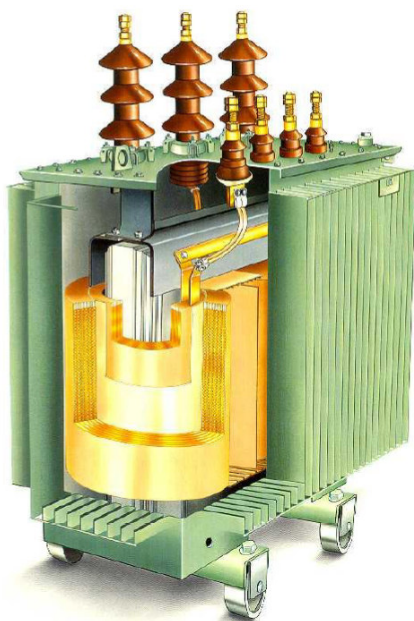


EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Julho 2009



Preparado por: Procobre – Instituto Brasileiro do Cobre

Revisado e Editado por: Engº Eduardo Gradiz

Índice

1. A Motivação da Realização dos Estudos.....	3
2. ICA – International Copper Association / Pro cobre – Instituto Brasileiro do Cobre	4
3. O LAT-EFEI - Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá	5
4. Objetivo Principal do Estudo	6
5. Perdas Técnicas em Transformadores em Sistemas de Distribuição	7
6. Eficiência em Transformadores de Distribuição.....	8
7. Estudos de Caso	9
8. Normas e Etiquetagem	10
9. Projetos em Andamento	11
Bibliografia	12
ANEXO I.....	13
ANEXO II	14
ANEXO III	15
ANEXO IV.....	16
ANEXO V	17
ANEXO VI.....	18
ANEXO VII	19
ANEXO VIII	20

1. A Motivação da Realização dos Estudos

A principal e real motivação, que nos incentivou a realização deste trabalho, surgiram após a análise mais detalhada de alguns valores de perdas técnicas nos sistemas elétricos brasileiros e internacionais.

De um total estimado de 9.484 TWh do consumo mundial de energia elétrica, observa-se que as perdas em redes de transmissão e distribuição da Europa, Estados Unidos, China, Índia e Brasil, atingiram no ano 2000, 815 TWh, representando um percentual médio de perdas da ordem 8,6%. Estas perdas variam entre uma média mínima de 7,1% nos Estados Unidos a uma média máxima de 26,7% na Índia. Nos países da União Européia, cabe destacar as melhores situações da Holanda, Bélgica e Alemanha, com perdas de energia elétrica nas redes de transmissão e distribuição de respectivamente, 4,2%, 4,8% e 5,1%. Por seu turno, entre os países com as maiores perdas, tem-se Portugal, Irlanda e Espanha, respectivamente, 9,4%, 9,6% e 10,6% [1].

Estima-se que no Brasil, historicamente as perdas elétricas na rede de distribuição de energia elétrica sejam responsáveis por perdas totais em torno de 15% da energia [2].

Na distribuição de energia elétrica, os transformadores de distribuição de média tensão são responsáveis por, aproximadamente, um terço do total das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, perdendo somente para as perdas nos condutores e circuitos. A melhoria da eficiência dos transformadores de distribuição apresenta grandes vantagens econômicas por serem os componentes do sistema mais simples de serem substituídos do sistema, quando comparados aos cabos das linhas, além do que a sua eficiência pode ser classificada, qualificada e padronizada.

A vantagem do aprimoramento da eficiência na transformação fica ainda mais evidente quando analisado pela vertente tecnológica, pois o aumento da eficiência pode ser obtido diminuindo-se as perdas em dois componentes: seu núcleo e enrolamentos [3].

A magnitude destas perdas mostra a existência de um grande potencial a ser explorado, quer seja através do uso de novas tecnologias, quanto através de medidas normativas que induzam qualidade e eficiência em transformadores de distribuição. Deve ser ressaltado que, ações efetivas no aproveitamento do potencial de economia de energia, além do aspecto econômico vantajoso, têm-se as repercussões ambientais de mitigação, devido à redução no consumo energético.

A perda técnica total, por dia, nos transformadores do sistema de distribuição brasileiro, é da ordem de 22.169,3 MWh, o que corresponde a um custo de R\$ 6.336.429,00 por dia, considerando a tarifa média de energia elétrica paga pelo consumidor brasileiro em 2009, fornecida pela ANEEL, no valor de 1 MWh = R\$ 285,82 [4].

O (Anexo I) mostra o por que da utilização de transformadores de distribuição eficientes, os programas já existentes em alguns países e as ações recomendadas relacionadas a substituição, regimes regulatórios e adequação das normas.

2. ICA – International Copper Association / Procobre – Instituto Brasileiro do Cobre

A [International Copper Association, Ltd. – ICA](#) é uma organização que tem por objetivo promover internacionalmente o uso do cobre. A ICA contribui para a expansão do conhecimento das utilidades e funcionalidades do cobre, um elemento sustentável essencial à formação da vida. Estimula a ciência e a tecnologia no desenvolvimento de novas aplicações do cobre com a finalidade de melhorar a qualidade de vida da sociedade.

A associação conta com 38 membros que representam a maioria dos produtores de cobre do mundo todo.

A ICA é responsável por apoiar e desenvolver políticas, estratégias, iniciativas internacionais e atividades promocionais que ampliem a utilização do cobre. Com sede em New York, a ICA possui escritórios regionais em Bruxelas, Santiago, New York e Singapura. Os programas e iniciativas promovidas pela ICA estão presentes em mais de 50 países por meio de seus escritórios regionais e 31 centros de promoção. No Brasil, a ICA é representada pelo [PROCOBRE - Instituto Brasileiro do Cobre](#), instituição sem fins lucrativos que desenvolve programas locais em conjunto com as principais empresas deste setor.

A missão da ICA de promover o uso do cobre utilizando seus atributos está intimamente relacionada com a busca de soluções sustentáveis, impulsionando a pesquisa e o desenvolvimento de novas aplicações e difundindo sua contribuição para o melhoramento da qualidade de vida e o progresso da sociedade, incentivando o uso eficiente da energia elétrica.

3. O LAT-EFEI - Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá

Para que este trabalho tivesse um caráter técnico e científico, estabelecemos uma parceria com a Universidade Federal de Itajubá, que objetiva a execução de um conjunto de atividades de apoio técnico e científico no campo dos TRANSFORMADORES EFICIENTES, desenvolvendo, técnica e economicamente, a utilização desses transformadores para os sistemas de distribuição de média tensão. Estas atividades implicam no desenvolvimento de rotinas computacionais para a análise das cargas dos transformadores, projeto básico simplificado, etc. Paralelamente, o acompanhamento em reuniões junto a fabricantes, concessionárias e indústrias de modo a promover a técnica e seus benefícios, bem como prover apoio técnico para o desenvolvimento das atividades ligado à redução de perdas nos sistemas por meio da aplicação de transformadores eficientes.

O LAT-EFEI – Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá segue sua vocação de formar em técnicas de alta tensão os alunos da Universidade Federal de Itajubá, realizando pesquisas para empresas do setor elétrico na área de desempenho de equipamentos e componentes para redes de média e alta tensão, mantendo pesquisas de mestrado e doutorado em áreas correlatas à alta tensão; bem como oferecendo ao setor privado, a possibilidade de execução de ensaios por solicitação de terceiros.

Desenvolvimento de projetos de pesquisas em conjunto com empresas de energia elétrica, sob orientação do órgão regulador nacional de energia elétrica, denominado ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e emissão de relatórios, laudos e pareceres técnicos conforme exigências da legislação brasileira e da internacional.

A equipe é composta por pessoal de apoio, Eletrotécnicos, Engenheiros eletricitas, Mestres em ciência em engenharia elétrica, Doutores em ciência em engenharia elétrica, além de estagiários - alunos do curso de engenharia elétrica da Universidade Federal de Itajubá.

O LAT-EFEI atua no mercado de energia elétrica a cerca de 40 anos, atendendo indústrias e concessionárias do setor elétrico brasileiro e de outros países, além de participar de congressos e seminários nacionais e internacionais.

4. Objetivo Principal do Estudo

O objetivo principal deste trabalho foi reunir informações, estudos, pesquisas e resultados de projetos-piloto, envolvendo transformadores de distribuição de energia elétrica, e realizados no período de Julho/2007 a Dezembro/2008.

Os importantes resultados obtidos neste trabalho contaram com a grande colaboração dos engenheiros pesquisadores da Universidade Federal de Itajubá, das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica e fabricantes de transformadores.

Em poder destes estudos e através do acompanhamento dos programas de eficiência energética, desenvolvidos pelas empresas concessionárias de energia elétrica no Brasil, nos parece, poder contribuir em alguns aspectos nesses programas, através do incentivo na substituição gradativa de equipamentos por outros mais eficientes, como é caso, dos transformadores de distribuição.

5. Perdas Técnicas em Transformadores em Sistemas de Distribuição

Através de um convênio assinado em 2005, entre a Eletrobrás, o Cepel, a CNI e o IEL, para a Promoção da Qualidade e Eficiência Energética de Transformadores de Distribuição e que objetivava o levantamento do estado da arte dos transformadores de distribuição instalados nas redes de distribuição brasileiras, foi realizada em 2006, uma pesquisa com as Concessionárias de Distribuição do Brasil a fim de obter informações a respeito do desempenho destes transformadores.

Em função dos resultados obtidos, o [Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica](#), preparou um estudo que determina o total das perdas técnicas dos transformadores de distribuição instalados nas redes de distribuição brasileiras.

A seguir encontra-se esse Relatório Técnico DIE – 6454/08, com objetivo de avaliar o total das perdas técnicas de energia nos transformadores instalados nas redes de distribuição das empresas concessionárias brasileiras no ano de 2007, por tipo de aplicação e o impacto financeiro que representará uma redução percentual das perdas técnicas desses transformadores.

- Determinação das Perdas Técnicas dos Transformadores de Distribuição, com Dielétrico Líquido, Instalados nas Empresas Concessionárias de Energia no Brasil – CEPEL – Relatório Técnico ([Anexo II](#)).

6. Eficiência em Transformadores de Distribuição

Os fatores econômicos e ambientais associados com as perdas de energia têm despertado um renovado interesse nos transformadores de distribuição eficientes. Os transformadores eficientes podem ser uma excelente decisão para a conservação de fontes preciosas de energia e para a redução de custos operacionais da indústria e das perdas nas redes de distribuição. Por esta razão, em muitas partes do mundo, agências reguladoras estão promovendo, ativamente, os transformadores eficientes de energia e as indústrias descobrindo os benefícios financeiros de incorporá-los aos seus sistemas.

Para uma planta com 2,5 milhões de transformadores de 30 kVA, por exemplo, pode-se ter uma economia, utilizando transformadores eficientes, da ordem de R\$ 46,95 milhões por ano e 502.750 Mwh/ano.

Em anexo, encontram-se os seguintes documentos a respeito de estudos e publicações envolvendo transformadores de distribuição eficientes:

- **Desempenho de Transformadores de Distribuição** – Mostra o desempenho do transformador de distribuição operando em sobrecarga e o impacto que causa nos custos da concessionária. ([Anexo III](#));
- **Avaliação Econômica de Transformadores de Distribuição com Base no Carregamento e Eficiência Energética** – Mostra o aspecto econômico no cálculo de transformadores eficientes, através de ferramenta computacional desenvolvida a partir de uma demanda típica de carga de uma concessionária. ([Anexo IV](#));
- **Projeto de Transformadores de Distribuição baseando-se na Carga** – Como é sabido, o transformador é responsável por aproximadamente um terço das perdas totais na rede de distribuição. Este trabalho mostra a metodologia para descrever as perdas do transformador em função dos custos sob a perspectiva do fabricante e da concessionária. ([Anexo V](#));
- **Qualidade e Eficiência em Transformadores de Distribuição** – Artigo publicado pelo Engº Geraldo Magela Martins na Revista “O Setor Elétrico”, que relata os principais desafios que a indústria nacional de transformadores irá sofrer devido ao aumento do desempenho dos equipamentos, redução de perdas, maior segurança no sistema de distribuição e melhor atendimento ao consumidor final. ([Anexo VI](#));
- **Eficiência Energética – Transformadores de Distribuição** ([Anexo VII](#)).

7. Estudos de Caso

Reconhecendo que um grande e crescente número de moradores em áreas carentes não possui acesso legal e sustentável ao serviço de energia elétrica nos países em desenvolvimento, a ICA – International Copper Association, em cooperação com a USAID – Agência dos Estados Unidos para o Desenvolvimento Internacional, lançou em outubro de 2005, o Programa de Eletrificação e Redução de Perdas (SELR). Os gestores do programa selecionaram, dentre outras, a cidade de São Paulo, para desenvolver este Programa.

No Brasil, a AES Eletropaulo, ICA, USAID, a Nexans do Brasil e a Itaipu Transformadores trabalharam juntas para “regularizar” o fornecimento de eletricidade por meio de um novo modelo de negócios na comunidade de Paraisópolis, a segunda maior favela da cidade de São Paulo, visando transformar esses consumidores de energia em clientes e, ao mesmo tempo, promover a consciência da cidadania.

Neste projeto, a Itaipu Transformadores, em parceria com a Universidade Federal de Itajubá, responsabilizou-se desde a concepção até a fabricação dos transformadores de alta eficiência.

Em anexo, encontra-se o documento técnico “Relatório Final do Projeto Piloto – Transformador de Distribuição Eficiente ([Anexo VIII](#))”, que apresenta os resultados técnico-econômicos, em um dos transformadores eficientes, dentre os 12 que substituíram os convencionais, em uso anteriormente ao Programa.

8. Normas e Etiquetagem

Paralelamente à divulgação dos resultados obtidos nos estudos e pesquisas envolvendo os transformadores de distribuição, estamos coordenando, através de nosso representante, os trabalhos na Comissão de Estudos da ABNT, na revisão da norma NBR 5440, onde é grande a presença dos fabricantes de transformadores e dos representantes das concessionárias brasileiras.

Há um consenso no grupo de que o assunto “perdas” é prioritário e que deve haver uma melhoria nos níveis de eficiência dos transformadores de distribuição. O objetivo é reduzir os valores atualmente estabelecidos na norma.

Relativamente a etiquetagem, estamos participando, também através de nosso representante, das reuniões do GT – Transformadores, com o único objetivo de colaborar numa ação, para que os fabricantes iniciem a etiquetagem de seus produtos, dando assim o primeiro passo para o Programa de Etiquetagem.

9. Projetos em Andamento

Para consolidar o nosso principal objetivo que é incentivar e participar de projetos nas áreas de eficiência energética de equipamentos, tais como transformadores de distribuição junto às concessionárias de distribuição de energia elétrica, objetivando o envolvimento e a conscientização de programas de eficiência energética e sustentabilidade, estamos realizando, juntamente com a [AMPLA – Energia e Serviços S/A](#), um projeto piloto, que instalará 12 transformadores eficientes em uma de suas redes de distribuição, projeto este que envolverá a coleta de dados das cargas alimentadas por esta rede, análise e compilação das informações desse banco de dados através de um software específico, estabelecendo as possíveis alternativas de projeto dos transformadores eficientes, que substituirão os atualmente em uso e que serão monitorados durante um período pré-estabelecido, período este onde serão recolhidas informações técnicas, que irão determinar o grau de eficiência obtido com a substituição dos mesmos.

Bibliografia

- [1] Leonardo Energy Institute, 2004
- [2] ARAUJO, 2007
- [3] Leonardo Energy Institute, 2004
- [4] Estudo do Cepel, sobre Perdas Técnicas em Transformadores de Distribuição no Brasil, 2008 – veja [Anexo II](#)

ANEXO I

"The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers"

The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers

February, 2005

Roman Targosz, Editor

Main authors and reviewers:

Ronnie Belmans¹

Jan Declercq²

Hans De Keulenaer³

Katsuaki Furuya⁴

Mayur Karmarkar⁵

Manuel Martinez⁶

Mike McDermott⁷

Ivo Pinkiewicz⁸

¹KUleuven – ESAT/Electa

²Pauwels

³European Copper Institute

⁴Hitachi Electrical Steels

⁵International Copper Promotion Council – India

⁶Federal University of Itajubá

⁷M J McDermott & Associates

⁸IENOT – Power Institute Transformer Division

About the European Copper Institute

The European Copper Institute is a joint venture between the world's mining companies, represented by the International Copper Association, and the European copper industry. Its mission is to promote copper's benefits to modern society across Europe, through its Brussels office and a network of eleven Copper Development Associations.

In fulfilling its mission, ECI manages a broad range of information and education activities. Dissemination to target audiences is carried out through the national Copper Development Associations located in the Benelux, France, Germany, Greece, Hungary, Italy, Poland, Russia, Scandinavia, Spain and the UK.

About LEONARDO Energy

LEONARDO Energy (LE) is a programme managed by ECI, involving over 100 partners in various projects related to electrical energy. LE focusses on Quality of Supply, Electrical Safety and Sustainable Electrical Energy. The programme targets professionals, press and regulators involved in the electrical energy sector. It promotes best practice in electrical engineering and energy regulation.

Copyright

© European Copper Institute. Reproduction is allowed provided that the material is unabridged, and the source acknowledged. After publication, please send a copy to ECI for the attention of the Publications Office.

Disclaimer

While this document has been prepared with care, ECI and any other contributing institutions give no warranty in regards to the contents and shall not be liable for any direct, incidental or consequential damages arising out of its use.

European Copper Institute
Tervurenlaan 168 b10
B-1150 Brussels
Belgium
+32-2-7777070
Email: eci@eurocopper.org
Website: www.eurocopper.org

Contents

1	Introduction	9
1.1	Electricity networks	9
1.2	Network losses	10
1.3	Losses in distribution transformers	12
2	Technical aspects	15
2.1	Basic principles of distribution transformers	15
2.1.1	Oil cooled versus air cooled transformers	15
2.1.2	Industrial versus public distribution networks	16
2.2	Losses in transformers	17
2.3	Improving efficiency	17
2.3.1	No-load losses	17
2.3.2	Load losses	19
2.4	Transformer efficiency standards	19
3	Economic aspects	23
3.1	Life-cycle costing	23
3.2	Economic analysis of loss reduction	24
3.3	Externalities	25
3.4	Non-technical losses	26
4	Business aspects	27
4.1	Impact of purchasing energy efficient transformers	27
4.1.1	Pay-back time on a single transformer	27
4.1.2	Business model for a transformer park	29
4.2	Asset management	31
4.3	Demand-side considerations	32
5	Policy	34
5.1	Liberalisation	34
5.2	Labelling	35
5.3	Minimum efficiency performance standards	35
5.4	Voluntary schemes	35
6	Ongoing initiatives	36

6.1	Australia and New Zealand	36
6.2	China	36
6.3	Europe	37
6.4	India	37
6.5	Japan	37
6.6	Mexico	38
6.7	USA	38
6.8	Canada	38
6.9	Overview	39
7	Conclusions and Recommendations	40
7.1	Conclusions	40
7.2	Recommendations	41
A	Other technical issues	42
A.1	Size & Weight	42
A.2	Reliability & Harmonics	43
A.3	Testing	43
A.4	50 versus 60 Hz	44
A.5	Amorphous core transformers	44
A.5.1	AM-Ribbon	44
A.5.2	AMT-core	44
A.5.3	AMT	45
A.5.4	Comparison of efficiency	45
B	Transformer partnership	47

List of Figures

1.1	Overview of the electricity distribution system	10
2.1	Diagram of a distribution transformer	16
2.2	Different types of magnetic steel	18
2.3	Comparison of international standard efficiencies at 50% load	20
4.1	Business case – stable situation	28
4.2	Business case – restricted supply	28
4.3	Business case – peak load	29
4.4	Business case – transformer park	30
4.5	Case study – Lodz	31
A.1	Efficiency comparison for various load conditions	46

List of Tables

1.1	Estimated network losses in the world	11
1.2	Transmission and distribution losses in selected countries [1]	11
1.3	Breakdown T&D losses	12
1.4	Energy savings potential from high efficiency transformers in the world . .	13
1.5	Estimated transformer population in the world	14
2.1	Main transformer efficiency standards	20
2.2	No-load loss standard – Europe	21
2.3	Load loss standard – Europe	22
3.1	Return on investment for 100 kVA high efficiency transformers	24
3.2	Return on investment for 400 kVA high efficiency transformers	24
3.3	Return on investment for 1600 kVA high efficiency transformers	24
3.4	External cost of electricity	25
6.1	Overview of transformer programs in the world	39
A.1	Selected parameters for standard and efficient transformer designs	42

Executive Summary

Improving the efficiency of distribution transformers in electricity networks around the world can be achieved and will yield substantial net gains for the world's economy.

Why focusing on distribution transformers?

Energy losses throughout the world's electrical distribution networks amount to 1 279 TWh. They vary from country to country between 3.7% and 26.7% of the electricity use, which implies that there is a large potential for improvement.

After lines, distribution transformers are the second largest loss-making component in electricity networks. Transformers are relatively easy to replace, certainly in comparison with lines or cables, and their efficiency can fairly easily be classified, labeled and standardized. Moreover, modern technology exists to reduce losses by up to 80%.

The worldwide electricity savings potential of switching to high efficiency transformers is estimated to be at least 200 TWh, equivalent to the Benelux electricity consumption. This savings potential is not only technically advantageous, but also brings economic and environmental benefits. Taking the full life cycle cost into account, selecting high efficiency transformers is normally an economically sound investment decision despite their higher purchase price. As a result, high efficiency transformers yield a net economic gain for global society. A reduction of energy consumption is also an important advantage for the world's environment – not least because of the resulting reduction in greenhouse gas emissions.

Existing Programmes

With this savings potential available, seven of the largest economies in the world have been taking actions to improve transformer efficiency: Australia, China, Europe, Japan, Canada and the USA. They have set up programs – mandatory or voluntary – based on minimum standards or efficiency labels. Up to now, the programs in Australia, China, India and Japan are the most advanced.

Recommended actions

Based on the above data and experiences, this report recommends:

- setting the global objective of removing transformers of the lowest efficiency category from the market
- identifying and implementing a worldwide benchmark on efficiency standards, in order to raise all countries to a similar level
- designing regulatory regimes that encourage the use of high efficiency transformers
- setting up programs combining mandatory minimum efficiency standards with a voluntary scheme to promote 'best of class' transformer designs.

Chapter 1

Introduction

1.1 Electricity networks

Transformers convert electrical energy from one voltage level to another. They are an essential part of the electricity network. After generation in power stations, electrical energy needs to be transported to the areas where it is consumed. This transport is more efficient at higher voltage, which is why power generated at 10 – 30 kV is converted by transformers into typical voltages of 220 kV up to 400 kV, or even higher.

Since the majority of electrical installations operate at lower voltages, the high voltage needs to be converted back close to the point of use. The first step down is transformation to 33 – 150 kV. It is often the level at which power is supplied to major industrial customers. Distribution companies then transform power further down to the consumer mains voltage.

In this way, electrical energy passes through an average of four transformation stages before being consumed. A large number of transformers of different classes and sizes are needed in the transmission and distribution network, with a wide range of operating voltages. Large transformers for high voltages are called system transformers (see figure 1.1). The last transformation step into the consumer mains voltage (in Europe 400/230 V) is done by the distribution transformer.

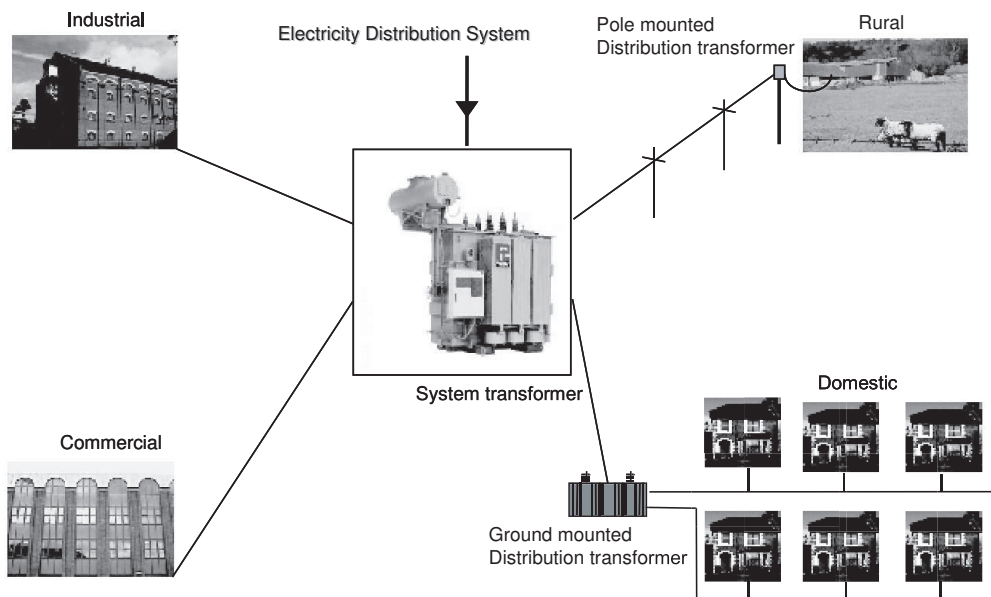


Figure 1.1: Overview of the electricity distribution system

1.2 Network losses

According to table 1.1, losses of the electricity network world-wide can be estimated at 1 279 TWh, or 9.2% of electricity use^{1 2}. While some level of losses is inevitable, tables 1.1 and 1.2 show a variation in losses from less than 4% to more than 20%. This variation cannot be explained alone by size of country, size of the electricity system or population. According to table 1.2 network losses in certain countries have decreased steadily over the past decades. The data shows that there remains a large potential for improvement.

¹Network losses are difficult to assess for a variety of reasons. At any given moment, a utility knows how much power goes into the network, but it does not know how much is consumed at the user side. Meters are read on annual basis, but not all at once, and not all on the 1st of January. So a distribution company has to assign billed consumption over the years. The difference between billed consumption and power entered into the system is the system loss. Sudden drops in losses from one year to the next can be an accounting artifact, to come back the next year, with a vengeance.

²These are technical losses, including losses in power cables and lines, power and distribution transformers, metering losses. Non-technical losses, such as electricity theft (see section 3.4), or revenue loss due to poor bill collection is not included.

Country	Electricity use (TWh) [2]	Network losses (TWh)	Network losses (%) [1, 3]
Europe	3 046	222	
Western Europe	2 540	185	7.3
FSU	1 135	133	11.7
North America	4 293	305	7.1
Latin America	721	131	
Brazil	336	61	18.3
Asia	3 913	381	
Japan	964	[4] 98	9.1
Aus, NZ	219	21	9.5
China	1 312	94	7.2
India	497	133	26.7
Africa / ME	826	83	10.0
Total	13 934	1 279	9.2

Table 1.1: Estimated network losses in the world

Country	1980	1990	1999	2000
Finland	6.2	4.8	3.6	3.7
Netherlands	4.7	4.2	4.2	4.2
Belgium	6.5	6.0	5.5	4.8
Germany	5.3	5.2	5.0	5.1
Italy	10.4	7.5	7.1	7.0
Denmark	9.3	8.8	5.9	7.1
United States	10.5	10.5	7.1	7.1
Switzerland	9.1	7.0	7.5	7.4
France	6.9	9.0	8.0	7.8
Austria	7.9	6.9	7.9	7.8
Sweden	9.8	7.6	8.4	9.1
Australia	11.6	8.4	9.2	9.1
United Kingdom	9.2	8.9	9.2	9.4
Portugal	13.3	9.8	10.0	9.4
Norway	9.5	7.1	8.2	9.8
Ireland	12.8	10.9	9.6	9.9
Canada	10.6	8.2	9.2	9.9
Spain	11.1	11.1	11.2	10.6
New Zealand	14.4	13.3	13.1	11.5
Average	9.5	9.1	7.5	7.5
European Union	7.9	7.3	7.3	7.3

Table 1.2: Transmission and distribution losses in selected countries [1]

Network losses are important for several reasons. They represent a global economic loss of US\$ 61 billion³, adding unnecessarily to the cost of electricity. Especially in developing countries, losses use scarce generating capacity. Over 700 million tonne of greenhouse gas emissions can be associated with these losses.

Table 1.3 shows an indicative breakdown of transmission and distribution losses, based on a limited number of case studies:

- Typically, a third of losses occur in transformers, and two thirds in the rest of the system.
- Approximately 70% of losses occur in the distribution system.

The remainder of this paper addresses the potential for high efficiency distribution transformers, as a technology to improve network losses. There are several good reasons for such a focus:

- Distribution transformers represent the 2nd largest loss component in the network
- Replacing transformers is easier than changing cables or lines
- Transformers have a large potential for loss reduction. Technologies exist to reduce losses by up to 80%⁴.

