



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



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

**ESTIMAÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS EM REDES DE MÉDIA  
TENSÃO UTILIZANDO FLUXO PROBABILÍSTICO E  
MEDIDORES DE CORRENTE**

**Luisa Laura Linhares**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO  
JOÃO MONLEVADE**

2019

Luisa Laura Linhares

**ESTIMAÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS EM REDES DE MÉDIA  
TENSÃO UTILIZANDO FLUXO PROBABILÍSTICO E  
MEDIDORES DE CORRENTE**

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

Orientador: Prof. Dr. Wilington Guerra Zvietcovich

JOÃO MONLEVADE

2019

L755e Linhares, Luisa Laura.  
Estimação de perdas elétricas em redes de média tensão utilizando fluxo probabilístico e medidores de corrente [manuscrito] / Luisa Laura Linhares. - 2019.

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

Orientador: Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich.

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

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia elétrica - distribuição. 3. Energia elétrica - Controle de perdas. 4. Redes elétricas. 5. Medidores elétricos. I. Zvietcovich, Wilingthon Guerra. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.31

Catálogo: [ficha.sisbin@ufop.edu.br](mailto:ficha.sisbin@ufop.edu.br)



## FOLHA DE APROVAÇÃO

**Luisa Laura Linhares**

**ESTIMAÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS EM REDES DE MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO FLUXO PROBABILÍSTICO E MEDIDORES DE CORRENTE**

Membros da banca

FRANCISCO RICARDO ABRANTES COUY BARALHO- Doutor - UFMG

WENDY YADIRA ERAS HERRERA- Doutor- UFMG

WILINGTHON GUERRA ZVIETCOVICH - Doutor- USP

Versão final

Aprovado em 26 de outubro de 2019

De acordo

Professor (a) Orientador (a) WILINGTHON GUERRA ZVIETCOVICH



Documento assinado eletronicamente por **Wilingthon Guerra Zvietcovich, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 23/10/2019, às 16:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.ufop.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0017696** e o código CRC **644E88D9**.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus por ter me sustentado ao longo dessa caminhada, por ter me proporcionado tudo o que foi me necessário e por ter me dado condições de cumprir com minhas obrigações.

A meus pais Maria Aparecida Linhares e José Vicente, e minhas irmãs Joelma Linhares e Júnia Linhares, pelo amor incondicional, carinho, paciência e por todo o apoio durante toda a minha vida.

A minha madrinha Maria José que sempre foi uma segunda mãe para mim e me apoiou durante toda a minha vida.

A todos os meus amigos que de alguma forma estiveram comigo e contribuíram ao longo dessa minha jornada, em especial ao Jefferson Costa e Arthur Miranda, que durante maior parte da minha graduação estiveram comigo e me apoiaram a todo momento.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFOP, em especial ao Professor Wilingthon Guerra Zvietcovich, por todas recomendações e atenção dedicada durante todo trabalho.

## RESUMO

Todos os anos as concessionárias de energia elétrica investem parte das suas receitas em manutenção e na melhoria da operação das suas redes elétricas. Parte desta receita é utilizada para reduzir as perdas elétricas, as quais, podem ser técnicas ou não técnicas, estas últimas conhecidas como perdas comerciais. Neste trabalho é proposta e avaliada uma metodologia para estimar as perdas elétricas em redes de média tensão a partir de curvas típicas de consumos (alta incerteza) de transformadores em média tensão, as quais foram obtidas em campanhas de medição. Foram consideradas leituras de poucos medidores de corrente visando ajustar o fluxo probabilístico destes valores (com baixa incerteza). Também foi utilizada a Máxima Verossimilhança para ajustar os resultados às curvas típicas de distribuição. Os métodos desenvolvidos foram aplicados no sistema de 33 barras do IEEE e em um sistema real brasileiro de 136 barras. Os resultados foram comparados com valores verdadeiros (gerados virtualmente).

**Palavras-chave:** Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Fluxo de Potência Probabilístico, Perdas Elétricas, Medidores de Corrente.

## ABSTRACT

Every year, electric utilities invest part of their revenues in maintenance and in improving the operation of their electricity networks. Part of this recipe is used to reduce electrical losses, which may be technical or non-technical. The latter known as trade losses. In this work we propose and evaluate a methodology to estimate the electrical losses in medium voltage networks from typical curves (high uncertainty) of medium voltage transformers, which were obtained in measurement campaigns. A few current meter readings were considered to adjust the probabilistic flow of these values (with low uncertainty). Maximum Likelihood was also used to adjust the results to typical distribution curves. The developed methods were applied in the IEEE 33 bus system and in a real Brazilian 136 bus system. Results were compared with true values (generated virtually).

**Keywords:** Electricity Distribution Systems, Probabilistic Power Flow, Electrical Losses, Current Meters.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama unifilar de sistema elétrico de potência.....	9
Figura 2: Rede aérea de distribuição de energia elétrica.....	9
Figura 3: Modelo $\pi$ equivalente do transformador .....	10
Figura 4: Transformador utilizado na distribuição de energia .....	11
Figura 5: Modelo de linha curta.....	12
Figura 6: Linhas de distribuição .....	13
Figura 7: Conexão da carga.....	14
Figura 8: Diagrama unifilar de um consumidor de média tensão.....	16
Figura 9: Cálculo de corrente de carga .....	17
Figura 10: Sistema de 4 barras .....	17
Figura 11: Fluxograma para o método de varredura.....	20
Figura 12: Distribuições normal para diferentes valores de $\sigma$ e $\mu$ fixo. ....	25
Figura 13: Distribuições lognormal para diferentes valores de $\sigma$ e $\mu$ fixo. ....	26
Figura 14: Distribuição Weibull para diferentes valores de $\beta$ e $\lambda$ fixo.....	28
Figura 15: Alimentador fictício .....	29
Figura 16: Curva real no transformador 1 .....	29
Figura 17: Curva real no transformador 2.....	30
Figura 18: Curva real no transformador 3.....	30
Figura 19: Curva real no transformador 4.....	31
Figura 20: Fluxograma simplificado do Método Simulação de Monte Carlo.....	32
Figura 21: Fluxograma para Fluxo Probabilístico .....	35
Figura 22: Fluxograma para ajuste de corrente .....	37
Figura 23: Sistema de 33 barras IEEE .....	39
Figura 24: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga leve) .....	40
Figura 25: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga leve) .....	40
Figura 26: Perfil de tensões do Sistema de 33 barras (carga leve) .....	41
Figura 27: Dados de Tensão da barra 33 (carga leve).....	42
Figura 28: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga nominal) .....	43
Figura 29: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga nominal) .....	43
Figura 30: Perfil de tensões Sistema de 33 barras (carga nominal).....	44
Figura 31: Dados de Tensão da barra 18 (carga nominal) .....	44



Figura 32: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga pesada) .....	46
Figura 33: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga pesada) .....	46
Figura 34: Perfil de tensões Sistema de 33 barras (carga pesada).....	47
Figura 35: Dados de Tensão da barra 18 (carga pesada) .....	47
Figura 36: Sistema real de 136 barras .....	49
Figura 37: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga leve) .....	50
Figura 38: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga leve) .....	51
Figura 39: Perfil de tensões Sistema de 136 barras (carga leve).....	51
Figura 40: Dados de Tensão da barra 118 (carga leve).....	52
Figura 41: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga nominal) .....	53
Figura 42: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga nominal) .....	54
Figura 43: Perfil de tensões Sistema de 136 barras (carga nominal).....	54
Figura 44: Dados de Tensão da barra 118 (carga nominal) .....	55
Figura 45: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga pesada) .....	56
Figura 46: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga pesada) .....	56
Figura 47: Perfil de tensões Sistema de 136 barras (carga pesada).....	57
Figura 48: Dados de Tensão da barra 118 (carga pesada).....	58

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 33 barras (carga leve) .	42
Tabela 2: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 33 barras (carga nominal) .....	45
Tabela 3: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 33 barras (carga pesada) .....	48
Tabela 4: Quantidade de execuções do Fluxo Determinístico para Sistema de 33 barras .....	48
Tabela 5: Tempo de execução sistema de 33 barras .....	49
Tabela 6: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 136 barras (carga leve)	52
Tabela 7: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 136 barras (carga nominal) .....	55
Tabela 8: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 136 barras (carga pesada) .....	58
Tabela 9: Quantidade de execuções do Fluxo Determinístico para Sistema de 136 barras .....	58
Tabela 10: Tempo de execução sistema de 136 barras .....	59
Tabela 11: Dados do Sistema de 33 barras .....	66
Tabela 12: Dados do Sistema real de 136 barras .....	67
Tabela 13: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 33 barras (carga leve).....	71
Tabela 14: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 33 barras (carga nominal)	72
Tabela 15: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 33 barras (carga pesada)...	72
Tabela 16: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 136 barras (carga leve).....	73
Tabela 17: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 136 barras (carga nominal) .....	74
Tabela 18: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 136 barras (carga pesada).	75

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
DEE	Distribuição de Energia Elétrica
EQM	Erro Quadrático Médio
FDP	Função de Densidade de Probabilidade
FP	Fluxo Probabilístico
FPAC	Fluxo Probabilístico com Ajuste de Corrente
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MATLAB	Laboratório de Matriz
MMC	Método de Monte Carlo
MMV	Método Máxima Verossimilhança
MT	Média Tensão
MVRD	Método da Varredura Reversa/Direta
PRODIST Nacional	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

## NOMENCLATURA

$\alpha$ – Relação de espiras do transformador	$\varphi$ – Fase da potência absorvida
$V_p$ – Tensão no lado primário do transformador	$P_{NF}$ – Potência ativa
$I_p$ – Tensão no lado primário do transformador	$Q_{NF}$ – Potência reativa
$V_q$ – Tensão no lado secundário do transformador	$V_F$ – Tensão qualquer
$I_q$ – Tensão no lado secundário do transformador	$\dot{I}_F$ – Corrente absorvida
$Y_q$ – Admitância equivalente	$\theta_1$ – Fase de uma tensão qualquer
$Y_p$ – Admitância equivalente	$\overline{V_F^*}$ – Complexo conjugado de uma tensão qualquer
$Z_{eq}$ – Impedância equivalente	$\overline{S_{NF}^*}$ – Complexo conjugado da potência absorvida por uma carga monofásica
$Z_{pq}$ – Impedância equivalente	$x$ – Valor correspondente a uma amostra
$I_s$ – Corrente na barra transmissora	$\beta$ – Fator de forma de uma distribuição de Weibull
$I_r$ – Corrente na barra receptora	$\lambda$ – Fator de escala de uma distribuição de Weibull
$V_s$ – Tensão ao neutro na barra transmissora	$\Gamma$ – Distribuição gama
$V_r$ – Tensão ao neutro na barra receptora	$\mu$ – Valor médio
$R$ – Resistência da linha	$\sigma$ – Desvio padrão das medições por barra
$X_L$ – Reatância da linha	$n$ – Número da iteração
$\overline{S_{NF}}$ – Potência absorvida por uma carga monofásica	<p.u. <="" por="" td="" unidade="" –=""> </p.u.>
$S_{NF}$ – Módulo da potência absorvida por uma carga monofásica	

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	MOTIVAÇÃO.....	2
1.2	OBJETIVOS.....	3
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	4
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
3	FLUXO DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS RADIAIS .....	8
3.1	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	8
3.2	REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DOS COMPONENTES DO SISTEMA 10	
3.2.1	MODELO DO TRANSFORMADOR.....	10
3.2.2	MODELO DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO .....	12
3.2.3	MODELO DE CARGA .....	13
3.3	MEDIÇÃO NA MÉDIA TENSÃO .....	14
3.4	MÉTODO DE VARREDURA.....	16
3.4.1	PROCESSO BACKWARD .....	16
3.4.2	PROCESSO DE FORWARD .....	18
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA AO PROBLEMA DE ESTIMAÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS.....	21
4.1	ESTATÍSTICA E PROBABILIDADE.....	21
4.1.1	VARIÁVEL ALEATÓRIA .....	21
4.1.2	MÉDIA E VARIÂNCIA DE UMA VARIÁVEL ALEATÓRIA.....	21
4.1.3	DESVIO PADRÃO .....	22
4.1.4	DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE E FUNÇÃO DE PROBABILIDADE .....	22
4.1.5	FUNÇÃO DE DENSIDADE DE PROBABILIDADE.....	23

4.1.6	ERRO QUADRÁTICO MÉDIO .....	23
4.1.7	DISTRIBUIÇÃO NORMAL .....	24
4.1.8	DISTRIBUIÇÃO LOGNORMAL .....	25
4.1.9	DISTRIBUIÇÃO WEIBULL.....	27
4.2	CONSTRUÇÃO DE CURVAS TÍPICAS DE GRUPO DE CONSUMIDORES 28	
4.3	O MÉTODO SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO.....	31
4.3.1	CRITÉRIO DE PARADA DE UMA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO .....	33
4.3.2	MÁXIMA VEROSSIMILHANÇA.....	33
4.4	FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO .....	34
4.4.1	ALGORITMO DE FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO.....	35
4.5	ALGORITMO DE AJUSTE DE CORRENTE.....	36
5	TESTES E RESULTADOS .....	38
5.1	REDE DE 33 BARRAS .....	38
5.1.1	CARREGAMENTO 1 (CARGA LEVE) .....	39
5.1.2	CARREGAMENTO 2 (CARGA NOMINAL) .....	42
5.1.3	CARREGAMENTO 3 (CARGA PESADA) .....	45
5.2	REDE DE 136 BARRAS .....	49
5.2.1	CARREGAMENTO 1 (CARGA LEVE) .....	50
5.2.2	CARREGAMENTO 2 (CARGA NOMINAL) .....	53
5.2.3	CARREGAMENTO 3 (CARGA PESADA) .....	55
6	CONCLUSÕES .....	60
6.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	60
7	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	61
	ANEXO A – DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS .....	66
A.1	SISTEMA DE 33 BARRAS E 37 LINHAS .....	66

A.2 SISTEMA DE 136 BARRAS E 156 LINHAS .....	67
ANEXO B – RESULTADO DO PERFIL DE PERDAS ELÉTRICAS .....	71
B.1 – SISTEMA 33 BARRAS (CARGA LEVE) .....	71
B.2 – SISTEMA 33 BARRAS (CARGA NOMINAL).....	72
B.3 – SISTEMA 33 BARRAS (CARGA PESADA).....	72
B.4 – SISTEMA 136 BARRAS (CARGA LEVE) .....	73
B.5 – SISTEMA 136 BARRAS (CARGA NOMINAL).....	74
B.6 – SISTEMA 136 BARRAS (CARGA PESADA) .....	75

## 1 INTRODUÇÃO

A estimação do estado da rede elétrica em algum instante do dia ou em algum cenário de operação constitui uma ferramenta de grande importância, pois auxilia no planejamento e operação dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP). Entre eles pode-se citar o auxílio à análise de riscos técnicos, à estabilidade da rede, confiabilidade, ao cálculo das tensões e perdas elétricas visando planejar futuras modificações na estrutura da rede elétrica. Basicamente, esta estimação visa determinar os parâmetros elétricos da rede elétrica avaliada através de uma análise de fluxo de carga (CARVALHO, 2006).

As equações do problema de fluxo de potência são não lineares e, portanto, métodos iterativos são os mais indicados. Os métodos não deixam de serem técnicas de resolverem sistemas de equações não lineares. Existem vários métodos de solução para vários tipos de topologia de rede. A escolha de qual método utilizar para solução do fluxo de potência depende da topologia da rede bem como de sua dimensão.

Os principais métodos são:

- Métodos que utilizam matrizes de admitâncias  $Y_{BARRA}$ , como por exemplo o método de Gauss-Seidel, que embora seja um método simples de ser implementado, apresenta problemas de convergência.
- Método de Newton-Raphson, é um método utilizado para evitar os problemas do método de Gauss-Seidel. No entanto, dependendo da complexidade o método se torna lento. Para aumentar sua eficiência, utiliza-se o método de Newton-Raphson nos seus modelos desacoplados. Existe também o método de Newton-Raphson modificado.
- Métodos que utilizam a matriz de impedâncias  $Z_{BARRA}$ .
- O Método da Varredura Reversa/Direta (MVRD) que é uma técnica iterativa escalonada. Baseia-se nas equações de fluxo dos ramos, também conhecidas como equações DistFlow (BARAN E WU, 1989).

Estes métodos avaliam a rede elétrica num instante e são nomeados como métodos determinísticos, isto porque se utilizam de dados determinísticos (só admitem valores fixos de demanda e dos parâmetros elétricos dos componentes), e não permitem serem variados durante o processo de cálculo, sendo assim qualquer variação de alguma grandeza obtêm-se uma nova solução do fluxo de potência. Nos sistemas reais os dados de entrada estão sujeitos a incertezas, que quer dizer o grau de precisão que se tem dos valores atuais com respeito aos valores reais das variáveis de interesse (BORKOWSKA,



1974). Estas incertezas podem ocorrer 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.

Devido à incerteza da demanda futura e nos parâmetros que compõe o sistema de distribuição, se torna indispensável introduzir o fenômeno de aleatoriedade no fluxo de potência para análises do sistema de distribuição de energia elétrica. Neste estudo será utilizado o método probabilístico de simulação de Monte Carlo, amplamente utilizado para resolver problemas similares ao que foi proposto. Desta forma, desenvolveu-se uma ferramenta de cálculo de fluxo de potência probabilístico a partir do conhecimento das curvas de carga diárias dos consumidores de média tensão e de informação de alguns medidores de corrente instalados na rede elétrica.

## **1.1 MOTIVAÇÃO**

A cada dia que passa, os sistemas elétricos tornam-se mais complexos, gerando desafios para a estimação de estado, mais especificamente determinar as perdas elétricas e adequar-se as normas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Um fator que caracteriza às redes de distribuição é de não ter medidores ou ter muito poucos, quando comparados com redes de transmissão.

As perdas globais (perdas técnicas + perdas não técnicas) representam uma porcentagem significativa da energia total nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE). As perdas elétricas de cada concessionária de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) são determinadas pela ANEEL, mais especificamente pelo Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico (PRODIST) (Módulo 7) e pagas pelo consumidor. Caso a empresa concessionária tenha perdas maiores à indicada pela ANEEL, esta deverá pagar como parte do gasto. A modo de exemplo, a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) publicou em seu site que a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) para o ano de 2017 apresentou perdas globais da ordem de 12,2% onde uma parte são as perdas não técnicas, proveniente principalmente do furto de energia. Com essas características a empresa tem o desafio de reduzir estas perdas, através de várias medidas como, por exemplo, desenvolver planos de controle de potência reativa nas redes de média tensão, automação destes

equipamentos, substituição de transformadores antigos, dentre outros. Já o controle das perdas não técnicas ou comerciais se dá através de campanhas de inspeção nos consumidores, visando identificar desvios ou furtos de energia elétrica (média de 100.000 inspeções/ano).

Neste contexto, reduzir as perdas elétricas é um constante desafio para as empresas distribuidoras, já que impacta diretamente na receita da empresa. Os custos das perdas técnicas são considerados na tarifa de energia elétrica, pois de acordo com a ANEEL as perdas técnicas são inevitáveis em qualquer rede de distribuição no mundo, representando um custo para o setor elétrico. Os valores regulatórios das perdas técnicas das distribuidoras são calculados pela ANEEL, que observa os níveis eficientes dessas perdas conforme as características da rede elétrica de cada concessionária. Da mesma forma, os custos das perdas não técnicas também são considerados na tarifa de energia elétrica e esses valores regulatórios das perdas não técnicas são calculados pela ANEEL por uma metodologia de comparação de desempenho das distribuidoras, observando critérios de eficiência e as características socioeconômicas das áreas de concessão. Portanto é necessário estimar os valores de perdas técnicas com maior precisão, pois isso auxiliará no cálculo do valor cobrado pelas perdas técnicas e consequentemente das perdas não técnicas.

Neste contexto surge o desafio de calcular as perdas com mínimas incertezas. Para resolver este problema, este trabalho propõe uma metodologia utilizando curvas de consumo de transformadores e leituras de alguns medidores utilizando o método de simulação de Monte Carlo.

## **1.2 OBJETIVOS**

O objetivo deste trabalho é estimar valores de perdas com menores incertezas em redes de média tensão. Para isso foi utilizado fluxo de potência probabilístico considerando alguns medidores de corrente instalados na rede elétrica. Como objetivos secundários, tem-se, construir curvas típicas de consumo de transformadores MT/BT a partir da literatura pesquisada e a implementação do fluxo probabilístico baseado na teoria simulação de Monte Carlo.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em seis capítulos, visando à melhor compreensão do trabalho desenvolvido.

No capítulo 1 é apresentada uma breve introdução ao tema tratado e os objetivos de solução utilizando os métodos contidos nessa dissertação.

No capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica dos temas pesquisados e de conceitos envolvidos no âmbito da previsão e caracterização de curva típica de demanda de energia elétrica.

No capítulo 3 é apresentado de forma geral o funcionamento do sistema de distribuição de energia elétrica caracterizando e definindo as etapas mais importantes referente a esse serviço. Ainda neste capítulo é apresentado o algoritmo utilizado para a resolução do problema. Também é mostrado o passo a passo do método de varredura utilizado para estimar as perdas na rede elétrica.

O capítulo 4 trata da metodologia utilizada, onde são definidas as variáveis consideradas para modelagem e os passos da metodologia proposta. Nesta seção é mostrado também alguns conceitos de estatística e probabilidade, assim como também a metodologia para determinar quais distribuições de probabilidade podem representar os dados das curvas de carga diárias medidas num sistema de distribuição.

O capítulo 5 apresenta os testes e resultados.

O capítulo 6 traz as considerações finais e conclusões, onde são propostos ainda outros estudos, tanto relativos ao tema abordado nessa dissertação, quanto a outras aplicações que possam utilizar os resultados obtidos nesse trabalho.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O tratamento do problema de fluxo de potência considerando incertezas pode ser encontrado na literatura a partir de três abordagens distintas:

- Modelagem probabilística (alvo de estudo deste trabalho);
- Métodos baseados na teoria dos conjuntos fuzzy;
- Análise de intervalos.

O fluxo de potência probabilístico leva em conta a natureza probabilística dos dados (variações aleatórias das gerações e/ou cargas). Para isso, o método probabilístico simulação de Monte Carlo é utilizado amplamente na literatura.

O fluxo de potência probabilístico foi apresentado pela primeira vez em (BORKOWSKA, 1974). A partir deste trabalho, vários trabalhos foram publicados, dentre os quais destacam-se (ALLAN; AL-SHAKARCHI, 1976), (ALLAN; SILVA, 1981), (SILVA; ARIENTI, 1990), entre outros. Nestas abordagens, as cargas e gerações são tratadas como variáveis aleatórias e são representadas por apropriadas distribuições de probabilidade ou funções densidade de probabilidade, conseqüentemente, os resultados são descritos por variáveis aleatórias.

SANTOS (2008) descreveu uma nova metodologia para o tratamento das incertezas associadas aos dados do problema de fluxo de potência. Onde as cargas e gerações foram modeladas por números fuzzy ou distribuições de possibilidade do tipo trapezoidal. Foram investigadas duas abordagens, a primeira caracterizava-se por um procedimento discreto que realizava uma análise determinística do problema de fluxo de potência. E a segunda baseava-se na aplicação de um processo iterativo, o qual devia ser realizado para a determinação dos valores extremos referentes às distribuições de probabilidade de cada variável de estado e de saída do problema. Os resultados foram comparados com o método de Monte Carlo.

Em (GALLEGO; ECHEVERRI, 2012) foi aplicado o método de estimação por pontos para resolver o problema de fluxo de potência trifásico probabilístico em sistemas de distribuição trifásicos desbalanceados. Foi feito um estudo das funções de distribuição de probabilidade das tensões nas barras (magnitude e ângulo) e os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos da rede. Foram apresentados dois esquemas do método de estimação por pontos ( $2m$  e  $2m+1$  pontos). Os métodos foram testados nos sistemas de 4, 34 e 123 barras do IEEE. Os resultados obtidos através dos esquemas foram comparados aos obtidos por uma simulação de Monte Carlo, podendo-se assim avaliar a precisão do

método.

ARAÚJO (2016) propôs um método de solução de fluxo de potência na forma intervalar, utilizando a aritmética afim, considerando incertezas nos dados de geração e carga. Desenvolveu-se uma abordagem de solução de fluxo de potência intervalar, baseada nas equações básicas de correntes expressas em termos das coordenadas retangulares das tensões nas barras. A partir dos resultados intervalares para o módulo de tensão e ângulos das fases, são calculados, também na forma intervalar, as gerações de potência ativa e reativa nas linhas. Foi utilizado dois sistemas de teste do IEEE (14 e 30 barras). O trabalho apresentou uma comparação dos resultados obtidos com a aplicação da aritmética intervalar ordinária e com o método de Monte Carlo.

CUNHA (2017) se propôs a investigar os possíveis benefícios para as concessionárias de distribuição de energia elétrica referentes à instalação de sistemas de armazenamento de energia ao longo das redes de distribuição. Para tanto, avaliou-se dois potenciais casos de aplicações destes sistemas, sendo estes: sistemas de armazenamentos de energia controlados pelos consumidores e pela concessionária. Para os estudos realizados, utilizou-se uma abordagem probabilística baseada no método de Monte Carlo. Os estudos propostos no trabalho tiveram por finalidade quantificar os impactos técnicos presentes na inserção de tecnologias emergentes nos sistemas de distribuição assim como o benefício indireto das concessionárias referente à aquisição de sistemas de armazenamento de energia pelos consumidores.

Em (CONSTANTE-FLORES; ILLINDALA, 2018) analisou-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, utilizando o método de Monte Carlo para cálculo de fluxo probabilístico. Os resultados indicam um fluxo reverso de energia através de certos ramos da rede e as energias renováveis têm um grande impacto no sistema.

