

Universidade Federal de Ouro Preto Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas Curso de Engenharia Elétrica - Campus João Monlevade



ALOCAÇÃO DE MEDIDORES DE CORRENTE VISANDO MELHORAR FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Aluna: Ana Eliza Araújo Oliveira Orientador: Wilingthon Guerra Zvietcovich

> João Monlevade 2019

Ana Eliza Araújo Oliveira

ALOCAÇÃO DE MEDIDORES DE CORRENTE EM REDES ELÉTRICAS VISANDO MELHORAR FLUXO DE CARGA PROBABILÍSTICO APLICANDO VNS

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

João Monlevade 2019

O482a Oliveira, Ana Eliza.

Alocação de medidores de corrente visando melhorar fluxo de potência probabilístico em redes de distribuição de energia elétrica [manuscrito] / Ana Eliza Oliveira. - 2019.

75f.:

Orientador: Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich.

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

1. Energia elétrica - distribuição. 2. Redes elétricas - Analisadores. 3. Medidores elétricos. 4. Energia elétrica - Controle de perdas. I. Zvietcovich, Wilingthon Guerra . II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Titulo.

CDU: 621.31

MINISTÉRIO UN EDUCAÇÃO Universidade Federal de Outo Preto – UFOP Instituto de Giência - Exatas e Aplicadas Colegiado do Curso d: Engenhana de Elétrica

ANEXO IV - ATA DE DEFESA

Aos 20 días do mês de Agosto de 2019, às 13:30 horas, no bloco C-202 deste instituto, foi realizada a defesa de monogralia pelo (a) formando (a) Ana Eliza Araújo Oliveira, sendo a comissão examinador: constituída pelos professores: THAIS DE FATIMA ARAUJO SILVA, RHONELPATRIC DOS SANTOS e WILINGTHON GUERRA ZVIETCOVICH. O (a) candidate (a) apresentou a monografia intitulada: ALOCAÇÃO DE MEDIDORES DE CORRENTE EM R DES ELÉTRICAS VISANDO MELHORAR PROBABILISTICO APLICANDO VNS. FLUXO DE CARGA A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO do (a) candidato(a), com a nota média 4,7, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ala que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo (a) formando(a).

Tabela 1 - Notas de avaliação da banca examin	nadora
Banca Exam nadora	Nota
THAIS DE FATIMA ARAUJO SILVA	8.0
RHONEL PATRIC DOS SANTOS	715.
WILINGTHON GUERRA ZVIETCOVICH	7,6
Média	7,7

ZVIETCOVICH RA

Professor () Orientador(3)

19 chango Svera

Ana Eliza Araujo Otiveira Aluno(a)

Khane labor dus santos

RHONEI PATRIC DOS SANTOS Protessor(a) Convidado(a)

João Monlevade, 20 de Agosto de 2019

Professor(a) Concentador(a)

Jhais de that

THAIS DE FATIMA ARAUJO SILVA Professor(a) Convidado(a)

AGRADECIMENTOS

A Deus pelo dom da vida e por ter me dado saúde e condições de cumprir minhas obrigações.

Aos meus pais Marilza e Zulmar, meus irmãos Mateus e João Paulo que me apoiaram durante toda graduação.

A República Balaio que tornou minha estadia em João Monlevade mais prazerosa e tranquila, proporcionando um convívio com pessoas incríveis e que fizeram meus dias mais felizes.

Aos meus amigos de turma, Stefani, Rodolfo e Victor, que durante maior parte da minha graduação estiveram comigo.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFOP, em especial ao Professor Wilingthon Guerra Zvietcovich, pela dedicação e ensinamentos.

Resumo

As cargas conectadas a redes dos sistemas de distribuição de energia elétrica possuem valores com uma elevada incerteza, levando esta incerteza aos valores de perdas elétricas calculadas através da analise de fluxo de carga. Com a finalidade de reduzir estas incertezas nas perdas elétricas é considerado a existência de alguns medidores na rede que ajustam valores de corrente no processo de fluxo de carga. Surge, assim, a necessidade de alocar estes em pontos estratégicos visando reduzir ao máximo a incerteza das perdas elétricas. Para isso é utilizado da técnica de otimização VNS (*Variable Neighborhood Search* – Mladenovic) que trouxe como resultado a melhor solução para o problema de alocação de medidores e consequentemente a estimação dos parâmetros de um sistema de distribuição com nível maior de certeza. E para o cálculo do fluxo probabilístico é utilizado o método de Monte Carlo, no qual gera vários resultados de fluxo de carga para múltiplos cenários de demanda do sistema de distribuição.

Palavras chave: Fluxo de carga, Estimação, Monte Carlo, Alocação de medidores de corrente, VNS.

Abstract

Loads connected to power distribution system networks have values with high uncertainty. The value of the electrical losses that is calculated in the charge flow also has some inaccurate values. Aiming to reduce as much as possible the uncertainty of the electrical losses, current meters are strategically spread out on the network with the function of adjust the current values on the load flow calculation process. However, there is a need to know the best location to place the current meters that will minimize the uncertainty, and for this, the VNS (Variable Neighborhood Search – Mladenovic) optimization technique is used. The outcome of this method is the best solution to allocate the current meters, in other words, the position of each meter should be placed in order to have the lower error on the electrical losses calculation. In addition, the Monte Carlo's method is used to calculate the probabilistic flow that generates several load flow results for multiple demand scenarios of the electric power distribution system.

Keys word: Load Flow, Estimation, Monte Carlo, Allocation of current meters, VNS.

Lista de Figuras

Figura 1- Diagrama unifilar de sistema elétrico de potência. Fonte: (KAGAN,	
OLIVEIRA, & ROBBA, 2010)	22
Figura 2- Diagrama Unifilar Subestação Simples Fonte: (KAGAN, OLIVEIRA, &	
ROBBA, 2010)	24
Figura 3- Circuito equivalente de uma linha de transmissão curta Fonte: (STEVES)	ON,
1986)	25
Figura 4- Modelo de capacitor Shunt	27
Figura 5- Simbologia para chaves seccionadoras e disjuntores Fonte: (IEC60417)	28
Figura 6- Modelo de um Transformador Fora do Tap Fonte: (KAGAN, OLIVEIRA	., &
ROBBA, 2010)	29
Figura 7- Cálculo da corrente na barra	30
Figura 8- Cálculo da tensão na barra	31
Figura 9- Fluxograma do método Varredura	32
Figura 10- Curva nomal típica Fonte: (CORREA, 2003)	35
Figura 11- Distribuições normais com mesma média e desvios padrão diferentes	36
Figura 12 - Distribuição Lognormal	36
Figura 13- Distribuição Weibull $\alpha = 1$	37
Figura 14- Diagrama unifilar de uma ligação de unidade consumidora do grupo Fo	nte:
ANEEL-PRODIST	39
Figura 15- Etapas do algoritmo de Fluxo de carga Probabilístico	40
Figura 16- Ideia genérica do Método de Monte Carlo	42
Figura 17- Histograma dos dados de potência consumida	44
Figura 18- Processo de busca de um algoritmo de busca em vizinhança Fonte:	
(MLADENOVIC N., 1995)	50
Figura 19 – Representação de uma solução x	51
Figura 20- Estrutura de vizinhança k=1	52
Figura 21-Estrutura de vizinhança k=2	52
Figura 22- Fluxograma final VNS	54
Figura 23- Sistema de 33 barra Fonte: (ZVIETCOVICH W. G., 2006)	55
Figura 24- Perfil de Perdas Elétricas Sistema 33 barras	57
Figura 25-Perfil de tensão do sistema de 33 barras - hora 18	58
Figura 26- Dados de Tensão da barra 18	58

Figura 27- Sistema de 135 barras	Fonte: (ZVIETCOVICH, 2006)	60
Figura 28- Perfil de Perdas da Sin	nulação 5 do sistema de 135 barras	62
Figura 29-Perfil de tensão do siste	ema de 135barras - hora 4	62
Figura 30- Dados de Tensão da ba	ırra 118	63

Lista de Tabelas

Tabela 1- Tensões usuais em sistema de potência Fonte: (KAGAN, OLIVEIRA, &	
ROBBA, 2010)	. 23
Tabela 2- Potência consumida por um consumidor comercial	. 44
Tabela 3-Valores pseudoaleatórios gerados	45
Tabela 4- Resultados obtidos Sistema de 33 barras	. 56
Tabela 5-Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 33 barras	. 59
Tabela 6- Diferença média para cada caso do Sistema de 33 barras	59
Tabela 7- Resultado das simulações para o sistema de 135 barras	. 61
Tabela 8- Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 135 barras	63
Tabela 9- Diferença média para cada caso Sistema de 135 barras	64
Tabela 10- Dados do Sistema de 33 barras	. 71
Tabela 11- Dados do Sistema de 135 barras	72

Lista de abreviaturas

FDP: Função de Densidade de probabilidade
FP: Fluxo Probabilístico
FPAC: Fluxo Probabilístico com Ajuste de Corrente
VNS: Busca de Vizinhança Variável
FPP: Fluxo de Potência Probabilístico
SDEE: Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Lista de símbolos

 $\overline{I_k}$, $\overline{I_l}$: Corrente que flui através da carga I_{max} : limite máximo de corrente I_{min} : limite mínimo de corrente I_n : corrente nominal do alimentador *I_{sub}*: corrente nominal da subestação N_b : número total de barras P_{km}: potência ativa na linha km Q_{km} : potência reativa na linha km *R*_L: Resistência da linha $V_{\min k}$: menor tensão do alimentador k V_i : tensão permitida na barra i V_k, V_i : Tensões de entrada e saída V_k : tensão na barra k V_m : tensão na barra m Vmax: limite máximo de tensão V_{min}: limite mínimo de tensão X_L : reatância da linha b_{km} : reatância do trecho entre as barras k e m g_{km} : resistência do trecho entre as barras k e m θ_{km} : ângulo de de defasagem da tensão na linha km L: Indutância R: Resistência B: Susceptância If: corrente absorvida por uma carga monofásica Inf: corrente nominal absorvida pela carga Pnf: potência ativa absorvida por uma carga monofásica Q: Potência reativa Qnf: potência reativa absorvida por uma carga monofásica Snf: potência aparente absorvida por uma carga monofásica V: Tensão da barra

Vf: tensão nominal aplicada a carga

- *k*: barra de origem;*m*: barra de destino
- n: número da iteração
- α : Relação de espiras do Trafo
- θ : ângulo de defasagem da tensão
- μ : valor médio das medições
- σ : desvio padrão das medições por barra
- φ : ângulo de defasagem da potência aparente

1.	Int	rodu	ção	15
	1.1.	Mo	tivação	16
	1.2.	Obj	etivo	16
	1.3.	Rev	visão Bibliográfica	17
	1.4	Est	rutura do Trabalho	20
2.	Flu	xo d	e Potência em Sistema de Distribuição Elétrica	21
	 0 1	<u> </u>		
	2.1.	5151	ema de Distribuição Eletrica	21
	2.2.	Des	scrição e modelagem dos componentes do Sistema	23
	2.2.	1.	Subestação de Distribuição	23
	2.2.	2.	Linhas	24
	2.2.	3.	Cargas	25
	2.2.	4.	Capacitores Shunt	27
	2.2.	5.	Chaves de interrupção e interconexão	27
	2.2.	6.	Modelagem do transformador	28
	2.3.	Flu	xo de potência determinístico - Método Varredura	30
	2.3.	1.	Processo Backward	30
	2.3.	2.	Cálculos das Perdas	31
	2.3.	3.	Processo Forward	31
	2.4.	Esta	atística e Probabilidade	32
	2.4.	1.	Variável Aleatória	33
	2.4.	2.	Média, Desvio padrão e Variância de uma variável aleatória	33
	2.4.	3.	Distribuição e função de densidade de probabilidade	34
	2.4.	4.	Curva de Distribuição Normal	34
	2.4.	5.	Curva de Distribuição Lognormal	36
	2.4.	6.	Curva de Distribuição Weibull	37
	2.5.	Sist	tema de medição (ANEEL- PRODIST, 2019)	38
	2.6.	Flu	xo de carga Probabilístico	39
	2.7.	ON	létodo de Monte Carlo	41
	2.7.	1.	Critério de parada de uma simulação de Monte Carlo	42
	2.7.	2.	Máxima Verossimilhança	43
	2.7.	3.	Exemplo de aplicação	43
	2.8.	Alg	oritmo de fluxo de carga probabilístico	45
3.	Me	todo	logia para a solução do problema de alocação de medidores	48

Sumário

	3.1. Modelo matemático do problema 48			
	3.2.	Var	iable Neighborhood Search (VNS)	49
	3.2.	1.	Conceitos básicos	49
	3.3.	Alg	oritmo VNS	50
	3.4.	VN	S aplicado na alocação de medidores de corrente em redes de Distribuiçã	0
		51		
	3.4.	1.	Codificação	51
	3.4.	2.	Escolha da Solução Inicial	51
	3.4.	3.	Estruturas de Vizinhança	51
	3.4.	4.	Critério de Parada	52
	3.5.	Alg	oritmo VNS aplicado a alocação de medidores	53
4.	Res	ulta	dos	55
	4.1.	Sist	ema 33 barras	55
	4.2.	Sist	ema 135 barras	60
5.	Со	nclus	ões	65
	5.1.	Sug	estões de Trabalhos Futuros	66
R	eferên	cias		67
A	NEXC) A –	Dados dos Sistemas Testados	71
	A.1 S	istem	a de 33 barras	71
	A.2 S	istem	a de 135 barras	72
A	NEXC) B –	Resultado do Perfil de Perdas Elétricas	76
	B.1 –	Sister	na 33 barras	76
	B.2 –	Siste	ma de 135 barras	77

1. Introdução

Algoritmos para análise de fluxo de potência são de grande utilidade para estudos de operação e planejamento de sistemas elétricos, seja para redes de distribuição ou transmissão, nos quais a necessidade de se fazer estimação de estado é a tarefa principal. Com o passar dos anos surgiram algoritmos que resultam em uma melhor estimativa de estado associado aos equipamentos novos instalados nas redes elétricas, por exemplo, medidores. Existem métodos como Newton-Raphson, Gauss, Gauss-Seidel, desacoplado, desacoplado rápido, e método linearizado para redes de transmissão e outros métodos próprios para redes de distribuição com operação radial (STEVESON, 1986).

