

Universidade Federal de Ouro Preto Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas - ICEA Departamento de Engenharia Elétrica - DEELT Campus João Monlevade - MG



Balanceamento de Fases em redes elétricas utilizando Procedimento Adaptativo de Busca Aleatório e Guloso (GRASP)

Autora: Gabriela Alexandra da Silva Cruz

João Monlevade - Minas Gerais - Brasil Junho de 2019 Gabriela Alexandra da Silva Cruz

Balanceamento de Fases em redes elétricas utilizando Procedimento Adaptativo de Busca Aleatório e Guloso (GRASP)

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Professor orientador: Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich.

João Monlevade - Minas Gerais - Brasil Junho de 2019

Cruz, Gabriela Alexandra da Silva. Balanceamento de fases em redes elétricas utilizando procedimento adaptativo de busca aleatório e guloso (GRASP) [manuscrito] / Gabriela Alexandra da Silva Cruz. - 2019.

69f.:

С957b

Orientador: Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich.

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

 Engenharia Elétrica. 2. GRASP (Sistema operacional de computador). 3. Programação não-linear. 4. Otimização matemática . 5. Redes elétricas. I. Zvietcovich, Wilingthon Guerra . II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Titulo.

CDU: 621.3

Catalogação: ficha.sisbin@ufop.edu.br

ATA DE DEFESA

Aos 18 dias do mês de Junho de 2018, às 16 horas, no bloco deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo (a) formando (a) **Gabriela Alexandra da Silva Cruz**, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Rhonei Patric dos Santos, Hugo Bravo e Wilingthon Guerra Zvietcovich. O (a) candidato (a) apresentou a monografia intitulada: **Balanceamento de Fases em redes elétricas utilizando Greedy Randomized Adaptive Search Procedure (GRASP)**. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela $\overrightarrow{APROVACAO}$ do (a) candidato(a), com a nota média \overrightarrow{FC} , 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 exa	minadora
Banca Examinadora	Nota
Rhonei Patric dos Santos	8,0
Hugo Bravo	7,0
Wilingthon Guerra Zvietcovich	7,8
Média	7,6

Professor(a) Orientador(a)

Gabriela Alexandra da Silva Cruz

Aluno(a Hugo Bravo Professor(a) Convidado(a)

João Monlevade, 18 de Junho de 2019

Professor(a) Coorientador(a)

Rhonei Patric dos Santos Baracho Professor(a) Convidado(a)

TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado "Balanceamento de Fases em redes elétricas utilizando Procedimento Adaptativo de Busca Aleatório e Guloso (GRASP)" 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,	18	de	junho	de	2019	
-----------------	----	----	-------	----	------	--

Gabriela Alexandra da Silva Cruz

Nome completo do(a) aluno(a)

Balanceamento de Fases em redes elétricas utilizando Procedimento Adaptativo de Busca Aleatório e Guloso (GRASP)

Resumo

É comum encontrar nas redes elétricas circuitos desbalanceados, devido à forma de conexão das cargas (monofásicas, bifásicas e/ou trifásicas) estarem de forma aleatória. Este desbalanceamento traz vários problemas, como por exemplo: sobretensões, carregamento do neutro, disparos indevidos da proteção, entre outros. Estes problemas podem ser solucionados através do balanceamento de cargas, onde utiliza-se um modelo de programação não linear inteira mista, sendo que a solução por métodos tradicionais é inviável por apresentar uma explosão combinatória.

Neste trabalho, é utilizado o Método de Varredura para o cálculo do fluxo de potência e, além disso, é formulada e implementada uma metodologia de otimização para resolver um problema que auxilia no planejamento de sistemas elétricos chamada metaheurística de Procedimento Adaptativo de Busca Aleatório e Guloso (GRASP). Foram utilizadas estratégias próprias do problema de balanceamento de cargas, com a finalidade de guiar a busca dentro do espaço de soluções. Para testar a metodologia utilizam-se redes que sejam aptas para avaliar a sua implementação e também para avaliar a eficiência da técnica aplicada. Os resultados encontrados foram úteis em mostrar a viabilidade da metodologia, visto a melhoria do índice de operação.

Palavras chaves: balanceamento, GRASP, VNS, otimização, qualidade, energia.

Abstract

It is common to find in low voltage electrical networks unbalanced circuits due to the way the loads are connected (single-phase, two-phase and / or three-phase) in a random manner. This unbalance brings several problems, such as: overvoltages, neutral charging, undue protection trips and others. This is a problem that can be represented and/or dealt by a mixed integer nonlinear programming model and the solution by traditional methods would not be possible.

At this work, the Backward-forward method is used to calculate the power flow and, in addition, an optimization methodology is formulated and implemented to solve this problem, which is the Greedy Randomized Adaptive Search Procedure (GRASP) metaheuristic. Were used own load balancing strategies to guide the search within the solutions space. To test the methodology were used networks that are able to evaluate its implementation and also to evaluate the efficiency of the applied technique. The results were useful in showing the viability of the methodology, by means of the improvement of the operation index.

Keywords: balancing, GRAPS, VNS, optimization, quality, energy.

Lista de figuras

Figura 1 - Rede com cargas ligadas aleatoriamente	29
Figura 2 - Rede com cargas ligadas baseada em um critério	29
Figura 3 - Transformador de distribuição	6
Figura 4 - Modelo de um transformador com ajuste de taps	7
Figura 5 - Circuito de um sistema de distribuição	9
Figura 6 - Linha de distribuição	10
Figura 7 - Modelo de linha curta	10
Figura 8 - Banco de capacitores	11
Figura 9 - Modelo de capacitor shunt	12
Figura 10 – Conexão da carga	13
Figura 11 - Chave fusível	15
Figura 12 – Disjuntor	16
Figura 13 – Ramo trifásico de 4 fios, considerando o neutro	18
Figura 14 - Fluxograma do Método de Varredura	21
Figura 15 - PVC mostrando um caminho possível	23
Figura 16 - Fluxograma do método de alocação	
Figura 17 – Caminho do VNS para melhoria da solução	
Figura 18 - Fluxograma VNS aplica ao problema do desbalanceamento	
Figura 19 - Rede BT de 29 barras	
Figura 20 – Perfil de tensão da solução inicial	40
Figura 21 - Perfil de tensão da solução final	41
Figura 22 - Rede MT de 34 barras	41
Figura 23 - Perfil de tensão da solução inicial	43
Figura 24 - Perfil de tensão da solução final	
-	

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Faixas admissíveis para 230/127V	
Tabela 2 - Resultados para as duas formas de conexão das cargas	30
Tabela 3 – Exemplo de resultado no PVC	24
Tabela 4 – Banco de dados inicial	32
Tabela 5 – Solução inicial construída	33
Tabela 6 - Dados de tensão	35
Tabela 7 – Dados de barras em x'	36
Tabela 8 - Dados de barras em x''	36
Tabela 9 - Parâmetros do GRASP e do VNS	38
Tabela 10 - Resultados do GRASP	39
Tabela 11 - Resultados do VNS	40
Tabela 12 - Resultados do GRASP	42
Tabela 13 - Resultados do VNS	42

Lista de símbolos

V_{min}: tensão mínima das barras; Vmax: tensão máxima das barras; V_k : tensão na barra k; I_{min} : menor corrente nos alimentadores ou subestações; *I_{max}*: maior corrente nos alimentadores ou subestações; *I*_{in}: corrente nos alimentadores; *I_{sub}*: corrente da subestação; P_T : potência ativa total no sistema; Q_T : potência reativa total no sistema; R_{km} : resistência do trecho entre as barras $k \in m$; X_{km} : reatância do trecho entre as barras $k \in m$; I_{km} : corrente do trecho entre as barras $k \in m$; Ω : conjunto de trechos pertencentes ao sistema; H, N, M, L: equações da matriz Jacobiana; $\Delta\delta$: variação do ângulo das tensões nas barras; ΔV : variação das tensões nas barras; ΔP : variação da potência ativa nas barras; ΔQ : variação da potência reativa nas barras; *FD_i*: fator de desequilíbrio da barra *i*; *N_B*: número de barras.

Sumário

1	Ir	ntroduç	ção	1
	1.1	Obj	jetivos	4
	1.2	Just	tificativa	4
	1.3	Est	rutura do trabalho	5
2	C	Conceit	os Preliminares	6
	2.1	Mo	delos dos componentes de um sistema de distribuição	6
	2	.1.1	Transformadores de distribuição	6
	2	.1.2	Circuitos elétricos	9
	2	.1.3	Capacitores Shunt	11
	2	.1.4	Cargas	12
	2	.1.5	Proteção dos circuitos elétricos	15
	2	.1.6	Consumidores	16
	2.2	Flu	xo de carga	17
	2	.2.1	Método de Varredura para fluxo trifásico	18
	2	.2.2	Fluxograma	21
	2.3	Pro	cedimento Adaptativo de Busca Aleatório e Guloso - GRASP	22
	2	.3.1	Otimização Procedimento Adaptativo de Busca Aleatório e Guloso (GRAS	P) 22
	2	.3.2	GRASP aplicado ao problema do caixeiro viajante	23
	2.4	Var	riable neighborhood search - VNS – Busca local	25
	2.5	Fat	or de desequilíbrio	26
3	Р	roblem	a de balanceamento de fases	28
	3.1	Mo	delo matemático que representa o problema de balanceamento de cargas	30
	3.2	GR	ASP aplicado ao problema de balanceamento de cargas	31
	3.3	VN	S aplicado ao problema de balanceamento de cargas	34
4	R	Resultad	los	38

	4.1	Rede de 29 barras	.38
	4.2	Rede de 34 barras	.41
5	Con	clusões	.44
6	Ref	erência Bibliográfica	.45
7	Ane	exos	.48
	7.1	ANEXO A - Rede trifásica de 29 barras	.48
	7.2	ANEXO B - Rede trifásica de 34 barras	.50
8	APÍ	ÊNDICE	.53
	8.1	APÊNDICE A – Artigo aprovado em Innovative Smart Grid Technologies Latin	
	Ameri	ca 2019, Gramado – Brasil.	.53

1 INTRODUÇÃO

Devido à complexidade da operação das redes elétricas de distribuição, causada pelo aumento do consumo e crescimento das cargas, surgem desafios cada vez maiores ao garantir a Qualidade e Confiabilidade da Energia Elétrica entregue aos consumidores. Vários aspectos permitem a avaliação da Qualidade da Energia Elétrica (QEE), entre os principais problemas podese citar: a continuidade do fornecimento, nível de tensão, oscilações de tensão, distorções harmônicas de tensão, interferência em sistemas de comunicações e desbalanceamento de fases. (ARÃO, 2014; FERNANDES, 2010 ; MEHL, 2012).

Este último problema de QEE, é causado devido às diversas configurações da carga ao longo dos circuitos, podendo ser estas cargas: trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Essas diferenças desequilibram as correntes ao longo das fases, afetando toda a rede na sua operação. O desbalanceamento nas redes não é benéfico para entrega de energia, podendo causar, por exemplo, sobretensão na rede, aumento das perdas, aquecimento de cargas trifásicas (motores trifásicos), aumento da corrente do neutro, entre outros problemas. Este último aspecto pode causar o disparo dos equipamentos de proteção. (FERNANDES, 2010).

Diante deste cenário, aliado às Normas de QEE cada vez mais exigentes, as empresas de energia precisam adequar suas operações visando cumpri-las. Por outro lado, o mercado de energia atual estimula as empresas a terem maior eficiência na entrega de energia, buscando a melhoria contínua utilizando mínimos recursos.

Para que aconteça essa melhoria, a fim de contornar o problema, dentre várias soluções, as empresas investem na manutenção da rede. Além disso, é importante que as empresas saibam distinguir o tipo de consumidor e a QEE que os mesmos precisam, por exemplo, um consumidor industrial necessita de mais qualidade, segurança e estabilidade do que um consumidor residencial. Dessa maneira, é possível identificar quanto investimento será necessário para garantir qualidade a cada consumidor. Portanto, o maior desafio é equilibrar baixos custos, com investimentos dentro da realidade da empresa, tarifa competitiva e qualidade adequada a cada grupo de consumidores. Para que isso aconteça é preciso modernizar cada vez mais o setor energético e investir em recursos de planejamento e otimização.(FIRJAN, 2016)

Logo, baseando-se na necessidade de modernizar, busca-se o uso de algoritmos que possam de maneira rápida e eficiente estimar os diversos parâmetros de uma rede elétrica de forma a avaliar a QEE oferecida aos consumidores.

No problema de balanceamento de cargas, encontrar a configuração ótima exige analisar implícita e/ou explicitamente todas as configurações nas conexões das cargas existentes nas redes. Por ser este um problema em condições desbalanceadas, sua implementação precisa de um modelo trifásico de cada um dos componentes das redes elétricas na análise de fluxo de carga.

Portanto, tendo em mãos o modelo trifásico, concentra-se na operação em regime permanente para o estudo do sistema. Como as cargas desbalanceadas do problema tratado estão ligadas às redes de distribuição, trifásicas e radiais usa-se métodos como Varredura e Soma de Potências (BRANDINI, 2000). Sabe-se que as informações iniciais relevantes para esse algoritmo utilizado são: tensão na subestação e a carga nas barras de cada fase. Também se tem conhecimento sobre outras grandezas de interesse a serem avaliadas na rede testada, como: tensões nas barras e as perdas nas linhas.