% of total	Transformers		Lines		Other
Case	T	D	T	D	
USA - example 1 [5]	4.0	16.2	32.3	45.5	2.0
USA - example 2 [5]	2.2	36.5	10.5	43.0	7.8
Australia - example [6]	2.0	40.0	20.0	38.0	
UK - example 1 [1]	8.0	24.0	21.0	45.0	2.0
UK - example 2 [1]	10.0	32.0	15.0	43.0	
Market assessment [7]	10.0	35.0	15.0	35.0	5
Average	6.0	30.6	19.0	41.6	2.8

Table 1.3: Breakdown of Transmission (T) & Distribution (D) losses

1.3 Losses in distribution transformers

Losses in distribution transformers are listed in table 1.4. A total of 285 TWh of losses occurs in the 6 economies for which transformer losses have been studied. These 6 economies represent 70% of world consumption, with network efficiencies above the world average. The electricity savings potential from higher efficiency transformers in these 6 economies can be estimated at 161 TWh per year. Extrapolating to the global economy, the savings

³In this paper, one billion is used as 10^9 , i.e. 1 000 million

⁴This is an economic potential from a lifecycle costing viewpoint.

potential in distribution transformers can be estimated as more than 200 TWh/year⁵. This figure may even be conservative for several reasons:

- The estimates are based on the current situation. Load growth and network expansion are not yet fully taken into account, except for the studies in the US and China.
- The assumption is made that current efficiency levels are maintained in a liberalised market. In practice, a strong tendency towards 'lowest-first-cost' can be observed, i.e., losses tend to increase.
- Additional losses from non-linear loads are not taken into account⁶.
- Additional losses in the electricity network, induced by the reactive component of the no-load current, have not been taken into account⁷.

Country	Annual losses in transformers (TWh)	Annual savings potential (TWh)	Annual reduction in greenhouse gas emissions (million tonne CO_2eq)
EU-25 [9]	55	22	9
USA [10]	141	84	60
Australia [6]	6	3+	3
India [11]	6	3	3
China	33	18	13
Japan	44	[4] 31	12
Total	285	161	100

Table 1.4: Energy savings potential from high efficiency transformers in the world

According to table 1.5, these six economies have 83 million transformers installed, with a combined capacity of 5 850 GVA. Various parts of the world have adopted very different approaches to distributing power. Europe has about 1 transformer per 80 citizens, whereas USA & Japan have 1 unit per 5 – 10 citizens, due to power being transformed much closer to the final user, with implications on average unit size and loading. There is a trend to evaluate transformer efficiency at 50% load ([11, 12, 13]).

⁵ $230 = \frac{161}{0.7}$ or 19% reduction in network losses in table 1.1.

⁶Non-linear loads are for example computers, energy saving lights, office equipment, variable speed drives. Nowadays, over 50% of load is non-linear, adding substantially to transformer losses[8].

⁷We can assume that 1 kVar of reactive power, drawn from the electricity network generates a loss of about 0.1 kW of active power. The transformer no-load current induces additional network losses. These losses are relatively higher in older and smaller units. Typically, no-load losses are 80% higher for transformer sizes between 100 and 630 kVA. Load losses for the same range are 50% higher.

Country	Transformers installed (’000s)	Transformers installed (GVA)	Annual market (’000s)	Annual market (M\$)
EU-15 [9]	4 000	600	125	700
USA [10]	56 000	3 000	2 000	1 550
Australia [14]	600	100	19	125
Japan [4]	15 000	900		
China [15]	5 000	1 000	300	
India [11]	2 100	250	200	
Total	83 000	5 850		

Table 1.5: Estimated transformer population in the world

Chapter 2

Technical aspects

2.1 Basic principles of distribution transformers

A distribution transformer consists of an iron core with a limb for each of the phases (figure 2.1).

Around each limb, there are two windings: one with a large number of turns connected to the higher voltage side, and another with a lower number connected to the low voltage. The windings are separated by insulating material. A change in voltage in one winding induces a change in the other. The result is that an alternating voltage applied to one windings produces a voltage with the same frequency at the terminals of the other one, with the voltage ratio equal to the ratio of the number of turns (Faraday's law).

2.1.1 Oil cooled versus air cooled transformers

One of the main subdivisions in distribution transformers is the way they are cooled. Most transformers are placed in an oil-filled tank. The oil cools the coils and at the same time functions as electrical insulation.

In the past, polychlorinated biphenyl (PCB) was regarded as one of the most convenient insulation liquids for transformers, because of its high fire resistance and its excellent electrical qualities. PCBs are however very difficult to decompose, they can accumulate in the food chain and may be a danger for public health. In addition, when burning PCBs, emissions might contain dioxins. Therefore, most countries imposed a program to take all PCB-filled transformers out of use¹. Today, nearly all of the PCB insulation oil has been replaced by mineral or silicon oil, if no dry transformers are used.

Oil-cooled transformers have the highest efficiency, but are not allowed in environments with a high fire risk. In those places, air-cooled (or 'dry') transformers are used. Air cooling can be combined with an epoxy resin or impregnated paper for electrical insulation.

¹PCB can only be safely destroyed by very high temperature incineration - usually at sea.

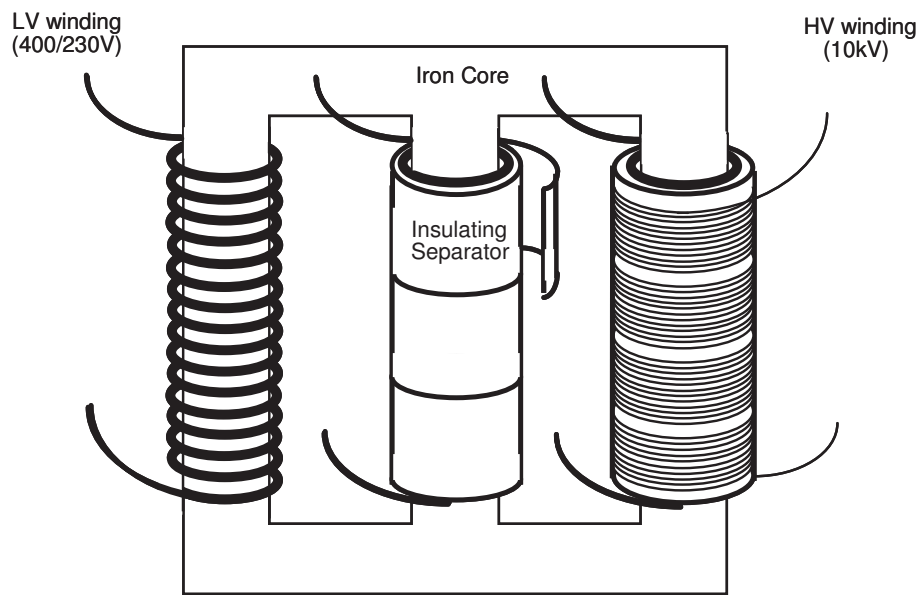


Figure 2.1: Schematic diagram of the inside of a three-phase distribution transformer

If a dry transformer is installed in a building, the heat must be dissipated. Natural convection may have to be supplemented by forced cooling, e.g. a fan.

2.1.2 Industrial versus public distribution networks

There are some major differences between distribution transformers in local, public distribution networks compared to private industrial networks:

- industrial transformers have a higher capacity; typically 1 000 - 4 000 kVA, while public transformers generally range from 15 to 1 000 kVA;
- in general, the average load of an industrial distribution transformer is higher than for a public network distribution transformer;
- in industry, dry transformers are far more common than in public distribution networks;
- in industry, high levels of harmonic pollution of the load frequently occur;
- the transformer population in industry is younger;
- load fluctuations are lower with industrial transformers.

2.2 Losses in transformers

There are three different types of losses:

1. No-load loss (also called iron loss or core loss): Caused by the hysteresis and eddy currents in the core. It is present whenever the transformer is connected, and independent of the load. It represents a constant, and therefore significant, energy drain.
2. Load loss (or copper loss or short circuit loss): Caused by the resistive losses in the windings and leads, and by eddy currents in the structural steelwork and the windings. It varies with the square of the load current.
3. Cooling loss (only in transformers with fan cooling): Caused by the energy consumption of a fan. The bigger the other losses, the more cooling is needed and the higher the cooling loss. These losses can be avoided if operational temperature is kept low by different loss reduction measures discussed in section 2.3.

An estimation of the total energy loss can be calculated from:

$$E_{loss}[kW] = (P_0 + P_k * I^2) * 8760 \quad (2.1)$$

In which:

- P_0 is the no-load loss [kW].
- P_k is the load loss [kW].
- I is the rms-average load of the transformer².
- 8 760 is the number of hours in a year

2.3 Improving efficiency

To reduce losses in transformers, two elements can be adapted: core and windings. Transformer design is complex, with many of the characteristics of distribution transformers specified in national or international standards.

2.3.1 No-load losses

The no-load losses can be reduced by selecting a high performance steel for the core (Figure 2.2). Over the years, better steels for transformer cores have been developed.

² I is the root-mean-square of the instantaneous loads, accumulated over a period of time. It is typically about 10% higher than the arithmetic average of the instantaneous load.

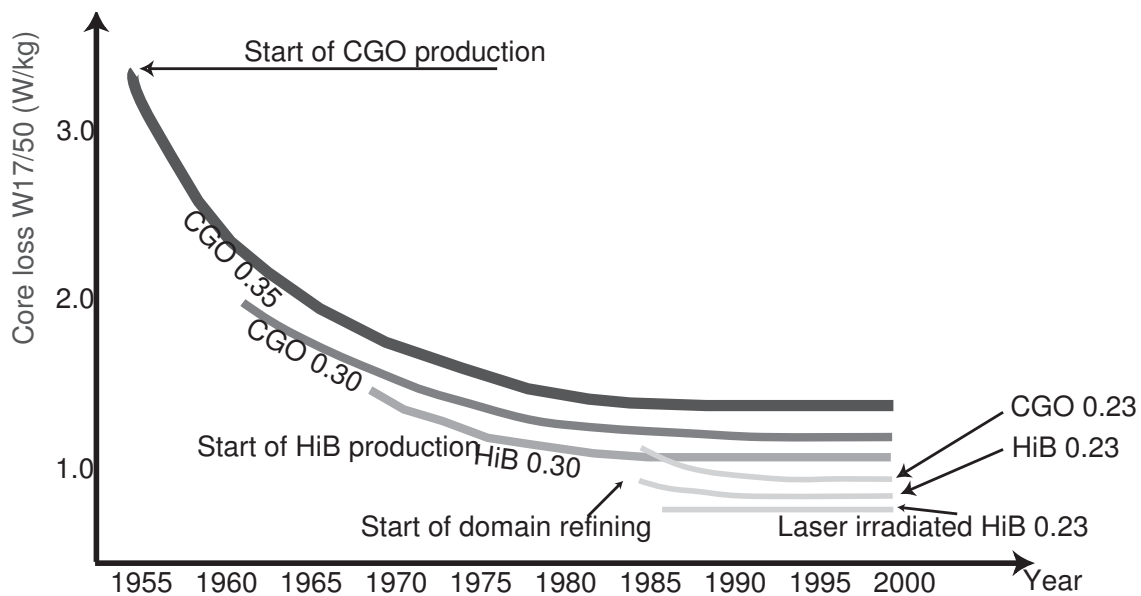


Figure 2.2: Different types of magnetic steel

1. Around 1900, hot-rolled steel became the basic material for the core, made up of individual sheets separated by insulating layers to reduce no-load losses. Cold-rolled steel and more sophisticated insulation techniques were progressively developed for improving the performance.
2. Cold-rolled grain oriented silicon steels ('CGO') became available in the 1950's and were the first big leap forward in the reduction of no-load losses.
3. Various processing and coating techniques and a reduced silicon content led to the creation of high permeability grain oriented steels ('HiB'). They remain the current standard material for manufacturing distribution transformers in Europe.
4. During the 80's, techniques were introduced to refine the domains of the iron crystals by laser etching.
5. More recently, the development of amorphous iron introduced a significant new evolution for reducing iron losses.

Next to the choice of the steel, the way in which distribution transformer cores are designed, cut, fabricated and assembled, plays an important role in energy efficiency. Increasing the size of the core reduces the density of the magnetic field, and in this way improves energy efficiency.

Amorphous iron deserves a special mention. Distribution transformers built with amorphous iron cores can have more than 70% lower no-load losses compared to the best conventional designs, and achieving up to 99.7% efficiency for 1000 kVA units. Amorphous iron became commercially available in the early 1980's. These transformers have cores wound with amorphous ribbon made from a ferric metal alloy produced by very rapid quenching to avoid crystallisation. This technology has been used in several hun-

dred thousand distribution transformers in the US, Japan, India and China. Amorphous technology has been demonstrated for transformer sizes up to 10 MVA, and its application range is expanding.

2.3.2 Load losses

Load losses are proportional to the square of the load current, so one should always consider how the unit will be loaded over time. Load losses can be reduced by increasing the cross section of the windings. This reduces the current density and consequently the loss, although at a higher construction cost.

The materials for windings have not experienced the same significant improvements in recent years as the core steels. However, the continuous cold rolling process that is now being introduced for strip production, can lead to more consistent quality.

The process of winding the conductor coils and then fitting them into the assembled core has a very large influence on the energy efficiency of a transformer. It is a labour-intensive process that requires skilled workers. Mechanised winding, under operator control, is increasingly used, especially for smaller sizes.

Another interesting technology in terms of efficiency is the transformer with superconducting windings, cooled with nitrogen. A number of such distribution transformers have been built. They remain much more expensive than conventional types however, and seem to be only promising for specialized applications.

2.4 Transformer efficiency standards

In addition to the main division in transformers is between oil-immersed and air-cooled (or dry) types, further subdivisions can be made according to location – pole or ground mounted; single or three phase or ownership – utility or privately owned transformers. Among these, different energy efficiency standards apply. They can be expressed in terms of electrical efficiency, at a certain load level, or in terms of maximum values for no load and load loss. Most standards are voluntary. Table 2.1 presents overview of international standards.

Standards are not limited to efficiency, or loss levels, but may also include total cost of ownership or cost capitalisation formulae. Separate documents define testing procedures and conditions. Reference standards on testing are NEMA TP-2 and IEC 60076, acting as the basis for national equivalents.

Country / Region	Standard	Subject
USA	Guide for Determining Energy Efficiency for Distribution Transformers (TP1- 1996). National Electrical Manufacturers Association. 1996.	Efficiency standards and TOC formula
	Standard Test Method for Measuring the Energy Consumption of Distribution Transformers (TP2-1998). National Electrical Manufacturers Association. 1998.	Efficiency testing methodology
International	Power transformers - Application guide, 60076-8, IEC:1997	Design, calculation aspects including measurement of losses
Europe	Cenelec 1992, Harmonisation documents HD 428, HD538 oil and dry type transformers	Efficiency standards and cost capitalisation formula
Variety of country standards defining efficiency levels; MEPS in Australia, Canada, China, Japan, Mexico, proposed in India and New Zealand, non mandatory in Europe		

Table 2.1: Main transformer efficiency standards

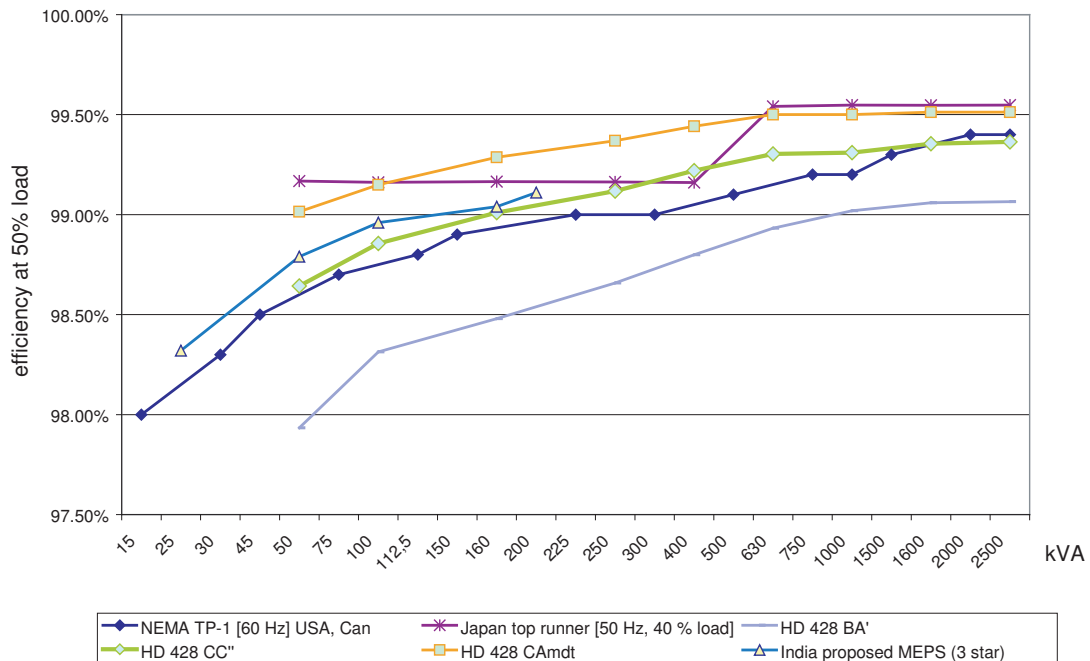


Figure 2.3: Comparison of international standard efficiencies at 50% of load. 'C-AMDT' refers to an amorphous-core transformer with HD 428 C-class of load losses

In figure 2.3 international standard efficiencies at 50% of load are compared. Some important highlights are:

- In 1997, Oak Ridge National Laboratory [10, 16] performed extensive studies to determine whether energy conservation standards for distribution transformers would offer significant energy savings, be technically achievable and economically justified. This has led to the definition of the NEMA TP-1 standard, which became the basis for the rule making process on minimum standards. NEMA TP-1 has been used as a guideline by Canada, Australia, New Zealand and (partially) Mexico³.
- In Europe, CENELEC Technical Committee 14 has published standards HD 428 and HD 538 classifying losses for oil (428) and dry type (538) transformers (Tables 2.2 & 2.3). Country standards should be in line with CENELEC documents but, since the standard allows many possibilities, national approaches in Europe widely differ. Efficiency standards are high in Benelux, Germany, Austria and Switzerland, but low in France, Italy and Spain. Utilities in certain European countries have policies exceeding national standards, e.g. Endesa in Spain purchases HD 428 CC'-level distribution transformers, while the country standard is equivalent to HD 428 AA'. Swiss utilities have been commissioning transformers with efficiencies in excess of the HD428 classification scheme for already many years.

Rated power	Oil-filled (HD428) up to 24 kV			Dry type (HD538)
	List A'	List B'	List C'	12 kV primary
kVA	W	W	W	W
50	190	145	125	n/a
100	320	260	210	440
160	460	375	300	610
250	650	530	425	820
400	930	750	610	1 150
630 (4%)	1 300	1 030	860	1 500
630 (6%)	1 200	940	800	1 370
1000	1 700	1 400	1 100	2 000
1600	2 600	2 200	1 700	2 800
2500	3 800	3 200	2 500	4 300

Table 2.2: No-Load losses for distribution transformers according to CENELEC HD428 and HD538

³Canada follows TP-1 strictly but the mandatory levels apply only for dry type transformers; Mexico sets the minimum efficiencies at slightly less stringent levels – 0.1% to 0.2% below TP-1 efficiency; Australia "recalculated" the American 60 Hz efficiency standard to Australia's 50 Hz frequency and also interpolated linearly the efficiencies at the size ratings which are different from USA.

Rated power	Oil-filled (HD428) up to 24 kV			Dry type (HD538)
	List A	List B	List C	12 kV primary
kVA	W	W	W	W
50	1 100	1 350	875	n/a
100	1 750	2 150	1 475	2 000
160	2 350	3 100	2 000	2 700
250	3 250	4 200	2 750	3 500
400	4 600	6 000	3 850	4 900
630 (4%)	6 500	8 400	5 400	7 300
630 (6%)	6 750	8 700	5 600	7 600
1000	10 500	13 000	9 500	10 000
1600	17 000	20 000	14 000	14 000
2500	26 500	32 000	22 000	21 000

Table 2.3: Load losses for distribution transformers according to CENELEC HD428 and HD538

- In China, the current standard is S9, and a new standard (S11) is being introduced, which has losses slightly below Europe's AC' level. The standard defines allowable levels for no-load and load losses.
- The Indian Bureau of Energy Efficiency (BEE), acting under a mandate from the Indian Ministry of Power, has analyzed the feasibility of a distribution transformer minimum efficiency standard. BEE classifies distribution transformers up to 200 kVA into 5 categories from 1 Star (high loss) to 5 Stars (low loss). 5 Stars represents world-class performance. 3 Stars is being proposed as a minimum efficiency standard, and is being widely followed by utilities.
- Japan has a different type of distribution system, with the last step of voltage transformation much closer to the consumer. The majority of units are pole mounted single phase transformers. The driver for setting up minimum efficiency standards was the Kyoto commitment. Transformers, together with 17 categories of electrical equipment, should meet minimum efficiencies. In the case of transformers, the efficiency is defined at 40% load⁴. Target average efficiency has been defined for the year 2006 (oil) or 2007 (dry type), based on the best products on the market in 2003. This Japanese standard is currently the most demanding compared to other regulated standards.

Other technical aspects include size & weight, reliability & harmonics, testing and frequency 50 versus 60 Hz. These are discussed in appendix A.

⁴different to the most commonly used 50% load factor

Chapter 3

Economic and environmental aspects

3.1 Life-cycle costing

Most company structures separate the purchasing function from operations. This results in a situation where the purchase of a transformer is often based on the delivery price only. In most cases however, transformers with the lowest purchase price are also the ones with the highest losses. Since transformers have a long life span, these extra losses can add up to a considerable amount, exceeding the initial price by several times.

When comparing two different types of transformers, one should take into account the total cost during the lifespan of the transformer, in other words, the 'Total Cost of Ownership' (TCO).

TCO consists of several components: purchase price, installation cost, value of the energy losses and maintenance costs over its life, and decommissioning costs. Except for PCB cooled transformers, the last two elements are relatively insensitive to the type and design of the transformer, and are consequently seldom taken into account. Purchase price and energy losses are the two key factors. When different technologies are compared, e.g. dry-type or oil-immersed, installation costs can be considerably different, and should be taken into account.

To evaluate the total cost of losses, their Net Present Value at the moment of purchase needs to be calculated, to put them into the same perspective as the purchase price. This is done by calculating the Total Capitalized Cost of the losses, TCC_{loss} , calculated from the estimated average cost per kWh (C), the cost of capital (r) and the life time of the transformer in years (n), where E_{loss} was defined in section 2.2.

$$TCC_{loss} = E_{loss} * C * \frac{(1 + r)^n - 1}{r * (1 + r)^n} \quad (3.1)$$

While the load profile over time and the future price evolution of energy is not known in exactly, the use of trend line values can give good estimates of the total cost of the losses.

3.2 Economic analysis of loss reduction

Tables 3.1, 3.2 and 3.3 show that the energy efficiencies of distribution transformers range from around 94% for a small A-A' transformer, to more than 99% for an amorphous-core distribution transformer with HD 428 C-level losses ('C-AMDT'), the most efficient type available.

On average, the loss in a distribution transformer is around 1.5 – 2.0% of the energy transferred. Considering that transformers are working continuously, significant losses can build up. By choosing the right technology, these losses can be reduced by up to 80%.

Efficiency class	Efficiency(%)	Energy saved (kWh / year)	Payback	IRR (% - 25 years)
A-A'	94.71	-	-	
C-C'	96.46	996	5.0	20
A-AMDT	98.71	2 277	7.7	12
C-AMDT	98.77	2 310	8.6	11

Table 3.1: Energy saving & return for a high efficiency 100 kVA transformer[9]

Efficiency class	Efficiency(%)	Energy saved (kWh / year)	Payback	IRR (% - 25 years)
A-A'	98.04	-	-	
C-C'	98.64	3 143	2.8	36
A-AMDT	99.35	6 833	5.7	17
C-AMDT	99.40	7 085	6.6	15

Table 3.2: Energy saving & return for high efficiency 400 kVA transformer[9]

Efficiency class	Efficiency(%)	Energy saved (kWh / year)	Payback	IRR (% - 25 years)
A-A'	98.51	-	-	
C-C'	98.99	9 759	1.4	71
A-AMDT	99.38	19 447	5.5	18
C-AMDT	99.45	20 972	5.5	18

Table 3.3: Energy saving & return for high efficiency 1600 kVA transformer[9]

As the tables show, the pay-back period for investing in high efficiency transformers is relatively short, certainly regarding their long life span (25 - 30 years)¹. Changing an industrial 1600 kVA transformer from a A-A' type to a C-C' type will pay back in 1.4

¹Tables 3.1, 3.2 and 3.3 are based on 1999 market conditions for Belgium. Prices may vary considerably between markets, and from year to year.

years. The Internal Rate of Return (IRR) for investments in efficient transformers is consistently above 10% and sometimes as high as 70%². Considering the low risk of the investment, this should make efficient transformers attractive to both industrial companies and grid operators. But in the case of grid operators, there is at present no incentive to invest. Loss reduction then remains the only factor, as they have to be covered by the grid operators, as is the case in most countries.

3.3 Externalities

As shown in the previous section, a higher efficiency benefits the owner of the transformer, reducing TCO. On a larger scale, those cost savings are beneficial for the whole economy, enabling the lower cost of production to result in lower tariffs to customers.

Each kWh also has an external cost, i.e. the environmental and health costs to society that are not fully reflected in the price of electricity. These externalities originate from the various types of emissions resulting from the combustion of fossil fuel. Apart from CO_2 , the main offenders are SO_2 and NO_x which contribute to the acidification of the environment. These pollutants have long range transborder effects and have therefore become a major concern for most European countries.

Fuel	External cost [17] US\$ / kWh	Part of generation [18] %	Contribution US\$ / kWh
Coal	8.3	39	3.2
Oil	11.6	8	0.9
Gas	3.8	17	0.6
Nuclear	1.0	17	0.2
Hydro	0.3	17	0.1
Renewable	0.3 – 2.9	2	0.0
Total		100	5.0

Table 3.4: The external cost of electricity for the world generation mix, based on 63 studies[17]

From table 3.4, the average external cost for the world's generation mix can be estimated at 5 US Cents / kWh³. A saving of 200 TWh/year represents, in monetary equivalent, a reduction of 10 billion US\$ in environmental cost.

²IRR is defined as the discount factor at which present value of loss reduction over 25 years equals the investment premium in high efficiency transformers.

³There is a very wide range in estimates for external costs reflecting, for example, political preferences, or the use of different technologies for power generation. For this reason, the use of external costs for energy policy making has been limited so far.

3.4 Non-technical losses

Distribution losses are calculated as the difference between electricity paid by clients and energy supplied by a medium voltage transformer to the distribution network. Losses can be technical, or non-technical. Non-technical losses can be:

- Electricity theft
- Invoicing errors
- Bankruptcies of clients
- Measurement errors

Electricity theft is a social problem, and hard to solve, since it addresses a large portion of the population in certain countries. It is not the subject of this paper, which addresses technological solutions to increase efficiency. But care should be taken in interpreting loss figures to distinguish between technical and non-technical losses.

Chapter 4

Business aspects

This section presents a number of case studies, real or hypothetical, on the financial impact of purchasing high efficiency transformers.

4.1 Impact of purchasing energy efficient transformers

4.1.1 Pay-back time on a single transformer

A first case is the isolated purchase of a single 400 kVA transformer¹. Three different calculations are made.

1. A stable business situation in which there is a steady demand from the consumers and none of the parameters are changing in time. This models the most common case. The electrical energy lost in the transformer can be quantified according to the purchase price of the electricity (0.045€/kWh). Figure 4.1 shows that the investment in a high-efficiency transformer is paid back after three years and from that moment on, energy savings start to make profit. Over a period of 10 years, the net cash gain to the investor would be almost 1 000 €.

¹The assumptions in the business case are documented in [19], available from <http://transformers.leonardo-energy.org>.

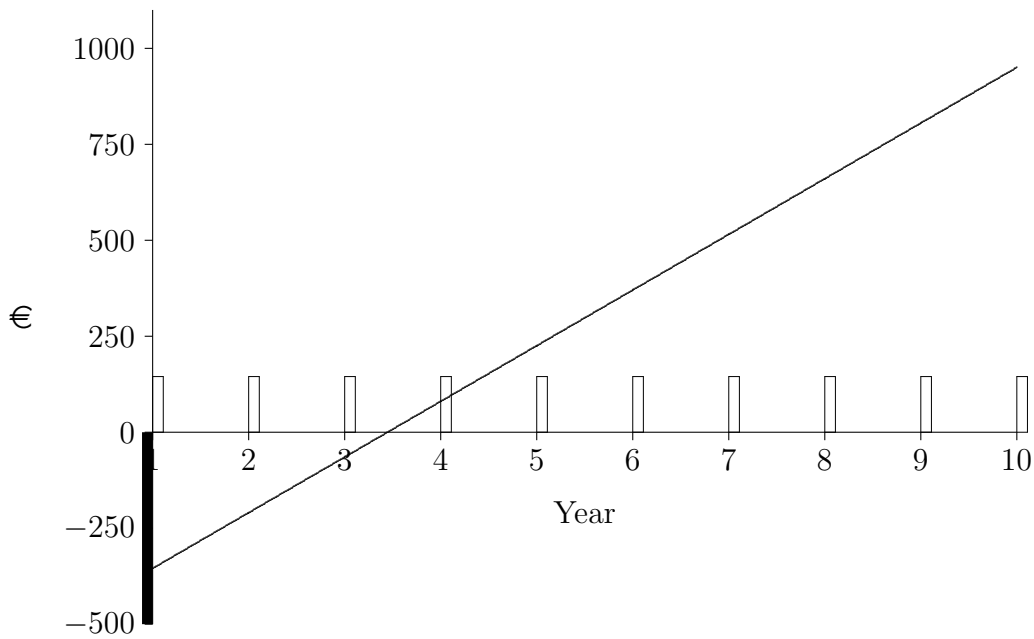


Figure 4.1: Calculated in the common case of a stable business situation, a high efficiency transformer makes profit three years after the investment

2. 'Restricted supply' would apply when the network is fully loaded, and supply is restricted. In such a case, every kWh lost in the transformer is a kWh that is not available for sale. It should thus be evaluated at retail price (0.15€/kWh). As a result, the investment in high-efficiency transformers is paid back already after one year (figure 4.2). The cash gain to the investor more than doubles to 2500 €.

