



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

***METODOLOGIA DE ANÁLISE DA VIABILIDADE
ECONÔMICA DA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES
PADRÃO POR EFICIÊNCIA COM BASE EM ESTUDOS
ESTATÍSTICOS DE CARGA***

Diego Lopes Coriolano

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

**Orientador: Prof. Manuel Luis B. Martinez, Dr.
Co-orientador: Prof. Estácio Tavares Wanderley Neto, Dr.**

Itajubá, Março de 2011

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Jacqueline Balducci- CRB_6/1698

C798m

Coriolano, Diego Lopes

Metodologia de análise da viabilidade econômica da substituição de transformadores padrão por eficiência com base em estudos estatísticos de carga / Diego Lopes Coriolano. -- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2011.

95 p.: il.

Orientador: Prof. Dr. Manuel Luis Barreira Martinez.

Coorientador: Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Carregamento. 2. Eficiência energética. 3. Perdas. 4. Projetos de transformadores. I. Martinez, Manuel Luis Barreira, orient. II. Wanderley Neto, Estácio Tavares, coorient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

Quem nada sabe, de nada duvida

George Herbert

Agradecimentos

Primeiramente a Deus, por sempre me guiar e me ajudar a traçar os meus caminhos, aos meus pais Fábio e Maria Antônia, pela educação e paciência durante toda a minha vida, ao meu irmão Fabinho e minha cunhada Luciana, por me apoiarem a realizar esse trabalho.

À minha amada namorada Ísis por todos os momentos que ela passou ao meu lado, por sempre me incentivar e motivar para a conclusão desse trabalho e principalmente por entender e compreender a importância dessa dissertação na minha vida profissional.

À minha Avó Magnólia, meus tios e tias em especial: Ana Lídia, Júlia Cristina, Leni, Lindete, Lindélia e minha sogra Celi Maria por todas as orações.

Ao Prof. Martinez por acreditar em mim e nunca desistir desse trabalho, obrigado por todo o apoio e carinho durante esse tempo.

Aos amigos do LAT-EFEI pela paciência e experiências passadas no dia a dia.

Aos meus amigos de Itajubá: Arimatea, Estácio, Marcão, Pablo e Ton pela companhia durante todos os dias.

À AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. pelos dados fornecidos e por todo o apoio prestado.

À CAPES pelo apoio financeiro.

Resumo

Devido ao fato do transformador de distribuição apresentar perdas correspondentes a um terço do total das perdas na rede, este equipamento foi escolhido como tema principal desta dissertação.

O foco deste trabalho é verificar os impactos econômicos com a substituição dos transformadores padrão por eficientes. Isto acarreta a diminuição das perdas e conseqüentemente do custo operacional – perdas – imposto à rede de distribuição em média tensão. Deste modo, este trabalho tem por base a análise estatística dos dados de carregamento dos transformadores e a partir do resultado desta análise o projeto de unidades eficientes.

Inicialmente, a análise estatística (comportamento do perfil dos consumidores, consumo e demanda por transformador, consumo por Cliente-Transformador e fator de carga médio por transformador) foi realizada com os dados obtidos através do faturamento mensal da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., ou seja, sem nenhum custo adicional para a concessionária.

Em seguida, realizou-se a medição/aferição dos dados dos transformadores em campo para calcular o Fator de Energia Consumida (FE), dado imprescindível para a análise econômica dos projetos eficientes, pois determina o carregamento do transformador e é utilizado para a definição dos custos das perdas sob carga.

Com base nos valores estatísticos do Fator de Energia Consumida foi possível realizar a análise financeira dos projetos dos transformadores eficientes e verificar a viabilidade econômica dos mesmos, através de duas metodologias: PROPHET e ANEEL.

Por fim, após verificar que alguns transformadores apresentavam valores de demanda máxima incompatíveis com os valores das potências nominais dos equipamentos, realizou-se um estudo financeiro com o remanejamento destes equipamentos. Com isso, foi possível aferir o ganho econômico com a redução das perdas dos transformadores, através de uma política de remanejamento – gestão de ativos, sem custo de aquisição de novas unidades.

Abstract

Due to the fact that the distribution transformer presents a loss corresponding to one third of total losses in the network, this equipment was chosen as the main theme of this dissertation.

The focus of this paper is to verify the economic impacts to the replacement of standard transformers for efficient ones. It leads to the reduction of losses and therefore the operating costs - losses to the distribution system at medium voltage.

Initially, the statistical analysis (the behavior of customer profile, consumption and demand per transformer, transformer-consumption per customer and average load factor per the transformer) was performed with data obtained from the monthly billing of AES Sul Distribuidora Gaucha de Energia S.A, in other words, without any additional cost to the utility.

Then there was the measurement / assessment of the data processors in the field to calculate the Total Energy Factor (EF) consumed essential data for economic analysis of the efficient projects because it determines the loading of the transformer and is used for the definition of costs of losses under load.

Based on the statistical values of the Consumed Energy Factor, it was possible to perform the financial analysis from the efficient transformers projects and check their economic viability, through two methodologies: PROPHET and ANEEL.

Finally, after verifying that some transformers had maximum demand values incompatible with the values of the power ratings of equipment, there was a financial study with the relocation of equipment. Thus, it was possible to tell the economic gains with the reduction of transformers' losses, through a relocation policy - asset management, without costs to acquire new units.

Sumário

AGRADECIMENTOS	II
RESUMO	IV
ABSTRACT	V
SUMÁRIO	VI
NOMENCLATURA E SIMBOLOGIA	VIII
LISTA DE FIGURAS	X
LISTA DE TABELAS	XV
CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 2: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1 Princípios básicos de funcionamento do Transformador	3
2.1.1 <i>Perdas Nos Transformadores</i>	5
2.2 Revisão de Fundamentos da Engenharia Econômica	10
2.2.1 <i>Juros</i>	11
2.2.2 <i>Processo de Amortização</i>	11
2.2.3 <i>Depreciação</i>	13
2.2.4 <i>Viabilidade Econômica dos Projetos</i>	13
CAPÍTULO 3: ANÁLISE PARA A COMPOSIÇÃO DA CARGA MÉDIA – TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS E TRIFÁSICOS	15
3.1 Considerações Gerais.....	15
3.2 Análise Estatística Para Transformadores Monofásicos	16
3.2.1 <i>Características de Consumo</i>	18
3.2.1.1 <i>Consumo por Tipo de Clientes e por Transformador</i>	27
3.2.1.2 <i>Consumidores por Transformador</i>	28
3.2.2 <i>Demanda Máxima Por Transformador</i>	29
3.2.3 <i>Consumo Médio Por Cliente e Fator de Carga Médio Por Transformador</i>	32
3.3 Análise Estatística Para Transformadores Trifásicos.....	34
3.3.1 <i>Características de Consumo</i>	35
3.3.1.1 <i>Metodologia Aplicada</i>	35
3.3.1.2 <i>Consumo por Tipo de Clientes e por Transformador</i>	44
3.3.2 <i>Demanda Máxima Por Transformador</i>	45
3.3.3 <i>Consumo Médio Por Cliente e Fator de Carga Médio Por Transformador</i>	48

3.4 Comentários	49
CAPÍTULO 4: ANÁLISE DO FATOR DE ENERGIA CONSUMIDA E DEMANDA UTILIZANDO MEDIÇÕES EM CAMPO	51
4.1 Considerações Gerais	51
4.2 Análise de FE – Transformadores Monofásicos	52
4.2.1 Transformadores Monofásicos – Potência Nominal	53
4.2.2 Transformadores Monofásicos – Potência Real	54
4.3 Análise de FE – Transformadores Trifásicos	57
4.3.1 Soma Terminais – Análise do Conjunto	57
4.3.2 Terminais Individuais – Análise das Fases Isoladas	59
4.4 Análise de Demanda - Medições em Campo	61
4.4.1 Transformadores Monofásicos	62
4.4.2 Transformadores Trifásicos	64
4.5 Comparação entre Metodologias para Análise de Carga	66
4.6 Comentários	68
CAPÍTULO 5: ANÁLISE ECONÔMICA DOS PROJETOS DE TRANSFORMADORES EFICIENTES	70
5.1 Eficiência em Transformadores	70
5.2 Metodologia Para Cálculo do Investimento - ANEEL	71
5.2.1 Ganho durante o Primeiro Período da Revisão Tarifária	71
5.2.2 Ganhos durante os Períodos Subsequentes da Revisão Tarifária	74
5.3 Metodologia Para Cálculo do Investimento – Perdas Capitalizadas	76
5.4 Análise Econômica	77
5.4.1 Análise de Investimento - Ano base 2009	78
5.4.2 Análise das Propostas	80
5.4.2.1 Avaliação Segundo ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica... ..	81
5.4.2.2 Avaliação Segundo Perdas Capitalizadas	83
5.5 Ganhos Econômicos com o Remanejamento dos Transformadores Monofásicos	84
5.6 Comentários	86
5.7 Revisão	87
CAPÍTULO 6: CONCLUSÃO	89
TRABALHOS PUBLICADOS	91
BIBLIOGRAFIA	94

Nomenclatura e Simbologia

ΔC_E - Ganho com a redução das perdas - devido à substituição dos equipamentos padrão por eficientes;

ΔC_{TR} - Diferença de custos entre o transformador eficiente e o padrão em Reais;

ΔW_0 - Diferença entre as perdas a vazio dos transformadores em watts;

ΔW_{CC} - Diferença entre as perdas sob carga dos transformadores em watts;

A - Valor das parcelas em unidade monetária;

a - Relação entre o número de espiras do primário e secundário;

C_E - Custo da energia em Reais/kWh;

C_{EE} - Custo da Energia Elétrica em R\$/kWh;

C_{Total} - Custo total do transformador em Reais;

C_{TR} - Custo do transformador, desconsiderando as perdas, em Reais;

C_{WL} - Custo das perdas em carga em Reais;

C_{WO} - Custo das perdas em vazio em Reais;

D - Depreciação;

FE - Fator de Energia Consumida em horas/dia;

I - corrente eficaz em ampère;

i - Taxa média de inflação durante o período de análise;

i_k - Taxa média de inflação durante o k-ésimo período da revisão tarifária;

I_p - Corrente no primário do transformador em ampère;

I_s - Corrente no secundário do transformador em ampère;

j - Taxa de juros;

j_1 - Taxa mínima de atratividade da empresa durante o primeiro período da revisão tarifária;

j_m - Taxa mínima de atratividade média para os três períodos;

k - Período da revisão tarifária;

M - Montante em unidade monetária;

n - Período entre a data do investimento e o próximo período da revisão tarifária em Anos;

n_d - número de intervalos de tempo utilizados para discretizar a carga diária;

- N_p - Número de espiras no primário do transformador;
- N_s - Número de espiras no secundário do transformador;
- P - Capital em unidade monetária;
- p - Período entre a data do investimento e a data atual em Anos;
- P_{cp} - Perdas por corrente parasite em watts;
- P_h - Perda por histerese;
- P_{opd} - Outras perdas por dispersão em watts;
- PV - Período de vida útil do transformador;
- R - resistência dos enrolamentos do transformador em ohm;
- t - Período em tempo;
- t_a - Tempo de análise do investimento;
- T_{W0} - Tarifa para as perdas em vazio em Reais/kW;
- T_{WL} - Tarifa para as perdas sob carga em Reais/kW;
- U_p - Tensão no primário do transformador em volts;
- V_i - Valor inicial do bem em unidade monetária;
- U_s - Tensão no secundário do transformador em volts;
- V_k - Valor de fluxo de caixa anual em unidade monetária;
- $V_{Residual}$ - Valor residual do bem em unidade monetária;
- $WACC_K$ - Custo Médio Ponderado de Capital para a AES-Sul durante o k-ésimo período da revisão tarifária;
- W_{cu} - Perdas total sob carga em watts;
- W_L - Perda em vazio do transformador em watts;
- W_L - Perdas em carga em quilowatts;
- W_N - Perdas em vazio em quilowatts;
- Z_p - Impedância no primário do transformador em ohm;
- Z_s - Impedância no secundário do transformador em ohm;

Lista de Figuras

Figura 2.1: Representação de um transformador	4
Figura 2.2: Fator de Energia Consumida	10
Figura 3.1: População de transformadores monofásicos	17
Figura 3.2: Porcentagem de clientes por potência de Transformadores Monofásicos.....	17
Figura 3.3: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Residenciais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%	19
Figura 3.4: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Residenciais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%	19
Figura 3.5: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Comerciais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%	19
Figura 3.6: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Comerciais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%	19
Figura 3.7: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Industriais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%	20
Figura 3.8: Histograma e Curva de Tendência Energia Consumida - Clientes Industriais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%	20
Figura 3.9: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Rurais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%	21
Figura 3.10: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Rurais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%	21
Figura 3.11: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Outros Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%	22
Figura 3.12: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Outros Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%	22
Figura 3.13: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida – Por Transformador de 5 kVA – Confiança 95%.....	22
Figura 3.14: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Por Transformador de 5 kVA – Confiança 95%.....	22
Figura 3.15: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Residenciais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo	23
Figura 3.16: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Residenciais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo.....	23

Figura 3.17: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Comerciais	
Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo	23
Figura 3.18: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Comerciais	
Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo	23
Figura 3.19: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Industriais	
Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo	24
Figura 3.20: Histograma e Curva de Tendência Energia Consumida - Clientes Industriais	
Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo	24
Figura 3.21: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Rurais	
Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo	25
Figura 3.22: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Rurais	
Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo	25
Figura 3.23: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Outros	
Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo	26
Figura 3.24: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Outros	
Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo	26
Figura 3.25: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida – Por Transformador de 5 kVA – Confiança 95% – Sem Consumo Mínimo	26
Figura 3.26: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Por Transformador de 5 kVA – Confiança 95% – Sem Consumo Mínimo	26
Figura 3.27: Limites do Valor Mais Provável dos Consumidores – Confiança 95%	28
Figura 3.28: Consumidor mais provável “Médio” por transformador	29
Figura 3.29: Distribuição de Probabilidade para a Demanda Diurna dos Transformadores 10 kVA - Confiança 95%	30
Figura 3.30: Distribuição de Probabilidade para a Demanda Noturna dos Transformadores 10 kVA - Confiança 95%	30
Figura 3.31: Demanda Máxima “Média” por Potência do Transformador	30
Figura 3.32: Demanda Diurna mais Provável “Média” dos Transformadores 15 kVA	31
Figura 3.33: Consumo mais provável “Médio” por Cliente – Consumidor	32
Figura 3.34: Fator de Carga mais Provável “Médio” por Transformador	33
Figura 3.35: População de transformadores trifásicos	34
Figura 3.36: Porcentagem de clientes por potência de Transformadores Monofásicos	35
Figura 3.37: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Residenciais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	36
Figura 3.38: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Residenciais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	36
Figura 3.39: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Comerciais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	36
Figura 3.40: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Comerciais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	36

Figura 3.41: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Industriais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	37
Figura 3.42: Histograma e Curva de Tendência Energia Consumida - Clientes Industriais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	37
Figura 3.43: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Rurais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	38
Figura 3.44: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Rurais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	38
Figura 3.45: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Outros	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	39
Figura 3.46: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Outros	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	39
Figura 3.47: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida – Por Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	39
Figura 3.48: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Por Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	39
Figura 3.49: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Residenciais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	40
Figura 3.50: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Residenciais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	40
Figura 3.51: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Comerciais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	40
Figura 3.52: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Comerciais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	40
Figura 3.53: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Industriais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	41
Figura 3.54: Histograma e Curva de Tendência Energia Consumida - Clientes Industriais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	41
Figura 3.55: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Rurais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	42
Figura 3.56: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Rurais	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	42
Figura 3.57: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Outros	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	43
Figura 3.58: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Outros	
Transformador de 30 kVA – Confiança 95%	43
Figura 3.61: Limites do Valor Mais Provável dos Consumidores – Confiança 95%	44
Figura 3.62: Consumidor mais provável “Médio” por transformador	45
Figura 3.63: Distribuição de Probabilidade para a Demanda Diurna dos Transformadores kVA - Confiança 95%	46

Figura 3.64: Distribuição de Probabilidade para a Demanda Noturna dos Transformadores 45 kVA - Confiança 95%.....	46
Figura 3.65: Demanda Máxima “Média” por Potência do Transformador.....	46
Figura 3.66: Demanda Diurna mais Provável “Média” dos Transformadores 15 kVA.....	47
Figura 3.67: Consumo mais provável “Médio” por Cliente – Consumidor	48
Figura 3.68: Fator de Carga mais Provável “Médio” por Transformador.....	49
Figura 4.1: Equipamento de Medição Instalado no transformador	52
Figura 4.2: Distribuição de Probabilidade do FE - 5 kVA - Potência Nominal - Confiança 95%	53
Figura 4.3: Distribuição de Probabilidade do FE - 10 kVA - Potência Nominal - Confiança 95% ...	53
Figura 4.4: Distribuição de Probabilidade do FE - 15 kVA - Potência Nominal - Confiança 95% ...	53
Figura 4.5: Distribuição de Probabilidade do FE - 5 kVA - Potência Real - Confiança 95%	55
Figura 4.6: Distribuição de Probabilidade do FE - 10 kVA - Potência Real - Confiança 95%	55
Figura 4.7: Distribuição de Probabilidade do FE - 15 kVA - Potência Real - Confiança 95%	55
Figura 4.8: FE mais provável “Médio” por transformador – Potência Nominal.....	56
Figura 4.9: FE mais provável “Médio” por transformador – Potência Real.....	56
Figura 4.10: Distribuição de Probabilidade do FE - 30 kVA – Soma Terminais - Confiança 95% ..	57
Figura 4.11: Distribuição de Probabilidade do FE - 45 kVA - Soma Terminais - Confiança 95% ...	57
Figura 4.12: Distribuição de Probabilidade do FE - 75 kVA - Soma Terminais - Confiança 95% ...	58
Figura 4.13: Distribuição de Probabilidade do FE - 30 kVA - Terminais Isolados - Confiança 95%.....	59
Figura 4.14: Distribuição de Probabilidade do FE - 45 kVA - Terminais Isolados - Confiança 95%.....	59
Figura 4.15: Distribuição de Probabilidade do FE - 75 kVA - Terminais Isolados - Confiança 95%.....	59
Figura 4.16: FE mais provável “Médio” por transformador – Soma Terminais.....	61
Figura 4.17: FE mais provável “Médio” por transformador – Terminais Isolados.....	61
Figura 4.18: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 5 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%	62
Figura 4.19: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 10 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%	62
Figura 4.20: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 15 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%	62
Figura 4.21: Demanda Máxima Média por Potência do Transformador Monofásico utilizando a metodologia de medição em campo.....	63
Figura 4.22: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 30 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%	64
Figura 4.23: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 45 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%	64
Figura 4.24: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 75 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%	64

Figura 4.25: Demanda Máxima Média por Potência do Transformador Trifásico utilizando a metodologia de medição em campo.....	65
Figura 5.1: Ganho com as reduções das perdas no transformador	74
Figura 5.2: Ganhos com a remuneração do ativo.....	75
Figura 5.3: Valor Presente versus ano de investimento – Metodologia ANEEL.....	82
Figura 5.4: Valor Presente versus ano de investimento – Metodologia Perdas Capitalizadas	84

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1: ESTATÍSTICAS DO CONSUMO PARA TRANSFORMADORES DE 5 kVA	18
TABELA 3.2: CONSUMO DOS TRANSFORMADORES DE 5 kVA – CONSUMO RESIDENCIAL E COMERCIAL ...	20
TABELA 3.3: CONSUMO DOS TRANSFORMADORES DE 5 kVA – CONSUMO INDUSTRIAL E RURAL	21
TABELA 3.4: CONSUMO DOS TRANSFORMADORES DE 5 kVA – CONSUMO OUTROS E POR TRANSFORMADOR.....	22
TABELA 3.5: CONSUMO DOS TRANSFORMADORES DE 5 kVA – CONSUMO RESIDENCIAL E COMERCIAL – ELIMINAÇÃO DO CONSUMO MÍNIMO.....	24
TABELA 3.6: CONSUMO DOS TRANSFORMADORES DE 5 kVA – CONSUMO INDUSTRIAL E RURAL – SEM CONSUMO MÍNIMO.....	25
TABELA 3.7: CONSUMO DOS TRANSFORMADORES DE 5 kVA – CONSUMO OUTROS E POR TRANSFORMADOR – SEM CONSUMO MÍNIMO.....	27
TABELA 3.8: COMPARAÇÃO ENTRE AS METODOLOGIAS UTILIZADAS PARA O CONSUMO RURAL EM TRANSFORMADORES DE 5 kVA.....	27
TABELA 3.9: CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS - VALORES A PARTIR DAS CURVAS DE PROBABILIDADE	31
TABELA 3.10: CONSUMO DOS TRANSFORMADORES RESIDENCIAIS E COMERCIAIS DE 30 kVA - VALORES A PARTIR DAS CURVAS DE PROBABILIDADE	37
TABELA 3.11: CONSUMO DOS TRANSFORMADORES INDUSTRIAIS E RURAIS DE 30 kVA - VALORES A PARTIR DAS CURVAS DE PROBABILIDADE.....	38
TABELA 3.12: CONSUMO DOS TRANSFORMADORES OUTROS E POR TRANSFORMADOR DE 30 kVA - VALORES A PARTIR DAS CURVAS DE PROBABILIDADE	39
TABELA 3.13: CONSUMO DOS TRANSFORMADORES RESIDENCIAL E COMERCIAL DE 30 kVA – SEM CONSUMO MÍNIMO - VALORES A PARTIR DAS CURVAS DE PROBABILIDADE	41
TABELA 3.14 CONSUMO DOS TRANSFORMADORES INDUSTRIAL E RURAL DE 30 kVA – SEM CONSUMO MÍNIMO - VALORES A PARTIR DAS CURVAS DE PROBABILIDADE	42
TABELA 3.15: CONSUMO DOS TRANSFORMADORES OUTROS E POR TRANSFORMAFOR DE 30 kVA – SEM CONSUMO MÍNIMO - VALORES A PARTIR DAS CURVAS DE PROBABILIDADE	43
TABELA 3.16: CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS - VALORES A PARTIR DAS CURVAS DE PROBABILIDADE	47
TABELA 4.1 - VALOR MAIS PROVÁVEL PARA O FE DOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS COM POTÊNCIA NOMINAL	54
TABELA 4.2 - VALOR MAIS PROVÁVEL PARA O FE DOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS COM POTÊNCIA REAL.....	55

Metodologia de Análise da Viabilidade Econômica da Substituição de Transformadores Padrão por Eficiência com Base em Estudos Estatísticos de Carga

TABELA 4.3 - VALOR MAIS PROVÁVEL PARA O FE DOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS UTILIZANDO METODOLOGIA TERMINAIS SOMADOS.....	58
TABELA 4.4 - VALOR MAIS PROVÁVEL PARA O FE DOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS UTILIZANDO METODOLOGIA TERMINAIS ISOLADOS.....	60
TABELA 4.5: COMPARAÇÃO ENTRE AS DEMANDAS MÁXIMAS PARA OS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	66
TABELA 4.6: COMPARAÇÃO ENTRE AS DEMANDAS MÁXIMAS PARA OS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS ...	67
TABELA 5.1 – PARÂMETROS PARA A ANÁLISE ECONÔMICA DE INVESTIMENTO	77
TABELA 5.2: PROPOSTAS DOS PROJETOS DE TRANSFORMADORES EFICIENTES	81
TABELA 5.3: ANÁLISE DE FLUXO DE CAIXA E TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO SEGUNDO REGRAS DA ANEEL	82
TABELA 5.4: ANÁLISE DE FLUXO DE CAIXA E TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO SEGUNDO REGRAS DAS PERDAS CAPITALIZADAS	83
TABELA 5.5: PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE 50% PARA FE DOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	85
TABELA 5.6: CUSTO DAS PERDAS DOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS – POTÊNCIA NOMINAL	85
TABELA 5.7: CUSTO DAS PERDAS DOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS – POTÊNCIA REAL	85

Capítulo 1

Introdução

Ao longo desses dois anos, 2008 e 2009, o Laboratório de Alta Tensão de Itajubá (LAT-EFEI) trabalhou na linha de Pesquisa & Desenvolvimento junto à AES Sul distribuidora Gaúcha de Energia S.A. e estudou métodos para trabalhar com maior eficiência energética nos transformadores.

O transformador é um dispositivo de conversão de energia eletromagnética, cujo funcionamento pode ser explicado em termos de comportamento de um circuito magnético excitado por uma corrente alternada, utilizado para viabilizar a transmissão de energia elétrica em alta tensão. Opera segundo o princípio da indução mútua entre duas (ou mais) bobinas ou circuitos indutivamente acoplados.

A importância do estudo de transformadores de média tensão está relacionada com o alto índice de perdas desse equipamento no sistema de distribuição de energia elétrica, cerca de um terço do total das perdas.

Este trabalho concentra-se no estudo dos transformadores das redes de média tensão com o objetivo principal de analisar a viabilidade econômica com a substituição do transformador padrão por unidades eficientes. Para isso, analisou-se estatisticamente a carga instalada na rede através de medições realizadas em campo e também dos dados obtidos pela fatura mensal da concessionária.

Os capítulos a seguir são apresentados de modo a cumprir com o objetivo deste trabalho, distribuídos da seguinte forma:

O capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica deste trabalho, contendo os conceitos básicos de transformadores, a definição de consumo, demanda máxima, Fator de Energia Consumida e uma revisão de Engenharia Econômica.

O capítulo 3 analisa os bancos de dados dos transformadores monofásicos e trifásicos, adquiridos através do faturamento mensal da AES Sul Distribuidora Gaúcha

de Energia S.A. com a finalidade de verificar o perfil dos consumidores, consumo e demanda por transformador, consumo por Cliente-Transformador e fator de carga médio por transformador.

O capítulo 4 apresenta as análises do Fator de Energia Consumida (FE), utilizando as medições em campo dos transformadores monofásicos e trifásicos obtidos na análise estatística da carga e o faturamento mensal da empresa realizado no Capítulo 3.

O capítulo 5 realiza a análise econômica do investimento na possível substituição de transformadores padrão por eficientes, utilizando-se as regras de capitalização, com base nos ciclos tarifários, conforme recomendado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e uma comparação com o método tradicional que faz uso de perdas capitalizadas - PROPHET.

O capítulo 6 faz um comentário do trabalho como um todo, analisando os métodos discutidos nesse estudo, menciona alguns trabalhos que já estão em desenvolvimento na mesma linha de pesquisa. E por fim, cita algumas sugestões sobre trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos nessa área.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Neste capítulo, são apresentados os princípios básicos para o funcionamento dos transformadores de distribuição, as origens das perdas nos transformadores, a definição de carregamento e o Fator de Energia Consumida – FE.

Também são discutidos os aspectos fundamentais da Engenharia Econômica, utilizado nessa dissertação, como juros, amortização, depreciação e as características para viabilidade econômica dos projetos dos transformadores.

2.1 Princípios básicos de funcionamento do Transformador

Pelo fato de ser um dos equipamentos mais caros no sistema elétrico, deve-se conhecer a real condição de funcionamento dos transformadores de distribuição, visando otimizar os custos associados às perdas e operação e maximizar o retorno dos investimentos realizados.

A função do transformador de distribuição é transformar a tensão da rede elétrica de transmissão (circuito primário) para valores inferiores, que possam ser usados nas instalações comerciais, industriais, residenciais, entre outras (circuito secundário). Esse equipamento opera segundo o princípio da indução mútua entre duas, ou mais, bobinas ou circuitos indutivamente acoplados – não há qualquer ligação elétrica entre as bobinas.

Observa-se também o princípio de conservação de energia nos transformadores, o que faz com que alterações em termos de tensão, provoquem alterações em termos de corrente, mantendo-se a energia que “entra” igual à energia que “sai”.

A criação do fluxo magnético é realizada com uma bobina de fio, através da qual se faz passar uma corrente elétrica variável no tempo (Lei de Lenz-Faraday). A tensão elétrica é obtida colocando uma segunda bobina enrolada em torno da mesma

peça de ferro, bobina que vai ser influenciada pelo fluxo magnético criado pela primeira bobina. A primeira bobina, onde se liga a fonte de tensão, é chamada enrolamento primário e a segunda bobina, onde se vai induzir a tensão, é chamada de enrolamento secundário.

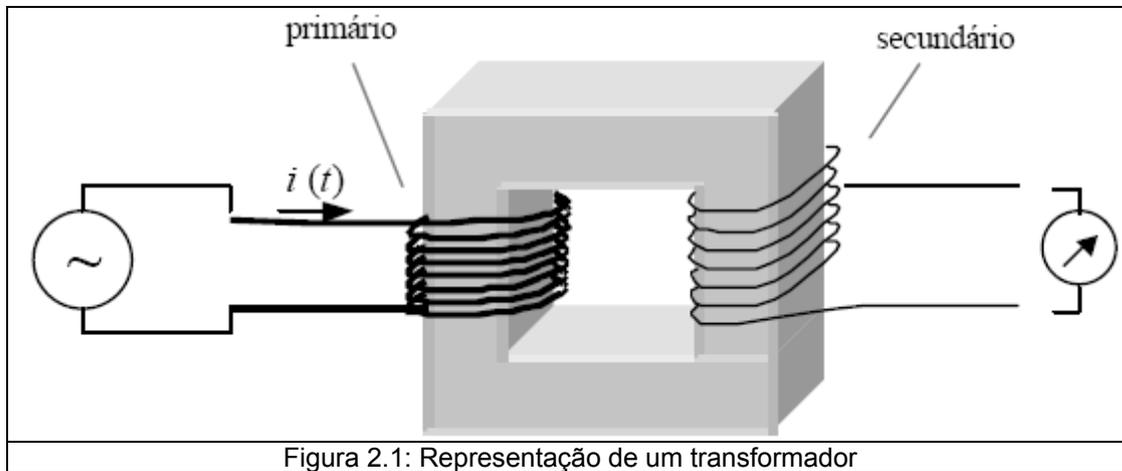


Figura 2.1: Representação de um transformador

Considerando um transformador teórico, com um núcleo a ar, no qual dois circuitos são acoplados por indução magnética e outro transformador com suas bobinas sobre um núcleo convencional de ferro, vale ressaltar que esses circuitos não estão conectados fisicamente. Se somente uma pequena quantidade de energia é transportada do primário para o secundário, denomina-se que os circuitos são levemente acoplados, como é o caso do transformador com núcleo a ar. Por outro lado, se quase toda a energia recebida pelo circuito primário for transferida para o secundário, denomina-se que os circuitos são fortemente acoplados, como é o caso do núcleo em material ferromagnético, aço silício, por exemplo. [1]

Um transformador ideal é um modelo simplificado e para um transformador, as aproximações feitas são: resistência zero dos enrolamentos, perdas zero no núcleo e uma permeabilidade infinita do núcleo. Sendo que os enrolamentos têm uma resistência zero, o transformador ideal não tem perdas ôhmicas nos enrolamentos nem quedas resistivas de tensão. A segunda propriedade, perdas zero no núcleo, significa que não existem perdas de potência no núcleo – sem histerese ou corrente parasitas. E desde que não existam perdas de potência em ambos os enrolamentos, não existem perdas de potência no transformador ideal – a potência de saída é igual à potência de entrada. A terceira e última consideração, permeabilidade infinita do núcleo, significa que todo o fluxo magnético é confinado ao núcleo, acoplado os enrolamentos.

Considerando um transformador ideal que possui N_p espiras no primário e N_s espiras no secundário a relação de transformação é obtida através da Equação 2.1:

$$\frac{N_P}{N_S} = \frac{U_P}{U_S} = a$$

$$U_P = a.U_S \quad (2.1)$$

Como as perdas no primário são iguais às perdas no secundário, então a relação entre as correntes deve obedecer a essa relação, conforme a Equação 2.2:

$$U_P.I_P = U_S.I_S$$

$$I_P = \frac{1}{a}.I_S \quad (2.2)$$

Para a relação entre as impedâncias do primário Z_P e secundário Z_S também não ocorre variação nas potências de entrada e saída do transformador e deve ser representada pela Equação 2.3:

$$Z_P = \frac{U_P}{I_P} \quad \therefore \quad Z_S = \frac{U_S}{I_S}$$

$$Z_P.I_P^2 = Z_S.I_S^2$$

$$\frac{Z_P}{Z_S} = \left(\frac{I_S}{I_P} \right)^2$$

Utilizando a Equação 2.2 vem:

$$\frac{Z_P}{Z_S} = \left(\frac{I_S}{I_P} \right)^2 = a^2$$

$$Z_P = a^2.Z_S \quad (2.3)$$

2.1.1 Perdas Nos Transformadores

Todo equipamento elétrico está sujeito às perdas de potência, podendo estas ser de natureza elétrica e/ou magnética. Nos transformadores, as perdas são de natureza elétrica e magnética. Estas perdas, quando comparadas à potência nominal

do transformador, podem parecer insignificantes, porém elas definem qual é o transformador ideal a ser adquirido. Quando o carregamento no transformador é nulo ou mínimo diz-se que é acompanhado das chamadas perdas em vazio. Operando sob carga, as perdas estão presentes nos enrolamentos dos transformadores e diz-se que são as perdas em carga.

2.1.1.1 Perdas Elétricas

Também conhecidas como Perdas em Carga ou Perdas no Cobre, são provenientes do aquecimento provocado nos condutores (cobre ou alumínio), que constituem o enrolamento primário e secundário do transformador, com a passagem da corrente elétrica e pelas perdas por dispersão. São determinadas, na prática, pelo chamado ensaio em curto-circuito. Essas perdas correspondem à potência ativa absorvida quando um dos enrolamentos for percorrido por corrente nominal, estando o outro em curto-circuito.

Se o transformador possuir mais do que dois enrolamentos, a definição é válida para cada par, estando os outros abertos.

As perdas em curto-circuito são:

- Por efeito Joule nos enrolamentos;
- Devido às correntes parasitas nos enrolamentos.

