009) investigaram o problema para redução de perdas nos sistemas de distribuição considerando variações na demanda e através de conceitos provenientes da Computação Evolutiva, mais especificamente, utilizando o Algoritmo Adaptativo Genético Híbrido. Para validar o processo, usaram vários cenários diferentes para as redes testadas. Dentre eles, uma rede de 2274 barras, na qual a técnica utilizada conseguiu uma redução de 11% nas perdas.

Yin e Lu (2009) preocuparam-se em equilibrar os custos de eficiência, chaveamento e confiabilidade da rede de um sistema de distribuição, onde a comutação ótima das chaves do sistema foram obtidas através do Algoritmo por Nuvens de Partículas discreto, considerando perfis de cargas variáveis. Para um sistema com 18 alimentadores, o método adotado pelos autores foi capaz e obter uma redução de até 33% nos custos de operação da rede elétrica.

Jiménez et al. (2010) utilizaram o Algoritmo Genético para reconfiguração de sistemas radiais de distribuição. Respeitando as condições de topologia, níveis de tensão e ampacidade das linhas, os autores mostraram que o algoritmo é capaz de resolver o problema com um menor número de iterações do que outros métodos propostos pela literatura.

Wu et al. (2010) propuseram reconfigurações de sistema radiais baseados no Algoritmo de Colônia de Formigas, capaz de fornecer o chaveamento ótimo do sistema, reduzindo perdas, além de incorporar centros de geração distribuídas, não só para decrementar ainda mais as perdas, como também para melhorar o fator de carga dos sistemas elétricos. O método utilizado pelos autores conseguiu uma redução de até 44,626% na redução das perdas técnicas para a rede de 33 barras com a presença de geradores distribuídos.

Amanulla, Chakrabarti e Singh (2012) buscaram reconfigurar os sistemas de distribuição considerando parâmetros de confiabilidade do sistema e índices de perdas. Os autores utilizaram o Algoritmo de Busca por Nuvens de Partículas Binário para determinar o status das chaves nas posições NA (Normalmente Aberto) e NF (Normalmente Fechado) de modo a fornecer a melhor reconfiguração do sistema.

Rao et al. (2013) utilizaram o Algoritmo Metaheurístico *Harmony Search Algorithm* (HSA) na configuração ótima das redes de distribuição e identificação dos locais ótimos para instalação de unidades de geração distribuída, visando a minimização de perdas. Mostraram também a eficiência do HSA em comparação com outros algoritmos, como o de Busca Genética e o de Busca Genética Refinada. Para um cenário de 69 barras com vários geradores alocados, o HSA mostrou uma redução de 82.08% nas perdas contra 73.38% do Algoritmo de Busca Genética e 80.32% de Busca Genética Refinada.

Jahromi, Kazemi e Ehsan (2014) através do Algoritmo Genético propuseram a substituição de chaves manuais para chaves automáticas nos sistemas de distribuição de modo a obter a melhor configuração radial para que a perda seja mínima. Para o devido estudo, os perfis diários de carga, incluindo quatro diferentes estações do ano, como também o custo-benefício para a troca das chaves foram considerados.

Outros algoritmos foram aplicados buscando resolver o problema de reconfiguração, incluindo a presença de harmônicas no sistema. É o que foi proposto pelos autores Jazebi, Hadji e Naghizadeh (2014), com aplicação dos algoritmos de otimização *Shuffled Frog Leaping Algorithm (SFLA)* e *Imperialist Competitive Algorithm (ICA)*. Os autores verificaram que não apenas as componentes fundamentais, como também as componentes harmônicas presentes nas cargas podem ser utilizadas para reconfiguração dos sistemas elétricos.

Li, Jazebi e Léon (2017) mostraram que as companhias distribuidoras de energia podem economizar na minimização de perdas se considerarem um estudo ótimo de chaveamento para reconfiguração dos sistemas elétricos. Os autores aplicaram o Algoritmo de DPSO (*Discrete Particle Swarm Optimization*) e com base nos dados de cargas diários, mensais e anuais conseguiram determinar quais as chaves manuais devem ser trocadas por chaves automáticas de modo a obter a melhor reconfiguração do sistema.

Quanto à técnica que é empregada neste trabalho, o algoritmo por Nuvens de Partículas (*do inglês, Particle Swarm Optimization PSO*) desenvolvido em 1995 por James Kennedy e

Russel Eberhart, foi amplamente utilizada em diversas áreas do conhecimento, desde problemas clássicos de otimização como é o roteamento de veículos, caixeiro viajante, o problema da mochila, dentre outros.

Trabalhos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) foram desenvolvidos com recursos das próprias empresas distribuidoras. De acordo com a ANEEL, o objetivo dos programas de (P&D) é promover uma aplicabilidade, relevância e viabilidade econômica de produtos e serviços, nos processos e usos finais de energia. A *Tabela 1* mostra alguns destes P&D em diferentes distribuidoras do Brasil.

Tabela 1: Programas de (P&D) de algumas concessionárias distribuidoras de energia elétrica

Empresa	Sigla	Código ANEEL	Título do Projeto
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	ELETROPAULO	PD-0390-0022/2009	Desenvolvimento de Modelo Conceitual e Software para Determinação de Atributos Representativos Eficientes dos Sistemas de Distribuição Visando o Cálculo de Perdas Técnicas
Celesc Distribuição S.A.	CELESC-DIS	PD-5697-1705/2009	Perdas Elétricas em Sistemas de Distribuição: Metodologia Probabilística e Projeto Piloto
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	COELBA	PD-0047-0021/2009	Desenvolvimento de metodologia para quantificação de índices mínimos para perdas não técnicas
Companhia Energética de Alagoas	CEAL	PD-0044-0004/2009	Metodologia para diagnóstico de perdas comerciais usando rede Bayesiana
Cooperativa Aliança	COOPERALIANÇA	PD-2904-0001/2009	Desenvolvimento de Sistema Integrado com Equipamento Portátil (Móvel) de Baixo Custo para Identificação On-Line de Perdas Elétricas em Sistemas de Distribuição
AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	AES-SUL	PD-0396-0021/2010	Avaliação, Análise e Estimativa de Perdas Comerciais em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
CEMIG Distribuição S/A	CEMIG-D	PD-4950-0323/2010	Desenvolvimento de ferramenta computacional para otimização das perdas técnicas na distribuição considerando referencial internacional e análise técnico-econômica

Fonte: Site da ANEEL

A reconfiguração das redes dependendo da metodologia adotada pode tornar-se um problema de difícil solução visto a enorme quantidade de possíveis soluções. Como visto, uma maneira de resolver é através de algoritmos ou métodos heurísticos e metaheurísticos. Por outro

lado, ao longo dos anos, para evitar penalizações por parte da ANEEL, bem como reduzir custos, as próprias concessionárias de energia elétrica investem uma parcela de suas economias em programas que visam diminuir essas perdas. Os métodos de otimização discutidos anteriormente mostram ser uma alternativa para essas empresas. Dentre esses, o método de otimização utilizado neste trabalho (ONP) é uma metaheurística que tem mostrado ser eficiente na resolução de problemas com natureza combinatória, tal como a reconfiguração, e mostra-se ser uma alternativa com relação a outros métodos de otimização.

3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de distribuição compreende a etapa final do fornecimento de energia elétrica proveniente dos centros de geração, na qual se encontra os consumidores. A *Figura 3* apresenta uma rede de distribuição de energia elétrica.

Figura 3: Rede aérea de distribuição de energia elétrica.



Fonte: Adaptado de (G1, 2014)

Os níveis de tensão padronizados de consumidor variam de 127V até 138kV. A *Tabela 2* apresenta as tensões usuais nos sistemas de distribuição. Assim, da subestação de distribuição, o nível de tensão de 138 kV pode ser utilizado por alguma indústria, por exemplo, aquelas que utilizam fornos elétricos de grande potência para o cozimento de algum tipo material. Os sistemas de distribuição primário são alimentados pelo secundário dos transformadores de potência localizados nas subestações de distribuição. Geralmente a tensão secundária padronizada desses transformadores é de 13,8 kV. Os alimentadores primários (então a 13,8 kV) alimentam os transformadores de distribuição secundários, que reduzem a tensão de 13,8

kV para níveis de 380V e 220V linha ou 127V e 220V fase, dependendo da localidade onde se encontra o consumidor. Por exemplo, em Brasília, a tensão padronizada de fase é de 220V, enquanto que em Belo-Horizonte a tensão padronizada de fase é de 127V.

Tabela 2: Tensões usuais em sistemas de potência

Tensão (kV)		Campo de Aplicação
Padronizada	Existente	
0,220/0,127	0,110	Distribuição Secundária (BT)
0,380/0,220	0,230/0,115	
13,8	11,9	Distribuição Primária (MT)
34,5	22,5	
34,5	88,0	Subtransmissão (AT)
69,0	88,0	
138	88,0	

Fonte: Adaptado de (KAGAN, 2010)

4 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema de reconfiguração de redes elétricas é representado através de um modelo clássico de otimização, no qual a função objetivo é minimizar (reduzir) as perdas elétricas nas linhas (efeito joule nos condutores de energia elétrica), como indicado em (1):

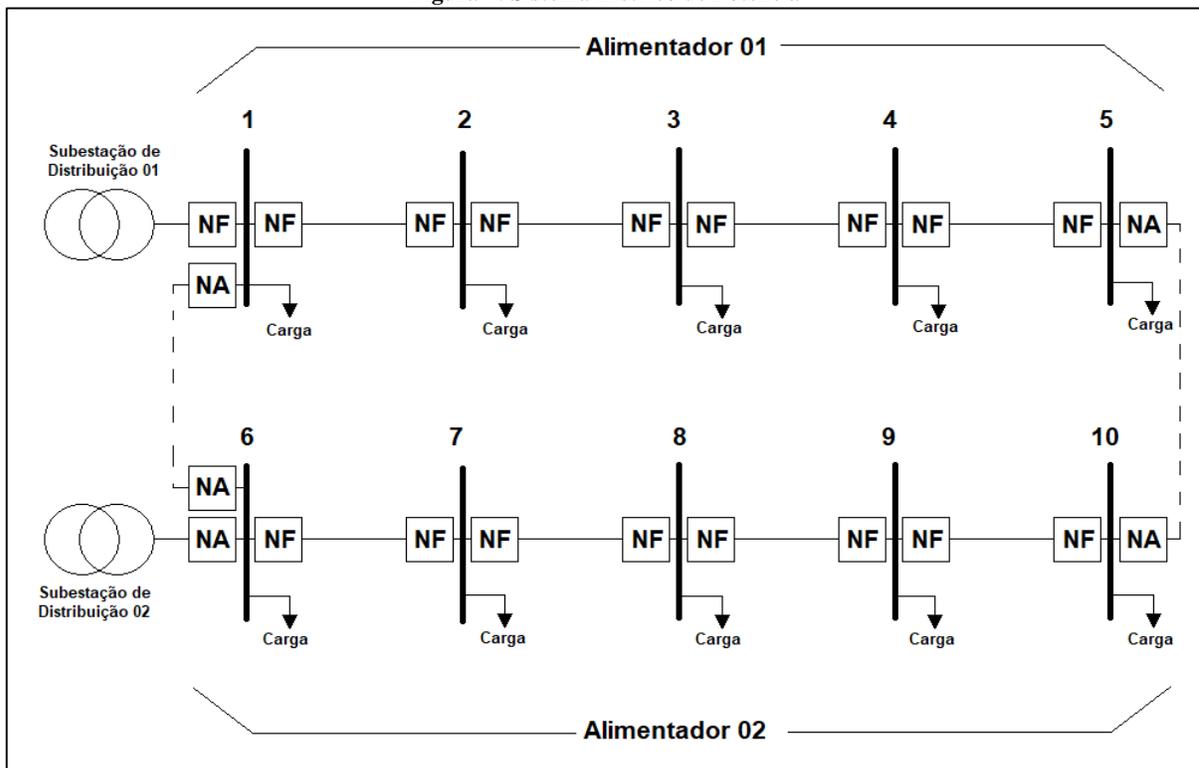
$$\text{Min} \left(P_{\text{perdas}} = \sum_{k=1}^{Nl} |I_k|^2 R_k \right) \quad (1)$$

Sujeito a restrições de limites de tensão nas barras, a operação radial, a capacidade das linhas (alimentadores) e a estabilidade de tensão (LI; JAZEBI; DE LEÓN, 2017). Estas são detalhadas a seguir. Sendo:

- P_{perdas} : Potência Ativa Perdida;
- $|I_k|$: Magnitude de Corrente na Linha K;
- R_k : Resistência na Linha K;
- Nl : Número de linhas.

Radialidade: As redes de distribuição são construídas em malha mas operam em forma radial. Estas fornecem energia aos consumidores residenciais, comerciais e algumas cargas industriais. Para garantir a radialidade do sistema, chaves nas posições NA (Normalmente Aberta) e NF (Normalmente Fechada) são configuradas de tal modo que o fluxo de potência sempre seja no sentido da fonte para carga. A *Figura 4* mostra um sistema elétrico de potência composto por 10 barras, representando um sistema de distribuição com dois alimentadores e duas subestações. Neste caso, a radialidade para o sistema de distribuição é garantido através da abertura das chaves entre as barras 1 e 6 como também entre as barras 5 e 10.

Figura 4: Sistema Elétrico de Potência



Fonte: Do autor

Perfil de tensões: A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelece por meio do módulo 8 do PRODIST que as unidades consumidoras com tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV a tensão contratada deve situar-se dentro dos limites apresentados na tabela abaixo:

Tabela 3: Classificação de tensão nominal para valores entre 1 kV e 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL \leq 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: (ANEEL, 2012)

Assim, neste trabalho, utilizar-se-á como restrição os valores de tensão de acordo com a tensão de atendimento considerados adequados para ANEEL. Isto é, valores na faixa entre

0.93 pu e 1.05 pu. Em (2) a restrição de magnitude de tensão nas barras do sistema é apresentada.

$$V_{min} \leq |V_i| \leq V_{max}, i = 1,2,3, \dots, N_b \quad (2)$$

Onde N_b é o total de barras do sistema e V_{min} e V_{max} são os limites máximos e mínimos de tensão permitidos pela ANEEL.

Ampacidade: Assim como a tensão, os limites de corrente que passam pelos cabos deverão atender a seguinte condição:

$$|I_j| \leq I_{max}, j = 1,2,3, \dots, N_l \quad (3)$$

Onde (N_l) é o total de trechos do sistema, ($|I_j|$) é o módulo da corrente na j -ésima linha, e (I_{max}) é a capacidade de corrente em cada linha. A Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG por meio de sua norma técnica para projetos de redes de distribuição aéreas urbanas ND 3.1 estabelece as características elétricas de ampacidade dos condutores CA e Cobre conforme a tabela abaixo:

Tabela 4: Características elétricas de ampacidade dos condutores CA e Cobre para redes aéreas

Condutor (mm ²)	Alumínio Simples – CA	Cobre
	I _{nom} (A)	I _{nom} (A)
13	-	101
21	111	136
34	149	194
53	201	252
107	314	394
170	425	-

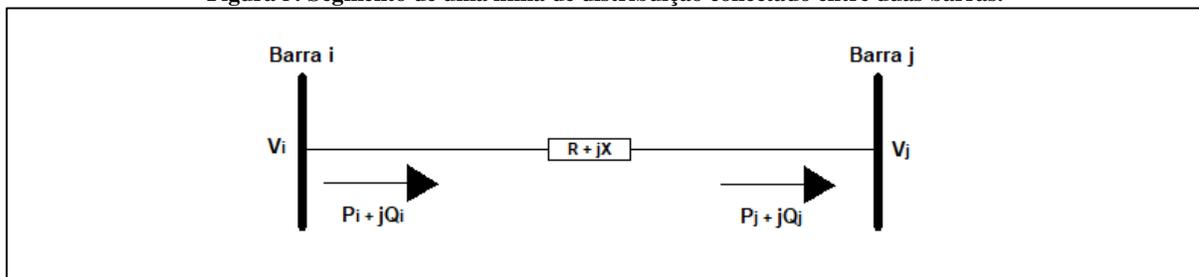
Fonte: Adaptado de (CEMIG, 2014)

Índice de estabilidade de tensão: Este pode ser entendido como a capacidade do sistema de manter o regime permanente de tensão em todas as barras com o crescimento da demanda. Diversos trabalhos tem sido publicados visando identificar as barras mais sensíveis

de uma rede radial (CHATURVEDI; PRASAD; RANJAN. 2006; EMINOGLU; HOCAOGLU, 2007; AKHER et al., 2011).

O índice de estabilidade de tensão pode ser analisado de acordo com a *Figura 5*. (CHATURVEDI; PRASAD; RANJAN. 2006) sugere reduzir os sistemas de distribuição como uma carga conectada a um alimentador através de uma linha, e posteriormente, através de um equivalente de duas barras, obter-se o índice de estabilidade de tensão. Por outro lado, (AKHER et al., 2011), obtém uma expressão, denominada pelos autores como índice de estabilidade mínima L que também propõe a resolver o problema de identificação de barras do sistemas sujeitas a instabilidade em cenários típicos de cargas com demandas variáveis. Uma representação baseada na transferência de potência ativa e reativa sob diferentes carregamentos da rede e diferentes níveis de tensão da subestação é apresentada por (EMINOGLU; HOCAOGLU, 2007) e será utilizada neste trabalho.

Figura 5: Segmento de uma linha de distribuição conectado entre duas barras.



Fonte: Do autor

Onde:

- P_i e Q_i : Potência ativa e reativa injetada na barra i .
- P_j e Q_j : Potência ativa e reativa injetada na barra j .
- V_i e V_j Tensão nas barras i e j respectivamente.

Assim, de acordo com (EMINOGLU; HOCAOGLU, 2007) o índice de sensibilidade na barra j é dado por:

$$SI(j) = 2V_i^2V_j^2 - V_j^4 - 2V_j^2(P_jR + Q_jX) - |Z|^2(P_j^2 + Q_j^2) \quad (4)$$

Valores de SI próximos de 1 significam que a barra é mais estável. Por outro lado, valores próximos de zero, indicam uma barra mais instável. Assim sendo SI define a distância entre

instabilidade e estabilidade de tensão. Portanto:

$$0 \leq SI(j) \leq 1 \quad (5)$$

A ideia é de que as barras mais estáveis da rede tenham um índice próximo de 1. Segundo os autores (EMINOGLU; HOCAOGLU, 2007), (4) se justifica pelo fato de que o valor de SI diminui com o aumento da transferência de potência e impedância da linha e por isso pode ser utilizada como índice de estabilidade de tensão.

5 FLUXO DE CARGA PARA SISTEMAS RADIAIS

As redes de distribuição apresentam topologias radiais ou fracamente malhadas, além de uma relação resistência/reactância (R/X) elevada, o que faz com que métodos convencionais de fluxo de potência, como Newton Raphson Desacoplado e Newton Raphson Desacoplado Rápido sejam ineficientes para a maioria dos problemas de fluxo de potência de distribuição (CARVALHO, 2006).

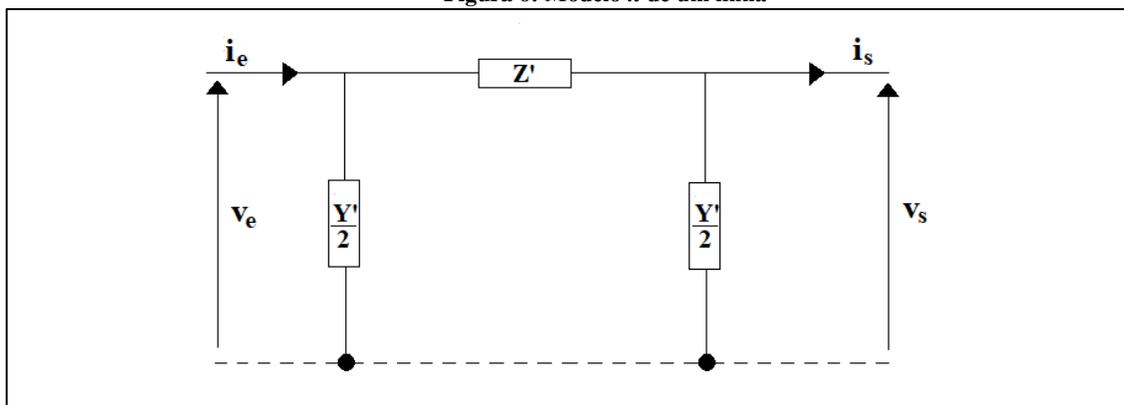
Na literatura encontram-se vários métodos voltados para redes de distribuição radial, como o Método de Varredura (SHIRMOHAMMADI, 1988), o Método de Soma de Potências (CÉSPEDES, 1990), o Método de Fluxo de Carga (BARAN WU, 1989b), além de outros métodos que consideram geradores (PALMA et al., 2010). Todos esses algoritmos apresentam bons resultados na solução do fluxo de potência, demandando baixos recursos computacionais e apresentando robustez para as redes testadas pelos autores.

5.1 MODELO DOS ELEMENTOS

5.1.1 MODELO DAS LINHAS

As redes elétricas de distribuição apresentam comprimentos relativamente pequenos quando comparados com as linhas de transmissão. De acordo com (KAGAN, 2010), os trechos de uma linha são apresentados como um modelo π (Figura 6).