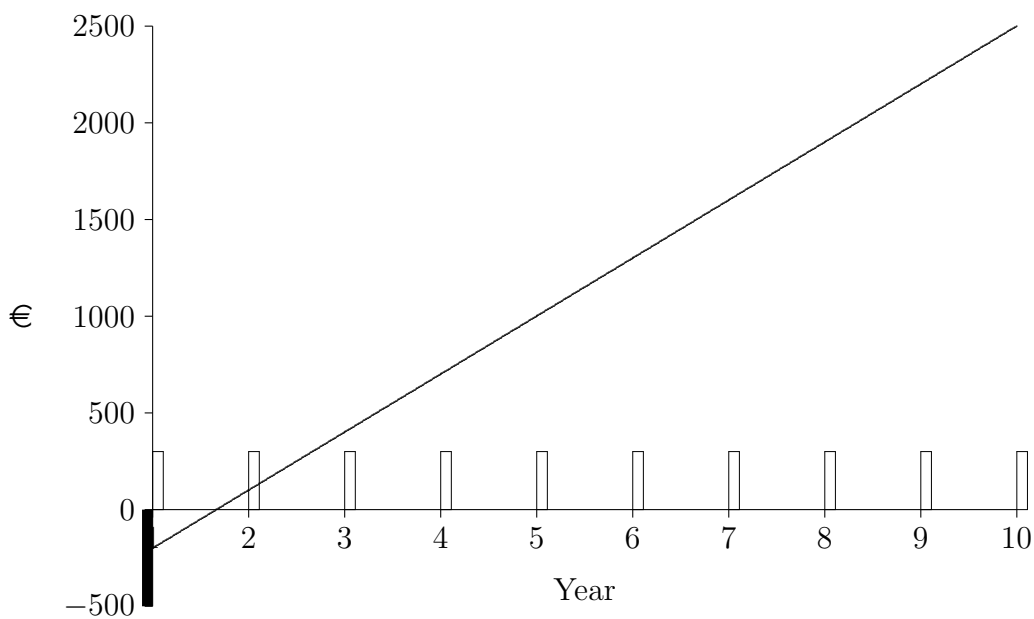


Figure 4.2: Calculated in the situation of a restricted supply, the pay-back period of a high-efficient transformer is only one year

3. Variable electricity purchasing prices. If a utility company is purchasing electrical energy on the free market, the impact of energy efficiency becomes much larger. Suppose the company has a day, night & peak contract. Since transformer losses are the highest at peak load (in absolute terms), the investment in efficiency becomes even more attractive. In such a case, as figure 4.3 shows, a high efficient transformer will pay itself back within the year of investment, and contribute over 10 years almost 10 000 € net cash to the investor².

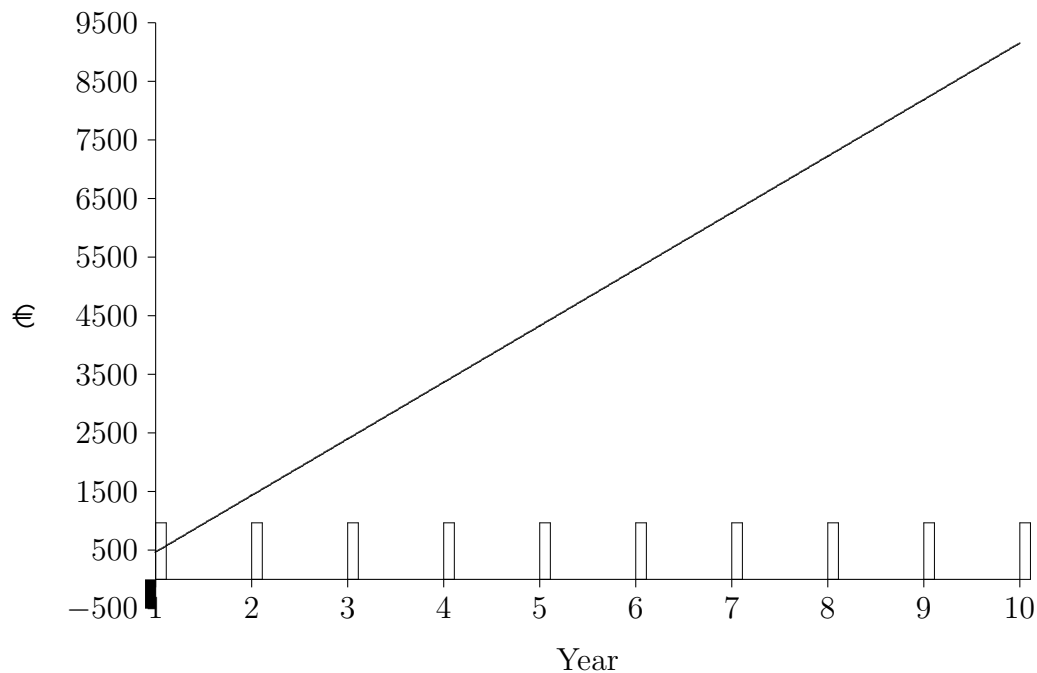


Figure 4.3: When electricity prices fluctuate according to the demand, the calculation of the pay-back period of a high efficiency transformer becomes very complex. In this case, the high efficiency transformer already makes a profit in the year it was installed

4.1.2 Business model for a transformer park

A second case broadens the study to a transformer park of 20 000 units, roughly the number of transformers of a municipal utility serving a city of 1 million inhabitants. The result shows that if the company starts to purchase energy-efficient transformers, it will need to invest the first two years, but from the third year, energy savings cover the additional capital required. Break-even is reached after 5 to 6 years (figure 4.4). Accumulated over a period of 10 years, the utility would gain 3 million € cash from adopting a purchase policy in high efficiency transformers.

²In practice, no real-time pricing presently occurs for network losses. Grid operators buy the losses in one overall contract, averaged over the year.

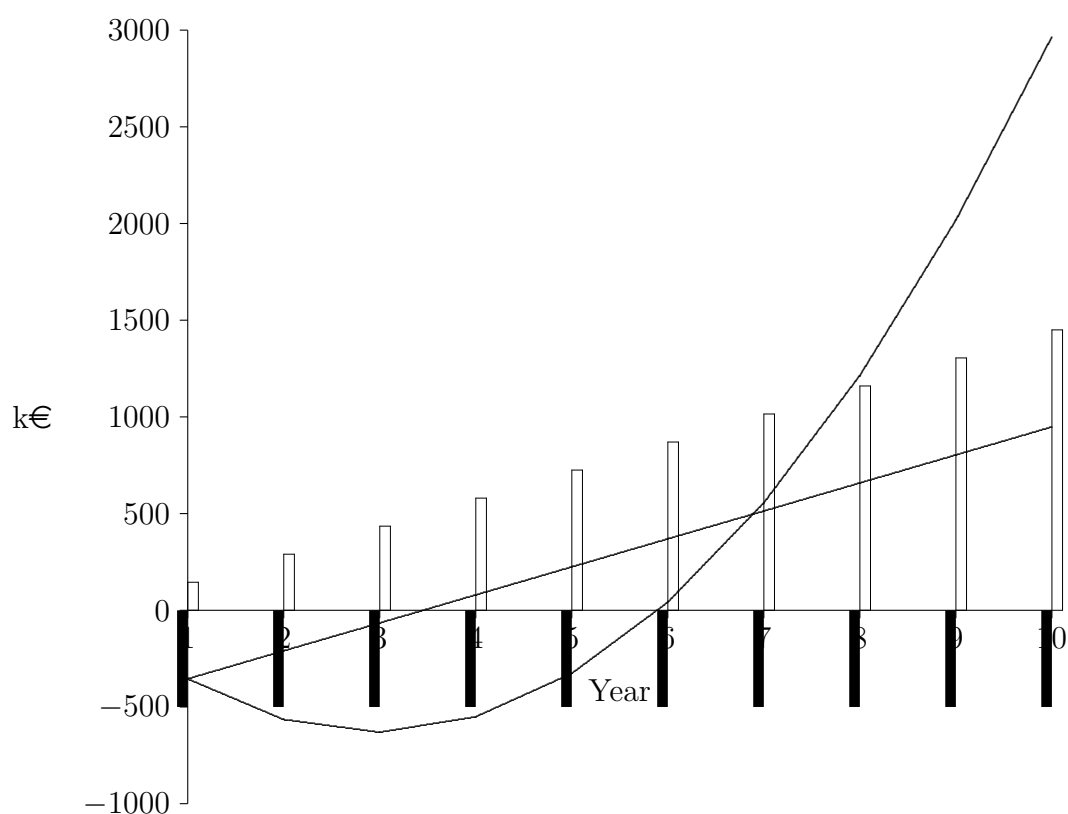


Figure 4.4: The decision to buy from now on only high efficiency transformers will already result in a favorable balance after three years (transformer park of 20.000 units).

4.2 Asset management

High efficiency transformers are usually only attractive as an alternative when a decision to invest has been made. Sometimes, it can be an option for replacing old transformers that still use high loss steels before end-of-life. The Lodz distribution company in Poland has investigated whether it could replace such transformers. The company serves 512 000 consumers by 3 189 distribution transformers. The study concluded that 862 transformers had very high losses. It would make sense to replace them by higher efficiency types before their end of life. Those transformers were all built before 1970 and had relatively high no-load losses.

Another interesting conclusion of this study is that the rise of the load during the life span of a transformer is an important factor, though seldom considered while making the purchasing decision. In a distribution network, the load of a transformer increases by an average 2% a year. This extra load leads to an increase in losses, which should be taken into account when calculating the pay-back ratio of an investment in high efficiency transformers.

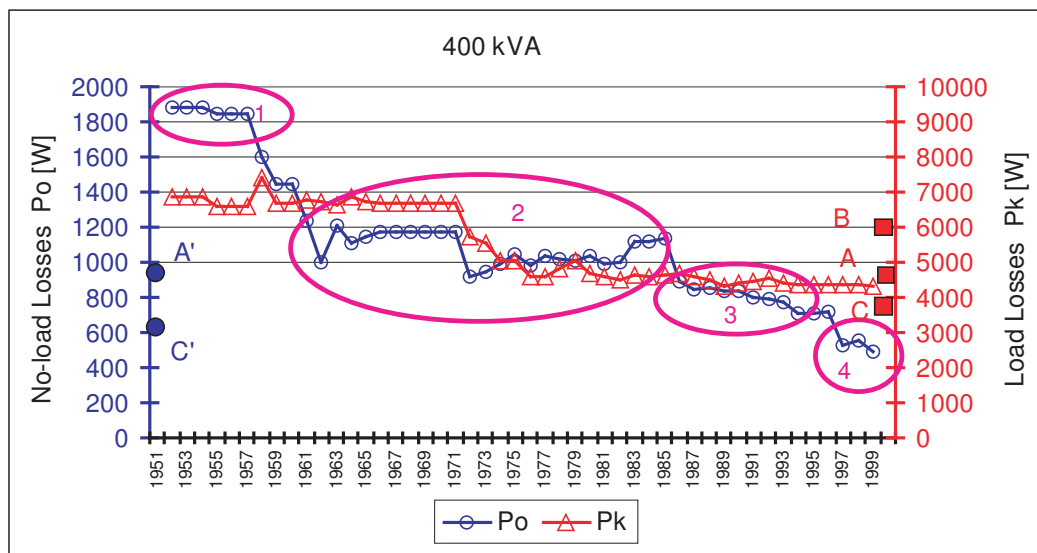


Figure 4.5: Case study – Lodz

Figure 4.5 shows transformers losses purchased by the Lodz utility from 1951 to 1999.

Area 1 – hot rolled electrical steel

Area 2 – cold rolled electrical steel, first, low grade steel

Area 3 – cold rolled electrical steel, higher grade steel and improved construction of cores

Area 4 – cold rolled electrical steel, laser grade steel and improved construction of cores

Lodz utility replaced all old transformers in Area 1 with cores made from hot rolled electrical steel and subsequently started gradual replacement of old transformers in Area 2.

4.3 Demand-side considerations

The electricity demand of users varies considerably with time. Distribution transformers serving residential customers may be only 15 – 20% loaded, with pronounced peak demands in morning and evening. Commercial customers use typically 30 – 50% of transformer capacity, but only during daytime. Industrial transformers are often even more heavily loaded, and during more hours of the day.

JEMA (Japan Electrical Manufacturers Association) made a study on the load ratio of the transformers by collecting the questionnaire from 290 users in Japan. The result is shown in the table below. The load ratio is much smaller than normally expected.

		Valid responses #	Daytime %	Nighttime %	Day Average %
Industry	Electric	55	49.8	35.8	43.4
	Food	33	47.4	32.2	40.5
	Metal	31	41.5	31.2	36.7
	Chemical	29	47.5	25.9	38.3
	Machinery	15	39.7	14.5	29.9
	Fabrication	14	56.4	57.7	57.1
	Pulp	5	34.8	35.4	35.1
	Transport	4	25.2	0	17.8
	Other	56	49.7	27.3	40.1
Services	Offices	15	25.0	5.7	18.1
	Stores	1	61.0	5	43.3
Public sector	Hospitals	7	30.1	9.1	22.2
	Libraries	6	22.8	5.3	16.6
	Rail roads	6	20.0	14.1	17.3
	Government	4	40.0	10.0	29.2
	Other	9	36.5	34.4	35.5

A first issue is *load versus no-load loss*. A 400 kVA CC' transformer, loaded at 20%, has 764W losses, i.e., 610W no-load, and 154W load loss³. Hence, almost 80% of loss is at no-load. This however does not mean that load loss is negligible. At peak load – e.g., 60% loading, the same transformers will have 1996W losses, i.e., still 610W no-load loss, 1386W load loss⁴. Hence, losses are the highest when they are the least affordable.

A pronounced peak in the load adds to losses, compared to a flat demand profile. Load losses increase with the square of the (instantaneous) load. Hence, average load need to be calculated as the root-mean-square of the instantaneous load. Experience with load profiles shows that load losses in a distribution transformer will be approximately 10% lower if the demand profile is flat rather than peaked [10].

³764 = 610 + 3850 * 0.2² – see table 2.2 and 2.3

⁴1996 = 610 + 3850 * 0.6²

Finally, (3.1) does not take into account *annual load growth*, which can have a dramatic impact on lifetime load losses. A growth of 2%/year in the load over 30 years will have an impact of 35% on the loss-factor. If the growth were 5%/year, typical in some developing countries, this will have 121% impact. Load growth needs to be taken into account, not only because of its impact on lifetime losses, but also because it may cause early transformer failure.

Chapter 5

Policy

5.1 Liberalisation

The costs and profits of network companies in a liberalized electricity market are in most countries limited by regulation or regulated tariffs. This may inhibit investments in energy efficiency measures, for instance high efficiency transformers. The risk is that companies are more focussed on short term cost savings and fail to invest in systems that would save more in the long run.

If the correct regulatory framework is developed, investments in improving the efficiency of a network can also be stimulated under market regulation. The following is a short description of the 4 main barriers and possible remedies.

1. Most models of regulation rely on a partial redistribution of savings to consumers. This discourages companies from making investments for efficiency improvements, since cost reduction from the investment are shared with the consumers.
 - Allow some carryover of measurable efficiency gains, so that investing in energy efficiency becomes more attractive for the network companies.
2. Capital-intensive investments are very sensitive to future changes, e.g. in the regulatory regime. This discourages investments in efficiency improvements.
 - Give special incentives to promote capital-intensive energy efficiency measures. Create a stable, long term system of regulation.
3. The regulatory framework tends to concentrate on cost savings in the short term. These do not encourage companies to take the life cycle costs of equipment into account.
 - Give incentives to network operators to take into account the life cycle cost of equipment.
4. Energy losses are calculated without consideration of external costs.

- Take the true cost of network losses into account.

5.2 Labelling

Labeling is an effective way of bringing transparency to the market. A clear definition of efficiency, a transparent measurement procedure and a labeling system should be the start of every mandatory or voluntary program to increase transformer efficiency.

5.3 Minimum efficiency performance standards

Mandatory Minimum Efficiency Performance Standards (MEPS) have the advantage that they achieve immediate effect. From the moment of adopting such standards, the efficiency of the average unit sold increases. Their success has been proven already in a few countries, with China as the most striking example.

However, minimum standards will in most cases be set as a compromise between the requirements of all parties involved. As a consequence, standards are normally not set high enough to achieve the full economic and environmental benefits.

Another disadvantage of minimum efficiency standards, established in a consultative structure, is that reviewing the standard is difficult. Carrying out a new consultation process is time-consuming. Because of that, minimum efficiency standards are rarely adjusted to the economics of the market or to a new technology developments.

5.4 Voluntary schemes

Voluntary schemes do not have the disadvantages of a mandatory minimum standard. The targets can often be set at a more ambitious level and reviewing them is less difficult and less time consuming. Consequently, it is a much more flexible system.

The main difficulty to overcome in voluntary programs is reaching a reasonable degree of participation often taking a few years.

The goal of a voluntary program should be to make the incentives and the image so important that it becomes difficult for companies to ignore. High image value, a meaningful brand presence, and a strong policy context for instance make the Japanese 'Toprunner' program a good example of an effective scheme.

Chapter 6

Ongoing initiatives

6.1 Australia and New Zealand

The Australian program for energy efficiency in distribution transformers, executed by the National Appliance and Equipment Energy Efficiency Committee (NAEEEC), works on two levels.

First, there is the Minimum Energy Performance Standard (MEPS), a regulation that bans transformers which do not meet minimum efficiency levels. The standards are defined for oil-filled distribution transformers between 10 and 2 500 kVA and for dry-type distribution transformers between 15 and 2 500 kVA, both at 50% load. The MEPS are mandated by legislation, effective 1 October 2004. Under the stimulus of the National Greenhouse Strategy and thanks to the strong will of the parties involved, the creation of the MEPS passed smoothly. The field study to define the scope was started in 2000, with the minimum standards written in 2002.

The second track, currently under development, is the creation of further energy efficiency performance standards resulting in a scheme for voluntary 'high efficiency' labeling.

New Zealand follows the Australian regulation for distribution transformers.

6.2 China

In 1999, China has created mandatory minimum efficiency standards for transformers. The S9 standard, approved by the State Bureau of Quality and Technology Supervision, is defined for distribution and power transformers. It stipulates maximum load and no-load losses for oil immersed types ranging from 30 to 31 500 kVA and for dry types in the range from 30 to 10 000 kVA. This regulation has quickly changed the market to high efficiency units.

6.3 Europe

CENELEC has defined efficiency standards for distribution transformers in the range from 50 to 2500 kVA. HD428 stipulates A, B and C categories for load and no-load losses. HD538 advises a maximum for the load and no-load losses of dry type transformers. The efficiency ranges defined by these standards are relatively wide. The minimum efficiency in the highest category (CC') is still far below the efficiency of the best in class and far below the '5-star' transformer defined by the Indian Bureau of Energy Efficiency. CENELEC is currently defining new efficiency categories with lower losses.

In 1999, a Thermie project of the European Union assessed the total energy losses in distribution transformers. The savings potential in the 15 countries of the EU was estimated to be 22 TWh.

A mandatory minimum efficiency standard for distribution transformers is not expected to be introduced in the near future. This is disappointing, given the availability of world-class transformer technology in Europe.

6.4 India

In India, the Bureau of Energy Efficiency (BEE) has developed a 5-star classification scheme for distribution transformers in the range from 25 to 200 kVA. The scheme is a co-operative venture between public and private organizations that issues rules and recommendations under the statutory powers vested with it. The 5-star program stipulates a lower and a higher limit for the total losses in transformers, at 50% load. The scheme recommends replacing transformers with higher star rated units. The 5-star unit represents world class technology, while 3-stars is recommended as a minimum, and already followed by many utilities. India historically has a rather poor performance in transformer energy efficiency, but this 5-star program could become an important driver for change.

6.5 Japan

In Japan, transformers are a part of the 'Toprunner Program' which either defines the efficiency for various categories of a product type, or uses a formula to calculate minimum efficiency. This program, which covers 18 different categories of appliances, has some major differences compared to other minimum efficiency performance programs. The minimum standard is not based on the average efficiency level of products currently available, but on the highest efficiency level achievable. However, the program does not impose this level immediately, but sets a target date by which this efficiency level must be reached. A manufacturer's product range must, on average, meet the requirement. It is not applied to individual products.

Labeling of the products is mandatory. A green label signifies a product that meets the minimum standard, while other products receive an orange label.

6.6 Mexico

As in Australia, the Mexican standard includes voluntary and mandatory elements. The Normas Oficiales Mexicanas (NOM) define minimum efficiency performance standards for transformers in the range from 5 to 500 kVA, and a compulsory test procedure for determining this performance. For each power category, maximum load and no-load losses are imposed.

6.7 USA

The energy savings potential in the USA from switching to high efficient transformers is high. In 1997, the National Laboratory of Oak Ridge estimated it to be 141 TWh. One of the reasons for this high figure is the high number of distribution transformers on the utility networks in the US.

To reduce these losses, the National Electrical Manufacturers Association (NEMA) created the TP1 standard. TP1 defines a minimum efficiency for dry and oil-filled type transformers in the range from 10 to 2500 kVA. The TP1 standard is likely to become the mandatory minimum efficiency level in the near future¹.

Next to this standard, transformers also are part of the broader EnergyStar labelling program. EnergyStar is a voluntary program that encourages the participating utilities to calculate the total cost of ownership of their transformers and to buy the type if it is cost-effective to do. EnergyStar is based on TP1 because EPA² was looking to set an easy standard that did not cause protracted arguments, so it may be tightened in the future.

The third program in the US, set up by the Consortium for Energy Efficiency (CEE), aims to increase the awareness of the potential of efficient transformers in industry. It consists of a campaign to measure the efficiency of industrial transformers and to stimulate companies to upgrade their transformer park to the best available in the market.

6.8 Canada

In Canada the Office of Energy Efficiency (OEE) of Natural Resources Canada (NR-Can) has amended Canada's Energy Efficiency Regulations (the Regulations) to require

¹The following states have, or will soon have NEMA TP-1 requirements: Massachusetts, Minnesota, Wisconsin, New York, Vermont, California and Oregon.

²U.S. Environmental Protection Agency

Canadian dealers to comply with minimum energy performance standards for dry-type transformers imported or shipped across state borders for sale or lease in Canada. The standards are harmonized with NEMA TP-1 and TP-2 standards.

Amendment 6 to Canada's Energy Efficiency Regulations was published on April 23, 2003. The regulation of dry-type transformers is included in this amendment with a completion date of January 1, 2005. This requires all dry-type transformers, as defined in this document, manufactured after this date to meet the minimum efficiency performance standards.

As far as oil transformers are concerned Canada has conducted analysis of MEPS implementation potential and found that the great majority of Canadian oil distribution transformers already comply with NEMA TP-1 so the standard would almost have no influence on the market. The yearly MEPS standard impact would only be 0.98 GWh for liquid filled transformers compared to saving potential at 132 GWh expected for dry-type transformers.

Also Energy Star products are very actively promoted in Canada.

6.9 Overview

Table 6.1 provides an overview of transformer programs around the world.

Country	Labeling	BAT	Efficiency standard		Test standard
			Mandatory	Voluntary	
Australia			x		
Canada	x			x	
China			x		
EU				x	
India				x	x
Japan	x	x		x	
Mexico			x		x
Taiwan	x	x			
USA	x	x	x		x

Table 6.1: Overview of transformer programs in the world (BAT = Best Available Technology)

Chapter 7

Conclusions and Recommendations

7.1 Conclusions

Replacing all distribution transformers by energy efficient types could save 200 TWh a year, equivalent to 130 million tonnes of CO_2 emissions (table 1.4). An advantage large enough to justify the effort.

High-efficiency transformers are a mature technology with their economic and environmental benefits clearly demonstrated. While their higher initial cost can be more than recovered by reduced running costs, many distribution transformers are still chosen on the basis of the purchasing price. The report suggests that a new regulatory framework is required to stimulate change to allow the capture of the available benefits.

While utilities, in general, address energy efficiency in their purchasing decisions, they lack sufficient incentives to make sound long term decisions. Energy efficiency levels are low since the cost of energy losses is passed on to their customers, while price cap regulations make it difficult for utilities to benefit from investment in high efficiency transformers. In such a system, investments in energy efficiency are not appropriately rewarded.

In the industrial transformer market, high efficiency transformers seem to be more attractive, since the transformer purchasers have to pay for the energy losses themselves. However, transformers in industry are usually purchased by contractors or third parties, who in most cases evaluate the equipment on the basis of immediate cost, and who are seldom asked to focus on energy efficiency by their industrial clients.

Examples of both mandatory and voluntary initiatives prove that the above barriers can be overcome. In particular the programs in Australia and Japan, which are strongly linked to achieving the goals of the Kyoto protocol, deserve attention.

7.2 Recommendations

The principle of Total Cost of Ownership will, in most cases, lead to the purchase of high efficiency transformers. The steps to promote this principle depend largely on existing local practices and policies. While there are some successful cases of voluntary programs promoting transformer efficiency, regulation is required to realise the economic and environmental benefits available.

The following recommendations for policy makers can be made:

- Set minimum efficiency performance standards to remove the worst products from the market. International benchmarking can help to define adequate performance levels. Build a periodic review process into the regulation.
- Set up a voluntary scheme to define premium levels of efficiency, preferably in the context of a broader programme for energy conservation. If such a programme already exists, include distribution transformers in it.
- Whatever program is chosen, ensure it contains a clear product labeling requirement.
- Design regulatory schemes to ensure that investment can be made at minimum life-cycle cost.

Appendix A

Other technical issues

A.1 Size & Weight

An increase in transformer efficiency goes hand in hand with an increase in weight and volume, due to an increase in the cross-section and number of windings for reducing load loss. So when switching from a standard to a high efficiency transformer, one should investigate if there is enough space and whether the foundation can support the additional weight.

Reducing the no-load loss is mainly done by enlarging the core and by changing the steel type of the core, and has another impact on the weight and size of the transformer. Amorphous transformers have about 50% bigger cores.

The following examples illustrate these changes (table A.1). It is the increase in length and height that increases the total volume of the highly efficient transformer, even though its depth is in general slightly lower.

100 kVA	No-load loss [W]	Load loss [W]	Weight [kg]	Width [mm]	Depth [mm]	Height [mm]
Standard	240	1680	585	870	670	1200
Low no-load loss	180	1720	585	870	670	1200
Low losses	200	1200	800	1000	650	1400
400 kVA	No-load loss [W]	Load loss [W]	Weight [kg]	Width [mm]	Depth [mm]	Height [mm]
Standard	720	4100	1355	1085	900	1445
Low no-load loss	530	4100	1520	1210	850	1480
Low losses	460	3200	2000	1200	750	1780

Table A.1: Selected parameters for standard and efficient transformer designs (source: ABB Global Website)

A.2 Reliability & Harmonics

The reliability and lifetime of a transformer is affected by the operating temperature. Above a particular design value, any increase in temperature can seriously shorten the service life. Designers need to take care to avoid the occurrence of hot-spots within the operating transformer. Particular care has to be taken when transformers supply non-linear loads.

Loads such as variable speed motor drives, computers and uninterruptable power supplies draw non-linear currents from the supply, resulting in substantial currents at harmonic frequencies. Harmonic currents have a significant effect on transformer load losses. About 5% of load loss is due to eddy currents in the windings and these losses are proportional to the square of the frequency. As a result, the losses arising from a current at the third harmonic is nine times that due to a fundamental of the same magnitude. Consequently, the load losses in a transformer supplying non-linear loads can easily be twice the rated (fundamental frequency) losses.

Distribution transformers, operating close to the load are most affected by harmonics. Some of the harmonics are cancelled as the effects of thousands of independent loads aggregate, mitigating the effects of harmonics upstream in the system.

In reality, there are two strategies for dealing with this: either use a larger transformer than necessary to allow for the extra losses, or use a transformer especially designed to minimise losses with non-linear loads. Obviously, from the energy-efficiency point of view, the latter approach is preferable.

With non-linear loads, the potential energy savings from high efficiency transformers can be up to 80% higher than under linear load conditions.

A.3 Testing

While suppliers have standard procedures for transformer quality testing, sometimes customers have special requirements regarding testing, if transformers are to be installed at high altitude, in a high ambient temperature, in dusty or high humidity environments or where there is an increased fire hazard. Acoustic noise levels may be of concern in some installations. For the measurement of losses and efficiency the most commonly used procedures are those derived from either IEC60076 or TP-2. Both standards are almost equivalent – they require testing at ambient temperature (usually 20°C) and temperature correction to operating conditions.

There are however some differences between these standards:

- Copper temperature correction factor in TP-2 is slightly lower than in IEC60076 (234,5 compared to 235)

- The acceptable tolerances for losses according to IEC60076 are much higher compared to TP-2. IEC defines +10% total loss tolerance, or 15% of each loss component, provided the total losses with tolerance are not exceeded while TP-2 tolerances are $\pm 3\%$.

