



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"  
Campus de Ilha Solteira

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

**NADYA KALACHE**

**GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO OPERANDO  
EM REDES INTELIGENTES**

Ilha Solteira  
2016



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"  
Campus de Ilha Solteira

**NADYA KALACHE**

**GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO  
OPERANDO EM REDES INTELIGENTES**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia -  
UNESP – Campus de Ilha Solteira, para obtenção  
do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

**Dr. Luís Carlos Origa de Oliveira**

**Orientador**

Ilha Solteira

2016

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

K141g Kalache, Nadya.  
Gerenciamento de transformadores de distribuição operando em redes inteligentes / Nadya Kalache. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2016  
114 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia.  
Área de conhecimento: Automação, 2016

Orientador: Luís Carlos Origa de Oliveira  
Inclui bibliografia

1. Gerenciamento de transformadores. 2. Redes elétricas inteligentes.  
3. Cargas não lineares.



**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA**

**Câmpus de Ilha Solteira**

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

**TÍTULO DA TESE:** Gerenciamento de Transformadores de Distribuição Operando em Redes Inteligentes

**AUTORA:** NADYA KALACHE

**ORIENTADOR:** LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA

Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de Doutora em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. JULIO BORGES DE SOUZA  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. LUIZ FERNANDO BOVOLATO  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. EDSON ANTONIO BATISTA  
Faculdade de Engenharia, Arquitetura e Urbanismo e Geografia / UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL

Prof. Dr. GIULIANO PIERRE ESTEVAM  
Departamento de Engenharia Elétrica / FATEC Araçatuba

Ilha Solteira, 09 de dezembro de 2016

Dedico primeiramente esse trabalho a Deus por iluminar o meu caminho e me dar forças para seguir sempre em frente.

Aos meus pais Jorge Kalache (*in memoriam*) e Zora, que sempre me incentivaram na luta pelos meus sonhos e sempre me ofereceram carinho, conforto e amor.

Aos meus irmãos Theodossi, Salma e Katharina pelos vários anos de convivência, amor, amizade e companheirismo.

Ao meu noivo Saulo por todo amor, companheirismo e por ter estado ao meu lado no momento mais difícil da minha vida.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus, em primeiro lugar, pois esteve comigo o tempo todo.

Ao Professor Dr. Luís Carlos Origa de Oliveira, por ter me acolhido, pelos ensinamentos, dedicação, disponibilidade, generosidade, pelas críticas, correções e sugestões relevantes feitas durante a orientação. Quero expressar minha gratidão pela sua amizade, compreensão e paciência nos momentos de dificuldades e por ter acreditado e confiado no meu trabalho.

Ao meu noivo Saulo Gomes Moreira, pelo companheirismo, por ter estado sempre ao meu lado e pelas valiosas sugestões e contribuições dadas no trabalho.

À Universidade Federal do Mato Grosso do Sul – UFMS, pela concessão do afastamento para a realização do curso de doutorado.

Aos professores da Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia – FAENG da UFMS pelo incentivo e confiança depositada.

Ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da UNESP, Campus de Ilha Solteira, pelo suporte técnico e infraestrutura.

Aos colegas do Laboratório de Qualidade da Energia Elétrica – LAQEE, pelo compartilhamento do conhecimento através dos Boletins Técnicos.

A toda minha família e meus amigos, pelo carinho e apoio constantes.

## RESUMO

O gerenciamento econômico de transformadores de distribuição é de fundamental importância no planejamento econômico das concessionárias de energia, pois estão presentes em grande quantidade no sistema elétrico. No novo conceito de redes inteligentes, novas considerações sobre as perdas nos transformadores devem ser feitas e outras possibilidades de gerenciamento podem ser exploradas. A primeira afirmação se deve ao fato do aumento da não-linearidade no perfil da carga no transformador, proveniente do aumento de cargas eletrônicas e de unidades de geração distribuída que utilizam conversores eletrônicos para conexão com a rede. A segunda afirmação é justificada pela infraestrutura avançada de medição presente nas redes inteligentes, o que possibilita acesso remoto e dinâmico a uma maior quantidade de informações fundamentais para análise das condições operacionais dos transformadores. Este trabalho analisa como utilizar um sistema de monitoramento em redes inteligentes em conjunto com o cálculo de perdas para identificação de transformadores sobrecarregados. Além disso, com o conhecimento das curvas de carga diária, dos índices econômicos vigentes, desenvolveu-se um aplicativo para gerenciamento de unidades transformadoras em operação, ferramenta esta que poderá ser utilizada no sistema de gestão de ativos das concessionárias.

**Palavras Chave:** Gerenciamento de transformadores. Redes inteligentes. Cargas não lineares.

## **ABSTRACT**

Economic management of distribution transformers has fundamental importance in the economic planning of utilities, since they are present in large quantities in the electrical system. In the new concept of smart grids, new considerations about losses in transformers must be made and other management possibilities can be explored. The first statement is due to the increase of non-linearity in the load profile transformer, from the increase of electronic loads and distributed generation units that use electronic converters for connection to the grid. The second statement is justified by the advanced metering infrastructure available in smart grids, which enables remote and dynamic access to a greater amount of essential information for analyzing the transformers operating conditions. This paper analyzes how to use a monitoring system in smart grids with the calculation of losses for identification of overloaded transformers. Also, by the knowledge of daily load curves, the current economic indices, an application was developed to manage transforming units in operation, a tool that can be used in the assets management system of dealers.

**Keywords:** Transformers management. Smart grids. Nonlinear loads.



## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> – Percentual de perdas de 64 distribuidoras de energia do Brasil.....	15
<b>Figura 2</b> – Estrutura conceitual básica de uma rede elétrica inteligente .....	17
<b>Figura 3</b> – Representação de um ramal secundário supervisionado.....	18
<b>Figura 4</b> – Diagrama unifilar de uma fonte alimentadora de carga linear e não linear .....	28
<b>Figura 5</b> – Curva de geração fotovoltaica e DHT da corrente.....	34
<b>Figura 6</b> – Diagrama esquemático da rede atendida pelo transformador .....	36
<b>Figura 7</b> – Perfil de corrente média no transformador .....	38
<b>Figura 8</b> – Espectro harmônico de corrente.....	38
<b>Figura 9</b> – Arquitetura de instalação de painéis fotovoltaicos .....	39
<b>Figura 10</b> – Média de geração horária de um sistema fotovoltaico no mês de abril .....	40
<b>Figura 11</b> – Nível de geração horária em relação ao pico para o mês de abril.....	41
<b>Figura 12</b> – Diagrama térmico do transformador a óleo .....	51
<b>Figura 13</b> – Relação entre as resistências CA e CC para condutores de diferentes seções .....	55
<b>Figura 14</b> – Efeitos Skin e proximidade em função da frequência em um condutor .....	56
<b>Figura 15</b> – Resistência do enrolamento de alta tensão em função da frequência .....	56
<b>Figura 16</b> – Resistência do enrolamento de baixa tensão em função da frequência .....	57
<b>Figura 17</b> – Custeio das perdas de energia no sistema de distribuição .....	66
<b>Figura 18</b> – Valores medidos diários da corrente fundamental nas fases A, B e C.....	76
<b>Figura 19</b> – Valor extraído da corrente distorcida ao longo de um dia nas fases A, B e C.....	76
<b>Figura 20</b> – Curva de carga linear representada pela média horária com $I(pu - I_{m\acute{a}x-linear})$	77
<b>Figura 21</b> – Curva de carga não linear representada pela média horária $I(pu - I_{m\acute{a}x-linear})$ .	77
<b>Figura 22</b> – Alternativa 1 - Intervenção na rede realizada em no tempo $T_1$ .....	86
<b>Figura 23</b> – Alternativa 2 - Intervenção na rede realizada no tempo $T_2$ maior que o $T_1$ .....	87
<b>Figura 24</b> – Curva de carga linear e não linear em pu ao longo de um dia típico .....	95

<b>Figura 25</b> – Visualização dos transformadores candidatos ao remanejamento.....	100
<b>Figura 26</b> – tela de gerenciamento de curvas de carga horárias e DHT.....	101
<b>Figura 27</b> – Tela de gerenciamento de espectros harmônicos.....	102
<b>Figura 28</b> – Tela de edição de dados econômicos.....	103
<b>Figura 29</b> – Tela de cadastramento de transformadores.....	103
<b>Figura 30</b> – Tela substituição de transformadores.....	104

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> – Percentual de perdas de 64 distribuidoras de energia do Brasil .....	16
<b>Tabela 2</b> – Sequência de fase até a 35ª ordem harmônica ímpares .....	30
<b>Tabela 3</b> – Valores de referência global das distorções harmônicas totais.....	32
<b>Tabela 4</b> – Limites de distorção harmônica individual de corrente.....	35
<b>Tabela 5</b> – Características da rede atendida pelo transformador .....	37
<b>Tabela 6</b> – Característica do Sistema Fotovoltaico.....	39
<b>Tabela 7</b> – Magnitude e ângulo das correntes no inversor nos 3 estágios de operação.....	42
<b>Tabela 8</b> – Cenários utilizados para a análise dos DHTs de tensão e corrente.....	43
<b>Tabela 9</b> – Valores de DHT de tensão e corrente para os cenários analisados.....	44
<b>Tabela 10</b> – Valores típicos para fatores de perdas .....	61
<b>Tabela 11</b> – Valores da constante de calibração $\alpha$ para os transformadores .....	64
<b>Tabela 12</b> – Valores de acionamento das bandeiras tarifárias .....	67
<b>Tabela 13</b> – Totalização anual horas/ano por posto tarifário.....	68
<b>Tabela 14</b> – Custos de Demanda e Energia vigente em 2016.....	94
<b>Tabela 15</b> – Custo e Perdas Estimadas para Transformadores de Distribuição .....	94
<b>Tabela 16</b> – Pontos Singulares das Curvas de Cargas (Linear e Não Linear) .....	96
<b>Tabela 17</b> – Perdas de Potência e Energias .....	96
<b>Tabela 18</b> – Custos Unitários das Perdas Fixas e Variáveis (Linear e Não Linear).....	96
<b>Tabela 19</b> – Custo Anual Equivalente no Processo de Substituição do Transformador .....	97
<b>Tabela 20</b> – Análise do Carregamento Econômico e Técnico do Transformador.....	98
<b>Tabela 21</b> – Proposta de substituição dos transformadores .....	98

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AMM	<i>Advanced Meter Management</i>
AMR	<i>Automated Meter Reading</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CODI	Comitê de Distribuição
DHI	Distorção Harmônica Individual
$DHT_i$	Distorção Harmônica Total de Corrente
$DHT_v$	Distorção Harmônica Total de Tensão
FV	Sistema Fotovoltaico
GFV	Geradores Fotovoltaico
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MDM	Gerenciador de Dados do Medidor
PCC	Ponto Comum de Conexão
RMS	<i>Root Mean Square</i> (Valor Eficaz)
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	14
1.1	PERDAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	15
1.2	REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES (SMART GRIDS).....	16
1.3	ESTADO DA ARTE.....	19
1.4	PROPOSTA DO TRABALHO.....	22
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	24
<b>2</b>	<b>QUALIDADE DE ENERGIA EM REDES INTELIGENTES</b> .....	26
2.1	CARGAS NÃO LINEARES .....	27
2.2	CONCEITOS DE COMPONENTES HARMÔNICAS .....	29
2.2.1	<b>Distorção harmônica total e individual</b> .....	31
2.3	QUALIDADE DE ENERGIA E GERADORES FOTOVOLTAICOS.....	32
2.3.1	<b>Níveis de distorção harmônica total da corrente admissíveis</b> .....	34
2.4	SIMULAÇÃO EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RESIDENCIAL .....	35
2.4.1	<b>Sistema teste</b> .....	35
2.4.2	<b>Perfil de carga</b> .....	37
2.4.3	<b>Perfil de geração fotovoltaica</b> .....	39
2.4.4	<b>Cenários de análise</b> .....	42
2.4.5	<b>Resultados das simulações</b> .....	43
2.5	CONCLUSÕES PARCIAIS .....	45
<b>3</b>	<b>PERDAS NOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO EM AMBIENTES SENOIDAIS E NÃO SENOIDAIS</b> .....	46
3.1	PERDAS NOS TRANSFORMADORES EM AMBIENTES SENOIDAIS.....	46
3.1.1	<b>Perdas no ferro</b> .....	46
3.1.2	<b>Perdas no cobre</b> .....	49
3.2	AQUECIMENTO E PERDA DE VIDA ÚTIL EM TRANSFORMADORES.....	50
3.3	PERDAS NOS TRANSFORMADORES EM AMBIENTE NÃO SENOIDAL ....	52
3.3.1	<b>Perdas no ferro sob condições não senoidais</b> .....	53
3.3.2	<b>Efeitos da frequência nas resistências dos enrolamentos do transformador</b> .....	54
3.3.3	<b>Perdas nos enrolamentos do transformador em ambiente não senoidal</b> .....	57
3.3.4	<b>Fator K e desclassificação</b> .....	59

3.3.5	<b>Fator de correção de perdas nominais no cobre em Função do DHTi .....</b>	62
3.4	CONCLUSÕES PARCIAIS .....	64
<b>4</b>	<b>CÁLCULO DOS CUSTOS UNITÁRIOS DAS PERDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>65</b>
4.1	CÁLCULO DOS CUSTOS UNITÁRIOS DAS PERDAS TÉCNICAS .....	65
4.1.1	<b>Custo unitário das perdas constantes.....</b>	<b>70</b>
4.1.2	<b>Custo unitário das perdas variáveis .....</b>	<b>71</b>
4.2	CONCLUSÕES PARCIAIS .....	72
<b>5</b>	<b>GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO OPERANDO EM AMBIENTES NÃO SENOIDAIS .....</b>	<b>73</b>
5.1	OBTENÇÃO DE CURVAS DE CARGAS.....	73
5.1.1	<b>Curvas de carga lineares e não lineares.....</b>	<b>75</b>
5.2	CUSTO OPERACIONAL DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO ..	78
5.3	SUPORTE TÉCNICO E ECONÔMICO PARA O SUPRIMENTO DE UNIDADES TRANSFORMADORAS .....	79
5.3.1	<b>Custo do equipamento .....</b>	<b>80</b>
5.3.2	<b>Custo das perdas .....</b>	<b>80</b>
5.3.3	<b>Custo anual das perdas no ferro.....</b>	<b>81</b>
5.3.4	<b>Custo anual das perdas no cobre.....</b>	<b>82</b>
5.3.5	<b>Custo total capitalizado ao longo de N anos de operação.....</b>	<b>83</b>
5.4	PLANEJAMENTO E PROJETO DE NOVOS POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO.....	85
5.5	SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO EM OPERAÇÃO .....	89
5.6	CONCLUSÕES PARCIAIS .....	92
<b>6</b>	<b>RESULTADOS DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>94</b>
6.1	OBTENÇÃO DOS CUSTOS UNITÁRIOS DAS PERDAS TÉCNICAS .....	94
6.2	SUBSTITUIÇÃO DE UNIDADES TRANSFORMADORAS EM OPERAÇÃO ..	97
6.3	APLICATIVO COMPUTACIONAL PARA O GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES .....	99
6.3.1	<b>Telas do aplicativo computacional para a substituição de unidades transformadoras em operação .....</b>	<b>101</b>
6.4	CONCLUSÕES PARCIAIS .....	105

<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>106</b>
7.1	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	108
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>110</b>
	<b>ANEXO.....</b>	<b>115</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Os transformadores de distribuição de energia elétrica são equipamentos utilizados em larga escala nas redes de distribuição de energia. Embora possuam custo unitário relativamente baixo, em conjunto esses equipamentos são responsáveis por parcela significativa dos investimentos das empresas de energia. Dessa maneira, o gerenciamento das condições operacionais dos transformadores é de fundamental importância no planejamento econômico dessas empresas, uma vez que a utilização de forma adequada possibilita economia de investimentos, redução na ociosidade e diminuição das perdas de energia.

O carregamento econômico da rede de distribuição pode ser entendido como o carregamento adequado para o menor custo da concessionária, garantindo, assim, os requisitos de qualidade de energia com tarifas moderadas para os consumidores e também os investimentos necessários na rede de distribuição.

As curvas diárias de carga dos transformadores de distribuição são utilizadas estrategicamente para o cálculo do carregamento econômico dos transformadores e para o seu gerenciamento. O conhecimento das curvas de carga possibilita também o dimensionamento otimizado da rede e o gerenciamento das cargas.

Por falta de recursos humanos e de ferramentas dedicadas, os transformadores de distribuição não têm sido tratados com o mesmo rigor técnico dos transformadores de subestação. Entretanto, para as unidades transformadoras operando nas redes inteligentes, tais limitações podem ser superadas.

Com a implantação das redes inteligentes, as concessionárias das redes de distribuição poderão almejar maior eficiência operacional, com ações que melhorem o atendimento aos consumidores, promovam o uso racional da energia elétrica, promovam o deslocamento de carga, reduzam custos operacionais, agilizem o processo de geração de faturas, reduzam perdas técnicas e comerciais e maximizem, de um modo geral, a forma de utilização dos recursos disponíveis na infraestrutura da rede elétrica.



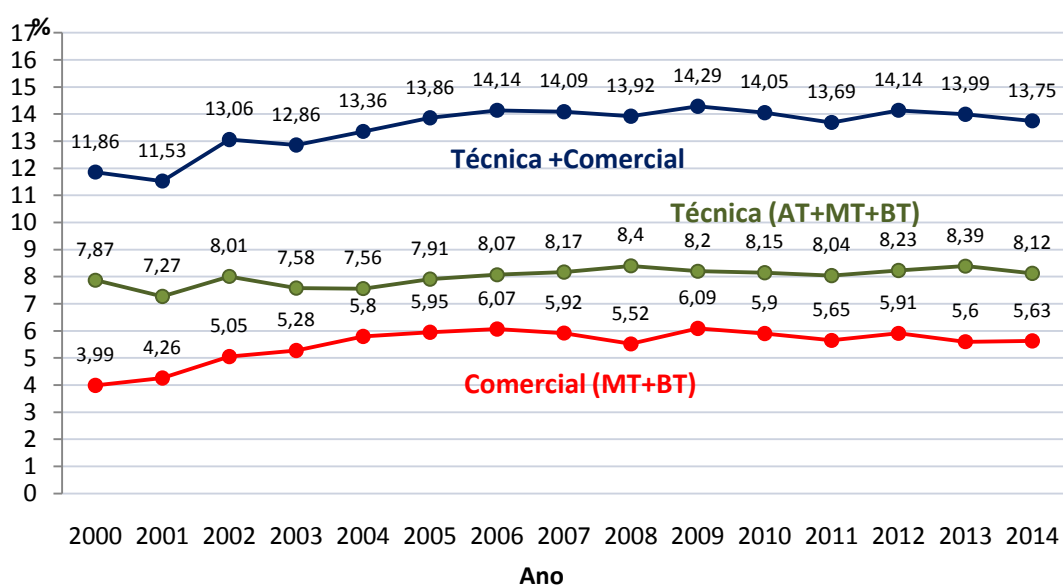
## 1.1 PERDAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

As distribuidoras de energia elétrica têm a função de gerar ou comprar, transportar e distribuir aos seus consumidores a energia elétrica conforme os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional – PRODIST (2016). As perdas de energia são definidas como a diferença entre a energia adquirida pelas distribuidoras e a efetivamente fornecida aos seus consumidores.

Existem basicamente dois tipos de perdas na distribuição de energia elétrica, as perdas técnicas e as perdas comerciais. Juntas, elas representam, em média, 15% da energia adquirida pelas distribuidoras para atender o consumo das residências, indústrias, hospitais, prédios públicos, etc, em suas áreas de concessão.

Considera-se como perda técnica a energia que se perde durante o transporte, é inerente ao processo e ocorre antes do ponto de entrega. A perda comercial, ou não técnica, é a energia efetivamente entregue ao consumidor, ou ao consumo próprio da concessionária, mas não computada nas vendas. Na Figura 1 são ilustrados os percentuais de perdas técnicas e comerciais da energia injetada no sistema global das 64 distribuidoras de energia do Brasil no período de 2000 a 2014.

**Figura 1 – Percentual de perdas de 64 distribuidoras de energia do Brasil**



Fonte: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica- ABRADEE (2015).

Considerando-se os vários segmentos que compõem um sistema de energia elétrica, pode-se concluir que as perdas técnicas ocorrem no sistema de transmissão (alta tensão), na subestação de distribuição, na rede primária, no transformador de distribuição, na rede secundária, no ramal de ligação, no medidor de energia, e em outros segmentos do sistema. Na Tabela 1 são apresentadas as estimativas percentuais das perdas técnicas nos vários segmentos de um sistema de energia elétrica (MÉFFE, 2001).

Tabela 1 – Estimativas percentuais das perdas técnicas nos segmentos do sistema elétrico

Segmento	Faixa Esperada (%)	
	Do Total de Perdas Técnicas	Do Total de Energia
Sistema de Alta Tensão	16 - 25	1,5 - 2
Subestação de Distribuição	9 - 17	0,5 - 1
Rede Primária	15 - 30	0,5 – 2,5
Transformador de Distribuição	15 - 55	1,0 – 2,0
Rede Secundária	3 - 30	0,1 – 2,0
Ramal de Ligação	0,5 – 6,0	0,05 – 0,20
Medidor de Energia	3 - 7	0,2 – 0,4
Outros	5 - 11	0,2 – 0,8

Fonte: Méffe (2001).

Na Tabela 1, o segmento Outros é composto pelos demais equipamentos presentes no sistema elétrico, como capacitores, reguladores de tensão, isoladores e conexões.

Observando-se os dados apresentados na Tabela 1, verifica-se que no segmento da distribuição de energia elétrica os transformadores são responsáveis por uma parcela considerável das perdas técnicas. Neste enfoque, para que haja um efetivo gerenciamento para que as melhorias possam ser implementadas no tocante aos equipamentos de transformação de energia, é necessário o desenvolvimento de técnicas e métodos para a medição das perdas e desperdícios que ocorrem neste processo.

## 1.2 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES (*SMART GRIDS*)

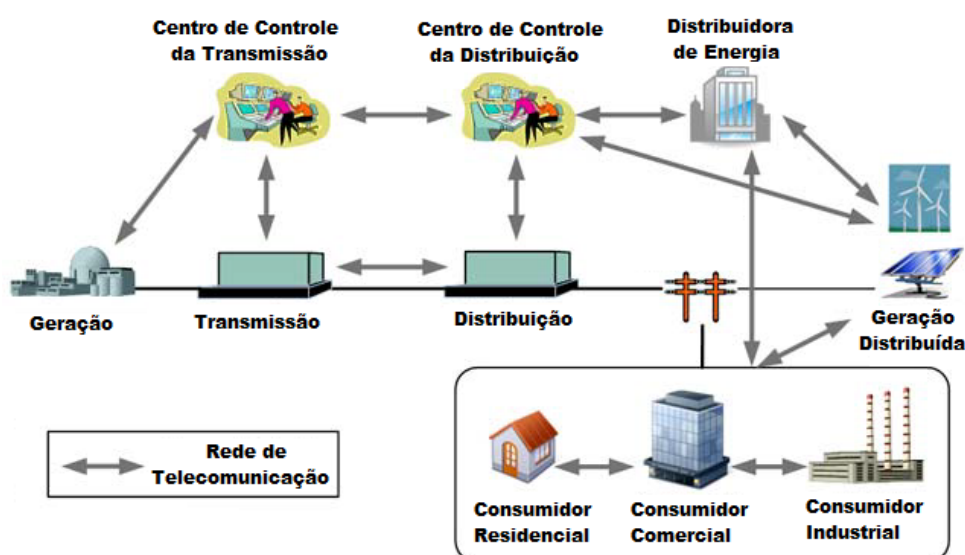
O conceito de Redes Elétricas Inteligentes representa uma mudança de paradigma do setor elétrico. Atualmente, este conceito se estende a praticamente todo o sistema elétrico, incluindo geração, transmissão, distribuição e consumo em residências, edifícios comerciais, residenciais e complexos industriais. Incluem-se também a geração distribuída

e a estrutura de fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos (FALCÃO, 2009).

No conceito de redes inteligentes é utilizada uma nova arquitetura de distribuição de energia elétrica que permite uma maior segurança e possibilita uma maior integração entre os usuários conectados na rede. Dessa maneira, o fluxo de energia elétrica e de informações são realizados de maneira bidirecional e os consumidores integrados à rede elétrica poderão gerar e fornecer energia para a rede.

Na Figura 2 é ilustrado um exemplo de uma configuração básica de uma rede elétrica inteligente.

**Figura 2 – Estrutura conceitual básica de uma rede elétrica inteligente**



Fonte: Adaptado de Sinha et al.(2011).

De maneira geral, as redes inteligentes possuem um sistema de medição tipicamente composto por um centro de medição, medidores de energia elétrica e uma infraestrutura de comunicação, sendo que esta última é formada por três relações distintas que são: Distribuidora e Concentrador; Concentrador e Medidor; Medidor e Equipamentos domésticos.

O centro de medição fica localizado na distribuidora de energia, sendo que seu principal componente é o Sistema de Gerenciamento da Medição. Ele é responsável pela solicitação de leitura das informações de medição, pelo envio de comandos de interrupção e religamento do fornecimento da energia e análise de informações.

O medidor eletrônico inteligente é um equipamento que utiliza a comunicação

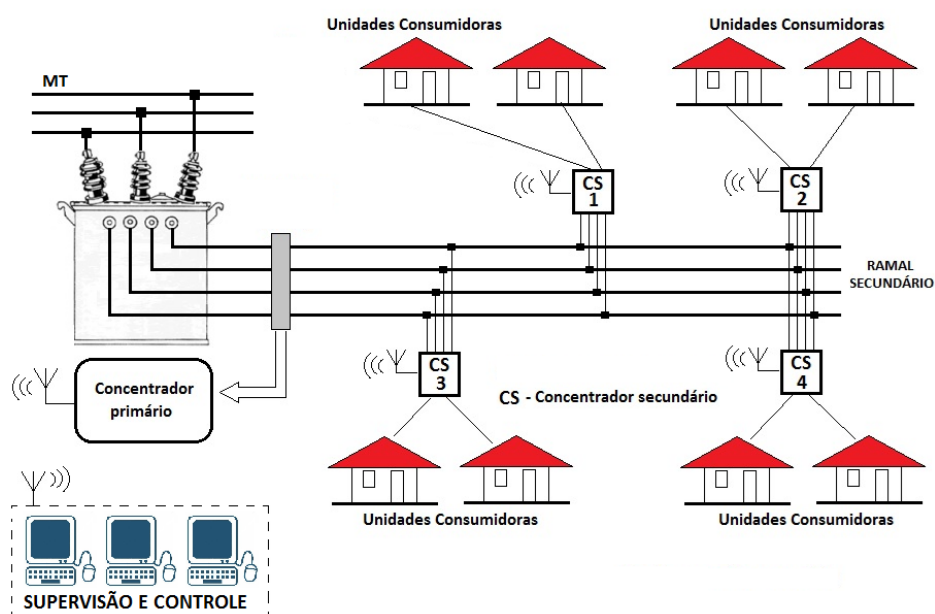
bidirecional para atuação remota, coleta de dados e fornecimento informação aos consumidores e concessionárias. É um dos principais componentes da rede inteligente e desempenha um papel importante em todos os aspectos do serviço de distribuição, pois é o responsável pela integração entre todas as cadeias de fornecimento de energia elétrica na rede inteligente (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015; LAMIN, 2013).

O medidor inteligente permite que a concessionária faça a leitura do consumo remotamente, sem a necessidade de ir ao local. Os medidores inteligentes podem ser equipados com um *display* para informações da energia consumida e seu custo correspondente, assim, os consumidores serão capazes de saber o valor exato de sua tarifa a qualquer momento do dia e poderão adaptar seus hábitos de consumo (FUGITA, 2014).

Os concentradores de dados são o canal de informações entre a concessionária de energia e os consumidores. Esses equipamentos possuem a função de agrupar os dados dos consumidores para enviá-los à concessionária.

Na Figura 3 é ilustrada uma representação esquemática de um modelo de ramal secundário de energia supervisionado

**Figura 3 – Representação de um ramal secundário supervisionado**



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os medidores de energia elétrica evoluíram ao longo das últimas décadas até chegar

ao conceito de medidor eletrônico inteligente. As primeiras tecnologias de redes inteligentes surgiram na década de 1980, com a leitura automática de consumo de energia, em países como Estados Unidos, Inglaterra e Alemanha, evoluindo depois para uma infraestrutura avançada de monitoração na década de 90, designada com a sigla AMR (*Automated Meter Reading*), onde os medidores podiam armazenar dados como o consumo de energia em diferentes horas do dia (GARCIA; DUZZI JUNIOR, 2012; FONSECA et al., 2012).