Figura 6: Modelo π de um linha



Fonte: Do autor

Como nas redes de média tensão, o ramo em derivação quase não absorve corrente, admite-se

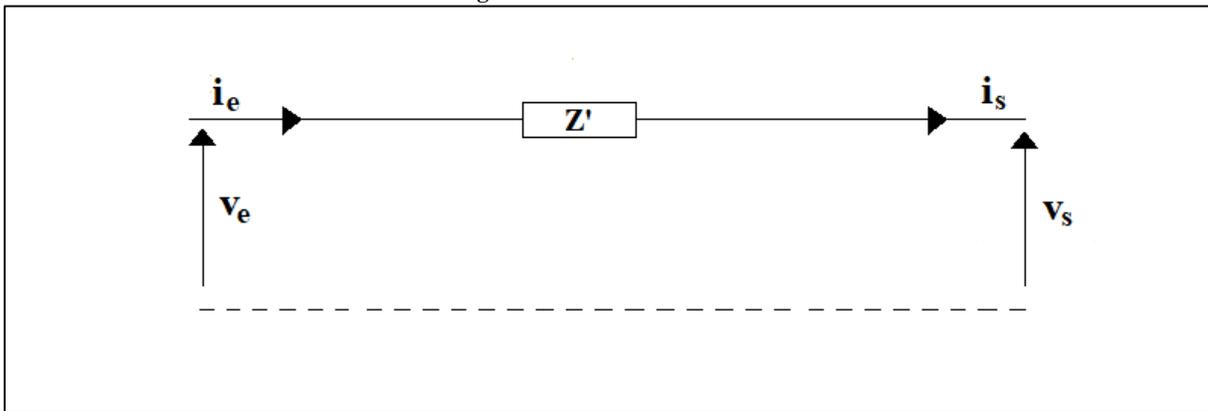
uma admitância grande, assim o modelo de linha curta pode ser dado por:

$$\bar{Z}' = l(r + jx) \quad (6)$$

$$\frac{Y'}{2} \rightarrow \infty \quad (7)$$

Onde, (\bar{Z}') é a impedância, (l) o comprimento da linha, (x) a reatância e (Y') a admitância. Portanto, o modelo de uma linha curta é representado apenas pela termo Z' presente no modelo π , como observado na *Figura 7* abaixo:

Figura 7: Modelo linha curta



Fonte: Do autor

5.1.2 MODELO DAS CARGAS

Os modelos de cargas apresentados em (KAGAN, 2010) incluem cargas de corrente constante, impedância constante, e de potência constante. Esta última representação será utilizada neste trabalho, sendo caracterizada pela variação de tensão em função da potência constante. As expressões que caracterizam este modelo, segundo Kagan (2010), são as seguintes:

$$\bar{S}_{NF} = S_{NF} \angle \varphi = P_{NF} + jQ_{NF} \quad (8)$$

$$\dot{I}_F = \frac{\overline{S_{NF}^*}}{\dot{V}_F^*} = \frac{S_{NF} \angle -\varphi}{V_F \angle -\theta_1} = \frac{S_{NF}}{V_F} \angle \theta_1 - \varphi \quad (9)$$

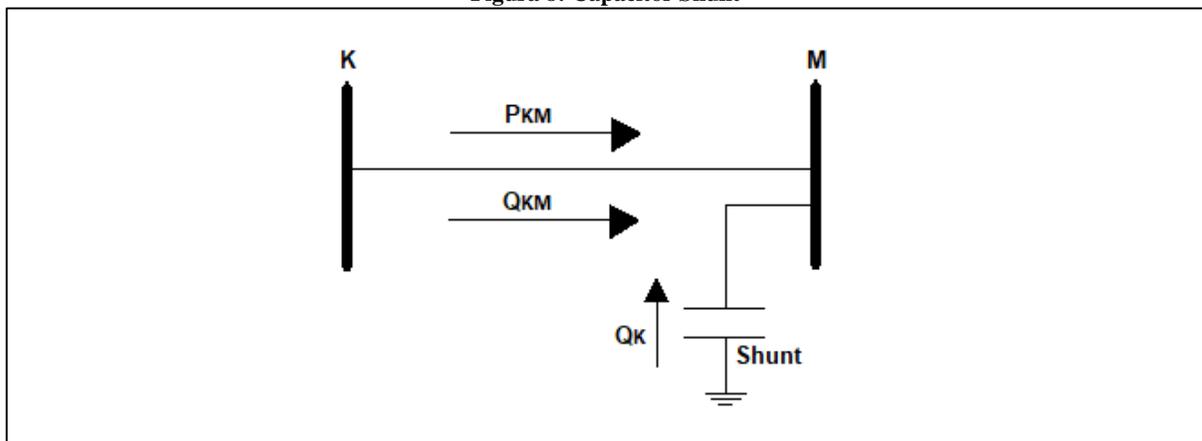
5.1.3 MODELO DOS CAPACITORES SHUNT

Os capacitores shunt são conectados em paralelo às redes de distribuição de energia elétrica e servem para fornecer energia reativa capacitiva visando corrigir o fator de potência, regular a tensão, e também aumentar a capacidade de transferência de potência ativa, já que toda energia reativa capacitiva matematicamente anula-se com a energia reativa indutiva. A formulação matemática para injeção de potência reativa na barra M por um elemento shunt é descrita em (MONTICELLI, 1983), como:

$$Q_m^{sh} = b_m^{sh} V_m^2 \quad (10)$$

Onde b_m^{sh} é a susceptância shunt ligada à barra m.

Figura 8: Capacitor Shunt



Fonte: Do autor

5.1.4 GERADORES DISTRIBUÍDOS

Nos tempos atuais pequenos geradores são conectados às redes de distribuição. Esta tendência mundial faz que estes equipamentos sejam parte dos sistemas de distribuição. Segundo (GONEN, 2010), são unidades de geração normalmente com capacidade inferior a 50

MW. Esses geradores no estudo do fluxo de potência podem ser modelados como uma barra de geração do tipo PQ. A potência injetada é dada por (SARMIENTO, 2016):

$$\begin{cases} P_i = P_{Gi} - P_{Ci} \\ Q_i = Q_{Gi} - Q_{Ci} \end{cases} \quad (11)$$

Onde P_{Gi} e P_{Ci} são as potências ativas de geração e carga, Q_{Gi} e Q_{Ci} as potências reativas de geração e de carga e P_i e Q_i a potência ativa e reativa líquida respectivamente. Os geradores distribuídos também podem ser modelados como uma barra de tensão controlada (barras PV). A restrição de injeção de reativos necessário para manter a tensão no valor especificado é dado por (MONTICELLI, 1983):

$$Q_{inj}^{min} < Q_{inj} < Q_{inj}^{max} \quad (12)$$

Com relação a máxima potência reativa adotada neste trabalho, o critério adotado será com base no Módulo 8 do PRODIST da ANEEL que estabelece limites de fator de potência compreendidos entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) capacitivo e 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo. Portanto, os limites de reativos dos geradores de tensão controlada obedecem a seguinte restrição:

$$Q_{inj} \pm = \sqrt{\left(\frac{P_{GD}}{0.92}\right)^2 - (P_{GD})^2} = \sqrt{(S_{GD})^2 - (P_{GD})^2} \quad (13)$$

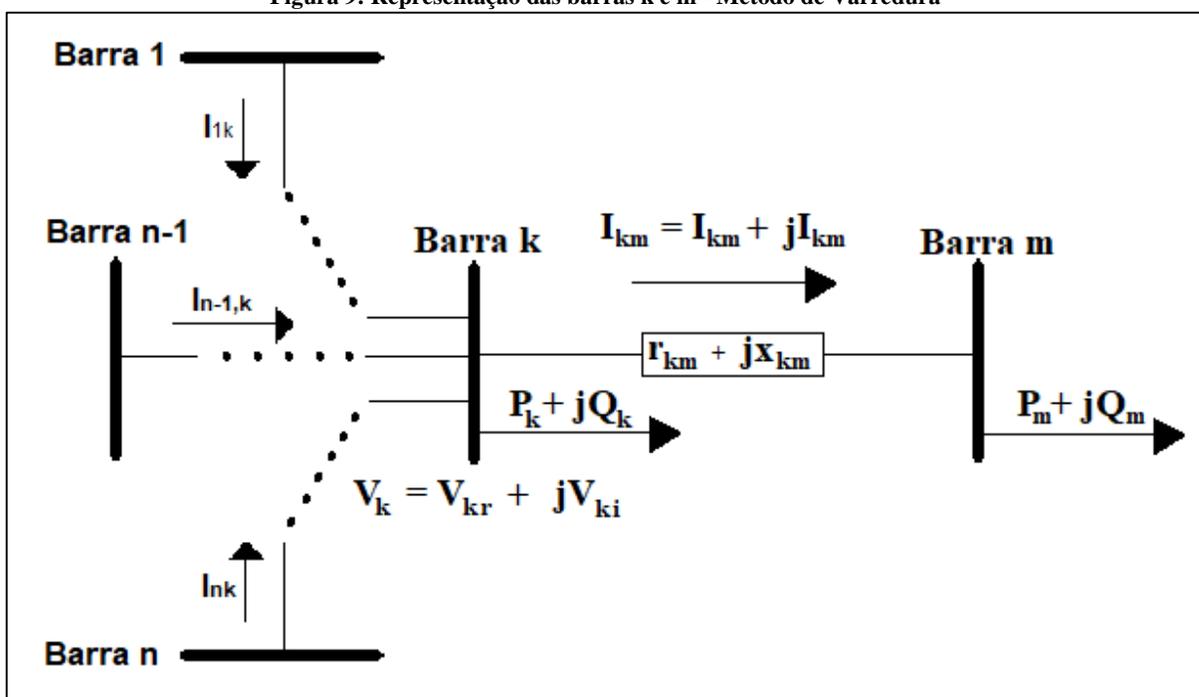
Onde P_{GD} é a potência ativa nominal do GD, Q é a potência reativa nominal do GD e S_{GD} a potência aparente nominal do GD.

5.2 MÉTODO DE VARREDURA

O Método de Varredura (SHIRMOHAMMADI, 1988), trata-se de um processo iterativo que consiste em obter as correntes e tensões nodais num processo de varredura partindo da barra mais extrema até a subestação e vice-versa. Para a sua inicialização, deve-se primeiramente

atribuir todas as tensões nodais do sistema elétrico iguais a tensão da subestação. Também deve ser atribuído um critério de parada, definido como (ϵ_p). Este valor é sempre comparado com as perdas ativas do sistema de distribuição a cada iteração. Essas perdas ativas devem ser inicializadas iguais a 0, ou seja, ($P_{per} = 0$). Cada barra de carga está associada a uma potência ativa (P) e uma potência reativa (Q). Ao analisar a *Figura 9*, a barra k associa-se com uma potência ativa (P_k) e uma potência reativa (Q_k). Também, em cada nó, existe uma injeção de corrente (I) devido a carga ao qual a barra está conectada. Denomina-se essa corrente de corrente de carga ou corrente nodal.

Figura 9: Representação das barras k e m - Método de Varredura



Fonte: Do autor.

A corrente nodal da barra k é composta por um termo real e um termo imaginário, como pode-se observar em (14) e (15). Essa corrente é em função da carga conectada a barra (P_k e Q_k) e da tensão nodal (V_k). As correntes nodais no Método de Varredura são calculadas no processo reverso, partindo das barras mais afastadas da subestação e caminhando sentido a subestação. Para o exemplo da *Figura 9*, admitindo-se que a tensão nodal (V_k) e a parcela ativa e reativa da carga (P_k e Q_k) são conhecidas, então:

$$I_{kreal} = \frac{P_k V_{kr} + Q_k V_{ki}}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2} \quad (14)$$

$$I_{kimag} = \frac{P_k V_{kr} - Q_k V_{ki}}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2} \quad (15)$$

Também, no processo reverso, a corrente presente nos ramos também conhecida como corrente nas linhas é computada de acordo com a Lei de Kirchhoff das correntes. Assim, ao observar a *Figura 9*, a corrente no ramo km é a soma das correntes nos ramos que estão conectadas a barra k (I_{1k} , $I_{n-1,k}$, I_{nk}) acrescentada a corrente de carga (I_k) na barra k. A expressão para a corrente na linha km pode ser generalizada da seguinte forma:

$$I_{km} = I_{kmr} + jI_{kmi} = I_k + \sum I_L \quad L = (1, 2, \dots, n) \quad (16)$$

Onde I_L é a corrente do L-ésimo ramo que está conectado ao ramo km. Por definição a tensão nodal na barra k (V_k) e a tensão nodal na barra m (V_m) são dadas por (17) e (18). A obtenção das tensões nodais se dá no processo de varredura direta, partindo da barra mais próxima da subestação e caminhando em sentido a barra mais afastada da subestação. O termo (r_{km}) refere-se a resistência da linha km, e (x_{km}) refere-se a reatância da linha km.

$$V_k = V_{kr} + jV_{ki} = V_m + (r_{km} + jx_{km})(I_{kmr} + jI_{kmi}) \quad (17)$$

$$V_m = V_{mr} + jV_{mi} = V_k - (r_{km} + jx_{km})(I_{kmr} + jI_{kmi}) \quad (18)$$

As perdas ativas (P_{kmp}) e as perdas reativas (Q_{kmp}) no ramo km podem ser obtidas através das expressões seguintes:

$$S_{km} = P_{kmp} + jQ_{kmp} \quad (19)$$

Onde:

$$P_{km} = r_{km} I_{km}^2 \quad (20)$$

$$Q_{km} = x_{km} I_{km}^2 \quad (21)$$

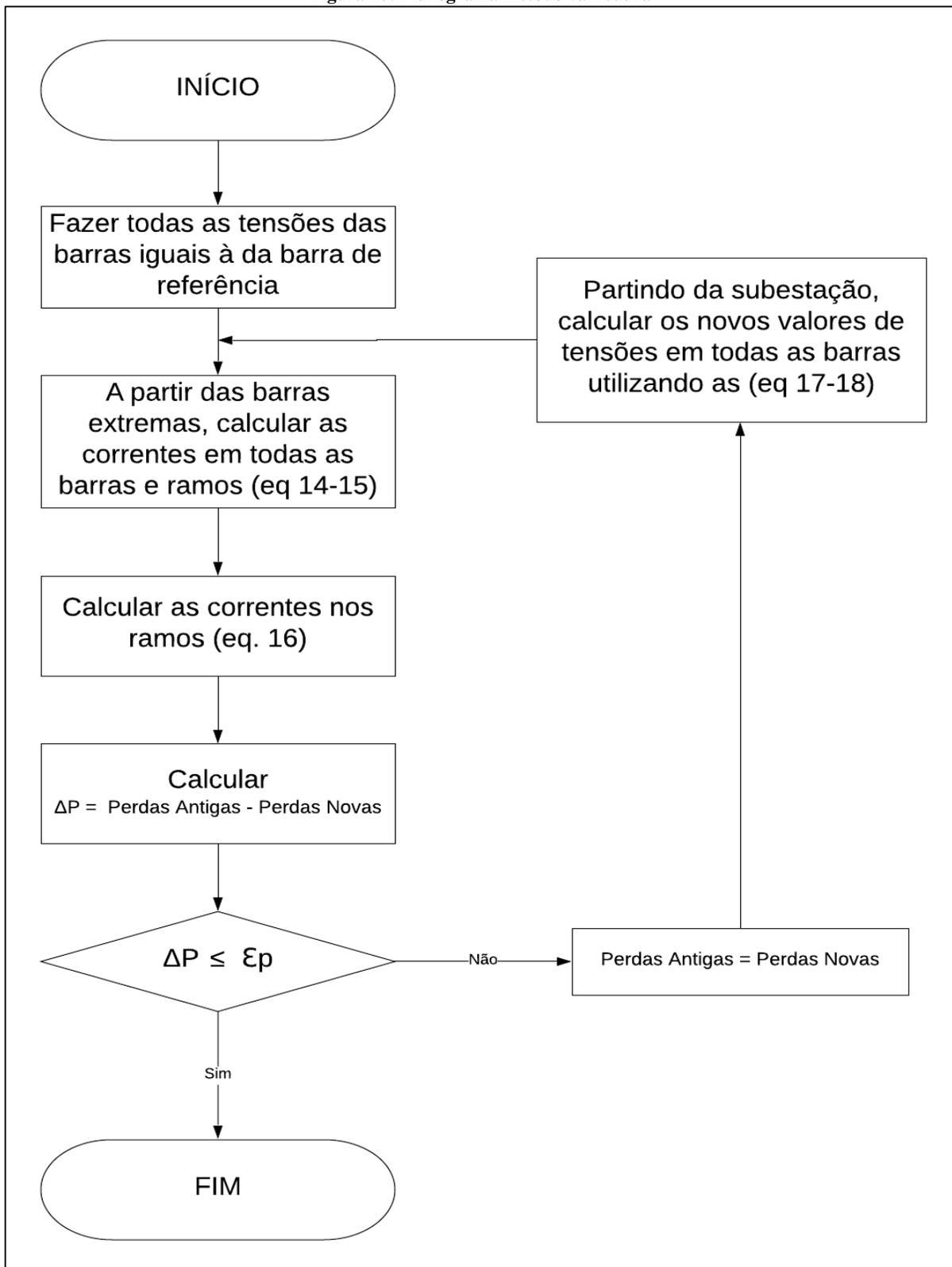
Generalizando as equações (20) e (21), tem-se então que a perda ativa total (P_{per}) e a perda reativa total (Q_{per}) provenientes da somatória das parcelas de perdas ativas e reativas de cada trecho do sistema elétrico pode ser representada de acordo com a seguinte expressão.

$$P_{per} = \sum_{(k,m) \in \beta} r_{km} I_{km}^2 \quad (22)$$

$$Q_{per} = \sum_{(k,m) \in \beta} x_{km} I_{km}^2 \quad (23)$$

Onde β representa o conjunto de todos os ramos pertencentes ao sistema elétrico de potência analisado. O fluxograma do método é mostrado na *Figura 10*.

Figura 10: Fluxograma método varredura

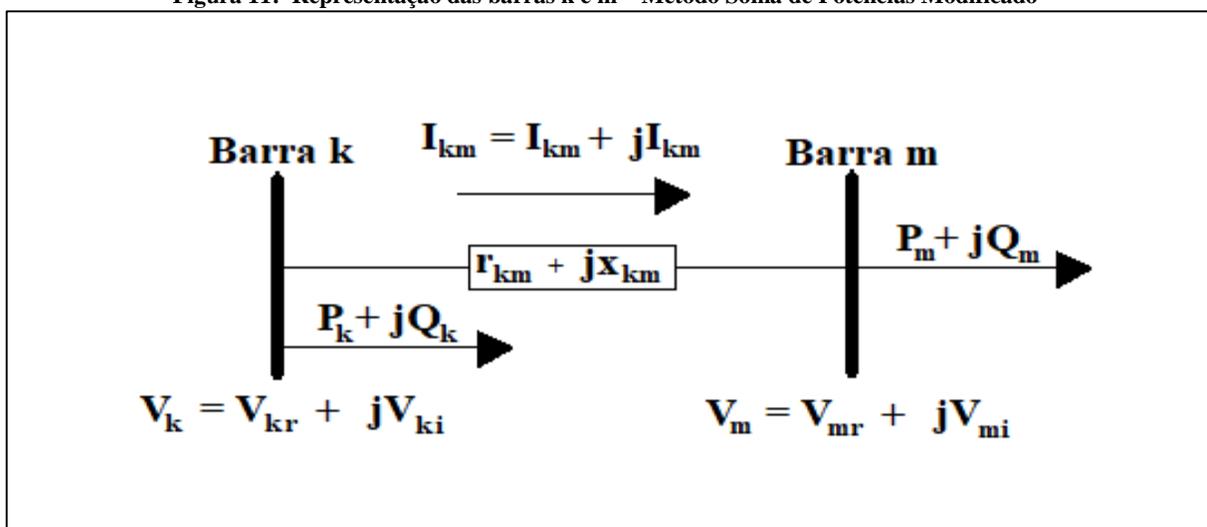


Fonte: Adaptado de Zvietcovich (2006)

5.3 MÉTODO DE SOMA DE POTÊNCIAS CONSIDERANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.

O Método de Soma de Potências (MSP) modificado, descrito por (PALMA et al., 2010), consiste inicialmente em ler todos os parâmetros da rede, como por exemplo, a impedância das linhas, os elementos shunt, a potência das cargas, a descrição da topologia, a magnitude da tensão na subestação, o critério de convergência ε_p (máxima variação de perdas) que será adotado e o máximo número de iterações (i_{max}). Posteriormente, devem ser fixados os valores estimados de tensões nas barras, e se possível escolher esses valores de acordo com a tensão da subestação. Também deve-se considerar a soma das perdas ativas na primeira iteração nulas, ($P_{per}^{(0)} = 0$).

Figura 11: Representação das barras k e m – Método Soma de Potências Modificado



Fonte: Do autor

Assim, durante o processo reverso, as perdas de potência ativa e reativa, (P_{kmp}) e (Q_{kmp}) respectivamente, devem ser calculadas, afim de obter a carga equivalente (S_k) do sistema elétrico. A carga equivalente é a somatória da injeção de potência líquida ativa e reativa de todas as barras a jusante da barra analisada. As equações abaixo apresentam as expressões anteriormente citadas:

$$P_{kmp} = I_{km}^2 r_{km} = r_{km} \frac{(P_m^2 + Q_m^2)}{V_m^2} \quad (24)$$

$$Q_{kmp} = I_{km}^2 x_{km} = x_{km} \frac{(P_m^2 + Q_m^2)}{V_m^2} \quad (25)$$

$$S_k = (P_k^{liq} + jQ_k^{liq}) + (P_m + jQ_m) + (P_{pkm} + jQ_{pkm}) \quad (26)$$

Onde, (r_{km}) é a resistência, (x_{km}) a reatância e (I_{km}) a corrente no trecho km ; (V_m) a tensão na barra m ; (P_m), (Q_m), (P_k) e (Q_k) as potências ativas e reativas líquidas nas barras m e k respectivamente. Ao final do processo de varredura reverso, deve-se computar as tensões em todas as barras do sistema em um processo de varredura direto, conforme a seguinte equação:

$$V_m^4 + [2(r_{km}P_m + x_{km}Q_m) - V_k^2]V_m^2 + (P_m^2 + Q_m^2)(r_{km}^2 + x_{km}^2) = 0 \quad (27)$$

Onde (V_k) é a tensão na barra k . A partir de (27) as seguintes conclusões podem ser tomadas (BRANDINI, 2000):

- Para um sistema equivalente de duas barras, a solução do sistema pode ser obtida, sendo uma das barras do tipo $V\theta$ e a outra do tipo PQ . Também é possível encontrar a solução para uma parcela do sistema, onde é conhecida a tensão da barra k e deseja-se encontrar a tensão da barra m .
- Embora de quarta ordem, é simples de resolver, pois é reduzível a uma equação de segunda ordem ao fazer uma mudança de variável $y=V_m^2$. Deve-se considerar apenas a solução positiva de V_m . Para duas soluções positivas, considera-se a maior tensão.