The temperature correction factor difference is insignificant, but the higher tolerances in IEC give the impression that losses are considered a secondary issue.

When establishing a minimum efficiency regulation it will be necessary to establish unit as well as type test procedures to eliminate higher loss units resulting from manufacturing variations.

A.4 50 versus 60 Hz

Whether transformers are operated at the European 50 Hz or at the North American 60 Hz frequency, is not really a relevant issue for energy efficiency. Transformers for 60 Hz tend to have higher no-load and lower load losses, if all the other parameters are kept the same. However the resulting differences are very small (0.1 – 0.2%) compared to the range in which iron and copper losses can be varied by changing main design parameters.

A.5 Amorphous core transformers

An amorphous transformer uses amorphous metal alloy strip for its magnetic circuit. This alloy allows to build transformers with very low no-load loss. Currently the rating is limited to 10 MVA, because of the flexible structure of the core.

A.5.1 AM-Ribbon

AM-Ribbon or amorphous ribbon is made from a ferric metal alloy. It is produced by a rapid quench system with quenching speed of minus one million degree per minute ($-10^6 \text{ degree/minute}$). This speed of quenching is fast enough to avoid crystallisation of this ferric alloy with a specific chemical composition.

Its thickness is about 25 micron and the normal width, which is commercially available, is up to 210 mm.

A.5.2 AMT-core

AMT-core for a transformer uses AM-Ribbon as magnetic material. The AMT-core is a wound core, which reduces iron loss compared to a stacked core. Its best characteristic is a low iron loss, exploiting the low hysteresis loss and the low eddy current loss of the

AM-Ribbon. Its disadvantages are its larger size because of the low saturated magnetic density and the low lamination factor of the material, its flexibility because of the thin ribbon used, and its higher sensitivity to stress.

A.5.3 AMT

AMT is a transformer using AMT-core. It is also called AMDT when it is used in a distribution grid and AMIT when it is used in industry, i.e. in factories and buildings. The best feature of the AMT is its low no-load loss, because of the low iron loss of the AMT-core. One of the disadvantages is the larger mass of the transformer.

The foot print area of the AMT will be the same as for a silicon steel transformers in most cases. The biggest disadvantage might be the price difference, although the TOC (total owning cost) will be smaller because of high efficiency.

The actual load ratio of the industrial transformers is typically 15-35% in developed countries except for industries operating 24-hours. AMIT fits well to these low load conditions, because of its low no-load loss.

A.5.4 Comparison of efficiency

A comparison of distribution transformers is made in the figure below. The horizontal axis is the amount of electricity in kW. The vertical axis is efficiency (= electricity demand/electricity supplied to the transformer) described in %.

The figure shows that large differences between transformer efficiencies exist, and confirm the improvement potential.

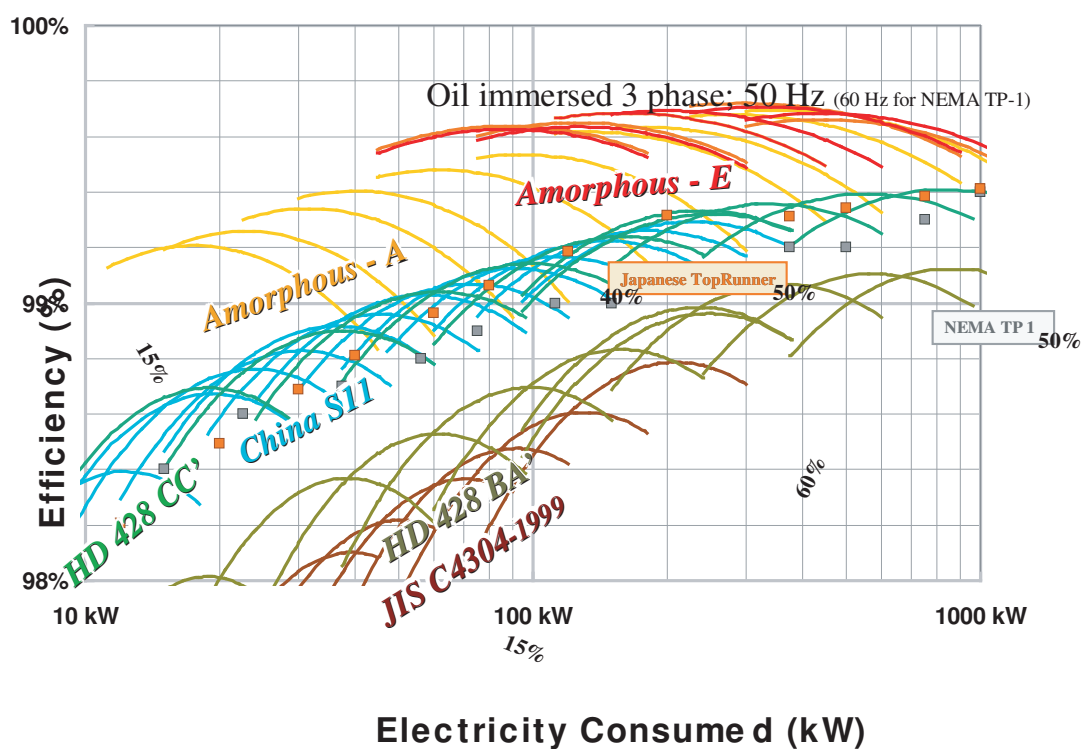


Figure A.1: Efficiency comparison for various load conditions

Appendix B

Promotion Partnership for High Efficiency Transformers

On September 17, 2002, 50 participants from 20 countries met in Treviso, Italy for the 3rd International Workshop on Distribution Transformer Efficiency . A large global electricity savings potential was identified through the adoption of higher efficiency standards for transformers, equivalent to the annual electricity use of 30 million families.

Therefore, the workshop participants agreed that further action is needed to improve transformer efficiency and decided to establish a global forum to work on this issue. The forum, called 'Promotion Partnership for High Efficiency Transformers' received a mandate from the participants to work out this position paper on transformer efficiency. Following individuals and organisations have contributed to the process:

Name	Country	Email
Dennis Allan, Merlin Design	UK	dennis@merlindesign.freemove.co.uk
Angelo Bagгинi, ECD	Italy	angelo.baggini@ecd.it
Andrzej Baginski, LZE	Poland	andrzej.baginski@lze.lodz.pl
Ronnie Belmans, KULeuven	Belgium	ronnie.belmans@esat.kuleuven.ac.be
Paolo Bertoldi, JRC	Italy	Paolo.Bertoldi@cec.eu.int
Sergio Bittencourt, ICA	India	sbittencourt@copper.org
Antonio Bossi	Italy	antboss@tin.it
Pablo Botteselle, ICA	Chile	pbotteselle@copper.org
David Brender, CDA Inc	USA	dbrender@cda.copper.org
David Chapman, CDA UK	UK	david.chapman@copperdev.co.uk
Jan Declercq, Pauwels	Belgium	J.Declercq@pauwels.com
Hans De Keulenaer, ECI	Belgium	hdk@eurocopper.org
Jan Desmet, Lemcko	Belgium	jan.desmet@howest.be
Mark Ellis	Australia	ellism@ozemail.com.au
Andre Even, LABORELEC	Belgium	andre.even@laborelec.be
Derek Foster, Olsun	USA	dfoster@olsun.com
Katsuaki Furuya, Hitachi	Japan	furuya-katsuaki@hitachi-ies.co.jp
Ryusuke Hasegawa, Metglas	USA	ryusuke.hasegawa@metglas.com
Shane Holt, AGO	Australia	shane.holt@greenhouse.gov.au
Li Jun Yi	China	lijunyi@atmcn.com
Seydina Kane	Senegal	skane@senelec.sn
Mayur Karmarkar, ICPCI	India	mayur_karmarkar@icpci.org
Tony Marker, AGO	Australia	Tony.Marker@ea.gov.au
Manuel Martinez, University Itajubá	Brazil	martinez@iee.efei.br
Mike McDermott	UK	MJMcDermott@dial.pipex.com
Alan Meier, IEA	France	alan.meier@iea.org
John Mollet, ICA	USA	jmollet@copper.org
Pietro Parodi, Europacable - EWWG	Italy	antonio.martinengo@pirelli.com
Ivo Pinkiewicz, IENOT	Poland	ienot@rubikon.net.pl
Eiken Shibata, Metglas	Japan	shibata@metglas.jp
Jerzy Szkutnik, TU Czestochowa	Poland	szkutnik@el.pcz.czest.pl
Yvan Tits, Electrabel	Belgium	Yvan.Tits@electrabel.be
Roman Targosz, ECI	Poland	cem@miedz.com.pl
Hiroyuki Uchida, Mizuho	Japan	hiroyuki.uchida@gene.mizuho-ir.co.jp
Salam Zagha, Nablus	Palestine	sszagha@nablus.org
Yuejin Zhao, CNIS	China	zhaoyj@cnis.gov.cn
Victor Zhou, ICA	China	vzhou@public.bta.net.cn

Bibliography

- [1] Electricity distribution losses - a consultation document. Technical report, Office of Gas and Electricity Markets, 2003.
- [2] *International Energy Outlook*. Energy Information Administration, 2003.
- [3] *World Energy Investment Outlook*. International Energy Agency, 2003.
- [4] E Shibata. Amorphous transformers in japan. *Production and Electricity*, September 2003.
- [5] B Kennedy. *Energy efficient transformers*. Mc Graw - Hill, 1998.
- [6] G Wilkenfield. Regulatory impact statement - meps and alternative strategies for electricity distribution transformers. Technical report, Prepared for the Australian Greenhouse Office, 2002.
- [7] M McDermott. Energy efficient distribution transformers – utility initiatives. Technical report, European Copper Institute, 2000. Available from <http://transformers.copperwire.org>.
- [8] P J A Ling. Overcoming transformer losses. *Electrical Construction and Maintenance*, August 2003.
- [9] M McDermott. The scope for energy saving in the eu through the use of energy-efficient electricity distribution transformers. Technical report, European Commission - THERMIE Programme, 1999.
- [10] P Barnes et al. Determination analysis of energy conservation standards for distribution transformers. Technical Report ORNL/6847, Oak Ridge National Laboratory, 1996.
- [11] Determination analysis of standards & labeling program for distribution transformers. Technical report, Bureau of Energy Efficiency (India), 2003.
- [12] Guide for determining energy efficiency for distribution transformers. NEMA Standards Publication TP 1-2002, 2002.
- [13] Minimum energy performance standards – distribution transformers. National Appliance and Equipment Energy Efficiency Program - Australia, March 2001.

- [14] M Ellis. Analysis of potential for minimum energy performance standards for distribution transformers. Technical report, Prepared for the Australian Greenhouse Office, 2000.
- [15] Y Zhao. The current situation of distribution transformers in china. Report prepared for the Promotion Partnership for High Efficiency Transformers, 2003.
- [16] P Barnes et al. Supplement to the determination analysis and analysis of the nema efficiency standard for distribution transformers. Technical report, Oak Ridge National Laboratory.
- [17] T Sundqvist. What causes the disparity of electricity externality estimates? *Energy Policy*, 32:1753 – 1766, 2004.
- [18] *World Energy Outlook*. International Energy Agency, 2002.
- [19] M McDermott. Impact of purchasing energy efficient transformers. Technical report, European Copper Institute, 2001. website: <http://transformers.copperwire.org>.

ANEXO II

*Determinação das Perdas Técnicas dos Transformadores de Distribuição, com Dielétrico Líquido,
Instalados nas Empresas Concessionárias de Energia no Brasil – CEPEL*

Determinação das perdas técnicas dos transformadores de distribuição, com dielétrico líquido, instalados nas empresas concessionárias de energia no Brasil

RELATÓRIO TÉCNICO DIE - 6454/08

Autores:

Carlos Azevedo Sanguedo - CEPEL

Ana Angélica da Silva Oliveira - CEPEL

Carmem Polycarpo Medeiros - CEPEL

ÍNDICE

1.	HISTÓRICO _____	1
2.	OBJETIVO _____	1
3.	METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DAS PERDAS _____	1
4.	TRANSFORMADORES INSTALADOS ATÉ 2006 POR REGIÃO _____	2
5.	CONSUMIDORES DE ENERGIA ATÉ 2006 POR TIPO DE CONSUMIDOR ____	3
6.	ENERGIA CONSUMIDA POR TIPO DE CONSUMIDOR NO ANO DE 2006 ____	3
7.	CONSUMIDORES DE ENERGIA POR REGIÃO ATÉ 2006 _____	4
8.	ENERGIA CONSUMIDA EM 2006 POR REGIÃO _____	5
9.	DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA POR REGIÃO _____	6
10.	DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA POR REGIÃO _____	6
11.	CARGA TÍPICA POR PERFIL DE CONSUMO E PERDA POR DIA ASSOCIADA	7
12.	PERDAS TÉCNICAS _____	10
13.	IMPACTO FINANCEIRO COM AUMENTO DA EFICIÊNCIA DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO _____	12
14.	BIBLIOGRAFIA _____	13

1. HISTÓRICO

Em dezembro de 2005 foi assinado um convênio para a Promoção da Qualidade e Eficiência Energética de Transformadores de Distribuição, que entre si celebraram, de um lado, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, como interveniente, e de outro, a Confederação Nacional da Indústria – CNI e o Instituto Euvaldo Lodi – IEL, com o objetivo principal, dentre outros, levantar o estado da arte dos Transformadores de Distribuição de produção nacional, com o propósito de averiguar e melhorar seu desempenho.

Em abril de 2006 foi realizada uma pesquisa com as Concessionárias de Distribuição no Brasil, com o objetivo de levantar as informações sobre estes equipamentos no ano de 2005.

Durante as reuniões do grupo de trabalho formado por representantes dos agentes potencialmente envolvidos no programa, a empresa *International Copper Association Ltd.*, demonstrou interesse para que o CEPEL, baseado neste levantamento, elaborasse um estudo visando a determinação das perdas técnicas de transformadores, instalados nas redes aéreas de distribuição das empresas concessionárias no Brasil.

2. OBJETIVO

O objetivo deste relatório técnico é determinar a perda técnica de energia nos transformadores instalados nas redes de distribuição das empresas concessionárias no Brasil no ano de 2007, por tipo de aplicação e o impacto financeiro que irá representar uma redução percentual das perdas técnicas destes transformadores.

3. METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DAS PERDAS

A metodologia adotada para a determinação dessa perda de energia, que nada mais é do que a potência ativa dissipada no tempo pelos circuitos elétricos e magnéticos das unidades de transformação sob carga no sistema de distribuição brasileiro foi a seguinte:

a) determinar inicialmente o quantitativo de transformadores de distribuição, monofásico e trifásico, por região para o ano de 2006 e de 2007, baseado na pesquisa realizada pelo CEPEL, relativa aos transformadores de distribuição instalados nos sistemas de distribuição nacionais no ano de 2005, descrita no trabalho técnico intitulado “Qualidade e Eficiência Energética de Transformadores de Distribuição”. Este trabalho foi divulgado no XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica de 21 a 25 de agosto de 2006, em Belo Horizonte, que reuniu empresas de distribuição de todo país. Foi aplicada uma atualização do quantitativo obtido em 2005 para 2006 e 2007, adotando o crescimento anual distribuído por região;

b) efetuar a classificação dos transformadores por: tipo de transformador (1Φ ou 3Φ), potência do transformador (kVA), por região e perfil de consumo do usuário (curva de carga) que utiliza transformadores de distribuição. Foram considerados como perfis de consumo significativos os seguintes tipos de usuários*; comercial, residencial, rural e público**;

c) calcular a potência trifásica e a monofásica total instalada por região;

* O consumo industrial não foi considerado como consumidor representativo do sistema de redes aéreas de distribuição em função de estar normalmente ligado à distribuição com transformador de força.

** O consumo público considerado engloba iluminação pública, serviços públicos e poder público.

d) determinar o número e o perfil dos consumidores de energia até dez de 2007 através dos valores obtidos também no sítio da ABRADDE em - Dados de Mercado das Empresas Distribuidoras Associadas;

e) determinar o consumo de energia em GWh no ano de 2006, a ser utilizado no cálculo das perdas anuais, através do sítio da ABRADDE em - Dados de Mercado das Empresas Distribuidoras Associadas;

f) estabelecer as curvas de carga típicas para as aplicações residenciais, comerciais, rurais e públicas para determinar o carregamento dos transformadores e conseqüente perda diária como função de sua aplicação;

g) totalizar a perda de energia no sistema em kWh/dia e MWh/ano, e seus respectivos valores em reais, a partir do carregamento dos transformadores, em função da sua aplicação e depois de conhecida a perda por potência e tipo de transformador com base na NBR 5440:1990, utilizando os dados dos itens b), c) e d);

h) simular o caso de melhoria do rendimento dos transformadores em 1%, estabelecer a equivalente redução percentual de perdas e conseqüente redução da perda anual do sistema em MWh.

4. TRANSFORMADORES INSTALADOS ATÉ 2006 POR REGIÃO

A quantidade dos transformadores de distribuição instalada nos sistemas brasileiros até o ano de 2007, foi obtida aplicando um multiplicador aos dados levantados em 2005, baseado na evolução anual das unidades pesquisadas por região, tanto para unidades monofásicas quanto para as unidades trifásicas.

A Tabela 1 apresenta o resultado final desta evolução para os transformadores monofásicos instalados no sistema de distribuição e a Tabela 2 para os transformadores trifásicos.

Tabela 1: Transformadores de distribuição 1 ϕ instalados no ano de 2006 e de 2007

Transformadores de distribuição 1 ϕ instalados no ano de 2006 e 2007		
Região	Quantidade no ano 2006	Quantidade no ano de 2007
Nordeste	190.228	216.617
Norte	67.263	105.173
Sul	364.000	389.782
Sudeste	759.325	774.259
Centro Oeste	53.678	66.277
Total	1.434.494	1.552.107

Tabela 2: Transformadores de distribuição 3 ϕ instalados até o ano de 2006 e de 2007

Transformadores de distribuição 3 ϕ instalados no ano de 2006		
Região	Quantidade no ano de 2006	Quantidade no ano de 2007
Nordeste	170.951	180.598
Norte	52.197	65.746
Sul	252.511	264.613
Sudeste	539.971	542.301
Centro Oeste	48.916	50.937
Total	1.063.546	1.104.195

5. CONSUMIDORES DE ENERGIA ATÉ 2006 POR TIPO DE CONSUMIDOR

A determinação da quantidade de consumidores de energia no Brasil foi obtida manipulando os dados da tabela da ABRADDEE - Dados de Mercado das Empresas Distribuidoras Associadas disponibilizada no sítio da ABRADDEE para o ano de 2006.

A Tabela 3 apresenta o número de consumidores no Brasil, até o ano de 2006 e o respectivo percentual por tipo de consumidor, se residencial, comercial, rural e público.

Tabela 3: Quantidade de consumidores por tipo de consumidor no ano de 2006

Número de consumidores		
Tipo de usuário	Nº de Consumidores	% Consumidor
Residencial	49.188.466	86,08
Comercial	4.315.311	7,55
Rural	3.115.496	5,45
Público	529.382	0,92
Total	57.148.65	100,00

O Gráfico 1 apresenta o percentual de consumidor brasileiro por tipo de usuário de energia referente ao ano de 2006.

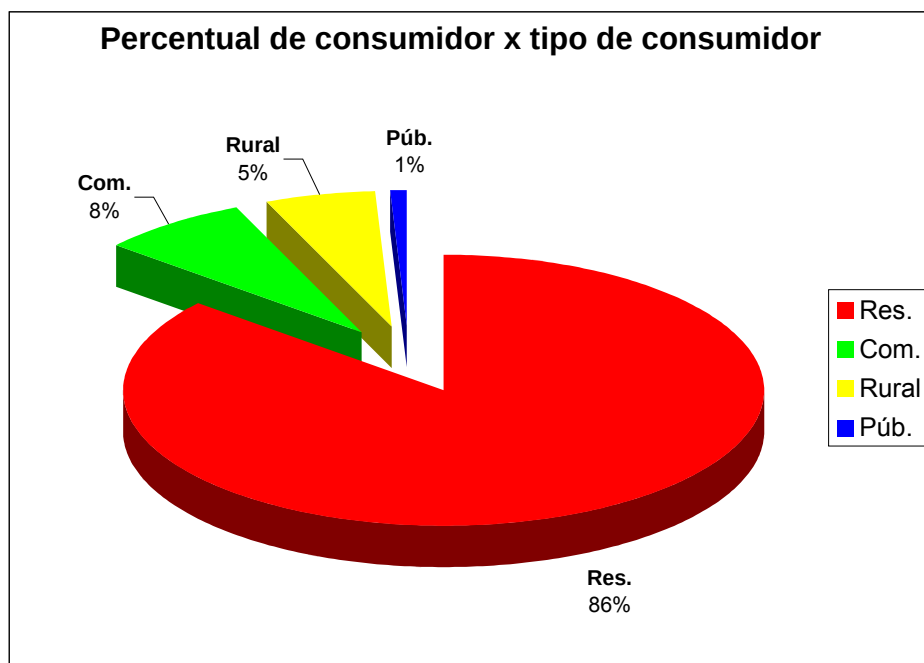


Gráfico 1: Número de Consumidores por tipo de consumidor

6. ENERGIA CONSUMIDA POR TIPO DE CONSUMIDOR NO ANO DE 2006

Para obtermos a perda diária de energia por tipo de carga, foi necessário determinar a Energia consumida no ano de 2006 por tipo de usuário no estado brasileiro, tais como Residencial, rural, público e comercial.

Estes dados foram obtidos da tabela “Dados de Mercado” disponibilizada no sítio da ABRADDEE.

A Tabela 4 apresenta o valor da energia em GWh consumida no ano de 2006 e o respectivo percentual por tipo de usuário.

Tabela 4: Energia consumida em GWh por tipo de consumidor

Energia consumida (GWh) por tipo de consumidor		
Tipo de Usuário	Energia consumida (GWh)	% de Energia consumida
Residencial	85.277	45,81
Comercial	53.801	28,90
Rural	1.562	28,90
Público	31.452	16,90
Total	186.153	100,00

O Gráfico 2 apresenta o percentual de energia consumida em GWh em 2006 por tipo de consumidor de energia.

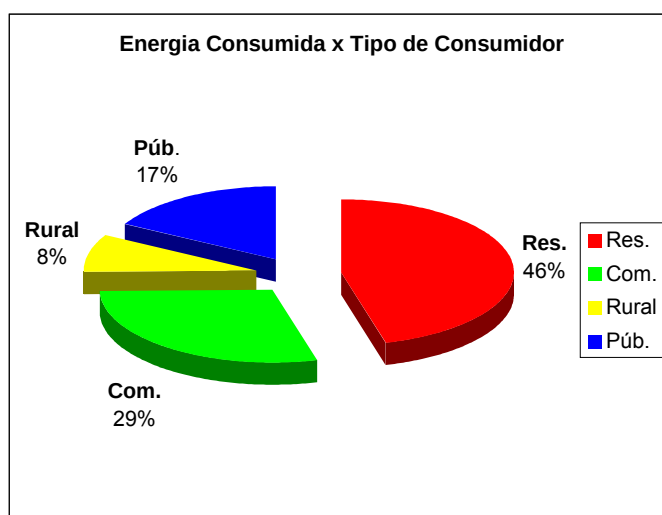


Gráfico 2: Energia consumida por tipo de consumidor

7. CONSUMIDORES DE ENERGIA POR REGIÃO ATÉ 2006

A quantidade de consumidores de energia no ano de 2006 por região brasileira foi obtida na tabela de "DADOS de MERCADO" encontrada no sítio da ABRADÉE.

A Tabela 5 apresenta o número de consumidores de energia no ano de 2006 e o seu respectivo percentual por região do Brasil.

Tabela 5: Número de consumidores no ano de 2006 por região do Brasil

Nº de Consumidores por região		
Região	Nº de Consumidores	% de Consumidores
Norte	2.602.895	4,55
Sul	8.885.65	15,55
Sudeste	27.110.522	44,47
Centro Oeste	4.585.592	8,02
Nordeste	13.963.98	24,44
Total	57.148.655	100,00

O Gráfico 3 apresenta o número de consumidores de energia no ano de 2006 por região.

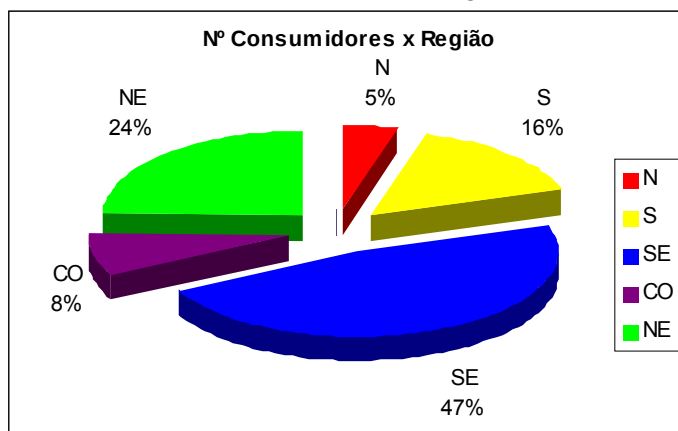


Gráfico 3: N° de consumidores de energia em 2006 por região do Brasil

8. ENERGIA CONSUMIDA EM 2006 POR REGIÃO

A energia consumida em GWh por região brasileira foi obtida no sítio da ABRADDE em - Dados de Mercado das Empresas Distribuidoras Associadas

A Tabela 6 apresenta a energia consumida em GWh no ano de 2006 e o respectivo percentual por região do Brasil.

Tabela 6: Energia consumida em GWh no ano de 2006 por região do Brasil

Energia consumida (GWh) por região		
Região	Energia Consumida (GWh)	% de Energia Consumida
Norte	8.123	4,36
Sul	34.625	18,60
Sudeste	95.855	51,50
Centro Oeste	15.924	8,02
Nordeste	31.626	19,98
Total	186.153	100,00

O Gráfico 4 apresenta o percentual da energia consumida em GWh no ano de 2006 por região do Brasil.

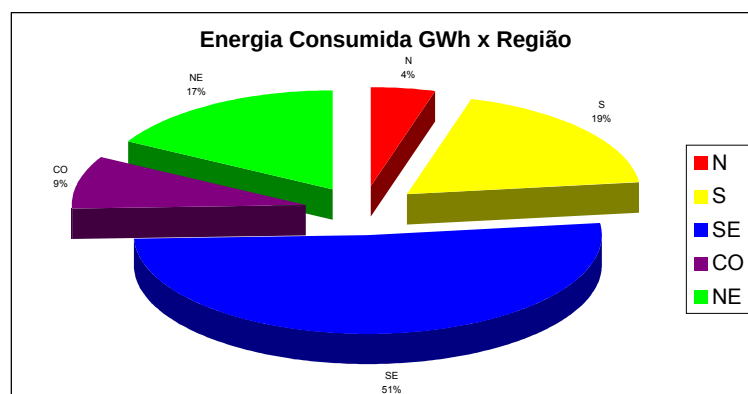


Gráfico 4: Energia consumida em GWh no ano de 2006 por região

9. DISTRIBUIÇÃO MONOFÁSICA POR REGIÃO

A Tabela 1 apresentada no item 4 desse relatório, mostra a quantidade de novos transformadores de distribuição monofásicos instalada no ano de 2007, obtida através da estimativa de um crescimento proporcional ao universo existente em 2005 para os anos de 2006 e 2007, e que desta forma foram extrapolados para o transformador monofásico. Estes resultados são validados pela comparação com os resultados nos “DADOS de MERCADO” encontrado no sítio da ABRADEE.

Conforme levantamento apresentado no Relatório Técnico CEPEL Nº 9402/07 - *Análise das informações fornecidas pelas Concessionárias de Energia Elétrica, relativas aos transformadores instalados nos seus sistemas de distribuição - Ano 2007*, foi possível, mantendo a mesma proporção extrapolar a distribuição dessas unidades monofásicas para o ano de 2007 com a representação do volume de transformadores de distribuição monofásicos instalados no parque das concessionárias de energia elétrica por região no ano de 2005.

A Tabela 7 apresenta o número de transformadores monofásicos por potência e por região para o ano de 2007.

Tabela 7 – Número de transformadores 1 ϕ por potência por região - 2007

Região	3 kVA	5 kVA	10 kVA	15 kVA	20 kVA	25 kVA	37,5 kVA	50 kVA	100 kVA	Total kVA
NE	0	22.473	178.968	11.669	0	3.437	70	0	0	216.617
N	1.811	5.596	70.932	25.532	103	1.190	9	0	0	105.173
S	0	0	227.923	105.752	0	56.106	0	0	0	389.782
SE	0	255.932	406.686	89.540	0	13.378	0	7.329	1.394	774.259
CO	0	39.586	20.154	5.108	0	1.398	32	0	0	66.277
TOTAL	1.811	323.587	904.663	237.600	103	75.509	111	7.329	1.394	1.552.107
%	0,1	20,8	58,3	15,3	0,0	4,9	0,0	0,5	0,1	100,0

10. DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA POR REGIÃO

A Tabela 2 também apresentada no item 4 desse relatório, mostra a quantidade de transformadores trifásicos instalada no ano de 2007, obtida através da estimativa de um crescimento proporcional ao universo existente em 2005 para os anos de 2006 e 2007, e que desta forma foram extrapolados para o transformador trifásico. Os resultados também são validados pela comparação com os resultados encontrado no sítio da ABRADEE - Dados de Mercado das Empresas Distribuidoras Associadas.