A presença de perdas por efeito Joule é inevitável, naturalmente. Entretanto, é possível minimizar os efeitos de corrente parasitas nos enrolamentos e, em consequência, reduzir as perdas correspondentes. Para tanto, adota-se o procedimento de subdividir os condutores, isolando-os uns dos outros, colocando-os em paralelo e executando transposições em diversos pontos durante a confecção da bobina.

As perdas nos enrolamentos variam com o quadrado da corrente de carga ($I^2 R$). Já as perdas por corrente parasitas nos enrolamentos ocorrem devido à passagem da corrente alternada nos condutores.

A Equação 2.4 traduz as perdas em carga de um transformador.

$$W_{cu} = I^2 R + P_{cp} + P_{opd} \quad (2.4)$$

Onde:

W_{cu} é a perdas total sob carga em W;

I é a corrente eficaz em A;

R é a resistência dos enrolamentos do transformador em Ω ;

P_{cp} é a perdas por corrente parasita em W;

P_{opd} são as outras perdas por dispersão em W.

2.1.1.2 Perdas Magnéticas

Também chamadas de Perdas a Vazio ou Perdas no Ferro, as perdas magnéticas são oriundas de efeitos magnéticos observados no núcleo do transformador, podendo ser consideradas praticamente constantes com a variação da carga. Então, como as correntes de magnetização são reduzidas, as perdas nos enrolamentos são praticamente desprezíveis e, portanto, podem ser representadas pelas perdas no núcleo que possuem duas componentes: perdas por histerese e perdas *Foucault*. São oriundas da corrente de magnetização responsável pelo estabelecimento do fluxo magnético no transformador. Então, as perdas em vazio são o somatório das componentes de perdas por histerese e *Foucault* conforme mostra a Equação 2.5.

$$W_L = P_h + P_{cp} \quad (2.5)$$

Onde:

W_L é a perda em vazio do transformador em W;

P_h é a perda por histerese em W;

P_{CP} é a por corrente parasita em W.

Portanto, quando um transformador alimenta uma determinada carga, as perdas nos enrolamentos e no núcleo estão sempre presentes, definindo o padrão de qualidade do equipamento, pois quanto menores forem as perdas, maior é sua eficiência.

2.1.1.2 Custo das Perdas

Desta forma, quando se necessita adquirir um transformador, não é apenas suficiente uma análise dos preços de venda dos diversos fabricantes, pois o custo das perdas pode levar a surpresas desagradáveis.

Considerando-se transformadores com idênticas condições de potência, acessórios e preços semelhantes, a melhor escolha econômica é aquela que possuir menores valores de perdas, uma vez que o custo destas deve ser acrescido aos preços de venda dos transformadores, conforme Equação 2.6

$$C_{Total} = C_{TR} + C_{WO} + C_{WL} \quad (2.6)$$

Onde:

C_{Total} é o custo total do transformador em R\$;

C_{TR} é o custo de compra do transformador, sem considerar as perdas, em R\$;

C_{WO} é o custo das perdas em vazio em R\$;

C_{WL} é o custo das perdas em carga em R\$.

O custo das perdas pode ser avaliado através do valor do capital atualizado ao dia da compra, representado pelas anuidades que são pagas, pelas perdas da energia dissipada nos condutores e no núcleo dos transformadores, durante todo seu período de vida. Considera-se também uma taxa de juros pré-fixada em função do custo do dinheiro.

Portanto, a energia fornecida em kWh durante um ano, pelo transformador, pode então ser calculada como soma da parcela constituída pelo valor das perdas no núcleo, em kW, multiplicada pelo número de horas em que o equipamento estiver ligado à rede (sem carga, durante o ano todo). E também, de uma série de outras parcelas cada uma sendo o valor das perdas nos condutores, em kW, multiplicada pelo quadrado de cada fração de potência de plena carga e multiplicada ainda pelo número de horas que o transformador permanecerá em tal condição (durante o ano todo), essa análise é detalhada no Capítulo 5.

A energia, que corresponde às perdas totais durante um ano, é o valor pago pelo usuário à concessionária, durante todo o período de utilização do transformador, até sua total amortização e retirada de operação. Portanto, deve-se determinar os valores atuais, no momento da compra, para uma efetiva comparação de custos.

2.1.2 Fator de Energia Consumida - FE

O Fator de Energia Consumida (FE) indica o tempo total durante um dia (24 horas) que o transformador operando a plena carga necessitaria para apresentar as perdas série de um ciclo normal de carga média. Algumas etapas são necessárias para deduzir a equação utilizada no cálculo do Fator de Energia Consumida.

O custo das perdas sob carga é calculado segundo a equação abaixo:

$$C_{WL} = \left(\sum_{i=1}^{n_d} 3Ri^2 \Delta T \right) \cdot C_{EE}$$

Organizando a equação:

$$C_{WL} = 3R \cdot C_{EE} \cdot \sum_{i=1}^{n_d} i^2 \Delta T$$

Multiplicando a equação por $\frac{I_n^2}{I_n^2}$ e por $\frac{3U_n^2}{3U_n^2}$, sem alterá-la:

$$C_{WL} = 3R \frac{I_n^2}{I_n^2} \cdot C_{EE} \cdot \sum_{i=1}^{n_d} \frac{3U_n^2}{3U_n^2} i^2 \Delta T$$

Organizando a equação:

$$C_{WL} = 3R \cdot I_n^2 \cdot C_{EE} \cdot \sum_{i=1}^{n_d} \frac{(\sqrt{3} \cdot U_n \cdot i)^2}{(\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n)^2} \Delta T$$

Fazendo $W_L = 3R \cdot I_n^2$; $S_i = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot i$; $S_n = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n$

$$C_{WL} = W_L \cdot C_{EE} \cdot \sum_{i=1}^{n_d} \left(\frac{S_i}{S_n} \right)^2 \Delta T$$

Discretizando a amostra em intervalos, tem-se $n_d = \frac{24}{\Delta T}$:

$$C_{WL/dia} = W_L \cdot C_{EE} \cdot \frac{24}{n_d} \cdot \sum_{i=1}^{n_d} \left(\frac{S_i}{S_n} \right)^2$$

Para obter o custo das perdas em um ano, multiplica a equação por 365, encontrando:

$$C_{WL/ano} = 365 \cdot W_L \cdot C_{EE} \cdot \frac{24}{n_d} \cdot \sum_{i=1}^{n_d} \left(\frac{S_i}{S_n} \right)^2$$

$$C_{WL/ano} = 365 \cdot W_L \cdot C_{EE} \cdot FE$$

Logo,

$$FE = \frac{24}{n_d} \cdot \sum_{i=1}^{n_d} \left(\frac{S_i}{S_n} \right)^2 \quad (2.7)$$

Onde:

U_n é a tensão nominal em V;

I_n é a corrente nominal em A;

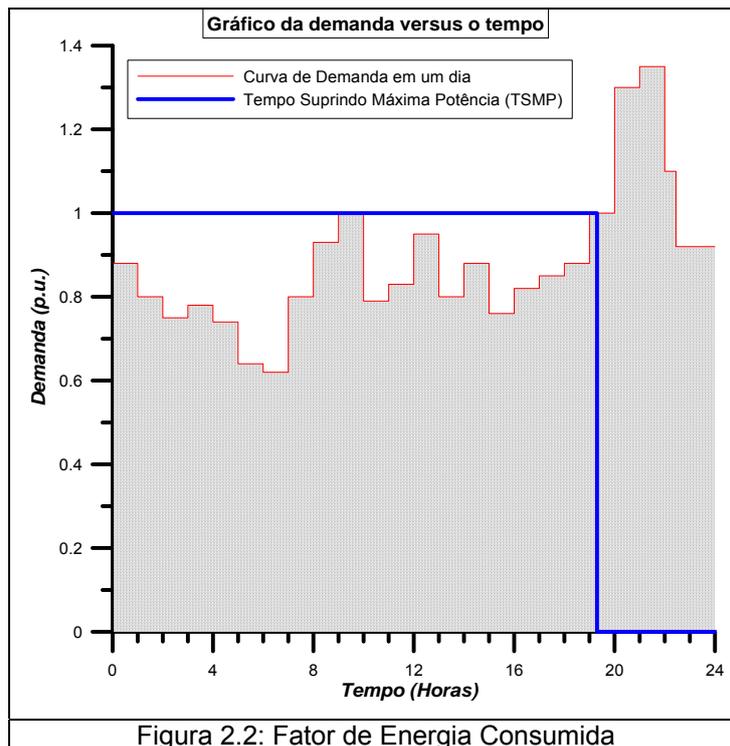
S_i é a potência instantânea em W;

S_n é a potência nominal em W;

W_L é a perda sob carga em W;

n_d é o número de intervalos de tempo utilizados para discretizar a carga diária.

Como exemplo, o FE calculado para a curva de demanda abaixo é 19,29 horas/dia. Percebe-se, por definição, que a área em destaque da curva de demanda corresponde à área formada pela curva do FE.



2.2 Revisão de Fundamentos da Engenharia Econômica

Sabe-se que a maioria dos problemas apresentados na engenharia econômica envolve resultados que ocorrem em tempos distintos, é conveniente adotar uma representação que permita comparar cada situação no mesmo tempo. Para isso foi adotado o fluxo de caixa que é modelado por uma planilha do *Microsoft Office Excel*®.

As entradas de caixa foram consideradas como positivas e as saídas negativas conforme a convenção de sinais usualmente adotada na matemática.

A seguir são discutidas as principais definições da matemática financeira utilizada no decorrer desse trabalho.

2.2.1 Juros

O juro representa a remuneração pelo uso de um capital, sendo determinada pela taxa de juros, que expressa uma fração ou percentagem referida a um determinado período; por exemplo, 10% ao ano, ou ainda, 0,10 ao ano. Os juros são divididos em: juros simples e compostos.

Um capital, P , é remunerado a uma taxa de juros, j , por um período de tempo, t , ao final deste período rende um montante, M , diferente para cada tipo de aplicação dos juros.

- Juros Simples

Neste caso, os juros são calculados sempre sobre o principal e no final do período de investimento teremos um montante de:

$$M = P(1 + tj) \quad (2.8)$$

Onde:

M é o montante em unidade monetária;

P é o capital em unidade monetária;

t é o período em tempo;

j é a taxa de juros.

- Juros Compostos

Neste caso, os juros devidos e não pagos são capitalizados e adicionados ao montante:

$$M = P(1 + j)^t \quad (2.9)$$

2.2.2 Processo de Amortização

Consiste na extinção gradual de uma dívida através de uma série de pagamentos periódicos, que nós iremos denominar de prestações. Cada prestação deve pagar os juros vencidos, mais uma parcela para a amortização do principal. Evidentemente podemos ter vários sistemas para definir o valor das prestações.

Neste estudo utiliza-se o Sistema de Pagamento Uniforme, este método de pagamentos consiste em ter t prestações de igual valor (A), pagas ao final de cada período.

Seja A o valor das parcelas que devem ser pagas com uma taxa de juros compostos j por período, no final de n períodos teremos que o valor presente P é dado por:

$$P = \frac{A}{(1+j)^t} + \frac{A}{(1+j)^{t-1}} + \dots + \frac{A}{(1+j)^1} \quad (2.10)$$

Onde:

A é o valor das parcelas em unidade monetária.

Ou

$$P = A \frac{(1+j)^t - 1}{j(1+j)^t} \quad (2.11)$$

Suponha que um transformador custe R\$1.000,00 e que deve ser pago em 10 parcelas iguais com uma taxa de juros de 10% ao mês. Desta forma, utilizando a equação (2.4) tem-se que:

$$1000 = A \frac{(1+0,1)^{10} - 1}{0,1(1+0,1)^{10}}$$

$$A = R\$162,75$$

Concluí-se, portanto, que se pagarmos 10 parcelas mensais de R\$162,75 ao longo de 10 meses com uma taxa de juros de 10% ao mês é equivalente a quitar a dívida à vista no valor de R\$1.000,00.

De forma similar, suponha que uma concessionária que trabalhe com transformadores eficientes deseja calcular o valor presente com a redução das perdas nos transformadores no valor de R\$100,00 mensais no período de 10 meses. Utilizando a mesma “taxa de juros” do exemplo anterior temos que o valor presente, calculado pela Equação 2.11, é de:

$$P = 100 \frac{(1+0,1)^{10} - 1}{0,1(1+0,1)^{10}}$$

$$P = R\$614,46$$

2.2.3 Depreciação

Os elementos que constituem o ativo fixo da empresa sofrem uma perda de valor com o uso ou com o passar do tempo. Esta perda de valor, não recuperada pelos serviços de manutenção, é denominada depreciação real. [2]

Geralmente a depreciação é baseada no tempo decorrido desde a instalação do ativo. Ela é feita de acordo com a legislação e práticas aprovadas e a empresa não tem liberdade para usar o sistema que quiser.

A depreciação consiste em uma porcentagem constante do valor inicial do ativo e, portanto é a mesma em todos os períodos analisados. Logo, o valor contábil do equipamento declina linearmente com o tempo de uso.

$$D = \frac{(V_i - V_{Residual})}{V_i \cdot t} \quad (2.12)$$

Onde:

D é a depreciação;

V_i é o valor inicial do bem em unidade monetária;

$V_{Residual}$ é o valor residual do bem em unidade monetária.

Supondo que a depreciação do transformador seja de 4% ao ano, ou seja, vida útil de 25 anos, e que o valor inicial dele é de R\$1.000, para calcular o valor residual no decorrer de 3 anos, utiliza-se a Equação 2.12:

$$0,04 = \frac{(1000 - V_{Residual})}{3000}$$

$$V_{Residual} = R\$880,00$$

Então, com os valores acima, ao decorrer três anos desde a instalação do equipamento em campo, o valor residual do transformador é de R\$880,00.

2.2.4 Viabilidade Econômica dos Projetos

Os projetos antes de ser implementados devem ter sua viabilidade econômica, isto é, o investimento somente é viável se os benefícios forem maiores que o capital investido e também a viabilidade técnica, isto é, pode ser realizado com os procedimentos de engenharia e tecnologia disponível no mercado.

Suponhas que o projeto de investimento é representado economicamente por um fluxo de caixa com valores V_k , o Valor Atual Líquido (VAL) é dado por:

$$VAL(i) = \sum_{k=0}^{k=n} \frac{V_k}{(1+i)^k} \quad (2.13)$$

Os principais critérios utilizados para a verificação da viabilidade econômica são: TRI – Tempo de Retorno do Investimento e TIR – Taxa Interna de Retorno que são apresentados a seguir.

- TIR – Taxa Interna de Retorno

É a taxa que iguala o valor atual dos investimentos com o valor atual do restante do fluxo de caixa. Outra interpretação seria a taxa de remuneração do capital aplicado sendo calculada diretamente do fluxo de caixa.

Supondos que o investimento (diferença de custo entre o transformador eficiente e padrão) seja de R\$150 no primeiro ano e que apresente ganhos constante de R\$10 durante 10 anos. Para calcular a TIR deve-se usar a Equação 2.13 e igualar o VAL a zero:

$$0 = -150 + \sum_{k=0}^{k=10} \frac{10}{(1+i)^k}$$

Resolvendo essa equação, por método computacional, encontra que a taxa interna de retorno para esse exemplo é de 8,14%. Então, para este exemplo, caso a empresa apresente uma taxa mínima de atratividade menor que o valor da TIR, o investimento não é economicamente atrativo.

- TRI – Tempo de Retorno do Investimento

É o tempo necessário para igualar o valor de um investimento com os seus respectivos lucros líquidos. Em outras palavras, um investimento implica em fluxo de caixa negativo; em contrapartida, esperam-se retornos futuros com o respectivo investimento. O TRI consiste no cálculo do tempo necessário para recuperar esse investimento.

Supondo que um investimento de R\$100 apresente retorno financeiro de R\$30 durante 10 anos. Sabe-se que a taxa de juros é de 7% a.a. para calcular o Tempo de Retorno de Investimento basta utilizar igualar o VPL, da Equação 2.13, a zero. Então, para este exemplo temos um TRI de 3,1 anos.

Capítulo 3

Análise para a Composição da Carga Média – Transformadores Monofásicos e Trifásicos

Neste capítulo, são analisados bancos de dados de transformadores monofásicos e trifásicos fornecidos pela *AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.* com a finalidade de verificar o comportamento do perfil dos consumidores, consumo e demanda por transformador, consumo por Cliente-Transformador e fator de carga médio por transformador.

Este estudo estatístico é a etapa mais importante para os projetos de transformadores eficientes com o intuito de reduzir os custos operacionais e aumentar o uso eficiente de energia. Com isso, é discutido o estudo das cargas com a finalidade de avaliar a possibilidade da substituição dos transformadores padrões por eficientes. O resultado deste estudo é necessário às etapas de definição e escolha das unidades a serem monitoradas no campo.

3.1 Considerações Gerais

A análise estatística das cargas conectadas à rede tem papel fundamental no projeto dos transformadores eficientes, visto que com uma carga mal distribuída torna praticamente inviável trabalhar com eficiência energética.

A análise estatística contempla modelos baseados na utilização de distribuições normais, bem como de outras distribuições de probabilidade comumente aplicadas em Engenharia como: Weibull, Log Normal, Logistic, Log Logistic, Gamma, dentre outras, com base no Software Estatístico *MINITAB 14*[®]. Este software permite aplicar um conjunto de técnicas de aproximação para construir um modelo estatístico

mais adequado à representação dos dados obtidos de ensaios e levantamentos de campo. Em todos os casos estudados foram analisadas todas as distribuições disponíveis no programa, sempre buscando a que melhor se adequava ao modelo estatístico através da consideração do critério de Anderson – Darling (AD).

Para este estudo os consumidores foram divididos em classes de consumo (residenciais, comerciais, industriais, rurais e outros) e agrupados por potência de transformador, para os monofásicos: 5, 10, 15 e 25 kVA e para os trifásicos: 30, 45, 75 e 112,5 kVA.

As características de consumo dos transformadores foram estudadas com base no Banco de Dados fornecido pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia e que contempla as condições de consumo do mês de Abril de 2008. Portanto, os resultados apresentados devem ser encarados com alguma reserva, pois a priori devem ser verificadas quais as condições de semelhança estatística entre os dados disponíveis para os demais meses do ano.

Neste estudo as análises estatísticas foram baseadas no MINITAB 14[®]. Já as condições de verificação e análises, segundo as regras das distribuições normais, a exemplo das mostradas na Tabela 3.1, foram realizadas através do Software *EXCEL 2003*[®].

Para a análise das cargas foi analisada a possibilidade de descartar os dados de consumo mínimo dos transformadores monofásicos e trifásicos. Também foram excluídos os dados de demanda máxima maior que 3 p.u., pois são considerados dados fora de conformidade. Portanto, deve-se trabalhar com valores de consumo e demanda mais adequados.

Alguns resultados “matemáticos” mostrados pelos “Modelos Estatísticos” devem ser encarados sob a ótica dos parâmetros físicos de engenharia. Logo, valores elevados de consumo, incompatíveis com a potência nominal do transformador, valores negativos para demandas, consumos, entre outros devem ser entendidos como “erros de modelo”, condicionados aos dados.

3.2 Análise Estatística Para Transformadores Monofásicos

A Figura 3.11 apresenta a população total dos transformadores monofásicos instalados na rede de média tensão da AES-Sul.

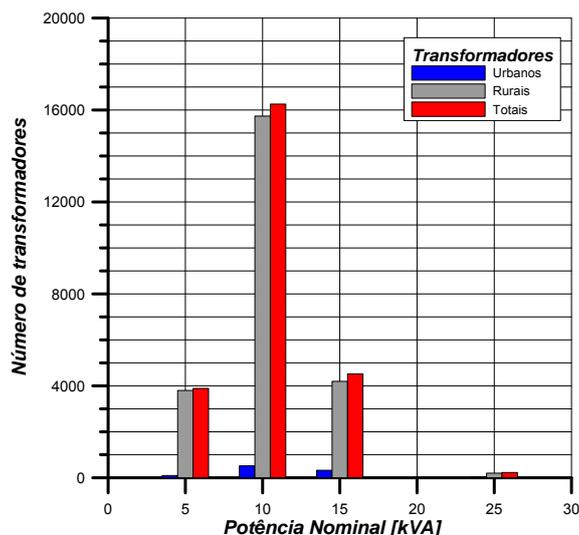


Figura 3.1: População de transformadores monofásicos

Como a população urbana representa uma parcela reduzida da quantidade total de transformadores, foi considerado um único grupo englobando as áreas rurais e urbanas, agrupado apenas por potências. Observa-se também, na Figura 3.1, que a quantidade de transformadores da potência de 25 kVA é reduzida, enquanto a de 10 kVA é a mais significativa.

A Figura 3.2 representa a quantidade de clientes separados por tipo de consumo para transformadores com classe de potência 5, 10, 15 e 25 kVA. Observa-se o predomínio de clientes Rurais, Outros e Residenciais e a quantidade reduzida de clientes Industriais e Comerciais para todas as classes de potência para os transformadores monofásicos.

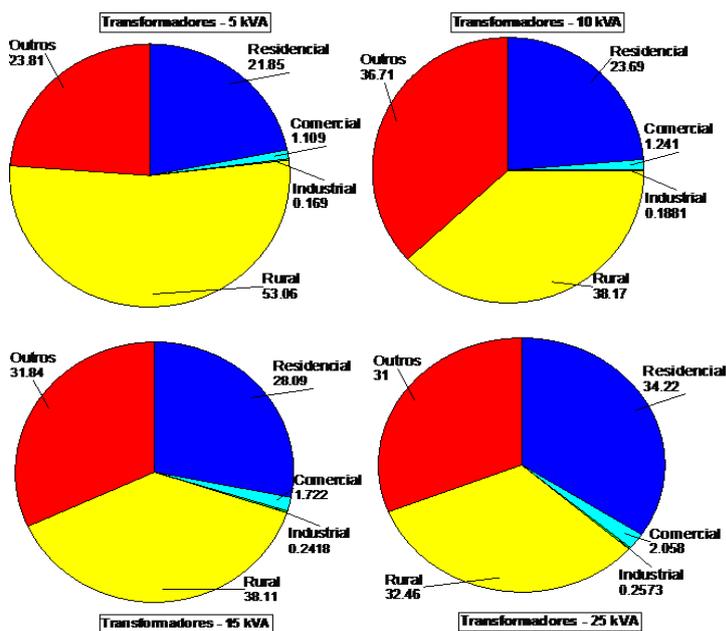


Figura 3.2: Porcentagem de clientes por potência de Transformadores Monofásicos

3.2.1 Características de Consumo

A princípio, a análise estatística do consumo foi realizada com os dados originais enviados pela AES Sul, porém, após observar os resultados, percebeu-se que os valores com probabilidade de ocorrência de 1 e 5 %, para todos os consumidores, não estavam de acordo com a carga instalada na região. Com isso optou-se em excluir, do banco de dados, o consumo mínimo (30 kWh) e verificar o impacto desses valores na análise estatística.

Para a potência de 5 kVA são mostradas as duas metodologias propostas acima e apresentado um breve comentário a respeito das diferenças dos valores de probabilidade de ocorrência e qual técnica é adotada para o estudo das cargas.

Utilizando o banco de dados original, foi elaborada a Tabela 3.1, que apresenta as estatísticas ligadas aos padrões de consumo, considerando uma distribuição Normal dividida por tipo de clientes.

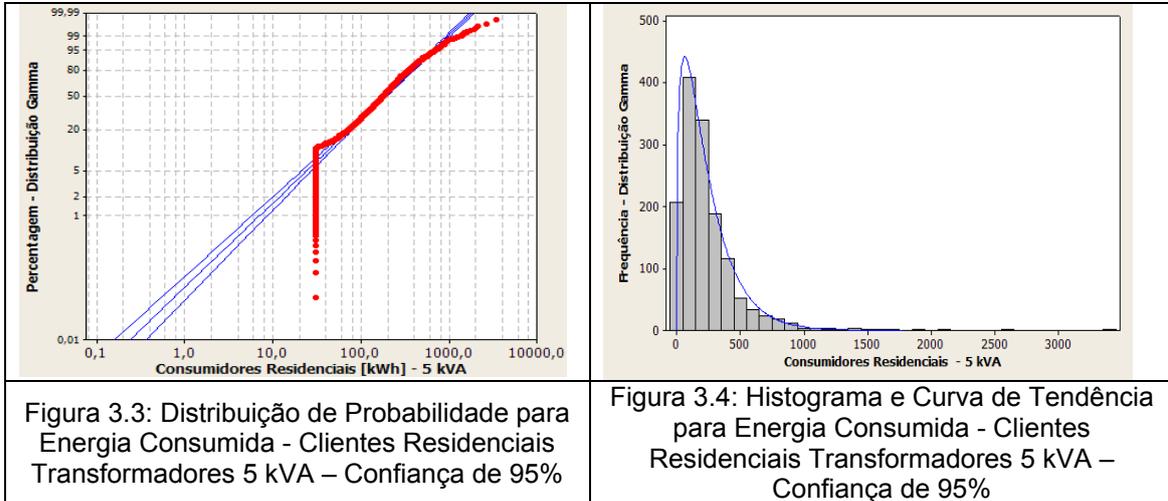
Tabela 3.1: Estatísticas do consumo para transformadores de 5 kVA

Consumidores (kWh)					
	Residenciais	Comerciais	Industriais	Rurais	Outros
MÉDIA	237,58	163,12	181,88	359,73	237,80
DESVIO PADRÃO	252,02	226,79	191,94	341,80	401,24
CONSUMO TOTAL	338.791	16.638	2.910	1.016.237	353.607
PERCENTAGEM	19,60%	0,96%	0,17%	58,80%	20,46%
MODA	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
MÁXIMO	3352,00	1431,00	790,00	5755,00	1.1897,00
MÍNIMO	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Quantidade de Consumidores					
FREQUÊNCIA	1426,00	102,00	16,00	2826,00	1.487,00

Conforme se observa na Tabela 3.1, por exemplo, através das relações entre a média e a moda, ou ainda, entre o valor médio e o desvio padrão, o modelo estatístico para o carregamento dos transformadores monofásicos de 5 kVA não admite a utilização de distribuições normais. Uma vez que a “Moda” é inferior ao “Valor Médio”, constata-se que o modelo estatístico adequado é na forma de uma distribuição assimétrica positiva.

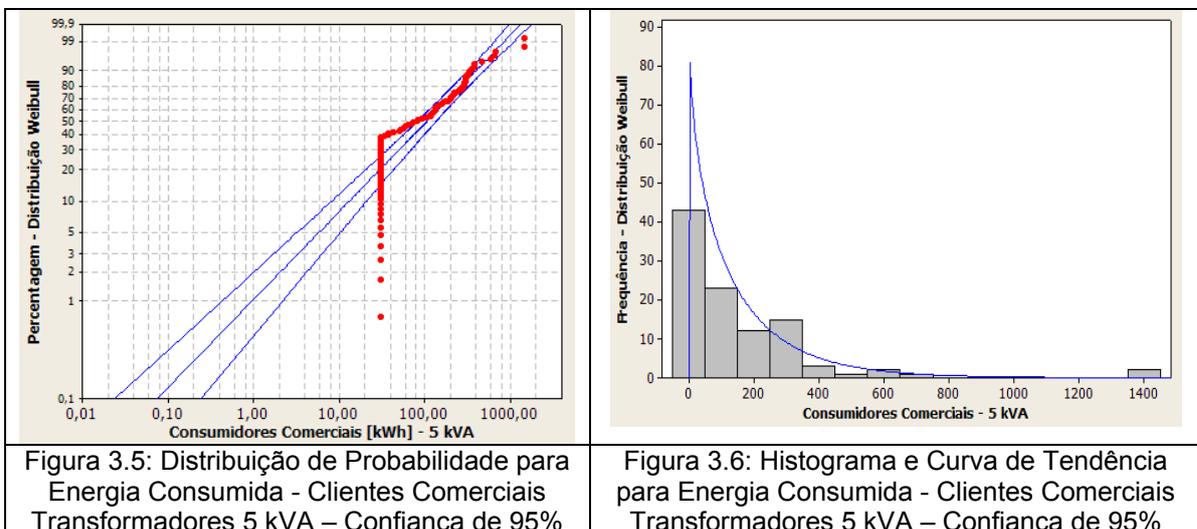
Deste modo, foram utilizados na análise do carregamento dos transformadores de 5 kVA modelos probabilísticos que permitem a identificação do valor mais provável de ocorrência – “Valor Médio” (Valor com probabilidade de ocorrência de 50%), diminuindo-se a dispersão e tornando a informação mais precisa.

A Figura 3.3 mostra um modelo estatístico construído a partir de uma Distribuição Gamma, a mais adequada aos padrões de consumo residencial. A Figura 3.4 apresenta o histograma de consumo residencial e a curva de tendência.



Observa-se na Figura 3.4 que a curva de tendência aproxima-se do histograma. Isto resulta em um melhor ajuste estatístico e confirma que a Distribuição Gamma é adequada e pode fornecer valores confiáveis para o consumo mais provável - (Valor com probabilidade de 50%) e limites máximos e mínimos para o Consumo.

As Figuras 3.5 e 3.6 são relativas aos padrões de consumo comercial. A Figura 3.5 apresenta um modelo baseado em uma Distribuição Weibull. Observa-se que a curva de tendência não é tão fiel ao histograma (Figura 3.6) diferentemente da Distribuição Gamma que foi aplicada aos padrões de consumo residencial (Figura 3.4). No entanto, esta foi a distribuição mais adequada para modelar os dados fornecidos pelo *software*. Esse fato pode ser atribuído ao número reduzido de amostras como pode ser observado nas Figuras 3.1 e 3.2.



A Tabela 3.2 apresenta os valores de consumo mais prováveis, dentro dos modelos estatísticos escolhidos, e seus limites de confiança.

Tabela 3.2: Consumo dos Transformadores de 5 kVA – Consumo Residencial e Comercial

	Consumo Residencial [kWh]			Consumo Comercial [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	6,96	5,70	8,49	0,97	0,43	2,18
5%	23,59	20,75	26,83	5,83	3,28	10,37
50%	182,65	174,06	191,67	102,97	80,03	132,48
95%	639,25	608,16	671,92	517,16	409,64	652,90
99%	940,11	890,20	992,83	830,87	636,58	1.084,47

A Tabela 3.2 mostra que no modelo, para o consumo residencial, o valor com probabilidade de ocorrência de 50% “Valor Médio” é 182,65 kWh, com limite inferior de 174,06 kWh e superior de 191,67 kWh. Também é possível observar que existe uma probabilidade de 90% do consumo residencial estar situado na faixa de 23,59 a 639,25 kWh, com limite inferior situado entre 20,75 e 26,83 kWh e superior entre 608,16 e 671,92 kWh. Para efeito de modelo, os dados que não correspondem a estes intervalos são considerados como fora de padrão.

Para os padrões de consumo comercial o “Valor Médio” é 102,97 kWh com limites entre 80,03 e 132,48 kWh, tendo como limite inferior valores entre 3,28 e 10,37 kWh e como limite superior valores entre 409,64 e 652,90 kWh.

As Figuras 3.7 e 3.9 apresentam o modelo estatístico para os padrões de consumo industrial e rural respectivamente. O histograma e a curva de tendência são apresentados nas Figuras 3.8 e 3.10. O modelo utilizado para os padrões de consumo industrial e rural é baseado na Distribuição Lognormal e Gamma, respectivamente.

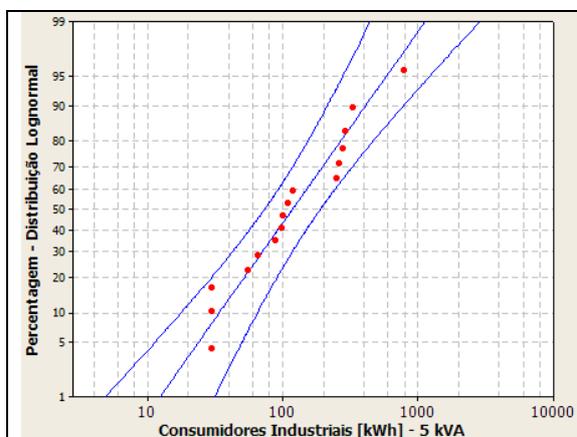


Figura 3.7: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Industriais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%

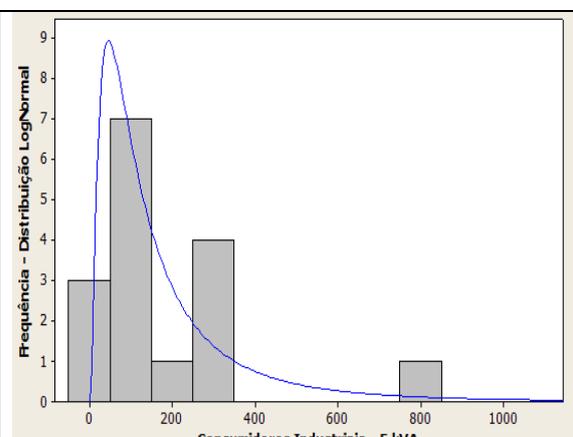
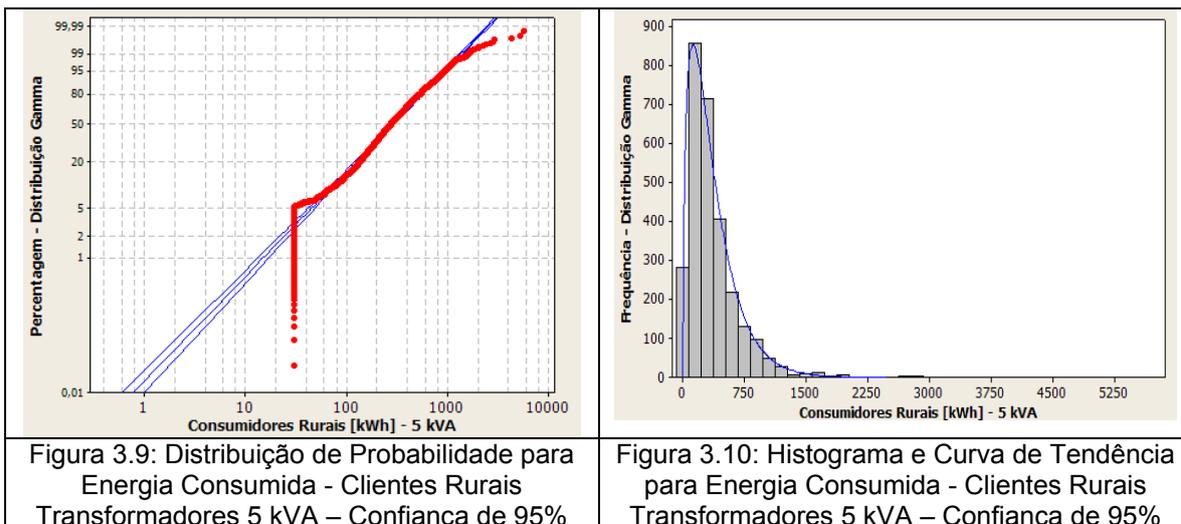


Figura 3.8: Histograma e Curva de Tendência Energia Consumida - Clientes Industriais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%



Pode-se observar na Figura 3.8 que existem algumas faixas de consumo que não possuem amostras o que resulta em um modelo que apresenta uma representatividade reduzida, em parte compatível com o número de amostras.