O Gerenciamento do Medidor Avançado – AMM (*Advanced Meter Management*) foi outra evolução importante dentro do conceito de medição inteligente, pois permitiu o gerenciamento e controle de grupos de medidores e possibilita que a concessionária atue sobre o medidor eletrônico, podendo fazer alteração de parâmetros, suspensão e religação do fornecimento, tornando-o um equipamento ativo na rede. Esta tecnologia atua como gerenciador de medidores, porém não armazena os dados, apenas transmite ao gerenciador de dados do medidor - MDM (HASAN; BHUIYAN; MOJUMDAR, 2011; OLIVEIRA; VIEIRA JUNIOR, 2012).

A Infraestrutura de Medição Avançada – AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) é utilizado por muitos autores como sinônimo de medição inteligente, que engloba os conceitos de AMM e MDM. Possui sistema de comunicação bidirecional e atua no processo de geração de fatura. Esta tecnologia pode atuar diretamente nos dispositivos do consumidor, pois flutuações de preços horários, principalmente em horários de pico, podem ser incorporadas ao medidor, o que permite fazer o controle da energia pelo lado da demanda, através dos conceitos de tarifação dinâmica (FALCÃO, 2009; OLIVEIRA; VIEIRA JUNIOR, 2012; CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS - CGEE, 2015).

### 1.3 ESTADO DA ARTE

O gerenciamento dos transformadores de distribuição é um procedimento indispensável para as empresas de energia, visto que são equipamentos utilizados em larga escala no sistema elétrico.

A presença de cargas não lineares e, conseqüentemente, de harmônicas de tensão e corrente na rede faz com que os transformadores operem em condições não satisfatórias e

trazem inúmeros problemas ao transformador como o aumento do aquecimento e das perdas, redução da capacidade de transformação e a redução do tempo de vida útil.

Com o advento das redes inteligentes e com a alta penetração de conversores de energia no sistema elétrico, provenientes de fontes de energia renováveis, os níveis de distorção harmônica de tensão e corrente podem aumentar significativamente, acarretando uma série de problemas relacionados à qualidade de energia elétrica.

Diversos trabalhos têm ressaltado a importância do gerenciamento dos transformadores de distribuição, bem como sua operação na presença de cargas não lineares e a investigação dos impactos de qualidade de energia causados pelos geradores fotovoltaicos na rede e nos transformadores de distribuição.

Em Hasanzadeh et al. (2012) foi realizado um estudo que investigou os impactos ocasionados pela penetração de geradores fotovoltaicos nos transformadores de distribuição, descrevendo os problemas de qualidade de energia para diversas condições de operação, baseados nos critérios do relatório do comitê de transformadores do IEEE (SHERTUKDE; SAUZAY; LEVIN, 2011). Problemas como flutuação de tensão, harmônicas e distorção da forma de onda, variação de frequência, variação do fator de potência, injeção de CC, correntes parasitas e perdas por dispersão foram analisados nos transformadores. Simulações foram realizadas no Simulink/MATLAB com inversor de fonte de tensão (VSI) e inversor de fonte de corrente (CSI) que são frequentemente utilizados em sistemas fotovoltaicos e geração distribuída. Foram verificadas distorções na forma de onda da corrente, no entanto, observou-se que o grau de influência das distorções no transformador estão relacionados com o nível de penetração de sistemas fotovoltaicos e com os tipos de cargas na rede.

Um estudo de gestão de carga para redução das distorções harmônicas nos transformadores de distribuição foi elaborada por Masoum et al. (2010). Foram avaliados os impactos oriundos de cargas não lineares residenciais e da penetração de veículos elétricos inteligentes. Este trabalho propôs a utilização do Fator K de desclassificação dos transformadores para gestão de carga e qualidade de energia. As estratégias globais de controle de carga são realizadas através dos aparelhos inteligentes inseridos nas *Smart Grids*. Foi desenvolvido um algoritmo de fluxo de carga harmônica para avaliar as tensões harmônicas no transformador que alimenta cargas não lineares e o fator K de foi usado para determinar a quantidade de carga que deve ser reduzida ou reconfigurada para minimizar as perdas harmônicas no transformador. Simulações com diferentes cenários em

um alimentador com alta penetração de cargas não lineares e veículos elétricos foram realizadas. Verificou-se que o gerenciamento da carga no horário de pico na rede com alta penetração de veículos elétricos trouxe benefícios significativos na redução da carga no transformador, minimizando as perdas harmônicas.

Chidurala et al. (2016) estudou os impactos das harmônicas provenientes de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição. Uma simulação foi realizada em um sistema teste IEEE 13 barras para analisar o comportamento harmônico com diferentes níveis de penetração de geradores fotovoltaicos. Foram analisados três cenários diferentes, nos quais foram comparados os resultados de um sistema fotovoltaico em um nó separado, com e sem a presença de distorções e por último vários sistemas fotovoltaicos instalados em vários nós na presença de distorções harmônicas no fornecimento. Adicionalmente, foi realizado um estudo de um sistema fotovoltaico instalado na Universidade de Queensland para validar os resultados de simulação. Foram destacados as contribuições reais e os impactos das harmônicas no fator K dos transformadores. Verificou-se que as distorções de harmônicas de tensão e corrente ultrapassaram os limites da norma IEEE – 519 quando o número de sistemas fotovoltaicos aumenta, provocando aquecimento e sobrecarga no transformador.

Em Farooq et al. (2013) foi realizado um estudo para avaliar as distorções harmônicas causadas pela cargas não lineares de equipamentos residenciais. Realizou-se uma simulação de um sistema de distribuição típico do Reino Unido. Os espectros harmônicos usados na simulação foram obtidos através de ensaios de medição. Nos resultados obtidos de simulação e medição foi verificado que os equipamentos eletrodomésticos produzem um elevado nível de distorção harmônica quando conectados ao sistema de distribuição. Esses efeitos são agravados quando o transformador está trabalhando perto de sua capacidade máxima, onde os níveis de distorção harmônica total de tensão ultrapassaram os limites estabelecidos por normas.

Com relação ao gerenciamento operacional de transformadores operando em redes elétricas com características não senoidais observa-se que o tema tem sido pouco abordado na literatura, sendo praticamente restrito à alguns trabalhos desenvolvidos no âmbito do grupo de pesquisa da FEIS-UNESP, notadamente em (DE OLIVEIRA et al., 2003).

Em continuidade a esta linha de pesquisa, este trabalho apresenta inicialmente importantes aprimoramentos na metodologia de gerenciamento técnico e econômico de transformadores de distribuição, com destaque para a adequação dos mecanismos de

tarifação, custeio de perdas em condições não senoidais e tratamentos individualizados das parcelas linear e não linear da carga.

Por outro lado, baseado na existência de uma infraestrutura de medição mais sofisticada, garante-se uma maior confiabilidade ao processo de tomada de decisões, sobretudo quanto à substituição e/ou realocação das unidades transformadora, principalmente devido ao conhecimento do comportamento real das curvas de carga.

#### 1.4 PROPOSTA DO TRABALHO

A estimativa das perdas técnicas é um dos principais requisitos nos processos de análise dos custos unitários dos transformadores e pode ser utilizada para a identificação do momento adequado, sob os pontos de vista técnico e econômico, para a realização de um investimento ou substituição previamente selecionada.

O custo das perdas nos transformadores tradicionalmente tem sido avaliado considerando-se duas parcelas, notadamente os custos das perdas no cobre e no ferro. São assim considerados, pois possuem naturezas distintas com relação à forma de quantificação. As perdas nominais no cobre e no ferro são, em geral, fornecidas pelos fabricantes e /ou obtidas através de ensaios convencionais, considerando ambientes puramente senoidais.

No novo conceito de redes inteligentes, entretanto, outras considerações sobre as perdas nos transformadores devem ser feitas e outras possibilidades de gerenciamento podem ser exploradas. A primeira afirmação se deve ao fato do aumento da não-linearidade no perfil da carga no transformador, proveniente do aumento de cargas não lineares e de unidades de geração distribuída que utilizam conversores eletrônicos para conexão com a rede.

A segunda afirmação é justificada pela infraestrutura de medição avançada presente nas redes inteligentes, o que possibilita acesso remoto e dinâmico a uma maior quantidade de informações fundamentais para análise das condições operacionais dos transformadores.

Assim, para o cálculo dos custos das perdas deve ser realizada a correção das perdas nominais no cobre e no ferro em função do conteúdo harmônico da corrente e tensão, respectivamente.



Para efetuar o custeio das perdas técnicas em condições não senoidais é necessário adequá-las a esta nova condição de operação. Neste trabalho isto é realizado através de fatores de correção obtidos a partir dos níveis de distorção harmônica de corrente (DHTi) observados nas curvas de carga dos transformadores.

Com o conhecimento das curvas de carga média e seus respectivos níveis de distorção média das tensões e correntes, disponibilizados através da memória de massa dos medidores em um ambiente de rede inteligente, é realizada a capitalização das perdas técnicas.

Cada unidade transformadora é tratada como um consumidor fictício, inserido em uma base tarifária horária de um determinado posto tarifário, com suas respectivas tarifas vigentes. O tratamento dos dados é sistematicamente realizado com base nas informações atualizadas pelos equipamentos de monitoramento da rede. As características da demanda de energia ao longo de um período, as distorções harmônicas e a evolução da taxa de crescimento da carga no ramal atendido por um determinado transformador traduzem com maior precisão as condições operacionais vigentes necessárias para a realização da análise técnica e econômica.

Assim, com a disponibilidade da curva de carga, obtida no intervalo de tempo desejado, faz-se uma análise comparativa com outra unidade transformadora de potência nominal imediatamente superior, e identifica-se, por critérios técnicos e econômicos baseado na capitalização das perdas técnicas, se a substituição do transformador instalado apresenta menor custo operacional.

O alto custo de implantação das redes inteligentes tem sido assimilado pelas concessionárias mediante os grandes benefícios que podem ser auferidos por meio desta tecnologia. Assim, a implantação de novos recursos computacionais para o gerenciamento dos custos operacionais vem contribuir diretamente para melhoria desta relação de custo e benefício.

Portanto, neste trabalho propõe-se desenvolver e implementar uma metodologia para supervisão técnica e econômica dos transformadores de distribuição em operação em uma rede inteligente. Considera-se que o uso da infraestrutura de medição presente nas redes inteligentes associada ao processo de gerenciamento operacional de unidades transformadoras em ambientes não senoidais justificam e sustentam a originalidade desta tese.

Os dados relativos ao comportamento da curva de carga, o crescimento, variação de tensão, índices de distorção harmônica são disponibilizadas em uma base diária a partir da instrumentação implícita no conceito de redes inteligentes. Trata-se de uma ferramenta de apoio que visa a otimização operacional da rede inteligente, focada particularmente no gerenciamento das unidades de transformação instaladas.

A atual proposta é fundamentada no aproveitamento de toda infraestrutura de aquisição de dados implantada na rede inteligente e não implica na incorporação de novos ativos. Presume-se que a metodologia proposta possa ser incorporada diretamente ao sistema supervisorio da rede inteligente por meio de um aplicativo computacional dedicado.

O tratamento dos dados de consumo é sistematicamente realizado com base nas informações atualizadas pelos equipamentos de monitoramento da rede. Assim as características da demanda de energia ao longo de um período, as distorções harmônicas e a evolução da taxa de crescimento da carga no ramal atendido por um determinado transformador traduzem, com segurança, as verdadeiras condições operacionais vigentes necessárias para a realização da análise técnica e econômica.

## 1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho está dividido em sete capítulos mais as referências bibliográficas e anexo. No Capítulo 1 são apresentadas a justificativa dos estudos de gerenciamento de transformadores operando em redes inteligentes, a proposta e principais objetivos da tese, estado da arte e descreve a organização do trabalho.

No Capítulo 2 é realizado um estudo sobre distorções harmônicas e qualidade de energia em redes inteligentes, são apresentados os conceitos de cargas não lineares e componentes harmônicas, os efeitos das harmônicas nos transformadores e são estudados a qualidade de energia dos geradores fotovoltaicos.

No Capítulo 3 é realizado um estudo em relação às perdas técnicas nos transformadores de distribuição. Foram estudados os efeitos que as distorções harmônicas, impostas pelas cargas não lineares, causam nas perdas no ferro e nas perdas no cobre. Para a correção das perdas nominais no cobre foi utilizado um método de fator de correção.

No Capítulo 4 os custos unitários das perdas técnicas são determinados, levando em consideração as normas tarifárias vigentes e o sistema de bandeiras tarifárias.

No Capítulo 5 estão concentradas as principais contribuições originais deste trabalho. Apresenta-se uma metodologia para o gerenciamento de transformadores de distribuição em ambientes não senoidais, bem como os procedimentos adotados para separação das curvas de cargas lineares e não lineares. São equacionados os custos operacionais das unidades transformadores objetivando critérios técnicos e econômicos para nortear os processos de aquisição de ativos, planejamento de novos postos de transformação e substituição ou realocação dos transformadores em operação.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados de aplicação para a metodologia direcionada particularmente ao processo de substituição/realocação de unidades transformadoras operando em ambientes não senoidais.

No Capítulo 7 são realizadas as conclusões gerais do trabalho e são apresentadas as sugestões para trabalhos futuros.

## 2 QUALIDADE DE ENERGIA EM REDES INTELIGENTES

Os níveis de harmônicas de tensão e corrente representam um aspecto importante na qualidade de energia elétrica, uma vez que podem resultar em efeitos indesejáveis no sistema, tais como sobrecarga, sobretensões, mau funcionamento de equipamentos de proteção da rede e diminuição da eficiência dos aparelhos. As distorções harmônicas podem afetar todos os clientes que são alimentados através do ponto comum de conexão (PCC).

O desenvolvimento da eletrônica de potência para aplicações nos setores industrial, comercial e residencial tem levado a um rápido aumento do número de cargas não lineares inseridas no sistema elétrico. Além do aumento da utilização dos dispositivos eletrônicos, como televisores e computadores, a substituição das lâmpadas incandescentes, constituídas por cargas puramente resistivas, pelas lâmpadas eletrônicas, que são compostas por dispositivos não lineares, é outro fator que contribuiu para o aumento do nível de distorção harmônica na rede.

Adicionalmente, com o advento do conceito de redes inteligentes e geração distribuída (GD), com foco na utilização de energias renováveis, observa-se o aumento da utilização de equipamentos de eletrônica de potência e conversores de energia, que tem ocasionado o aumento das distorções harmônicas na rede. Dentre diversas tecnologias de fontes de energia renováveis, os geradores fotovoltaicos (GFV) são os que se apresentam em maior quantidade, especialmente em áreas urbanas. Os principais fatores que tem contribuído para o rápido crescimento da presença dessa tecnologia são as condições favoráveis à sua adoção, tais como, níveis de irradiação solar satisfatórios, instalação relativamente simples e baixo impacto sobre a paisagem urbana.

Nos transformadores de distribuição, as distorções harmônicas de tensão e corrente podem ser responsáveis por problemas como aumento do aquecimento, redução da capacidade de conversão de energia e diminuição de sua vida útil.

Portanto, na perspectiva do avanço das redes elétricas inteligentes, torna-se necessária a análise de eventuais cenários em que a expansão da utilização de GFV associada ao aumento da presença de cargas não lineares aponte para possíveis prejuízos ao funcionamento dos transformadores de distribuição.

## 2.1 CARGAS NÃO LINEARES

Em um sistema de distribuição, entende-se a energia elétrica como uma composição entre tensões na forma senoidal fornecidas pelo sistema aos consumidores e correntes também senoidais que circulam pelos ramais. As condições em que as ondas senoidais, sejam de tensão ou de corrente, se apresentam são influenciadas tanto pela característica do fornecimento quanto pelas características das cargas que são alimentadas pelo sistema.

Ao sistema alimentador estão relacionadas as distorções na forma de onda da tensão e à carga estão relacionadas as distorções na forma de onda da tensão e da corrente. Assim, pode-se dizer que a qualidade da tensão da fonte de suprimento tem influência no perfil da corrente que circula na instalação e a natureza da carga pode influenciar no perfil da tensão (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

Uma carga elétrica é denominada linear quando a corrente por ela drenada possui a mesma forma de onda da tensão aplicada. Neste caso, o princípio da proporcionalidade de tensão e corrente é válido e podem ser citadas como exemplo de aplicação as cargas normalmente constituídas por resistores, indutores não saturáveis e capacitores de valores fixos (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

As cargas elétricas não lineares apresentam distorções da forma de onda da corrente em relação à tensão de alimentação. Dessa forma, quando uma tensão senoidal é aplicada tem-se como resposta uma corrente distorcida. Neste caso, o princípio da proporcionalidade da tensão e da corrente não pode ser aplicado.

As cargas não lineares podem ser classificadas em convencionais e chaveadas. As cargas oriundas de fontes convencionais se caracterizam pela ausência de chaves estáticas, mas apresentam alguns componentes com características lineares, não lineares e a presença de harmônicas. Como exemplos podem ser citados os dispositivos saturáveis, como transformadores, motores, reatores de núcleo ferromagnético e fornos elétricos a arco.

Por outro lado, cargas provenientes de fontes chaveadas utilizam interruptores como diodos, transistores e tiristores que, em sua maioria, operam no modo condução e bloqueio para controle da corrente. As interrupções na alimentação fazem com que a corrente fornecida à carga deixe de ser senoidal, provocando a não-linearidade da carga e a distorção harmônica. Como exemplos podem ser citados os conversores estáticos de energia (retificadores, inversores e conversores), computadores pessoais, televisores,

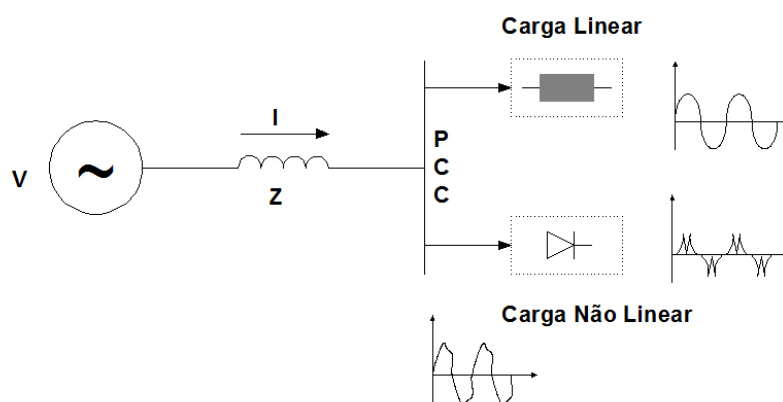
equipamento médicos de imagem, entre outros.

O efeito direto das cargas não lineares é a distorção da corrente e o indireto é a distorção da tensão. A distorção da tensão no PCC depende da impedância do sistema e da corrente solicitada pela carga e se propaga para todos os pontos a jusante e, assim, correntes harmônicas circularão pelas cargas lineares conectadas nos pontos alimentados por tensões distorcidas. As cargas não lineares quando alimentadas por tensões não senoidais produzem correntes harmônicas em proporções diferentes das cargas alimentadas por tensões senoidais (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

Em sistemas elétricos robustos, onde a impedância possui valores pequenos, o impacto das cargas não lineares sobre a distorção da tensão no PCC é normalmente pequeno e não causa grandes problemas de qualidade de energia. Em um sistema dito “fraco”, no qual a impedância do sistema é elevada, a distorção da tensão no PCC pode atingir níveis muito altos, impactando a qualidade de energia.

Ressalta-se que, apesar da influência mútua, o controle do nível de distorção de tensão não pode ser realizado pela carga. Uma mesma carga ocasiona diferentes níveis de distorção de tensão dependendo de sua localização no sistema elétrico.

Na Figura 4 é ilustrado um diagrama unifilar simplificado de uma fonte de alimentação de duas cargas, sendo uma linear e a outra não linear e a interação sistema-carga.



Fonte: Adaptado de Leão, Sampaio e Antunes (2014).

## 2.2 CONCEITOS DE COMPONENTES HARMÔNICAS

As distorções harmônicas são deformações da forma de onda da tensão e corrente que apresentam similaridade em cada ciclo da frequência fundamental. Desta forma, o espectro harmônico contém apenas frequências múltiplas inteiras da fundamental (DECKMANN; POMILIO, 2015; PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO – PRODIST, 2016).

Uma onda periódica não senoidal de frequência  $f_0$  pode ser decomposta pela soma de sua componente em corrente contínua e o somatório de infinitos termos, cujas frequências desses termos são múltiplos de  $f_0$ . Assim, as ondas de tensão e corrente com distorções podem ser expressas por (1) e (2):

$$v(t) = V_0 + V_1 \text{sen}(\omega_1 t + \alpha_1) + \sum_{h=2}^{\infty} V_h \text{sen}(h\omega_1 t + \alpha_h) \quad (1)$$

$$i(t) = I_0 + I_1 \text{sen}(\omega_1 t + \beta_1) + \sum_{h=2}^{\infty} I_h \text{sen}(h\omega_1 t + \beta_h) \quad (2)$$

Sendo:

$V_0$  e  $I_0$  - Valores das componentes de tensão e corrente contínuas;

$V_1$  e  $I_1$  - Valores das componentes de tensão e corrente de pico na frequência fundamental;

$\alpha_1$  e  $\beta_1$  - Ângulos de fase na frequência fundamental;

$V_h$  e  $I_h$  - Valores de pico das componentes de tensão e corrente de ordem harmônica h;

$\omega_1$  - frequência angular da fundamental;

$\alpha_h$  e  $\beta_h$  - Ângulos de fase da tensão e corrente.

Em geral, nos sistemas elétricos trifásicos estão presentes em maior quantidade as harmônicas de ordem ímpar. Neste caso, as deformações na forma de onda no semiciclo positivo e semiciclo negativos são simétricas.

Normalmente, a ocorrência das harmônicas de ordem par se deve à falha de

sincronismo no chaveamento dos conversores de potência, em transitórios durante a energização de transformadores e também na corrente de ignição de fornos elétricos a arco. Estas harmônicas possuem impacto incomum sobre a instalação elétrica, pois provocam a assimetria de meia onda, em que a meia onda positiva se difere da meia onda negativa

Um sistema trifásico desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas equilibrados e esta decomposição é única. Assim, três fasores desbalanceados de um sistema trifásico podem ser substituídos por três sistemas balanceados de fasores, sendo um de sequência positiva, outro de sequência negativa e o terceiro de sequência zero. O cenário mais encontrado são sistemas trifásicos com cargas desbalanceadas, no qual se verifica também a presença de harmônicas de tensão e corrente (NIELSON, 2013).

Nos sistemas desbalanceados, além da componente fundamental de corrente e tensão, as componentes harmônicas também são desbalanceadas. Assim, nessas condições até mesmo as harmônicas originalmente de sequência zero podem apresentar componentes de sequência positiva e negativa.

Em sistemas equilibrados a classificação das harmônicas ímpares até a 35ª ordem quanto à sequência de fase são exemplificadas na Tabela 2, onde é possível observar as harmônicas denominadas *triplens*, ou seja, aquelas de 3ª ordem e seus múltiplos ímpares. Se uma onda de corrente possuir simetria com o eixo do tempo não haverá harmônicas de ordem par.

**Tabela 2** – Sequência de fase até a 35ª ordem harmônica ímpares

Ordem (h)	Sequência	Ordem (h)	Sequência
1	+	19	+
3	0	21	0
5	-	23	-
7	+	25	+
9	0	27	0
11	-	29	-
13	+	31	+
15	0	33	0
17	-	35	-

Fonte: Adaptado de Nielson (2013).



As correntes harmônicas *triplens*, mesmo sob condições equilibradas, provocam desequilíbrio nas tensões fase neutro dos enrolamentos primário e secundário do transformador, bem como uma flutuação na tensão do centro estrela com relação ao aterramento não ideal.

Se o enrolamento primário é alimentado através de um sistema elétrico a quatro fios, o centro estrela formado pela conexão dos enrolamentos primários é conectado ao condutor neutro do sistema. Desta forma é criado um caminho natural para circulação das componentes harmônicas *triplens* reduzindo substancialmente as distorções harmônicas nas tensões fase neutro.

O mesmo efeito pode ser obtido adicionando um enrolamento terciário no transformador, conectando-o em triângulo no sentido de garantir a circulação interna de componentes harmônicas desbalanceadas e *triplens*, evitando-se também neste caso a propagação destas correntes pelo sistema alimentador. Recomenda-se o dimensionamento destes enrolamentos terciários para cerca de 30% da potência nominal do transformador (INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELÉTRICOS E ELETRÔNICOS - IEEE Standard C57.110, 1998)

### 2.2.1 Distorção harmônica total e individual

A Distorção Harmônica Total (DHT) é o índice mais utilizado para quantificar o conteúdo harmônico de um sinal (IEEE, 1992). Ele mede o grau de distorção de uma onda em relação a uma onda senoidal pura e quando apresenta valor nulo significa que o sinal não apresenta distorções harmônicas.

A distorção harmônica total da tensão e corrente,  $DHT_v$  e  $DHT_i$ , são definidos por (3) e (4), respectivamente:

$$DHT_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad (3)$$

$$DHT_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (4)$$

Sendo  $V_1$  e  $I_1$  representam os valores eficazes da componente fundamental e  $V_h$  e  $I_h$  representam as componentes harmônicas do sinal de tensão e corrente.

Considerando as primeiras 50 harmônicas, pode-se concluir que a DHT é uma aproximação do valor eficaz normalizado da tensão e da corrente distorcida (DECKMANN; POMILIO, 2015).

Para quantificar as distorções harmônicas individuais de tensão e corrente utiliza-se o fator harmônico, chamado de DHI, que pode ser expresso por (5) e (6).

$$DHI_v = \frac{V_h}{V_1} * 100\% \quad (5)$$

$$DHI_i = \frac{I_h}{I_1} * 100\% \quad (6)$$

Os níveis de Distorção Harmônicas Totais são regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, Módulo 8, no qual estabelece os níveis de referência, que são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores de referência global das distorções harmônicas totais

<b>Tensão Nominal do Barramento</b>	<b>Distorção Harmônica Total da Tensão</b>
$V_N \leq 1$ kV	10%
$1$ kV < $V_N \leq 13,8$ kV	8%
$13,8$ kV < $V_N \leq 69$ kV	6%
$69$ kV < $V_N \leq 230$ kV	3%

Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2015).

### 2.3 QUALIDADE DE ENERGIA E GERADORES FOTOVOLTAICOS

A célula fotovoltaica é um dispositivo que permite a conversão direta de energia luminosa em energia elétrica. O seu funcionamento baseia-se na propriedade dos materiais semicondutores. Com a redução no custo do sistema fotovoltaico, principalmente nos módulos fotovoltaicos, a tecnologia tem o potencial para se tornar uma das principais fontes de energia renováveis para o fornecimento de energia elétrica.

O inversor fotovoltaico é o equipamento responsável pela conversão da energia elétrica em corrente contínua para corrente alternada. A característica da tensão de saída do inversor deve ter características, como amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas. Nos casos de sistemas conectados à rede, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA- CEPEL; CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA- CRESESB, 2014).

Uma carga com um nível elevado de distorção harmônica de corrente, mas com baixo consumo de potência ativa não causa um efeito tão significativo na rede quando comparado a outros dispositivos geradores de harmônicas. Neste caso, a distorção harmônica pode aumentar consideravelmente quando vários dispositivos emissores de harmônicas são utilizados em grandes quantidades e o impacto total dependerá do número de equipamentos, sua potência ativa e a diversidade harmônica (NIITSOO et al., 2015).

A distorção harmônica gerada por sistemas fotovoltaicos são dependentes de alguns fatores como tecnologia do inversor, radiação solar, temperatura, cargas e características do sistema de abastecimento. As distorções harmônicas desses sistemas podem ocorrer como resultados dos efeitos intrínsecos e extrínsecos.

Os efeitos intrínsecos estão relacionados à própria característica de funcionamento do inversor e são potencializados quando existem deficiências no elemento, como componentes e não linearidades no loop de controle, falhas no processo de chaveamento realizado pelas chaves eletrônicas, normalmente IGBT's ou MOSFETS, que utilizam o controle por largura de pulso (PWM – *Pulse-Width Modulation*).

Especificamente nos sistemas fotovoltaicos, os inversores operam em condições distintas da nominal ao longo do dia, como períodos de baixa radiação solar no amanhecer, entardecer e períodos nublados.