Da mesma forma, o levantamento apresentado no Relatório Técnico CEPEL Nº 9402/07 - *Análise das informações fornecidas pelas Concessionárias de Energia Elétrica, relativas aos transformadores instalados nos seus sistemas de distribuição - Ano 2007*, foi possível, mantendo a mesma proporção extrapolar a distribuição dessas unidades trifásicas para o ano de 2007 com a representação do volume de transformadores de distribuição trifásicos instalados no parque das concessionárias de energia elétrica por região no ano de 2005.

A Tabela 8 apresenta o número de transformadores trifásicos por potência e por região para o ano de 2007.

Tabela 8 – Número de transformadores 3φ por potência por região - 2007

Região	10 kVA	15 kVA	30 kVA	45 kVA	75 kVA	112,5 kVA	150 kVA	225 kVA	300 kVA	500 kVA	Total kVA
NE	0	55.241	48227	29.156	24.870	15.999	4.516	2.269	0	321	180.598
N	0	35	4.077	18.069	23.078	12.196	6.910	1.036	345	0	65.746
S	0	1.780	40.752	96.389	81.775	40.381	3.042	495	0	0	264.613
SE	343	111.881	133.345	93.259	91.200	39.156	38.862	11.320	18.573	4.362	542.301
CO	0	6.942	5.214	19.252	12.680	5.276	1.388	185	0	0	50.937
TOTAL	343	175.878	231.614	256.125	233.604	113.007	54.717	15.306	18.919	4.682	1.104.195
%	0,03	15,93	20,98	23,20	21,16	10,23	4,96	1,39	1,71	0,42	100

11. CARGA TÍPICA POR PERFIL DE CONSUMO E PERDA POR DIA ASSOCIADA

O perfil de consumo é determinado pelas cargas típicas dos diversos usuários; o residencial, o comercial, o rural e o público, que são diretamente alimentados pelos transformadores de distribuição monofásicos e trifásicos. O perfil do consumo público foi considerado como similar ao comercial e assim a curva de carga típica adotada é a mesma.

As curvas apresentadas nos gráficos 5, 6 e 7 foram fornecidas pela International Cooper Association a partir de informações obtidas junto a concessionárias de energia da região sudeste e representam os perfis de consumo adotados para cálculo. Os gráficos representam a potência fornecida por uma fonte em PU em função do tempo, desta forma a área sob a curva equivale à energia consumida.

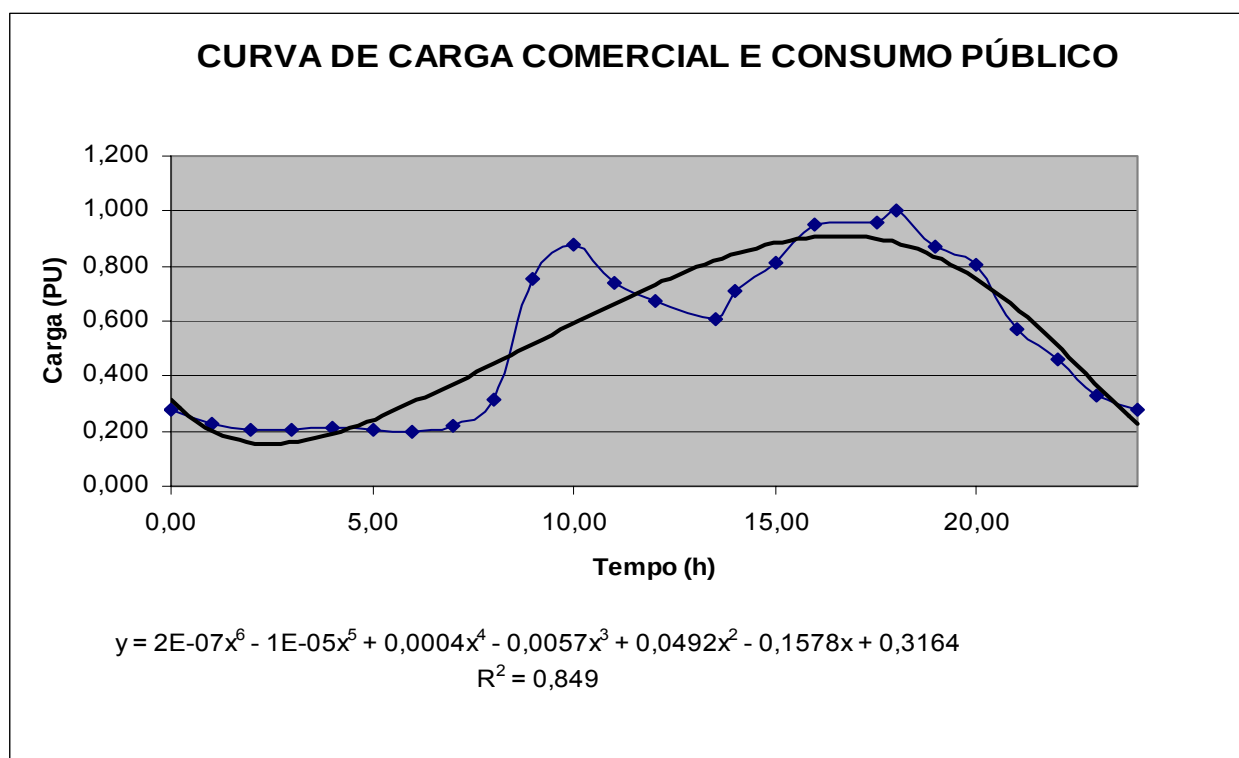


Gráfico 5 – Curva de carga representativa do consumidor comercial e público

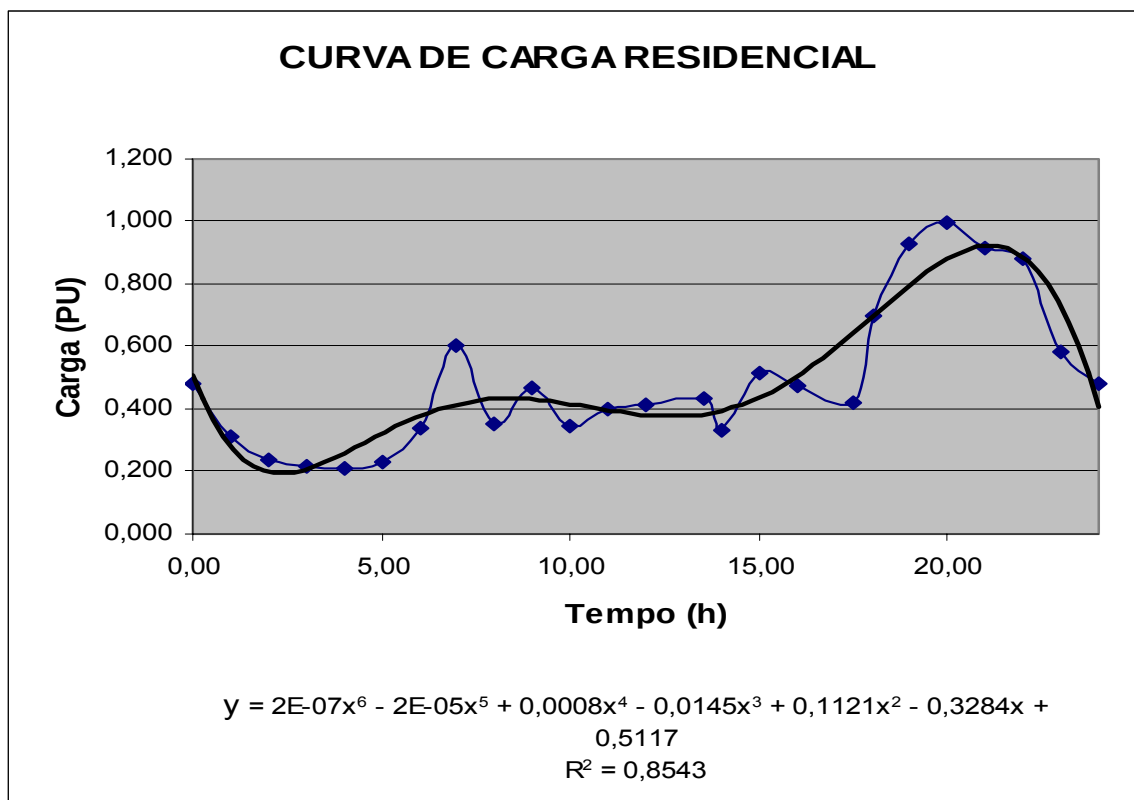


Gráfico 6 – Curva de carga representativa do consumidor residencial

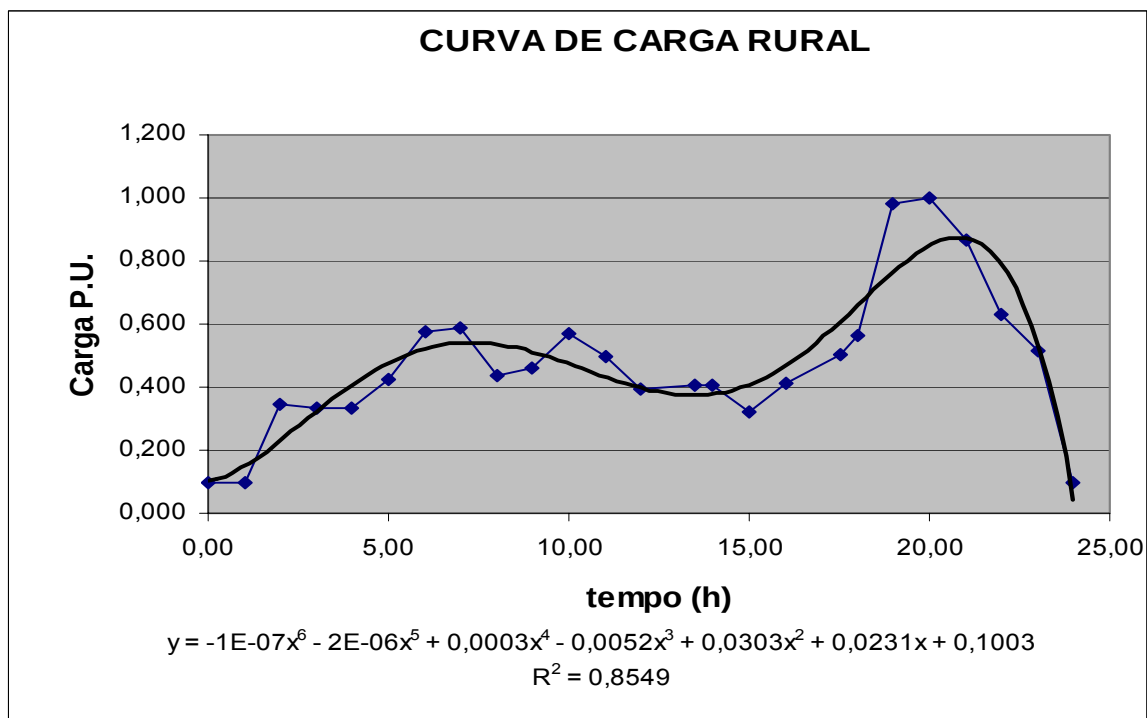


Gráfico 7 – Curva de carga representativa do consumidor residencial

O cálculo desta área sob a curva equivalente à energia consumida é aproximado pela solução da integral própria da curva de tendência no intervalo de 00:00 hora à 24:00 horas. O resultado representa a energia drenada das fontes que alimentam as cargas com o respectivo perfil de consumo.

Se considerarmos a perda a vazio como constante para cada transformador ligado na rede, como a perda Ôhmica é proporcional ao quadrado da carga e desconsiderando as perdas suplementares, podemos concluir que a perda em carga pode ser representada por uma curva de mesmo perfil da curva de carga, porém considerando como percentual da perda máxima da fonte o valor quadrático da potência em P.U.

Desta forma a integral das curvas de perda em carga, adicionada da constante de perda a vazio no tempo, vai representar a perda técnica por dia, ou seja, a energia diária perdida nos transformadores de distribuição de acordo com, tipo de transformador, perfil de consumo e região do Brasil.

Calculando a perda de energia devido a carga, por dia para um determinado perfil de consumo como a integral do percentual da perda máxima ao longo de 24 horas das respectivas fontes, temos:

Logo, a perda por dia nos transformadores de alimentação dos consumidores, será:

a) Para os consumidores comerciais:

$$P_{\text{carga comercial tot/dia}} (\%) = \int_{0:00}^{24:00} \frac{(6E-07x^6 - 4E-05x^5 + 0,0011x^4 - 0,0138x^3 + 0,0866x^2 - 0,21x + 0,1379)}{24} dx \quad (1)$$

b) Para os consumidores públicos:

$$P_{\text{carga publica tot/dia}} (\%) = \int_{0:00}^{24:00} \frac{(6E-07x^6 - 4E-05x^5 + 0,0011x^4 - 0,0138x^3 + 0,0866x^2 - 0,21x + 0,1379)}{24} dx \quad (2)$$

c) Para os consumidores residenciais:

$$P_{\text{carga residencial tot/dia}} (\%) = \int_{0:00}^{24:00} \frac{(2E-08x^6 - 1E-05x^5 + 0,0006x^4 - 0,0117x^3 + 0,0914x^2 - 0,2622x + 0,2592)}{24} dx \quad (3)$$

d) Para os consumidores rurais:

$$P_{\text{carga rural tot/dia}} (\%) = \int_{0:00}^{24:00} \frac{(1E-07x^6 - 2E-05x^5 + 0,0007x^4 - 0,0118x^3 + 0,0741x^2 - 0,1174x + 0,0476)}{24} dx \quad (4)$$

A solução das equações acima nos leva ao seguinte resultado, assumindo que os valores de P_0 e de P_{carga} dependem do tipo e da potência do transformador.

$$\text{Perda}_{\text{técnica comercial tot/dia}} (\text{kWh}) = (P_0 * 24 \text{ h}) + (P_{\text{carga}} \text{ máx} * 24 * 0,30055^{(1)}) \quad (5)$$

$$\text{Perda}_{\text{técnica publica tot/dia}} (\text{kWh}) = (P_0 * 24 \text{ h}) + (P_{\text{carga}} \text{ máx} * 24 * 0,30055^{(2)}) \quad (6)$$

$$\text{Perda}_{\text{técnica residencial tot/dia}} (\text{kWh}) = (P_0 * 24 \text{ h}) + (P_{\text{carga}} \text{ máx} * 24 * 0,38708^{(3)}) \quad (7)$$

$$\text{Perda}_{\text{técnica rural tot/dia}} (\text{kWh}) = (P_0 * 24 \text{ h}) + (P_{\text{carga}} \text{ máx} * 24 * 0,28764^{(4)}) \quad (8)$$

Nota – Neste trabalho serão utilizados os valores da Norma NBR 5440:1999 apresentados na tabela de valores garantidos de perdas.

12. PERDAS TÉCNICAS

Para chegarmos ao valor da perda por dia nos transformadores do sistema de distribuição no Brasil, utilizaremos os dados já apresentados na “**Tabela 4 - Energia consumida em GWh por tipo de consumidor**” em conjunto com os dados apresentados nas “**Tabela 5 - Número de consumidores por região do Brasil**”, “**Tabela 7 – Número de transformadores 1 ϕ por potência por região – 2007**” e “**Tabela 8 – Número de transformadores 3 ϕ por potência por região – 2007**”. Sobre o resultado desta composição aplicamos as equações de (1) a (4) de acordo com o perfil de consumo, cujos resultados são apresentados nas Tabelas 9 a 16.

Tabela 9 – Perfil de consumo por região – número de consumidores

Perfil do Consumidor	Nº total de consumidores	Cons (%)	N (Qt)	S (Qt)	SE (Qt)	CO (Qt)	NE (Qt)
Residencial	49.188.466	86,08	2.212.451	7.205.231	23.891.147	3.822.869	12.056.768
Comercial	4.315.311	7,55	219.304	732.016	2.047.200	387.132	929.659
Rural	3.115.496	5,45	144.054	859.138	992.149	330.779	789.376
Público	529.382	0,92	27.086	89.272	180.026	44.812	188.186

Tabela 10 – Perfil de consumo por região – distribuição percentual

Perfil do consumidor	Nº total de consumidores	Cons (%)	N (%)	S (%)	SE (%)	CO (%)	NE (%)
Residencial	49.188.466	86,08	85,00	81,09	88,12	83,37	86,34
Comercial	4.315.311	7,55	8,43	8,24	7,55	8,44	6,66
Rural	3.115.496	5,45	5,53	9,67	3,66	7,21	5,65
Público	529.382	0,92	1,04	1,00	0,66	0,98	1,35

Tabela 11 - Perda em carga 1 ϕ por dia proporcional por perfil por região em MWh

Região	Residencial (MWh)	Comercial (MWh)	Rural (MWh)	Público (MWh)	Total (MWh)
NE	343,5	20,6	16,7	4,2	385,0
SE	1148,2	88,4	55,6	10,9	1303,0
S	727,5	57,4	64,5	7,0	856,4
N	183,0	12,2	5,6	1,1	201,9
CO	80,1	6,3	5,1	0,7	92,3
					2838,5

Tabela 12 - Perda a vazio 1 ϕ por dia por perfil por região em MWh

Região	Residencial (MWh)	Comercial (MWh)	Rural (MWh)	Público (MWh)	Total (MWh)
NE	278,8	21,5	18,3	4,4	322,9
SE	1.019,4	87,4	42,3	7,7	1156,7
S	572,1	58,1	68,2	7,1	705,5
N	141,4	14,0	9,2	1,73	166,4
CO	75,9	7,7	6,6	0,89	91,1
					2.442,5

Tabela 13 – Perda técnica 1 ϕ por dia por perfil de consumo por região em MWh

Região	Residencial (MWh)	Comercial (MWh)	Rural (MWh)	Público (MWh)	Total (MWh)	%
NE	622,3	42,1	35,0	8,5	707,8	13,37
SE	2167,6	175,7	97,9	18,6	2459,8	46,37
S	1299,6	115,5	132,7	14,1	1561,9	29,89
N	324,4	26,2	14,9	2,8	368,2	6,93
CO	156,0	14,0	11,7	1,6	183,4	3,44
	86,53%	7,07%	5,53%	0,86%	5281,1	100,00

Tabela 14 - Perda em carga 3 ϕ por dia proporcional por perfil por região em MWh

Região	Residencial (MWh)	Comercial (MWh)	Rural (MWh)	Público (MWh)	Total (MWh)
NE	1110,2	66,5	54,0	13,5	1244,2
SE	4413,6	293,6	136,2	25,8	4869,2
S	1973,5	155,7	174,9	19,0	2323,0
N	622,2	47,9	30,1	5,9	706,1
CO	357,3	28,1	23,0	3,3	411,6
					9554,2

Tabela 15 - Perda a vazio 3 ϕ por dia por perfil por região em MWh

Região	Residencial (MWh)	Comercial (MWh)	Rural (MWh)	Público (MWh)	Total (MWh)
NE	828,5	63,9	54,2	12,9	959,6
SE	3.273,9	280,5	136,0	24,7	3.715,1
S	1.461,3	148,5	174,2	18,1	1.802,1
N	459,1	45,5	29,9	5,6	540,1
CO	264,4	26,8	22,9	3,1	317,1
					7.334,0

Tabela 16 – Perda técnica 3 ϕ por dia por perfil de consumo por região em MWh

Região	Residencial (MWh)	Comercial (MWh)	Rural (MWh)	Público (MWh)	Total (MWh)	%
NE	1938,8	130,4	108,3	26,4	2203,8	13,05%
SE	7687,5	574,2	272,2	50,5	8584,4	50,83%
S	3434,7	304,1	349,1	37,1	4125,0	24,43%
N	1081,3	93,4	60,0	11,5	1246,3	7,38%
CO	621,7	54,9	45,8	6,4	728,7	4,32%
%	87,42%	6,85%	4,95%	0,78%	16.888,2	100%

Compondo os resultados das Tabelas 14 e 16, somando a perda técnica monofásica mais a perda técnica trifásica por dia nos transformadores, obtemos uma perda técnica total de 22.169,3 MWh por dia nos transformadores de sistema de distribuição. O que corresponde a um custo de R\$ 6.847.206,08 por dia, considerando a tarifa média de energia elétrica paga pelo consumidor brasileiro em 2007, fornecida pela ANEEL, Agência nacional de Energia Elétrica, no valor de 1 MWh = R\$ 308,86.

13. IMPACTO FINANCEIRO COM AUMENTO DA EFICIÊNCIA DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Um aumento da eficiência ou rendimento nominal dos transformadores de distribuição é obtido por uma redução das perdas a vazio e/ou das perdas em carga.

De uma forma geral o aumento da eficiência reflete em uma redução diretamente proporcional ao valor da perda técnica considerada e conseqüentemente em uma redução também direta do MWh e valores em reais perdidos.

O impacto financeiro da utilização de transformadores monofásicos com uma eficiência em média 0,5% maior do que os transformadores considerados neste trabalho e também da utilização de transformadores trifásicos com uma eficiência em média 0,38% maior, equivaleria a uma economia anual de cerca de R\$ 600 milhões, correspondendo a uma economia de energia de cerca de 2.000 GWh.

A Tabela 17 apresenta os valores de potência monofásica, das perdas a vazio, em carga e total e o rendimento nominal dos transformadores monofásicos considerados neste trabalho e encontrados na norma NBR 5440.

São apresentados também na Tabela 17 os respectivos valores de rendimento quando consideramos uma redução de 20% das perdas totais e os aumentos de rendimento nominal para os transformadores monofásicos.

O aumento médio de rendimento encontrado nos transformadores monofásicos é de 0,51%.

Tabela 17 – Aumento do rendimento dos transformadores monofásicos

Potência monofásica (kVA)	Perda vazio (W)	Perda carga (W)	Perda total (W)	Rendimento %	Redução de 20% perdas	Rendimento com perda reduzida	Aumento do rendimento nominal
3	40	75	115	96,17%	92	96,93%	0,77%
5	50	110	160	96,80%	128	97,44%	0,64%
10	60	200	260	97,40%	208	97,92%	0,52%
15	85	270	355	97,63%	284	98,11%	0,47%
20	120	355	475	97,63%	380	98,10%	0,48%
25	120	400	520	97,92%	416	98,34%	0,42%
37,5	160	540	700	98,13%	560	98,51%	0,37%
50	190	640	830	98,34%	664	98,67%	0,33%
75	230	930	1160	98,45%	928	98,76%	0,31%
100	280	1220	1500	98,50%	1200	98,80%	0,30%

A Tabela 18 apresenta os valores de potência trifásica, das perdas a vazio, em carga e total e o rendimento nominal dos transformadores trifásicos considerados neste trabalho e encontrados na norma NBR 5440 -1999.

São apresentados também na Tabela 18 os respectivos valores de rendimento quando consideramos uma redução de 20% das perdas totais e os aumentos de rendimento nominal para os transformadores trifásicos.

O aumento médio de rendimento encontrado nos transformadores trifásicos é de 0,38%.

Tabela 18 – Aumento do rendimento dos transformadores trifásicos

Potência trifásica (kVA)	Perda vazio (W)	Perda carga (W)	Perda total (W)	Rendimento %	Redução de 20% perdas	Rendimento com perda reduzida	Aumento rendimento nominal
15	100	340	440	97,07%	352	97,65%	0,59%
30	170	570	740	97,53%	592	98,03%	0,49%
45	220	780	1000	97,78%	800	98,22%	0,44%
75	330	1140	1470	98,04%	1176	98,43%	0,39%
112,5	440	1550	1990	98,23%	1592	98,58%	0,35%
150	540	1910	2450	98,37%	1960	98,69%	0,33%
225	765	2700	3465	98,46%	2772	98,77%	0,31%
300	950	3360	4310	98,56%	3448	98,85%	0,29%
500	1325	4675	6000	98,80%	4800	99,04%	0,24%

14. BIBLIOGRAFIA

- [1] Dados de Mercado das Empresas Distribuidoras Associadas a ABRADDEE – Disponível na Internet <<http://abradee.org.br>> Acesso em: Dez/2007
- [2] Relatório Técnico CEPEL Nº 9402/07 - Análise das informações fornecidas pelas Concessionárias de Energia Elétrica, relativas aos transformadores instalados nos seus sistemas de distribuição. Ano 2007.
- [3] Tarifa média de energia elétrica paga pelo consumidor brasileiro em 2007, fornecida pela ANEEL (Agência nacional de Energia Elétrica) – Disponível na Internet <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/utl91u363178.shtml>> Acesso em: Fev/2008.
- [4] Norma Brasileira – NBR 5440 – Transformadores para redes aéreas de distribuição – Padronização – Julho 1999.
- [5] CODI - Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição. Relatório CODI 3.2.19.34.0.

ANEXO III

Desempenho de Transformadores de Distribuição

DESEMPENHO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Junho
2008

Editor:

Eduardo Gradiz

Principais autores e revisores:

Alessandra Freitas Picanço(1)
Manuel Luís Barreira Martinez(1)
Credson de Salles(1)

RESUMO

O objetivo deste trabalho é apresentar o desempenho do transformador de distribuição operando em sobrecarga e o seu impacto nos custos da concessionária. Dentro deste contexto, é realizada uma análise comparativa do comportamento e dos custos gerados por transformadores que operam em sobrecarga na maior parte do tempo, de onde são observadas variações de até 20% em relação às perdas de energia. Esta análise considera curvas de eficiência levantadas com base em resultados de ensaios em amostras de fabricantes nacionais. Desta forma, os resultados apresentados consideram o desempenho médio do transformador de distribuição de fabricação nacional, possibilitando a comparação com os padrões europeus.

1. INTRODUÇÃO

O estudo da eficiência de transformadores de distribuição, que tem sido amplamente difundido na Europa, é motivado pelas perdas de energia que, no sistema elétrico mundial como um todo, é da ordem de 1.279 TWh. Este valor varia para cada país entre 3,7% e 26,7% do consumo de energia e demonstra um grande potencial de melhoria tanto no aspecto técnico, quanto no econômico [1].

O potencial de economia de energia anual para uma planta com 2,5 milhões de transformadores de distribuição de 30 kVA, para uma determinada demanda, segundo os estudos em [2], é em torno de 502.750 MWh/ano para concessionárias resultando em uma economia de R\$ 46,95 milhões por ano. Em alguns países europeus, por exemplo, o potencial anual de economia de eletricidade em transformadores de distribuição, avaliado segundo PROPHET – Promotion Partnership for High Efficiency Transformers [3], é: em torno de 22 TWh para concessionárias além da não emissão de 9 Mt/ano de CO₂.

Estima-se que mais de 40% do total das perdas na rede de distribuição são atribuídas aos transformadores [4], cujas perdas geradas são as perdas em vazio e as perdas sob carga.

Este trabalho desenvolve um estudo comparativo das perdas com relação ao carregamento de acordo com a potência do transformador, através das Curvas de Eficiência. Dentro deste contexto, estas curvas apresentam o desempenho do transformador em função das perdas relativas e da potência fornecida.

2. EQUACIONAMENTO

As curvas de eficiência dos transformadores quantificam seu nível de perdas em relação ao carregamento, ou seja, relaciona diretamente perdas totais com a carga. Definido o comportamento destes transformadores, a análise econômica

verifica o impacto das perdas no custo operacional do transformador. A seguir, é apresentado um modelo na forma de equações de custos para executar esta análise.

2.1 Perdas

A perda total relativa para um determinado patamar de carregamento é dada conforme (1).

$$W_{TR} = \frac{W_T}{P_F} \quad (1)$$

Onde:

W_{TR} é perda total relativa;

W_T é perda total;

P_F é a potência ativa fornecida.

A perda total pode ser obtida com (2).

$$W_T = W_0 + W_L \cdot (k)^2 \quad (2)$$

Onde:

W_0 são as perdas em vazio;

W_L são as perdas em carga;

k é o fator de carregamento, definido em (3).

$$k = \frac{P_F}{S_N} \quad (3)$$

Em que:

P_F é a potência média fornecida;

S_N é a potência nominal do transformador.

A potência ativa fornecida é obtida conforme (4).

$$P_F = k \cdot S_N \cdot \cos \varphi \quad (4)$$

Onde $\cos \varphi = 0,92$.

2.2 Custos

O custo total de um transformador de distribuição pode ser definido conforme (5).

$$C_{Total} = C_{aquisição} + C_{W0} + C_{WL} \quad (5)$$

Onde:

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

$C_{aquisição}$ é o custo de aquisição do transformador em R\$;

C_{W0} é a perda em vazio capitalizada em R\$;

C_{WL} é a perda em carga capitalizada em R\$.

A distribuição dos custos ao longo do tempo apresenta ainda a vantagem de considerar o custo por unidade de tempo, de modo que uma vida útil maior implica na diminuição do custo anual. A amortização de um transformador, incluindo ou não o seu custo de instalação, é dada em (6).

$$C_{amortização} = C_{aquisição} \cdot \frac{(1+j)^{PV} \cdot j}{(1+j)^{PV} - 1} \quad (6)$$

Onde:

$C_{amortização}$ é o custo de amortização do transformador em R\$;

j é a taxa de juros anual;
 PV é o período de vida do transformador em anos.