Os métodos na literatura estimam o estado de uma rede elétrica num instante, e utilizam dados determinísticos de demanda e parâmetros elétricos dos componentes durante o processo de cálculo. Se sabe que estes dados estão sujeitos a incertezas, o que significa o grau de precisão que se tem dos valores atuais com respeito aos valores reais das variáveis de interesse (BORKOWSKA, 1974). Esta incerteza pode ser devido a:

1. Erro nas medidas, cálculo ou prognóstico dos valores de demanda futura nas barras de carga do sistema de potência;

- 2. Incerteza na distribuição das cargas pelas fases;
- 3. Erros nos cálculos ou medições dos parâmetros dos componentes do sistema.

Diante destas caraterísticas, é possível estimar os parâmetros da rede elétrica, especificamente as perdas elétricas em redes de distribuição utilizando uns quantos medidores instalados nas redes elétricas. Surge, então a necessidade de alocar medidores de corrente para conseguir este objetivo, de reduzir a incerteza no cálculo das perdas elétricas.

1.1. Motivação

O setor energético está em constante mudança, devido principalmente a variação da demanda de energia elétrica dos consumidores. Alteração que está influenciada por diversos fatores, entre eles, econômicas, climáticas, demográficas, políticas e/ou sociais. Outro fator seria a inserção nas redes elétricas da geração distribuída, que torna a estimação do consumo de energia um desafio.

Um dos parâmetros para garantir a qualidade da energia elétrica está o valor de tensão em regime permanente. As distribuidoras devem garantir que a tensão entregue aos consumidores esteja dentro dos limites estabelecidos. Um dos problemas enfrentados por elas é o monitoramento da rede elétrica, e isso está relacionado ao custo de medidores e canais de comunicação. Devido a isto, metodologias que buscam minimizar o custo de monitoramento com uma maior confiabilidade do sistema estão sendo cada vez mais implementadas.

O desenvolvimento de novas tecnologias que visam auxiliar a operação e planejamento de um sistema de distribuição de forma inteligente é a motivação do trabalho. Com o aumento da demanda de energia elétrica, alterações nas redes de distribuição deverão ser planejadas. Um melhor monitoramento dessas redes faz com que as ações corretas sejam tomadas.

1.2. Objetivo

O objetivo principal é a redução da incerteza de perdas elétricas calculadas através de análise de fluxo de carga probabilístico. Para isso são considerados alguns poucos medidores de corrente instalados de forma eficiente na rede elétrica. Esta alocação é feita implementando a metaheuristica VNS dado que este problema é de otimização.

O perfil de valores de potência nas cargas é gerado a partir de curvas de consumo de energia elétrica e utilizando o Método de Monte Carlo e para o cálculo do fluxo de potência determinístico será utilizado o método de Varredura.

1.3. Revisão Bibliográfica

Foram encontrados na literatura trabalhos que tratam sob técnicas para a solução de fluxo de carga, as quais consideram fatores de aleatoriedade na rede elétrica. Elas são subdivididos nos seguintes três grupos:

- 1) Métodos de Simulação;
- 2) Métodos analíticos;
- 3) Combinação de ambos.

O primeiro subgrupo utiliza o Método de Monte Carlo para melhorar a estimação do estado da rede elétrica.

Um dos primeiros artigos que surgiram sobre fluxo de carga probabilístico é tratado no trabalho do (BORKOWSKA, 1974). Este trabalho emprega o modelo do fluxo de potência DC e considera injeções de potência (demanda de potência ativa e reativa) nas barras de carga como variáveis aleatórias associadas às funções de densidade de probabilidade. A metodologia foi testada em um sistema de transmissão de 15 barras.

(DOPAZO, 1975) apresenta um método para calcular o efeito da propagação de imprecisões de dados através dos cálculos do fluxo de carga, obtendo assim uma gama de valores para cada quantidade de saída que, para um alto grau de probabilidade, inclui as condições de operação do sistema. O método é eficiente e pode ser adicionado a qualquer carga existente no programa de fluxo. O método aplicado é o de mínimos quadrados e é utilizado para calcular os efeitos da incerteza dos dados das variáveis de entrada (injeção de potência ativa e reativa nas barras de carga do sistema) sobre todas as variáveis da saída (perfis de tensão, ângulos, fluxo de potência ativa e reativa nas linhas do sistema e geração na barra swing). Além disso, com o método pode-se obter o valor esperado e a variância da solução do fluxo de potência probabilístico.

Em (ALLAN & SILVA, 1981), é apresentado um algoritmo de fluxo de potência probabilístico que toma as equações não lineares do sistema e realiza uma multilinearização destas equações. Os autores consideram as demandas e as gerações de potência do sistema como variáveis incertas. É empregada a simulação de Monte Carlo para encontrar a solução do problema quando é empregado o conjunto de equações não lineares, e quando é realizada a linearização das equações. O modelo linear apresentou resultados satisfatórios dentro de um determinado intervalo de incerteza dos dados de entrada. Em (SARAIVA, MIRANDA, & MATOS, 1991) apresenta-se um modelo de fluxo de potência AC, onde os dados de carga são modelados através de funções fuzzy. Com o modelo proposto se obtém distribuições de probabilidade das tensões. Estas distribuições são comparadas com as obtidas através de uma simulação de Monte Carlo

Em (S. CONTI, 2007) utiliza-se o Método de Monte Carlo para estimar dados de entrada das redes elétricas, considerando Geração Distribuída (GD) fotovoltaica. Também foi utilizada a técnica para prever a potência gerada pela GD, associada a previsões de clima.

Em (MORALES, 2007) o artigo analisa o comportamento dos métodos de estimativa de pontos de Hong para calcular o fluxo de potência probabilístico. Essa incerteza pode surgir de diferentes fontes como a demanda de carga ou interrupções da unidade de geração. Para testar a eficiência do algoritmo, são empregados os sistemas de transmissão IEEE 14 e 118 barras. Os resultados obtidos são comparados aos da simulação de Monte Carlo considerando 10000 iterações, apresentando resultados satisfatórios.

Em (VILLUANUEVA, PAZOS, & FEIJÓO, 2011), apresenta-se um procedimento para calcular a função densidade de probabilidade de fluxo de carga em uma rede de energia elétrica, levando em consideração a geração de energia eólica. A função densidade de probabilidade da potência injetada na rede por uma turbina eólica é obtida utilizando uma aproximação quadrática de sua curva de potência. Com este modelo, o fluxo DC de uma rede é calculado considerando incertezas na potência injetada ou consumida pelos geradores e as cargas.

Em (GALLEGO & ECHEVERRI, 2012) é aplicado o método de estimação por pontos para resolver o problema de fluxo de potência trifásico probabilístico em sistemas de distribuição trifásicos desbalanceados. O método foi desenvolvido para superar dificuldades associadas à falta de um conhecimento completo das FDP das variáveis estocásticas. O problema de FPP poder ser formulado matematicamente por dois conjuntos de equações não lineares. Uma vez que as injeções de potência nas barras são especificadas, o vetor de variáveis de estado pode ser estimado. Os resultados encontrados foram comparados aos realizados através da simulação de Monte Carlo, podendo assim avaliar a precisão do método.

Em (HAJIAN, RODEHART, & ZAREIPOUR, 2013), utiliza-se um método de amostragem denominado *Latin supercube sampling* (LSS) o qual é combinado com a simulação de Monte Carlo para o cálculo do fluxo de carga de um sistema. O LSS é empregado para superar o alto número de simulações que são sempre necessárias com o método de Monte Carlo.

Em (CONSTANTE-FLORES & ILLINDALA, 2018) analisa-se o fluxo de potência probabilístico para uma rede de distribuição que inclui as energias renováveis, tendo três parâmetros de incerteza: radiação solar, velocidade do vento e demanda de energia. É feito cálculos considerando fluxo de potência inversa através de certos ramos da rede, simulando os pontos de geração distribuída. Segundo autores, o método de Monte Carlo é o mais indicado para cálculo de fluxo probabilístico considerando a aleatoriedade. A demanda de energia, velocidade do vento e local do ponto de geração são modelados através de curvas de distribuição uniforme Gaussiana, Weibull e discreta, respectivamente.

Trabalhos que tratam de alocação de medidores, foram encontrados na literatura. (ZVIETCOVICH, CARDOSO, & MANSO, 2013) apresentam uma metodologia para solucionar o problema de alocação de medidores de Qualidade de Energia Elétrica visando monitorar condições de curto circuito que ocorram na rede elétrica. O "*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*" (GRASP) e a "*Variable Neighborhood Search* (VNS) são utilizadas para resolver o problema.

(HUYNH & LEE, 2016) propõem em um determinado cenário de um sistema de transmissão e coleta de dados de medidores inteligentes da rede elétrica. O elemento em análise é a interfência gerada com a istalação dos medidores. Para encontrar a melhor posição para instalação desses medidores utiliza-se da técnica de Monte Carlo.

O desenvolvimento tecnológico facilitou o surgimento de redes inteligentes. Redes estas que funcionalidades de medição e comunicação são bem desenvolvidas, aumentando assim seus recursos de observação e gerenciamento de carga. Mas devido à falta de recursos e razões operacionais, a implementação de redes inteligentes foi impactada. Em (KOUZELIS, 2015), é proposto como solução do problema de monitoramento das redes de baixa tensão, a instalação de medidores em pontos estratégicos. Seguindo diretrizes do Electric Power Research Institute (Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica), os medidores devem ser colocados em cada subestação, no ponto médio, no final do alimentador e em quaisquer cargas sensíveis.

(PESSOA & OLESKOVICZ, 2017) apresentam uma metodologia para alocar de forma ótima medidores de Qualidade de Energia Elétrica visando à localização de faltas em uma rede de distribuição radial. Foram consideradas leituras de medição de tensões e correntes. A metodologia foi testada numa rede de distribuição de 34 barras considerando faltas monofásicas.

1.4. Estrutura do Trabalho

A estrutura deste trabalho é a seguinte:

- No Capítulo 2 são apresentados os modelos dos componentes de um sistema de distribuição e a metodologia para o cálculo de fluxo de potência determinístico e probabilístico.
- No Capítulo 3 é apresentada a metodologia proposta para a solução do problema de alocação medidores.
- No Capítulo 4 são apresentados os resultados.
- No Capitulo 5 são apresentados a conclusão e trabalhos posteriores.

2. Fluxo de Potência em Sistema de Distribuição Elétrica

O cálculo de fluxo de potência em uma rede de energia elétrica consiste basicamente na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse. As equações básicas do fluxo de carga são obtidas tendo por base a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede. Estas equações, que também podem ser inequações algébricas não-lineares, representam as leis de Kirchhoff e um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e seus componentes. Com essas equações, se pode ter uma simulação de operação da rede, fazendo com que estes dados auxiliem no cálculo das tensões nas barras da rede. Os valores de corrente e potência que fluem pelos trechos da rede também podem ser encontrados (MONTICELLI, 1983).

O estudo do fluxo de potência de um sistema pode então verificar se limites de tensão estão sendo atendidos e se os limites de carregamento estão dentro dos parâmetros requeridos. Outros fins de cálculo são o de perdas em termos de potência e energia e para redes assimétricas a determinação dos desequilíbrios de corrente e tensão. Nota-se então que muitos parâmetros da rede podem ser encontrados fazendo um estudo do fluxo de potência do sistema. O que é extremamente útil para se obter uma condição de operação que vise um melhor desempenho técnico e econômico (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010).

2.1. Sistema de Distribuição Elétrica

A função de um sistema elétrico de potência é o fornecimento de energia elétrica aos usuários, para isso algum tipo de energia é transformada em energia elétrica e distribuída aos consumidores. A forma como é feita a transformação de energia pode ser de várias maneiras, e quanto mais o tempo passa, mais formas diferentes e menos agressivas ao meio ambiente surgem. O que se sabe é que dessa energia elétrica gerada, parte considerável renovável, não pode ser armazenada, logo toda essa energia deverá ser produzida proporcionalmente a demanda requerida. A produção e o consumo devem andar lado a lado, fazendo com que a perda seja a mínima possível. Um sistema elétrico de potência pode ser subdividido em três ramos: Geração, Transmissão e Distribuição. A geração tem a função de converter alguma forma de energia primária em elétrica. A transmissão é ligada ao transporte da energia elétrica dos centros de geração aos de consumo. E a distribuição, que será o foco deste trabalho, a qual distribui a energia recebida do sistema de transmissão aos consumidores (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010).

A Figura 1 ilustra como é um sistema elétrico de potência típico, sendo representadas três usinas, um conjunto de linhas de transmissão, uma rede de subtransmissão, uma de distribuição primária e três de distribuição secundária.



Figura 1- Diagrama unifilar de sistema elétrico de potência. Fonte: (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010)

No Brasil, os valores das tensões fixadas pelo Ministério de Minas e Energia estão expostos na Tabela 1. Sabendo que a frequência utilizada é 60 Hz, expõe-se então as tensões usuais em sistemas de potência.