ARAÚJO (2018) propôs o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para o planejamento e despacho ótimo de fontes de potência ativa, considerando as incertezas das cargas (leve, nominal e pesada) e fontes de energia renováveis não despacháveis através de uma abordagem probabilística. Através do uso de um método de fluxo de potência probabilístico conhecido como método estimado de dois pontos ela foi capaz de considerar no problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) cargas que possuem comportamento probabilístico e que possuem incertezas. Os resultados obtidos com as simulações realizadas usando a implementação computacional nos sistemas de teste IEEE

30 e 118 barras mostraram eficiência, obtendo-se um conjunto de soluções Pareto ótimas.

A seguir, apresenta-se metodologias encontradas sobre o cálculo de perdas elétricas.

OLIVEIRA (2017) propôs uma nova metodologia no âmbito do planejamento operacional incluindo informações de perdas técnicas e não técnicas nos estudos de fluxo de carga utilizando o método de Somatório de Potência Modificado. O autor fez a estimação das perdas através da realização de múltiplos fluxos de cargas, aplicando fatores de ajustes nas potências a cada novo fluxo de carga, considerando o efeito das perdas comerciais.

Em (IBRAHIM, 2017) foi proposta uma abordagem para estimar as perdas técnicas em média tensão. A abordagem fez o uso de topologias padrões da demanda de pico, do comprimento do alimentador, da distribuição das cargas e do fator de potência para determinar equações aproximadas de perdas técnicas. Adicionalmente, as medições de demanda na entrada da subestação e as medições de corrente nos primários e secundários dos alimentadores foram utilizados como informação adicional para se obter as estimativas.

ROSSONI (2018) apresentou uma metodologia para estimar perdas técnicas e comerciais em alimentadores de distribuição de média tensão. Primeiro, foi feita uma análise de fluxo de carga para obter os valores iniciais de operação. Segundo, um método de classificação de consumidores foi utilizado para obter os pesos das medições de injeção de potência. Terceiro, medições sintéticas foram criadas em áreas de baixa redundância no local de medição com o objetivo de melhorar o desempenho da análise de erros grosseiros do estimador de estados. A validação da metodologia foi realizada utilizando o sistema de teste da IEEE de 4, 13 e 123 barras. Os resultados dos testes comparativos apresentaram uma redução nos erros de estimação de perdas técnicas e comerciais.

### 3 FLUXO DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS RADIAIS

O Cálculo do fluxo de potência (ou fluxo de carga) é bastante conhecido e empregado na análise de sistemas elétricos de potência. Ele consiste fundamentalmente na determinação do estado da rede, da distribuição de fluxos e de algumas outras grandezas de interesse, como por exemplo (MONTICELLI, 1983):

- O módulo e ângulo das tensões nas barras do sistema;
- As correntes e potências que fluem através das linhas energizadas;
- As perdas totais do sistema.

Neste tipo de problema, as variações dos sinais elétricos no tempo são suficientemente lentas. Sendo assim, os efeitos transitórios passam a ser ignorados. A partir disso, pode-se concluir que o sistema é modelado de forma estática com um conjunto de equações e inequações algébricas utilizando-se métodos computacionais desenvolvidos especificamente para este contexto (MONTICELLI, 1983).

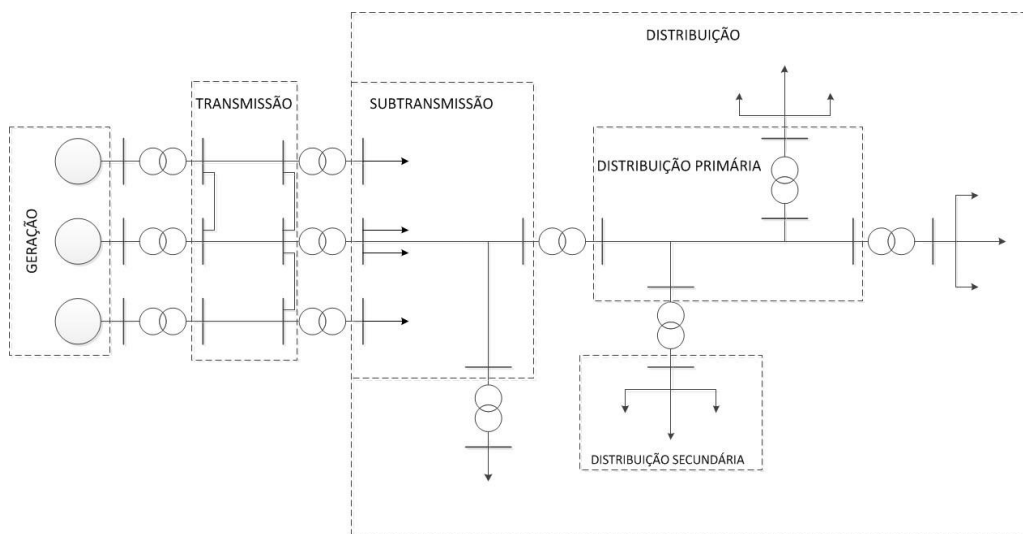
Na literatura existem vários métodos de análise de fluxo de carga próprios para redes de distribuição que operam de forma radial. Neste trabalho foi implementado o método de Varredura (backward-forward).

#### 3.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Um sistema de distribuição de energia elétrica tem como função fornecer energia das subestações de subtransmissão para cada consumidor de forma que os valores de tensão fornecidos sejam apropriados para o consumo, atendendo assim as normas da QEE. Este tema é regulamentado pela ANEEL.

Na *Figura 1* pode-se observar um diagrama unifilar típico de um sistema elétrico de potência, destacando-se a existência de três usinas, um conjunto de linhas de transmissão, uma rede de subtransmissão, uma de distribuição primária e três de distribuição secundária. Pode-se observar que o sistema de transmissão opera, no caso geral, em malha, o de subtransmissão opera radialmente, podendo em alguns casos operar em malha. O sistema de distribuição primário que é objeto de estudo deste trabalho opera geralmente de forma radial e o de distribuição secundária pode operar tanto em malha quanto radialmente.

Figura 1: Diagrama unifilar de sistema elétrico de potência.



Fonte:

([https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/apostila\\_sdee\\_01.pdf](https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/apostila_sdee_01.pdf))

O sistema de distribuição compreende a etapa final do fornecimento de energia elétrica proveniente dos centros de geração. Para que a energia seja consumida nas tensões adequadas, os níveis de tensão de transmissão são reduzidos à níveis de consumo de energia elétrica aceitáveis para cada tipo de consumidor. A *Figura 2* representa uma rede de distribuição de energia elétrica.

Figura 2: Rede aérea de distribuição de energia elétrica.



Fonte: (<http://www.adolphoeletricista.com.br/rede-de-distribuicao/>)



## 3.2 REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DOS COMPONENTES DO SISTEMA

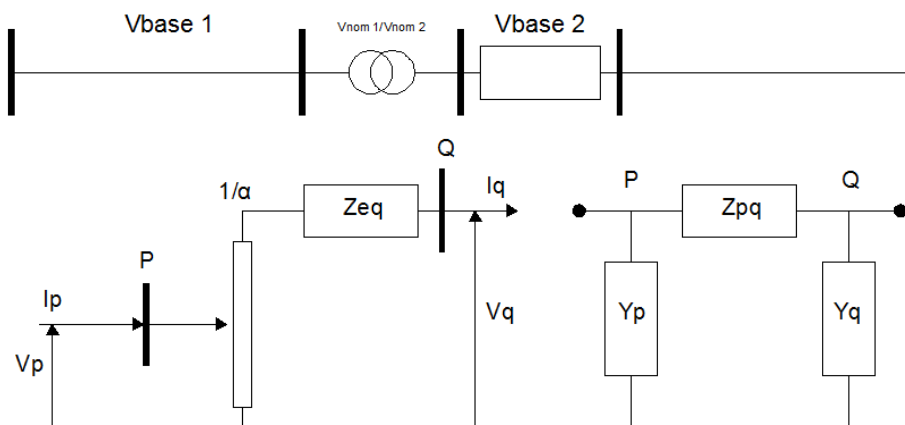
No desenvolvimento deste trabalho é necessário fazer uma análise de fluxo de carga, ou seja, estimar os parâmetros da rede elétrica numa determinada hora. Para esta análise é necessário modelar os componentes da rede elétrica que são detalhados a seguir.

### 3.2.1 MODELO DO TRANSFORMADOR

Os transformadores de distribuição são utilizados com o objetivo de reduzir a tensão primária, geralmente com 13,8 kV, para a tensão secundária, frequentemente com tensão 380/220V e 220/127V.

Os transformadores podem operar em seu “tap nominal”, que é quando as relações entre tensões base no primário e secundário coincidem com a relação de suas tensões nominais e que suas potências de base do primário e do secundário são iguais. Os transformadores também podem operar fora do seu tap nominal, ou seja, as relações de tensão no primário e secundário não coincidem com a relação de suas tensões nominais, bem como sua potência não coincide com a potência base (KAGAN, 2010). Neste segundo caso, é necessário fazer a modelagem através de um circuito  $\pi$  equivalente, constituído por elementos passivos, este modelo pode ser visto na *Figura 3*.

Figura 3: Modelo  $\pi$  equivalente do transformador



Fonte: (Kagan, 2010)

A relação de espiras,  $\alpha$  do transformador é dada por:

$$\alpha = \frac{V_{nom2}V_{base1}}{V_{nom1}V_{base2}} \quad (1)$$

Pode-se observar a partir da *Figura 3* que a tensão  $V_p$  no primário e a corrente  $I_p$  também no primário são dadas por:

$$V_p = \frac{1}{\alpha} V_q + \frac{Z_{eq}}{\alpha} I_q \quad (2)$$

$$I_p = I_q \alpha \quad (3)$$

A equivalência com o circuito  $\pi$  resulta nas seguintes impedâncias e admitâncias que foram definidas pelas equações a seguir:

$$Z_{pq} = \frac{Z_{eq}}{\alpha} \quad Y_q = (1 - \alpha) \frac{1}{Z_{eq}} \quad Y_p = (\alpha - 1) \frac{\alpha}{Z_{eq}} \quad (4)$$

A *Figura 4* representa um transformador abaixador utilizado na distribuição de energia.

Figura 4: Transformador utilizado na distribuição de energia



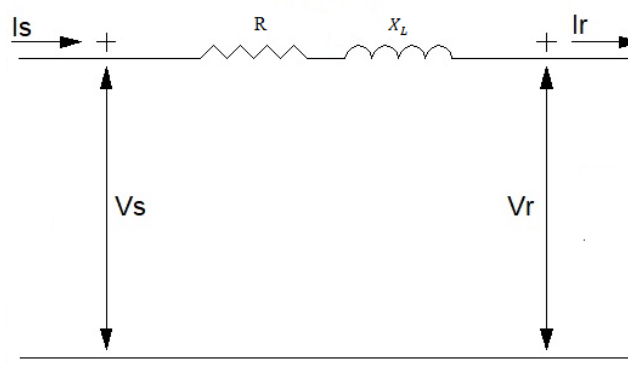
Fonte: (<https://slideplayer.com.br/slide/4084214/#>)

### 3.2.2 MODELO DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

O modelo de linha equivalente utilizado neste trabalho foi o de linha curta, devido a sua precisão para as redes de distribuição. As linhas curtas são de até 80 km de comprimento.

Em uma linha curta a capacitância é tão pequena que pode ser desprezada sem que haja inconsistências significativas. Com isso, são consideradas apenas a resistência  $R$  em série com a indutância  $L$ . A *Figura 5* representa um modelo de linha curta.

Figura 5: Modelo de linha curta



Fonte: (Adaptado de Stevenson, 1986)

Parâmetros como resistência e indutância distribuídos ao longo da linha são necessários para a resolução de equações que descrevem os valores de tensão e corrente em uma linha (STEVENSON, 1986). O circuito é resolvido como um circuito de CA série simples onde:

$$I_s = I_r \quad (5)$$

$$V_s = V_r + I_r(R + X_L) \quad (6)$$

As linhas elétricas têm como objetivo levar energia da subestação até os consumidores. Este processo é feito utilizando-se fios e postes. Dessa forma, a linha de distribuição primária é ilustrada na *Figura 6*. Ela é utilizada para levar energia até os consumidores, como indústrias, comércios, residências, prédios, entre outros. Eles podem estar conectados ao sistema primário ou secundário. O material mais utilizado nessas linhas é o alumínio, pelo custo mais baixo em relação ao cobre.

Figura 6: Linhas de distribuição



Fonte: (<https://pt.dreamstime.com/foto-de-stock-linha-el%C3%A9trica-distribui%C3%A7%C3%A3o-el%C3%A9trica-do-poder-image67579684>)

### 3.2.3 MODELO DE CARGA

Cada equipamento conectado à rede elétrica (carga) exibe um comportamento específico para consumo de potência diante variações de tensão. Nesta seção são ilustrados os modelos apresentados por (KAGAN, 2010).

- **Carga de corrente constante com a tensão:** são aquelas em que a intensidade de corrente e o ângulo entre corrente e tensão não sofre alteração quando o valor da tensão varia.
- **Carga de impedância constante com a tensão:** são obtidas a partir das potências ativas e reativas absorvidas pela carga. Capacitores, chuveiros e torneiras elétricas são exemplos de carga dessa natureza.
- **Carga de potência constante com a tensão:** são aquelas cujas potências ativas e reativas não variam independentemente do valor de tensão a elas aplicadas. Esta representação será utilizada neste trabalho. As expressões que caracterizam este modelo (KAGAN, 2010) são apresentadas a seguir:

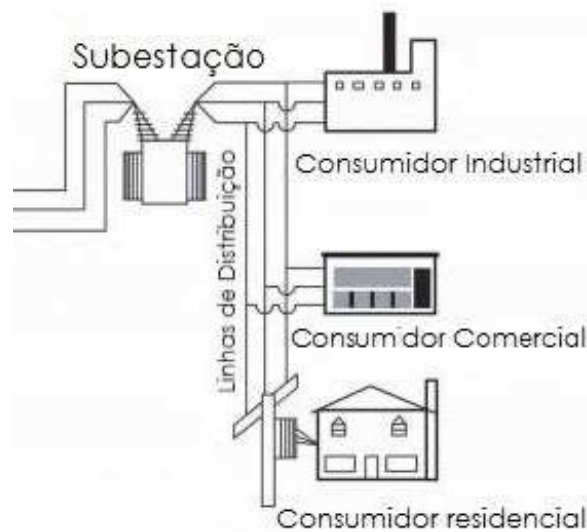
$$\overline{S}_{NF} = S_{NF} \angle \varphi = P_{NF} + jQ_{NF} \quad (7)$$

$$I_F = \frac{S_{NF}^*}{V_F^*} = \frac{S_{NF} \angle -\varphi}{V_F \angle -\theta_1} = \frac{S_{NF}}{V_F} \angle (\theta_1 - \varphi) \quad (8)$$

Pode-se concluir que a corrente absorvida é inversamente proporcional à tensão aplicada.

A *Figura 7* ilustra um padrão de conexão de um consumidor residencial, comercial ou industrial.

Figura 7: Conexão da carga



Fonte: ([https://www.researchgate.net/figure/FIGURA-3-VISAO-GERAL-DE-UM-SISTEMA-DE-GERACAO-TRANSMISSAO-E-DISTRIBUICAO-DE-ENERGIA\\_fig1\\_262373193](https://www.researchgate.net/figure/FIGURA-3-VISAO-GERAL-DE-UM-SISTEMA-DE-GERACAO-TRANSMISSAO-E-DISTRIBUICAO-DE-ENERGIA_fig1_262373193))

### 3.3 MEDIÇÃO NA MÉDIA TENSÃO

Esta seção trata a respeito de 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 e as distribuidoras devem seguir as recomendações feitas pelo mesmo.

Pela regulação, Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, se estabelece os requisitos técnicos mínimos para os sistemas de medição. 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 pré-estabelecidos pela ANEEL.

O módulo 5 do PRODIST tem como objetivo estabelecer os 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. Além disso, ele estabelece os procedimentos fundamentais para que os sistemas de medição sejam instalados e mantidos dentro dos padrões necessários aos processos de contabilização de energia elétrica, de uso no âmbito das distribuidoras e de contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Neste documento afirma-se que na MT e AT o sistema de medição deve ser instalado na unidade consumidora, em local de livre e de fácil acesso, o mais próximo possível do ponto de conexão. O documento afirma também que a distribuidora poderá instalar o sistema de medição individualizado ou centralizado, externamente à unidade consumidora, no ponto da rede onde estão ligados os ramais para as unidades consumidoras.

Deverão ser realizadas a medição e a coleta de dados referentes:

- Medição de Faturamento;
- À qualidade da energia elétrica (QEE);
- Às cargas do sistema de distribuição;
- Aos estudos de previsão de demanda;
- Às curvas de carga;
- À apuração das perdas técnicas.

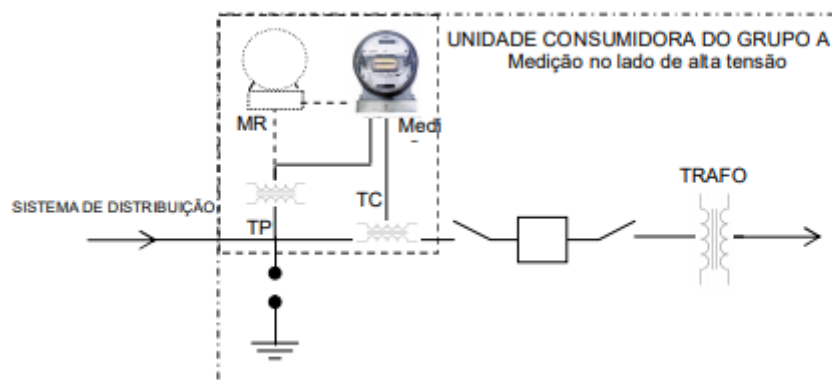
Existem alguns requisitos técnicos mínimos que precisam ser respeitados para os sistemas de medição, dentre eles destacam-se:

- O sistema de medição deve ser projetado de forma que permita fácil manutenção, calibração e substituição dos componentes do painel, caixa ou cubículo de medição;
- Quando existirem chaves de aferição, as mesmas devem ser instaladas de tal forma que permita a realização de curto-circuito nos secundários dos transformadores de corrente, sem necessidade de desligamento dos circuitos;
- As caixas ou cubículos de medição deverão possuir grau de proteção para invólucro de equipamentos elétricos (código IP) da ABNT correspondente às condições de instalação dos equipamentos;
- Os sistemas de medição devem garantir a inviolabilidade por meio de colocação de lacres por órgão credenciado, de modo a permitir a visualização de qualquer indício de violação;

- Em unidades consumidoras conectadas em tensão primária de distribuição, os sistemas de medição podem ser instalados no lado de saída dos transformadores de potência, sendo obrigatória a utilização de medidores que possuam algoritmo para compensação de perdas elétricas em transformação.

A *Figura 8* ilustra genericamente em diagrama unifilar uma ligação de unidade consumidora atendidas em MT e AT

Figura 8: Diagrama unifilar de um consumidor de média tensão



Fonte: (PRODIST, 2016)

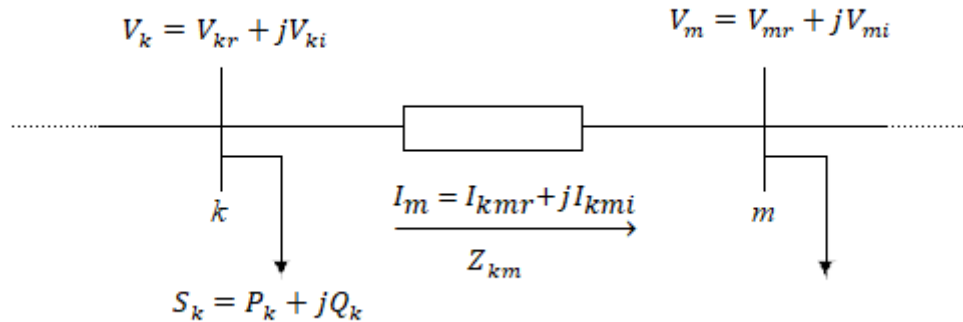
### 3.4 MÉTODO DE VARREDURA

Este método criado por (SHIRMOHAMMADI, 1988) tem como objetivo determinar os parâmetros de uma rede em algum instante de operação. Consiste em duas etapas, a primeira (backward) inicia nas barras finais na qual é calculada as correntes em todos os trechos até a subestação. A segunda etapa (forward) é o sentido inverso e nela se atualiza as tensões em todas as barras. Este processo é detalhado a seguir.

#### 3.4.1 PROCESSO BACKWARD

A *Figura 9* ilustra um trecho qualquer de um sistema de distribuição com seus respectivos parâmetros.

Figura 9: Cálculo de corrente de carga



Fonte: (Zvietcovich, 2006)

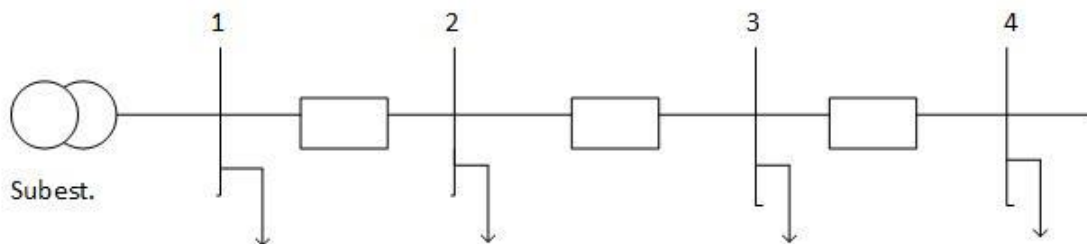
A corrente nodal da barra k é composta por um termo real e um termo imaginário, como pode-se observar na (equação 9) e (equação 10). Essa corrente é em função da carga conectada a barra ( $S_k$ ) e da tensão nodal ( $V_k$ ). As correntes nodais no método de varredura são calculadas no processo reverso, partindo das barras mais afastadas da subestação e caminhando sentido a subestação. Para o exemplo da *Figura 9*, admitindo-se que a tensão nodal ( $V_k$ ) e a parcela ativa e reativa da carga ( $P_k$  e  $Q_k$ ) são conhecidas, então:

$$I_{kreal} = \frac{P_k V_{kr} + Q_k V_{ki}}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2} \quad (9)$$

$$I_{kimag} = \frac{P_k V_{ki} + Q_k V_{kr}}{V_{kr}^2 + V_{ki}^2} \quad (10)$$

A seguir é apresentado um exemplo para melhor entendimento deste processo.

Figura 10: Sistema de 4 barras



Fonte: (Zvietcovich, 2006)



Da *Figura 10*, pode-se deduzir:

$$I_{34} = I_4 \quad (11)$$

$$I_{23} = I_{34} + I_3 \quad (12)$$

$$I_{12} = I_{23} + I_4 \quad (13)$$

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

$$I_{km} = I_{kmr} + jI_{kmi} = I_k + \sum I_L \quad L = (1, 2, \dots, n) \quad (14)$$

Onde ( $I_L$ ) é a corrente do L-ésimo ramo que está conectado ao ramo km.

### 3.4.2 PROCESSO DE FORWARD

Por definição, observando-se a *Figura 9*, a tensão nodal na barra k ( $V_k$ ) e a tensão nodal na barra m ( $V_m$ ) são dadas pela (equação 15) e pela (equação 16). A obtenção das tensões nodais se dá no processo de varredura direta, partindo da barra mais próxima da subestação e caminhando em sentido a barra mais afastada da subestação. O termo ( $r_{km}$ ) refere-se a resistência da linha km, e ( $x_{km}$ ) refere-se a reatância da linha km.

$$V_k = V_{kr} + jV_{ki} = V_m + (r_{km} + jx_{km})(I_{kmr} + jI_{kmi}) \quad (15)$$

$$V_m = V_{mr} + jV_{mi} = V_k - (r_{km} + jx_{km})(I_{kmr} + jI_{kmi}) \quad (16)$$

Para ilustrar melhor este processo, a partir da *Figura 10* tem-se:

$$V_2 = V_1 - I_{12}Z_{12} \quad (17)$$

$$V_3 = V_2 - I_{23}Z_{23} \quad (18)$$

$$V_4 = V_3 - I_{34}Z_{34} \quad (19)$$

Calculado os novos valores de tensão em todas as barras e correntes em todos os ramos pode-se calcular facilmente as perdas ativas e reativas, tem-se:

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

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

Então as perdas totais do sistema serão:

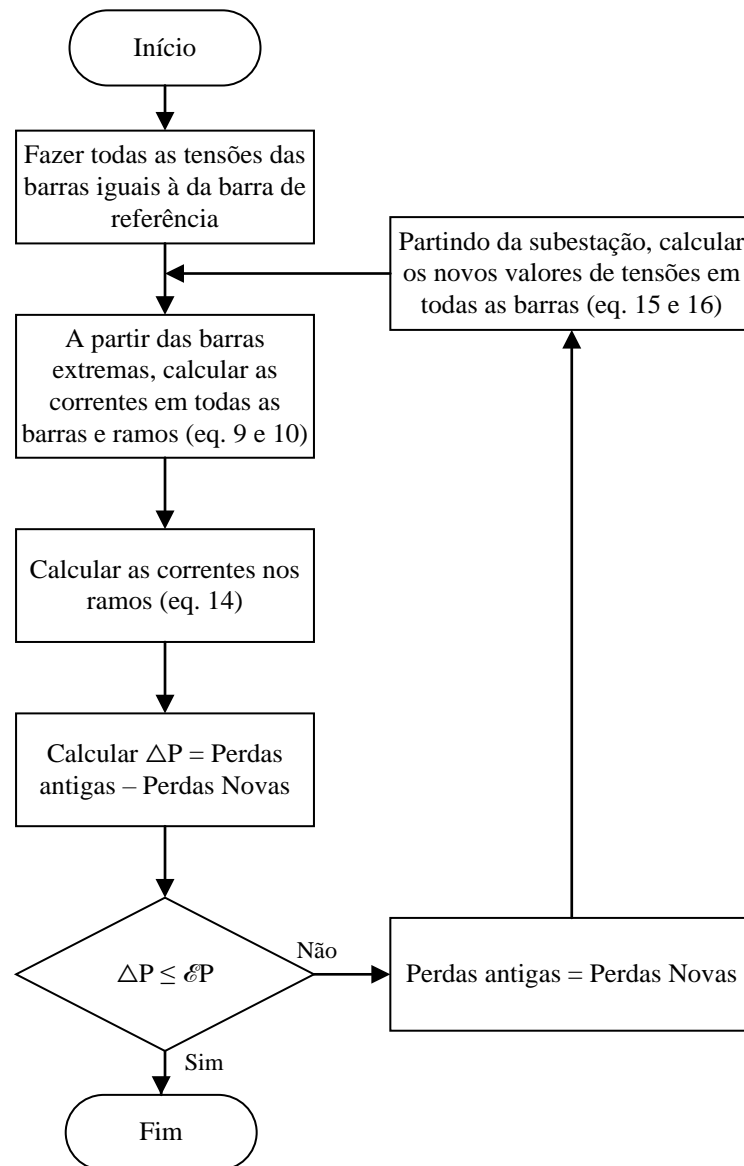
$$P_t = \sum_{(k,m) \in \Omega} r_{km} I_{km}^2 \quad (22)$$

$$Q_t = \sum_{(k,m) \in \Omega} x_{km} I_{km}^2 \quad (23)$$

Em que  $\Omega$  representa o conjunto de todos os ramos do sistema elétrico.