As perdas em vazio são contabilizadas no período de análise em (7).

$$C_{W0} = T_{W0} \cdot W_0 \cdot \frac{(1+j)^n - 1}{(1+j)^n \cdot j} \quad (7)$$

Onde:

n é o período de análise;

T_{W0} é a tarifa para as perdas em vazio;

A tarifa para as perdas em vazio é calculada conforme (8).

$$T_{W0} = 8,76 \cdot C_E \quad (8)$$

Onde C_E é o custo de compra de energia.

As perdas em carga são contabilizadas no período de análise de acordo com (9).

$$C_{WL} = T_{WL} \cdot W_L \cdot F_E \cdot \left(\frac{(1+j)^n - 1}{(1+j)^n \cdot j} \right) \quad (9)$$

Onde:

T_{WL} é a tarifa para as perdas em carga;

F_E é o fator de energia consumida.

O fator de energia consumida é obtido por (10). Este fator considera o carregamento no custo das perdas e assume um valor diferente de acordo com o nível de carga e pode juntamente com as curvas de permanência de carga definir o grau de sobrecarga dos transformadores.

$$F_E = \sum_{i=1}^{24} \left(\frac{S_i}{S_N} \right)^2 \quad (10)$$

Onde S_i é a potência fornecida no período de uma hora ao longo de um dia comum.

A tarifa para perdas em carga é fornecida por (11).

$$T_{WL} = 0,365 \cdot C_E \quad (11)$$

3. CURVAS DE EFICIÊNCIA

As Figuras de 1 a 7 representam as curvas de eficiência em função da potência ativa fornecida. Para a formação destas curvas, foram utilizados os dados obtidos em ensaios de rotina realizados no LAT-EFEI – Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá em 104 transformadores monofásicos e trifásicos para as classes de tensão de 15 kV e 25kV [1].

As curvas de eficiência mostradas nas Figuras 1 a 7 são formadas a partir das curvas limites para vários transformadores classe 15 kV. Considerando que os dados foram obtidos a partir de ensaios de unidades de diversos fabricantes nacionais, estes resultados sugerem a tendência nacional de manufatura dos transformadores de distribuição.

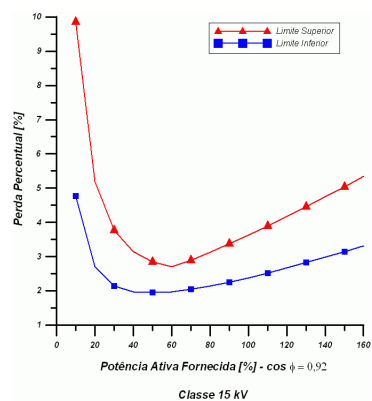


Figura 1 - Limite de perdas para os transformadores nacionais de 10 kVA

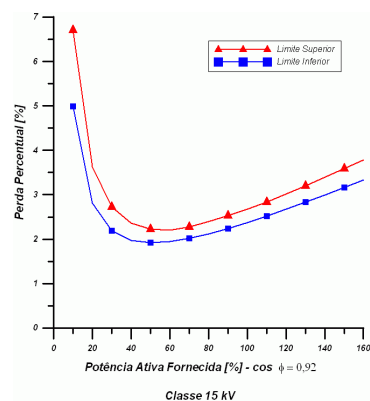


Figura 2 - Limite de perdas para os transformadores nacionais de 15 kVA

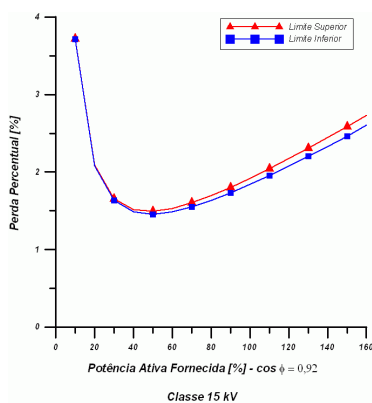


Figura 3 - Limite de perdas para os transformadores nacionais de 50 e 100 kVA

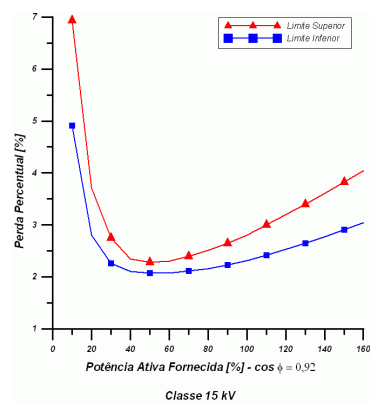


Figura 4 - Limite de perdas para os transformadores nacionais de 30 kVA

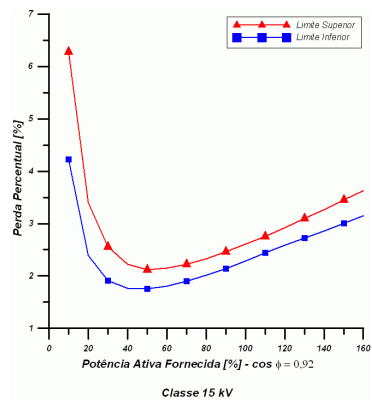


Figura 5 - Limite de perdas para os transformadores nacionais de 45 kVA

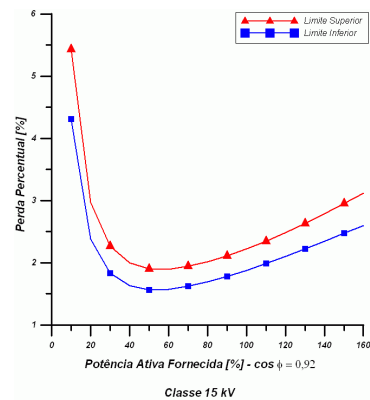


Figura 6 - Limite de perdas para os transformadores nacionais de 75 kVA

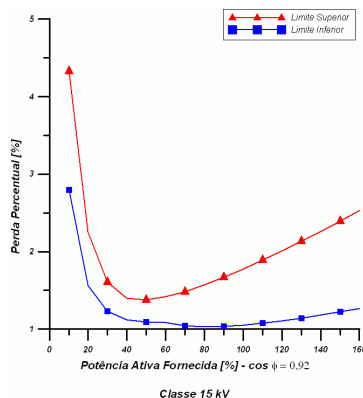


Figura 7 - Limite de perdas para os transformadores nacionais de 112,5 kVA

3.1 Eficiência no Padrão Europeu

Os documentos de harmonização (HD) que tratam dos níveis de eficiência de transformadores na União Européia são HD 428 e HD 538 [3]. O HD 428 é relacionado ao transformador de distribuição trifásico a óleo, para 50 Hz, de 50 a 2500 kVA, com classe de tensão não excedendo 36 kV. O HD 538 trata do transformador trifásico a seco, para 50 Hz, de 100 a 2500 kVA, com classe de tensão também não excedendo 36 kV.

O padrão do tipo HD determina os níveis de eficiência através das perdas em carga e das perdas em vazio. Para transformadores de distribuição a óleo o padrão HD 428.1 estabelece três níveis de perdas em carga (A, B, e C) e três níveis de perdas em vazio (A', B', e C'). A combinação entre essas perdas proporciona o nível de eficiência do transformador conforme Figura 8. Vale ressaltar que os limites impostos por este padrão são as máximas tolerâncias permitidas para estas perdas.

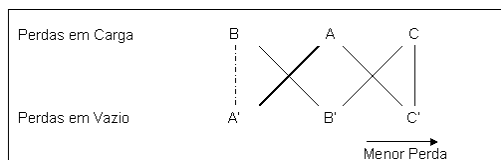


Figura 8 - Combinação das Perdas Definida pelo HD 428 [4]

A Figura 9 apresenta uma comparação dos limites superiores e inferiores definidos pelos transformadores de 50 kVA padrão europeu B-B', A-C', C-B' e C-C', e os limites obtidos para os transformadores de 45 kVA nacionais.

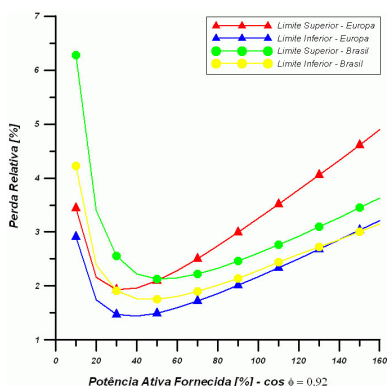


Figura 9 – Comparação entre transformador de 45 kVA nacional e 50 kVA padrão europeu

Observa-se que para condições de sobrecarga os transformadores fabricados atualmente no Brasil se encontram próximo ao limite inferior de perda relativa do padrão europeu. Em condições inferiores a 50% da carga os transformadores brasileiros apresentam maiores perdas quando comparado com os transformadores de padrão europeu.

4. ANÁLISE POR TIPO DE CONSUMIDOR

Com os dados das curvas de eficiência das Figuras 1 a 7 é possível realizar a análise da energia consumida por ano por unidade de transformador de distribuição, considerando características específicas de carregamento.

A análise considera a curva de carga média de consumidores residenciais, comerciais, industriais e rurais. Cada uma destas curvas de carga média foi normalizada para ser a referência de carregamento nominal. A partir desta curva normalizada é traçada uma curva de sobrecarga com valor máximo de 1,6 pu. A energia em MWh/ano consumida por cada transformador pode ser escrita conforme (12).

$$Energia = 352 \cdot W_L \cdot F_E + 8760 \cdot W_0 \quad (12)$$

4.1 Demandas: Residencial, Comercial, Industrial e Rural

Para a demanda residencial, Figura 10, e para a demanda comercial, Figura 11, tem-se uma análise com três comparações de transformadores trifásicos. Foram realizadas comparações entre os transformadores de distribuição trifásicos de 30 e 45 kVA, 45 e 75 kVA e 75 e 112,5 kVA de acordo com as Tabelas 1 e 2.

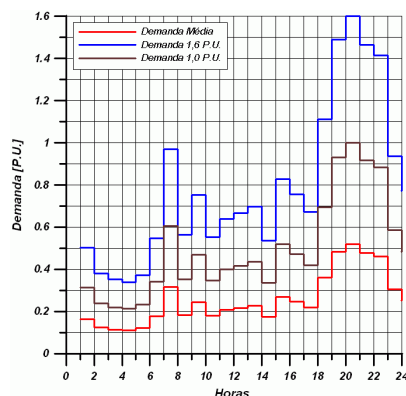


Figura 10 – Curva de Demanda Residencial

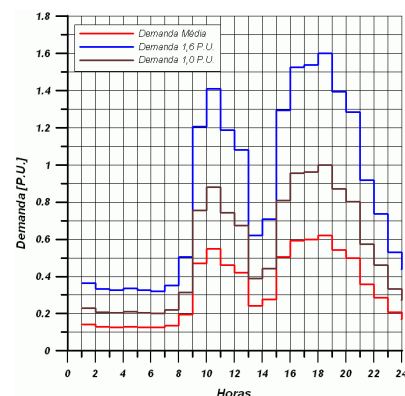


Figura 11 – Curva de Demanda Comercial

A Tabela 1 apresenta a comparação entre o transformador de 30 kVA operando sobrecarregado até ponto máximo de 1,6 p.u. com o transformador de 45 kVA operando com máximo carregamento de 1,0 p.u., entre o transformador de 45 kVA sobrecarregado e o transformador de 75 kVA e entre o transformador de 75 kVA e 112,5 kVA. As comparações realizadas consideraram um custo de energia de 100 US\$/MWh.

A diferença entre as energias consumidas pelos transformadores que operam em sobrecarga e sob condições nominais é indicada na Tabela 1 como DeltaEnergia. E

a diferença entre estes custos por ano por unidade de transformador é indicada como DeltaCustoEnergia e o seu tempo de retorno de investimento em anos como pay-back.

A Tabela 2 apresenta a análise de comparação entre os transformadores operando em sobrecarga para a demanda comercial. Como pode ser observado, quanto maior a potência do transformador operando em sobrecarga mais atrativo torna-se seu tempo de retorno de investimento para a substituição por um outro transformador com potência nominal maior.

Tabela 1 – Comparação entre os transformadores para a demanda residencial

Comparações	30kVA 1,6p.u.	45kVA 1,0p.u.	45kVA 1,6p.u.	75kVA 1,0p.u.	75kVA 1,6p.u.	112,5kVA 1,0p.u.
Energia [MWh/ano]	4,98	3,86	6,93	5,59	10,09	5,48
DeltaEnergia [MWh/ano]	1,11		1,33		4,61	
DeltaCustoEnergia [US\$/ano]	111,44		133,46		461,29	
Pay-Back [anos]	8		14		4,5	

Tabela 2 – Comparação entre os transformadores para a demanda comercial

Comparações	30kVA 1,6p.u.	45kVA 1,0p.u.	45kVA 1,6p.u.	75kVA 1,0p.u.	75kVA 1,6p.u.	112,5kVA 1,0p.u.
Energia [MWh/ano]	5,92	4,33	8,24	6,25	11,80	6,59
DeltaEnergia [MWh/ano]	1,59		1,99		5,20	
DeltaCustoEnergia [US\$/ano]	159,55		199,38		520,49	
Pay-Back [anos]	5,6		8,6		3,4	

Para a demanda industrial foram realizadas comparações entre os transformadores de distribuição trifásicos de 45 e 75 kVA, e 75 e 112,5 kVA na Tabela 3, de acordo com as curvas de cargas da Figura 12. E para a demanda rural a comparação é realizada entre os transformadores monofásicos de 10 e 15 kVA na Tabela 4 de acordo com as curvas de cargas da Figura 13.

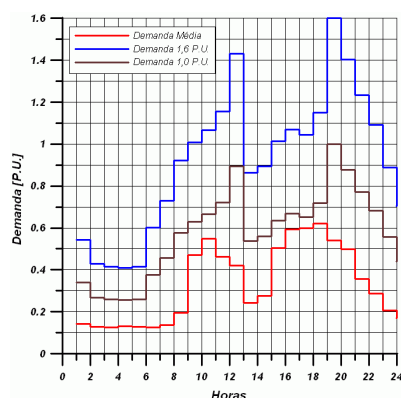


Figura 12 – Curva de Demanda Industrial

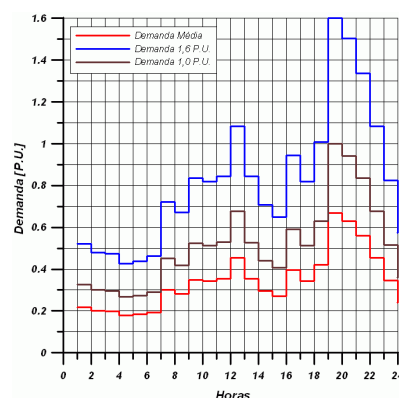


Figura 13 – Curva de Demanda Rural

Tabela 3 – Comparação entre os transformadores para a demanda industrial

Comparações	45kVA 1,6p.u	75kVA 1,0p.u.	75kVA 1,6p.u.	112,5kVA 1,0p.u.
Energia [MWh/ano]	8,41	6,34	12,03	6,68
DeltaEnergia [MWh/ano]	2,06		5,34	
DeltaCustoEnergia [US\$/ano]	206,58		534,98	
Pay-Back [anos]	7,8		3,2	

Tabela 4 – Comparação entre os transformadores de 10 e 15 kVA

Comparações	10kVA 1,6p.u	15kVA 1,0p.u.
Energia [MWh/ano]	0,59	0,41
DeltaEnergia [MWh/ano]	-0,14	
DeltaCustoEnergia [US\$/ano]	-148,34	

Conforme observado, para o caso das curvas de demanda rural não existe economia na substituição de um transformador de 10 kVA sobrecarregado por um transformador de 15 kVA com carregamento normal. Isto pode ser evidenciado pelo fator de energia consumida abaixo de 0,8.

5. CONCLUSÃO

As Curvas de Eficiência mostram os limites de perdas relativas segundo o carregamento dos transformadores ensaiados. Observa-se uma variação em até 20% das perdas dos limites inferiores e superiores destas curvas, o que denota diferenças construtivas entre os transformadores de mesma potência, sendo dependentes do consumo de cobre e de aço-silício.

A avaliação dos gráficos de eficiência, com detalhamento apresentado nas Tabelas de 1 a 9, mostra que com exceção da curva de demanda rural, a operação em sobrecarga do transformador de distribuição resulta em maiores perdas na rede e, conseqüentemente, em elevação nos custos operacionais.

É conveniente ressaltar que não foi considerada a redução de vida útil em decorrência do aquecimento excessivo do isolamento devido à sobrecarga. No entanto, é possível deduzir que a redução de vida útil implica em um aumento do custo de amortização e, por conseguinte, na elevação do custo total do transformador.

Recomenda-se que durante o processo de sobrecarga de transformadores que seja avaliado o custo das perdas, a necessidade de potência extra a ser instalada, bem como o tempo de retorno "pay-back" associado com a substituição dos transformadores em sobrecarga. Somente após esta análise é que se deve proceder à avaliação da perda de vida útil.

BIBLIOGRAFIA

- [1] B. P. Cardoso. "Eficiência de Transformadores de Distribuição". Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Setembro/2005.
- [2] A. F. Picanço. "Avaliação Econômica de Transformadores de Distribuição com Base no Carregamento e Eficiência Energética". Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Abril/2006.
- [3] Leonardo Energy. "Global Energy Savings Potencial from High Efficiency Distribution Transformers". European Copper Institute, October/2004.

- [4] EUROPEAN COPPER INSTITUTE. "The Scope for Energy Saving in the EU through the use of energy-efficient electricity distribution transformers". European Communities/1999.
- [5] B. P. Cardoso, C. de Salles, H. R.P.M. Oliveira, M. L. B. Martinez. "Ensaio de desempenho em transformadores novos e reformados", pág 134 – 149, vol. 33, Eletricidade Moderna, Setembro/2004
- [6] B. P. Cardoso, C., de Salles, H. R. P. M. Oliveira, M. L. B Martinez. "Distribution Transformers Performance". São Petersburgo, Powertech/2005.

ANEXO IV

Avaliação Econômica de Transformadores de Distribuição com Base no Carregamento e Eficiência Energética

***AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO COM
BASE NO CARREGAMENTO E EFICIÊNCIA
ENERGÉTICA***

Junho
2008

Editor:

Eduardo Gradiz

Principais autores e revisores:

Alessandra Freitas Picanço(1)
Manuel Luís Barreira Martinez(1)
Credson de Salles(1)

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	3
2. PROJETO	4
3. ASPECTOS ECONÔMICOS	4

1. INTRODUÇÃO

Os transformadores de distribuição são máquinas de alto rendimento e, quando bem projetados e fabricados com matéria prima de alta qualidade, possuem eficiência em torno de 99%. No entanto, quando instalados em redes elétricas, sob vários níveis de tensão de distribuição, o total das suas perdas na rede é relativamente alto. Um estudo feito pelo *Instituto Leonardo Energy* ⁽¹⁾ mostra que um terço das perdas em sistemas de distribuição e transmissão ocorrem em transformadores, e dois terços no resto do sistema.

Desta forma, tem-se trabalhado com eficiência de transformadores de distribuição de modo a diminuir as perdas e seus custos. Existem padrões internacionais, através da publicação de normas, que definem eficiência de energia em transformadores. Para isso, consideram as perdas em vazio, as perdas em carga, bem como as fórmulas de capitalização para calcular o custo destas perdas. Dentro deste contexto, têm-se duas linhas principais mais difundidas na definição de eficiência em transformadores, a Européia e a Americana. Vale ressaltar que a Europa e a Índia têm realizado progressos neste sentido.

Quando se trata de aumento da eficiência estamos procurando reduzir as perdas em vazio e as perdas em carga. Portanto, o aumento da eficiência em transformadores depende das dimensões, da qualidade e da quantidade de material utilizado no núcleo e nos enrolamentos, sem nenhuma complexidade tecnológica adicional. A redução das perdas em vazio é relacionada ao projeto do núcleo, que para ser mais eficiente, deve ter dimensões maiores reduzindo assim a densidade de fluxo magnético. E a redução das perdas em carga se relaciona com o projeto dos enrolamentos. Portanto, aumentando a área dos condutores de cobre tem-se uma densidade menor de corrente e, uma redução das perdas em carga.

A partir de uma demanda típica de carga de uma Concessionária de Distribuição foi desenvolvida uma ferramenta computacional que indica o transformador economicamente viável. Resultados obtidos pelo transformador eficiente quando comparado com transformador padrão são dados na Tabela 1.

TABELA 1 – RESULTADOS OBTIDOS DA SIMULAÇÃO DE PROJETO DE TRANSFORMADOR

<i>DEMANDA</i>	<i>RESIDENCIAL</i>		<i>COMERCIAL</i>	
<i>TRANSFORMADOR</i>	<i>PAYBACK (ANOS)</i>	<i>ECONOMIA POR TRANSFORMADOR EFICIENTE(US\$/ANO)</i>	<i>PAYBACK (ANOS)</i>	<i>ECONOMIA POR TRANSFORMADOR EFICIENTE(US\$/ANO)</i>
30 kVA	6,5	80,33	5,2	95,79
45 kVA	4,2	93,24	3,5	109,82
75 kVA	2,8	167,70	2,3	197,20

2. PROJETO

A partir do projeto de transformador de distribuição padrão desenvolvida uma ferramenta computacional capaz de oferecer opções de projeto de transformadores através de análises de custo total versus perdas. As opções de projeto dos transformadores de distribuição para determinada potência, são baseadas em uma determinada demanda, no custo do transformador e no custo da energia deste transformador na rede. Desta forma, esta ferramenta tem por objetivo indicar a melhor solução de projeto em termos de menor custo operacional e de eficiência energética.

A proposta de cálculo do projeto de um transformador trabalha com a combinação dos seguintes parâmetros de construção:

- a) Espessura do condutor de B.T. constante, variando sua largura;
- b) Largura do condutor de B.T. constante, variando sua espessura;
- c) Diâmetro do condutor de A.T. constante;
- d) Variação do diâmetro do condutor de A.T.

3. ASPECTOS ECONÔMICOS

A Figura 1 apresenta a demanda residencial e comercial considerada neste cálculo de projeto de transformador de distribuição.

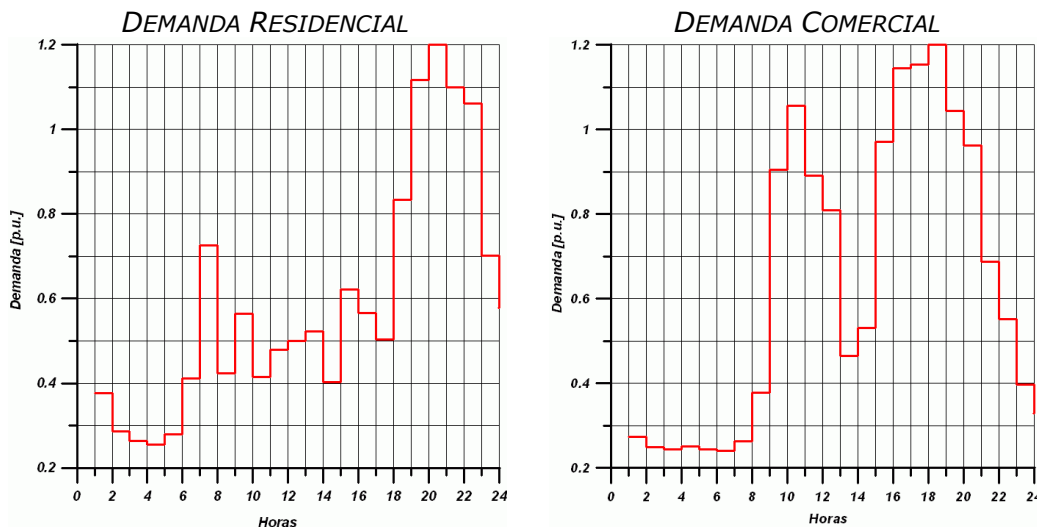


FIGURA 1 – DEMANDA RESIDENCIAL E COMERCIAL

Para o projeto de transformador de distribuição utilizado como exemplo é considerado o custo de energia de 100,00 US\$/MWh, o preço do cobre de 7,82 US\$/kg e o preço do aço-silício de 5,21 US\$/kg. (Preços em 31/05/2006).

As Tabelas 2 a 4 apresentam a economia gerada pela substituição de um transformador padrão por um transformador eficiente, de 30, 45 e 75 kVA, que apresentam menor custo total segundo Equação de Capitalização utilizada na Norma Européia HD 428 considerando um tempo de análise de 10 anos.

TABELA 2 – RESULTADOS OBTIDOS PELOS CÁLCULOS DE TRANSFORMADORES EFICIENTES DE 30 KVA

TRANSFORMADOR DE 30 KVA				
<i>Demanda</i>	<i>Residencial</i>		<i>Comercial</i>	
<i>Transformador</i>	<i>Padrão</i>	<i>Eficiente</i>	<i>Padrão</i>	<i>Eficiente</i>
<i>Custo Total (US\$)</i>	1.736,50	1.546,10	1.606,50	1.395,60
<i>Preço de Compra (US\$)</i>	1.565,21	1.960,40	1.565,21	1.960,40
<i>Energia Consumida (MWh/ano)</i>	2,9558	2,1525	3,4261	2,4682
<i>Tempo de Retorno de Investimento (anos)</i>	6,5 anos		5,2 anos	
<i>Economia de energia por Transformador (US\$/ano)</i>	80,33		95,79	

TABELA 3 – RESULTADOS OBTIDOS PELOS CÁLCULOS DE TRANSFORMADORES EFICIENTES DE 45 KVA

TRANSFORMADOR DE 45 KVA				
<i>Demanda</i>	<i>Residencial</i>		<i>Comercial</i>	
<i>Transformador</i>	<i>Padrão</i>	<i>Eficiente</i>	<i>Padrão</i>	<i>Eficiente</i>
<i>Custo Total (US\$)</i>	2.289,30	2.042,40	2.289,30	2.042,40
<i>Preço de Compra (US\$)</i>	1.913,00	2.234,90	1.913,00	2.234,90
<i>Energia Consumida (MWh/ano)</i>	3,6429	2,7105	4,1446	3,0464
<i>Tempo de Retorno de Investimento (anos)</i>	4,2		3,5	
<i>Economia de energia por Transformador (US\$/ano)</i>	93,24		109,82	

TABELA 4 – RESULTADOS OBTIDOS PELOS CÁLCULOS DE TRANSFORMADORES EFICIENTES DE 75 kVA

TRANSFORMADOR DE 75 kVA				
<i>Demanda</i>	<i>Residencial</i>		<i>Comercial</i>	
<i>Transformador</i>	<i>Padrão</i>	<i>Eficiente</i>	<i>Padrão</i>	<i>Eficiente</i>
<i>Custo Total (US\$)</i>	2.271,70	1.951,50	2.153,20	1.816,60
<i>Preço de Compra (US\$)</i>	2.478,30	2.882,00	2.478,30	2.882,00
<i>Energia Consumida (MWh/ano)</i>	6,456	4,779	7,482	5,510
<i>Tempo de Retorno de Investimento (anos)</i>	2,8		2,3	
<i>Economia de energia por Transformador (US\$/ano)</i>	167,7		197,2	

Neste exemplo são considerados os tipos de projeto de transformador que apresentam uma variação na massa do núcleo e do cobre simultaneamente para produzir o menor custo total. As dimensões dos parâmetros do projeto do transformador eficiente são comparadas com as dimensões do transformador padrão conforme Tabela 5.

TABELA 5 – COMPARAÇÃO ENTRE OS PARÂMETROS DE PROJETO

PARÂMETROS	30 kVA	45 kVA	75 kVA
Área do Núcleo	50 % maior	50 % maior	50 % maior
Largura do Condutor de B.T.	50 % maior	50 % maior	50 % maior
Espessura do Condutor de B.T.	Dimensão padrão	Dimensão padrão	Dimensão padrão
Diâmetro do Condutor de A.T.	50% maior	50% maior	50% maior

⁽¹⁾ Instituto Leonardo Energy: www.leonardo-energy.org

ANEXO V

Projeto de Transformadores de Distribuição baseando-se na Carga

Projeto de Transformadores de Distribuição baseando-se na Carga

Junho
2008

Editor:

Eduardo Gradiz

Principais autores e revisores:

Alessandra Freitas Picanço(1)
Manuel Luís Barreira Martinez(1)
Credson de Salles(1)

(1) Universidad Federal de Itajubá – Itajubá – MG – Brasil

RESUMO

O transformador é um equipamento com aplicação em todo o sistema de distribuição utilizado para adequar os níveis de tensão às necessidades de consumo, distribuição, transmissão e geração, sendo, no entanto, responsável por aproximadamente um terço das perdas totais na rede onde atua [1]. Tais perdas de energia se traduzem em custos para a concessionária.

Como solução para este problema, este trabalho propõe uma metodologia para descrever as perdas do transformador em função dos custos sob a perspectiva do fabricante e da concessionária. A otimização do funcionamento do transformador, por meio da redução de suas perdas, resultaria no aumento da eficiência energética, ao mesmo tempo em que aumentaria o custo de fabricação. Com isso, tem-se uma diminuição no custo operacional, o que poderia representar, em alguns casos, na redução no custo total do transformador.

O objetivo do trabalho consiste em um estudo dos custos em função das perdas do transformador. Para a obtenção dos custos é traçada uma metodologia para a formação de superfícies denominadas de superfícies de fabricação e de custo total. Dessa forma, a superfície de fabricação permite uma análise do custo de fabricação e a superfície de custo total, uma análise dos custos operacionais deste transformador.