O resultado mostrado na Figura 3.10 possui um grau de representatividade mais adequado, relativo ao maior número de dados. Os valores mais frequentes estão no intervalo entre 297,67 e 315,54 kWh, porém observam-se valores com frequência mínima ou reduzida que chegam ao valor de 5.250 kWh.

Tabela 3.3: Consumo dos Transformadores de 5 kVA – Consumo Industrial e Rural

	Consumo Industrial [kWh]			Consumo Rural [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	12,39	4,89	31,39	15,11	13,33	17,13
5%	23,98	11,46	50,14	44,71	41,21	48,51
50%	117,91	73,36	189,50	286,22	277,28	295,45
95%	579,84	277,24	1.212,71	925,96	895,42	957,55
99%	1.121,80	442,86	2.841,60	1.337,90	1.289,41	1.388,21

A Tabela 3.3, para os padrões de consumo industrial, indica o “Valor Médio” de 117,91 kWh com limites mínimos e máximos de 73,36 e 189,50 kWh. Com valores máximos e mínimos situados entre 277,24 e 1.212,71 kWh e entre 11,46 e 50,14 kWh, respectivamente.

Para os padrões de consumo rural os limites para o “Valor Médio” são de 277,28 e 295,45 kWh; com valor mais provável de 286,22 kWh, e limites superiores entre 895,42 e 957,55 kWh e inferior entre 41,21 e 48,51 kWh.

O modelo estatístico, na forma de uma Distribuição Log-Logistic, para os padrões de consumo “Outros” é apresentado na Figura 3.11 sendo o histograma e

curva de tendência correspondentemente mostrados na Figura 3.12. As Figuras 3.13 e 3.14 se referem ao modelo estatístico do consumo, sem divisão por classes, por transformador de 5 kVA baseado na Distribuição Gamma.

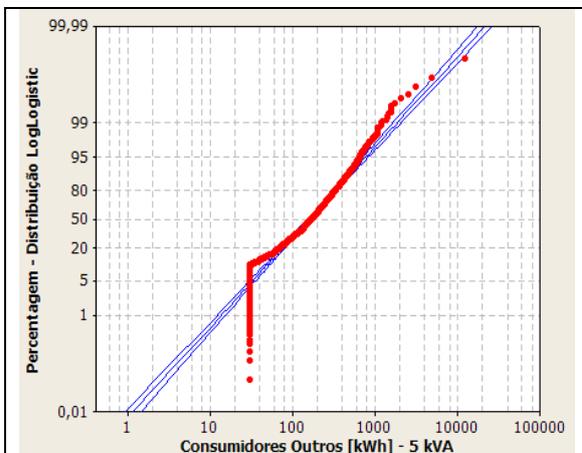


Figura 3.11: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Outros Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%

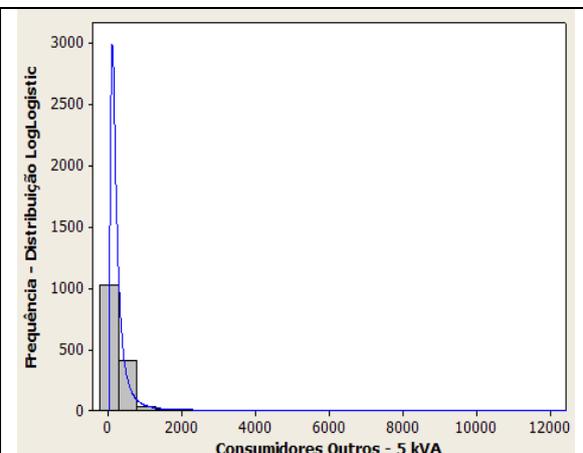


Figura 3.12: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Outros Transformadores 5 kVA – Confiança de 95%

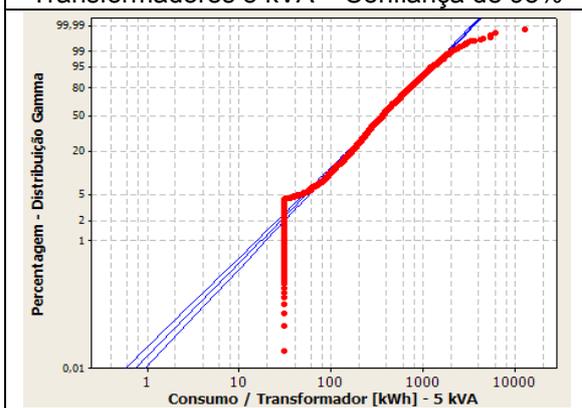


Figura 3.13: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida – Por Transformador de 5 kVA – Confiança 95%

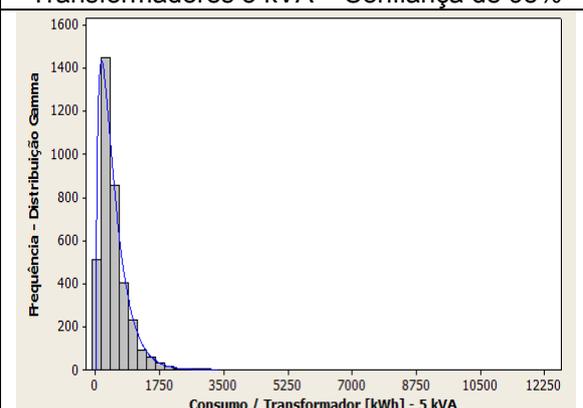


Figura 3.14: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Por Transformador de 5 kVA – Confiança 95%

A Tabela 3.4 apresenta os limites de confiança referentes aos consumidores outros e o consumo por transformadores.

Tabela 3.4: Consumo dos Transformadores de 5 kVA – Consumo outros e Por Transformador

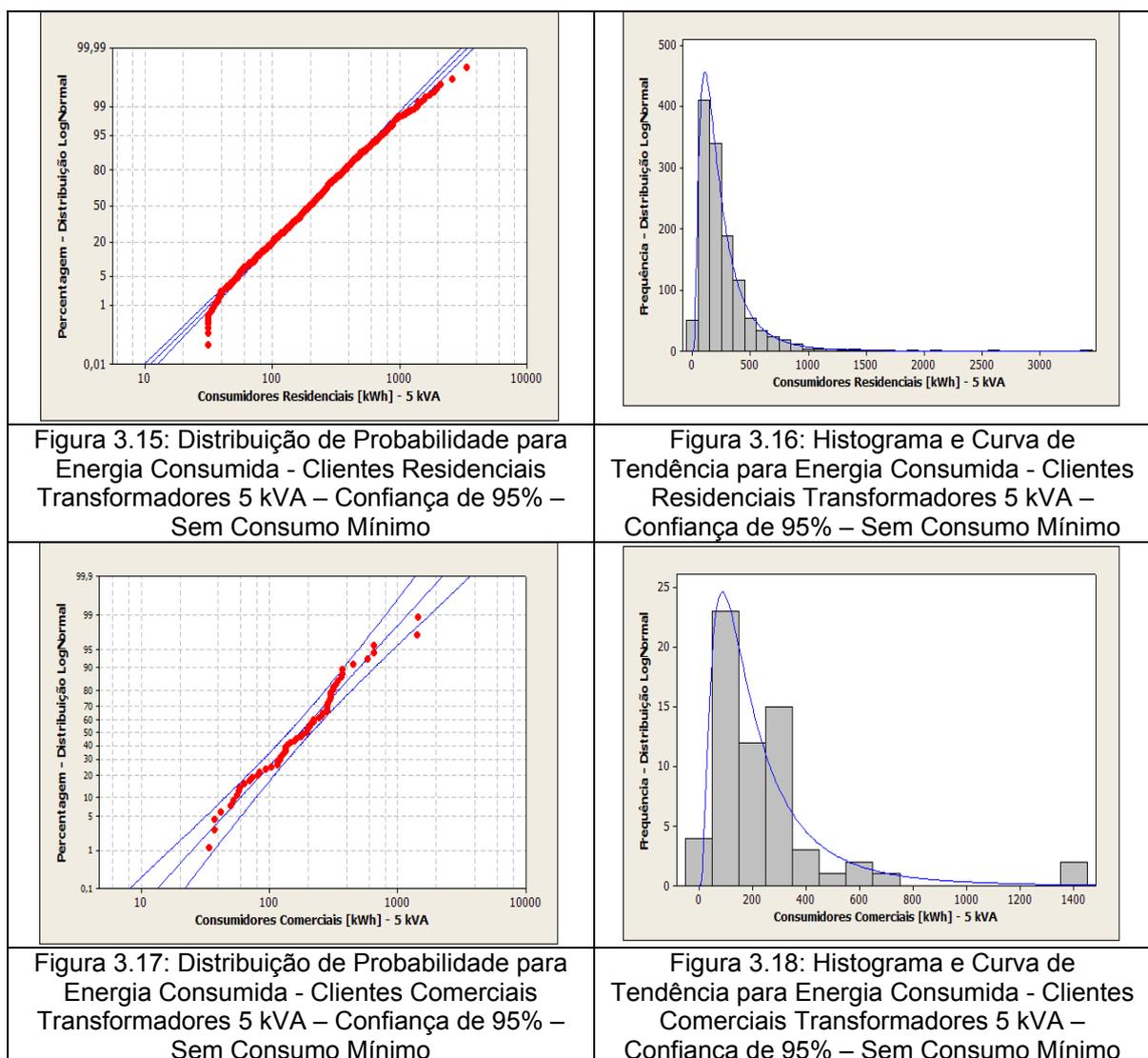
	Consumo Outros [kWh]			Consumo Por Transformador [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	13,72	12,23	15,38	17,03	15,17	19,11
5%	32,95	30,34	35,79	53,18	49,35	57,31
50%	157,34	150,09	164,95	367,38	357,00	378,05
95%	751,32	693,75	813,67	1.227,14	1.190,86	1.264,52
99%	1804,97	1614,20	2018,28	1.786,00	1.728,11	1.845,83

Segundo a Tabela 3.4, para os padrões de consumo outros, o “Valor Médio” de 157,34 kWh com limites entre 150,09 e 164,95 kWh, o valor mínimo está entre 30,34 e 35,79 kWh e o máximo situado entre 693,75 e 813,67 kWh.

Finalmente, para a metodologia utilizando o banco de dados original, o consumo médio por transformador de 5 kVA, sem considerar uma divisão em classes é de 367,38 kWh, com limites entre 357,00 e 378,05 kWh, os valores dos limites mínimos e máximos estão situados entre 49,35 e 57,31 kWh e entre 1.190,86 e 1.264,52 kWh, respectivamente.

A seguir é apresentada a mesma análise realizada anteriormente para a metodologia sem considerar o consumo mínimo (30 kWh). Os resultados obtidos para esse estudo são mostrados abaixo.

As Figuras 3.15 e 3.17 mostram um modelo estatístico construído a partir de uma Distribuição LogNormal, a mais adequada aos padrões de consumo residencial e comercial. As Figuras 3.16 e 3.18 apresentam o histograma e a curva de tendência.



A Tabela 3.5 apresenta os valores de consumo mais prováveis, dentro dos modelos estatísticos escolhidos, e seus limites confiança.

Tabela 3.5: Consumo dos Transformadores de 5 kVA – Consumo Residencial e Comercial – Eliminação do Consumo Mínimo

	Consumo Residencial [kWh]			Consumo Comercial [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	32,16	29,64	34,90	25,25	17,00	37,50
5%	54,42	50,98	58,08	44,40	32,41	60,82
50%	193,64	185,59	202,04	173,37	141,30	212,70
95%	689,06	645,61	735,44	676,94	494,14	927,35
99%	1165,89	1074,37	1265,21	1190,29	801,56	1767,53

A Tabela 3.5 mostra que, para o modelo para o consumo residencial, o valor com probabilidade de ocorrência de 50% “Valor Médio” é 193,64 kWh, com limite inferior de 185,59 kWh e superior de 202,04 kWh. Também é possível observar que existe uma probabilidade de 90% do consumo residencial estar situado na faixa de 54,42 a 689,061 kWh, com limite inferior situado entre 50,98 e 645,61 kWh e superior entre 58,08 e 735,44 kWh. Para efeito de modelo, os dados que não correspondem a estes intervalos são considerados como fora de padrão.

Para os padrões de consumo comercial o “Valor Médio” é 173,37 kWh com limites entre 141,30 e 212,70 kWh, tendo como limite inferior valores entre 32,41 e 60,82 kWh e como limite superior valores entre 494,14 e 927,35 kWh.

As Figuras 3.19 e 3.21 apresentam o modelo estatístico para os padrões de consumo industrial e rural, respectivamente. O histograma e a curva de tendência são apresentados nas Figuras 3.20 e 3.22. O modelo utilizado para os padrões de consumo industrial e rural é baseado na Distribuição Lognormal para ambos os consumos.

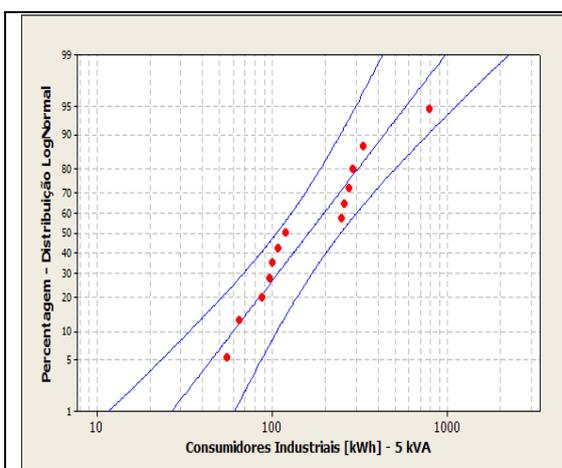


Figura 3.19: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Industriais Transformadores 5 kVA – Confiância de 95% – Sem Consumo Mínimo

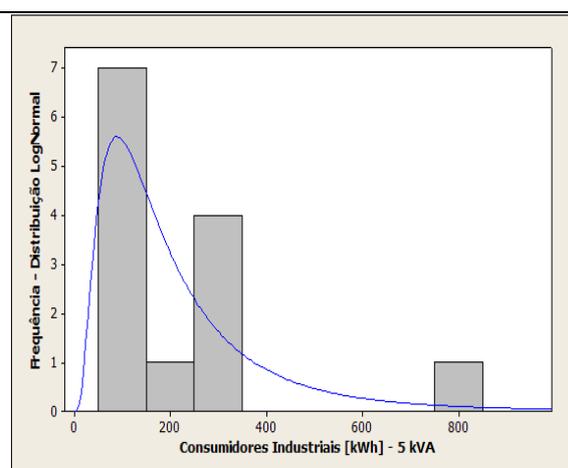


Figura 3.20: Histograma e Curva de Tendência Energia Consumida - Clientes Industriais Transformadores 5 kVA – Confiância de 95% – Sem Consumo Mínimo

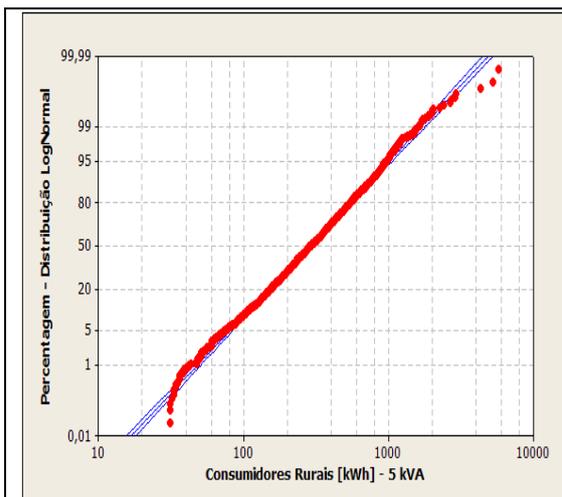


Figura 3.21: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Rurais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo

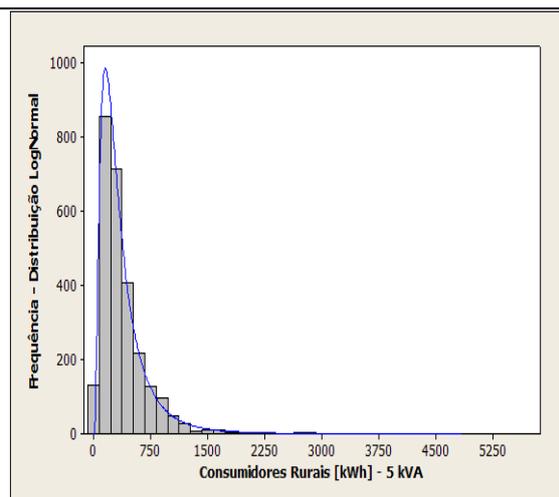


Figura 3.22: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Rurais Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo

A Tabela 3.6 apresenta os limites de confiança referentes aos consumidores Industriais e Rurais.

Tabela 3.6: Consumo dos Transformadores de 5 kVA – Consumo Industrial e Rural – Sem consumo Mínimo

	Consumo Industrial [kWh]			Consumo Rural [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	26,84	11,76	61,27	48,23	45,62	50,99
5%	45,43	23,61	87,42	81,09	77,58	84,77
50%	161,70	106,29	246,00	284,25	276,16	292,59
95%	575,58	299,10	1107,63	996,39	953,19	1041,56
99%	974,01	426,75	2223,07	1675,41	1584,75	1771,27

A Tabela 3.6, para os padrões de consumo industrial, indica o “Valor Médio” de 161,70 kWh com limites mínimos e máximos de 106,29 e 246,00 kWh. Com valores máximos e mínimos situados entre 299,10 e 1107,63 kWh e entre 23,61 e 87,42 kWh, respectivamente.

Para os padrões de consumo rural os limites para o “Valor Médio” são de 276,16 e 292,59 kWh; com valor mais provável de 284,25 kWh, e limites superiores entre 953,19 e 1041,56 kWh e mínimos entre 77,58 e 84,77 kWh.

O modelo estatístico, na forma de uma Distribuição LogNormal, para os padrões de consumo outros é apresentado na Figura 3.23 sendo o histograma e curva de tendência correspondentes mostrados na Figura 3.24.

As Figuras 3.25 e 3.26 se referem ao modelo estatístico do consumo, sem divisão por classes, por transformador de 5 kVA baseado na Distribuição LogNormal.

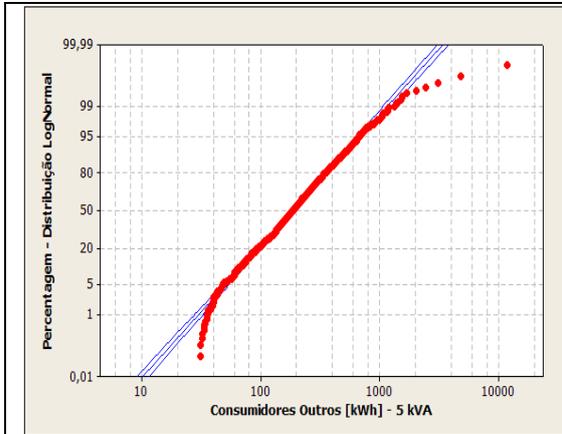


Figura 3.23: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Outros Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo

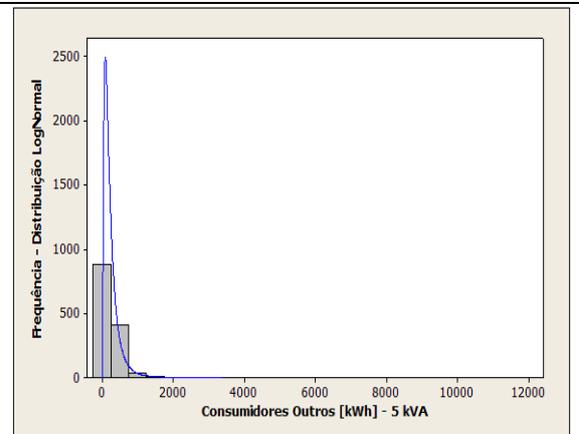


Figura 3.24: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Outros Transformadores 5 kVA – Confiança de 95% – Sem Consumo Mínimo

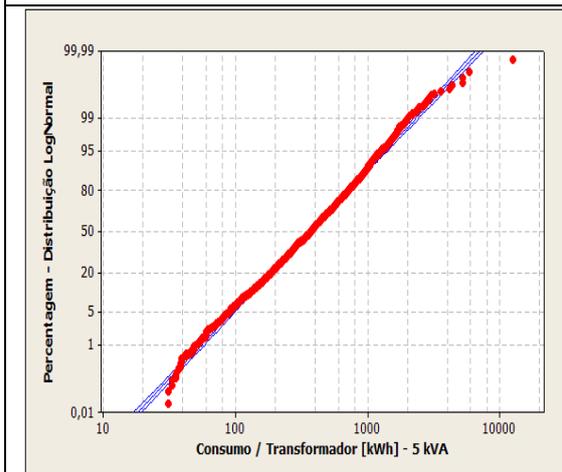


Figura 3.25: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida – Por Transformador de 5 kVA – Confiança 95% – Sem Consumo Mínimo

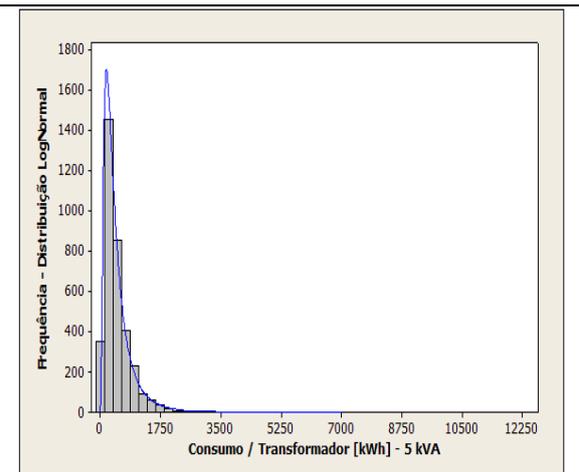


Figura 3.26: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Por Transformador de 5 kVA – Confiança 95% – Sem Consumo Mínimo

A Tabela 3.7 apresenta os limites de confiança referentes aos consumidores outros e o consumo por transformadores.

Segundo a Tabela 3.7, para os padrões de consumo outros, apresenta o “Valor Médio” de 185,09 kWh com limites entre 177,49 e 193,02 kWh, o valor mínimo está entre 47,97 e 54,55 kWh e o máximo situado entre 627,97 e 714,24 kWh.

Tabela 3.7: Consumo dos Transformadores de 5 kVA – Consumo Outros e Por Transformador – Sem Consumo Mínimo

	Consumo Outros [kWh]			Consumo Por Transformador [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	30,02	27,69	32,55	55,41	52,67	58,30
5%	51,15	47,97	54,55	95,64	91,85	99,60
50%	185,09	177,49	193,02	357,07	347,76	366,62
95%	669,71	627,97	714,24	1333,06	1280,14	1388,16
99%	1141,01	1052,46	1237,01	2300,80	2186,76	2420,78

Finalmente, o consumo médio por transformador de 5 kVA, sem considerar uma divisão em classes é de 357,07 kWh, com limites entre 347,76 e 366,62 kWh, os valores dos limites mínimos e máximos estão situados entre 91,85 e 99,60 kWh e entre 1280,14 e 1388,16 kWh, respectivamente.

Com a finalidade de comparar as metodologias apresentadas elaborou-se a Tabela 3.8 com o Consumo Rural utilizando o banco de dados original e modificado (sem o consumo mínimo – 30kWh) para a potência de 5 kVA.

Tabela 3.8: Comparação entre as metodologias utilizadas para o Consumo Rural em Transformadores de 5 kVA

	Banco de Dados Original			Sem o Consumo Mínimo		
	Consumo Rural [kWh]			Consumo Rural [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	15,11	13,33	17,13	48,23	45,62	50,99
5%	44,71	41,21	48,51	81,09	77,58	84,77
50%	286,22	277,28	295,45	284,25	276,16	292,59
95%	925,96	895,42	957,55	996,39	953,19	1041,56
99%	1337,90	1289,41	1388,21	1675,41	1584,75	1771,27

Observa-se através da Tabela 3.8 que, como esperado, os valores “médios” apresentam sobreposição dos resultados e os valores com probabilidade de ocorrência de 1% e 5% foram alterados significativamente. Para o estudo das cargas, utilizou-se a metodologia sem o consumo mínimo, pois apresenta valores mais consistentes para a probabilidade mínima da distribuição.

3.2.1.1 Consumo por Tipo de Cliente e por Transformador

Com a metodologia definida, foram calculados os valores de probabilidade de ocorrência de 50% para os Consumidores Residenciais, Rurais, Outros e por transformador para as potências monofásicas de 5, 10, 15 e 25 kVA. Os

Consumidores Comerciais e Industriais não foram representados, pois apresentam uma parcela reduzida na amostra conforme apresentado na Figura 3.2.

A Figura 3.27 apresenta os valores mais prováveis “médios” para esses consumidores. Os dados destas figuras foram retirados das distribuições que melhor modelam as características de consumo dos clientes através do *Software* Minitab 14.

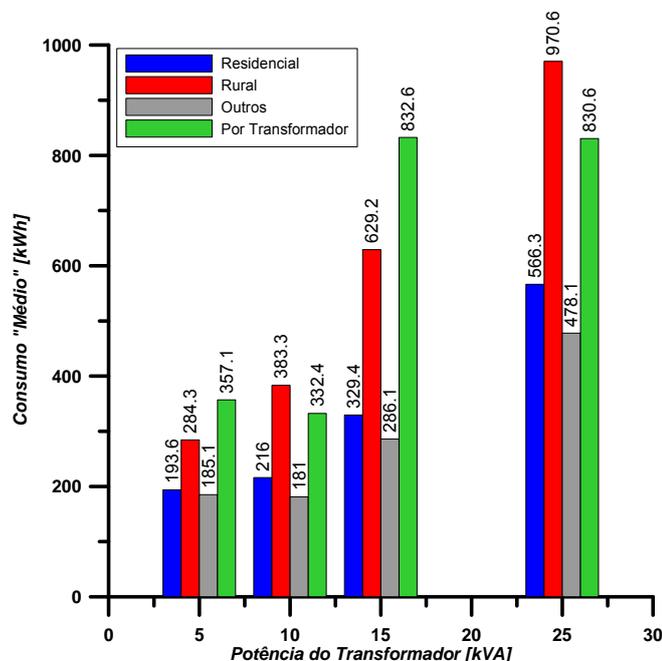


Figura 3.27: Limites do Valor Mais Provável dos Consumidores – Confiância 95%

Observa-se na Figura 3.27 que os consumos Residenciais e Por Transformador para as potências de 5 e 10 kVA, apresentam semelhança analítica entre os valores mais prováveis “médios” e ainda existem sobreposições de valores para os Consumos Outros. Para as potências de 10 e 15 kVA quando se considera o universo dos transformadores monofásicos como um todo, existe sobreposição dos valores, por outro lado, para os Consumos Residenciais, Rurais e Outros o mesmo não ocorre. Isto implica em uma possível divisão do agrupamento de transformadores em três níveis de potência, ou seja, 5–10, 15 e 25 kVA.

3.2.1.2 Consumidores por Transformador

Considerando a necessidade de abordar valores médios por transformadores, optou-se por trabalhar com modelos estatísticos para a quantidade de consumidores por transformador. Deste modo, é possível comparar, dentre outros, o consumo e a quantidade mais provável de consumidores por classe de potência, obtendo-se então uma idéia de consumo mais provável “médio” por transformador.

A Figura 3.28 representa a distribuição do valor mais provável das médias e seus limites, para a quantidade de consumidores por transformador separado pelas respectivas classes de potência.

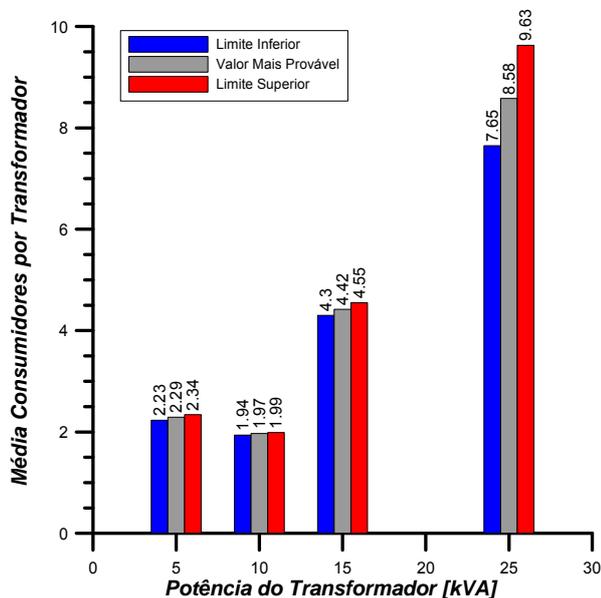


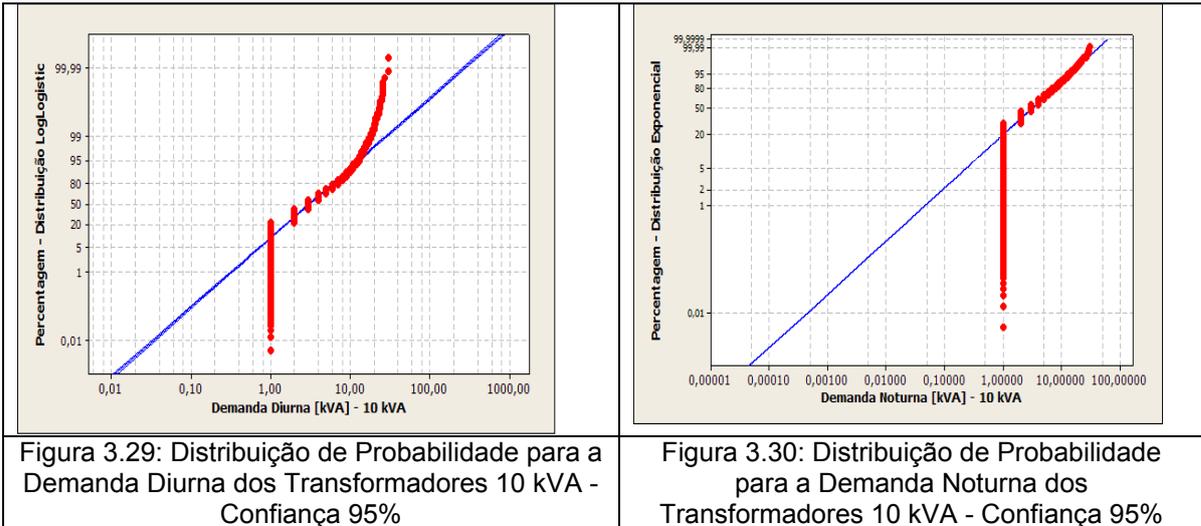
Figura 3.28: Consumidor mais provável “Médio” por transformador

Conforme mostra a Figura 3.28 o valor da “média” dos consumidores – potência 5 e 10 kVA – é próximo a 2 (dois) consumidores por transformador este valor pode ser explicado pelo fato de existir muitos transformadores com apenas 1 consumidor instalado.

3.2.2 Demanda Máxima Por Transformador

A determinação da Demanda Máxima “média” é essencial para verificar os possíveis problemas com o carregamento dos transformadores, sendo capaz de verificar a ocorrência de aquecimento nos equipamentos. Futuramente esses valores também são utilizados para o cálculo do Fator de Carga.

As Figuras 3.29 e 3.30 apresentam os modelos estatísticos, na forma de Distribuição Exponencial e Log-Logistic, para as demandas diurnas e noturnas para os transformadores de 10 kVA, respectivamente.



Segundo a Figura 3.29 o valor mais provável para a demanda diurna dos transformadores de 10 kVA é 3,05 kVA, com limite entre 3,01 e 3,10 kVA. Os limites mínimos e máximos ficam entre 0,71 e 0,75 kVA e entre 12,49 e 13,11 kVA, respectivamente. Já Figura 3.30 mostra que a demanda noturna dos transformadores de 10 kVA é 3,14 kVA, com limites inferiores e superiores entre 3,09 e 3,19 kVA, respectivamente. Os limites máximos e mínimos ficam entre 13,34 e 13,80 kVA e entre 0,23 e 0,24 kVA, respectivamente.

A Figura 3.31 apresenta a “média” e os limites máximos e mínimos da demanda máxima para os transformadores de 5, 10, 15 e 25 kVA. Esses valores foram obtidos realizando análises semelhantes à anterior.