Tensão (kV)		Campo de aplicação	Área do sistema de
Padronizada	Existente	Campo de apricação	potência
0,220/0,127	0,110	Distribuição Secundária	
0,380/0,220	0,230/0,115	(BT)	
13,8	11,9	Distribuição Primária (BT)	
34,5	22,5	2 10 41 6 01 3 40 1 1 1 1 1 4 (2 1)	Distribuição
34,5			
69,0	88,0	Subtransmissão (AT)	
138,0			
138,0			
230,0	440,0	Transmissão	Transmissão
345,0	750,0	Tansinissao	Tunsmissuo
500,0			

Tabela 1- Tensões usuais em sistema de potência Fonte: (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010)

2.2. Descrição e modelagem dos componentes do Sistema

No desenvolvimento deste trabalho é necessário fazer uma análise de fluxo de carga, ou seja, estimar os parâmetros da rede elétrica numa determinada hora. Para esta análise é necessário modelar os componentes da rede elétrica. Os componentes da rede elétrica podem estar ligados entre um nó qualquer e o nó de referência (geradores, cargas, reatores e capacitores) ou podem estar ligados entre dois nós quaisquer da rede (linhas de transmissão, transformadores, reatores), sendo detalhados a seguir.

2.2.1. Subestação de Distribuição

As subestações são pontos de entrada e saída de linhas, sejam de transmissão ou distribuição. Ao longo destas, existem muitas, as quais possuem o lado primário e o lado secundário. O lado primário de uma subestação de distribuição está conectado à a uma linha de sub-transmissão e o lado secundário aos alimentadores da rede de distribuição.

Na grande maioria de subestações de distribuição possuem tensões de 138kV/69kV, 138kV/13,8kV e 138kV/13,8kV.

A partir da demanda de energia elétrica de uma região são instaladas subestações. Em regiões com menor demanda (por exemplo, periferias) são instalados transformadores simples que apresentam um custo mais baixo e possuem uma única linha de alimentação. Já em regiões com densidade elevada de carga pode-se instalar componentes tais como transformadores em paralelo, fazendo com que a confiabilidade e a flexibilidade operacional aumentem. Se alimentada a partir de uma fonte única (sistema de subtransmissão), a subestação possui apenas um dispositivo para proteção do transformador no lado de alta tensão, sendo a sua confiabilidade muito baixa. É possível aumentar esta confiabilidade proporcionando uma duplicação radial da fonte de alimentação da subestação; isto é, construindo um circuito duplo da fonte de alimentação como ilustrado na Figura 2 (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010).



Figura 2- Diagrama Unifilar Subestação Simples Fonte: (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010)

2.2.2. Linhas

As linhas são utilizadas para transportar a energia até os consumidores, sejam residenciais, industriais, comerciais ou de qualquer outro tipo. Os condutores que levam esta energia geralmente são de alumínio pelo custo quando comparadas com condutores

de cobre. O modelo do circuito que representa uma linha de distribuição está ilustrado na Figura 3 (modelo de linha curta). Esse modelo é utilizado para redes primárias e secundárias de até 80 km de comprimento. Aplicando as leis de Kirchoff em um circuito CA série temos as Equações 2.1 e 2.2.



Figura 3- Circuito equivalente de uma linha de transmissão curta Fonte: (STEVESON, 1986)

$$Is = Ir \tag{2.1}$$

$$Vs = Vr + IrZ \tag{2.2}$$

2.2.3.Cargas

Entende-se por carga a aplicação que está sendo medida em termos de potência aparente, ativa ou reativa, ou ainda, em termos do valor eficaz da intensidade de corrente conforme a conveniência. Logo, a demanda de uma instalação é a carga nos terminais receptores tomada como valor médio num determinado intervalor de tempo.

Em (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010) os tipos de cargas podem ser classificados em como é utilizada a energia. Estas cargas podem ser:

- cargas residenciais;
- cargas comerciais de iluminação e condicionamento do ar em prédios, lojas, edifícios de escritórios, etc;
- cargas industriais trifásicas em geral, com predomínio de motores de indução;
- cargas rurais de agroindustriais, irrigação, etc;
- cargas municipais e governamentais (serviços e poderes públicos);
- carga de iluminação pública.

Estas cargas podem ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas. E subdivididas nos seguintes modelos:

i) Carga de potência constante com a tensão

De acordo com (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010) as potências ativa e reativa são invariantes com o valor da tensão que as suprem. Isto quer dizer que as potências são iguais aos seus valores nominais, ou de referência, idenpendentemente do valor de tensão de fornecimento.

$$Snf = Snf \angle \theta = Pnf + jQnf \tag{2.3}$$

$$If = \frac{Snf}{Vf} \angle \theta - \varphi \tag{2.4}$$

ii) Carga de corrente constante com a tensão

Este modelo inclui as cargas em que a intensidade de corrente absorvida e o ângulo de rotação de fase entre a tensão e a corrente não variam, ou seja, não sofrem variação sensível quando o valor da tensão varia em torno da tensão nominal ou de referência (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010). Para qualquer valor de tensão $Vf \angle \theta$, consta uma corrente constante $Inf \angle \theta - \varphi$. E a potência absorvida pela carga será:

$$Sf = VfInfcos(\varphi) + jVfInfsen(\varphi)$$
(2.5)

iii) Carga de impedância constante com a tensão

Capacitores e os equipamentos de aquecimento resistivos, como os chuveiros e as torneiras elétricas, são exemplos de carga de impedância constante com a tensão. A impedância se mantém constante, e é obtida a partir das potências ativa e reativa absorvidas pela carga quando alimentada com tensão nominal ou de referência (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010). Sendo assim:

$$Sf = \left(\frac{Vf}{Vnf}\right)^2 Snf \tag{2.6}$$

2.2.4. Capacitores Shunt

Bancos de capacitores são instalados nas redes de distribuição com o intuito de elevar o fator de potência do sistema. Tornando a rede mais estável, reduzindo o carregamento e as perdas nos transformadores das subestações e nos alimentadores.

Os capacitores shunt são representados através de uma susceptância *B* ligada à referência (terra). Sendo a potência reativa injetada na barra pelo capacitor demonstrada na Equação 2.7 (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010).

$$Q = B|V|^2 \tag{2.7}$$



Figura 4- Modelo de capacitor Shunt

2.2.5. Chaves de interrupção e interconexão

Estas são equipamentos onde as perdas são consideradas mínimas, ou seja, ideais. Devido a isto são tratadas como uma variável binária, como sendo o estado aberto ou fechado. A Figura 5 ilustra alguns exemplos de chaves e disjuntores.



Figura 5- Simbologia para chaves seccionadoras e disjuntores Fonte: (IEC60417).

2.2.6. Modelagem do transformador

O dispositivo utilizado para alterar valores de tensão em corrente alternada é o transformador. Ele é baseado nos princípios eletromagnéticos da Lei de Faraday e Lei de Lenz. O funcionamento do transformador é bem simples, ele possui um núcleo e enrolamentos, bobinas. O que ele faz é transmitir a corrente de um enrolamento para outro, a partir de eletromagnetismo. Com isso é possível controlar o valor da tensão de saída a partir da tensão de entrada. Seguindo as Leis de Faraday e de Lenz, para criarmos corrente em um circuito a partir de um campo magnético ele precisa ser variável, ou seja, os transformadores só funcionam com corrente alternada. Para se representar um transformador na rede deve-se levar em conta sua potência e tensão nominal, se essas forem iguais às de base ele será representado por uma impedância equivalente, chama-se este caso de tap nominal. Caso contrário, fora do tap nominal, usa-se a representação em π equivalente, a qual observa-se na Figura 6 (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010).



Figura 6- Modelo de um Transformador Fora do Tap Fonte: (KAGAN, OLIVEIRA, & ROBBA, 2010)

A Equação 2.8 determina-se a relação de espiras do Trafo α :

$$\alpha = \frac{Vnom2*Vbase1}{Vnom1*Vbase2}$$
(2.8)

Para realizar a modelagem do circuito π equivalente precisamos definir as relações entre as correntes e tensões:

$$Vp = \frac{1}{\alpha}Vq + \frac{Zeq}{\alpha}Iq$$
(2.9)

$$Ip = Iq\alpha \tag{2.10}$$

As impedâncias e admitâncias são definidas pelas seguintes equações:

$$Zpq\frac{Zeq}{\alpha}$$
 (2.11)

$$Yq = (1 - \alpha)\frac{1}{Zeq}$$
(2.12)

$$Yp = (\alpha - 1)\frac{\alpha}{Zeq}$$
(2.13)

2.3. Fluxo de potência determinístico - Método Varredura

Neste trabalho foi utilizado o fluxo de carga aproximado (Varredura) para a avaliação das configurações. Para essa função, outros métodos poderiam ser usados, a escolha foi por ser um método de cálculo rápido. O objetivo é estimar os parâmetros da rede elétrica numa determinada hora, formando o grupo de métodos de análise de carga voltados para redes de distribuição que operam de forma radial, detalhado a seguir.

Dá se o nome de Varredura ao método porque percorre os cálculos das barras finais (forward) até a barras da subestação e vice-versa (backward). Inicialmente, é escolhido um valor para os módulos de tensão em todas as barras, normalmente é escolhida a mesma tensão da subestação. Isto é, para cada barra k, assume-se que $V_k =$ $V_{ref} + j0$, onde V_{ref} é o módulo de tensão da subestação. Com as tensões inicias em todas barras, é calculada a corrente de carga em todas as barras e consequentemente as correntes em todos os ramos fazendo um percorrido desde as barras finais sentido subestação (forward). Em seguida é calculada as perdas elétricas. O processo do backward é iniciando na barra da subestação, calculando (atualizando) os valores das tensões de todas as barras sentido barras finais. Este processo é iterativo até alcançar um critério de parada. (SHIRMOHAMMADI, 1988). A Figura 9 ilustra todo processo através de um fluxograma.

2.3.1. Processo Backward

Este processo consiste em calcular a corrente de carga $I_k = I_{kr} + jI_{ki}$ que sai da subestação. A Figura 7 apresenta duas barras. A carga é representada na forma $S_k = P_k + jQ_k$ e a tensão de barra na forma de $V_k = V_{kr} + jV_{ki}$.



Figura 7- Cálculo da corrente na barra

Logo, tem-se as seguintes relações matemáticas:

$$S_k = V_k I_k^* \Rightarrow I_k^* = \frac{P_k + jQ_k}{V_{kr} + jV_{ki}} \cdot \frac{V_{kr} - jV_{ki}}{V_{kr} - jV_{ki}}$$
(2.14)

$$I_{k} = \frac{(P_{k} + jQ_{k})(V_{kr} - jV_{ki})}{(V_{kr}^{2} + V_{ki}^{2})} = \frac{(P_{k}V_{kr} + Q_{k}V_{ki}) - j(P_{k}V_{ki} - Q_{k}V_{kr})}{(V_{kr}^{2} + V_{ki}^{2})}$$
(2.15)

Onde $I_k = I_{kr} + jI_{ki}$ e igualando com a equação descrita em (2.15), se pode obter a parte real e imaginária da corrente de carga:

$$I_{kr} = \frac{(P_k V_{kr} + Q_k V_{ki})}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2}$$
(2.16)

$$I_{ki} = \frac{(P_k V_{ki} + Q_k V_{kr})}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2}$$
(2.17)

2.3.2. Cálculos das Perdas

O cálculo das perdas elétricas para o trecho *km* ilustrado na Figura 7 é feito utilizando a equação seguinte:

$$P_t = \sum_{(k,m)\in\Omega} r_{km} I_{km}^2 \tag{2.18}$$

$$Q_t = \sum_{(k,m)\in\Omega} x_{km} I_{km}^2 \tag{2.19}$$

Onde o símbolo Ω representa o conjunto de todos os trechos da rede elétrica.

2.3.3. Processo Forward

Este processo consiste em calcular (atualizar) as tensões em todas as barras. Considerando o trecho km da Figura 8, tem-se a Equação (2.20) que calcula a tensão $V_k = V_{kr} + jV_{ki}$ a partir de $V_m = V_{mr} = jV_{mi}$, $I_{km} = I_{km} + jI_{kmi}$ (calculado na etapa backward) e Z_{km} .



Figura 8- Cálculo da tensão na barra

$$V_k = V_{kr} + jV_{ki} = V_m + (r_{km} + jx_{km})(I_{kmr} + jI_{kmi})$$
(2.20)

$$V_{kr} + jV_{ki} = V_{mr} + jV_{mi} + (r_{km}I_{kmr} - x_{km}I_{kmi}) + j(x_{km}I_{kmr} + r_{km}I_{kmi})$$
(2.21)

Logo, tem se:

$$V_{mr} = V_{kr} - r_{kr}I_{kmr} + x_{km}I_{kmi}$$
(2.22)

$$V_{mi} = V_{ki} - r_{km} I_{kmi} + x_{km} I_{kmr}$$
(2.23)



Figura 9- Fluxograma do método Varredura.

2.4. Estatística e Probabilidade

Neste trabalho será tratado o fluxo de carga de forma probalística, para o qual é necessário conhecer alguns conceitos de estatística e probabilidade os quais serão apresentados a seguir.

2.4.1. Variável Aleatória

Seja *E* um experimento e *S* o espaço associado ao experimento. Uma função *X*, que associe a cada elemento $s \in S$ um número real X(s), é denominada variável aleatória.



Se emprega o termo variável aleatória para descrever o valor que corresponde ao resultado de determinado experimento. Podendo ser discretas, ou contínuas (CORREA, 2003).

2.4.2. Média, Desvio padrão e Variância de uma variável aleatória

O valor médio pode ser definido como o valor típico ou o que mais representa uma população. Uma das limitações do valor médio é que pode ser afetado por valores extremos, valores muito altos tendem a aumentá-lo. Ao contrário, valores muito pequenos tendem a abaixá-lo, isto implica que pode deixar de ser um valor representativo da população.