1. INTRODUÇÃO

O transformador é um equipamento com aplicação em todo o sistema de distribuição utilizado para adequar os níveis de tensão às necessidades de consumo, distribuição, transmissão e geração. Sua aplicação é acompanhada por diversas perdas que acarretam custos na operação das redes de distribuição e, indiretamente, nos custos de fabricação. Sua eficiência está relacionada à magnitude das suas perdas de energia com consequências financeiras.

Os transformadores de distribuição são máquinas de alto rendimento com eficiência em torno de 99%. No entanto, quando instalados em redes elétricas, sob vários níveis de tensão de distribuição, o total das perdas nesta rede é relativamente alto. Um estudo feito pelo Instituto Leonardo Energy [1] mostra que um terço das perdas em sistemas de distribuição e transmissão ocorrem em transformadores e, dois terços no resto do sistema. Maior eficiência geralmente implica em aumento no custo de fabricação e, ao mesmo tempo, redução do custo operacional. Isto porque quanto maior a eficiência, maior é a utilização de materiais de maior tecnologia sendo, portanto, mais caros.

Dentro deste contexto, o custo de fabricação está diretamente ligado à qualidade e à quantidade de material utilizado na produção de um transformador. Da mesma forma, as perdas operacionais deste equipamento estão diretamente ligadas à proporção do material de modo a minimizá-las. O custo total é dependente das perdas do transformador na rede, sendo avaliado em forma de custo de energia para a concessionária e da demanda em determinado circuito da rede. Quanto mais adequada for a potência de um transformador para uma determinada demanda, em determinado circuito, menores são as perdas de energia.

Com base em estudos preliminares realizados para transformadores de 30 kVA, com relação a padrões eficientes, é possível afirmar que em um universo de apenas 30.000 unidades transformadoras é consumido um excesso de energia da ordem de 19.000 MWh/ano [2].

A proposta deste trabalho é o estudo dos custos em função das perdas do transformador. Para a obtenção dos custos é traçada uma metodologia para a formação de superfícies denominadas superfície de fabricação e superfície de custo total. A superfície de fabricação permite uma análise do custo de fabricação e a superfície de custo total, uma análise dos custos operacionais, sugerindo opções mais adequadas de projeto de um transformador para certa curva de demanda.

2. PROJETO

O transformador de distribuição comercializado e fabricado no Brasil deve seguir características elétricas e construtivas estabelecidas nas normas brasileiras. Dentro deste contexto, a NBR 5440 [3] estabelece os padrões construtivos e os limites de perdas operacionais, dentro dos quais os transformadores de distribuição devem ser projetados.

Os parâmetros construtivos do transformador são determinados segundo perdas máximas aceitáveis conforme [3]. As perdas em vazio podem ser balanceadas através do dimensionamento da área e massa do núcleo, enquanto que as perdas sob carga para uma determinada potência podem ser balanceadas através da quantidade de espiras e do dimensionamento dos condutores. O dimensionamento dos condutores afeta diretamente no dimensionamento da janela e distância entre centro de colunas do núcleo.

3. EQUACIONAMENTO

O equacionamento do problema é representado por superfícies que indicam os custos de fabricação e total da parte ativa de um transformador, que são relacionados com as perdas em vazio e em carga. Portanto, esta análise permite verificar o consumo de material no projeto do transformador de acordo com as perdas totais estabelecidas pela NBR 5440. Este equacionamento permite uma análise de custos sob a perspectiva do fabricante de transformadores e da concessionária.

3.1 Custo de Fabricação

O custo de fabricação nesta metodologia é representado por uma superfície que verifica a influência das perdas em vazio e das perdas em carga no custo inicial de um transformador de distribuição. Então, o custo de fabricação considera o consumo e o preço do material utilizado na produção do transformador, e pode ser definido conforme (1).

$$C_{\text{fabricação}} = C_{\text{fixo}} + C_{\text{ferro}} \cdot M_{\text{núcleo}} + C_{\text{cobre}} \cdot M_{\text{cobre}} \quad (1)$$

Onde:

$C_{\text{fabricação}}$ é o custo de fabricação em R\$;

C_{fixo} é o custo fixo em R\$;

C_{ferro} é o custo do material do núcleo em R\$;

C_{cobre} é o custo do cobre em R\$;
 M_{nucleo} é a massa total do núcleo em kg;
 M_{cobre} é a massa total do cobre nos enrolamentos em kg.

3.2 Custo Total

O custo total do transformador de distribuição é dado pela soma dos custos: do transformador no tempo de análise, das perdas em vazio e das perdas em carga de acordo com a demanda, sendo escrito conforme (2).

$$C_{total} = C_{TR/analise} + C_{W0} + C_{WL} \quad (2)$$

Onde:

C_{W0} é o custo das perdas em vazio em R\$;
 C_{WL} é o custo das perdas em carga em R\$;
 C_{total} é o custo total do transformador em R\$;
 $C_{TR/analise}$ é o custo do transformador em R\$;

O custo de aquisição do transformador no tempo de análise dado em (3) é o valor de compra do transformador distribuído ao longo de sua vida útil contabilizado no período de análise.

$$C_{TR/analise} = C_{amortização} \cdot \frac{(1+j)^n - 1}{(1+j)^n \cdot j} \quad (3)$$

Onde:

$C_{amortização}$ é o custo de amortização do transformador no período de análise em R\$;
 n é o período de tempo em anos;
 j é a taxa de juros;

Os custos das perdas em vazio dependem da tarifa cobrada pela perda, da magnitude da mesma, e do valor atual de acordo com (4).

$$C_{W0} = T_{W0} \cdot WN \cdot \frac{(1+j)^n - 1}{(1+j)^n \cdot j} \quad (4)$$

Onde:

WN são as perdas em vazio em W;
 T_{W0} é a tarifa para as perdas em vazio em R\$/MWh;

Em (5) é mostrado o custo das perdas em carga. Este custo é dependente da tarifa, da amplitude da perda, do valor atual e da demanda ao qual este transformador está submetido.

$$C_{WL} = T_{WL} \cdot W_{cu} \cdot \left(\frac{(1+j)^n - 1}{(1+j)^n \cdot j} \right) \cdot \sum_{i=1}^{24} \left(\frac{MVA_i}{MVA_N} \right)^2 \quad (5)$$

Onde:

W_{cu} são as perdas em carga em W;
 T_{WL} é a tarifa para as perdas em carga em R\$/MWh;
 MVA_i é a potência transformada;
 MVA_N é a potência nominal do transformador.

Em (6) são apresentadas as parcelas da amortização durante o período de vida útil do transformador de distribuição, ou seja, o custo de amortização.

$$C_{\text{amortização}} = C_{\text{fabricação}} \cdot \frac{(1+j)^{PV} \cdot j}{(1+j)^{PV} - 1} \quad (6)$$

Onde em (6), PV é o período de vida útil econômica do transformador em anos, definido pela concessionária.

4. METODOLOGIA

A primeira consideração nesta metodologia foi a variação – em 50% acima e abaixo do valor de referência para o transformador padrão – de um parâmetro de entrada no projeto de transformadores, a área transversal do núcleo. Como consequência tem-se uma variação em alguns parâmetros que definem o núcleo, tais como a área circunscrita da coluna do núcleo e do seu diâmetro, e a área da culatra. O fluxo magnético é considerado constante e conforme (7).

$$E_1 = U_1 = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} f \cdot N_1 \cdot \Phi_m = 4,44 \cdot f \cdot N_1 \cdot \Phi_m \quad (7)$$

Onde:

E_1 é a f.e.m. primária em V;

U_1 é a tensão aplicada no terminal primário em V;

f é a frequência em Hz;

N_1 é o número de espiras primárias;

Φ_m é o fluxo magnético em Wb.

O condutor de baixa tensão possui seção retangular e a variação de suas dimensões é realizada de duas formas:

- espessura constante e variação da largura;
- largura constante e variação da espessura.

As duas formas de variação têm influências distintas no projeto, pois a espessura do condutor altera o diâmetro da bobina, enquanto que a largura interfere na altura da janela do núcleo. Conseqüentemente, ocorre também a variação no comprimento médio das espiras.

Com estes valores e com o número de espiras, que é constante, é possível determinar a massa do enrolamento de baixa tensão e suas perdas.

O condutor de alta tensão tem seção circular e a análise da sua influência no projeto foi realizada de duas maneiras:

- diâmetro constante;
- variação do diâmetro.

Onde a variação de sua área é decorrente da variação do seu diâmetro.

O número de espiras por camada depende da relação do diâmetro do fio e altura da janela. Desta forma, é possível determinar as variações nos diâmetros da bobina, no número de camadas, e no comprimento médio das espiras. E com estas variáveis é possível determinar a massa do enrolamento A.T. e, conseqüentemente, suas perdas.

As perdas totais nos enrolamentos podem ser dadas pela soma das perdas nos enrolamentos de B.T. e de A.T. e conforme Figura 1, onde são consideradas as variações com espessura do condutor de B.T. constante, e Figura 2 com a largura do condutor de B.T. constante.

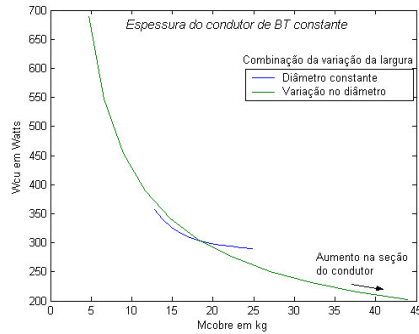


Figura 1 – Massa total versus perda total no cobre com espessura do condutor de B.T. constante [2]

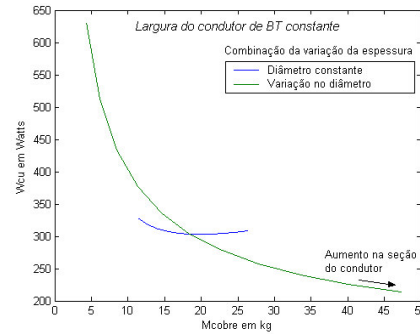


Figura 2 – Massa total versus perda total no cobre com largura do condutor de B.T. constante [2]

Com o aumento da massa de cobre é possível notar que a perda em carga tende a diminuir de forma mais rápida para a variação das dimensões do condutor de B.T. Para o condutor de A.T. nota-se que a variação do seu diâmetro ocasiona uma diminuição das perdas de forma mais lenta quando comparado com o seu diâmetro constante. Isto ocorre até o ponto de intersecção das curvas, a partir da qual, têm-se maiores perdas com o aumento da massa para a variação do condutor de A.T.

O dimensionamento do núcleo depende da altura da janela, da área transversal e da resistência das lâminas de aço silício. E a perda no núcleo depende da massa multiplicada pela perda específica do material, que depende da frequência, da espessura e da indução aplicada. Como a variação da área do núcleo ocasiona uma variação na indução, a perda específica pode ser expressa conforme (8).

$$pe = 1,68 \cdot \left(\frac{B_m}{17000} \right)^2 \quad (8)$$

Onde:

pe é a perda específica em W/kg;

B_m é a indução máxima em T.

A perda específica para a lâmina de aço-silício, de 0,27 mm de espessura e com indução máxima de 1,7 Tesla a 60 Hz é 1,68 W/kg.

Com esses dados é possível determinar as perdas que ocorrem nas colunas do núcleo. Como visto anteriormente a variação na largura do condutor de B.T. influencia diretamente na altura da janela que, quanto maior, menores são as perdas nas colunas. A variação na espessura do condutor influencia a distância entre colunas. A variação da largura do condutor mostra uma lenta diminuição das perdas quando comparado com a variação da espessura. A distância entre colunas está ligada com a área da culatra conforme Figuras 3 e 4.

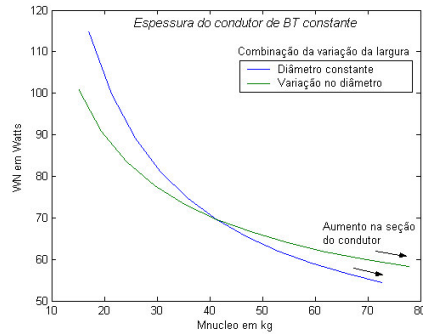


Figura 3 – Massa versus perdas no núcleo com espessura do condutor de B.T. constante ^[2]

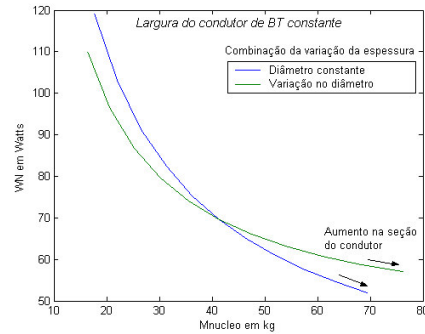


Figura 4 – Massa versus perdas no núcleo com largura do condutor de B.T. constante ^[2]

5. ESTUDO DE CASO

Para a curva de demanda industrial da Figura 5 verificou-se o comportamento das superfícies de custo de fabricação e custo total, ou seja, os pontos de vista do fabricante e da concessionária utilizando um transformador de 30 kVA.

A Figura 6 apresenta a superfície de custo de fabricação para o transformador de 30 kVA com o diâmetro de A.T. constante e sua variação. É possível observar que a variação da espessura do condutor de B.T. apresenta menores perdas quando comparada com a variação da largura. Da mesma forma, para um mesmo custo de fabricação, a curva de variação da espessura apresenta menores perdas. Este fato acontece porque a variação da espessura permite a variação da distância entre colunas, ou seja, tem-se a variação radial da bobina e maior consumo de aço-silício e cobre. A variação da largura do condutor de B.T. ocasiona variação da altura da janela.

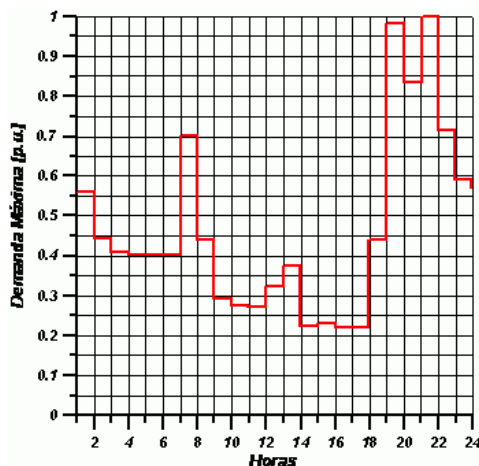


Figura 5 – Demanda industrial típica cedida pela AES-SUL

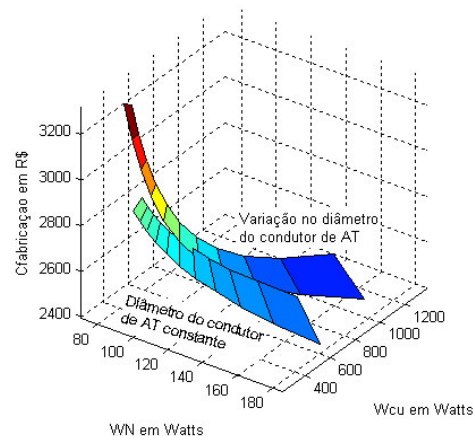


Figura 6 – Superfícies de custo de fabricação para transformador de 30 kVA ^[2]

A Tabela 1 apresenta os custos de fabricação e o custo total, para o transformador calculado considerando a condição particular de uma área de núcleo, no caso 1,5 p.u. Esta Tabela representa um corte transversal nas superfícies para a qual a

massa do núcleo é constante. Uma vez que nestes casos, por problemas de construção, para acomodar as variações de condutores assumidos, a altura das colunas ou comprimento da culatra, ou seja, as dimensões dos núcleos são diferentes. Logo, os projetos para os condutores padrão apresentam custos distintos. O tempo de análise é de 10 anos a uma taxa de juros anual de 8%.

Tabela 1 – Custo de fabricação do transformador de 30 kVA^[2]

Variação do condutor %	Custo de Fabricação, R\$				Custo Total, R\$			
	Espessura constante e Largura variando		Espessura variando e Largura constante		Espessura constante e Largura variando		Espessura variando e Largura constante	
	Diâmetro do condutor de AT				Diâmetro do condutor de AT			
	Constante	Variando	Constante	Variando	Constante	Variando	Constante	Variando
150	2.839,40	3.319,20	2.751,90	3.302,50	3.194,10	3.312,90	3.135,00	3.300,50
140	2.810,70	3.188,40	2.717,70	3.149,80	3.193,90 ⁽²⁾	3.272,70	3.129,90	3.244,70
130	2.782,50	3.069,30	2.684,10	3.013,50	3.197,80	3.248,60	3.129,40 ⁽¹⁾	3.208,60
120	2.755,00	2.961,50	2.651,10	2.892,60	3.206,70	3.242,60	3.134,50	3.193,90
110	2.728,20	2.864,50	2.618,80	2.786,10	3.222,10	3.257,50	3.146,50	3.202,80
100	2.701,90	2.778,00	2.587,20	2.692,90	3.245,60	3.297,60	3.167,20	3.239,40
90	2.676,40	2.701,50	2.556,30	2.612,00	3.279,90	3.369,40	3.199,40	3.309,60
80	2.651,70	2.634,60	2.525,90	2.542,70	3.328,80	3.483,40	3.246,80	3.423,40
70	2.627,70	2.576,80	2.496,20	2.483,90	3.398,30	3.657,00	3.315,70	3.597,10
60	2.604,60	2.527,70	2.466,90	2.434,90	3.498,60	3.921,60	3.415,90	3.860,20
50	2.582,50	2.486,70	2.438,00	2.394,80	3.647,40	4.338,60	3.565,00	4.269,40
Os valores na região cinza se encontram fora do limite das perdas								
Os valores em negrito indicam os resultados para o transformador padrão								
O sobrescrito entre parênteses indica qual a opção do transformador eficiente								

A Figura 7 apresenta as superfícies de custo total para demanda industrial. O ponto de mínimo ocorre na superfície de custo total com diâmetro de A.T. constante sendo R\$ 3.129,40 e considerado como o primeiro transformador eficiente. Este ponto de mínimo ocorre na variação da espessura do condutor de B.T. em 30% acima do valor de referência e com o diâmetro do condutor de A.T. constante e igual ao valor de referência. Este transformador reduz o custo total em 1,20% quando comparado com o transformador padrão. O segundo transformador eficiente tem um custo total de R\$ 3.193,90 com a largura do condutor de B.T. 40% acima do valor de referência com o diâmetro do condutor de A.T. constante e igual ao valor de referência. Este transformador reduz em 1,59% o custo total quando comparado com o transformador padrão.

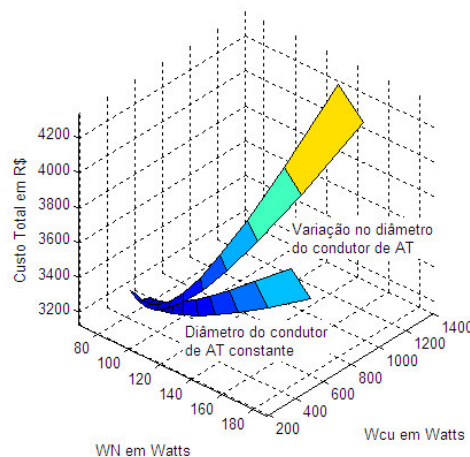


Figura 7 – Superfícies de custo total para consumidor industrial ^[2]

Para este caso o custo das perdas em carga para o primeiro transformador eficiente tem uma redução de 0,13% e para o segundo de 3,95%. A Tabela 3 mostra os valores do consumo de energia de um transformador de 30 kVA com demanda industrial.

Considerando um custo de energia de 93,40 R\$/MWh, tem-se para o primeiro transformador eficiente uma redução de energia de 0,1658 MWh/ano representando uma economia de 15,49 R\$/ano por unidade, com um tempo de retorno de investimento de 9 anos. Para o segundo transformador eficiente tem-se uma redução de energia de 0,2011 MWh/ano economizando, para cada unidade, 18,78 R\$/ano e com um tempo de retorno de investimento de 8 anos.

6. CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta uma proposta para o cálculo de projeto de transformador, de modo a fornecer uma flexibilidade na escolha de um determinado projeto. Esta flexibilidade indica o custo de fabricação e o custo operacional do transformador auxiliando, a concessionária a adquirir um equipamento de acordo com a demanda prevista diminuindo assim as perdas na rede de distribuição.

Quanto maior o fator de energia menor o tempo de retorno de investimento. A metodologia apresentada construiu superfícies de custo tendo como parâmetros as perdas em vazio e as perdas em carga. Através da superfície de custo de fabricação pode-se analisar o efeito da redução das perdas neste custo, assim como na superfície de custo total. A redução das perdas no transformador ocasionou um aumento no custo de fabricação e uma redução no custo total devido ao dimensionamento do transformador adequando à demanda prevista.

Esta proposta foi desenvolvida com o apoio financeiro da AES-SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. resultando em duas Dissertações de Mestrado. Os resultados gerados por esta proposta, com relação à eficiência e retorno de investimento, são equivalentes aos do Instituto Leonardo Energy desenvolvido na Europa. O potencial de economia de energia anual para uma planta com 2,5 milhões de transformadores de distribuição de 30 kVA para uma determinada demanda, segundo os estudos em [2], é: em torno de 502.750 MWh/ano para concessionárias (e economia de 0,2056 Mt de CO₂ por ano) resultando em uma economia de R\$ 46,95 milhões ano.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Leonardo Energy. "Global Energy Savings Potencial from High Efficiency Distribution Transformers". European Copper Institute, October/2004.
- [2] A.F.Picanço, "Avaliação Econômica de Transformadores de Distribuição com Base no Carregamento e Eficiência Energética". Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Abril/2006.
- [3] NBR 5440. "Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição. Características Elétricas e Mecânicas – Padronização", ABNT, Rio de Janeiro/ Brasil/ 1999.
- [4] B.P.Cardoso, "Eficiência de Transformadores de Distribuição". Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Setembro/2005.

ANEXO VI

Qualidade e Eficiência em Transformadores de Distribuição



QUALIDADE E EFICIÊNCIA EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

O uso consciente de energia elétrica é determinante para a capacidade competitiva da indústria. A preocupação com a eficiência energética no País foi reforçada após a crise energética em 2001. Naquele mesmo ano, foi promulgada a Lei 10.295, que tramitava durante uma década no Congresso Nacional. Essa lei estabelece níveis mínimos de eficiência energética ou níveis máximos de gastos para máquinas e equipamentos elétricos e a necessidade de um programa de metas para uma progressiva evolução dos índices.

O processo de regulamentação começou pelos motores elétricos, que gastam 30% de toda a energia consumida no País. Na ocasião, o Governo Federal criou o Selo Procel – um produto desenvolvido e concedido pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. A partir deste projeto vitorioso com os motores elétricos, o Governo também obteve sucesso com a regulamentação de produtos, como geladeiras e lâmpadas fluorescentes compactas e, atualmente, tem-se buscado a regulamentação para transformadores de distribuição, dentre outros produtos.

O País está em franco processo de desenvolvimento e o crescente consumo de energia elétrica pela indústria aponta para a necessidade de adoção de medidas que estimulem o uso

racional deste recurso. Apesar de, para o período 2008-2009, os riscos de racionamento de energia serem baixos, certamente, as incertezas do setor adiam decisões de investimentos e desarticulam processos produtivos, medidas contrárias aos objetivos do País.

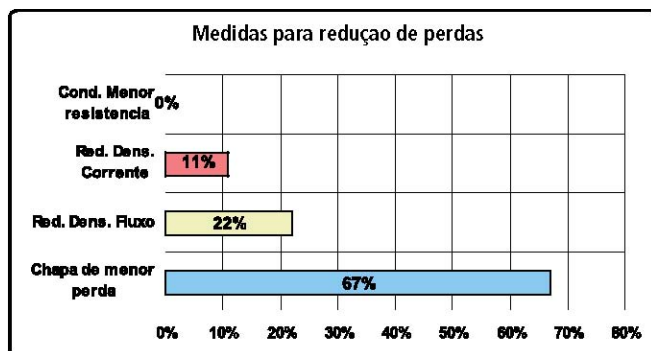
Estima-se que, de 9.484 TWh do consumo mundial de energia elétrica, as perdas em redes de transmissão e distribuição atingiram no ano 2000, 815 TWh, representando um percentual médio de perdas da ordem 8,5%. No Brasil, as perdas de energia elétrica variam entre 16% e 18%, valor elevado considerando a média mundial. A tabela a seguir apresenta percentuais de perdas de energia elétrica em alguns países.

Um dos grandes responsáveis pelas perdas no sistema elétrico são os transformadores de distribuição de média tensão, que contribuem com praticamente um terço do total das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, perdendo somente para as perdas nos cabos e fios, motivo pelo qual se optou direcionar esforços para o transformador de distribuição, no intuito de minimizar a questão das perdas.

Os transformadores de distribuição são equipamentos relativamente simples, tanto do ponto de vista do princípio de funcionamento como do ponto de vista construtivo. Sua função específica é a adequação da tensão de distribuição da rede elétrica à necessidade da carga a ser alimentada, garantindo a qualidade da energia. Entretanto, quando em funcionamento, quer a vazio ou em carga, parte da potência absorvida é dissipada em forma de calor pelos enrolamentos primários e secundários e pelo núcleo, o que tecnicamente se denomina por perdas.

Perdas em transformadores de distribuição

Estima-se que perdas de energia com os transformadores de distribuição no Brasil chegaram a 6.286 GWh, no ano de 2007. Inicialmente, em 1977 foram estabelecidas questões referentes a limites máximos para perdas totais e “a vazio” para todas as classes de potência de transformadores pela norma ABNT-NBR 5440 que teve sua última revisão em 1997. Algumas concessionárias de energia elétrica utilizam o artifício de capitalização de perdas há alguns anos para melhorar esta questão na aquisição de transformadores. Para a indústria de transformadores, há alternativas, como a utilização de chapas de aço silício com menor perda específica, ou a redução da densidade de fluxo magnético no núcleo ou a redução da densidade de corrente nos enrolamentos. O gráfico a seguir apresenta, sob a ótica dos fabricantes, o grau de importância para alguns desses itens.

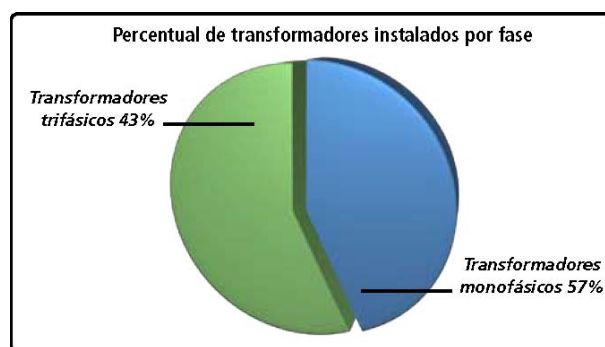


Fonte: Pesquisa IEL / CNI / Eletrobrás – Perfil da Indústria Nacional de Transformadores (Jan/2007)

De acordo com a pesquisa realizada pelo Centro de Pesquisas de energia Elétrica (CEPEL) e pelas Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) com as concessionárias de energia elétrica, verificou-se que o parque nacional possui aproximadamente três milhões de transformadores, entre equipamentos das concessionárias e particulares. Estima-se que existam equipamentos em operação com tempo de utilização superior a 25 anos, com diferentes graus de obsolescência e níveis acentuados de perdas. Os gráficos a seguir apresentam a composição do parque nacional de transformadores de distribuição e o percentual de transformadores instalados por fase.



Fonte: Relatório sobre as vantagens econômicas e as dificuldades para compra de transformadores de distribuição com menores perdas. Elaborado pela MCPAR Engenharia - Pesquisa IEL / CNI / Eletrobrás (Jul/2008)



Fonte: Pesquisa IEL / CNI / Eletrobrás – Perfil da Indústria Nacional de Transformadores (Jan/2007)

A INDÚSTRIA NACIONAL DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

A indústria nacional de transformadores de distribuição é composta por 32 fabricantes, destes, nove empresas são responsáveis por 90% do mercado interno. As regiões sudeste e sul, por abrigarem os principais mercados consumidores de energia elétrica do País, concentram 76,2% dos fabricantes de transformadores.



Fonte: Pesquisa IEL / CNI / Eletrobrás – Perfil da Indústria Nacional de Transformadores (Jan/2007)

A maioria da indústria nacional produz transformadores de qualidade que obedecem a padrões internacionais, mas o seu uso ainda não está disseminado. O aumento de desempenho destes equipamentos e, conseqüentemente, a redução das perdas de energia elétrica na rede de distribuição, maior segurança dos sistemas de distribuição e melhor atendimento ao consumidor final são os grandes desafios do setor.

Com o advento da globalização, a distância entre produtos industrializados e consumidor final foi reduzida drasticamente e a concorrência aumentou significativamente. A busca excessiva pela maximização de lucros no menor período de tempo tem contribuído para o desenvolvimento de mercados marginais em que empresas trabalham com preços reduzidos em detrimento da qualidade e eficiência do produto. Entretanto, ainda é possível verificar fabricantes bem estruturados perdendo mercado em detrimento de fabricantes menores. Até pouco tempo atrás isto era impensável, porém, no cenário atual, em que o menor preço possível é fator primordial para aquisição de um equipamento e o baixo rigor das normas privilegia fabricantes não estruturados, precisam apenas atender às “exigências” da norma.