Além disso, utiliza-se neste trabalho a técnica metaheuristica de Procedimento Adaptativo de Busca Aleatório e Guloso (do inglês Greedy Randomized Adaptive Search Procedure) mais conhecida como GRASP amplamente utilizada para resolver problemas de otimização combinatória em várias áreas do conhecimento. Esta técnica consiste em criar uma solução inicial e depois efetuar uma busca local para melhorar o desbalanceamento da solução. Seu diferencial para outros métodos está na geração dessa solução inicial, baseada nas três primeiras iniciais de sua sigla em inglês: gulosa (Greedy), aleatória (Randomized) e adaptativa (Adaptive). (FEO; RESENDE, 1989).

Para testar a metodologia foram utilizadas duas redes, uma de 29 barras e outra de 34 barras, visando analisar sua viabilidade de implementação.

Na literatura pesquisada, encontra-se alguns trabalhos que contribuem para o problema da QEE e para construção da metodologia para o problema do desbalanceamento de fases. Em (LIN, 2008) o problema do desbalanceamento é resolvido utilizando os trechos com as maiores correntes de neutro. Através desses valores, são realizadas mudanças de fases nos alimentadores. Este

processo é iterativo até obter valores de perdas mínimas. Em (VISWANADHA RAJU, G.K.; BIJWE, 2008) utiliza-se um algoritmo de reconfiguração de redes elétricas com objetivo de reduzir as perdas de potência. Fazendo os cálculos de fluxo de energia, o algoritmo toma a decisão de quais chaves abrir, visto que todas começam fechadas. Após isso, é realizada uma troca nos ramos para redução de perdas. Em (BIJWE e TYAGI, 2017) os autores tem como objetivo desenvolver um método heurístico simples para reconfigurar um sistema de distribuição visando a minimização de perdas ativas nas redes. Ele visa um método que atenda sistemas balanceados e não balanceados para otimizar os sistemas. Além disso, em (ATTEYA e colab., 2017) os autores utilizam a Otimização por Nuvens de Partículas ONP como técnica de solução do problema de reconfiguração de cargas com objetivo de redução de perdas e regulação de tensão, reduzindo, consequentemente, os custos operacionais desnecessários em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). Essa abordagem é importante para aumentar a confiabilidade do SDEE. Em (NARIMANI, 2013) os autores visam reduzir as perdas de energia (custo de operação) e aumentar a confiabilidade dos SDEE, utilizando a reconfiguração de SDEE através de abertura e fechamento de chaves. É utilizado um algoritmo Gravitacional aprimorada (EGSA), que se beneficia de uma estratégia de mutação especial a fim de reduzir o tempo de processamento e melhorar a qualidade das soluções. No trabalho de (WECKX e colab., 2013) são utilizados dois métodos para amenizar o problema de desbalanceamento de cargas, a fim de melhorar o perfil de tensão e reduzir o desequilíbrio de redes de distribuição. O primeiro método consiste na mudança de fases de consumidores monofásicos e o segundo é avaliado o efeito injeção de potência nas fases de acordo com o carregamento. Ambos são testados através de simulações em dados reais. Por fim, em (MOSTAFA e colab., 2014) é abordado o problema de desequilíbrio de fases devido a ligação de microgeradores solares (microFITs) e cargas monofásicas em redes trifásicas de distribuição. É utilizado um método de otimização para minimizar o problema e sua viabilidade é testada em uma rede de 37 barras.

1.1 Objetivos

O objetivo principal desse trabalho é desenvolver uma metodologia para solucionar o problema de desbalanceamento de fases em um sistema de distribuição, o qual consiste em encontrar configurações (formas de conexão das cargas) que apresentem menor desequilíbrio de tensão entre as fases, observando a melhoria de índices de QEE, especificamente o fator de desequilíbrio de tensão. A metaheuristica GRASP será a metodologia a ser implementada para solucionar o problema este problema. Na fase de busca local será utilizada a Busca em Vizinhança Variável (do inglês: Variable Neighborhood Search - VNS).

Já os objetivos secundários são: fazer uma revisão dos trabalhos procurados na literatura visando os modelos propostos; propor um modelo matemático que represente o problema; aplicar uma ferramenta de cálculo de análise de fluxo de carga em redes trifásicas para a solução do problema.

1.2 Justificativa

O estudo dos sistemas de distribuição e sua melhoria tem se tornado cada vez mais relevante para o planejamento e operação dos mesmos pois estão cada vez maiores e mais complexos. Devido a isso, existem aspectos para regular a qualidade e a confiabilidade desses sistemas, através de indicadores e limites pré-estabelecidos. O não cumprimento desses aspectos pode trazer vários problemas para as redes elétricas. (LACERDA, 2019)

Dessa forma, deseja-se melhorar o índice de desequilíbrio, que está relacionado ao desbalanceamento das correntes nas fases do sistema avaliado, e consequentemente, melhorar a QEE auxiliando no planejamento da operação dos sistemas elétricos.

Para isso, foi realizado um estudo utilizando bibliografias relevantes que tratam da mudança de conexões das cargas, das maneiras ótimas para planejamento, métodos e critérios eficientes para reduzir perdas e a implementação da metaheurística GRASP utilizada nesse trabalho.

O tema foi escolhido em razão do interesse relacionado aos sistemas de potência e a importância que estes representam para o desenvolvimento do país.

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho é dividido em quatro capítulos:

- 1. **Introdução**: Apresenta o problema de desbalanceamento de cargas em sistemas de distribuição, as bibliografias relevantes para o problema, objetivos e justificativa.
- 2. **Conceitos preliminares:** Neste capítulo são apresentados os conceitos preliminares para entendimento do problema e da metodologia utilizada.
- Problema de balanceamento de fases: Neste capítulo é apresentado o modelo matemático que representa o problema, assim como a metaheurística GRASP e VNS aplicados ao balanceamento de fases.
- 4. **Resultados:** São apresentados os resultados da metodologia em duas redes elétricas e finalmente são indicadas as Conclusões.

2 CONCEITOS PRELIMINARES

2.1 Modelos dos componentes de um sistema de distribuição

A metodologia implementada neste trabalho faz uma analises de fluxo de carga trifásico, para a qual é necessário modelar os diferentes elementos de uma rede de distribuição, as quais são ilustradas a seguir (PANTUZI, 2006).

2.1.1 Transformadores de distribuição



Figura 1 - Transformador de distribuição

Fonte: https://c03.apogee.net/contentplayer/?coursetype=foe&utilityid=gulfpower&id=4492

Os transformadores de distribuição ilustrados na Figura 3 são utilizados com o objetivo de reduzir a tensão primária, geralmente com 13,8 kV, para a tensão secundária, frequentemente com tensão 380/220V e 220/127V. Possuem proteção contra raios e sobrecorrentes através de pára-raios e chaves fusíveis de proteção no lado primário. (PANTUZI, 2006).

No mercado, a potência comercial dos transformadores está padronizada utilizando os seguintes valores: 10, 15, 30, 45, 75, 112,5 e 150 KVA. (KAGAN, 2005)



Figura 2 - Modelo de um transformador com ajuste de taps

O modelo de um transformador é apresentado na Figura 4, na qual é considerado o tap deste. Este modelo é o mesmo que o modelo de uma linha de transmissão (modelo linha média) com diferença na admitância, a qual considera o tap. Um parâmetro importante às análises de fluxo de potência é o cálculo da corrente no transformador, a qual é calculada através da seguinte expressão:

$$I_{kj} = y_{kj}t^2 V_k - y_{kj}t V_j = (g_{kj} + jb_{kj})t^2 V_k - (g_{kj} + jb_{kj})t V_j$$
(2.1)

$$I_{jk} = -y_{kj}tV_j + y_{kj}V_k = -(g_{kj} + jb_{kj})tV_j + (g_{kj} + jb_{kj})V_k$$
(2.2)

Onde:

 I_{kj} , I_{jk} : Correntes entre as barras k e j;

 y_{ki} : Impedância da linha;

 g_{kj} , b_{kj} : Resistência e reatância da linha;

t: Variável do tap;

 V_i , V_k ; Tensões nas barras j e k.

Com a utilização deste modelo e os parâmetros definidos com A, B, C e D da equação biquadrática:

$$A|V_{j}|^{4} + B|V_{j}|^{2} + C = 0$$
(2.3)

Onde:

A,B,C,D: Parâmetros de descrição da linha.

Pode-se calcular a tensão e a fase na barra j através das equações abaixo:

$$A = D = \left| y_{kj} \right|^2 = g_{kj}^2 + b_{kj}^2$$
(2.4)

$$B = 2(P_j^{eq}g_{kj} - Q_j^{eq}b_{kj}) - y_{kj}^2|tV_k|^2$$
(2.5)

$$C = (P_j^{eq})^2 + (Q_j^{eq})^2$$
(2.6)

$$\theta_{j} = \theta_{k} + \phi_{kj} + \arctan\left(\frac{Q_{j}^{eq} - b_{kj}|V_{j}|^{2}}{P_{j}^{eq} - g_{kj}|V_{j}|^{2}}\right)$$
(2.7)

Onde:

 P_j^{eq}, Q_j^{eq} : Potência ativa e reativa equivalente da barra;

 g_{kj} , b_{kj} : Resistência e reatância da linha;

 θ_i , θ_k : Fases das tensões de barra;

Os cálculos das perdas são feitos analisando o fluxo de potência no primário e no secundário, utilizando-se as seguintes equações:

$$S_{kj} = V_k I_{kj}^* = P_{kj} + jQ_{kj}$$
(2.8)

$$S_{jk} = V_j I_{ki}^* = P_{jk} + j Q_{jk}$$
(2.9)

$$PL_{kj} = P_{kj} + P_{jk} \tag{2.10}$$

$$QL_{kj} = Q_{kj} + Q_{jk} \tag{2.11}$$

Onde:

 S_{kj}, S_{jk} : Potência aparente;

 I_{kj}^*, I_{jk}^* : Conjugado das correntes entre as barras k e j;

 P_{kj}, P_{jk} : Potência ativa entre as barras k e j;

 Q_{kj} , Q_{jk} : Potência reativa entre as barras k e j;

 PL_{kj} , QL_{kj} : Perdas de potência ativa e reativa no transformador.

2.1.2 Circuitos elétricos

Figura 3 - Circuito de um sistema de distribuição

Fonte: http://www.teleco.com.br/tutoriais/tutorialbpl1/pagina_2.asp

O circuito de um sistema de distribuição é ilustrado na Figura 5. Ela mostra o lado primário de alta tensão e o lado secundário de baixa tensão entregue aos consumidores, este último é a parte do sistema tratada nesse trabalho. (PANTUZI, 2006).

Figura 4 - Linha de distribuição

Fonte: http://www.technofix.com.br/produtos/postes-para-rede-de-distribuicao-de-energia-C31.html

Dessa forma, a linha de distribuição secundária é ilustrada na Figura 6. Ela é utilizada para levar energia até os consumidores, como indústrias, comércios, residências ou prédios. Eles podem estar conectados ao sistema primário ou secundário. O material mais utilizado nessas linhas é o alumínio, pelo custo mais baixo em relação ao cobre.

Figura 5 - Modelo de linha curta

Na Figura 7, está representado o modelo de um sistema de distribuição, o modelo de linha curta.

Para esse modelo obtêm-se as equações a seguir, que determinam corrente, tensão e potência da linha:

$$V_k = AV_j + BI_j \tag{2.12}$$

$$I_k = CV_i + DI_i \tag{2.13}$$

Para o modelo de linha curta os parâmetros são: A=1, B=Z, C=0 e D=1.

Resolvendo as equações, sabendo que $Z = R_L + jX_L$ e que em modelos trifásicos (como mostrado na Figura 13) a impedância será representada por uma matriz:

$\begin{bmatrix} Z_{lca} & Z_{lcb} & Z_{lcc} & Z_{lcn} \\ Z_{lna} & Z_{lnb} & Z_{lnc} & Z_{lnn} \end{bmatrix}$ considerando as impedâncias próprias e mútuas, tem-se qu	Z_{laa} Z_{lba} Z_{lca} Z_{lna}	$\begin{array}{cccc} Z_{lab} & Z_{lac} & Z_{lan} \\ Z_{lbb} & Z_{lbc} & Z_{lbn} \\ Z_{lcb} & Z_{lcc} & Z_{lcn} \\ Z_{lnb} & Z_{lnc} & Z_{lnn} \end{array}$	considerando as impedâncias próprias e mútuas, tem-se que:
---	---	--	--

$$V_j = V_k - ZI_k \tag{2.14}$$

$$I_j = I_k \tag{2.15}$$

A potência da fonte é:

$$S_{k,3\varphi} = 3V_k I_k^* \tag{2.16}$$

As perdas na linha são:

$$S_{L,3\varphi} = S_{k,3\varphi} - 3V_j I_j^*$$
(2.17)

Onde:

- *I_k*: Corrente da fonte
- *I_i*: Corrente de transmissão;
- V_k, V_j : Tensão da fonte e tensão de transmissão;
- *R*_L: Resistência da linha;
- X_L: Reatância da linha;
- $S_{k,3\varphi}$: Potência aparente da fonte
- $S_{L,3\varphi}$: Perda na linha

2.1.3 Capacitores Shunt

Figura 6 - Banco de capacitores

Fonte: http://www.iesa.com.br/institucional/ar_reativalinha.html

Os capacitores têm o objetivo de corrigir o fator de potência, o que pode melhorar o perfil de tensão. A Figura 8 mostra um banco de capacitores de um sistema de distribuição. (PANTUZI, 2006).