Ao fim do processo de varredura direto, afim de manter a tensão em um valor especificado, tais como são as barras que possuem geradores distribuídos do tipo PV , realiza-se um ajuste de injeção de potência reativa conforme a seguinte equação (PALMA et al., 2010):

$$Q_k^{liq,(i+1)} = Q_k^{liq,(i)} + \alpha^{(i)}(V_k^{esp} - V_k^{cal,(i)}) \quad (28)$$

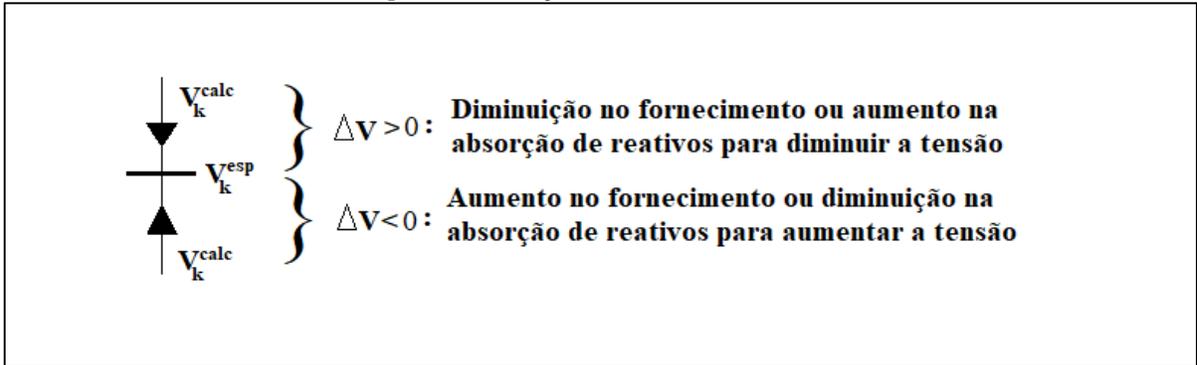
Onde $(Q_k^{liq,(i)})$ é a potência reativa líquida da barra k na i-ésima iteração, $(\alpha^{(i)})^1$ é o fator de sensibilidade na i-ésima iteração, (V_k^{esp}) a tensão especificada da barra k e (V_k^{calc}) a tensão na barra k na i-ésima iteração.

Durante o processo iterativo, deve-se definir qual será o erro permitido (ε_v) da variável controlada (ΔV_k) para que ao final do MSP modificado, a tensão atinja seu valor especificado:

$$\Delta V_k^{(i)} = V_k^{esp} - V_k^{calc,(i)} < \varepsilon_v \quad (29)$$

Enquanto o erro entre os valores especificados e calculados da magnitude de tensão nas barras de tensão controlada é maior que a tolerância (ε_v) , o processo de correção repete-se. Além disso, o erro (ΔV_k) pode ser tanto negativo quanto positivo. Essa alternância de sinais faz com que seja possível fazer o ajuste de tensão para mais ou para menos nas barras de tensão controlada.

Figura 12: Indicação de erro do sinal de tensão



Fonte: Do autor

Ressalta-se que existem restrições de geração de potência reativa, devendo-se obedecer a seguinte expressão:

$$Q_k^{G,min} \leq Q_k^{G,(i)} \leq Q_k^{G,max} \quad (30)$$

-
1. $\alpha^{(i)} = \frac{w^{(i)} S_k^{liq,(i)}}{V_k^{esp}}$: Estabelecida pelos autores de maneira heurística, apresenta unidade de potência /tensão. Sendo $(w^{(i)})$ e $(S_k^{liq,(i)})$ o fator de peso inercial e a potência aparente líquida da barra k da i-ésima iteração respectivamente. O fator de peso inercial é função de um fator de inércia máximo (w_{max}) e do número máximo de iterações (i_{max}) . Já o termo $(S_k^{liq,(i)})$ depende da potência ativa e reativa líquida da i-ésima iteração $(P_k^{liq,(i)})$ e $(Q_k^{liq,(i)})$ respectivamente. Estes termos são mais detalhados na literatura (PALMA et al., 2010).

Onde, $(Q_k^{G,\min})$ e $(Q_k^{G,\max})$ são os valores mínimo e máximo de injeção de potência reativa que o gerador na barra k é capaz de fornecer. Se o valor corrigido de potência $(Q_k^{G,(i)})$ ultrapassar os limites inferiores ou superiores de potência, seu valor torna-se igual ao limite que foi ultrapassado. Se o gerador não é capaz de regular a tensão, a convergência do processo iterativo só ocorrerá com $(Q_k^{liq,(i)})$ em seus limites superior ou inferior, e tendo atingido um número máximo de iterações (i_{\max}). Se o gerador é capaz de regular a tensão, então, a convergência do método se dá sob as seguintes condições:

- Quando ΔV_k (erro entre tensão especificada e tensão calculada) é menor do que um valor pré-definido, como se observa em (29), e o resíduo da perda de potência ativa (ΔP) é menor do que (ε_p) , sendo (ΔP):

$$\Delta P = \left| \sum_{k \neq p} P_{kmp}^{(i)} - \sum_{k \neq p} P_{kmp}^{(i-1)} \right| \quad (31)$$

O processo de correção das injeções líquidas de potência reativa para controle de tensão consiste basicamente nas seguintes etapas (PALMA et al, 2010):

1. Inicializações: Adotar a tensão de base do sistema como valor inicial para a magnitude das tensões de barra e ângulo no valor nulo. Adotar também um valor inicial para as injeções líquidas de potência reativa das barras PV. Método adotado:

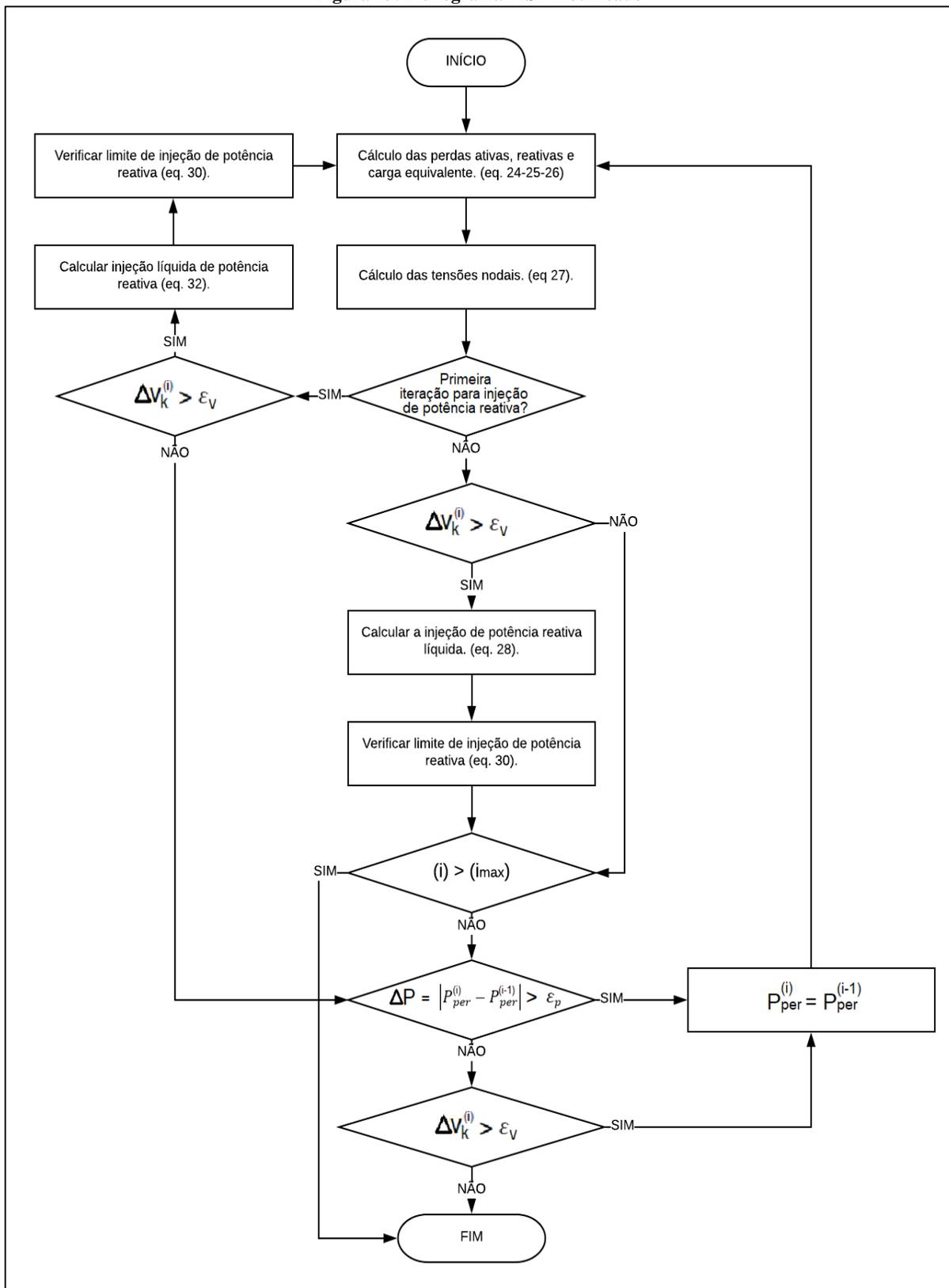
$$Q_k^{liq,(0)} = 0.5 \text{ rand } P_k^{esp} \quad (32)$$

Em que, $\text{rand} \in [0,1]$;

2. Proceder com as varreduras inversa e direta para a determinação de V_k^{esp} das barras PV;
3. Teste geral de convergência: calcular o erro entre os valores especificado e calculado da tensão das barras PV em (29). Se o maior erro for menor que uma tolerância especificada, sair do processo.
4. Corrigir as injeções líquidas de potência reativa das barras PV através de (28);
5. Testar as violações de restrições, limitar o valor de $Q_k^{liq,(i+1)}$ se necessário e retornar à etapa 2.

O fluxograma do MSP modificado é mostrado na *Figura 13*.

Figura 13: Fluxograma MSP modificado



Fonte: Do autor

6 OTIMIZAÇÃO POR NUVENS DE PARTÍCULAS

6.1 INTRODUÇÃO

A Otimização por Nuvens de Partículas (ONP) (do inglês, *Particle Swarm Optimization*) é uma metaheurística (KENNEDY; EBERHART, 1995), de fácil implementação, precisa de poucos parâmetros, o que a tornou bastante utilizada (BAI, 2010). Visto a necessidade da otimização de problemas unicamente discretos (variáveis inteiras), surge a versão discreta do PSO (KENNEDY; EBERHART, 1997), amplamente utilizada em problemas de sistemas elétricos, como por exemplo, na restauração de sistemas de distribuição em (OLIVEIRA et al., 2015), gerenciamento de demandas nas redes elétricas de distribuição em (AGNEESSENS et al., 2011) entre outros.

O problema de reconfiguração de sistemas elétricos de distribuição consiste na abertura ou fechamento de uma chave a qual pode ser representada nos seus estados “1” ligado, ou “0” desligado. Por esse motivo é utilizado o ONP na sua versão discreta. No entanto, para compreender a versão discreta, faz-se necessário apresentar a versão no seu modelo contínuo. Assim, as seções subsequentes tratam-se de apresentar os dois modelos (KENNEDY; EBERHART, 1995; KENNEDY; EBERHART, 1997).

6.2 OTIMIZAÇÃO POR NUVENS DE PARTÍCULAS CONTÍNUO

O ONP é inspirado na capacidade de um bando de aves, cardumes de peixes e rebanhos de animais se adaptarem ao ambiente, onde utilizam-se de um “compartilhamento de informações”, informando ao grupo, locais com grande potencial de alimentos e evitando predadores, desenvolvendo assim, uma vantagem evolutiva (HASSAN et al., 2004). Cada ave, peixe, ou animal é denominado de partícula ou indivíduo. Analogamente, o bando, cardume ou rebanho é denominado de grupo. Cada indivíduo possui uma informação com locais que apresentam potencial de alimento ou predadores, essa informação é denominada como *pbest* e reflete na melhor experiência do indivíduo. As informações de cada indivíduo são compartilhadas com todo o grupo, e de maneira geral as informações compartilhadas pelo grupo levam a uma interpretação de algum local favorável para encontrar alimentos, esse local é denominado como *gbest* e reflete na melhor experiência grupo. Os locais com alimentos, podem

ser interpretados como as possíveis soluções para otimização, e os locais com predadores, como possíveis soluções das quais deve-se evitar. Os locais explorados pela partículas e pelo grupo pode ser interpretado como espaço de busca.

Cada partícula busca pela solução de acordo com a sua experiência própria e com a experiência do grupo. A experiência própria de cada partícula relaciona-se a sua individualidade ou ao seu componente cognitivo. A sociabilidade da partícula ou seu componente social relaciona-se a experiência do grupo. Portanto, a busca por uma solução de cada partícula é afetada por seu componente cognitivo e ao seu componente social. Cada partícula no espaço de busca é representada por uma posição. No espaço de busca, uma solução pode ser representada por uma partícula. Logo, o conjunto de todas as partículas representam o conjunto de potenciais soluções para o problema de otimização. Associado a posição de cada partícula, tem-se a velocidade de cada partícula. Essa velocidade é função da experiência individual da partícula e também função da experiência do grupo.

A posição de cada partícula é dada de acordo a seguinte equação (KENNEDY; EBERHART, 1995):

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^{k+1} \quad (33)$$

Ao observar (33), como o PSO se trata de um algoritmo iterativo, o índice (k) refere-se a k-ésima iteração, e o índice (i) representa a i-ésima partícula. Portanto, a posição atual da partícula ($X_i^{(k+1)}$), depende de sua posição passada ($X_i^{(k)}$), e da sua velocidade atual (V_i^{k+1}). A expressão para a velocidade de cada partícula é dada por (KENNEDY; EBERHART, 1995):

$$V_i^{k+1} = V_i^k + c_1 * rand_1 * (P_{best,i}^{(k)} - X_i^{(k)}) + c_2 * rand_2 * (G_{best}^{(k)} - X_i^{(k)}) \quad (34)$$

Como se observa, a velocidade atual da partícula é função da sua velocidade passada (V_i^k), de sua posição passada ($X_i^{(k)}$), além de relacionar-se com a experiência individual da partícula (P_{best}) e com a experiência do grupo (G_{best}). Os termos ($rand_1$) e ($rand_2$) são valores aleatórios variando num intervalo entre 0 e 1. Já os termos (c_1) e (c_2) são definidos como pesos de comportamento social e cognitivo da partícula.

Algumas observações feitas à partir de (34) são elucidadas por (ENGELBRECHT, 2006):

- A velocidade anterior ($V_i^{(k)}$): É um termo que serve como uma lembrança da direção da posição anterior da partícula. Pode ser visto como um termo que impede que a partícula mude de direção drasticamente.
- O componente individual [$c_1 * rand_1 * (P_{best,i} - X_i^{(k)})$]: Assemelha-se a memória individual que era a melhor posição para a partícula. O efeito desse componente é que as partículas são atraídas de volta a suas melhores posições assemelhando-se à tendência dos indivíduos a retornarem a situações ou lugares que eram melhores soluções no passado.
- O componente social [$c_2 * rand_2 * (G_{best} - X_i^{(k)})$]: É um termo que quantifica o desempenho da partícula em relação ao grupo de partículas ou vizinhos. Conceitualmente, o componente social assemelha-se a uma norma ou padrão de grupo que as pessoas procuram alcançar. O efeito do componente social é que cada partícula também é atraída para a melhor posição encontrado pela vizinhança da partícula.

Os termos ($rand_1$) e ($rand_2$) são variáveis aleatórias incluídas no algoritmo para criar uma variação no sistema e dar à simulação uma interessante aparência “realista” (KENNEDY; EBERHART, 1995).

6.2.1 FATOR DE PESO INÉRCIAL

Uma modificação em (34) proposta por (SHI e EBERHART, 1998), introduz um novo parâmetro, chamado pelos autores de peso de inércia (w). A proposta é de que esse parâmetro (w) traga uma melhoria na performance do algoritmo do PSO. Assim, (34) assume a seguinte forma:

$$V_i^{k+1} = wV_i^k + c_1 * rand_1 * (P_{best,i}^{(k)} - X_i^{(k)}) + c_2 * rand_2 * (G_{best}^{(k)} - X_i^{(k)}) \quad (35)$$

Engelbrecht (2006), também comenta que o fator de inércia otimiza a exploração das partículas no espaço de busca. Valores de ($w \geq 1$) aumentam a velocidade e fazem com que as partículas não mudem de direção para procurar boas soluções. Em contrapartida, valores de (w

< 1) decrementam a velocidade, assim, complementa Engelbrecht (2006), valores maiores para o peso de inércia facilitam a exploração, com maior diversidade de soluções, e pequenos valores para o peso de inércia, promove a exploração local. No entanto, quando esses valores do peso de inércia são muito pequenos, acabam por eliminar a capacidade de exploração do enxame. Shi e Eberhart (1998), sugerem que o peso de inércia no intervalo $[0.9, 1.2]$ na média proporciona uma performance melhor do PSO.

6.2.2 COEFICIENTES DE ACELERAÇÃO

Os coeficientes de aceleração (c_1) e (c_2) são termos que reforçam a decisão das partículas em tomar suas decisões de acordo com seu comportamento individual ou de acordo com seu comportamento social. Aumentar o peso do comportamento individual leva a partícula ter uma medida mais moderada nas suas ações ao explorar o espaço de busca. Por outro lado, uma tendência maior no comportamento social, leva a partícula a ser influenciada por seus vizinhos. Os diferentes valores adotados para (c_1) e (c_2) quando analisados em (35) podem ser entendidos da seguinte maneira (ENGELBRECHT, 2006):

- Caso em que ($c_1 = c_2 = 0$): As partículas se movem de acordo com sua velocidade até atingir os limites do espaço de busca.
- Caso em que ($c_1 > 0$ e $c_2 = 0$): As partículas são independentes e portanto não são influenciadas pelas outras partículas.
- Caso em que ($c_1 = 0$ e $c_2 > 0$): Todo o enxame é atraído para uma única solução.
- Caso em que ($c_1 > 0$ e $c_2 > 0$): As partículas utilizam da experiência individual e da cooperação do grupo na exploração de boas soluções no espaço de busca.

Como recomendado em (KENNEDY; EBERHART, 1995), valores de ($c_1 = c_2 = 2$) tem superado versões anteriores que adotaram medidas diferentes de (c_1) e (c_2).

6.2.3 FUNÇÃO OBJETIVO

A função objetivo ou função fitness no ONP é utilizada para “medir” a habilidade de uma partícula ao explorar o espaço de busca. Pode ser entendida também para quantificar quão próxima uma solução (partícula) está de uma solução ótima. Assim, de acordo com (BLONDIN,

2009), dada uma função objetivo f , matematicamente, a solução ótima ou a solução de um problema envolvendo a sua minimização pode ser entendido como:

$$\text{Dado } f: R^n \rightarrow R \quad (36)$$

$$\text{Obtenha } \hat{x} \in R^n \rightarrow R \text{ de modo que } f(\hat{x}) \leq f(x) \forall x \in R^n \quad (37)$$

Sendo que o domínio (R^n) refere-se ao espaço de busca. E cada elemento de (R^n) é definido como uma solução candidata no espaço de busca, onde (\hat{x}) é a solução ótima. O valor (n) denota o número de dimensões do espaço de busca e portanto o número de parâmetros envolvidos no problema de otimização (BLONDIN, 2009).

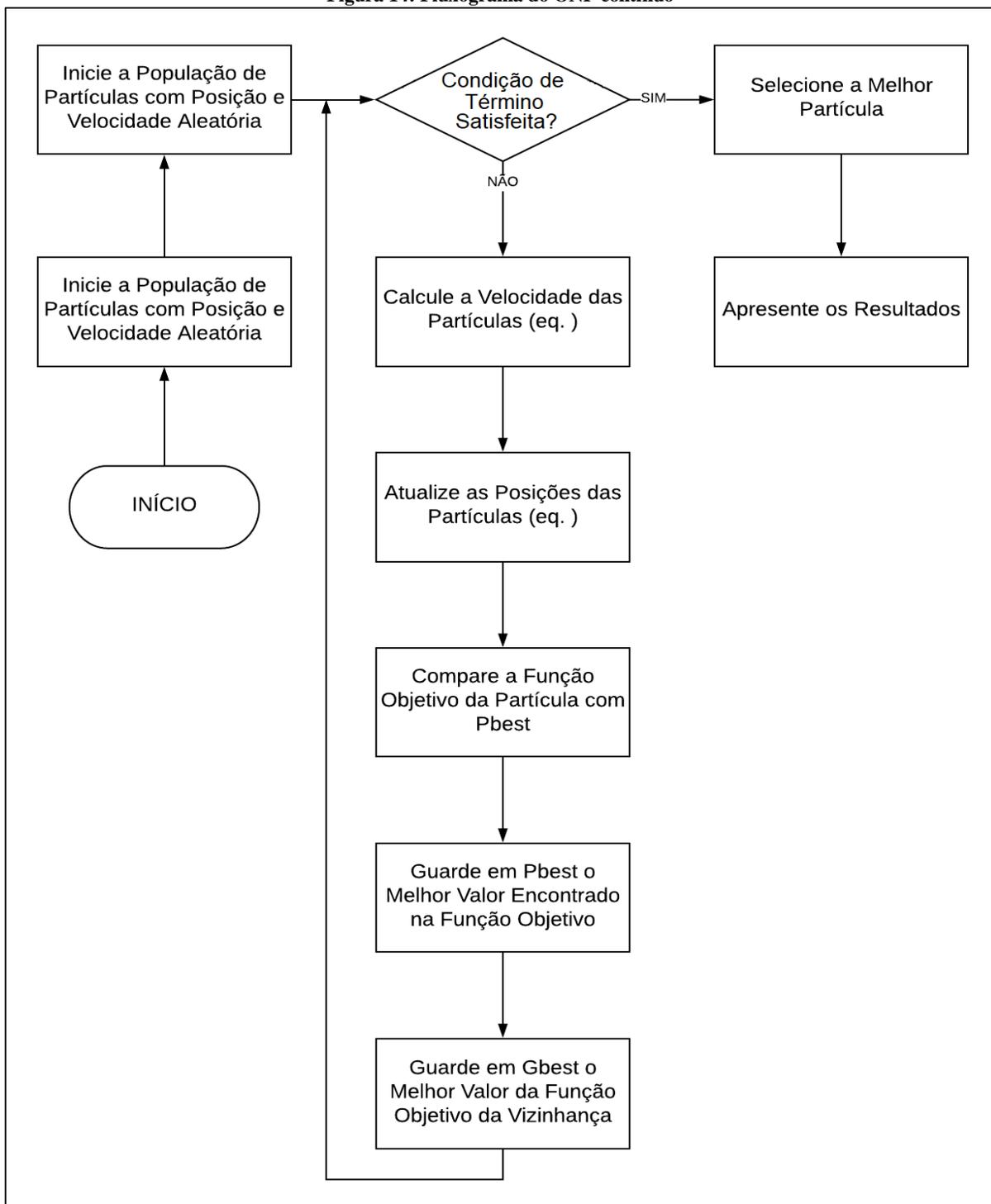
6.2.4 EXECUÇÃO

A *Figura 14* mostra o fluxograma do ONP contínuo. Assim, de acordo com o fluxograma o algoritmo deve ser executado da seguinte maneira:

1. Inicie a População de Partículas com Posição e Velocidade Aleatória: Defina o número de partículas que a população deve ter e atribua uma posição e velocidade aleatória a cada uma delas.
2. Avalie as Partículas: Compute a eficiência da partícula de acordo com a função fitness e defina qual apresenta o melhor desempenho.
3. Condição de Término Satisfeita: Se a partícula com o melhor desempenho apresenta uma solução ótima, então selecione essa partícula e imprima os resultados, caso contrário, siga o passo 4.
4. Calcule a velocidade de todas as partículas de acordo com (35) e posteriormente atualize a posição de cada uma delas de acordo (33).
5. Compare a Função Objetivo da Partícula com $Pbest$: A função objetivo deve calcular a eficiência da partícula de acordo com o problema proposto. Se essa partícula apresenta um resultado melhor do que as suas experiências passada, então siga para o passo 6. Caso contrário, não atualize $Pbest$.
6. Guarde em $Pbest$ o Melhor Valor Encontrado na Função Objetivo: Como a partícula apresenta uma solução melhor do que a sua solução anterior, então atualize $Pbest$ para a melhor solução encontrada da partícula.