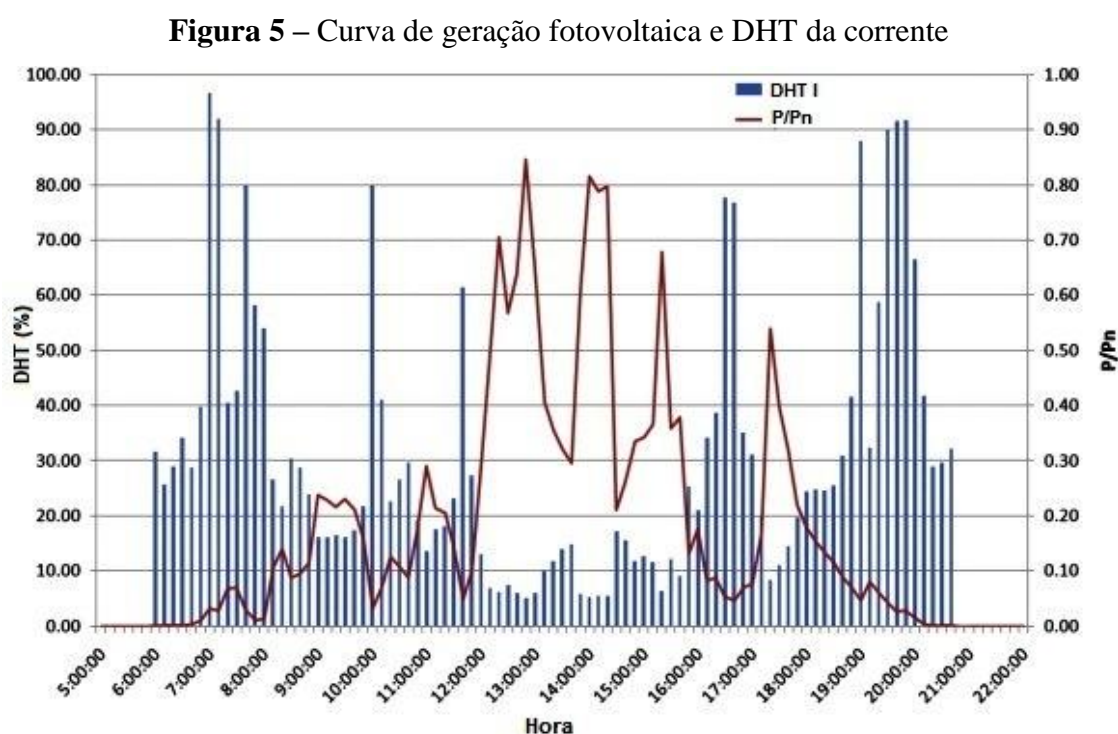
Situações de sombreamento das células fotovoltaicas também podem ocorrer em consequência da sujeira acumulada ao longo dos anos, caimento de folhagens sobre os módulos, prédios, árvores e estruturas altas próximas às instalações que ocasionem sombra em algum horário do dia.

O efeito extrínseco ocorre quando o inversor é conectado a uma rede elétrica dita como fraca ou distorcida. A distorção da forma de onda da tensão da rede age como um distúrbio externo, resultando em uma corrente de saída distorcida (MONTEIRO JÚNIOR

et al., 2014; NIITSOO et al., 2015).

A potência reativa e a distorção harmônica de corrente são dependentes da potência ativa de saída do inversor, que por sua vez é dependente do nível de radiação solar. Pode-se dizer que o valor da distorção harmônica de corrente é inversamente proporcional à potência ativa do inversor, assim, em períodos de baixa radiação solar os níveis de DHT podem aumentar rapidamente (NIITSOO et al., 2015).

Da mesma forma, quando a potência ativa do inversor aumenta e atinge seu valor nominal, os valores de DHT reduzem. Quando o inversor está operando abaixo de 20% de sua potência nominal, os níveis de DHT apresentam valores mais significativos. (CHICCO, 2005). Na Figura 5 é ilustrada uma curva de geração fotovoltaica e a evolução da DHT da corrente durante um dia.



Fonte: Adaptado de Fekete et al.(2012).

### 2.3.1 Níveis de distorção harmônica total da corrente admissíveis

O nível de distorção harmônica total da corrente de saída do inversor fotovoltaico deve ser inferior a 5% da corrente fundamental em condições nominais de operação,

segundo norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT (2013). Os limites de componentes harmônicas individuais estão ilustrados na Tabela 4 e são referentes à porcentagem da corrente fundamental operando em condições nominais.

**Tabela 4** – Limites de distorção harmônica individual de corrente

<b>Harmônicas Ímpares</b>	<b>Limite de Distorção</b>
3° a 9°	4,0%
11° a 15°	2,0%
17° a 21°	1,5%
23° a 33°	0,6%
<b>Harmônicas Ímpares</b>	<b>Limite de Distorção</b>
2° a 8°	1,0%
10° a 32°	0,5%

Fonte: Adaptado de ABNT (2013).

Adicionalmente, os valores individuais das harmônicas pares presentes em cada faixa da Tabela 4 devem ser menores do que 25% do valor listado para as harmônicas ímpares.

## 2.4 SIMULAÇÃO EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RESIDENCIAL

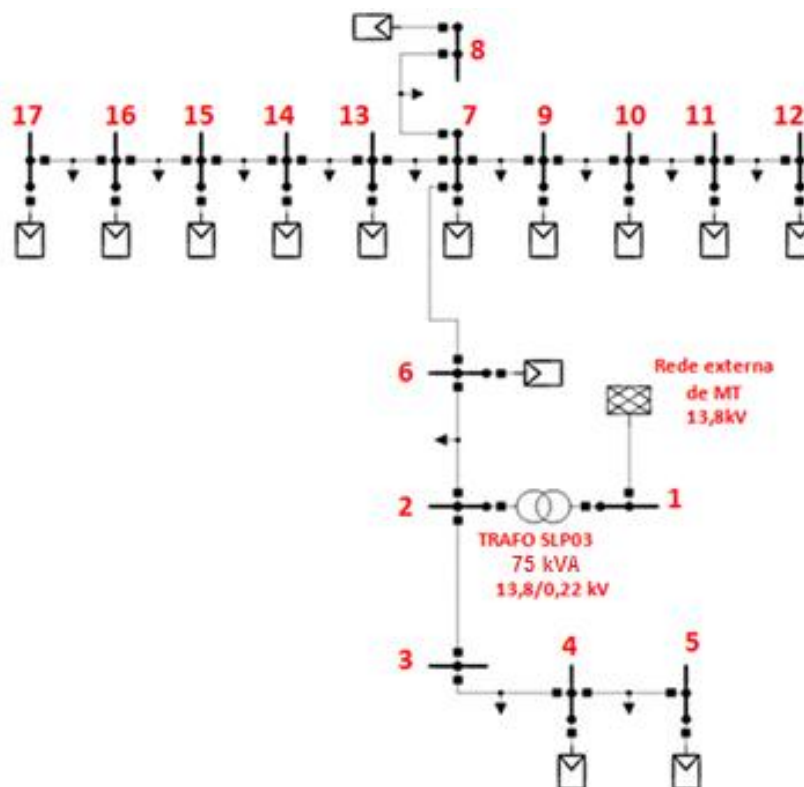
Foram realizadas simulações para verificar o efeito do aumento da penetração fotovoltaica nos níveis de distorção harmônica total de tensão e corrente em um transformador de distribuição. Utilizou-se para isso, dados de um sistema real localizado em uma cidade no interior do estado de São Paulo no Brasil, onde foi conduzido um projeto de implantação de redes elétricas inteligentes. A simulação foi realizada utilizando-se o *software* DSSim-PC (MONTENEGRO, 2013).

### 2.4.1 Sistema teste

A rede é atendida por um transformador trifásico de 75 kVA (13,8/0,22 kV) e cada barra do diagrama esquemático representa um poste ou uma derivação da rede real. Foram consideradas 17 barras identificadas numericamente de 1 a 17.

Toda a distribuição da rede atendida pelo transformador é feita de forma aérea. O diagrama esquemático do sistema está representado na Figura 6.

**Figura 6 – Diagrama esquemático da rede atendida pelo transformador**



Fonte: Elaboração do próprio autor.

No diagrama foram inseridas nos trechos compreendidos entre cada uma das barras, as cargas que representam as unidades consumidoras existentes em cada um desses segmentos.

O total de unidades consumidoras atendidas nessa rede é de 65, sendo na sua totalidade clientes residenciais.

A carga total em cada trecho representa o somatório das cargas das unidades consumidoras conectadas entre as duas barras. As cargas totais por trecho foram consideradas trifásicas balanceadas.

Na Tabela 5 são apresentadas as características de cada trecho do sistema de distribuição.

**Tabela 5** - Características da rede atendida pelo transformador

<b>Trecho</b>	<b>Comprimento (m)</b>	<b>Bitola do condutor</b>	<b>Corrente admissível (A)</b>	<b>Unidades Consumidoras</b>
1-2	2	2/0	235	2
2-3	23,45	2/0	235	4
2-6	35,46	2/0	235	2
3-4	12,23	2/0	235	5
6-7	27,31	2/0	235	5
4-5	29,28	2/0	235	2
7-8	6,93	2/0	235	3
7-9	7,04	2/0	235	1
9-10	23,97	2/0	235	3
10-11	28,91	2/0	235	3
11-12	24,86	2/0	235	5
7-13	25,14	2/0	235	3
13-14	36,15	2/0	235	5
14-15	37,07	2/0	235	6
15-16	39,46	2/0	235	7
17-16	35,33	2/0	235	4
<b>TOTAL</b>	-	-	-	<b>65</b>

Fonte: Elaboração do próprio autor.

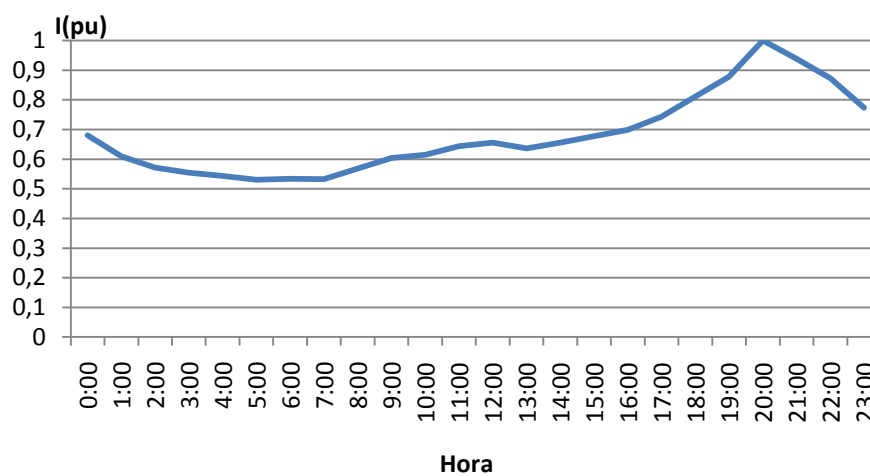
#### 2.4.2 Perfil de carga

Utilizou-se a curva de carga do transformador como parâmetro de representação das curvas de carga individuais das unidades residenciais.

Por mais que haja diferença entre o perfil de carga entre as unidades, como o objetivo da presente análise é o efeito provocado no transformador, optou-se pela adoção do mesmo perfil para todas as residências.

O perfil da corrente em p.u. no transformador (que corresponde ao perfil da carga para tensões constantes) é ilustrado na Figura 7, tendo como referência a corrente máxima obtida através de medição.

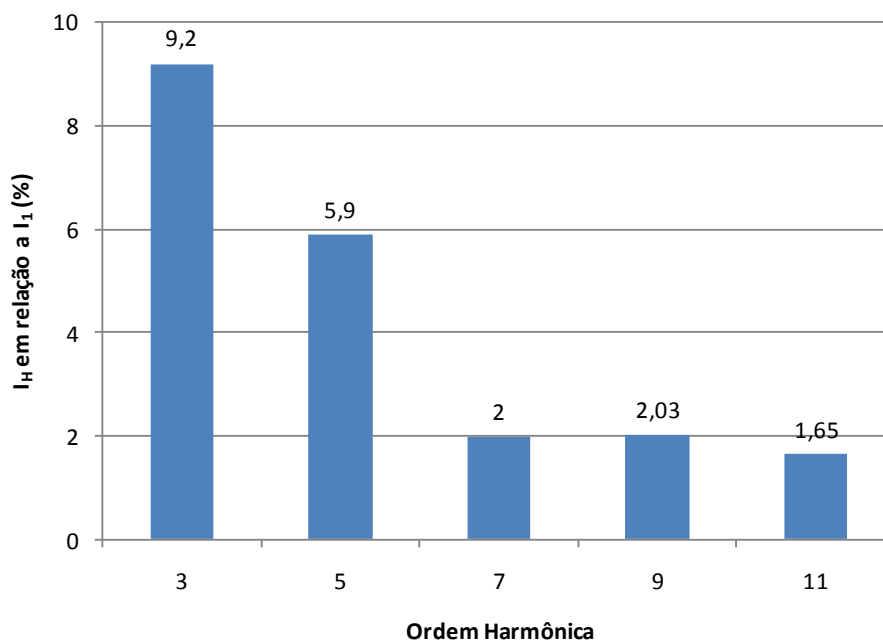
**Figura 7** – Perfil de corrente média no transformador



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O valor de distorção harmônica total de tensão para as cargas residenciais utilizadas na simulação foi de 2,5% e os valores das componentes harmônicas de corrente são ilustrados na Figura 8.

**Figura 8** – Espectro harmônico de corrente



Fonte: Adaptado de Fekete et al. (2012).



### 2.4.3 Perfil de geração fotovoltaica

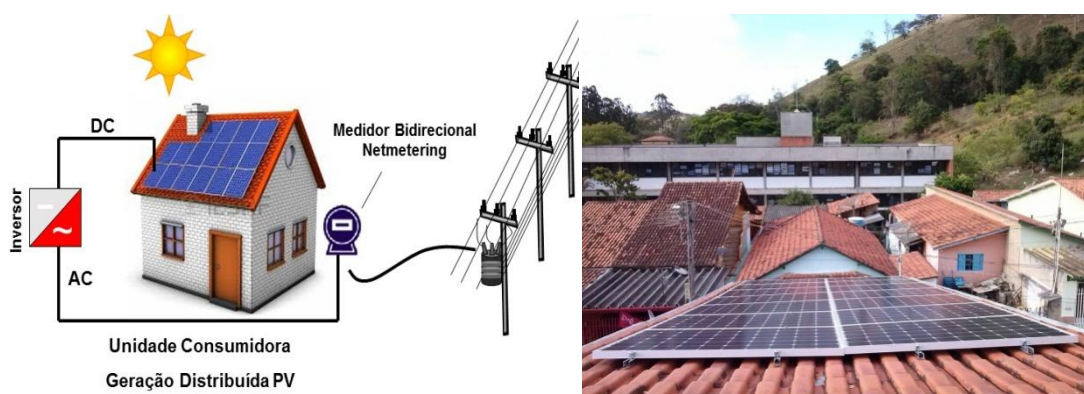
Para identificar a característica de geração fotovoltaica, foi utilizado um estudo de caso de um gerador fotovoltaico com 3,0 kWp de uma unidade residencial localizado no sudeste brasileiro. A Tabela 6 apresenta as características detalhadas do sistema e a arquitetura de instalação de painéis fotovoltaicos sobre o telhado residencial é ilustrado na Figura 9.

**Tabela 6 – Característica do Sistema Fotovoltaico**

<b>Potência Instalada</b>	3,0 kWp
<b>Geração Mensal de Energia Estimada</b>	345 kWh
<b>Conexão à Rede de Distribuição</b>	Sim
<b>Número de Fases Conectado à GD</b>	2 (bifásico)
<b>Tipo de Instalação</b>	Suspensa (sobre o telhado)
<b>Armazenamento de Energia Local</b>	Não
<b>Número de Painéis Fotovoltaicos</b>	14 – 2x7 módulos
<b>Número de Inversores</b>	01
<b>Fator de Potência</b>	0,85 - 1

Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Figura 9 – Arquitetura de instalação de painéis fotovoltaicos**



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Utilizando-se os dados obtidos através da leitura do medidor na saída do inversor do painel fotovoltaico, foram analisadas as características reais de geração dessa unidade.

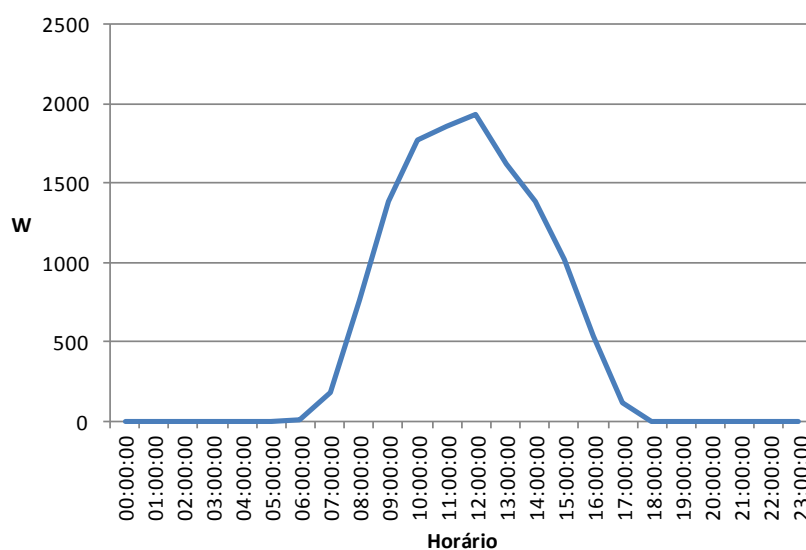
As medições do mês de abril foram utilizadas como referência para o sistema fotovoltaico analisado, tendo em vista que tal mês está próximo da média anual no que diz respeito à incidência de radiação solar na região do estudo de caso e, conseqüentemente, à capacidade de geração de energia utilizando o sol como fonte primária.

As curvas foram elaboradas de acordo com a integralização da medição a cada 15 minutos, intervalo esse usual na medição e levantamento de curvas de carga para identificação de perfis. Posteriormente, a curva média de geração para o mês de abril foi obtida, como ilustrado na Figura 10.

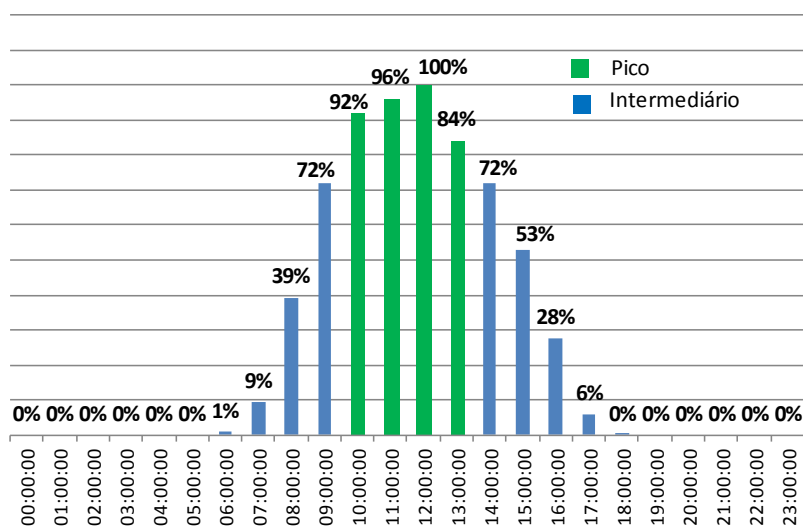
Baseado na divisão horária de potencial de geração de energia através da energia solar elaborou-se uma definição de períodos do dia em que o sistema elétrico observa diferentes níveis de penetração de geração fotovoltaica. Para isso, relacionou-se a capacidade de geração em cada posto horário com a capacidade máxima verificada através das medições.

Na Figura 10 é ilustrada a curva média de geração horária de um sistema fotovoltaico e na Figura 11 é apresentada a distribuição dos níveis de geração ao longo do dia, tomando como referência o pico da geração observada ao meio dia, baseado na geração média horária para o mês de abril.

**Figura 10** – Média de geração horária de um sistema fotovoltaico no mês de abril



Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Figura 11** – Nível de geração horária em relação ao pico para o mês de abril

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A distinção dos os níveis de geração ilustrados na Figura 11 é importante, pois representa os eventuais momentos em que podem ser observados os efeitos mais preocupantes no sistema, tais como elevação das distorções harmônicas totais de tensão e corrente.

Os valores de THD da corrente dos inversores fotovoltaicos utilizados na simulação foram obtidos de (NIITSOO et al., 2015).

Na análise, foram considerados três períodos de operação do inversor, que são:

- **Estágio 1 (Baixo)** – inversor operando perto de 30% de sua potência nominal;
- **Estágio 2 (Intermediário)** – inversor operando perto de 60% de sua potência nominal;
- **Estágio 3 (Pico)** – inversor operando perto de 100% de sua potência nominal;

A Tabela 7 apresenta a média dos valores das magnitudes das correntes harmônicas e respectivos ângulos de um inversor fotovoltaico bifásico de instalações residenciais.

**Tabela 7** – Magnitude e ângulo das correntes no inversor nos 3 estágios de operação

Ordem	Estágio 1 - 30%		Estágio 2 - 60%		Estágio 3 - 100%	
	Magnitude	Ângulo	Magnitude	Ângulo	Magnitude	Ângulo
1	100,00	0	100,00	0	100,00	0
3	3,92	236	1,13	40	0,87	190
5	5,35	156	0,55	205	0,97	267
7	3,84	186	1,42	237	0,42	131
9	3,84	201	3,14	42	2,00	122
11	5,63	182	1,06	155	0,62	136
13	1,43	105	0,73	221	1,14	100
15	2,34	244	0,73	151	0,74	173
17	1,03	144	0,80	261	0,41	175
19	0,52	117	0,67	115	0,18	97
21	0,92	277	0,36	158	0,46	205

Fonte: Adaptado de Niitsoo et al. (2015).

#### 2.4.4 Cenários de análise

Para construção e entendimento dos cenários, faz-se necessário aqui a definição do nível de penetração fotovoltaico. No Brasil, a Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, da ANEEL, estabelece que a potência instalada de microgeração distribuída fica limitada ao valor da potência máxima disponibilizada para a unidade consumidora onde tal microgerador será conectado.

Dessa forma, a potência nominal total de um sistema fotovoltaico residencial deve ser no máximo igual ao valor da capacidade da entrada de energia disponibilizada pela concessionária para atender a carga instalada declarada pelo cliente. Dessa forma, define-se o nível de penetração fotovoltaica de acordo com (7).

$$Penetração\_FV(\%) = \frac{P_{FV}}{P_{CARGA}} \cdot 100\% \quad (7)$$

Sendo:

$Penetração\_FV(\%)$  - nível de penetração de painéis fotovoltaicos no sistema;

$P_{FV}$  - potência instalada total de painéis fotovoltaicos no sistema;

$P_{CARGA}$  - potência disponibilizada para atender as cargas do sistema.

Baseado nessa definição, um nível de penetração fotovoltaico de 50% equivale à

condição em que metade dos consumidores possuem painéis fotovoltaicos instalados, assumindo também que a potência de cada um desses microgeradores seja igual à potência disponibilizada para atender a carga instalada declarada da unidade correspondente.

Na presente análise, foram considerados cenários com três níveis de penetração: 10%, 30% e 60%. Ainda, para cada nível de penetração fotovoltaica foram simuladas três condições de operação do inversor, 30%, 60% e 100%, que correspondem às diferentes condições de funcionamento em relação à sua potência nominal às quais este é submetido ao longo do dia.

Dessa forma, combinando os três diferentes níveis de penetração considerados e os três estágios de funcionamento do inversor ao longo do dia, totaliza-se nove cenários, conforme apresentados na Tabela 8.

**Tabela 8** – Cenários utilizados para a análise dos DHTs de tensão e corrente

Cenários	Penetração FV	Estágio Inversor
1		30%
2	<b>10%</b>	60%
3		100%
4		30%
5	<b>30%</b>	60%
6		100%
7		30%
8	<b>60%</b>	60%
9		100%

Fonte: Elaboração do próprio autor.

#### 2.4.5 Resultados das simulações

Para efeito da representação do impacto dos inversores fotovoltaicos no transformador de distribuição, optou-se aqui pela apresentação dos valores de DHT de tensão e corrente e não das componentes harmônicas individuais.

Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 9.

**Tabela 9** – Valores de DHT de tensão e corrente para os cenários analisados

Cenário	DHT <sub>v</sub>	DHT <sub>i</sub>	Corrente média por fase (A)	Carregamento do transformador
1	1,2 %	12,1 %	64,8	33%
2	1,1 %	12,5 %	61,3	31%
3	1,2 %	13,6 %	52,6	27%
4	1,5 %	16,4 %	47,5	24%
5	1,2 %	18,9 %	58,4	30%
6	1,3 %	28,3 %	13,5	7%
7	2,0 %	32,8 %	21,8	11%
8	1,4 %	52,8 %	53,9	27%
9	1,5 %	60,1 %	- 43,6	22%

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se, através da análise da Tabela 9, que em todos os períodos analisados, tanto de baixa geração quanto no período de máxima geração e também para os 3 níveis de penetração avaliados, as DHTs de tensão obtidos foram satisfatórios, sempre abaixo de 3% e não violando os limites estabelecidos pelo PRODIST, Módulo 8. Desta forma os impactos sobre as perdas no ferro dos transformadores podem ser considerados pouco relevantes. No entanto, o mesmo não pode ser observado para as DHTs de corrente. Verifica-se que os valores aumentam conforme o nível de penetração de sistemas fotovoltaicos.

As injeções harmônicas de corrente de sistemas fotovoltaicos têm um impacto negativo sobre as perdas no cobre dos transformadores de distribuição. Adicionalmente, as redes de distribuição já possuem diferentes tipos de cargas lineares e não lineares. Assim, a proliferação dessas cargas em combinação com a penetração fotovoltaica pode impactar significativamente os níveis de harmônicas na rede e, conseqüentemente, as perdas.

As DHTs de corrente dos inversores possuem uma relação inversamente proporcional à radiação solar em consequência da redução da corrente fundamental. As DHTs de corrente possuem altos valores quando operam em baixa potência de saída e possuem valores mais baixos quando operam na potência nominal. Entretanto, em todos os cenários de análise, os maiores valores de DHT de corrente no transformador ocorreram quando o inversor estava operando em sua potência nominal, ou seja, operando próximo a 100%.

Embora as distorções harmônicas de corrente possuam valores maiores quando o inversor opera abaixo de sua potência nominal, essas distorções não impactarão tanto a

rede. Quando o inversor opera próximo a 100% de sua carga nominal, os níveis de distorção são menores, mas os impactos são mais significativos na rede.

Em um cenário de 30% de penetração fotovoltaica observa-se DHTs de corrente de 16,4% nos períodos de baixa geração, 18,9% nos períodos intermediários de geração e 28,3% nos períodos de pico, ou seja, de máxima geração.

Pode-se concluir na análise que os níveis de distorção harmônica crescem conforme o nível de penetração fotovoltaica aumenta. Na simulação verificou-se que para um nível de penetração de 60% de sistemas fotovoltaicos, a DHT de corrente foi de 60,1% no período de alta geração fotovoltaica.

Ressalta-se que nesse período a corrente no transformador é reversa em relação ao sentido usual, ou seja, existe excedente de geração em relação à carga no sistema secundário e, portanto, o fluxo de potência flui no sentido do primário. O valor negativo da corrente na Tabela 9 indica o fluxo reverso da corrente.

Os resultados obtidos com a simulação dos níveis de DHT de tensão e corrente para os diferentes estágios de operação do inversor fotovoltaico são compatíveis com os dados de medição no transformador observados em outros trabalhos, como, por exemplo, o estudo realizado por (CHIDURALA et al., 2016).

## 2.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foi realizado um estudo sobre cargas não lineares e os conceitos de distorções harmônicas de tensão e corrente no cenário de redes inteligentes e geradores fotovoltaicos. Verificou-se, através de simulações, o aumento da não-linearidade no perfil da carga no transformador, proveniente do aumento de cargas eletrônicas e de unidades de geração distribuída que utilizam conversores eletrônicos para sua conexão com a rede.

No entanto, para o perfil de carga analisado, os períodos em que há impacto da distorção harmônica na corrente não coincidem com o período do pico de carga no sistema. A característica específica da geração fotovoltaica e a particularidade do perfil de carga de cada sistema devem, portanto, serem analisadas de maneira combinada, como forma de identificar possíveis contribuições do efeito harmônico nos períodos de interesse.

### **3 PERDAS NOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO EM AMBIENTES SENOIDAIS E NÃO SENOIDAIS**

As perdas técnicas dos transformadores de distribuição são compostas por duas parcelas fundamentais: as perdas no ferro que estão associadas ao núcleo e as perdas no cobre que estão associadas aos enrolamentos. Essas perdas como estão concentradas nestes equipamentos possuem, a princípio, uma modelagem simples com fácil estimativa.

Entretanto, as correntes distorcidas no primário e no secundário do transformador produzem o efeito da elevação das perdas acima dos valores nominais e, conseqüentemente, de sua temperatura interna. Esse aumento da temperatura interna pode causar o estresse do isolamento e uma degradação contínua que tende a evoluir para a perda prematura do isolamento num ponto qualquer, sendo comum no ponto mais quente, interferindo diretamente no tempo de vida útil do transformador (SENRA, 2013).

Assim, no processo de análise dos custos operacionais dos transformadores de distribuição, a estimativa das perdas técnicas é de fundamental importância e deve ser analisada quando os transformadores operam em ambientes puramente senoidais e em ambientes com distorções harmônicas.