Através da instalação de capacitores é possível mudar o ângulo φ . Os capacitores shunt, mostrados na Figura 9, são representados através de uma susceptância *b* ligada à referência. A potência reativa é representada pela Equação (2.18):

$$Q = b|V|^2 (2.18)$$

Onde:

V: Tensão da barra;

Q: Potência reativa.

Para calcular a potência equivalente na barra deve-se incluir a potência injetada. No cálculo das tensões nodais para ramos ligados a barra considera-se os coeficientes A, B e C da Equação (2.3), devido a susceptância do capacitor (KAGAN, 2005).

Figura 7 - Modelo de capacitor shunt

2.1.4 Cargas

A Figura 10 ilustra um padrão de conexão de um consumidor residencial (comercial ou industrial) à rede secundaria.

Figura 8 - Conexão da carga

Fonte: https://www.researchgate.net/figure/FIGURA-3-VISAO-GERAL-DE-UM-SISTEMA-DE-GERACAO-TRANSMISSAO-E-DISTRIBUICAO-DE-ENERGIA_fig1_262373193

As cargas são os consumidores, que podem ser representadas nos seguintes modelos como apresentado em (PANTUZI, 2006).

- Potência Constante;
- Corrente Constante
- Admitância Constante.
- Módelo híbrido

Essas cargas podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas.

2.1.4.1 Modelo potência constante

As tensões de fase sempre mudam e a potência permanece constante neste modelo. As correntes de linhas são representadas por:

$$I_L = \left(\frac{s}{v_n}\right)^* = \frac{|s|}{|v_n|} \angle (\delta - \theta) = |I_L| \angle \alpha$$
(2.19)

Onde:

- δ : Angulo da tensão de fase;
- θ : Angulo do fator de potência.
- α : Angulo resultante;
- *I_L*: Corrente de linha;
- S: Potência aparente;
- V_n : Tensão nominal.

2.1.4.2 Modelo Corrente Constante

Neste modelo as tensões de fase mudam e a corrente é constante. Logo o fator de potência da carga é constante e a magnitude da corrente é dada por:

$$I_L = |I_L| \angle (\delta - \theta) \tag{2.20}$$

2.1.4.3 Modelo admitância constante

Considera-se que as tensões de fase são mudadas a cada instante e a admitância é constante e calculada da seguinte maneira:

$$\frac{1}{Y} = Z = \frac{|Vn|^2}{S^*} = \frac{|Vn|^2}{|S|} \angle \theta = |Z| \angle \theta$$
(2.21)

Já as correntes de carga são calculadas segundo a equação abaixo:

$$I_L = \frac{V_n}{Z} = \frac{|V_n|}{|Z|} \angle (\delta - \theta) = |I_L| \angle \alpha$$
(2.22)

Onde:

Z: Impedância.

2.1.4.4 Modelo Híbrido

Neste modelo a carga é modelada através de uma porcentagem de cada um dos três modelos descritos. Então a corrente de linha é encontrada pela soma dos três componentes, como mostrado a seguir:

$$I_L = aI_L^P + bI_L^Z + cI_L^I \tag{2.23}$$

Com: $0 \le a,b,c \le 1$ a+b+c=1

2.1.5 Proteção dos circuitos elétricos

Um SDEE necessita de equipamentos de proteção contra a sobrecorrente presente no sistema. Esses equipamentos tem a função de desacoplar o circuito onde ocorrer uma falha, minimizando assim qualquer dano que possa acontecer.

2.1.5.1 Chave fusível

Figura 9 - Chave fusível

Fonte: http://www.ebah.com.br/content/ABAAAgMl4AK/modulo-02-chave-fusivel-indicadora

Esse elemento, mostrado na Figura 11, é muito utilizado em redes rurais e urbanas, é muito popular por apresentar baixo custo e desempenho satisfatório.

O funcionamento é baseado em seu elo-fusível, que é o elemento de proteção do dispositivo. Esse elo se rompe em função de tempo x corrente, ele possui um pequeno tubo que ao ser queimado pelo arco produz uma substância que libera gases deionizantes. Ao acontecer isso, o arco é impedido de continuar fluindo entre os terminais do elo-fusível. (LEME e colab., 2013)

2.1.5.2 Disjuntores

Figura 10 - Disjuntor

Fonte: http://www.portaleletricista.com.br/disjuntor-trifasico/

Os disjuntores, como mostrado na Figura 12, são dispositivos essenciais em alimentadores de distribuição. A sua função é desacoplar o circuito em caso de correntes muito altas e também funcionam como chave liga/desliga. Para que os disjuntores funcionem de maneira eficaz é preciso observar os seguintes parâmetros: tensão nominal no mínimo igual do sistema, capacidade de corrente, capacidade de interrupção e os níveis de isolamento devem ser compatíveis. (LEME e colab., 2013)

2.1.6 Consumidores

Em redes de baixa tensão, comumente as cargas são de naturezas diversas, podem apresentar conexões monofásicas, bifásicas ou trifásicas. As empresas de distribuição tentam minimizar o desequilíbrio repartido de maneira igualitária as cargas nas três fases, para que não haja sobrecarregamento.

Dessa maneira, é preciso conhecer em um SDEE os tipos de classes de consumidores, que são eles: residenciais, comerciais, industriais, rurais, iluminação pública, serviços públicos e etc.

Cada tipo possui um fator de potência específico e se comportam de uma maneira determinada em virtude de variações de tensões e temperatura.

Portanto, se torna inviável modelar o sistema desequilibrado como uma rede de uma sequência e a ánalise de fluxo se torna mais complexa. É necessário, então, ajustar os componentes em uma base trifásica e resolvê-los de forma precisa por fase. (PANTUZI, 2006)

2.2 Fluxo de carga

Uma das etapas da metodologia consiste em avaliar a função objetivo, para isso, faz-se necessário estimar o estado da rede elétrica. Esta estimação é possível através de uma análise de fluxo de carga que consiste na estimação dos parâmetros elétricos de um SDEE (tensões nas barras, correntes, fluxo de potência e perdas nas linhas) em regime permanente, ou seja, em condições normais de operação. Este estudo visa auxiliar tanto a operação quanto o planejamento dos SDEE.

Na literatura, existem vários métodos de análises, sendo muito utilizado o método de Newton-Raphson e métodos desacoplados que são amplamente aplicados em redes de transmissão e não na distribuição. Afinal, os SDEE apresentam características próprias comparadas aos STEE, por exemplo, relação X/R próxima de um, milhares de barras, desequilíbrios de correntes, operação radial, entre outros. Estas características tornam inadequado o uso dos mesmos métodos para diferentes tipos de sistemas. (BRANDINI, 2000)

Existem na literatura vários métodos voltados para redes de distribuição de energia elétrica, sendo o método de backward- forward conhecido como método de Varredura (SHIRMOHAMMADI, 1988) um dos mais utilizados. Este método consiste em duas etapas: a primeira é conhecida como backward, na qual se calcula as correntes nas linhas começando nas barras finais e terminando no transformador e a segunda etapa é o forward, no qual se atualiza as tensões nas barras começando no transformador e terminado nas barras finais. O processo é iterativo até alcançar uma convergência pré-determinada. Uma extensão deste método é aplicada a redes trifásicas utilizadas neste trabalho e detalhada a seguir. (PIZZALI, 2006)

2.2.1 Método de Varredura para fluxo trifásico

Figura 11 - Ramo trifásico de 4 fios, considerando o neutro

2.2.1.1 Para o cálculo nodal das correntes:

Como mencionado anteriormente é necessário calcular as correntes nas linhas do SDEE. Considerando a Figura 13, na qual um consumidor está conectado na barra k, com potência Pa, Pb e Pc. Para isto, é preciso transformar os valores das cargas em correntes (PIZZALI, 2006). As correntes nodais em um dado nó k são calculadas através da seguinte expressão:

$$\begin{bmatrix} I_{ka} \\ I_{kb} \\ I_{kc} \\ I_{kn} \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} (S_{ka}/V_{ka})^{*(i-1)} \\ (S_{kb}/V_{kb})^{*(i-1)} \\ (S_{kc}/V_{kc})^{*(i-1)} \\ -(I_{ka}^{(i)} + I_{kb}^{(i)} + I_{kc}^{(i)}) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{kaa} & Y_{kab} & Y_{kac} & Y_{kan} \\ Y_{kba} & Y_{kbb} & Y_{kbc} & Y_{kbn} \\ Y_{kca} & Y_{kcb} & Y_{kcc} & Y_{kcn} \\ Y_{kna} & Y_{knb} & Y_{knc} & Y_{knn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ka} \\ V_{kb} \\ V_{kc} \\ V_{kn} \end{bmatrix}^{i-1}$$
(2.24)

As fases são representadas pelos índices a,b e c, sendo n o neutro.

As iterações são representadas por i.

 I_{ka} , I_{kb} , I_{kc} , I_{kn} : representam as correntes no nó k.

 S_{ka}, S_{kb}, S_{kc} : potências conhecidas no nó k.

Matriz Y: são as admitâncias no nó k, diagonal principal são as admitâncias próprias de cada fase.

Os outros termos são admitâncias mútuas, que geralmente tem valor desprezível.

 $V_{ka}, V_{kb}, V_{kc}, V_{kn}$: tensões no nó k.

2.2.1.2 Etapa Backward:

Nessa etapa, calculam-se correntes nos ramos, começando do último ramo até o nó principal. (PIZZALI, 2006)

$$\begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \\ J_{ln} \end{bmatrix}^{(i)} = -\begin{bmatrix} I_{ma} \\ I_{mb} \\ I_{mc} \\ I_{mn} \end{bmatrix}^{(i)} + \sum_{j \in M} \begin{bmatrix} J_{ja} \\ J_{jb} \\ J_{jc} \\ J_{jn} \end{bmatrix}^{(i)}$$
(2.25)

As correntes encontradas estão no ramo l.

 J_{la} , J_{lb} , J_{lc} , J_{ln} : correntes no ramo l.

J_{ja}, J_{jb}, J_{jc}, J_{jn} : correntes do ramo j ligado ao nó m.

M representa o conjunto de ramos ligados ao nó m.

 I_{ma} , I_{mb} , I_{mc} , I_{mn} : correntes nodais em m.

2.2.1.3 Etapa Forward:

Esse processo é realizado a partir da subestação e vai até as barras extremas. Calculam-se novas tensões a partir das correntes encontradas na etapa backward. (PIZZALI, 2006)

$$\begin{bmatrix} V_{ma} \\ V_{mb} \\ V_{mc} \\ V_{mn} \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} V_{ka} \\ V_{kb} \\ V_{kc} \\ V_{kn} \end{bmatrix}^{(i)} - \begin{bmatrix} Z_{laa} & Z_{lab} & Z_{lac} & Z_{lan} \\ Z_{lba} & Z_{lbb} & Z_{lbc} & Z_{lbn} \\ Z_{lca} & Z_{lcb} & Z_{lcc} & Z_{lcn} \\ Z_{lna} & Z_{lnb} & Z_{lnc} & Z_{lnn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \\ J_{ln} \end{bmatrix}^{(i)}$$
(2.26)

As novas tensões são calculadas através da tensão na barra k, a corrente no ramo e sua impedância na linha km do ramo l, como ilustrado na Figura 13.

Matriz Z: representa as impedâncias no ramo l. A diagonal principal são as impedâncias próprias e os outros termos da matriz são as impedâncias mútuas do sistema.

As tensões encontradas estão no nó m à jusante do nó k.

2.2.1.4 Critério de Parada:

Esse método é iterativo e o processo de backward e forward é realizado até que obedeça um critério de parada. Esse critério se baseia em um parâmetro de erro encontrado pela diferença das perdas na iteração atual e iteração anterior. Se, somente se, o erro for menor que o esperado o algoritmo irá parar as iterações. Esse processo de repetição representa a estratégia do Método de Varredura. (PIZZALI, 2006)

Como dito anteriormente, após cada iteração ser realizada, o erro entre a potência calculada na iteração anterior e a potência atual é calculado. Para isso, utiliza-se as seguintes equações de potência:

$$\Delta S_{ia}^{(k)} = V_{ia}^{(k)} (I_{ia}^{(k)})^* + Y_{ia}^* |V_{ia}|^2 - S_{ia}^{(k)}$$
(2.27)

$$\Delta S_{ib}^{(k)} = V_{ib}^{(k)} (I_{ib}^{(k)})^* + Y_{ib}^* |V_{ib}|^2 - S_{ib}^{(k)}$$
(2.28)

$$\Delta S_{ic}^{(k)} = V_{ic}^{(k)} (I_{ic}^{(k)})^* + Y_{ic}^* |V_{ic}|^2 - S_{ic}^{(k)}$$
(2.29)

Enquanto o erro de potência for maior que o desejado e pré-definido, o programa irá repetir os passos anteriores.

2.2.2 Fluxograma

O fluxograma da Figura 14 faz um resumo do método de Varredura já descrito. Logo, o passo a passo pode ser sintetizado como mostrado.