A *Figura 11* representa o fluxograma com as etapas do algoritmo de Varredura.

Figura 11: Fluxograma para o método de varredura



Fonte: (Adaptado de Zvietcovich, 2006)

Observando o fluxograma da *Figura 11*, considera-se inicialmente que  $Pt_{atual} = 0$  e  $Pt_{ant}$  é calculado a partir da equação 20 que são as perdas ativas. Assim é possível calcular o valor de  $\Delta$ , e avaliar a condição para finalizar ou prosseguir com o problema.

## 4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA AO PROBLEMA DE ESTIMAÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS

### 4.1 ESTATÍSTICA E PROBABILIDADE

Nesta seção foram apresentados alguns conceitos de estatística e probabilidade fundamentais que foram empregados neste trabalho.

#### 4.1.1 VARIÁVEL ALEATÓRIA

Variável aleatória é um conceito bastante utilizado em probabilidade. Ela, diferentemente de uma variável determinística que possui sempre o mesmo valor, pode assumir diversos valores, cada um associado a uma probabilidade de ocorrência. Podendo ser discretas, ou contínuas (TIETJEN, 2012).

#### 4.1.2 MÉDIA E VARIÂNCIA DE UMA VARIÁVEL ALEATÓRIA

O valor médio é uma medida do centro ou meio da distribuição de probabilidade e a variância é uma medida da dispersão ou variabilidade na distribuição.

A média e a 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  $\mu$  ou  $E(x)$ , é:

$$\mu = E(X) = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx \quad (24)$$

$$\sigma^2 = V(X) = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^2 f(x)dx = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 f(x)dx - \mu^2 \quad (25)$$

De forma simples, a média é uma medida que se dá pela razão entre a soma de todos os elementos e a sua cardinalidade (número de elementos) (BUSSAB & MORETTIN, 2004).

$$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{n} \quad (26)$$

Em que:

n: número de amostras de uma variável;

$x_i$ : Valores correspondentes às n amostras.

### 4.1.3 DESVIO PADRÃO

De acordo com (BUSSAB & MORETTIN, 2004), a representação de um conjunto de dados por uma única medida de posição central não fornece informações a respeito da variabilidade do conjunto. Portanto, é importante utilizar uma medida que represente a dispersão dos dados em torno da sua média. Para tal, utiliza-se o desvio padrão ( $\sigma$ ). Tal medida é capaz de representar os desvios dos valores em relação à média aritmética. Matematicamente é dada por:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n}} \quad (27)$$

### 4.1.4 DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE E FUNÇÃO DE PROBABILIDADE

A distribuição de probabilidades de uma variável aleatória  $X$  é uma descrição das probabilidades associadas com valores possíveis de  $X$ . Para uma variável aleatória discreta, a distribuição é frequentemente especificada por apenas uma lista de valores possíveis, juntamente com a probabilidade de cada um (MONTGOMERY, RUNGER, 2009, p.43).

A função de distribuição de probabilidade é também conhecida como função de densidade acumulada e é representada comumente como  $F(x)$ . Função de distribuição de probabilidade de uma variável aleatória  $X$  é a probabilidade de que  $X$  seja menor ou igual a um valor específico de  $x$  ( $P_x(x)$ ), isto pode ser representado por (PAPOULIS, 2001).

$$F_x(x) = P(X \leq x) \quad \text{para todo } x \text{ entre } (-\infty, +\infty) \quad (28)$$

#### 4.1.5 FUNÇÃO DE DENSIDADE DE PROBABILIDADE

Ao se considerar os valores de uma variável aleatória, frequentemente podemos atribuir uma probabilidade a cada um desses valores. Quando se conhece todos os valores de uma variável aleatória conjuntamente com suas respectivas probabilidades tem-se uma função de distribuição (densidade) de probabilidades da variável  $x$  (PAPOULIS, 2001).

A função de densidade de probabilidade (FDP) é a derivada da função de probabilidade acumulada em relação à variável  $x$ . (PAPOULIS, 2001).

Esta função é representada por:

$$f_x(x) = \frac{dF_x(x)}{dx} \quad \text{para todo } x \text{ entre } (-\infty, +\infty) \quad (29)$$

A função de densidade de probabilidade  $f_x(x)$  ou a função de distribuição de probabilidade  $F_x(x)$  representa um modelo probabilístico de um experimento aleatório.

De acordo com (MONTGOMERY & RUNGER, 2003), a definição de densidade de probabilidade é uma função tal que:

- $f(x) \geq 0$
- $\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1$
- $P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x) dx = \text{área sob } f(x) \text{ de } a \text{ a } b \text{ para qualquer } a \text{ e } b$

Ela fornece uma descrição simples das probabilidades associadas a uma variável aleatória. Uma FDP é zero para valores de  $x$  que não possam 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  $[a, b]$ .

#### 4.1.6 ERRO QUADRÁTICO MÉDIO

No estudo das técnicas de previsão as medidas de precisão são uma aplicação de extrema importância. Os valores futuros das variáveis tornam-se bastante difíceis de prever dada a complexidade da grande maioria dessas variáveis na vida real. Assim, é fundamental incluir informação acerca da medida em que a previsão pode desviar-se do valor real da variável. Este conhecimento adicional fornece uma melhor percepção sobre o quão precisa pode ser a previsão (STEVENSON, 1996).

A diferença entre o valor real e a previsão do valor dá origem ao erro de previsão:

$$e_t = A_t - P_t \quad (30)$$

Onde:

$e_t$  = Erro no período  $t$

$A_t$  = Valor real no período  $t$

$P_t$  = Previsão para o período  $t$

De acordo com (DILWORTH, 1992), o erro quadrático médio (EQM) pode ser usado como uma medida do erro de previsão. O EQM é determinado somando os erros de previsão ao quadrado e dividindo pelo número de erros usados no cálculo. O erro quadrático médio pode ser expresso pela seguinte equação:

$$EQM = \frac{\sum_{t=1}^n e_t^2}{n} \quad (31)$$

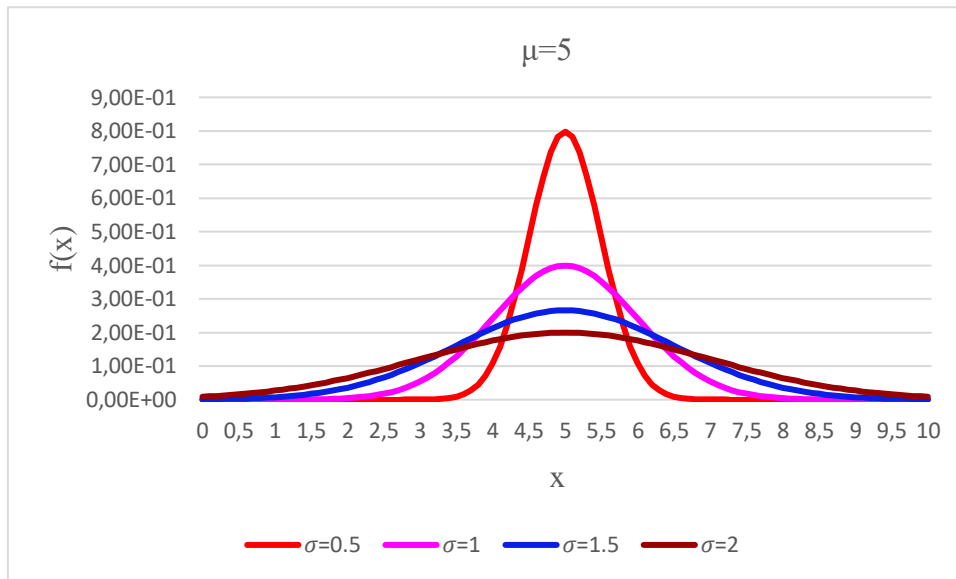
Em que  $n$  corresponde ao número de períodos utilizados.

#### 4.1.7 DISTRIBUIÇÃO NORMAL

A distribuição normal é o modelo mais utilizado para a distribuição de uma variável aleatória. É também conhecida como distribuição de Gauss ou Gaussiana. A distribuição normal aparece no estudo de inúmeros fenômenos físicos básicos e possui grande uso na estatística e na engenharia.

Variáveis aleatórias com diferentes médias e variâncias podem ser modeladas pelas funções densidades de probabilidade normal, com escolhas apropriadas do centro e da largura da curva. O valor de  $E(X) = \mu$  determina o centro da função densidade de probabilidade e o valor de  $V(X) = \sigma^2$  determina a largura. A *Figura 12* ilustra as várias funções densidades de probabilidade, com valores selecionados de  $\mu$  e  $\sigma^2$ . Cada um tem uma curva simétrica e em forma de sino, porém os centros de dispersões diferem. (MONTGOMERY, RUNGER, 2009, p.74).

Figura 12: Distribuições normal para diferentes valores de  $\sigma$  e  $\mu$  fixo.



De acordo com (MONTGOMERY, RUNGER, 2009, p.74), uma variável aleatória  $X$  com função de densidade de probabilidade

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad \text{para todo } x \text{ entre } (-\infty, +\infty) \quad (32)$$

é uma variável aleatória normal, com parâmetros  $\mu$ , em que  $-\infty < \mu < +\infty$ , e  $\sigma > 0$ . Também

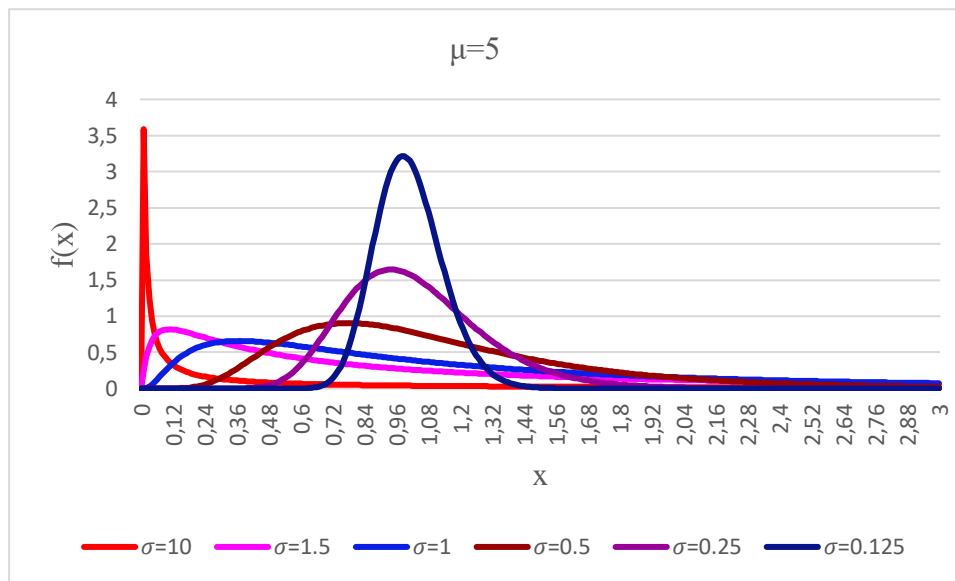
$$E(X) = \mu \quad e \quad V(X) = \sigma^2 \quad (33)$$

#### 4.1.8 DISTRIBUIÇÃO LOGNORMAL

A distribuição lognormal é a distribuição de probabilidade de qualquer variável aleatória com seu logaritmo normalmente distribuído. Em probabilidade e estatística, uma variável aleatória  $x$  tem uma distribuição lognormal quando seu logaritmo  $Y = \log(x)$  tem uma distribuição normal (LAW & KELTON, 2000) (PAREJA, 2009). A *Figura 13* representa uma curva lognormal.



Figura 13: Distributions lognormal para diferentes valores de  $\sigma$  e  $\mu$  fixo.



Fonte: (Do Autor)

A importância da distribuição lognormal se deve a um resultado análogo ao Teorema do Limite Central: assim como uma distribuição normal aparece quando são somadas várias variáveis independentes, a distribuição lognormal aparece naturalmente como o produto de várias variáveis independentes (sempre positivas).

A função densidade de probabilidade da distribuição lognormal com média  $\mu_{ln}$  e desvio padrão  $\sigma_{ln}$  pode ser definida por:

$$f(x) = \frac{1}{x\sigma_{ln}\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln(x)-\mu_{ln})^2}{2\sigma_{ln}^2}} \quad (34)$$

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

$$\mu_{ln} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(x_i) \quad \sigma_{ln} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\ln(x_i) - \mu_{ln})^2}{n}} \quad (35)$$

A função de distribuição de probabilidade acumulada de uma variável  $x$  que seu logaritmo está normalmente distribuído pode ser definida como:

$$F_x(x) = \frac{1}{\sigma_{\ln}\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x \frac{1}{x} e^{-\frac{(\ln(x)-\mu_{\ln})^2}{2\sigma_{\ln}^2}} dx \quad (36)$$

#### 4.1.9 DISTRIBUIÇÃO WEIBULL

Em (PAPOULIS, 2001) uma variável aleatória  $x$  segue a distribuição de Weibull se sua função densidade de probabilidade for dada por:

$$f(x: \lambda, \beta) = \begin{cases} \frac{\beta}{\lambda} * \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{\beta-1} * e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^\beta}, & x \geq 0, \\ 0, & x < 0 \end{cases} \quad (37)$$

O parâmetro  $\lambda$  está definido de 0 a  $+\infty$  e é medido na mesma unidade que  $x$ . Do ponto de vista estatístico  $\lambda$  é um parâmetro de escala pois variações no seu valor, enquanto  $\beta$  é mantido constante, causam a compressão ou expansão do gráfico.

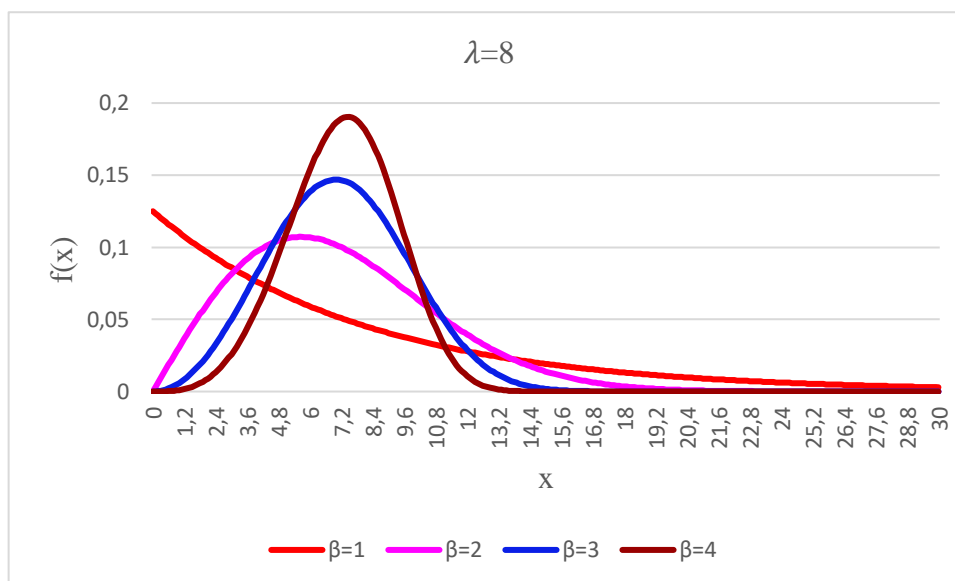
O parâmetro  $\beta$  está definido de 0 a  $+\infty$  e é adimensional. Do ponto de vista estatístico  $\beta$  é o parâmetro de forma. Variações no valor de  $\beta$  alteram drasticamente o comportamento da distribuição.

A média e a variância de uma distribuição Weibull são:

$$\mu = \lambda \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \quad \sigma^2 = \lambda \left\{ \Gamma\left(1 + \frac{2}{\beta}\right) - \left[ \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \right]^2 \right\} \quad (38)$$

A *Figura 14* mostra curvas da distribuição de Weibull com valores selecionados de  $\lambda$  e  $\beta$ .

Figura 14: Distribuição Weibull para diferentes valores de  $\beta$  e  $\lambda$  fixo.



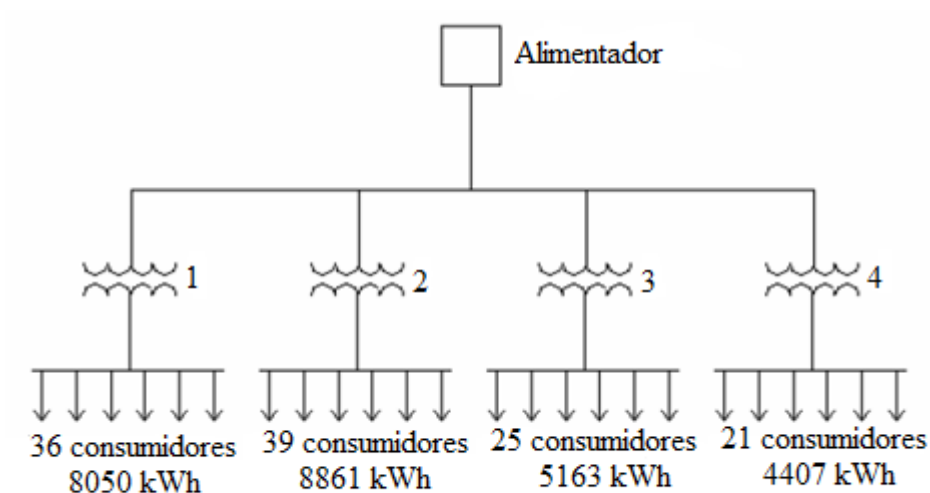
Fonte: (Do Autor)

## 4.2 CONSTRUÇÃO DE CURVAS TÍPICAS DE GRUPO DE CONSUMIDORES

Para desenvolver a metodologia foi necessário fazer a construção de curvas de consumo dos consumidores ligados a rede avaliada. Para isso foram utilizadas curvas padrão encontradas na literatura. A partir destas, dado o consumo de energia do consumidor (kWh) foi ajustada estas curvas a este valor.

Para obtenção das curvas típicas de consumidores foi utilizado um banco de dados a partir do trabalho realizado pelo (AISLAN, 2006) a coleta desses dados foi feita através de valores aproximados. A estimativa das curvas das curvas foi feita utilizando-se o valor do consumo mensal de cada unidade consumidora. Foi utilizado um pequeno alimentador com 4 transformadores de distribuição, com 121 consumidores conectados dispostos conforme a *Figura 15*. Este alimentador é fictício e pequeno, porém construído a partir de dados reais de consumidores, obtidos de concessionária de energia.

Figura 15: Alimentador fictício

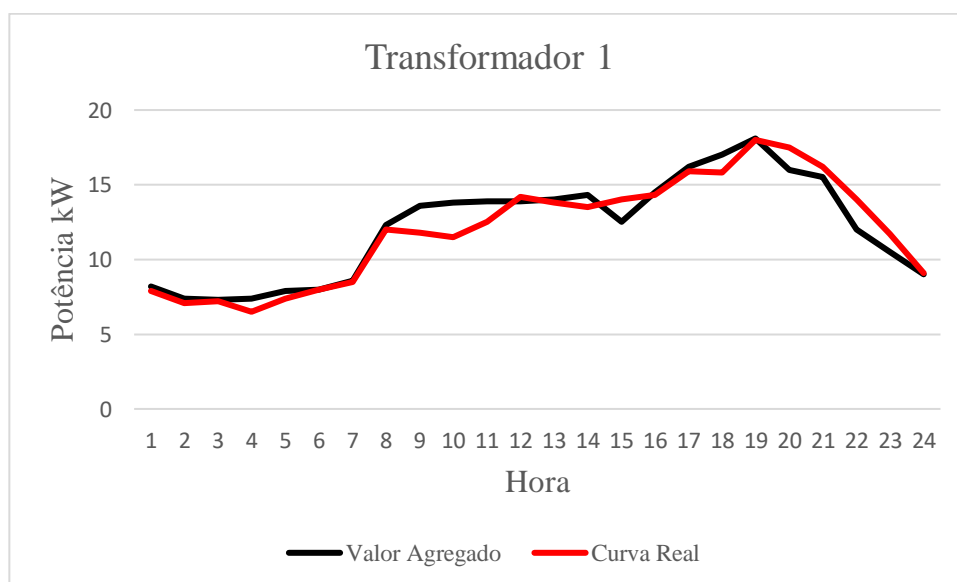


Fonte: (Adaptado de Aislan, 2006)

Nas Figuras 16, 17, 18 e 19 estão representadas as curvas dos transformadores utilizados para montar o banco de dados que será utilizado para testes.

O transformador 1 (Figura 16) possui uma potência nominal de 45 kVA.

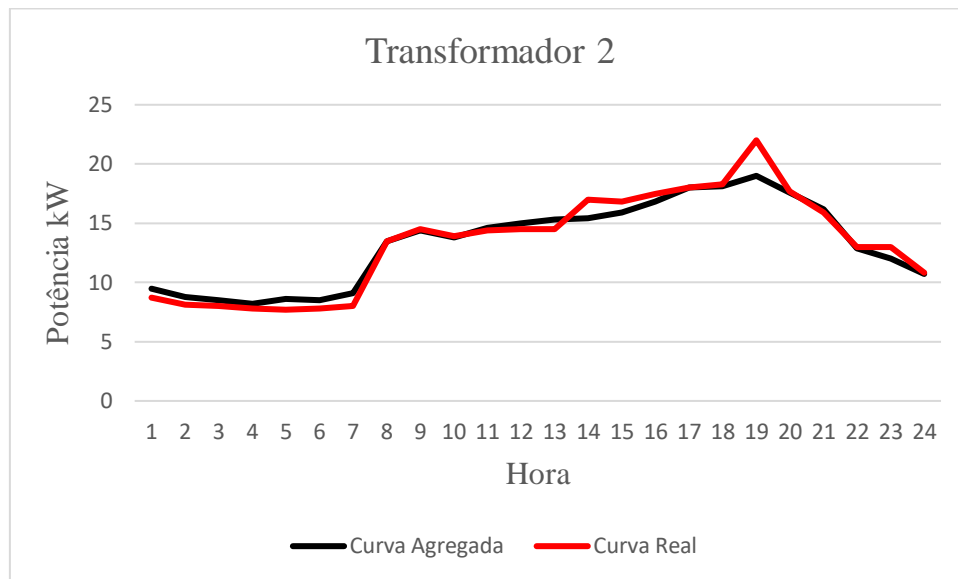
Figura 16: Curva real no transformador 1



Fonte: (Adaptado de Aislan, 2006)

O transformador 2 (*Figura 17*) possui uma potência nominal de 45 kVA.

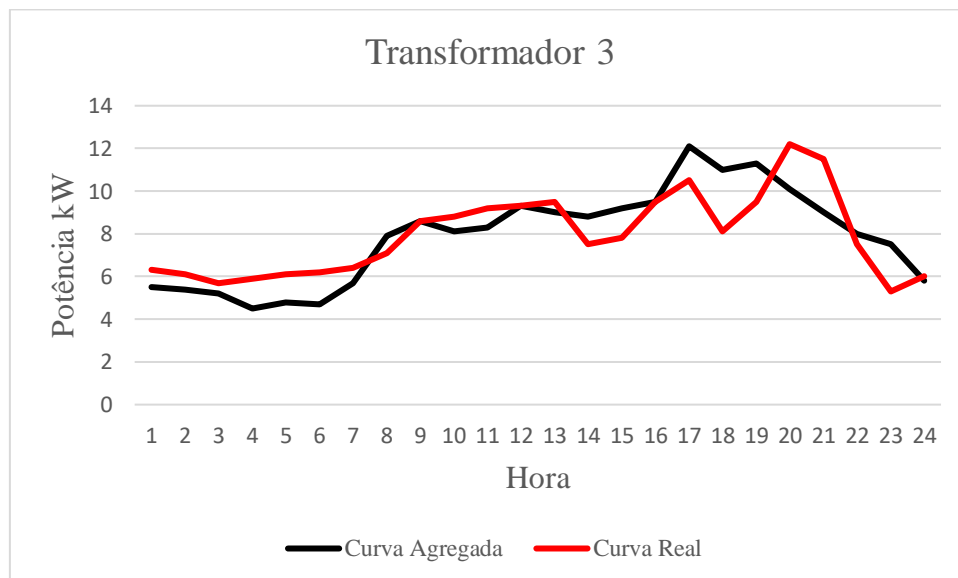
Figura 17: Curva real no transformador 2



Fonte: (Adaptado de Aislan, 2006)

O transformador 3 (*Figura 18*) possui uma potência nominal de 10 kVA.