7. Guarde em *Gbest* o Melhor Valor da Função Objetivo da Vizinhança: Se o valor de *Pbest* da partícula apresenta um resultado melhor do que a solução encontrada pelo grupo, então atribua a *Gbest* o valor de *Pbest*. Retorne ao passo 3.

Figura 14: Fluxograma do ONP contínuo



Fonte: Adaptado de (VOIT, 2009)

6.3 OTIMIZAÇÃO POR NUVENS DE PARTÍCULAS DISCRETO

O ONP na sua versão discreta (KENNEDY; EBERHART, 1997), apresenta uma mudança na equação que representa a posição das partículas. Assim, diferentemente de (33), a posição depende da função sigmoide $S(V)$:

$$S(V_i^{k+1}) = \frac{1}{1 + e^{-V_i^{k+1}}} \quad (38)$$

Onde (V^{k+1}) é a velocidade da i -ésima partícula no instante atual $(k+1)$, podendo variar no intervalo $[0,1]$. Os autores estabelecem que:

$$X_i^{k+1} = \begin{cases} 1, & \text{rand } [0,1] < S(V_i^{k+1}) \\ 0, & \text{rand } [0,1] \geq S(V_i^{k+1}) \end{cases} \quad (39)$$

O que significa que para valores maiores da velocidade (V^{k+1}) , maior é a probabilidade da posição ter o valor 1. Assim, Kennedy e Eberhart (1997) estabelecem que a posição é apresentada como uma sequência de bits de modo que (35) para atualização da velocidade relaciona-se com a condição estabelecida por (39). A expressão da velocidade definida no ONP contínuo permanece inalterada (35), no entanto, a variável que representa a melhor experiência da partícula $(P_{\text{best},i}^{(k)})$, do grupo $(G_{\text{best},i}^{(k)})$, e a variável que representa sua posição (X_i^k) , são agora variáveis inteiras assumindo “0” ou “1”, enquanto que a velocidade da partícula (V_i^{k+1}) pode ser visto como um termo de probabilidade contínuo, assumindo valores no intervalo $[0,1]$.

Desde que a versão discreta do ONP foi publicada, algumas variações de sua versão original foram publicadas com a proposta de resolver outros problemas discretos. Como é o caso de Hadia et al. (2012), onde os autores propõe solucionar o problema do caixeiro viajante com o ONP discreto. Ao invés da velocidade assumir valores contínuos entre $[0,1]$, agora ela é vista como um operador que indica as posições que devem ser transpostas na posição de cada partícula. Também, a posição não é vista mais como uma sequência de bits de 1 e 0 e sim como números inteiros. Para exemplificar:

$$\text{Dado } v = \{(1,3), (2,4)\} \text{ e } x = (9,8,7,6) \quad (40)$$

Então, as transposições na posição (x) da partícula dá-se;

$$x' = (7,8,9,6) \quad (41)$$

$$x'' = (7,6,9,8) \quad (42)$$

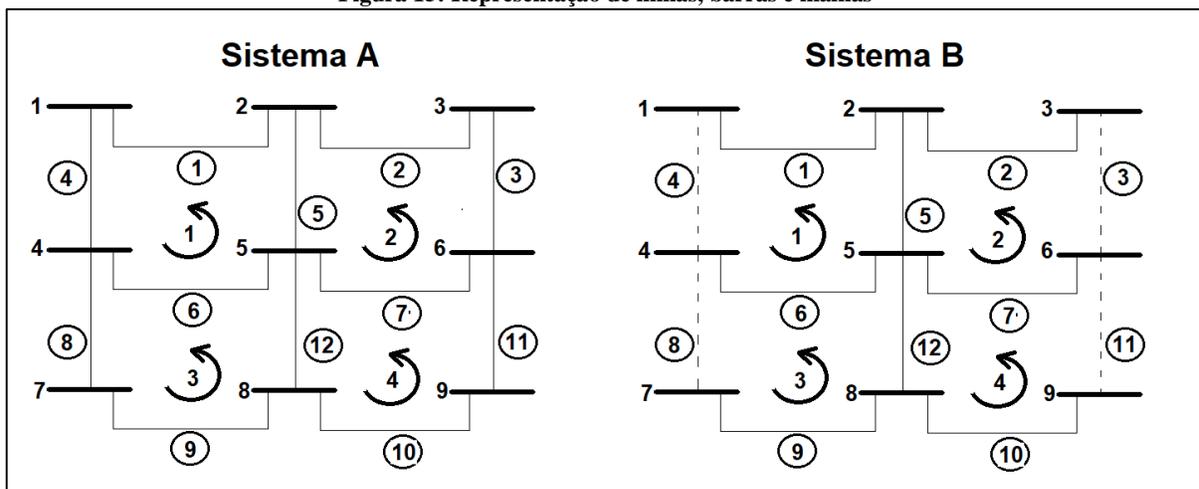
Para o problema de reconfiguração deste trabalho, também utiliza-se de uma versão modificada do PSO discreto apresentado na sequência.

6.4 A OTIMIZAÇÃO POR NUVENS DE PARTÍCULAS (ONP) DISCRETO APLICADO AO PROBLEMA DE RECONFIGURAÇÃO

6.4.1 REPRESENTAÇÃO DE UM SISTEMA ELÉTRICO NO ONP DISCRETO

Um sistema elétrico de distribuição pode ser representado por malhas, trechos (linhas) e barras de carga e de geração. Esses trechos podem assumir um estado ativo ou inativo, similar a uma chave na condição “0” para desligado ou “1” para ligado. No entanto, ao invés da representação binária {0 e 1}, os trechos podem ser representados através de números inteiros {1,2,3,4, ..., n} onde n é a n -ésima linha. A *Figura 15*, apresenta dois sistemas (sistema A e sistema B) com a representação dos trechos, identificados com o número inteiro com um círculo.

Figura 15: Representação de linhas, barras e malhas



Fonte: Do autor

Analisando o sistema A, cada trecho interconecta duas ou mais barras, e pertencem a uma ou duas malhas. Essas malhas são representadas pelas setas circulares {1, 2, 3 e 4}. Assim, por exemplo, a malha 1 é composta pelos trechos {1, 4, 5, 6}. No estado ativo, pode-se dizer que os trechos da malha 1 é o conjunto de todos os trechos pertencentes a essa malha. No entanto, ao analisar o sistema B, os trechos ativos da malha 1 são {1 e 6}. Portanto, os trechos ativos são representados como números inteiros, e os trechos inativos embora sejam identificados também como números inteiros, não aparecem no conjunto de trechos pertencentes às malhas.

6.4.2 REPRESENTAÇÃO DOS INDIVÍDUOS

Como discutido anteriormente, cada partícula representa uma possível solução de algum problema de otimização no PSO. Para o problema de reconfiguração, as partículas são representadas através dos trechos inativos do sistema de potência. O conjunto dos trechos inativos forma um sistema elétrico radial cuja perda de potência ativa do sistema (custo) é obtido pela função fitness em (1), que em outras palavras mede o desempenho da partícula. Assim, a partícula que representa o sistema B da *Figura 15* pode ser exibida da seguinte forma:

Tabela 5: Representação de uma partícula

Partícula				
Trechos				Perda (kW)
3	4	8	11	222,20

Fonte: Do autor

O valor de custo 222,20 kW foi adotado hipoteticamente para facilitar a compreensão da representação de uma partícula.

6.4.3 POPULAÇÃO INICIAL

A população inicial de partículas é gerada com base na dimensão (n) do problema. A dimensão é representada pelo número de trechos inativos do sistema elétrico. No caso do sistema B da *Figura 15*, a dimensão é $n=4$. Assim, uma possível população de 4 partículas para o sistema A que o torna radial é:

Tabela 6: Representação de uma população de partículas

Partículas				
Trechos				Perda (kW)
3	4	8	11	222,20
5	7	10	12	165,13
4	8	5	12	187,85
3	8	5	12	130,22

Fonte: Do autor

A melhor experiência individual de uma partícula (P_{best}) é definida através de seu menor custo. Analogamente, a melhor experiência obtida pelo grupo de partículas (G_{best}) é definido pelo menor custo encontrado pelo grupo. Para o exemplo em questão, o grupo tem sua melhor experiência (G_{best}) = {3,8,5,12}, representado pela partícula com (custo) perda de 130,22 kW.

6.4.4 CÁLCULO DA VELOCIDADE

Como se trata de um algoritmo discreto, a equação da velocidade apresentada em (36) agora é apresentada da seguinte forma:

$$V_i^{k+1} = \text{round} \left[wV_i^k + c_1 * \text{rand}_1 * \left(P_{best,i}^{(k)} - X_i^{(k)} \right) + c_2 * \text{rand}_2 * \left(G_{best}^{(k)} - X_i^{(k)} \right) \right] \quad (43)$$

Onde o termo *round* é uma função do MATLAB que dado um conjunto de valores contínuos, retorna um conjunto de números inteiros. Como exemplo:

$$V_i^{k+1} = \text{round}[0.1; 2.7; 1.5; 4.4] = \{0; 3; 2; 4\} \quad (44)$$

Para a atualização da velocidade, em (43), alguns termos admitem valores contínuos, como é o caso do peso de inércia (w), os coeficientes de aceleração (c_1) e (c_2), bem como os termos randômicos (rand_1) e (rand_2). No entanto, os termos $[P_{best,i}^{(k)} - X_i^{(k)}]$ e $[G_{best}^{(k)} - X_i^{(k)}]$ são expressões discretas e o seu cálculo, para este trabalho, baseia-se na heurística apresentada em (GOSWAMI; BASU, 1992), apresentada seção 6.5: *Heurística de Goswami-Basu*. Como exemplo, seja $P_{best,i}^{(k)} = \{3; 4; 8; 11\}$ e $X_i^{(k)} = \{3; 8; 5; 12\}$. Então, através do fechamento de apenas uma chave por vez de ($P_{best,i}^{(k)}$) e posteriormente sua abertura, forma-se laços, onde são representados pelas chaves que os compõe.

Tabela 7: Cálculo da distância ONP discreto

$P_{best,i}^{(k)}$	3	4	8	11	Distância = 0
	5	1	6	7	Distância = 1
	2	5	9	12	Distância = 2
	7	6	12	10	Distância = 3
$X_i^{(k)}$	3	8	5	12	
$[P_{best,i}^{(k)} - X_i^{(k)}]$	0	0	1	2	

Fonte: Do autor

Como se pode observar da *Tabela 7*, ao fechar a chave 3, um laço é formado através das chaves 3, 5, 2 e 7. Ao abrir a chave 3 e fechar a chave 4, outro laço é formado com as chaves 4, 1, 5 e 6. O processo se repete para todas as chaves de $P_{best,i}^{(k)}$.

Posteriormente, seleciona-se (em cinza) as chaves de $X_i^{(k)}$ com a lista de chaves de $P_{best,i}^{(k)}$ que formaram laços através da abertura e fechamento destas. A distância então é computada pela qual apresenta a menor distância. Assim, por exemplo, a chave 12 que compõe $X_i^{(k)}$ encontra-se a uma distância mais próxima de 2 unidades de $P_{best,i}^{(k)}$.

A distância entre $[P_{best,i}^{(k)} - X_i^{(k)}] = \{0; 0; 1; 2\}$, e portanto, a velocidade atual pode ser obtida. O próximo passo consiste então em obter a nova posição da partícula.

6.4.5 CÁLCULO DA NOVA POSIÇÃO

O cálculo da nova posição baseia-se na técnica utilizada na seção anterior através da abertura e fechamento de chaves para a formação de laços. Assim, com base nos laços formados, $X_i^{(k+1)}$ é obtido acrescentando-se de $X_i^{(k)}$ o número de posições que devem ser incrementadas previamente estabelecidas em $V_i^{(k+1)}$.

Tabela 8: Cálculo da nova posição de uma partícula

$X_i^{(k)}$	3	8	5	12	Posição = 0
	5	6	2	7	Posição = 1
	2	9	3	11	Posição = 2
	7	12	7	10	Posição = 3
$V_i^{(k+1)}$	0	3	2	4	
$X_i^{(k+1)}$	3	12	3	12	

Fonte: Do autor

Como exemplo, supondo $X_i^{(k)} = \{3; 8; 5; 12\}$ e $V_i^{(k+1)} = \{0; 3; 2; 4\}$, então o primeiro termo de $X_i^{(k)}$, a chave 3, deve ser atualizada para a posição 0, pois o primeiro termo de $V_i^{(k+1)}$ é 0, e portanto permanece sendo a chave 3. Já o segundo termo de $X_i^{(k)}$, a chave 8, deve ser

atualizada para a posição 3, pois o segundo termo de $V_i^{(k+1)}$ é igual a 3 e portanto a chave 8 é atualizada para a chave 12. Como último exemplo, a chave 12, último termo de $X_i^{(k)}$ deve ser atualizada para a posição 4. Como a posição 4 não existe, a contagem continua partindo da posição 0. E portanto a chave 12 é atualizada para a chave 12.

Como se observa, a nova posição é $X_i^{(k+1)} = \{3; 12; 3; 12\}$. O que significa que para o sistema A da *Figura 15*, as chaves 3 e 12 devem ser abertas. No entanto, essa solução é descartada, uma vez que forma um sistema com laços.

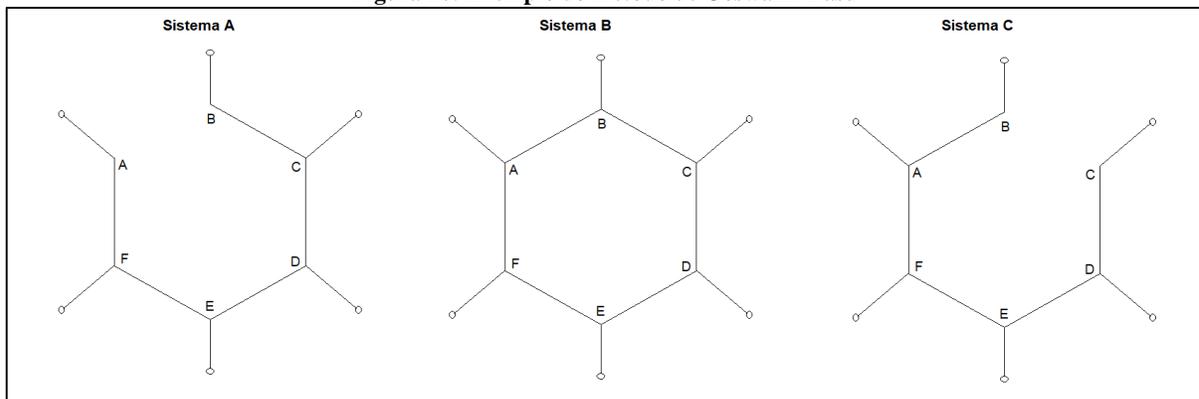
6.5 HEURÍSTICA DE GOSWAMI-BASU

6.5.1 INTRODUÇÃO

Um método utilizado neste trabalho que busca refinar a solução encontrada pelo ONP discreto baseia-se em uma técnica proposta por (GOSWAMI; BASU, 1992). Trata-se de um método de busca local, que altera as soluções existentes. Os autores utilizam de um algoritmo heurístico denominado Padrão de Fluxo Ótimo (PFO) para minimizar as perdas de um sistema elétrico de distribuição. A técnica consiste em fechar uma chave de um sistema tipicamente radial, de modo a formar um único laço, para posteriormente abrir outra chave, de modo que o sistema continue radial.

Este método é exemplificado na *Figura 16*, onde têm-se inicialmente (Sistema A), um sistema tipicamente radial. Fecha-se a chave (A-B) e forma-se um laço (Sistema B), posteriormente a chave (B-C) é aberta (Sistema C), de modo a formar novamente um sistema radial.

Figura 16: Exemplo do método de Goswami-Basu



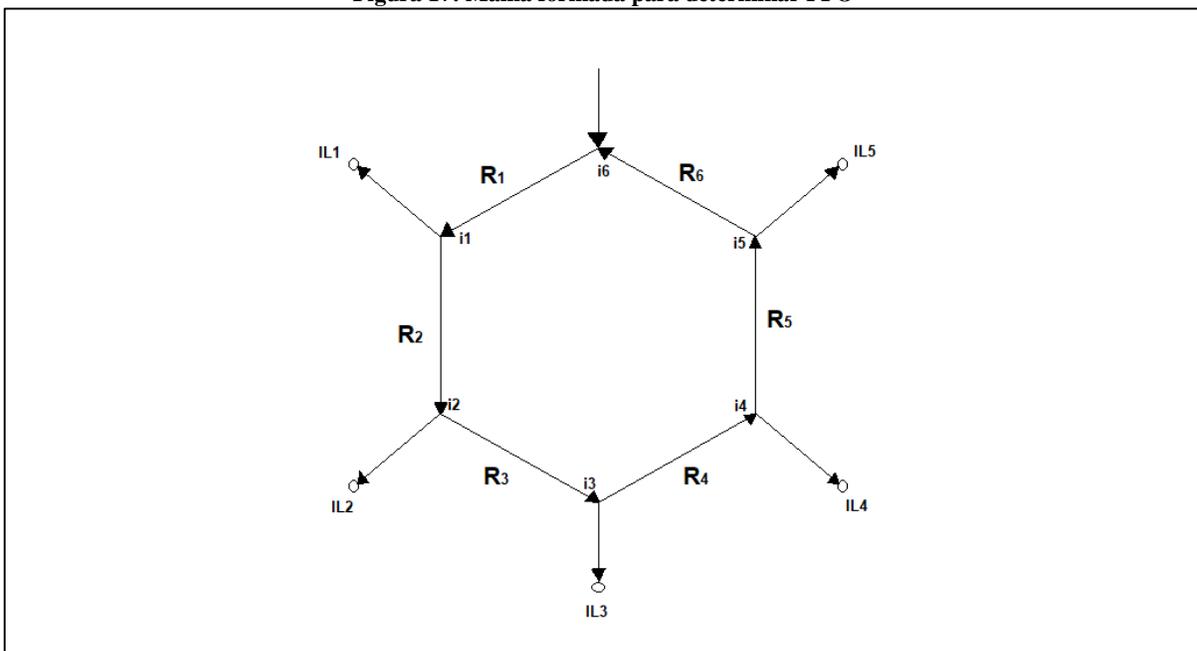
Fonte: Do autor

6.5.2 O PADRÃO DE FLUXO ÓTIMO

O PFO consiste numa primeira etapa em selecionar qual chave aberta deve ser fechada baseando-se em três critérios diferentes. O primeiro critério fundamenta-se na chave que possui a maior queda de tensão entre seus terminais, justificando-se pelo fato que devido a uma maior queda de tensão, então haja uma maior redução nas perdas; O segundo critério baseia-se em fechar a chave ao qual a queda de tensão é mínima, sustentando-se ao fato de que a mínima diferença de tensão pode fornecer uma solução mais rápida; Por último, o terceiro critério apoia-se em fechar as chaves de maneira aleatória. De acordo com (GOSWAMI; BASU, 1992) os três métodos obtiveram a mesma configuração final.

A segunda etapa consiste em encontrar o Padrão de Fluxo Ótimo em todos os trechos pertencentes a uma malha, utilizando-se da lei de Kirchoff das Correntes em todos os nós da malha e da lei de Kirchoff das Tensões na malha, considerando apenas a parte resistiva de cada trecho.