Figura 12 - Fluxograma do Método de Varredura

2.3 Procedimento Adaptativo de Busca Aleatório e Guloso - GRASP

2.3.1 Otimização Procedimento Adaptativo de Busca Aleatório e Guloso (GRASP)

A metaheurística GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*), ou *procedimento adaptativo de busca aleatório e guloso* é baseada em um algoritmo heurístico do tipo guloso, utiliza uma componente aleatória e adaptativa. Surgiu em 1989 através de Thomas A. Feo e Maurício G. C. Resende e é usada para resolver problemas com grande complexidade. Esta técnica visa apresentar diversas soluções de um procedimento. (FEO; RESENDE, 1989).

A estratégia GRASP consiste em escolher um critério de avaliação para um determinado conjunto, que ao final do processo será uma solução (que atenda a todas as restrições existentes em um problema) para o problema de otimização. (OLIVEIRA, 2011)

Em cada iteração, os elementos são avaliados em uma função gulosa que irá medir o benefício da inserção desse elemento para a solução final. Esse benefício é dito míope, pois é uma avaliação imprecisa de como a inserção desse elemento irá repercutir na solução, se será a melhor possível ou não, além de avaliar seu impacto na função objetivo do problema apresentado.

A aleatoriedade utilizada em GRASP atende seu caráter guloso e a aplicação desse método permite encontrar muitas soluções factíveis e de boa qualidade.

Essa metaheurística pode ser sintetizada em duas etapas principais: a etapa da construção, em que as soluções são construídas e a etapa de busca local, em que se busca soluções ótimas.

A etapa construtiva segue os seguintes passos (OLIVEIRA, 2011):

Passo 1: escolher a solução inicial que pode ser vazia ou não.

Passo 2: avaliar os elementos que entrarão no conjunto solução.

Passo 3: construir uma lista com as variáveis mais atraentes, utilizando um indicador de sensibilidade (LRC).

Passo 4: escolher aleatoriamente uma variável da lista.

Passo 5: verificar se o conjunto solução está completo.

Por fim, a etapa de busca local também pode ser separada nos seguintes passos (OLIVEIRA, 2011):

Passo 1: Ler os dados da solução encontrada na fase construtiva.

Passo 2: obter outra solução dentro da vizinhança da primeira solução.

Passo 3: Se a solução for melhor, altera-se a solução encontrada na fase de construção.

Passo 4: Se a solução não for melhor e não for encontrada nenhuma melhor encerra-se essa fase.

2.3.2 GRASP aplicado ao problema do caixeiro viajante

O problema do caixeiro viajante (PVC) é um dos problemas clássicos da otimização combinatória. Consiste em percorrer um conjunto de cidades sem repetir utilizando o menor caminho percorrido, não importando a ordem das cidades percorridas. Um exemplo é mostrado na Figura 15, a qual possui 5 cidades e um caminho percorrido aleatório. (SANTIAGO, 2015)

Figura 13 - PVC mostrando um caminho possível

Adaptado de: https://pt.wikipedia.org/wiki/Problema_do_caixeiro-viajante Para aplicação do GRASP é utilizado o seguinte algoritmo:

Algoritmo 1: GRASP

Data: *n* cidades e *MaxIte* número máximo de iterações.

Inicialização:

Para cada aresta (i,j) do grafo, atribui-se uma distância d_{ij} , escolha aleatória de um nó para o começo do trajeto.

for $i \leftarrow j$ to *MaxIte* do

for $j \leftarrow 2$ to n do

- Determinar $g_{min} e g_{max}$:
- Adicionar elementos a RCL, segundo a equação: μ ≤ g_{min}+∝ (g_{max} − g_{min});
- Escolha randômica de uma cidade pertencente a RCL

```
end

if L_j < L^* then

L^* \leftarrow L_j;

S^* \leftarrow S_j;

end

end

return S^* e L^*

(SANTIAGO, 2015)
```

O algoritmo mostra a metaheurística GRASP aplicada ao problema do caixeiro viajante. Para isso, são aplicadas as duas principais fases do algoritmo: construção e busca local. A função objetivo do problema é um somatório de distâncias mínimas percorrida entre as cidades e a representação acima é feita por grafos, onde V é o conjunto de vértices representando as cidades e A é o conjunto de arcos que conectam cada par de cidade ij. A variável n representa o número de cidades apresentadas no problema. Cada ponto inicial é escolhido de maneira aleatória da lista de cidades e os outros pontos são retirados da lista restrita de candidatos (LRC), em que é avaliada a qualidade do candidato na solução, então o algoritmo constrói uma rota e através da busca local encontra o menor caminho S a partir da solução construída. Além disso, também se encontra o tamanho do percurso L percorrido. (SANTIAGO, 2015)

A Tabela 3 mostra os resultados obtidos, na qual claramente é observado a redução do percorrido.

Percorrido	Ordem	Distância (km)
Inicial	(1-4)(4-2)(2-3)(3-5)	13
Aplicando GRASP	(1-2)(2-4)(4-5)(5-3)	11

Tabela 1 – Exemplo de resultado no PVC

2.4 Variable neighborhood search - VNS – Busca local

O método de busca local tem como objetivo principal fazer alterações de uma solução atual em torno de vizinhanças visando melhorar a função objetivo. Para isso, é utilizada a técnica da VNS na versão básica (BVNS), a qual a partir de uma solução atual (incumbente) visita uma solução melhorada x' na estrutura de vizinhança k (N_k). Em seguida, faz-se uma busca local em torno de x' visitando soluções x''. O algoritmo é detalhado a seguir. (POSSAGNOLO, 2015)

Passo 1: Ler os dados da solução encontrada na fase construtiva.

Inicialização: Selecione o conjunto de estruturas de vizinhança N_k , $k=1, ..., k_{max}$, que será utilizado na busca; encontre uma solução inicial x, defina um critério de parada;

Passo 2: obter outra solução dentro da vizinhança da primeira solução.

Repita os passos seguinte até que o critério de parada esteja satisfeito:

- (**1**) Faça *k* ← 1;
- (2) **Repita** os passos a seguir até $k = k_{max}$:
 - (a) Agitação: gere aleatoriamente uma solução *x*' da k-ésima vizinhança de *x* (*x*' ∈ N_k(*x*));
 - (b) Busca local: Aplique algum método de busca local com x' como solução inicial; denote por x'' o ótimo local obtido por esta busca;

Passo 3: Se a solução for melhor, altera-se a solução encontrada na fase de construção.

(c) Mover ou não: Se o ótimo local x'' é melhor que a incumbente x, mova para lá ($x \leftarrow x''$) e continue a busca em N_1 ($k \leftarrow 1$); caso contrário faça $k \leftarrow k+1$.

Passo 4: Se a solução não for melhor e não for encontrada nenhuma melhor encerra-se essa fase.

MLADENOVIC e HANSEN (1997)

A partir da solução x, é escolhido aleatoriamente um x' dentro da vizinhança. Dessa forma, a busca local é realizada e encontra-se x''. Ao obter x'', são possíveis três resultados: se x''< x, então x'' passa a ser a nova solução e a busca continua centralizada na vizinhança de x'' com k=1; se x''> x, então a busca pela vizinhança continua centralizada em x' em um número de iterações limitado até que seja necessário fazer k= k+1; e se x''= x, o resultado não foi melhorado e a busca continua em um número de iterações limitado até que seja necessário fazer k=k+1. Se k atingir seu valor máximo, a busca é reiniciada com outro x' até que o critério de parada seja satisfeito. (POSSAGNOLO, 2015)

Figura 14 - Caminho do VNS para melhoria da solução

Fonte: Hansen e M	ladenović ((2008)
-------------------	-------------	--------

A Figura 17 ilustra o percurso da solução incumbente a qual evolui até chegar a soluções procuradas em diferentes estruturas de vizinhança.

2.5 Fator de desequilíbrio

Para realizar os cálculos matemáticos no problema de balanceamento de cargas, utiliza-se o indicador de desequilíbrio calculado pela equação de CIGRÉ, que é obtida pelas transformações mostradas abaixo:

$$FD(\%) = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6 * \beta}}{1 + \sqrt{3 - 6 * \beta}}} * 100$$
(2.30)

Onde:

$$\boldsymbol{\beta} = \frac{|Vab|^4 + |Vbc|^4 + |Vca|^4}{(|Vab|^2 + |Vbc|^2 + |Vca|^2)^2}$$
(2.31)

Essas expressões são encontradas em (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009) e a ANEEL estabelece que medições periódicas devem acontecer e diz que o valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da baixa tensão, deve ser igual ou inferior a 2%. Esse valor servirá para referência do planejamento elétrico em termos de QEE. (KAGAN, ROBBA e SCHMIDT, 2009).

3 PROBLEMA DE BALANCEAMENTO DE FASES

A Agência Nacional Reguladora de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece os níveis de tensão aceitáveis, indicadas em faixas admissíveis para os consumidores, como ilustrado na Tabela 1 (para tensão 230/127V).

Condição operativa	Fase-Fase	Fase-Neutro
Adequada	201 <vf<231< td=""><td>116<vn<133< td=""></vn<133<></td></vf<231<>	116 <vn<133< td=""></vn<133<>
Precária	189 <vf<201< td=""><td>109<vf<116< td=""></vf<116<></td></vf<201<>	109 <vf<116< td=""></vf<116<>
	231 <vf<233< td=""><td>133<vf<140< td=""></vf<140<></td></vf<233<>	133 <vf<140< td=""></vf<140<>
Crítica	VF<189	VF<109
	VF>233	VF>140

Tabela 2 - Faixas admissíveis para 230/127V

Fonte: (ANEEL – PRODIST, Módulo 8)

Por sua vez, estes valores devem ser medidos em cada fase, em um sistema idealmente equilibrado, ou seja, com as cargas bem distribuídas entre as fases. Porém na prática, dificilmente as redes elétricas apresentarão carregamentos de corrente iguais nas três fases devido às diferentes configurações de conexão das cargas (consumidores residenciais, comerciais ou industriais). Esse desequilíbrio de corrente altera as tensões dos consumidores desequilibrando-as e pode ser medido através de um fator de desequilíbrio. (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009).

Dessa forma, este fator é importante dentro do problema QEE, gerando às empresas concessionárias o desafio de equilibrar as correntes das fases nas linhas das suas redes elétricas, atendendo a QEE. Quanto mais balanceadas as cargas estiverem, menor será o desequilíbrio de tensão da rede e menores serão as perdas de potência, já que assim, as correntes absorvidas serão distribuídas.

Na Figura 1, apresenta-se uma rede com cargas conectadas de forma aleatória, onde as potências totais nas fases são: Pa= 560,4kW e Qa= 184,2kVAR; Pb= 940,3kW e Qb= 309kVAR; Pc= 689,7kW e Qc=226,7kVAR. Esta mesma rede é apresentada na Figura 2 com cargas conectadas de forma com que sejam melhor distribuídas entre as fases, onde as potências totais nas

fases são: Pa= 702,8kW e Qa= 231kVAR; Pb= 820,2kW e Qb= 269,5kVAR; Pc= 667,4kW e Qc=219,4kVAR. Nota-se que os valores nas fases da Figura 2 estão mais próximos entre si, portanto ela está mais balanceada. Observa-se na Tabela 2 o que o critério de distribuição das cargas reflete nos resultados de fator de desequilíbrio para as duas formas de conexão.

Figura 15 - Rede com cargas ligadas aleatoriamente

Figura 16 - Rede com cargas ligadas baseada no critério de distribuição das cargas

Barra	Va Vb Vc (p.u.) (Figura 1)	Fator de Desequilíbrio (%) (Figura 1)	Va Vb Vc (p.u.) (Figura 2)	Fator de Desequilíbrio (%) (Figura 2)
1	0,9795 0,9842 0,9929	0.7930	0,9848 0,9871 0,9824	0.2768
2	0,9770 0,9850 0,9894	0.7341	0,9831 0,9841 0,9823	0.1011
3	0,9759 0,9847 0,9883	0.7450	0,9826 0,9830 0,9813	0.1073
4	0,9756 0,9845 0,9884	0.7705	0,9823 0,9828 0,9814	0.0795

Tabela 3 - Resultados para as duas formas de conexão das cargas

Desta tabela depreende-se que o Fator de Desequilíbrio (Equação 3.1) do sistema diminuiu, já que na Figura 1 a média de FD= 0.7607 e na Figura 2 é menor, com média de FD= 0.1412, consequentemente as tensões foram equilibradas, trazendo assim um aumento da Qualidade de Energia para os consumidores conectados nesta rede.

3.1 Modelo matemático que representa o problema de balanceamento de cargas

Para representar o problema de forma matemática, foi adotado um modelo clássico de otimização, no qual a função objetivo é reduzir o desequilíbrio de tensão e expressada pela Equação (3.1).

$$\min F(x) = Valor \ médio \ (FD)$$

$$= \frac{1}{N_B} \left[\sum_{i=1}^{N_B} FD_i \right]$$
(3.1)

Sujeito a:

• Capacidade dos alimentadores:

$$I_{min} < I_{in} < I_{max} \tag{3.2}$$

• Capacidade das subestações:

$$I_{min} < I_{sub} < I_{max} \tag{3.3}$$

• Equações de fluxo de potência (KAGAN, OLIVEIRA, ROBBA, 2005):

$$P_T = \sum_{(k,m)\in\Omega} R_{km} I_{km}^2 \tag{3.4}$$

$$Q_T = \sum_{(k,m)\in\Omega} X_{km} I_{km}^2 \tag{3.5}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \delta / \Delta V \end{bmatrix}$$
(3.6)

• Níveis de tensão nas barras:

$$V_{min} < V_k < V_{max} \tag{3.7}$$

3.2 GRASP aplicado ao problema de balanceamento de cargas

O procedimento para aplicar a metaheurística GRASP no problema de balanceamento de cargas acontece usando as duas principais etapas de construção desse algoritmo: a fase da construção e a fase da busca local.