#### **3.1 PERDAS NOS TRANSFORMADORES EM AMBIENTES SENOIDAIS**

O transformador de distribuição em condições normais de operação apresenta um bom rendimento. Apesar disso, suas perdas de energia devem ser analisadas com atenção, pois estas são responsáveis pelo aquecimento do transformador o que interfere em sua vida útil.

##### **3.1.1 Perdas no ferro**

Em um material metálico sujeito à variação de fluxo, geram-se forças eletromotrizes que produzem, dentro da própria massa metálica condutora, correntes muito intensas, chamadas correntes parasitas. Estas correntes produzem uma força magneto-motriz que pela lei de Lenz se opõe à causa que a produz, isto é, ao fluxo. Assim, o efeito destas correntes constitui uma perda de potência que pode ser expressa em watts (MAMEDE, 1994), conforme estabelecido por (8).



$$W_p = 10^{-12} \frac{\pi^2}{8\rho} B_M^2 \cdot f^2 \cdot \delta^2 \cdot \ell \cdot S \quad (8)$$

Sendo:

$\rho$  - Resistividade do material das lâminas ( $\mu\Omega\text{cm}$ );

$B_M$  - Valor máximo da indução nas lâminas (T);

$f$  - Frequência de variação do fluxo (rad/s);

$\delta$  - Espessura em mm das lâminas (cm);

$n$  - Número de espiras;

$S$  - Área das laminas ( $\text{cm}^2$ );

$\ell$  - Comprimento das laminas (cm);

$v$  - Tensão de alimentação (V).

Sabendo-se que:

$$v = n \frac{d\phi}{dt} \quad (9)$$

Sendo  $\phi$  o fluxo magnético no núcleo (T)

Tem-se (10):

$$\phi = \frac{1}{n} \int v \cdot dt \quad (10)$$

Admitindo-se que:

$$v = V_m \cdot \text{sen}(wt) \quad (11)$$

Substituindo-se (11) em (10), tem-se (12) e (13):

$$\phi = \frac{V_m}{n \cdot w} \cdot \text{cos}(wt) \quad (12)$$

$$B = \frac{V_m}{n \cdot S \cdot w} \text{cos}(wt) \quad (13)$$

Analisando-se a expressão (8) verifica-se que a perda no núcleo depende diretamente do valor máximo da densidade de fluxo magnético e da frequência da rede. Os demais parâmetros envolvidos na expressão (8) estão associadas ao tipo de material

utilizado e suas dimensões físicas (MARTIGNONI, 1979).

Por outro lado, os materiais ferromagnéticos utilizados na confecção dos núcleos dos transformadores sujeito a magnetizar-se, percorre um ciclo de histerese todas as vezes que o campo magnetizante varia de +BM a – BM e deste novamente para + BM, sendo a potência perdida proporcional à superfície do ciclo. Esta perda é interpretada como sendo necessária para vencer os atritos entre os magnetos elementares de que o núcleo se compõe, e foi chamada de perda histerese magnética. Sua compensação é feita por meio de uma energia equivalente, absorvida da linha de alimentação. A potência em watts perdida por efeito da histerese pode ser calculada pela expressão (14). Neste caso verifica-se também uma dependência direta das perdas por histerese com a tensão de alimentação (MARTIGNONI, 1979).

$$W_h = 10^{-7} \cdot \mu \cdot B_M^{1,6} \cdot f \cdot \ell \cdot S \quad (14)$$

Sendo:

$B_M$  - Valor máximo da indução à qual o núcleo é solicitado (T);

$f$  - Frequência de variação do fluxo (rad/s);

$\mu$  - Coeficiente de *Steinmetz* que depende da natureza do material.

Existem ainda perdas originárias da indução magnética nas ferragens do tanque, e de outras origens aleatórias nem sempre de perfeita definição. Entretanto, a magnitude destas contribuições são desprezíveis quando comparadas com as perdas principais desenvolvidas no interior do núcleo magnético. Por outro lado, quando da realização dos ensaios para determinação das perdas, estas são medidas juntamente com as principais.

As perdas totais em condições normais de funcionamento podem então ser dadas por (15):

$$P_{fe} = W_h + W_p \quad (15)$$

Admitindo-se a frequência constante, pode-se concluir que as perdas no ferro dos transformadores dependem apenas da tensão de alimentação. Considerando-se que a variação da tensão possui limites estreitos e controlados no sistema de distribuição é comum que as perdas no núcleo sejam admitidas constantes ao longo de toda sua vida útil. Por esta razão as perdas no ferro são denominadas apenas como perdas constantes.

### 3.1.2 Perdas no cobre

As perdas no material dos enrolamentos do transformador são denominadas perdas no cobre e possuem duas componentes. A principal componente refere-se às perdas por efeito Joule devidas à resistência ôhmica dos enrolamentos. Essas perdas variam de acordo com a carga no transformador, mais precisamente com o quadrado da corrente fornecida.

A segunda componente referente às perdas no cobre é denominada perda suplementar e está relacionada com a circulação de correntes parasitas produzidas nos condutores pelo fluxo de dispersão. Esta parcela de perda depende da corrente, do carregamento elétrico e da geometria dos condutores da bobina. Sua determinação analítica não é simples, mas sua contribuição nas perdas totais no cobre é relativamente pequena quando o transformador opera em condições normais. Nos ensaios experimentais para a obtenção das perdas totais no cobre, as perdas suplementares são obtidas juntamente com as perdas no cobre.

Considerando os enrolamentos do primário e secundário do transformador, a perda no cobre pode ser escrita conforme a equação (16).

$$P_{cobre} = R_p I_p^2 + R_s I_s^2 \quad (16)$$

Sendo:

$P_{cobre}$  - Perda no cobre (W);

$R_p, R_s$  - Resistências dos enrolamentos primário e secundário respectivamente ( $\Omega$ );

$I_p, I_s$  - Corrente eficaz nos enrolamentos primário e secundário respectivamente

(A).

Utilizando a relação de transformação  $n$ , pode-se reescrever a equação (16) em função da resistência equivalente, conforme (17).

$$P_{cobre} = R_p I_p^2 + R_s n^2 I_p^2 = (R_p + R_s n^2) I_p^2 = R_{eq} I_p^2 \quad (17)$$

Sendo:

$R_{eq}$  - Resistência elétrica equivalente ( $\Omega$ );

$n$  - Relação de transformação.

Para o transformador operando a plena carga, a perda no cobre pode ser expressa

conforme (18).

$$P_{cu} = R_{eq} I_{po}^2 \quad (18)$$

Sendo:

$P_{cu}$  - Perda no cobre para corrente nominal (W);

$I_{po}$  - Corrente primária nominal (A).

A relação entre as perdas para a condição de potência passante  $S_p$  e a plena carga  $S_n$  é expressa conforme (19):

$$\frac{P_{cobre}}{P_{cu}} = \frac{R_{eq} I_p^2}{R_{eq} I_{po}^2} = \frac{I_p^2}{I_{po}^2} = \frac{(VI_p)^2}{(VI_{po})^2} = \left[ \frac{S_p}{S_n} \right]^2 \quad (19)$$

Dessa maneira, a perda no cobre é obtida conforme (20):

$$P_{cobre} = \left[ \frac{S_p}{S_n} \right]^2 P_{cu} \quad (20)$$

Sendo:

$S_n$  - Potencia nominal do transformador (kVA);

$S_p$  - Potencia passante no transformador (kVA).

### 3.2 AQUECIMENTO E PERDA DE VIDA ÚTIL EM TRANSFORMADORES

A aplicação de carga em um transformador provoca neste um aquecimento, que por sua vez gera uma degradação no material isolante utilizado em sua construção. Quantificar o nível de degradação deste material é justamente calcular a taxa de perda de vida do transformador.

O cálculo da perda de vida é essencialmente uma função do envelhecimento do material isolante, que depende diretamente da temperatura do enrolamento do transformador. Para o cálculo é estabelecida a temperatura do ponto mais quente (ponto do enrolamento onde a temperatura é mais elevada), ou “*Hottest Spot*”.

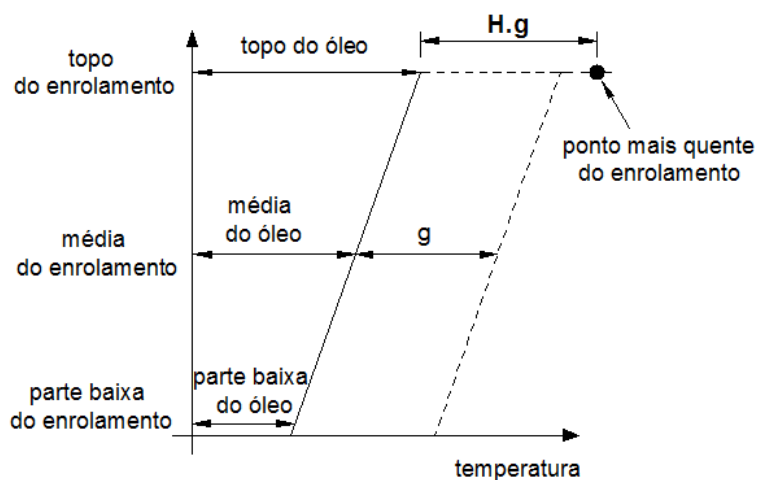
As temperaturas máximas do óleo e do ponto quente variam de acordo com a carga do transformador. Na análise pela norma internacional IEC 60354 algumas condições devem ser pré-determinadas.

A primeira condição estabelece que a temperatura do enrolamento aumenta linearmente da parte baixa até o topo com uma taxa de variação  $g$ . O aumento da temperatura do ponto mais quente do enrolamento é superior ao aumento médio da temperatura do enrolamento em consequência dos efeitos das perdas adicionais neste ponto.

Por fim, a diferença entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura do topo do óleo é dada por  $H.g$ , sendo que o valor de  $H$  varia de 1,1 até 1,5 dependendo das características construtivas do transformador (SENRA, 2013).

O diagrama térmico do transformador a óleo segundo a IEC 60354 pode ser observado na Figura 12.

**Figura 12** – Diagrama térmico do transformador a óleo



Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission - IEC (1991).

A temperatura do ponto mais quente é uma característica presente nos transformadores, uma vez que os esforços térmicos não são equilibrados nos enrolamentos. As correntes parasitas que circulam pela massa dos condutores situados nas extremidades dos enrolamentos são maiores que nas demais partes, e fazem com que as perdas suplementares nos condutores situados nesta região sejam maiores. Isto ocorre porque as bobinas situadas neste local estão sujeitas a campos magnéticos radiais mais intensos.

Em determinadas situações, embora as perdas totais possam ser pouco afetadas pela distorção de corrente, as perdas locais na região do ponto mais quente poderão ser grandes o suficiente para provocar o envelhecimento do material isolante do enrolamento do transformador.

### 3.3 PERDAS NOS TRANSFORMADORES EM AMBIENTE NÃO SENOIDAL

As harmônicas de tensão e corrente oriundas de cargas não lineares contribuem para o aumento das perdas técnicas dos transformadores de distribuição. Conseqüentemente, esse aumento de perdas provoca a diminuição do carregamento máximo admissível, redução da vida útil e aumento dos custos operacionais do transformador (SANTOS, 2006).

As correntes distorcidas no primário e no secundário do transformador provocam o aumento das perdas acima dos valores nominais e, conseqüentemente, de sua temperatura interna. O aumento da temperatura interna pode causar o estresse do isolamento e o aparecimento de uma degradação contínua que tende a evoluir para a perda prematura e definitiva do isolamento num ponto qualquer mais comumente no ponto mais quente (SENRA, 2013).

As perdas no ferro são ocasionadas pelo fluxo de magnetização produzido pela tensão aplicada no primário do transformador. Se esta tensão for distorcida haverá um acréscimo das perdas no núcleo, pois as perdas por histerese são proporcionais à frequência e as perdas por correntes parasitas, ou Foucault, no núcleo são proporcionais ao quadrado da frequência (PARENTONI, 2010).

Nas perdas no cobre estão presentes dois fenômenos físicos simultâneos: o efeito *skin* (pelicular) e o de proximidade, que se manifestam com maior intensidade na presença de harmônicas e provocam o aumento das perdas técnicas (SANTOS, 2006).

Diante estes fenômenos na presença de distorções harmônicas, os parâmetros de resistências e indutâncias podem sofrer significativas alterações e devem ser tratadas de forma especial, pois podem interferir diretamente no aumento das perdas internas do transformador e comprometer sua vida útil.

### 3.3.1 Perdas no ferro sob condições não senoidais

O aumento das perdas no ferro ocasionadas pelas distorções harmônicas depende das amplitudes harmônicas da tensão de alimentação e das características do núcleo, como tipo de núcleo utilizado, material e laminação.

As perdas devido ao fenômeno de histerese estão relacionadas com a energia necessária para orientar os domínios magnéticos. A distorção harmônica da tensão e do fluxo magnético exerce pouca influência nas perdas por histerese devido a suas baixas amplitudes. As perdas por histerese sob condições não senoidais são calculadas através da equação (21):

$$\frac{P_{Hh}}{P_{H1}} = \left[ 1 + \left( \sum_{h=2}^{\infty} \frac{1}{n} \frac{V_h}{V_1} \cos \varphi_h \right)^s \right] \quad (21)$$

Sendo:

$P_{Hh}$  - Perdas totais por histerese para um suprimento distorcido (W);

$P_{H1}$  - Perdas por histerese na frequência fundamental (W);

$h$  - Ordem harmônica;

$V_h$  - Tensão eficaz da h-ésima harmônica (V);

$V_1$  - Tensão eficaz fundamental (V);

$\varphi_h$  - Ângulo de fase da h-ésima harmônica (rad);

$s$  - Coeficiente de Steinmetz (Varia de 1,5 a 2,5 para os materiais comumente utilizados).

As perdas por corrente parasita possuem uma relação direta com as taxas de variação do fluxo magnético e o conteúdo harmônico deste fluxo está diretamente relacionado com as distorções harmônicas da tensão aplicada no transformador.

Para as harmônicas de alta frequência as correntes parasitas ocasionam a não uniformidade da densidade de fluxo magnético, apresentando-se maior nas extremidades das chapas do material do núcleo. Esse efeito ocasiona uma redução nas perdas por correntes parasitas e é considerado no cálculo das perdas por correntes de Foucault, equação (22), como parâmetro  $C_{en}$  :

$$\frac{P_{Fh}}{P_{F1}} = \left[ 1 + \sum_{h=2}^{\infty} \left( \frac{V_h}{V_1} \cos \varphi_h \right)^2 C_{en} \right] \quad (22)$$

Sendo:

$$C_{en} = \begin{cases} 1 - 0,0017 \xi^{3,61} & se \ \xi < 3,6 \\ \frac{3}{\xi} & se \ \xi > 3,6 \end{cases}$$

A constante  $\xi$  é obtida através da equação (23):

$$\xi = \Delta \sqrt{\pi \mu \gamma f} \quad (23)$$

Sendo:

$P_{Fh}$  - Perdas por correntes parasitas para um suprimento distorcido (W);

$P_{F1}$  - Perdas por correntes parasitas para a frequência fundamental (W);

$\Delta$  - Espessura da chapa do núcleo (m);

$\mu$  - Permeabilidade magnética d núcleo (H/m);

$\gamma$  - Condutividade elétrica do núcleo ( $\Omega.m$ );

$h$  - Ordem harmônica da tensão;

$f$  - Frequência de alimentação da rede (Hz).

O aumento das perdas no ferro devido as distorção harmônicas depende de alguns fatores como as ordens e amplitudes harmônicas da tensão de alimentação, tipo de núcleo empregado, material e laminação. As perdas por corrente parasitas possuem relação direta com a taxa de variação do fluxo magnético. O conteúdo harmônico deste fluxo magnético está relacionado com a distorção harmônica da tensão aplicada no transformador. Na maioria dos casos reais, a distorção harmônica é pouco significativa e sua influência é praticamente desprezível para níveis de distorção harmônica de tensão considerados aceitáveis.

### 3.3.2 Efeitos da frequência nas resistências dos enrolamentos do transformador

O aumento das perdas técnicas nos enrolamentos dos transformadores é provocado pela presença simultânea de dois fenômenos físicos, o efeito pelicular e o efeito



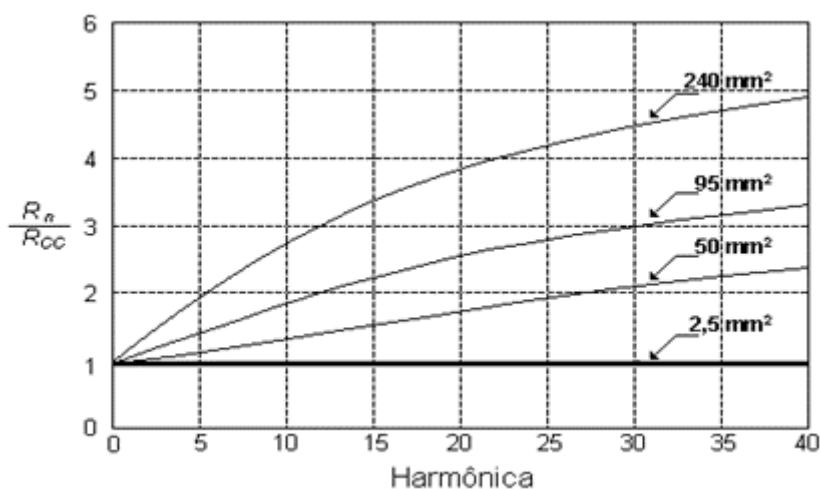
proximidade, que se manifestam com maior intensidade na presença de distorções harmônicas de corrente.

O efeito pelicular ou *Skin* ocorre porque a indutância própria através das seções retas do condutor não é uniforme. O centro do condutor é enlaçado por mais linhas de fluxo do que a superfície e, dessa forma, a indutância no centro acaba sendo maior do que na superfície e faz com que a corrente circule em maior densidade na superfície do condutor.

O efeito de proximidade acontece em consequência da interação entre os condutores. Os campos magnéticos dos condutores próximos interagem entre si distorcendo a distribuição de correntes dos mesmos e, conseqüentemente, causa a alteração do valor da resistência do condutor.

Em Delaiba (1997), foi apresentada uma análise do efeito da variação de frequência nos parâmetros resistivos do circuito equivalente do transformador. Na Figura 13 é ilustrada a relação entre as resistências CA e CC em função da frequência para diferentes seções de condutores.

**Figura 13** – Relação entre as resistências CA e CC para condutores de diferentes seções

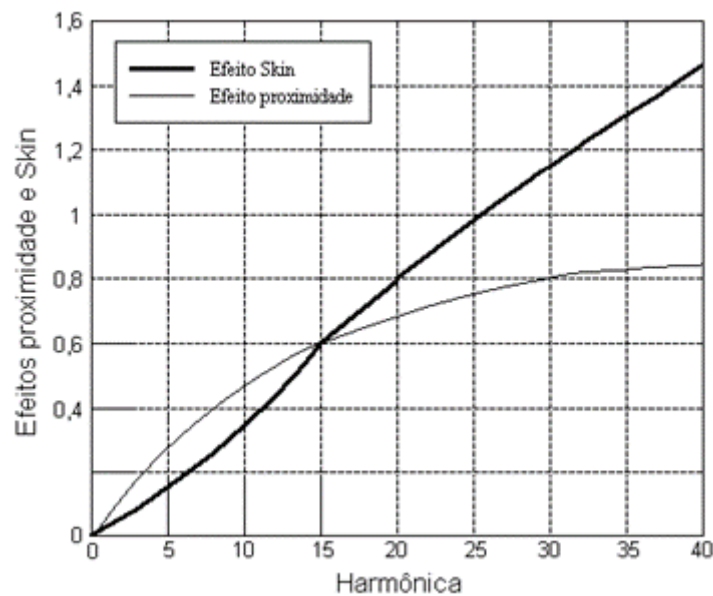


Fonte: Delaiba (1997).

Na Figura 13 pode-se observar que a resistência CA aumenta consideravelmente em função de altas ordens harmônicas em condutores de seções maiores.

Na Figura 14 são ilustrados os efeitos pelicular e proximidade separadamente em função da frequência para um condutor de seção circular de 95mm².

**Figura 14** – Efeitos Skin e proximidade em função da frequência em um condutor

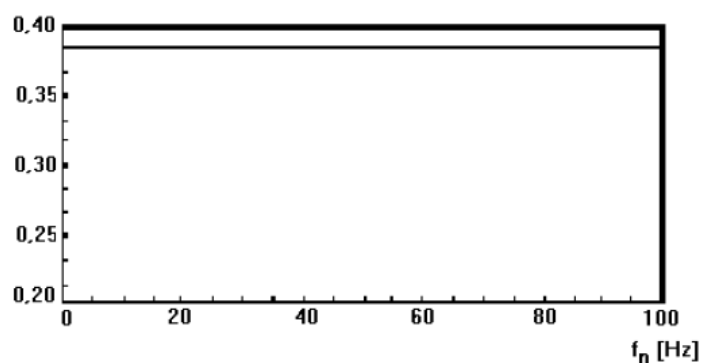


Fonte: Delaiba (1997).

Conforme a Figura 14, o efeito *Skin* e o efeito pelicular para o condutor de 95 mm<sup>2</sup> apresentam elevações semelhantes até aproximadamente à 15ª ordem harmônica. Entretanto, para ordens superiores a 15ª, as amplitudes se diferenciam, sendo que para altas frequências o efeito *Skin* apresenta uma maior elevação.

Na Figura 15 são ilustradas as variações das resistências ôhmicas dos enrolamentos de alta tensão em função da frequência para um transformador de 300 KVA.

**Figura15** – Resistência do enrolamento de alta tensão em função da frequência

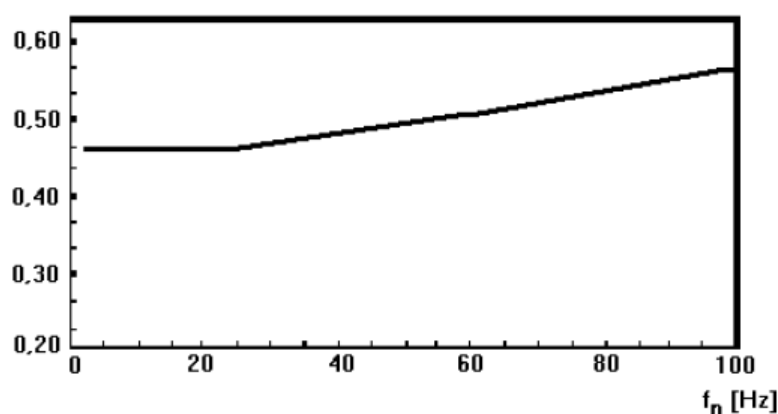


Fonte: Delaiba (1997).

Na Figura 15 pode-se observar que a resistência não se altera com a variação da frequência. Isso ocorre porque a maioria dos transformadores possui condutores de

pequenas seções transversais nos enrolamentos de alta tensão. Nos enrolamentos de baixa tensão, de maneira contrária, possuem uma significativa alteração com a variação da frequência, pois esses enrolamentos necessitam de condutores com maiores seções transversais. A variação da resistência do enrolamento de baixa tensão em função da frequência é mostrada na Figura 16.

**Figura 16** – Resistência do enrolamento de baixa tensão em função da frequência



Fonte: Delaiba (1997).

Um dos objetivos dos estudos relacionados ao aumento da resistência CA em função da elevação da frequência nos transformadores é quantificar o aumento das perdas quando estes operam em ambientes não senoidais.

Nas literaturas pesquisadas observa-se que existe muita discrepância entre as formulações sugeridas (OLIVEIRA, 1986; PIRES; OLIVEIRA, 1991), não ensejando qualquer generalidade suficiente para ser adotada sem restrições. Assim, a escolha da melhor formulação dependerá da finalidade de aplicação.

### 3.3.3 Perdas nos enrolamentos do transformador em ambiente não senoidal

As perdas totais nos enrolamentos, sob correntes secundárias não senoidais, podem ser calculadas, aplicando-se o princípio da superposição, conforme a equação (24).

$$P_{Th} = \sum_{h=0}^{50} R_h(p) \cdot I_h^2(p) + \sum_{h=0}^{50} R_h(s) \cdot I_h^2(s) + P_{EC-H} + P_{OSL} \quad (24)$$

Sendo:

$R_h(p)$  - Resistência do enrolamento primário para o h-ésimo harmônico ( $\Omega$ );

$R_h(s)$  - Resistência do enrolamento secundário para o h-ésimo harmônico ( $\Omega$ );

$I_h^2(p)$  - Valor eficaz da h-ésima corrente harmônica do primário (A);

$I_h^2(s)$  - Valor eficaz da h-ésima corrente harmônica do secundário (A);

$P_{EC-H}$  - Perdas por correntes parasitas nos enrolamentos em condições não senoidais (W);

$P_{OSL}$  - Perdas suplementares nas partes metálicas em condições não senoidais (W).

As perdas suplementares (adicionais) são ocasionadas pelo fluxo de dispersão na partes metálicas do transformador, como núcleo, paredes do tanque, etc. Nos transformadores a óleo o aquecimento das estruturas provocado por essas perdas podem aumentar a temperatura total e, conseqüentemente, a de todo o enrolamento (SENRA, 2013).

As parcelas das perdas que são devidas às correntes parasitas (*eddy currents*) e perdas suplementares (adicionais) não são informadas pelo fabricante, uma vez que não é possível separá-las em um único ensaio.

A determinação das perdas técnicas dos transformadores operando em ambiente não senoidal é necessária para estabelecer os critérios de funcionamento de forma a não degradar a vida útil do transformador.

Em ambientes não senoidais, a determinação analítica das perdas com a frequência requer estudos detalhados envolvendo aspectos construtivos. Entretanto, através de ensaios experimentais que determinam os valores de resistência CA para cada ordem harmônica estas perdas podem ser obtidas com considerável precisão (SANTOS, 2006).

### 3.3.4 Fator K e desclassificação

Os transformadores que suprem correntes harmônicas devem ser avaliados para verificar suas condições de operação, ou seja, se operam em condições nominais ou em sobrecarga. As abordagens de avaliação de transformadores que alimentam cargas não

lineares são duas: a primeira é o projeto da capacidade harmônica do transformador de forma antecipada e a segunda é a desclassificação dos transformadores convencionais para uma determinada distorção harmônica (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

Os transformadores de fator K são projetados para servir diferentes graus de cargas não lineares sem que exceda os limites de elevação de temperatura nominal. Os transformadores convencionais destinados a cargas lineares possuem fator K=1. Os transformadores projetados com fator K>1 suportam maiores correntes distorcidas que os convencionais.

No mercado brasileiro, os transformadores de fator K tipicamente encontrados são K4, K13 e K20, sendo que o valor de K indica, de maneira simplificada, o múltiplo das perdas por correntes parasitas nos enrolamentos, sob corrente senoidal para a frequência nominal, que o transformador poderá suportar sem exceder seus limites de temperatura (SENRA, 2013).

O fator K pode ser calculado através de (25), segundo definição da UL-1561 (1999):

$$K = \sum_{h=1}^{h_{Máx}} h^2 \cdot \left( \frac{I_h}{I_{rms}} \right)^2 \quad (25)$$

Sendo:

$I_h$  - Valor eficaz da corrente harmônica de ordem h (A);

$I_{rms}$  - Valor eficaz da corrente total secundária (A);

$h$  - Ordem harmônica;

Assim, o transformador com fator K possui potência nominal calculada pela corrente secundária total, mas com capacidade para suportar os efeitos térmicos causados pelas correntes harmônicas estimadas para esse valor de K. A norma IEEE C57-110 (1998) também possui procedimentos de cálculo do fator K de transformadores e os valores obtidos são iguais ao da definição da UL-1561 (1999) (SENRA, 2013).

Uma alternativa de análise para a avaliação da capacidade de um transformador de suprir cargas não lineares é o Fator de Perda Harmônica  $F_{HL}$ . Conforme a norma IEEE Std. C57.110 (1998), esse fator pode ser calculado pela equação (26):

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^N h^2 \left( \frac{I_h}{I} \right)^2}{\sum_{h=1}^N \left( \frac{I_h}{I} \right)^2} \quad (26)$$

O fator de perda harmônica é similar ao fator K, entretanto independe da magnitude relativa da corrente que pode ser normalizada tanto pela corrente eficaz verdadeira como pela corrente fundamental. A relação entre o fator K e o fator de perda harmônica é dada por (27):

$$K = F_{HL} \sum_{h=1}^N h^2 I_h^2 \quad (27)$$

A desclassificação ou “*derating*” de transformadores é a medida de quanto se deve reduzir o carregamento máximo de um transformador mediante o aumento de cargas não lineares supridas (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014). A desclassificação é uma boa alternativa em casos de transformadores já instalados, enquanto que a utilização de transformadores de fator K é mais adequada quando a instalação ainda está em fase de projeto.