Figura 17: Malha formada para determinar PFO



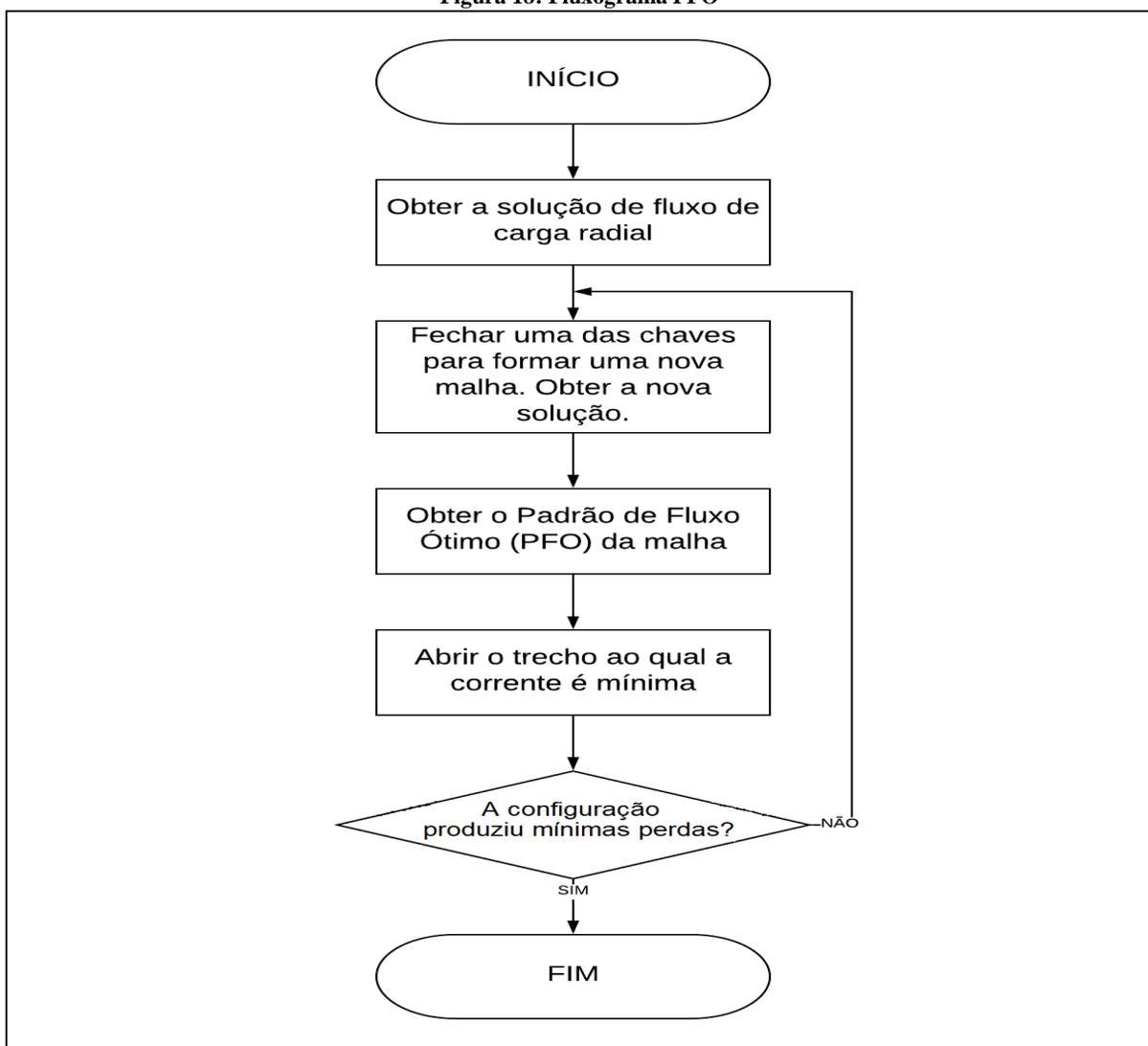
Fonte: Do autor

Assim, dado uma malha qualquer, como apresentado na *Figura 17*, sendo (IL_1, IL_2, \dots, IL_5) as correntes injetadas nos nós; (i_1, i_2, \dots, i_6) as correntes em cada trecho do sistema elétrico e (R_1, R_2, \dots, R_n) a resistência nos trechos, então o PFO pode ser resolvido da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} R_1 & R_2 & R_3 & R_4 & R_5 & R_6 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \\ i_5 \\ i_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ IL_1 \\ IL_2 \\ IL_3 \\ IL_4 \\ IL_5 \end{bmatrix} \quad (45)$$

Onde (i_1, i_2, \dots, i_6) representa o Padrão de Fluxo Ótimo, de modo que, após a sua determinação, a configuração radial é obtida abrindo a chave correspondente ao trecho com menor corrente. O sistema em (45) é discutido mais detalhadamente no Apêndice A. O fluxograma do método de PFO é mostrado na *Figura 18*:

Figura 18: Fluxograma PFO



Fonte: Adaptado de (GOSWAMI; BASU, 1992)

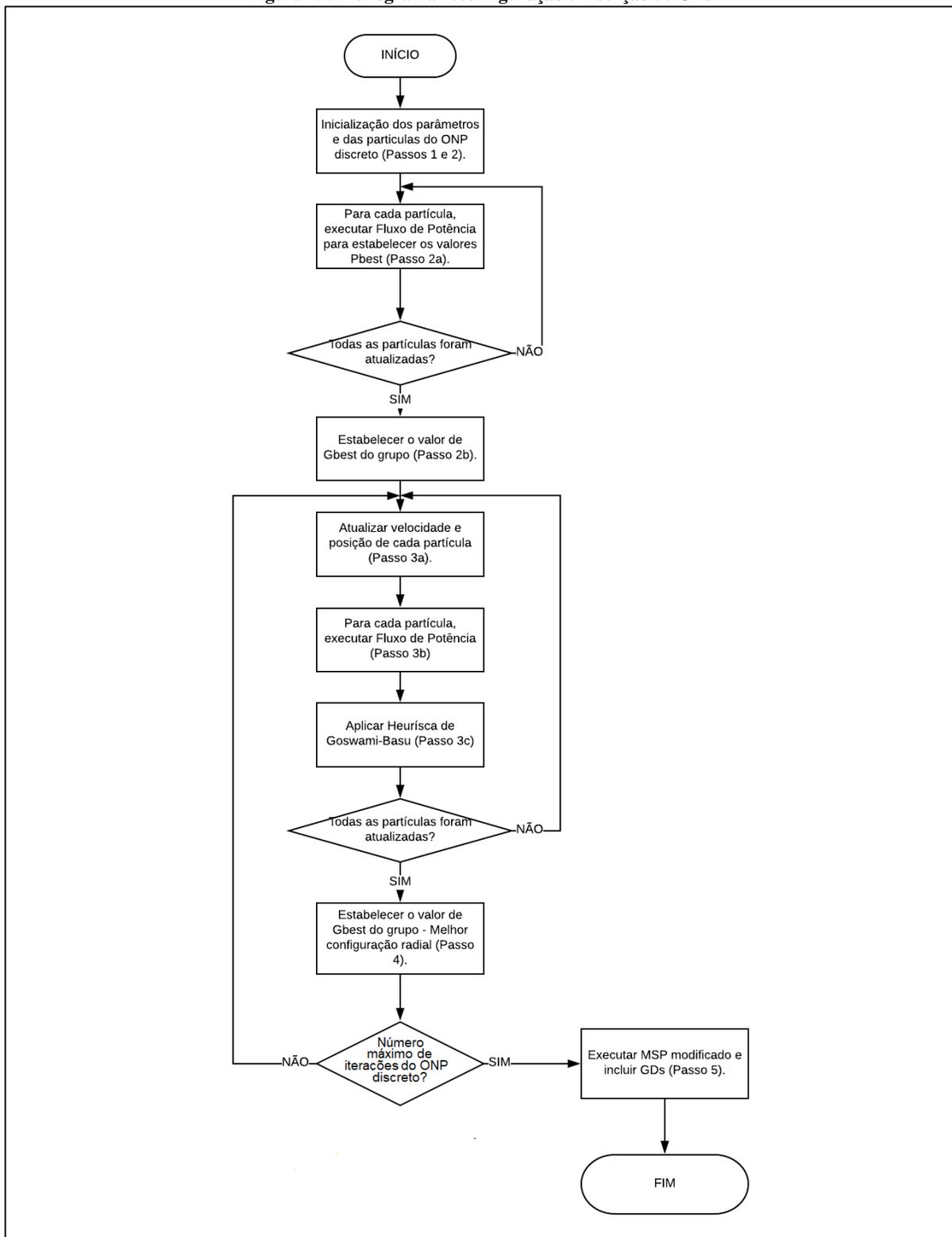
7 PASSOS DE EXECUÇÃO PARA RECONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS E INSERÇÃO DE GDs

Para reconfiguração do sistema elétrico e inclusão de GDs, utilizando o Algoritmo do ONP discreto juntamente com a técnica de busca local, os seguintes passos foram tomados:

1. Inicializar os parâmetros do ONP discreto, como número de indivíduos, definição das constantes individuais (c_1) e cognitivas (c_2) de cada indivíduo e grupo respectivamente, bem como definição da peso inercial (w) e número máximo de iterações.
2. Inicializar cada partícula, obtendo uma velocidade inicial (v), uma posição (x), e seu desempenho, que neste trabalho é medido através das perdas ativas.
 - a. Para cada partícula, estabelecer seu valor $pbest$.
 - b. Para o grupo, estabelecer o valor $gbest$.
3. Executar o ONP discreto, de modo que:
 - a. Para cada partícula, atualizar sua posição (x) e sua velocidade (v).
 - b. Calcular seu desempenho, através da função *fitness*.
 - c. Aplicar uma busca local, executando o Método de Padrão de Fluxo Ótimo, obtendo se possível uma solução com melhor desempenho, isto é, uma nova configuração com menor perda ativa.
 - d. Voltar ao passo (3) enquanto o número de iterações do ONP discreto não estiver atingido um valor pré-estabelecido de iterações. Para este trabalho, foi considerado que se durante 5 iterações, não houver melhoria no resultado, o programa é finalizado.
4. Ao final do ONP, uma configuração radial de um sistema elétrico de distribuição com a menor perda de potência ativa é fornecida.
5. Com base na melhor configuração radial, executar o MSP modificado e incluir Geradores Distribuídos do tipo PV. Esses geradores são incluídos de forma aleatória no sistema de distribuição, afim de verificar seus impactos. Os critérios de paradas do MSP modificado está de acordo com o número máximo de iterações (i_{max}), com o erro de tensão (ϵ_v) e o resíduo de potência (ϵ_p), discutidos na seção 5.3.

O fluxograma dos passos anteriores é mostrado na *Figura 19*.

Figura 19: Fluxograma reconfiguração e inserção de GDs



Fonte: Do autor

8 RESULTADOS

8.1 INTRODUÇÃO

Foram utilizadas três redes elétricas, a primeira de 33 barras (BARAN; WU, 1989a). A segunda de 70 barras (BARAN; WU, 1989b) e uma última de 119 barras (ZHANG et al., 2007). As informações das redes encontram-se nos anexos A, B e C respectivamente.

Foi considerada a operação de uma e duas unidades geradores distribuídos nas redes testadas, utilizando diferentes valores de potência ativa dos GDs (300 kW, 350 kW, 400 kW e 500 kW).

Para todas as redes testadas, foi considerada a potência base de 1000 kVA e a tensão base a indicada na saída da subestação. O MATLAB foi utilizado para a implementação computacional e um PC de 8 GB RAM, processador Intel i7-6ª Geração 2.50 GHz. Os parâmetros utilizados na simulação são definidos nas seções posteriores.

8.2 SISTEMA DE 33 BARRAS

O sistema de 33 barras (BARAN; WU, 1989a) possui 37 linhas das quais 32 linhas estão ativas (operação radial), sendo que na configuração inicial, as linhas 33, 34, 35, 36 e 37 encontram-se inativas. A potência ativa total é de 3,715 MW e potência reativa de 2,3 MVar. Os valores dos parâmetros da metodologia foram considerados os seguintes: população de 100 partículas, constante inercial de $w = 1$, constante individual $c_1 = 1$ e constante cognitiva $c_2 = 1$. O patamar de carga foi $FC = 1,0$ (carga leve). A *Tabela 9* apresenta os resultados aplicando o ONP discreto, assim como os obtidos no trabalho de (ZVIETCOVICH, 2006) que utiliza a técnica Busca por Vizinhança Variável (VNS).

Tabela 9: Perdas ativas para o sistema de 33 barras sem GD – Carga Leve.

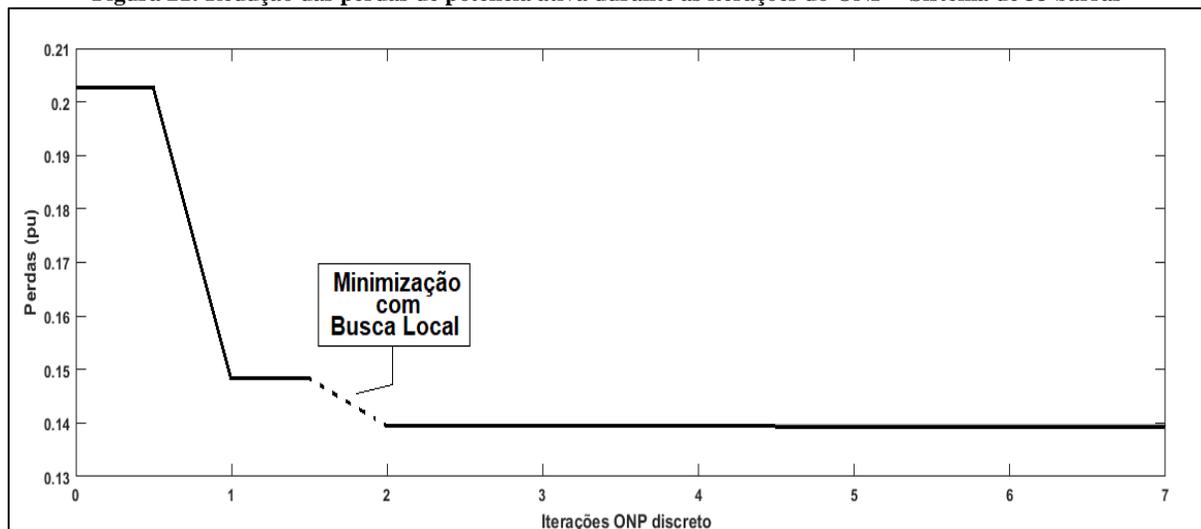
Configuração		Perdas (kW)		Menor Tensão
		PSO	(ZVIETCOVICH, 2006)	
Antes	33-34-35-36-37	202,6771	202,6762 (Sem VNS)	0,9130 (Barra 18)
Depois	7-9-14-32-37	139,5513	139,5497 (Com VNS)	0,9378 (Barra 32)
Redução das Perdas (%)		31,1459	31,1464	-

Fonte: Do autor

Dos resultados, depreende-se que a metodologia encontrou os mesmos resultados apresentados na literatura. A *Figura 20* apresenta a rede após a reconfiguração.

Já o gráfico na *Figura 21* ilustra os melhores resultados, com perdas ativas obtidas mínimas pela metodologia proposta (ONP discreto e técnica de busca local).

Figura 21: Redução das perdas de potência ativa durante as iterações do ONP – Sistema de 33 barras



Fonte: Do autor

Percebe-se que antes de aplicar a técnica de otimização, a perda ativa inicial da rede de 33 barras é de 202,6771 kW (0.2026771 pu). Na primeira iteração da Nuvem de Partículas (ONP discreto), uma nova configuração é obtida, apresentando perdas ativas da ordem de 148,2295 kW (0.1482295 pu). À partir dessa solução, através de uma busca local, ocorre uma minimização dessas perdas (em tracejado no gráfico), onde são reduzidas de 148,2295 kW para 139,5513 kW (0.1395513 pu). O processo de otimização converge na 5ª iteração do ONP discreto, onde não há mais minimização das perdas ativas.

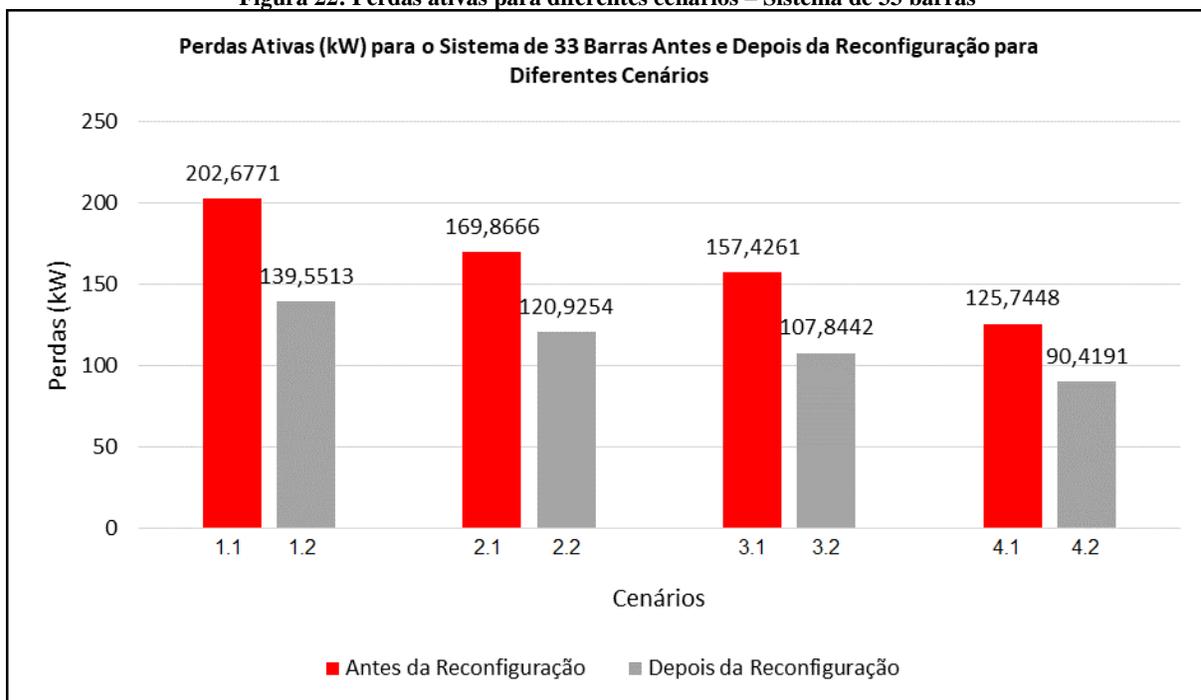
A *Tabela 10* mostra os diferentes cenários com a inserção de uma e duas unidades de geradores de tensão controlada com potências ativas nominais de 400 kW. Mostra também a barra que tem o menor perfil de tensão.

Tabela 10: Dados das perdas ativas e da barra com menor tensão com a inserção de GDs

Cenário	Barras Alocadas dos GDs	Potência dos GDs (kW)	Menor Tensão
1.1 (Antes da Reconfiguração)	-	-	0,9130 (Barra 18)
1.2 (Depois da Reconfiguração)	-	-	0,9378 (Barra 32)
2.1 (Antes da Reconfiguração)	12	400	0,9218 (Barra 33)
2.2 (Depois da Reconfiguração)	12	400	0,9381 (Barra 32)
3.1 (Antes da Reconfiguração)	29	400	0,9202 (Barra 18)
3.2 (Depois da Reconfiguração)	29	400	0,9474 (Barra 33)
4.1 (Antes da Reconfiguração)	12 e 29	400, 400	0,9362 (Barra 33)
4.2 (Depois da Reconfiguração)	12 e 29	400, 400	0,9528 (Barra 32)

Fonte: Do autor

Os valores correspondentes as perdas ativas dos diferentes cenários são ilustrados graficamente, na *Figura 22* abaixo. Assim, analisando a *Figura 22*, percebe-se que o cenário que melhor apresentou uma minimização das perdas é o cenário 4.2, com perdas ativas da ordem de 90,4191 kW.

Figura 22: Perdas ativas para diferentes cenários – Sistema de 33 barras

Fonte: Do autor

Depreende-se das *Tabelas 9 e 10* como também da *Figura 22*, que a inserção de unidades geradoras diminui as perdas e melhora o nível das tensões. Os dados das unidades de GDs, como a tensão especificada da unidade (V_{ESP}) e a tensão antes da injeção de potência reativa (V_{ANT}), na *Tabela 11*:

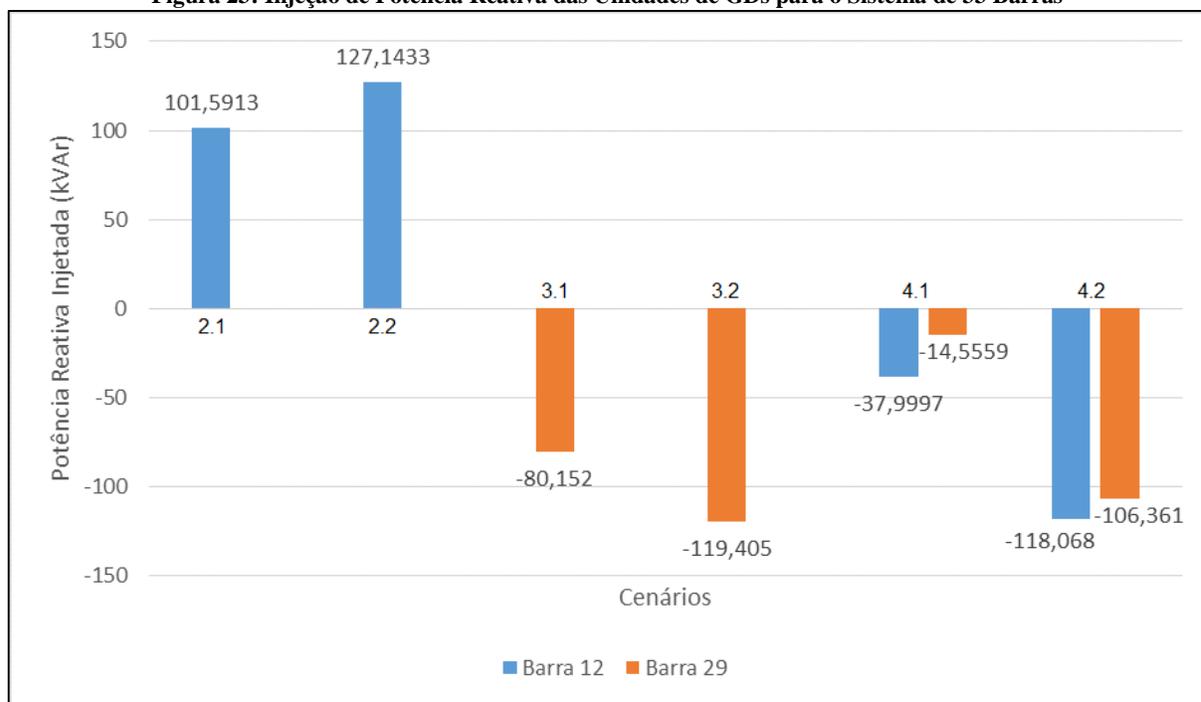
Tabela 11: Dados das tensões especificadas dos GDs para o sistema de 33 barras

Cenário	V _{ANT} (pu)	V _{ESP} (pu)
2.1 – GD na Barra 12	0.9268	0.9400
2.2 - GD na Barra 12	0.9630	0.9800
3.1 - GD na Barra 29	0.9255	0.9400
3.2 - GD na Barra 29	0.9451	0.9600
4.1 - GDs nas Barras 12 e 29	0.9268 (12)	0.9500 (12)
	0.9255 (29)	0.9450 (29)
4.2 - GDs nas Barras 12 e 29	0.9630 (12)	0.9800 (12)
	0.9451 (29)	0.9600 (29)

Fonte: Do autor

A *Figura 23* ilustra a injeção de potência reativa das unidades de GDs para os diferentes cenários testados. Como todas as unidades possuem potências ativas nominais iguais, os limites de injeção de reativos para todas as unidades de todos os cenários situam-se entre os limites de -170,3992 kVAr e +170,3992 kVAr.