A média e variância são similares tanto para variáveis aleatórias contínuas quanto discretas. Segundo (MONTGOMERY & RUNGER, 2003), supondo que *X* seja uma variável aleatória contínua com uma função densidade de probabilidade f(x). A média ou o valor esperado de *X*, denotado por *m* ou E(x), é

$$\mu = E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx \qquad (2.24)$$

A variância de *X*, denotada por V(X) ou σ^2 , é

$$\sigma^{2} = V(X) = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^{2} f(x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} x^{2} f(x) dx - \mu^{2}$$
(2.25)

O desvio padrão representa o grau de dispersão dos dados medidos com respeito ao valor médio. Um desvio grande indica que os pontos estão longe do valor médio e um desvio pequeno indica que os dados estão agrupados perto do valor médio. É denotado coma letra σ (sigma). Sendo o desvio padrão de *X* é

$$\sigma = [V(X)]^{\frac{1}{2}} \tag{2.26}$$

O desvio padrão pode ser interpretado também como uma medida de incerteza. O desvio de um grupo repetido de medições nos dá a precisão. Quando se determina se um grupo de medidas está de acordo com o modelo teórico, o desvio padrão dessas medidas é de vital importância: se a média das medidas está demasiadamente distante da predição (com a distância média em desvios padrões), então se considera que as medidas contradizem a teoria. Isto é coerente, já que as medições ficam fora da faixa no qual seria razoável esperar que ocorressem se o modelo teórico fora correto (PAREJA, 2009).

2.4.3. Distribuição e função de densidade de probabilidade

Uma vez definida a variável aleatória, existe interesse no cálculo dos valores das probabilidades correspondentes. Uma função de densidade de probabilidade f(x) pode ser usada para descrever a distribuição de probabilidades de uma variável aleatória contínua *X*.

Segundo (MONTGOMERY & RUNGER, 2003), a definição de densidade de probabilidade é uma função tal que

1) $f(x) \ge 0$

2)
$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1$$

3) $P(a \le X \le b) = \int_{a}^{b} f(x) dx = \text{área sob } f(x) de a a b$ para qualquer $a \in b$

Ela fornece uma descrição simples das probabilidades associadas a uma variável aleatória. É zero para valores de *x* que não possa ocorrer e é considerada zero onde ela não for especificamente definida. O ponto principal é que f(x) é usada para calcular uma área que representa a probabilidade de *X* assumir um valor entre [*a*, *b*].

2.4.4. Curva de Distribuição Normal

A distribuição normal é a mais utilizada das distribuições de probabilidades. Conhecida como a "curva em forma de sino", sua origem está associada aos erros de mensuração. É pouco provável que quando feitas medidas com um determinado instrumento, mesmo que bem calibrado, todas as medições serão iguais; o mais comum é na obtenção de um conjunto de valores que oscilam, de modo aproximadamente simétrico, em torno do verdadeiro valor. Construindo-se o histograma desses valores, obtém-se uma Figura com forma aproximadamente simétrica. Gauss deduziu matematicamente a distribuição normal como distribuição de probabilidade dos erros de observação, denominando-a então "lei normal dos erros". A base teórica de uma distribuição normal é mencionada para justificar a forma um tanto complexa da função densidade de probabilidade (MONTGOMERY & RUNGER, 2003) (CORREA, 2003).

Sua função de densidade de probabilidade é dada por:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad -\infty < x < \infty$$
(2.27)

com parâmetros μ , em que $-\infty < \mu < \infty$, e $\sigma > 0$. Também

$$E(x) = \mu \quad e V(X) = \sigma^2 \tag{2.28}$$

Se uma variável aleatória X tem distribuição normal com média μ e variância σ^2 , se escreve: X ~ N(μ , σ^2). A Figura 10 ilustra uma curva normal típica, com seus parâmetros descritos graficamente.



Fonte: (CORREA, 2003).

Para uma mesma média μ e diferentes desvios padrão σ , a distribuição que tem maior desvio padrão se apresenta mais achatada, acusando maior dispersão em torno da média. A que tem menor desvio padrão apresenta "pico" mais acentuado e maior concentração em torno da média. A Figura 11 compara três curvas normais, com a mesma média, porém, com desvios padrão diferentes. A curva A se apresenta mais dispersa que a curva B, que por sua vez se apresenta mais dispersa que a curva C. Nesse caso, $\sigma A > \sigma B > \sigma C$. (CORREA, 2003)


Figura 11- Distribuições normais com mesma média e desvios padrão diferentes. Fonte:(CORREA,2003)

2.4.5. Curva de Distribuição Lognormal

A distribuição lognormal é a distribuição de probabilidade de qualquer variável aleatória com seu logaritmo normalmente distribuído. Uma variável aleatória x tem uma distribuição lognormal quando seu logaritmo $Y = \log(x)$ tem uma distribuição normal (GALLEGO & ECHEVERRI, 2012). A Figura 12 ilustra em como as curvas se comportam.



Figura 12 - Distribuição Lognormal Fonte:(CORREA,2003)

A função densidade de probabilidade da distribuição lognormal com média μ_{ln} e desvio padrão σ_{ln} pode ser definida por:

$$f(x) = \frac{1}{x\sigma_{ln}\sqrt{2\pi}} e^{\frac{(\ln(x) - \mu_{ln})^2}{2\sigma_{ln}^2}}$$
(2.29)

Para este caso a média logarítmica e o desvio padrão logarítimico devem ser calculados da seguinte forma:

$$\mu_{ln} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \ln(x_i) \qquad \sigma_{ln} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (\ln(x_i) - \mu_{ln})^2}{n}}$$
(2.30)

A função de distribuição de probabilidade acumulada de uma variável *x* que seu logaritmo esta normalmente distribuída pode ser definida como:

$$F_{x}(x) = \frac{1}{\sigma_{ln}\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{x} \frac{1}{x} e^{\frac{(\ln(x) - \mu_{ln})^{2}}{2\sigma_{ln}^{2}}} dx$$
(2.31)

2.4.6. Curva de Distribuição Weibull

Em (WALPOLE, MYERS, MYERS, & YE, 2012) uma variável aleatória contínua *x* possui uma distribuição de Weibull, com parâmetros α e β , se sua função de densidade é dada por

$$f(x;\alpha,\beta) = \begin{cases} \alpha\beta x^{\beta-1}e^{-\alpha x^{\beta}}, & x > 0, \\ 0, & outros \end{cases}$$

Onde $\alpha > 0 e \beta > 0$.

A Figura 13 mostram curvas da distribuição de Weibull para $\alpha = 1$ e alguns valores de β . Se pode ver que as curvas mudam consideravelmente para os diferentes valores do parâmetro β . Para os valores de $\beta > 1$, as curvas são bastante pequenas e se assemelham à curva normal.

A média e a variância de uma distribuição Weibull são



Figura 13- Distribuição Weibull $\alpha = 1$ Fonte:(CORREA,2003)

2.5. Sistema de medição (ANEEL- PRODIST, 2019)

Neste item serão comentados alguns aspectos do PRODIST que são importantes para o desenvolvimento do trabalho, no qual é a instalação de medidores de corrente na rede de distribuição. A qualidade de energia é o foco principal do PRODIST, as distribuidoras devem seguir fielmente as recomendações ali descritas.

A instalação de medidores na rede elétrica não é tão trivial, todo instrumento deve ser previamente desenvolvido para atender a cada necessidade e seguindo padrões préestabelecidos pela ANEEL. No módulo 5 do PRODIST contém os pré-requisitos mínimos para medição das grandezas elétricas do sistema de distribuição aplicáveis à qualidade da energia elétrica, ao planejamento da expansão, faturamento e à operação do sistema de distribuição. Neste procedimento se encontra especificações dos materiais e equipamentos para garantir que os sistemas de medição sejam instalados e mantidos dentro dos padrões necessários.

A medição deverá ser realizada para coleta de dados referentes:

- a) ao faturamento;
- b) à qualidade da energia elétrica (QEE);
- c) às cargas do sistema de distribuição;
- d) aos estudos de previsão de demanda;
- e) às curvas de carga;
- f) à apuração das perdas técnicas.

Para unidades consumidoras atendidas em MT e AT:

- a) o sistema de medição deve ser instalado na unidade consumidora, em local de livre e fácil acesso, o mais próximo possível do ponto de conexão;
- b) A Figura 14 ilustra genericamente em diagrama unifilar uma ligação de unidade consumidora atendidas em MT e AT;



Figura 14- Diagrama unifilar de uma ligação de unidade consumidora do grupo Fonte: ANEEL-PRODIST

Os Sistemas de medição devem seguir alguns requisitos técnicos mínimos, a seguir destaca-se alguns deles como:

- a) Devem ser projetados de modo a permitirem fácil manutenção, calibração e substituição dos componentes do painel, caixa ou cubículo de medição;
- b) As chaves devem ser instaladas de tal forma que possibilitem realizar curtocircuito nos secundários dos transformadores de corrente sem desligamento dos circuitos;
- c) Devem seguir normas de aterramento;
- d) Os sistemas de medição devem garantir a inviolabilidade por meio de colocação de lacres por órgão credenciado.
- e) Os painéis e caixas de medição devem possuir grau de proteção para invólucro de equipamentos elétricos (códigos IP) da ABNT correspondente às condições de instalação.

2.6. Fluxo de carga Probabilístico

É possível se fazer um estudo mais realista de tensões nos nós de uma rede se variações de cargas, ou até mesmo outras variáveis, são levadas em consideração. Uma vez que os modelos estatísticos definidos em termos de função de densidade de probabilidade são levantados e correlacionando estes modelos às simulações de Monte Carlo (BILLINTON & LI, 1994), pode-se obter uma massa de dados bem coerente com a realidade.

Este capítulo trata da teoria de Estatística e Probabilidade utilizada para compreender a estimação pelo Método de Monte Carlo e como esta estimação será tratada o processo do cálculo do fluxo de carga. O algoritmo do fluxo probabilístico para uma determinada hora é feito aplicando o seguinte algoritmo:

Etapa 1: Coleta do valor de potência aparente e do tipo do transformador (industrial, comercial ou residencial) conectado à rede de média tensão;

Etapa 2: Escolha de uma curva de consumo do transformador em base a curvas típicas de consumo encontradas na literatura;

Etapa 3: Aplicar o método de Monte Carlo para criação de um cenário de carga;

Etapa 4: Cálculo do fluxo de potência determinístico;

Etapa 5: Cálculo das perdas elétricas.

As curvas utilizadas de distribuição de densidade de probabilidade foram Normal, Lognormal e Weibull.



Figura 15- Etapas do algoritmo de Fluxo de carga Probabilístico

2.7. O Método de Monte Carlo

O Método de Monte Carlo (BILLINTON & LI, 1994)é utilizado quando se necessita da geração de números aleatórios, porém levando em consideração a função de distribuição de probabilidade. Suponha que se deseja estimar o valor de θ , o valor esperado de alguma variável aleatória X:

$$\theta = E(X) \tag{2.33}$$

Considere, além disso, que valores de variáveis aleatórias independentes possam ser geradas com a mesma distribuição de probabilidade de X. Toda vez que for gerado um novo valor diz-se que uma simulação foi concluída. Então, para n simulações realizadas, serão gerados $X_1, X_2, ..., X_n$. Se

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} X_i \tag{2.34}$$

for a média, então \overline{X} será usado como um estimador para θ . Seu valor esperado e sua variância são dados a seguir. Para o valor esperado

$$E(\bar{X}) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} E(X_i) = \theta.$$

Fazendo

$$\sigma^2 = Var(X)$$

se tem que

$$Var(\bar{X}) = \frac{\sigma^2}{n}$$
(2.35)

De acordo com o Teorema Central do Limite, pode se dizer que para n grande, \overline{X} terá uma distribuição normal aproximada. Assim, se σ/\sqrt{n} é pequeno, então \overline{X} tende a estar próximo de θ e, quando n for grande, \overline{X} será um bom estimador para θ . (RUBINSTEIN, 1981) (PAULA, 2014)

A Figura 16 ilustra a ideia genérica do método, assumindo que o comportamento do sistema possa ser descrito por apenas uma FDP (Função de Densidade de probabilidade).



Figura 16- Ideia genérica do Método de Monte Carlo Fonte: (Maxwell, 2017)

Diante de um problema envolvendo incertezas, realizando uma Simulação com Monte Carlo para aproximar sua solução consiste em quatro passos padrões:

- Modelar o problema definindo uma função de densidade de probabilidade para representar o comportamento de cada uma das suas incertezas.
- Gerar valores pseudoaleatórios aderentes à função de densidade de probabilidade de cada incerteza do problema.
- Calcular o resultado determinístico substituindo as incertezas pelos valores gerados obtendo, assim, uma observação do problema.
- Agregar e manipular os resultados da amostra de forma a obter uma estimativa da solução do problema.

Este método apenas proporciona uma aproximação da solução, portanto, é fundamental analisar o erro de aproximação, que é $\frac{3\sigma}{N^{\frac{1}{2}}}$. Logo, fica evidente que quanto maior o tamanho da amostra, menor o erro de aproximação.

2.7.1. Critério de parada de uma simulação de Monte Carlo

O critério de parada para a simulação de Monte Carlo pode ser feita de diversas maneiras. O mais conhecido emprega o coeficiente de variação estatístico de uma variável de interesse. E quando o coeficiente de variação é menor que um valor predeterminado a simulação é parada. Os coeficientes típicos de variação são de 5% a 6% (LAW & KELTON, 2000) (PAREJA, 2009).

O coeficiente de variação estatístico será utilizado neste trabalho para estabelecer quando o algoritmo deve parar. No caso aqui estudado, a variável de interesse para calcular o coeficiente é a variação das medições de tensões em cada barra. O coeficiente de variação pode ser determinado com a seguinte expressão:

$$cv_d = \max(cv_1, cv_2, \dots cv_k) \tag{2.36}$$

O coeficiente estatístico para cada barra se deve calcular a partir da segunda iteração, e pode ser determinado com a seguinte expressão matemática (LAW & KELTON, 2000) (PAREJA, 2009):

$$cv = \frac{\sigma}{\mu\sqrt{n}} \tag{2.37}$$

2.7.2. Máxima Verossimilhança

Para cada curva de resultados será necessário se adequar à uma função de distribuição de probabilidade. E com isso será necessário encontrar os parâmetros de cada tipo de curva, por exemplo: para uma distribuição normal necessita-se dos parâmetros (μ, σ) . O Método Máxima Verossimilhança (MMV) é utilizado para estimar tais parâmetros.