O processo de desclassificação parte do cálculo do fator K que foi apresentado e posteriormente avaliam-se as perdas por correntes parasitas e as perdas específicas no ponto quente dos enrolamentos do transformador. Dessa forma, o conceito de desclassificação baseia-se em (28):

$$I_{\max(pu)} = \sqrt{\frac{P_{T,R(pu)}}{[1 + P_{cp,R(pu)} \cdot K]}} \quad (28)$$

Sendo:

$I_{\max(pu)}$  - Máximo valor de corrente não-senoidal por unidade, com fator de perda harmônica  $K$ , que provoca a mesma perda por corrente parasita no ponto quente que uma corrente senoidal pura;

$P_{T,R(pu)}$  - Perdas específicas no ponto quente nos enrolamentos do transformador;

$P_{cp,R(pu)}$  - Perda por corrente parasita normalizada sob condições nominais (60 Hz, senoidal).

Na equação (28) pode-se fazer uma aproximação conforme (29) caso faltem dados técnicos para a análise.

$$P_{T,R(pu)} = 1 + P_{cp,R(pu)} \quad (29)$$

A Tabela 10 indica os valores típicos do fator de perdas em condições nominais.

**Tabela 10** - Valores típicos para fatores de perdas

<b>Tipo</b>	<b>Potência (MVA)</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>%Pcp,R</b>
<b>Seco</b>	≤1.0		3 – 8
	≥1.5	5 kV – HV	12 – 20
	≤1.5	15 kV –HV	9 – 15
<b>Óleo</b>	≤2.5	480V – LV	1
	Entre 2.5 e 5.0	480V – LV	1-5
	>5.0	480V – LV	9-15

Fonte: Senra (2013).

A metodologia de desclassificação apresentada pode levar a resultados muito conservativos, dependendo das dimensões dos condutores. Para baixas frequências harmônicas esta metodologia apresenta resultados satisfatórios, mas para o caso de frequências superiores à 9ª ordem os erros encontrados são significativos.

Este fato se deve à dificuldade de se separar as perdas por correntes parasitas das demais perdas provocadas pelo fluxo de dispersão, que são menos sensíveis à variação da frequência.

Em Garcia (2002) foi realizado um estudo comparando o método convencional com outro método mais preciso para a determinação das perdas específicas por correntes parasitas. Verificou-se que o método exato para o cálculo das perdas no cobre aumentou em aproximadamente 8% o valor máximo da corrente não-senoidal admissível, mostrando desta forma que a metodologia proposta na recomendação IEEE C57.110 (1998) leva de fato a resultados conservativos.

### 3.3.5 Fator de correção de perdas nominais no cobre em Função do DHT<sub>i</sub>

O cálculo das perdas no cobre de um transformador suprindo cargas não lineares através da utilização de (24) é bastante trabalhoso devido às etapas necessárias como:

- Correção da resistência CA dos enrolamentos em função da frequência, de modo que se tenha um valor de resistência para cada ordem harmônica. Este processo é efetuado normalmente até a quadragésima nona ordem;
- Medições das distorções harmônicas individuais de corrente que circulam pelos enrolamentos primário e secundário do transformador;
- Somatória do produto do quadrado das correntes harmônicas pelas suas respectivas resistências.

Assim, pode-se observar que calcular com boa precisão as perdas no cobre de um transformador operando em ambientes com distorções harmônicas é um procedimento que exige um grande trabalho devido às várias etapas de cálculos. Tratando-se do sistema elétrico de distribuição, observa-se que as dificuldades aumentam, pois o mesmo possui um enorme número de unidades transformadoras.

Em Santos (2006) foi desenvolvida uma metodologia otimizada que utiliza uma equação simples para o cálculo das perdas totais no cobre de um transformador de distribuição em ambientes não senoidais, utilizando apenas a DHT<sub>i</sub>.

A equação tem característica análoga às equações utilizadas para correção da resistência (relação  $R_{ca} / R_{cc}$ ), conforme as referências (OLIVEIRA, 1986; PIRES; OLIVEIRA, 1991), ou seja, as perdas totais do transformador em ambiente não senoidal é obtido em relação às perdas do transformador em ambiente senoidal.

O desenvolvimento da equação, que visa a otimização dos cálculos das perdas não teve como princípio as tradicionais deduções matemáticas utilizadas nas equações da literatura e sim, uma análise numérica através de diversos testes, tendo como base os gráficos e distorções harmônicas oriundas de medições efetuadas em ramais de distribuição.

A correção das perdas no cobre que foi obtida com maior precisão é demonstrada na equação (30) (SANTOS, 2006):



$$\frac{P_T}{P_1} = e^{\left(\frac{DHT_i}{100}\right)^2 \cdot \left(\alpha - \left(\frac{DHT_i}{100}\right)\right)} \quad (30)$$

Sendo:

$P_T$  - Perdas totais no cobre (W);

$P_1$  - Perdas no cobre em função apenas da componente fundamental (W);

$DHT_i$  - Distorção Harmônica Total de Corrente;

$\alpha$  - Constante de calibração que depende da capacidade e das características construtivas do transformador.

O procedimento utilizado para a determinação da constante de calibração da metodologia proposta é baseado na análise de gráficos e tabelas, onde os dados são obtidos através do método dos Mínimos Quadrados.

No primeiro momento, efetuam-se os cálculos das perdas no cobre utilizando-se a modelagem segundo (31) que é o método recomendado pela norma IEEE C57.110 (1998):

$$P_{LL} = \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 R_h \quad (31)$$

Na equação (31) estima-se uma resistência efetiva  $R_h$  para cada ordem harmônica, ou seja, calculam-se as perdas para cada ordem harmônica e depois efetua-se a somatória das mesmas obtendo-se as perdas totais dos enrolamentos dos transformadores.

Os valores das resistências  $R_h$  foram obtidos através do ensaio em curto-circuito variando-se a frequência da tensão de alimentação e obtendo-se assim os valores de resistência CA dos enrolamentos para cada ordem harmônica.

Após o cálculos das perdas através de (31) calcula-se também as perdas através do modelo de correção das perdas por  $DHT_i$ , variando-se a constante de calibração em um intervalo de 0 a 4. Utilizando-se o método dos Mínimos Quadrados e com o auxílio de gráficos e tabelas, encontra-se o valor da constante de calibração  $\alpha$  que possui o menor erro entre os cálculos das perdas efetuadas pelos dois métodos.

A análise foi realizada em três unidades transformadoras, sendo elas de 10 kVA, 15 kVA e 50 kVA. Os valores das constantes  $\alpha$  de calibração encontrados podem ser visualizados na Tabela 11.

**Tabela 11** – Valores da constante de calibração  $\alpha$  para os transformadores

Potência Nominal	Constante de Calibração
10 kVA	1,23
15 kVA	1,402
50 kVA	1,974

Fonte: Santos (2006).

A metodologia proposta por Santos (2006) foi validada através da comparação entre as duas metodologias. O valor do erro encontrado entre os dois métodos foram menores de 0,5%, podendo ser considerados irrelevantes.

Através da análise da Tabela 11 verifica-se que quanto maior a potência nominal do transformador, maior é a constante  $\alpha$  de calibração.

### 3.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foi apresentado um estudo referente às perdas nos transformadores trifásicos de distribuição. Verificou-se que as distorções harmônicas influenciam no aumento das perdas nominais dos transformadores.

Em determinadas situações as perdas totais podem ser pouco afetadas pelas distorções de corrente, entretanto, as perdas locais na região do ponto mais quente poderão ser suficientemente elevadas para provocar o envelhecimento do material isolante dos enrolamentos dos transformadores.

## **4 CÁLCULO DOS CUSTOS UNITÁRIOS DAS PERDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO**

Quantificar as perdas em valores monetários é uma forma eficaz de sensibilizar a direção da empresa bem como seus funcionários. Neste trabalho a técnica de custeio das perdas técnicas será utilizada para canalizar ações direcionadas à minimização destes recursos através do gerenciamento do uso dos transformadores de potência com vistas à implementação de um processo contínuo de melhorias dos produtos e serviços para a empresa.

### **4.1 CÁLCULO DOS CUSTOS UNITÁRIOS DAS PERDAS TÉCNICAS**

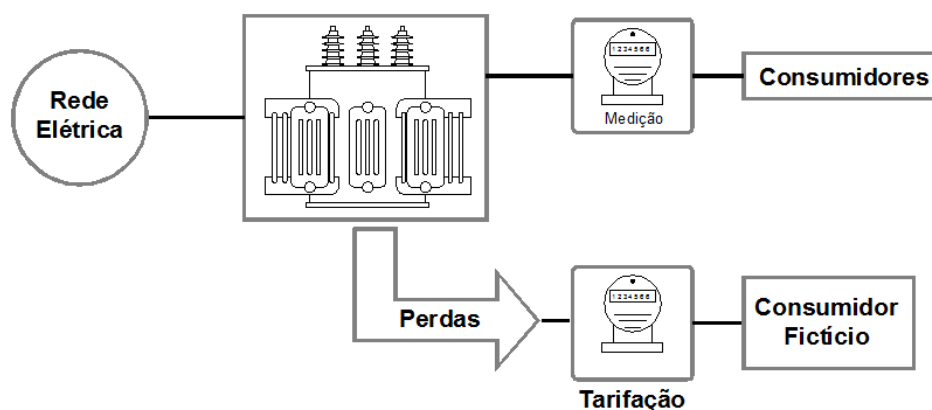
Na metodologia para a capitalização das perdas técnicas, as perdas totais (perdas no ferro e no cobre) foram consideradas um consumidor adicional associado ao transformador. A atribuição de custo para estas perdas é realizada aplicando-se sobre este montante de energia perdida um mecanismo de tarifação vigente definindo-se, assim, os chamados custos unitários de perdas associados a uma determinada condição de demanda.

De um modo geral, na avaliação econômica, os custos unitários são definidos para o ano inicial, e para um ano qualquer eles devem ser corrigidos pela taxa de inflação projetada para o período. Por outro lado, do ponto de vista operacional deve também ser considerado o crescimento da carga ao longo dos anos.

Assim, os conceitos relativos a taxa de inflação, custo anual para pagamentos parcelados de empréstimos, valor presente de uma parcela, devem ser considerados para avaliação dos custos operacionais dos transformadores.

As perdas técnicas nos transformadores representam, sob o ponto de vista financeiro, um consumidor fictício não tarifado. Neste contexto, esta perda de receita pode ser quantificada através dos mecanismos vigentes, como é ilustrado na Figura 17.

**Figura 17** – Custeio das perdas de energia no sistema de distribuição



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O custo regulatório da tarifa de energia é constituído por diversos componentes tarifários, como transporte, perdas, encargos e energia comprada para revenda. Por sua vez, esses custos são divididos em duas parcelas que compõem as tarifas que são: a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e a Tarifa de Energia – TE.

A partir das funções de custo são construídas as modalidades tarifárias, tanto para o TUSD quanto para TE, classificadas com base no critério temporal, que são os postos tarifários, e pela faixa de tensão, compostos pelos grupos e subgrupos tarifários (ANEEL, 2015).

As modalidades tarifárias atualmente vigentes para os consumidores do grupo A (média e alta tensão) são: Tarifa Horária Azul, Tarifa Horária Verde, Tarifa Convencional Binômica e Tarifa de Geração. Nas modalidades tarifárias para os consumidores do grupo B (baixa tensão) são: Tarifa Horária Branca, Tarifa Convencional Monômica e Tarifa de Geração. Para análise do custo unitário das perdas nos transformadores de distribuição, as modalidades tarifárias utilizadas são as do grupo A (ANEEL, 2015).

Na tarifa horária azul, o custo de fornecimento de uma determinada quantidade de energia, é caracterizado por tarifas diferenciadas de consumo e de demanda de acordo com as horas de utilização do dia. O que resulta na consideração de quatro custos unitários relativos aos quatro postos tarifários, conforme (32).

$$\text{CUSTO} = 12(D_1.C_1 + D_2.C_2) + e_1.C_3 + e_2.C_4 \quad [\text{R\$/ano}] \quad (32)$$

Sendo:

$C_1$  - Custo da demanda no horário de ponta em R\$/kW;

$C_2$  - Custo da demanda fora do horário de ponta em R\$/kW;

$C_3$  - Custo da energia no horário de ponta em R\$/MWh;

$C_4$  - Custo da energia fora de ponta em R\$/MWh;

$D_1$  - Demanda no horário de ponta em kW;

$D_2$  - Demanda fora do horário de ponta em kW;

$e_1$  - Energia no horário de ponta em MWh;

$e_2$  - Energia fora de ponta em MWh;

Nos custos da energia na ponta e fora de ponta,  $C_3$  e  $C_4$ , deve ser considerado o custo adicional da bandeira tarifária vigente no mês. O acionamento das bandeiras está diretamente relacionado às condições hidrológicas e climáticas, devido à matriz energética do país ser predominantemente composta por energia hidráulica.

O sistema de bandeiras tarifárias está em vigor desde o dia 1º de janeiro de 2015 e, desta forma, as distribuidoras de energia divulgam na conta de energia do consumidor, todos os meses, qual bandeira está em vigor (ANEEL, 2013). Em fevereiro de 2016 o Sistema de Bandeiras Tarifárias passou a ser composto por quatro bandeiras, que são a verde, amarela e dois patamares de bandeira vermelha, conforme a Tabela 12:

**Tabela 12** – Valores de acionamento das bandeiras tarifárias

<b>Bandeira verde</b>	Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
<b>Bandeira amarela</b>	Condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,015 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
<b>Bandeira vermelha Patamar 1</b>	Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.
<b>Bandeira vermelha Patamar 2</b>	Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,045 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Fonte: ANEEL (2016).

Para cálculo das energias  $e_1$  e  $e_2$ , bem como os períodos para identificação das demandas  $D_1$  e  $D_2$  nos seguimentos horários totais anuais  $T_i$ , foram considerados os

postos tarifários na ponta e fora de ponta e admitido que, em média, ocorram 6 feriados em dias úteis, conforme os dados apresentados na Tabela 13.

**Tabela 13** – Totalização anual horas/ano por posto tarifário

POSTOS TARIFÁRIOS	FORMA DE TOTALIZAÇÃO	HORAS/ANO
Posto Ponta	$365 \times 3 \times (5/7) - (6 \times 3)$	765
Posto Fora de Ponta	8760-765	7995
<b>TOTAL ANUAL</b>		<b>8760</b>

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A tarifa verde é semelhante à tarifa azul, mas apresenta apenas uma tarifa de demanda, independente do horário em que se verifica a ponta. Os custos unitários da energia são muito elevados no posto ponta e iguais aos da tarifa azul no posto fora de ponta.

Esta tarifa é oferecida como opção aos consumidores de média tensão (classes A2, A3 e A4) e torna-se interessante quando é possível evitar consumos no horário de ponta. Como as perdas se concentram nos horários de ponta, este mecanismo tarifário não é adequado para seu custeio.

A tarifa convencional binômica também não é adequada ao custeio das perdas, pois o seu custo real depende do horário respectivo, o que não é detectado por esta tarifa.

Considerando-se as limitações apontadas para a tarifa horária verde e convencional no tocante ao custeio das perdas de energia, o sistema tarifário azul tem sido o mais recomendado nestas aplicações (DE OLIVEIRA et al, 2003).

Para calcular o custo das perdas de energia, foram substituídas as demandas na ponta e fora de ponta em (32) pelas perdas nos respectivos horários, obtendo-se (33).

$$C_{perdas} = 12(P_1.C_1 + P_2.C_2) + e_1.C_3 + e_2.C_4 \quad [R\$/ano] \quad (33)$$

As perdas por efeito Joule nos condutores das bobinas primárias e secundárias dos transformadores variam com o quadrado da corrente ou, desprezando eventuais variações de tensão, com o quadrado da demanda. O custo unitário destas perdas depende, portanto, dos respectivos diagramas anuais de carga.

No diagrama de carga do componente no qual se pretende conhecer o custo unitário

das perdas variáveis, é possível identificar dois pontos particulares, relacionados com as demandas na ponta e fora de ponta. Estas grandezas são dadas respectivamente por (34) e (35) e são apresentadas em valores por unidade tomando-se como base a maior perda registrada ao longo do dia.

$$P_{1\delta} = \left[ \frac{D_{m\delta}^p}{D_{m\delta}^{dia}} \right]^2 = \left[ \frac{I_{m\delta}^p}{I_{m\delta}^{dia}} \right]^2 \quad (34)$$

$$P_{2\delta} = \left[ \frac{D_{m\delta}^{fp}}{D_{m\delta}^{dia}} \right]^2 = \left[ \frac{I_{m\delta}^{fp}}{I_{m\delta}^{dia}} \right]^2 \quad (35)$$

Sendo:

$D_{m\delta}^p$ ,  $D_{m\delta}^{fp}$  - Demandas máximas na ponta e fora de ponta registradas na curva de considerada  $\delta$ ;

$D_{m\delta}^{dia}$ ,  $I_{m\delta}^{dia}$  - Demanda e corrente máximas registradas na curva de carga considerada  $\delta$ ;

$I_{m\delta}^p$ ,  $I_{m\delta}^{fp}$  - Correntes máximas na ponta e fora de ponta registradas na curva de carga considerada  $\delta$ ;

$\delta$  - indexador relacionado com a curva de carga considerada.

As parcelas relacionadas com as energias elementares  $e_1$  e  $e_2$  podem ser calculadas a partir do fator de perdas  $F_p$ . O fator de perdas é definido conforme expressão (36).

$$F_p = \frac{P_{med}}{P_m} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T P(t) \cdot dt}{P_m} \quad (36)$$

Sendo:

$F_p$  - Fator de perdas;

$P_{med}$  - Perda média de demanda (kW);

$P_m$  - Perda máxima de demanda (kW);

$P(t)$  - Perda técnica de demanda no instante t (kW);

T - Período de tempo (h).

Do ponto de vista discreto, em função dos intervalos de medição, tem-se (37):

$$F_p = \frac{\sum_{n=1}^N D_n^2}{N \cdot D_m^2} = \frac{\sum_{n=1}^N I_n^2}{N \cdot I_m^2} \quad (37)$$

Sendo:

$N$  – Número de amostras para curva horária – 24 amostras;

$D_n, I_n$  - Demanda e corrente registradas na  $n$ -ésima amostra [(kW),(A)];

$D_{\max}, I_{\max}$  - Demanda e corrente máximas registradas no intervalo de  $N$  amostras [(kW),(A)].

Sabendo-se que a energia é dada por (38):

$$\int_0^T P(t) \cdot dt = e \quad (38)$$

A energia total no  $i$ -ésimo seguimento horário pode ser calculada pela equação (39):

$$e_i = T_i \cdot F_p \cdot p 10^{-3} \quad (39)$$

Para o custeio das perdas de energia nos transformadores, há de se considerar duas parcelas, praticamente independentes. A primeira está relacionada com as perdas no núcleo e, conseqüentemente, são dependentes da tensão de alimentação. Esta parcela é considerada constante uma vez que as variações de tensão, mesmo frente às oscilações da carga devem ficar limitadas a uma faixa considerada admissível, provocando variações desprezíveis nas perdas no ferro.

Por outro lado, a segunda parcela de perda representa as perdas no cobre que são totalmente dependentes da energia passante, ou seja, da curva de carga. Devido a sua natureza são consideradas como perdas variáveis.

#### 4.1.1 Custo unitário das perdas constantes

Considerando-se as condições definidas na Tabela 13, o custo anual unitário de perdas constantes, perdas no ferro, independe da carga e pode ser obtido considerando-se



um fator de perdas unitário ( $F_p=1$ ) e admitindo-se uma demanda constante de 1kW. As energias associadas a esta demanda nos diferentes segmentos horários, na ponta e fora de ponta,  $e_1$  e  $e_2$  são obtidos conforme a equação (39). Assim, o custo anual das perdas constantes pode ser calculado conforme (40):

$$C_f = 12.(C_1 + C_2) + 0,765.C_3 + 7,995.C_4 \quad (40)$$

Sendo:

$C_f$  - Custo anual das perdas constantes em [R\$/kW.ano].

Para o cálculo dos custos da energia  $C_3$  e  $C_4$  devem ser levados em consideração os custos referentes às bandeiras tarifárias vigentes ao longo do ano, conforme as equações (41) e (42):

$$C_3 = \frac{1}{12} . (n_{B1} . C_{B1P} + n_{B2} . C_{B2P} + n_{B3} . C_{B3P} + n_{B4} . C_{B4P}) \quad (41)$$

$$C_4 = \frac{1}{12} . (n_{B1} . C_{B1FP} + n_{B2} . C_{B2FP} + n_{B3} . C_{B3FP} + n_{B4} . C_{B4FP}) \quad (42)$$

Sendo:

$n_{B1}$ ,  $n_{B2}$ ,  $n_{B3}$ ,  $n_{B4}$  - Número de meses no ano em que vigoraram as bandeiras verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2, respectivamente;

$C_{B1P}$ ,  $C_{B2P}$ ,  $C_{B3P}$ ,  $C_{B4P}$  - Custo da energia na ponta nas bandeiras verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2, respectivamente;

$C_{B1FP}$ ,  $C_{B2FP}$ ,  $C_{B3FP}$ ,  $C_{B4FP}$  - Custo da energia no horário fora de ponta nas bandeiras verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2, respectivamente.

#### 4.1.2 Custo unitário das perdas variáveis

Para o custo anual unitário de perdas variáveis, ou perdas no cobre, o fator de perdas é dependente das curvas de carga. Neste caso, definem-se fatores de perdas na ponta e fora da ponta para a curva de carga  $\delta$ . Considerando-se os seguimentos horários dado na Tabela 13, o custo anual das perdas variáveis pode ser calculado por (43):

$$C_v = 12(P_{1\delta}C_1 + P_{2\delta}C_2) + 0,765 \cdot F_{P-P} \cdot C_3 + (8,760 \cdot F_{P-FP} - 0,765 \cdot F_{P-P}) \cdot C_4 \quad (43)$$

Sendo:

$C_v$  - custo anual das perdas variáveis em [R\$/kW.ano];

$F_{P-P}$  - Fator de perdas na ponta, calculado na curva de carga x;

$F_{P-FP}$  - Fator de perdas fora da ponta, calculado na curva de carga x.

Os cálculos dos custos da energia  $C_3$  e  $C_4$  são efetuados conforme as equações (41) e (42), descritas anteriormente.

## 4.2 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foi demonstrada a metodologia para o cálculo dos custos unitários das perdas técnicas nos transformadores de distribuição. Este método considera os custos das perdas fixas (perdas no ferro) e das perdas variáveis (perdas no cobre) e utiliza a estrutura tarifária horária azul para cálculo.

Os custos unitários são calculados na unidade de R\$/kW, de forma que com uma simples multiplicação dos mesmos pelos valores das perdas seja possível obter diretamente o custo total das perdas.

Ressalta-se que no Brasil não existe um mecanismo de tarifação que leva em consideração as distorções harmônicas de corrente e tensão, assim, os custos associados às perdas de qualidade de energia são obtidos através da estrutura tarifária azul vigente.

## **5 GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO OPERANDO EM AMBIENTES NÃO SENOIDAIS**

A estimativa de perdas técnicas é um dos principais requisitos no processo de análise dos custos operacionais dos transformadores. O cálculo do custo e a definição de níveis ótimos são procedimentos básicos para a formulação de um plano de ação de aplicação prática que possibilite atingir sua operação econômica.

### **5.1 OBTENÇÃO DE CURVAS DE CARGAS**

A definição dos custos unitários das perdas depende dos perfis de consumo que são dados pelas curvas de cargas. Considerando-se a diversidade de consumo relacionado com o uso de cargas não lineares, como equipamentos eletrônicos em geral, observa-se uma característica sensivelmente diferente quando comparada às curvas de cargas convencionais, sobretudo devido aos hábitos dos consumidores aos sábados, domingos e feriados.

Para o cálculo do custo das perdas técnicas dos transformadores de distribuição de forma mais generalizada, o Comitê de Distribuição- CODI (1996a) apresenta uma metodologia de análise que utiliza o conhecimento prévio das curvas de cargas registradas ao longo do ano. Esta metodologia é abrangente, mas a qualidade dos resultados produzidos depende de um extenso programa de medições de curvas de cargas dos diferentes consumidores ao longo de um período de tempo adequado para a percepção de todas as influências sazonais.

Na metodologia desenvolvida, o custeio das perdas técnicas é calculado com base nas medições das curvas de carga disponibilizadas pelo banco de dados diários da infraestrutura de medição inteligente. Com a determinação dos fatores de carga e fatores de perdas são obtidos os chamados custos unitários de perdas.

As parcelas da curva de carga associadas às demandas de cargas lineares e não lineares são consideradas separadamente, para que a definição de custos unitários seja específica e reflitam as características próprias de cada segmento de consumo no custeio global das perdas técnicas. Desprezando-se a variação da tensão na conformação da curva

de carga média anual é razoável admitir sua dependência diretamente relacionada com a corrente.

As curvas de carga devem ser obtidas através de equipamentos que permitam a separação das parcelas lineares e não lineares da carga. Isto pode ser feito monitorando-se as taxas de distorção harmônicas de tensão e corrente. Alguns equipamentos fornecem diretamente estas taxas como porcentagens das correntes ou tensões fundamentais ou diretamente em ampères ou volts.

Na captação dos dados para esta abordagem é necessário que a infraestrutura de medição inteligente atenda as especificidades deste caso. As medições de distorção harmônica total (DHT) podem indicar o percentual de distorção harmônica em relação ao valor RMS total ou em relação ao valor RMS da fundamental das medições de corrente, dependendo das características do medidor utilizado.

Em medições nas quais são obtidos a corrente RMS total e o DHTi total, para separar as parcelas linear e não linear da curva de carga alguns cálculos devem ser realizados. Sabendo-se que a corrente RMS total pode ser escrita por (44):

$$I_{med} = \sqrt{I_1^2 + \sum_{h=2} I_h^2} \quad (44)$$

Sendo:

$I_{med}$  – Valor eficaz da corrente total medida (A);

$I_1$  – Valor eficaz da componente fundamental da corrente medida (A);

$I_h$  – Valor eficaz da componente harmônica de ordem h da corrente medida (A).

Sabendo-se que a distorção harmônica total de corrente pode ser escrita por (45):

$$DHT_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2} I_h^2}}{I_1} \quad (45)$$

Substituindo-se a equação (45) em (44), tem-se:

$$I_{med} = I_1 \sqrt{1 + DHT_i^2} \quad (46)$$

Assim, considerando-se a taxa de distorção harmônica da corrente ( $DHT_i$ ), valor este extraído da medição, a corrente fundamental pode ser obtida por (47):

$$I_1 = \frac{I_{med}}{\sqrt{1 + DHT_i^2}} \quad (47)$$

Dessa maneira, a demanda relativa à parcela linear oriunda das cargas não lineares, considerando-se a tensão sem distorção harmônica, pode ser obtida por (48):

$$D_L = \frac{V \cdot I_{med}}{\sqrt{1 + DHT_i^2}} \quad (48)$$

### 5.1.1 Curvas de carga lineares e não lineares

As curvas de cargas tomadas como referência foram disponibilizadas por uma concessionária de energia do Estado de São Paulo. Considerando a relação direta entre demanda e corrente, optou-se pela utilização direta das curvas de variação de corrente e tensão fundamental e harmônicas médias durante um ciclo de medição.

As medições foram obtidas em períodos de 10 minutos, para as correntes nas fases A, B e C, relacionadas à variação da carga linear equivalente (componente fundamental) ao longo de um dia típico.

A parcela não-linear da carga suprida é representada pelo valor eficaz da corrente distorcida, obtida diretamente na medição em ampères, dado por (49).

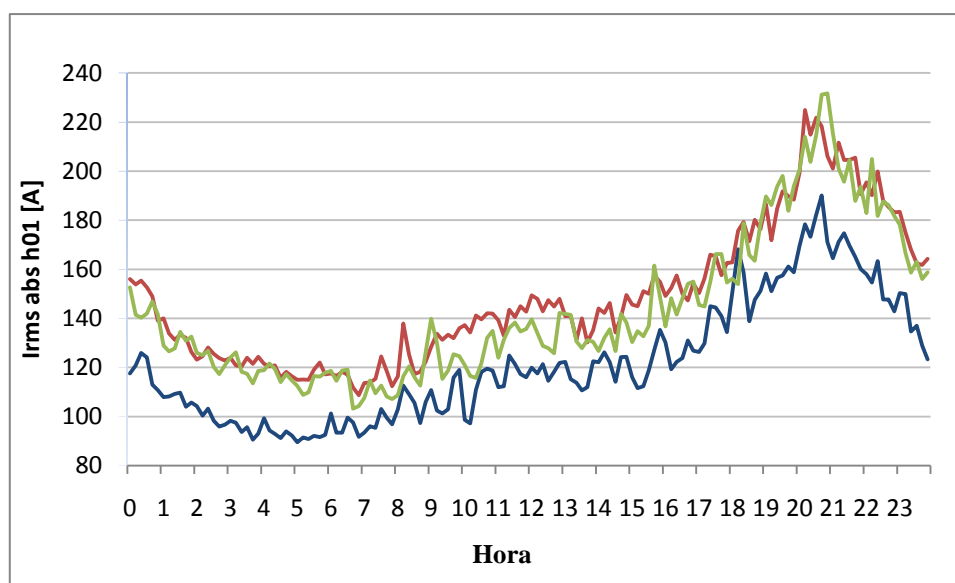
$$I_{dist} = \sqrt{\sum_{h=2} I_h^2} \quad (49)$$

Sendo:

$I_{dist}$  - Valor eficaz de corrente distorcida (A).