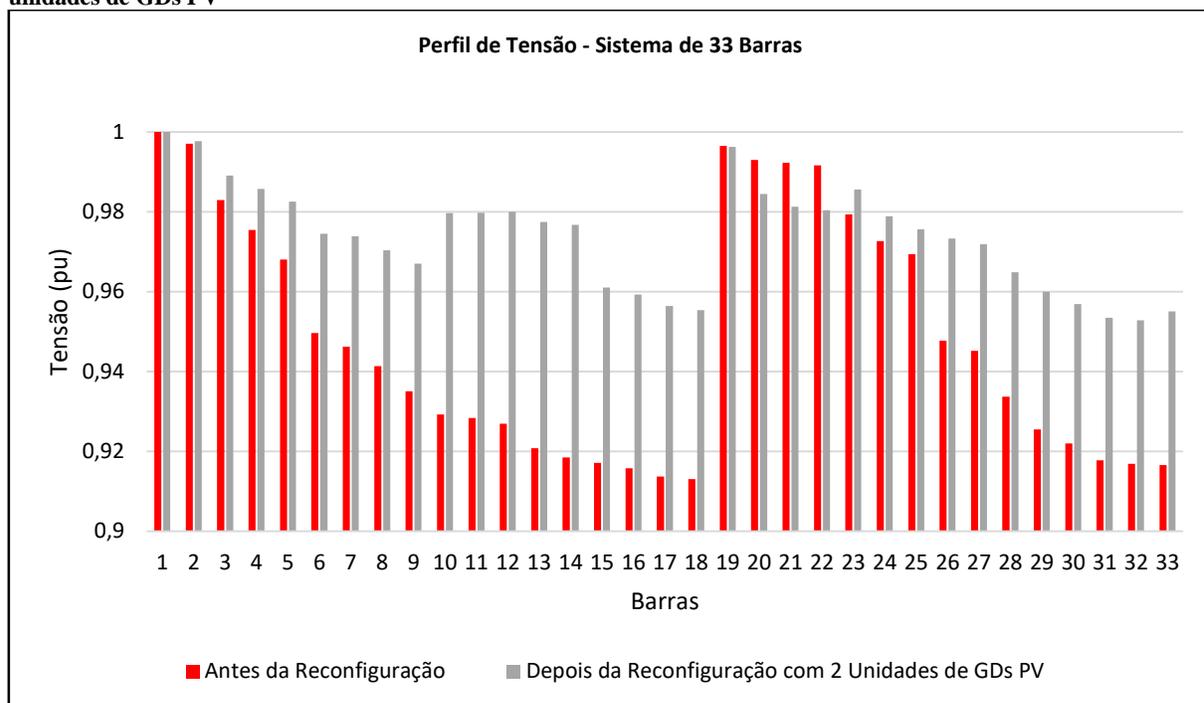
Figura 23: Injeção de Potência Reativa das Unidades de GDs para o Sistema de 33 Barras



Fonte: Do autor

Constata-se que as unidades regulam a tensão no seu valor especificado dentro dos limites de injeção de potência reativa. O perfil de tensão do sistema antes da reconfiguração sem as unidades de GDs (cenário 1.1) e após a reconfiguração com duas unidades de GDs de tensão controlada (cenário 4.2) é mostrado na *Figura 24*:

Figura 24: Perfil de tensão do sistema de 33 barras antes da reconfiguração sem GDs e depois da reconfiguração com 2 unidades de GDs PV



Fonte: Do autor

Percebe-se que, no geral, há uma melhoria no perfil de tensão do sistema de 33 barras, sendo que a barra 32, após a reconfiguração, apresenta o menor índice de tensão no valor de 0,9528 pu.

8.3 SISTEMA DE 70 BARRAS

O sistema de 70 barras (BARAN; WU, 1989b) possui 74 linhas, das quais 69 linhas estão ativas (configuração radial), sendo que na configuração inicial, as linhas 70, 71, 72, 73 e 74 encontram-se inativas. Esse sistema conta com uma carga total de 3803,89 kW e 2694,6 kVAr. Como dados iniciais da metodologia, foi utilizado uma população de 100 partículas, com constante inercial de $w = 1$, constante individual $c_1 = 1$ e constante cognitiva $c_2 = 1$. O patamar de carga foi leve ($FC = 1,0$). A *Tabela 12* apresenta os resultados aplicando o ONP discreto, assim como os obtidos no trabalho de (KASHEM; GANAPATHY; JASMON, 2001), que utilizam uma técnica de abordagem geométrica.

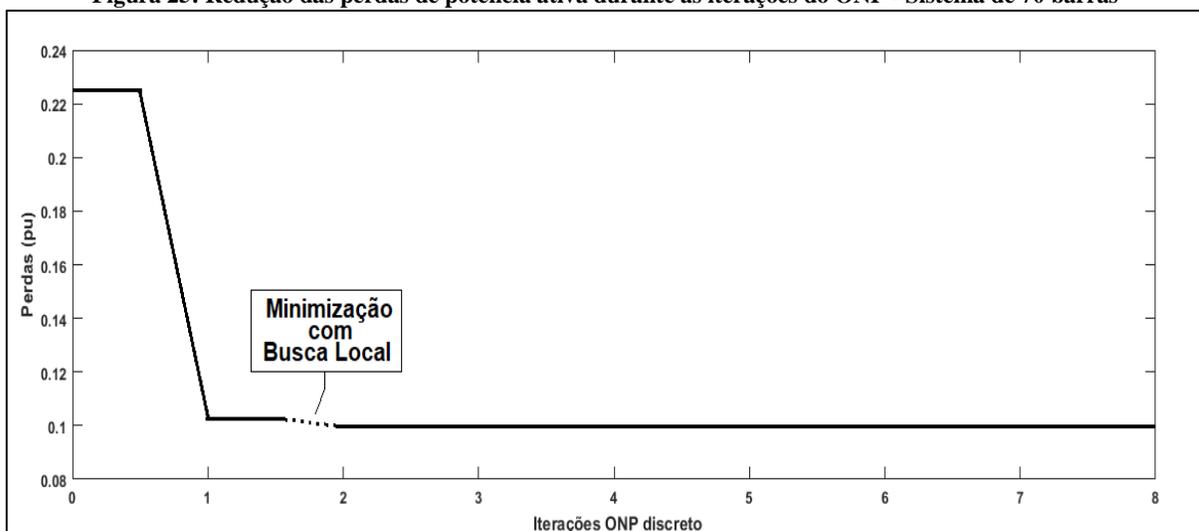
Tabela 12: Perdas ativas para o sistema de 70 barras sem GD – Carga Leve.

Configuração		Perdas (kW)		Menor Tensão
		PSO	(KASHEM; GANAPATHY; JASMON, 2001)	
Antes	70-71-72-73-74	225,0787	225,0500 (Sem Abordagem Geométrica)	0.9091 (Barra 66)
Depois	15-59-62-70-71	99,6470	99,6521 (Com Abordagem Geométrica)	0.9427 (Barra 62)
Redução (%)		55,7279	55,7200	-

Fonte: Do autor

Como se observa na *Tabela 12*, a metodologia proposta neste trabalho encontrou resultados satisfatórios, como os encontrados na literatura. A *Figura 26* apresenta a rede após a reconfiguração. Os melhores resultados, com as perdas ativas mínimas obtidas pela metodologia proposta (ONP discreto e a técnica de busca local) são mostrados no gráfico da *Figura 25*.

Figura 25: Redução das perdas de potência ativa durante as iterações do ONP - Sistema de 70 barras



Fonte: Do autor

Como se observa, a perda ativa inicial antes do processo de reconfiguração é de 225,0787 kW (0,2250787 pu). Na primeira iteração da Nuvem de Partículas, uma nova configuração apresenta-se, com perda ativa de 102,5561 kW (0,1025561 pu). A busca local reduz essas perdas para 99,6470 kW (0,996470 pu).

A *Tabela 13* mostra os diferentes cenários antes e após a reconfiguração com GDs de potências ativas nominais de 300 kW, com as barras com menor índice de tensão.

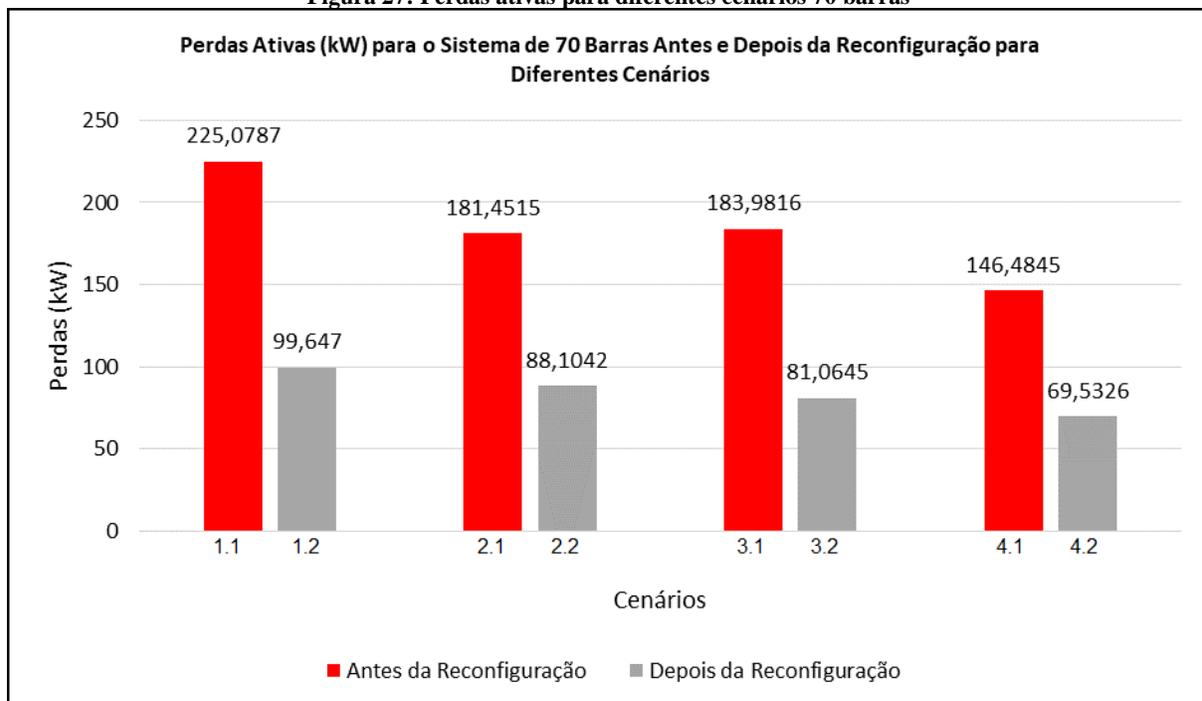
Tabela 13: Dados das perdas ativas e da barra com menor tensão com a inserção de GDs - Sistema de 70 barras

Cenário	Barras Alocadas dos GDs	Potência dos GDs (kW)	Menor Tensão
1.1 (Antes da Reconfiguração)	-	-	0.9091 (Barra 66)
1.2 (Depois da Reconfiguração)	-	-	0.9427 (Barra 62)
2.1 (Antes da Reconfiguração)	66	300	0.9234 (Barra 65)
2.2 (Depois da Reconfiguração)	66	300	0.9427 (Barra 62)
3.1 (Antes da Reconfiguração)	60	300	0.9196 (Barra 66)
3.2 (Depois da Reconfiguração)	60	300	0.9505 (Barra 62)
4.1 (Antes da Reconfiguração)	60 e 66	300, 300	0.9336 (Barra 65)
4.2 (Depois da Reconfiguração)	60 e 66	300, 300	0.9505 (Barra 62)

Fonte: Do autor

Para o sistema de 70 barras, todas as unidades alocadas possuem uma potência ativa nominal de 300 kW, de modo que, observando a *Figura 27*, o cenário que apresenta a menor perda ativa é o cenário 4.2, com duas unidades de GDs alocadas, com perdas da ordem de 69,5326 kW.

Figura 27: Perdas ativas para diferentes cenários 70 barras



Fonte: Do autor

Percebe-se através das *Tabela 12* e *Tabela 13* como também da *Figura 27* que a inserção

das unidades de geração reduzem as perdas ativas e melhoram a tensão. A *Tabela 14* mostra as tensões especificadas V_{ESP} de cada unidade de GD, como também a tensão antes da alocação dessas unidades V_{ANT} .

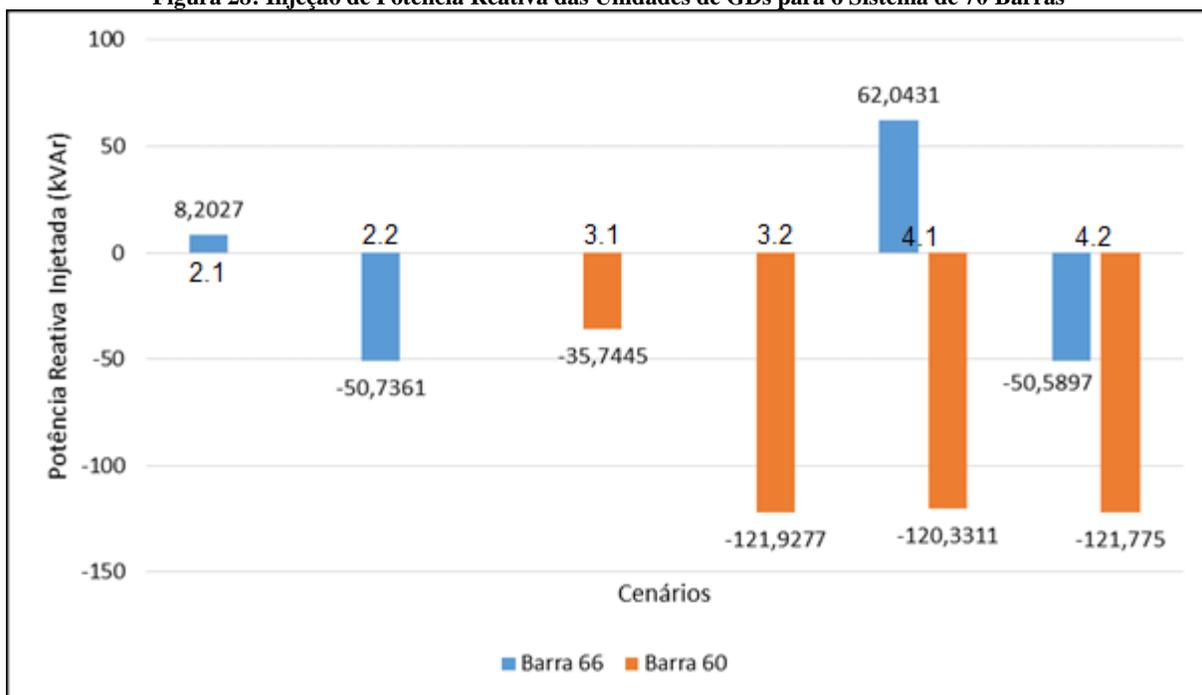
Tabela 14: Dados das tensões especificadas dos GDs para o sistema de 70 barras

Cenário	V_{ANT} (pu)	V_{ESP} (pu)
2.1 – GD na Barra 66	0.9091	0.9250
2.2 - GD na Barra 66	0.9654	0.9800
3.1 - GD na Barra 60	0.9247	0.9350
3.2 - GD na Barra 60	0.9523	0.9600
4.1 - GDs nas Barras 60 e 66	0.9247 (60)	0.9450 (60)
	0.9091 (66)	0.9350 (66)
4.2 - GDs nas Barras 60 e 66	0.9523 (60)	0.9600 (60)
	0.9654 (66)	0.9800 (66)

Fonte: Do autor

Como as unidades de GDs possuem a mesma potência ativa para todos os cenários, os limites de injeção de potência reativa variam de -127,7994 kVAr e +127,7994 kVAr. Assim, analisando a *Tabela 14* e a *Figura 28*, percebe-se que as unidades foram capazes de controlar a tensão em seu valor especificado, não ultrapassando os limites de injeção de potência reativa.

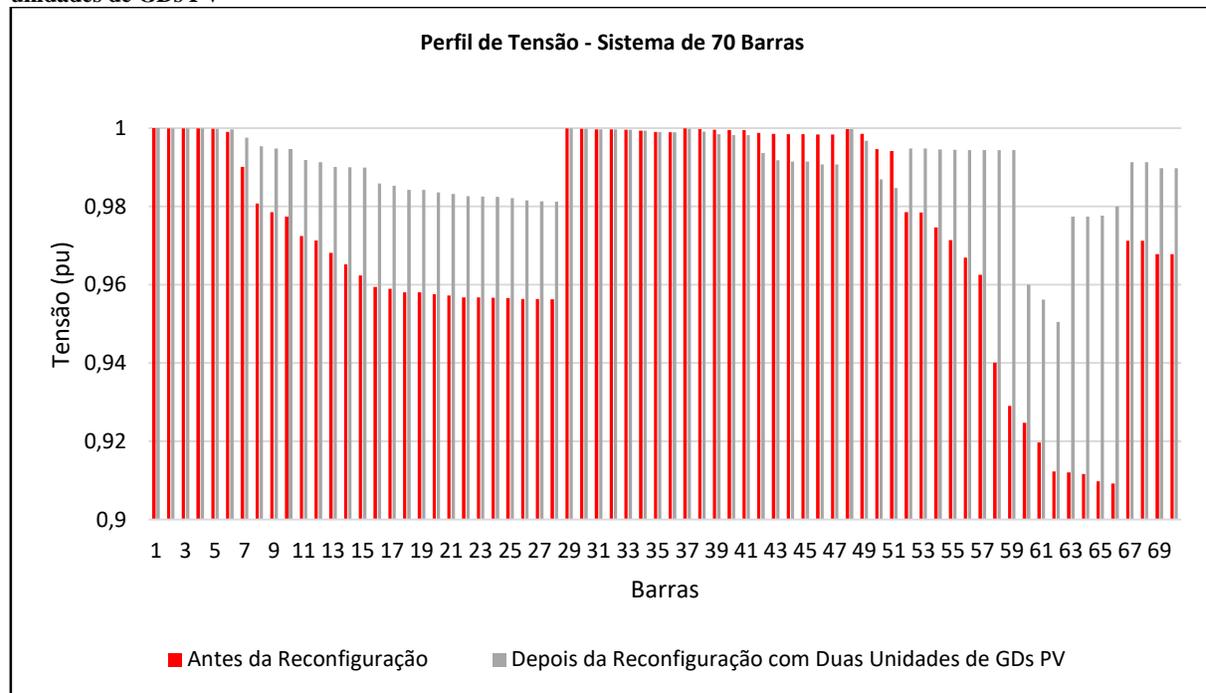
Figura 28: Injeção de Potência Reativa das Unidades de GDs para o Sistema de 70 Barras



Fonte: Do autor

O perfil de tensão antes da reconfiguração sem GDs (cenário 1.1) e após a reconfiguração com inserção de 2 unidades de GDs (cenário 4.2), é mostrado na *Figura 29*:

Figura 29: Perfil de tensão do sistema de 70 barras antes da reconfiguração sem GDs e depois da reconfiguração com 2 unidades de GDs PV



Fonte: Do autor.

Percebe-se que há uma melhoria no perfil de tensão com a inserção das duas unidades de GDs, onde a barra com menor índice de tensão é a barra 62, com 0,9505 pu.

8.4 SISTEMA DE 119 BARRAS

O sistema de 119 barras (ZHANG et al., 2007) conta com 133 linhas, das quais 118 linhas estão ativas (operação radial), sendo que na configuração inicial, as linhas 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132 e 133 encontram-se inativas. Esse sistema conta com uma carga total de 22.709,72 kW e 17.041,06 kVAr. Como dados iniciais da metodologia, foi utilizado uma população de 100 partículas, com constante inercial de $w = 1$, constante inicial $c_1 = 1$ e constante cognitiva $c_2 = 1$. O patamar de carga foi leve (FC=1). A *Tabela 15* apresenta os resultados aplicando o PSO, assim como os obtidos no trabalho de (OLIVEIRA, 2011), onde o autor emprega a técnica GRASP para reconfiguração do sistema

elétrico.

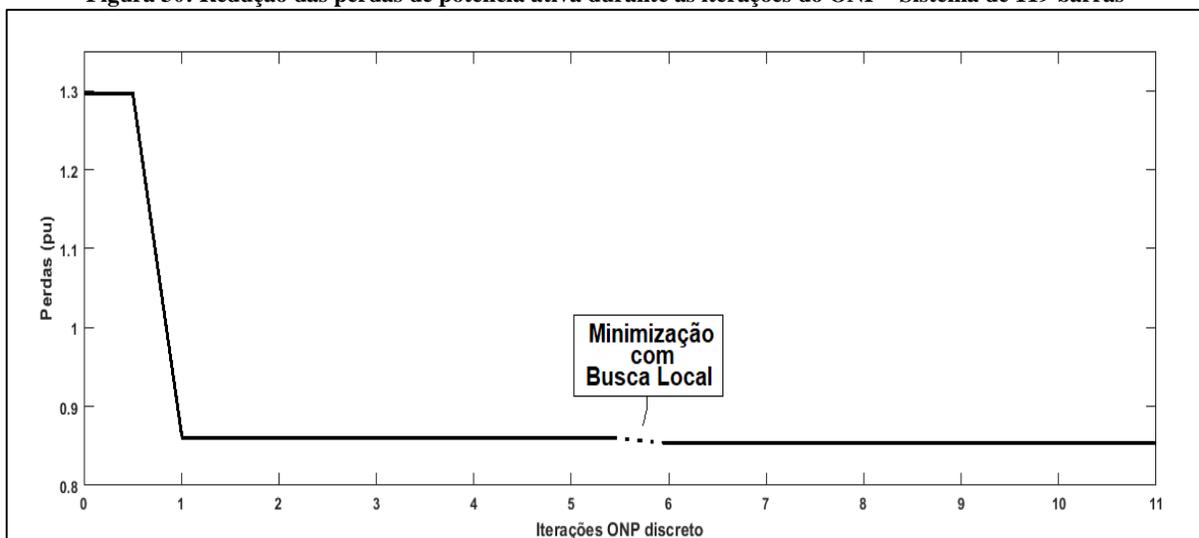
Tabela 15: Perdas ativas para o sistema de 119 barras sem GD – Carga Leve.

Configuração		Perdas (kW)		Menor Tensão
		PSO	(OLIVEIRA, 2011)	
Antes	119-120-121-122-123-124-125-126-127-128-129-130-131-132-133	1296,6189	1294,6300 (Sem GRASP)	0.8687 (Barra 78)
Depois	24-26-35-40-43-51-59-72-75-96-98-110-122-130-131	853,6086	853,6500 (Com GRASP)	0.9322 (Barra 112)
Redução das perdas (%)		34,1665	34,0622	-

Fonte: Do autor

O gráfico na *Figura 30* mostra os resultados obtidos pelo ONP discreto junto com o método de busca local:

Figura 30: Redução das perdas de potência ativa durante as iterações do ONP - Sistema de 119 barras



Fonte: Do autor

Da *Figura 30*, observa-se que a perda ativa inicial da rede é de 1296,6189 kW (1.2966189 pu). Na primeira iteração do ONP discreto, uma nova configuração é obtida, reduzindo as perdas para 860,8439 kW (0,8608439 pu). No entanto, somente na 6ª iteração do ONP discreto, através do método de busca local, as perdas foram reduzidas para 853,6086 kW (0.8536086 pu).