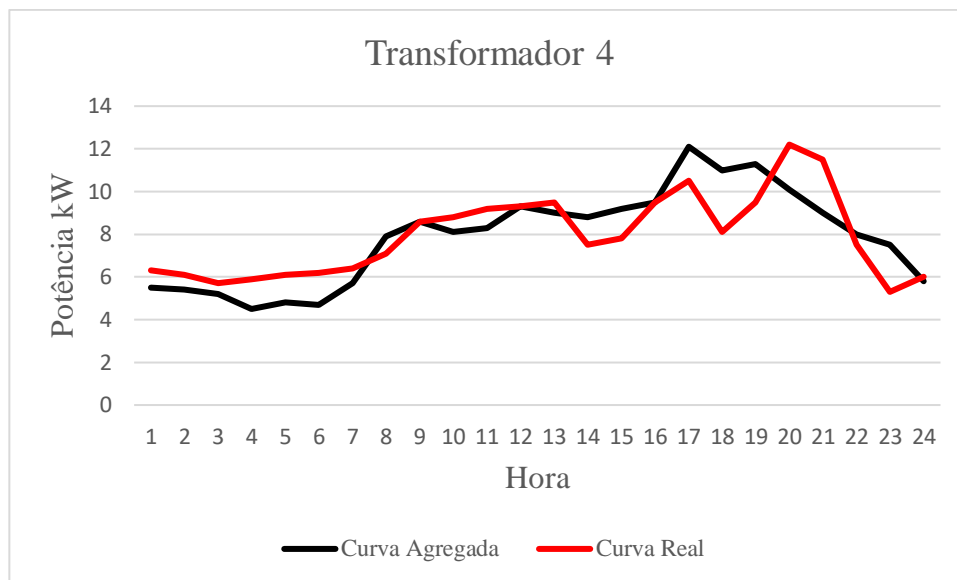
Figura 18: Curva real no transformador 3



Fonte: (Adaptado de Aislan, 2006)

O transformador 4 (*Figura 19*) possui uma potência nominal de 10 kVA.

Figura 19: Curva real no transformador 4



Fonte: (Adaptado de Aislan, 2006)

### 4.3 O MÉTODO SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

O método simulação de Monte Carlo (MMC) é um dos mais utilizados na literatura para simular processos os quais possuem dados com incertezas, neste caso nos SDEE. As variáveis de interesse que possuem algum grau de incerteza são associadas a uma FDP, uma vez conhecidas essas funções, a Simulação de Monte Carlo pode proceder fazendo as amostragens aleatórias a partir das mesmas. Este processo é repetido inúmeras vezes e o resultado desejado é obtido por meio de técnicas estatísticas (média, desvio padrão, etc.) sobre um determinado número de realizações (amostra) que podem chegar a milhões. No MATLAB essa geração de números aleatórios é feita por meio das funções: `normrnd` (distribuição Normal), `lognrnd` (distribuição Lognormal) e `wblrnd` (distribuição Weibull), que foram tratadas nas subseções anteriores. Então, o fluxo de potência determinístico é solucionado para cada um dos valores aleatórios gerados (PAREJA, 2009).

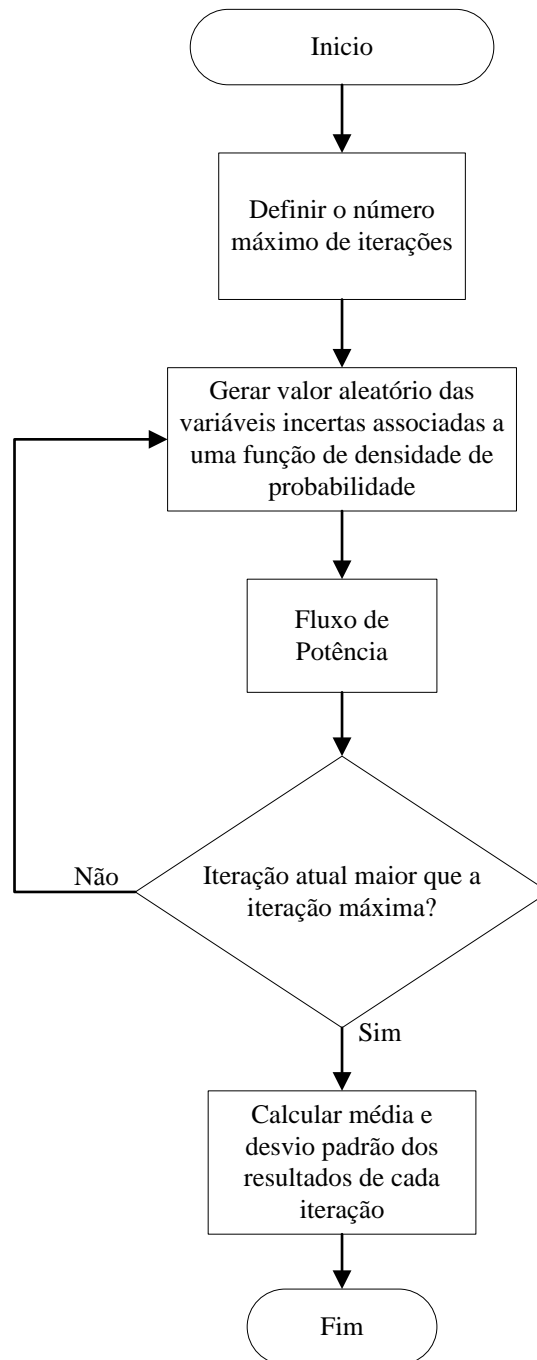
No MMC, as variáveis de saída do fluxo de potência são calculadas a partir de cada conjunto de números aleatórios que foram gerados para as variáveis de entrada:

$$Y^{(k)} = f(X_1^k, X_2^k, \dots, X_n^k) \quad (39)$$

Em que  $Y^{(k)}$  denota a k-ésima iteração do vetor de variáveis de saída aleatória e  $X_n^k$  é a n-ésima posição do vetor de variáveis de entrada da k-ésima iteração do MMC. Então, o valor médio e o desvio padrão são calculados (MOHAMMADI & SHAYEGANI & ADAMINEJAD, 2013).

A *Figura 20* representa um fluxograma simplificado do método de MMC.

Figura 20: Fluxograma simplificado do Método Simulação de Monte Carlo



Fonte: (Do Autor)

### 4.3.1 CRITÉRIO DE PARADA DE UMA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

Existem diversas maneiras de se fazer o critério de parada para a simulação de Monte Carlo. 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).

Para este trabalho, o coeficiente de variação estatístico será utilizado para estabelecer quando o algoritmo deve parar. 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:

$$cv_d = \max(cv_1, cv_2, \dots, cv_k) \quad (40)$$

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):

$$cv = \frac{\sigma}{\mu\sqrt{n}} \quad (41)$$

### 4.3.2 MÁXIMA VEROSSIMILHANÇA

O método da Máxima Verossimilhança é um método de estimação de parâmetros através de modelos estatísticos. A ideia é encontrar o valor que maximiza a probabilidade de uma determinada amostra observada, ou seja, o valor que torna esta amostra mais provável de acontecer. Este é um dos métodos mais populares e importantes utilizados para estimar parâmetros na estatística.

Para cada curva de dados 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  $(\mu, \sigma)$ . 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  $X_1, X_2, \dots, X_n$  são variáveis aleatórias independentes com distribuição de probabilidade discreta representada por  $f(x, \theta)$ , onde  $\theta$  é um único parâmetro de distribuição. Agora:



$$\begin{aligned} L(x_1, x_2, \dots, x_n; \theta) &= f(x_1, x_2, \dots, x_n; \theta) \\ &= f(x_1, \theta) f(x_2, \theta) \dots f(x_n, \theta) \end{aligned} \quad (42)$$

é a distribuição conjunta das variáveis aleatórias, muitas vezes referida como função de verossimilhança. Note que a variável da função agora é  $\theta$ , não  $x$ .

Muitas vezes é conveniente trabalhar com *log natural* ( $\ln$ ) da função de verossimilhança ao encontrar o máximo dessa função, uma vez que a função logaritmo é contínua e crescente. Maximizar a verossimilhança é equivalente a maximizar o seu logaritmo, ficando conhecido como a função de logverossimilhança (WALPOLE; MYERS; MYERS; YE, 2012).

#### 4.4 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

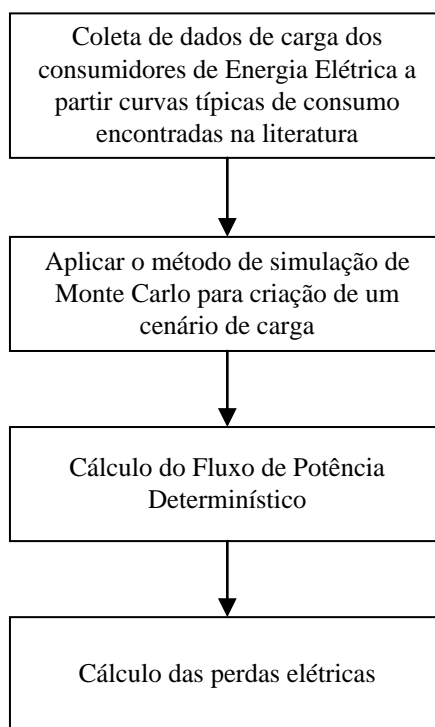
No fluxo de potência determinístico os valores de geração e carga utilizados são fixos e predeterminados para se calcular o fluxo de potência nas linhas do sistema. Uma vez que valores específicos são utilizados na solução do fluxo de potência incertezas no sistema como, por exemplo, erro nas medidas, incerteza na distribuição das cargas pela rede são ignoradas. Como o fluxo de potência determinístico não leva em consideração essas incertezas, ele fornece resultados para uma análise limitada, podendo ser até pouco útil para se tomar decisões a partir do mesmo.

A consideração de incertezas presentes no sistema elétrico pode ser feita por meio do fluxo de potência probabilístico. Basicamente o fluxo probabilístico pode ser considerado como um método que trata a natureza probabilística dos parâmetros de entrada, levando em consideração as incertezas e variações aleatórias das gerações e/ou cargas em uma simulação computacional.

A base para o algoritmo do fluxo probabilístico pode ser decomposta como mostrado no fluxograma da *Figura 21*.

O algoritmo de fluxo de potência probabilístico proposto neste trabalho se baseia no método de simulação de Monte Carlo.

Figura 21: Fluxograma para Fluxo Probabilístico



Fonte: (Do Autor)

#### 4.4.1 ALGORITMO DE FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO

Com a finalidade de obter valores registrados pelos medidores de corrente simulados nas redes elétricas avaliadas, foi necessário a criação de um banco de dados virtual para a obtenção de registro dos medidores de corrente. Para isso foi considerado um desvio padrão destes valores medidos de 2% (corresponde ao desvio que é encontrado na maioria dos medidores, considerados 2% do fundo de escala do medidor).

Com valores dos registros dos medidores e com um banco de dados com incerteza elevada foi desenvolvido o seguinte algoritmo:

**Etapa 1:** Leitura dos dados de carga dos consumidores de energia elétrica a partir das curvas típicas de consumidores como descrito na seção 5.2.

**Etapa 2:** A partir do horário simulado, determina-se a potência ativa e o desvio padrão para todos os transformadores (cargas).

**Etapa 3:** Processo iterativo do fluxo de potência considerando incertezas:

- i. Gerar aleatoriamente um valor da curva de densidade de probabilidade normal com média e desvio padrão. Isto é feito para todos os transformadores (cargas), as quais serão os valores das cargas em todas as barras;

- ii. Iniciar a etapa forward do fluxo de carga;
- iii. Naqueles trechos onde exista medidor de corrente, compara-se os valores registrados pelo medidor com os valores calculados na etapa forward, fazendo-se a diferença entre eles. Caso a diferença seja maior que um valor predeterminado (tolerância) ajusta-se os valores das potências das cargas (a jusante) através de um fator de multiplicação (Ex. vezes 1.05) até encontrar um valor de diferença menor do que a tolerância. Este processo é iterativo;
- iv. Implementar o processo backward e voltar ao passo ii até atingir uma tolerância do fluxo de carga;
- v. Armazena-se o valor da perda elétrica total e volta-se ao passo i até atingir o critério de parada do fluxo probabilístico (número de iterações) para o cenário considerado (hora do dia).

**Etapa 4:** Aplicar a Máxima Verossimilhança ao conjunto de resultados da etapa 3 e mostra-se a resposta utilizando uma curva de densidade de probabilidade.

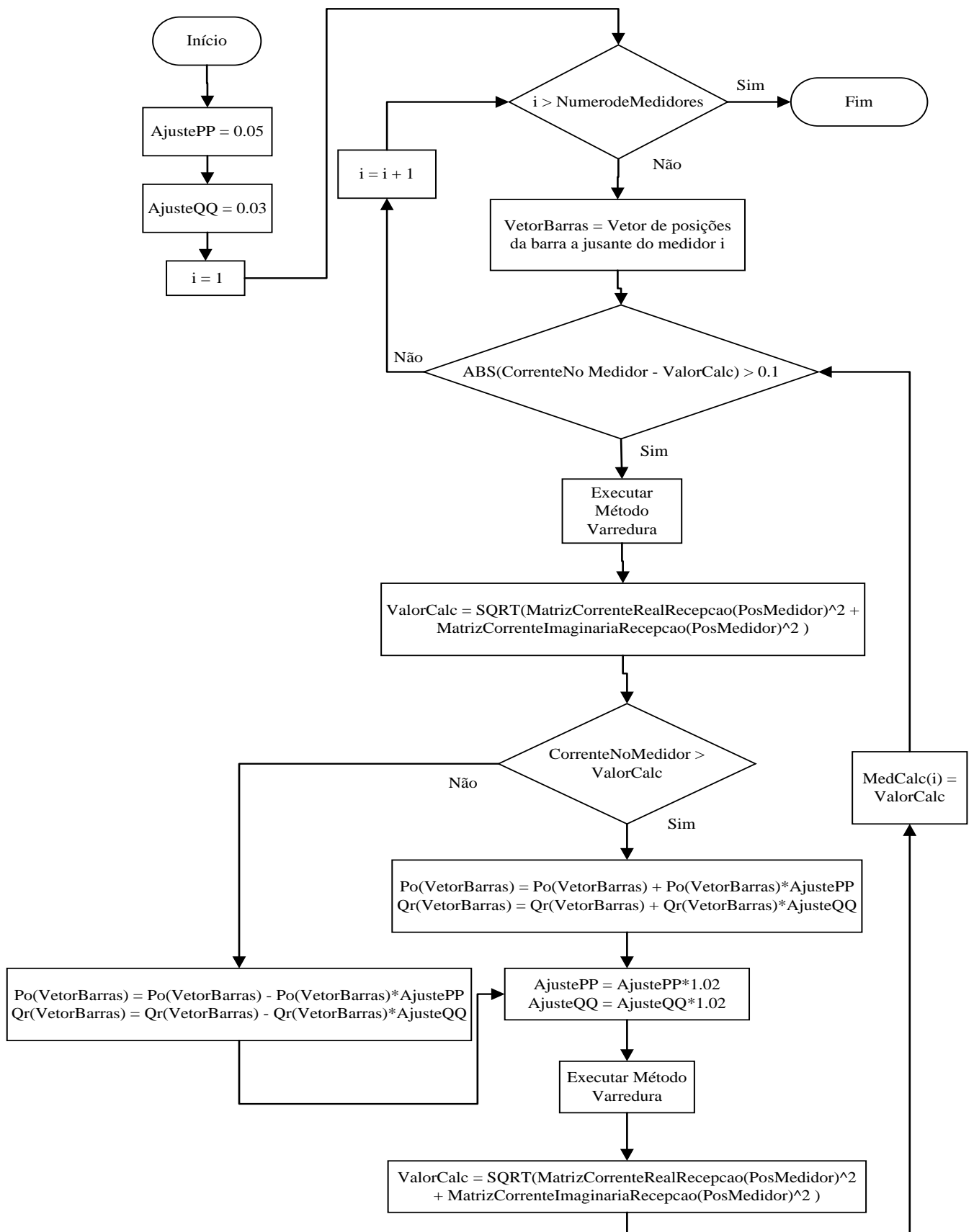
#### 4.5 ALGORITMO DE AJUSTE DE CORRENTE

Como indicado anteriormente foi utilizado alguns medidores instalados em alguns trechos da rede elétrica, os quais forneceram valores eficazes de corrente. Estes valores ajustaram os valores das potências das cargas com a finalidade de melhorar os resultados quanto as correntes que passam pelo ponto onde o medidor está instalado.

No processo do cálculo de corrente nos trechos compara-se os valores obtidos com valores registrados pelos medidores. Caso a diferença entre o valor calculado e o valor registrado seja maior a uma tolerância, ajusta-se as potências das cargas (a jusante do medidor) através de um fator de multiplicação até encontrar valores bem próximos aos valores dos medidores (utilizando a tolerância).

A *Figura 22* representa um fluxograma afim de demonstrar o passo a passo do programa elaborado para fazer o ajuste de corrente utilizando medidores.

Figura 22: Fluxograma para ajuste de corrente



Fonte: (Do Autor)

## 5 TESTES E RESULTADOS

A metodologia empregada para solucionar o problema do fluxo de potência considerando incertezas, foi implementada no MATLAB versão R2017a em um computador com processador intel core i3 e com memória RAM de 4 GB.

Para validar a metodologia foi utilizada a rede de distribuição de média tensão de 33 barras do IEEE (BARAN & WU, 1989), bem conhecida na literatura, e um sistema real brasileiro de 136 barras, os dados destes sistemas são apresentados no Apêndice A.

Em uma primeira etapa, foram convertidos os dados de carga das redes estáticas das redes utilizadas em curvas de consumo, utilizando curvas de distribuição de probabilidades e curvas típicas apresentadas no item 5.2.

Na segunda etapa foi sorteado de forma aleatória uma curva de consumo e dito como a curva de consumo real, com a finalidade de preencher informações nos medidores, medidores estes que foram posicionados de forma aleatória.

Finalmente foi aplicada a metodologia como explicadas nos capítulos anteriores. Com o intuito de avaliar os diferentes carregamentos da rede foram consideradas três cenários de carga (fator de carga), o primeiro com  $fc=0.9$  (carga leve), o segundo com  $fc=1.0$  (carga nominal) e o terceiro com  $fc=1.3$  (carga pesada).

Com a finalidade mostrar os resultados observando a eficiência, foi ilustrado vários resultados, sendo estes:

Perdas via fluxo de carga probabilístico com ajuste de corrente: Estes resultados foram obtidos aplicando a metodologia apresentada neste trabalho;

Perdas Reais: Estes resultados foram obtidos a partir do banco de dado real gerado para preencher as informações dos medidores;

Perdas Erradas: Estes resultados foram obtidos com o banco de dados obtido a partir do banco estático;

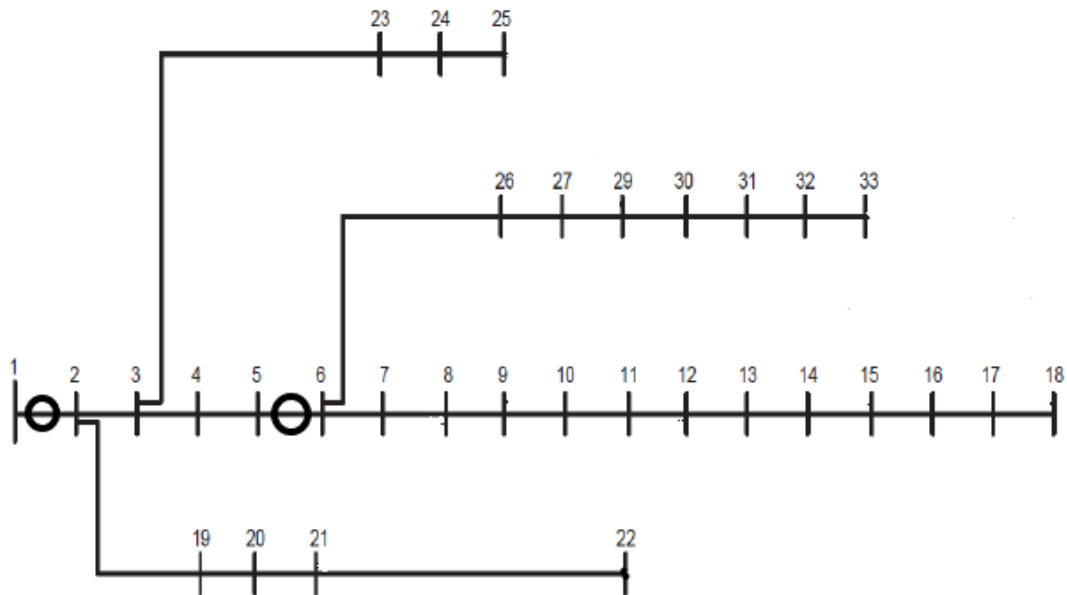
Perdas via fluxo de carga probabilístico: Estes resultados foram obtidos com o banco de dados obtido a partir do banco estático.

### 5.1 REDE DE 33 BARRAS

O sistema de 33 barras do IEEE é mostrado na *Figura 23*. Ele possui uma carga total de 3715 kW. Os dados referentes às barras e às linhas deste sistema encontra-se no ANEXO A.1. Foram considerados dois medidores alocados no trecho 1 (barra 1 e barra 2) e o segundo medidor foi alocado no trecho 5 (barra 5 e barra 6), estes medidores podem

ser observados na *Figura 23* como um círculo preto.

Figura 23: Sistema de 33 barras IEEE



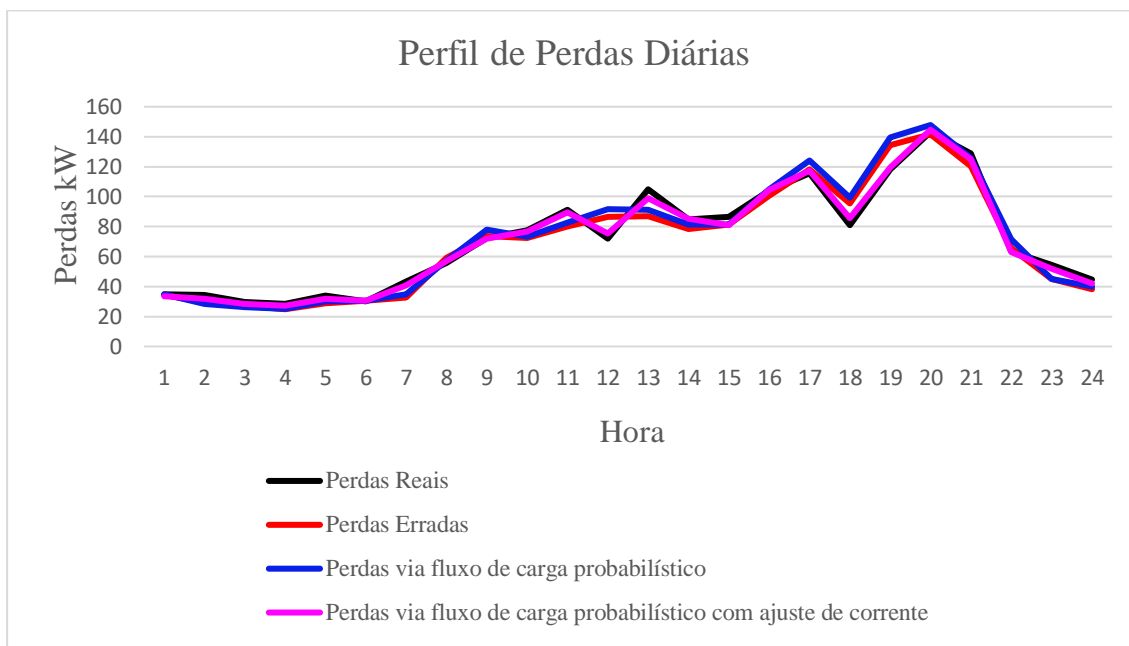
Fonte: (Adaptado de Zvietcovich, 2006)

### 5.1.1 CARREGAMENTO 1 (CARGA LEVE)

Este carregamento foi obtido multiplicando-se todas as cargas por um fator de 0,9 com a finalidade de avaliar um cenário pouco carregado. Os resultados são ilustrados na *Figura 24*, a qual ilustra o perfil das perdas elétricas. Já a *Figura 25* ilustra somente os resultados obtidos pela metodologia, Fluxo probabilístico com ajuste de correntes (FPAC), e os valores das perdas elétricas reais com seus respectivos desvios padrões.

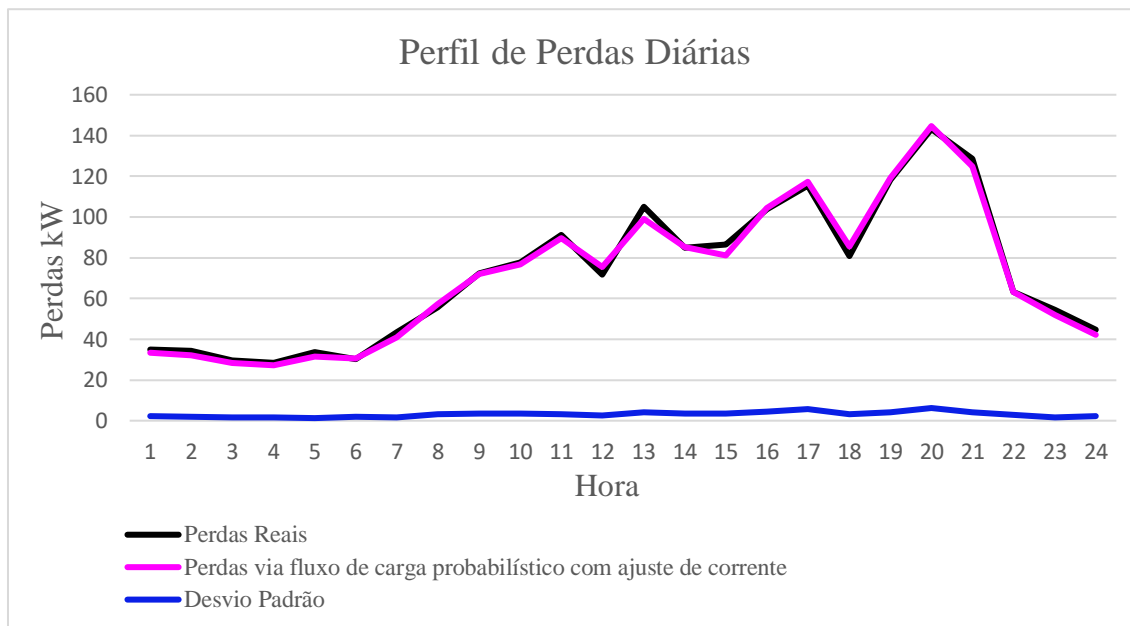
No ANEXO B.1 se ilustra de forma detalhada os valores calculados das perdas elétricas em cada hora.