Em razão da necessidade de melhoria da eficiência das redes de distribuição, da relevância atual do mercado de transformadores de distribuição e dos diversos estímulos do Governo Federal ao uso racional e eficiente de energia elétrica, o Instituto Euvaldo Lodi – Núcleo Central (IEL/NC), a Eletrobrás e a Confederação Nacional da Indústria (CNI) estão desenvolvendo o projeto Qualidade e Eficiência Energética em Transformadores de Distribuição, no âmbito do Protocolo de Cooperação Técnica e Financeira, assinado em 2004. O projeto visa promover as condições necessárias para um melhor desenvolvimento tecnológico dos transformadores de distribuição fabricados no País.

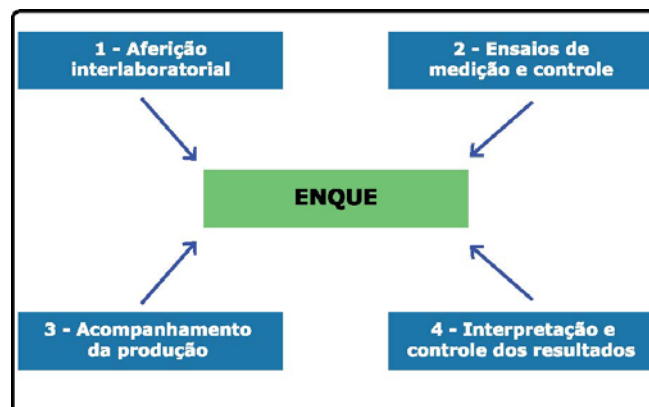
PROJETO “QUALIDADE E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO”

O trabalho, ora em desenvolvimento, busca levantar o atual estágio técnico da indústria nacional de transformadores de distribuição e, por meio de uma maior integração entre indústrias, centros de pesquisas, universidades e laboratórios particulares, pretende identificar soluções capazes de elevar o nível de eficiência energética dos transformadores de distribuição. Além disso, há a preocupação de que os transformadores reconicionados obedeçam a um nível mínimo de qualidade e eficiência energética.

O projeto busca equiparar as técnicas de medição nos ensaios elétricos em transformadores, eliminando as distorções nos resultados. Dessa forma, espera-se que todas as informações disponibilizadas tenham a mesma base técnica.

Com base em normas técnicas brasileiras, será criada uma etiqueta, nos moldes do que é feito com os produtos da linha branca que recebem o selo Procel, dando informações técnicas úteis relativas aos produtos que os consumidores pretendam adquirir. As informações serão fornecidas pelos fabricantes após aferição interlaboratorial de seus sistemas de medição, controlada mediante ensaios de acompanhamento realizados por laboratório de referência, avaliados e credenciados pelo Cepel.

Ao final do primeiro período, os fabricantes que apresentarem os melhores índices de eficiência serão premiados com um Selo de Qualidade – Selo PDTI –, que representará um diferencial de mercado e, porque não dizer, um estímulo para novos investimentos na modernização do seu parque industrial. A figura a seguir apresenta um resumo das etapas do processo de certificação.



Fonte: Pesquisa Eletrobrás / CEPEL sobre a situação dos transformadores instalados nos sistemas de distribuição das concessionárias de energia elétrica. (Mai/2006)

É importante ressaltar o alto índice de adesão da indústria e de toda a cadeia produtiva ao projeto. O setor espera que a demanda por transformadores de qualidade aumente a partir do momento em que a eficiência energética se tornar compulsória, como aconteceu com os motores elétricos.

Espera-se que, em um futuro bem próximo, não haja mercados para equipamentos que não priorizem a eficiência energética, questão vital no desenvolvimento auto-sustentado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Revista Interação – Instituto Euvaldo Lodi – Ano 16 / Nº. 181 – Abril 2007;
- Pesquisa Eletrobrás/CEPEL sobre a situação dos transformadores instalados nos sistemas de distribuição das concessionárias de energia elétrica (Mai/2006);
- Pesquisa IEL – Relatório de levantamento de dados de fabricantes de transformadores de distribuição;
- Relatório sobre as vantagens econômicas e as dificuldades para compra de transformadores de distribuição com menores perdas. Elaborado pela MCPAR Engenharia – Pesquisa IEL/CNI/Eletrobrás (Jul/2008);
- Web site da Eletrobrás – www.eletrobras.gov.br | <http://www.eletrobras.com.br/elb/portal/data/Pages/LUMIS0389BBA8PTBRIE.Htm>
- Regulamento Específico de Utilização da Etiqueta Nacional de Qualidade Energética (Enque).

Geraldo Magela Martins é engenheiro eletricista, coordenador de projetos de eficiência energética na federação das indústrias do estado de minas Gerais, por meio do Instituto Euvaldo Lodi (IEL/NRMG).

ANEXO VII

Eficiência Energética – Transformadores de Distribuição



ENERGY EFFICIENT DISTRIBUTION TRANSFORMERS

A SMALL EFFICIENCY IMPROVEMENT = A LARGE ENERGY GAIN

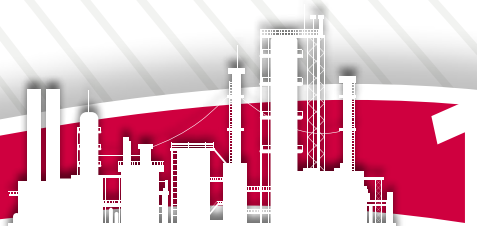
Electricity network losses vary substantially between countries worldwide. Figures range from less than 4% to more than 20%. There is obviously significant room for improvement in many — if not most — countries. **A major potential for reducing network losses lies in distribution transformers.**

Distribution transformers are used by utility companies to transform the electricity from a voltage level of 1 to 50 kV – the level at which the power is transported locally and supplied to many industrial consumers – to a voltage level ranging between 120 V and 1 kV – typically used by residential consumers and the tertiary sector.

Significant energy savings can be realized in industrial distribution transformers as well as those on the public grid.

Distribution transformers may seem to have relatively high energy efficiency compared to other electrical equipment. Efficiencies range between 90% and 99%. However, they work in continuous operation and have a long life span — typically 30 to 40 years. As a result, **a small efficiency increase can add up to significant energy savings over the lifetime of the transformer.**

- ▲ Switching to energy efficient distribution transformers can save Europe 18.5 TWh in annual electricity consumption (EU-25). This is equivalent to the annual production of 3 nuclear power stations (1,000 MW).
- ▲ These losses represent an annual operating cost to industrial and residential users of €1 billion, as well as 7 million t/yr of CO_{2eq} emissions
- ▲ In the large majority of cases, energy efficient distribution transformers have an attractive Life Cycle Cost



HOW ENERGY LOSSES CAN BE MINIMISED

ENERGY LOSSES IN DISTRIBUTION TRANSFORMERS

A distribution transformer consists of an iron core, with a limb for each of the phases (see illustration). Around each limb, there are two windings: one with a large number of turns connected to the higher voltage side, and one with a low number of turns connected to the low voltage.

The energy losses fall into three distinct classes:

- ▲ **No-load losses:** caused by hysteresis and eddy currents in the transformer core. It is a constant energy loss that is present from the moment the transformer is connected. In the average European distribution grid, no-load losses represent about 70% of the total loss.
- ▲ **Load losses:** caused by resistive losses in the windings and leads, and by eddy currents in the structural steelwork and windings.
- ▲ **Cooling losses:** some transformers require fan cooling — leading to extra energy consumption. The larger the intrinsic losses of the unit, the greater the need for cooling and the higher the energy consumption by the fan. Cooling losses are relatively small compared to load and no-load losses.

SEVERAL PROVEN TECHNICAL SOLUTIONS EXIST TO IMPROVE THE ENERGY EFFICIENCY OF A DISTRIBUTION TRANSFORMER:

- ▲ No-load losses can be reduced by improved design, assembling and selection of materials for the core
- ▲ Load losses are proportional to the square of the load current. They can be reduced by increasing the cross section of the windings.
- ▲ The energy consumption for cooling needs can be reduced by keeping the other types of energy losses low.

By combining those techniques, a Best Available Technology distribution transformer can be built which also has — in the large majority of cases — the lowest Life Cycle Cost (LCC).

AMORPHOUS CORE TRANSFORMERS (AMT)

An amorphous core transformer (AMT) uses amorphous metal alloy strips for its magnetic circuit. This allows building transformers with very low no-load losses (up to 70% less than conventional types). Because of the flexible structure of the core, the capacity of amorphous core transformers is currently limited to 10 MVA. Amorphous core transformers are 5 to 20 % heavier than conventional transformers of the same capacity.

HARMONIC CURRENTS INCREASE LOSSES

The energy efficiency of a transformer is also negatively influenced by 'harmonic currents'. Harmonic currents are distortions that are inherent to the electrical power of the grid, albeit grid operators try to keep them as low as possible. On the average European public grid, harmonic currents result in an extra energy loss in distribution transformers of about 10 % (source: SEEDT project). Apart from that, harmonic currents also reduce a transformer's lifespan.



EFFICIENCY CATEGORIES OF TRANSFORMERS

The two main types of distribution transformers are oil-immersed and air-cooled. The European voluntary standard EN 50464-1 divides oil-filled transformers into several categories of losses. The resulting efficiencies range between 96% and 99%. Despite of this, the average operating efficiency of distribution transformers in the EU-27 is still only 93.38% (source: SEEDT project).

Air-cooled types (or the so-called dry transformers) are used in places with a high fire risk or specific working conditions. In general they have lower energy efficiency, but can reach higher efficiencies if they are tailor-made.

LONG LIFE CYCLE AND CONTINUOUS OPERATION

Distribution transformers have a life cycle of 30 to 40 years and work in continuous operation mode. Consequently, a small energy efficiency difference can add up to significant savings.

In many companies and organisations however, the purchasing budget is separated from the operational budget. As a result, purchasing decisions are often based solely on the delivery price, instead of taking the TCO into account. Such decisions will result in a negative impact lasting for decades.

TOTAL COST OF OWNERSHIP (TCO), ASSET MANAGEMENT, EXTERNALITIES

Operating losses typically represent 30% to 70% of the TCO of distribution transformers. The pay-back periods for investing in high-efficiency transformers are relatively short, often less than two years. The Internal Rate of Return in efficient transformers is consistently above 10% and sometimes as high as 70%.

In addition to the TCO considerations, increasing the efficiency of distribution transformers also results in environmental benefits and in a reduction of externalities (reduced CO₂, NO_x and SO_x emissions).

ENDESA EFFITRAFO PROJECT PROVES PROFITABILITY

In the framework of the Effitrafo Project, grid operator Endesa (Spain) exchanged transformers that merely fulfilled national standards by high efficiency transformers. The energy losses were reduced by 50 to 80%, while the pay-back period of the new transformers was only 1-2 years. For each 400 kVA transformer on their grid, this operation resulted in an annual energy saving of 5.5 MWh, which is equivalent to 30 washing machines turning non-stop for one year.

ECI AND ENERGY EFFICIENT DISTRIBUTION TRANSFORMERS

In 2005, the European Copper Institute (ECI) published a paper on the benefits of energy efficient distribution transformers, targeting EU policy makers. This paper was the result of years of intensive intelligence gathering and analysis.

ECI also participates in SEEDT, a project within the framework of the Intelligent Energy programme of the European Union. SEEDT builds the business case for development and diffusion of energy efficient distribution transformers. For the SEEDT project, ECI works in collaboration with the NTUA (Greece), Wuppertal Institute (Germany), and ENDESA (Spain).

Since 2006, the Leonardo ENERGY programme, managed by ECI, regularly reports on the latest developments in transformer efficiency standards, regulation, and technology.

HOW TO PROMOTE ENERGY EFFICIENT TRANSFORMERS

Based on the realities of the market over the last 10 years, to ensure that all economic and environmental benefits of high efficiency transformers are harvested, ECI stresses that new regulation is required.

The following regulatory steps are recommended:

▲ Set Minimum Efficiency Performance Standards (MEPS)

MEPS can phase out the lowest energy efficiency levels. An international benchmark can help to adequately define those levels. Strict and enforceable minimum standards will stimulate innovative manufacturers and ensure that they profit from current and past R&D investments.

▲ A voluntary scheme for premium efficiency levels

Such a scheme is preferably established within the context of a broader voluntary programme for energy conservation.

▲ Promote Life Cycle Costing (LCC)

Promoting LCC as a best practice for equipment purchasing will indirectly promote energy efficient distribution transformers, since the latter have, in most cases, the lowest LCC.

Electrical grid operators are often subjected to a regulatory framework that prevents – instead of provides incentives – to invest in equipment with a low LCC but a high initial purchase price. Establishing regulatory schemes that support investments in low LCC equipment is required.

To spread 'life cycle thinking' as a general policy in private companies, it should be included in the requirements for EMAS certification (Eco-Management and Audit Scheme). The LCC practices of the company would then be verified during the EMAS certification audit. Similarly, the future ISO 50001 for Energy Management should also include a chapter on LCC practices.

ENVIRONMENTAL, ECONOMICAL, AND GEOPOLITICAL ADVANTAGES

Fully implementing Best Available Technologies for distribution transformers could save the EU 18.5 TWh per year in electricity consumption. This corresponds to a generating capacity of 4,000 MW, equivalent to:

- ▲ 3 nuclear power stations (1,000 MW)
- ▲ 11 fossil fuel power units (350 MW)
- ▲ One third of the EU's total 2007 wind capacity (56.531 MW with an average capacity factor of 0.21%)

EU advantages are environmental, economic, and geopolitical:

- ▲ A 7 million tonne annual reduction in CO_{2eq} emissions
- ▲ Significant reductions in NO_x, SO₂ and dust emissions
- ▲ A €4.5 billion reduction in capital investments for new generating capacity
- ▲ An annual €1 billion saving in operating costs
- ▲ A reduced dependency on fossil fuel imports

If you are interested in receiving ECI's report on Energy Efficient Distribution Transformers, please contact

Roman Targosz
Project Manager — Electricity & Energy
www.leonardo-energy.org



ANEXO VIII

Relatório Final do Projeto Piloto – Transformador de Distribuição Eficiente

ICA - International Copper Association

"PROJETO PILOTO: TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO EFICIENTE"

ESTUDO DE CASO: COMUNIDADE DE PARAISÓPOLIS – SÃO PAULO – BRASIL

Objetivo: Divulgar a viabilidade econômica do estudo de caso nos transformadores de distribuição eficientes e comparar com o anteprojeto, realizado antes das instalações dos transformadores eficientes.

Principais autores, revisores e editor:

Eng^a Alessandra Picanço – LAT-EFEI
Eng^o Diego Lopes Coriolano – LAT_EFEI
Professor Dr. Manuel Luís Barreira Martinez – LAT-EFEI
Eng^o Eduardo Gradiz - Procobre

Coordenador do laboratório de AT – Universidade Federal de Itajubá

Nome: Manuel Luís Barreira Martinez

Tel.: (35) 3622-3546

E-mail: martinez@lat-efei.org.br

Gerência de Engenharia da Distribuição e Automação - AES Eletropaulo

Nome: Antonio João Monteiro

Tel.: (11) 2195-7169

E-mail: antonio.monteiro@aes.com

Procobre – Instituto Brasileiro do Cobre

Nome: Glycon Garcia Júnior

Tel.: (11) 3816-6383

E-mail: ggarcia@copper.org

ICA - International Copper Association

"PROJETO PILOTO: TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO EFICIENTE"

ESTUDO DE CASO: COMUNIDADE DE PARAISÓPOLIS – SÃO PAULO – BRASIL

Outubro 2008

Editor:

Eduardo Gradiz (1)

Principais autores e revisores:

Alessandra Picango (2)

Diego Lopes Coriolano (2)

Manuel Luís Barreira Martinez(2)

(1) Procobre – Instituto Brasileiro do Cobre

(2) Universidade Federal de Itajubá – Itajubá – MG – Brasil

Projeto do Transformador de Distribuição Eficiente

1. Introdução

Os transformadores de distribuição são máquinas de alto rendimento e, quando bem projetados e fabricados com matéria prima de alta qualidade, possuem eficiência em torno de 99%. No entanto, quando instalados em redes elétricas sob vários tipos de curvas de cargas (industrial, residencial, comercial e rural) e sujeitos a alterações nos níveis de tensão ao longo da rede de distribuição, o total das perdas na rede é relativamente alto. Um estudo feito pelo *Instituto Leonardo Energy*, mostra que um terço das perdas, em sistemas de distribuição e transmissão, ocorre em transformadores, e dois terços no resto do sistema.

Os fatores econômicos e ambientais associados com as perdas de energia têm despertado interesses nos transformadores de distribuição eficientes. Os transformadores eficientes podem ser uma excelente decisão para a redução de custos operacionais da indústria e das perdas nas redes de distribuição. Por esta razão, em muitas partes do mundo, agências reguladoras estão promovendo, ativamente, os transformadores eficientes de energia e as indústrias descobrindo os benefícios financeiros de incorporá-los aos seus sistemas.

A Figura 1 apresenta uma avaliação entre as perdas relativas de um transformador de distribuição monofásico de 100 kVA eficiente e um transformador padrão. Observa-se que o transformador eficiente apresenta menores perdas no intervalo de 30% a 160% da carga.

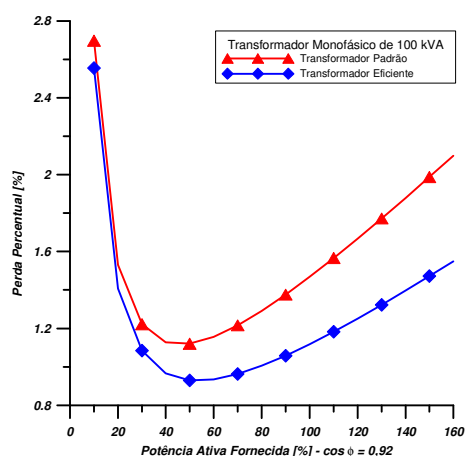


FIGURA 1 – CURVAS DE EFICIÊNCIA PARA OS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 100 KVA PADRÃO E EFICIENTE.

2. Objetivo

Este resumo tem como principais objetivos:

- A divulgação da viabilidade econômica do estudo de caso nos transformadores de distribuição eficientes, instalados na rede da comunidade de Paraisópolis, a segunda maior favela da cidade de São Paulo.
- Realizar uma comparação com o anteprojeto, realizado antes das instalações dos transformadores eficientes, com o resultado obtido após o período de análise da região.

3. Metodologia do Projeto

A demanda sugerida para a comunidade de Paraisópolis é mostrada na figura 2, esta curva tem importância no projeto do transformador eficiente, pois é utilizada para o cálculo das perdas capitalizadas e garante com maior segurança a carga típica da região e evita perdas econômicas com o sobredimensionamento do equipamento.

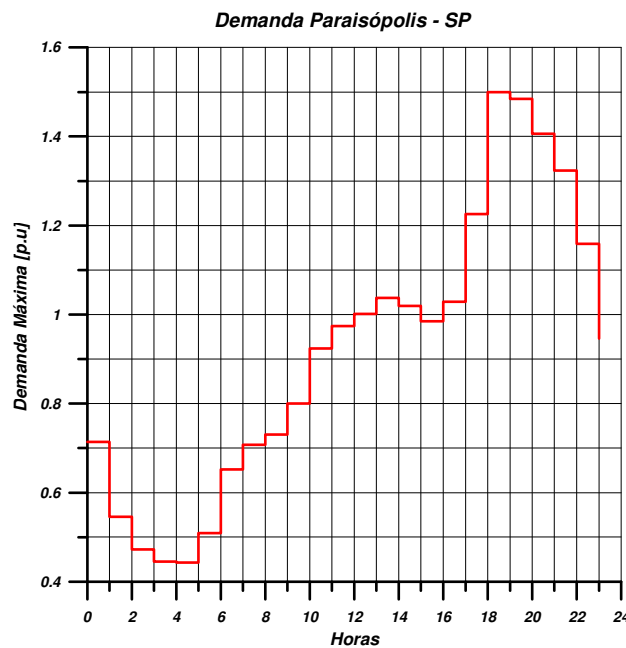


FIGURA 2 – DEMANDA SUGERIDA PARA A COMUNIDADE DE PARAIÓSÓPOLIS NA REGIÃO DE CONCESSÃO DA AES ELETROPAULO

O fator de energia consumida (FE), calculado para a região, com base na figura 2, é de 22,66. Conforme o gráfico é possível projetar um transformador eficiente adequado para atender a necessidade de demanda da região.

Outro aspecto importante é a construção de superfícies de custo de fabricação e custo total, que indicam as possibilidades de construção versus perdas. Estas superfícies são construídas a partir do equacionamento da quantidade da matéria prima utilizado no projeto e seus valores de mercado, e das perdas em operação do transformador, submetidas a parâmetros econômicos.

Para realizar um projeto de um transformador, seja padrão ou eficiente, deve-se usar a equação (1) que indica o custo de fabricação do equipamento onde são consideradas as massas e os custos dos materiais.

$$C_{Fabricação} = C_{Fixo} + C_{Ferro} \cdot M_{Nucleo} + C_{Cobre} \cdot M_{Cobre} \quad (1)$$

Onde:

$C_{Fabricação}$ é o custo de fabricação em R\$;

C_{Fixo} é o custo fixo em R\$;

C_{Ferro} é o custo do material do núcleo em R\$/kg;

C_{Cobre} é o custo médio do cobre (esmalçado e retangular) em R\$/kg;

M_{Nucleo} é a massa total do núcleo em kg;

M_{Cobre} é a massa total do cobre nos enrolamentos em kg.

Para o cálculo de custo total do transformador de distribuição deve-se usar a equação (2) que considera as perdas em vazio e sob carga do equipamento.

$$C_{Total} = C_{TR / Analise} + C_{W0} + C_{WL} \quad (2)$$

Onde:

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

$C_{TR / Analise}$ é o custo do transformador no período de análise em R\$;

C_{W0} é o custo das perdas em vazio em R\$;

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

4. Análise Econômica

A análise econômica é baseada nos dados fornecidos pela AES - Eletropaulo. O custo de energia consumida é de 281,72 R\$/MWh, o tempo de análise é de 10 anos e a taxa de juros é de 10% ao ano.

O anteprojeto obteve um *pay-back*, tempo de retorno do investimento, menor que um ano e uma economia por substituição da unidade de R\$ 460,78/ano.

O transformador apresentou perdas em vazio igual a 297 Watts e perdas no cobre (em carga) iguais a 802 Watts. A redução nas perdas em carga calculada foi de 26,30%. A unidade padrão apresenta perdas em vazio e em carga iguais a 237 Watts e 1114 Watts, respectivamente.

A carga média do transformador eficiente, obtida nas medições, considerando um ciclo de carga e distribuição ao longo do dia, para uma "Semana Típica de 7 Dias", é representada na figura 3.

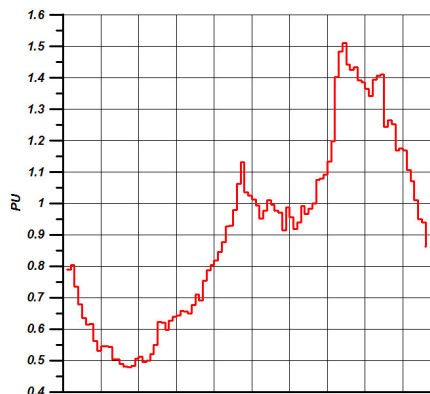


FIGURA 3 – CARGA MÉDIA DAS MEDIÇÕES NO TRANSFORMADOR EFICIENTE

A Tabela 1, construída a partir do modelo, com base em uma distribuição normal, apresenta o Fator de Energia médio do transformador, a redução do custo total, o tempo de retorno do investimento e a economia de energia e de capital, pela substituição da unidade padrão, pela eficiente.

TABELA 1 – RESULTADOS OBTIDOS DA MEDIÇÃO EM TRANSFORMADOR DA COMUNIDADE DE PARAISÓPOLIS.

<i>FE Médio</i>	<i>Redução do Custo Total, %</i>	<i>Economia de Energia, MWh/ano</i>	<i>TRI, anos</i>	<i>Economia por Substituição da Unidade, R\$/ano</i>
<i>21,83</i>	<i>12,02</i>	<i>1,96</i>	<i>1,42</i>	<i>552,28</i>

O Fator de Energia Consumida (FE) indica o tempo total durante um dia (24 horas), se o transformador operar na condição de plena carga. O tempo de retorno do investimento é de aproximadamente 1 ano e 5 meses. A economia anual, por substituição desse transformador, é dada pela multiplicação do custo de energia consumida pela economia de energia, que para esse estudo, foi de R\$552,28 (Quinhentos e Cinquenta e Dois Reais e Vinte e Oito Centavos).

5. Conclusão

Como se pode observar na tabela 1, a substituição de transformadores padrão por eficientes, quando feito um estudo estatístico da carga, apresenta viabilidade econômica.

Como consequência, há também uma redução na energia consumida por ano, representando uma contribuição para a redução do aquecimento global que nos dias atuais é uma preocupação mundial.

As dimensões dos transformadores eficientes diferem do padrão, pois apresenta maior massa no núcleo e nos enrolamentos. Pela equação (1) percebe-se um aumento no custo de fabricação o que explica o investimento inicial na substituição. Porém essa diferença de custo é compensada pela diminuição das perdas em vazio e sob carga como mostra a equação (2).

O Fator de energia, FE, estimado na comunidade de Paraisópolis foi de 22,66 e o transformador eficiente instalado apresentou um FE de 21,83. Por essa razão, a substituição apresentou uma economia conforme prevista no anteprojeto. Por apresentar um menor FE, comparado ao previsto, o tempo de retorno do investimento foi de 1,42 anos.



OS GRÁFICOS REPRESENTAM OS CUSTOS DO TRANSFORMADOR PADRÃO E EFICIENTE NUMA LINHA DE TEMPO PARA O TRANSFORMADOR ET-67469 COM UMA POSSÍVEL VARIAÇÃO DO FATOR DE ENERGIA.

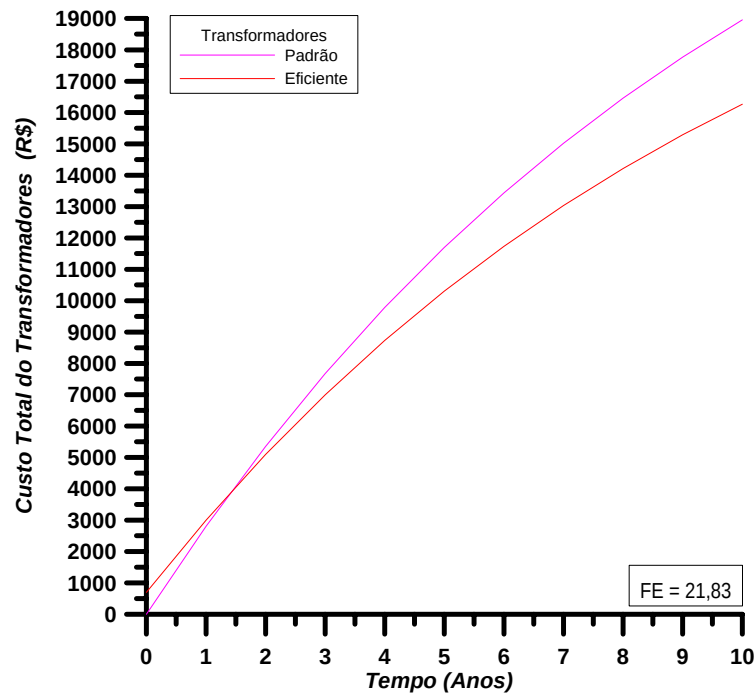


FIGURA 1: CUSTOS DOS TRANSFORMADORES PARA UM FE DE 21,83 (TRI = 1,42 ANOS)

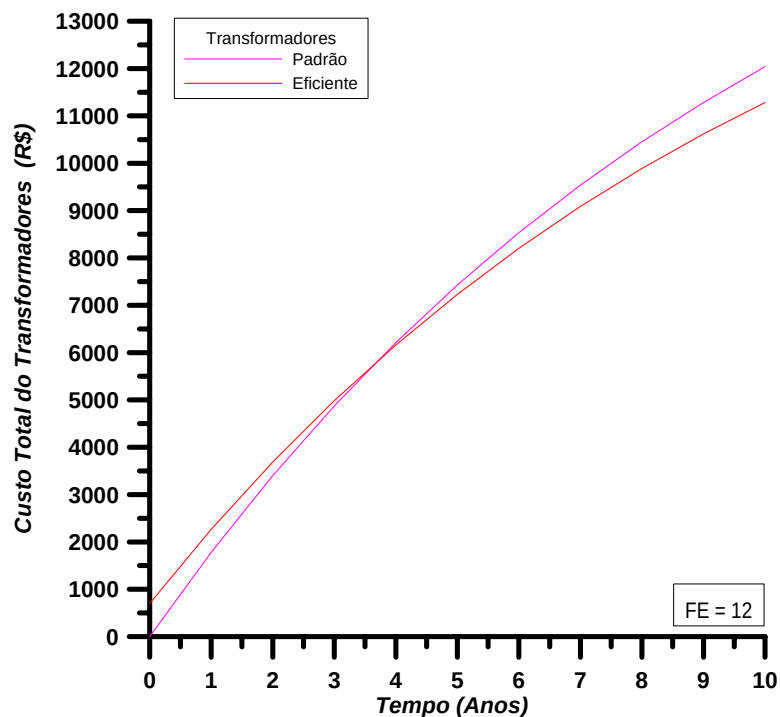


FIGURA 2: CUSTOS DOS TRANSFORMADORES PARA UM FE DE 12 (TRI = 3,67 ANOS)