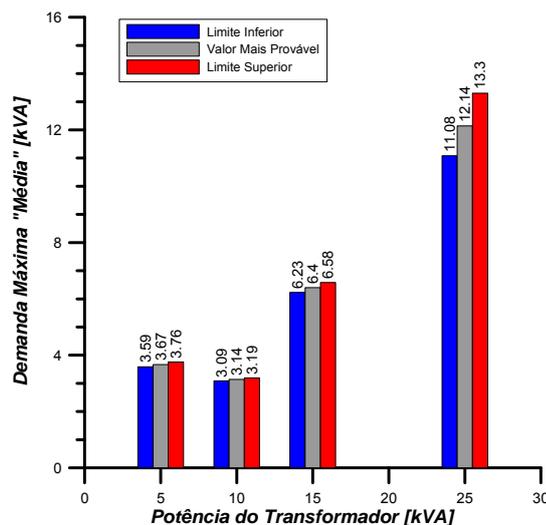


Figura 3.31: Demanda Máxima “Média” por Potência do Transformador

Observa-se na Figura 3.31 que apesar de não haver sobreposição de valores para a Demanda Máxima “média” as potências de 5 e 10 kVA apresentam uma

semelhança analítica nos dados e com isso recomenda-se uma possível divisão do agrupamento de transformadores em 5–10, 15 e 25 kVA.

A Figura 3.32 mostra o perfil médio de carregamento diurno dos transformadores de 15 kVA obtidos a partir dos modelos estatísticos. Deste modo, é possível obter valores para o carregamento dos transformadores por nível de potência versus a probabilidade de ocorrência.

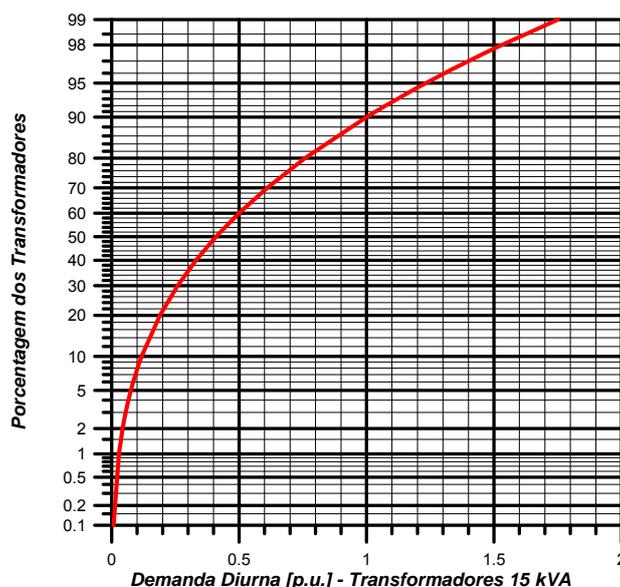


Figura 3.32: Demanda Diurna mais Provável “Média” dos Transformadores 15 kVA

Observa-se na Figura 3.32 que 10% das unidades apresentam, em média, demandas máximas diurnas superiores a potência nominal. Com relação a 1,2 vezes a potência nominal as unidades são superadas em 6% dos casos. Finalmente, em relação a 1,4 vezes a potência nominal as demanda diurnas são superas em 3% dos casos. Realizando a mesma análise para as potências de 5, 10 e 25 kVA é possível construir a Tabela 3.9 que relacionam o carregamento com a probabilidade de ocorrência.

Tabela 3.9: Carregamento dos Transformadores Monofásicos - Valores a partir das curvas de probabilidade

Carga [p.u.]	Demanda Diurna [%]				Demanda Noturna [%]			
	5	10	15	25	5	10	15	25
< 0.20	<9	<28	<21	<14	<11	<36	<22	<13
< 0.40	<27	<63	<49	<40	<21	<58	<47	<39
< 0.70	<56	<84	<76	<73	<51	<79	<74	<73
< 1.00	<75	<92	<90	<91	<68	<89	<88	<91
< 1.20	<84	<94	<94	<96	<82	<93	<93	<96
< 1.40	<91	<96	<97	<98,5	<86	<95	<96	<98,5

A Tabela 3.9 mostra que para os transformadores de 5 kVA, 25% das unidades apresentam, em média, demanda máxima diurna superior a potência nominal. Em termos de demanda máxima noturna este nível sobre para 32%. Com relação a um carregamento de 1.2 vezes a potência nominal, as demandas máximas diurnas e noturnas são superadas em 16% e 18% dos casos, respectivamente. Finalmente, com relação a um carregamento de 1.4 vezes a potência nominal, as demandas máximas diurnas e noturnas são superadas em 9% e 14% dos casos, respectivamente. Raciocínio similar pode ser aplicado aos transformadores de 10, 15 e 25 kVA.

3.2.3 Consumo Médio Por Cliente e Fator de Carga Médio Por Transformador

As Figuras 3.33 e 3.34 foram obtidas com a finalidade de observar o comportamento do consumo médio por cliente e do Fator de Carga médio por transformador, respectivamente.

É possível, através da Equação 3.1, calcular o consumo médio por cliente por cada um dos níveis de potência dos transformadores monofásicos da rede de distribuição da AES Sul.

$$\bar{C}_C = \frac{\bar{C}_{TR}}{N_{c-TR}} \quad (3.1)$$

Onde:

\bar{C}_{TR} é o Consumo médio mais provável por transformador em kWh;

N_{c-TR} é o número mais provável de clientes por transformador.

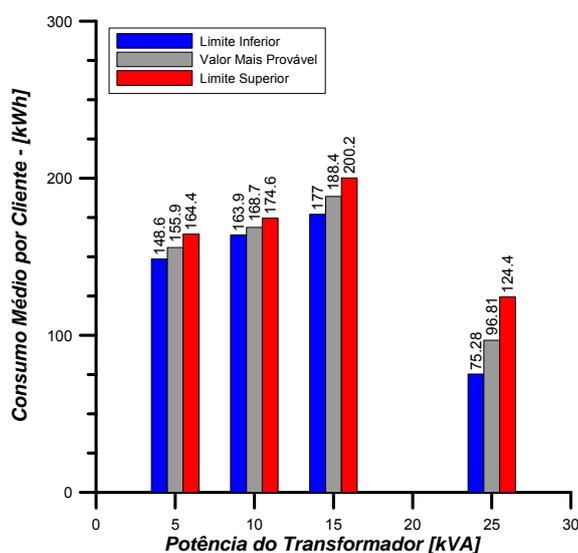


Figura 3.33: Consumo mais provável “Médio” por Cliente – Consumidor

A Figura 3.33 mostra que em termos de consumo mais provável “médio”, é possível agrupar os consumidores conectados aos transformadores de 5 e 10 kVA em um único grupo para análise. Logo, neste caso, quando se considera uma análise com base no Consumo “Médio” por Consumidor é sugerido dividir o universo formado pelos transformadores monofásicos da rede de média tensão da AES Sul em três grupos, ou seja, 5-10, 15 e 25 kVA.

A Equação 3.2 é utilizada para o cálculo do fator de carga médio por transformador para cada um dos níveis de potência dos transformadores monofásicos da rede de distribuição da AES Sul, conforme mostrado na Figura 3.34. O quociente numérico da Equação 3.2 é obtido multiplicando a quantidade de dias do ano pela quantidade de horas em um dia, dividido pela quantidade de meses do ano.

O Fator de Potência foi considerado constante e igual a 0,85 para todas as potências.

$$\overline{F_C} = \frac{1}{730} \frac{\overline{C_{TR}}}{\overline{D_{M TR}} \cdot FP} \quad (3.2)$$

Onde:

$\overline{F_C}$ é o fator de carga mais provável “médio” por Transformador;

$\overline{D_{M TR}}$ é a demanda máxima mais provável “média” por Transformador em kWh;

FP é o Fator de Potência.

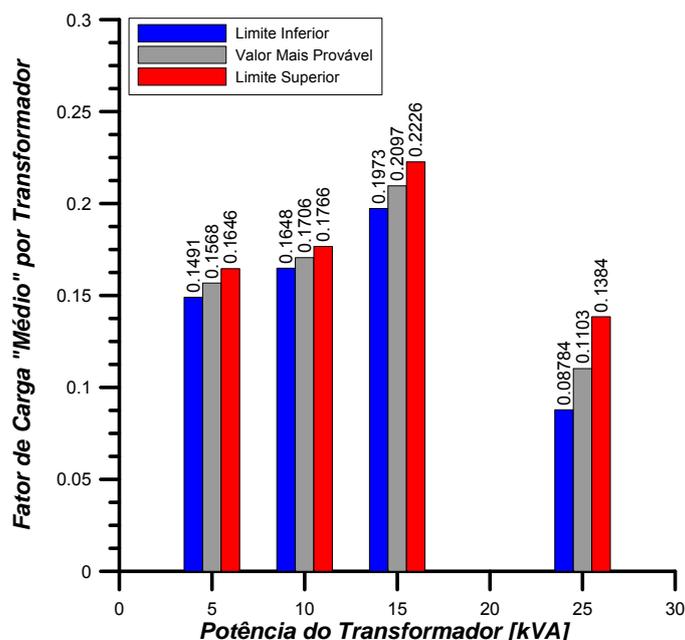


Figura 3.34: Fator de Carga mais Provável “Médio” por Transformador

A Figura 3.34 mostra que, através da análise do fator de carga mais provável por transformador, ou de forma simplificada por cliente – consumidor, apesar de não existir sobreposição dos valores é possível fazer um agrupamento entre as potências de 5 e 10 kVA com isso sugere uma divisão em três grupos: 5-10, 15 e 25 kVA.

3.3 Análise Estatística Para Transformadores Trifásicos

A Figura 3.35 apresenta a população total dos transformadores trifásicos instalados na rede de média tensão da Distribuidora Gaúcha de Energia Gaúcha - AES Sul.

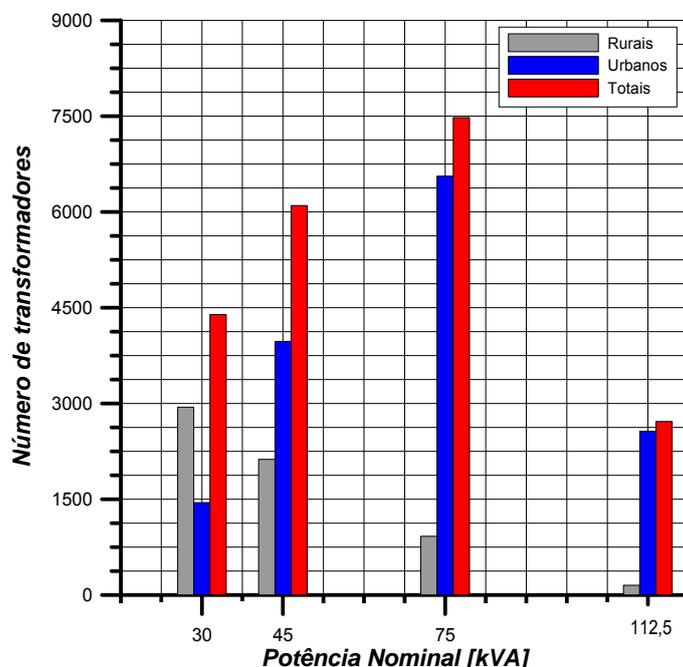


Figura 3.35: População de transformadores trifásicos

Como a população rural, principalmente para os transformadores de maior potência, representa uma parcela reduzida da quantidade total de transformadores, foi considerado um único grupo englobando as áreas rurais e urbanas, agrupado apenas por potências. No entanto, é necessário reconhecer que durante as análises dos transformadores de 30 kVA isto pode ser motivo de controvérsias.

A Figura 3.36 representa a quantidade de clientes para os transformadores trifásicos separados por tipo de consumo para transformadores de 30; 45; 75 e 112,5 kVA.

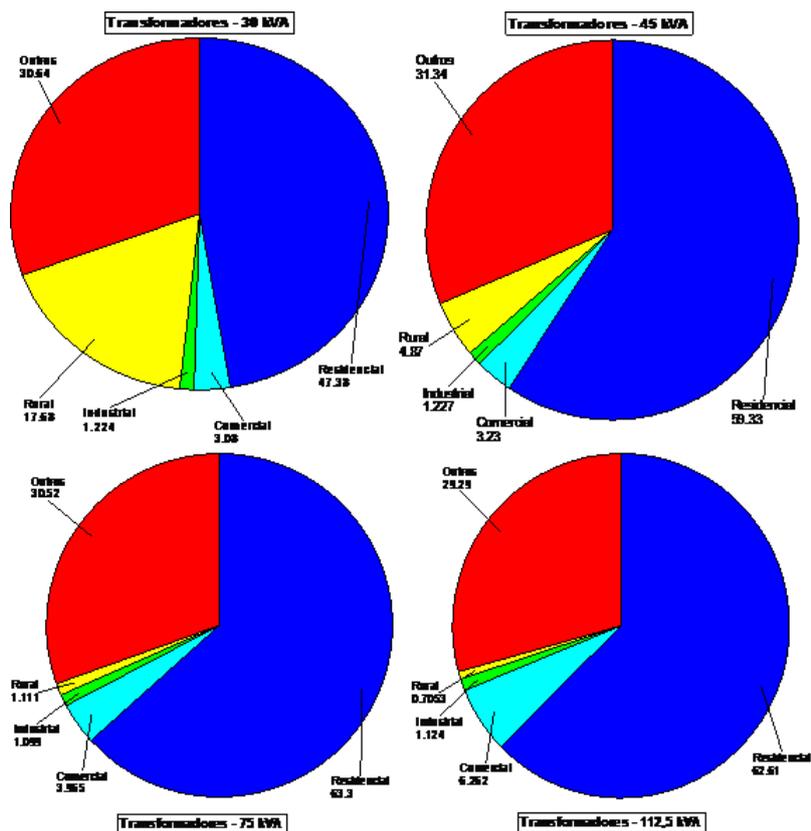


Figura 3.36: Porcentagem de clientes por potência de Transformadores Monofásicos

Observa-se, na Figura 3.36, o predomínio de clientes residenciais para todas as classes de potência de transformadores, a quantidade reduzida de clientes Industriais e Comerciais para as quatro classes de potência e a quantidade reduzida de clientes Rurais para as classes de potência 45; 75 e 112,5 kVA.

3.3.1 Características de Consumo

3.3.1.1 Metodologia Aplicada

Para análise das características de consumo para os transformadores trifásicos, assim como nos monofásicos, foram apresentadas duas metodologias diferentes: a primeira utilizando o banco de dados original fornecido pela AES Sul e a segunda eliminando o consumo mínimo (para esse tipo de transformador o consumo mínimo foi considerado abaixo de 100 kWh).

A Figura 3.37 mostra um modelo estatístico construído a partir de uma Distribuição Weibull, a mais adequada aos padrões de consumo residencial. A Figura 3.38 apresenta o histograma para o consumo residencial e a curva de tendência da distribuição indicada na Figura 3.37.

Observa-se na Figura 3.38 que a curva de tendência aproxima-se do histograma. Isto resulta em um melhor ajuste estatístico e confirma que a Distribuição Weibull é adequada e pode fornecer valores confiáveis para o consumo mais provável - (Valor com probabilidade de ocorrência de 50%) e limites máximos e mínimos para o Consumo.

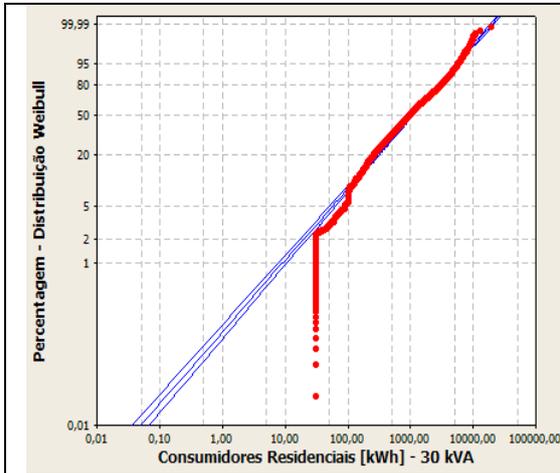


Figura 3.37: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Residenciais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

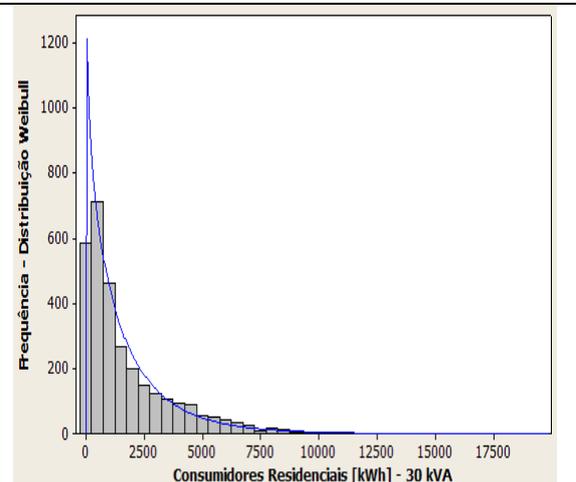


Figura 3.38: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Residenciais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

As Figuras 3.39 e 3.40 refletem os dados relativos aos padrões de consumo comercial. A Figura 3.39 apresenta um modelo baseado em uma Distribuição Log-normal.

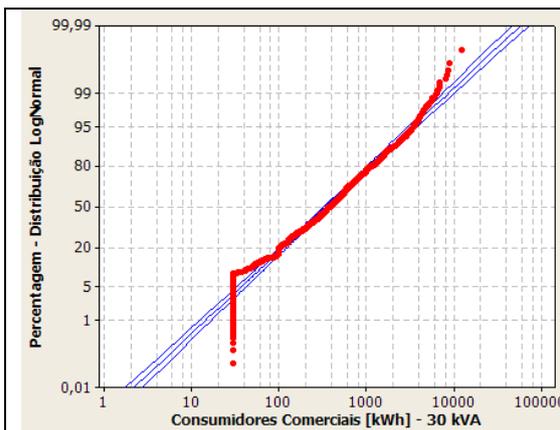


Figura 3.39: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Comerciais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

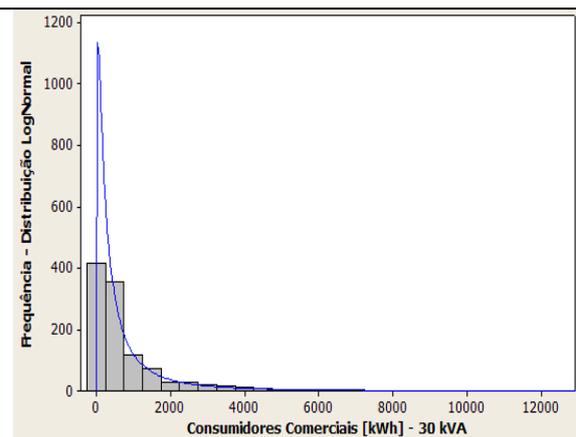


Figura 3.40: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Comerciais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

Tabela 3.10 apresenta os valores de consumo mais prováveis, dentro dos modelos estatísticos mais adequados, e seus limites de confiança inferiores e superiores.

Tabela 3.10: Consumo dos Transformadores Residenciais e Comerciais de 30 kVA - Valores a partir das curvas de probabilidade

	Consumo Residencial [kWh]			Consumo Comercial [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	8,84	7,51	10,40	14,72	12,60	17,20
5%	55,89	49,88	62,64	37,44	33,07	42,39
50%	1064,23	1014,95	1115,90	356,30	328,60	386,34
95%	5577,31	5330,88	5835,14	3390,61	2994,65	3838,92
99%	9073,18	8607,34	9564,23	8623,29	7378,75	10077,70

A Tabela 3.10 mostra que o consumo residencial com probabilidade de ocorrência de 50% “Valor Médio” é 1064,23 kWh, com limite inferior de 1014,95 kWh e superior de 1115,90 kWh. Também é possível observar que existe uma probabilidade de 90% do consumo residencial estar situado na faixa de 55,89 a 5577,31 kWh, com limite inferior situado entre 49,88 e 62,64 kWh e superior entre 5330,88 e 5835,14 kWh. Para efeito de modelo, os dados que não correspondem a estes intervalos são considerados como fora de padrão.

Para o consumo comercial o “Valor Médio” é 356,30 kWh com limites entre 328,60 e 386,34 kWh, tendo como limite inferior valores entre 33,07 e 42,39 kWh e como limite superior valores entre 2994,65 e 3838,92 kWh.

As Figuras 3.41 e 3.43 apresentam o modelo estatístico para os padrões de consumo industrial e rural, respectivamente. O histograma e a curva de tendência são apresentados nas Figuras 3.42 e 3.44. O modelo utilizado para os padrões de consumo industrial e rural é baseado na Distribuição Log-Logistic e Exponencial, respectivamente.

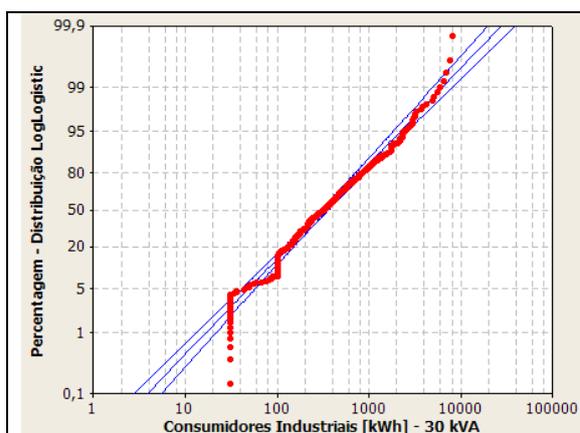


Figura 3.41: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Industriais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

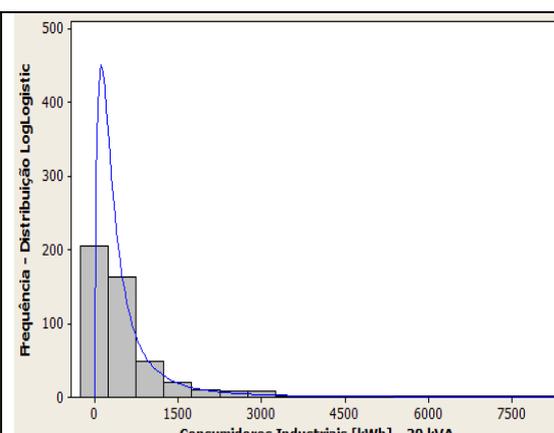


Figura 3.42: Histograma e Curva de Tendência Energia Consumida - Clientes Industriais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

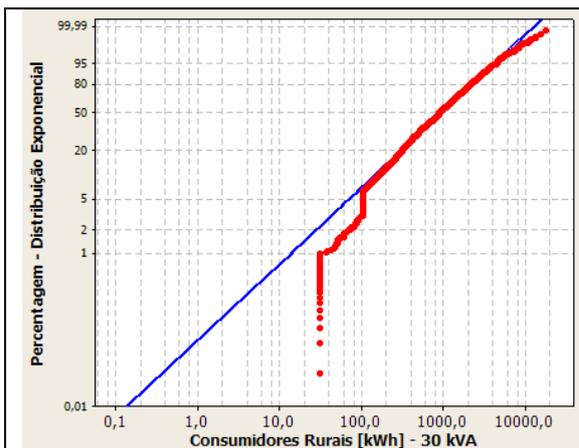


Figura 3.43: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Rurais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

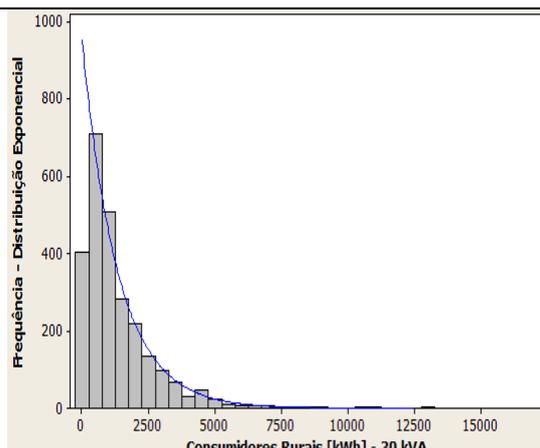


Figura 3.44: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Rurais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

Pode-se observar nas Figuras 3.41 e 3.43 que além de existir uma grande quantidade de dados com valor mínimo de 30 kWh existe uma faixa de consumidores com 100 kWh que deve ser objeto de futura análise por parte da AES Sul.

Tabela 3.11: Consumo dos Transformadores Industriais e Rurais de 30 kVA - Valores a partir das curvas de probabilidade

	Consumo Industrial [kWh]			Consumo Rural [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	16,75	13,17	21,30	13,62	13,10	14,15
5%	48,38	40,76	57,43	69,49	66,86	72,23
50%	320,90	290,20	354,85	939,09	903,54	976,04
95%	2128,47	1786,35	2536,10	4058,67	3905,01	4218,37
99%	6147,81	4815,21	7849,22	6239,17	6002,96	6484,67

A Tabela 3.11 indica que o consumo industrial apresenta um “Valor Médio” de 320,90 kWh com limites mínimos e máximos de 290,20 e 354,85 kWh. O consumo industrial apresenta valores máximos e mínimos situados entre 1786,35 e 2536,10 kWh e entre 40,76 e 57,43 kWh, respectivamente.

Para os padrões de consumo rural os limites para o “Valor Médio” são de 903,54 e 976,04 kWh; com valor mais provável de 939,09 kWh, e limites superiores entre 3905,01 e 4218,37 kWh e mínimos entre 66,86 e 72,23 kWh.

O modelo estatístico, na forma de uma Distribuição Weibull, para os padrões de consumo “Outros” é apresentado na Figura 3.45 sendo o histograma e curva de tendência correspondentes mostrados na Figura 3.46.

As Figuras 3.47 e 3.48 mostram o modelo estatístico do consumo, sem divisão por classes, por transformador de 30 kVA baseado na Distribuição Weibull.

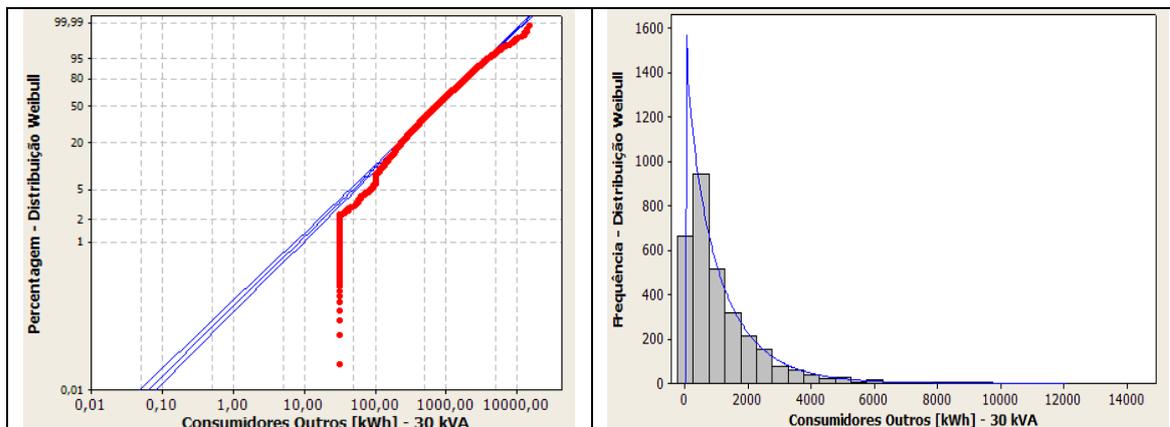


Figura 3.45: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Outros Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

Figura 3.46: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Outros Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

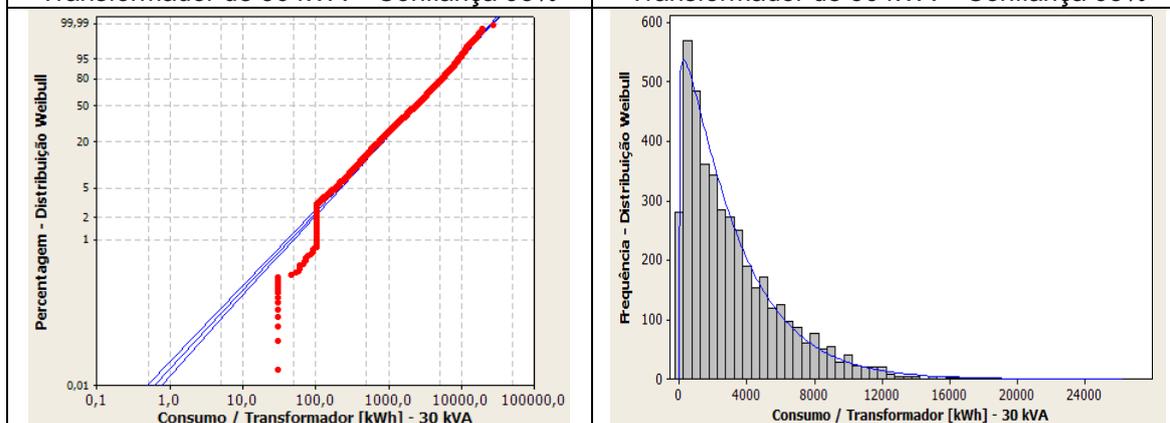


Figura 3.47: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida – Por Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

Figura 3.48: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Por Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

A Tabela 3.12 apresenta os limites de confiança referentes às Figuras 14 e 16:

Tabela 3.12: Consumo dos Transformadores Outros e Por Transformador de 30 kVA - Valores a partir das curvas de probabilidade

	Consumo Outros [kWh]			Consumo Por Transformador [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	8,34	7,20	9,66	44,75	39,88	50,21
5%	47,48	42,82	52,65	205,31	189,43	222,52
50%	764,53	731,50	799,04	2340,80	2264,43	2419,75
95%	3646,37	3497,86	3801,19	9194,86	8905,55	9493,57
99%	5769,98	5499,47	6053,81	13743,50	13238,40	14267,90

Segundo a Tabela 3.12 o padrão de consumo outros apresenta o “Valor Médio” de 764,53 kWh com limites entre 731,50 e 799,04 kWh, o valor mínimo está entre 42,82 e 52,65 kWh e o máximo situado entre 3497,86 e 3801,19 kWh.

Por fim, o consumo médio por transformador de 30 kVA, sem considerar uma divisão em classes é de 2340,80 kWh, com limites entre 2264,43 e 2419,75 kWh, os valores dos limites mínimos e máximos estão situados entre 189,43 e 222,52 kWh e entre 8905,55 e 9493,57 kWh.

A seguir é apresentada a mesma análise realizada anteriormente para a metodologia sem considerar o consumo mínimo (abaixo de 100 kWh). Os resultados obtidos para esse estudo são mostrados abaixo.

As Figuras 3.49 e 3.50 mostram os modelos estatísticos construídos a partir de uma Distribuição LogNormal e a curva de tendência da distribuição para o consumo residencial. As Figuras 3.51 e 3.52 apresentam o modelo estatístico e o histograma a partir de uma Distribuição LogNormal para o consumo comercial e a curva de tendência da distribuição indicada na figura anterior.

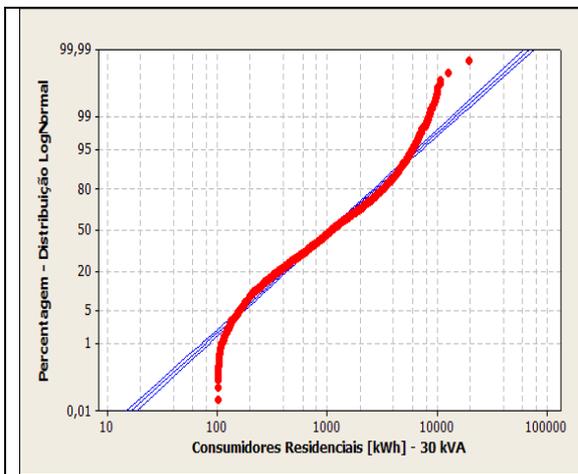


Figura 3.49: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Residenciais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

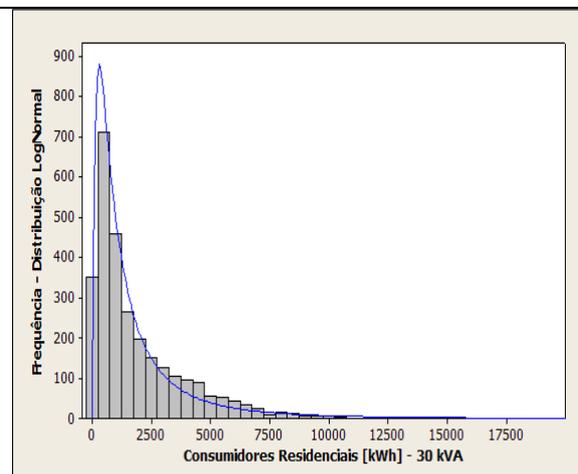


Figura 3.50: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Residenciais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

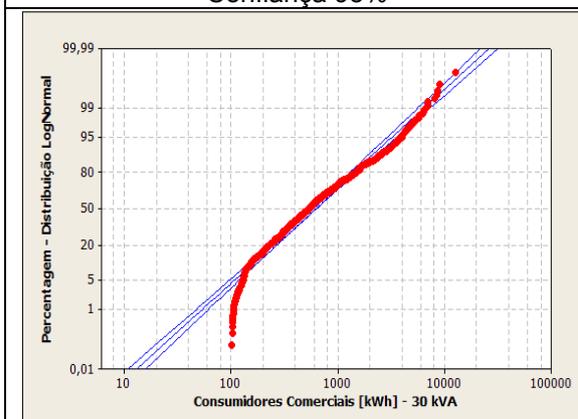


Figura 3.51: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Comerciais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

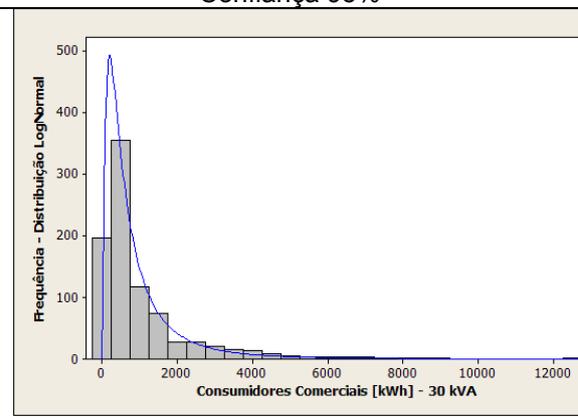


Figura 3.52: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Comerciais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

A Tabela 3.13 apresenta os valores de consumo mais prováveis, dentro dos modelos estatísticos mais adequados, e seus limites de confiança inferiores e superiores.