Passo 1: escolher a solução inicial, que pode ser vazia ou não.

A solução inicial, nesse caso, será vazia, ela será construída de acordo com as informações do banco de dados da rede.

Passo 2: avaliar os elementos que entrarão no conjunto solução.

Os elementos do conjunto de solução serão escolhidos a partir de um banco de dados com potência dos consumidores sem conexão e tipo monofásico, bifásico ou trifásico. Será construído um banco de dados completo, ou seja, indicando-se as fases que as cargas serão ligadas.

Por exemplo, considerando o banco de dados da Tabela 4:

Barra	Tipo consumidor	Carga (kW)/Fase	Carga (KVAR)/Fase
2	Monofásico	200	50
3	Bifásico	300	20
4	Trifásico	500	50
5	Bifásico	100	10
6	Trifásico	400	30
7	Bifásico	100	20

Tabela 4 - Banco de dados inicial

Passo 3: construir uma lista com as variáveis mais atraentes, utilizando um indicador de sensibilidade.

O critério de alocação destas cargas é realizado avaliando as fases menos sobrecarregadas, para que ao final disso, a rede não esteja completamente desequilibrada.

Com base no exemplo anterior, a construção seria da seguinte maneira:

Sorteia-se uma barra e aloca-se a carga de forma aleatória. No exemplo, o consumidor da Barra 3 será alocado nas fases "a" e "b" e armazena-se os valores de carga em cada fase. Em seguida, escolhe-se aleatoriamente outro consumidor. No exemplo, o consumidor da Barra 2 será alocado nas fases onde tem o menor valor de cargas, ou seja, na fase "c", através de um *Vetor_cargas* que armazena as cargas de cada fase.

Passo 4: escolher aleatoriamente uma variável da lista.

A solução será construída sempre se escolhendo uma barra aleatória do banco de dados e alocando-a segundo o critério, até que todas as cargas façam parte da solução.

Passo 5: verificar se o conjunto solução está completo.

Quando todas as cargas estiverem alocadas, é encerrado o processo de construção.

Dando continuidade ao exemplo, ao final a solução inicial construída é mostrada na Tabela

Barra	Pa(kW)	Pb(kW)	Pc(kW)	Qa(kW)	Qb(kW)	Qc(kW)
2	0,00	0,00	200	0,00	0,00	50
3	300	300	0,00	20	20	0,0
4	500	500	500	50	50	0,00
5	100	0,00	100	10	0,00	10
6	400	400	400	30	30	30
7	0,00	100	100	0,00	20	20
Total	1300	1300	1300	110	120	110

Tabela 5 - Solução inicial construída através do GRASP - Fase construtiva

5.

Faz-se então o fluxo de potência e encontra-se a função objetivo da solução inicial, ou seja, o fator de desequilíbrio. Uma vez construída, uma solução é avaliada e é calculado o desequilíbrio de tensão. Na próxima etapa (de busca local) esta solução é melhorada através da busca local utilizando *Variable neighborhood search* (VNS).

Este procedimento pode ser ilustrado através do seguinte fluxograma na Figura 16:

Figura 17 - Fluxograma do método de alocação

3.3 VNS aplicado ao problema de balanceamento de cargas

Para realizar o VNS aplicado ao problema de balanceamento de cargas, utiliza-se primeiramente a solução inicial construída pela GRASP. Os passos são descritos a seguir.

Passo 1: Ler os dados da solução encontrada na fase construtiva.

Da fase da construção do GRASP, tem-se a solução atual x (solução incumbente).

Passo 2: obter outra solução dentro da vizinhança da primeira solução.

Dada a solução inicial, escolhe-se 20% - 50% (essa porcentagem que define o tamanho do grupo é escolhida aleatoriamente) das barras de menores tensões. A partir disso, no grupo selecionado, escolhe-se aleatoriamente uma barra em que a troca de fases será realizada. Com essa troca, obtém-se a solução x' do VNS.

Passo 3: Se a solução for melhor, altera-se a solução encontrada na fase de construção.

O próximo passo é gerar soluções x'' através de uma busca local próxima. Para isso adotase uma troca da forma de conexão de uma carga, na vizinhança k=1. O fluxo de potência é encontrado e compara-se a função objetivo da solução de x'' com a da solução de x. Se FD(x'')< FD(x), então foi encontrada uma solução melhor e x'' passa a ser x. Caso contrário, a busca local continua até visitar um número de iterações pré-estabelecido (dependendo do tamanho da rede). Se a solução não for melhorada em k=1, passa-se a k=2, onde se troca a forma de conexão de duas cargas por vez, isso acontece um número de iterações já determinado e a função objetivo é avaliada a cada troca. Neste trabalho se considerou como $k_{max} = 2$.

Passo 4: Se a solução não for melhor e não for encontrada nenhuma melhor encerra-se essa fase.

Se se encerrar k=2 e a solução melhor não for encontrada, encerra-se a busca local.

Para um melhor entendimento, é utilizado o exemplo descrito na Tabela 5. Suponha que as tensões encontradas no fluxo de potência da solução da Tabela 5 seja como mostrado na Tabela 6.

Barra	Vab (pu)	Vbc (pu)	Vca (pu)
2	1	0,97	0,97
3	0,96	0,96	0,94
4	0,98	0,96	0,94
5	0,99	0,95	0,96
6	0,98	0,97	0,98
7	0,94	0,94	0,95

Tabela 6 - Dados de tensão

Calculando a média das tensões, as barras que possuem menores valores são a 7 e a 3. No exemplo a barra sorteada será a barra 3, como mostrado na Tabela 7, as fases são mudadas aleatoriamente.

Barra	Pa(kW)	Pb(kW)	Pc(kW)	Qa(kW)	Qb(kW)	Qc(kW)
2	0,00	0,00	200	0,00	0,00	50
3	300	0,00	300	20	0,00	20
4	500	500	500	50	50	0,00
5	100	0,00	100	10	0,00	10
6	400	400	400	30	30	30
7	0,00	100	100	0,00	20	20

Tabela 7 – Dados de barras em x'

A Tabela 7 é a solução x' (Passo 3) da busca local. A partir desta solução é gerada uma outra solução x'' trocando de forma aleatória uma forma de conexão de uma barra (ver Tabela 8).

Barra	Pa(kW)	Pb(kW)	Pc(kW)	Qa(kW)	Qb(kW)	Qc(kW)
2	0,00	0,00	200	0,00	0,00	50
3	300	0,00	300	20	0,00	20
4	500	500	500	50	50	0,00
5	100	0,00	100	10	0,00	10
6	400	400	400	30	30	30
7	100	100	0,00	20	20	0,00

Tabela 8 - Dados de barras em x''

Avalia-se a Função Objetivo, na qual FD(x'') < FD(x) (Passo 4). Então x'' (Tabela 8) é a nova solução incumbente x, e volta-se para o Passo 2.

O fluxograma da Figura 18 sintetiza o método usado na busca local.

Figura 18 - Fluxograma VNS aplica ao problema do desbalanceamento

4 **RESULTADOS**

Para validar a metodologia criada foram utilizadas duas redes, uma de 29 barras em baixa tensão e outra de 34 em média tensão. A implementação computacional foi feita no Matlab R2016a, utilizando um PC com Processador Intel Core i7 e 8GB de RAM.

A Tabela 9 indica os valores próprios da metodologia, necessários para fazer os testes.

GRA	\SP
Quantidade de soluções geradas	10
Critério de construção da solução	- Aleatório - Colocar na fase que apresenta menor carga total
VN	IS
Número máximo de estruturas de vizinhança	2
Critério para gerar soluções (x') na Nk	Fazer 1 troca considerando 20%-50% das barras de menores tensões;
Critério para gerar soluções (x") próximas a x' em <i>k</i> =1	Fazer 1 troca de conexão de uma carga escolhida aleatoriamente
Critério para gerar soluções (x'') próximas a x' em <i>k</i> =2.	Fazer 2 trocas de conexão de cargas escolhidas aleatoriamente
Número Máximo de visitas em Nk	Para k=1 gerou-se 15 visitas e para k=2 gerou-se 10 visitas

Tabela 9 - Parâmetros do GRASP e do VNS

4.1 Rede de 29 barras

Esta rede está ilustrada na Figura 19, possui 29 barras, 28 linhas, uma potência total de P= 17,7kW e Q= 5,8 kVar. Opera com um nível de tensão de 121,244 V. Os dados dessa rede se encontram no Anexo desse trabalho (PIZZALI, 2003).

Figura 19 - Rede BT de 29 barras Fonte: (PIZZALI, 2003)

As Tabelas 10 e 11 ilustram os resultados obtidos. Sendo que a Tabela 10 ilustra os resultados obtidos na primeira etapa de GRASP (etapa de construção) e a Tabela 11 ilustra os resultados finais obtidos pelo VNS (etapa de busca local), foram buscadas 15 melhorias na vizinhança de cada solução inicial gerada pelo GRASP e em cada melhoria, o número de fluxos de potência realizado é 1 fluxo por visita, ou seja, no pior dos casos, realizando 25 visitas são 25 fluxos por melhoria.

Número da solução	FD (%)	Perdas (W)	Min V (p.u)
Solução inicial	0,5213	189,6341	0,9889
Melhor 1	0,3186	193,3938	0,9799
Melhor 2	0,3355	190,7826	0,9799
Melhor 3	0,3436	179,5332	0,9794
Melhor 4	0,4110	187,9212	0,9794

Tabela 10 - Resultados do GRASP - Fase construtiva

Nº de solução	FD (%)	Perdas (W)	Min V (p.u)	Nº de melhorias	Nº de fluxos de potência utilizados
Solução da	0,3186	193,3938	0,9799	~	2
fase					
construtiva					
Melhor 1	0,146	172,025	0,979	15	233
Melhor 2	0,156	171,550	0,979	14	209
Melhor 3	0,178	179,419	0,979	13	203
Melhor 4	0,185	178,954	0,979	12	183

Tabela 11 - Resultados do GRASP - Fase busca local VNS

Com a finalidade de observar o perfil de tensão antes da aplicação da metodologia e depois, foram construídos os gráficos da Figura 20 e Figura 21. A primeira, antes da aplicação da metodologia e a segunda ilustra o perfil de tensão obtido com a melhor resposta.

Figura 20 - Perfil de tensão da solução inicial

Figura 21 - Perfil de tensão da solução final

4.2 Rede de 34 barras

Esta rede está ilustrada na Figura 22, possui 34 barras, 33 linhas, uma potência total de P= 1,76kW e Q= 1,04kVar. Opera com um nível de tensão de 24,9 kV. Os dados dessa rede se encontram no Anexo desse trabalho (PIZZALI, 2003).

Figura 22 - Rede MT de 34 barras

Fonte: (PIZZALI, 2003)

As Tabelas 12 e 13 ilustram os resultados obtidos. Sendo que a Tabela 12 ilustra os resultados obtidos na primeira etapa de GRASP (etapa de construção) e a Tabela 13 ilustra os resultados finais obtidos pelo VNS (etapa de busca local), assim como na rede de 29 barras, são realizadas 15 melhorias por solução e 1 fluxo de potência por visita.

Número da solução	FD (%)	Perdas (W)	Min V (p.u)
Solução inicial	3,392	221,8	0,7093
Melhor 1	1,426659	197,59929	0,7087704
Melhor 2	2,6261896	232,08237	0,7102812
Melhor 3	3,9016476	201,02581	0,7067414
Melhor 4	4,0203266	184,0000	0,7069017

Tabela 12 - Resultados do GRASP

Tabela 13 - Resultados do VNS

Nº de solução	FD (%)	Perdas (W)	Min V (p.u)	Nº de melhorias	Nº de fluxos de potência utilizados
Solução da fase construtiva	1,426659	197,59929	0,7087704	2	~
Melhor 1	0,49262	212,87041	0,7095442	15	124
Melhor 2	0,5151609	213,30862	0,7095019	14	122
Melhor 3	0,523381	212,75148	0,7095482	12	95
Melhor 4	0,5439276	214,15204	0,7095813	9	39

Com a finalidade de observar o perfil de tensão antes da aplicação da metodologia e depois, foram construídos os gráficos da Figura 23 e Figura 24. A primeira, antes da aplicação da metodologia e a segunda ilustra o perfil de tensão obtido com a melhor resposta.

Figura 23 - Perfil de tensão da solução inicial

Figura 24 - Perfil de tensão da solução final

5 CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta o problema do desbalanceamento de cargas em SDEE, para em seguida resolver este através da aplicação da metaheurística GRASP.

Na segunda etapa do GRASP (fase de busca local), foi utilizado o VNS como técnica de busca local, que melhorou os resultados encontrados na primeira etapa (fase construtiva).

Dos resultados, é possível afirmar que o perfil de tensão encontrado pela aplicação do GRASP é mais equilibrado, quando comparado com o perfil inicial de tensões.

Destaca-se que a realização do balanceamento de fases das cargas pode representar a postergação de investimentos na rede elétrica, por exemplo, construção de novas linhas e/ou subestações.

Como atividades futuras, sugere-se que no modelo matemático se considere aspectos de qualidade de energia elétrica.