Figura 24: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga leve)



Fonte: (Do autor)

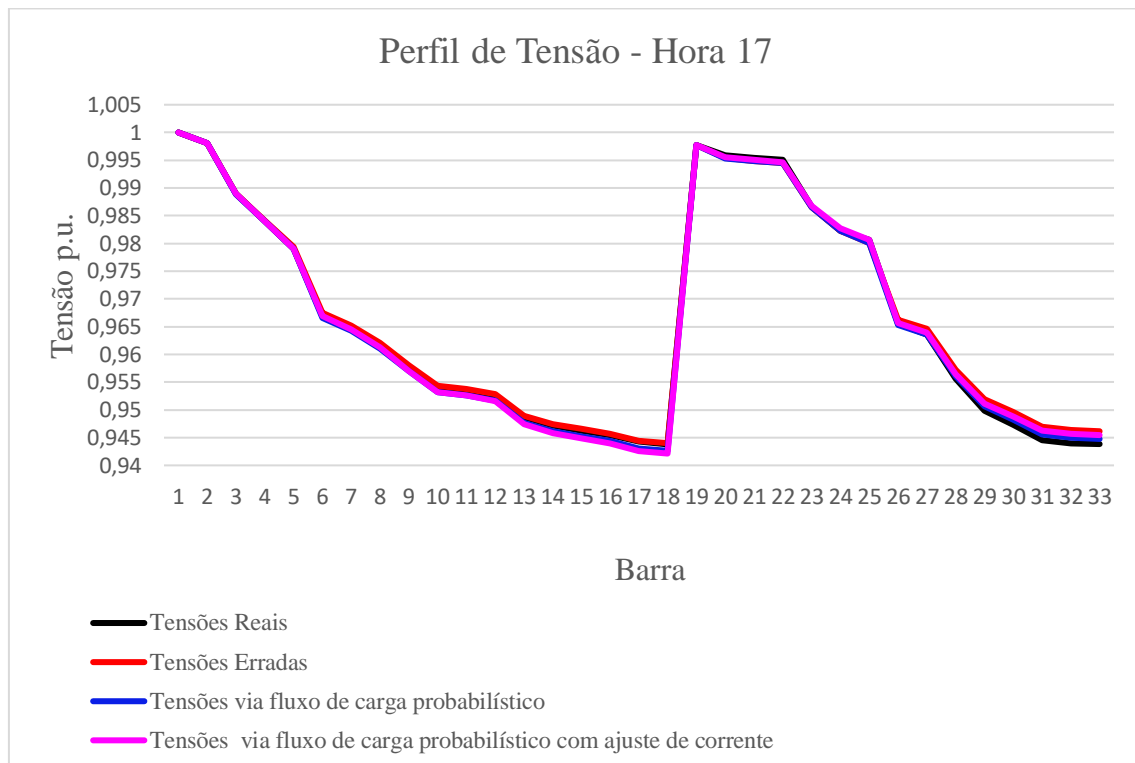
Figura 25: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga leve)



Fonte: (Do autor)

A Figura 26 ilustra o perfil de tensão para cada uma das barras para uma hora selecionada, neste caso é às 17 horas. Este gráfico considera todos os resultados encontrados pelas diferentes metodologias e/ou critérios de cálculo.

Figura 26: Perfil de tensões do Sistema de 33 barras (carga leve)

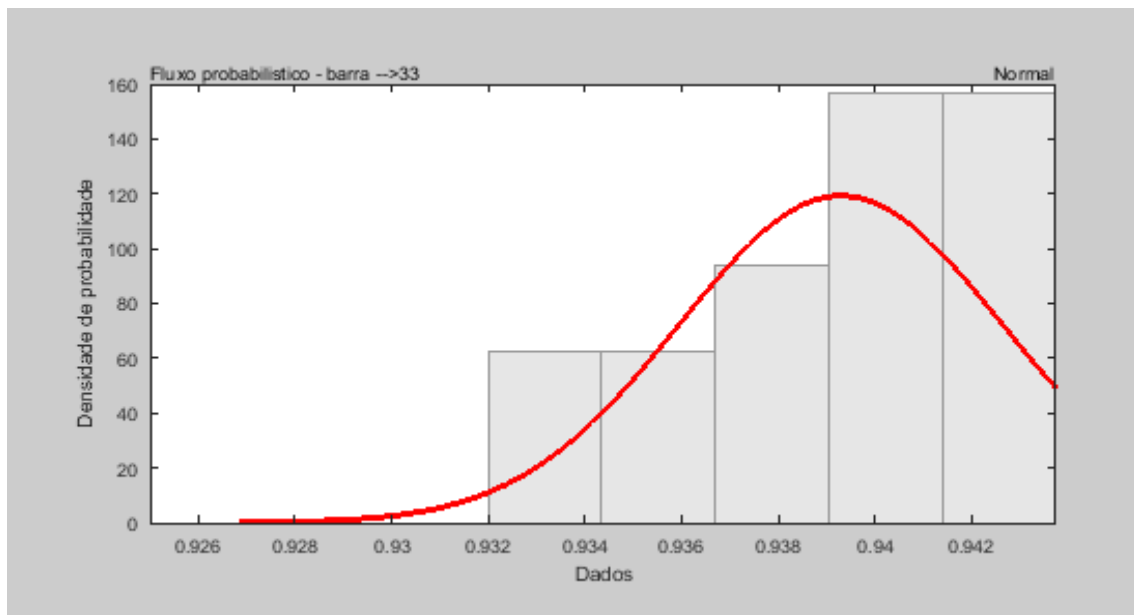


Fonte: (Do autor)

Uma vez convergido os resultados, os valores dos parâmetros, seja perdas elétricas ou tensões são representados por uma curva de densidade de probabilidade. A modo de exemplo, foi gerada a curva de probabilidade de tensão às 17 horas da última barra da rede elétrica, barra 33 e ilustrada na *Figura 27*, na qual a metodologia encontrou como melhor resultado uma curva de probabilidade normal.



Figura 27: Dados de Tensão da barra 33 (carga leve)



Fonte: (Do autor)

Finalmente, para melhor análise dos resultados é calculado o erro quadrático médio comparando-se os resultados obtidos para cada tipo de curva com os valores reais, a *Tabela 1* ilustra os resultados dos erros das perdas elétricas e tensões encontrados, na qual pode-se observar que os melhores resultados obtidos para o perfil de perdas foram encontrados com a metodologia deste trabalho, entretanto, para o perfil de tensão a metodologia aplicada a este trabalho não obteve o melhor resultado.

Tabela 1: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 33 barras (carga leve)

	<b>Valores Errados</b>	<b>Fluxo Probabilístico</b>	<b>Fluxo Probabilístico com Ajuste de Corrente</b>
<b>Perdas Elétricas (kW)</b>	68,50382	81,29117	6,760402
<b>Tensão (p.u.)</b>	$1,38672e^{-6}$	$7,01854e^{-7}$	$1,26659e^{-6}$

Fonte: (Do autor)

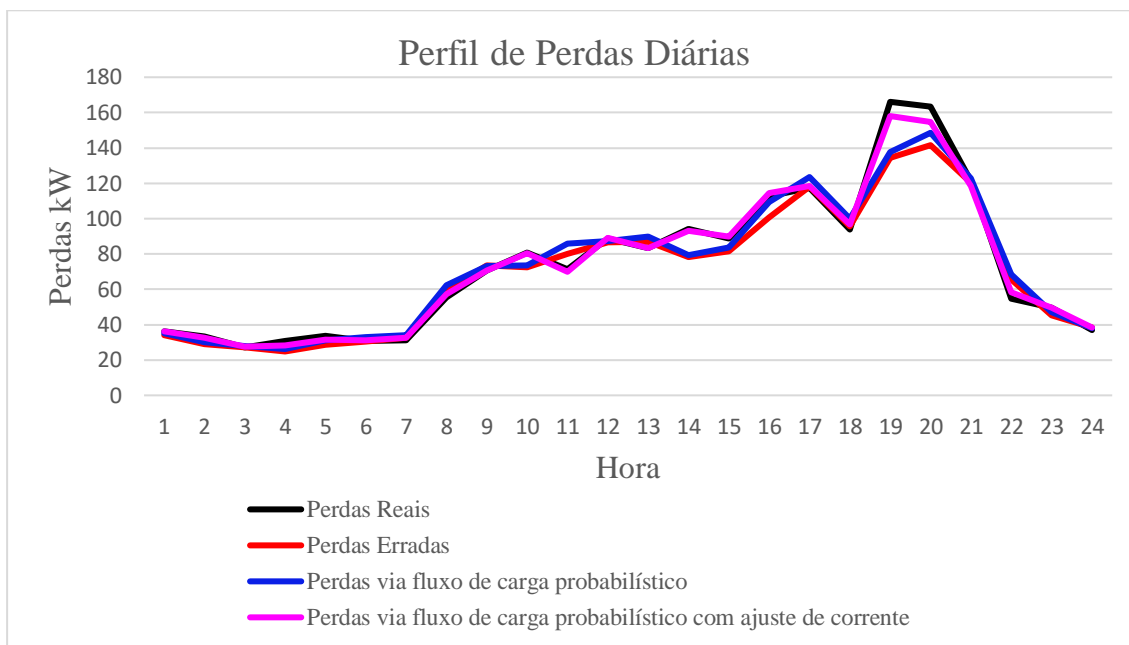
### 5.1.2 CARREGAMENTO 2 (CARGA NOMINAL)

Este carregamento foi obtido multiplicando todas as cargas por um fator de 1,0 com a finalidade de avaliar um cenário com um carregamento médio. Os resultados são ilustrados na *Figura 28*, a qual ilustra o perfil das perdas elétricas. Já a *Figura 29* ilustra apenas os resultados obtidos pela metodologia (FPAC) e os valores das perdas elétricas

reais com seus respectivos desvios padrões.

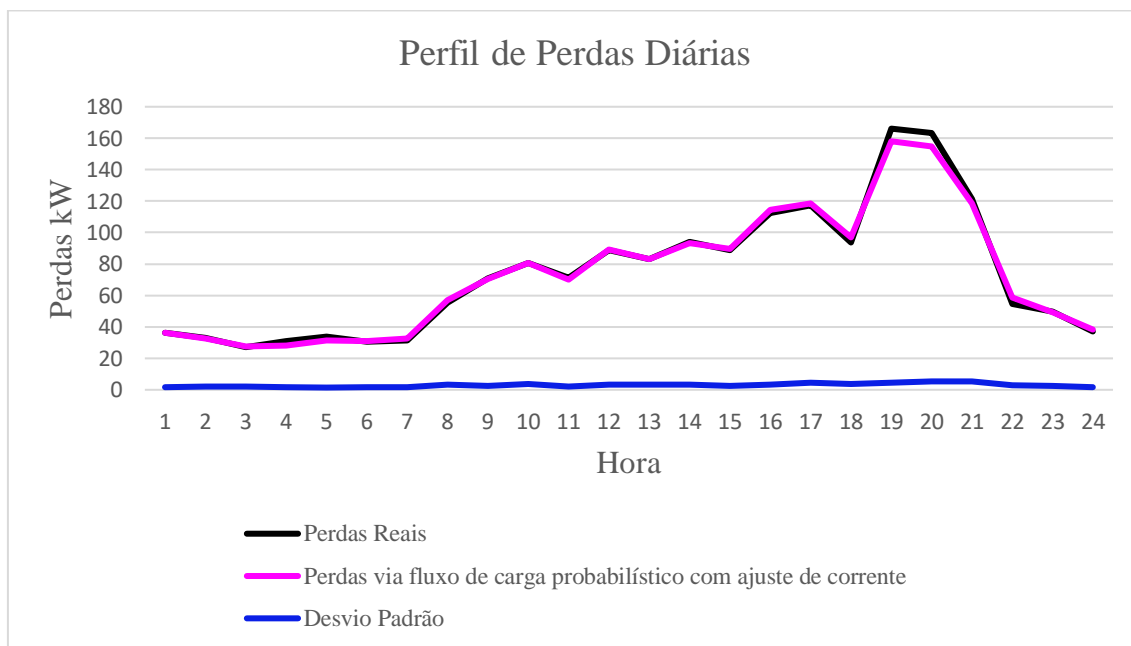
No ANEXO B.2 se ilustra de forma detalhada os valores calculados das perdas elétricas em cada hora.

Figura 28: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga nominal)



Fonte: (Do autor)

Figura 29: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga nominal)

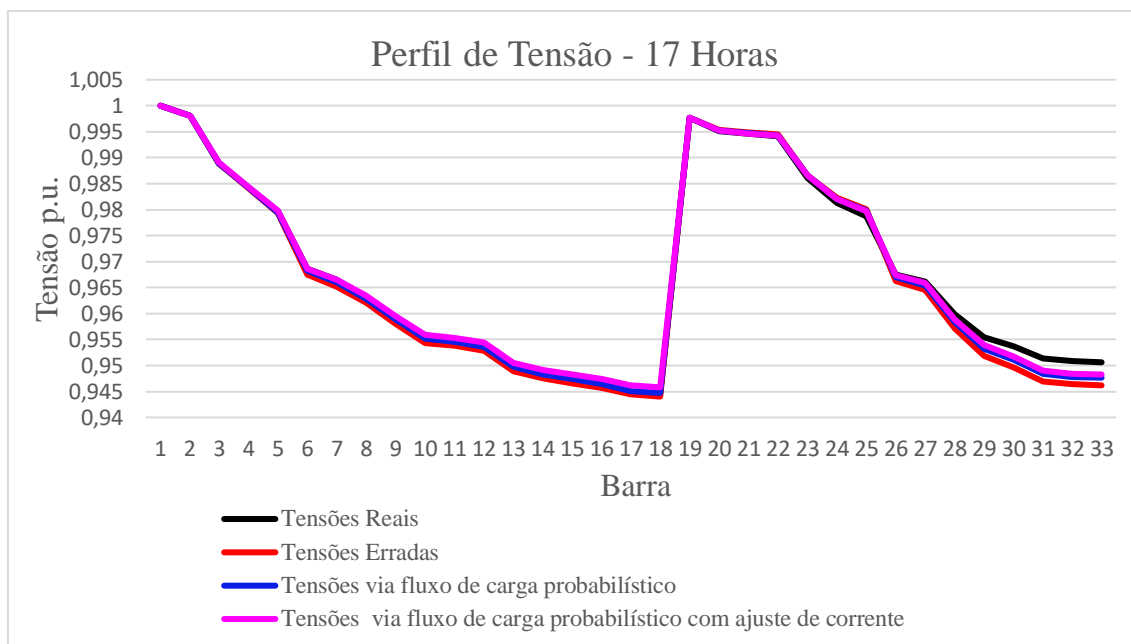


Fonte: (Do autor)

A Figura 30 ilustra o perfil de tensão para cada uma das barras para uma hora

selecionada, neste caso é às 17horas. Este gráfico considera todos os resultados encontrados pelas diferentes metodologias e/ou critérios de cálculo.

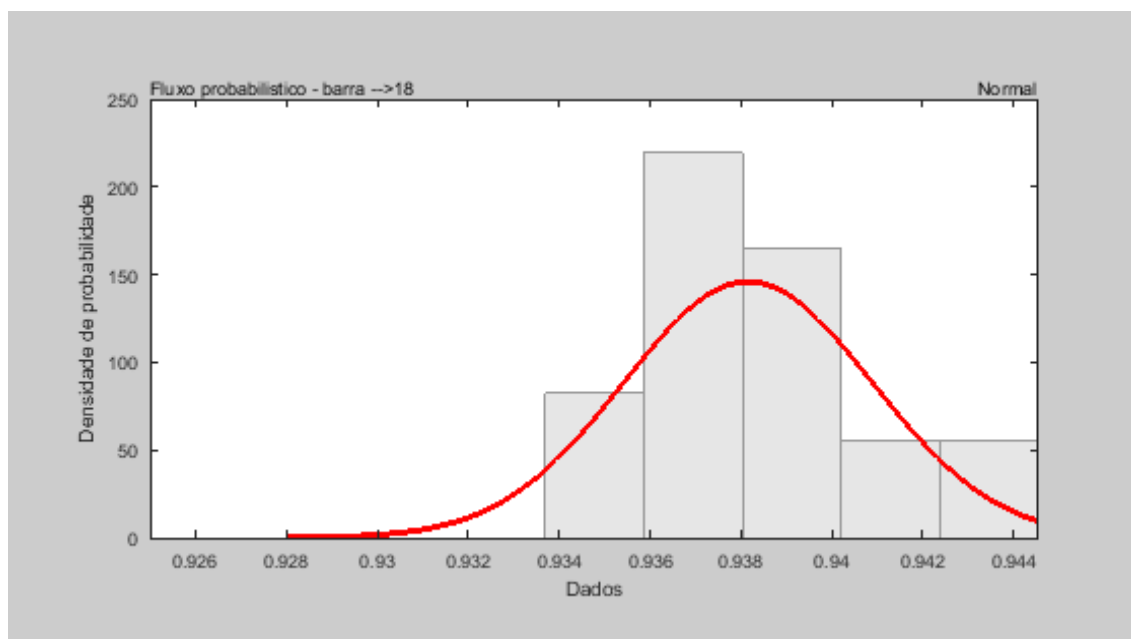
Figura 30: Perfil de tensões Sistema de 33 barras (carga nominal)



Fonte: (Do autor)

Foi gerada a curva de densidade de probabilidade de tensão às 17 horas da barra 18 da rede elétrica, barra de maior queda de tensão, e ilustrada na *Figura 31*, na qual a metodologia encontrou como melhor resultado uma curva de probabilidade normal.

Figura 31: Dados de Tensão da barra 18 (carga nominal)



Fonte: (Do autor)

Finalmente, para melhor análise dos resultados é calculado o erro quadrático médio entre as demais curvas com os valores reais, a *Tabela 2* ilustra os resultados dos erros das perdas elétricas e tensões encontrados, na qual pode-se observar que os melhores resultados foram encontrados com a metodologia deste trabalho.

Tabela 2: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 33 barras (carga nominal)

	<b>Valores Errados</b>	<b>Fluxo Probabilístico</b>	<b>Fluxo Probabilístico com Ajuste de Corrente</b>
<b>Perdas Elétricas (kW)</b>	98,04461	81,80843	8,243495
<b>Tensão (p.u.)</b>	$4,69447e^{-6}$	$1,80972e^{-6}$	$1,40856e^{-6}$

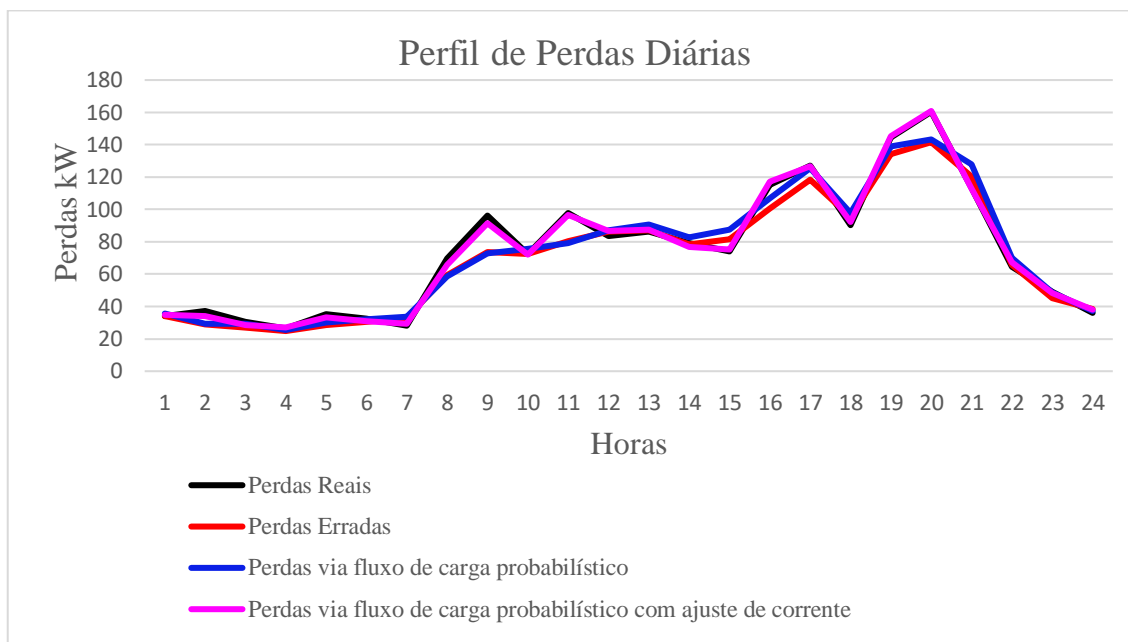
Fonte: (Do autor)

### 5.1.3 CARREGAMENTO 3 (CARGA PESADA)

Este carregamento foi obtido multiplicando todas as cargas por um fator de 1,3 com a finalidade de avaliar um cenário com um carregamento pesado. Os resultados são ilustrados na *Figura 32*, a qual ilustra o perfil das perdas elétricas. Já a *Figura 33* ilustra somente os resultados obtidos pela metodologia e os valores das perdas elétricas reais com seus respectivos desvios padrões.

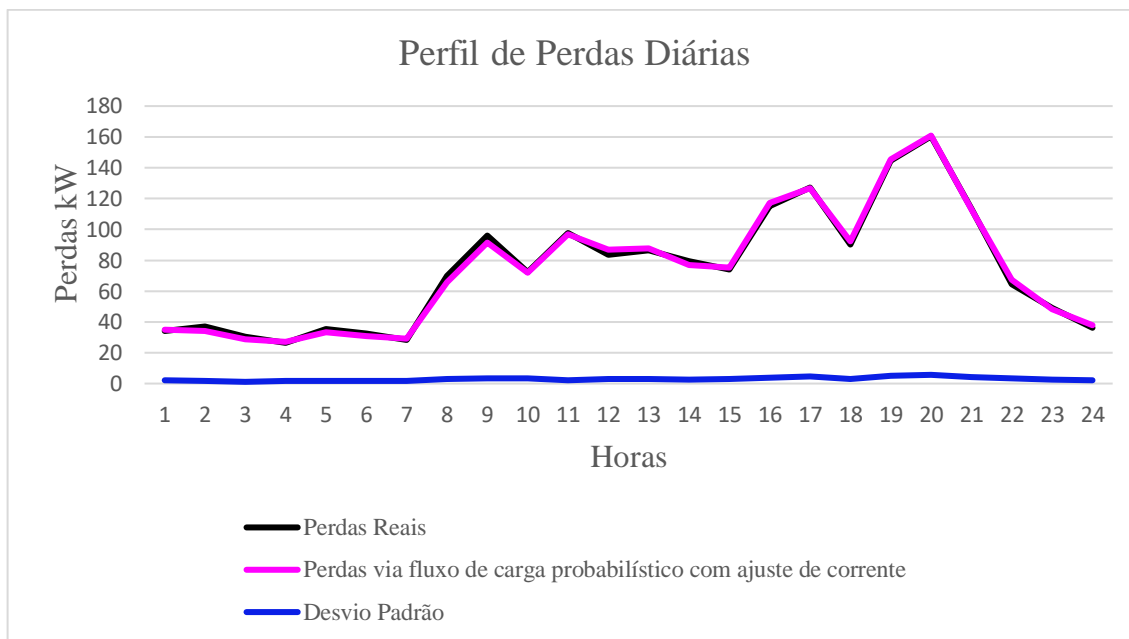
No ANEXO B.3 se ilustra de forma detalhada os valores calculados das perdas elétricas em cada hora.

Figura 32: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga pesada)



Fonte: (Do autor)

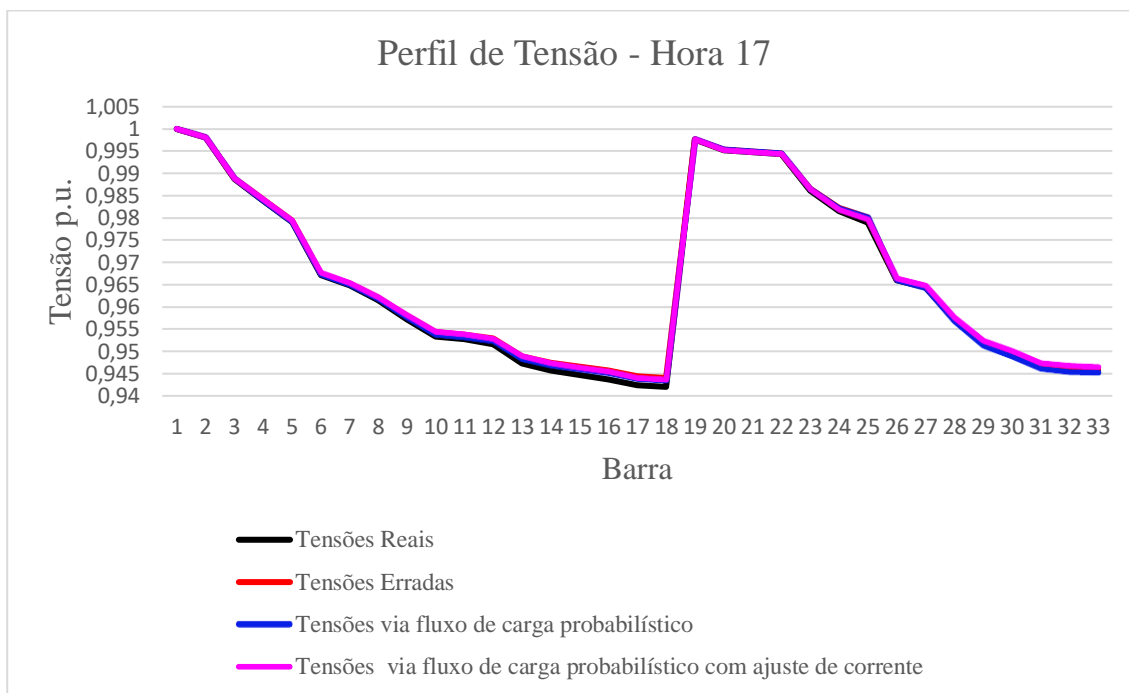
Figura 33: Perfil de perdas Sistema de 33 barras (carga pesada)



Fonte: (Do autor)

A Figura 34 ilustra o perfil de tensão para cada uma das barras para uma hora selecionada, neste caso é às 17 horas. Este gráfico considera todos os resultados encontrados pelas diferentes metodologias e/ou critérios de cálculo.