Tabela 3.13: Consumo dos Transformadores Residencial e Comercial de 30 kVA – sem consumo mínimo - Valores a partir das curvas de probabilidade

	Consumo Residencial [kWh]			Consumo Comercial [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	78,49	72,47	85,00	54,10	47,50	61,63
5%	168,43	158,06	179,48	108,70	97,99	120,59
50%	1063,79	1020,63	1108,77	585,60	547,30	626,59
95%	6718,71	6305,15	7159,40	3154,75	2843,76	3499,75
99%	14418,50	13313,5	15615,2	6338,44	5564,31	7220,27

A Tabela 3.13 mostra que o consumo residencial com probabilidade de ocorrência de 50% “Valor Médio” é 1063,79 kWh, com limite inferior de 1020,63 kWh e superior de 1108,77 kWh. Também é possível observar que existe uma probabilidade de 90% do consumo residencial estar situado na faixa de 168,43 a 6718,71 kWh, com limite inferior situado entre 158,06 e 179,48 kWh e superior entre 6305,15 e 7159,40 kWh. Para efeito de modelo, os dados que não correspondem a estes intervalos são considerados como fora de padrão.

Para o consumo comercial o “Valor Médio” é 585,60 kWh com limites entre 547,30 e 626,59 kWh, tendo como limite inferior valores entre 97,99 e 120,59 kWh e como limite superior valores entre 2843,76 e 3499,75 kWh.

As Figuras 3.53 e 3.55 apresentam o modelo estatístico para os padrões de consumo industrial e rural, respectivamente. O histograma e a curva de tendência são apresentados nas Figuras 3.54 e 3.56. O modelo utilizado para os padrões de consumo industrial e rural é baseado na Distribuição Log-Logistic e LogNormal, respectivamente.

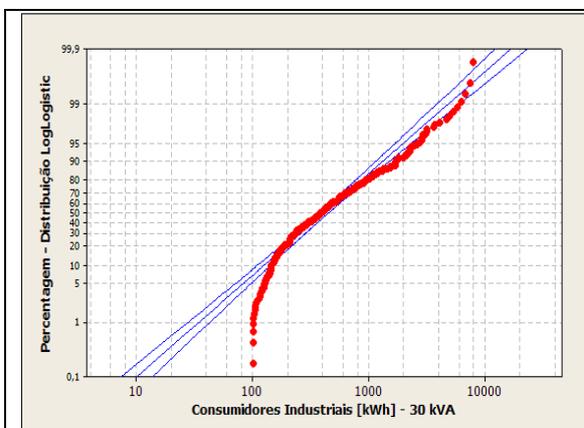


Figura 3.53: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Industriais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

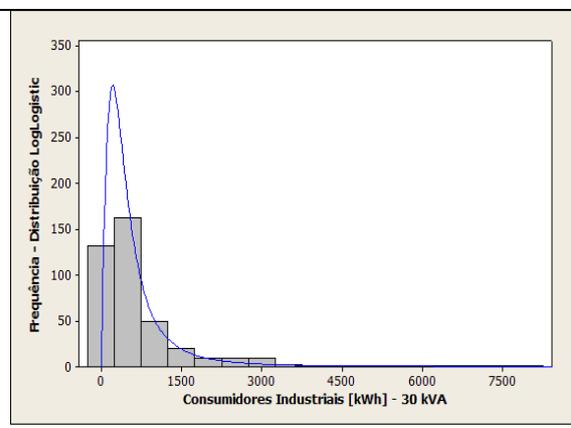


Figura 3.54: Histograma e Curva de Tendência Energia Consumida - Clientes Industriais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

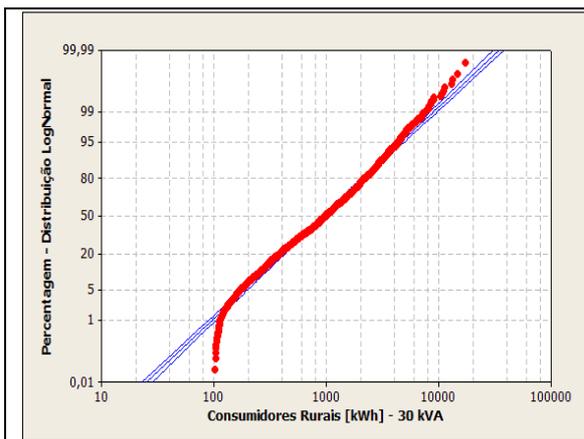


Figura 3.55: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Rurais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

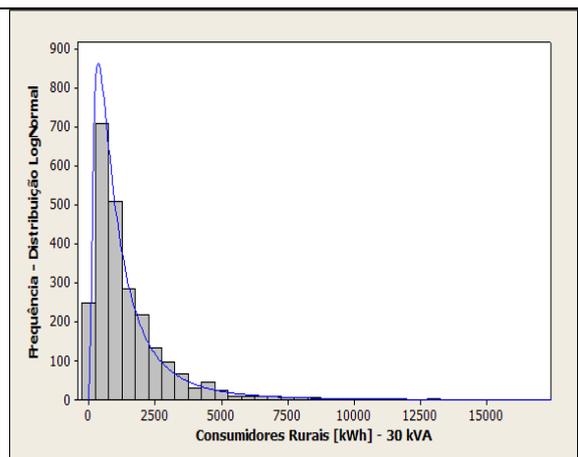


Figura 3.56: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Rurais Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

Pode-se observar nas Figuras 3.53 e 3.55 que, como os dados foram excluídos, o conceito do consumo mínimo não é mais observado e a amostra torna-se mais fiel à distribuição.

Tabela 3.14 Consumo dos Transformadores Industrial e Rural de 30 kVA – sem consumo mínimo - Valores a partir das curvas de probabilidade

	Consumo Industrial [kWh]			Consumo Rural [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	35,11	28,33	43,50	96,60	89,67	104,06
5%	85,15	73,09	99,20	187,13	176,36	198,56
50%	413,61	377,30	453,42	923,21	888,21	959,58
95%	2009,08	1708,68	2362,30	4554,60	4292,46	4832,76
99%	4873,09	3892,44	6100,80	8823,41	8190,77	9504,91

A Tabela 3.14 indica que o consumo industrial apresenta um “Valor Médio” de 413,61 kWh com limites mínimos e máximos de 377,30 e 453,42 kWh. O consumo industrial apresenta valores máximos e mínimos situados entre 1708,68 e 2362,30 kWh e entre 73,09 e 99,20 kWh, respectivamente.

Para os padrões de consumo rural os limites para o “Valor Médio” são de 888,211 e 959,58 kWh; com valor mais provável de 923,21 kWh, e limites superiores entre 4292,46 e 4832,76 kWh e mínimos entre 176,36 e 198,56 kWh.

O modelo estatístico, na forma de uma Distribuição LogNormal, para os padrões de consumo “Outros” é apresentado na Figura 3.57 sendo o histograma e curva de tendência correspondentes mostrados na Figura 3.58.

As Figuras 3.59 e 3.60 mostram o modelo estatístico do consumo, sem divisão por classes, por transformador de 30 kVA baseado na Distribuição Weibull.

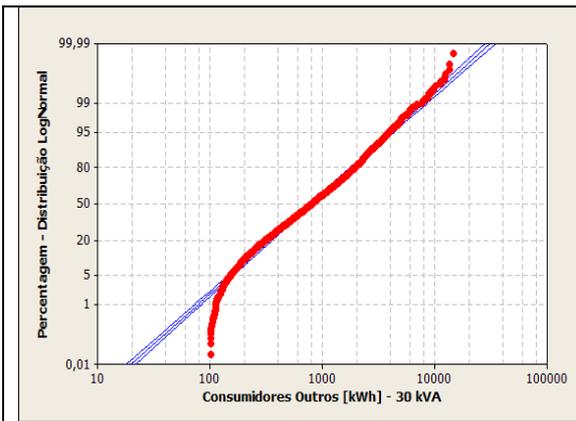


Figura 3.57: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida - Clientes Outros Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

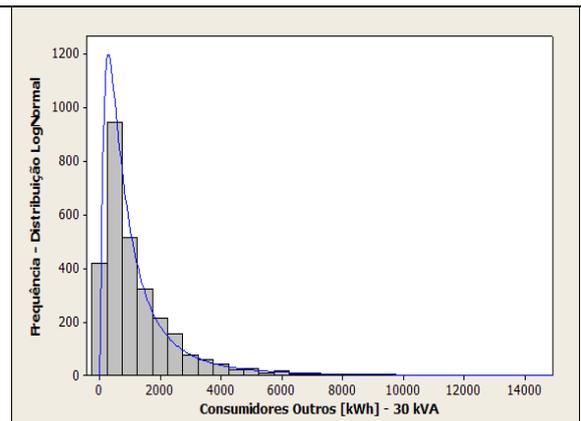


Figura 3.58: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Clientes Outros Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

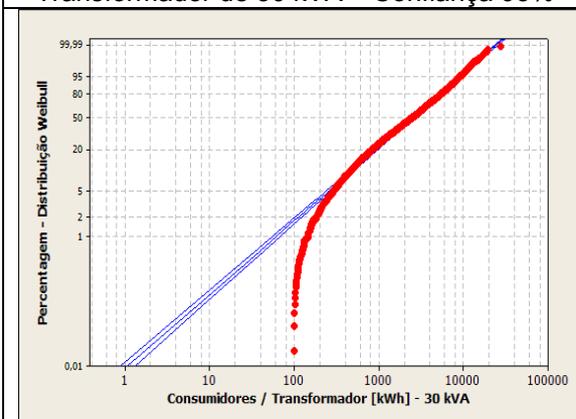


Figura 3.59: Distribuição de Probabilidade para Energia Consumida – Por Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

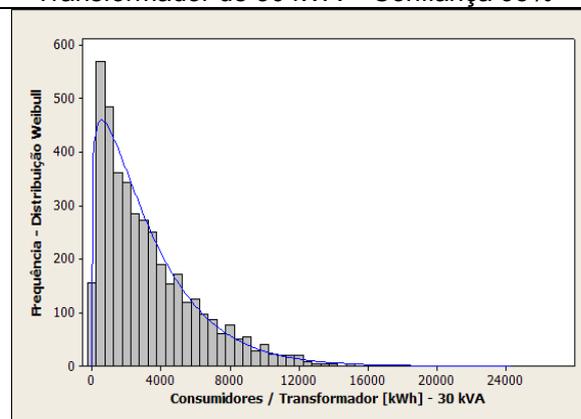


Figura 3.60: Histograma e Curva de Tendência para Energia Consumida - Por Transformador de 30 kVA – Confiança 95%

A Tabela 3.15 apresenta os limites de confiança referentes às Figuras 3.57 e 3.59:

Tabela 3.15: Consumo dos Transformadores Outros e Por Transformador de 30 kVA – sem consumo mínimo - Valores a partir das curvas de probabilidade

	Consumo Outros [kWh]			Consumo Por Transformador [kWh]		
	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo	Média	Limite Mínimo	Limite Máximo
1%	78,14	72,86	83,80	61,48	55,15	68,54
5%	153,51	145,18	162,31	256,72	237,90	277,02
50%	783,27	755,32	812,26	2517,48	2439,10	2598,37
95%	3996,69	3780,00	4225,80	9085,72	8815,02	9364,73
99%	7851,44	7320,93	8420,40	13246,60	12787,10	13722,70

Segundo a Tabela 3.15 o padrão de consumo outros apresenta o “Valor Médio” de 783,27 kWh com limites entre 755,32 e 812,26 kWh, o valor mínimo está entre 145,18 e 162,31 kWh e o máximo situado entre 3780,00 e 4225,80 kWh.

Finalmente, o consumo médio por transformador de 30 kVA, sem considerar uma divisão em classes é de 2517,48 kWh, com limites entre 2439,10 e 2598,37 kWh, os valores dos limites mínimos e máximos estão situados entre 237,90 e 277,02 kWh e entre 8815,02 e 9364,73 kWh, respectivamente.

Observa-se nas Tabelas 3.10 a 3.15, que o valor mais provável “médio” do consumo é igual para as duas metodologias analisadas e os limites inferiores - 1% e 5% - e superiores - 90% e 95% - apresentam valores diferentes. Porém, admite-se que o limite inferior do banco de dados modificado possui valores mais coerentes em relação ao banco de dados original e por esse motivo foi adotada essa metodologia.

3.3.1.2 Consumo por Tipo de Clientes e por Transformador

Após definir a metodologia utilizada no estudo das cargas dos transformadores trifásicos, foram calculados os valores “médios” – com probabilidade de 50% de ocorrência – para os Consumidores Residenciais, Outros e por transformador para as potências monofásicas de 30, 45, 75 e 112,5 kVA. Os Consumidores Comerciais, Industriais e Rurais não foram representados, pois apresentam uma parcela reduzida na amostra conforme apresentado na Figura 3.36.

A Figura 3.61 apresenta os valores mais prováveis “médios” para esses consumidores. Os dados destas figuras foram retirados das distribuições que melhor modelam as características de consumo dos clientes através do *Software Minitab 14*.

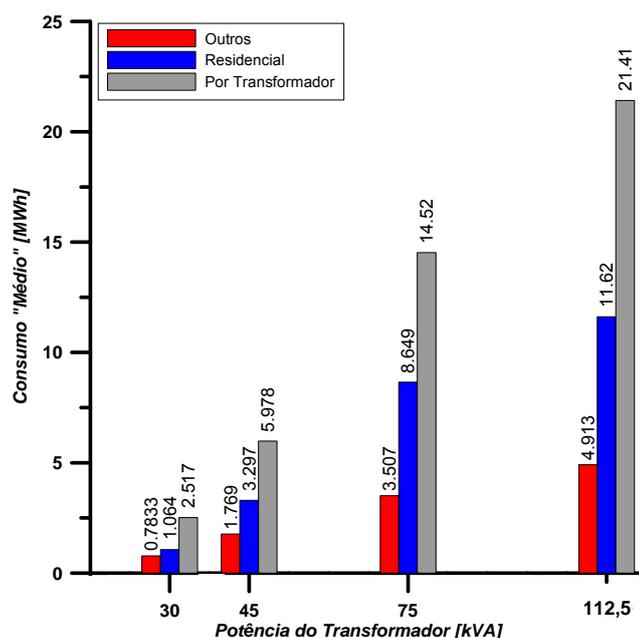


Figura 3.61: Limites do Valor Mais Provável dos Consumidores – Confiança 95%

Observa-se na Figura 3.61, que não há sobreposição dos valores de consumo “médio” entre as potências e por esse motivo, recomenda-se dividir os transformadores trifásicos em 4 grupos: 30, 45, 75 e 112,5 kVA.

3.3.1.3 CONSUMIDORES POR TRANSFORMADOR

A Figura 3.62 representa a distribuição do valor “médio” – probabilidade de ocorrência 50% - e os limites de confiança, para a quantidade de consumidores por transformador separados pelas respectivas classes de potência.

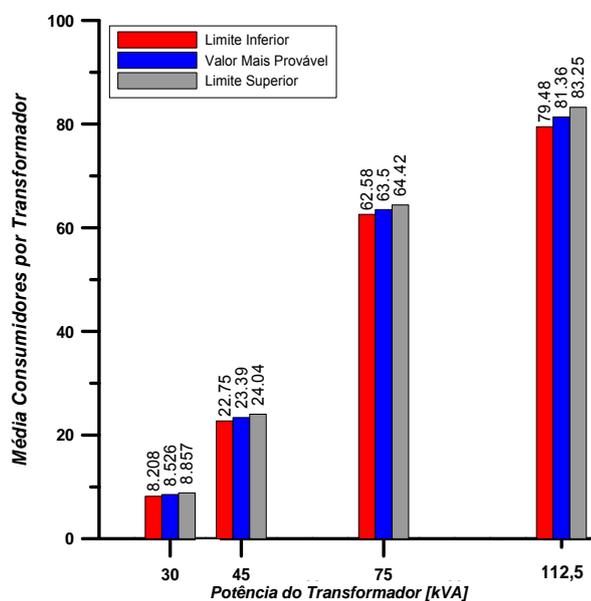


Figura 3.62: Consumidor mais provável “Médio” por transformador

Conforme mostra a Figura 3.62 a quantidade “média” de clientes por transformador não apresenta sobreposição de valores e é diretamente proporcional à potência do transformador.

3.3.2 Demanda Máxima Por Transformador

As Figuras 3.63 e 3.64 apresentam os modelos estatísticos, na forma de Distribuição Normal, para as demanda diurnas e noturnas para os transformadores de 45 kVA.

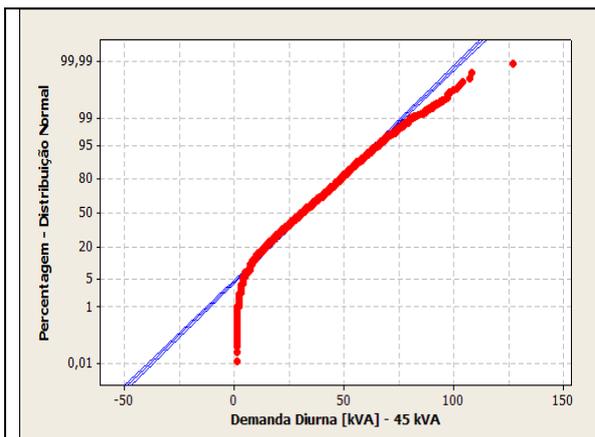


Figura 3.63: Distribuição de Probabilidade para a Demanda Diurna dos Transformadores 45 kVA - Confiança 95%

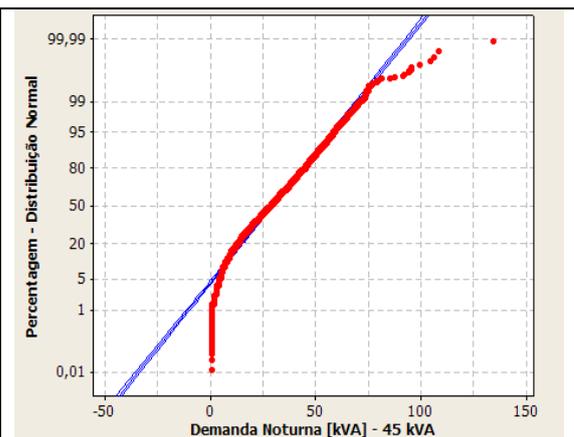


Figura 3.64: Distribuição de Probabilidade para a Demanda Noturna dos Transformadores 45 kVA - Confiança 95%

Segundo a Figura 3.63 o valor mais provável para a demanda diurna dos transformadores de 45 kVA é 32,29 kVA, com limite entre 31,81 e 32,78 kVA. Os limites mínimos e máximos ficam entre 0,34 e 1,81 kVA e entre 62,78 e 64,25 kVA, respectivamente.

A Figura 3.64 mostra que a demanda noturna dos transformadores de 45 kVA é 29,46 kVA, com limites inferiores e superiores entre 29,03 e 29,89 kVA, respectivamente. Os limites máximos e mínimos ficam entre 56,88 e 58,20 kVA e entre 0,71 e 2,04 kVA, respectivamente.

A Figura 3.65 apresenta os limites mínimos e máximos e o valor mais provável “médio” da demanda máxima para os transformadores de 30, 45, 75 e 112,5 kVA. Esses valores foram obtidos realizando análises semelhantes à anterior.

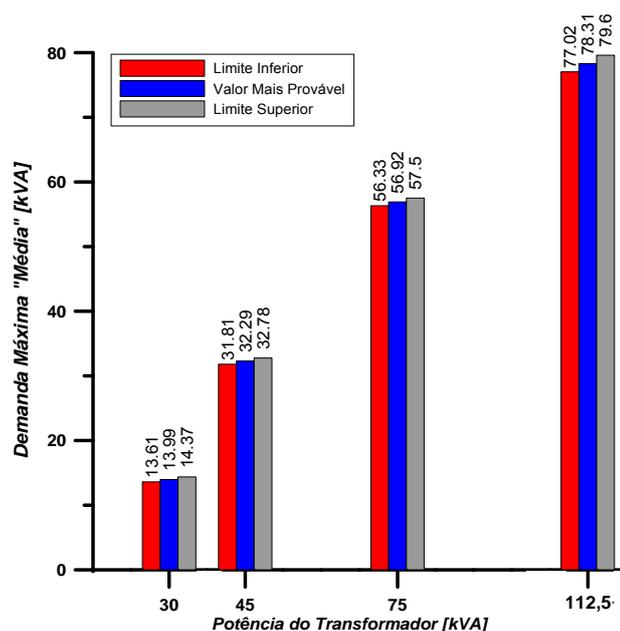


Figura 3.65: Demanda Máxima “Média” por Potência do Transformador

Observa-se na Figura 3.65 que não há sobreposição de valores da demanda máxima “média” para os transformadores trifásicos e por esse motivo, recomenda-se agrupar os transformadores por nível de potência em 4 grupos.

A Figura 3.66 mostra o perfil médio de carregamento diurno dos transformadores de 75 kVA obtidos a partir dos modelos estatísticos. Deste modo, é possível obter valores para o carregamento dos transformadores por nível de potência versus a probabilidade de ocorrência.

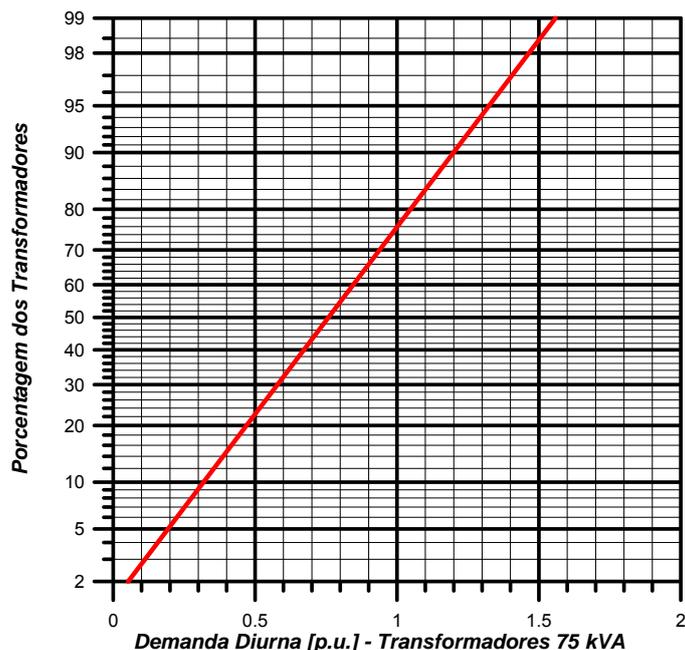


Figura 3.66: Demanda Diurna mais Provável “Média” dos Transformadores 15 kVA

Observa-se na Figura 3.66 que 24% das unidades apresentam, em média, demandas máximas diurnas superiores a potência nominal. Com relação a 1,2 vezes a potência nominal as unidades são superadas em 10% dos casos. Finalmente, em relação a 1,4 vezes a potência nominal as demanda diurnas são superas em 3% dos casos. É possível construir a Tabela 3.9 que relacionam o carregamento com a probabilidade de ocorrência realizando a mesma análise.

Tabela 3.16: Carregamento dos Transformadores Monofásicos - Valores a partir das curvas de probabilidade

Carga [p.u.]	Demanda Diurna [%]				Demanda Noturna [%]			
	30	45	75	112,5	30	45	75	112,5
< 0.20	<20	<11	<5	<5	<20	<12	<7	<6
< 0.40	<42	<23	<14	<16	<44	<25	<18	<22
< 0.70	<69	<48	<43	<50	<71	<54	<53	<66
< 1.00	<84	<74	<75	<84	<86	<82	<85	<94
< 1.20	<91	<87	<90	<95	<92	<92	<95	<99
< 1.40	<95	<94	<97	<99	<96	<97	<99	<99

A Tabela 3.16 mostra que para os transformadores de 45 kVA, 26% das unidades apresentam, em média, demanda máxima diurna superior a potência nominal. Em termos de demanda máxima noturna este nível é 18%. Com relação a um carregamento de 1.2 vezes a potência nominal, as demandas máximas diurnas e noturnas são superadas em 13% e 8% dos casos, respectivamente. Finalmente, com relação a um carregamento de 1.4 vezes a potência nominal, as demandas máximas diurnas e noturnas são superadas em 6% e 3% dos casos, respectivamente. Raciocínio similar pode ser aplicado às demais potências dos transformadores trifásicos.

3.3.3 Consumo Médio Por Cliente e Fator de Carga Médio Por Transformador

As Figuras 3.67 e 3.68 foram obtidas com a finalidade de observar o comportamento do consumo médio por cliente e do Fator de Carga “médio” por nível de potência de transformador, respectivamente.

Utilizando a Equação 3.1, mostrada na análise dos transformadores monofásicos, calcula-se o consumo médio por cliente por cada um dos níveis de potência dos transformadores trifásicos da rede de distribuição da AES Sul.

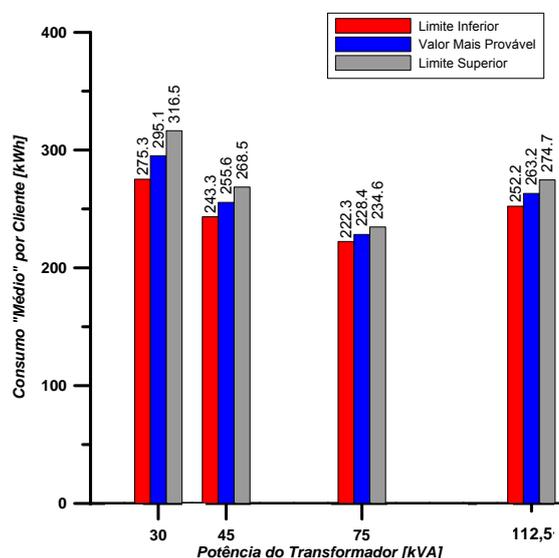


Figura 3.67: Consumo mais provável “Médio” por Cliente – Consumidor

A Figura 3.67 mostra que em termos de consumo mais provável “médio” por cliente é possível agrupar, estatisticamente, os consumidores conectados aos transformadores de 45 e 112,5 kVA, porém percebe-se que há uma semelhança analítica para todas as potências nos transformadores trifásicos. Logo, o gráfico

sugere que independentemente do nível de potência o consumo “médio” por cliente é semelhante.

Utilizando a Equação 3.2 calcula-se o fator de carga médio por transformador para cada um dos níveis de potência dos transformadores trifásicos da rede de distribuição da AES Sul, conforme mostrado na Figura 3.68.

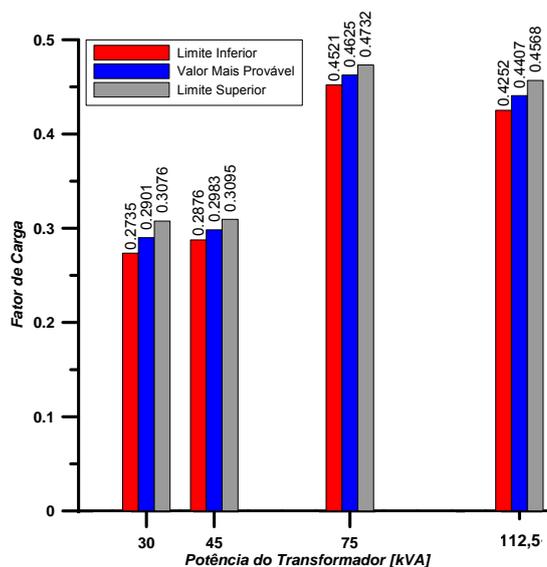


Figura 3.68: Fator de Carga mais Provável “Médio” por Transformador

A Figura 3.68 mostra que o fator de carga mais provável por transformador, ou de forma simplificada por cliente – consumidor apresenta uma sobreposição dos valores sendo possível fazer um agrupamento entre as potências de 30 e 45 kVA e 75 e 112,5 kVA com isso sugere uma divisão em dois grupos 30-45 kVA e 75-112,5 kVA.

3.4 Comentários

Os estudos não devem considerar modelos estatísticos baseados somente na Distribuição Normal, uma vez que outras distribuições são mais eficientes na modelagem da dispersão dos dados de entrada. Além disso, análises foram realizadas eliminando os dados de consumo mínimo e eliminando as demandas fora de conformidade.

O agrupamento entre transformadores urbanos e rurais pode ser realizado para os transformadores monofásicos e trifásicos independentemente do tipo de clientes - consumidor, uma vez que a população urbana é significativamente maior à rural.

Observa-se que é interessante tratar separadamente cada tipo de cliente - consumidor, para saber qual a sua influência em relação ao conjunto total. Como o

objeto principal deste estudo é analisar o comportamento da carga dos transformadores é recomendado considerar uma divisão das unidades que privilegie a sua potência nominal.

Quando se considera o universo dos transformadores monofásicos de forma global, verifica-se, para os transformadores de 15 e 25 kVA possuem semelhanças em termos de consumo por transformador, conforme Figura 3.27, bem como sobreposições em termos de consumo por cliente, para os transformadores de 5 e 15 kVA, como mostra a Figura 3.33. Para os transformadores trifásicos verifica-se que os transformadores não apresentam semelhanças em termos de padrões de consumo por transformador, conforme Figura 3.61. Com isto, a divisão das unidades trifásicas da rede da AES Sul deve ser feita com base na potência nominal das unidades, ou seja, em 4 níveis de potência: 30; 45; 75 e 112,5 kVA.

Observa-se que as demandas noturnas e diurnas para os transformadores monofásicos são bastante próximas, conforme mostrado na Tabela 3.9. Neste caso o agrupamento considerando as demandas, resulta em uma divisão em 3 níveis de potência contemplando: 5 & 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA. Já nos transformadores trifásicos, as demandas noturnas e diurnas apresentam comportamentos semelhantes, contudo, como observado na Tabela 3.16, em termos de demanda, os transformadores, podem ser agrupados em 30 & 45 kVA, 75 kVA e 112.5 kVA.

O estudo também levantou um possível fator de carga por transformador / consumidor. Nesse caso, observa-se que os valores do fator de carga para o nível de potência de 10 kVA é inferior a 0,18. Isto pode ser responsável pelo número de danos verificados com estas unidades, caso os mesmos sejam considerados reduzidos. Sob essas condições, é esperado que a maioria das falhas seja de origem atmosférica. Resta saber qual o impacto econômico dessas “sobrecargas”. Finalmente, ressalta-se que os valores de fator de carga são obtidos de forma matemática simplificada, logo devem ser encarados com reserva.

Capítulo 4

Análise do Fator de Energia Consumida e Demanda Utilizando Medições em Campo

Neste capítulo, são apresentadas análises do Fator de Energia Consumida (FE) utilizando as medições realizadas nos transformadores monofásicos e trifásicos instalados na rede de média tensão da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. O Fator de Energia Consumida é imprescindível para a análise econômica dos projetos eficientes, pois determina o carregamento do transformador e é utilizada na equação que define o custo das perdas sob carga.

Por fim, é feito o estudo da demanda média máxima através das medições em campo e comparado com os resultados encontrados na análise estatística da carga utilizando o faturamento mensal da empresa realizado no Capítulo 3.

4.1 Considerações Gerais

O Fator de Energia Consumida (FE) é um dos fatores que indica o carregamento do transformador sendo de suma importância para calcular o custo das perdas sob carga, uma vez que as perdas em vazio são independentes desse valor. O Fator de Energia Consumida pode ser calculado segundo a Equação 2.7, sendo imprescindível o conhecimento da demanda instantânea para determiná-lo.

As medições nos transformadores da AES Sul foram realizadas no período de Janeiro e Fevereiro de 2009. O equipamento utilizado foi o Medidor Universal de Grandezas, MUG ELO 2160, como pode ser visto na Figura 4.1.

Para este estudo foram utilizados dados provenientes de 153 transformadores: 69 monofásicos e 84 trifásicos ligados 24 horas durante cinco dias úteis coletados. As medições foram realizadas de 5 em 5 minutos. O grupo de transformadores

monofásicos é composto por: 10 transformadores de 5 kVA, 30 transformadores de 10 kVA e 29 transformadores de 15 kVA. Já os trifásicos: 24 transformadores de 30 kVA, 31 transformadores de 45 kVA e 29 transformadores de 75 kVA.

Como o sorteio dos transformadores foi de forma aleatória, algumas medições apresentaram quantidade significativa de valores nulos e para realizar a análise estatística foram eliminados do estudo. Entretanto, transformadores com demanda igual a zero e FE inferiores a 0,1 horas/dia não foram computadas na análise estatística dos dados.

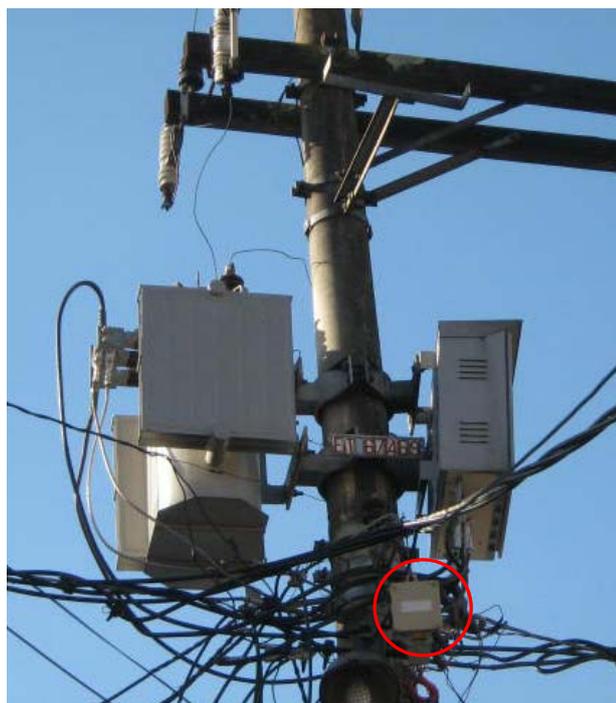


Figura 4.1: Equipamento de Medição Instalado no transformador

4.2 Análise de FE – Transformadores Monofásicos

Os transformadores monofásicos foram analisados de acordo com a potência, onde foi considerada como sendo potência nominal ou potência real. O grupo de transformadores com potência nominal foi composto pelos 69 transformadores, cuja potência considerada é a potência indicada na placa do equipamento.