6 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: "**Procedimentos de** distribuição de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional – **PRODIST, Módulo 8** – Qualidade da Energia Elétrica".

ARÃO, Luís F L. **Avaliação Comparativa entre Métodos para Atribuição de Responsabilidades Ddeido ao Desequilíbrio de Tensão**. 2014. 129 f. Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2014.

ATTEYA, Inji Ibrahim e colab. **Radial distribution network reconfiguration for power losses reduction using a modified particle swarm optimisation**. 2017, [S.l.]: IET Journals, 2017. p. 2505–2508.

BIJWE, P R e TYAGI, Arjun. Reconfiguration of Balanced and Unbalanced Distribution Systems for Cost Minimization. 2017, Malaysia: [s.n.], 2017. p. 2188–2192.

BRANDINI, A.C. Análise Crítica de Algoritmos de Fluxo de Carga Usados em Sistemas de Distribuição Radial. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista-Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira. 2000.

FEO, T.A.; RESENDE, M.G.C. A probabilistic heuristic for a computationally difficult set covering problem. Operations Research Letters, 8:67–71, 1989.

FERNANDES, Carlos Miguel Marques. **Desequilíbrio entre fases e perdas na rede de baixa tensão: Parte II - Estratégias óptimas de redução do desequilíbrio**. 2010. 66 f. Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2010.

FIRJAN (FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO). **Propostas para melhorar a qualidade da energia elétrica para a indústria no Brasil**. [S.l: s.n.], 2016.

HANSEN, P.; MLADENOVIĆ, N.; PÉREZ, J. A. M. **Variable neighbourhood search: methods and applications**. *4OR:* A Quarterly Journal of Operations Research, Heidelberg, v. 6, n. 4, p. 319-360, 2008.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.; ROBBA, E. Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 1ª Edição. São Paulo, Brasil: Editora Blucher, 2005. 328 p. KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P., **Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica**, São Paulo, Editora Blucher, 2009.

LACERDA, L. Restabelecimento Multiobjetivo de Sistemas de Distribuição Através de Método Híbrido de Otimização. Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2019.

LEME, Daniel Maciel e colab. **Sistema de Proteção da Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. 2013. 77 f. Universidade São Francisco Itatiba, Itatiba, 2013.

LIN, Chia Hung e colab. **An expert system for three-phase balancing of distribution feeders**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 23, n. 3, p. 1488–1496, 2008.

MEHL, Ewaldo L. M. Qualidade da Energia Elétrica. 2012. 8 f. 2012.

MLADENOVIĆ, N.; HANSEN, P. Variable neighborhood search. Computers and Operations Research, Oxford, v. 11, n. 24, p. 1097-1100, 1997.

MOSTAFA, H. A.; EL-SHATSHAT, R; SALAMA, M.M.A. **Phase Balancing of a 3-phase Distribution System with a Considerable Penetration of Single Phase Solar Generators**. In IEEE PES T&D Conference and Exposition, 2014.

NARIMANI, Mohammad Rasoul e colab. Enhanced gravitational search algorithm for multiobjective distribution feeder reconfiguration considering reliability , loss and operational cost. n. October 2012, 2013.

OLIVEIRA, Marlon Borges Correia De. **Reconfiguração de Alimentadores em Sistemas de Distribuição Usando a Metaheurística GRASP**. 2011. 89 f. Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, São Paulo, 2011.

PANTUZI, A.V. Desempenho De Um Algoritmo Backward – Forward Sweep De Cálculo De
Fluxo De Potência. 2006. 126f. (M. Sc. Dissertation). Departamento de Engenharia Eletrica,
UNESP – Universidade Estadual de Sao Paulo, Ilha Solteira, 2006.

PEREIRA, Waldemar. Restauração Automática de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Grande Porte com Geração Distribuída. Ilha Solteira, São Paulo: [s.n.], 2011.

PIZZALI, L.F. Ochoa. Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios. 2003. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade

Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", São Paulo.

PIZZALI, L.F. Ochoa. Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos.
2006. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", São Paulo.

POSSAGNOLO, Leonardo Henrique Faria Macedo. **Reconfiguração de sistemas de** distribuição operando em vários níveis de demanda através de uma meta-heurística de busca em vizinhança variável. . Ilha Solteira, São Paulo: [s.n.], 2015.

RESENDE, Mauricio Guilherme de Carvalho e SILVA, Ricardo Martins de Abreu. **GRASP: Procedimentos de Busca Gulosos, Aleatórios e Adaptativos**. Meta-Heurísticas em Pesquisa Operacional, p. 1–20, 2013. Disponível em: http://omnipax.com.br/site/?page_id=377>.

SANTIAGO, Pedro H R. **Método GRASP e ACO em Otimização**. 2015. 21 f. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2015.

SHIRMOHAMMADI, D. A. Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. IEEE Transactions on Power Systems. Vol.3, No. 2. 1988.

VISWANADHA RAJU, G.K.; BIJWE, P.R. Efficient reconfiguration of balanced and unbalanced distribution systems for loss minimisation. Generation, Transmission & Distribution, IET, v. 1, n. 2, p. 6, 2008. Disponível em: http://link.aip.org/link/IGTDAW/v1/i2/p324/s1&Agg=doi.

WECKX, S; GONZALEZ, C; VINGERHOETS, P; DRIESEN, J. **Phase switching and phase balancing to cope with a massive photovoltaic penetration**. In 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), pp. 1-4, 2013.

7 ANEXOS

7.1 ANEXO A - Rede trifásica de 29 barras

Dados das barras:

Nó	Pa (kW)	Qa (kVAr)	Pb (kW)	Qb (kVAr)	Pc (kW)	Qc (kVAr)
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
2	451,4	148,4	209,7	68,9	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	18,1	5,9	329,2	108,2
6	0	0	0	0	0	0
7	641,7	210,9	397,9	130,8	504,9	166
8	188,2	61,9	268,8	88,4	0	0
9	166	54,6	97,2	31,9	349,3	114,8
10	0	0	0	0	0	0
11	262,5	86,3	142,4	46,8	120,1	39,5
12	326,4	107,3	441	144,9	331,3	108,9
13	147,2	48,4	310,4	102	127,1	41,8
14	377,1	123,9	348,6	114,6	403,5	132,6
15	1044,4	343,3	1185,4	389,6	1020,1	335,3
16	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0
18	330,6	108,7	562,5	184,9	754,2	247,9
19	0	0	236,8	77,8	216	71
20	311,1	102,3	544,4	178,9	234,7	77,1
21	294,4	96,8	59,7	19,6	0	0
22	112,5	37	112,5	37	0	0
23	113,9	37,4	0	0	0	0
24	0	0	170,8	56,1	170,8	56,1
25	570,8	187,6	273,6	89,9	0	0
26	507,6	166,8	291	95,6	343,1	112,8
27	144,4	47,5	366,7	120,5	569,4	187,2
28	118,1	38,8	118,1	38,8	0	0

Dados das linhas:

Parte 1 Xbc Nó Raa Xab Rbb Xbb Xbn Nó Xaa Xac Xan Xag Emis-Re-Sor Ceptor 0,0053 0 1 0,0161 0,0108 0,0053 0,0044 0,001 0,0161 0,0108 0,0052 0,0044 0 2 0,0146 0,0071 0,0059 0,0072 0,0014 0,0218 0,0146 0,0071 0,006 0,0218 1 3 0,0142 0,0095 0,0047 0,0038 0,0047 0,0009 0,0142 0,0095 0,0046 0,0039 2 0,0104 0,007 0,0028 0,0007 0,0028 4 0,0034 0,0034 0,0104 0,007 0,0034

3	5	0,0231	0,0152	0,0068	0,0056	0,0069	0,0013	0,0231	0,0152	0,0068	0,0057
3	6	0,0076	0,0051	0,0025	0,0021	0,0025	0,0005	0,0076	0,0051	0,0025	0,0021
3	7	0,0084	0,0055	0,0025	0,0021	0,0025	0,0005	0,0084	0,0055	0,0025	0,0021
4	8	0,007	0,0069	0,0031	0,0026	0,0031	0,0006	0,007	0,0069	0,0031	0,0026
4	9	0,0142	0,0095	0,0047	0,0038	0,0047	0,0009	0,0142	0,0095	0,0046	0,0039
4	10	0,0132	0,0131	0,0059	0,0049	0,0059	0,0011	0,0132	0,013	0,0058	0,0049
5	11	0,02	0,0132	0,0059	0,0049	0,0059	0,0011	0,02	0,0131	0,0058	0,0049
7	12	0,0305	0,0201	0,009	0,0074	0,0091	0,0017	0,0305	0,02	0,0089	0,0075
8	13	0,0195	0,0193	0,0087	0,0072	0,0087	0,0017	0,0195	0,0192	0,0086	0,0072
10	14	0,0216	0,0213	0,0096	0,0079	0,0097	0,0018	0,0216	0,0213	0,0095	0,008
12	15	0,0315	0,0208	0,0093	0,0077	0,0094	0,0018	0,0315	0,0207	0,0092	0,0078
13	16	0,0139	0,0138	0,0062	0,0051	0,0062	0,0012	0,0139	0,0137	0,0061	0,0052
14	17	0,0077	0,0076	0,0034	0,0028	0,0034	0,0007	0,0077	0,0075	0,0034	0,0028
15	18	0,0326	0,0215	0,0096	0,0079	0,0097	0,0018	0,0326	0,0214	0,0095	0,008
16	19	0,0074	0,0048	0,0022	0,0018	0,0022	0,0004	0,0074	0,0048	0,0022	0,0018
16	20	0,007	0,0069	0,0031	0,0026	0,0031	0,0006	0,007	0,0069	0,0031	0,0026
16	21	0,0336	0,0222	0,0099	0,0082	0,01	0,0019	0,0336	0,0221	0,0098	0,0083
17	22	0,0053	0,0035	0,0016	0,0013	0,0016	0,0003	0,0053	0,0035	0,0015	0,0013
17	23	0,0132	0,0131	0,0059	0,0049	0,0059	0,0011	0,0132	0,013	0,0058	0,0049
17	24	0,0137	0,009	0,004	0,0033	0,0041	0,0008	0,0137	0,009	0,004	0,0034
22	25	0,0294	0,0194	0,0087	0,0072	0,0087	0,0017	0,0294	0,0193	0,0086	0,0072
24	26	0,02	0,0132	0,0059	0,0049	0,0059	0,0011	0,02	0,0131	0,0058	0,0049
26	27	0,021	0,0139	0,0062	0,0051	0,0062	0,0012	0,021	0,0138	0,0061	0,0052
27	28	0,0242	0,0159	0,0071	0,0059	0,0072	0,0014	0,0242	0,0159	0,0071	0,006

Parte	2
I un to	_

Nó	Nó	Xbg	Rcc	Xcc	Xcn	Xcg	Rnn	Xnn	Xng	Rgg	Xgg
Emis-	Re-	_				-			_		
Sor	Ceptor										
0	1	0	1	0,001	0,0161	0,0107	0,0039	0,001	0,0161	0,0109	0,001
0	2	0	2	0,0013	0,0218	0,0145	0,0052	0,0013	0,0218	0,0147	0,0014
1	3	1	3	0,0009	0,0142	0,0095	0,0034	0,0008	0,0142	0,0096	0,0009
2	4	2	4	0,0006	0,0104	0,0069	0,0025	0,0006	0,0104	0,007	0,0007
3	5	3	5	0,0013	0,0231	0,0151	0,005	0,0012	0,0231	0,0153	0,0013
3	6	3	6	0,0005	0,0076	0,005	0,0018	0,0005	0,0076	0,0051	0,0005
3	7	3	7	0,0005	0,0084	0,0055	0,0018	0,0005	0,0084	0,0056	0,0005
4	8	4	8	0,0006	0,007	0,0068	0,0023	0,0006	0,0105	0,007	0,0006
4	9	4	9	0,0009	0,0142	0,0095	0,0034	0,0008	0,0142	0,0096	0,0009
4	10	4	10	0,0011	0,0132	0,013	0,0043	0,0011	0,02	0,0132	0,0011
5	11	5	11	0,0011	0,02	0,0131	0,0043	0,0011	0,02	0,0132	0,0011
7	12	7	12	0,0017	0,0305	0,0199	0,0066	0,0016	0,0305	0,0202	0,0018
8	13	8	13	0,0016	0,0195	0,0191	0,0064	0,0016	0,0294	0,0195	0,0017
10	14	10	14	0,0018	0,0216	0,0212	0,007	0,0018	0,0326	0,0215	0,0019
12	15	12	15	0,0017	0,0315	0,0206	0,0068	0,0017	0,0315	0,0209	0,0018
13	16	13	16	0,0012	0,0139	0,0137	0,0045	0,0011	0,021	0,0139	0,0012
14	17	14	17	0,0006	0,0077	0,0075	0,0025	0,0006	0,0116	0,0076	0,0007
15	18	15	18	0,0018	0,0326	0,0213	0,007	0,0018	0,0326	0,0215	0,0019
16	19	16	19	0,0004	0,0074	0,0048	0,0016	0,0004	0,0074	0,0049	0,0004
16	20	16	20	0,0006	0,007	0,0068	0,0023	0,0006	0,0105	0,007	0,0006