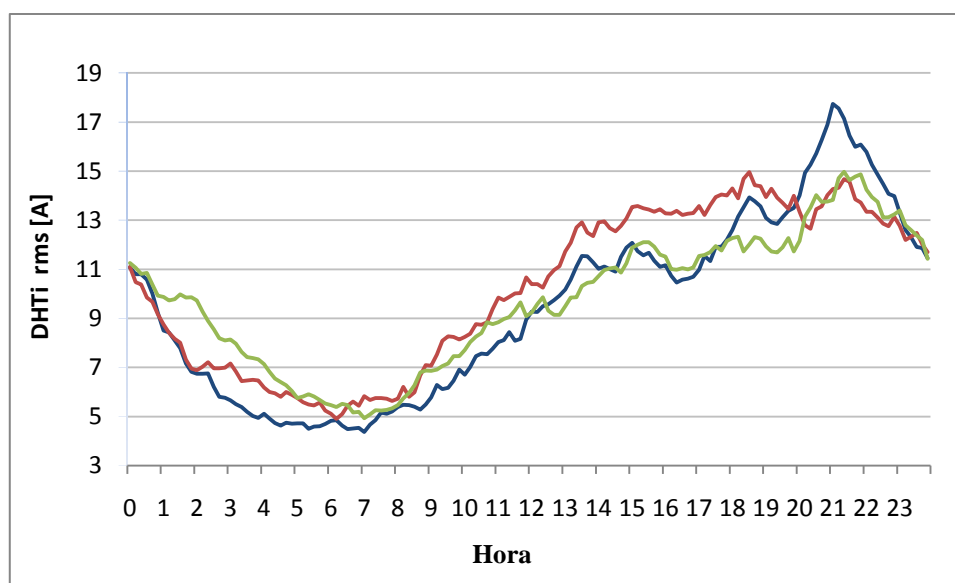
Nas Figuras 18 e 19 são ilustrados os resultados obtidos para a demanda de cargas lineares e não lineares, respectivamente, ao longo de um dia típico para as três fases no ramal secundário do transformador.

**Figura 18** – Valores diários medidos da corrente fundamental fases A, B e C



Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Figura 19** – Valor extraído da corrente distorcida em um dia nas fases A, B e C

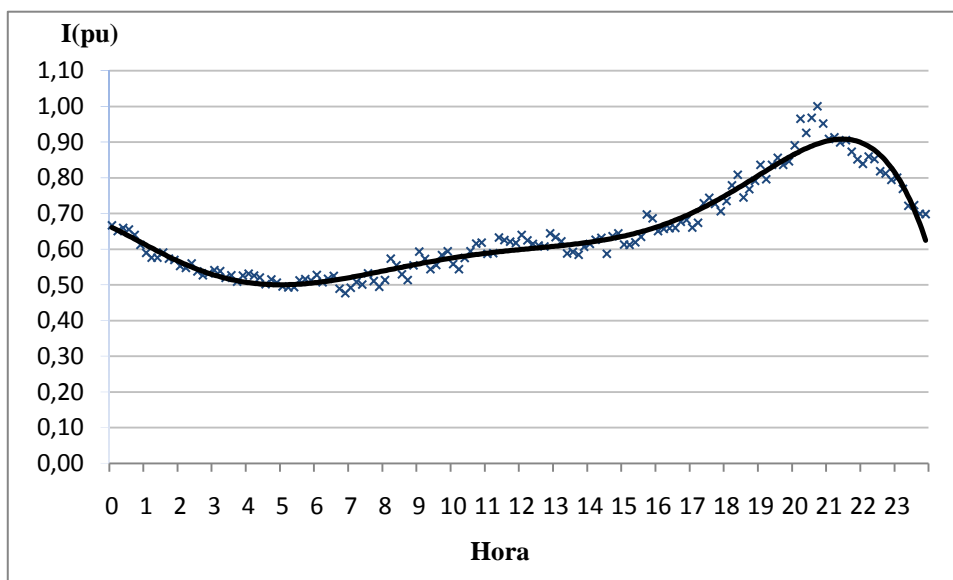


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Com o objetivo de representação monofásica, obteve-se a curva média dos valores rms nas fases A, B e C, em cada intervalo de medição. Em seguida, visando a simplificação dos dados, procedeu-se a concentração das medidas em intervalos de 60 minutos, também obtidos pelas médias de seis medições subsequentes, constituindo-se assim a curva horária de variação de demanda, ilustrada na Figura 20. O mesmo

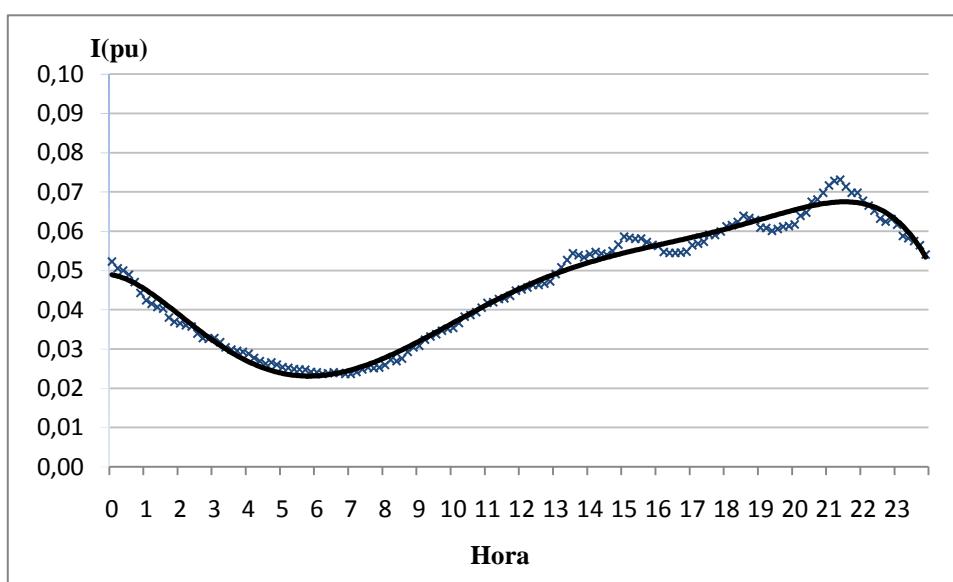
procedimento foi realizado para as medições relativas à parcela não linear da carga (harmônicas) e os resultados encontram-se Figura 21.

**Figura 20** – Curva de carga linear representada pela média horária com  $I(\text{pu} - I_{\text{máx-linear}})$



Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Figura 21**– Curva de carga não linear representada pela média horária  $I(\text{pu} - I_{\text{máx-linear}})$



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Através das curvas médias diárias de correntes fundamental e harmônica, Figuras 20 e 21, é possível identificar os valores relativos de demandas máximas no horário de

ponta e fora do horário de ponta e relacioná-las com a maior demanda no período. Este dado é utilizado para compor o custo unitário das perdas técnicas.

## 5.2 CUSTO OPERACIONAL DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

As perdas num determinado segmento do sistema de distribuição representa uma carga adicional que, embora tenha características específicas, é suprida em igualdade de condições com as demais cargas dos consumidores. Assim, o benefício de evitar uma unidade de perdas é numericamente igual ao custo de fornecer uma unidade adicional de carga (DE OLIVEIRA et al., 2003).

O custo de uma parcela de perdas existente no sistema elétrico pode ser igualado ao benefício que seria obtido se essa parcela de perdas fosse anulada. Este benefício pode ser traduzido tanto no aumento da receita como na redução do custo do serviço da distribuidora de energia. Neste contexto, para a seleção dos transformadores por critérios técnicos e econômicos, as parcelas de custos deverão ser consideradas para se obter o custo total de operação, segundo (50) (AHN, 1993; DE OLIVEIRA et al., 2003):

$$C_{total} = C_{trafo} + C_{perdas} + C_{instalação} \quad (50)$$

Sendo:

$C_{trafo}$  - Custo anual do transformador para atender uma determinada demanda (R\$/ano);

$C_{perdas}$  - Custo anual das perdas no ferro e no cobre (R\$/ano);

$C_{instalação}$  - Custo anual de instalação (R\$/ano).

O custo do transformador,  $C_{trafo}$ , representa o desembolso efetuado no momento da aquisição da unidade transformadora. Este valor normalmente norteia a seleção dos diferentes fornecedores, escolhendo entre eles aquele que oferece o menor preço e que atendam às especificações técnicas.

Para avaliação do custo das perdas,  $C_{perdas}$ , ao longo de um período de utilização do transformador é necessário tratar separadamente as parcelas associadas às perdas no ferro e no cobre. Este procedimento é recomendável, pois as mesmas possuem naturezas



distintas.

O custo da instalação,  $C_{instalação}$ , é aplicado toda vez que um procedimento de instalação, substituição ou remanejamento for realizado. Este custo depende da política interna da empresa e é praticamente constante e independente das características da unidade transformadora envolvida.

### 5.3 SUPORTE TÉCNICO E ECONÔMICO PARA O SUPRIMENTO DE UNIDADES TRANSFORMADORAS

No processo de compra de novas unidades de transformadores de distribuição, normalmente a concessionária escolhe o transformador que oferece o menor preço e que atende às especificações técnicas. Entretanto, sabe-se que o custo no momento da aquisição da unidade transformadora é apenas uma das parcelas que compõe o custo operacional.

Para realizar a análise de viabilidade econômica de um transformador, um fator importante de decisão está relacionado com as perdas do equipamento. Estas perdas geram novos custos ao longo da vida útil do transformador e, por isso, devem ser consideradas no momento da compra. Assim, o transformador selecionado para compra deverá oferecer o menor custo global, considerando as condições operacionais, que o mesmo ficará submetido ao longo de sua vida útil.

O custo global é composto pela parcela referente ao custo do equipamento proposto pelo fornecedor e pela parcela que está diretamente ligada à qualidade técnica do produto oferecido. Na composição dos custos anuais dos transformadores são consideradas essas duas parcelas, conforme a equação (51).

$$(C_{trafo}^k)^n = (C_{Afor}^k + C_{Aperdas}^k)^n \quad (51)$$

Sendo:

$C_{trafo}^k$  - Custo anual do transformador oferecido pelo fornecedor k no ano n (R\$/ano);

$C_{Afor}^k$  - Custo anual do equipamento do fornecedor k (R\$/ano);

$C_{Aperdas}^k$  - Custo anual das perdas no equipamento do fornecedor k (R\$/ano).

$n$  - Ano de análise do custo.

### 5.3.1 Custo do equipamento

O custo do equipamento é conhecido no momento da compra e deve ser convertido em custos anuais equivalentes. Para isto considera-se a taxa de anualização composta pelas parcelas de remuneração e depreciação, conforme (52).

$$a = a_r + a_d \quad (52)$$

Sendo:

$a$  - Taxa de anualização do investimento (%);

$a_r$  - Taxa de remuneração do investimento (%);

$a_d$  - Taxa de depreciação do investimento (%).

Nestas condições o custo anual equivalente do transformador é dado por (53).

$$C_{Afor}^k = a \cdot C_{for}^k \quad (53)$$

Sendo:

$C_{for}^k$  - Custo proposto pelo fornecedor  $k$  no momento da compra (R\$).

### 5.3.2 Custo das perdas

O custo anual das perdas, calculado por (54), é composto de duas parcelas, que são analisadas separadamente devido às características próprias associadas às perdas no ferro e no cobre.

$$C_{Aperdas}^k = C_{Apte}^k + C_{Apcu}^k \quad (54)$$

Sendo:

$C_{Apte}^k$  - Custo anual associado às perdas no ferro do equipamento do fornecedor  $k$  (R\$/ano);

$C_{Apcu}^k$  - Custo anual associado às perdas no cobre do equipamento do fornecedor k (R\$/ano).

### 5.3.3 Custo anual das perdas no ferro

O custo associado às perdas no ferro (histerese e Foucault) está diretamente relacionado com a tensão de alimentação. Considerando-se as incertezas previstas no cenário de análise proposto neste trabalho, é razoável admitir que as alterações das perdas nominais no ferro decorrentes das variações na amplitude da tensão sejam desprezíveis no processo. Tal fato também se justifica, sob o ponto de vista quantitativo, na medida em que as variações de tensão observadas na maioria dos casos estão limitadas a praticamente  $\pm 10\%$ .

Por outro lado, com respeito às distorções harmônicas das tensões, a mesma avaliação pode ser considerada. Em análises teóricas e experimentais realizadas obteve-se o resultado de que para  $DHT < 10\%$ , as alterações nas perdas no ferro são menores do que 5%.

Observando-se as medições realizadas em quatro postos de transformação com diferentes composições de carga (ANEXO), constata-se que a probabilidade de ocorrência de uma distorção harmônica de tensão maior que 3% é praticamente nula, reforçando que a invariância das perdas no ferro pode ser aceita sem comprometimento dos resultados a serem obtidos no contexto deste trabalho.

O custo anual das perdas no ferro pode então ser calculado considerando-se o custo unitário de perdas constantes, e o valor nominal das perdas no ferro, conforme estabelecido em (55).

$$C_{Apfe} = P_{fe} \cdot C_f \quad (55)$$

Sendo:

$C_{Apfe}$  - Custo anual das perdas no ferro [R\$/ano].

### 5.3.4 Custo anual das perdas no cobre

A metodologia utilizada neste trabalho adota como demanda passante a demanda máxima obtida a partir das curvas de carga médias anuais, admitindo-se por aproximação, o cálculo das perdas totais no cobre como proposto em (56):

$$P_{cobre} = P_{cu} \left[ s_{ol}^2 + K_{cu} s_{oh}^2 \right] \quad (56)$$

Sendo:

$P_{cobre}$  - Perda no cobre total (kW);

$P_{cu}$  - Perda nominal no cobre (kW);

$K_{cu}$  - Fator de correção de perdas no cobre;

$s_{ol}$  - Demanda média passante pelo transformador associada a cargas lineares (pu);

$s_{oh}$  - Demanda média passante pelo transformador associada a cargas não-lineares (pu);

Na equação (56), as demandas associadas às cargas lineares e não-lineares, são dadas respectivamente pelas equações (57) e (58):

$$s_{ol} = \frac{I_{máx}}{I_n} \quad (57)$$

$$s_{oh} = \frac{(I_{dist})_{máx}}{I_n} \quad (58)$$

Sendo:

$I_{máx}$  - Valor eficaz da corrente associada à maior demanda de cargas lineares (A);

$(I_{dist})_{máx}$  - Valor eficaz da corrente associada à maior demanda de cargas não-lineares (A);

$I_n$  - Valor eficaz da corrente nominal do transformador (A).

O fator de correção das perdas totais no cobre ( $K_{cu}$ ) utilizado é obtido pela equação (30), na qual as perdas no cobre são corrigidas pelo valor da DHTi.. Assim, o custo anual total das perdas no cobre pode então ser obtido a partir de (59).

$$C_{Apcu} = P_{cu} \cdot [K_{cu} \cdot s_{oh}^2 \cdot C_{vh} + s_{ol}^2 \cdot C_{vl}] \quad (59)$$

Sendo:

$C_{vh}$  - Custo unitário da perda associada ao carregamento médio típico anual de cargas não-lineares [R\$/kW.ano];

$C_{vl}$  - Custo unitário da perda associada ao carregamento médio típico anual de cargas lineares [R\$/kW.ano].

### 5.3.5 - Custo total capitalizado ao longo de N anos de operação

Do ponto de vista econômico, os conceitos relativos a taxa de inflação, custo anual para pagamentos parcelados de empréstimos, valor presente de uma parcela, devem ser considerados para avaliação dos custos operacionais dos transformadores. De um modo geral, na avaliação econômica, os custos unitários são definidos para o ano inicial e para um ano qualquer eles devem ser corrigidos pela taxa de inflação projetada para o período. Por outro lado, do ponto de vista operacional deve também ser considerado o crescimento da carga ao longo dos anos.

Admitindo-se que o crescimento anual das parcelas lineares e não-lineares da carga total instalada ocorra com taxas constantes e ainda considerando também constante o crescimento da taxa de distorção harmônica da tensão, os valores iniciais estabelecidos no momento de instalação do transformador podem ser corrigidos para o ano genérico  $n$  através de (60) e (61).

$$s_{nl} = s_{ol}(1 + j_l)^n \quad (60)$$

$$s_{nh} = s_{oh}(1 + j_h)^n \quad (61)$$

Sendo:

$j_l$  - Taxa de crescimento da demanda relativa de cargas lineares (%);

$j_h$  - Taxa de crescimento da distorção relativa de cargas não lineares (%).

Nestas condições o custo operacional total do transformador no  $n$ -ésimo ano pode ser obtido por (62).

$$C_{An} = aC_{trafo} + P_{fe}C_f + P_{cu} \left[ K_{cu}s_{nh}^2 C_{vh} + s_{nl}^2 C_{vl} \right] \quad (62)$$

O estudo comparativo das diferentes alternativas geradas admitindo diferentes transformadores candidatos ao suprimento de uma determinada demanda crescente durante um período de N anos, deve ser realizado comparando-as sob o ponto de vista econômico. Para isto determina-se o valor presente do custo operacional total, admitindo-se uma taxa de desconto constante  $i$  no período, conforme (63).

$$VP_k = \sum_{n=1}^N \frac{C_{An}}{(1+i)^n} \quad (63)$$

Substituindo-se (62) em (63) tem-se:

$$VP_k = \sum_{n=1}^N \left\{ (aC_{trafo} + P_{fe}C_f) + P_{cu} \left[ K_{cu}C_{vh}(s_{nh})^2 + C_{vl}(s_{nl})^2 \right] \right\} \frac{1}{(1+i)^n} \quad (64)$$

Considerando-se a soma dos N termos das progressões geométricas para as parcelas lineares e não lineares, tem-se (65):

$$\alpha_{vl} = \frac{(1+j_{vl})^2}{(1+i)}, \quad \alpha_{vh} = \frac{(1+j_{vh})^2}{(1+i)} \quad (65)$$

Reescrevendo-se (64), tem-se:

$$VP_k = \sum_{n=1}^N \left[ (aC_{trafo} + P_{fe}C_f) \frac{1}{(1+i)^n} + P_{cu} \left( K_{cu}C_{vh}(s_{nh})^2 (\alpha_{vh})^n + C_{vl}(s_{nl})^2 (\alpha_{vl})^n \right) \right] \quad (66)$$

A soma dos N primeiros termos da primeira progressão geométrica presente em (66) é dada por (67).

$$\sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+i)^n} = \frac{a_1 - a_1 \cdot q^N}{1-q} = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \quad (67)$$

Sendo:

$a_1$  – Primeiro termo da progressão;

$q$  – Razão da progressão.

O termo de (67) é conhecido, no contexto da matemática financeira, como fator de valor atual de uma série de desembolsos constantes, durante N anos com taxa de desconto

i.

$$\partial_{N,i} = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \quad (68)$$

As demais progressões geométricas em (66) referem-se a desembolsos variáveis ao longo de N anos, com taxa de desconto i e são determinadas por (69).

$$\sum_{n=1}^N \alpha_{vx}^n = \frac{a_1 - a_1 \cdot q^N}{1 - q} = \frac{\alpha_{vx} [(\alpha_{vx})^N - 1]}{\alpha_{vx} - 1} = \partial_{N,i,j_x} \quad (69)$$

Substituindo-se (68) e (69) em (66) pode-se obter o valor presente do custo operacional total ao longo de N anos, conforme (70):

$$VP_k = \sum_{n=1}^N \left[ (a C_{trafo} + P_{fe} C_f) \partial_{N,i} + P_{cu} (K_{cu} C_{vh} (s_{oh})^2 \partial_{N,i,jh} + C_{vl} (s_{ol})^2 \partial_{N,i,jl}) \right] \quad (70)$$

#### 5.4 PLANEJAMENTO E PROJETO DE NOVOS POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

O processo de planejamento do sistema elétrico é importante no sentido de definir e priorizar as ações específicas que podem contribuir para a minimização do valor presente do custo global do serviço.

Neste processo é necessário considerar os custos das perdas técnicas nos estudos de planejamento, com vistas à comparação das diferentes alternativas que se apresentam. A escolha deve recair na alternativa que apresentar o menor valor de custo do serviço ao longo de um período. O período a ser considerado pode ser da mesma ordem de grandeza da vida útil do equipamento, ou mesmo ser definido em função do intervalo de tempo entre duas alternativas economicamente atrativas (CODI, 1996a).

Dessa maneira, para cada problema específico é preciso definir as alternativas adequadas de expansão do sistema. A inclusão dos custos das perdas nos processos de comparação técnica e econômica das alternativas disponíveis e a escolha da solução mais vantajosa devem ser suficientes para garantir o desenvolvimento otimizado da rede, sob o ponto de vista das perdas técnicas.

No planejamento da utilização de transformadores de distribuição, as principais

características relacionadas com as perdas técnicas, são as seguintes (CODI, 1996a; CODI,1995; CODI,1996b):

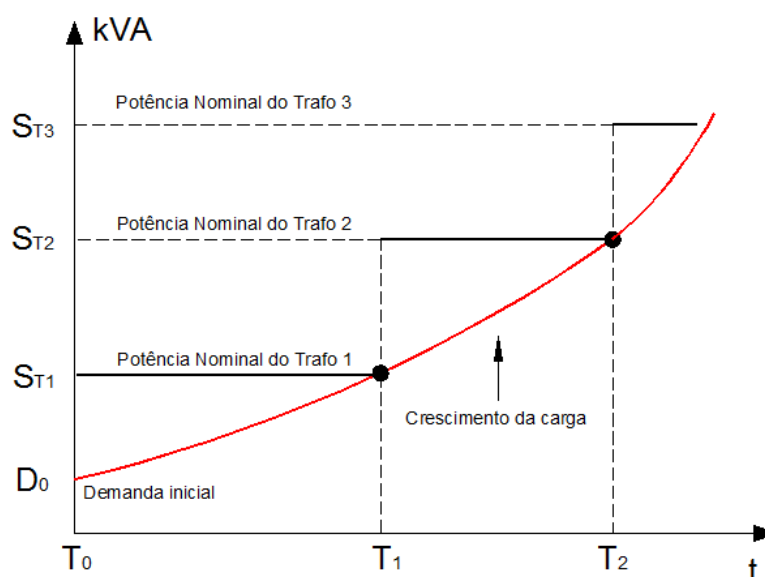
Os carregamentos econômicos são da mesma ordem de grandeza dos limites físicos, principalmente nos transformadores de baixas capacidades.

- À medida que aumenta a capacidade dos transformadores, estes apresentam uma clara economia de escala, medida pelos valores unitários de custo das perdas.
- As cargas são normalmente crescentes.

Assim, na comparação genérica de duas alternativas possíveis para atender um circuito de demanda inicial  $D_0$  e com taxa de crescimento de carga previsto de  $j$ , devem-se considerar as alternativas 1 e 2, descritas a seguir.

**Alternativa 1:** Utilizar o menor transformador possível com o objetivo de minimizar o investimento inicial, admitindo-se a necessidade de intervenção na rede em  $T_1$ , quando o limite físico de carregamento for atingido, conforme Figura 22.

**Figura 22** - Alternativa 1 - Intervenção na rede realizada em no tempo  $T_1$

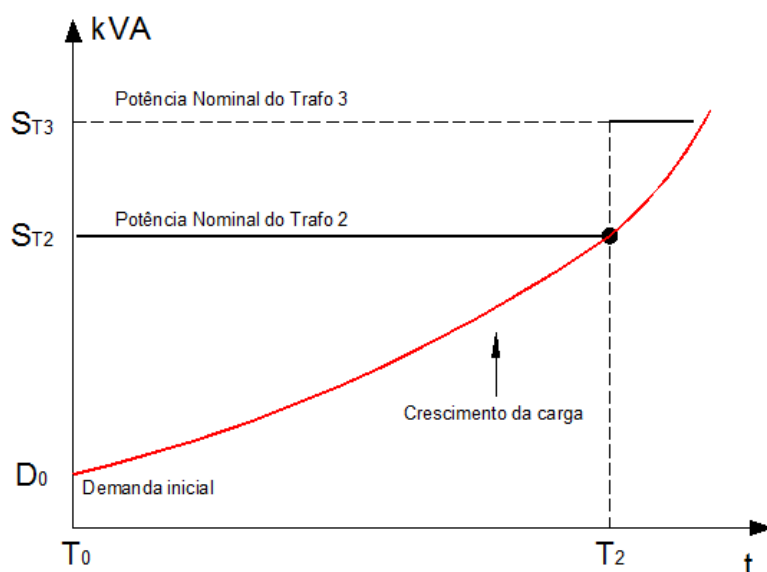


Fonte: Elaboração do próprio autor.

**Alternativa 2:** Colocar um transformador de maior potência de modo que seu limite físico seja atingido em um tempo  $T_2$  maior que  $T_1$ , conforme Figura 23.



**Figura 23** - Alternativa 2 - Intervenção na rede realizada no tempo  $T_2$  maior que o  $T_1$ .



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A partir da definição de uma carga inicial e uma taxa de sobrecarga admissível que leve a condições operacionais compatíveis com a expectativa de vida útil do transformador é possível definir a menor potência padronizada que atenda às condições impostas, que pode ser obtida por (71):

$$S_{T1} \geq \frac{D_0}{(1 + SC)} \quad (71)$$

Sendo:

$S_{T1}$  – Potência padronizada do menor transformador (kVA);

SC – sobrecarga admissível (pu);

$D_0$  – Demanda inicial a ser atendida (kW).

O momento  $T_1$  para o qual o carregamento limite será atingido é obtido pelas equações (72) e (73).

$$S_{T1}(1 + SC) = D_0(1 + j)^{T_1} \quad (72)$$

$$T_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_{T1}(1 + SC)}{D_0}\right)}{\ln(1 + j)} \quad (73)$$

Supondo que a intervenção realizada em T1, na Alternativa 1, seja a substituição do transformador menor pelo transformador de potência padronizada imediatamente superior, as duas alternativas tornam-se iguais a partir desse instante. Portanto, o período de comparação econômica reduz-se ao intervalo compreendido entre T<sub>0</sub> e T<sub>1</sub>.

Os valores presentes dos custos das alternativas 1 e 2, referidos a T<sub>0</sub>, considerando-se as parcelas lineares e não lineares da carga, são obtidos pelas equações (74) e (75), respectivamente.

$$VP_{alt-1} = (aC_{trafo1} + P_{fe1}C_f) \partial_{T_1,i} + P_{cu1} \left( K_{cu} C_{vh} \left( \frac{S_{oh}}{S_{T1}} \right)^2 \partial_{T_1,i,jh} + C_{vl} \left( \frac{S_{ol}}{S_{T1}} \right)^2 \partial_{T_1,i,jl} \right) + \frac{C_{subst}}{(1+i)^{T_1}} \quad (69)$$

$$VP_{alt-2} = (aC_{trafo2} + P_{fe2}C_f) \partial_{T_1,i} + P_{cu2} \left( K_{cu} C_{vh} \left( \frac{S_{oh}}{S_{T2}} \right)^2 \partial_{T_1,i,jh} + C_{vl} \left( \frac{S_{ol}}{S_{T2}} \right)^2 \partial_{T_1,i,jl} \right) \quad (70)$$

Sendo:

$C_{trafo 1}$ ,  $C_{trafo 2}$  - Custo dos transformadores 1 e 2, respectivamente (R\$);

$P_{cu1}$ ,  $P_{cu2}$  - Perdas no cobre dos transformadores 1 e 2, respectivamente (kW);

$P_{fe1}$ ,  $P_{fe2}$  - Perdas no ferro dos transformadores 1 e 2, respectivamente (kW);

$C_{subst}$  - Custo da substituição do transformador (R\$).

Na composição do custo da substituição de transformadores, além do valor da mão de obra dos serviços de remoção e instalação da nova unidade, pode ser acrescentado o custo da interrupção da energia durante o processo de troca das unidades.

É indiferente, na aplicação desta metodologia, que se trata da instalação inicial (núcleos habitacionais, por exemplo) ou de aumento de capacidade de um transformador existente. O processo de cálculo dos custos das perdas pode também ser aplicado quando alguma alternativa incluir desdobramento de circuitos (CODI, 1996b).

## 5.5 SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO EM OPERAÇÃO

O processo de substituição de unidades transformadoras em operação leva em consideração o melhor desempenho sob o ponto de vista técnico e econômico. Para isso, os indicativos de substituição são obtidos a partir dos custos anuais equivalentes.

A metodologia de cálculo dos custos anuais pode também ser utilizada quando se pretende definir o momento adequado, sob o ponto de vista técnico e econômico, para a realização de um investimento ou alteração previamente selecionada.