O grupo Potência Real, para isto, foram estabelecidas as seguintes condições:

- Transformadores com demanda máxima semanal igual ou inferior a 4,25 kVA foram remanejados para o grupo de transformadores de 5 kVA;

- Transformadores com demanda máxima semanal superior a 4,25 kVA e igual ou inferior a 8,5 kVA foram remanejados para o grupo de transformadores de 10 kVA;
- Transformadores com demanda máxima semanal superior a 8,5 kVA foram remanejados para o grupo de transformadores de 15 kVA.

O grupo de transformadores de potência nominal ficou composto por: 10 transformadores de 5 kVA, 30 transformadores de 10 kVA e 29 transformadores de 15 kVA. Após o remanejamento criou-se o grupo de potência real, formado por: 22 transformadores de 5 kVA, 36 transformadores de 10 kVA e 11 transformadores de 15 kVA.

4.2.1 Transformadores Monofásicos – Potência Nominal

As Figuras 4.2 a 4.4 apresentam o modelo estatístico, na forma de distribuição Gama, Log-Normal e Log-Logistic, para o Fator de Energia Consumido dos transformadores monofásicos de 5, 10 e 15 kVA, respectivamente.

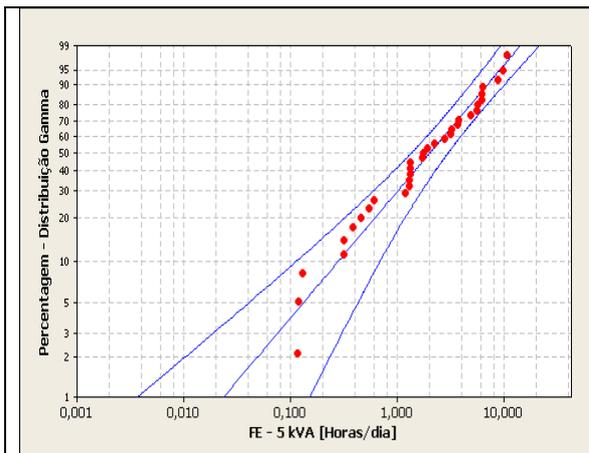


Figura 4.2: Distribuição de Probabilidade do FE - 5 kVA - Potência Nominal - Confiância 95%

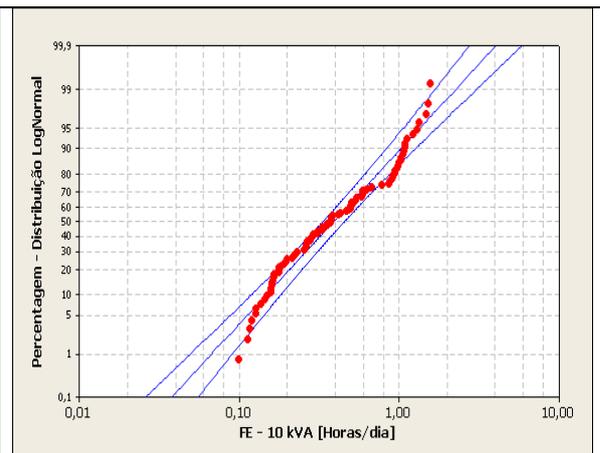


Figura 4.3: Distribuição de Probabilidade do FE - 10 kVA - Potência Nominal - Confiância 95%

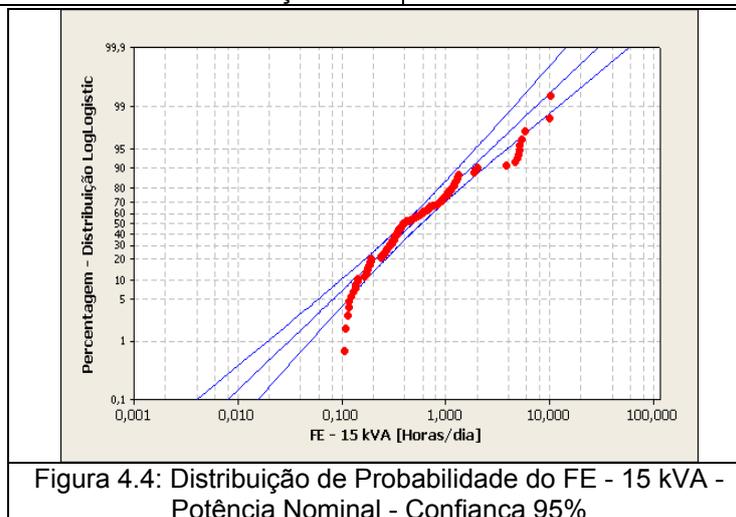


Figura 4.4: Distribuição de Probabilidade do FE - 15 kVA - Potência Nominal - Confiância 95%

A Tabela 4.1 é obtida através das curvas de probabilidade das Figuras 4.2 a 4.4 e representa os dados referentes a 1, 5, 50, 95, 99% de ocorrência. Na tabela são apresentados os valores médios para o FE, como também os limites inferiores e superiores para os dados coletados durante os dias da semana a cada 5 minutos.

Tabela 4.1 - Valor mais provável para o FE dos transformadores monofásicos com potência nominal

		1%	5%	50%	90%	95%
5 kVA	Média	0,02	0,13	2,04	9,19	14,26
	Limite Mínimo	0,00	0,04	1,37	6,28	9,44
	Limite Máximo	0,15	0,43	3,02	13,47	21,52
10 kVA	Média	0,07	0,11	0,39	1,37	2,29
	Limite Mínimo	0,05	0,09	0,34	1,07	1,69
	Limite Máximo	0,09	0,14	0,46	1,74	3,10
15 kVA	Média	0,03	0,08	0,49	2,79	7,44
	Limite Mínimo	0,02	0,06	0,4	1,96	4,56
	Limite Máximo	0,05	0,12	0,59	3,97	12,14

Observa-se, através da Tabela 4.1, que os transformadores de 5 kVA apresentam valor mais provável de 2,04 horas/dia com limites entre 1,37 e 3,02 horas/dia, o valor mínimo está entre 0,04 e 0,43 horas/dia e o máximo situado entre 6,28 e 13,47 horas/dia.

Para os transformadores com potência de 10 kVA os limites para o “valor médio” estão entre 0,34 e 0,46 horas/dia; com valor mais provável de 0,39 horas/dia, e limites superiores de 1,07 e 1,74 horas/dia e inferior entre 0,09 e 0,14 horas/dia.

Finalmente, os transformadores de 15 kVA apresentam um valor mais provável de ocorrência igual a 0,49 horas/dia com limites situados entre 0,40 e 0,59 horas/dia, o valor máximo está entre 1,96 e 3,97 horas/dia, já o valor mínimo entre 0,06 e 0,12 horas/dia.

Percebe-se que os transformadores com potência de 5 kVA apresentam um Fator de Energia Consumida superior aos demais monofásicos no grupo denominado de potência nominal. Já os transformadores de 10 kVA são os que estão menos carregados.

4.2.2 Transformadores Monofásicos – Potência Real

Este grupo engloba os transformadores monofásicos após o remanejamento com a finalidade de evitar a sobrecarga e o subdimensionamento dos equipamentos, resultando em um ganho de energia com a redução das perdas nos transformadores.

As Figuras 4.5, 4.6 e 4.7 apresentam os modelos estatísticos desenvolvidos com base nas distribuições Gamma, Lognormal e Loglogistic para os transformadores com potência de 5; 10 & 15 kVA, respectivamente.

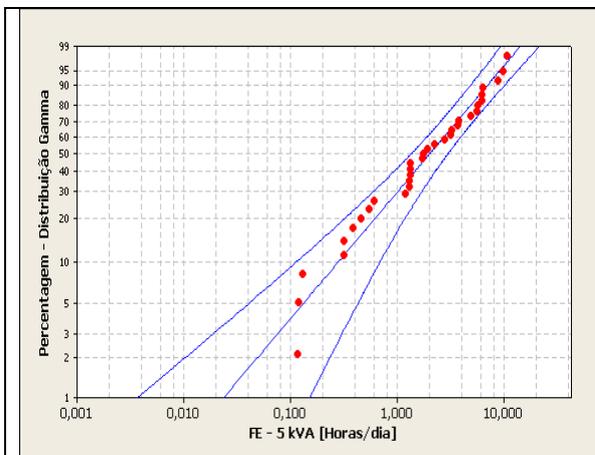


Figura 4.5: Distribuição de Probabilidade do FE - 5 kVA - Potência Real - Confiância 95%

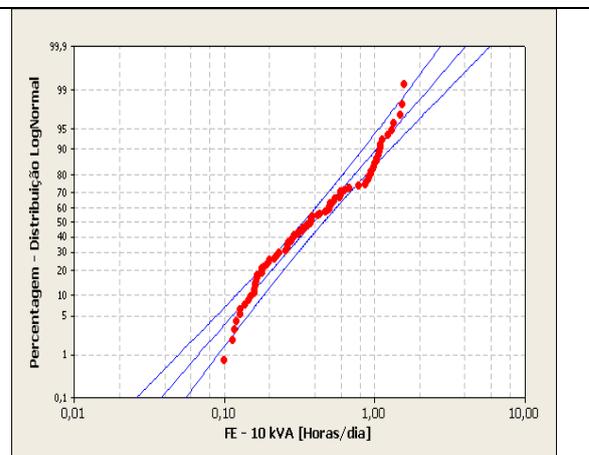


Figura 4.6: Distribuição de Probabilidade do FE - 10 kVA - Potência Real - Confiância 95%

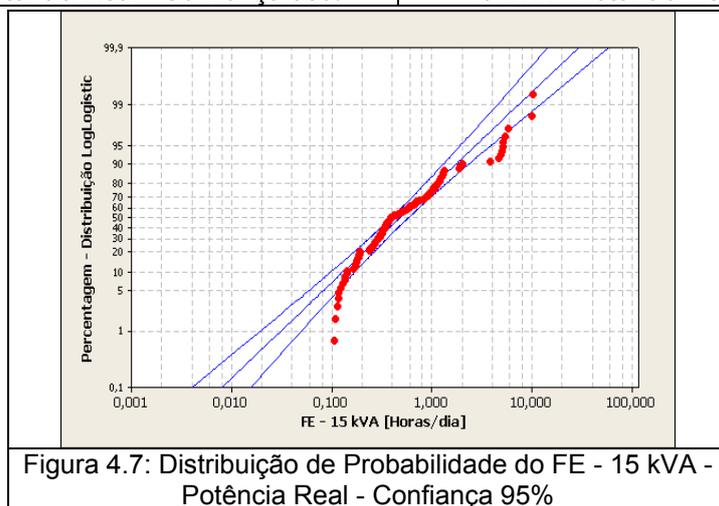


Figura 4.7: Distribuição de Probabilidade do FE - 15 kVA - Potência Real - Confiância 95%

A Tabela 4.2 é obtida através das Figuras 4.5 a 4.7, e representa os valores do Fator de Energia Consumida junto à probabilidade de ocorrência e os limites mínimos e máximos para cada valor.

Tabela 4.2 - Valor mais provável para o FE dos transformadores monofásicos com potência real

		1%	5%	50%	90%	95%
5 kVA	Média	0,05	0,09	0,29	0,93	1,77
	Limite Mínimo	0,03	0,07	0,24	0,67	1,13
	Limite Máximo	0,07	0,13	0,35	1,28	2,77
10 kVA	Média	0,08	0,14	0,52	1,92	3,29
	Limite Mínimo	0,07	0,12	0,46	1,6	2,61
	Limite Máximo	0,1	0,17	0,59	2,3	4,14
15 kVA	Média	0,08	0,19	0,98	5,09	12,81
	Limite Mínimo	0,04	0,12	0,76	3,16	6,59
	Limite Máximo	0,14	0,3	1,28	8,2	24,89

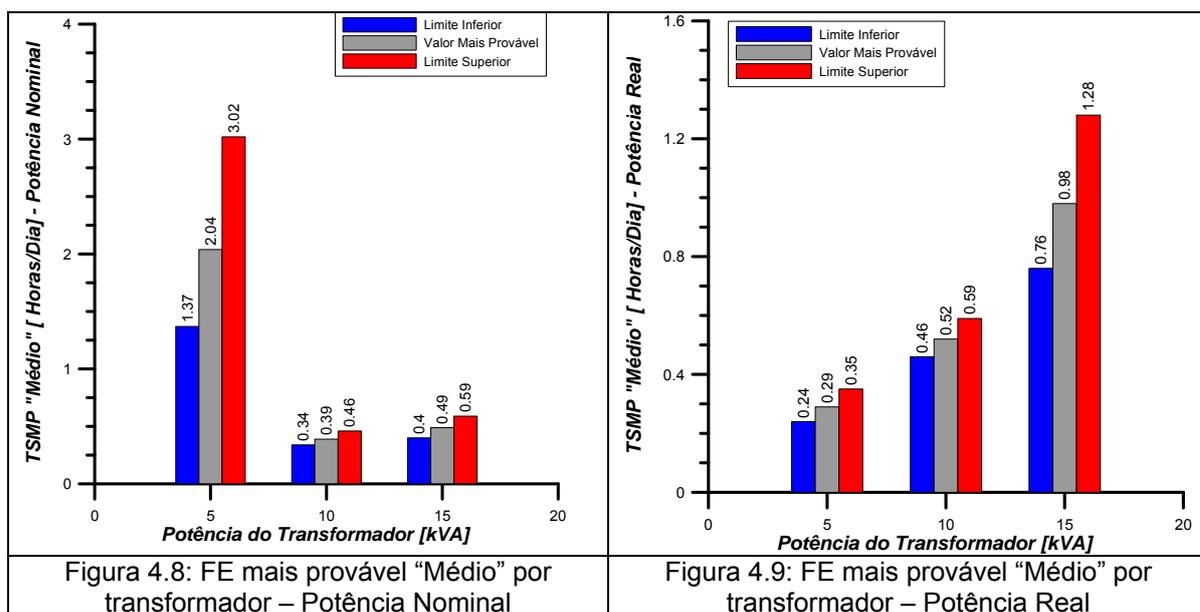
Como mostra a Tabela 4.2 os transformadores de 5 kVA apresentam valor mais provável do Fator de Energia Consumida de 0,29 horas/dia com limites entre 0,24 e 0,35 horas/dia, o valor mínimo está entre 0,07 e 0,13 horas/dia e o máximo situado entre 0,67 e 1,28 horas/dia.

Para os transformadores com potência de 10 kVA os limites para o “valor médio” do FE estão entre 0,46 e 0,59 horas/dia; com valor mais provável de 0,52 horas/dia, e limites superiores ficam entre 1,60 e 2,3 horas/dia e inferior entre 0,12 e 0,17 horas/dia.

Os transformadores de 15 kVA apresentam um valor mais provável de ocorrência igual a 0,98 horas/dia com limites entre 0,76 e 1,28 horas/dia, o valor máximo está entre 3,16 e 8,20 horas/dia, já o valor mínimo entre 0,12 e 0,30 horas/dia.

Comparando as Tabelas 4.1 e 4.2, percebe-se que o valor mais provável para os transformadores monofásicos com potência de 5 kVA apresentou um FE significativamente inferior após o remanejamento, o que indica a existência de um desbalanço entre a distribuição da potência nominal em relação à carga suprida. Isto implica na existência de um grande conjunto de transformadores de 10 e 15 kVA operando subcarregados, associado a um conjunto de transformadores de 5 kVA sobrecarregados, enquanto as demais potências apresentaram valores relativamente superiores, conforme mostram as Figuras 4.8 e 4.9.

Portanto, para os transformadores monofásicos sem considerar as potências individualmente, o Fator de Energia Consumida utilizada é 1 hora/dia, pois este valor é o que reflete a realidade para a Potência Nominal e Real.



No Capítulo 5 são apresentados e discutidos os ganhos econômicos devido à redução das perdas totais dos transformadores provenientes do remanejamento.

4.3 Análise de FE – Transformadores Trifásicos

A análise do Fator de Energia Consumida (FE) para os transformadores trifásicos é realizada utilizando duas metodologias. A primeira metodologia utiliza a soma da demanda medida nos três terminais do transformador, em outras palavras, análise semelhante a um “transformador monofásico”. A segunda metodologia analisa as demanda medida em cada fase dos transformadores individualmente, entretanto para definir o FE do transformador é utilizado o valor máximo calculado nas três fases.

4.3.1 Soma Terminais – Análise do Conjunto

O estudo estatístico, para esta metodologia, foi realizado somando-se as demandas de cada fase do transformador e considerando-as como um conjunto. Esta análise assemelha-se a dos transformadores monofásicos. A grande desvantagem dessa metodologia é que quando se realiza a soma dos terminais não é possível verificar o desbalanço das fases e transformadores operando com potência abaixo de 1 p.u. podem “queimar” devido a sobrecarga de algum terminal. Como exemplo, um transformador trifásico com potência de 30 kVA, operando com demanda máxima de 27 kVA, mas com 18 kVA na fase “A”, 5 kVA na fase “B” e 4 kVA na fase “C”.

As Figuras 4.10 a 4.12 representam a análise estatística dos FE’s considerando os terminais juntos para os transformadores de 30, 45 e 75 kVA modelados através das distribuições Log Logistic, Log Logistic e Log Normal, respectivamente.

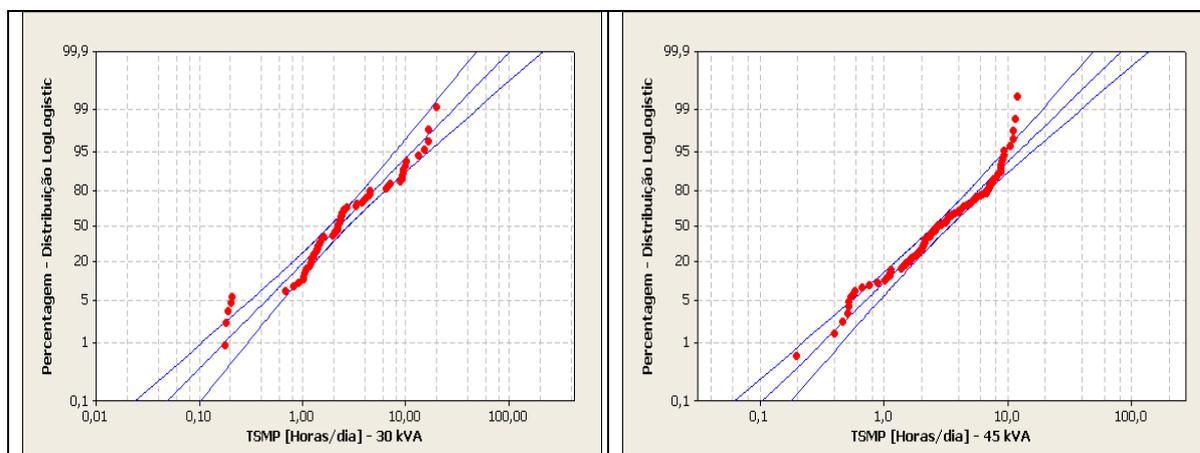
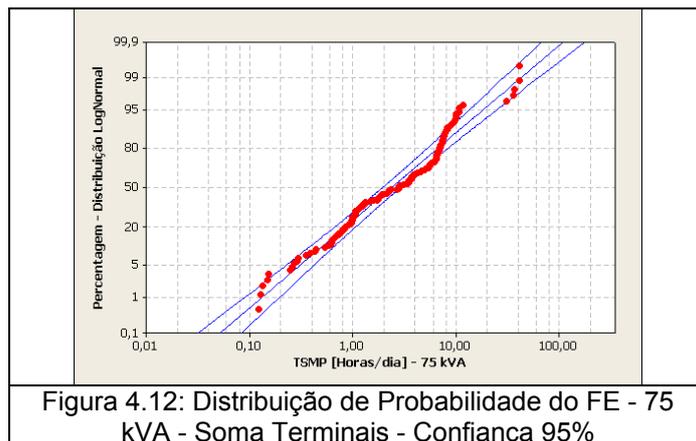


Figura 4.10: Distribuição de Probabilidade do FE - 30 kVA - Soma Terminais - Confiança 95%

Figura 4.11: Distribuição de Probabilidade do FE - 45 kVA - Soma Terminais - Confiança 95%



A Tabela 4.3 é obtida através das Figuras 4.10 a 4.12, e representa a probabilidade de ocorrência e os limites mínimos e máximos para o Fator de Energia Consumida dos transformadores trifásicos considerando a metodologia dos terminais somados.

Tabela 4.3 - Valor mais provável para o FE dos transformadores trifásicos utilizando Metodologia Terminais Somados

		1%	5%	50%	90%	95%
30 kVA	Média	0,18	0,44	2,26	11,49	28,62
	Limite Mínimo	0,11	0,31	1,83	7,90	16,94
	Limite Máximo	0,30	0,64	2,78	16,71	48,36
45 kVA	Média	0,32	0,71	2,94	12,16	26,95
	Limite Mínimo	0,22	0,55	2,53	9,39	18,78
	Limite Máximo	0,46	0,92	3,42	15,75	38,68
75 kVA	Média	0,13	0,31	2,38	18,09	41,94
	Limite Mínimo	0,09	0,23	1,95	13,29	28,47
	Limite Máximo	0,20	0,43	2,91	24,63	61,77

Observa-se, através da Tabela 4.3, que os transformadores de 30 kVA apresentam valor mais provável de 2,26 horas/dia com limites entre 1,83 e 2,78 horas/dia, o valor mínimo está entre 0,31 e 0,64 horas/dia e o máximo situado entre 7,90 e 16,71 horas/dia.

Para os transformadores com potência de 45 kVA os limites para o “valor médio” estão entre 2,53 e 3,42 horas/dia; com valor mais provável de 2,94 horas/dia, e limites superiores de 9,39 e 15,75 horas/dia e inferior entre 0,55 e 0,92 horas/dia.

Finalmente, os transformadores de 75 kVA apresentam um valor mais provável de ocorrência igual a 2,38 horas/dia com limites situados entre 1,95 e 2,91 horas/dia, o valor máximo está entre 13,29 e 24,63 horas/dia, já o valor mínimo entre 0,23 e 0,43 horas/dia.

4.3.2 Terminais Individuais – Análise das Fases Isoladas

Para esta análise, os terminais dos transformadores trifásicos foram nomeados de R, S & T e calculado o FE das fases individualmente. O Fator de Energia Consumida do transformador foi considerado o maior valor do FE entre as três fases. Com isso, realizou-se a análise estatística, utilizando o programa MINITAB 14, do Fator de Energia Consumida para cada potência.

As Figuras 4.13 a 4.15 representam a análise estatística dos FE's máximos para os transformadores de 30, 45 e 75 kVA modelados através das distribuições Log Logistic, Log Normal e Gamma, respectivamente.

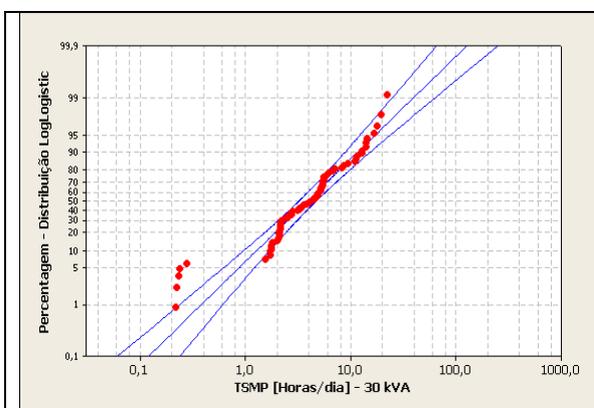


Figura 4.13: Distribuição de Probabilidade do FE - 30 kVA - Terminais Isolados - Confiança 95%

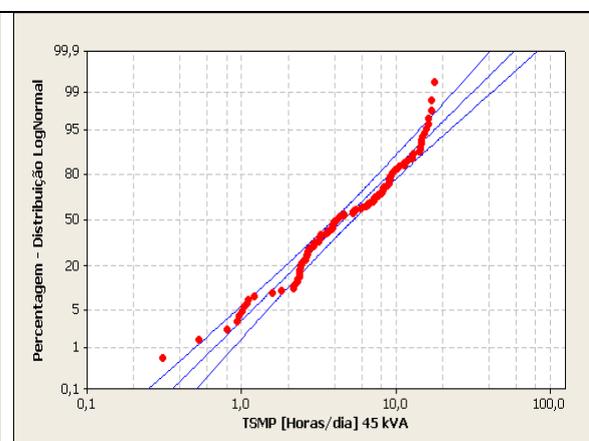


Figura 4.14: Distribuição de Probabilidade do FE - 45 kVA - Terminais Isolados - Confiança 95%

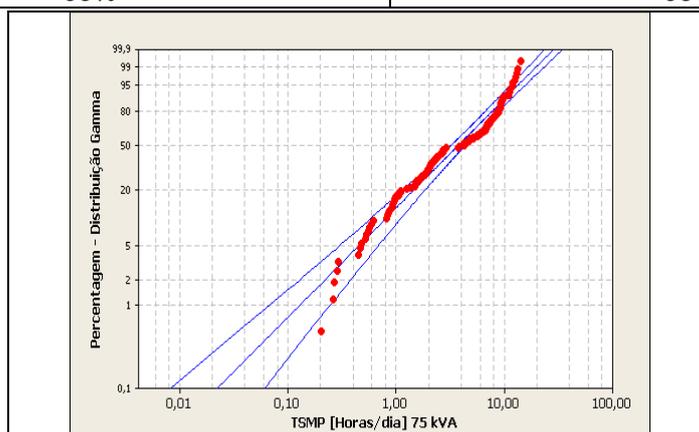


Figura 4.15: Distribuição de Probabilidade do FE - 75 kVA - Terminais Isolados - Confiança 95%

A Tabela 4.4 é obtida através das Figuras 4.13 a 4.15, e representa a probabilidade de ocorrência e os limites mínimos e máximos para o FE dos transformadores trifásicos considerando a metodologia dos terminais isolados.

Tabela 4.4 - Valor mais provável para o FE dos transformadores trifásicos utilizando Metodologia Terminais Isolados

		1%	5%	50%	90%	95%
30 kVA	Média	0,39	0,89	3,91	17,24	39,58
	Limite Mínimo	0,24	0,64	3,24	12,36	24,78
	Limite Máximo	0,62	1,24	4,72	24,04	63,22
45 kVA	Média	0,67	1,18	4,57	17,68	30,99
	Limite Mínimo	0,51	0,94	3,94	14,09	23,29
	Limite Máximo	0,90	1,48	5,29	22,20	41,22
75 kVA	Média	0,02	0,45	3,68	13,11	19,36
	Limite Mínimo	0,01	0,30	3,15	11,19	16,28
	Limite Máximo	0,06	0,69	4,29	15,37	23,03

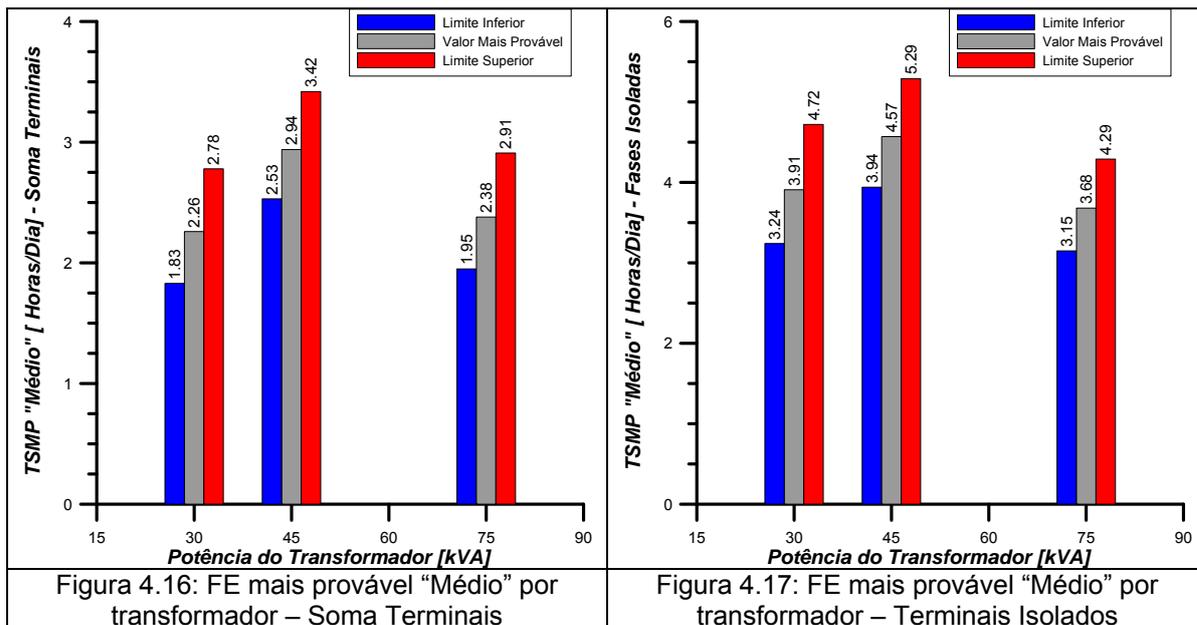
Observa-se, através da Tabela 4.4, que os transformadores de 30 kVA apresentam valor mais provável de 3,91 horas/dia com limites entre 3,24 e 4,72 horas/dia, o valor mínimo está entre 0,64 e 1,24 horas/dia e o máximo situado entre 12,36 e 24,04 horas/dia.

Para os transformadores com potência de 45 kVA os limites para o “valor médio” estão entre 3,94 e 5,29 horas/dia; com valor mais provável de 4,57 horas/dia, e limites superiores de 17,68 e 14,09 horas/dia e inferior entre 0,94 e 1,48 horas/dia.

Por fim, os transformadores de 75 kVA apresentam um valor mais provável de ocorrência igual a 3,68 horas/dia com limites situados entre 3,15 e 4,29 horas/dia, o valor máximo está entre 11,19 e 15,37 horas/dia, já o valor mínimo entre 0,30 e 0,69 horas/dia.

As Figuras 4.16 e 4.17 mostram o FE mais provável “Médio” e os limites de confiança para cada nível de potência dos transformadores trifásicos utilizando a metodologia dos terminais somados e das fases isoladas, respectivamente. Percebe-se que o FE “Médio”, em todas as potências, apresenta valor superior para a metodologia dos terminais isolados quando comparado aos terminais somados. Então para o cálculo do custo das perdas em carga dos transformadores, o Fator de Energia Consumida é utilizado o de maior valor, pois reflete a pior situação do carregamento.

Portanto, o Fator de Energia Consumido para os transformadores trifásicos, sem considerar potência do equipamento, é 4 horas/dia, pois este valor encontra-se entre os limites operacionais de todas as potências trifásicas.



4.4 Análise de Demanda - Medições em Campo

Para estas análises consideraram-se os mesmos grupos de transformadores utilizados na análise do FE, onde um deles é monofásico composto por 10 unidades de 5 kVA, 30 de 10 kVA e 29 de 15 kVA, e outro englobando transformadores trifásicos composto por 24 unidades de 30 kVA, 31 de 45 kVA e 29 de 75 kVA.

De modo similar ao anteriormente desenvolvido, utilizou o MINITAB para obter os modelos estatísticos que melhor representassem os dados coletados em campo.

Com esses dados de demanda é possível realizar a comparação com os valores encontrados no Capítulo 3, onde foi realizada análise estatística utilizando os dados provenientes do faturamento mensal da empresa. Com isto, verifica-se a possibilidade de substituir as medições em campo pelos dados obtidos através da base de dados normal da empresa, economizando tempo e investimento com as medições em campo e proporcionar maior confiança no banco de dados. Como a comparação realizada envolve o período medido e estão sujeitos a sazonalidades de consumo, os resultados apresentados devem ser analisados com certa reserva, pois, a princípio devem ser verificadas quais as condições de semelhança estatística entre os dados disponíveis para os demais meses do ano em que não se teve medições.

Para a análise do carregamento dos transformadores selecionou-se o valor máximo da demanda de cada um dos cinco dias úteis de medição, com dados de demanda tomados a cada 5 minutos. Deste modo, foram determinados os valores mais prováveis de demanda média a partir da distribuição que melhor se adequava aos dados obtidos em campo. Outra opção que poderia ser empregada considera o

valor da demanda máxima no decorrer dos cinco dias, porém como o número de medições é relativamente reduzido não se obtém um nível de confiança adequado para o modelo e amostra.