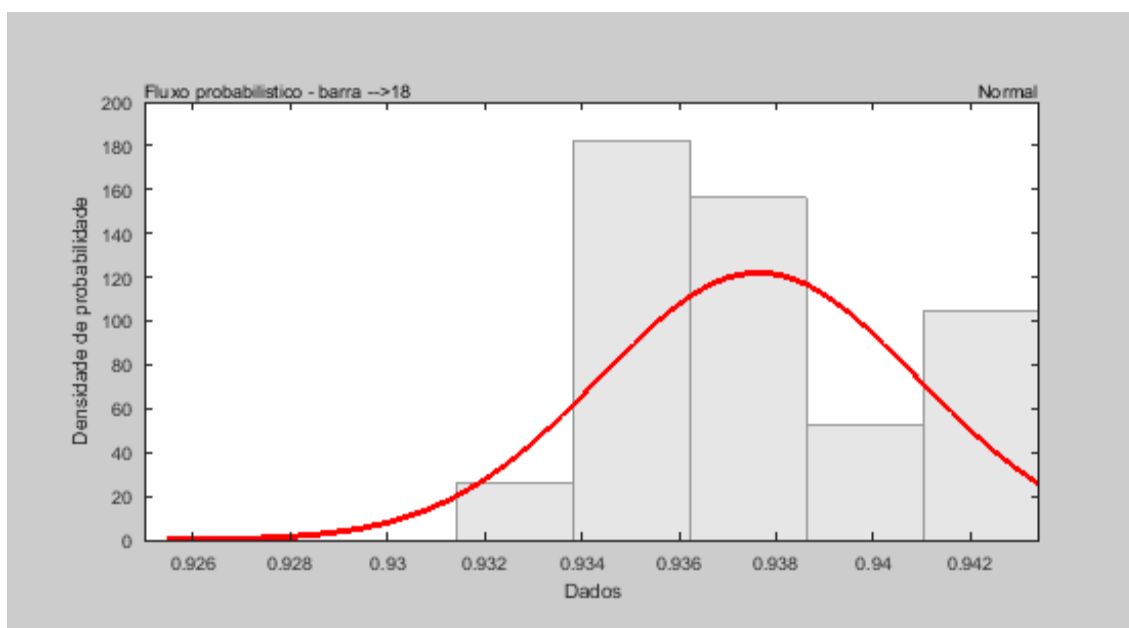
Figura 34: Perfil de tensões Sistema de 33 barras (carga pesada)



Fonte: (Do autor)

Foi gerada a curva de densidade de probabilidade de tensão às 17 horas da barra 18 da rede elétrica, barra de maior queda de tensão, e ilustrada na *Figura 35*, na qual a metodologia encontrou como melhor resultado uma curva de probabilidade normal.

Figura 35: Dados de Tensão da barra 18 (carga pesada)



Fonte: (Do autor)

Finalmente, para melhor análise dos resultados é calculado o erro quadrático médio entre as curvas com os valores reais, a *Tabela 3* ilustra os resultados dos erros das perdas elétricas e tensões encontrados, na qual pode-se observar que os melhores resultados obtidos para o perfil de perdas foram encontrados com a metodologia deste trabalho, entretanto, para o perfil de tensão a metodologia aplicada a este trabalho não obteve o melhor resultado.

Tabela 3: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 33 barras (carga pesada)

	<b>Valores Errados</b>	<b>Fluxo Probabilístico</b>	<b>Fluxo Probabilístico com Ajuste de Corrente</b>
<b>Perdas Elétricas (kW)</b>	118,1676	139,2992	17,07777
<b>Tensão (p.u.)</b>	$1,16992e^{-6}$	$6,305464e^{-7}$	$1,17751e^{-6}$

Fonte: (Do autor)

A *Tabela 4* representa o número de vezes que foi executado Fluxo Determinístico para cada hora do dia para o sistema de 33 barras.

Tabela 4: Quantidade de execuções do Fluxo Determinístico para Sistema de 33 barras

<b>Hora</b>	<b>Carga leve</b>	<b>Carga nominal</b>	<b>Carga pesada</b>
1	21	19	17
2	18	21	19
3	26	18	20
4	18	17	23
5	23	20	22
6	20	21	25
7	19	22	18
8	20	20	20
9	18	23	17
10	24	21	21
11	19	15	21
12	18	19	24
13	22	15	19
14	20	22	18
15	21	24	21
16	24	31	17
17	22	17	21
18	22	21	20
19	15	17	19
20	22	20	19
21	21	18	22
22	18	18	22
23	19	20	19
24	23	18	19

Fonte: (Do autor)

A *Tabela 5* mostra o tempo total gasto para a execução do programa para o sistema de 33 barras.

Tabela 5: Tempo de execução sistema de 33 barras

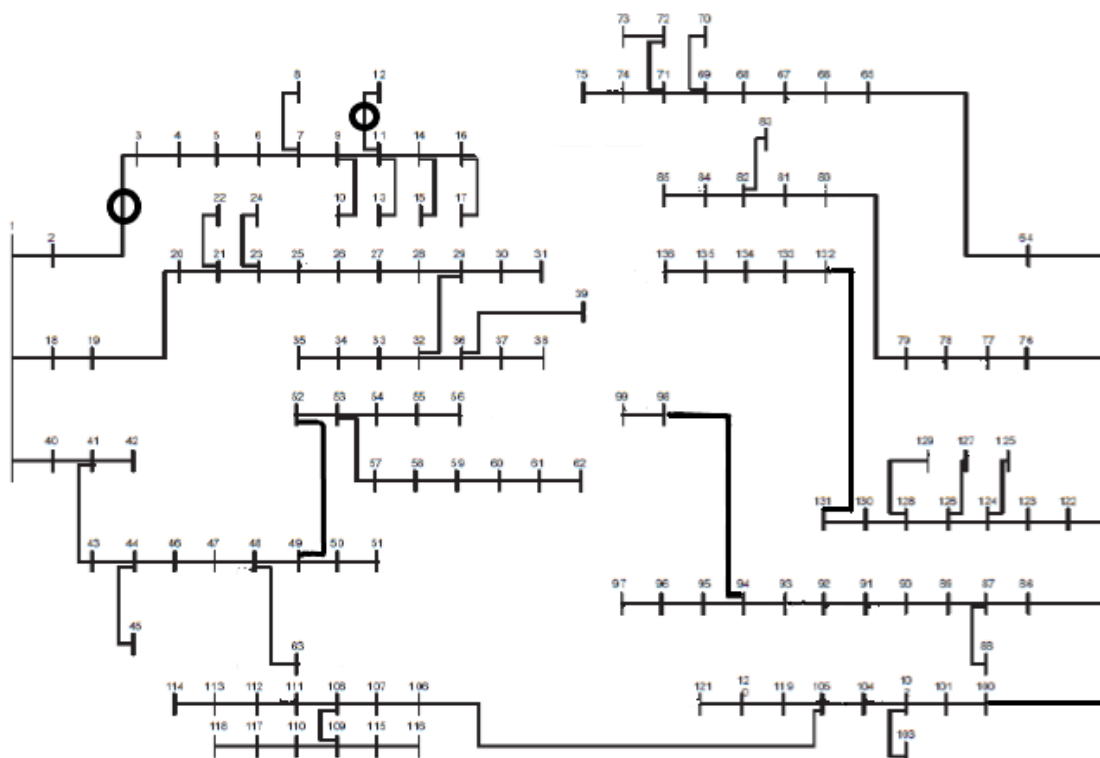
	Carga leve	Carga nominal	Carga pesada
Tempo de Execução	6min e 9s	7min e 4s	9min e 16s

Fonte: (Do autor)

## 5.2 REDE DE 136 BARRAS

O sistema real 136 barras é mostrado na *Figura 36*. Ele apresenta uma carga total de 18313,81 kW. O sistema é localizado em uma cidade de médio porte do Brasil. Este sistema opera com tensão nominal de 13,8 kV e potência nominal de 100 MVA. Os dados referentes às barras e às linhas desse sistema encontram-se no ANEXO A.2. Foram considerados dois medidores alocados no trecho 2 (barra 2 e barra 3) e o segundo medidor foi alocado no trecho 11 (barra 11 e barra 12), estes medidores podem ser observados na *Figura 36* como um círculo preto.

Figura 36: Sistema real de 136 barras



Fonte: (Adaptado de Zvietcovich, 2006)

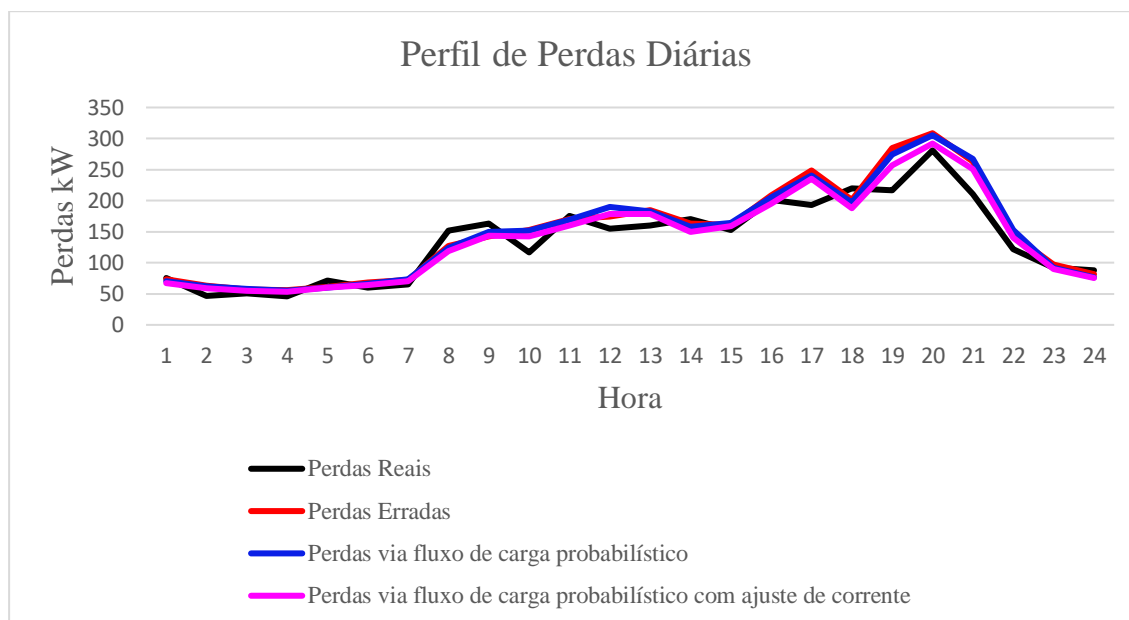


### 5.2.1 CARREGAMENTO 1 (CARGA LEVE)

Este carregamento foi obtido multiplicando todas as cargas por um fator de 0,9 com a finalidade de avaliar um cenário pouco carregado. Os resultados são ilustrados na *Figura 37*, a qual ilustra o perfil das perdas elétricas. Já a *Figura 38* ilustra apenas os resultados obtidos pela metodologia e os valores das perdas elétricas reais com seus respectivos desvios padrões.

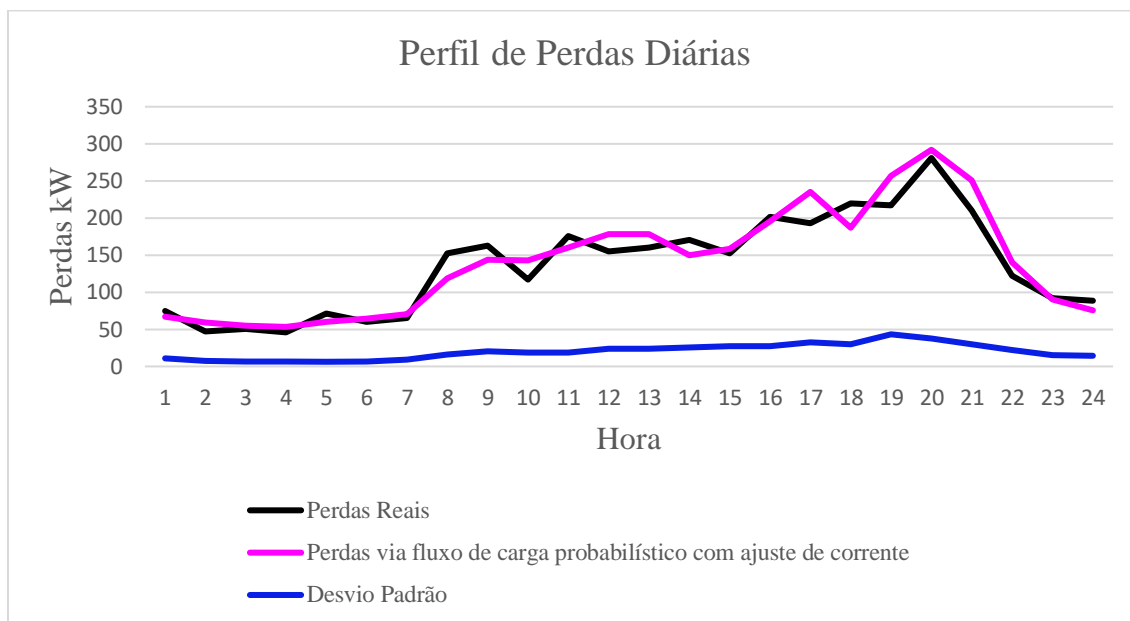
No ANEXO B.4 se ilustra de forma detalhada os valores calculados das perdas elétricas em cada hora.

Figura 37: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga leve)



Fonte: (Do autor)

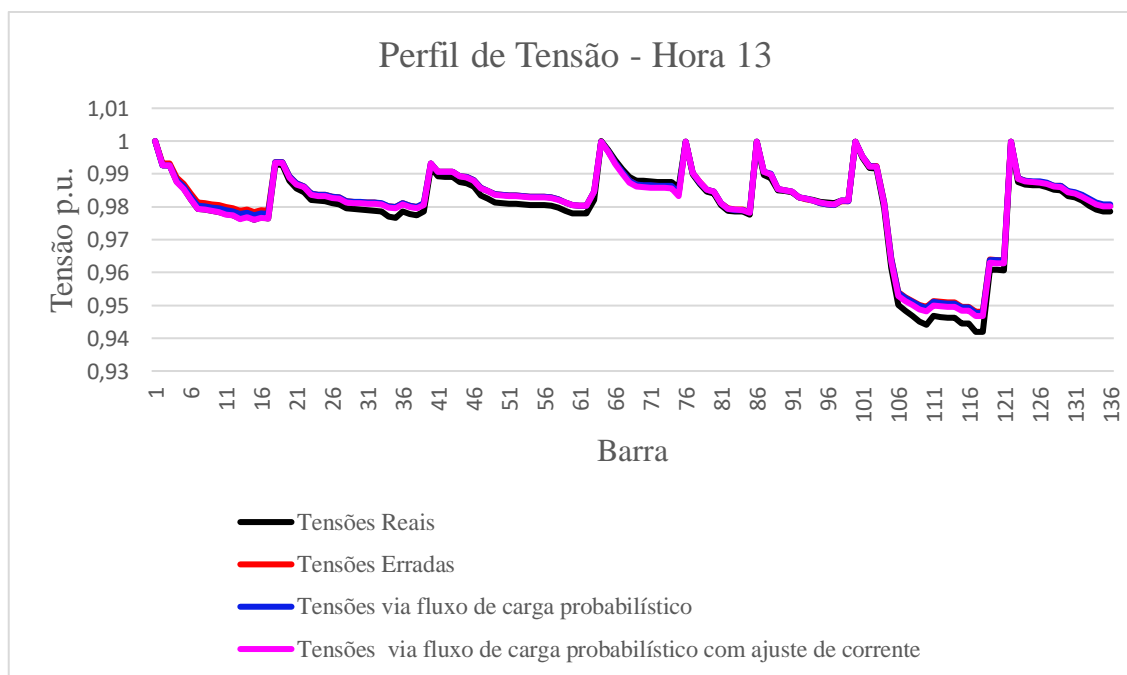
Figura 38: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga leve)



Fonte: (Do autor)

A *Figura 39* mostra o perfil de tensão para cada barra na hora selecionada (13 horas), a partir desta figura pode-se observar que o perfil de tensão acompanha os valores de tensão das tensões reais, mas a melhora não foi tão significativa como no sistema de 33 barras.

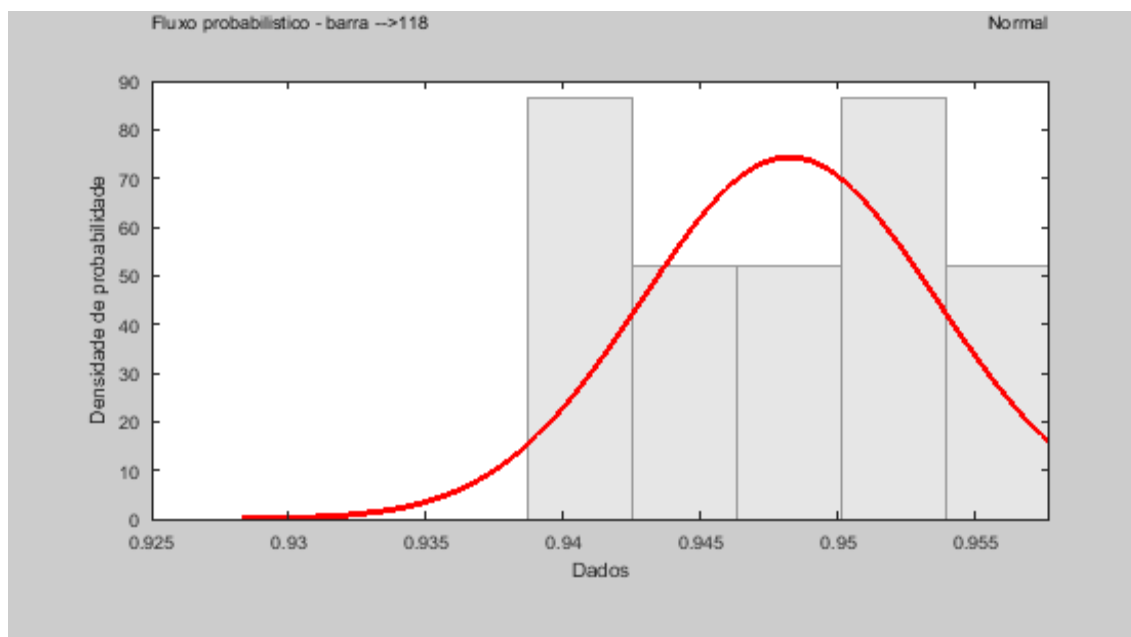
Figura 39: Perfil de tensões Sistema de 136 barras (carga leve)



Fonte: (Do autor)

No final de cada iteração é gerada uma curva de densidade de probabilidade como os valores de tensão, na *Figura 40* é representado o valor de tensão da barra de maior carga (barra 118), nota-se que a função de densidade é a normal, a qual foi escolhida como sendo a curva que melhor representa o sistema.

Figura 40: Dados de Tensão da barra 118 (carga leve)



Fonte: (Do autor)

Finalmente, para melhor análise dos resultados é calculado o erro quadrático médio comparando-se os resultados obtidos para cada tipo de curva com os valores reais, a *Tabela 6* ilustra os resultados dos erros das perdas elétricas e tensões encontrados, na qual pode-se observar que os melhores resultados foram encontrados com a metodologia deste trabalho.

Tabela 6: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 136 barras (carga leve)

	<b>Valores Errados</b>	<b>Fluxo Probabilístico</b>	<b>Fluxo Probabilístico com Ajuste de Corrente</b>
<b>Perdas Elétricas (kW)</b>	680,658	664,1023	456,0042
<b>Tensão (p.u.)</b>	$2,90368e^{-5}$	$2,58423e^{-5}$	$1,84693e^{-5}$

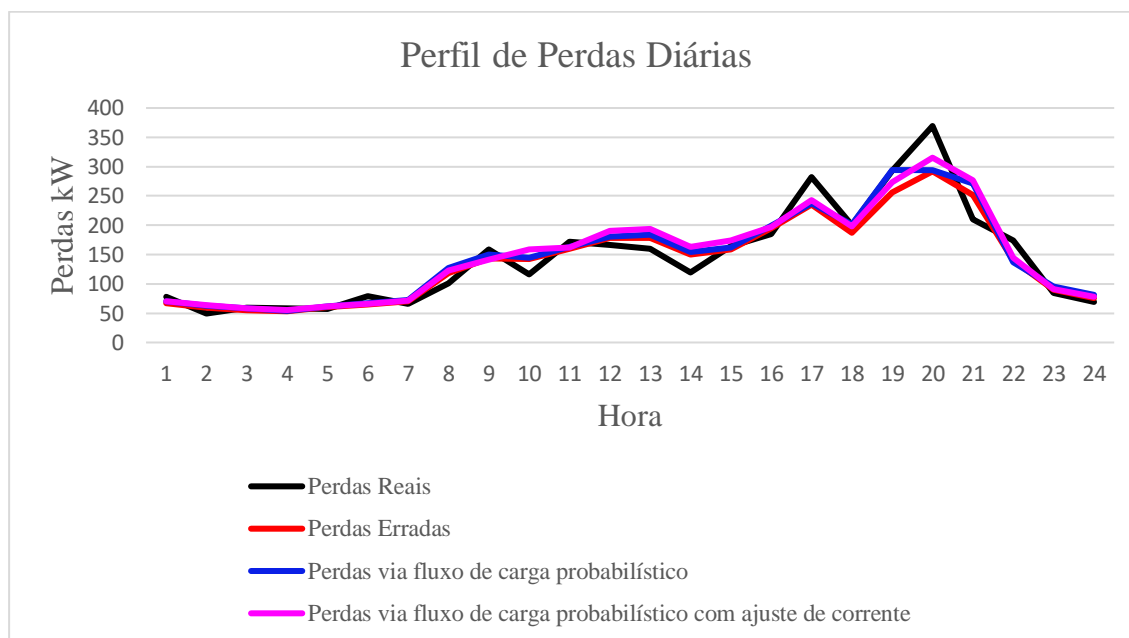
Fonte: (Do autor)

### 5.2.2 CARREGAMENTO 2 (CARGA NOMINAL)

Este carregamento foi obtido multiplicando todas as cargas por um fator de 1,0 com a finalidade de avaliar um cenário com um carregamento médio. Os resultados são ilustrados na *Figura 41*, a qual ilustra o perfil das perdas elétricas. Já a *Figura 42* ilustra apenas os resultados obtidos pela metodologia e os valores das perdas elétricas reais com seus respectivos desvios padrões.

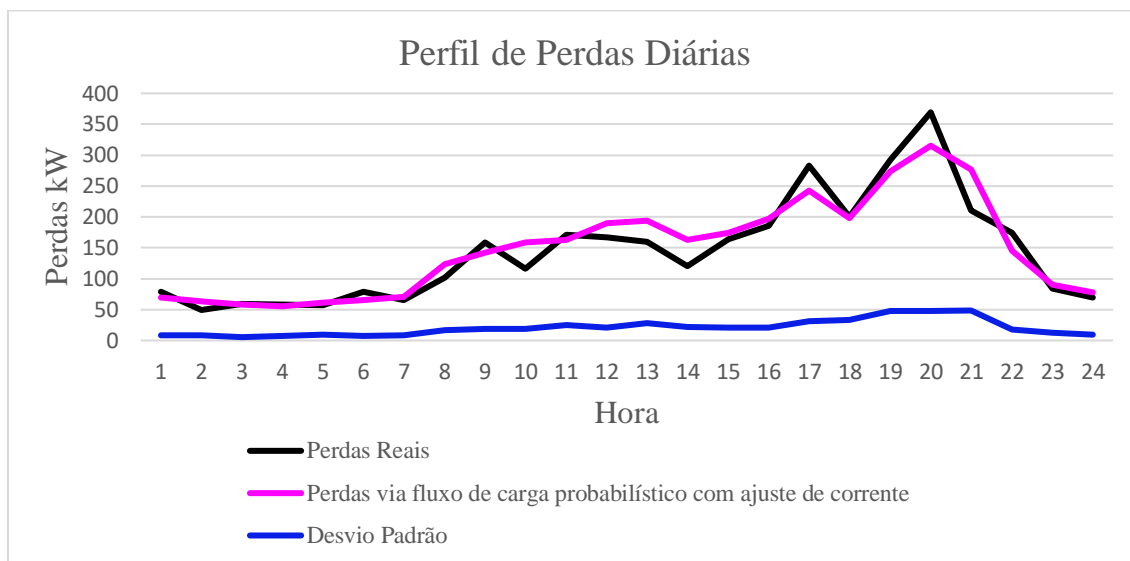
No ANEXO B.5 se ilustra de forma detalhada os valores calculados das perdas elétricas em cada hora.