Como o nome já indica, o MMV é aquele para o qual a função similar é maximizada. Tendo que $X_1, X_2, ..., X_n$ são variáveis aleatórias independentes com distribuição de probabilidade discreta representada por $f(x, \theta)$, onde θ é um único parâmetro de distribuição. Agora

$$L(x_1, x_2, \dots, x_n; \theta) = f(x_1, x_2, \dots, x_n; \theta)$$
$$= f(x_1, \theta) f(x_2, \theta) \dots f(x_n, \theta)$$

é a distribuição conjunta das variáveis aleatórias, muitas vezes referida como função de verossimilhança. Note que a variável da função agora é θ , não x. Muitas das vezes é conveniente trabalhar com *log natural (ln)* da função de verossimilhança ao encontrar o máximo dessa função (WALPOLE, MYERS, MYERS, & YE, 2012).

2.7.3. Exemplo de aplicação

Para melhor entendimento do método, será ilustrado um exemplo de aplicação utilizando o método de Monte Carlo para estimação do consumo de energia elétrica. A Tabela 2 contém os dados que serão utilizados no exemplo. Contém a potência consumida (kW) durante todo o dia.

Situação: Foram coletados dados de consumo de potência dos dias úteis do mês de maio.

Objetivo: Estimar o valor do consumo de potência do próximo dia útil para o mesmo consumidor.

Dia	Potência(kW)	Dia	Potência(kW)	Dia	Potência(kW)	Dia	Potência(kW)
Seg	0,62	Seg	0,98	Seg	0,64	Seg	0,80
Ter	0,84	Ter	0,82	Ter	0,83	Ter	0,82
Qua	1,04	Qua	0,51	Qua	1,09	Qua	0,91
Qui	1,01	Qui	0,83	Qui	1,30	Qui	1,06
Sex	0,86	Sex	0,96	Sex	0,79	Sex	1,29

Tabela 2- Potência consumida por um consumidor comercial

Seguindo as etapas descritas no item 2.7 temos:

Modelar o problema definindo uma função de densidade de probabilidade para representar o comportamento de cada uma das suas incertezas

Com os dados da tabela 2 foi então definido uma função de densidade que melhor represente o comportamento de potência consumida.



Figura 17- Histograma dos dados de potência consumida

A partir do gráfico da Figura 17, se pode concluir que a curva que melhor representa os dados da Tabela 2 é a normal, cujo os parâmetros são:

$$\mu$$
 = 0,9
 σ = 0,2

2) Gerar valores pseudoaleatórios aderentes à função de densidade de probabilidade de cada incerteza do problema

Sendo n o número de simulações ocorridas e X_n os valores pseudoaleatórios, segue tabela com os valores.

Ν	Xn
1	0,852125
2	0,792405
3	1,10776
4	1,230901
5	0,879716
6	0,80054
7	0,642197
8	0,967257
9	1,322013
10	1,117064

Tabela 3-Valores pseudoaleatórios gerados

3) Calcular o resultado determinístico substituindo as incertezas pelos valores gerados obtendo, assim, uma observação do problema

Aplicando (2.34) temos:

$$\overline{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} X_i = 0,97$$
$$E(\overline{X}) = \theta = 0,97$$

O valor estimado como sendo o consumo de potência do próximo dia útil é 0,97 kW.

4) Agregar e manipular os resultados da amostra de forma a obter uma estimativa da solução do problema.

Neste exemplo foram feitas 10 simulações para então se estimar o valor determinístico esperado. Mas esse número de simulações pode aumentar ou diminuir, conforme a situação que está sendo analisada e o coeficiente estatístico pré-estabelecido.

2.8. Algoritmo de fluxo de carga probabilístico

Neste tópico será explicado de forma mais detalhada as etapas do algoritmo de fluxo probabilístico aplicado ao problema deste trabalho. Com a finalidade de obter valores registrados pelos medidores simulados numa rede elétrica foi criado um cenário virtual real, que na prática seriam os dados provenientes dos medidores. Para isso foi considerado um desvio padrão destes valores medidos de 2%. Este valor corresponde ao desvio que é encontrado na maioria dos medidores, considerados 2% do fundo de escala do medidor.

O algoritmo foi rodado 24 vezes (24 horas) com a finalidade de calcular a energia total da rede durante todo o dia.

Para uma determinada hora foi implementado o seguinte algoritmo:

Etapa 1: Leitura dos dados parâmetros elétricos da rede avaliada, dados dos medidores, valores de potência aparente e do tipo do transformador (industrial, comercial ou residencial) conectado à rede de média tensão;

Etapa 2: Escolha de uma curva de consumo dos transformadores (cargas) conectados à rede elétrica. Estas curvas foram encontradas na literatura e definidas antes de rodar o algoritmo;

Etapa 3: A partir do horário simulado, determina-se a potência ativa e desvio padrão para todos os transformadores (cargas).

Etapa 4: O processo iterativo do fluxo de potência probabilístico é o seguinte:

- Gerar aleatoriamente um valor da curva de densidade de probabilidade normal com média e desvio padrão. Isso é feito para todos transformadores (cargas), as quais serão os valores das cargas em todas as barras.
- ii. Iniciar a etapa de forward do fluxo de carga;
- iii. No processo do cálculo de correntes nos trechos, compara-se com valores medidos pelos medidores. Caso o valor calculado é diferente do valor medido, ajusta-se as potências das cargas (a jusante) através de um fator de multiplicação até encontrar valores bem próximos aos valores dos medidores (utilizando uma tolerância). Este processo é iterativo.
- iv. Implementar o processo do backward e voltar ao passo ii até atingir uma tolerância do fluxo de carga;

v. Armazena-se o valor da perda elétrica e volta-se ao passo i até atingir o número máximo de iterações.

Etapa 5: Aplicar a Máxima Verossimilhança ao conjunto de resposta da Etapa 4, mostrando a resposta com uma curva de densidade de probabilidade.

3. Metodologia para a solução do problema de alocação de medidores

3.1. Modelo matemático do problema

O modelo matemático utilizado para representar o problema de alocação ótima de medidores a partir de *N* medidores é o seguinte:

$$Minimizar f = \sum_{m=1}^{medidores} abs \left(I_m^{medidores} - I_m^{estimado} \right)^2$$
(3.1)

Onde:

 $I_m^{medidores}$: valor de corrente registrado no medidor;

 $I_m^{estimado}$: valor de corrente encontrado através da metodologia.

Sujeito a:

Capacidade dos alimentadores:

 $I_{min} < I_n < I_{max}$

• Capacidade das subestações:

 $I_{min} < I_{sub} < I_{max}$

• Equações de fluxo de potência

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km}$$

$$Q_{km} = -V_k^2 b_{km} - V_k V_m g_{km} \operatorname{sen} \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km}$$

Níveis de tensão nas barras:

 $V_{min} < V_i < V_{max}, i = 1,2,3 \dots Nb$

 Radialidade: as redes operam de forma radial, apesar de terem sua forma estrutural malhada, alimentado as diversas cargas do sistema. A radialidade no sistema de distribuição é garantida através das chaves NA e NF, de modo que o fluxo de potência sempre tenha o sentido da fonte para a carga.

3.2. Variable Neighborhood Search (VNS)

Neste trabalho foi utilizada a meta-heurística *Variable Neighborhood Search* (Busca de vizinhança variável), proposta por (MLADENOVIC & HANSEN, 1997), para encontrar a solução ótima da alocação de medidores de corrente no sistema de distribuição. É uma técnica muito eficiente e de fácil implementação em problemas de otimização.

3.2.1. Conceitos básicos

Os métodos de busca para problemas de otimização seguem executando uma sequência de alterações a partir de uma solução inicial. Esta solução é melhorada até que um local ótimo é encontrado. Para cada iteração, uma solução melhorada x' na vizinhança N(x) da solução corrente x é obtida até que nenhuma melhoria adicional seja encontrada.

Diferente de outros métodos de busca local, o VNS não segue uma trajetória, mas explora bairros cada vez mais distantes da atual solução incumbente, e salta de lá para um novo se e somente uma melhora é obtida.

De forma geral, o algoritmo VNS resolve problemas do tipo:

$$\min f(x) \tag{3.2}$$

$$s.a. \ x \in S \tag{3.3}$$

Onde S é o espaço de soluções e f é a função objetivo, resolver este problema de otimização (S, f) equivale em determinar uma solução ótima, no caso de alocação de medidores de corrente obter a melhor posição dos medidores que o resultado do fluxo de potência obtenha o menor erro (MLADENOVIC & HANSEN, 1997).

Basicamente, a partir de uma solução x é escolhido aleatoriamente um x' dentro da vizinhança N(x'), encontrando uma solução x''. Ao obter x'', são analisados três pontos: 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 seka 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.

A Figura 18 ilustra esse processo. Iniciando com x' é encontrado uma melhor solução, esta sendo x'' na vizinhança com k = 1. Centralizado na vizinhança de x'', foi

possível encontrar uma melhor solução com k = 2, x'''. Com isso, se sabe que a solução x''' é melhor que x'' e x'.



Figura 18- Processo de busca de um algoritmo de busca em vizinhança Fonte: (MLADENOVIC N. , 1995)

3.3. Algoritmo VNS

Em (MLADENOVIC & HANSEN, 1997) são apresentadas versões do VNS, sendo neste trabalho implementado o algoritmo básico, o qual é detalhado a seguir.

Algoritmo VNS básico

Inicialização

Selecione o conjunto de estrutura de vizinhança N_k , $k = 1, ..., k_{max}$, que será utilizada na busca; encontre a solução inicial x; defina um critério de parada;

(1) Faça k = 1;

(2) Repita os seguintes passos até $k = k_{max}$

(a) Gere um ponto x' aleatoriamente da vizinhança k^{th} de x(x' $\in N_k(x) >$);

(b) Aplique algum método de busca local com x' como solução inicial; denotar como x'' o ótimo local obtido por esta busca;

(c) Se o ótimo local x'' é melhor que a incumbente x, mova x'' \rightarrow x e continue a busca em N₁(k \leftarrow 1); caso contrário faça k \leftarrow k + 1.

Se a solução não for melhor e não for encontrada nenhuma melhor, encerra-se essa fase.

3.4. VNS aplicado na alocação de medidores de corrente em redes de Distribuição

O propósito deste trabalho é resolver o problema de alocação de medidores de corrente em uma rede de distribuição, visando estimar o valor das perdas elétricas mais próximas aos valores reais. Em outras palavras, a metodologia implementada retornará os pontos (trechos) onde devem ser instalados um número de medidores pré-estabelecido. Para isso será utilizado o fluxo probabilístico para o cálculo das perdas elétricas. A continuação é detalhada a metodologia.

3.4.1. Codificação

A codificação de uma solução para o problema é representada através de um vetor com a indicação dos trechos de instalação dos medidores de corrente, cujo tamanho depende do número N de medidores. A modo de exemplo, tem-se uma solução x de N medidores:

Trecho 10	Trecho 15		Trecho N			
Figura 19 – Representação de uma solução x						

3.4.2. Escolha da Solução Inicial

Com a finalidade de dotar ao algoritmo de aleatoriedade, evitando cair em soluções ótimas locais, foi gerada a solução inicial de forma aleatória. Está solução é chamada de solução incumbente (atual).

3.4.3. Estruturas de Vizinhança

Para a criação de estruturas de vizinhança $N^k(S)$ foram utilizados critérios próprios do problema, fazendo trocas de k medidores, ou seja, para a estrutura de vizinhança k = 1 troca-se 1 medidor como ilustrado na Figura 20. Atingindo um número máximo de iterações sem melhora, faz-se k = 2, troca-se 2 medidores como ilustrado na Figura 21. Foi definida a vizinhança máxima sendo k=2, 2 medidores. Essa definição foi

devido ao tempo de implementação, com um número maior de medidores o programa iria levar muito tempo para gerar uma solução.



Figura 20- Estrutura de vizinhança k=1



Figura 21-Estrutura de vizinhança k=2

3.4.4. Critério de Parada

Pode se adotar vários critérios para finalizar o processo de otimização, por exemplo, utilizar o limite de número de iterações ou preestabelecer um número de iteração sem produzir uma melhora na melhor solução. Com o primeiro critério se garante que o algoritmo não fique tempo demais na procura de uma melhor solução. Já o segundo

impede que o processo de iteração continue em caso de estagnação em uma mesma solução. Neste trabalho foi adotado um limite de 20 iterações.

3.5. Algoritmo VNS aplicado a alocação de medidores

Nesta seção são apresentados os algoritmos apresentados em 3.3 modificados para aplicação do trabalho. A Figura 22 mostra o fluxograma do programa de um forma geral.

ALGORITMO 1. Função Construção da base de dados

Entrada: Dados da Rede (DR)

Saída: Base de dados errada (BDE), Base de dados verdadeiros (BDV), Base de dados de medidores (BDM)

Inicialização

• É lida uma base de dados específica. Considera-se que possua valores errados (desvio padrão elevado). Dessa forma considera-se a mesma como BDE;

• A partir da BDE gera-se uma BDV, aplicando-se uma distribuição de probabilidade normal. Esses dados são utilizados ao final da metodologia com a finalidade de avaliar a sua eficiência (comparação de resultados);

• A partir da BDV, gera-se um BDM considerando um desvio padrão de 2,0% para valores de corrente registrados pelos medidores.

retorna BDE, BDV, BDM

fim

Onde:

Base de dados errada (BDE): Esta base são aqueles dados disponibilizados, potência

dos transformadores e seus desvios padrões.