4.4.1 Transformadores Monofásicos

As Figuras 4.18 a 4.20 apresentam os modelos estatísticos, na forma de Distribuições Logistic, Normal e Gamma, respectivamente para as demandas máximas dos transformadores monofásicos de 5, 10 e 15 kVA

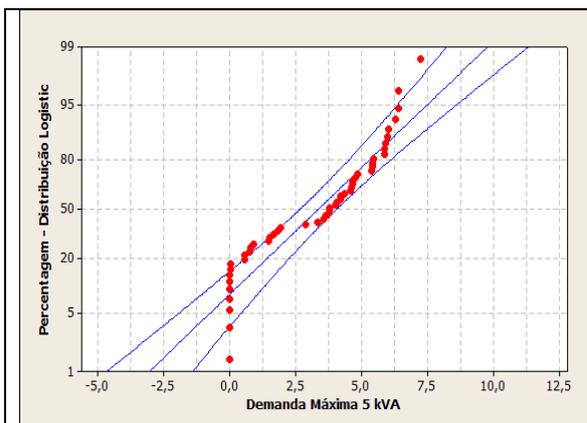


Figura 4.18: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 5 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%

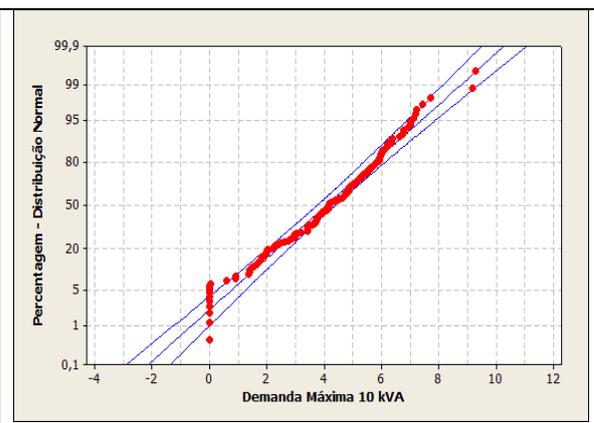


Figura 4.19: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 10 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%

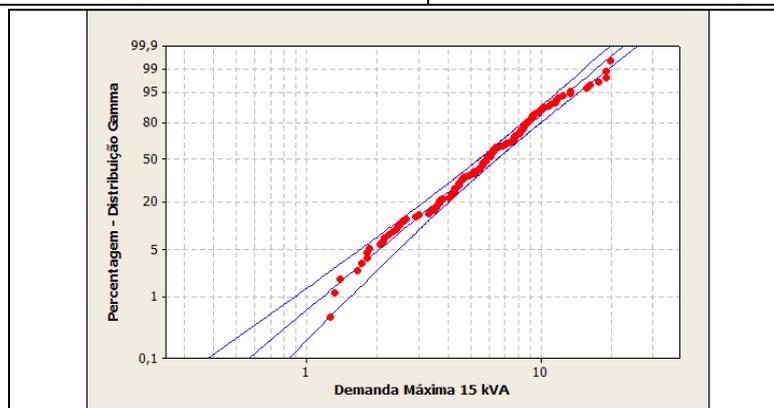


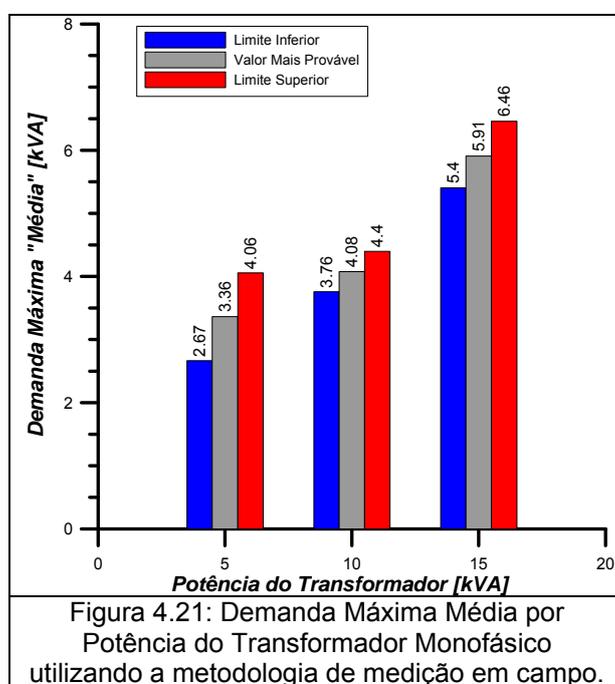
Figura 4.20: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 15 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%

Segundo a Figura 4.18 o valor mais provável para a demanda máxima dos transformadores de 5 kVA é 3,36 kVA, com limite entre 2,67 e 4,06 kVA. Os limites máximos ficam entre 6,35 e 8,59 kVA. O limite mínimo apresenta valores negativos que possuem apenas significado estatístico, desse modo não pode ser considerado na análise estatística

A Figura 4.19 mostra que a demanda máxima transformadores de 10 kVA é 4,08 kVA, com limites inferiores e superiores entre 3,76 e 4,40 kVA, respectivamente. Os limites máximos e mínimos situam-se entre 6,88 e 7,87 kVA e entre 0,28 e 1,27 kVA, respectivamente.

Observa-se na Figura 4.20 que o valor mais provável para a demanda máxima dos transformadores de 15 kVA é 5,91 kVA, com limite entre 5,40 e 6,46 kVA. Os limites mínimos e máximos estão entre 1,68 e 2,46 kVA e entre 11,74 e 14,50 kVA, respectivamente.

A Figura 4.21 apresenta os limites mínimos e máximos e o valor mais provável para a demanda média máxima para os transformadores de 5, 10 e 15 kVA. Esses valores foram obtidos através das distribuições apresentadas nas Figuras 4.18; 4.19 & 4.20.



Observa-se na Figura 4.21 que existe sobreposição para os “Limites de Confiança” dos valores de demanda média máxima para os transformadores monofásicos de 5 e 10 kVA. Logo, existe semelhança estatística entre as demandas destas unidades. Isto de algum modo reflete a existência de distorções em termos de valores esperados, pois o adequado seria verificar um maior carregamento médio dos transformadores de 10 kVA. Isto implica, agora com base em dados mais realistas, pois são oriundos de medições em campo, em uma real conveniência de rever alguns dos procedimentos para a aquisição e carregamento destes tipos de transformadores.

4.4.2 Transformadores Trifásicos

Para a análise dos transformadores trifásicos considerou a metodologia semelhante a dos terminais somados, utilizada no levantamento do Fator de Energia Consumida, pois o objetivo principal é verificar a semelhança desses dados com a demanda média máxima obtida através do faturamento mensal da empresa, apresentado no Capítulo 3.

As Figuras 4.22 a 4.24 apresentam os modelos estatísticos, na forma de Distribuições Gamma para as três potências analisadas, da demanda máxima dos transformadores trifásicos de 30, 45 e 75 kVA.

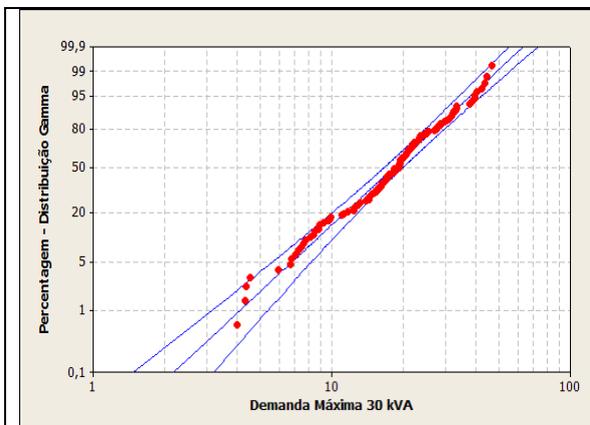


Figura 4.22: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 30 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%

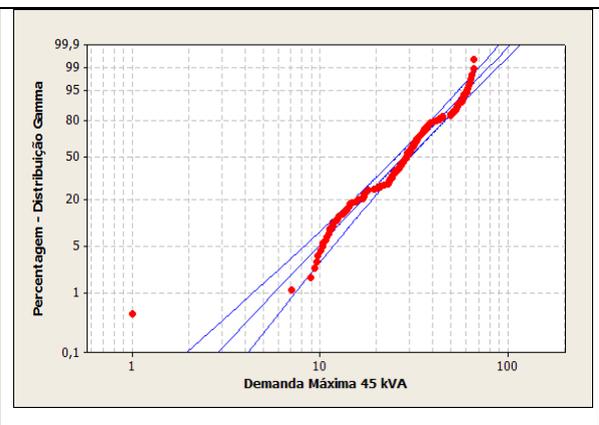


Figura 4.23: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 45 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%

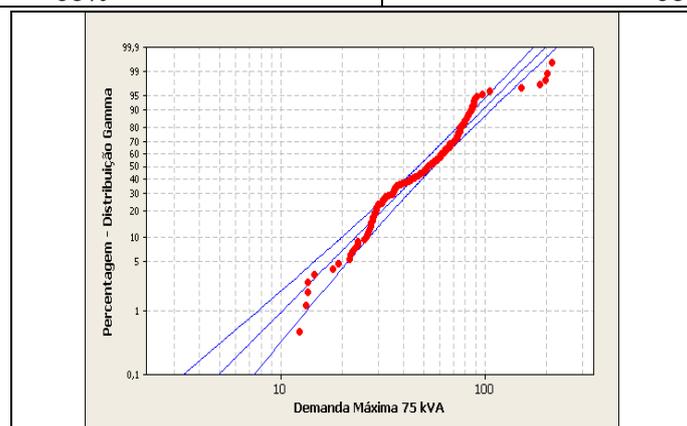


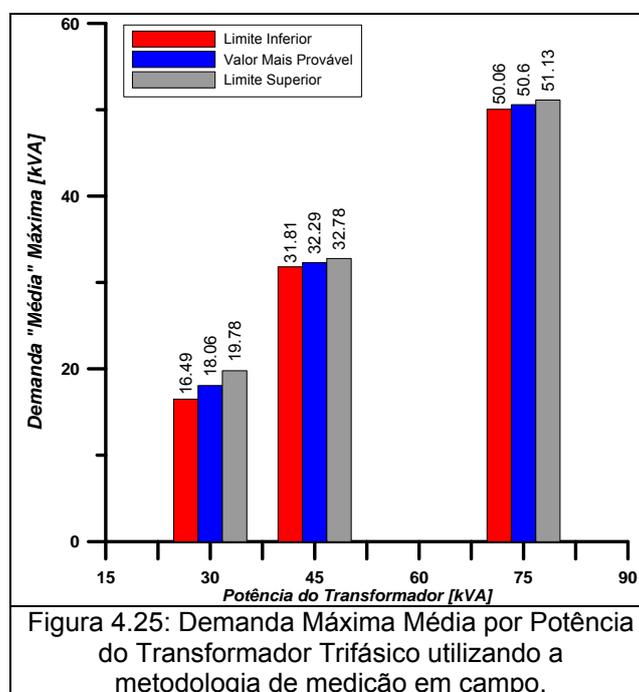
Figura 4.24: Distribuição de Probabilidade para a Demanda dos Transformadores de 75 kVA Metodologia Medições em Campo Confiança 95%

A Figura 4.22 mostra que a demanda máxima transformadores de 30 kVA é 18,06 kVA, com limites inferiores e superiores entre 16,49 e 19,78 kVA, respectivamente. Os limites máximos e mínimos ficam entre 33,92 e 42,20 kVA e entre 5,63 e 8,22 kVA, respectivamente.

Segundo a Figura 4.23 o valor mais provável para a demanda máxima dos transformadores de 45 kVA é 27,71 kVA, com limite entre 25,47 e 30,15 kVA. Os limites mínimos e máximos ficam entre 8,20 e 11,72 kVA e entre 54,49 e 66,60 kVA, respectivamente.

A Figura 4.24 mostra que a demanda máxima transformadores de 75 kVA é 31,08 kVA, com limites inferiores e superiores entre 28,42 e 33,28 kVA, respectivamente. Os limites máximos e mínimos ficam entre 61,78 e 76,31 kVA e entre 8,83 e 12,92 kVA, respectivamente.

A Figura 4.25 apresenta os limites mínimos e máximos e o valor mais provável “médio” da demanda máxima para os transformadores de 30, 45 e 75 kVA. Esses valores foram obtidos através das distribuições obtidas nas Figuras 4.22 a 4.24.



Observa-se na Figura 4.25 que não se verifica a existência de sobreposição dos limites de confiança do valor médio da demanda máxima dos transformadores trifásicos. Esses resultados têm natureza bastante lógica, pois são esperadas, normalmente, demandas maiores à medida que crescem as potências de placa dos transformadores.

Apesar da demanda média máxima apresentar valor inferior ao da potência nominal, o grande problema verificado nos transformadores trifásicos foi o desbalanço das fases. Como exemplo, o transformador “RSA-135” com potência de 30 kVA apresentou, na sexta-feira, demanda máxima de 28,3 kVA, então a queima por

sobrecarga não poderia ser comprovada nesse transformador, pois a demanda máxima não ultrapassa a potência nominal, mas a análise das fases mostra: Fase I – 6,34 kVA; Fase II – 13,94 kVA; Fase III – 7,98 kVA, logo a possibilidade de queima não deve ser descartada tendo em vista a sobrecarga de 1,39 p.u. na Fase II. Finalmente, se for diagnosticada queima por descarga atmosférica, deve-se verificar as condições atuais do transformador para se comprovar o desgaste provocado pela sobrecarga.

4.5 Comparação entre Metodologias para Análise de Carga

No Capítulo 3, seções 3.2.2 & 3.3.2, foram apresentadas as demandas média máximas dos transformadores monofásicos e trifásicos segundo a metodologia que utiliza o faturamento normal da empresa. Esses valores foram comparados com os dados de demanda analisados utilizando-se as medições dos transformadores em campo.

As Tabelas 4.5 e 4.6 apresentam os valores da demanda média máxima, bem como seu intervalo de confiança considerando-se as metodologias utilizadas no presente trabalho, seja para os transformadores monofásicos, seja para os trifásicos.

Tabela 4.5: Comparação entre as demandas máximas para os transformadores monofásicos

5 kVA	Demanda Máxima [kVA]		
	Limite Inferior	Média	Limite Superior
Faturamento Mensal	3,53	3,60	3,68
Medições em Campo	2,67	3,36	4,06
10 kVA	Limite Inferior	Média	Limite Superior
Faturamento Mensal	3,39	3,46	3,52
Medições em Campo	3,73	4,08	4,40
15 kVA	Limite Inferior	Média	Limite Superior
Faturamento Mensal	6,23	6,40	6,58
Medições em Campo	5,40	5,91	6,46

Analisando-se os resultados constantes da Tabela 4.5, é possível perceber que existe sobreposição para os “Limites de Confiança” dos valores de demanda média máxima para os transformadores monofásicos de 5 kVA. Logo, existe semelhança estatística entre as demandas destas unidades, pois o limite inferior utilizando o faturamento mensal (3,53 kVA) é inferior ao limite superior da metodologia das medições em campo (4,06 kVA). Resultados semelhantes foram obtidos às unidades

de 15 kVA, que nos permitem afirmar que existe semelhança estatística os resultados dos dois métodos de análise. Em tese isto implica que, em primeira análise, os dados de faturamento podem ser utilizados para avaliar o carregamento máximo dos transformadores e seus possíveis agrupamentos para a verificação de perdas e capitalização. Considerando valores típicos de FE esta análise pode ser estendida para a aferição de perdas. No entanto, é recomendável trabalhar no sentido de levantar uma característica similar à “Função kVAs” que relacione o valor do consumo com o FE para melhor representar este modelo.

No que se refere aos transformadores com potência de 10 kVA, não se verifica sobreposições dos limites de confiança do valor da demanda média máxima. No entanto, observa-se para os resultados dos conjuntos, como mostram as Figuras 4.21 e 3.31, semelhanças analíticas. Esta semelhança indica que pelo menos em termos especulativos algumas ações devem ser tomadas para analisar as razões e os motivos que indicam para a sub-utilização dos transformadores de 10 kVA.

Tabela 4.6: Comparação entre as demandas máximas para os transformadores trifásicos

	Demanda Máxima [kVA]		
	Limite Inferior	Média	Limite Superior
30 kVA			
Faturamento Mensal	13,61	13,99	14,37
Medições em Campo	16,49	18,06	19,78
45 kVA			
Faturamento Mensal	31,81	32,29	32,78
Medições em Campo	25,47	27,71	30,15
75 kVA			
Faturamento Mensal	56,33	56,92	57,50
Medições em Campo	47,37	51,80	56,64

Observando-se a Tabela 4.6, pode-se perceber que não existe sobreposição para os “Limites de Confiança” dos valores de demanda média máxima para os transformadores trifásicos de 30 e 45 kVA. Somente é verificada uma semelhança estatística marginal para os resultados da demanda média máxima para os transformadores de 75 kVA. No entanto, em termos de conjunto, observa-se, uma coerência analítica entre os resultados, como se verifica nas figuras 4.25 e 3.65.

Isto implica que, de modo geral, os dados de consumo não são adequados para modelar de forma realista os carregamentos das unidades trifásicas. Isto se deve a uma série de motivos sendo o principal deles a relação expressa pelas “Funções kVAs” para estas unidades/níveis de potência. O próprio modo de lançar os dados de consumo, na forma do seu período de tempo (5-5 minutos, 15-15 minutos ou hora-

hora) impacta nestes resultados e pode ser responsável pelas diferenças observadas. A inadequação deste banco de dados se reflete também na sua pouca utilidade imediata para a verificação de perdas e capitalização.

De um modo geral, sem entrar em detalhes nos modos de construção dos bancos de dados de faturamento, é temerário discutir e abordar os motivos que levam as discrepâncias observadas, bem como tentar explicar por que foi obtida uma maior correlação para os transformadores monofásicos.

Finalmente, em termos macroscópicos, na forma de tendências, os dois procedimentos conduzem às mesmas conclusões. No entanto, quando a abordagem passa a ser eficiência em transformação e perdas capitalizadas com transformadores, os dados de faturamento devem ser complementados por uma “função” que descreva a relação entre o consumo e as perdas nos enrolamentos dos transformadores, na forma de FE, bem como é necessário ter-se em mente o processo de construção dos bancos de dados em termos de demandas máximas através de uma melhor análise do comportamento das Funções kVAs.

4.6 Comentários

O Fator de Energia Consumida tem papel fundamental para o cálculo das perdas sob carga dos transformadores e representa o tempo que a carga fornecida pelos transformadores permanece em 1 p.u. (carga plena) durante um dia (24 horas) para apresentar as mesmas perdas de um ciclo normal. Para o levantamento do FE é imprescindível a obtenção dos dados de campo tendo em vista a falta desta informação quando se utilizam os dados associados aos faturamentos mensais da empresa.

Os transformadores monofásicos apresentaram um Fator de Energia Consumida muito baixo, em torno de 1 hora/dia conforme mostram as Figuras 4.8 e 4.9, portanto a possibilidade de queima dos equipamentos por sobrecarga é praticamente desprezível, pois os mesmos estão operando “em vazio”. Após o remanejamento o FE das potências de 10 e 15 kVA apresentou um valor marginalmente superior ao da “potência real”. Por outro lado, para a potência de 5 kVA houve uma redução deste valor.

O Fator de Energia Consumida dos transformadores trifásicos apresenta média de 4 horas/dia para as potências analisadas, como mostram as Figura 4.17 e 4.18. Percebe-se também que o FE calculado através da metodologia que utiliza as fases isoladas apresenta média superior ao da metodologia dos terminais somados.

A demanda média máxima dos transformadores, em específico trifásicos como observado na Figura 4.21, é crescente com a sua potência nominal. No entanto, isto que seria também esperado para os transformadores monofásicos não se verifica, conforme mostram as Figuras 4.21, para o caso entre os transformadores de 5 e 10 kVA. Isto pode ser atribuído a uma série de motivos. De um modo geral, sem entrar em detalhes nos modos de construção dos bancos de dados de faturamento, é temerário discutir e abordar os motivos que levam as discrepâncias observadas. O próprio modo de lançar os dados de consumo, na forma do seu período de tempo impacta nestes resultados e também pode ser responsável pelas diferenças observadas.

Verifica-se após a comparação das metodologias para análise da demanda média máxima que os transformadores monofásicos, como observado na Tabela 4.5, apresentam semelhança estatística para os valores, nos casos específicos dos transformadores de 5 e 15 kVA. Conforme mostra a Tabela 4.6, condições semelhantes não foram observadas quando analisados os resultados obtidos para os transformadores trifásicos, exceto, de forma marginal, para as unidades de 75 kVA.

De um modo geral como demonstra este trabalho os dados de consumo das empresas divergem, bastando comparar os resultados apresentados com quaisquer outros similares. Logo, não existe uma “Solução Padrão” os problemas devem ser estudados caso a caso. Assim sendo, para realizar este tipo de análise estatística, é recomendável recorrer à medição dos transformadores em campo, pois estas refletem o real comportamento das unidades, bem como apresentam valores mais confiáveis quando comparado àqueles obtidos a partir dos faturamentos mensais dos consumidores a eles conectados.

De um modo geral os dados dos bancos de faturamento podem ser utilizados para uma primeira análise e conhecimento do problema, por exemplo, para o levantamento de valores estimativos, tendências, bem como condições de não conformidade, como as observadas para os transformadores monofásicos de 10 e 15 kVA. Deste modo são adequadas para uma introdução e conhecimento do problema. No entanto, a experiência tem demonstrado, a exemplo deste trabalho, que os resultados carecem de grau adequado de confiabilidade quando utilizados para análises mais profundas. Logo, não são esperados ganhos econômicos reais com as análises dos dados de faturamento, a menos que estes sofram um processo de revisão e adequação, resultado de uma análise mais detalhada dos sistemas de distribuição sob estudo.

Capítulo 5

Análise Econômica dos Projetos de Transformadores Eficientes

Neste capítulo, são apresentados os resultados da análise econômica do investimento na possível substituição de transformadores padrão por unidades eficientes utilizando-se as regras de capitalização, com base nos ciclos tarifários, conforme recomendado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, verificando o melhor ano para início da aplicação da metodologia, bem como a carga mínima da região. Também foi realizada uma comparação com o método tradicional que faz uso de perdas capitalizadas – PROPHET e um estudo dos ganhos com o remanejamento dos transformadores.

Finalmente, junto aos comentários, é proposta uma metodologia para o estudo da aplicação de transformadores eficientes em substituição aos transformadores padronizados pela ABNT.

5.1 Eficiência em Transformadores

Os transformadores de distribuição quando instalados em redes elétricas, sob vários níveis de tensão, apresentam perdas relativamente altas. Estudos comprovam que um terço das perdas na rede de distribuição são provenientes desses equipamentos [3].

Para aumentar a eficiência em transformadores devem ser reduzidas as perdas em vazio e sob carga. Desse modo, o aumento da eficiência em transformadores não necessita de nenhuma complexidade tecnológica adicional. Depende apenas das dimensões, da qualidade e da quantidade de material utilizado no núcleo e nos enrolamentos. A redução das perdas em vazio é relacionada ao projeto do núcleo, que pode ser construído com material amorfo ou em aço silício (para esse estudo não

foram analisados núcleo com material amorfo, por não fazer parte da proposta inicial de trabalho) e a redução das perdas em carga se relaciona com o projeto dos enrolamentos. Portanto, aumentando a área dos condutores tem-se uma densidade menor de corrente e, uma redução das perdas em carga.

Os transformadores eficientes projetados devem respeitar aos padrões de perdas estabelecidos em normas. No Brasil, a norma que estabelece esses limites é a NBR 5440/1999 [5].

Um estudo da viabilidade de um projeto determina se o projeto é economicamente viável ou não. Esse estudo foi baseado nos dados fornecidos pela AES Sul e utilizou-se das regras definidas pela ANEEL para a análise econômica de investimento.

Estudos já realizados [3] comprovam, pelo método das perdas capitalizadas, que esse estudo pode tornar-se economicamente viável com um tempo de retorno de investimento menor que 5 anos.

5.2 Metodologia Para Cálculo do Investimento - ANEEL

Pelas regras definidas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - os ganhos de capital (retorno de investimento), a partir das revisões tarifárias, são calculados por ciclos que tem a duração de 5 anos. O último ciclo de revisão tarifária para a AES Sul teve como base o ano de 2008. Segundo a metodologia proposta pela ANEEL, os ganhos devido às reduções das perdas, com a substituição dos equipamentos, são calculados apenas no período que abrange o primeiro ciclo após a revisão tarifária e independem do ano da realização do investimento. Deste modo, o período de capitalização das perdas varia de 5 a 0 anos. Após o término do primeiro período o investimento, passa a ser calculado com base na remuneração dos ativos. As análises econômicas calculadas e discutidas neste texto compreendem um período de 10 anos.

5.2.1 Ganho durante o Primeiro Período da Revisão Tarifária

Conforme regulamentação da ANEEL, os ganhos nesse período são devidos à redução das perdas obtidas com a substituição de transformadores construídos de forma padronizada nas normas técnicas por transformadores eficientes.

Inicialmente é necessário considerar o investimento com a substituição dos equipamentos, representado por ΔC_{TR} - Diferença de custo entre os transformadores eficientes e padrão. A diferença de custos entre os transformadores é remunerada pelos custos das perdas em vazio e sob carga ao longo do período da análise econômica. Para esse estudo não são considerados os custo de manutenção e instalação.

Os custos das perdas em vazio e sob carga, com base nas perdas nominais dos transformadores, são calculados pelas Equações 5.1 e 5.2, respectivamente:

$$C_{WO} = T_{WO} \cdot W_N \quad (5.1)$$

$$C_{WL} = T_{WL} \cdot W_L \quad (5.2)$$

Onde:

C_{WO} é o custo das perdas em vazio em R\$;

C_{WL} é o custo das perdas em carga em R\$;

T_{WO} é a tarifa para as perdas em vazio em R\$/kW;

T_{WL} é a tarifa para as perdas sob carga em R\$/kW;

W_N são as perdas em vazio em kW;

W_L são as perdas em carga em kW.

Em termos gerais:

$$T_{WO} = 8,76 \cdot C_{EE} \quad (5.3)$$

$$T_{WL} = 0,365 \cdot C_{EE} \cdot FE \quad (5.4)$$

Onde:

C_{EE} é o Custo da Energia Elétrica em R\$/kWh;

FE é o fator de energia consumido.

O Fator de Energia Consumida (FE), calculado segundo a Equação 5.5, indica o tempo total durante um dia (24 horas), que o transformador, operando a plena carga, necessitaria para apresentar as perdas série de um ciclo normal de carga média.

$$FE = \frac{24}{n_d} \sum_{i=1}^{n_d} \left(\frac{kVA_i}{kVA_N} \right)^2 \quad [\text{Horas/Dia}] \quad (5.5)$$

Onde:

n_d é o número de intervalos de tempo utilizados para discretizar a carga diária.

O ganho com a redução das perdas - ΔC_E - devido à substituição dos equipamentos padrão por eficientes, durante o primeiro ciclo, conforma mostrado pela Equação 5.6, é constante para todos os anos do ciclo tarifário. Considerando que as unidades sejam adquiridos em um ano “t” (anterior à próxima revisão tarifária – T_{RT}) os ganhos com a primeira revisão tarifária compreendem aos anos entre o ano “t” e o ano “ T_{RT} ”. No caso da AES Sul, o ano da próxima revisão tarifária é 2013.

$$\Delta C_E = (C_{WO} + C_{WL})_P - (C_{WO} + C_{WL})_E \quad (5.6)$$

Para comparar o valor real do ganho com o investimento inicial os ganhos devem ser trazidos para o valor presente. Deste modo, os juros líquidos (Descontada a taxa de Inflação do período) – j_k (Taxa Mínima de Atratividade - TMA) utilizados nas análises de investimento devem ser calculados como mostrado pela Equação 5.7.

$$j_k = \frac{1 + WACC_k}{1 + i_k} - 1 \quad (5.7)$$

Onde:

$WACC_k$ é o custo Médio Ponderado de Capital para a AES-Sul durante o k-ésimo período da revisão tarifária;

i_k é a taxa média de inflação durante o k-ésimo período da revisão tarifária.

Para o cálculo do valor presente dos ganhos referente ao primeiro período da revisão tarifária é utilizada a Equação 5.8.

$$V_{P1^oP \rightarrow RT} = \Delta C_E \cdot \left(\frac{(1 + j_1)^n - 1}{(1 + j_1)^{p+n} \cdot j_1} \right) \quad (5.8)$$

Onde:

ΔC_E é o ganho com a redução das perdas - devido à substituição dos equipamentos padrão por eficientes;

j_1 é a taxa mínima de atratividade da empresa durante o primeiro período da revisão tarifária;

n é o período em anos entre a data do investimento e o próximo período da revisão tarifária;

p é o período em anos entre a data do investimento e a data atual.

A Figura 5.1 mostra um exemplo do ganho com a redução das perdas com o investimento sendo realizado no ano de 2010, em que $p = 1$ e $n = 3$.

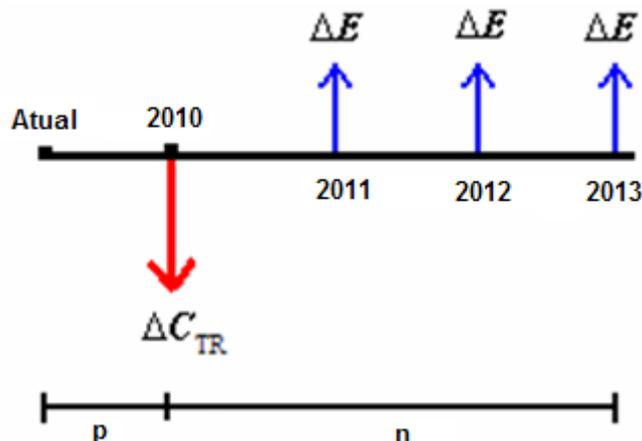


Figura 5.1: Ganho com as reduções das perdas no transformador

5.2.2 Ganhos durante os Períodos Subsequentes da Revisão Tarifária

Conforme regulamentação da ANEEL, os ganhos de capital durante o 2º e 3º períodos da revisão tarifária são devidos à remuneração dos ativos, considerando a depreciação e a inflação acumulada no período.

A depreciação de um transformador é de 4% ao ano considerando a vida útil do equipamento de 25 anos.

O valor depreciado da diferença dos ativos (Diferença de custos entre os transformadores eficientes e padrão) após o primeiro e os subsequentes períodos da revisão tarifária – $\Delta C_{TR_{D_k}}$ é fornecido pela Equação 5.9.

$$\Delta C_{TR_{D_k}} = \Delta C_{TR} \frac{1 - [n + 5 \cdot (k - 2)] \cdot D}{(1 + j_1)^p} \quad (5.9)$$

Onde:

D é o valor da depreciação anual [p.u.];

n é o período em anos entre a data do investimento e o próximo período da revisão tarifária;

k é período da revisão tarifária;

j_1 é a taxa mínima de atratividade da empresa durante o primeiro período da revisão tarifária;

p é o Período em anos entre a data do investimento e a data atual.

O valor da diferença de investimentos com os transformadores, depreciados, deve ser corrigido com a inflação dos anos anteriores, utilizando a Equação 5.10:

$$\Delta C_{TR_{D_k \rightarrow C}} = \Delta C_{TR_{D_k}} (1+i)^{n+5.(k-2)}$$

Ou seja:

$$\Delta C_{TR_{D_k \rightarrow C}} = \Delta C_{TR} \frac{(1+i)^{n+5.(k-2)} \{1 - [n + 5.(k - 2)].D\}}{(1+j_1)^p} \quad (5.10)$$

Onde:

i é a taxa média de inflação durante o período de análise.

Para calcular o ganho devido à remuneração do ativo - G_{RA_k} no k -ésimo período após a revisão tarifária, após depreciar e corrigir a diferença de custos dos transformadores é aplicado a WACC do período correspondente, segundo a Equação 5.11.

$$G_{RA_k} = \Delta C_{TR_{D_k \rightarrow C}} WACC_k \quad (5.11)$$

A Figura 5.2 apresenta os cinco ganhos no 2º período após a revisão tarifária, que no caso da AES Sul ocorreu em 2008.

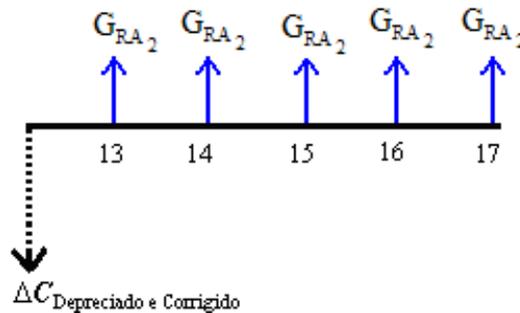


Figura 5.2: Ganhos com a remuneração do ativo

Para o cálculo do valor presente do segundo período após a revisão tarifária deve ser aplicada a taxa mínima de atratividade dos dois ciclos, obtidas separadamente com a Equação 5.7, e a Equação 5.12.

$$V_{P2^oP \rightarrow RT} = G_{RA_2} \cdot \left(\frac{(1+j_2)^5 - 1}{(1+j_2)^5 \cdot j_2} \right) \cdot \frac{1}{(1+j_1)^{p+n}} \quad (5.12)$$

A Equação 5.13 mostra o cálculo do valor presente do terceiro período após a revisão tarifária aplica-se a taxa mínima de atratividade referente ao ciclo.

$$V_{P3^{\circ}P \rightarrow RT} = G_{RA3} \cdot \frac{(1+j_3)^{5-n} - 1}{(1+j_3)^{5-n} \cdot j_3} \cdot \frac{1}{(1+j_2)^5} \cdot \frac{1}{(1+j_1)^{p+n}} \quad (5.13)$$

O valor presente total dos ganhos permitidos pela regulamentação da ANEEL é obtido pela soma das Equações 5.8, 5.12 e 5.13, conforme mostra a Equação 4.14.

$$V_P = V_{P1^{\circ}P \rightarrow RT} + V_{P2^{\circ}P \rightarrow RT} + V_{P3^{\circ}P \rightarrow RT} \quad (5.14)$$

O fluxo de caixa, em 10 anos, pode ser representado pela Equação 5.15 e representa o valor líquido presente menos o investimento do projeto.

$$\text{Fluxo} = \frac{\Delta C_{TR}}{(1+j_1)^p} - V_p \quad (5.15)$$

Onde:

ΔC_{TR} é a diferença de custo entre o transformador eficiente e padrão em R\$.

A equação 5.16 mostra o Tempo de Retorno do Investimento - TRI que indica o tempo, em anos, decorrido entre o investimento inicial e o instante em que o lucro líquido (V_p) se iguala a esse valor, ou seja, quando o Fluxo de Caixa, Equação 5.15, é zero.

5.3 Metodologia Para Cálculo do Investimento – Perdas Capitalizadas

O cálculo utilizando a metodologia das perdas capitalizadas difere do método da ANEEL, pois utiliza apenas o ganho com a redução da energia e não considera a remuneração do ativo, sendo semelhante ao primeiro ciclo tarifário empregado no estudo anterior. Outra divergência entre as metodologias é o custo do investimento, que nas perdas capitalizadas é amortizado em um período de 10 anos enquanto na metodologia da ANEEL essa diferença é descontada no ano de aquisição do equipamento.