Figura 41: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga nominal)



Fonte: (Do autor)

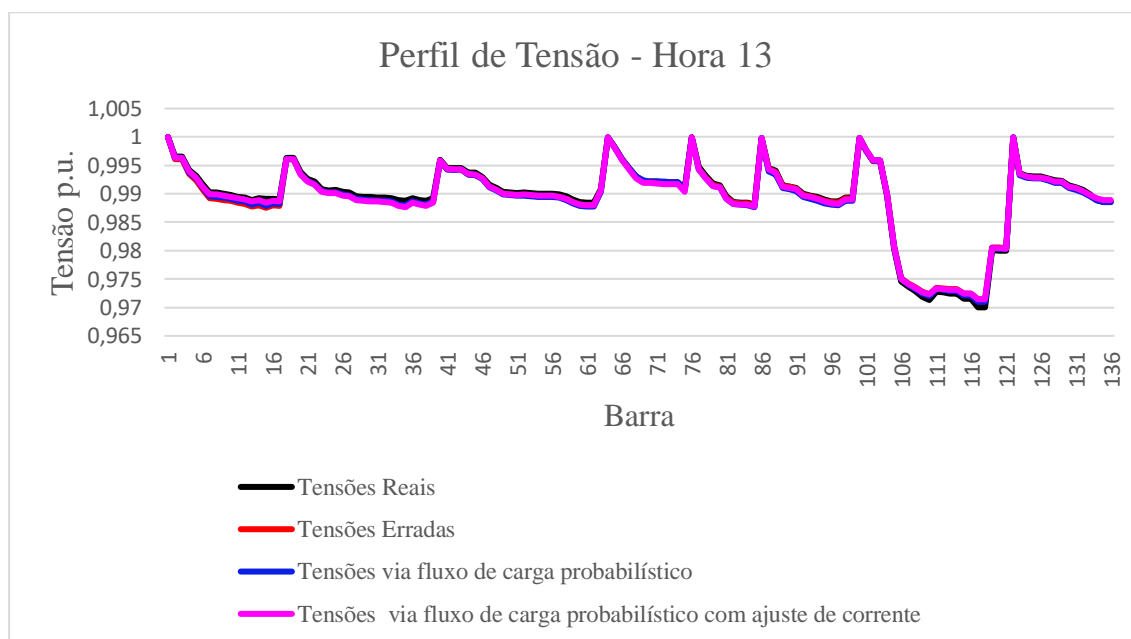
Figura 42: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga nominal)



Fonte: (Do autor)

A Figura 43 mostra o perfil de tensão para cada barra na hora selecionada (13 horas), a partir desta figura pode-se observar que o perfil de tensão acompanha os valores de tensão das tensões reais, diferente da seção 6.2.1 a melhora apresentada no perfil de tensão foi significativa, assim como no sistema de 33 barras.

Figura 43: Perfil de tensões Sistema de 136 barras (carga nominal)

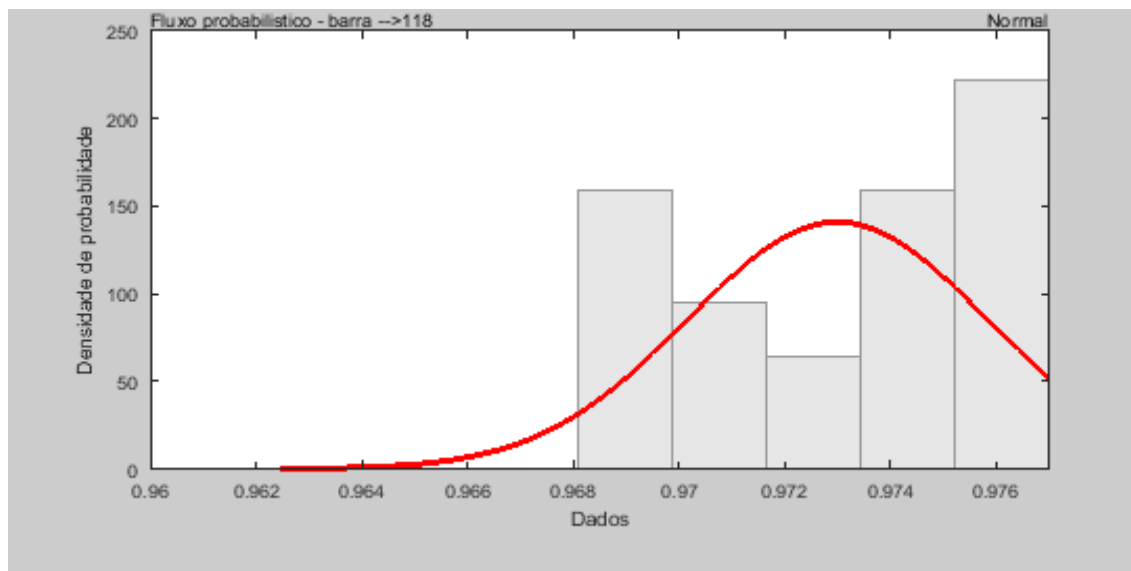


Fonte: (Do autor)

Na Figura 44 é representado o valor de tensão da barra de maior carga (barra 117),

nota-se que assim como nas seções anteriores a função de densidade normal é a que melhor representa o sistema.

Figura 44: Dados de Tensão da barra 118 (carga nominal)



Fonte: (Do autor)

Finalmente, para melhor análise dos resultados é calculado o erro quadrático médio entre cada curva comparando com os valores reais, a *Tabela 7* ilustra os resultados dos erros das perdas elétricas e tensões encontrados, na qual pode-se observar que os melhores resultados para o perfil de tensão foram encontrados com a metodologia deste trabalho, porém, os resultados obtidos para o perfil de perdas não foram os melhores com a metodologia.

Tabela 7: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 136 barras (carga nominal)

	<b>Valores Errados</b>	<b>Fluxo Probabilístico</b>	<b>Fluxo Probabilístico com Ajuste de Corrente</b>
<b>Perdas Elétricas (kW)</b>	666,0472	721,7675	717,4989
<b>Tensão (p.u.)</b>	$1,6796e^{-6}$	$1,36193e^{-6}$	$1,21446e^{-6}$

Fonte: (Do autor)

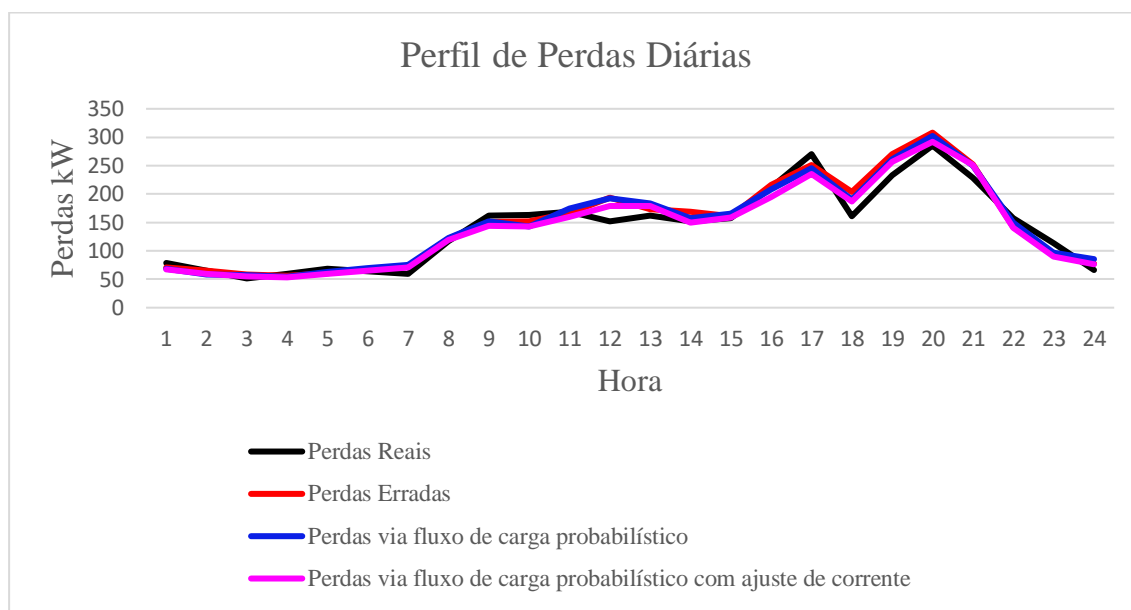
### 5.2.3 CARREGAMENTO 3 (CARGA PESADA)

Para finalizar, este carregamento foi obtido multiplicando todas as cargas por um fator de 1,3 com a finalidade de avaliar um cenário com um carregamento pesado. Os

resultados são ilustrados na *Figura 45*, a qual ilustra o perfil das perdas elétricas. Já a *Figura 46* ilustra apenas os resultados obtidos pela metodologia e os valores das perdas elétricas reais com seus respectivos desvios padrões.

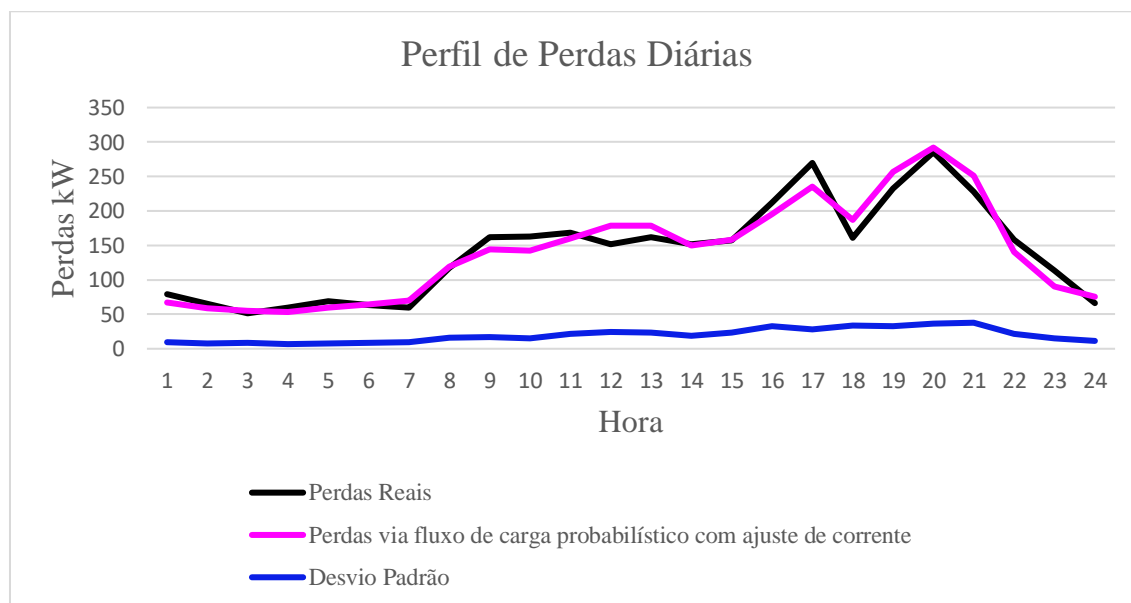
No ANEXO B.6 se ilustra de forma detalhada os valores calculados das perdas elétricas em cada hora.

Figura 45: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga pesada)



Fonte: (Do autor)

Figura 46: Perfil de perdas Sistema de 136 barras (carga pesada)

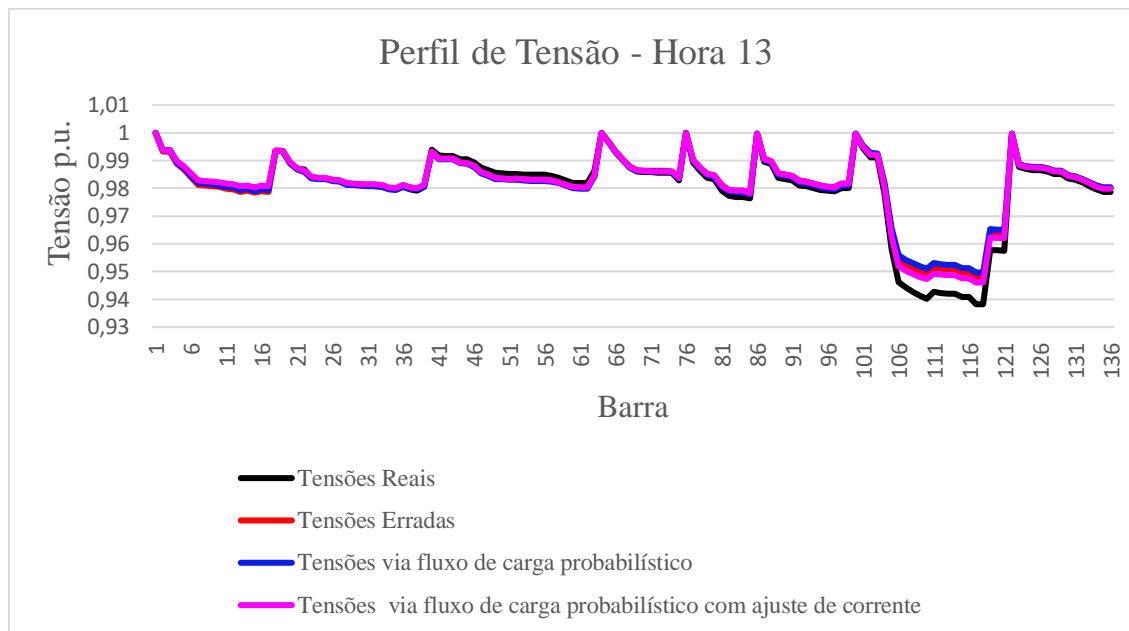


Fonte: (Do autor)

A *Figura 47* mostra o perfil de tensão para cada barra na hora selecionada

(13horas), a partir desta figura pode-se observar que o perfil de tensão acompanha os valores de tensão das tensões reais, mas a melhora não foi tão significativa como no sistema de 33 barras.

Figura 47: Perfil de tensões Sistema de 136 barras (carga pesada)

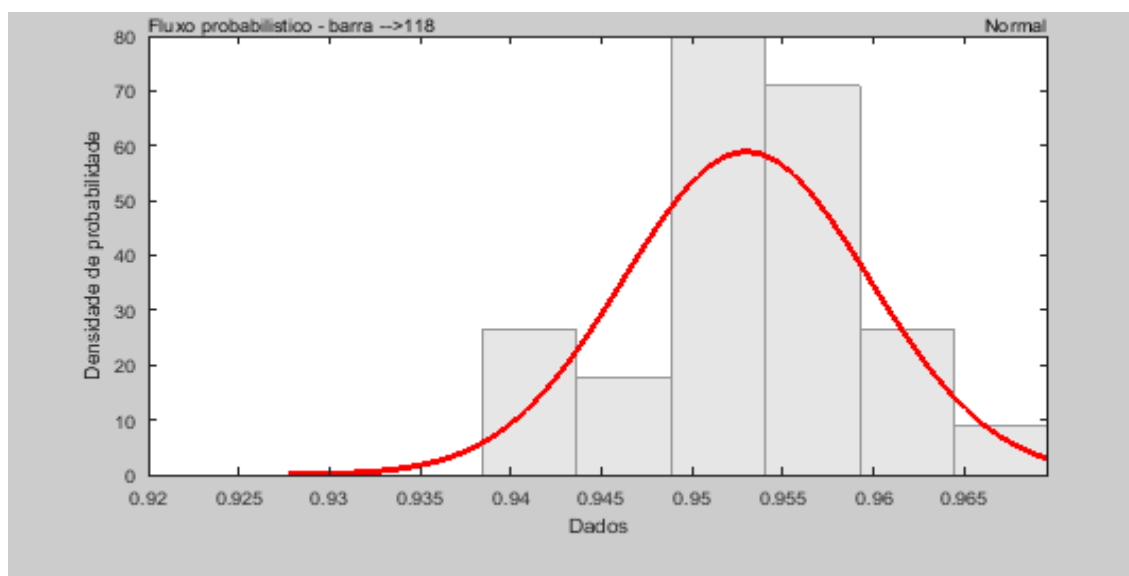


Fonte: (Do autor)

Uma vez convergido os resultados, os valores dos parâmetros, seja perdas elétricas ou tensões são representados por uma curva de densidade de probabilidade. A modo de exemplo, foi gerada a curva de probabilidade de tensão às 13 horas da barra de maior queda de tensão, barra 118, e ilustrada na *Figura 48*, na qual a metodologia encontrou como melhor resultado uma curva de probabilidade normal.



Figura 48: Dados de Tensão da barra 118 (carga pesada)



Fonte: (Do autor)

Finalmente, para melhor análise dos resultados é calculado o erro quadrático médio comparando as demais curvas com os valores reais, a *Tabela 8* ilustra os resultados dos erros das perdas elétricas e tensões encontrados, na qual pode-se observar que para este caso os melhores resultados foram encontrados com a metodologia deste trabalho.

Tabela 8: Erro quadrático médio para cada caso do Sistema de 136 barras (carga pesada)

	<b>Valores Errados</b>	<b>Fluxo Probabilístico</b>	<b>Fluxo Probabilístico com Ajuste de Corrente</b>
<b>Perdas Elétricas (kW)</b>	350,5101	296,1464	270,8145
<b>Tensão (p.u.)</b>	$5,70546e^{-5}$	$7,71998e^{-5}$	$3,40008e^{-5}$

Fonte: (Do autor)

A *Tabela 9* representa o número de vezes que foi executado Fluxo Determinístico para cada hora do dia para o sistema de 136 barras.

Tabela 9: Quantidade de execuções do Fluxo Determinístico para Sistema de 136 barras

<b>Hora</b>	<b>Carga leve</b>	<b>Carga nominal</b>	<b>Carga pesada</b>
1	24	22	23
2	28	27	20
3	23	24	21
4	19	21	22
5	24	19	23
6	20	22	20

7	21	27	30
8	21	25	24
9	19	26	25
10	23	23	22
11	21	22	23
12	18	24	22
13	20	25	25
14	25	21	21
15	22	21	24
16	22	21	22
17	26	27	26
18	23	22	23
19	23	20	25
20	22	22	29
21	25	20	21
22	23	22	28
23	21	20	21
24	20	22	24

Fonte: (Do autor)

A *Tabela 10* mostra o tempo total gasto para a execução do programa para o sistema de 136 barras.

Tabela 10: Tempo de execução sistema de 136 barras

	<b>Carga leve</b>	<b>Carga normal</b>	<b>Carga pesada</b>
<b>Tempo de Execução</b>	17min e 33s	18min e 9s	20min e 1s

Fonte: (Do autor)

## 6 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentado o Método de simulação de Monte Carlo para estimar as perdas elétricas em redes de média tensão utilizando alguns medidores de corrente instalados na rede elétrica. Também foi utilizado dados de curvas de carga diárias típicas de transformadores em média tensão.

Foi utilizado como ferramenta de cálculo para estimação do estado da rede o método de Varredura pela suas características próprias para redes radiais. Dentro do processo de fluxo de carga, os ajustes de carga observando os valores de corrente registrados pelos medidores foram realizados.

A partir dos resultados obtidos, pode-se concluir que os valores encontrados para o sistema de 33 barras foram melhores do que para o sistema de 136. Isto se deve ao tamanho do sistema.

Quanto ao tempo computacional, pode-se observar que o processo utilizou tempos elevados, pois o cálculo do fluxo de potência é um processo repetitivo. Além disso pode-se observar que quanto mais complexo o sistema, maior o tempo computacional gasto.

Analisando os resultados é possível aferir que, assim como esperado, o fluxo probabilístico com ajuste de correntes para a maioria dos casos é o que mais se aproxima dos valores reais da curva de carga.

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

### 6.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como trabalho futuro, sugere-se comparar os resultados com técnicas de estimação de estado.

Utilizar medidores de energia elétrica e de tensão para melhorar os resultados desta metodologia.

Desenvolver técnicas de otimização para alocar de forma eficiente os medidores na rede elétrica, visando melhorar os resultados.

## 7 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ALLAN, R. N., AL-SHAKARCHI, M. R. G., “Probabilistic A.C. Load Flow”. IEE Proceedings, vol. 123, pp. 531–536, June 1976.

ALLAN, R. N., LEITE DA SILVA, A. M., BURCHETT, R. C., “Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, pp. 2539–2546, May 1981.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo I. <http://www.aneel.gov.br> (disponível em janeiro de 2006).

ANEEL. Resolução 505. Agência Nacional de Energia Elétrica. <http://www.aneel.gov.br> (disponível em novembro de 2001).

ANEEL METODOLOGIA DE CÁLCULO TARIFÁRIO DA DISTRIBUIÇÃO. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false) Acesso em: 29 de maio de 2019.

ARAÚJO, Bianca Maria Costa et al. Aritméticas intervalares aplicadas à solução do problema de fluxo de potência via equações de injeção de corrente. 2016.

ARAUJO, Elayne Xavier Souza. Fluxo de potência ótimo em sistemas elétricos de potência através de um algoritmo genético multiobjetivo. 2018.

BARAN, M., & WU, F. (1989). Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. IEEE Transactions on Power Delivery, 4, 735–743.

BORKOWSKA, B. (1974). PROBABILISTIC LOAD FLOW. IEEE, 8.

BRANDINI, A. C. Análise crítica de algoritmos de fluxo de carga usados em sistemas de distribuição radial. 2000. Dissertação (mestre em engenharia elétrica) – Faculdade de engenharia da Ilha Solteira – Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira.

BUSSAB, W.O.; MORETTIN, P. Estatística Básica. Editora Saraiva, 5ª. Edição. São Paulo, 2004.

CARVALHO, M. R. Estudo comparativo de fluxo de potência para sistemas de

distribuição radial. 2006. Dissertação (mestre em engenharia elétrica) – Escola de engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos.

CEMIG Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária Rede de Distribuição Aérea - Edificações Individuais. <http://www.cemig.com.br> (Disponível em maio de 2013)

CESPEDES, R. New Method for the Analysis of distribution networks. IEEE Transactions on Power Delivery, vol 5, n. 1, 1990.

CONSTANTE-FLORES, G. E., & ILLINDALA, M. (2018). Data-Driven Probabilistic Power Flow analysis for a Distribution System with Renewable Energy Sources using Monte Carlo Simulation. IEEE.

CORREA, S. M. (2003). Probabilidade e estatística (2ª ed.). Belo Horizonte: PUC Minas Virtual.

CUNHA, Vinicius Carnelossi da et al. Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração fotovoltaica e veículos elétricos. 2017.

C. S. Cheng and D. Shirmohammadi, "A three-phase power flow method for realtime distribution system analysis," IEEE Trans. on Power Systems vol. 10, no. 2, pp. 671-769, May 1995.

DILWORTH, James B. - Operations management: design, planning, and control for manufacturing and services. Singapura: McGraw-Hill, 1992.

DOS SANTOS, Marcelo José. Modelagem de Incertezas no Problema de Fluxo de Potência. 2008. Tese de Doutorado. Tese de D. Sc. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo, "A compensationbased power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," IEEE Trans. on Power Systems, vol. 3, no. 2, pp. 753-762, May 1988.

FRANCISQUINI, Aislan Antonio. Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição. 2006.

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.

GERBEC, David et al. Allocation of the load profiles to consumers using probabilistic neural networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 548-555, 2005.

GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBY, T. J.; “Power System Analysis”. Published by CENGAGE Learning, 5th edition, 2012.

GONTIJO, Rafael Marçal Patrocínio. Alocação de geradores distribuídos orientada por fluxo de potência probabilístico. 2017.

IBRAHIM, Khairul Anwar et al. System wide MV distribution network technical losses estimation based on reference feeder and energy flow model. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 93, p. 440-450, 2017.

Instruções para a realização de estudos e medições de QEE relacionados aos novos acessos à rede básica. Disponível em: [https://www.barloventorecursos.com/sites/default/files/archivos-destacados/re\\_057-2008-\\_estudos\\_e\\_medicoes\\_relacionados\\_aos\\_novos\\_acessos\\_a\\_rb-rev\\_3\\_0.pdf](https://www.barloventorecursos.com/sites/default/files/archivos-destacados/re_057-2008-_estudos_e_medicoes_relacionados_aos_novos_acessos_a_rb-rev_3_0.pdf). Acesso em: 04/07/2018

KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C., & ROBBA, E. (2010). Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica (2ª ed.). São Paulo, Brasil: Blucher.

LAW, A. M., & KELTON, W. D. (2000). *Simulation modeling & analysis*. New York: McGraw-Hill.

LEITE DA SILVA, A. M., ARIENTI, V. L., “Probabilistic Load Flow by a Multilinear Simulation Algorithm”. *IEE Proceedings*, vol. 137, pp. 276–282, July 1990

MISHRA, Sivkumar; DAS, Debapriya; PAUL, Subrata. A simple algorithm for distribution system load flow with distributed generation. In: *International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE-2014)*. IEEE, 2014. p. 1-5.

MOHAMMADI, M.; SHAYEGANI, A.; ADAMINEJAD, H. A new approach of point

estimate method for probabilistic load flow. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 51, p. 54-60, 2013.

MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C. *Estatística Aplicada E Probabilidade Para Engenheiros* 4ª Ed. Grupo Gen-LTC, 2009.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: E. Blucher, 1983.

OLIVEIRA, Rafael Cavalcante de et al. *Metodologia para cálculo de perdas técnicas e não técnicas de alimentadores de distribuição via estudos de fluxo de carga pelo Método Somatório de Potência Modificado*. 2017.

PAPOULIS, A. *Probability, random variables and stochastic processes*. New York: McGraw-Hill. 2001. 847 p.

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.

R. M. Ciric, A. Padilha-Feltrin, and L. F. Ochoa, "Power flow in four-wire distribution networks-general approach," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1283-1290, Nov. 2003.

R. M. Ciric, A. Padilha-Feltrin, and I. F. E. D. Denis, "Discussion of: Adaptive power flow method for distribution systems with dispersed generation," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 18, no. 2, pp. 647-648, Apr. 2003.

ROSSONI, Aquiles. *Estimação de perdas técnicas e comerciais: método baseado em estimador de estados*. 2018.

SHIRMOHAMMADI, D. A. (May de 1988). *Compensarion-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks*. *IEEE Transacrions on Power Systems*, 3.

SQUAIELLA, Davi José Ferreira. *Planejamento agregado em redes de distribuição secundária-modelo alternativo para empresas com cadastro de redes reduzido*. 2004. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

STEVENSON, W. D. ELEMENTOS DE ANÁLISE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA. 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

STEVENSON, William J. – Production / operations management. 5ª ed. Chicago: Irwin, 1996.