Base de dados verdadeiros (BDV): Esta base foi construída a partir de BDE, gerando um cenário real.

Base de dados dos medidores (BDM): Esta base de dados é dos medidores criada a partir de BDR.

ALGORITMO 2. VNS aplicado ao problema de alocação de medidores

Inicialização

Selecione o conjunto de estrutura de vizinhança kmax = 2. Gere uma solução inicial incumbente x (item 3.4.2); Adote um critério de convergência (item 3.4.3)

(1) Faça k = 1;

(2) Repita os seguintes passos até $k = k_{max}$

(a) Gere uma solução x' aleatoriamente na vizinhança k (item 3.4.3)

(b) Aplique algum método de busca local com x' como solução inicial. Trocar um medidor de posição (trecho) e denotar essa nova solução como x''.

(c) Se a solução x'' é melhor que a incumbente x, mova x'' \rightarrow x e continue a busca em N₁(k \leftarrow 1); caso contrário faça k \leftarrow k + 1.



Figura 22- Fluxograma final VNS

4. Resultados

Neste Capítulo são apresentados os resultados obtidos aplicando a metodologia proposta, o VNS para alocação de um número pré-determinado de medidores. Para o qual foi utilizada uma rede de distribuição de média tensão de 33 barras (BARAN & WU, 1989), bem conhecida na literatura, e um sistema real de 135 barras. Os dados destes sistemas são apresentados no Apêndice A. A implementação computacional foi feita no MATLAB R2016a, utilizando um Notebook Intel Core i5 e 6GB de RAM.

4.1. Sistema 33 barras

O sistema de 33 barras é mostrado na Figura 23 apresenta 33 barras, 37 ramos e carga total de 3715 kW. Os ramos inativos são 33, 34, 35 e 36. Para a simulação foi utilizada uma curva contendo os dados de medição de corrente em cada barra para cada hora.



Figura 23- Sistema de 33 barra Fonte: (ZVIETCOVICH W. G., 2006)

Para o sistema de 33 barras, foram considerados dois medidores. No ANEXO A.1 contém os dados do sistema de 33 barras. A Solução conta com os números das 3 primeiras colunas da tabela ("*Ramo", "De", "Para"*) sendo cada linha para um medidor. O Erro incumbente é o erro considerado da solução inicial, ele foi calculado após a escolha da solução. A solução inicial foi a seguinte:

Erro Incumbente	2 =	0.03	72
Solução Inicial —	[5	5	6]
Solução Miciúi —	l_1	1	2]

Após várias tentativas de simulações, se obteve a Tabela 4 que mostra o resultado de 9 diferentes soluções que foram encontradas:

Tabela 4- Resultados obtidos Sistema de 33 barras							
Simulação	Solução	Erro incumbente					
1	$\begin{bmatrix} 5 & 5 & 6 \\ 30 & 30 & 31 \end{bmatrix}$	0,0343					
2	$\begin{bmatrix} 5 & 5 & 6 \\ 6 & 6 & 7 \end{bmatrix}$	0,0344					
3	$\begin{bmatrix} 31 & 31 & 32 \\ 1 & 1 & 2 \end{bmatrix}$	0,0348					
4	$\begin{bmatrix} 5 & 5 & 6 \\ 11 & 11 & 12 \end{bmatrix}$	0,0350					
5	$\begin{bmatrix} 5 & 5 & 6 \\ 2 & 2 & 3 \end{bmatrix}$	0,0363					
6	$\begin{bmatrix} 17 & 17 & 18 \\ 1 & 1 & 2 \end{bmatrix}$	0,0364					
7	$\begin{bmatrix} 5 & 5 & 6 \\ 15 & 15 & 16 \end{bmatrix}$	0,0366					
8	$\begin{bmatrix} 17 & 17 & 18 \\ 20 & 20 & 2 \end{bmatrix}$	0,0369					
9	$\begin{bmatrix} 5 & 5 & 6 \\ 3 & 3 & 4 \end{bmatrix}$	0,0372					

De acordo com a Tabela 4, a Solução 1 apresentou o menor Erro incumbente. Este valor representa a diferença acumulada no valor das perdas elétricas calculado do fluxo com os valores do banco real com o valor das perdas elétrica calculada no fluxo

probabilístico com ajuste de corrente, para 24 horas. Para cada hora foi calculado o valor da perda elétrica. O gráfico da Figura 24 mostra o perfil das perdas para cada caso calculado: Perdas calculadas com valores considerados reais; Perdas calculadas com valores que possuem erros; Perdas calculadas através do fluxo probabilístico (FP); Perdas calculadas através do fluxo probabilístico com ajuste de corrente (FPAC). No gráfico nota-se que os valores calculados das perdas através do FPAC muito se aproximam dos valores calculados das perdas consideradas reais. Para melhor análise, é calculada a diferença entre essas três curvas com os valores reais. A Tabela 6 mostra a soma das 24 diferenças para cada caso. O anexo B.1 mostra todos os valores calculados das perdas em cada hora. Nota-se que houve uma melhora para cada tipo de cálculo, sendo que pelo FPAC se conseguiu valores bem próximos dos valores reais.

A Figura 25 mostra o perfil de tensão para cada barra na hora 18, com este gráfico pode-se afirmar que o perfil de tensão também acompanha os valores de tensão considerados reais. No final de cada iteração é gerada a curva de densidade de probabilidade com os dados de tensão, na Figura 24 são representados os valores de tensão gerados da barra 18. Nota-se que a função de densidade é a normal, a qual foi escolhida como sendo a curva que melhor representada o sistema.



Figura 24- Perfil de Perdas Elétricas Sistema 33 barras



Figura 25-Perfil de tensão do sistema de 33 barras - hora 18



Figura 26- Dados de Tensão da barra 18

		10	ubela 5-Resultado do 1 elfi	de l'érads Elerrieus Sistema		D 1 51
		Perdas		- ·	Perdas	Desvio Fluxo
	Perdas	com	Perdas	Desvio	Fluxo	Probabilístico
Hora	Reais	Erro	Fluxo	Fluxo	Probabilístico	com Ajustes
	(kW)	(kW)	Probabilístico(kW)	Probabilístico(kW)	com Ajustes de	de
		()			corrente(kW)	corrente(kW)
1	43,65	34,23	36,64	4,64	41,18	2,15
2	29,50	29,02	29,21	4,32	29,09	1,61
3	29,46	27,02	26,56	4,06	27,45	1,88
4	30,87	24,83	25,03	2,97	28,65	1,33
5	30,69	28,67	29,84	4,67	30,11	1,69
6	25,55	30,40	31,17	3,23	26,86	1,57
7	33,60	32,76	33,55	2,62	32,88	1,75
8	69,13	59,31	60,02	7,23	65,40	3,77
9	60,43	73,66	75,51	8,11	63,95	2,89
10	68,65	72,36	73,84	8,92	71,61	2,96
11	85,15	80,23	78,92	7,84	85,58	4,15
12	79,40	86,40	87,81	9,16	81,62	3,91
13	95,17	86,99	85,45	15,28	94,54	4,04
14	98,51	78,38	79,45	10,28	98,08	4,33
15	86,21	81,55	85,18	11,15	87,60	4,16
16	95,45	100,66	99,21	11,75	97,58	3,44
17	95,31	118,27	120,37	13,21	100,24	3,06
18	86,41	95,53	97,44	11,20	89,90	3,03
19	144,11	134,28	139,44	16,32	143,60	4,69
20	148,85	141,57	148,83	25,74	152,20	4,58
21	124,64	120,29	126,28	19,03	121,83	5,37
22	59,89	65,63	67,07	7,83	61,28	2,89
23	44,59	45,11	47,14	3,93	46,95	2,22
24	32,55	38,30	39,54	4,20	36,02	1,89

Tabela 5-Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 33 barras

Tabela 6- Diferença média para cada caso do Sistema de 33 barras

	Valores com erro	Fluxo Probabilístico	Fluxo Probabilístico com ajuste de corrente (VNS)
Perdas Elétricas (kW) Tensão	168,5	159,29	49,47
	0,00344 p.u	0,00314 p.u	0,00109 p.u

4.2. Sistema 135 barras

O sistema de 135 barras é mostrado na Figura 27 apresenta 135 barras, 156 circuitos e carga total de 18313,81 kW. Os ramos inativos são 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156. Para a simulação foi utilizada uma curva contendo os dados de medição de corrente em cada barra para cada hora.



Figura 27- Sistema de 135 barras Fonte: (ZVIETCOVICH, 2006)

Para o sistema de 135 barras, foram considerados dois medidores. No ANEXO A.2 contém os dados do sistema de 135 barras. A Solução conta com os números das 3 primeiras colunas da tabela ("*Ramo", "De", "Para"*) sendo cada linha para um medidor. O Erro incumbente é o erro considerado da solução inicial, ele foi calculado após a escolha da solução. A solução inicial foi a seguinte:

Erro Incumbente = 0.0515
Solução Inicial =
$$\begin{bmatrix} 5 & 5 & 6\\ 1 & 1 & 2 \end{bmatrix}$$

Após várias simulações, se obteve a Tabela 7 que mostra o resultado de 5 diferentes soluções que foram encontradas. O número de soluções foi menor do que o de 33 barras, isso deve-se ao maior tempo computacional.

Simulação	<u>Resultado das simulações para o s</u> Solução	Erro incumbente
1	$\begin{bmatrix} 86 & 86 & 87 \\ 1 & 1 & 2 \end{bmatrix}$	0,0424
2	$\begin{bmatrix} 5 & 5 & 6 \\ 130 & 130 & 131 \end{bmatrix}$	0,0428
3	$\begin{bmatrix} 5 & 5 & 6 \\ 73 & 73 & 74 \end{bmatrix}$	0,0465
4	$\begin{bmatrix} 96 & 96 & 97 \\ 1 & 1 & 2 \end{bmatrix}$	0,0481
5	$\begin{bmatrix} 5 & 5 & 6 \\ 25 & 25 & 26 \end{bmatrix}$	0,0504

De acordo com a Tabela 7, a Solução 1 apresentou o menor erro incumbente. Este valor representa a diferença acumulada no valor das perdas elétricas calculado do fluxo com os valores do banco real com o valor das perdas elétrica calculada no fluxo probabilístico com ajuste de corrente, para 24 horas. Para cada hora foi calculado o valor da perda elétrica. O gráfico da Figura 28 mostra o perfil das perdas para cada caso calculado: Perdas calculadas com valores considerados reais; Perdas calculadas com valores que possuem erros; Perdas calculadas através do FP; Perdas calculadas através do FPAC. Devido ao tamanho da rede, no gráfico não é possível identificar qual curva mais se aproxima dos valores reais. A Tabela 9 mostra a soma das 24 diferenças para cada caso que houve uma melhora para cada tipo de cálculo, sendo que pelo FPAC se conseguiu valores mais próximos em comparação aos outros.

A Figura 29 mostra o perfil de tensão para cada barra na hora 4, com este gráfico não é possível afirmar que o perfil de tensão também acompanha os valores de tensão considerados reais, mas na Tabela 9 mostra que houve uma melhora, mas não tão significativa como do sistema de 33 barras.

No final de cada iteração é gerada a curva de densidade de probabilidade com os dados de tensão, na Figura 30 são representados os valores de tensão gerados da barra 118. Nota-se que a função de densidade é a normal, a qual foi escolhida como sendo a curva que melhor representada o sistema.





Figura 29-Perfil de tensão do sistema de 135barras - hora 4



Figura 30- Dados de Tensão da barra 118

			Perdas	Desvio	Perdas	Desvio Fluxo
	Perdas	Perdas com	Fluxo	Fluxo	Fluxo	Probabilístico
Hora	Reais	Erro	Probabilístico	Probabilístico	Probabilístico	com Ajustes
	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	com Ajustes de	de corrente
			(,		<i>corrente</i> (<i>kW</i>)	(<i>kW</i>)
1	80,18	67,13	71,50	7,94	71,17	6,79
2	70,31	59,12	62,44	10,10	62,37	7,86
3	62,24	55,32	58,33	5,39	55,84	9,19
4	51,68	53,28	54,86	4,79	59,42	6,24
5	64,78	59,91	61,55	8,36	60,19	6,75
6	64,41	64,59	64,72	8,10	64,39	7,44
7	78,29	70,23	72,70	11,57	76,94	10,27
8	107,97	118,84	121,40	16,83	130,93	18,95
9	146,56	143,93	158,02	18,22	150,35	17,36
10	104,74	142,57	147,46	15,47	140,53	13,55
11	238,41	160,12	175,76	23,81	167,98	16,55
12	198,32	178,69	196,00	29,48	192,94	30,16
13	213,79	178,40	187,87	21,17	189,92	23,83
14	171,19	149,53	144,53	19,37	162,54	23,42
15	167,24	158,51	170,64	24,67	167,08	16,33
16	208,17	195,15	202,69	28,59	206,24	30,12
17	264,56	235,14	239,43	31,87	252,10	28,10
18	164,22	187,32	194,30	30,19	195,03	26,28
19	275,42	256,51	262,32	35,66	268,74	31,90
20	270,74	291,98	322,03	51,53	293,08	43,31
21	324,10	251,14	268,03	33,11	261,48	33,14
22	146,57	140,39	148,94	25,70	144,08	18,18
23	94,41	90,42	89,32	11,31	93,61	13,91
24	91,72	75,94	76,60	9,35	78,56	8,43

Tabela 8- Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 135 barras

	Valores com erro	Fluxo Probabilístico	Fluxo Probabilístico com ajuste de corrente (VNS)	
Perdas (kW)	465,5	425,06	361,37	
Tensão	0,000538 p.u	0,000511 p.u	0,000434 p.u	

Tabela 9- Diferença média para cada caso Sistema de 135 barras

5. Conclusões

Se sabe que para tomar devidas ações de correção em uma rede de distribuição, o resultado do cálculo das perdas elétricas de um sistema deve ser o mais próximo da realidade. Devido às incertezas nos dados dos sistemas, este trabalho propõe uma metodologia para que a estimação de estado de uma rede tenha o menor desvio possível. Após a definição da quantidade de medidores disponíveis para instalação, a metodologia visa resolver o problema de alocação desses medidores, retornando então o melhor local de instalação no qual irá gerar um menor erro de estimação.

Como parte do trabalho, a estimação do estado também conta com ferramentas estatísticas. Levantando as curvas de FDP de um sistema, se utilizou do Método de Monte Carlo para o cálculo do Fluxo Probabilístico. A partir do Fluxo probabilístico, foi então feito o ajuste de corrente através da alocação de medidores de corrente, utilizando então da técnica de Busca de Vizinhança Variável (VNS) na escolha dos pontos de medição.

O método proposto para alocação de medidores em redes de distribuição elétrica mostrou ser eficiente, conseguindo encontrar configurações que geraram melhores resultados no cálculo de fluxo probabilístico. Para verificar a efetividade da metodologia, é feita uma comparação da diferença entre os valores das perdas elétricas considerados reais com os valores encontrados pela metodologia.

Diante os resultados, conclui-se que a metodologia cumpriu seu objetivo, reduzindo a diferença entre valores considerados como reais e os valores estimados utilizando o VNS. Para o perfil de tensão, o erro médio foi 3,12 vezes melhor.

Ao que se pode concluir em relação aos resultados obtidos, o valor encontrado para o Sistema de 33 barras foi melhor do que o Sistema de 135 barras. Isso se deve ao tamanho do sistema, para se obter um melhor resultado o indicado seria instalar um número maior de medidores.

Quanto ao tempo computacional, o processo utilizou tempos elevados, pois o cálculo do fluxo de potência é processo repetitivo. A quantidade de medidores também interfere no tempo computacional, devido a isto houve dificuldade em gerar resultados com um número maior de medidores.

Uma observação importante é que para cada sistema se obteve várias soluções, soluções estas que apresentaram também ótimos resultados. Com isso, cria-se a diversidades de soluções sem grandes mudanças nos parâmetros monitorados, podendo ser útil devido a existências de restrições técnicas e/ou econômicas na instalação dos medidores.

5.1. Sugestões de Trabalhos Futuros

Como sugestão de trabalho futuro, a aplicação da metodologia com outros tipos de medidores, como por exemplo um medidor de qualidade de energia. O cálculo do fluxo de potência também pode ser melhorado visando diminuir o tempo computacional para redes de grande porte.

Referências

ALLAN, R., & SILVA, A. L. (1981). EVALUATION METHODS AND ACCURACY IN PROBABILISTIC LOAD FLOW SOLUTIONS. *IEEE*, 8.

ANEEL- PRODIST. (maio de 2019). *PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*. Fonte: Site da ANEEL: http://www.aneel.gov.br/

- BARAN, M., & WU, F. (1989). Otimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, *4*, 735–743.
- BILLINTON, R., & LI, W. (1994). Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods. *Plenum Press*.
- BORKOWSKA, B. (1974). PROBABILISTIC LOAD FLOW. IEEE, 8.
- BRANDINI, A. (Dexembro de 2000). Análise Crítica de Algoritmos de Fluxo de Carga Usados em Sistemas de Distribuição Radial. *Dissertação mestrado*. UNESP.
- CESPEDES, R. (1990). *New method for the analysis of distribution networks* (Vol. 5). IEEE Transactions of Power Delivery.
- CONSTANTE-FLORES, G. E., & ILLINDALA, M. (2018). Data-Driven Probabilistic Power Flow analysis for a Distribution System with Reneable Energy Sources using Monte Carlo Simulation. *IEEE*.
- CORREA, S. M. (2003). *Probabilidade e estatística* (2^a ed.). Belo Horizonte: PUC Minas Virtual.

DOPAZO, J. F. (1975). STOCHASTIC LOAD FLOWS. IEEE, 11.

- GALLEGO, L. A., & ECHEVERRI, M. G. (Março e Abril de 2012). FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO PROBABILÍSTICO PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO USANDO O MÉTODO DE ESTIMAÇÃO POR PONTOS. Revista Controle & Automação, 23.
- HAJIAN, M., RODEHART, W. D., & ZAREIPOUR, H. (Maio de 2013). Probabilistic Power Flow by Monte Carlo Simulation With Latin Supercube Sampling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28.
- HUYNH, C. K., & LEE, W. C. (February de 2016). An Efficient Channel Selection and Power Allocation Scheme for TVWS based on Interference Analysis in Smart Metering Infrastructure. *JOURNAL OF COMMUNICATIONS AND NETWORKS, 18.*

- *Instituto Nacional de Eficiência Energética*. (25 de janeiro de 2018). Fonte: www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp
- JUNIOR, A. A., SILVA, L. G., & FILHO, A. T. (2016). Meters Allocation in Electric Power Distribution Systems Based on the Load Importance. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, 14.
- KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C., & ROBBA, E. (2010). Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica (2ª ed.). São Paulo, Brasil: Blucher.
- KOUZELIS, K. (2015). Enhancing the Observability of Traditional Distribution Grids by Strategic Meter Allocation. *IEEE*.
- LAW, A. M., & KELTON, W. D. (2000). *Simularion modeling & analysis*. New York: McGraw-Hill.
- LIMA, J. M., LOURENÇO, E. M., & SCHILLING, M. T. (Julho e Agosto de 2012). DESAFIOS E VANTAGENS DA UTILIZAÇÃO DE CRITÉRIOS PROBABILÍSTICOS NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS. *Revista Controle & Automação, 23*.
- Maxwell. (julho de 2017). *Sobre PUC-Rio*. Fonte: Site PUC-Rio: www.maxwell.vrac.puc-rio.br
- MLADENOVIC, N. (1995). Variable neighborhood algorithm: A new metaheuristic for combinatorial optimization. *Abstracts of papers presented at Oprimization Days*.
- MLADENOVIC, N., & HANSEN, P. (1997). VARIABLE NEIGHBORHOOD SEARCH. Computers Ops Res., 24, 1097-1100.
- Montgomery, D. C., & Runger, G. C. (2003). *Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros* (2ª ed.). Rio de Janeiro: LTC.
- MONTGOMERY, D. C., & RUNGER, G. C. (2003). *Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros* (2ª ed.). Rio de Janeiro: LTC.
- MONTICELLI, A. J. (1983). *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo: Blucher.
- MORALES, J. M. (2007). Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow. *IEEE*, 8.
- PAREJA, L. A. (2009). Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica
 Considerando Incertezas. *Tese de Doutorado*. Ilha Solteira, SP, Brasil:
 Universidade Estadual Paulista.

- PAULA, R. R. (2014). Monografia. *Método de Monte Carlo e Aplicações*. Volta Redonda, RJ, Brasil: UFF ICEx.
- PESSOA, A. D., & OLESKOVICZ, M. (2017). Fault location in radial distribution systems based on decision trees and optimizes allocation of power quality meters. *IEEE Manchester PowerTech*.

RUBINSTEIN, R. (1981). Simulation and the Monte Carlo Method. John Wiley & Sons, Inc. doi:10.1002/9780470316511.ch1

- S. CONTI, S. R. (2007). Probabilistic load flow using Monte Carlo techniques for distribution networks with photovoltaic generators. *ELSEVIER*, 9.
- SARAIVA, J. T., MIRANDA, V., & MATOS, M. A. (1991). Generation and load uncertainties incorporated in load flow studies. *IEEE*, 4.
- SETA, F. D. (2015). Reconfiguração de Sistemas de Distribuição considerando incertezas através de Fluxo de Potência Intervalar e Sistemas Imunológicos Artificiais. *Dissertação Mestrado acadêmico*. Juiz de Fora, MG, Brasil: Universidade Federal de Juiz de Fora.
- SHIRMOHAMMADI, D. A. (May de 1988). Compensarion-Based Power Flow MEthod for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. *IEEE Transacrions on Power Systems*, 3.
- SOUZA, S. S. (2017). RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO DEMANDAS VARIÁVEIS UTILIZANDO ALGORITMOS IMUNOLÓGICOS ARTIFICIAIS. *Tese Doutorado*. Ilha Solteira: Faculdade de Engenharia do Câmpus de Ilha Solteira -UNESP.
- STEVESON, W. D. (1986). *Elementos de Análise de Sistemas de Potência* (2ª ed.). McGraw-Hill.
- VILLUANUEVA, D., PAZOS, J. L., & FEIJÓO, A. (Agosto de 2011). Probabilistic Load Flow Including Wind Power Generation. *IEEE Transactions on Power Systens*, 26.
- WALPOLE, R. E., MYERS, R. H., MYERS, S. L., & YE, K. (2012). Probability & Statistics for Engineers & Scientists. PEARSON.
- XYGKIS, T. C., & KORRES, G. N. (2016). Optimal allocation of smart metering systems for enhanced distribution system state estimation. *Power Systems Computation Conference (PSCC)*.

 ZVIETCOVICH, W. G. (Março de 2006). Dissertação. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando a Metaheuristica Busca de Vizinhança Variável. Ilha Solteira, SP, Brasil: Universidade Estadual Paulista.

ZVIETCOVICH, W. G., CARDOSO, E. M., & MANSO, J. C. (April de 2013). Optimal allocation of meters for monitoring voltage sags and swells using the GRASP-VNS optimisation algorithm. *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies*.

ANEXO A – Dados dos Sistemas Testados

Tabela 10- Dados do Sistema de 33 barras						
			Resistência	Reatância	Carga	Carga
Ramo	De	Para	do ramo	do ramo	barra final	barra final
			(Ω)	(Ω)	(MW)	(MVAr)
1	1	2	0,0922	0,047	100	60
2	2	3	0,4939	0,2511	90	40
3	3	4	0,366	0,1864	120	80
4	4	5	0,3811	0,1941	60	30
5	5	6	0,819	0,707	60	20
6	6	7	0,1872	0,6188	200	100
7	7	8	0,7114	0,2351	200	100
8	8	9	1,03	0,74	60	20
9	9	10	1,044	0,74	60	20
10	10	11	0,1966	0,065	45	30
11	11	12	0,3744	0,1238	60	35
12	12	13	1,468	1,155	60	35
13	13	14	0,5416	0,7129	120	80
14	14	15	0,591	0,526	60	10
15	15	16	0,7463	0,545	60	20
16	16	17	1,289	1,721	60	20
17	17	18	0,732	0,545	90	40
18	2	19	0,164	0,1565	90	40
19	19	20	1,5042	1,3554	90	40
20	20	21	0,4095	0,4784	90	40
21	21	22	0,7089	0,9373	90	40
22	3	23	0,4512	0,3083	90	50
23	23	24	0,898	0,7091	420	200
24	24	25	0,896	0,7011	420	200
25	6	26	0,203	0,1034	60	25
26	26	27	0,2842	0,1447	60	25
27	27	28	1,059	0,9337	60	20
28	28	29	0,8042	0,7006	120	70
29	29	30	0,5075	0,2585	200	600
30	30	31	0,9744	0,963	150	70
31	31	32	0,3105	0,3619	210	100
32	32	33	0,341	0,5301	60	40
33	8	21	2	2		
34	9	15	2	2		
35	12	22	2	2		
36	18	33	0,5	0,5		
37	25	29	0,5	0,5		