O investimento (diferença de custo entre os transformadores eficiente e padrão) é obtido através da Equação 5.16 e representa o custo do transformador distribuído ao longo do período de vida útil e contabilizado no período de análise - 10 anos.

$$C_{\text{amortizado}} = \frac{\Delta C_{TR}}{(1+j_m)^P} \cdot \frac{(1+j_m)^{PV+P} \cdot j_m}{(1+j_m)^{PV} - 1} \cdot \frac{(1+j_m)^{t_a} - 1}{(1+j_m)^{t_a+P} \cdot j_m} \quad (5.16)$$

Onde:

j_m é a taxa mínima de atratividade média para os três períodos;

t_a é o tempo de análise do investimento;

PV é o período de vida útil do transformador.

A Equação 5.17 fornece o tradicional modelo para o cálculo dos benefícios associados à aplicação de transformadores eficientes, baseada no conceito de perdas capitalizadas.

$$V_P = \Delta C_E \cdot \frac{(1+j_m)^{t_a} - 1}{(1+j_m)^{t_a+P} \cdot j_m} \quad (5.17)$$

5.4 Análise Econômica

A presente análise econômica foi desenvolvida com base nos dados fornecidos pela AES-Sul e por dados de projetos de transformadores eficientes realizados no LAT-EFEI, conforme mostra a Tabela 5.1. Observa-se que alguns valores são retirados das respectivas normas. A depreciação dos transformadores é constante em todos os anos e igual a 4% a.a., o fator de energia consumida para esse estudo também foi considerado constante e posteriormente foram realizadas variações com o intuito de verificar o maior fluxo de caixa possível com o investimento.

Tabela 5.1 – Parâmetros para a análise econômica de investimento

Parâmetros	Valor	Unidade
Custo de Energia - C_{EE}	0,115	R\$/kWh
Perdas em Vazio (Padrão) - W_{OP}	60	W
Perdas em Carga (Padrão) - W_{LP}	200	W
Perdas em Vazio (Eficiente) - W_{OE}^1	49	W
Perdas em Carga (Eficiente) - W_{LE}^1	197	W
Fator de Energia - FE	1	h/dia
Inflação - i	4,5	%
Depreciação - D	4	%
WACC - 1º Ciclo	15,08	%
WACC - 2º Ciclo	11,63	%
WACC - 3º Ciclo	10,15	%
Período de Vida Útil - PV	25	anos
Tempo de Análise - t_a	10	anos

¹ Valores atribuídos com base em projetos de transformadores eficientes realizados no LAT-EFEI

5.4.1 Análise de Investimento - Ano base 2009

Tendo como base os dados da Tabela 5.1 foram realizados cálculos, segundo a metodologia proposta pela ANEEL e tendo como base o desembolso do capital no ano de 2009 com a finalidade de exemplificar a teoria apresentada. Utilizando as Equações 5.1 e 5.2 obtém-se o cálculo dos custos das perdas em vazio e sob carga, respectivamente e, através da Equação 5.6, calcula-se o ganho com as reduções das perdas devido à substituição dos equipamentos.

$$\Delta C_E = (60,44 + 840)_P - (49,36 + 8,27)_E$$

$$\Delta C_E = R\$ 11,21$$

Considerando, como exemplo, que os transformadores foram adquiridos no primeiro ano da análise econômica (2009), de acordo com a Equação 5.8, obtém-se o valor presente relativo ao primeiro período da revisão tarifária. Observa-se que para esse caso o valor de “n” é 4(quatro) e “p” assume o valor 0(zero).

$$V_{P1^o P \rightarrow RT} = 11,21 \cdot \left(\frac{(1 + 10,12/100)^4 - 1}{(1 + 10,12/100)^4 \cdot 10,12/100} \right)$$

$$V_{P1^o P \rightarrow RT} = R\$ 35,43$$

Com o ganho de capital do primeiro período da revisão tarifária calculado, torna-se necessário calcular os ganhos de capital a partir do segundo período da revisão tarifária, associados à remuneração dos ativos. Como, neste exemplo, o investimento foi realizado em 2009 são necessários 4 anos de depreciação até se atingir o 2º período da revisão tarifária. Deste modo, através da Equação 5.9, calcula-se a variação do custo depreciado do ativo. A diferença de custo entre o transformador eficiente e padrão foi considerado R\$50².

$$\Delta C_{TRD_2} = 50 \frac{1 - [4 + 5 \cdot (2 - 2)] \cdot 4/100}{(1 + 4,5/100)^0}$$

$$\Delta C_{TRD_2} = R\$ 42,00$$

² Média aritmética da proposta de três fabricantes de transformadores para as perdas da Tabela 5.1

Em seguida é necessário corrigir o custo do equipamento depreciado com a inflação média do período, conforme Equação 5.10:

$$\Delta C_{TR_{D_2 \rightarrow C}} = 42,00(1 + 4,5/100)^{4+5 \cdot (2-2)}$$

$$\Delta C_{TR_{D_2 \rightarrow C}} = R\$ 50,09$$

O ganho anual associado à remuneração do ativo é igual ao valor depreciado e corrigido multiplicado pelo valor da WACC do segundo período, após a revisão tarifária, conforme mostra Equação 5.11:

$$G_{RA_2} = 50,09 \cdot 11,63 / 100$$

$$G_{RA_2} = R\$ 5,82$$

O ganho com a remuneração do ativo, para ser adicionado ao ganho devido às reduções das perdas, deve ser trazido para o valor presente, conforme mostra a Equação 5.12:

$$V_{P_{2^o P \rightarrow RT}} = 5,82 \cdot \left(\frac{(1 + 6,82/100)^5 - 1}{(1 + 6,82/100)^5 \cdot 6,82/100} \right) \cdot \frac{1}{(1 + 10,12/100)^{0+4}}$$

$$V_{P_{2^o P \rightarrow RT}} = R\$ 16,32$$

Para o terceiro e último período da revisão tarifária, as equações são idênticas às utilizadas no segundo ciclo. Porém, o ganho, para um período de análise de 10 anos, está relacionado apenas ao ano de 2018. Deste modo, o ganho com a remuneração do ativo do 3º período da revisão tarifária é de:

$$\Delta C_{TR_{D_3 \rightarrow C}} = 50,00 \frac{(1 + 4,5/100)^{4+5(3-2)} \{1 - [4 + 5 \cdot (3 - 2)] \cdot 4/100\}}{(1 + 10,12/100)^0}$$

$$\Delta C_{TR_{D_3 \rightarrow C}} = R\$ 46,59$$

Deste modo para o terceiro período da revisão tarifária vem:

$$G_{RA_3} = 46,59 \cdot 10,15 / 100$$

$$G_{RA_3} = R\$ 4,83$$

Em termos de valor presente, segundo a Equação 5.13 tem-se:

$$V_{P3^oP \rightarrow RT} = 4,83 \cdot \frac{(1 + 5,41/100)^{5-4} - 1}{(1 + 5,41/100)^{5-4} \cdot 5,41/100} \cdot \frac{1}{(1 + 6,82/100)^5} \cdot \frac{1}{(1 + 10,12)^{0+4}}$$

$$V_{P3^oP \rightarrow RT} = R\$ 2,24$$

Deste modo, o valor presente associado aos ganhos dos ciclos tarifários com o investimento de cinquenta reais, segundo a Equação 5.14, é igual a R\$ 53,99. Logo, através da equação 5.15, existe um fluxo de caixa positivo de R\$3,99. Isto implica no fato do investimento ser viável economicamente em um período de análise de 10 anos.

5.4.2 Análise das Propostas

Os projetos dos transformadores eficientes foram gerados no Laboratório de Alta Tensão (LAT-EFEI) utilizando o aplicativo desenvolvido na tese de doutorado de Alessandra Freitas Picanço cujo título é: “*Desenvolvimento de uma Metodologia para a Aplicação de Transformadores Eficientes com Base nos Perfis de Carregamento*”.

O software desenvolvido utiliza cinco rotinas que se baseiam na alteração de parâmetros básicos do transformador. Em cada rotina existem dois grupos de projetos, onde cada grupo considera até onze projetos. Desta maneira, cada rotina pode produzir até vinte e dois projetos de transformadores eficientes baseados nos transformadores de referência. As rotinas foram desenvolvidas em ambiente MATLAB®. Cada grupo de cada rotina calcula um determinado tipo de projeto, seguindo a variação de três parâmetros.

Os valores, das perdas em vazio e perdas totais, gerados pelo programa foram enviados para três fabricantes de transformadores (identificados por I, II, III) e as propostas recebidas foram analisadas com base nas equações mostradas anteriormente.

A Tabela 5.2 mostra as propostas enviadas pelos fabricantes para os transformadores monofásicos de 10 kVA/15kV, a “opção 1” é referente ao transformador eficiente projetado pelo LAT-EFEI e a “opção 2” foi fornecida individualmente por todos os fabricantes buscando a menor perda em vazio possível

deixando livre a perda total. Também é fornecida, na tabela, o custo de aquisição dos transformadores padrão.

Tabela 5.2: Propostas dos projetos de transformadores eficientes

<i>Descrição</i>	<i>Perdas em Vazio (W)</i>	<i>Perdas em Carga (W)</i>	<i>Impedância (%)</i>	<i>Custo (R\$)</i>
Fabricante I				
Padrão	60	200	2,5	1.501,00
Opção 1	49	197	2,5	1.567,00
Opção 2	42	268	3	1.485,00
Fabricante II				
Padrão	60	200	2,5	1.510,00
Opção 1	48,9	197,51	2,5	1.520,00
Opção 2	44	250	2,8	1.480,00
Fabricante III				
Padrão	60	200	2,5	1.488,00
Opção 1	49	198	2,5	1.580,00
Opção 2	40	244	3	1.640,00

Observa-se na tabela 5.2, sem a necessidade de realizar cálculos econômicos, a nítida vantagem da “Opção 2” para os Fabricantes I e II, porém com um maior impacto na impedância percentual o qual não causar nenhuma anormalidade na rede, pois a carga instalada está muito abaixo do valor nominal conforme mostra o Capítulo 4.

5.4.2.1 Avaliação Segundo ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

Utilizando os valores das Tabelas 5.1 e 5.2 é possível calcular resultados para fluxo de caixa, em 10 anos e TRI – Tempo de Retorno de Investimento, conforme mostra Tabela 5.3, tendo 2009 como o ano base do investimento. Esses cálculos são importantes uma vez que definem valores para a escolha do melhor investimento para a empresa.

Percebe-se através da Tabela 5.3, que os transformadores da “opção 2” dos Fabricantes I e II apresentam uma diferença de custo de fabricação negativo, com isso o TRI é no exato momento do investimento. Para os demais projetos apenas a “opção 1” do Fabricante I apresenta um TRI admissível. O Fabricante II, apesar de apresentar um fluxo de caixa positivo para a “opção 2”, o tempo de retorno do investimento é maior que 10 anos.

Tabela 5.3: Análise de Fluxo de Caixa e Tempo de Retorno do Investimento segundo regras da ANEEL

Descrição	Custo (R\$)	Diferença Custo (R\$) ³	Fluxo Caixa (R\$)	TRI (Ano)
Fabricante I				
Padrão	1.501,00	-	-	-
Opção 1	1.567,00	66,00	-6,08	>10
Opção 2	1.485,00	-16,00	58,36	0
Fabricante II				
Padrão	1.510,00	-	-	-
Opção 1	1.520,00	10,00	29,39	0,97
Opção 2	1.480,00	-30,00	63,19	0
Fabricante III				
Padrão	1.488,00	-	-	-
Opção 1	1.580,00	92,00	-22,56	>10
Opção 2	1.640,00	152,00	37,74	>10

Com o objetivo de verificar o melhor ano para o início do processo de aplicação dos transformadores eficientes, são avaliadas as substituições de transformadores com anos base diferentes de 2009. O primeiro período do atual ciclo de revisão tarifária da AES Sul teve início em 2008 e compreende até 2012. A Figura 5.3 mostra o valor presente líquido (fluxo de caixa) versus o ano do investimento. Para este caso, o Fator de Energia Consumida - FE foi mantido constante e igual a 1 para todos os anos.

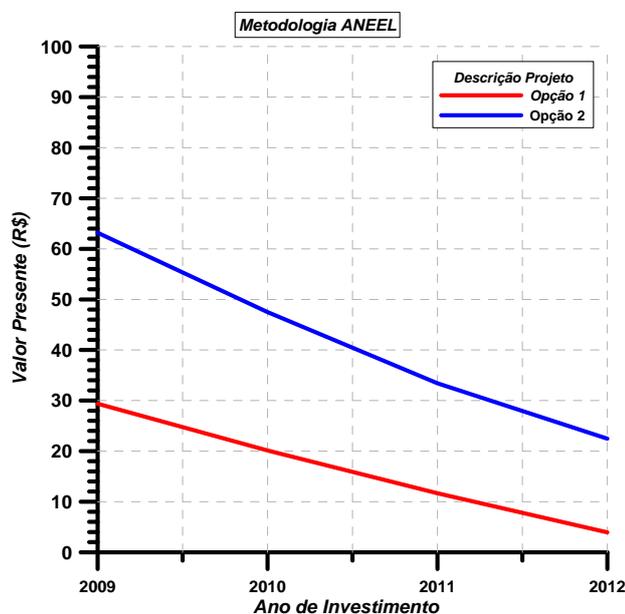


Figura 5.3: Valor Presente versus ano de investimento – Metodologia ANEEL

³ A Diferença de Custo de Fabricação refere-se ao custo do transformador eficiente comparado ao padrão de cada Fabricante individualmente.

Segundo a Figura 5.3, o melhor ano para realizar o investimento, tendo como base a metodologia da ANEEL, é em 2009, pois os ganhos com a redução de energia são mais atrativos que os ganhos com a remuneração do ativo e este é o ano mais próximo ao início da revisão tarifária da AES Sul que ocorreu em 2008.

5.4.2.2 Avaliação Segundo Perdas Capitalizadas

A Tabela 5.4 apresenta os resultados de fluxo de caixa, em 10 anos, e o TRI- Tempo de Retorno do Investimento utilizando as regras das perdas capitalizadas. Os parâmetros de entrada para os cálculos econômicos foram fornecidos pela AES Sul e por cotação fornecidas pelos fabricantes de transformadores, Tabelas 5.1 e 5.2, respectivamente.

Tabela 5.4: Análise de Fluxo de Caixa e Tempo de Retorno do Investimento segundo regras das Perdas Capitalizadas

<i>Descrição</i>	<i>Custo (R\$)</i>	<i>Diferença Custo (R\$)⁴</i>	<i>Fluxo Caixa (R\$)</i>	<i>TRI (Ano)</i>
<i>Fabricante I</i>				
<i>Padrão</i>	1.501,00	-	-	-
<i>Opção 1</i>	1.567,00	66,00	36,54	4,37
<i>Opção 2</i>	1.485,00	-16,00	114,94	0
<i>Fabricante II</i>				
<i>Padrão</i>	1.510,00	-	-	-
<i>Opção 1</i>	1.520,00	10,00	71,50	0,58
<i>Opção 2</i>	1.480,00	-30,00	114,88	0
<i>Fabricante III</i>				
<i>Padrão</i>	1.488,00	-	-	-
<i>Opção 1</i>	1.580,00	92,00	20,27	6,59
<i>Opção 2</i>	1.640,00	152,00	32,49	6,66

Conforme Tabela 5.4, o Fabricante I apresenta o maior Fluxo de Caixa, mas praticamente igual ao Fabricante II, para a “Opção 2”. Já o Fabricante III apresenta o maior Tempo de Retorno do Investimento e o menor Fluxo de Caixa. A Figura 5.4 mostra o melhor ano para realizar a substituição dos transformadores segundo a metodologia das perdas capitalizadas

⁴ A Diferença de Custo de Fabricação refere-se ao custo do transformador eficiente comparado ao padrão de cada Fabricante individualmente.

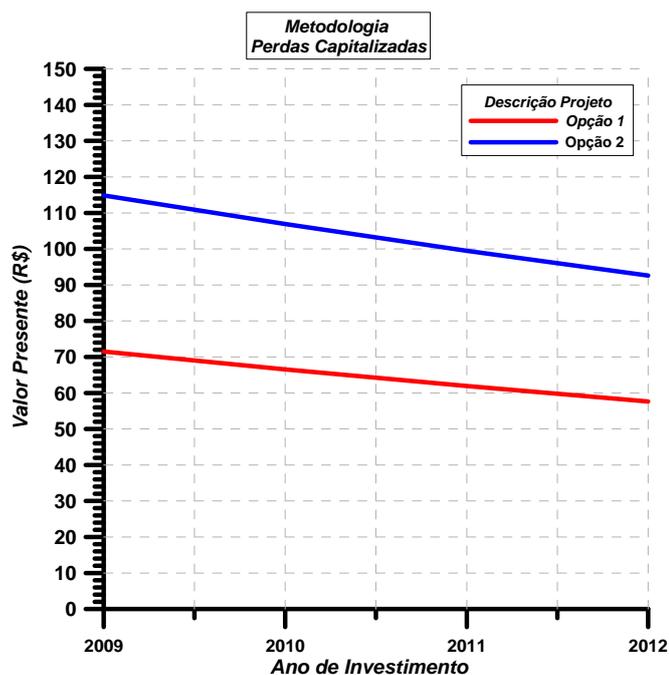


Figura 5.4: Valor Presente versus ano de investimento – Metodologia Perdas Capitalizadas

Segundo a Figura 5.4, o melhor ano para realizar o investimento, baseado na metodologia das perdas capitalizadas, é o ano de 2009, pois caso o investimento seja realizado no futuro, a diminuição dos ganhos com a redução das perdas sofrerá maior impacto que a diminuição do custo do investimento, como observado nas Equações 5.16 e 5.17.

5.5 Ganhos Econômicos com o Remanejamento dos Transformadores Monofásicos

Após análise da carga monofásica, verificou-se, como observado nas Figuras 3.31 e 4.21, que a demanda máxima média apresentou valores muito abaixo da potência nominal, para os transformadores de 10 e 15 kVA, logo uma solução cabível seria o remanejamento das cargas visando reduzir as perdas em vazio dos transformadores, com isso proporcionaria um ganho econômico com a redução das perdas nesses equipamentos.

O grupo analisado, chamado de potência nominal, era composto de 10 transformadores de 5 kVA, 30 transformadores de 10 kVA e 29 transformadores de 15 kVA. Para o remanejamento foi considerado que a empresa possuía transformadores sobressalentes e não foi necessária a aquisição/venda de nenhuma unidade, então foi criado o grupo de potência real formado por: 22 transformadores de 5 kVA, 36 transformadores de 10 kVA e 11 transformadores de 15 kVA. As Figuras 4.8 e 4.9

apresentam o FE da potência nominal e real dos transformadores monofásicos, respectivamente. A Tabela 5.5 apresenta o valor com probabilidade de ocorrência de 50% do FE para os transformadores monofásicos.

Tabela 5.5: Probabilidade de ocorrência de 50% para FE dos Transformadores monofásicos

Potência do Transformador [kVA]	Probabilidade de ocorrência de 50% do FE [Horas/dia]	
	Potência Nominal	Potência Real
5	2,04	0,29
10	0,39	0,52
15	0,49	0,96

Para a análise econômica, considerou-se o custo de energia elétrica fornecido pela AES Sul de 0,115 R\$/kWh, as perdas em vazio e sob carga foram retiradas da NBR 5440/99. O custo com o remanejamento não foi considerado no estudo.

As Tabelas 5.6 e 5.7 apresentam os custos com as perdas, através da metodologia das perdas capitalizadas, dos transformadores com potência nominal e real, respectivamente. Para esses cálculos, utilizaram-se as mesmas equações citadas na seção 5.3 e o Fator de Energia Consumida da Tabela 5.5.

Tabela 5.6: Custo das Perdas dos Transformadores Monofásicos – Potência Nominal

Transformadores Monofásicos - Potência Nominal			
Potência Transformador [kVA]	Custo das Perdas Totais por unidade [R\$]	Quantidade	Preço Total [R\$]
5	59,79	10	597,9
10	63,72	30	1911,6
15	91,18	29	2644,22
Total Grupo [R\$]			5153,72

Tabela 5.7: Custo das Perdas dos Transformadores Monofásicos – Potência Real

Transformadores Monofásicos - Potência Real			
Potência Transformador [kVA]	Custo das Perdas Totais por unidade [R\$]	Quantidade	Preço Total [R\$]
5	51,71	22	1137,62
10	64,81	36	2333,16
15	96,74	11	1064,14
Total Grupo [R\$]			4534,92

Então, para esse pequeno grupo de 69 transformadores analisado, verifica um ganho econômico com a redução das perdas, oriundas do remanejamento dos transformadores, de R\$618,80. Isso pode ser estendido a um conjunto bem maior de amostra e apresentar ganhos mais atrativos para a empresa.

5.6 Comentários

O Fator de Energia Consumido para a zona rural da AES Sul foi definido no Capítulo 4 e, apesar de apresentar um valor baixo, pode apresentar um Fluxo de Caixa positivo, em 10 anos, com a substituição dos transformadores conforme mostram as Tabelas 5.3 e 5.4.

Percebe-se, através da Tabela 5.2, que a “Opção 2” apresenta nítida vantagem financeira em relação às outras opções, para os Fabricantes I e II, essa diferença de preço é explicada pelo aumento da Impedância Percentual do transformador, com isso, as perdas em carga são maiores e haverá uma diminuição das perdas em vazio comparado ao padrão imposto pela NBR 5440/99. Como o transformador está operando com uma carga baixa, FE de 1 hora/dia, o custo das perdas em carga terá menor impacto comparado ao custo das perdas em vazio, Equação 5.3 e 5.4, respectivamente.

Com base na Figura 5.3, o melhor ano para realizar o investimento - segundo as metodologias ANEEL - é o atual, pois apresenta maior retorno financeiro em relação aos demais anos dentro do mesmo ciclo tarifário de cinco anos.

Como demonstrado, o processo de aplicação de transformadores eficientes para apresentar um viés econômico necessita considerar os modelos de remuneração do investimento, os ganhos com as perdas e a amortização dos ativos conforme proposto pela ANEEL. As variáveis envolvidas no problema apresentam forte interação e cada caso deve ser estudado de forma independente, não podendo generalizar esse estudo para outra região. O procedimento de cálculo sugerido deve contemplar o levantamento da carga, na forma do Fator de Energia Consumida – FE, que tem de manter certa correlação com os modelos térmicos para os transformadores.

Todos os resultados discutidos nesta conclusão foram baseados nos valores de FE obtidos a partir das distribuições de probabilidade, analisados no Capítulo 4, pois estes apresentam o real comportamento da carga suprida pelos transformadores. Não se utilizou dos valores de FE obtidos a partir das curvas médias, pois isto tende a superestimar os lucros e subestimar os prejuízos o que conduz a decisões

econômicas erradas. Esse comportamento não agrega o resultado correto da análise, principalmente por não retratar o comportamento real da carga devido às eliminações dos picos instantâneos resultantes das análises estatísticas realizadas a cada 5 minutos.

A partir dos FEs calculados, mostrados na Tabela 5.5, foi possível realizar análise referente aos custos das perdas totais nos transformadores. Verificou-se que, dentro do conjunto dos 69 transformadores utilizados na pesquisa, o remanejamento realizado com a utilização de transformadores do estoque, grupo Potência Real, apresentou uma redução de R\$ 618,80 no custo anual das perdas totais dos transformadores monofásicos.

Tendo em vista o ganho econômico com o remanejamento e a baixa demanda dos transformadores, recomenda-se para a empresa a aquisição de transformadores monofásicos rurais, para expansão da rede, na potência nominal de 5 kVA, ou em alguns casos, de 10 kVA. Porém, essa não é uma solução padrão para todas as empresas e cada caso de ver estudado separadamente, para não comprometer o resultado final do estudo.

5.7 Revisão

Após a finalização do estudo, percebeu-se, junto à AES-SUL, a necessidade da alteração da rotina que realiza a análise econômica através da metodologia da ANEEL. Porém tal modificação não foi implementada nesse trabalho, deixando para trabalhos futuros. Esta modificação indica que os estudos, com eficiência energética em transformadores, ainda estão em fase de desenvolvimento, possuindo pouca bibliografia para ter como apoio.

A nova proposta para a metodologia da ANEEL difere da discutida nesse capítulo em termo do ganho com a redução das perdas no transformador. Segundo a equação 5.8, esses ganhos seriam compensados apenas no primeiro ciclo tarifário, independente do ano de início do investimento. Sendo assim, se o investimento fosse realizado no último ano da revisão tarifária, só haveria um ganho devido à redução de energia.

Então, sugere modificar a equação mencionada pela equação 5.18:

$$V_{P1^{\circ}P-RT} = \Delta C_E \cdot \frac{(1 + j_m)^{t_a} - 1}{(1 + j_m)^{t_a + P} \cdot j_m} \quad (5.18)$$

Percebe-se que ao utilizarmos essa equação, esta parcela de ganho torna-se exatamente igual à equação (5.17) utilizada para definir os ganhos da metodologia PROPHET. O que torna os ganhos da metodologia ANEEL sempre maiores que a metodologia PROPHET, pois a esse ganho ainda é adicionado o ganho com a remuneração do ativo, proposta pelas equações (5.12) e (5.13).

Capítulo 6

Conclusão

Este trabalho apresenta uma proposta de análise estatística da carga instalada na rede de média tensão da AES Sul, realizando uma comparação com dois bancos de dados. O primeiro utiliza dados internos da concessionária e o segundo com dados de medições em campo. Este estudo indica valores de demanda, consumo e fator de carga que eram apenas estipulados pela concessionária.

Os dados obtidos com a medição dos transformadores em campo são de suma importância para o cálculo do Fator de Energia Consumida, uma vez que é necessário possuir vários valores diários de demanda para obter o valor do FE. Os dados obtidos através do faturamento mensal da concessionária servem para apresentar uma idéia inicial dos valores da demanda máxima mensal e consumo médio, porém para valor mais confiáveis é necessário realizar medições em campo, pois eles refletem as reais condições de comportamento da rede.

De um modo geral, como demonstra este trabalho, não existe uma “Solução Padrão” para resolver os problemas nas redes, pois os dados de consumo das empresas divergem. Logo, o estudo estatístico das cargas deve ser realizado caso a caso.

Para o cálculo das perdas em carga dos transformadores é imprescindível possuir o valor do Fator de Energia Consumida. Esse valor é importante para calcular o ganho econômico com a redução de energia conseguido com a substituição do transformador padrão pelo eficiente.

Com relação a aquisição de novos transformadores monofásicos rurais, para expansão da rede, recomenda-se na potência nominal de 5 kVA, ou em alguns casos, de 10 kVA. Porém, essa não é uma solução padrão para todas as concessionárias e, como dito anteriormente, cada caso deve ser estudado separadamente para não comprometer o resultado final do estudo.

A contribuição deste trabalho é a indicação de uma metodologia para a análise econômica da substituição do transformador padrão por unidades eficientes, e além

disso apresenta uma metodologia para análise estatística da carga que pode ser utilizada para dimensionamento de novos transformadores instalados na rede de média tensão da concessionária.

Em complemento a este estudo, alguns trabalhos estão sendo realizados para verificar pontos de suma importância no projeto de transformadores monofásicos, ou seja, a relação entre demanda máxima suprida, que como verificado é reduzida, a impedância percentual e a queda de tensão, bem como, de modo secundário, o nível de curto-circuito na baixa tensão. Transformadores com maior impedância percentual podem apresentar menores perdas em vazio, fato de extrema importância para o projeto de transformadores com núcleo em aço silício.

Para trabalhos futuros, recomenda-se realizar o estudo estatístico da carga dos transformadores junto a outras empresas, tendo em vista que este estudo no Brasil ainda encontra-se em fase inicial. Recomenda-se, também, verificar a rotina que realiza a análise econômica através da metodologia da ANEEL e verificar a viabilidade econômica dos projetos utilizando a Taxa Interna de Retorno – TRI.

Trabalhos Publicados

[1] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Marco Aurélio M. Saran “Análises Estatísticas dos Ensaios de Pára-Raios Convencionais a Carboneto de Silício Retirados das Redes de Distribuição em Média Tensão”, 2008 XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda, Pernambuco, Brasil.

[2] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez Alessandra F. Picanço “Análise de Carga para a aplicação de Transformadores Eficientes”, 2009 III Congresso Brasileiro de Eficiência Energética, Belém, Pará, Brasil.

[3] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez Alessandra F. Picanço “Análise Econômica da Substituição de Transformadores Padrão por Eficientes”, 2009 III Congresso Brasileiro de Eficiência Energética, Belém, Pará, Brasil.

[4] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez E. T. Wanderley Neto, A. M. M. Diniz, A. A. Nunes “Comparação entre Metodologias para Análise Estatística da Carga”, 2010 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belém, Pará, Brasil.

[5] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez E. T. Wanderley Neto, A. M. M. Diniz, A. A. Nunes “Influência do Carregamento e da Impedância Percentual em Projetos de Transformadores Monofásicos para Redes Rurais”, 2010 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belém, Pará, Brasil.

[6] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez E. T. Wanderley Neto, A. M. M. Diniz, A. A. Nunes “Estudo do Remanejamento de Transformadores Instalados na Rede de Média Tensão.”, 2010 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Belém, Pará, Brasil.

[7] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez E. T. Wanderley Neto, A. M. M. Diniz, A. A. Nunes. "Core Losses Profit in Rural Monophase Transformers by Means of Percent Impedance Optimization." Modern Electric Power Systems 2010. MEPS'10. Wroclaw, Poland. September, 2010.

[8] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez E. T. Wanderley Neto, A. M. M. Diniz, A. A. Nunes. "Economical Analysis for Efficient Transformers Projects." Modern Electric Power Systems 2010. MEPS'10. Wroclaw, Poland. September, 2010.

[9] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez E. T. Wanderley Neto, A. M. M. Diniz, A. A. Nunes. "Economical Profits in Medium Voltage Networks Obtained by Rearrangement of Installed Transformers." Modern Electric Power Systems 2010. MEPS'10. Wroclaw, Poland. September, 2010.

[10] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez E. T. Wanderley Neto, A. M. M. Diniz, A. A. Nunes. "Ganhos Econômicos Obtidos através do Remanejamento de Transformadores Instalados na Rede de Média Tensão." XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. XIX SENDI. São Paulo, SP, Brasil. Novembro, 2010.

[11] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez E. T. Wanderley Neto, A. M. M. Diniz, A. A. Nunes "Ganho de Perdas a Vazio em Transformadores Monofásicos Rurais Através da Otimização da Impedância Percentual." XIV Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ. XIV ERIAC. Ciudad del Este, Paraguai. Maio, 2011.

[12] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez E. T. Wanderley Neto, A. M. M. Diniz, A. A. Nunes "Comparação entre Metodologias para Análise Estatística da Carga." XIV Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ. XIV ERIAC. Ciudad del Este, Paraguai. Maio, 2011.

[13] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez E. T. Wanderley Neto, A. M. M. Diniz, A. A. Nunes "Análise Financeira dos Projetos de Transformadores Monofásicos Eficientes." XIV Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ. XIV ERIAC. Ciudad del Este, Paraguai. Maio, 2011.

[14] Diego L. Coriolano Hermes R. P. M. de Oliveira Edson L. Batista Manuel L. B. Martinez E. T. Wanderley Neto, A. M. M. Diniz, A. A. Nunes “Desbalanceamento no Carregamento de Transformadores Trifásicos no Sistema de Distribuição.” XIV Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ. XIV ERIAC. Ciudad del Este, Paraguai. Maio, 2011.

Bibliografia

- [1] Kosov, I. "Máquinas Elétricas e Transformadores". 4ª Edição Vol. 1 Editora Globo, 1982.
- [2] Torres, Oswaldo F. F. "Fundamentos da Engenharia Econômica e da Análise Econômica de Projetos". Vol. 1 Editora Thomson, 2006.
- [3] Picanço, A.F. "Avaliação Econômica de Transformadores de Distribuição com Base no Carregamento e Eficiência Energética". Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, Abril de 2006.
- [4] Blume, L.F., Boyajian,A.,Camili,G., Lennox,T.C., Minneci,S., and Montsinger,V.M. "Transformer Engineering. A treatise on the theory,operation, and application of transformers". 2ª Ed. John Wiley & Sons, Inc. 1951.
- [5] NBR 5440 Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição. Características Elétricas e Mecânicas - Padronização, ABNT, Rio de Janeiro, Brasil, 1999.
- [6] Martin, J.C. "La escuela del técnico electricista: teoría, calculo y construcción de transformadores". Vol. VII. Editorial Labor, S.A. 1957.
- [7] Martignoni, A. "Transformadores". 8ª Ed. – São Paulo – Editora Globo, 1991.
- [8] NBR 5380 Transformador de Potência – Método de Ensaio, ABNT, Rio de Janeiro, Brasil, 1993.
- [9] Kostenko, M. and Piotrovski,L. "Máquinas Elétricas: Máquinas de corrente contínua e Transformadores". Vol.1, Editora Lopes da Silva, 1979.
- [10] NBR 5356 Transformador de Potência, ABNT, Rio de Janeiro, Brasil, 1993;
- [11] NBR 5380 Transformador de Potência, ABNT, Rio de Janeiro, Brasil, 1993;

[10] Cardoso, B.P. “Eficiência de transformadores de média tensão”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Itajubá, Setembro, 2005.

[11] Kennedy, B. “Energy Efficient Transformers” Vol 1. Editora McGraw-Hill, 1988.

[12] T.J. Hammons, B. Kennedy, R. Lorand, S. Thigpen, B.W McConnell, S. Rouse, T.A. Prevost, C. Pruess, S.J. Daile, YR. Ramanan, T.L. Baldwin. “Future Trends in Energy-Efficient Transformers”. East Asian Energy Integration Conference, 1998.

[13] European Commission, “The Scope for Energy Saving in the European Union through the use of Energy-Efficient Electricity Distribution Transformers”, Energy Efficiency in Transmission & Distribution, European Cooper Institute, Brussels, Belgium, 1999.

[14] M. L. B. Martinez, “Noções de Engenharia Econômica Aplicada – Análise de Investimentos e sua Aplicação aos Sistemas de Distribuição, Sub-transmissão e Transmissão”, Apostila da Disciplina de Distribuição de Energia do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Brasil, 2001;