16	21	16	21	0,0019	0,0336	0,022	0,0073	0,0018	0,0336	0,0222	0,0019
17	22	17	22	0,0003	0,0053	0,0034	0,0011	0,0003	0,0053	0,0035	0,0003
17	23	17	23	0,0011	0,0132	0,013	0,0043	0,0011	0,02	0,0132	0,0011
17	24	17	24	0,0008	0,0137	0,0089	0,003	0,0007	0,0137	0,009	0,0008
22	25	22	25	0,0016	0,0294	0,0193	0,0064	0,0016	0,0294	0,0195	0,0017
24	26	24	26	0,0011	0,02	0,0131	0,0043	0,0011	0,02	0,0132	0,0011
26	27	26	27	0,0012	0,021	0,0138	0,0045	0,0011	0,021	0,0139	0,0012
27	28	27	28	0,0013	0,0242	0,0158	0,0052	0,0013	0,0242	0,016	0,0014

7.2 ANEXO B - Rede trifásica de 34 barras

Dados das barras:

Nó	Pa (kW)	Qa (kVAr)	Pb (kW)	Qb (kVAr)	Pc (kW)	Qc (kVAr)
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	15	7,5	12,5	7
2	0	0	15	7,5	12,5	7
3	0	0	8	4	0	0
4	0	0	8	4	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	2,5	1	0	0
9	17	8,5	0	0	0	0
10	0	0	22,5	11	2	1
11	84,5	43,5	0	0	0	0
12	3,5	1,5	0	0	2	1
13	0	0	20	10	0	0
14	67,5	35	0	0	0	0
15	13,5	6,5	12	6	25	10
16	0	0	2	1	0	0
17	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0
19	3,5	1,5	1	0,5	3	1,5
20	0	0	0	0	0	0
21	6,5	3	8,5	4,5	9,5	5
22	150	75	150	75	150	75
23	10	5	17,5	9	61,5	31
24	1	0,5	0	0	0	0
25	43	27,5	35	24	96	54,5
26	4,5	2,5	0	0	0	0

27	24	12	16	8,5	21	11
28	139,5	107,5	147,5	111	145	110,5
29	0	0	14	7	0	0
30	18	11,5	20	12,5	9	7
31	0	0	24	11,5	0	0
32	0	0	14	7	0	0
33	20	16	31,5	21,5	20	16

Dados das linhas:

Nó	Nó	Raa	Xaa	Xab	Xac	Rbb	Xbb	Xbc	Rcc	Xcc
Emis	Re-									
-	Ceptor									
Sor										
0	1	0,8258	0,5634	0,1844	0,1496	0,8258	0,5634	0,1238	0,8258	0,5634
1	2	0,5537	0,3778	0,1237	0,1003	0,5537	0,3778	0,083	0,5537	0,3778
2	3	10,315 9	7,0387	2,3037	1,8695	10,315 9	7,0387	1,5463	10,315 9	7,0387
3	4	0	0	0	0	0,6508	0,1833	0	0	0
3	5	12,002 6	8,1896	2,6803	2,1751	12,002 6	8,1896	1,7991	12,002 6	8,1896
5	6	9,5157	6,4927	2,125	1,7244	9,5157	6,4927	1,4263	9,5157	6,4927
6	7	0,0032	0,0022	0,0007	0,0006	0,0032	0,0022	0,0005	0,0032	0,0022
7	8	0,0992	0,0677	0,0222	0,018	0,0992	0,0677	0,0149	0,0992	0,0677
8	9	0,1918	0,3486	0	0	0	0	0	0	0
8	10	3,2679	2,2298	0,7298	0,5922	3,2679	2,2298	0,4898	3,2679	2,2298
9	11	5,3993	9,8169	0	0	0	0	0	0	0
10	12	0,2689	0,1834	0,06	0,0487	0,2689	0,1834	0,0403	0,2689	0,1834
10	13	0	0	0	0	0,3398	0,6178	0	0	0
11	14	1,5407	2,8013	0	0	0	0	0	0	0
12	15	6,5422	4,4639	1,461	1,1856	6,5422	4,4639	0,9806	6,5422	4,4639
15	16	0,1664	0,1136	0,0372	0,0302	0,1664	0,1136	0,0249	0,1664	0,1136

16	17	11,788 2	8,0433	2,6324	2,1363	11,788 2	8,0433	1,7669	11,788 2	8,0433
16	18	0	0	0	0	2,6161	4,7565	0	0	0
17	19	0,0032	0,0022	0,0007	0,0006	0,0032	0,0022	0,0005	0,0032	0,0022
19	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	21	1,5683	1,0701	0,3502	0,2842	1,5683	1,0701	0,2351	1,5683	1,0701
20	22	2,2399	2,2904	0,7548	0,6125	2,2399	2,2904	0,5066	2,2399	2,2904
21	23	1,866	1,2732	0,4167	0,3382	1,866	1,2732	0,2797	1,866	1,2732
21	24	0	0	0	0	0,1817	0,3303	0	0	0
23	25	0,6465	0,4411	0,1444	0,1172	0,6465	0,4411	0,0969	0,6465	0,4411
23	26	0,0896	0,0611	0,02	0,0162	0,0896	0,0611	0,0134	0,0896	0,0611
25	27	0,8578	0,5853	0,1916	0,1554	0,8578	0,5853	0,1286	0,8578	0,5853
26	28	0,4321	0,2948	0,0965	0,0783	0,4321	0,2948	0,0648	0,4321	0,2948
27	29	0,0896	0,0611	0,02	0,0162	0,0896	0,0611	0,0134	0,0896	0,0611
27	30	0,2753	0,1878	0,0615	0,0499	0,2753	0,1878	0,0413	0,2753	0,1878
28	31	1,1651	0,7949	0,2602	0,2111	1,1651	0,7949	0,1746	1,1651	0,7949
29	32	0	0	0	0	1,555	1,0652	0	0	0
31	33	0,1696	0,1157	0,0379	0,0307	0,1696	0,1157	0,0254	0,1696	0,1157

8 APÊNDICE

8.1 APÊNDICE A – Artigo aprovado em Innovative Smart Grid Technologies Latin America 2019, Gramado – Brasil.

Phase Balancing in Distribution Systems Using Greedy Randomized Adaptive Search Procedure (GRASP)

Gabriela A. S. Cruz¹, Wilingthon G. Zvietcovich², Laerty J. S. Damião³, Francisco R. A. C. Baracho⁴ Department of Electrical Engineering Federal University of Ouro Preto João Monlevade, Brazil ¹gabrielaas.cruz@gmail.com, ²wilingthon@ufop.edu.br, ³laertyjs@gmail.com, ⁴f_baracho@ieee.org

Abstract-In distribution networks, the phase unbalancing caused by the random connection of loads on feeders is one of the major problems for electric utilities, since this can cause heavy loading in neutral and protection functions misoperation (among other disturbances). These problems, however, can be solved through phase balancing which is sorted out efficiently through the mixed nonlinear integer programming. Thus, in this work, the GRASP meta-heuristic, aided by a local search through the VNS algorithm, is formulated to balance a large electrical network and to foster a system planning. For this purpose, strategies of the balancing problem are used to guide the search within the space of solutions and, thus, to find configurations which present a minimum unbalancing phase voltage. The tests were carried out in a three-phase 29-bus network and the results obtained were useful to prove the feasibility of the methodology, by means of the improvement of the operation indexes.

Index Terms—Distribution Systems, GRASP, Phase Balancing, Power Quality, VNS.

1. INTRODUCTION

In distribution networks, some situations such as an unexpected elevation in power demand and/or the unplanned connections of new loads are responsible for damaging the service in power systems. Thus, creating to electricity utilities the corresponding challenge of operating their networks so that reliability and Power Quality (PQ) are guaranteed.

There are several aspects that characterize the PQ. Among them are the continuity of service, voltage level, harmonic distortions, interference in communications systems and balanced phase voltage [1, 2, 3]. This last PQ factor is caused, in general, by the various configurations of load connections throughout the feeders, which provoke unbalanced current and, hence, unbalanced voltage. This unbalance, in turn, can cause several problems in the network such as overvoltage, excessive active losses and overcurrent in neutral, which can have impact on the quality of service resulting in economic losses for both consumer and utilities [2].

In the face of these problems, and with increasingly demand for high PQ standards, the utilities need to adequate their operations through the development of practical solutions. In this sense, one of the actions to mitigate the problems mentioned is the case of phase balancing, which consists in: *i*) reorganization of the way of connecting part of the loads already installed, and *ii*) planning of connections of new consumers [4, 5, 6]. Thus, in addition to PQ improvement, the phase balancing contributes to Smart Grids operation [7].

Thereby, given the improvements that phase balancing can cause in power systems operation, many works have contributed to this task. In [8], a strategy is used to balance distribution systems in order to reduce electrical losses. The authors use an iterative process to relocate the branches with higher neutral currents to other feeders until the losses in flow are minimal. In [9], the authors present an algorithm which combines fuzzy logic and heuristic rules to optimize phase balancing in real-time operation. In [10], the reconfiguration problem to minimize phase unbalancing is converted into a spanning tree construction problem. In this process, the Ant Colony Optimization is proposed to obtain the best solution with the lowest computational cost. In [11], the authors compare two methods that result in greater voltage balance between phases. The first performs the balancing by changing the connection of single-phase customers using optimization techniques. In the second, the network balancing is performed by controlling the power injection according to the loading level

in each phase. Both methods are evaluated considering real data. In [12], the unbalancing caused by single-phase solar generators (microFITs) and single-phase loads in distribution systems is addressed. For this, the authors present the mathematical model of the microFITs and implement the meta-heuristic Genetic Algorithm to minimize the unbalanced voltage in the feeders.

In this work, a methodology is implemented aiming to determine optimal configurations which minimize the unbalanced voltage. For this, the GRASP (Greedy Randomized Adaptive Search Procedure) meta-heuristic is utilized. This meta-heuristic is widely applied in solving high combinatorial explosion problems [13]. In order to improve convergence and ensure good quality solutions, a local search through the VNS algorithm is employed in the GRASP implementation. The methodology is validated using a three-phase 29-bus distribution system.

2. PROBLEM FORMULATION

In Brazil, the National Electricity Regulatory Agency (ANEEL), in module 8 of the Network Procedures (PRODIST), establishes acceptable voltage levels to consumers according to voltage class. Table 1 shows the classification ranges for the connections in 220/127 V.

TABLE 1 - CLASSIFICATION OF VOLTAGES RANGES FOR 220/127 V

Operating Condition	Phase to Phase Voltage (V_P)	Phase to Neutral Voltage (V_N)
Adequate	$202 \le V_P \le 231$	$117 \le V_N \le 133$
Precarious	$191 \le V_P < 202$	$110 \leq V_N < 117$
	$231 < V_P \le 233$	$133 < V_N \leq 135$
Critical	$V_{P} < 191$	$V_N < 110$
entitedi	$V_{P} > 233$	$V_N > 135$

The voltage values in Table 1 must be measured in each phase, and in a balanced system (ideal condition) such values must be equal among the three phases. In practice, however, it is recurrent that distribution systems present unbalanced voltage.

In this context, it is established by ANEEL that the divergence of voltage among phases must be monitored periodically by the utilities, being assessed by an unbalance factor [14]. Thus, due to the importance of this factor in the evaluation of the equilibrium conditions of a system, a mathematical model for optimizing the phase balancing is developed below.

a. Mathematical Model for Phase Balancing Problem

In this study, an unbalance factor indicated by CIGRÉ [14] was used as an indicator of phase unbalancing. It is given by:

$$UF(\%) = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6 \times \beta}}{1 + \sqrt{3 - 6 \times \beta}}} \times 100$$
(1)

where:

$$\beta = \frac{|V_{ab}|^4 + |V_{bc}|^4 + |V_{ca}|^4}{(|V_{ab}|^2 + |V_{bc}|^2 + |V_{ca}|^2)^2}$$
(2)

The unbalance factor (UF) is part of the PQ monitoring so that, if it is not in compliance with the recommended values, i.e., above 2%, it can cause damages to both utilities and consumers.

In this sense, a classic optimization model in which the cost function is aimed at minimizing the unbalanced voltage are employed according to (3):

$$\min F(x) = Average(UF)$$
$$= \frac{1}{N_B} \left[\sum_{i=1}^{N_B} UF_i \right]$$
(3)

Subjected to:

• Feeders capacity:

$$I_{min} < I_{in} < I_{max} \tag{4}$$

• Substation capacity:

$$I_{min} < I_{sub} < I_{max} \tag{5}$$

Load flow equations [15]:

$$P_T = \sum_{(k,m)\in\Omega} R_{km} I_{km}^2 \tag{6}$$

$$Q_T = \sum_{(k,m)\in\Omega} X_{km} I_{km}^2 \tag{7}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V/V \end{bmatrix}$$
(8)

• Voltage levels:

$$V_{min} < V_k < V_{max} \tag{9}$$

where:

V_{min}: minimum bus voltage;

V_{max}: maximum bus voltage;

 V_k : voltage of bus k;

 P_T : total active power of system;

 Q_T : total reactive power of system;

 R_{km} : resistance of branch between k and m buses;

 X_{km} : reactance of branch between k and m buses;

 I_{km} : current of branch between k an m buses;

 Ω : set of branches present in the topology;

 I_{min} : lowest current in the feeders or substations;

 I_{max} : greatest current in the feeders or substations;

I_{sub}: substation current;

Iin: current of feeder;

H, N, M, L: equations of Jacobian matrix;

 $\Delta\delta$: variation of the angle of the voltages;

 ΔV : variation of the voltage of buses;

 ΔP : variation of the active power demand of buses;

 ΔQ : variation of the reactive power demand of buses; N_B : number of buses.