Define-se o momento adequado para realização do investimento ou alteração como sendo aquele em que o custo global com a realização do investimento iguala-se ao custo global sem a realização do investimento adicional. Nestas condições, a partir deste momento o custo global passa a ser mais alto se a obra não for realizada.

O problema resume-se então na solução da inequação de mudança de estado dada por (76).

$$\sum_T C_{antes} \geq a \cdot C_{invest} + \sum_T C_{depois} \quad (76)$$

Sendo:

$C_{antes}$  - Custo global antes da realização do investimento (R\$/ano);

$C_{depois}$  - Custo global após a realização do investimento (R\$/ano);

$C_{invest}$  - Custo do investimento (R\$);

$a$  - Taxa de anualização do investimento (%).

Para substituição de um transformador, o momento adequado será definido quando o seu custo anual equivalente for igual ao benefício anual resultante proporcionado pela sua substituição. O custo anual equivalente é dado pela equação (77).

$$C_{equiv} = b \cdot C_{subst} \quad (77)$$

Sendo:

$C_{subst}$  - Custo da substituição (R\$);

$C_{equiv}$  – Custo anual equivalente (R\$/ano);

$b$  - Taxa de remuneração mínima praticada pela empresa (%).

Neste cenário de análise duas alternativas se apresentam. A primeira considera a manutenção do transformador atual de potência  $S_{atual}$  e a segunda supõe a troca do transformador por outro de potência  $S_{novo}$ . Para isto consideram-se os custos anuais gerados em cada uma das alternativas propostas para o ano inicial, conforme estabelecido por (78) e (79).

$$C_{atual} = a \cdot C_{trafo}^{atual} + P_{fe}^{atual} \cdot C_f + P_{cu}^{atual} \cdot \left[ \frac{S_{ol}}{S_{atual}} \right]^2 C_{vl} + P_{cu}^{atual} \cdot K_{cu} \cdot \left[ \frac{S_{oh}}{S_{atual}} \right]^2 C_{vh} \quad (78)$$

$$C_{novo} = a \cdot C_{trafo}^{novo} + P_{fe}^{novo} \cdot C_f + P_{cu}^{novo} \cdot \left[ \frac{S_{ol}}{S_{novo}} \right]^2 C_{vl} + P_{cu}^{novo} \cdot K_{cu} \cdot \left[ \frac{S_{oh}}{S_{novo}} \right]^2 C_{vh} \quad (79)$$

Sendo:

$C_{trafo}^{atual}, C_{trafo}^{novo}$  - Custos dos transformadores atual e novo, respectivamente (R\$);

$P_{fe}^{atual}, P_{fe}^{novo}$  - Perdas no ferro dos transformadores atual e novo, respectivamente (kW);

$P_{cu}^{atual}, P_{cu}^{novo}$  - Perdas no cobre dos transformadores atual e novo, respectivamente (kW);

$S_{atual}, S_{novo}$  - Potência nominal dos transformadores atual e novo, respectivamente (kVA);

$K_{cu}$  - Fator de correção das perdas no cobre.

Nestas condições, o benefício anual gerado pela instalação de um novo transformador é dado pela equação (80).

$$B = C_{atual} - C_{novo} \quad (80)$$

Sendo:

$B$  - Benefício anual gerado;

$C_{atual}$  - Custo anual equivalente para o transformado instalado (atual) (R\$/ano);

$C_{novo}$  - Custo anual equivalente para o transformador proposto (novo) (R\$/ano).

A substituição imediata do transformador atual pelo novo é indicada se o benefício anual resultante for maior que o custo anual equivalente dos procedimentos de substituição, conforme a inequação (81).

$$B > C_{equiv} \quad (81)$$

Sendo:

$C_{equiv}$  - Custo anual equivalente (R\$/ano);

Caso tal premissa não seja verdadeira, considerando-se o crescimento da carga ao longo dos anos, é possível definir o limite de carregamento para o qual o transformador atual ainda oferece um benefício menor que o custo anual equivalente. Este carregamento é denominado carregamento econômico. Considerando-se as distorções harmônicas de corrente e a parcela não linear da carga, o carregamento econômico pode ser obtido por (82).

$$S_{econ} = \sqrt{\frac{B + (C_{trafo}^{novo} - C_{trafo}^{atual}) \cdot a + (P_{fe}^{novo} - P_{fe}^{atual}) \cdot C_f}{\left[ \frac{P_{cu}^{atual}}{(S_{atual})^2} - \frac{P_{cu}^{novo}}{(S_{novo})^2} \right] \cdot (C_{vl} + TDH^2 \cdot K_{cu} \cdot C_{vh})}} \quad (82)$$

Sendo:

$S_{econ}$  - Carregamento econômico.

O comportamento crescente da carga ao longo dos anos é determinado por (83):

$$D_n = D_o(1 + j)^n \quad (83)$$

Sendo:

$D_o$  - Carga inicial média no horário de pico.

Assim, baseando-se no carregamento econômico estabelecido por (82) e no

comportamento crescente da carga ao longo dos anos, dado por (83), determina-se o momento adequado para se efetuar a substituição, ou seja, o momento a partir do qual o benefício resultante deste procedimento passa a ser economicamente mais atrativo.

Nestas condições o momento economicamente adequado  $n_E$  para a substituição é dado por (84).

$$n_E = \frac{\ln\left(\frac{S_{econ}}{D_0}\right)}{\ln(1+j)} \quad (84)$$

Sendo:

$n_E$  – Momento economicamente adequado para substituição do transformador atual pelo novo (ano).

No processo de substituição é importante verificar se o carregamento econômico obtido através de (82) resulta menor que o carregamento técnico limite admissível. Caso contrário, o carregamento limite deve ser adotado para a determinação do momento adequado e a substituição do transformador será definida pelo limite técnico, conforme estabelecido em (85).

$$n_T = \frac{\ln\left(\frac{S_{tec}}{D_0}\right)}{\ln(1+j)} \quad (85)$$

Sendo:

$n_T$  – Momento tecnicamente indicado para substituição do transformador atual pelo novo (ano);

$S_{tec}$  – Limite técnico de carregamento.

## 5.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foi apresentada a metodologia para o gerenciamento de transformadores de distribuição através do cálculo dos custos operacionais.

O aspecto diferencial desta metodologia é a consideração de carregamentos não lineares nos transformadores de distribuição nas análises de alternativas técnicas e

econômicas envolvendo a aquisição de novas unidades, projeto e planejamento de suprimento de novas cargas bem como substituição de unidades em funcionamento.

Neste sentido, sabendo-se que a carga é composta por parcelas lineares e não lineares, os estudos podem ser feitos de maneira particular sobre cada parcela da carga, sendo depois incorporadas essas particularidades das cargas sobre o comportamento das perdas e do custo operacional dos transformadores.

## 6 RESULTADOS DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

A seguir são apresentados alguns resultados obtidos a partir das metodologias propostas com o objetivo de ilustrar, de maneiras quantitativa e qualitativa, as potencialidades das mesmas. Para a realização das análises propostas adotou-se como ambiente de cálculo, planilhas eletrônicas no *Microsoft Office Excel 2007®*.

### 6.1 OBTENÇÃO DOS CUSTOS UNITÁRIOS DAS PERDAS TÉCNICAS

Para realizar a análise considerou-se, para efeito de capitalização das perdas técnicas e determinação dos custos unitários a modalidade tarifária horária Azul do subgrupo A3, composta por quatro postos tarifários, cujos valores são descritos na Tabela 14. Ressalta-se que no custo da energia, tanto no horário de ponta quanto no horário fora de ponta, foram considerados os acréscimos devido às bandeiras tarifárias vigentes.

**Tabela 14** – Custos de demanda e energia vigente em 2016

<b>Estrutura Tarifária Horária Azul (A4 - 2,3 a 25 kV)</b>		<b>Preço</b>	<b>Unidade</b>
Custo da demanda no horário de ponta	C <sub>1</sub>	9,95	R\$/kW
Custo da demanda fora do horário de ponta	C <sub>2</sub>	3,75	R\$/kW
Custo da energia no horário de ponta	C <sub>3</sub>	0,39	R\$/kWh
Custo da energia fora de ponta	C <sub>4</sub>	0,28	R\$/kWh

Fonte: ANEEL (2016).

Os custos estimados de transformadores de distribuição, bem como algumas de suas características técnicas, como perdas no cobre e perdas no ferro, que são relevantes e utilizados neste trabalho são apresentados na Tabela 15.

**Tabela 15** – Custo e perdas estimadas para transformadores de distribuição

<b>Potência Padronizada (kVA)</b>	<b>15</b>	<b>30</b>	<b>45</b>	<b>75</b>	<b>112,5</b>	<b>150</b>	<b>225</b>
Perdas no Cobre (kW)	0,32	0,545	0,75	1,1	1,5	1,85	2,61
Perdas no Ferro (kW)	0,1	0,15	0,195	0,295	0,39	0,485	0,65
Custo do equipamento (R\$)	1340,00	3.900,00	4.900,00	6.000,00	7.500,00	9.850,00	13.150,00

Fonte: Elaboração do próprio autor.



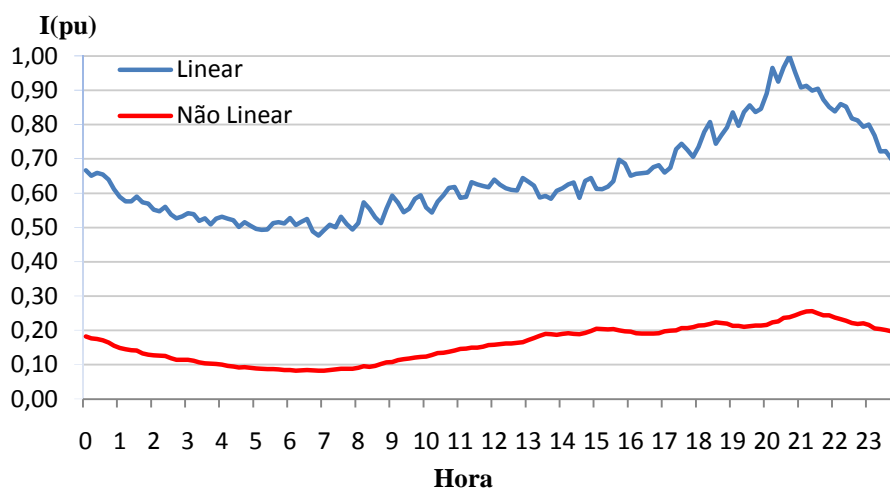
Para a obtenção das curvas de cargas em parcelas lineares e não lineares foram utilizados os dados de medição real de um ramal secundário, disponibilizados por uma concessionária de energia elétrica do Estado de São Paulo.

As medições obtidas foram realizadas em intervalos de 10 minutos, para as correntes nas fases A, B e C, relacionadas à variação das cargas lineares e não lineares ao longo de um dia típico.

Para realizar a representação monofásica, foram realizadas as médias aritméticas das correntes nas fases A, B e C em cada intervalo de medição.

Esse procedimento foi realizado tanto para as correntes fundamentais quanto para as correntes distorcidas, conforme ilustrado na Figura 24.

**Figura 24** – Curva de carga linear e não linear em pu ao longo de um dia típico



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os dados relevantes para o cálculo dos custos unitários das perdas técnicas, como demandas, fator de carga, fator de perdas, são obtidos separadamente a partir das curvas de carga das parcelas lineares e não lineares, conforme apresentados na Tabela 16.

**Tabela 16** – Pontos singulares das curvas de cargas (linear e não linear)

<b>Curva de Carga de 10 minutos</b>	<b>Linear</b>	<b>Não Linear</b>
Demanda Máxima	1,000	0,256
Demanda Média	0,646	0,161
Fator de Carga	0,646	0,629
Fator de Perdas	0,434	0,437
Demanda Máxima na Ponta	1,000	0,256
Demanda Máxima Fora de Ponta	0,860	0,237
Fator de Perdas na Ponta	0,799	0,820
Fator K	0,176	0,176

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Com a utilização dos valores captados nas curvas de carga obteve-se as perdas de potência normalizada em função da demanda máxima calculou-se as energias, ilustrados na Tabela 17.

**Tabela 17** – Perdas de potência e energias

<b>Perda de Potencia Normalizadas em Função da Demanda Máxima</b>		
	<b>Cargas Lineares</b>	<b>Cargas não Lineares</b>
<b>P1</b>	1,000	1,000
<b>P2</b>	0,739	0,859
<b>ep=e1+e2</b>		
<b>ep</b>	3,80	3,83
<b>e1</b>	0,61	0,63
<b>e2</b>	3,19	3,20

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os custos unitários das perdas técnicas das parcelas lineares e não lineares da carga foram calculados utilizado-se as Tabelas 14 e 17 e são apresentados na Tabela 18.

**Tabela 18** – Custos unitários das perdas fixas e variáveis (linear e não linear)

<b>Custos Unitários [R\$/kWano]</b>	<b>Linear</b>	<b>Não Linear</b>
Custos das Perdas Fixas	2.882,70	2.882,70
Custos das Perdas Variáveis	1.363,79	1.378,24

Fonte: Elaboração do próprio autor.

## 6.2 SUBSTITUIÇÃO DE UNIDADES TRANSFORMADORAS EM OPERAÇÃO

No processo de substituição de transformadores em operação indica-se a substituição da unidade que está operando considerando o melhor desempenho sob o ponto de vista técnico e econômico. Para isso, os indicativos de substituição são gerados a partir da metodologia proposta para o cálculo dos custos anuais equivalentes.

As condições operacionais descritas pela curva de carga ilustrada na Figura 24 foram utilizadas como exemplo de aplicação. A carga inicial média considerada foi de 71 kVA, com taxa de distorção harmônica de corrente de 21% e sobrecarga admissível de 20% para o transformador durante o intervalo de pico.

O fator de correção das perdas no cobre foi calculado a partir da equação (30), com a constante de calibração  $\alpha$  variando entre 0 e 4, conforme a potência nominal do transformador. Os valores de  $\alpha$  foram obtidos através de interpolação numérica a partir dos resultados alcançados por (SANTOS, 2006).

Dessa maneira, utilizando-se os dados técnicos apresentados na Tabela 15 e as considerações operacionais descritas anteriormente, obtiveram-se os resultados ilustrados na Tabela 19.

**Tabela 19** - Custo anual equivalente no processo de substituição da unidade transformadora

Trafo	kVA	$C_{trafo}$	$P_{fe}$ (kW)	$P_{cu}$ (kW)	Parcelas	$C_{ae}$ (R\$/ano)	$C_{ae}$ Total (R\$/ano)
<b>Instalado</b>	75	R\$ 6.000,00	0,295	1,1	Linear	2.914,81	2980,26
					Não Linear	65,45	
<b>Proposto</b>	112,5	R\$ 7.500,00	0,39	1,5	Linear	2.839,05	2876,08
					Não Linear	37,03	
<b>Benefício do procedimento</b>							<b>104,18</b>

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A substituição do transformador instalado pelo proposto é indicada quando o benefício anual resultante do procedimento for maior que o custo anual equivalente. Admitindo-se a taxa de remuneração praticada pela empresa  $b=11\%$  ao ano, bem como o custo da substituição igual a R\$ 300,00, o custo anual equivalente será de

aproximadamente R\$ 33,00. Dessa forma, a inequação (81) para esta análise é verdadeira e, conseqüentemente, é recomendada a substituição da unidade transformadora.

Após a definição das características da carga, dos transformadores disponíveis e os dados econômicos adotados, é possível estabelecer o nível de carregamento a partir do qual as substituições se tornam economicamente viáveis e o momento técnico e economicamente viável para a substituição do transformador. Assim, a análise técnica e econômica para as condições anteriormente descritas é mostrada na Tabela 20.

**Tabela 20** – Análise do carregamento econômico e técnico do transformador

<b>ANÁLISE:</b>	<b>kVA</b>	<b>%</b>	<b>Ano Substituição</b>
Carregamento econômico:	66,7	89%	-1,00
Carregamento técnico:	105,0	140%	7,95
Substituição Imediata do Transformador:			<b>RECOMENDADA</b>

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Verifica-se, através da análise da Tabela 20, que a substituição do transformador de 75 kVA é economicamente viável a partir do carregamento de 66,7 kVA, ou seja, antes que o mesmo atinja seu carregamento nominal.

Na Tabela 21 é realizada uma comparação de substituição de transformadores considerando os requisitos técnicos e econômicos. Para o cálculo do carregamento econômico utilizou-se a equação (82) no carregamento técnico foi considerada uma sobrecarga admissível de 20%.

**Tabela 21** – Proposta de substituição dos transformadores

<b>Atual</b>	<b>Substituição</b>	<b>Carregamento (kVA, %)</b>				<b>SUBSTITUIÇÃO</b>		
		<b>kVA</b>	<b>Proposta</b>	<b>Econômico</b>	<b>Técnico</b>	<b>Carregamento</b>	<b>Recomendação</b>	
15	15 para 30	20,79	138,6%	18,0	120%	18,0	120%	<b>TÉCNICA</b>
30	30 para 45	29,59	98,6%	36,0	120%	29,6	99%	<b>ECONÔMICA</b>
45	45 para 75	43,46	96,6%	54,0	120%	43,5	97%	<b>ECONÔMICA</b>
75	75 para 112,5	67,85	90,5%	90,0	120%	67,9	90%	<b>ECONÔMICA</b>
112,5	112,5 para 150	108,71	96,6%	135,0	120%	108,7	97%	<b>ECONÔMICA</b>
150	150 para 225	146,59	97,7%	180,0	120%	146,6	98%	<b>ECONÔMICA</b>

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Através da análise da Tabela 21, observa-se que a substituição do transformador é recomendada por requisitos técnicos apenas na substituição de 15 kVA para 30 kVA. Para transformadores de maiores capacidades prevalece o critério de substituição econômico. Dessa maneira, para as condições de carga impostas neste exemplo de aplicação bem como para os demais dados técnicos e econômicos adotados, a substituição e/ou remanejamento da unidade transformadora é recomendada antes que os mesmos atinjam a sua potência nominal.

### 6.3 APLICATIVO COMPUTACIONAL PARA O GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES

Com a utilização da metodologia proposta para o gerenciamento de transformadores de distribuição foi desenvolvido um aplicativo computacional que poderá ser integrado ao sistema de supervisão e controle de uma rede inteligente para o gerenciamento, sob o ponto de vista técnico e econômico, da operação de diferentes unidades transformadoras instaladas, bem como fornecer subsídios para o dimensionamento de novos postos de transformação.

O aplicativo possui uma plataforma amigável e interativa onde o usuário pode dispor de recursos para manipulação de dados econômicos, tais como taxas de juros e/ou amortização, escolha do mecanismo de tarifação, atualização de tarifas vigentes, entre outros.

Os bancos de dados foram implementados no sistema de gerenciamento de banco de dados *Microsoft Access*, os cálculos foram realizados em planilhas eletrônicas do *Excel 2007* e a interface interativa com o usuário foi desenvolvida em *Visual Basic 5.0*.

Dentro do cenário de rede inteligente, o aplicativo desenvolvido deverá incorporar interfaces para acesso à base de dados gerada pelo sistema de medição da qual serão importados os dados necessários para gerar as variáveis implícitas da metodologia proposta, tais como curvas de cargas médias, previsão de índices de crescimento de carga, fatores de correção das perdas nominais dos transformadores, entre outras.

Como resultado, o aplicativo deverá avaliar o custo operacional atual de qualquer unidade transformadora operando na rede inteligente e, mediante a aplicação da metodologia de análise técnica e econômica implantada, poderá identificar as unidades que

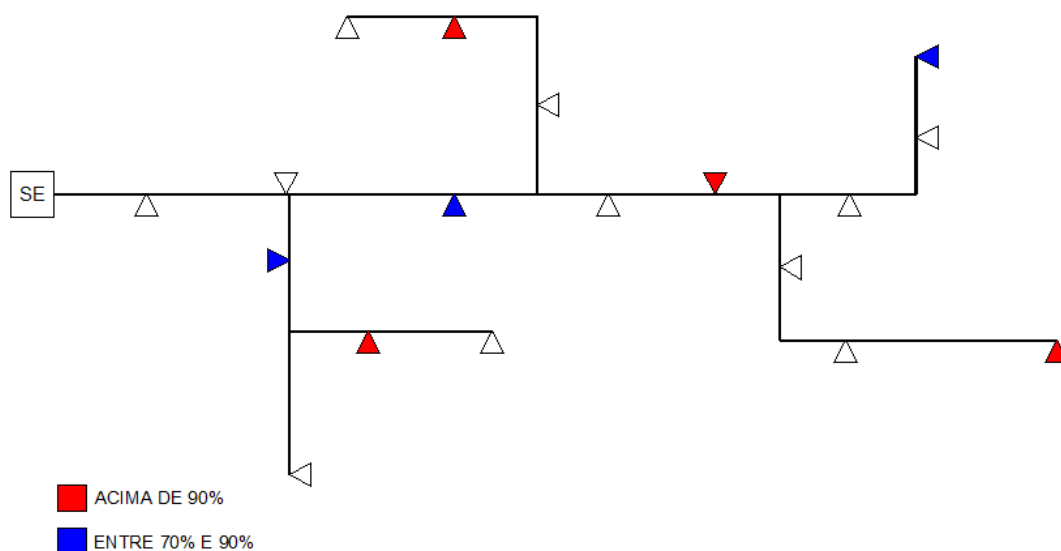
podem ser remanejadas bem como o respectivo benefício econômico decorrente desta ação.

Diante da observação contínua das curvas de carga média, ao longo dos meses, será possível acompanhar os índices de crescimento da carga.

Desta forma, presume-se que na medida em que os tais valores sejam sistematicamente confirmados aumenta-se a confiabilidade das análises técnico-econômicas realizadas a priori e a probabilidade de sucesso das intervenções a serem realizadas, também aumentam proporcionalmente.

Neste cenário, poderão ser gerados relatórios que apresentam os transformadores candidatos ao remanejamento, bem como as respectivas probabilidades de sucesso desta ação, sob o ponto de vista econômico. Tais informações poderão ser futuramente disponibilizadas na forma gráfica na tela do aplicativo computacional, como sugere a Figura 25.

**Figura 25** – Visualização dos transformadores candidatos ao remanejamento



Fonte: Elaboração do próprio autor.

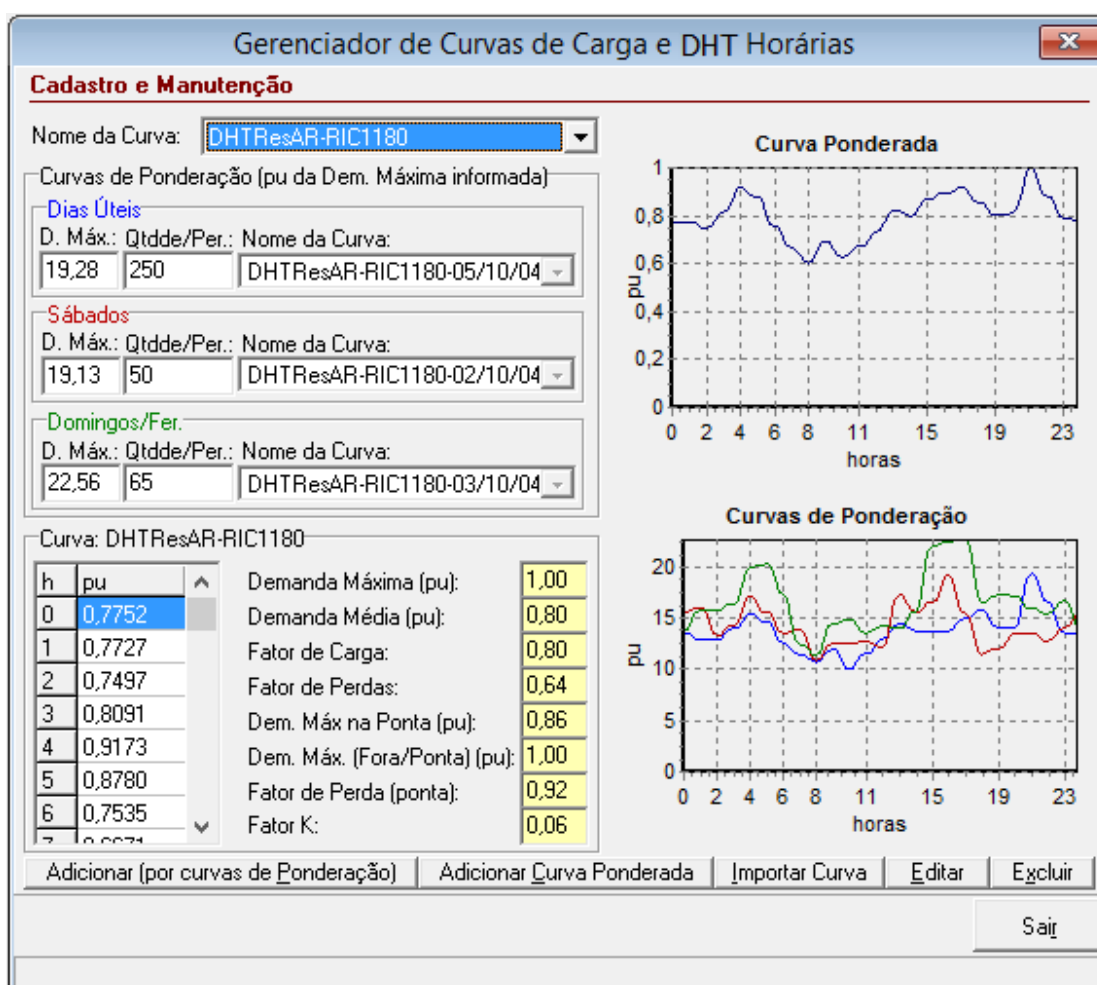
Assim, a proposta do aplicativo computacional é que este esteja em iteração com a base de dados do sistema de gerenciamento da rede inteligente e possa detectar quais transformadores de uma determinada potência, pertencentes a uma determinada região se encontram em condição de troca, ou seja, com carregamento atual superior ao

carregamento econômico obtido ou técnico adotado. Emite-se, então, uma ordem de troca para todos os transformadores que não se enquadram nas condições impostas.

### 6.3.1 Telas do aplicativo computacional para a substituição de unidades transformadoras em operação

No aplicativo computacional desenvolvido para a substituição de unidades transformadoras em operação, as curvas de carga e DHT podem ser cadastradas e editadas através da tela de Gerenciador de Curvas de Carga e DHT Horárias, ilustrada na Figura 26.

**Figura 26** – Tela de gerenciamento de curvas de carga horárias e DHT



Fonte: Elaboração do próprio autor.

As curvas de carga e DHT horários podem ser adicionados manualmente ou através

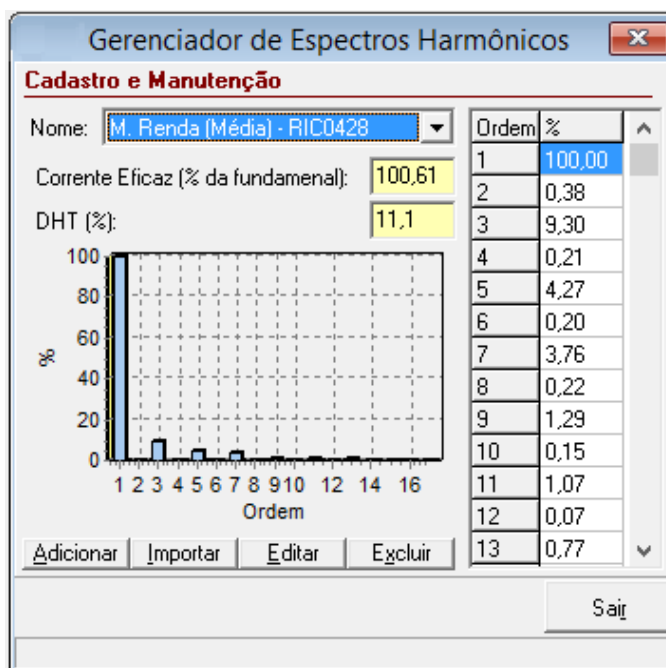
da importação dos dados de planilhas do Excel, disponível no Botão “Importar Curva”.

A curva de carga média pode ser obtida através da ponderação dos dados de medição, levando-se em consideração os dias úteis, sábados, domingos e feriados. No cadastramento da curva de carga, pode-se adicioná-la já ponderada ou pode-se adicionar por curvas de ponderação.

Os pontos relevantes para o cálculo dos custos unitários das perdas técnicas, como Demanda, Fator de Carga e Fator de Perdas, entre outros são calculados e disponibilizados na tela do aplicativo.

Na tela de Gerenciamento de Espectros Harmônicos, ilustrada na Figura 27, realizam-se os cadastros e edição dos espectros harmônicos das medições. Os dados também podem ser inseridos manualmente ou importados de planilhas do Excel.

**Figura 27** – Tela de gerenciamento de espectros harmônicos



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O cadastro dos dados econômicos, como a taxa de anualização, taxa de remuneração mínima aplicada pela empresa e o custo de substituição, utilizados para o cálculo do carregamento econômico do transformador é realizado na tela de Edição de Dados Econômicos, ilustrado na Figura 28.