A *Tabela 16* mostra os diferentes cenários com e sem a inserção de GDs, mostrando as potências ativas das unidades alocadas e qual barra apresenta o menor perfil de tensão com a

alocação dos GDs. As potências ativas das unidades de geração são 350 kW e 500 kW para as barras 50 e 112 respectivamente.

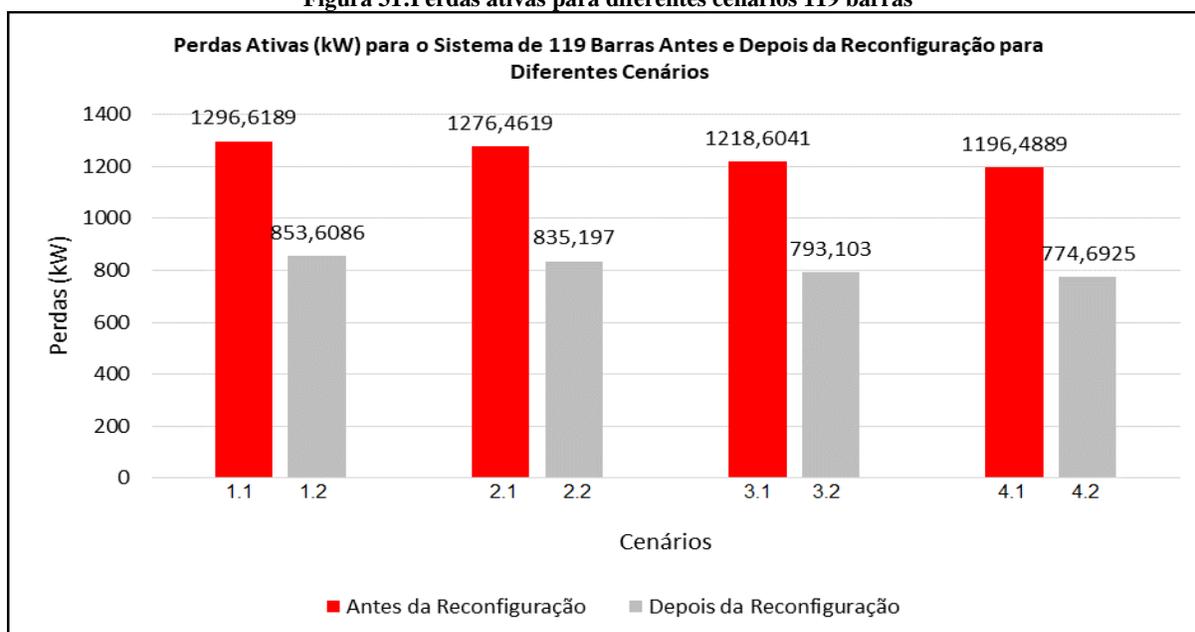
Tabela 16: Dados das perdas ativas e da barra com menor tensão com a inserção de GDs - Sistema de 119 barras

Cenário	Barras Alocadas dos GDs	Potência dos GDs (kW)	Menor Tensão
1.1 (Antes da Reconfiguração)	-	-	0.8687 (Barra 78)
1.2 (Depois da Reconfiguração)	-	-	0.9322 (Barra 112)
2.1 (Antes da Reconfiguração)	50	350	0.8687 (Barra 78)
2.2 (Depois da Reconfiguração)	50	350	0.9322 (Barra 112)
3.1 (Antes da Reconfiguração)	112	500	0.8687 (Barra 78)
3.2 (Depois da Reconfiguração)	112	500	0.9401 (Barra 72)
4.1 (Antes da Reconfiguração)	50 e 112	350, 500	0.8687 (Barra 78)
4.2 (Depois da Reconfiguração)	50 e 112	350, 500	0.9401 (Barra 72)

Fonte: Do autor

A *Figura 31* apresenta as perdas ativas totais para todos os cenários testados. Constatamos que através das *Tabela 15* e *Tabela 16*, como também da *Figura 31* que a inserção de unidades de GDs reduzem as perdas e melhoram a tensão. O cenário com menor perda de potência ativa é o cenário 4.2, com perdas da ordem de 774,6925 kW.

Figura 31: Perdas ativas para diferentes cenários 119 barras



Fonte: Do autor

Os dados das tensões especificadas e das barras dos GDs alocados na rede de 119 barras são mostrados na *Tabela 17*:

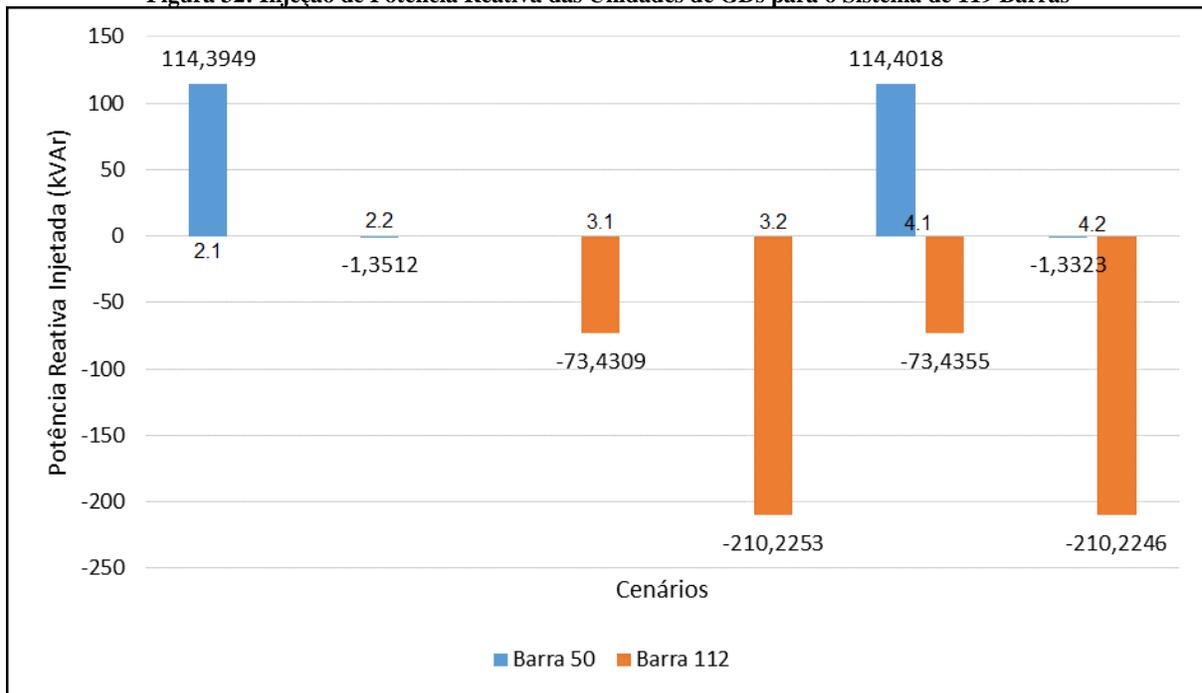
Tabela 17: Dados das tensões especificadas dos GDs para o sistema de 119 barras

Cenário	V _{ANT} (pu)	V _{ESP} (pu)
2.1 – GD na Barra 50	0.9165	0.9200
2.2 - GD na Barra 50	0.9547	0.9600
3.1 - GD na Barra 112	0.9035	0.9200
3.2 - GD na Barra 112	0.9322	0.9500
4.1 - GDs nas Barras 50 e 112	0.9165 (50)	0.9200 (50)
	0.9035 (112)	0.9200 (112)
4.2 - GDs nas Barras 50 e 112	0.9547 (50)	0.9600 (50)
	0.9322 (112)	0.9500 (112)

Fonte: Do autor

Para as unidades com potências nominais de 350 kW, os limites de injeção de potência reativa variam entre -149,0993 kVAr e +149,0993 kVAr, enquanto que para as unidades com potenciais nominais de 500 kW, os limites de injeção de reativos variam entre -212,9991 kVAr e +212,9991 kVAr.

Figura 32: Injeção de Potência Reativa das Unidades de GDs para o Sistema de 119 Barras

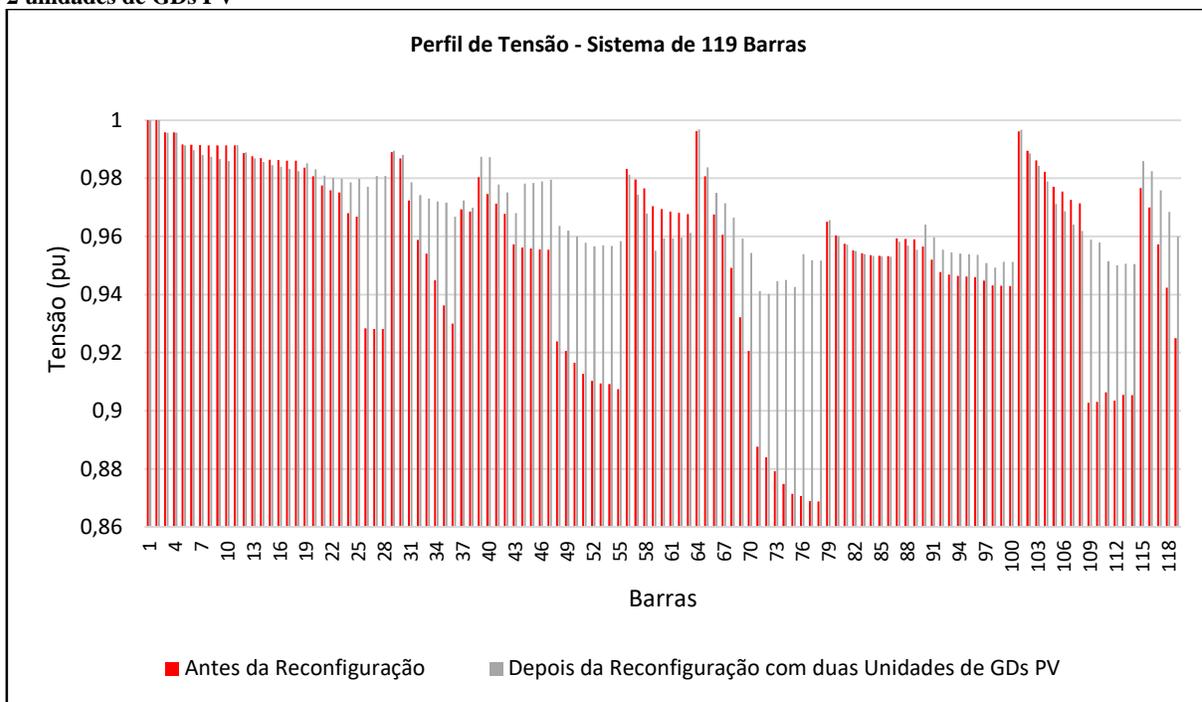


Fonte: Do autor

Observa-se que para as tensões especificadas, através da *Figura 32* que as unidades permaneceram dentro dos limites de injeção de potência reativa. O perfil de tensão do sistema

antes da reconfiguração sem unidades de GDs (cenário 1.1) e depois da reconfiguração, com duas unidades de GDs PV nas barras 50 e 112 (cenário 4.2), é mostrado na *Figura 33*..

Figura 33: Perfil de tensão do sistema de 119 barras antes da reconfiguração sem GDs e depois da reconfiguração com 2 unidades de GDs PV



Fonte: Do autor

Da *Figura 33*, nota-se que após a inserção dos GDs, há uma melhoria do perfil de tensão do sistema, onde a barra com o menor perfil de tensão é a barra 72, com 0,9401 pu.

9 CONCLUSÃO

Foi resolvido o problema de reconfiguração das redes elétricas de distribuição utilizando o método de Otimização por Nuvens de Partículas (ONP discreto) e fazendo uma busca local baseada na heurística de Goswami-Basu.

O método proposto neste trabalho, mostra-se como uma alternativa para técnicas de otimização para redução de perdas ativas. Também em consonância com o ONP discreto, o método de Busca Local (Heurística de Goswami-Basu) demonstra oferecer uma melhoria na busca de soluções durante o processo de otimização. Essa melhoria resulta em novas configurações de radialidade na qual as perdas ativas são menores.

O Fluxo de Carga através do Método de Soma de Potências Modificado utilizado neste trabalho obteve uma boa convergência. Para a inclusão de uma ou duas unidade(s) de GD(s) na rede, o MSP modificado foi capaz de regular a tensão da(s) unidade(s) em seu(s) valor(es) especificado(s) dentro dos limites de injeção de potência reativa. Também, a inclusão de geradores em barras que situam-se entre o meio e o final dos alimentadores demonstra elevar o perfil de tensão nas barras do sistema elétrico.

Os resultados obtidos foram semelhantes aos resultados obtidos na literatura, onde a redução de perdas ativas foi o objetivo do trabalho. Também dos resultados obtidos, houve uma melhoria do perfil de tensão nas barras da rede, mostrando-se ser uma alternativa para problemas de otimização, que além da redução das perdas, tem como objetivo elevar a tensão da rede dos sistemas de distribuição.

Como trabalho futuro, sugere-se a inserção de outros equipamentos, como banco de capacitores e reguladores de tensão nas redes testadas. Assim, como colocar na função objetivo outros parâmetros que são de interesse das empresas distribuidoras, como são, os índices de Qualidade de Energia Elétrica.

10 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDEL-AKHER, M. et al. Optimal size and location of distributed generation unit for voltage stability enhancement. In: Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2011 IEEE. IEEE, 2011. p. 104-108.

ABRADEE, A. BRA. de D. de E.E. Furto e Fraude de Energia. Acesso em: 17 de Setembro de 2018. Disponível em <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>>.

ABRADEE, A, BRA de D. de E.E. Perdas na Distribuição: Baixa Tensão, Altos Prejuízos - Reportagem Especial Canal Energia. Acesso em: 18 de Setembro de 2018. Disponível em <<http://www.abradee.com.br/imprensa/artigos-e-releases/1018-perdas-na-distribuicao-baixa-tensao-altos-prejuizos-reportagem-especial-canal-energia>>.

AGNEESSENS, Joachim et al. The use of binary particle swarm optimization to obtain a demand side management system. 2011.

AMANULLA, B.; CHAKRABARTI, Saikat; SINGH, S. N. Reconfiguration of power distribution systems considering reliability and power loss. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 27, n. 2, p. 918-926, 2012.

ANEEL, A. N. de E. E. Metodologia de Cálculo Tarifário da Distribuição: Perdas de Energia. 2018. Acesso em: 09 de Janeiro de 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologiadistribuicao//asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800>.

ANEEL, A. N. de E. E. Projetos de P&D Propostos pelas Empresas de Energia Elétrica (Res. Normativa N° 316/2008). Acesso em 18 de Setembro de 2018. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Projetos_PED-ANEEL_\(Res_Norm_316-2008\)_Ver2012.04.03.xls](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Projetos_PED-ANEEL_(Res_Norm_316-2008)_Ver2012.04.03.xls)>.

ANEEL, A. N. de E. E. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Qualidade da Energia Elétrica. 2012. Acesso em 19 de Setembro de 2018. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf>.

BAI, Qinghai. Analysis of particle swarm optimization algorithm. Computer and information science, v. 3, n. 1, p. 180, 2010.

BARAN, Mesut E.; WU, Felix F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power delivery*, v. 4, n. 2, p. 1401-1407, 1989a.

BARAN, Mesut E.; WU, Felix F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *IEEE Transactions on power Delivery*, v. 4, n. 1, p. 725-734, 1989b.

BLONDIN, James. Particle Swarm Optimization: A Tutorial. 2009. Acesso em: 18 de Agosto de 2018. Disponível em: <http://cs.armstrong.edu/saad/csci8100/pso_tutorial.pdf>.

BRANDINI, A. C. Análise Crítica de Algoritmos de Fluxo de Carga Usados em Sistemas de Distribuição Radial. 71p. Dissertação (Mestrado), Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2000.

CARVALHO, M. R. Estudo Comparativo de Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radial. 104p. Dissertação (Mestrado). Universidade de São Paulo, São Carlos, 2006.

CEMIG, C.E. de M. G. Manual de Distribuição: Projeto de Redes Urbanas de Distribuição Aéreas Urbanas, ND-3.1. 2014. Acesso em 19 de Setembro de 2018. Disponível em <www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20T%C3%A9cnicas/nd3_1_000001p.pdf>.

CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 1, p. 391-396, 1990.

CHATURVEDI, A.; PRASAD, K.; RANJAN, R. A new voltage stability index for radial distribution systems. *International Journal of Power and Energy*, v. 26, n. 1, 2006.

COSTA, J. de S. Técnicas de Otimização Aplicadas a Sistemas Elétricos de Distribuição. 119 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2008.

EMINOGLU, U.; HOCAOGLU, M. H. A voltage stability index for radial distribution networks. In: *Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. 42nd International*. IEEE, 2007. p. 408-413.

ENGELBRECHT, Andries P. *Fundamentals of computational swarm intelligence*. John Wiley & Sons, 2006.

G1, Projeto Garante Revitalização da Rede Elétrica em Bairro de Uberaba. 2014. Acesso em 19 de Setembro de 2018. Disponível em <<http://g1.globo.com/minas-gerais/triangulo-mineiro/noticia/2014/02/projeto-garante-revitalizacao-da-rede-eletrica-em-bairro-de-uberaba.html>>.

GHOFRANI-JAHROMI, Zeinab; KAZEMI, Mostafa; EHSAN, Mehdi. Distribution switches upgrade for loss reduction and reliability improvement. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 30, n. 2, p. 684-692, 2015.

GOSWAMI, Swapan Kumar; BASU, Sanjoy Kumar. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 3, p. 1484-1491, 1992.

GÖNEN, Turan. *Electric Power Distribution Engineering*. Third. ed. [S.l.]: CRC Press, 2014. 1061 p.

GUIMARAES, Marcos AN; CASTRO, Carlos A. Reconfiguration of distribution systems for loss reduction using tabu search. In: *IEEE Power System Computation Conference (PSCC)*. 2005. p. 1-6.

HADIA, Sarman K. et al. Solving city routing issue with particle swarm optimization. *International Journal of Computer Applications*, v. 47, n. 15, 2012.

HASSAN, Rania et al. A comparison of particle swarm optimization and the genetic algorithm. *American Institute of Aeronautics and Astronautics*, 2004.

JAZEBI, Saeed; HADJI, Moosa Moghimi; NAGHIZADEH, Ramezan Ali. Distribution network reconfiguration in the presence of harmonic loads: optimization techniques and analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 4, p. 1929-1937, 2014.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.; ROBBA, E.; *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2 ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2010.

KASHEM, M. A.; GANAPATHY, V.; JASMON, G. B. A geometrical approach for network reconfiguration based loss minimization in distribution systems. *International journal of electrical power & energy systems*, v. 23, n. 4, p. 295-304, 2001.

KENNEDY, R. J. and Eberhart, Particle swarm optimization. In: *Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks IV*, pages. 1995.

KENNEDY, James; EBERHART, Russell C. A discrete binary version of the particle swarm algorithm.

In: Systems, Man, and Cybernetics, 1997. Computational Cybernetics and Simulation., 1997 IEEE International Conference on. IEEE, 1997. p. 4104-4108

LI, Zhechao; JAZEBI, Saeed; DE LEÓN, Francisco. Determination of the Optimal Switching Frequency for Distribution System Reconfiguration. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 32, n. 4, p. 2060-2069, 2017.

MONTICELLI, A. J. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. Editora Edgard Blücher Ltda. 1983.

NETO, M. P. S. Reconfiguração de Sistemas Elétricos de Distribuição Utilizando Algoritmo Híbrido. 94 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2014.

OLIVEIRA, M. B. C. Reconfiguração de Alimentadores em Sistemas de Distribuição usando a Metaheurística GRASP. 89p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2011.

OLIVEIRA, Leonardo W. et al. Optimal restoration of power distribution system through particle swarm optimization. In: PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven. IEEE, 2015. p. 1-5.

PALMA, A. S. et al. Uma Contribuição ao Estudo do Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com inserção de Unidades de Geração Distribuída pelo Método da Soma das Potências Modificado. In: Congresso Internacional de Distribuição Eléctrica. 2010.

QUEIROZ, Leonardo MO; LYRA, Christiano. Adaptive hybrid genetic algorithm for technical loss reduction in distribution networks under variable demands. IEEE Transactions on Power Systems, v. 24, n. 1, p. 445-453, 2009.

RAO, R. Srinivasa et al. Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation. IEEE transactions on power systems, v. 28, n. 1, p. 317-325, 2013.

SARMIENTO, J. E. Modelagem de Inversores em Fluxo de Potência Considerando Suporte de Potência Reativa como Serviço Ancilar Na Distribuição. 91p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, 2016.

SHI, Yuhui; EBERHART, Russell. A modified particle swarm optimizer. In: Evolutionary Computation Proceedings, 1998. IEEE World Congress on Computational Intelligence., The 1998 IEEE International Conference on. IEEE, 1998. p. 69-73.

SHIRMOHAMMADI, Dariush et al. 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.

STEVENSON, William D.. Elementos de Análise de Sistemas de Potência. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1978. 347 p.

TAHBOUB, Ahmad M.; PANDI, V. Ravikumar; ZEINELDIN, H. H. Distribution system reconfiguration for annual energy loss reduction considering variable distributed generation profiles. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 30, n. 4, p. 1677-1685, 2015.

TÁVORA, R. C. M. Grupos de Visitação na AMAN: Um Estudo de Caso do Problema do Caixeiro Viajante. 107 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Campinas, Campinas, 2011.

TORRES-JIMENEZ, J. et al. Reconfiguration of power distribution systems using genetic algorithms and spanning trees. In: Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference (CERMA), 2010. IEEE, 2010. p. 779-784.

WU, Yuan-Kang et al. Study of reconfiguration for the distribution system with distributed generators. IEEE transactions on Power Delivery, v. 25, n. 3, p. 1678-1685, 2010.

YIN, Shih-An; LU, Chan-Nan. Distribution feeder scheduling considering variable load profile and outage costs. IEEE Transactions on Power Systems, v. 24, n. 2, p. 652-660, 2009.