A.1 Sistema de 33 barras
$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	amo De	Resistê	ncia Reatância	Carga	Carga
$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$	amo De		7		
$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$		no De Para do rai	mo do ramo	barra final	barra final
$\begin{array}{cccccccccccccccccccccccccccccccccccc$		(\$2)) (Ω)	(MW)	(MVAr)
2230,001880,0043347,7819,003340,22340,5153542,55116,924450,099430,2295387,02234,625560,155710,35945311,31123,85	1 1	1 2 0,332	05 0,76653	0	0
3 3 4 0,2234 0,51535 42,551 16,92 4 4 5 0,09943 0,22953 87,022 34,62 5 5 6 0,15571 0,35945 311,31 123,83	2 2	2 3 0,001	88 0,00433	47,78	19,009
4450,099430,2295387,02234,625560,155710,35945311,31123,83	3 3	3 4 0,223	34 0,51535	42,551	16,929
5 5 6 0,15571 0,35945 311,31 123,83	4 4	4 5 0,099	43 0,22953	87,022	34,622
	5 5	5 6 0,155	0,35945	311,31	123,855
6 6 7 0,16321 0,37677 148,869 59,22	6 6	6 7 0,163	0,37677	148,869	59,228
7 7 8 0,11444 0,26417 238,672 94,95	7 7	7 8 0,114	44 0,26417	238,672	94,956
8 7 9 0,05675 0,05666 62,299 24,78	8 7	7 9 0,056	0,05666	62,299	24,786
9 9 10 0,52124 0,27418 124,598 49,57	9 9	9 10 0,521	0,27418	124,598	49,571
10 9 11 0,10877 0,1086 140,175 55,76	10 9) 9 11 0,108	0,1086	140,175	55,768
11 11 12 0,39803 0,20937 116,813 46,47	11 11	l 11 12 0,398	03 0,20937	116,813	46,474
12 11 13 0,91744 0,31469 249,203 99,14	12 11	2 11 13 0,917	0,31469	249,203	99,145
13 11 14 0,11823 0,11805 291,447 115,59	13 11	3 11 14 0,118	0,11805	291,447	115,592
14 14 15 0,50228 0,26421 303,72 120,83	14 14	4 14 15 0,502	0,26421	303,72	120,835
15 14 16 0,05675 0,05666 215,396 85,69	15 14	5 14 16 0,056	0,05666	215,396	85,695
16 16 17 0,23379 0,15454 198,586 79,00	16 16	5 16 17 0,233	0,15454	198,586	79,007
17 1 18 0,33205 0,76653 0 0	17 1	7 1 18 0,332	05 0,76653	0	0
18 18 19 0,00188 0,00433 0 0	18 18	3 18 19 0,001	88 0,00433	0	0
19 19 20 0,22324 0,51535 0 0	19 19) 19 20 0,223	0,51535	0	0
20 20 21 0,10881 0,25118 30,127 14,72	20 20) 20 21 0,108	81 0,25118	30,127	14,729
21 21 22 0,71078 0,37388 230,972 112,9	21 21	1 21 22 0,710	0,37388	230,972	112,92
22 21 23 0,18197 0,42008 60,256 29,45	22 21	2 21 23 0,181	97 0,42008	60,256	29,459
23 23 24 0,30326 0,15952 230,972 112,9	23 23	3 23 24 0,303	26 0,15952	230,972	112,92
24 23 25 0,02439 0,0563 120,507 58,91	24 23	4 23 25 0,024	39 0,0563	120,507	58,915
25 25 26 0,04502 0,10394 0 0	25 25	5 25 26 0,045	02 0,10394	0	0
26 26 27 0,01876 0,04331 56,981 27,85	26 26	5 26 27 0,018	0,04331	56,981	27,857
27 27 28 0,11823 0,1123 364,665 178,28	27 27	7 27 28 0,118	0,1123	364,665	178,281
28 28 29 0.02365 0.02361 0 0	28 28	3 28 29 0.023	65 0.02361	0	Ó
29 29 30 0,18954 0,0997 124,647 60,93	29 29) 29 30 0,189	54 0.0997	124,647	60,939
30 30 31 0,39803 0,20937 56,981 27,85	30 30) 30 31 0.398	03 0,20937	56,981	27,857
31 29 32 0,05675 0,05666 0 0	31 29	1 29 32 0.056	0,05666	0	0
32 32 33 0.09477 0.04985 85.473 41.78	32 32	2 32 33 0.094	77 0.04985	85,473	41.787
33 33 34 0.41699 0.21934 0 0	33 33	3 33 34 0.416	0.21934	0	0
34 34 35 0.11372 0.05982 396.735 193.9	34 34	4 34 35 0.113	72 0.05982	396.735	193.96
35 32 36 0.07566 0.07555 0 0	35 32	5 32 36 0.075	66 0.07555	0	0
36 36 37 0.3696 0.19442 181.152 88.56	36 36	5 36 37 0.36	0.19442	181.152	88.563
37 37 38 0.26536 0.13958 242.172 118.39	37 37	7 37 38 0.265	36 0.13958	242.172	118.395
38 36 39 0.05675 0.0566 75.316 36.82	38 36	36 39 0.056	0.0566	75.316	36.821
39 1 40 0.33205 0.76653 0 0	39 1	$\frac{1}{1}$ $\frac{1}{40}$ $\frac{1}{0}$ $\frac{1}{332}$	05 0 76653	0	0
40 40 41 0.11819 0.27283 1.254 0.53	40 40	40 41 0.118	19 0 27283	1.254	0.531
41 41 42 2.96288 1.01628 6.274 2.66	41 41	41 42 2962	88 1 01628	6.274	2.66
Continua		Conti	nua	<i></i>	_,00

A.2 Sistema de 135 barras

			Resistência	Reatância	Carga	Carga
Ramo	De	Para	do ramo	do ramo	barra final	barra final
			(Ω)	(Ω)	(MW)	(MVAr)
42	41	43	0,00188	0,00433	0	0
43	43	44	0,06941	0,16024	117,88	49,971
44	44	45	0,81502	0,42872	62,668	25,556
45	44	46	0,06378	0,14724	172,285	73,034
46	46	47	0,13132	0,30315	458,556	194,388
47	5	48	0,06191	0,14291	262,962	111,473
48	48	49	0,11444	0,26417	235,761	99,942
49	49	50	0,28374	0,28331	0	0
50	50	51	0,28374	0,28321	109,215	46,298
51	49	52	0,04502	0,10394	0	0
52	52	53	0,02626	0,06063	72,809	30,865
53	53	54	0.06003	0.13858	258,473	109.57
54	54	55	0.03002	0.06929	69.169	29.322
55	55	56	0.02064	0.04764	21.843	9.26
56	53	57	0.10881	0.25118	0	0
57	57	58	0.25588	0.1346	20.527	8.702
58	58	59	0.41699	0.21934	150.548	63.819
59	59	60	0.50228	0.26421	220.687	93.552
60	60	61	0.3317	0.17448	92.384	39.163
61	61	62	0.20849	0.10967	0	0
62	48	63	0.13882	0.32047	226.693	96.098
63	1	64	0.0075	0.01732	0	0
64	64	65	0.27014	0.62362	294.016	116.974
65	65	66	0,3827	0,88346	83,015	33,028
66	66	67	0.33018	0,7622	83,015	33,028
67	67	68	0,3283	0,75787	103,77	41,285
68	68	69	0.17072	0.39409	176.408	70,184
69	69	70	0.55914	0.29412	83.015	33.028
70	69	71	0.05816	0,13425	217,917	86,698
71	71	72	0.7013	0.3689	23.294	9.267
72	72	73	1,02352	0.53839	5.075	2,019
73	71	74	0,06754	0,15591	72,638	28,899
74	74	75	1,32352	0,45397	405,99	161,523
75	1	76	0.01126	0.02598	0	0
76	76	77	0,72976	1,68464	100,182	42,468
77	77	78	0,22512	0,51968	142,523	60,417
78	78	79	0.20824	0.48071	96.042	40.713
79	79	80	0,0469	0,10827	300,454	127,366
80	80	81	0,6195	0,61857	141.238	59,873
81	81	82	0,34049	0,33998	279.847	118.631
82	82	83	0,56962	0,29911	87.312	37.013
82	82	84	0,10877	0,1086	243.849	103.371
84	84	85	0,56862	0,29911	247,75	105,025
85	1	86	0,01126	0,02598	0	0
			Continua	,		

			Resistência	Reatância	Carga	Carga
Ramo	De	Para	do ramo	do ramo	barra final	barra final
			(Ω)	(Ω)	(MW)	(MVAr)
86	86	87	0,41835	0,96575	89,878	38,101
87	87	88	0,10499	0,13641	1137,28	482,108
88	87	89	0,43898	1,01338	458,339	194,296
89	89	90	0,0752	0,02579	385,197	163,29
90	90	91	0,07692	0,17756	0	0
91	91	92	0,33205	0,76653	79,608	33,747
92	92	93	0,08442	0,19488	87,312	37,013
93	93	94	0,1332	0,30748	0	0
94	94	95	0,2932	0,29276	74,001	31,37
95	95	96	0,21753	0,21721	232,05	98,369
96	96	97	0,26482	0,26443	141,819	60,119
97	94	98	0,10318	0,23819	0	0
98	98	99	0,13507	0,31181	76,449	32,408
99	1	100	0,00938	0,02165	0	0
100	100	101	0,16884	0,38976	51,322	21,756
101	101	102	0,11819	0,27283	59,874	25,381
102	102	103	2,28608	0,78414	9.065	3.843
103	102	104	0.45587	1.05236	2.092	0.887
104	104	105	0.696	1.60669	16.254	0.531
105	105	106	0.45774	1.05669	1506.522	638.634
106	106	107	0.20298	0.26373	313.023	132.694
107	107	108	0.21348	0.27737	79.831	33.842
108	108	109	0.54967	0.28914	51.322	21.756
109	109	110	0.54019	0.28415	0	0
110	108	111	0.0455	0.05911	202,435	85 815
110	111	112	0 47385	0 24926	60.823	25 874
112	112	112	0.86241	0.45364	45 618	19 338
112	112	113	0,56862	0,45504		0
115	109	115	0,77711	0.40878	157.07	66 584
115	115	115	1 08038	0 5683	0	0
115	110	117	1,00030	0,5005	250 148	106 041
117	117	118	0.47385	0,24926	0	0
118	105	110	0,17565	0 74488	68 809	28 593
110	119	120	0.14633	0 33779	32 072	13 596
120	120	120	0,14033	0,33777	61 084	25 894
120	120	121	0.01126	0,20505	01,004	0
121	122	122	0,01120	1 / 98/2	94 622	46.26
122	122	123	0,04502	0 1030/	/0.858	24375
123	123	124	0,04302	0,10354	123 164	2 4 ,373 60.214
12 4 125	12 4 17/	125	0,5204	0,10050	78 35	38 304
125	12 4 126	120	0,02004	0,04704	145 475	71 171
120	120	127	0,00755	0,27917	21-3,473 21-360	10 117
127	120	120	0,09733	0,2232	21,309 7/ 780	10,447 36 561
120	120	129	0,11019	0,27203	14,107 227 026	111 /21
127	120	130	Continua	0,32047	221,920	111,431

			Resistência	Reatância	Carga	Carga
Ramo	De	Para	do ramo	do ramo	barra final	barra final
			(Ω)	(Ω)	(MW)	(MVAr)
130	130	131	0,04315	0,09961	35,614	17,411
131	131	132	0,09192	0,2122	249,295	121,877
132	132	133	0,16134	0,37244	316,722	154,842
133	133	134	0,37832	0,37775	333,817	163,199
134	134	135	0,39724	0,39664	249,295	121,877
135	135	136	0,29276	0,29276	0	0
136	8	74	0,13132	0,30315		
137	10	25	0,26536	0,13958		
138	16	84	0,14187	0,14166		
139	39	136	0,08512	0,08499		
140	26	52	0,045502	0,10394		
141	51	97	0,14187	0,14166		
142	56	99	0,14187	0,14166		
143	63	121	0,0394	0,09094		
144	67	80	0,12944	0,29882		
145	80	132	0,01688	0,03898		
146	85	136	0,3317	0,17448		
147	92	105	0,14187	0,17166		
148	91	130	0,07692	0,17756		
149	91	104	0,07692	0,17756		
150	93	105	0,07692	0,17756		
151	93	133	0,07692	0,17756		
152	97	121	0,26482	0,26443		
Fim da Tabela						

ANEXO B – Resultado do Perfil de Perdas Elétricas

		Pordas	Perdas	Desvio	Perdas	Desvio Fluxo
	Perdas	com	Fluxo	Fluxo	Fluxo	Probabilístico
Hora Reais	Reais	is Erro	Probabilístico	Prohabilístico	Probabilístico com	com Ajustes
	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	Ajustes de corrente	de corrente
		(1011)	(1011)	(1017)	(kW)	(kW)
1	43,65	34,23	36,64	4,64	41,18	2,15
2	29,50	29,02	29,21	4,32	29,09	1,61
3	29,46	27,02	26,56	4,06	27,45	1,88
4	30,87	24,83	25,03	2,97	28,65	1,33
5	30,69	28,67	29,84	4,67	30,11	1,69
6	25,55	30,40	31,17	3,23	26,86	1,57
7	33,60	32,76	33,55	2,62	32,88	1,75
8	69,13	59,31	60,02	7,23	65,40	3,77
9	60,43	73,66	75,51	8,11	63,95	2,89
10	68,65	72,36	73,84	8,92	71,61	2,96
11	85,15	80,23	78,92	7,84	85,58	4,15
12	79,40	86,40	87,81	9,16	81,62	3,91
13	95,17	86,99	85,45	15,28	94,54	4,04
14	98,51	78,38	79,45	10,28	98,08	4,33
15	86,21	81,55	85,18	11,15	87,60	4,16
16	95,45	100,66	99,21	11,75	97,58	3,44
17	95,31	118,27	120,37	13,21	100,24	3,06
18	86,41	95,53	97,44	11,20	89,90	3,03
19	144,11	134,28	139,44	16,32	143,60	4,69
20	148,85	141,57	148,83	25,74	152,20	4,58
21	124,64	120,29	126,28	19,03	121,83	5,37
22	59,89	65,63	67,07	7,83	61,28	2,89
23	44,59	45,11	47,14	3,93	46,95	2,22
24	32,55	38,30	39,54	4,20	36,02	1,89

B.1 –Sistema 33 barras

B.2 – Sistema de 135 barras

Hora	Perdas Reais (kW)	Perdas com Erro (kW)	Perdas Fluxo Probabilístico (kW)	Desvio Fluxo Probabilístico (kW)	Perdas Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)	Desvio Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)
1	80,18	67,13	71,50	7,94	71,17	6,79
2	70,31	59,12	62,44	10,10	62,37	7,86
3	62,24	55,32	58,33	5,39	55,84	9,19
4	51,68	53,28	54,86	4,79	59,42	6,24
5	64,78	59,91	61,55	8,36	60,19	6,75
6	64,41	64,59	64,72	8,10	64,39	7,44
7	78,29	70,23	72,70	11,57	76,94	10,27
8	107,97	118,84	121,40	16,83	130,93	18,95
9	146,56	143,93	158,02	18,22	150,35	17,36
10	104,74	142,57	147,46	15,47	140,53	13,55
11	238,41	160,12	175,76	23,81	167,98	16,55
12	198,32	178,69	196,00	29,48	192,94	30,16
13	213,79	178,40	187,87	21,17	189,92	23,83
14	171,19	149,53	144,53	19,37	162,54	23,42
15	167,24	158,51	170,64	24,67	167,08	16,33
16	208,17	195,15	202,69	28,59	206,24	30,12
17	264,56	235,14	239,43	31,87	252,10	28,10
18	164,22	187,32	194,30	30,19	195,03	26,28
19	275,42	256,51	262,32	35,66	268,74	31,90
20	270,74	291,98	322,03	51,53	293,08	43,31
21	324,10	251,14	268,03	33,11	261,48	33,14
22	146,57	140,39	148,94	25,70	144,08	18,18
23	94,41	90,42	89,32	11,31	93,61	13,91
24	91,72	75,94	76,60	9,35	78,56	8,43