**Figura 28** – Tela de edição de dados econômicos

**Dados Econômicos**

**Cadastro de Dados Econômicos**

Taxa de Anualização: 12,0 %

Taxa de Remuneração: 11,0 %

Custo de Troca: 300,00 R\$

Editar Sair

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na tela de Cadastramento de Transformadores, mostrado na Figura 29, as características técnicas que são utilizadas na análise de substituição de transformadores, como classe de tensão, número de fases, potência, perdas e preços podem ser cadastradas e editadas.

**Figura 29** – Tela de cadastramento de transformadores

**Cadastro de características de Transformadores**

**Características de Transformadores de Distribuição**

Fases: \* Classe de Tensão: \* kV Potência: \* kVA

Fases	Classe (kV)	Potência (kVA)	P. Ferro (W)	P. Cobre (W)	Preço (\$)
3	15,0	15,0	100	340	2272,04
3	15,0	30,0	170	570	2905,12
3	15,0	45,0	220	780	3309,72
3	15,0	75,0	295	1100	6000,00
3	15,0	112,5	390	1500	7500,00
3	15,0	150,0	540	1910	5428,01
3	34,5	15,0	110	390	3019,17
3	34,5	30,0	180	645	3638,33
3	34,5	45,0	250	870	4206,78
3	34,5	75,0	360	1275	4960,16

Potência (kVA): 75,0 Classe (kV): 15,0 Fases: 3

P. no Ferro (W): 295 P. no Cobre (W): 1100 Preço (\$): 6000,00

Editar Sair

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A análise econômica é realizada na tela de Substituição de Transformadores, ilustrada na Figura 30. As condições de carga podem ser selecionadas através do campo

“Perfil de Carga”, onde é selecionado o perfil de carregamento linear e não linear, previamente cadastrados.

**Figura 30** – Tela substituição de transformadores

**Substituição de Transformadores**

**Dados de Análise: Condições da Carga e Unidade Transformadora**

Perfil da Carga: **RC11180**

Cientes componentes do Perfil selecionado  
 Residenciais: 0%; Comerciais: 0%; Industriais: 0%; Rurais: 0%; Poder Público: 0%; Próprios: 0%; Outros: 0%  
 Faixa de Variação: ±0%

Custos Unitários de Perdas  
 Variáveis (R\$/kW): **1386,67**    Constantes (R\$/kW): **2938,62**

Custos Unitários de Perdas  
 Variáveis (R\$/kW): **1592,25**

Características do Transformado  
 Fases: **3**    Classe de Tensão: **15** kV  
 Potência: **15** kVA

**Efetuar Análise**

**Carregamentos Econômicos e Critérios para pesquisa de Trafos com carregamento inadequado**

Carregamento Econômico Linear     Carregamento Econômico Real

Busca por:  
 Concessão     Distrito:   
 Regional:      Local:

**Condições de Análise**    **Gerar Relatório**    **Sair**

Descrição de condições de carga e características do Trafo a ser analisado.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na análise de substituição selecionam-se as características do transformador objeto de análise, como número de fases, classe de tensão e potência nominal. Depois de inseridas estas informações, no ícone “Efetuar Análise” são calculados os carregamentos econômicos, em unidades percentuais.

O cálculo do carregamento econômico é dividido em duas análises: a primeira é no ambiente puramente senoidal, onde é considerado apenas o carregamento linear da curva de carga. A segunda análise é realizada considerando-se as DHTs e pode ser selecionada no ícone “Carregamento Econômico Real”.

No botão “Condições de Análise” pode-se visualizar quais as condições em que

foram realizadas as análises, como valores de tarifas de energia aplicadas, dados econômicos (taxa de anualização, taxa de remuneração e custo de troca) e as características dos transformadores analisados (potência nominal, perdas no ferro e no cobre e preços).

Após efetuar a análise de carregamento econômico, seleciona-se o critério de pesquisa de transformadores com carregamentos inadequados, que pode ser por Concessão, Regional, Distrito ou Local e no ícone “Gerar Relatório” é gerado um relatório com os dados relativos à análise de substituição econômica e uma lista dos transformadores candidatos a substituição por critérios econômicos.

#### 6.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo foram apresentados os resultados de simulação obtidos a partir da metodologia proposta voltados particularmente para o processo de substituição de transformadores em operação e foi apresentado o aplicativo computacional desenvolvido para a análise de substituição de transformadores por requisitos técnicos e econômicos.

No cálculo do custo anual equivalente das unidades transformadoras para o processo de substituição foram analisadas as contribuições individualizadas das parcelas lineares e não lineares da carga.

Embora a contribuição dos custos relativos às parcelas não lineares seja pequena para as condições analisadas, é muito importante o seu tratamento de forma individualizada, pois quanto maior a distorção harmônica de corrente maiores serão as perdas nos enrolamentos do transformador e, conseqüentemente, seu custo operacional será aumentado o que impactará diretamente no seu carregamento econômico.

## 7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Através dos estudos realizados neste trabalho, verifica-se a importância do gerenciamento dos transformadores de distribuição, sob o ponto de vista econômico, sobretudo devido à grande quantidade de unidades em operação. A implantação de um sistema de gerenciamento operacional desses equipamentos leva em conta além dos aspectos técnicos, os aspectos econômicos, que são imprescindíveis na análise.

Para realizar o gerenciamento econômico dos transformadores foram incorporados ao método de análise os conteúdos harmônicos contidos no sistema, utilizando-se, assim, o maior número de variáveis envolvidas nos cálculos dos custos operacionais dos transformadores.

Com a implantação das redes inteligentes e o sensoriamento remoto para a obtenção das curvas de cargas é possível a verificação das condições operacionais reais dos transformadores.

Diante da observação contínua das curvas de carga média ao longo dos meses, proporcionada pela infraestrutura de medição da rede inteligente, será possível acompanhar de forma segura os índices reais de crescimento da carga. Desta forma, presume-se que na medida em que os tais valores sejam sistematicamente confirmados aumenta-se a confiabilidade das análises técnico-econômicas realizadas à priori e a probabilidade de sucesso das intervenções a serem implementadas, também aumentam proporcionalmente.

O alto custo de implantação destas redes inteligentes tem sido assimilado pelas concessionárias mediante os grandes benefícios que podem ser auferidos por meio desta tecnologia. Assim, a implantação de novos recursos computacionais para o gerenciamento dos custos operacionais vem contribuir diretamente para a melhoria desta relação custo/benefício. A atual proposta foi fundamentada no aproveitamento de toda infraestrutura de aquisição de dados já implantada com o objetivo de promover o gerenciamento técnico e econômico da operação das unidades transformadoras.

Na metodologia de cálculo de capitalização das perdas proposta neste trabalho, observou-se que o procedimento poderá trazer maior precisão na determinação do momento de necessidade de substituição dos transformadores, pois reflete a real condição operativa do equipamento, gerando maior segurança e confiabilidade nas intervenções recomendadas.

Com a perspectiva de redes inteligentes e a expansão da utilização de GFV associados ao aumento da presença de cargas não lineares, foi realizada uma simulação para verificar o impacto do aumento da penetração fotovoltaica nos níveis de distorção harmônica de tensão e corrente em um transformador de distribuição. Nos cenários analisados observou-se que as DHTs de tensão obtidos foram sempre abaixo de 3%, não violando os limites estabelecidos pela norma. O mesmo não ocorreu para os DHTs de corrente, onde os maiores valores ocorreram quando o inversor estava operando em sua potência nominal, ou seja, operando próximo a 100%.

Verificou-se na análise que os níveis de distorção harmônica de corrente crescem conforme o nível de penetração fotovoltaica aumenta. Para um nível de penetração de 60% de sistemas fotovoltaicos, a DHT de corrente foi de 60,1% no período de alta geração fotovoltaica. No entanto, para o perfil de carga analisado, os períodos em que há impacto elevado da distorção harmônica na corrente não coincidem com o período do pico de carga no sistema.

Nos estudos relacionados com o comportamento das perdas no ferro e no cobre dos transformadores sujeitos a carregamentos não lineares, foram definidos os procedimentos para a incorporação desses efeitos nos cálculos dos custos das perdas. Neste contexto, verificou-se que para as taxas de distorção harmônica das tensões de alimentação observadas nas medições realizadas e levando-se em consideração os limites recomendados pelos agentes reguladores, pode-se desprezar este efeito na composição das perdas no núcleo.

O mesmo não pode ser dito para as perdas no cobre e neste caso foram investigadas algumas metodologias para avaliação destas perdas sendo utilizada uma alternativa, que embora conservativa, contempla a facilidade de cálculo a partir de dados sintetizados somente pela taxa de distorção harmônica da corrente.

Ressalta-se que, embora os resultados não representem o custo operacional absoluto da operação de uma unidade transformadora, as hipóteses a serem consideradas neste trabalho baseiam-se sempre na comparação de alternativas e podem ser adotadas sem prejuízos dos resultados almejados. O importante a ser destacado é que as alternativas a serem comparadas sob o ponto de vista técnico e econômico contemplam as particularidades relacionadas com o suprimento de cargas não lineares.

Com base nos conceitos e na fundamentação teórica investigada foram definidas as

metodologias para gerenciamento econômico da operação de unidades transformadoras, a partir das quais são gerados os indicativos para aquisição de novas unidades, planejamento e projeto de novos postos de transformação, bem como remanejamento e substituição de unidades em operação.

Nos resultados de simulação da aplicabilidade da metodologia proposta direcionada particularmente ao processo de substituição de unidades transformadoras, os custos anuais equivalentes das alternativas analisadas foram obtidos separadamente das parcelas lineares e não lineares da carga. Para as condições de carga e DHTs analisados, os custos anuais equivalentes relativos às parcelas não lineares da carga apresentou valores pequenos, entretanto para DHTs maiores esses custos serão aumentados, o que irá diminuir o valor do carregamento econômico do transformador.

Com base na metodologia proposta desenvolveu-se um aplicativo de simulação digital para a análise técnica e econômica de substituição de transformadores de distribuição, concebido a partir de uma plataforma operacional amigável e interativa. Os resultados produzidos com o uso do aplicativo são muito animadores na medida em que possibilitaram uma previsão mais realista para a gestão destes ativos em condições operacionais contendo cargas não lineares, destacando-se assim das demais alternativas similares em uso. Destaca-se ainda que o aplicativo desenvolvido pode ser incorporado diretamente ao sistema supervisor da rede inteligente e não implica diretamente na incorporação de novos ativos.

## 7.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para a realização de futuros trabalhos pode-se sugerir:

- Realizar um estudo de ensaios em curto-circuito com variação da frequência para se obter os valores das resistências CA para as unidades transformadoras trifásicas mais utilizadas nos sistemas de distribuição de energia, com capacidade de 30, 45, 75, 112,5 e 225 kVA, para o cálculo com melhor precisão dos valores de correção das perdas nos enrolamentos do transformador que operam em ambientes não senoidais.
- Aperfeiçoar o mecanismo de tarifação de distorções harmônicas para o cálculo dos custos anuais das perdas variáveis relativas às parcelas não lineares da carga,

introduzindo novos parâmetros que permitam tratar individualmente as diferentes componentes harmônicas presentes nos sinais de corrente e tensão.

- Desenvolver e incorporar ao aplicativo desenvolvido, novas rotinas computacionais para o compartilhamento de bases de dados criadas por outros softwares utilizados regularmente pelas empresas de distribuição de energia elétrica (gestão de ativos, fluxo de carga, entre outros).

## REFERÊNCIAS

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA-ABRADEE. **Sistemas de informação para gestão- SIG**. Brasília: ABRADDEE, 2015. Disponível em <<http://www.abradee.com.br>>. Acesso em: 20 maio 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA– ANEEL. Resolução normativa nº482, de 17 de abril de 2012. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acessado em: 5 abr 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: módulo 8, qualidade da energia elétrica**. Brasília: ANEEL, 2015. Revisão 7. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acessado em: 5 abr 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução normativa nº 547, de 16 de abril de 2013. Brasília, 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acessado em: 6 mar 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução homologatória nº 2.016, de 26 de janeiro de 2016. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acessado em: 18 mar 2016.
- AHN, SE Un. **Política de carregamento econômico de transformadores de distribuição**. 1993. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica- EP, Universidade de São Paulo- USP, São Paulo, 1993.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS– ABNT. **NBR 16.149/2013: sistemas fotovoltaicos (FV): características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2014.
- CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS - CGEE. **Redes elétricas inteligentes: contexto nacional**. Brasília, DF: [s.n.], 2012. p. 176. (Documento Técnico, 16). Disponível em:<<http://www.cgee.org.br/atividades/redirect/8050>>. Acesso em: 14 de abril 2015.
- CENTRO DE PESQUISAS EM ENERGIA ELÉTRICA – CEPTEL; CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO - CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014. 529 p.
- CHICCO, G.; SCHLABBACH, J. ; SPERDINO, F. Characterisation and assessment of the harmonic emission of grid-connected photovoltaic systems. In: PROCEEDINGS IEEE POWER TECH, 2005, St. Petersburg. **Meeting...** St. Petersburg: IEEE, 2005. p. 1-7.
- CHIDURALA, A.; KUMAR SAHA, T.; MITHULANANTHAN, N. Harmonic impact of



high penetration photovoltaic system on unbalanced distribution networks – learning from an urban photovoltaic network. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2015, Denver. **Meeting...** Denver: IEEE, 2015. p. 26-30.

COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO – CODI. **Documento CODI-3.2.19.34.0**: método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição. Rio de Janeiro, 1996a.

COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO – CODI. **Relatório CODI-3.2.19.24.0**: metodologia para cálculo do limite máximo de carregamento de transformadores de distribuição. Rio de Janeiro, 1995.

COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO – CODI. **Relatório CODI-3.2.19.25.1**: metodologia de cálculo dos carregamentos econômicos de transformadores aéreos de distribuição. Rio de Janeiro, 1996b.

DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. **Avaliação da qualidade da energia elétrica**. Campinas: Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação– UNICAMP. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/qualidade/a1.pdf>>. Acesso em: 16 abr 2015.

DELAIBA, A. C. **Comportamento de transformadores com cargas não lineares**: uma abordagem analítica, experimental e numérica pelo método de elementos finitos. 1997. 203 f. Tese (Doutorado)- Escola Politécnica- EP, Universidade de São Paulo- USP, 1997.

DE OLIVEIRA, L. C. O. ; ROSSI, J. C.; PEREIRA, M. A. Otimização técnica e econômica da aplicação de transformadores em redes de distribuição. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA- CITENEL, 2., 2003, Salvador. **Congresso...** Salvador: ANEEL, 2003. p. 1-4.

ECIL INFORMÁTICA. **MD-3400 trifásico**. Santana de Paraíba: Ecil Informática Indústria e Comércio, 2014. Disponível em: <<http://ecilinformatica.com.br>> Acesso em: 20 abr 2015.

FALCÃO, D. M. Smart grid e microrredes: o futuro já é presente. In: SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS– SIMPASE, 8., 2009, Rio de Janeiro. **Simpósio...** Rio de Janeiro: CIGRE, 2009. p. 1-11.

FAROOQ, H.; ZHOU, C.; FARRAG, M. E. Analyzing the harmonic distortion in a distribution system caused by the non-linear residential loads. **International Journal of Smart Grid and Clean Energy**, Wollongong, v. 2, n. 1, p 46-51, January, 2013.

FEKETE, K.; KLAIC, Z.; MAJDANDZIC, L. Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid. **Renewable Energy Journal**, Paris, v. 43, p. 140-148, 2012.

FONSECA, M. L.; TORRI, L.; GOETZ, M.; PEREIRA, C. E. Medição eletrônica de eletricidade: iniciativas e tendências. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS- SBSE, 4., 2012. Goiânia. **Conferência...** Goiânia: SBSE, 2012. p. 1-6.

FUGITA, S. D. **Smart meter integrado a analisador de qualidade de energia para propósitos de identificação de cargas residenciais.** 2014. 125 f. Tese (Doutorado)- Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo- USP, São Carlos, 2014.

GARCIA, D. A. A; DUZZI JUNIOR, F. E. Aspectos de evolução do smart grid nas redes de distribuição. **O Setor Elétrico**, São Paulo, v. 7, n. 75, p. 60 - 70, abr. 2012.

GARCIA, D. R. **Gerenciamento de transformadores de distribuição operando em ambientes não-senoidais.** 2002. 90 f. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista- UNESP, Ilha Solteira2002.

HASAN, A. K. M. K.; BHUIYAN, A. M. W.; MOJUMDAR, M. R. R. The Integration of smart meters into electrical grids: bangladesh chapter. **Journal of Energy Technologies and Policy**, Paris, v. 1, n. 1, p. 1-7, 2011.

HASANZADEH, A.; EDRINGTON, C. S.; BEVIS, T. Comprehensive study of power quality criteria generated by PV converters and their impacts on distribution transformers, In: CONFERENCE ON IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS SOCIETY- IECON, 38., 2012, Montreal. **Annual...** Montreal: IEEE, 2012. p. 5820-5826.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION- IEC. **IEC 60354:** loading guide for oil immersed power transformers. Geneva, 1991.

INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELETRICISTAS E ELETRÔNICOS- IEEE. **STD C57.110:** recommended practice for establishing liquid-filled and drytype power and distribution transformer capability when supplying nonsinusoidal load currents. New York: [s.n.], 1998. (IEEE Standard C57.110).

INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELETRICISTAS E ELETRÔNICOS- IEEE. **STD. 519:** recommended practices and requirements for harmonic control in electric power systems. York: [s.n.], 1992. (IEEE Standard 519).

LAMIN, H. **Análise de impacto regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil.** 2013. 300 f. Tese (Doutorado) - Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília. Brasília, 2013.

LANDIS+GYR. **Commercial and industrial meters. Landis+Gyr equipamentos de Medição.** São Paulo: [s.n.], 2015. Disponível em: <<http://www.landisgyr.com.br/product/e34a/>>. Acesso em: 20 abr 2015.

LEÃO, R. P. S.; SAMPAIO, F. S.; ANTUNES, F. L. M. **Harmônicos em sistemas elétricos.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2014. 352 p.

MAMEDE, J. **Manual de equipamentos elétricos**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1994. v. 2, 686 p.

MARTIGNONI, A. **Transformadores**. 4. ed. São Paulo: Globo, 1979. 155 p.

MASOUM, M. A. S.; MOSES, P. S.; DEILAMI, S. Load management in smart grids considering harmonic distortion and transformer derating. In: INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES, 2010, Gaithersburg. **Meeting...** Gaithersburg: IEEE, 2010. p. 1-7.

MÉFFE, A. **Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição**. 2001. 139 f. Dissertação (Mestrado)– Escola Politecnica- EPUSP, Universidade de São Paulo- USP, São Paulo, 2001.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Relatório - smart grid**: - grupo de trabalho de redes elétricas inteligentes. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2010. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio\\_GT\\_Smart\\_Grid\\_Portaria\\_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157)>. Acessado em: 19 jan 2015.

MONTENEGRO, D. **DSSim-PC**: electrical distribution system simulator for PC. Bogotá: Universidad de los Andes, 2013. Disponível em: <<http://sourceforge.net/projects/dssimpc/?source=navbar>>. Acessado em: 26 jan 2016.

MONTEIRO JÚNIOR, A.; GONZALEZ, M. L. SILVA, M. M. ; SILVA, S. R. Simulação computacional de distorções harmônicas geradas por inversores em usinas fotovoltaicas no Matlab/Simulink. In: CONFERÊNCIA DE ESTUDOS EM ENGENHARIA ELÉTRICA – CEEL, 12., 2014, Uberlândia. **Conferência...** Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia– UFU, 2014.

NIELSON, R. **Harmônicos triplos no sistema de distribuição e uma proposta de mitigação**. 2013. 163 f. Dissertação (Mestrado)- Escola de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Goiás, Goiania, 2013.

NIITSOO, J.; JARKOVOI, M., TAKLAJA, P.; Klüss, J.; PALU, I. Power quality issues concerning photovoltaic generation in distribution grids. **Smart Grid and Renewable Energy**, Irvine, v. 6, p. 148-163. 2015.

OLIVEIRA, J. C. et al. **Cargas elétricas especiais**. Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia, 1986. 72 p. Apostila

OLIVEIRA, R. D.; VIEIRA JUNIOR, J. C. M. Benefícios e desafios de redes inteligentes. **Revista Eletrônica de Energia**, Salvador, v. 2, n.1, p. 3-14, jan.-dez. 2012.

PARENTONI, M. F. C. **Análise experimental do acréscimo de perdas elétricas devido à circulação de correntes distorcidas**. 2010. 144 f. Tese (Doutorado)– Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

PIRES, F. A. C.; OLIVEIRA, J. C. **Uma contribuição ao estudo de harmônicas em sistemas de potência**. 1991. 427 f. Tese (Doutorado)- Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 1991.

SANTOS, L. **Cálculo das perdas técnicas dos transformadores de distribuição operando em ambiente não-senoidal**. 2006. 97 f. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista- UNESP, Ilha Solteira, 2006.

SENRA, R. **Energia elétrica: medição, qualidade e eficiência**. São Paulo: Baraúna, 2013. 649 p.

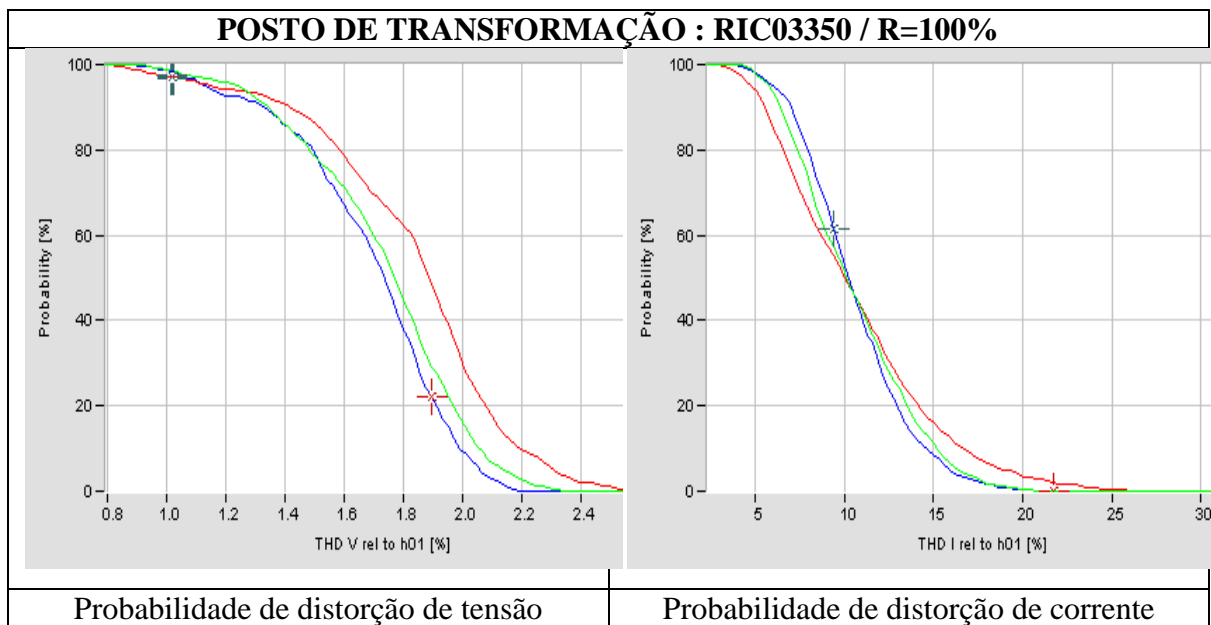
SHERTUKDE, H. M.; SAUZAY, M.; LEVIN, A. Considerations for transformers applied in photovoltaic (DPV) grid. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL, ELECTRONICS, AND OPTIMIZATION TECHNIQUES, 2016, Chennai. **Conference...** Chennai: IEEE, 2016. p. 13-18.

SINHA, A.; NEOGI, S.; LAHIRI, R. N.; CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CHAKRABORTY, N. Smart grid initiative for power distribution utility in India. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011, San Diego. **Meeting...** San Diego: IEEE, 2011. p. 1-8.

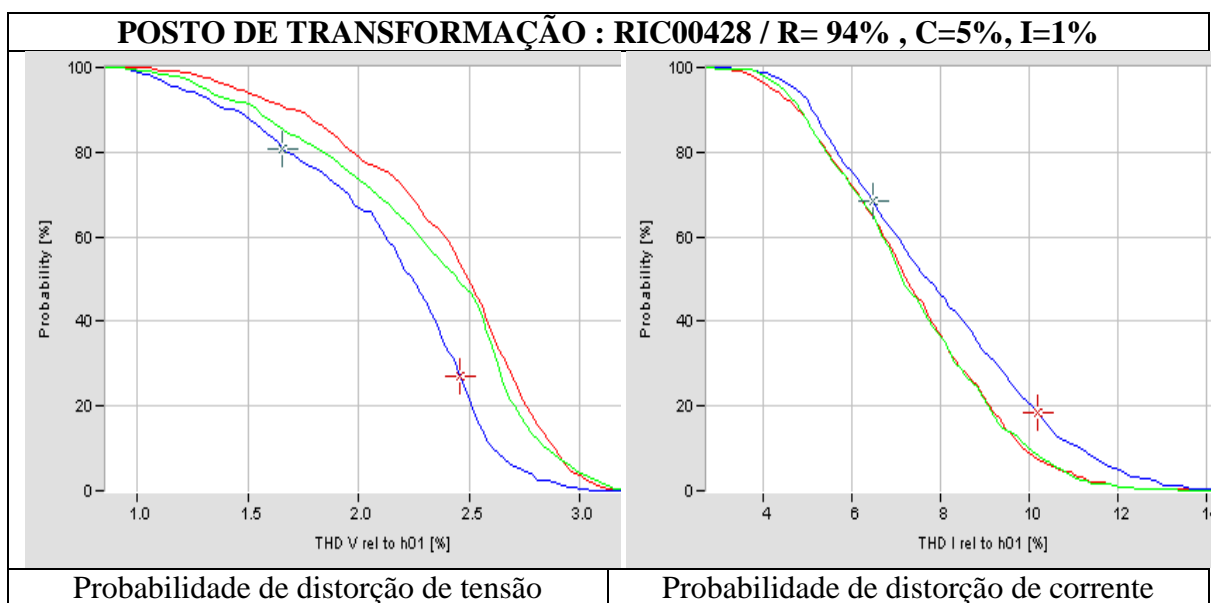
ANEXO

**Probabilidade de Ocorrência de Distorções Harmônicas**

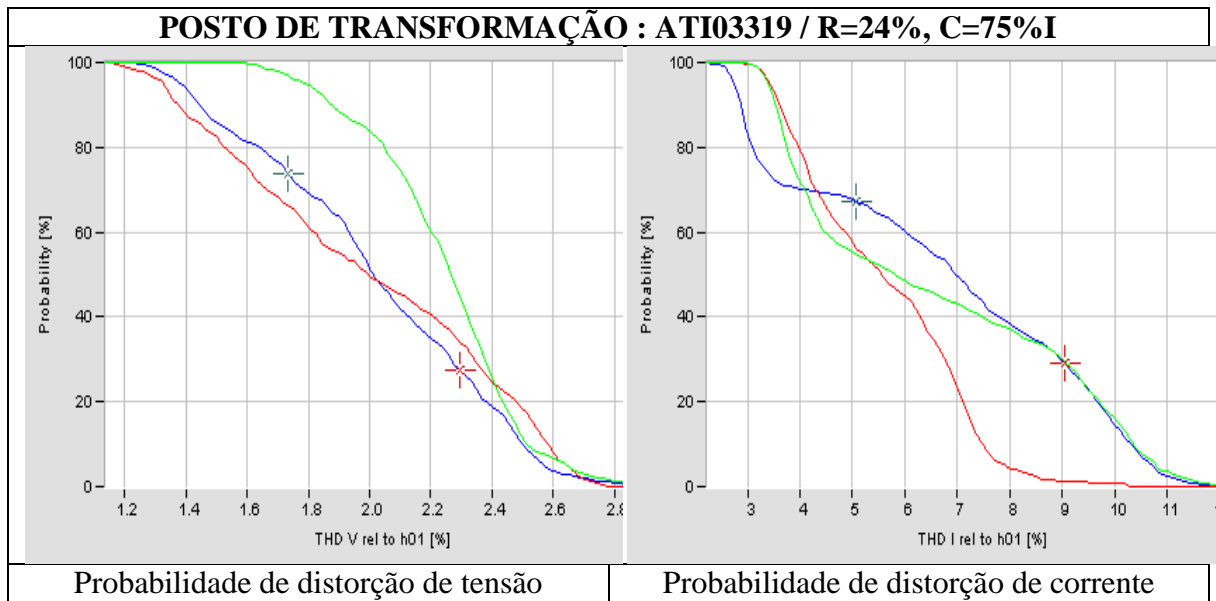
**Medição 1**



**Medição 2**



**Medição 3**



**Medição 4**