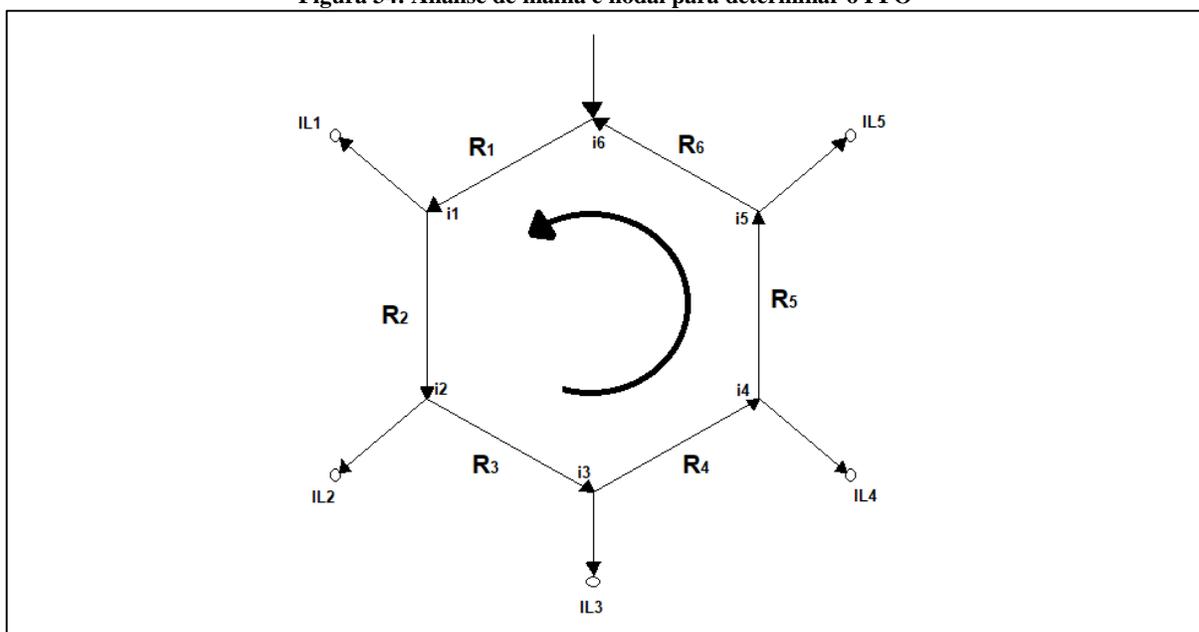
ZHANG, Dong; FU, Zhengcai; ZHANG, Liuchun. An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems. Electric Power Systems Research, v. 77, n. 5-6, p. 685-694, 2007.

ZVIETCOVICH, W. G. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando a Metaheurística Busca em Vizinhança Variável. 94p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.

APÊNDICE A - EQUACIONAMENTO DO PADRÃO DE FLUXO ÓTIMO

O equacionamento do PFO (Padrão de Fluxo Ótimo) apresentado na heurística de Goswami-Basu (GOSWAMI; BASU, 1992) pode ser feito através de uma análise nodal e análise de malha.

Figura 34: Análise de malha e nodal para determinar o PFO



Fonte: Do autor

Assim, observando a *Figura 34*, têm-se que por análise de malha em (46):

$$i_1 R_1 + i_2 R_2 + i_3 R_3 + i_4 R_4 + i_5 R_5 + i_6 R_6 = 0 \quad (46)$$

Posteriormente, fazendo uma análise nodal, têm-se que:

$$i_1 = IL_1 + i_2 \quad (47)$$

$$i_1 - i_2 = IL_1 \quad (48)$$

Repetindo-se o mesmo processo em (47) e (48), para todos os nós, têm-se que:

$$i_2 - i_3 = IL_2 \quad (49)$$

$$i_3 - i_4 = IL_3 \quad (50)$$

$$i_4 - i_5 = IL_4 \quad (51)$$

$$i_5 - i_6 = IL_5 \quad (52)$$

As expressões em (46) até (52) podem ser representadas matricialmente de acordo com (53):

$$\begin{bmatrix} R_1 & R_2 & R_3 & R_4 & R_5 & R_6 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \\ i_5 \\ i_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ IL_1 \\ IL_2 \\ IL_3 \\ IL_4 \\ IL_5 \end{bmatrix} \quad (53)$$

Que é o mesmo sistema apresentado em (45), para obtenção do PFO.

ANEXO A - SISTEMA DE 33 BARRAS E 37 LINHAS

Tabela 18: Dados do sistema de 33 barras

Dados Barras				Dados Linhas					
Barra	P (kW)	Q(kVAr)	Shunt(kVAr)	Linha	Barra Origem	Barra Destino	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Estado
1	0	0	0	1	1	2	0.0922	0.0470	1
2	100	60	0	2	2	3	0.4930	0.2511	1
3	90	40	0	3	3	4	0.3660	0.1864	1
4	120	80	0	4	4	5	0.3811	0.1941	1
5	60	30	0	5	5	6	0.8190	0.7070	1
6	60	20	0	6	6	7	0.1872	0.6188	1
7	200	100	0	7	7	8	0.7114	0.2351	1
8	200	100	0	8	8	9	1.0300	0.7400	1
9	60	20	0	9	9	10	1.0440	0.7400	1
10	60	20	0	10	10	11	0.1966	0.0650	1
11	45	30	0	11	11	12	0.3744	0.1238	1
12	60	35	0	12	12	13	1.4680	1.1550	1
13	60	35	0	13	13	14	0.5416	0.7129	1
14	120	80	0	14	14	15	0.5910	0.5260	1
15	60	10	0	15	15	16	0.7463	0.5454	1
16	60	20	0	16	16	17	1.2890	1.7210	1
17	90	40	0	17	17	18	0.7320	0.5740	1
18	90	40	0	18	2	19	0.1640	0.1565	1
19	90	40	0	19	19	20	1.5042	1.3554	1
20	90	40	0	20	20	21	0.4095	0.4784	1
21	90	40	0	21	21	22	0.7089	0.9373	1
22	90	40	0	22	3	23	0.4512	0.3083	1
23	90	50	0	23	23	24	0.8980	0.7091	1
24	420	200	0	24	24	25	0.8960	0.7011	1
25	420	200	0	25	6	26	0.2030	0.1034	1
26	60	25	0	26	26	27	0.2842	0.1447	1
27	60	25	0	27	27	28	1.0590	0.9337	1
28	60	20	0	28	28	29	0.8042	0.7006	1

29	120	70	0	29	29	30	0.5075	0.2585	1
30	200	600	0	30	30	31	0.9744	0.9630	1
31	150	70	0	31	31	32	0.3105	0.3619	1
32	210	100	0	32	32	33	0.3410	0.5302	1
33	60	40	0	33	8	21	2.0000	2.0000	0
				34	9	15	2.0000	2.0000	0
				35	12	22	2.0000	2.0000	0
				36	18	33	0.5000	0.5000	0
				37	25	29	0.5000	0.5000	0

ANEXO B - SISTEMA DE 70 BARRAS E 75 LINHAS

Tabela 19: Dados do Sistema de 70 Barras

Dados Barras				Dados Linhas					
Barra	P (kW)	Q(kVAr)	Shunt(kVAr)	Linha	Barra Origem	Barra Destino	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Estado
1	0	0	0	1	1	2	0.0005	0.0012	1
2	0	0	0	2	2	3	0.0005	0.0012	1
3	0	0	0	3	3	4	0.0001	0.0001	1
4	0	0	0	4	4	5	0.0015	0.0036	1
5	0	0	0	5	5	6	0.0251	0.0294	1
6	0	0	0	6	6	7	0.3660	0.1864	1
7	2.6	2.2	0	7	7	8	0.3811	0.1941	1
8	40.4	30.0	0	8	8	9	0.0922	0.0470	1
9	75.0	54.0	0	9	9	10	0.0493	0.0251	1
10	30.0	22.0	0	10	10	11	0.8190	0.2707	1
11	28.0	19.0	0	11	11	12	0.1872	0.0619	1
12	145.0	104.0	0	12	12	13	0.7114	0.2351	1
13	145.0	104.0	0	13	13	14	1.0300	0.3400	1
14	8.0	5.5	0	14	14	15	1.0440	0.3450	1
15	8.0	5.5	0	15	15	16	1.0580	0.3496	1
16	0	0	0	16	16	17	0.1966	0.0650	1
17	45.5	30.0	0	17	17	18	0.3744	0.1238	1
18	60.0	35.0	0	18	18	19	0.0047	0.0016	1
19	60.0	35.0	0	19	19	20	0.3276	0.1083	1
20	0.0	0.0	0	20	20	21	0.2106	0.0696	1
21	1.0	0.6	0	21	21	22	0.3416	0.1129	1
22	114.0	81.0	0	22	22	23	0.0140	0.0046	1
23	5.3	3.5	0	23	23	24	0.1591	0.0526	1
24	0.0	0.0	0	24	24	25	0.3463	0.1145	1
25	28.0	20.0	0	25	25	26	0.7488	0.2475	1
26	0.0	0.0	0	26	26	27	0.3089	0.1021	1
27	14.0	10.0	0	27	27	28	0.1732	0.0572	1
28	14.0	10.0	0	28	3	29	0.0044	0.0108	1
29	26.0	18.6	0	29	29	30	0.0640	0.1565	1
30	26.0	18.6	0	30	30	31	0.3978	0.1351	1

31	0.0	0.0	0	31	31	32	0.0702	0.0232	1
32	0.0	0.0	0	32	32	33	0.3510	0.1160	1
33	0.0	0.0	0	33	33	34	0.8390	0.2816	1
34	14.0	10.0	0	34	34	35	1.7080	0.5646	1
35	19.5	14.0	0	35	35	36	1.4740	0.4873	1
36	6.0	4.0	0	36	4	37	0.0044	0.0108	1
37	26.0	18.55	0	37	37	38	0.0640	0.1565	1
38	26.0	18.55	0	38	38	39	0.1053	0.1230	1
39	0.0	0.0	0	39	39	40	0.0304	0.0305	1
40	24.0	17.0	0	40	40	41	0.0018	0.0021	1
41	24.0	17.0	0	41	41	42	0.7283	0.8509	1
42	1.2	1.0	0	42	42	43	0.3100	0.3623	1
43	0.0	0.0	0	43	43	44	0.0410	0.0478	1
44	6.0	4.3	0	44	44	45	0.0092	0.0116	1
45	0.0	0.0	0	45	45	46	0.1089	0.1373	1
46	39.22	26.3	0	46	46	47	0.0009	0.0012	1
47	39.22	26.3	0	47	5	48	0.0034	0.0084	1
48	0.0	0.0	0	48	48	49	0.0851	0.2083	1
49	79.0	56.4	0	49	49	50	0.2898	0.7091	1
50	384.7	274.5	0	50	50	51	0.0822	0.2011	1
51	384.7	274.5	0	51	9	52	0.0928	0.0473	1
52	40.5	28.3	0	52	52	53	0.3319	0.1114	1
53	5.3	2.7	0	53	10	54	0.1740	0.0886	1
54	4.35	3.5	0	54	54	55	0.2030	0.1034	1
55	26.4	19.0	0	55	55	56	0.2842	0.1447	1
56	24.0	17.2	0	56	56	57	0.2813	0.1433	1
57	0.0	0.0	0	57	57	58	1.5900	0.5337	1
58	0.0	0.0	0	58	58	59	0.7837	0.2630	1
59	0.0	0.0	0	59	59	60	0.3042	0.1006	1
60	100.0	72.0	0	60	60	61	0.3861	0.1172	1
61	0.0	0.0	0	61	61	62	0.5075	0.2585	1
62	1244.0	888.0	0	62	62	63	0.0974	0.0496	1
63	32.0	23.0	0	63	63	64	0.1450	0.0738	1
64	0.0	0.0	0	64	64	65	0.7105	0.3619	1
65	227.0	162.0	0	65	65	66	1.0410	0.5302	1

66	59.0	42.0	0	66	12	67	0.2012	0.0611	1
67	18.0	13.0	0	67	67	68	0.0047	0.0014	1
68	18.0	13.0	0	68	13	69	0.7394	0.2444	1
69	28.0	20.0	0	69	69	70	0.0047	0.0016	1
70	28.0	20.0	0	70	12	44	0.0047	0.0016	0
				71	14	22	0.5000	0.5000	0
				72	16	47	1.0000	1.0000	0
				73	51	60	2.0000	2.0000	0
				74	28	66	1.0000	1.0000	0

ANEXO C - SISTEMA DE 119 BARRAS E 133 LINHAS

Tabela 20: Dados do Sistema de 119 barras

Dados Barras				Dados Linhas					
Barra	P (kW)	Q(kVAr)	Shunt(kVAr)	Linha	Barra Origem	Barra Destino	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Estado
1	0	0	0	1	1	2	0.0000	0.00010	1
2	0	0	0	2	2	3	0.0360	0.01296	1
3	133.84	101.14	0	3	3	4	0.033	0.01188	1
4	16.214	11.292	0	4	3	5	0.0450	0.01620	1
5	34.315	21.845	0	5	5	6	0.0150	0.05400	1
6	73.016	63.602	0	6	6	7	0.0150	0.05400	1
7	144.2	68.604	0	7	7	8	0.0150	0.01250	1
8	104.47	61.725	0	8	8	9	0.0180	0.01400	1
9	28.547	11.503	0	9	9	10	0.0210	0.06300	1
10	87.56	51.073	0	10	3	11	0.1660	0.13440	1
11	198.2	106.77	0	11	11	12	0.1120	0.07890	1
12	146.8	75.995	0	12	12	13	0.1870	0.31300	1
13	26.04	18.687	0	13	13	14	0.1420	0.15120	1
14	52.1	23.22	0	14	14	15	0.1800	0.11800	1
15	141.9	117.5	0	15	15	16	0.1500	0.04500	1
16	21.87	28.79	0	16	16	17	0.1600	0.18000	1
17	33.37	26.45	0	17	17	18	0.1570	0.17100	1
18	32.43	25.23	0	18	12	19	0.2180	0.28500	1
19	20.234	11.906	0	19	19	20	0.1180	0.18500	1
20	156.94	78.523	0	20	20	21	0.1600	0.19600	1
21	546.29	351.4	0	21	21	22	0.1200	0.18900	1
22	180.31	164.2	0	22	22	23	0.1200	0.07890	1
23	93.167	54.594	0	23	23	24	1.4100	0.72300	1
24	85.18	39.65	0	24	24	25	0.2930	0.13480	1
25	168.1	95.178	0	25	25	26	0.1330	0.10400	1
26	125.11	150.22	0	26	26	27	0.1780	0.13400	1
27	16.03	24.62	0	27	27	28	0.1780	0.13400	1
28	26.03	24.62	0	28	5	29	0.0150	0.02960	1
29	594.56	522.62	0	29	29	30	0.0120	0.02760	1
30	120.62	59.117	0	30	30	31	0.1200	0.27660	1

31	102.38	99.554	0	31	31	32	0.2100	0.24300	1
32	513.4	318.5	0	32	32	33	0.1200	0.05400	1
33	475.25	456.14	0	33	33	34	0.1780	0.23400	1
34	151.43	136.79	0	34	34	35	0.1780	0.23400	1
35	205.38	83.302	0	35	35	36	0.1540	0.16200	1
36	131.6	93.082	0	36	31	37	0.1870	0.26100	1
37	448.4	369.79	0	37	37	38	0.1330	0.09900	1
38	440.52	321.64	0	38	30	39	0.3300	0.19400	1
39	112.54	55.134	0	39	39	40	0.3100	0.19400	1
40	53.963	38.998	0	40	40	41	0.1300	0.19400	1
41	393.05	342.6	0	41	41	42	0.2800	0.15000	1
42	326.74	278.56	0	42	42	43	1.1800	0.85000	1
43	536.26	240.24	0	43	43	44	0.4200	0.24360	1
44	76.247	66.562	0	44	44	45	0.2700	0.09720	1
45	53.52	39.76	0	45	45	46	0.3390	0.12210	1
46	40.328	31.964	0	46	46	47	0.2700	0.17790	1
47	39.653	20.758	0	47	36	48	0.2100	0.13830	1
48	66.195	42.361	0	48	48	49	0.1200	0.07890	1
49	73.904	51.653	0	49	49	50	0.1500	0.09870	1
50	114.77	57.965	0	50	50	51	0.1500	0.09870	1
51	918.37	1205.1	0	51	51	52	0.2400	0.15810	1
52	210.3	146.66	0	52	52	53	0.1200	0.07890	1
53	66.68	56.608	0	53	53	54	0.4050	0.14580	1
54	42.207	40.184	0	54	53	55	0.4050	0.14580	1
55	433.74	283.41	0	55	30	56	0.3910	0.14100	1
56	62.1	26.86	0	56	56	57	0.4060	0.14610	1
57	92.46	88.38	0	57	57	58	0.4060	0.14610	1
58	85.188	55.436	0	58	58	59	0.7060	0.54610	1
59	345.3	332.4	0	59	59	60	0.3380	0.12180	1
60	22.5	16.83	0	60	60	61	0.3380	0.12180	1
61	80.551	49.156	0	61	61	62	0.2070	0.07470	1
62	95.86	90.758	0	62	62	63	0.2470	0.89220	1
63	62.92	47.7	0	63	2	64	0.0280	0.04180	1
64	478.8	463.74	0	64	64	65	0.1170	0.20160	1
65	120.94	52.006	0	65	65	66	0.2550	0.09180	1

66	139.11	100.34	0	66	66	67	0.2100	0.07590	1
67	391.78	193.5	0	67	67	68	0.3830	0.13800	1
68	27.741	26.713	0	68	68	69	0.5040	0.33030	1
69	52.814	25.257	0	69	69	70	0.4060	0.14610	1
70	66.89	38.713	0	70	70	71	0.9620	0.76100	1
71	467.5	395.14	0	71	71	72	0.1650	0.06000	1
72	594.85	239.74	0	72	72	73	0.3030	0.10920	1
73	132.5	84.363	0	73	73	74	0.3030	0.10920	1
74	52.699	22.482	0	74	74	75	0.2060	0.14400	1
75	869.79	614.775	0	75	75	76	0.2330	0.08400	1
76	31.349	29.817	0	76	76	77	0.5910	0.17730	1
77	192.39	122.43	0	77	77	78	0.1260	0.04530	1
78	65.75	45.37	0	78	65	79	0.5590	0.36870	1
79	238.15	223.22	0	79	79	80	0.1860	0.12270	1
80	294.55	162.47	0	80	80	81	0.1860	0.12270	1
81	485.57	437.92	0	81	81	82	0.2600	0.13900	1
82	243.53	183.03	0	82	82	83	0.1540	0.14800	1
83	243.53	183.03	0	83	83	84	0.2300	0.12800	1
84	134.25	119.29	0	84	84	85	0.2520	0.10600	1
85	22.71	27.96	0	85	85	86	0.1800	0.14800	1
86	49.513	26.515	0	86	80	87	0.1600	0.18200	1
87	383.78	257.16	0	87	87	88	0.2000	0.23000	1
88	49.64	20.6	0	88	88	89	0.1600	0.39300	1
89	22.473	11.806	0	89	66	90	0.6690	0.24120	1
90	62.93	42.96	0	90	90	91	0.2660	0.12270	1
91	30.67	34.93	0	91	91	92	0.2660	0.12270	1
92	62.53	66.79	0	92	92	93	0.2660	0.12270	1
93	114.57	81.748	0	93	93	94	0.2660	0.12270	1
94	81.292	66.526	0	94	94	95	0.2330	0.11500	1
95	31.733	15.96	0	95	95	96	0.4960	0.13800	1
96	33.32	60.48	0	96	92	97	0.1960	0.18000	1
97	531.28	224.85	0	97	97	98	0.1960	0.18000	1
98	507.03	367.42	0	98	98	99	0.1866	0.12200	1
99	26.39	11.7	0	99	99	100	0.0746	0.31800	1
100	45.99	30.392	0	100	2	101	0.0625	0.02650	1

101	100.66	47.572	0	101	101	102	0.1501	0.23400	1
102	456.48	350.3	0	102	102	103	0.1347	0.08880	1
103	522.56	449.29	0	103	103	104	0.2307	0.12030	1
104	408.43	168.46	0	104	104	105	0.4470	0.16080	1
105	141.48	134.25	0	105	105	106	0.1632	0.05880	1
106	104.43	66.024	0	106	106	107	0.3300	0.09900	1
107	96.793	83.647	0	107	107	108	0.1560	0.05610	1
108	493.92	419.34	0	108	108	109	0.3819	0.13740	1
109	225.38	135.88	0	109	109	110	0.1626	0.05850	1
110	509.21	387.21	0	110	110	111	0.3819	0.13740	1
111	188.5	173.46	0	111	111	112	0.2445	0.08790	1
112	918.03	898.55	0	112	111	113	0.2088	0.07530	1
113	305.08	215.37	0	113	113	114	0.2301	0.08280	1
114	54.38	40.97	0	114	101	115	0.6102	0.21960	1
115	211.14	192.9	0	115	115	116	0.1866	0.12700	1
116	67.009	53.336	0	116	116	117	0.3732	0.24600	1
117	162.07	90.321	0	117	117	118	0.4050	0.36700	1
118	48.785	29.156	0	118	118	119	0.4890	0.43800	1
119	33.9	18.98	0	119	47	28	0.5258	0.29250	0
				120	18	28	0.5258	0.29160	0
				121	9	25	0.4272	0.15390	0
				122	55	44	0.4800	0.17280	0
				123	63	55	0.3600	0.12960	0
				124	38	63	0.5700	0.57200	0
				125	10	41	0.5300	0.33480	0
				126	59	97	0.3957	0.14250	0
				127	74	92	0.6800	0.64800	0
				128	89	76	0.4062	0.14640	0
				129	100	78	0.4626	0.16740	0
				130	109	84	0.6510	0.23400	0
				131	106	87	0.8125	0.29250	0
				132	111	119	0.7089	0.25530	0
				133	26	36	0.5000	0.5000	0



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica



TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado **“Redução de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição via Reconfiguração da Rede Considerando Geradores Distribuídos”** é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 22 de **Novembro** de 2018..

Silvio M. G. César

Silvio Mendes Godinho César



DECLARAÇÃO DE CONFERÊNCIA DA VERSÃO FINAL

Declaro que conferi a versão final a ser entregue pelo aluno **Sílvio Mendes Godinho César**, autor do trabalho de conclusão de curso intitulado **Redução de perdas técnicas em sistemas de distribuição via reconfiguração da rede considerando geradores distribuídos.**

quanto à conformidade nos seguintes itens:

1. A monografia corresponde a versão final, estando de acordo com as sugestões e correções sugeridas pela banca e seguindo as normas ABNT;
2. A versão final da monografia inclui a ata de defesa (ANEXO IV - apenas verso), a ficha catalográfica e o termo de responsabilidade (ANEXO X -) devidamente assinados.

João Monlevade, 19 de Dezembro de 2018

Prof. Dr. Willingthon Guerra Zvietcovich