T. GONEN, Electric Power Distribution System Engineering. McGraw-Hill, USA, 1986.

TIETJEN, G.L. A topical dictionary of statics. [S.1.]: Springer Science & Business Media, 2012

VICENTE, W.B.;CLAIRE, R.; HADJSAID, N. Probabilistic load flow for voltage assessment in radial system with wind power. Internacional Journal Of Electrical Power & Energy System, Elsevier, v.41, n.1, p.27-33, 2012.

WALPOLE, R. E., MYERS, R. H., MYERS, S. L., & YE, K. (2012). Probability & Statistics for Engineers & Scientists. PEARSON.

Y. Zhu and K. Tomsovic, "Adaptive power flow method for distribution systems with dispersed generation," IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 17, no. 3, pp. 822- 827, July 2002.

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



## ANEXO A – DADOS DOS SISTEMAS TESTADOS

### A.1 SISTEMA DE 33 BARRAS E 37 LINHAS

Tabela 11: Dados do Sistema de 33 barras

Dados Barras			Dados Linhas				
Barra	P (kW)	Q(kVAr)	Linha	Barra Origem	Barra Destino	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )
1	0	0	1	1	2	0,0922	0,0470
2	100	60	2	2	3	0,4930	0,2511
3	90	40	3	3	4	0,3660	0,1864
4	120	80	4	4	5	0,3811	0,1941
5	60	30	5	5	6	0,8190	0,7070
6	60	20	6	6	7	0,1872	0,6188
7	200	100	7	7	8	0,7114	0,2351
8	200	100	8	8	9	1,0300	0,7400
9	60	20	9	9	10	1,0440	0,7400
10	60	20	10	10	11	0,1966	0,0650
11	45	30	11	11	12	0,3744	0,1238
12	60	35	12	12	13	1,4680	1,1550
13	60	35	13	13	14	0,5416	0,7129
14	120	80	14	14	15	0,5910	0,5260
15	60	10	15	15	16	0,7463	0,5454
16	60	20	16	16	17	1,2890	1,7210
17	90	40	17	17	18	0,7320	0,5740
18	90	40	18	2	19	0,1640	0,1565
19	90	40	19	19	20	1,5042	1,3554
20	90	40	20	20	21	0,4095	0,4784
21	90	40	21	21	22	0,7089	0,9373
22	90	40	22	3	23	0,4512	0,3083
23	90	50	23	23	24	0,8980	0,7091

24	420	200	24	24	25	0,8960	0,7011
25	420	200	25	6	26	0,2030	0,1034
26	60	25	26	26	27	0,2842	0,1447
27	60	25	27	27	28	1,0590	0,9337
28	60	20	28	28	29	0,8042	0,7006
29	120	70	29	29	30	0,5075	0,2585
30	200	600	30	30	31	0,9744	0,9630
31	150	70	31	31	32	0,3105	0,3619
32	210	100	32	32	33	0,3410	0,5302
33	60	40	33	8	21	2,0000	2,0000
-	-	-	34	9	15	2,0000	2,0000
-	-	-	35	12	22	2,0000	2,0000
-	-	-	36	18	33	0,5000	0,5000
-	-	-	37	25	29	0,5000	0,5000

## A.2 SISTEMA DE 136 BARRAS E 156 LINHAS

Tabela 12: Dados do Sistema real de 136 barras

Dados Barras			Dados Linhas				
Barra	P (kW)	Q(kVAr)	Linha	Barra Origem	Barra Destino	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )
1	0	0	1	1	2	0,33205	0,76653
2	0	0	2	2	3	0,00188	0,00433
3	47,78	19,009	3	3	4	0,2234	0,51535
4	42,551	16,929	4	4	5	0,09943	0,22953
5	87,022	34,622	5	5	6	0,15571	0,35945
6	311,31	123,855	6	6	7	0,16321	0,37677
7	148,869	59,228	7	7	8	0,11444	0,26417
8	238,672	94,956	8	7	9	0,05675	0,05666
9	62,299	24,786	9	9	10	0,52124	0,27418
10	124,598	49,571	10	9	11	0,10877	0,1086
11	140,175	55,768	11	11	12	0,39803	0,20937
12	116,813	46,474	12	11	13	0,91744	0,31469
13	249,203	99,145	13	11	14	0,11823	0,11805
14	291,447	115,592	14	14	15	0,50228	0,26421
15	303,72	120,835	15	14	16	0,05675	0,05666
16	215,396	85,695	16	16	17	0,23379	0,15454
17	198,586	79,007	17	1	18	0,33205	0,76653

18	0	0	18	18	19	0,00188	0,00433
19	0	0	19	19	20	0,22324	0,51535
20	0	0	20	20	21	0,10881	0,25118
21	30,127	14,729	21	21	22	0,71078	0,37388
22	230,972	112,92	22	21	23	0,18197	0,42008
23	60,256	29,459	23	23	24	0,30326	0,15952
24	230,972	112,92	24	23	25	0,02439	0,0563
25	120,507	58,915	25	25	26	0,04502	0,10394
26	0	0	26	26	27	0,01876	0,04331
27	56,981	27,857	27	27	28	0,11823	0,1123
28	364,665	178,281	28	28	29	0,02365	0,02361
29	0	0	29	29	30	0,18954	0,0997
30	124,647	60,939	30	30	31	0,39803	0,20937
31	56,981	27,857	31	29	32	0,05675	0,05666
32	0	0	32	32	33	0,09477	0,04985
33	85,473	41,787	33	33	34	0,41699	0,21934
34	0	0	34	34	35	0,11372	0,05982
35	396,735	193,96	35	32	36	0,07566	0,07555
36	0	0	36	36	37	0,3696	0,19442
37	181,152	88,563	37	37	38	0,26536	0,13958
38	242,172	118,395	38	36	39	0,05675	0,0566
39	75,316	36,821	39	1	40	0,33205	0,76653
40	0	0	40	40	41	0,11819	0,27283
41	1,254	0,531	41	41	42	2,96288	1,01628
42	6,274	2,66	42	41	43	0,00188	0,00433
43	0	0	43	43	44	0,06941	0,16024
44	117,88	49,971	44	44	45	0,81502	0,42872
45	62,668	25,556	45	44	46	0,06378	0,14724
46	172,285	73,034	46	46	47	0,13132	0,30315
47	458,556	194,388	47	5	48	0,06191	0,14291
48	262,962	111,473	48	48	49	0,11444	0,26417
49	235,761	99,942	49	49	50	0,28374	0,28331
50	0	0	50	50	51	0,28374	0,28321
51	109,215	46,298	51	49	52	0,04502	0,10394
52	0	0	52	52	53	0,02626	0,06063
53	72,809	30,865	53	53	54	0,06003	0,13858
54	258,473	109,57	54	54	55	0,03002	0,06929
55	69,169	29,322	55	55	56	0,02064	0,04764
56	21,843	9,26	56	53	57	0,10881	0,25118
57	0	0	57	57	58	0,25588	0,1346
58	20,527	8,702	58	58	59	0,41699	0,21934
59	150,548	63,819	59	59	60	0,50228	0,26421
60	220,687	93,552	60	60	61	0,3317	0,17448
61	92,384	39,163	61	61	62	0,20849	0,10967
62	0	0	62	48	63	0,13882	0,32047
63	226,693	96,098	63	1	64	0,0075	0,01732
64	0	0	64	64	65	0,27014	0,62362
65	294,016	116,974	65	65	66	0,3827	0,88346
66	83,015	33,028	66	66	67	0,33018	0,7622
67	83,015	33,028	67	67	68	0,3283	0,75787
68	103,77	41,285	68	68	69	0,17072	0,39409
69	176,408	70,184	69	69	70	0,55914	0,29412
70	83,015	33,028	70	69	71	0,05816	0,13425

71	217,917	86,698	71	71	72	0,7013	0,3689
72	23,294	9,267	72	72	73	1,02352	0,53839
73	5,075	2,019	73	71	74	0,06754	0,15591
74	72,638	28,899	74	74	75	1,32352	0,45397
75	405,99	161,523	75	1	76	0,01126	0,02598
76	0	0	76	76	77	0,72976	1,68464
77	100,182	42,468	77	77	78	0,22512	0,51968
78	142,523	60,417	78	78	79	0,20824	0,48071
79	96,042	40,713	79	79	80	0,0469	0,10827
80	300,454	127,366	80	80	81	0,6195	0,61857
81	141,238	59,873	81	81	82	0,34049	0,33998
82	279,847	118,631	82	82	83	0,56962	0,29911
82	87,312	37,013	82	82	84	0,10877	0,1086
84	243,849	103,371	84	84	85	0,56862	0,29911
85	247,75	105,025	85	1	86	0,01126	0,02598
86	0	0	86	86	87	0,41835	0,96575
87	89,878	38,101	87	87	88	0,10499	0,13641
88	1137,28	482,108	88	87	89	0,43898	1,01338
89	458,339	194,296	89	89	90	0,0752	0,02579
90	385,197	163,29	90	90	91	0,07692	0,17756
91	0	0	91	91	92	0,33205	0,76653
92	79,608	33,747	92	92	93	0,08442	0,19488
93	87,312	37,013	93	93	94	0,1332	0,30748
94	0	0	94	94	95	0,2932	0,29276
95	74,001	31,37	95	95	96	0,21753	0,21721
96	232,05	98,369	96	96	97	0,26482	0,26443
97	141,819	60,119	97	94	98	0,10318	0,23819
98	0	0	98	98	99	0,13507	0,31181
99	76,449	32,408	99	1	100	0,00938	0,02165
100	0	0	100	100	101	0,16884	0,38976
101	51,322	21,756	101	101	102	0,11819	0,27283
102	59,874	25,381	102	102	103	2,28608	0,78414
103	9,065	3,843	103	102	104	0,45587	1,05236
104	2,092	0,887	104	104	105	0,696	1,60669
105	16,254	0,531	105	105	106	0,45774	1,05669
106	1506,522	638,634	106	106	107	0,20298	0,26373
107	313,023	132,694	107	107	108	0,21348	0,27737
108	79,831	33,842	108	108	109	0,54967	0,28914
109	51,322	21,756	109	109	110	0,54019	0,28415
110	0	0	110	108	111	0,0455	0,05911
111	202,435	85,815	111	111	112	0,47385	0,24926
112	60,823	25,874	112	112	113	0,86241	0,45364
113	45,618	19,338	113	113	114	0,56862	0,29911
114	0	0	114	109	115	0,77711	0,40878
115	157,07	66,584	115	115	116	1,08038	0,5683
116	0	0	116	110	117	1,06633	0,57827
117	250,148	106,041	117	117	118	0,47385	0,24926
118	0	0	118	105	119	0,32267	0,74488
119	68,809	28,593	119	119	120	0,14633	0,33779
120	32,072	13,596	120	120	121	0,12382	0,28583
121	61,084	25,894	121	1	122	0,01126	0,02598
122	0	0	122	122	123	0,6491	1,49842
123	94,622	46,26	123	123	124	0,04502	0,10394

124	49,858	24,375	124	124	125	0,5264	0,18056
125	123,164	60,214	125	124	126	0,02064	0,04764
126	78,35	38,304	126	126	127	0,53071	0,27917
127	145,475	71,121	127	126	128	0,09755	0,2252
128	21,369	10,447	128	128	129	0,11819	0,27283
129	74,789	36,564	129	128	130	0,13882	0,32047
130	227,926	111,431	130	130	131	0,04315	0,09961
131	35,614	17,411	131	131	132	0,09192	0,2122
132	249,295	121,877	132	132	133	0,16134	0,37244
133	316,722	154,842	133	133	134	0,37832	0,37775
134	333,817	163,199	134	134	135	0,39724	0,39664
135	249,295	121,877	135	135	136	0,29276	0,29276
136	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
-	-	-	153	111	48	0,49696	0,64567
-	-	-	154	127	77	0,17059	0,08973
-	-	-	155	129	78	0,05253	0,12126
-	-	-	156	136	99	0,29320	0,29276

## ANEXO B – RESULTADO DO PERFIL DE PERDAS ELÉTRICAS

### B.1 – SISTEMA 33 BARRAS (CARGA LEVE)

Tabela 13: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 33 barras (carga leve)

<b>Hora</b>	<b>Perdas Reais (kW)</b>	<b>Perdas com Erro (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>
1	34,87255	34,22507	34,60051	3,757657	33,38967	2,204384
2	34,15376	29,0234	28,55456	3,23082	31,97681	1,836031
3	29,71789	27,01744	26,10686	4,269245	28,40229	1,541504
4	28,40751	24,82768	25,05579	3,649603	27,20124	1,708513
5	33,80161	28,6745	30,24679	3,904968	31,6115	1,282083
6	30,19265	30,39946	30,5881	3,933828	30,59146	1,853715
7	43,47202	32,75612	34,90545	4,346612	40,86232	1,641005
8	55,77101	59,31232	57,35614	6,359073	57,19247	3,292716
9	72,27375	73,66237	78,05215	9,170984	72,00597	3,385047
10	77,59218	72,35883	73,44463	8,645736	76,57784	3,445723
11	91,15534	80,23104	82,60639	11,5797	89,50934	3,146324
12	71,82818	86,39755	91,57055	12,29978	75,52402	2,503498
13	104,9588	86,99382	91,22407	14,20373	99,00692	4,282645
14	84,84318	78,37894	81,19927	12,01827	85,06742	3,386938
15	86,48356	81,55298	81,30943	11,46959	81,10628	3,458435
16	103,8688	100,664	104,9528	13,17468	104,3664	4,440633
17	115,3586	118,2707	124,0778	15,96938	117,2387	5,587345
18	80,87741	95,52508	99,09623	13,64789	85,61376	3,071687
19	118,2343	134,2799	139,4369	17,81753	119,2617	3,974069
20	143,1748	141,5736	147,7855	16,84972	144,6206	6,22141
21	128,6703	120,2894	125,7051	14,38468	124,7744	4,009706
22	63,30576	65,62739	71,37555	7,992555	63,07841	2,730063
23	54,38418	45,11147	44,91052	6,630174	51,84615	1,765207
24	44,53122	38,29896	39,96308	5,623339	42,19728	2,236528

Fonte: (Do autor)

**B.2 – SISTEMA 33 BARRAS (CARGA NOMINAL)**

Tabela 14: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 33 barras (carga nominal)

<b>Hora</b>	<b>Perdas Reais (kW)</b>	<b>Perdas com Erro (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>
1	36,253	34,22507	35,12051	6,241951	36,21566	1,540435
2	33,16917	29,0234	30,19354	5,19529	32,63922	1,991441
3	27,1278	27,01744	28,04353	3,963946	27,5661	1,907568
4	30,90443	24,82768	26,20887	3,956	28,09782	1,587327
5	33,7356	28,6745	31,05809	5,110835	31,44681	1,439065
6	30,63989	30,39946	32,95849	4,446316	31,08807	1,756816
7	31,28477	32,75612	34,08875	3,840337	32,51513	1,77188
8	55,52984	59,31232	62,25187	9,459591	57,0998	3,495834
9	70,70488	73,66237	73,24891	8,624875	70,55595	2,667561
10	80,76617	72,35883	73,67601	7,799101	80,47222	3,804385
11	71,21464	80,23104	86,01538	10,75019	69,99265	2,244987
12	88,60927	86,39755	87,18779	13,41001	89,06602	3,197868
13	83,21684	86,99382	89,70719	10,3978	83,16063	3,336011
14	94,12981	78,37894	79,40889	8,428901	93,14086	3,44602
15	88,82101	81,55298	83,66699	7,977798	89,74062	2,525654
16	112,5424	100,664	109,3119	14,9522	114,4084	3,393589
17	117,3649	118,2707	123,6671	17,56814	118,3974	4,325102
18	93,70566	95,52508	99,83085	10,18818	96,75721	3,560962
19	166,0909	134,2799	137,8117	18,7478	158,0403	4,664167
20	163,3231	141,5736	148,5764	16,89149	154,7226	5,343124
21	121,3376	120,2894	122,8216	12,47225	118,538	5,283147
22	54,71961	65,62739	68,42205	6,07947	58,48644	2,812313
23	49,56834	45,11147	47,13352	4,624379	49,45968	2,392783
24	36,98131	38,29896	37,8896	4,215394	38,30655	1,5473

Fonte: (Do autor)

**B.3 – SISTEMA 33 BARRAS (CARGA PESADA)**

Tabela 15: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 33 barras (carga pesada)

<b>Hora</b>	<b>Perdas Reais (kW)</b>	<b>Perdas com Erro (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>
1	34,22285	34,22507	35,49032	5,479671	34,80882	2,017498

2	37,04321	29,0234	29,33784	3,842966	33,95748	1,611183
3	30,4093	27,01744	29,13765	4,267504	28,55441	1,109773
4	26,41807	24,82768	25,50676	3,495962	27,06419	1,638874
5	35,45026	28,6745	30,13271	4,036963	33,44828	1,719593
6	32,60584	30,39946	32,2218	5,103443	30,9015	1,854455
7	28,186	32,75612	33,57566	5,165748	29,12872	1,783667
8	69,63153	59,31232	58,57769	6,841026	65,84101	3,062183
9	96,14193	73,66237	72,97689	7,716955	91,58272	3,432076
10	72,51565	72,35883	75,57079	10,60034	71,89148	3,248582
11	97,70362	80,23104	79,0722	11,09787	96,80866	2,288374
12	83,55991	86,39755	87,05057	12,05969	86,67021	2,886108
13	86,33563	86,99382	90,49065	14,15106	87,69153	2,880817
14	79,30749	78,37894	82,74776	9,564651	76,98459	2,423884
15	74,11166	81,55298	87,42285	9,44696	75,07838	2,874096
16	115,0821	100,664	106,9054	16,57982	117,1709	3,972748
17	127,1272	118,2707	125,7026	14,68896	126,7068	4,827979
18	90,23994	95,52508	97,9265	11,70227	92,42728	2,999931
19	144,4524	134,2799	138,8749	20,84519	145,4605	5,002735
20	160,3671	141,5736	143,2864	21,63028	160,8699	5,663218
21	113,3923	120,2894	127,9563	21,16163	113,0348	4,145214
22	64,53341	65,62739	70,03824	8,642524	67,49305	3,183606
23	49,23126	45,11147	48,65597	7,760342	48,2772	2,578466
24	36,12226	38,29896	37,13364	3,302139	37,90842	2,064808

Fonte: (Do autor)

#### B.4 – SISTEMA 136 BARRAS (CARGA LEVE)

Tabela 16: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 136 barras (carga leve)

<b>Hora</b>	<b>Perdas Reais (kW)</b>	<b>Perdas com Erro (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>
1	75,17268	73,02171	70,03509	10,11389	67,13381	10,85679
2	47,04982	62,93169	62,51517	7,601897	59,12434	7,262507
3	50,3413	57,39595	57,9629	7,444487	55,31841	6,528614
4	45,91437	55,94923	55,01066	6,631382	53,27847	6,966692
5	71,412	61,52707	60,31675	8,344684	59,91208	6,293685
6	60,04389	67,79789	65,77564	10,37444	64,58636	6,303442
7	65,35208	72,37179	73,34453	9,91267	70,22793	9,415274
8	152,2007	126,7691	124,1201	20,58977	118,8433	16,20389
9	162,8124	142,8696	149,5544	15,931	143,9274	20,08722
10	116,7136	152,3103	151,7218	19,38214	142,5718	19,04869
11	175,6345	170,2296	169,6758	21,71471	160,1249	18,79698
12	155,2535	174,3795	189,7311	28,33634	178,69	23,87298
13	159,8096	184,4278	182,9017	23,92448	178,4012	23,58306
14	170,2622	163,5988	158,2665	19,89805	149,5334	25,53348



15	152,4715	161,4271	163,9719	20,11146	158,5136	27,47531
16	201,3751	208,5234	205,2357	25,33619	195,1498	27,16573
17	192,6722	249,0256	240,5622	26,7125	235,1393	32,87396
18	219,9457	201,2105	196,6708	30,48535	187,3152	29,61469
19	217,202	284,6145	274,6769	40,90825	256,5081	43,30542
20	280,9339	308,5439	305,4038	50,45042	291,9808	37,61667
21	210,2266	263,5091	267,3425	31,66396	251,142	29,93533
22	122,0257	144,0615	152,6297	22,07132	140,3948	22,06383
23	91,59735	97,25094	91,7783	11,53502	90,4183	15,57481
24	88,24825	81,69627	76,5155	10,88156	75,93867	14,05731

Fonte: (Do autor)

## B.5 – SISTEMA 136 BARRAS (CARGA NOMINAL)

Tabela 17: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 136 barras (carga nominal)

<b>Hora</b>	<b>Perdas Reais (kW)</b>	<b>Perdas com Erro (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>
1	78,47204	67,13381	70,71746	10,43119	69,81265	8,039758
2	49,3281	59,12434	62,32573	6,016417	63,54942	8,329812
3	59,18342	55,31841	58,28137	8,188754	58,39832	5,418108
4	58,45554	53,27847	53,94732	7,325246	55,35718	7,39853
5	57,37643	59,91208	61,82488	6,623646	61,58214	9,540682
6	79,14036	64,58636	66,71645	6,70592	65,89711	7,090571
7	65,76635	70,22793	72,89442	8,809818	71,02565	8,884865
8	101,135	118,8433	126,6837	20,68425	123,1143	16,49917
9	159,041	143,9274	149,7327	20,66378	141,6385	18,37481
10	116,3838	142,5718	144,4985	13,28814	158,3446	18,38578
11	171,404	160,1249	163,5829	19,27555	162,3148	25,28363
12	166,5494	178,69	181,0605	25,43314	190,1517	20,61246
13	159,7867	178,4012	183,9347	25,05373	193,385	28,25507
14	119,8924	149,5334	153,8933	19,3186	163,267	21,77967
15	163,8727	158,5136	162,011	27,74892	173,7916	21,18325
16	185,1783	195,1498	199,0403	31,65415	196,718	21,25878
17	282,669	235,1393	237,8096	32,02829	242,6313	31,19391
18	200,1741	187,3152	201,2716	32,92063	198,1211	33,53284
19	292,7253	256,5081	293,9532	48,28939	273,3073	47,45285
20	369,2983	291,9808	293,9863	40,46683	315,2851	48,17467
21	210,0235	251,142	271,4651	36,67271	276,3472	48,5281
22	174,1645	140,3948	136,9464	20,6309	144,7673	18,10318
23	84,18488	90,4183	95,76314	15,85483	90,75201	12,60757
24	69,53741	75,93867	80,92222	8,508986	78,24694	9,162533

Fonte: (Do autor)

**B.6 – SISTEMA 136 BARRAS (CARGA PESADA)**

Tabela 18: Resultado do Perfil de Perdas Elétricas Sistema 136 barras (carga pesada)

<b>Hora</b>	<b>Perdas Reais (kW)</b>	<b>Perdas com Erro (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico (kW)</b>	<b>Perdas Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>	<b>Desvio Fluxo Probabilístico com Ajustes de corrente (kW)</b>
1	78,82837	71,10928	68,86284	8,690972	67,13381	9,436766
2	65,33242	65,19258	57,95464	6,647535	59,12434	8,037277
3	51,4475	58,35935	57,50555	5,45427	55,31841	8,445247
4	59,45914	56,1167	54,30875	5,58865	53,27847	6,735158
5	68,61975	61,15434	62,59857	6,111933	59,91208	7,249183
6	63,61846	67,91092	70,11034	5,722324	64,58636	8,198438
7	59,59863	73,158	75,21028	8,974331	70,22793	9,33294
8	117,2207	121,0131	122,5065	15,95223	118,8433	16,4217
9	161,7752	150,6296	151,5446	20,14683	143,9274	16,99105
10	162,8761	152,039	143,4234	22,49045	142,5718	15,29521
11	168,2513	166,4151	174,2266	21,11595	160,1249	21,81042
12	151,8989	193,7986	192,2968	25,06973	178,69	24,6133
13	161,6565	173,3779	183,9328	29,4848	178,4012	23,18713
14	151,6859	168,8663	157,2921	22,76255	149,5334	19,14019
15	157,2816	160,7059	165,236	26,3263	158,5136	23,41602
16	211,9109	216,631	208,3793	30,55844	195,1498	32,35238
17	270,1305	251,4008	245,1176	39,7339	235,1393	28,10836
18	160,9056	203,9364	190,4065	28,20399	187,3152	33,89028
19	232,6675	270,5978	261,0301	35,69294	256,5081	33,0373
20	285,2429	308,0894	302,2447	41,53529	291,9808	36,3037
21	227,9858	251,8211	249,6514	28,84652	251,142	37,75835
22	157,757	141,7965	149,6247	23,86807	140,3948	21,26679
23	113,2237	92,44519	96,37787	13,8505	90,4183	15,30484
24	65,77802	77,45683	85,20855	12,73201	75,93867	11,59861

Fonte: (Do autor)



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP  
Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica  
Campus João Monlevade



## ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “**Estimação de Perdas Elétricas em Redes de Média Tensão Utilizando Fluxo Probabilístico e Medidores de Corrente**” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 16 de outubro de 2019.

*Luisa Laura Linhares*

\_\_\_\_\_  
Luisa Laura Linhares



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

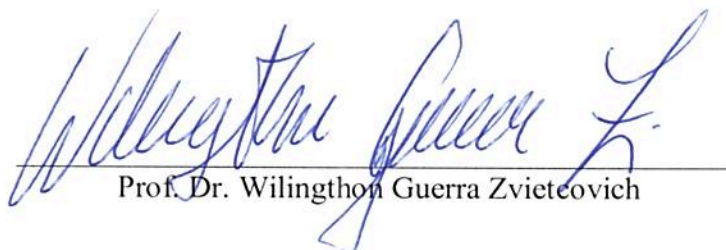


## ANEXO XI - DECLARAÇÃO DE CONFERÊNCIA DA VERSÃO FINAL

Declaro que conferi a versão final a ser entregue pelo aluno **Luisa Laura Linhares**, autor do trabalho de conclusão de curso intitulado “**Estimação de perdas elétricas em redes de média tensão utilizando fluxo probabilístico e medidores de corrente**” quanto à conformidade nos seguintes itens:

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

João Monlevade, 24 de outubro de 2019.



Prof. Dr. Wilington Guerra Zvietcovich