3. GREEDY RANDOMIZED ADAPTIVE SEARCH PROCEDURE – GRASP

GRASP is an iterative meta-heuristic which can be divided into two stages: *i*) construction of a solution; and *ii*) local search [13]. The construction stage is characterized by a greedy type algorithm, which has an interactive and adaptive component. The local search stage, in turn, is employed to improve the convergence in optimal solutions obtained in the former stage.

A. GRASP Applied to The Phase Balancing Problem

Solution Representation

The solution model of the phase balancing problem is represented by a matrix, in which the lines represent the buses and the columns, in turn, represent the loading, in kW, in each phase according to Table 2.

TABLE 2 - SOLUTION REPRESENTATION

Bus Number	Phase A	Phase B	Phase C
1	200	200	-
N_B	500	500	500

ii.

i.

Cost Function Evaluation

Once a new configuration for load connections on feeders is determined, the unbalance factor is calculated on each bus by applying (1). Then, the total cost of the configuration, i.e., total unbalance, is calculated by the average value of the individual UF as described in (3).

iii.

Stopping Criterion

For this problem, the limit of consecutive iterations that do not produce improvements of the solution is utilized as stopping criterion.

iv. Implementation of the Methodology for Phase Balancing

The GRASP implementation [13] can be divided into four stages, as described below [16]:

Procedures for GRASP implementation

1st Stage: Reading data and obtaining the initial solution

- 1. $f^* \leftarrow \infty; x^* \leftarrow \emptyset;$
- 2. Reading data:
- 3. For $k = 1, \dots, MaxIter, do:$

2nd Stage: Perform the construction of a solution using random components

4. Construct a random function x (construction stage); **3rd Stage:** Perform an improvement of the solution found in the constructive stage

- 5. Find y by applying local search to x (local search stage);
- 6. **If** $f(y) < f^*$:
- 7. $x^* \leftarrow y, f^* \leftarrow f(y);$
- 8. **End if**

4th Stage: Define a number of iterations performed by GRASP

9. End For

10.	Return	x^*	;
End GR	ASP		

In the first stage, the data of the problem is read and then a sensitivity indicator which allows to initialize the constructive phase of the method is chosen. In this stage, a parameter α which varies between 0 and 1, influencing the solution of the problem must be defined. For α =0, we have a totally greedy indicator, while for α =1, we have a totally random indicator [16].

In the second stage, a solution is obtained by allocating the loads (single-phase, two-phase or three-phase) in a random way or using the criterion of allocation in the lowest loaded phase.

In the third stage, a local search is employed based on the solution determined in the previous one. For this, the VNS algorithm is utilized. The implementation of VNS for local search is detailed in the following procedures:

Procedures for applying VNS to local search

1st Stage: Define $k_{max} = 2$;

2nd Stage (shaking): a solution x' is generated in the *k*th neighborhood (N_k) of x. k load connections are exchanged (in the buses) randomly;

3rd Stage (local search): a local search around x' is applied, for changing a load connection randomly and evaluating the objective function, obtaining x'';

4th Stage (moving or not): if the value of the objective function of solution x'' is better than the value of the incumbent solution x, then x'' becomes x and returns k = 1. Otherwise, continue the local search (3rd stage) until reaching *Maxvisit*, which is chosen according to the size of the network. When the *Maxvisit* value is reached, do: k = k + 1;

5th Stage: If k_{max} < 2: return to 2nd stage; **Else: End** VNS

Finally, in the fourth stage, the maximum number of iterations by which the process will be executed in search of an optimal solution is defined.

4. **RESULTS**

In order to evaluate the methodology, a real three-phase 29bus distribution network [17], shown in Fig. 1, is utilized.

Fig. 1 - 29-bus radial distribution system.

The values of the parameters of the methodology are presented in Table 3.

TABLE 3 - INFORMATION OF METHODOLOGY PARAMETERS FOR GRASP AND VNS

	GRASP
Number of solutions generated:	10
Criteria for constructing the solution:	Put in the phase with the lowest total load
VNS (in	local search step)
Maximum number of neighborhood structures	2
Criteria for generating solutions (x') in N_k	Do <i>k</i> exchanges considering 20% - 50% of the lower voltage buses
Criteria for generating solutions (x'') close to x'	Make 1 connection change of a randomly chosen load
Maximum number of visits in N _k	For $k = 1.15$ visits were generated and for $k = 2.10$ visits were generated

Tables 4 and 5 show the results obtained from the optimal balancing with the GRASP meta-heuristic without the local search by the VNS method and with it, respectively. From these results, it can be verified that, without the local search, GRASP is enough to reduce the UF among phases of the system by 38.9%. On the other hand, it can be verified that, with the application of the local search through VNS, the methodology presents a significantly better performance since the balance factor was reduced by 72.22%. It is important to note that, in addition to the greater reduction in UF, the application of the local search was also useful in determining better configurations in relation to the active losses.

 TABLE 4 - POSSIBLE SOLUTIONS FOR PHASE-BALANCING (WITHOUT LOCAL SEARCH)

Solutions	UF (%)	Losses (kW)	Min V (p.u)
Initial	0.5213	189.6341	0.9889
1	0.3186	193.3938	0.9799
2	0.3355	190.7826	0.9799
3	0.3436	179.5332	0.9794
4	0.4110	187.9212	0.9794

TABLE 5 - POSSIBLE SOLUTIONS FOR PHASE-BALANCING OBTAINED BY GRASP WITH LOCAL SEARCH

Solutions	UF (%)	Losses (kW)	Min V (p.u)
Initial (by GRASP)	0.5263	193.994	0.9798
1	0.1462	172.025	0.9791
2	0.1558	171.550	0.9791
3	0.1784	179.419	0.9793
4	0.1846	178.954	0.9794

The obtained results can be better analyzed through Table 6, where it is possible to verify the voltages of the phases A, B

and C of each bus before and after the optimal balancing resulting from GRASP with local search.

TABLE 6 - INITIAL AND FINAL VOLTAGES IN THE $\,29\text{-}\text{BUS}$ Network

Bus	Phase A		Phase B		Phase C	
	V _{initial} (p.u.)	V _{final} (p.u.)	V _{initial} (p.u.)	V _{final} (p.u.)	V _{initial} (p.u.)	V _{final} (p.u.)
1	1	1	1	1	1	1
2	0.9952	0.9960	0.9954	0.9956	0.9982	0.9968
3	0.9922	0.9936	0.9940	0.9941	0.9970	0.9951
4	0.9911	0.9926	0.9913	0.9918	0.9965	0.9940
5	0.9891	0.9912	0.9913	0.9914	0.9953	0.9926
6	0.9904	0.9919	0.9902	0.9907	0.9967	0.9942
7	0.9911	0.9926	0.9913	0.9918	0.9965	0.9940
8	0.9888	0.9907	0.9892	0.9898	0.9954	0.9922
9	0.9885	0.9905	0.9904	0.9904	0.9953	0.9926
10	0.9889	0.9910	0.9913	0.9913	0.9948	0.9921
11	0.9864	0.9894	0.9897	0.9899	0.9943	0.9901
12	0.9898	0.9913	0.9900	0.9905	0.9966	0.9941
13	0.9823	0.9856	0.9835	0.9846	0.9918	0.9861
14	0.9871	0.9891	0.9884	0.9882	0.9947	0.9924
15	0.9820	0.9865	0.9871	0.9875	0.9926	0.9860
16	0.9770	0.9814	0.9783	0.9801	0.9887	0.9810
17	0.9863	0.9884	0.9875	0.9871	0.9943	0.9921
18	0.9807	0.9858	0.9864	0.9868	0.9922	0.9848
19	0.9750	0.9805	0.9759	0.9783	0.9886	0.9788
20	0.9861	0.9882	0.9874	0.9870	0.9944	0.9922
21	0.9861	0.9881	0.9874	0.9867	0.9940	0.9922
22	0.9864	0.9885	0.9863	0.9869	0.9944	0.9910
23	0.9805	0.9857	0.9861	0.9868	0.9922	0.9844
24	0.9805	0.9858	0.9865	0.9868	0.9922	0.9846
25	0.9793	0.9847	0.9857	0.9856	0.9909	0.9837
26	0.9796	0.9849	0.9843	0.9872	0.9929	0.9825
27	0.9771	0.9831	0.9851	0.9841	0.9894	0.9824
28	0.9760	0.9827	0.9848	0.9831	0.9883	0.9813
29	0.9757	0.9823	0.9845	0.9828	0.9885	0.9815

From the data in Table 6, Figs. 2 and 3 are constructed, in which the initial unbalanced voltage profile is observed, i.e., before applying the methodology (Fig. 2), and the equilibrium profile provided by the phase balancing (Fig. 3). The analysis of these figures shows, therefore, the satisfactory performance of the methodology and confirms the improvement of both the UF and the level of active losses discussed in Table 5.

Fig. 2 - Initial voltage profile.

Fig. 3 - Final voltage profile.

5. CONCLUSION

In this work, the GRASP meta-heuristic with a local search stage was developed and implemented to solve the phase balancing problem in a three-phase 29-bus system.

In the local search of the methodology, the VNS metaheuristic was employed in order to find better solutions. In this process, a random partial search criterion was adopted in the neighborhood structures to allow randomness to the algorithm and to guide the optimization for load connections which present optimal responses.

From the results obtained, this technique represents an efficient alternative to solve the balancing problem, since the improvement in the unbalance factor of the network is observed, in order to meet higher PQ standards.

It should be noted that balancing can represent the postponement of large investments in the system, such as the construction of new branches and / or substations.

6. **References**

- L. F. Arão, "Comparative Evaluation between Methods for Allocation of Responsibilities Due to Voltage Imbalance," MSc. Dissertation, Brasília University, 2014.
- C. M. M. Fernandes, "Unbalancing between phases and losses in the low voltage network: Part II - Optimum strategies to reduce the umbalancing," Technical University of Lisboa, pp. 1-66, 2010.
- 3. E. L. Mehl, "Power Quality," pp. 1-8, 2012.
- A. Tyagi, V. Ashu, and P. R. Bijwe, "Reconfiguration of balanced and unbalanced distribution systems for cost minimization," TENCON IEEE Region 10 Conference, 2017.
- S. Mansani, U. R. Yaragatti, "Backward sweep technique based phase balancing algorithm for secondary distribution system.," In *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference* (APPEEC), pp. 1-6, 2017.
- G.K.V. Raju, P.R. Bijwe, "Efficient reconfiguration of balanced and unbalanced distribution systems for loss minimisation," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 2, no. 1, pp. 7-12, 2008.
- K. Moslehi, R. Kumar, "A reliability perspective of the smart grid," IEEE Trans. Smart Grid, pp. 57-64, 2010.
- C. H. Lin, C. S. Chen, H. J. Chuang, M. Y. Huang, "An expert system for three-phase balancing of distribution feeders," *IEEE Transactions* on Power Systems, v. 23, n. 3, p. 1488–1496, 2008.
- Q. Zhou, D. Shirmohammadi, and W. H. E. Liu, "Distribution feeder reconfiguration for service restoration and load balancing", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 724-729, May 1997.
- Y. Yuehao, et al., "Optimal distribution network reconfiguration for load balancing," In 2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), pp. 1-4, 2016.
- S. Weckx, C. Gonzalez, P. Vingerhoets, and J. Driesen, "Phase switching and phase balancing to cope with a massive photovoltaic penetration," In 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), pp. 1-4, 2013.
- H. A. Mostafa, R. El-Shatshat, M.M.A. Salama, "Phase Balancing of a 3-phase Distribution System with a Considerable Penetration of Single Phase Solar Generators", In *IEEE PES T&D Conference and Exposition*, 2014.
- T. A. Feo, and M. G. C. Resende. "A probabilistic heuristic for a computationally difficult set covering problem," *Operations research letters*, pp. 67-71, 1989.
- N. Kagan, E. J. Robba, H. P. Schmidt, "Estimation of Electric Power Quality Indicators," Blucher, 2009.
- N. Kagan, C. Oliveira, E. Robba, "Introduction to Electric Energy Distribution Systems," 1^a Ed., Blucher, pp. 1-328, 2005.
- M. B. C. Oliveira, "Feeder Reconfiguration in Distribution Systems Using GRASP Metaheuristics," MSc. Dissertation, State University Julio de Mesquita Filho, 2011.
- R.M. Ciric, A.P. Feltrin, L.F. Ochoa, "Power flow in four-wire distribution networks – general approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1283-1290, 2003.

DECLARAÇÃO DE CONFERÊNCIA DA VERSÃO FINAL

Declaro que conferi a versão final a ser entregue pelo aluno Gabriela Alexandra da Silva Cruz, autor do trabalho de conclusão de curso intitulado Balanceamento de Fases em redes elétricas utilizando Procedimento Adaptativo de Busca Aleatório e Guloso (GRASP) quanto à conformidade nos seguintes itens:

- A monografia corresponde a versão final, estando de acordo com as sugestões e correções sugeridas pela banca e seguindo as normas ABNT;
- A versão final da monografia inclui a ata de defesa, a ficha catalográfica e o termo de responsabilidade devidamente assinado.

João Monlevade, 11 de Julho de 2019

Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich.