

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**OTIMIZAÇÃO DE PROJETO DE  
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO QUE  
EMPREGAM NÚCLEO AMORFO E ÓLEO VEGETAL  
ISOLANTE.**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Paulo Roberto da Silva**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2015**

# **OTIMIZAÇÃO DO PROJETO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO QUE EMPREGAM NÚCLEO AMORFO E ÓLEO VEGETAL ISOLANTE.**

**Paulo Roberto da Silva**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**

**Orientador: Prof. Dr. Tiago Bandeira Marchesan**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2015**

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Silva, Paulo Roberto da  
Otimização de projeto de transformadores de  
distribuição que empregam núcleo amorfo e óleo vegetal  
isolante. / Paulo Roberto da Silva.-2015.  
82 p.; 30cm

Orientador: Tiago Bandeira Marchesan  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2015

1. Transformador de Distribuição 2. Eficiência 3.  
Perdas 4. Núcleo Amorfo 5. Óleo Vegetal Isolante.  
Otimização de Projetos I. Marchesan, Tiago Bandeira II.  
Título.

---

© 2015

Todos os direitos autorais reservados a Paulo Roberto da Silva. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita com autorização por escrito do autor.

Endereço: Rua Lamartine Babo, 292 . CEP: 97105-230 Bairro: Camobi,  
Santa Maria, RS. Email: paulords@gmail.com

---

**Universidade Federal de Santa Maria**  
**Centro de Tecnologia**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,  
aprova a Dissertação de Mestrado

**OTIMIZAÇÃO DO PROJETO DE TRANSFORMADORES DE  
DISTRIBUIÇÃO QUE EMPREGAM NÚCLEO AMORFO E ÓLEO  
VEGETAL ISOLANTE.**

elaborada por  
**Paulo Roberto da Silva**

como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica**

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

---

**Tiago Bandeira Marchesan, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)**  
(Coorientador)

---

**Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)**

---

**Eduardo Machado dos Santos, Dr. (UNIPAMPA)**

Santa Maria, 27 de agosto de 2015.

## **RESUMO**

Dissertação de Mestrado  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Maria

### **OTIMIZAÇÃO DO PROJETO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO QUE EMPREGAM NÚCLEO AMORFO E ÓLEO VEGETAL ISOLANTE.**

AUTOR: PAULO ROBERTO DA SILVA

ORIENTADOR: TIAGO BANDEIRA MARCHESAN

Local da Defesa e Data: Santa Maria - RS, 27 de agosto de 2015.

Este trabalho apresenta uma metodologia de otimização do projeto de transformadores de distribuição, considerando o custo capitalizado, que empregam concomitantemente em seu projeto núcleo amorfo e óleo vegetal isolante. O emprego da tecnologia de núcleo amorfo proporciona significativa redução das perdas em vazio, enquanto a utilização do óleo vegetal isolante, que é um fluído não tóxico e de rápida biodegradação quando em contato com o meio ambiente, possibilita o aumento da temperatura de operação do equipamento. A utilização desses dois materiais propiciaram melhoras percentuais consideráveis na eficiência e na relação custo/potência em comparação aos transformadores de distribuição convencionalmente fabricados. A metodologia visa criar e selecionar projetos que tenham um menor custo total, ou seja, a soma do custo de fabricação do transformador com o custo capitalizado das perdas durante a vida útil considerada para o equipamento. Além disso, é apresentado o estudo de caso de um transformador de distribuição de 75 kVA projetado e fabricado com o núcleo amorfo e óleo vegetal isolante, a rotina de otimização empregada (desenvolvida em VBA Excel), os resultados teóricos obtidos a partir do projeto otimizado e os resultados experimentais.

**Palavras-chave:** Transformador de Distribuição. Eficiência. Perdas. Núcleo Amorfo. Óleo Vegetal Isolante. Otimização de Projetos.

## **ABSTRACT**

Master Thesis  
Post-Graduation Program in Electrical Engineering  
Federal University of Santa Maria

### **DEVELOPMENT DISTRIBUTION TRANSFORMER HIGH EFFICIENCY AND LOW RATIO WEIGHT/POWER USING AMORPHOUS CORE AND INSULATING VEGETABLE OIL**

AUTHOR: PAULO ROBERTO DA SILVA  
ADVISOR: TIAGO BANDEIRA MARCHESAN  
Place and Date: Santa Maria - RS, August 27<sup>th</sup>, 2015.

This paper presents a methodology for optimizing the distribution transformers project, considering the capitalized cost, employing concurrently in your project amorphous core and insulating vegetable oil. The use of amorphous core technology provides a significant reduction of the load losses as the use of the insulating vegetable oil which is a non-toxic fluid and rapidly biodegradable when in contact with the environment, it allows increasing the machine's operating temperature. The use of these two materials have provided considerable percentage improvements in efficiency and cost / power compared to conventional distribution transformers manufactured. The methodology is aimed to create and select designs that have a lower total cost, namely the sum of the transformer manufacturing cost capitalized cost of losses during the useful life envisaged for the equipment. In addition, it presents the case study of a 75 kVA designed distribution transformer and manufactured with amorphous core and insulating vegetable oil, routine employed optimization (developed in VBA Excel), the theoretical results obtained from the optimized design and the experimental results.

**Keywords:** Distribution transformer. Efficiency. Losses. Amorphous core. Vegetable Oil Insulator. Project optimization.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	a) Estrutura amorfa b) Estrutura cristalina .....	19
Figura 2 –	Curva de magnetização. Adaptado: Salusitano, 2012. ....	19
Figura 3 –	Comparativo das perdas em W/kg. ....	21
Figura 4 –	Comparativo de biodegradabilidade do óleo vegetal isolante e óleo mineral isolante (LEOPOLDINO, 2011)).. ....	25
Figura 5 –	Custos em função da massa do transformador. ....	26
Figura 6 –	Sequência de calculo do projeto de transformadores de distribuição. ....	35
Figura 7 –	Watts/kg em função da indução. ....	37
Figura 8 –	VA/kg em função da indução. ....	37
Figura 9 –	Forma construtiva do núcleo de metal amorfo. ....	38
Figura 10 –	Montagem completa núcleo trifásico fabricado com metal amorfo. ....	39
Figura 26 –	Transformador trifásico fabricado com núcleo amorfo e óleo vegetal isolante..	47
Figura 27 –	Composição do Custo Total do transformador Otimizado. ....	48
Figura 11 –	Peso do núcleo versus em função da indução. ....	50
Figura 12 –	Perdas no núcleo em função da indução. ....	51
Figura 13 –	Perdas com carga em função da indução. ....	52
Figura 14 –	Relação volt/espira e peso dos condutores. ....	53
Figura 15 –	Relação volt/espira e peso do núcleo. ....	54
Figura 16 –	Relação volt/espira e perdas com carga. ....	55
Figura 17 –	Relação volt/espira e perdas no núcleo. ....	55
Figura 18 –	Relação entre densidade de corrente e peso dos condutores. ....	56
Figura 19 –	Relação entre densidade de corrente e peso do núcleo. ....	57
Figura 20 –	Relação entre densidade de corrente e perdas nos condutores. ....	58
Figura 21 –	Relação entre densidade de corrente e perdas no núcleo. ....	58
Figura 22 –	Relação entre o peso do núcleo e a largura do fio BT. ....	59
Figura 23 –	Relação entre o peso dos condutores e a largura do fio BT. ....	60
Figura 24 –	Relação entre as perdas no núcleo e a largura do fio BT. ....	61
Figura 25 –	Relação entre as perdas nos condutores e a largura do fio BT. ....	61
Figura 28 –	Ensaio de aquecimento. ....	65
Figura 29 –	Classificação de eficiência em função das perdas em vazio. ....	66
Figura 30 –	Classificação de eficiência em função das perdas totais. ....	66
Figura 31 –	Classificação de eficiência em função do rendimento. C=0,5; FP=0,92. ....	67
Figura 32 –	Curva demanda para carga residencial. ....	68
Figura 33 –	Composição do custo do custo do transformador convencional. ....	71
Figura 34 –	Composição do Custo Total do transformador otimizado. ....	71

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Perdas no núcleo para transformadores trifásicos com tensão máxima de 15 kV.(Adaptado NBR 5440 - 2014) .....	43
Tabela 2 –	Perdas totais para transformadores trifásicos com tensão máxima de 15 kV.(Adaptado NBR 5440 - 2014). .....	44
Tabela 3 –	Lista dos projetos com menor custo total. ....	45
Tabela 4 –	Principais parâmetros do projeto otimizado. ....	46
Tabela 5 –	Ensaio de relação de tensão. ....	62
Tabela 6 –	Ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação. ....	63
Tabela 7 –	Ensaio de resistência ôhmica. ....	63
Tabela 8 –	Medição da impedância de curto circuito e perdas em carga. ....	64
Tabela 9 –	Comparativo transformador convencional e transformador com núcleo amorfo. ....	70
Tabela 10 –	Tempo de retorno do investimento em função do custo da energia elétrica. ....	73
Tabela 11 –	Tempo de retorno do investimento em função da taxa de atratividade. ....	74



# SUMÁRIO

<b>RESUMO.....</b>	<b>4</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>5</b>
<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>10</b>
<b>1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1 Considerações Iniciais.....	14
1.2 Evolução dos materiais utilizados na fabricação de transformadores .....	15
1.3 Núcleo .....	17
1.3.1 Aço silício de grão orientado .....	17
1.3.2 Metal amorfo .....	17
1.3.3 Comparação entre aço silício de grão orientado e metal amorfo.....	18
1.4 Isolação e resfriamento .....	22
1.4.1 Óleo mineral isolante (OMI) .....	23
1.4.2 Óleo vegetal isolante (OVI).....	23
1.4.3 Comparação entre OMI e OVI .....	24
<b>2 OTIMIZAÇÃO DE PROJETOS DE TRANSFORMADORES EM FUNÇÃO DO CUSTO .....</b>	<b>26</b>
2.1 Função Custo Total .....	27
2.1.1 Capitalização das perdas.....	28
2.2 Rotinas de otimização .....	32
2.2.1 Método de otimização utilizado.....	32
2.2.2 Implementação em Visual Basic for Applications .....	33
2.2.3 Sequência de calculo implementado em VBA .....	34
2.2.4 Parâmetros utilizados.....	36
2.2.5 Avaliação dos projetos gerados .....	42
<b>3 RESULTADOS .....</b>	<b>45</b>

<b>3.1</b>	<b>Projeto Otimizado .....</b>	<b>45</b>
<b>3.2</b>	<b>Influência dos parâmetros utilizados na otimização nas perdas e no peso dos condutores e do núcleo .....</b>	<b>49</b>
3.2.1	Indução .....	49
3.2.2	Numero de espiras .....	52
3.2.3	Densidade de corrente.....	56
3.2.4	Relação entre altura e largura do condutor de baixa tensão .....	59
<b>3.3</b>	<b>Ensaio.....</b>	<b>62</b>
3.3.1	Ensaio de rotina .....	62
3.3.2	Ensaio de Aquecimento .....	64
<b>3.4</b>	<b>Avaliação dos resultados do transformador de acordo com a classificação de eficiência NBR 5440.....</b>	<b>65</b>
<b>3.5</b>	<b>Análise do projeto otimizado considerando a curva demanda característica ....</b>	<b>67</b>
3.5.1	Custo Total considerando a curva de demanda .....	69
3.5.2	Análise de viabilidade econômica. ....	70
3.5.3	Tempo de Retorno de Investimento.....	72
<b>4</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>75</b>
<b>5</b>	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>77</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>80</b>
	<b>Anexo A – Rotina de otimização desenvolvida em VBA.....</b>	<b>80</b>
	<b>Anexo B – Telas do programa de otimização.....</b>	<b>81</b>

## INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas e a possibilidade de esgotamento de recursos naturais têm desencadeado, na sociedade, a necessidade de mudança de comportamento em relação às questões ambientais e demandas de consumo.

Após séculos ignorando as consequências ambientais da industrialização e do consumo indiscriminado de energia, as últimas décadas revelam uma crescente preocupação com esse tema. Isso tem refletido tanto nas políticas públicas quanto no grau de consciência e de exigências da população (MMA/ MEC/IDEC, 2005);

Tais estudos apontam que um dos grandes desafios para a sociedade atual é buscar um desenvolvimento sustentável, conciliando as necessidades crescentes de consumo e de utilização de energias com a preservação ambiental.

Nessa perspectiva, um ponto a ser explorado para atingir esse objetivo é a pesquisa e produção de equipamentos mais eficientes, tendo em vista que constituem importante estratégia na redução dos impactos causados ao meio ambiente. A maior eficiência energética de equipamento utilizados no sistema de transmissão e distribuição, além de contribuir para conservação das fontes de energia e a conservação de recursos naturais, oferece também vantagens econômicas, tais como a diminuição dos custos de produção de energia reduzindo a necessidade de investimento em infraestrutura e energia.

De acordo com o Ministério de minas e energia (MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2008) a eficiência energética é definida pela relação entre a quantidade de energia empregada em uma atividade e aquela disponibilizada para sua realização.

O Brasil possui várias instituições que discutem o tema da eficiência energética, tais como: o Ministério de Minas e Energia – MME e a ELETROBRÁS. Esses órgãos são responsáveis pela elaboração e execução de projetos como o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), O Plano Nacional de Energia – PNE e o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf).

O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica foi a primeira iniciativa sistematizada de promoção do uso eficiente de energia elétrica implementada no país. Esse programa tem por objetivo promover a racionalização do consumo de energia elétrica, combatendo o desperdício e reduzindo os custos e os investimentos setoriais, aumentando ainda a eficiência energética (ELETROBRAS/PROCEL, 2009).

O Plano Nacional de Energia – PNE é composto de uma série de estudos que buscam fornecer instrumentos para a formulação de políticas energéticas e tem como objetivo o planejamento de longo prazo no setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão desse segmento nas próximas décadas. O PNE definiu para 2030 uma meta de economia de 10% no consumo final de energia elétrica, a ser alcançada mediante o incremento da eficiência dos sistemas energéticos (MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2008).

O Plano Nacional de Eficiência Energética - PNEf, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia, deverá nortear essas atividades e constituir um direcionamento fundamental para o desenvolvimento da eficiência energética no País.

De acordo com os estudos realizados pelo MMA, no Brasil o desperdício de energia chega a 40 milhões de kW, ou a US\$ 2,8 bilhões, por ano. Deste montante, as concessionárias de energia são responsáveis por 18 milhões de kW com perdas técnicas e comerciais. (MMA– MINISTÉRIO DE MEIO AMBIENTE). Segundo o MMA, busca de uma maior eficiência energética nos sistema elétrico abrange a otimização das transformações, do transporte e do uso dos recursos energéticos, desde suas fontes primárias até seu aproveitamento, contribuindo para a melhoria da qualidade dos serviços de energia.

Neste contexto, este trabalho aborda os transformadores de distribuição, os quais são componentes fundamentais para o sistema elétrico de potência (SEP). Apesar dos transformadores serem equipamentos relativamente eficientes, representam um elevado custo total anual do consumo de energia devido a sua presença em grande quantidade no sistema de distribuição de energia elétrica.

Assim, quanto maior a eficiência destes equipamentos, mais significativo o impacto representando grandes vantagens econômicas.

Ressalta-se que nos sistemas de distribuição, os transformadores de média tensão são responsáveis por, aproximadamente, um terço do total das perdas técnicas. A magnitude dessas perdas mostra a existência de um grande potencial a ser explorado através da aplicação de novas tecnologias, como o uso de novos materiais e, através de medidas normativas que induzam a eficiência em transformadores de distribuição (PROCOBRE, 2009).

Nesse contexto, algumas ações propostas pelo PNEf são o desenvolvimento de projetos de transformadores mais eficientes, a realização de estudos da utilização com núcleo de metal amorfo assim como a adoção de um programa de etiquetagem. Tal programa estabelece níveis máximos de consumo ou mínimo de eficiência energética dos equipamentos comercializados no país.

Recentemente, foi aprovada pelo Ministério de Minas e Energia uma regulamentação específica de etiquetagem para transformadores de redes de distribuição em líquido isolante quanto a sua eficiência (VARELA, 2013). Os indicadores de eficiência energética dos transformadores serão considerados com base nos valores das perdas em vazio, perdas máximas totais e perdas máximas críticas.

Desde janeiro de 2014, só podem ser comercializados no Brasil transformadores etiquetados com base no Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) e, no prazo de dois anos, novos níveis de desempenho devem ser propostos, buscando os melhores desempenhos e das tecnologias disponíveis, para uma rede de distribuição eficiente.

Segundo o pesquisador e gerente de certificação do projeto, Carlos Sanguedo, quando as etiquetas estiverem 100% implantadas nos transformadores, resultará em uma economia anual de energia de cerca de 1.516 GWh (VARELA, 2013).

Tendo em vista este contexto da eficiência energética, conservação de energia e preocupações com impactos ambientais, esse trabalho, teve como objetivo desenvolver transformadores de distribuição de elevada eficiência com aplicação de metal amorfo, proporcionando uma grande redução das perdas no núcleo e com a utilização de óleo vegetal, biodegradável, como líquido isolante e refrigerante, reduzindo assim os riscos de acidentes ambientais.

Além disso, esse trabalho visou desenvolver uma metodologia de projeto para transformadores de distribuição, por meio da otimização de projetos em função dos custos associados ao equipamento.

Para tanto, foi desenvolvida uma ferramenta computacional baseada em uma metodologia de otimização, através da qual foi realizada a variação de parâmetros de projeto e a avaliação dos custos totais de cada projeto. É importante destacar que a avaliação econômica considera aspectos como custos de fabricação ou de aquisição e os custos referentes às perdas durante a vida útil do equipamento.

Baseados nessa avaliação são selecionados os melhores projetos de transformadores de distribuição entre os vários projetos possíveis para uma dada especificação, com o objetivo de fornecer ao projetista indicativos para obtenção de projetos com menor custo total considerando a capitalização de perdas.

Tendo em vista a sistematização do estudo realizado, o primeiro capítulo desse trabalho apresenta a evolução dos transformadores de distribuição, a aplicação de novos materiais em busca de equipamentos mais eficientes e com menor relação peso potência. Além disso, é realizada uma comparação entre a utilização de aço silício de grão orientado e

óleo mineral isolante, materiais amplamente utilizados nos transformadores fabricados atualmente, com a utilização de metal amorfo e óleo vegetal isolante, propostos nesse trabalho.

No capítulo 2 são apresentados o conceito do custo total utilizado na otimização de projetos de transformadores de distribuição desenvolvida, a metodologia de otimização utilizada e a influencia, de cada um dos parâmetros considerados na otimização, nas perdas e na massa do transformador.

No terceiro capítulo, é discutido o projeto selecionado após a otimização, assim com a análise do projeto otimizado considerando a curva demanda característica da concessionária de energia elétrica que utilizará o equipamento. São apresentados os resultados dos ensaios realizados do transformador fabricado e um estudo da viabilidade econômica.

Por fim, no quarto capítulo, são apresentadas as conclusões.

# 1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

## 1.1 Considerações Iniciais

O funcionamento de um transformador baseia-se no princípio da indução magnética. Esse fenômeno foi descoberto em 1831 por dois cientistas, Michael Faraday, na Inglaterra, e Joseph Henry, nos Estados Unidos, porém, de forma independente.

Faraday realizou uma série de experiências que demonstram de forma convincente o princípio de indução eletromagnética. Ele descobriu que uma corrente que flui em uma bobina de fio enrolado em torno de um pedaço de ferro iria converter o ferro em um ímã e que, se fosse inserido em outra bobina com um galvanômetro ligado aos seus terminais, haveria circulação de corrente. Porém, percebeu que essa corrente durava pouco tempo, ou seja, desaparecia em instantes e assim constatou que ao variar o campo magnético, ligando ou desligando a bobina, surgia uma corrente elétrica na outra bobina. A invenção de Faraday continha toda a base teórica dos elementos de transformadores - duas bobinas independentes e um núcleo de ferro formando um circuito fechado.

Já os estudos realizados por Joseph Henry, constataram que a interrupção de corrente induzia uma alta tensão na bobina devido à rápida variação de fluxo (GIBBS, 1950) (LUCAS, 2000)

Até o surgimento de sistemas elétricos de corrente alternada para distribuição de energia, a utilização desse princípio ficou restrito a poucas aplicações. Sendo que o desenvolvimento do sistema de corrente alternada e dos transformadores ocorreu quase simultaneamente.

Assim, em 1882, Sebastian Ziani de Ferranti projetou um dos primeiros sistemas de energia de corrente alternada (alternating current - AC) juntamente com William Thomson. Para esse sistema foi criado o primeiro transformador. Mais tarde, Gaulard e Gibbs projetaram um transformador semelhante. Esse transformador era feito com núcleo aberto não sendo eficiente (LUCAS, 2000).

Ainda, com base nos estudos de Lucas (2000), o primeiro transformador prático foi inventado pelos engenheiros húngaros Karoly Zipernowsky, Otto Bláthy, e Miksa Deri em 1885. Eles constataram que os dispositivos de núcleo aberto eram impraticáveis, pois eram

incapazes de ter uma regulação de tensão de forma confiável. Propuseram então o uso de um núcleo fechado em uma forma toroidal. William Stanley, em parceria com George Westinghouse, fizeram algumas alterações de design do transformador tornando sua produção mais fácil e menos custosa. O primeiro projeto patenteado por Stanley foi para bobinas de indução com núcleos individuais de ferro maciço e lacunas ajustáveis para regular o campo magnético presente no enrolamento secundário. Outras melhorias desenvolvidas por ele foram a construção do núcleo a partir de chapas de ferro em forma de E isolados por finas folhas de papel.

Por fim, em 1889, o engenheiro Mikhail Dolivo-Dobrovolsky desenvolveu o primeiro transformador trifásico.

## **1.2 Evolução dos materiais utilizados na fabricação de transformadores**

O desempenho e a eficiência de transformadores estão diretamente relacionados ao tipo de material utilizado na construção do núcleo. Ao longo dos anos, a descoberta de novos materiais, as técnicas de fabricação e isolamento das chapas foram progressivamente qualificadas, conduzindo a significativas melhorias no desempenho dos transformadores.

Os primeiros transformadores eram fabricados com núcleos em ferro forjado de alta qualidade e era um projeto do tipo seco, usando o ar como fluido de arrefecimento e isolante dielétrico.

A tecnologia de fabricação de aço especializada para equipamentos elétricos começou por volta de 1900. A adição de pequenas quantidades de silício ou alumínio ao aço de baixo carbono propiciou redução das perdas por histerese, aumento da permeabilidade magnética, aumento da resistividade, assim como a redução da perda de corrente parasita (LUCAS, 2000)

Os primeiros núcleos de aço silício foram produzidos usando aços de grão não orientados (GNO). Esses aços são obtidos através de um processo de laminagem a quente, em que os grãos são dispostos de uma maneira aleatória de modo que as propriedades magnéticas sejam independentes da direção da laminação, ou seja, proporcionam uma facilidade de passagem do fluxo magnético em qualquer direção.

Nessa mesma época ocorreu desenvolvimento de processos para a produção de um fluido para aplicação dielétrica.



A partir da identificação das propriedades ideais desse fluido, começou a ser produzido óleo mineral projetado especificamente para transformadores. Testes usando fluidos de éster naturais como refrigerante dielétrico também foram realizados nesse período. No entanto, esses fluidos foram considerados menos adequados do que o óleo mineral, devido a menor estabilidade a oxidação, ao elevado valor do ponto de fluidez, maior permissividade e maior viscosidade (MCSHANE, 2002).

Já na década de 30, foi implementada a laminação a frio de aço silício de grãos orientados, sendo este, um método de produção de chapas de aço de silício com orientação dos grãos, onde tanto as perdas no núcleo quanto a permeabilidade magnética variam sensivelmente, dependendo da direção do fluxo magnético em relação à direção na qual o material foi laminado.

Nesse período, surgiu como alternativa de fluido dielétrico o ascarel. Esse produto pertence a um grupo químico conhecido como hidrocarbonetos halogenados e que possui uma elevada constante dielétrica e elevada estabilidade térmica, os quais são fatores essenciais para a utilização como óleo isolante, além de apresentarem excelentes propriedades de segurança contra incêndios. Depois de vários anos de uso foram tomadas medidas para a proibição de sua fabricação devido à sua toxicidade (ANTONELLO, 2006).

Em 1968 teve início a produção de aço silício em forma de grãos orientados de elevada permeabilidade magnética. A permeabilidade conseguida era três vezes maior do que o melhor grão orientado de aço laminado a frio (MCLYMAN, 2004). Esses aços silício de grãos orientados apresentam uma redução de cerca de 40% no ciclo de histerese, obtendo uma redução da energia dissipada a cada ciclo, conseqüentemente a diminuição da perda magnética, assegurando alto desempenho (ISLAM, 2012).

O desenvolvimento de ligas amorfas potencialmente aplicáveis em núcleos de transformadores teve início em 1975. O primeiro transformador de distribuição com núcleo de material amorfo (TDMA) foi construído no Laboratório Lincoln, do Instituto Tecnológico de Massachusetts (USA) no ano seguinte (CAMPOS, 2006).

Já na década de 90, foi desenvolvida uma nova classe de fluidos isolantes para uso em transformadores, o qual foi obtido a partir do óleo vegetal, sendo esses fluidos denominados fluidos ecologicamente corretos devido, principalmente, os seus característica biodegradável e renovável (UHREN, 2007).

### 1.3 Núcleo

Núcleos de transformadores são construídos a partir de material ferromagnético criando um caminho de alta permeabilidade magnética, favorecendo a circulação do fluxo magnético por esse meio. O núcleo ferromagnético proporciona um alto grau de acoplamento entre os enrolamentos primário e secundário.

Os materiais magnéticos produzidos e utilizados em núcleos de transformadores são chamados aços elétricos. Atualmente, o principal material utilizado para a fabricação de núcleo de transformadores de distribuição é o aço silício, que é um aço de grão orientado, além da utilização de metal amorfo.

#### 1.3.1 Aço silício de grão orientado

Os aços utilizados em equipamentos elétricos são aços com baixa concentração de carbono contendo o silício como principal elemento de liga. O aumento do teor de carbono tem um efeito nocivo sobre as perdas por histerese bem como sobre as propriedades de envelhecimento (CAMPOS, 2006). Assim, os aços silícios são geralmente produzidos com teores desse elemento entre 1,8 e 3,5 %. Um dos principais efeitos da adição de silício ao ferro é o aumento da resistividade que por sua vez reduz as perdas por correntes de Foucault nos núcleos.

O aumento da concentração de silício provoca a diminuição da indução de saturação e a elevação excessiva da resistência mecânica tornando o aço frágil e quebradiço o que dificulta o processo de laminação. Dessa forma, o material utilizado em transformadores de distribuição convencionais são aços de grão-orientado com cerca de 3% de silício.

#### 1.3.2 Metal amorfo

As ligas amorfas formam um grupo de materiais metálicos não cristalinos, que se caracterizam por não possuírem, à longa distância, uma estrutura atômica ordenada. Ligas

amorfos são formadas por uma combinação de elementos  $M_aY_bZ_c$ , onde M representa um ou mais dos metais do conjunto formado por aço, níquel, cobalto e cromo; Y representa elementos do grupo formado por fósforo, boro e carbono, e Z representa alumínio, silício, antimônio, germânio e berílio. Os índices a, b e c devem estar na faixa de 60 a 90, 10 a 30 e 0.1 a 15 respectivamente sendo que  $a+b+c = 100$ . Essa fórmula reúne características mais adequadas á aplicações em núcleos de transformadores que operam na frequência industrial, sendo que a liga  $Fe_{78}B_{13}Si_9$  tem sido aquela que vem demonstrando melhor desempenho (HARRY, 1991).

O princípio básico de obtenção destes materiais é o da solidificação rápida de metais, a partir de seu estado fundido. Nestes processos, as taxas de resfriamento devem ser elevadas o suficiente, de forma a inibir a cristalização. Desta forma, a solidificação ocorre de forma abrupta, sem que haja tempo para mudanças microestruturas. Assim, o material atinge o seu estado sólido, mantendo uma estrutura atômica desordenada. Depois do recozimento sob um campo magnético, esta liga exhibe baixas perdas e ganha excelentes propriedades magnéticas e químicas (CAVALCANTI e LUCIANO, 2001).

### 1.3.3 Comparação entre aço silício de grão orientado e metal amorfo

As características do metal amorfo são bem diferentes daquelas dos aços silício atualmente empregados na confecção dos núcleos dos transformadores. As ligas metálicas como o aço-silício, possuem estruturas atômicas cristalinas, onde os átomos estão arranjados em uma rede ordenada e repetida (PRONTO, 2010). Diferentemente destas ligas, os metais amorfos têm seus átomos distribuídos de um modo praticamente aleatório e desprovidos de ordem à longa distância, como nos vidros (ISLAM, 2012) (SOLTANZADEH, TAVAKOLI e ARBAB, 2012).

Os metais amorfos apresentam características magnéticas conhecidamente favoráveis ao estabelecimento da indução magnética.

A ausência de uma estrutura cristalina em metal amorfo permite fácil magnetização do material.

A Figura 1 mostra a diferença entre a estrutura do metal amorfo e o aço silício de grão orientado.

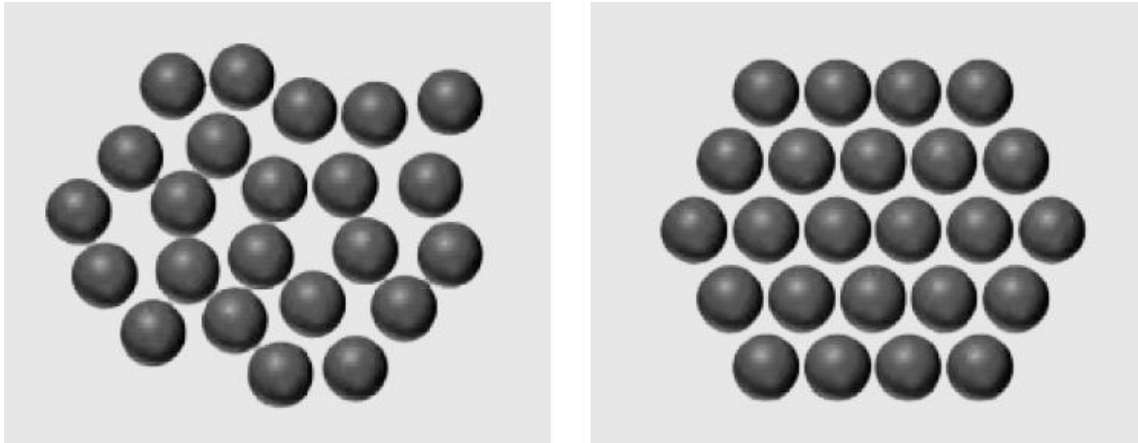


Figura 1 – a) Estrutura amorfa b) Estrutura cristalina

A curva de histerese de um material reflete essa facilidade de magnetização quando o núcleo é energizado conforme mostrado na Figura 2.

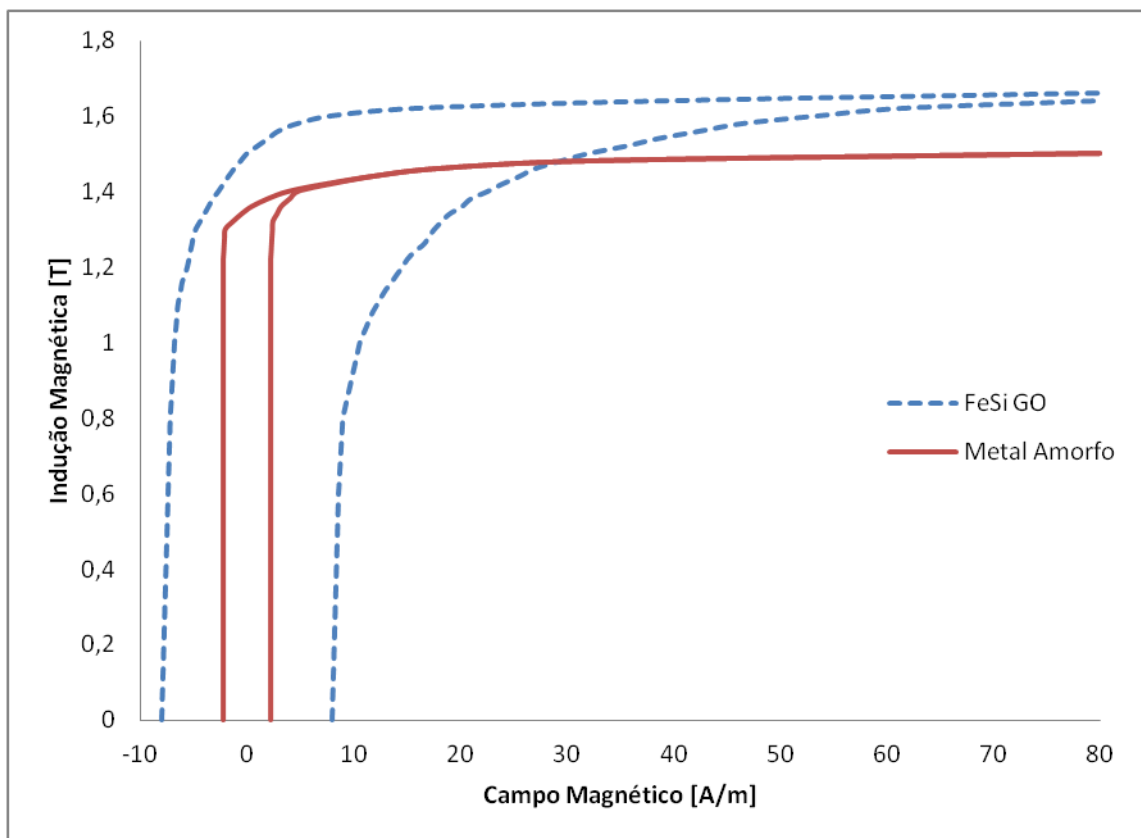


Figura 2 – Curva de magnetização. Adaptado: Salusitano, 2012.

A área interna do laço criado devido à magnetização e desmagnetização do material é entendida como a energia perdida durante o processo, ou seja, as perdas no núcleo são determinadas pela área da curva de histerese.

Ainda na Figura 2, pode-se observar que a curva de magnetização da liga amorfa  $\text{Fe}_{80}\text{B}_{11}\text{Si}_9$  possui uma pequena variação. Esse fato ocorre devido à baixa coercividade, o que permite a rápida inversão de fluxo magnético, e a excelente permeabilidade magnética desses metais. Esses fatores são altamente favoráveis para a eficiência magnética, refletindo em perdas menores com relação ao aço silício de grão orientado.

Além disso, o metal amorfo satura em um nível menor de magnetização. As ligas amorfas apresentam uma indução de saturação 20% menor quando comparado aos materiais de aço-silício para mesma temperatura.

Somado a isto, as perdas por correntes de Foucault são também menores em metal amorfo, devido a uma combinação da sua baixa espessura e uma elevada resistividade elétrica de  $130 \mu\Omega\text{cm}$  em comparação com o  $51 \mu\Omega\text{cm}$  em aços de silício de grão Orientado.

Os valores das perdas nos materiais utilizados para a confecção dos núcleos dos transformadores são fornecidos pelos fabricantes em  $\text{W/kg}$  em função da indução (curva de Epstein).

Nesse contexto, Figura 3 mostra o comparativo dos valores dessas perdas entre o aço silício de grão orientado e metal amorfo.

Observando a Figura 3, nota-se que as perdas em  $\text{W/kg}$  do metal amorfo são significativamente menores do que as do aço silício. Essa característica é uma das grandes vantagens da utilização do metal amorfo na fabricação de núcleos de transformadores, pois esse material proporciona uma grande redução das perdas em vazio.

Outra vantagem da utilização desse material é que os metais amorfos admitem uma espessura nominal das lâminas do núcleo da ordem de magnitude de aproximadamente 10 vezes menor que os materiais comerciais, como o ferro-silício (SOLTANZADEH, 2012)

Como se pode observar, as três grandezas – a área do laço de histerese, a espessura das lâminas e a resistividade do material – são favoráveis ao metal amorfo em relação aos melhores aços silício de grãos orientados.

Os metais amorfos são extremamente duros, na ordem de quatro vezes maior que os aços usados como materiais elétricos convencionais. Esta característica além de dificultar sua laminação também a torna variável, uma vez que não é possível garantir a mesma espessura durante todo o corte da lâmina.

Além disso, a combinação das características de alta dureza, lâminas de espessura muito baixa e variável, com superfície rugosa, contribuem para um fator de empilhamento menor.

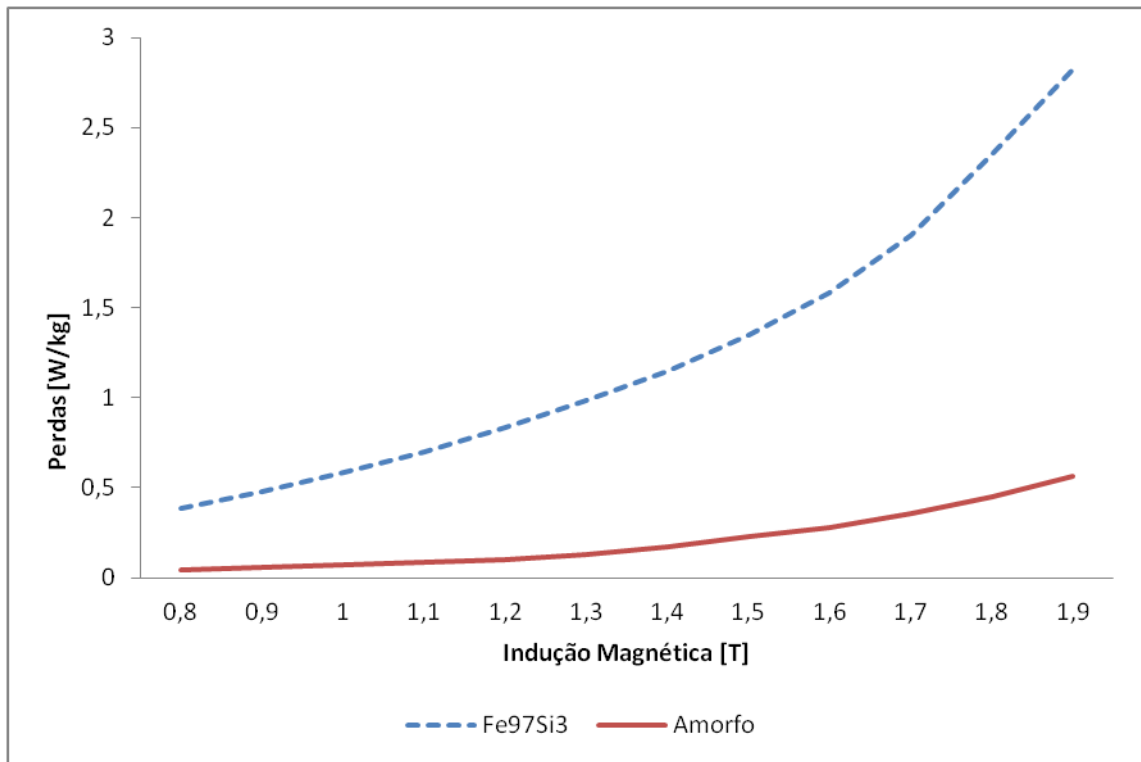


Figura 3 – Comparativo das perdas em W/kg.

Em função da menor indução de saturação dos materiais amorfos, e do fator de empilhamento é necessário o aumento da seção reta do núcleo para que se tenha o mesmo valor de fluxo magnético comparado com aço silício de grão orientado.

Esse fato implica em maior quantidade de material necessário para sua construção e consequentemente um aumento da massa do núcleo do transformador, em média 15%.

A substituição dos transformadores convencionais, fabricados com núcleo em aço silício, por modelos fabricados com núcleo de liga amorfa tem significativa contribuição para a conservação de energia, pois, a utilização de núcleo de liga amorfa proporciona uma grande redução nas perdas do núcleo. Essa redução pode chegar a até 80%.

Além disso, observa-se significativa redução na corrente de magnetização e no ruído audível.

## 1.4 Isolação e resfriamento

O sistema da isolação e de refrigeração de um transformador é um dos pontos essenciais do projeto de um transformador. É composto basicamente pelo fluido, que age como refrigerante e isolante, e por uma isolação sólida.

Nos transformadores imersos em óleo, o isolamento sólido é constituído por produtos compostos por celulose especialmente tratada, como papel Kraft de alta resistência mecânica, papel crepado, estruturas com papel laminado como o papelão *presspahn*, e madeira tratada. (RIES, 2007). Como fluido isolante é utilizado o óleo mineral, o óleo vegetal e, também, alguns óleos sintéticos.

Ao longo da utilização do transformador, o sistema de isolamento fica sujeito a uma série de processos de desgaste e envelhecimento. A degradação térmica do material isolante está diretamente relacionada com a vida útil do transformador. O papel utilizado na isolação não pode ser substituído ao longo da operação do transformador, pois este é inserido entre as bobinas no momento da fabricação do equipamento. Assim, a sua degradação é que vai definir a vida útil do equipamento.

O óleo isolante tem como principal função a refrigeração interna, transferindo o calor gerado pela parte ativa, núcleo e bobinas, para as paredes do mesmo e para o trocador de calor. Outra função do óleo é atuar como um dielétrico ou extintor de arco, bem como suportar os esforços eletromecânicos e apresentar estabilidade química dentro de níveis que possam garantir as suas funções como material isolante (MORAIS, 2004).

As principais características físico-químicas utilizadas como parâmetros de classificação do óleo isolante são: a sua cor, ponto de fulgor, ponto de fluidez, densidade, viscosidade, teor de umidade e rigidez dielétrica.

As características ideais para um óleo isolante são baixa viscosidade; alto poder dielétrico e alto ponto de fulgor; além de ser isento de ácidos e enxofre corrosivo. Deve ser resistente à oxidação e à formação de borras; ter baixo ponto de fluidez; ter baixa perda dielétrica e não conter substâncias que possam agredir o homem ou o meio ambiente.

Cabe ressaltar que a rigidez dielétrica representa a capacidade do óleo isolante suportar a aplicação de campos elétricos sem a perda de sua característica dielétrica (MORAIS, 2004).

Ainda, a baixa viscosidade facilita a circulação do óleo, com rapidez, por todo sistema. Por fim, o ponto de fulgor contribui para a segurança dos equipamentos em relação à possibilidade de incêndios.

#### 1.4.1 Óleo mineral isolante (OMI)

A grande utilização do OMI em transformadores é devido a sua disponibilidade, baixo custo e da reconhecida eficácia do sistema de isolamento e de refrigeração de equipamentos elétricos. O OMI é o fluido dielétrico mundialmente mais utilizado no setor elétrico. É obtido a partir da destilação do petróleo a uma temperatura entre 300 e 400°C, sendo que suas características dependem da natureza do petróleo e do processo de obtenção.

O OMI é uma mistura de compostos na qual a maioria das moléculas é constituída por carbono e hidrogênio (hidrocarbonetos) e, em pequenas quantidades, por compostos que apresentam nitrogênio, enxofre e oxigênio em sua estrutura (WILSON, 1980).

#### 1.4.2 Óleo vegetal isolante (OVI)

Constitui uma nova classe de fluidos isolantes e foi desenvolvido para transformadores. Seu uso é uma realidade no setor elétrico nacional. O óleo vegetal isolante é denominado de fluido ecologicamente correto devido principalmente a sua característica biodegradável e renovável. Além disso, estes fluidos preenchem todos os requisitos de um fluido isolante de alta temperatura, sendo considerado um fluido de segurança (WILHELM et al, 2009).

O OVI é obtido a partir de grãos ou sementes de plantas oleaginosas, como milho, girassol, soja. O óleo bruto obtido é beneficiado por processos de refinamento e por meio de processos específicos, com a inclusão de aditivos antioxidantes e depressores de ponto de fluidez, assim, óleo vegetal adquire às características necessárias para sua utilização como dielétrico.

O óleo vegetal é formado por moléculas de acilgliceróis, que são originárias da condensação entre ácidos graxos e o glicerol (triálcool), formando ésteres de ácidos graxos.



Assim, estes compostos são classificados em mono, di ou triacilgliceróis, dependendo se uma, duas ou três moléculas de ácido graxo se associam covalentemente ao glicerol, respectivamente, formando ésteres de ácido graxo (FRANCH, 2010).

#### 1.4.3 Comparação entre OMI e OVI

Durante a operação do transformador, o óleo e o papel passam por um processo de envelhecimento, que pode ser afetado por variáveis como temperatura, umidade e presença de oxigênio.

A umidade é um dos principais fatores que contribui para a degradação da isolação sólida do transformador. A rigidez dielétrica do óleo isolante começa a diminuir quando a saturação relativa de água no óleo atinge aproximadamente 50%. Devido a sua natureza química, o óleo vegetal isolante tem uma maior afinidade com a água. O OVI pode absorver cerca de 20 a 30 vezes mais umidade do que a de óleo mineral a 25 ° C antes da saturação (WILHELM et al, 2009a).

A umidade presente no óleo vegetal é consumida no processo de hidrólise do triacilglicerol. Esta reação de hidrólise favorece o deslocamento de mais moléculas de água do papel para o fluido isolante para manter o equilíbrio químico, ou seja, indiretamente este deslocamento promove a secagem gradativa do papel isolante e, conseqüentemente, a extensão da sua vida útil. Essa é uma das características vantajosas dos ésteres naturais utilizados como isolantes, pois há um aumento significativo na vida útil da isolação sólida.

No OMI, a umidade atua como agente catalisador na decomposição da celulose, diminuindo, conseqüentemente, a vida útil do equipamento elétrico.

O processo de oxidação que ocorre no transformador com OMI, gera subprodutos como álcoois, aldeídos e cetonas, os quais, na presença de oxigênio, geram ácidos carboxílicos e ésteres. Esses ácidos são agentes agressivos ao papel isolante e demais materiais presentes no transformador.

Outra consequência do processo oxidativo do OMI é a reação de polimerização, onde, várias moléculas reagem formando compostos de massa molar elevada, as quais se depositam na forma de borra. Esta borra, insolúvel e de característica ácida, deposita-se sobre os enrolamentos e nos trocadores de calor, dificultando a transferência de calor dos condutores

para o óleo e a dispersão de calor para o meio ambiente, elevando a temperatura do papel isolante, atacando-o quimicamente (MILASH, 1984).

Os produtos de oxidação do OVI não são nocivos ao papel Kraft isolante. Ao contrário, evitam a sua degradação precoce (RAAP, 2005). Além disso, se eventualmente os produtos de oxidação do OVI polimerizarem, esta polimerização não gera borra ou depósitos sobre os materiais internos do transformador.

Resultados de estudos anteriores mostraram que o papel envelhecido em OMI degrada em taxa significativamente mais rápida do que em OVI (RAAP, 2002). O papel em óleos vegetais leva 5-8 vezes mais tempo para chegar ao fim de sua vida útil.

Outra vantagem do óleo vegetal é sua aplicação como fluidos de segurança, podendo ser utilizado em aplicações onde os riscos de incêndio e de explosão devem ser minimizados, pois apresentam pontos de combustão superiores a 300 C° diferentemente do OMI que possui um ponto de combustão em torno de 150 C° (WILHELM et al, 2009).

Vale ressaltar que, no caso de acidentes como incêndios, vazamentos ou derramamentos, o óleo mineral isolante pode causar significativos impactos ambientais, devido à sua baixa biodegradabilidade, afetando o solo e os recursos hídricos superficiais e subterrâneos.

A Figura 4 mostra os gráficos de biodegradabilidade do óleo mineral e do óleo vegetal. Por ser formulado a partir de matérias-primas naturais, o OVI é facilmente biodegradável no meio ambiente, sendo que 95% ou mais destes produtos biodegradam no ensaio de 28 dias, enquanto a biodegradabilidade do óleo mineral é de 35%.

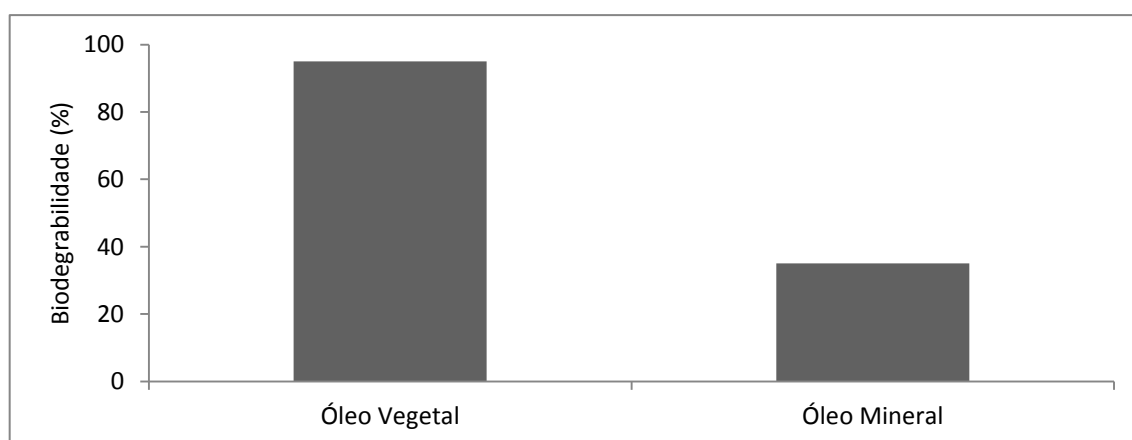


Figura 4 – Comparativo de biodegradabilidade do óleo vegetal isolante e óleo mineral isolante (LEOPOLDINO, 2011)).

## 2 OTIMIZAÇÃO DE PROJETOS DE TRANSFORMADORES EM FUNÇÃO DO CUSTO

O projeto de um transformador de distribuição é realizado através de um conjunto de fórmulas matemáticas bem definidas e difundidas. Através da aplicação dessas fórmulas é possível obter um vasto número de projetos, todos eles com diferentes características construtivas, capazes de atender uma determinada especificação e as normas vigentes.

Entre a gama de projetos possíveis um ponto a ser considerado é a relação entre a eficiência e o custo de fabricação do transformador.

Um equipamento mais eficiente implica no aumento do custo de fabricação do produto. Este conflito de escolha entre eficiência e custo de produção deve ser solucionado pela busca do projeto como melhor custo benefício. Dessa forma, para a obtenção de um bom projeto é essencial o conhecimento e a experiência do projetista.

A Figura 5 mostra a relação do custo de fabricação e o custo das perdas com a massa do transformador ou a quantidade de material utilizado.

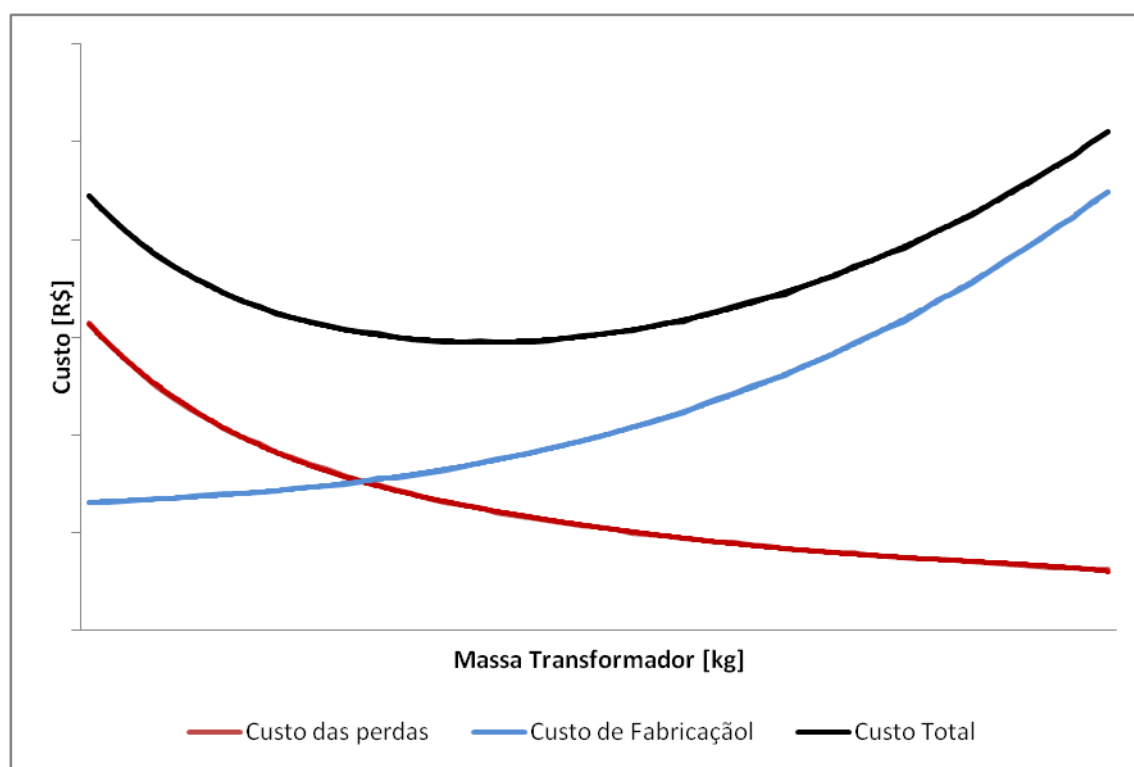


Figura 5 – Custos em função da massa do transformador.

O consumo maior de material, ou seja, aumento da massa do transformador está diretamente relacionado com o aumento do custo de fabricação, no entanto, as perdas diminuem com o aumento da massa do transformador.

Para a aquisição de um transformador, não é apenas suficiente uma análise dos preços de venda dos diversos fabricantes. O transformador com o maior custo de aquisição não é necessariamente o transformador mais caro, quando se leva em consideração o custo das perdas e o período de utilização do equipamento. Ou seja, a capitalização das perdas elétricas do transformador ao longo de sua vida útil ou de certo período de análise adotado.

A curva em preto da Figura 5 é a soma do custo de fabricação e o valor das perdas capitalizado.

Para uma concessionária de energia elétrica, por exemplo, a melhor aquisição é de um transformador que tenha o menor custo total, pois apesar do investimento inicial ser maior, a redução das perdas diminui os gastos operacionais tornando vantajosa a utilização desse equipamento.

Com o objetivo de selecionar os melhores projetos, considerando o custo total, dentro do grande número de projetos possíveis para dada aplicação, foi desenvolvido uma rotina de otimização através da variação de parâmetros de projeto.

## **2.1 Função Custo Total**

O Custo Total é um conceito destinado a orientar os consumidores na avaliação dos custos, assim como os benefícios relacionados à compra de um equipamento. O objetivo deste cálculo é a obtenção de um valor que contemple o custo de aquisição ou de compra e todos os custos envolvidos ao longo do ciclo de vida, dessa maneira facilitando a comparação entre equipamentos.

O custo total de um transformador consiste na soma de diversos fatores, incluindo os custos iniciais, os custos operacionais e os custos de manutenção durante a vida útil do equipamento.

Os custos iniciais referem-se ao custo de fabricação ou aquisição do transformador. Enquanto, os custos operacionais consideram os futuros custos de funcionamento do transformador durante sua vida útil, através da capitalização dessas perdas em valor presente.

Assim, o preço de compra e o custo das perdas em vazio e das perdas em carga são os fatores chaves para a comparação de diferentes transformadores. As perdas são avaliadas pelo seu impacto financeiro, capitalizado para um período de retorno esperada para o transformador (PICANÇO, 2006).

$$C_{total} = C_{Compra} + A \times P_o + B \times P_K \quad (1)$$

Onde

$A$  é o custo capitalizado das perdas em vazio por watts

$P_o$  é valor das perdas em vazio, expressa em watts

$B$  é o custo capitalizado das perdas com carga por watts

$P_K$  é valor das perdas com carga, expressa em watts

### 2.1.1 Capitalização das perdas

O custo das perdas é representado através de fatores  $A$  e  $B$ . O fator  $A$  representa a avaliação das perdas sem carga, enquanto o fator  $B$  representa a avaliação das perdas com carga.

Determinar os valores  $A$  e  $B$  não é fácil, uma vez que estes fatores proporcionam uma capitalização de custo futuro das perdas e são dependentes de vários parâmetros que influenciam os valores das perdas capitalizadas. Alguns destes parâmetros devem ser previstos para um número de anos no futuro, consequentemente, essas previsões estão sujeitas a incerteza (ABB, 2004).

Um dos parâmetros relevantes para essa avaliação é o custo de energia e a evolução desse custo durante os anos em que o transformador estará em operação. Vários fatores influenciam no custo de energia por kWh, como a oferta e a demanda de energia elétrica, a utilização de energia proveniente de termoeletricas, impostos, inflação, decisões políticas, variações climáticas etc.

Determinar com precisão a evolução do custo da energia elétrica é praticamente impossível. No entanto, na perspectiva de uma série de anos, o custo de energia elétrica provavelmente aumentará. A evolução de custos de energia pode ser definida, como uma aproximação, por meio de uma taxa média de aumento por ano.

Outro parâmetro relevante é o padrão de carga do sistema onde o transformador será instalado. O padrão de carregamento pode variar muito de um transformador para outro, depende da sua aplicação ou do tipo de consumidor atendido.

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica existe a presença de cargas de distinta natureza. Os tipos de carga que comumente se encontram são: residenciais, comerciais, industriais, rurais, iluminação pública e serviço público. Cada um desses segmentos caracteriza-se por possuir um fator de carga típico.

A curva de carga de um consumidor residencial caracteriza-se por um consumo praticamente constante durante o dia inteiro com um aumento no fim da tarde e um pico de demanda. O consumidor comercial tem uma demanda constante durante o horário comercial com uma pequena redução no horário de almoço e fora do horário comercial a demanda é reduzida.

Já, os consumidores industriais podem apresentar vários perfis de carga devido a grande variação de atividades do setor industrial. Para esses consumidores, as curvas representativas são estimadas por ramo de atividade e por localização.

Além disso, as áreas rurais apresentam características bem distintas das áreas urbanas, apresenta baixo fator de carga, com consumidores dispersos separados por grandes distâncias e cujas cargas têm baixa demanda máxima.

Ainda, em sistemas de distribuição de energia elétrica, para atender a necessidades futuras os transformadores têm normalmente uma potência maior do que a demanda no momento da instalação. Essa condição pode permanecer por vários anos antes de a corrente de carga aproximar-se da corrente nominal do transformador.

A vida útil do transformador também é um fator importante na capitalização das perdas.

O potencial de economia acumulado durante um longo período de tempo pode ser significativo, tornando bastante atraente o investimento em um transformador com baixas perdas.

O montante que o comprador aceita investir por kW para reduzir as perdas é determinado pelo número de anos que ele está disposto a aguardar até que a economia seja

igual ao valor investido. Após esse período a economia obtida pela utilização de um transformador com menores perdas representa ganho para o comprador.

A norma ABNT 5440 apresenta um método simplificado para a determinação desses fatores  $A$  e  $B$ . Esse método não leva em conta todas as variáveis, mas considera que os preços da energia e à carga são constantes ao longo da vida do transformador, dando uma indicação dos valores a serem utilizados para a avaliação econômica.

Em (ABB, 2004) é apresentado um método mais completo para a determinação dos fatores  $A$  e  $B$  que considera outras variáveis como inflação, aumento do custo da energia, crescimento da demanda.

#### 2.1.1.1 Capitalização das perdas em vazio

A perda em vazio é constante enquanto o transformador está energizado e é praticamente independente da carga do transformador. O consumo de energia durante um ano devido à perda sem carga no transformador é definido pela multiplicação do montante dessas perdas pelo número de horas em um ano em que o transformador está energizado.

O fator utilizado para a capitalização das perdas sem carga referentes a NBR 5440 é calculado através da Equação 2.

$$A = \frac{(1 + i)^N - 1}{i \times (1 + i)^N} \times C_{kWh} \times 8760 \quad (2)$$

Onde:

$C_{kWh}$  é a taxa média de custo de energia no primeiro ano de operação ( R\$/kWh).

$i$  é taxa de desconto, expressa em porcentagem por ano (%/ano).

$N$  é a vida útil expressa em anos.

Uma abordagem mais completa, onde são considerados vários fatores, como inflação, evolução do custo da energia, crescimento da carga, e o fator para a capitalização das perdas sem carga é calculado pela Equação 3.

$$A = \frac{8760 \times C_{kWh} \times ((1 + P/100)^N - 1)}{N \times T \times P} \times 100 \times 100 \quad (3)$$

Onde:

$C_{kWh}$  é a taxa média de custo de energia no primeiro ano de operação ( R\$/kWh).

$P$  é taxa de aumento médio anual da custo de energia.

$N$  Número de anos em que montante investido será pago de volta

$T$  Taxa de juro anual em valor investido.

#### 2.1.1.2 Perdas em carga

As perdas em carga variam com o quadrado da corrente de carga pela corrente nominal. O consumo de energia durante um ano, devido à perda de carga no transformador é a soma da energia consumida no prazo de um elevado número de pequenos intervalos de tempo durante todo o ano.

De acordo com a NBR 5440 o fator utilizado para a capitalização das perdas com carga é calculado pela Equação 4.

$$B = \frac{(1 + i)^N - 1}{i \times (1 + i)^N} \times C_{kWh} \times 8760 \times \left(\frac{I_L}{I_r}\right)^2 \quad (4)$$

Onde:

$C_{kWh}$  é a taxa média de custo de energia no primeiro ano de operação ( R\$/kWh).

$i$  é taxa de desconto, expressa em percentagem por ano (%/ano).



$N$  é a vida útil expressa em anos.

$I_L$  é corrente média de carga, expressa em ampères (A)

$I_r$  é corrente nominal, expressa em ampères (A)

Se forem consideradas outras variáveis, como por exemplo, o aumento médio da carga por ano, e o aumento médio anual do custo da energia, o fator referente a capitalização das perdas com carga deve ser calculado através da Equação 5.

$$B = \frac{I_{Eq}^2 \times 8760 \times C_{kWh}}{N \times A} \times \frac{\left((1 + Z/100)^2 \times (1 + P/100)\right)^N - 1}{(1 + Z/100)^2 \times (1 + P/100) - 1} \times 100 \quad (5)$$

Onde:

$I_{Eq}^2$  em p.u. da corrente nominal do transformador.

$Z$  O aumento médio da corrente de carga por ano.

$C_{kWh}$  é a taxa média de custo de energia no primeiro ano de operação ( R\$/kWh).

$P$  é taxa de aumento médio anual da custo de energia.

$N$  Número de anos antes montante investido será pago de volta

$A$  Taxa de juros anual em valor investido.

## 2.2 Rotinas de otimização

### 2.2.1 Método de otimização utilizado

O método utilizado para realizar a otimização foi à busca exaustiva. Trata-se da abordagem da “Força Bruta” para obtenção de soluções ótimas para problemas de otimização, pois nesse método percorremos todo o espaço de possíveis soluções em busca da melhor solução do problema.

A técnica de resolução de problemas é gerar e avaliar, de forma sistemática, todas as possíveis soluções de um problema para então determinar a solução ótima.

Esse método sempre encontrará uma solução, se ela existir. Além disso, o mesmo é de fácil implementação.

No entanto, o inconveniente da busca exaustiva é que o espaço de soluções pode ser muito grande, ou seja, pode existir um número extremamente grande de soluções a serem verificadas.

Tipicamente uma solução por busca exaustiva é composta de duas funções: uma que gera todas as possíveis soluções e outra que verifica se a solução gerada é a solução que atende ao problema.

No entanto, para o problema em questão, o espaço das soluções é limitado não acarretando um custo computacional muito elevado.

A otimização por busca exaustiva foi realizada através da variação da indução, do número de espiras, da densidade de corrente e da relação entre a altura e largura do fio retangular utilizado no enrolamento de baixa tensão. Para cada um desses parâmetros foram determinados os limites máximos e mínimos.

A partir da definição desses limites, o projeto do transformador de distribuição é realizado através de uma sequência de cálculo apresentada na Figura 6.

### 2.2.2 Implementação em Visual Basic for Applications

O método de otimização por busca exaustiva foi implementado em Visual Basic For Application vinculado ao Microsoft Excel. No anexo A é apresentada a rotina de otimização no ambiente de desenvolvimento do Visual Basic for Applications.

O Visual Basic for Applications (VBA) é uma implementação do Visual Basic da Microsoft incorporada em todos os programas do Microsoft Office, e também é incorporada em outros programas de outros desenvolvedores como o AutoCAD, Mathcad e SolidWorks.

O VBA substitui e estende as capacidades das linguagens de programação de macros anteriormente existentes. Ela é específica para as aplicações e pode ser usado para controlar a quase totalidade dos aspectos da aplicação anfitriã, incluindo a manipulação de aspectos da interface do usuário tais como menus e barra das ferramentas e o trabalho com formulários desenhados pelo usuário ou com caixas de diálogo.

A linguagem VBA é uma linguagem de programação orientada a eventos. Em outras palavras, ela é usada para escrever código que produz uma resposta a uma ação, como clicar

em um botão ou escolhendo uma opção de uma caixa de lista. Quando ocorre a ação, o evento apropriado é chamado, e o código para esse evento é executado.

Os eventos podem ser simples ou complexos. Pode-se codificar uma única linha que exibe uma caixa de mensagem ou escrever um procedimento completo que interage com um banco de dados.

Uma das motivações pela opção pela linguagem VBA é que essa linguagem tem o ambiente integrado de programação incorporado com as versões standard do Microsoft Excel, com isso, não é necessária a aquisição de um software específico para a realização dos projetos de transformadores de distribuição.

Os projetos desenvolvidos são realizados através de planilhas do Excel, então com a utilização dessa ferramenta é possível realizar os cálculos com mais eficiência e versatilidade de um ambiente, pois pode ser usado para automatizar funções repetitivas e criar soluções.

Além disso, através do VBA é possível fazer a integração com outros aplicativos, como, por exemplo, programas computacionais para realizar desenhos técnicos dos projetos dos transformadores realizados.

Outra característica importante é que pode ser usado para controlar uma aplicação a partir de outra, por exemplo, para criar um relatório no Microsoft Word a partir de dados no Excel.

### 2.2.3 Sequência de calculo implementado em VBA

Para realizar o projeto do transformador de distribuição através da rotina de otimização implementada é necessário informar os dados de entrada que são necessários para realizar os cálculos. Esses dados são divididos em duas áreas. A primeira referem-se a dados relativos as características do transformador, como as tensões primárias e secundárias, classe de isolamento materiais utilizados nos condutores para a fabricação do núcleo, A segunda parte refere-se aos dados relativos aos custo, como preço da energia, preço dos materiais utilizados, taxa de juro

Com base de entrada inicia a sequência de calculo apresentada na Figura 6.

Para cada projeto gerado, é realizada uma análise para verificar se os projetos atende os requisitos definidos na norma NBR-5440/2014. Os projetos considerados válido, ou seja, atende aos requisitos, são classificados em função do menor custo total.

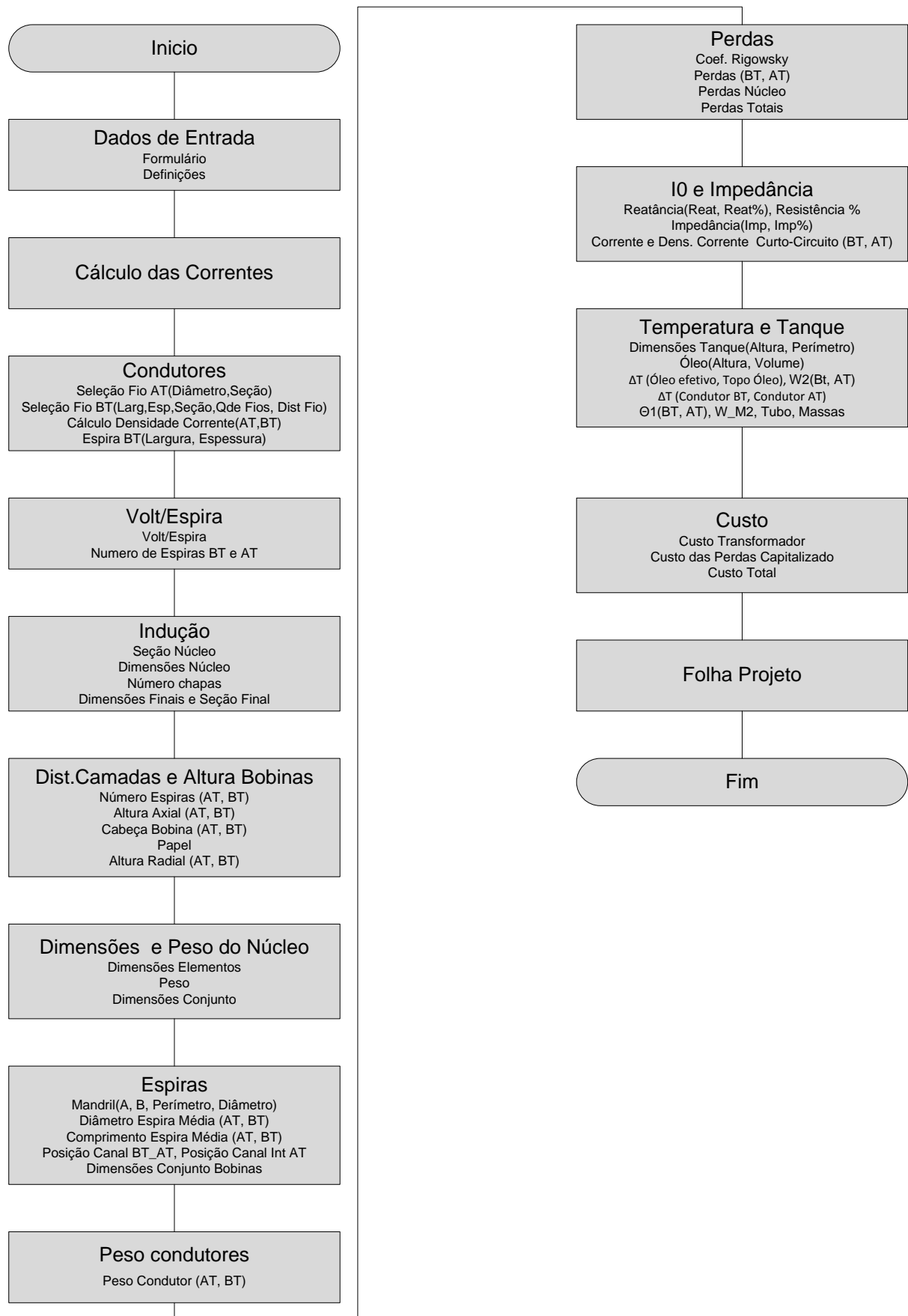


Figura 6 – Sequência de calculo do projeto de transformadores de distribuição.

## 2.2.4 Parâmetros utilizados

### 2.2.4.1 Indução

O fluxo magnético é definido como sendo o produto entre a indução magnética, a área das seções magnéticas do núcleo e o cosseno do ângulo formado.

Portanto, a variação da indução vai provocar uma variação da área do núcleo e do seu dimensionamento, pois o fluxo magnético será constante devido à tensão de alimentação ser constante.

$$\Phi = B_{max} \times A_n \quad (6)$$

Onde:

$\Phi$  é o fluxo magnético.

$B_{max}$  é Indução máxima.

$A_n$  é a área da seção do núcleo.

Através dessa variação é possível obter as perdas em vazio em função da massa total do núcleo.

A indução máxima  $B_{max}$ , assim como a perda nas lâminas dadas em W/kg e VA/kg são determinadas pelas propriedades magnéticas do material utilizado.

As curvas VA/kg e W/kg em função de  $B$  são derivadas das curvas de intensidade de campo eficaz  $H$  em função da indução. Essas curvas apresentam os valores da corrente de excitação bem como das perdas nos núcleos do material em função da indução  $B$ .

A Figura 7 apresenta o comportamento das perdas no núcleo, em W/kg, em função da indução em Gauss. Pode-se observar o aumento do fator de perdas por quilo de material com o aumento da indução.

Na Figura 8 é possível ver o comportamento do VA/kg em função da indução. O fator VA/kg aumenta exponencialmente com o aumento da indução.

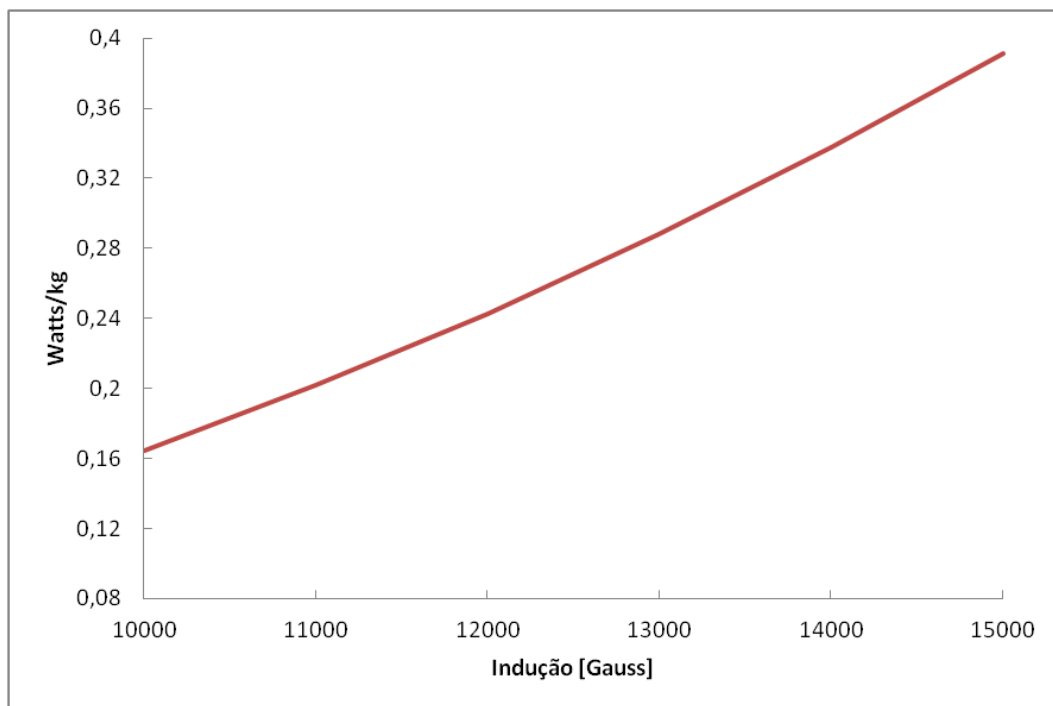


Figura 7 – Watts/kg em função da indução.

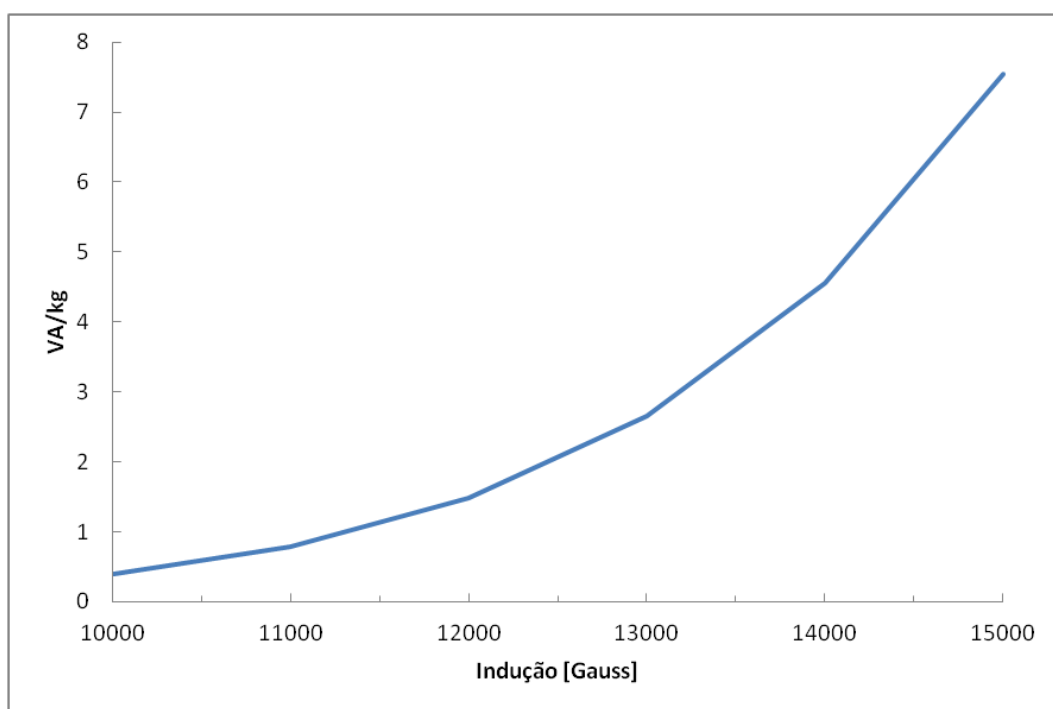


Figura 8 – VA/kg em função da indução.

O núcleo de transformadores fabricados com metal amorfo apresenta características construtivas diferentes dos fabricados com aço silício.

Os núcleos amorfos são fabricados a partir de uma fita longa com determinadas espessura e larguras padronizadas.

O material amorfo utilizado, nos projetos realizados, foi *Metglas 2605SA*. A fita é fabricada em três larguras, 142 mm, 170 mm ou 213 mm. A largura utilizada foi de 170 mm.

Na Figura 9 é representada a forma do núcleo fabricado com metal amorfo. Considerando a largura fixa, a variação da seção do núcleo ocorre por meio da variação da dimensão E mostrada nesta figura.

O processo de fabricação do núcleo de liga amorfa começa com um processo onde é enrolada a fita do metal amorfo até atingir a dimensão desejada. O número de voltas depende da seção magnética projetada.

Em seguida, o rolo passa para a forma semirretangular onde o núcleo é prensado para obtenção da forma apresentada na Figura 9.

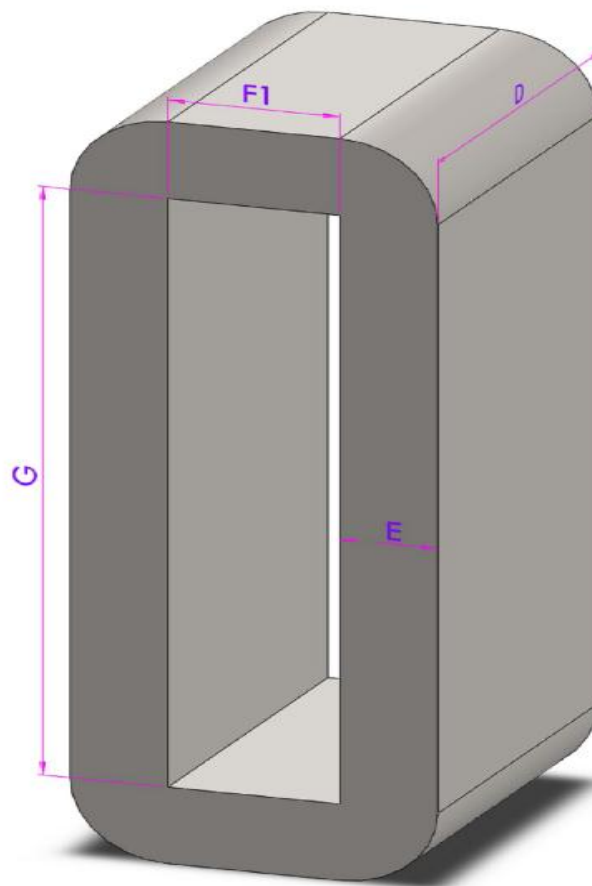


Figura 9 – Forma construtiva do núcleo de metal amorfo.

Posteriormente o núcleo é cortado e é feita a inserção das bobinas.

A montagem do núcleo para um transformador trifásico foi do tipo núcleo envolvente. Nessa construção, o núcleo possui uma coluna central por onde passa o fluxo magnético total. As duas colunas laterais e as duas culatras, superior e inferior, têm a metade da seção da coluna central, pois, por elas circula somente a metade do fluxo mútuo.

O transformador com núcleo envolvente é mais eficiente e necessita tecnologia mais avançada na sua construção.

As bobinas do transformador, na prática, são enroladas, uma sobre a outra, para melhorar a qualidade do seu acoplamento, de modo a diminuir a dispersão magnética.

Outra característica é que o transformador de núcleo envolvente tem uma reatância menor que a do transformador de núcleo envolvido. Além disso os transformadores de núcleo envolvente tem maior robustez mecânica que os de núcleo envolvido.

A montagem completa do núcleo do transformador trifásico de núcleo envolvente é mostrada na Figura 10.

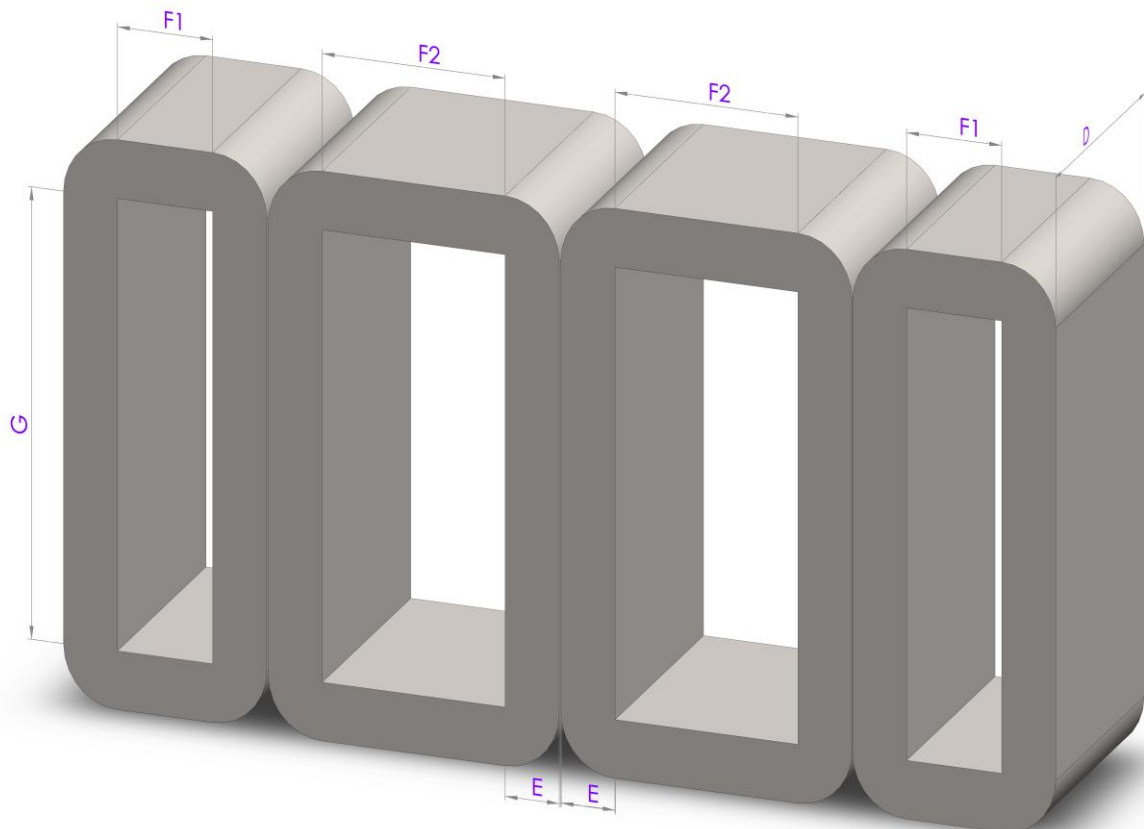


Figura 10 – Montagem completa núcleo trifásico fabricado com metal amorfo.



#### 2.2.4.2 Número de espiras

A seleção do número de espiras é uma das primeiras definições que o projetista deve realizar. O valor de referência pode ser calculado a partir da fórmula abaixo. O valor da constante 'K' deve ser selecionado cuidadosamente. Recomenda-se que esse valor esteja entre 0,25 e 0,55.

A escolha inadequada do valor de 'K' irá afetar os parâmetros de desempenho como perdas, impedância, eficiência, regulação etc. (DASGUPTA, 2009).

$$\frac{E}{T} = K \times \sqrt{Q} \quad (7)$$

Onde:

$E$  é a tensão nominal

$T$  é o número de espiras por fase

$Q$  é a kVA nominal do transformador

$K$  é uma constante

O custo de fabricação do transformador é afetado devido à estimativa do valor de 'K', pois o número de espiras influencia na quantidade de material utilizado na fabricação das bobinas.

#### 2.2.4.3 Densidade de corrente

A seção do condutor bem como a densidade de corrente depende do material utilizado. Para a concepção preliminar, consideram-se densidades de corrente de 1,5 A/mm<sup>2</sup> e 3 A/mm<sup>2</sup>, para os enrolamentos de alumínio e cobre respectivamente. Esta densidade, no entanto, não deve ultrapassar o valor de 3,5 A/mm<sup>2</sup> (RIES, 2007).

Os limites para a densidade de corrente considerados utilizados na rotina de otimização foram definidos considerando uma variação de 20% a partir do valor de referência

para cada material. Dessa maneira foi realizada a variação do valor da densidade de corrente entre  $1,20 \text{ A/mm}^2$  e  $1,8 \text{ A/mm}^2$  para o condutor de alumínio.

#### 2.2.4.4 Relação entre altura e largura do condutor de baixa tensão

O condutor de baixa tensão possui seção retangular e é formado por condutores em paralelo. Com a utilização de condutores em paralelo, em vez de um único condutor para uma mesma seção, obtém-se uma área superficial maior, diminuindo assim o efeito skin.

A variação da geometria é realizada através da variação da relação entre a altura e a largura do condutor. A altura de um condutor não deve ser superior à metade da largura, e não deve ser inferior a  $1/6$  da largura de acordo com as Equações 8 e 9.

$$\frac{\text{Altura}}{\text{Largura}} \geq 2 \quad (8)$$

$$\frac{\text{Altura}}{\text{Largura}} \leq 6 \quad (9)$$

A partir do valor de densidade de corrente é calculada a seção do condutor e em seguida é definido o número de condutores em paralelo. A partir desses dados são calculados os valores mínimo e máximo para a altura e largura do condutor considerando os limites mencionados acima.

Desta forma, as dimensões do condutor de baixa tensão não consideram a tabela padrão de condutores AWG para confecção do enrolamento do transformador de distribuição. No entanto, para os condutores da bobina de alta tensão, são utilizados condutores cíclicares e para esses, foram considerados o padrão de fios AWG.

### 2.2.5 Avaliação dos projetos gerados

Os critérios considerados para avaliar a validade dos projetos obtidos através da otimização proposta são os definidos na norma ABNT NBR 5440 – Transformadores para redes aéreas de distribuição. Essa norma estabelece os requisitos das características elétricas e mecânicas dos transformadores monofásicos e trifásicos de distribuição, com tensões primárias de até 36,2 kV, fabricados com enrolamentos de cobre ou alumínio, imersos em óleos isolantes com resfriamento natural.

#### 2.2.5.1 Impedância

De acordo com a norma NBR 5440, o fabricante do transformador deve garantir, para seu produto, uma impedância de curto-circuito de 3,5% para transformador de 75 kVA, classe de isolamento 15 kV.

A norma também define uma tolerância de 7,5% acima ou abaixo desse valor.

Baseado nessas informações, os valores limites, mínimo e máximo, da impedância de curto-circuito considerados para a avaliação dos projetos gerados pela rotina de otimização foram de 3,24% e 3,76%.

#### 2.2.5.2 Corrente de magnetização

Para a corrente de magnetização o valor de referência definidos pela NBR 5440 é de 2,7 % para transformador de 75 kVA, classe de isolamento 15 kV.

Para esse quesito, a tolerância é de até 20% maior do que o valor de referência. Assim, o valor limite considerado para a avaliação dos projetos foi de 3,24%.

### 2.2.5.3 Perdas no núcleo

As perdas no núcleo são definidas de acordo com a Tabela 1. Uma novidade da terceira edição da norma de 2014 em relação à versão anterior no que se refere às perdas é a classificação de eficiência em níveis.

Tabela 1 – Perdas no núcleo para transformadores trifásicos com tensão máxima de 15 kV.(Adaptado NBR 5440 - 2014)

Potência do Transformador kVA	Eficiência Nível	Perdas em vazio watts
<b>75</b>	A	150
	B	175
	C	215
	D	255
	E	295

Para um transformador de 75 kVA o valor máximo para as perdas em vazio é de 295 watts, com uma tolerância de até 10% .O limite considerado na avaliação dos projetos foi de 324,5 watts.

### 2.2.5.4 Perdas totais

As perdas totais em transformadores de distribuição são definidas segundo a NBR 5440, onde é estabelecido o limite máximo para as perdas totais em função da classe de isolamento e da potência do transformador.

O limite máximo para as perdas totais para um transformador de 75 kVA é de 1395 watts.

A Tabela 2 apresenta os limites para um transformador de distribuição trifásico com potência de 75 kVA e classe de isolamento de kV.

Tabela 2 – Perdas totais para transformadores trifásicos com tensão máxima de 15 kV.(Adaptado NBR 5440 - 2014).

<b>Potência do Transformador kVA</b>	<b>Eficiência Nível</b>	<b>Perdas Totais watts</b>
<b>75</b>	A	895
	B	990
	C	1125
	D	1260
	E	1395

### 3 RESULTADOS

#### 3.1 Projeto Otimizado

A título de aplicação da metodologia de otimização desenvolvida empregando VBA, foi realizada a otimização do projeto de um transformador de distribuição de 75 kVA, classe de isolamento de 15 kV, com tensões primárias 13800/13200/12600/1200/11400 V e tensões secundárias de 380/220 V.

Para esse projeto foi considerado metal amorfo na fabricação do núcleo e o material utilizado para os condutores foi o alumínio. Outra característica desse projeto é que foi empregado o OVI como meio refrigerante e isolante.

A ferramenta computacional desenvolvida para realizar a otimização de projetos de transformadores fornece como resultado os melhores projetos, classificados pelo menos Custo Total. A Tabela 3 apresenta a lista com os principais parâmetros considerados na otimização dos projetos classificados pelo menor Custo total.

Tabela 3 – Lista dos projetos com menor custo total.

Indução	Número de espiras BT	Altura Largura Fio BT	Densidade de Corrente BT	Peso do Núcleo	Peso dos condutores	Perdas no núcleo	Perdas Totais	Custo Total
13050	44	7,10 / 4,10	1,33	196,99	51,45	57,68	1049,64	16673,44
12980	44	7,10 / 4,10	1,33	198,23	51,45	57,10	1049,06	16683,81
13041	45	7,10 / 4,10	1,33	194,51	52,34	56,96	1065,96	16732,71
13107	44	7,00 / 4,00	1,38	196,99	50,52	57,68	1063,93	16750,57
12843	44	7,10 / 4,10	1,33	200,71	51,72	56,87	1054,15	16776,95
12980	44	7,00 / 4,00	1,38	198,23	50,52	57,10	1063,35	16778,79
13041	45	7,10 / 4,00	1,36	194,51	51,67	56,96	1073,43	16780,46

12969	45	7,10 / 4,10	1,33	195,7 6	52,34	56,39	1065,4 0	16783,4 5
12775	44	7,10 / 4,10	1,33	201,9 5	51,72	56,28	1053,5 5	16787,2 1
12980	44	6,90 / 4,00	1,40	198,2 3	50,24	57,10	1070,7 5	16830,1 8
12969	45	7,10 / 4,10	1,36	195,7 6	51,67	56,39	1072,8 7	16831,2 0
12642	44	7,10 / 4,10	1,33	204,4 4	51,86	56,02	1055,9 6	16859,8 9
12577	44	7,10 / 4,10	1,33	205,6 9	51,99	55,42	1058,0 1	16915,7 2
12448	44	7,10 /4,10	1,33	208,1 9	52,13	55,15	1060,4 0	17004,4 8
12868	50	7,70 / 4,10	1,22	191,4 8	58,37	54,26	1103,5 3	17104,4 9

Considerando esses projetos, a empresa fabricante de transformadores que foi responsável pela fabricação, realizou uma análise dos projetos para verificar se as características construtivas dos projetos atendem aos seus processos de fabricação, sendo muito importante a coerência entre o projeto e a capacidade de fabricação.

Com base nessa análise realizada pelo fabricante, o transformador com o menor custo total tem as características apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Principais parâmetros do projeto otimizado.

<b>Indução</b>	13107
<b>Número de Espiras BT</b>	44
<b>Número de Espiras AT</b>	2768
<b>Densidade de corrente BT</b>	1,38
<b>Densidade de corrente AT</b>	1,096
<b>Altura/Largura condutor BT</b>	7,00/4,00
<b>Altura/Largura espira BT</b>	22,13/4,37

A principal restrição do fabricante foi em relação do valor da indução. Apesar do fabricante do metal amorfo informar os valores típicos de indução para transformadores trifásicos entre 12.500 e 13.500, o fabricante do transformador limitou o valor máximo para a indução em 13.100.

Optou-se por trabalhar com um valor intermediário de indução devido a variações das características do material entre lotes fornecidos.

Essa restrição teve influência na otimização, pois restringiu a obtenção de projetos com núcleos menores, com menores perdas em vazio e menor custo de fabricação.

Outros ajustes foram referentes às dimensões do tanque, o que influenciou no volume de óleo usado. Esse fator provocou um aumento do volume de óleo e consequentemente o aumento do custo de fabricação.

Na Figura 11 é apresentado o transformador trifásico fabricado com núcleo amorfo e óleo vegetal isolante.



Figura 11 – Transformador trifásico fabricado com núcleo amorfo e óleo vegetal isolante.



O custo total do transformador selecionado foi de R\$ 16.750,57, considerando um fator de carga de 0,4, taxa de 7% e período de análise de 20 anos.

A composição desse custo total é apresentada na Figura 12.

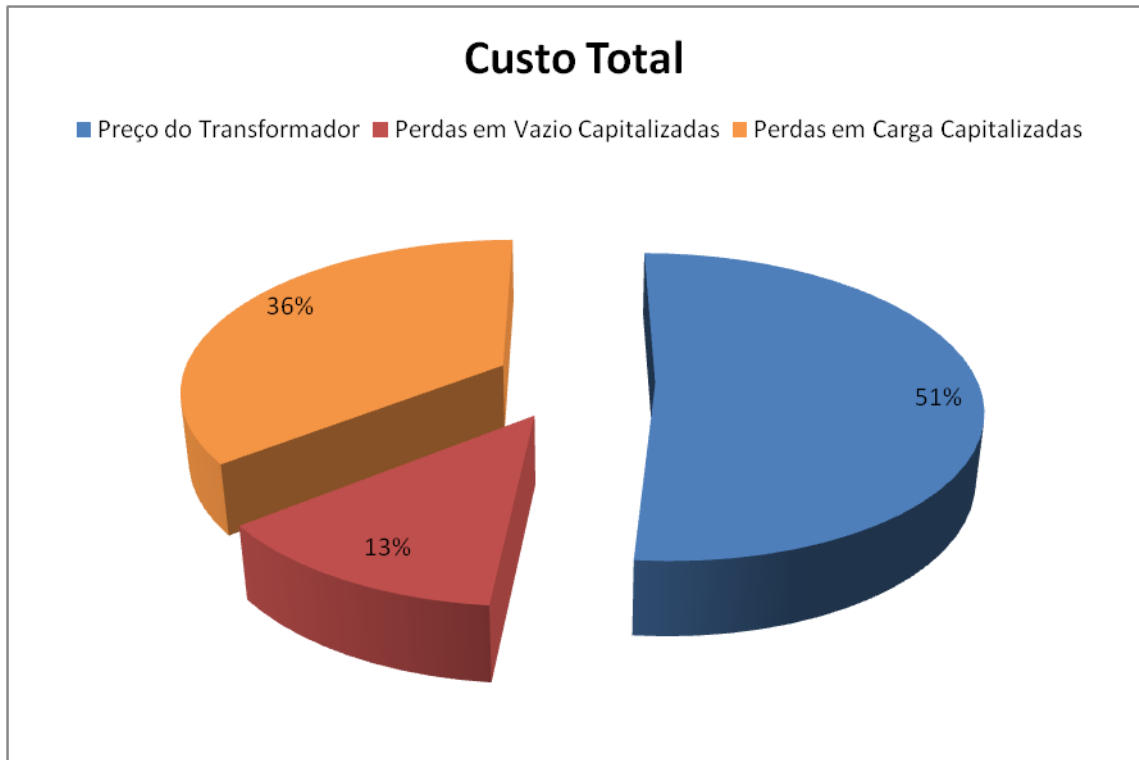


Figura 12 – Composição do Custo Total do transformador Otimizado.

Nessa estimativa, o preço do transformador corresponde a 51% do custo total. A capitalização das perdas em vazio representam 13%, o que corresponde a R\$ 2.153,47, enquanto a capitalização das perdas em carga, no valor de R\$ 5.969,12, representam 36% do custo total do transformador.

### **3.2 Influência dos parâmetros utilizados na otimização nas perdas e no peso dos condutores e do núcleo**

#### **3.2.1 Indução**

Os dados apresentados a seguir foram obtidos da variação da indução entre os valores típicos de indução para transformadores trifásicos sugeridos pelo fabricante. Esses valores estão na faixa de 1,25 até 1,35 tesla.

Os demais fatores que são considerados na otimização foram mantidos constantes, possibilitando analisar a influência de cada parâmetro.

O influencia do valor da indução no peso do núcleo apresenta uma relação direta. O aumento da indução possibilita uma seção do núcleo menor, consequentemente uma menor quantidade de material é utilizada para a fabricação do núcleo e assim há uma redução no peso do núcleo.

A figura 13 apresenta o comportamento do peso do núcleo em função da indução. Pode –se observar a redução do peso do núcleo com o aumento da indução.

O aumento da indução em 8%, de 12500 para 13500 Gauss, provocou uma redução de 8 % no peso do núcleo.

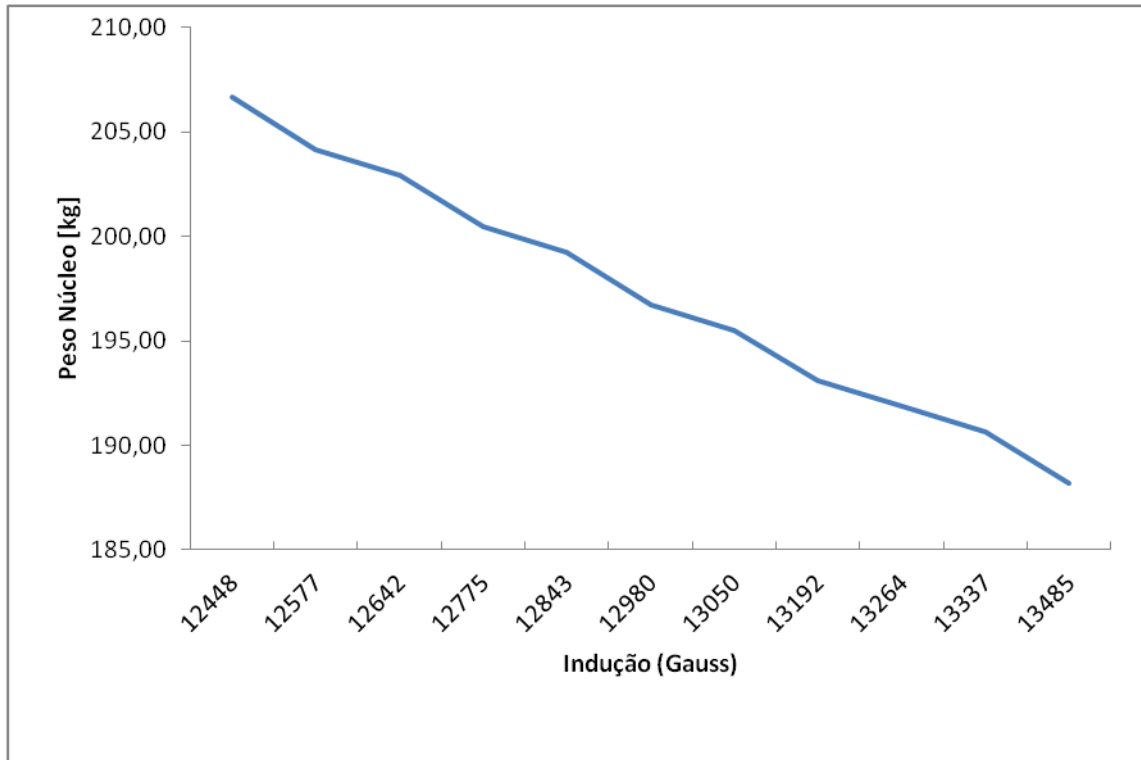


Figura 13 – Peso do núcleo versus em função da indução.

As perdas no núcleo são expressas em W/kg e estão relacionadas com a indução, como mostrada na

Figura 7. Então o aumento da indução implica uma redução do peso do núcleo e, consequentemente, em uma redução nas perdas. Por outro lado, um maior valor de indução implica em um maior valor de W/kg.

A Figura 14 apresenta as perdas no núcleo em função da indução considerando a influencia desses dois fatores.

Considerando a variação da indução proposta, as perdas no núcleo tiveram um aumento em torno de 7% em função do aumento da indução. Um valor de indução maior provoca uma redução da massa do núcleo, por outro lado, provoca o aumento do valor das perdas W/Kg.

O aumento do fator W/Kg foi mais significativo com o aumento da indução, refletindo no aumento das perdas no núcleo.

Essa variação do valor da indução também tem impacto nas perdas com carga. O aumento ou diminuição da seção do núcleo influencia na construção das bobinas, pois o comprimento médio das espiras irá variar, refletindo nas perdas com carga.

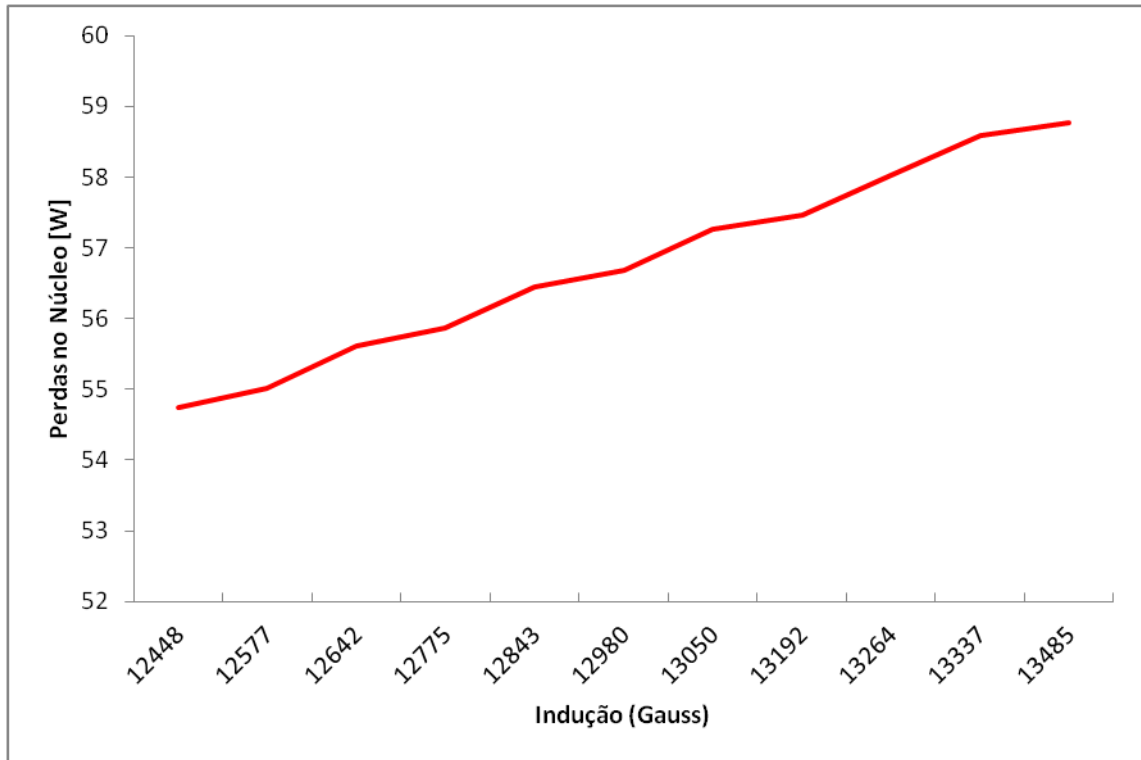


Figura 14 – Perdas no núcleo em função da indução.

A Figura 15 apresenta as perdas em carga em função da indução. Pode-se observar a redução das perdas com carga com o aumento da indução.

Com o aumento da indução à redução da seção do núcleo, com isso, o diâmetro das bobinas de BT e AT também diminui. Assim há uma redução no comprimento das espiras médias das bobinas e consequentemente uma redução nas perdas com carga. A redução para as perdas em carga foi em torno 1,5%.

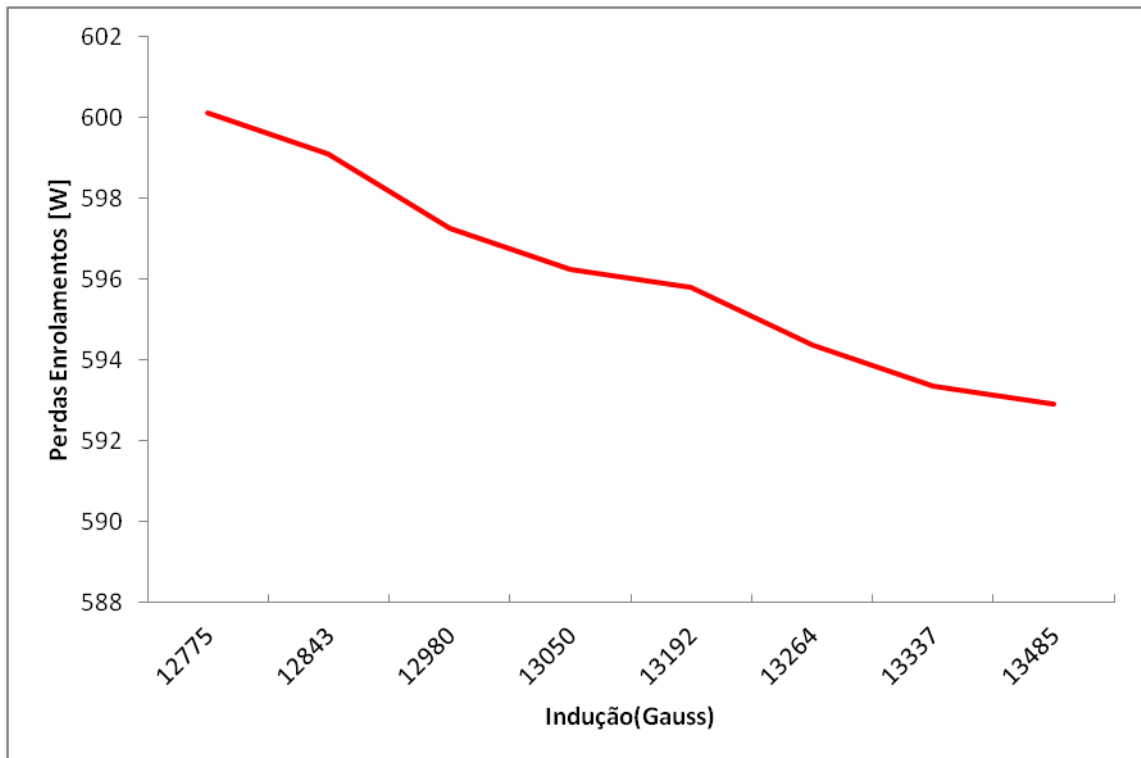


Figura 15 – Perdas com carga em função da indução.

### 3.2.2 Numero de espiras

Para o transformador proposto na otimização, com potência de 75 kVA e tensão secundária 380/220 V, com base nos valores de  $K$  recomendados acima, foram definidos os limites máximo e mínimos do número de espiras das bobinas de baixa tensão.

O número de espiras mínimo foi definido em 42 espiras enquanto o valor máximo foi definido em 51 espiras, o que representa uma variação de 21,5%.

A Figura 16 mostra o comportamento do peso dos condutores em função do valor de volt/espira.

O aumento do valor do volt/espira significa uma redução no numero de espiras. Pode-se observar uma redução de 13,1% no peso dos condutores em função do aumento do valor volt/espira, ou seja, da redução do número de espiras.

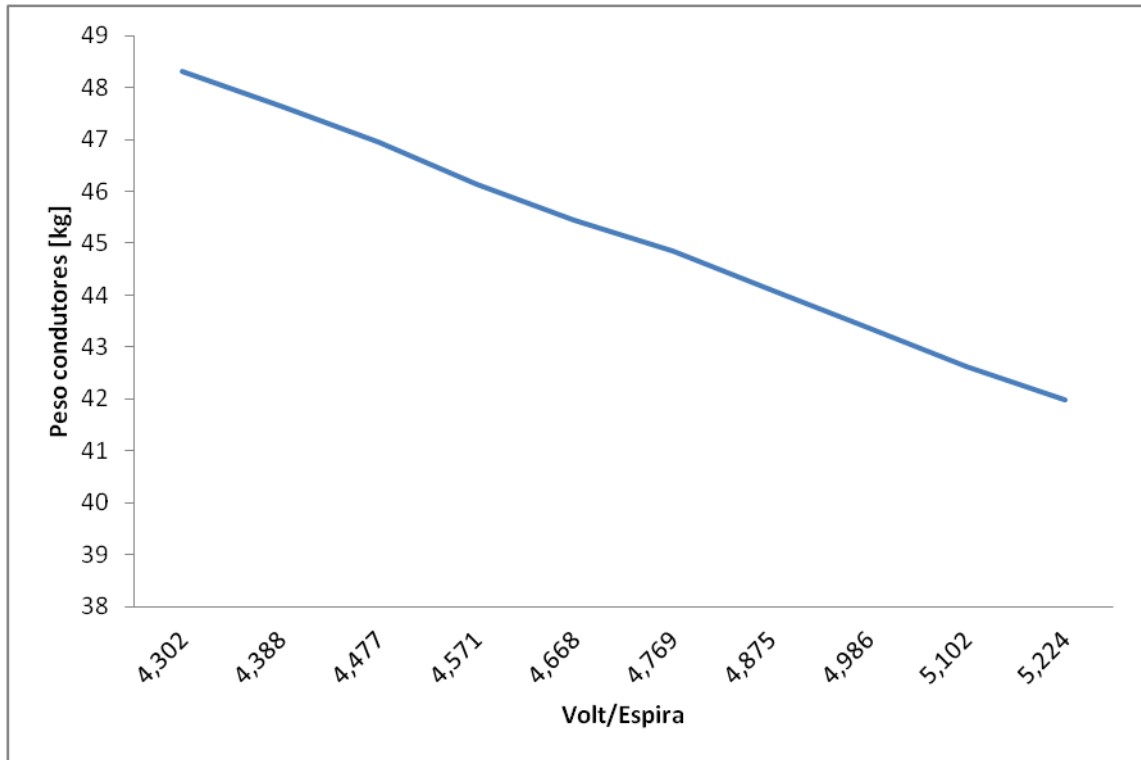


Figura 16 – Relação volt/espira e peso dos condutores.

A Figura 17 mostra o peso do núcleo em função do volt/espira. Essa relação está associada a dois fatores, a seção e a área da janela do núcleo.

O aumento do número de espiras provocou uma redução da seção do núcleo resultando na diminuição da massa do núcleo. No entanto, um maior número de espiras provoca um aumento nas dimensões da janela do núcleo, o que resulta em maior quantidade de material para a confecção do núcleo.

Para a variação proposta, ou seja, uma redução de 21,5 % no número de espiras provocou um aumento em torno de 13% no peso do núcleo.

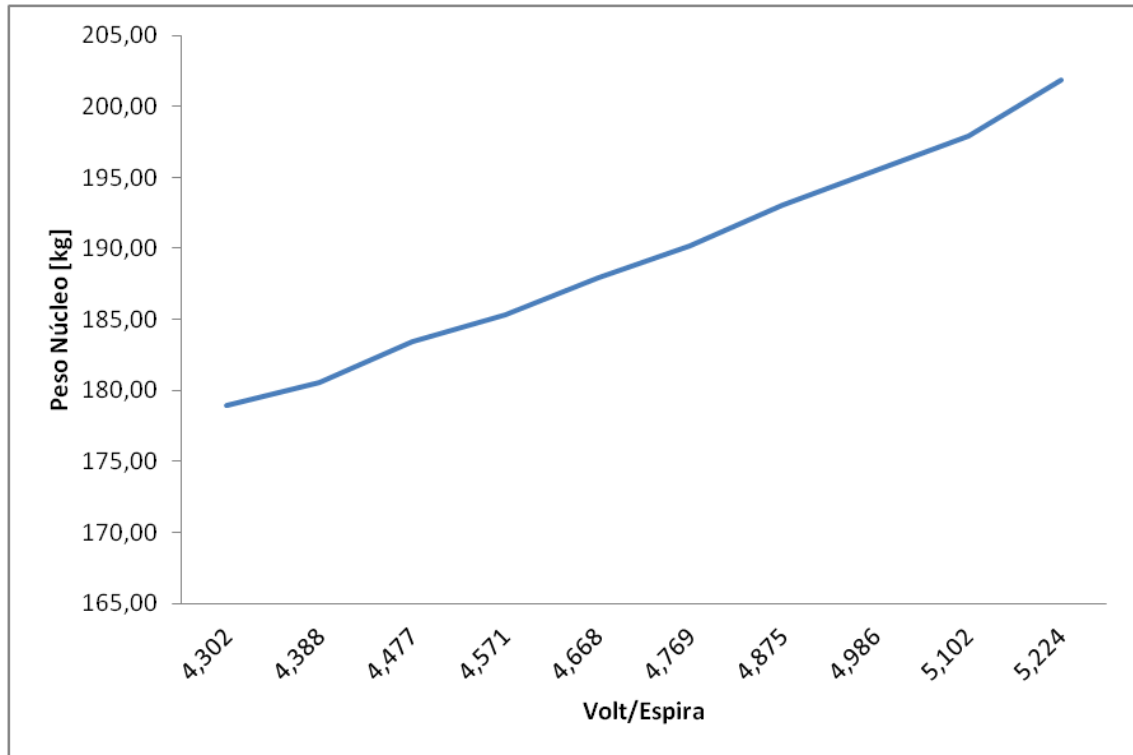


Figura 17 – Relação volt/espira e peso do núcleo.

O comportamento das perdas em vazio e com carga em função da variação do número de espiras é distinto.

A Figura 18 mostra a relação das perdas com carga e o valor do volt/espira.

Com um menor número de espiras, ou seja, um valor maior do volt/espira há uma redução das perdas com carga.

A redução das perdas com carga foi de 13,7% para a mesma variação do número de espiras.

O comportamento das perdas do núcleo em função da variação do número de espiras é apresentado na Figura 19.

As perdas no núcleo aumentaram em função da redução do número de espiras, ou seja, com o aumento da relação volt/espira. Isso ocorre porque com a redução no número de espiras é necessário um aumento na seção do núcleo para manter o mesmo valor de indução.

Para a variação proposta, as perdas no núcleo aumentaram 9% com a redução do número de espira. Esse aumento é em função principalmente do aumento da seção do núcleo.

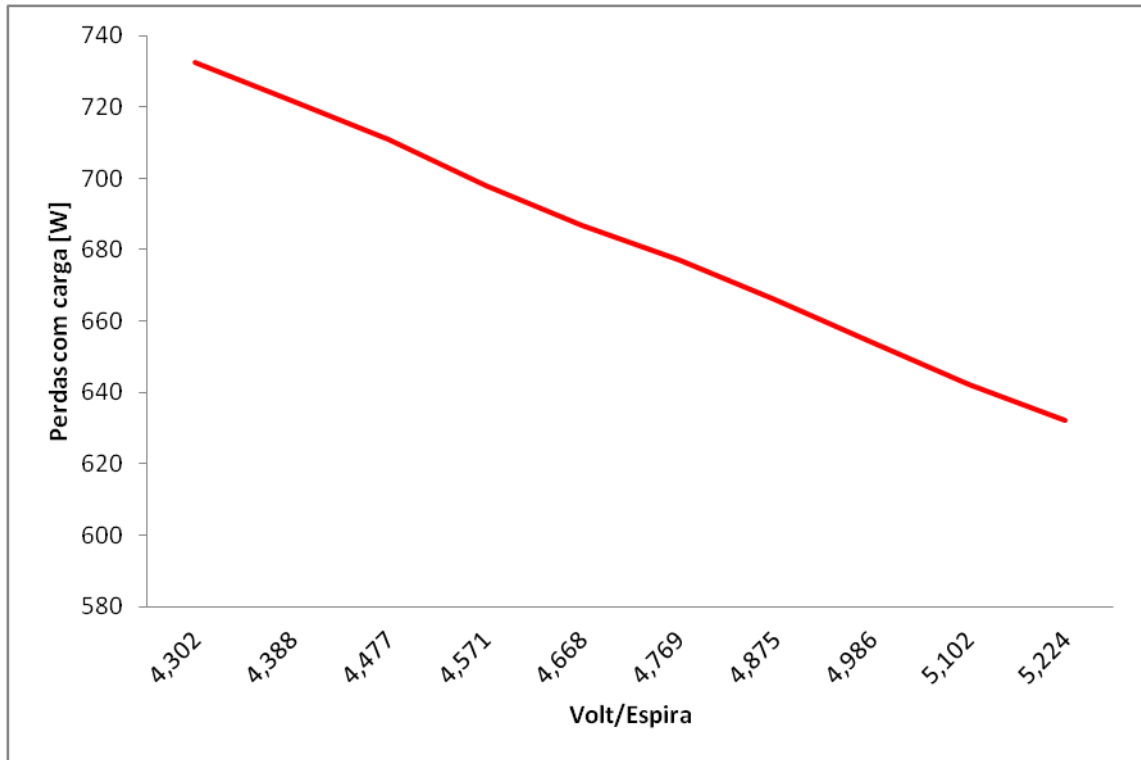


Figura 18 – Relação volt/espira e perdas com carga.

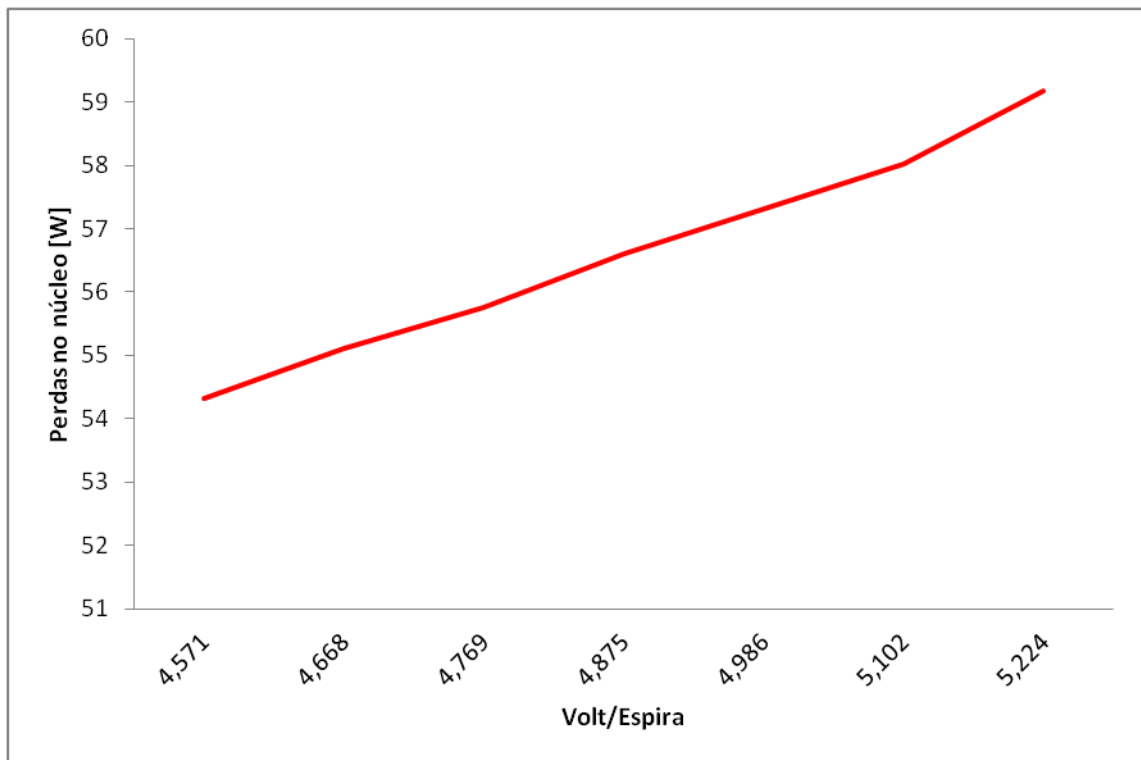


Figura 19 – Relação volt/espira e perdas no núcleo.



### 3.2.3 Densidade de corrente

A Figura 20 mostra a relação entre o peso dos condutores, ou seja, a quantidade de material usado em função da densidade de corrente. Quanto maior a densidade de corrente menor será o peso dos condutores.

A variação da densidade de corrente foi aplicada nos condutores da bobina de baixa tensão. Para tanto, a seção dos condutores retangulares foram calculadas em função da densidade de corrente e, desta forma, não seguem a tabela padrão de condutores para confecção do enrolamento do transformador de distribuição.

No entanto, para os condutores com seção circular foi empregada a tabela padrão de fios, conforme comumente empregado pelo fabricante do equipamento. O gráfico acima representa o peso total dos condutores. Por esse motivo o gráfico apresenta uma variação maior no peso dos condutores em alguns pontos.

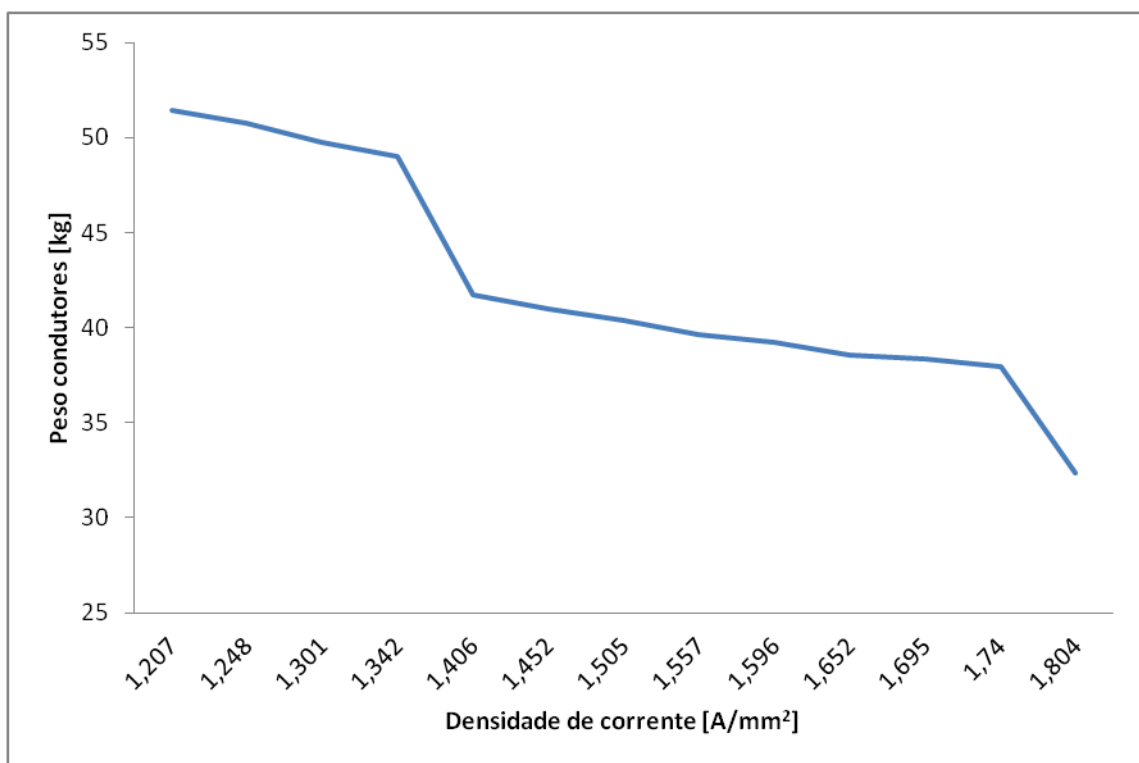


Figura 20 – Relação entre densidade de corrente e peso dos condutores.

A Figura 21 relaciona o peso do núcleo em função da densidade de corrente. Conforme esta figura, o aumento da densidade de corrente provoca uma redução no peso do núcleo, pois condutores com seção menor formarão bobinas com menor altura e menor diâmetro, consequentemente, ocorrerá uma diminuição da altura e do comprimento do núcleo.

Na simulação realizada a redução do peso do núcleo foi de 13,5%.

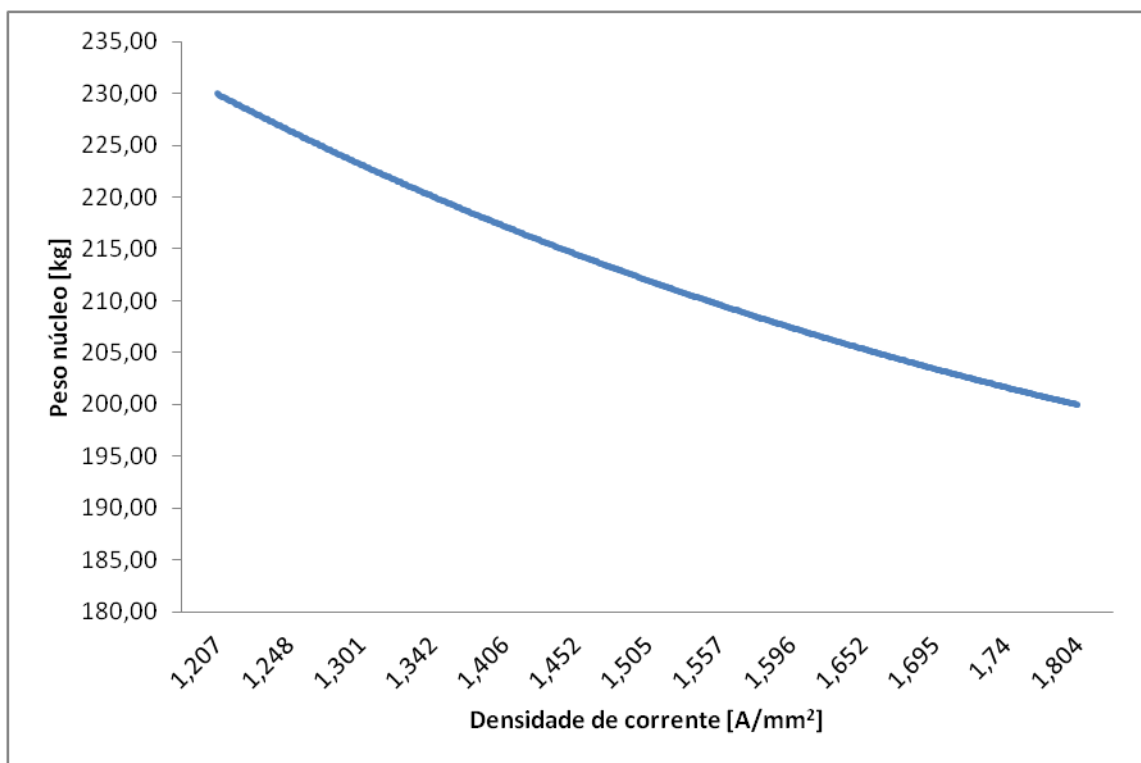


Figura 21 – Relação entre densidade de corrente e peso do núcleo.

A densidade de corrente tem maior impacto nas perdas com carga conforme Figura 22.

Pode-se observar um aumento de aproximadamente 50% no valor das perdas, considerando a variação entre o limite mínimo e máximo estabelecido.

O comportamento das perdas sem carga é mostrado na Figura 23. Pode-se observar que a redução nas perdas em vazio segue a redução do peso do núcleo, apresentando uma redução de aproximadamente 13%.

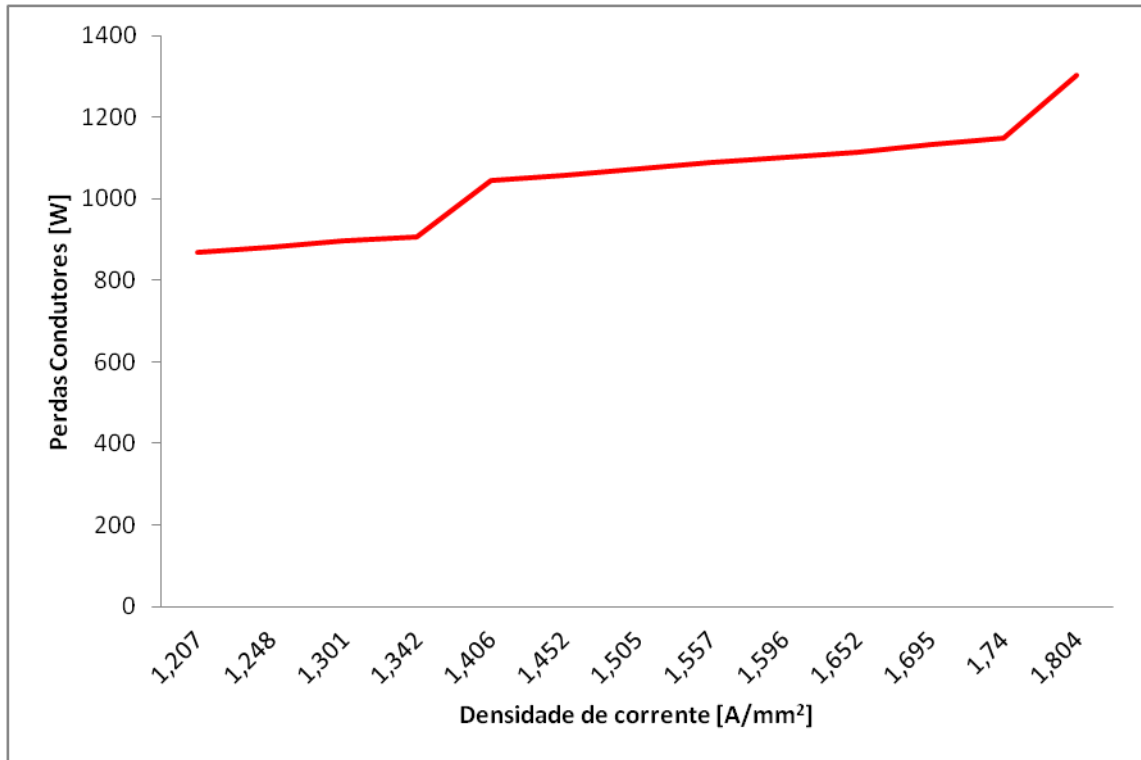


Figura 22 – Relação entre densidade de corrente e perdas nos condutores.

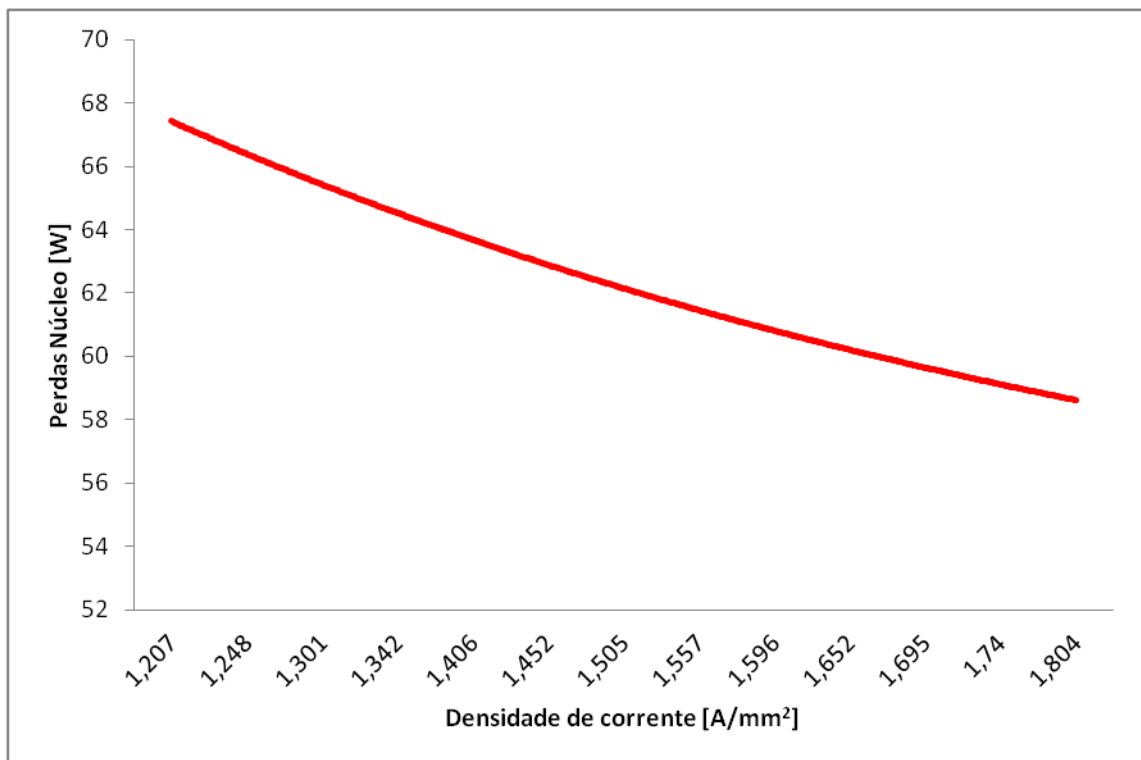


Figura 23 – Relação entre densidade de corrente e perdas no núcleo.

### 3.2.4 Relação entre altura e largura do condutor de baixa tensão

A largura e a espessura têm influências distintas no projeto. A espessura do condutor altera o diâmetro da bobina, enquanto que a largura interfere na altura da janela do núcleo. Consequentemente, ocorre a variação nos diâmetros e altura da bobina de baixa tensão, e no comprimento médio das espiras, assim com nas dimensões do núcleo.

A Figura 24 mostra a relação do peso núcleo em função da variação da largura do fio BT. Pode-se observar uma redução no peso do núcleo com o aumento da largura e a diminuição da altura do fio BT.

Para os limites considerados para a relação altura e largura do fio BT, a redução do peso do núcleo foi de 17,3%.

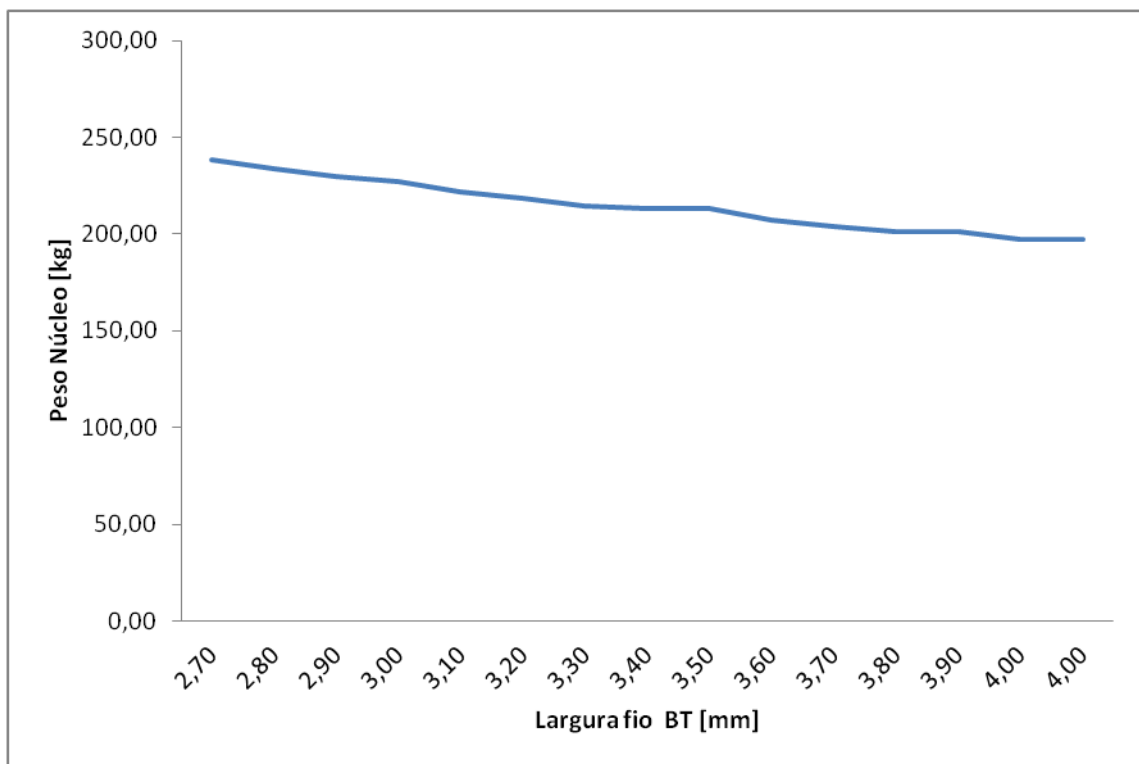


Figura 24 – Relação entre o peso do núcleo e a largura do fio BT.

A relação entre o peso dos condutores e a variação da altura/largura do fio BT é apresentado na Figura 25

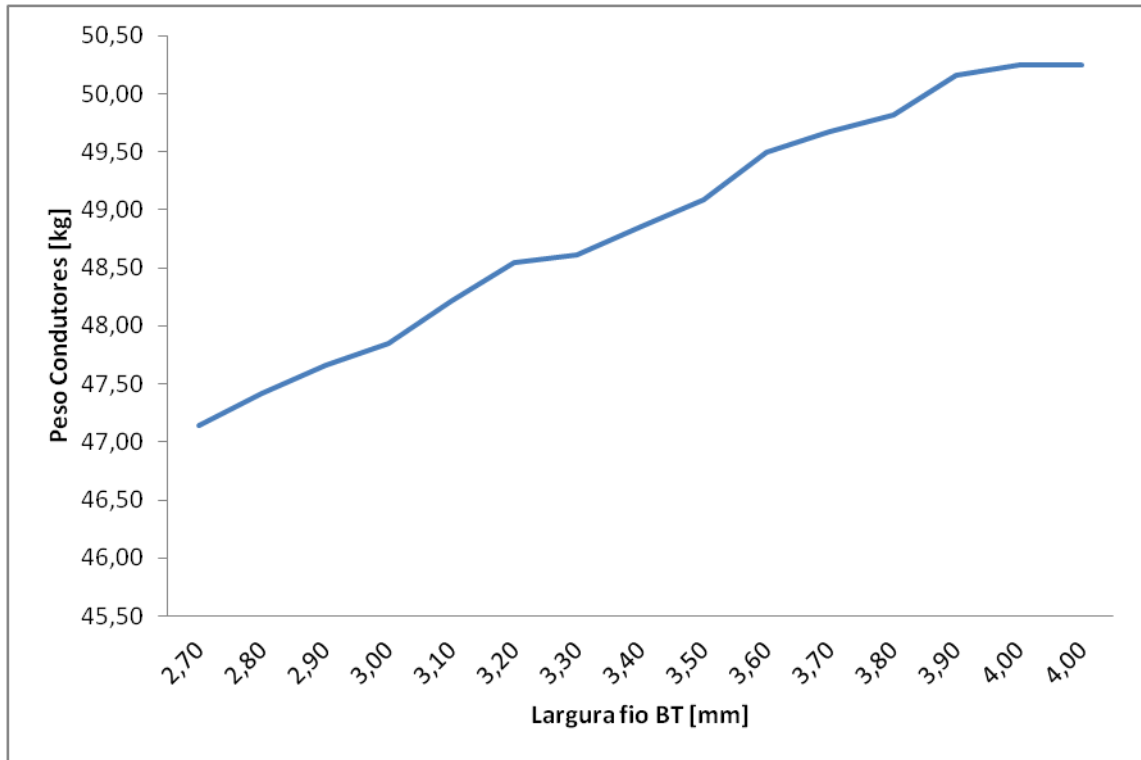


Figura 25 – Relação entre o peso dos condutores e a largura do fio BT.

Considerando os mesmos limites, houve um acréscimo no peso dos condutores de 6,5%. Esse acréscimo ocorreu devido ao aumento do comprimento médio das espiras de baixa e de alta tensão.

A Figura 26 mostra a relação das perdas no núcleo em função da variação da altura largura do condutor BT. Assim como houve uma redução no peso do núcleo, as perdas em vazio apresentam a mesma redução.

As perdas em carga em função da variação da relação altura e largura do condutor BT são apresentados na Figura 27.

Com o aumento da largura do fio BT há um aumento no diâmetro desta bobina de BT e conseqüentemente na bobina de AT, que é montada externamente a bobina de BT. Para a simulação realizada as perdas em carga tiveram um aumento de 8,6%.

Portanto, considerando a variação das dimensões do fio BT mantendo a mesma densidade de corrente, observamos um aumento das perdas totais com o aumento radial da bobina de baixa tensão, apesar de redução das perdas em vazio.

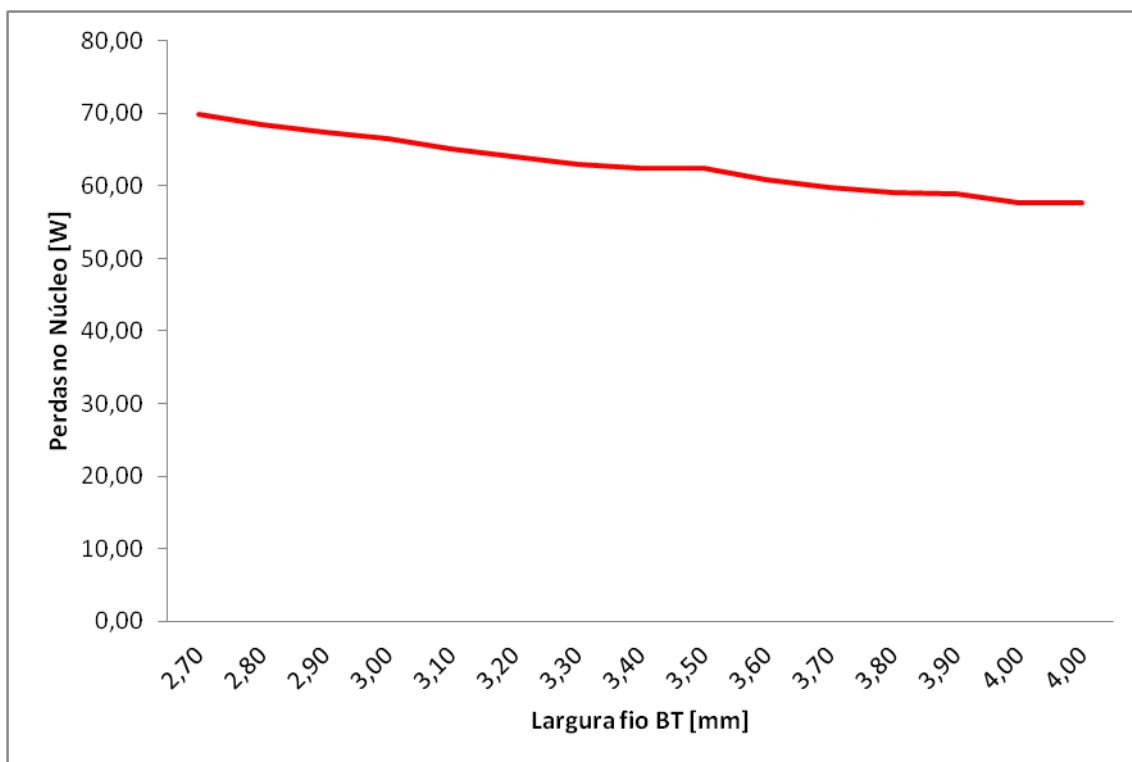


Figura 26 – Relação entre as perdas no núcleo e a largura do fio BT.

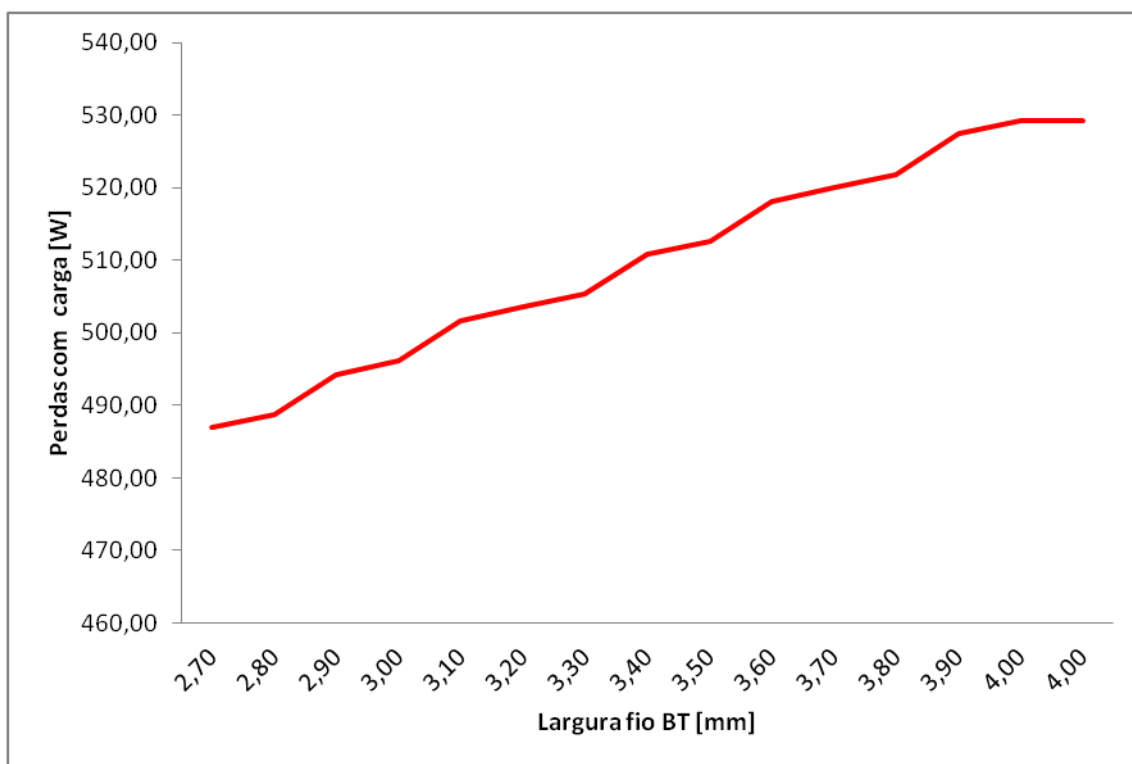


Figura 27 – Relação entre as perdas nos condutores e a largura do fio BT.

### 3.3 Ensaios

Os ensaios foram realizados no transformador de distribuição com núcleo amorfo e óleo vegetal pela empresa que fabricou o transformador. Os ensaios foram realizados de acordo com a norma NBR 5356 – Transformadores de Potência.

#### 3.3.1 Ensaio de rotina

Os resultados dos ensaios de rotinas são apresentados nas Tabela 5, Tabela 6, Tabela 7 e Tabela 8.

Na Tabela 5 são apresentados os resultados do ensaio de relação de tensão para cada um dos taps do transformador.

Tabela 5 – Ensaio de relação de tensão.

<b>Ensaio de Relação de Tensão</b>					
<b>Tap [V]</b>	13800	13200	12600	12000	11400
<b>Fase a</b>	63,048	60,293	57,56	54,814	52,084
<b>Fase b</b>	63,019	60,271	57,521	54,794	52,074
<b>Fase c</b>	63,058	60,308	57,575	54,832	52,085

Na Tabela 6 são apresentados os resultados do ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação.

O resultado mostra as correntes e potência em cada fase. As perdas em vazio corrigidas são de 60,15 W. Em relação a corrente de magnetização em percentual, o transformador apresentou um resultado de 0,28%.

Tabela 6 – Ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação.

Ensaio em Vazio					
<b>Ia [A]</b>	0,3	<b>Ib [A]</b>	0,35	<b>Ic [A]</b>	0,31
<b>Pa [W]</b>	12,5	<b>Pb [W]</b>	19,2	<b>Pc [W]</b>	28,5
<b>Io [A]</b>	0,32	<b>Io [%]</b>	0,28		

A Tabela 7 apresenta os resultados do ensaio de resistência ôhmica. Para a resistência ôhmica dos condutores de alta tensão as medições são realizadas entre os terminais H1, H2 e H3 para todos os taps do transformador.

Para a resistência ôhmica dos condutores de baixa tensão as medições são realizadas entre os terminais X1, X2 e X3 e os resultados são apresentados em mΩ.

Tabela 7 – Ensaio de resistência ôhmica.

Resistência Ôhmica AT					
<b>Tap [V]</b>	13800	13200	12600	12000	11400
<b>H1H2 [Ω]</b>	27,8484	26,6634	25,4271	24,2521	22,9835
<b>H1H3 [Ω]</b>	27,623	26,4518	25,2502	24,1082	22,8942
<b>H2H3 [Ω]</b>	27,7074	26,538	25,3265	24,1765	22,9539
Resistência Ôhmica BT					
<b>X1X2:[mΩ]</b>	20,7084	<b>X1X3:[mΩ]</b>	20,509	<b>X2X3:[mΩ]</b>	20,4899

A Tabela 8 apresenta os resultados do ensaio de curto circuito. Além das tensões, correntes e potência de curto circuito, para cada tap do transformador, são apresentados os valores das perdas nos condutores de alumínio, as perdas totais e a impedância de curto circuito em percentual.



Tabela 8 – Medição da impedância de curto circuito e perdas em carga.

<b>Ensaio de Curto Circuito</b>					
<b>Tap [V]</b>	13800	13200	12600	12000	11400
<b>T.Amb. [°C]</b>	25	25	25	25	25
<b>Icc [A]</b>	3,14	3,28	3,44	3,61	3,8
<b>Ucc [V]</b>	437,7	420,8	402,1	386,7	373,8
<b>Pcc [W]</b>	849,8	871,7	891,6	917,53	948,49
<b>P.alum.75 [W]</b>	1005,71	1030,96	1054,89	1085,02	1119,52
<b>P.totais75 [W]</b>	1065,86	1091,11	1115,04	1145,17	1179,68
<b>Imp. 75 [%]</b>	3,25	3,27	3,28	3,31	3,37

### 3.3.2 Ensaio de Aquecimento

Este ensaio tem como objetivo estabelecer a elevação de temperatura do topo do óleo em regime permanente com dissipação das perdas totais, assim como estabelecer a elevação de temperatura média dos enrolamentos à corrente nominal com a elevação de temperatura do topo do óleo.

A Figura 28 mostra as medições da temperatura ambiente e da temperatura de topo de óleo durante o ensaio de elevação de temperatura. A partir dessas medições é obtido o gradiente de temperatura do óleo, ou seja, a elevação de temperatura do óleo sobre a temperatura média ambiente.

A temperatura do topo do óleo chegou a 64,3 °C ao final do teste, enquanto a temperatura ambiente nesse momento foi de 24,5 °C. Isso resultou num gradiente de temperatura de 39,8 °C.

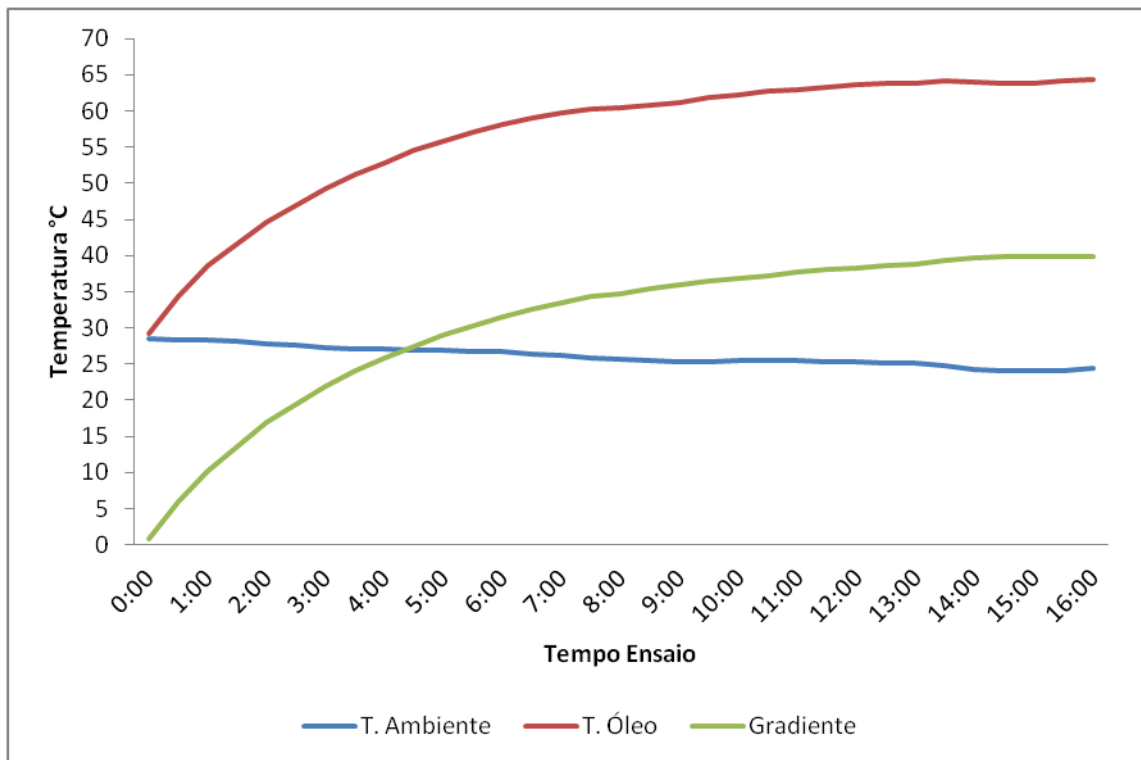


Figura 28 – Ensaio de aquecimento.

### 3.4 Avaliação dos resultados do transformador de acordo com a classificação de eficiência NBR 5440.

A mais recente revisão da norma NBR 5440 –Transformadores para redes aéreas de distribuição, traz uma classificação de níveis de eficiência para cada nível de potência e classe de isolamento.

A classificação em níveis de eficiência compreendem três fatores: as perdas em vazio, perdas totais e rendimento mínimo.

As reduzidas perdas em vazio do transformador com núcleo amorfo garantem nível A na classificação de eficiência. A classificação de eficiência para as perdas em vazio é apresentada na Figura 29.

Para as perdas totais o nível de classificação foi nível C. Essa classificação é apresentada na Figura 30.

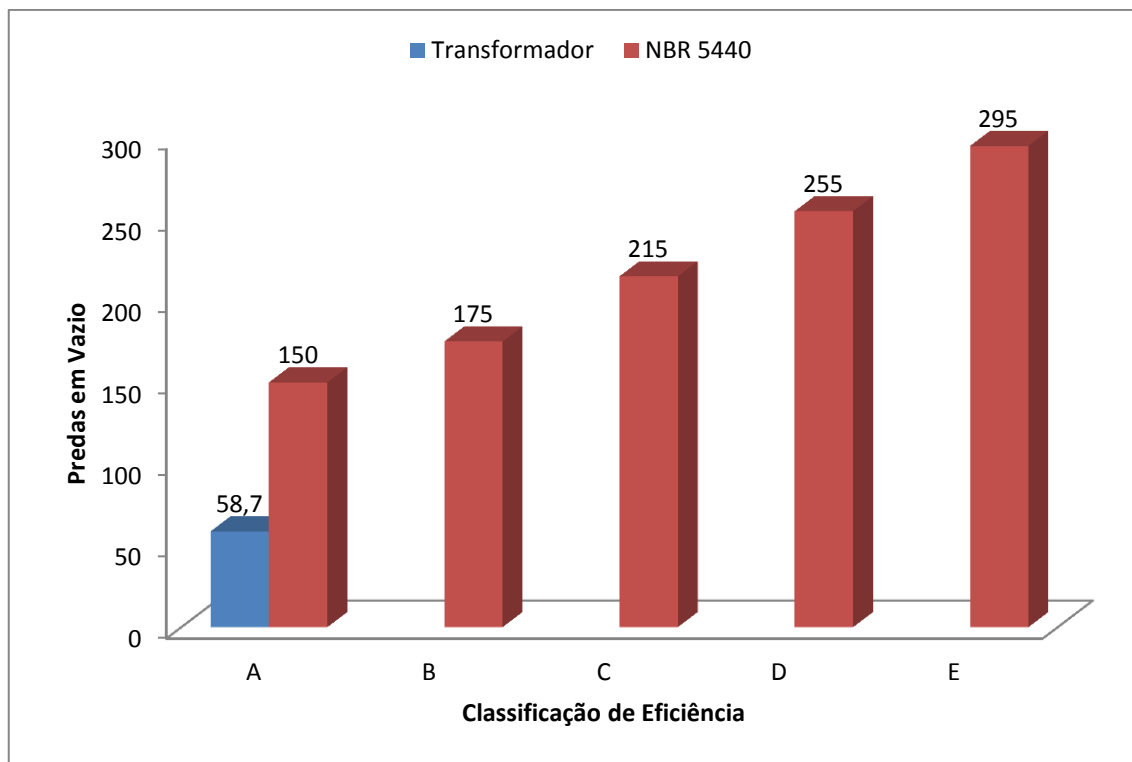


Figura 29 – Classificação de eficiência em função das perdas em vazio.

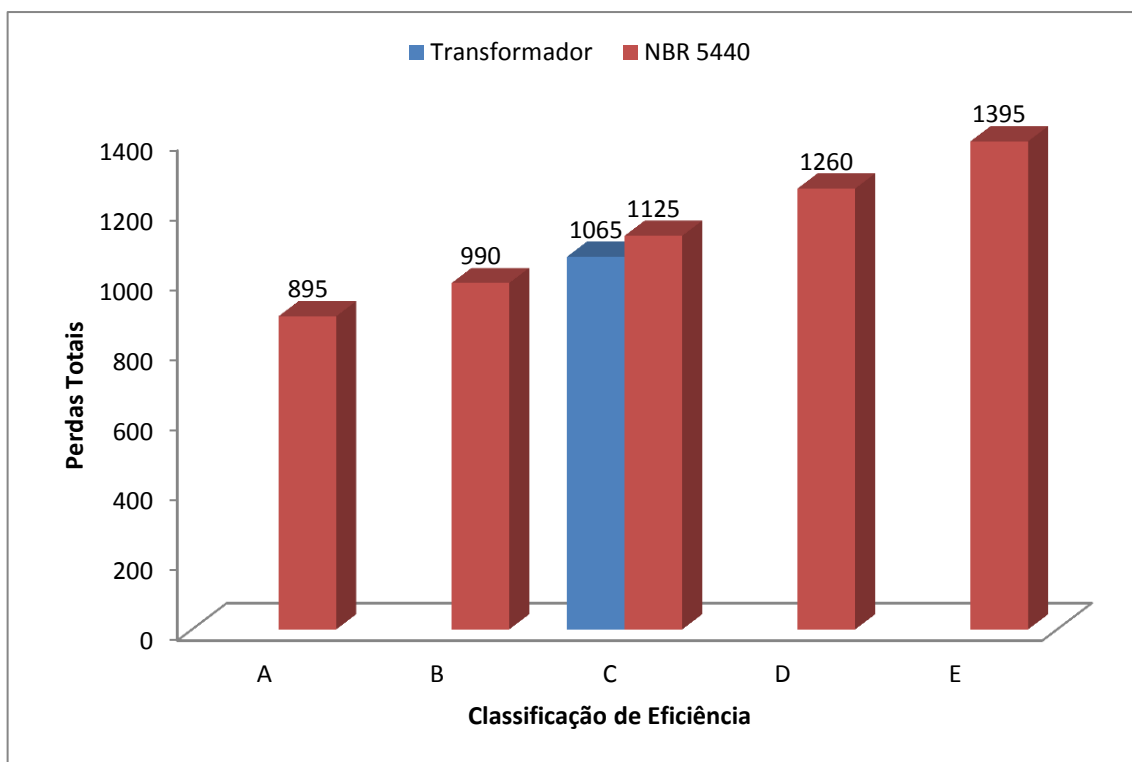


Figura 30 – Classificação de eficiência em função das perdas totais.

De acordo com os limites de rendimento mínimo da classificação de eficiência, o transformador atingiu o nível A de eficiência. Essa classificação é apresentada na Figura 31

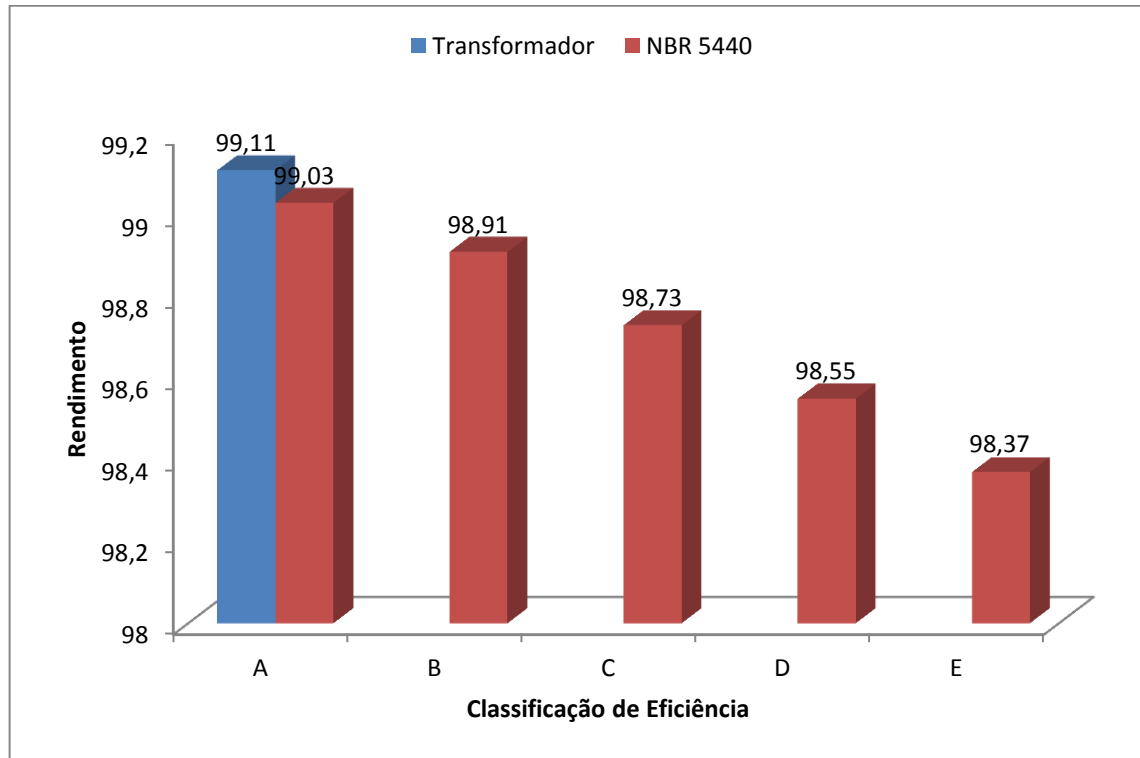


Figura 31 – Classificação de eficiência em função do rendimento.  $C=0,5$ ;  $FP=0,92$

### 3.5 Análise do projeto otimizado considerando a curva demanda característica

A curva de demanda é dividida em intervalos de tempo iguais. As medições são apresentadas no intervalo de tempo de 15 minutos. Para cada intervalo de tempo foi calculado o valor médio da demanda que é representado pelas linhas presentes na Figura 32 – Curva demanda para carga residencial.

Quanto mais curto for o intervalo de tempo, mais exato é o modelo para a carga representada.

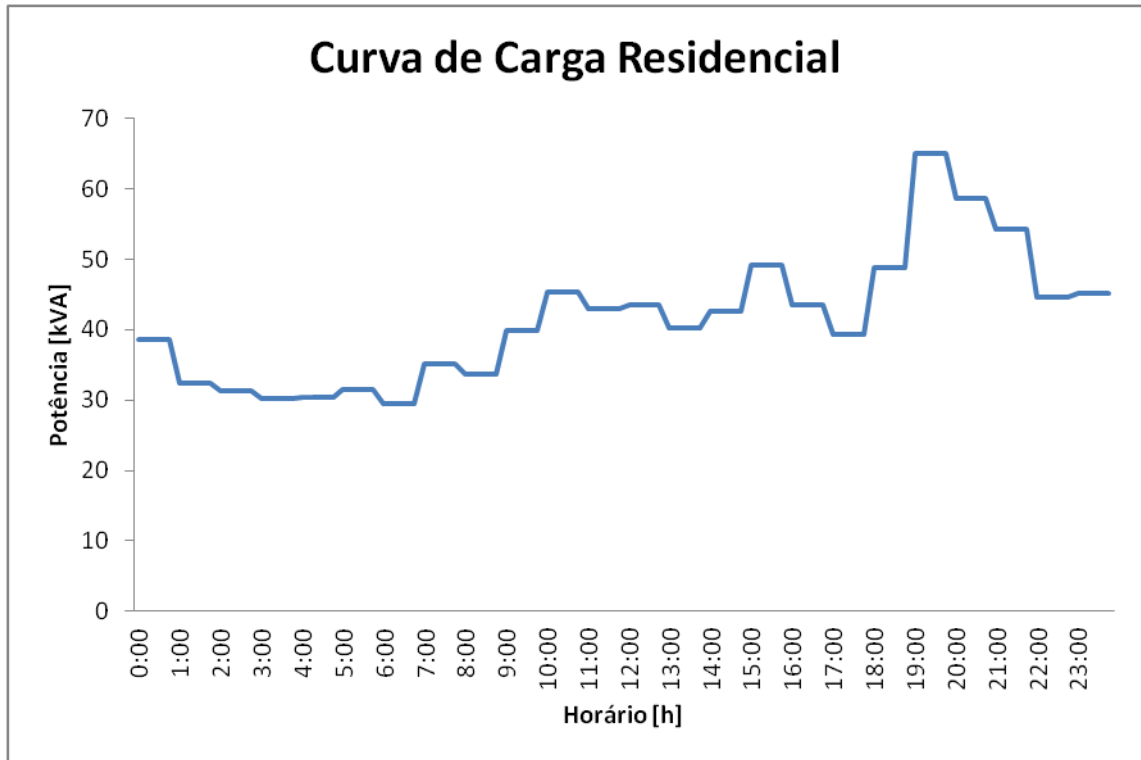


Figura 32 – Curva demanda para carga residencial.

Com base nessa curva de carga é possível obter os dados necessários para a análise econômica considerando a utilização do transformador fabricado com núcleo amorfo e óleo vegetal e a utilização de um transformador convencional com núcleo de aço silício de grão orientado e óleo mineral.

Foi calculado o custo total para os dois transformadores e realizada análise de viabilidade econômica da substituição dos transformadores convencionais pelo transformador com núcleo amorfo e óleo vegetal.

Para verificar a viabilidade econômica utiliza-se o “*Pay Back*”, ou seja, o tempo de retorno de investimento, que consiste na determinação do tempo necessário para recuperar o capital investido.

### 3.5.1 Custo Total considerando a curva de demanda

O cálculo do custo total considerando a curva de demanda é realizado da mesma forma, utilizando a equação apresentada pela NBR 5440.

A capitalização das perdas em vazio também são realizadas da mesma forma, através da equação definida na NBR 5440, no entanto as perdas em carga são contabilizadas durante o período de análise, segundo as Equações 10 e 11.

$$B = \frac{(1 + i)^N - 1}{i \times (1 + i)^N} \times C_{kWh} \times 365 \times Fe \quad (10)$$

$$Fe = \sum_{p=1}^m Lp \times \left( \frac{S_i}{S_N} \right)^2 \quad (11)$$

Onde:

$Fe$  é o fator de energia consumida.

$Lp$  é o duração do período de análise.

$S_i$  é a potência fornecida no período.

$S_N$  é a potência nominal.

Considerando o valor de 0,4 R\$/kWh, o custo total do transformador com núcleo amorfo e óleo vegetal baseado na curva de demanda de consumidores residenciais, mostrada na Figura 32, foi de R\$ 23.542,04.

Para realizar a análise de viabilidade econômica foi realizado o cálculo de custo total para um transformador convencional, com núcleo de aço silício de grão orientado e óleo mineral.

### 3.5.2 Análise de viabilidade econômica.

Com base nos dados referentes ao custo das perdas capitalizadas dos transformadores em função da curva de carga e dos preços dos equipamentos, foi realizada a análise de viabilidade econômica.

Esses dados são do transformador convencional e do transformador com núcleo amorfo e óleo vegetal, ambos com potência de 75 kVA e classe de isolamento de 15 kV, além das mesmas tensões primárias e secundárias iguais.

Tabela 9 – Comparativo transformador convencional e transformador com núcleo amorfo.

	<b>Convencional</b>	<b>Amorfo Otimizado</b>
<b>Perdas em Vazio (W)</b>	227	58
<b>Perdas com Carga (W)</b>	1186	1065
<b>Custo das Perdas em Vazio (R\$)</b>	8426,46	2153,01
<b>Custo das Perdas em Carga (R\$)</b>	13316,24	11956,78
<b>Preço do Transformador</b>	100%	161%

A Tabela 9 demonstra que as perdas em vazio do transformador com núcleo amorfo são 74,5% menores do que as perdas em vazio do transformador convencional, com isso a redução no custo das perdas em vazio também tem o mesmo índice.

Para as perdas em carga o transformador com núcleo amorfo apresenta uma redução de 11%.

No entanto, o preço do transformador com núcleo amorfo é 61% maior do que o preço do transformador convencional.

Para a análise foi considerado a curva de carga da Figura 32 e um período de análise de 20 anos. Com base nessas informações foram calculadas a capitalização das perdas em vazio e a capitalização das perdas em carga para o transformador convencional e para o transformador com núcleo amorfo e óleo vegetal.

A Figura 33 mostra os custos associados do transformador convencional. Pode-se observar que a maior parte do custo é referente às perdas em vazio capitalizadas, seguido pelas perdas em carga capitalizadas. O preço do transformador representa aproximadamente  $\frac{1}{4}$  do Custo Total.

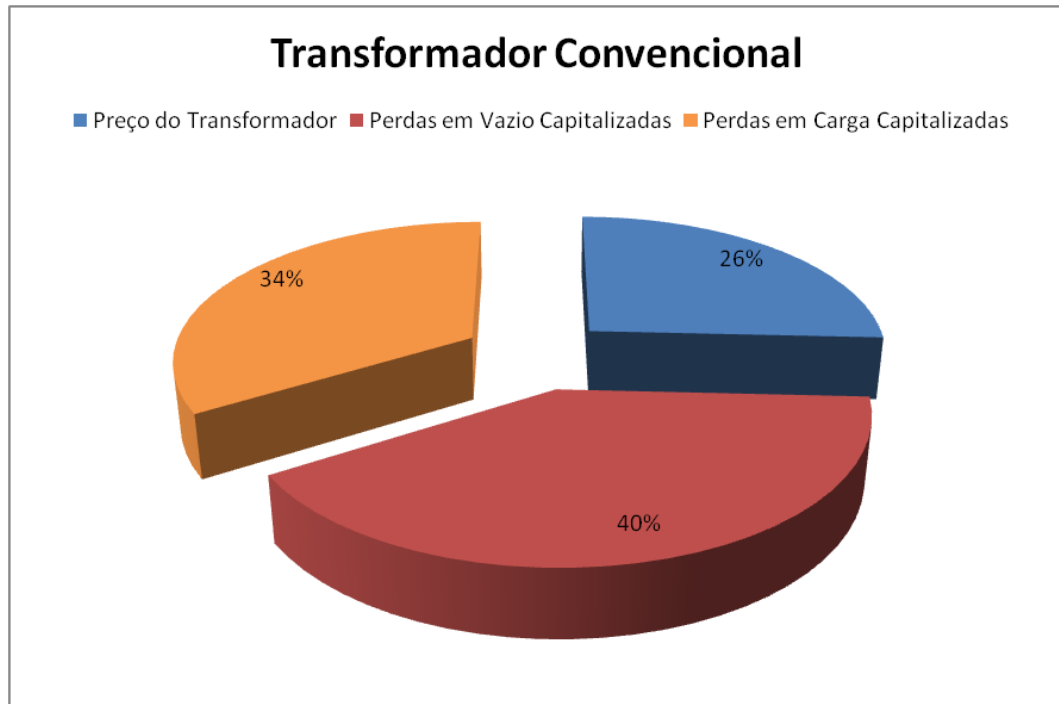


Figura 33 – Composição do custo do transformador convencional.

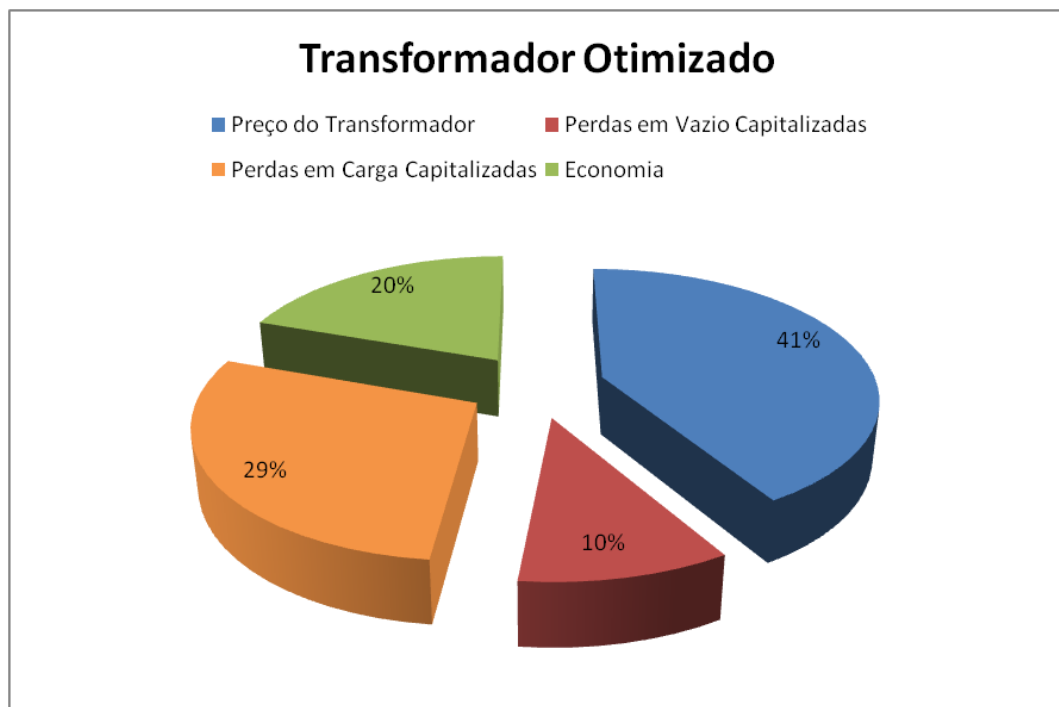


Figura 34 – Composição do Custo Total do transformador otimizado.



Através da Figura 34, é possível comparar o peso de cada custo associado aos transformadores, considerando como 100% o maior custo total, ou seja, do transformador convencional.

A utilização do transformador com núcleo amorfo para atender a curva de demanda apresentada na Figura 32, vai representar uma economia de 20% no período analisado, em comparação com a utilização do transformador convencional.

Para o transformador com núcleo amorfo e óleo vegetal as perdas em vazio capitalizadas representam apenas 10%. Com isso, além de compensar o custo maior do transformador, ainda garante uma economia em comparação com o transformador convencional.

Portanto, apesar do investimento inicial ser maior, a redução dos custos das perdas ao longo do período analisado garante a viabilidade da utilização do transformador com núcleo amorfo e óleo vegetal desenvolvido.

### 3.5.3 Tempo de Retorno de Investimento

O tempo de retorno do investimento foi calculado através do Método do Valor Presente, ou seja, o mesmo procedimento utilizado para o cálculo do custo total.

O procedimento de análise é simples. Calcula-se o valor presente do fluxo de caixa da alternativa de investimento, com o uso da taxa mínima de atratividade.

Se o valor presente for positivo, a proposta de investimento é atrativa, e quanto maior o valor positivo, mais atrativa será a proposta.

Para a determinação do tempo do retorno do investimento foi resolvida a equação abaixo para definir o valor do ano em que o valor presente é igual a zero, ou seja, a partir desse ano o investimento se torna atrativo.

$$Vp = Preço_C - Preço_A + (C_{perdas_C} - C_{perdas_A}) \quad (12)$$

Onde:

$V_p$  é o valor presente.

$Preço_C$  é preço do transformador convencional.

$Preço_A$  é preço do transformador com núcleo amorfo e óleo vegetal.

$C_{perdas_C}$  é o custo das perdas capitalizados do transformador convencional.

$C_{perdas_A}$  é o custo das perdas capitalizados do transformador com núcleo amorfo e óleo vegetal.

O tempo de retorno do investimento para utilização do transformador com núcleo amorfo e óleo vegetal ao invés do transformador convencional, considerando a taxa de atratividade de 7% ao ano e o valor de 0,4 R\$/kWh, foi de 5,7 anos.

Para a análise do tempo de retorno de investimento da utilização de um transformador fabricado com núcleo amorfo e óleo vegetal, foi considerada uma vida útil de 20 anos.

### 3.5.3.1 Influencia do custo da energia elétrica e da taxa de atratividade no tempo de retorno do investimento

A Tabela 10 mostra o tempo de retorno do investimento em função do custo da energia, considerando a taxa de atratividade fixa e considerando a curva de carga apresentada na Figura 32.

Tabela 10 – Tempo de retorno do investimento em função do custo da energia elétrica.

<b>Custo da Energia Elétrica(R\$/kWh)</b>	<b>Tempo de Retorno do Investimento (Anos)</b>
0,4	5,47
0,5	5,06
0,6	4,67
0,7	4,29
0,8	3,92

O tempo de retorno do investimento é inversamente proporcional ao custo da energia elétrica. Quanto maior o custo do kWh menor o tempo para ter o retorno do investimento, ou seja, mais atrativo é o investimento.

A influencia da taxa de atratividade no tempo de retorno do investimento é oposta a influencia do custo da energia elétrica. Considerando um valor de 0,4 R\$/kWh e a mesma curva de carga usada anteriormente, observa-se um aumento no tempo de retorno do investimento em função do aumento da taxa de atratividade, como mostrado na Tabela 11.

Tabela 11 – Tempo de retorno do investimento em função da taxa de atratividade.

<b>Taxa (%)</b>	<b>Tempo de Retorno do Investimento (Anos)</b>
5	5,18
6	5,33
7	5,47
8	5,58
9	5,7

## 4 CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta uma proposta de otimização em função do custo total, de projeto de transformadores de distribuição que utilizam núcleo amorfo e óleo vegetal.

Esta metodologia tem o objetivo de indicar ao fabricante ou a concessionária de energia elétrica os melhores projetos para uma demanda prevista, considerando os custos associados ao equipamento, dessa forma, auxiliando a utilização de equipamentos mais eficientes, contribuindo para a redução das perdas na rede de distribuição de energia elétrica.

Através dessa metodologia é possível selecionar os projetos que apresentam a melhor relação entre a eficiência e o custo de fabricação do transformador, entre vasto número de projetos, todos com diferentes características construtivas, capazes de atender uma determinada especificação e as normas vigentes.

Além disso, esse trabalho propõe a utilização em conjunto de metal amorfo e de óleo vegetal contribuindo para a fabricação de transformadores de distribuição mais eficientes, colaborando com conservação de energia e de recursos naturais diminuindo os impactos ambientais.

A utilização de metal amorfo para a construção do núcleo do transformador proporcionou uma elevação da eficiência e uma grande redução das perdas no núcleo, demonstrando o grande potencial de economia de energia no sistema de distribuição de energia elétrica.

Outra característica importante é a utilização de óleo vegetal como líquido isolante e refrigerante. O óleo vegetal isolante é denominado de fluidos ecologicamente corretos devido principalmente a sua característica biodegradável e renovável. Além disso, outra grande contribuição é o aumento da vida útil do transformador, devido às suas características físico-químicas e a interação com o papel Kraft isolante.

Foi otimizado o projeto de um transformador de distribuição de 75kVA, com classe de isolamento de 15 kV, com tensões primárias de 13800/13200/12600 V e tensões secundárias de 380/220 V. O projeto selecionado a partir da otimização proposta foi fabricado.

Foi realizado um estudo da viabilidade econômica considerando o transformador fabricado com núcleo amorfo e óleo vegetal e um transformador convencional, fabricado com núcleo de aço silício e óleo mineral, com as mesmas características.

Para esse estudo foi considerada uma curva de demanda residencial fornecida pela empresa de distribuição de energia elétrica que irá utilizar o transformador fabricado.

Esse estudo mostrou a viabilidade da utilização do transformador fabricado com núcleo amorfo e óleo vegetal ao invés da utilização do transformador convencional, com um tempo de retorno de investimento de 5,7 anos.

Portanto esse trabalho apresentou uma contribuição para a obtenção de projetos de transformadores de distribuição mais eficientes e com redução de risco de acidentes ambientais e que tenham o menor custo total para uma determinada demanda.

## **BIBLIOGRAFIA**

ABB. **Transformer Handbook**. [S.l.]: [s.n.], 2004.

ANTONELLO, I. **Determinação de ascarel em óleo mineral isolante de transformador. Dissertação**. UFSC. Florianópolis. 2006.

CAMPOS, M. L. B. **Estudo de Aplicação Experimental e Viabilidade de Utilização de Transformadores de Distribuição com Núcleo Amorfo**. UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. [S.l.]. 2006.

CAVALCANTI, L. F.; LUCIANO, B. A. Análise da Viabilidade Técnica/Econômica da Utilização de Transformadores com Núcleo Amorfo em Redes Rurais de Distribuição de Energia, Classe 15 kV. **Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica**, Brasília, 2001.

DASGUPTA, I. **Power Transformer Quality Assurance**. New Delhi: New Age International (P) Ltd., Publishers, 2009.

ELETROBRAS/PROCEL. **Programa de Nacional de Conservação de Energia**. Rio de Janeiro. 2009.

FRANCH, V. S. **Avaliação da compatibilidade de óleos vegetais isolantes com materiais internos do transformador**. UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ. Curitiba. 2010.

GIBBS, J. B. **Transformer Principles and Practice**. New York: McGraw-Hill Book Compan, 1950.

HARRY, W. N. Amorphous Alloy Core Distribution Transformers. **PROCEEDINGS OF THE IEEE**, 1991.

ISLAM, M. A. **Prospective Analysis of Energy Efficient Amorphous Metal Distribution Transformer (AMDT)**. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). [S.l.]: [s.n.]. 2012. p. 1-4.

LEOPOLDINO, R. **Estudos sobre Gases Dissolvidos em Óleos Vegetais Isolantes - Influência de Arco Elétrico e Superaquecimento**. Universidade de São Paulo. São Carlos, p. 89. 2011.

LEOPOLDINO, R. **Estudos sobre Gases Dissolvidos em Óleos Vegetais Isolantes - Influência de Arco Elétrico e Superaquecimento**. Universidade de São Paulo.. São Carlos, p. 89. 2011.

LUCAS, J. R. Historical Development of the Transformer. **The Institution of Electrical Engineers**, Sri Lanka, 2000.

LUCAS, J. R. Historical Development of the Transformer, Sri Lanka, 2000.

MCLYMAN, C. W. T. **TRANSFORMER AND INDUCTOR DESIGN HANDBOOK**. 3ª Edição. ed. California: [s.n.], 2004.

MCSHANE, C. P. Vegetal oil Based Dielectric Coolants. **IEEE Industry Applications Magazine**, May/June 2002.

MILASH, M. **Manutenção de transformadores em líquido isolante**. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1984.

MMA– MINISTÉRIO DE MEIO AMBIENTE. Ministerio de Meio Ambiente. **“Eficiência Energética e Conservação de Energia”**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/energia/eficiencia-energetica>>. Acesso em: 13 mar. 2015.

MMA/ MEC/IDEC. **CONSUMO SUSTENTÁVEL**: Manual de educação. Brasília: [s.n.], 2005.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia - 2030**. Rio de Janeiro. 2008.

MORAIS, D. R. **Ferramenta Inteligente para a Detecção de Falhas Incipientes em Transformadores Baseada na Análise de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis , p. 112. 2004.

PROCOBRE. **“Eficiência energética em transformadores de distribuição”**. Instituto Brasileiro do Cobre. [S.l.]. 2009.

PRONTO, A. M. G. **Análise de Perdas em Sistemas de Energia que Empregam Materiais Supercondutores de Alta Temperatura**. Universidade Nova de Lisboa. Lisboa, p. 159. 2010.

RAAP, J. L. K. . M. C. P. . C. J. L. . G. G. A. . L. **Aging of Kraft paper in natural ester dielectric fluid**. 14th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL). Austria: [s.n.]. 2002.

RAAP, J. L. K. . M. C. P. . L. J. **Interaction mechanisms of natural ester dielectric fluid and Kraft paper**. 15th International conference on dielectric liquids. Coimbra, Portugal: [s.n.]. 2005.

RIES, W. **TRANSFORMADORES: FUNDAMENTOS PARA O PROJETO E CÁLCULO**. 1. ed. Porto Alegre: Edipucrs, 2007.

SOLTANZADEH, K. Effects of Amorphous Core Distribution Transformers in Improvement the functioning of the Electricity Distribution System. **IEEE Xplore Digital Library**, 2012.

SOLTANZADEH, K.; TAVAKOLI, A.; ARBAB, P. B. **Effects of Amorphous Core Distribution Transformers in Improvement the Functioning of the Electricity Distribution System**. Proceedings of 17th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC). [S.l.]: [s.n.]. 2012. p. 1-7.

VARELA, I. **Procel info**, 2013. Disponivel em: <<http://www.procelinfo.com.br>>.

WILSON, A. C. M. Insulating liquids: their uses manufacture and, London, 1980.



## ANEXOS

### Anexo A – Rotina de otimização desenvolvida em VBA.

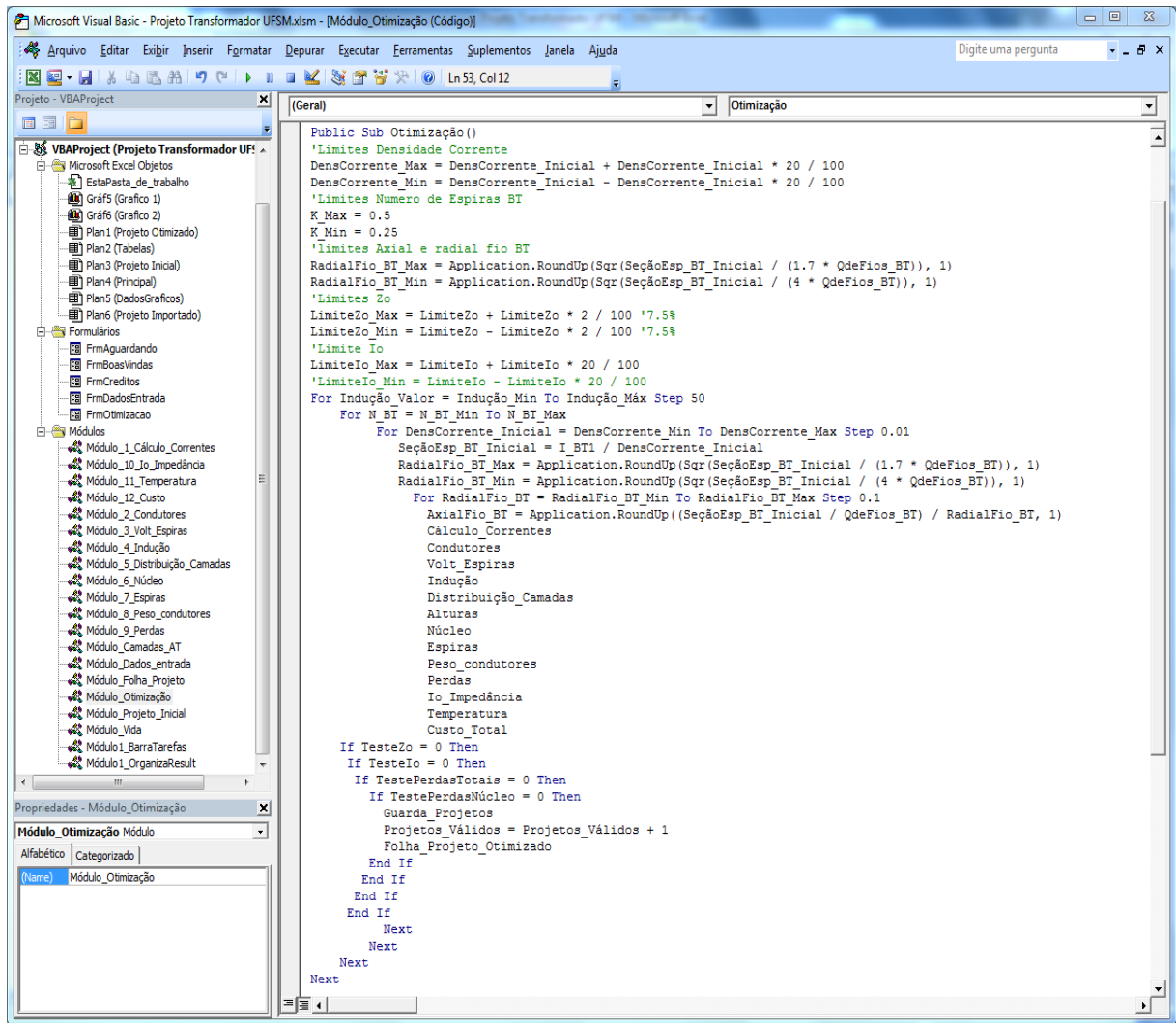


Figura A. 1 – Rotina de otimização desenvolvida em VBA.

## Anexo B – Telas do programa de otimização.

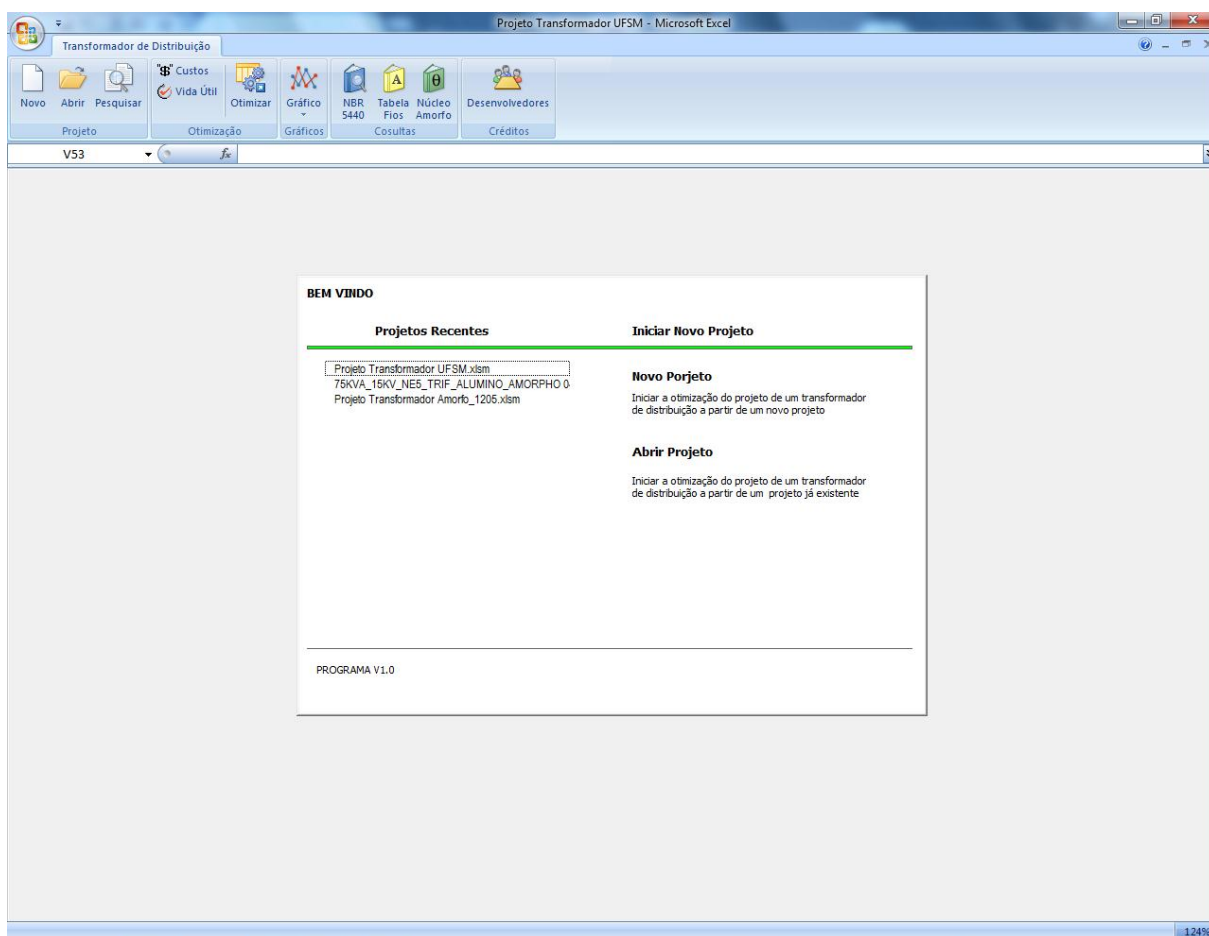


Figura B. 1 – Tela inicial do programa de otimização de projetos de transformadores de distribuição.

Projeto Transformador UFSM - Microsoft Excel

Transformador de Distribuição

Novo | Abrir | Pesquisar | Custos | Vida Útil | Otimizar | Gráfico | NBR 5440 | Tabela Fios | Núcleo Amorfo | Desenvolvedores

Projeto | Otimização | Gráficos | Consultas | Créditos

**Dados de Entrada**

Principal | Avançado | Otimização

Potência (kVA) 75 Tensão Primário (V) 13800/13200/12600

Frequência (Hz) 60 Tensão Secundário (V) 380/220

Classe (KV) 15

NBI (KV) 95

Temperatura Ambiente ( C° ) 40 Material Núcleo Amorfo

Elevação Temperatura ( C° ) 55 Condutores Alumínio

Tipo Óleo Vegetal

Cancelar OK

124%

Figura B . 2 – Tela de seleção dos parâmetros do projeto de transformadores de distribuição.